

FRAUNHOFER-INSTITUT FÜR WINDENERGIE UND ENERGIESYSTEMTECHNIK, KASSEL

INSTITUT FÜR ELEKTRISCHE ANLAGEN UND ENERGIEWIRTSCHAFT, RWTH AACHEN, AACHEN

STIFTUNG UMWELTENERGIERECHT, WÜRZBURG

ROADMAP SPEICHER

SPEICHERBEDARF FÜR ERNEUERBARE
ENERGIEN – SPEICHERALTERNATIVEN –
SPEICHERANREIZ – ÜBERWINDUNG
RECHTLICHER HEMMNISSE

Endbericht

Gefördert durch:



Bundesministerium
für Wirtschaft
und Energie

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

ROADMAP SPEICHER

Bestimmung des Speicherbedarfs in Deutschland im europäischen Kontext und Ableitung von technisch-ökonomischen sowie rechtlichen Handlungsempfehlungen für die Speicherförderung

Endbericht

Dr. Carsten Pape (Projektleiter, Fraunhofer IWES)

**Norman Gerhardt, Philipp Härtel, Angela Scholz, Rainer Schwinn (Fraunhofer IWES)
Tim Drees, Andreas Maaz, Jens Sprey, Dr. Christopher Breuer, Prof. Dr. Albert Moser (IAEW)
Frank Sailer, Simon Reuter, Thorsten Müller (Stiftung Umweltenergierecht)**

Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (Fraunhofer IWES)
Institutsteil Kassel (Kordinator)

Auftraggeber: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
Förderkennzeichen: 0325327A, 0325327B, 0325327C

Projektpartner: Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft (IAEW)
Rheinisch-Westfälische Technische Hochschule Aachen – Fakultät 6: Elektrotechnik und Informationstechnik

Stiftung Umweltenergierecht
Würzburg

November 2014

Inhalt

Abstract	7
1 Hintergrund und Motivation	9
2 Kernaussagen	13
3 Einleitung	15
4 Vorgelagerte Residuallastanalyse	17
5 Methodik, Modelle und Verfahren	25
5.1 Modellierung von Einflussfaktoren auf den Speicherbedarf	25
5.1.1 Knotenscharfe Einspeisungen auf Basis erneuerbarer Energien	25
5.1.2 Prognosefehler der Stromeinspeisung durch Windenergie- und Photovoltaikanlagen	27
5.1.3 Dimensionierung des Regelleistungsbedarfs	28
5.1.4 Lastmanagement.....	29
5.1.5 Flexibilität von KWK-Anlagen, Biomasse befeuerten Anlagen und CSP-Anlagen ...	31
5.2 Modellierung und Bewertungsmethodik für den mittelfristigen Zeitbereich	33
5.2.1 Gesamtwirtschaftliche Speichersimulation	33
5.2.2 Betriebswirtschaftliche Speichersimulation.....	38
5.3 Modellierung und Bewertungsmethodik für den langfristigen Zeitbereich	39
5.3.1 Optimierte europäische Ausbauplanung	40
5.3.2 Detaillierte Kraftwerkseinsatzoptimierung Deutschlands	42
5.3.3 Gesamtbewertung	44
6 Allgemeine Annahmen	45
6.1 Betrachtungsbereich.....	45
6.2 Szenarioannahmen.....	46
6.2.1 Annahmen zum Erzeugungssystem	46
6.2.2 Annahmen zur Flexibilität von thermischen Kraftwerken, CSP- und KWK-Anlagen sowie mit Biomasse befeuerten Anlagen	50
6.2.3 Kostenannahmen	53
6.2.4 Technische Potenziale für Speicher	56
6.2.5 Entwicklung des Prognosefehlers der erneuerbaren Energien und der Last	60
6.2.6 Abregelung der Einspeisung aus EE-Anlagen	61
6.2.7 Exkurs – Betriebskonzepte und PV-Eigenstromverbrauch	62
6.2.8 Annahmen zum Übertragungsnetz(-ausbau)	63
6.3 Szenarioüberblick	65
7 Ermittelter Bedarf für Stromspeicher	69
7.1 Mittelfristiger Speicherbedarf	69
7.1.1 Dimensionierter Regelleistungsbedarf	69
7.1.2 Gesamtwirtschaftliche Speichersimulation	71
7.1.3 Betriebswirtschaftliche Speichersimulation.....	82
7.2 Langfristiger Speicherbedarf	85
7.2.1 Ergebnisse der europaweiten Ausbauplanung	85
7.2.2 Ergebnisse der Detailrechnung für Deutschland mit iterativem Speicherzubau	90

8	Rechtliche Analyse	95
8.1	Genehmigungsrechtliche Anforderungen an Stromspeicher	95
8.2	Energierrechtliche Anforderungen an Stromspeicher	98
8.3	Kostenbelastung von Stromspeichern.....	99
8.3.1	Netzentgelte	99
8.3.2	Netzentgeltgewälzte Abgaben, Umlagen und Kosten	100
8.3.3	EEG-Umlage.....	101
8.3.4	Stromsteuer	102
8.3.5	Wasserabgaben	102
8.3.6	Zusammenfassende Übersicht	103
8.4	Entflechtungsrechtliche Vorgaben an Stromspeicher	105
8.5	Europa- und verfassungsrechtliche Anforderungen an eine mögliche Speicherförderung	105
8.6	Überblick wichtiger Handlungsempfehlungen und Prüfaufträge.....	106
8.7	Rechtlicher Ausblick	108
9	Fazit.....	109
	Literaturverzeichnis.....	112
	Anhang.....	116
	Abbildungsverzeichnis.....	124
	Tabellenverzeichnis.....	126

Abstract

Due to climate protection goals as well as an increasing scarcity of natural resources, the transformation of the energy supply system is necessary in the foreseeable future. One aspect of the structural change is the German “Energiewende” and the nuclear phase-out until 2022 which affect the electrical energy system both on a German and on a European level. By increasing the share of renewable energy sources (RES) in the electricity production a large potential for the reduction of greenhouse gas emissions can be realized. This leads to the installation of a large amount of generation units based on wind and solar power, especially in Germany. The intermittent power feed-in of these technologies results in major challenges for the electricity and the balancing markets since additional flexibility is needed to compensate times of low feed-in and forecast errors. Another challenge is the transportation of the produced electricity from areas with high feed-in by units based on wind and solar power to the load centers resulting in more grid congestions and further complications during network operation. In order to integrate more generation capacity from RES into the system additional flexibilities have to be developed. One option is the installation of additional storage capacities in the German electricity system. The required amount of storage capacities depends on various factors. Other flexibility options, as for example higher flexibility on the demand side, can reduce the amount of flexibility necessary for RES integration. The future demand for additional storage and beyond that the question of which flexibility alternative should be utilized in an optimum system configuration is subject to high uncertainties. Therefore, the research project “Roadmap Speicher” analyzes the demand for additional storage in correlation with an increased share of RES for different scenarios.

The analysis differentiates between a mid-term perspective, in which a share of RES between 45%¹ and 69% has to be integrated into the German electricity system (26%-37% in Europe), and a long-term perspective holding a RES share of 88% in Germany (82% in Europe). For the mid-term perspective the European electricity system is being simulated in high detail taking into account existing grid expansion projects and the expected generation fleet for the years 2020 and 2030. The cost optimal increase of storage capacity is being derived from a multi-stage simulation approach depending on the different investigation scenarios. During a second step, the business case of different investment projects for storages is being evaluated based on market prices also derived from the system simulations.

Since the long-term investigation is based on a scenario in the far future the first step is an expansion simulation of the European generation under consideration of transmission capacities. Afterwards, the German generation system is being simulated in detail in order to determine the demand for storages especially resulting from the provision of reserve power and from balancing forecast errors.

The results show that flexibility is going to be the main issue in future electricity systems with a high share of generation from intermittent RES. However, if there is enough alternative flexibility installed for example by flexible demand or flexible CHP generation it is possible to integrate a high RES share using the existing storage capacities and alternative flexibilities without the necessity of building new storages. Reaching the mid-term goals of the “Energiewende” is therefore not depending on the installa-

¹ The share of RES is defined as the share of generation by RES based on the gross electricity consumption.

tion of new storage capacities. The expansion of RES generation capacity is not hindered and can be pursued as planned.

The question of when new storages are necessary and how big the demand for storages is going to be is highly dependent on the configuration of the future electricity system. Main factors are the structure of the generation system, the future flexibility of CHP generation, the integration of the European market areas through grid expansions and also the flexibility being offered from the demand side to the market. Insufficient development or utilization of these factors may lead to an increased demand for additional storage capacities.

If the RES generation in the long-term scenarios includes a high share of dispatchable renewable generation the demand for flexibility from power storages remains low. Assuming a flexible integration of future additional demand from i. e. electric vehicles, thermal heat pumps and air conditioning into the market, no demand for additional power storages could be identified for Germany. However, if these new consumers cannot be integrated as flexible demand additional 13 GW of power storage capacities are required for Germany. The resulting amount of energy stored is between 4-6 full load hours. On the other hand, in a scenario with a higher share of intermittent renewable generation the demand for stored energy in the storages lies within a range of 2-4 full load hours with an installed capacity of 5.5 GW despite a participation of new consumers in demand side management. This demand for power storages increases to almost 20 GW if these new consumers are to be inflexible participants.

Because of their high investment costs, the low efficiency and the study's focus on the electricity sector, the costs of power-to-gas units could not be covered in the simulations. However, when using the gas transmission grid as a storage and gas power plants located behind grid congestions, power-to-gas storages can be used to reduce congestions in the transmission network resulting from a delayed expansion of the German transmission grid.

Forecast errors of RES feed-in result in a higher demand for reserve power and in a higher demand for intraday balancing. Integrating forecast errors into the simulation results in a higher demand for storage since it is able to compensate the resulting imbalances. Storages can also provide other system services (i. e. cold start-up ability, provision of reactive power) which were not part of the analyses undertaken herein, but whose demand is expected to increase with the share of RES. Especially in the market for frequency control reserve, batteries can provide the necessary flexibility and reduce the must-run capacity of thermal power plants at the same time. Since the market volume is rather small, the demand for storages resulting from frequency control reserve is also limited.

The existing legal framework for construction and operation of power storage systems is rather selective and partially inconsistent. Hence, it may distort competition, especially with other flexibility options but also with other storage technologies. It depends strongly on the respective storage technology, which administrative procedures are applicable. The legislator has already implemented a variety of instruments to promote power storage systems and reduced legal barriers. But the promotion of storage systems following the example of the Renewable Energies Act (EEG) seems not feasible. Further, there is no need to create a separate storage act, although it is particularly requested. If any, it appears to be more convincing to incorporate legal aspects on storage into existing regulations as currently many uncertainties exist with regards to the future need of storage and the overall market framework conditions of the power supply.

However, in order to collect the required experience and to close knowledge gaps, it is recommended that the future legal framework offers a certain flexibility to all technologies and enables different paths of development and experimental stages. It should serve the overall objective to provide not only a positive outlook and planning certainty for the development of storage solutions but also to any other flexibility options.

Der globale Klimaschutz und die zunehmende Ressourcenknappheit erfordern eine Transformation der Energieversorgungsstruktur. Mit der im Juni 2011 beschlossenen Energiewende sowie dem Ausstieg aus der Kernenergienutzung bis 2022 steht hierbei eine tiefgreifende Umstrukturierung des Stromversorgungssystems in Deutschland und Europa bevor. Große Klimaschutzpotenziale können durch einen Ausbau von Erzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energien (EE) in der Stromversorgung erschlossen werden. In Deutschland wird der Ausbau der EE im Rahmen der Energiewende durch die Technologien in Bereichen der Windenergie und Photovoltaik dominiert. Deren fluktuierende Einspeisung bringt jedoch zunehmende Herausforderungen mit sich. Auf der einen Seite steigen die Anforderungen an die Märkte und somit die übrigen Erzeuger durch höheren Flexibilitätsbedarf und steigende Gradienten sowie zunehmenden Bedarf an Regelleistung. Auf der anderen Seite nehmen die Herausforderungen im Netzbetrieb zu. Gerade an den sicheren Betrieb des Stromversorgungssystems werden jedoch hohe Anforderungen gestellt, da u. a. die Erzeugung zu jedem Zeitpunkt exakt dem Verbrauch entsprechen muss. Durch den Ausbau der lastfernen, dargebotsabhängigen Einspeisungen in diesem System steigt zudem der räumliche Ausgleichsbedarf. In diesem Zusammenhang können neben einer Flexibilisierung auf der Seite der Nachfrage und der erneuerbaren Erzeugungsanlagen ebenfalls Speicher eine Anpassung zwischen Stromerzeugung und -verbrauch ermöglichen. Abhängig von der eingesetzten Speichertechnologie kann zudem eine räumliche Verschiebung erreicht werden. Primär wird dies über die Übertragungsnetze gewährleistet. Hinsichtlich des Bedarfs an zusätzlichen Speichern in den kommenden Jahren besteht jedoch in der aktuellen energiepolitischen Diskussion große Unsicherheit, da dieser sich in erster Linie durch die folgenden Aspekte ergibt:

- Hohe lokale oder regionale Erzeugungsüberschüsse durch Netzengpässe
- Hohe Leistungsgradienten der zu deckenden Residuallast
- Nutzung von Überschussstrom aus EE in Zeiten hoher Erzeugung (z. B. anstatt Abschaltungen von Windenergieanlagen)

Der zukünftige Speicherbedarf unterliegt jedoch aufgrund der zahlreichen Einflussgrößen (Abb. 1-1) und der relativ hohen Kosten für Speicher erheblichen Unsicherheiten, welche im Rahmen des Forschungsprojekts in einer europaweiten Betrachtung mit Fokus auf Deutschland analysiert wurden:

Auf der einen Seite kann es zukünftig zu einem erhöhten Speicherbedarf kommen, da der zunehmende Ausbau von EE aufgrund der Dargebotsabhängigkeit zu einer signifikant volatilen und fluktuierenden Einspeisesituation führt. Dies erfordert die Bereitstellung von Strom zu Schwachwindperioden und Stunden geringer Sonneneinstrahlung aus alternativen Erzeugungsanlagen sowie den Ausgleich von Zeiten hoher EE-Einspeisungen. Neben der Volatilität sind Prognosefehler der Einspeisung aus EE sowie die Abweichung der realen von der prognostizierten Last Faktoren, die einen Einfluss auf die Höhe des Speicherbedarfs aufweisen können. Die zukünftige Weiterentwicklung der Einspeise- und Lastprognosen hin zu höheren Prognosegütern hat einen direkten Einfluss auf den EE-bedingten zusätzlichen Speicherbedarf im System.

Auf der anderen Seite werden zukünftig auch weitere Ausgleichspotenziale in Konkurrenz zu Stromspeichern zur Verfügung stehen. Zunehmend gewinnen hierbei das Demand Side Management (DSM) sowie weitere alternative Flexibilitätsoptionen an Bedeutung. Diese können Flexibilität im Erzeugungssystem durch eine kurzfristige Verschiebung der Lasten oder durch kurzfristige Anpassung der Einspeisung aus flexiblen Kraftwerkseinheiten bereitstellen. Insbesondere für die Kraft-Wärme-Kopplung (KWK)

zeigt sich neben Wärmespeichern vor allem durch den Einsatz von Elektroheizern bzw. Power-to-Heat (PtH) eine zusätzliche Flexibilitätsoption, welche einen hohen Einfluss auf den Stromspeicherbedarf zeigt. Die zukünftige Ausweitung dieser Technologien kann sich senkend auf den Speicherbedarf auswirken. Darüber hinaus sind Ausgleichseffekte im europäischen Erzeugungssystem zu berücksichtigen, da trotz begrenzter europäischer Übertragungskapazitäten ein Ausgleichspotenzial der heterogenen Erzeugungsstrukturen vorliegt und effizient genutzt werden sollte.

Als weitere Faktoren beim zukünftigen Speicherbedarf spielen zudem Engpässe im Übertragungsnetz (ÜN) – insbesondere in Deutschland – eine wichtige Rolle. Hierbei ist neben der Kapazität des Speichers jedoch vor allem seine geografische Allokation relevant. So können Speicher technologieabhängig bei Power-to-Gas-Anlagen neben einer zeitlichen Entkopplung zusätzlich für einen räumlichen Ausgleich sorgen.



Abb. 1-1: Einflussfaktoren auf die Höhe des Speicherbedarfs

Nicht zuletzt spielt auch der bestehende Rechtsrahmen eine zentrale Rolle für die (künftige) Situation von Stromspeichern. Rechtliche Unsicherheiten können sich unmittelbar auf die Wirtschaftlichkeit von Speichern auswirken, sei es bei der Planung und Genehmigung oder beim späteren Betrieb. Dabei gab es 2009 erste Bestrebungen des Gesetzgebers, entsprechende Hemmnisse für Stromspeicher abzubauen: Neue Stromspeicher wurden zeitlich begrenzt von den Netzentgelten befreit (§ 118 Abs. 7 EnWG a.F.), der Anlagenbegriff wurde im EEG auf „EE-Speicher“ erweitert (§ 3 Nr. 1 Satz 2 EEG a.F.) und es wurde festgelegt, dass eine Zwischenspeicherung keine Auswirkungen auf die Einspeisevergütung von EE-Anlagen hat (§ 16 Abs. 3 EEG a.F.). Damit waren erste gesetzgeberische Weichenstellungen für das Recht der Stromspeicherung vorgenommen. Im Rahmen einer rechtlichen Analyse sollten daher der bestehende Rechtsrahmen für Stromspeicher dargestellt, rechtliche Unsicherheiten aufgezeigt und Handlungsmöglichkeiten für eine konsistente Weiterentwicklung der rechtlichen Vorgaben entwickelt sowie die Grenzen für eine mögliche staatliche Speicherförderung bestimmt werden.

Über den Bedarf an Stromspeichern sowie die Beantwortung der Frage, welche der verfügbaren Technologien in welchem Maße eingesetzt werden sollten, um sich einer gesamtwirtschaftlich optimalen Ausgestaltung des Stromversorgungssystems anzunähern, bestehen jedoch ebenso große Unsicherheit wie über den Rechtsrahmen und den diesbezüglichen Weiterentwicklungsbedarf.

Die zentralen Fragen für den Ausbau der Speicher lauten somit:

- Welche Speichergröße ist erforderlich?
- Welche Technologien und Flexibilitäten der Speicher werden benötigt?
- Wie ist die zeitliche Bedarfsentwicklung?
- Wo werden Speicher benötigt?
- Welche rechtlichen Vorschriften bestehen für Stromspeicher?
- Wie muss der Rechtsrahmen für Stromspeicher weiterentwickelt werden?
- Was wäre bei einer staatlichen Speicherförderung zu beachten?

Das Forschungsprojekt "Roadmap Speicher - Bestimmung des Speicherbedarfs in Deutschland im europäischen Kontext und Ableitung von technisch-ökonomischen sowie rechtlichen Handlungsempfehlungen für die Speicherförderung" adressiert die oben genannten Fragen. Mithilfe einer umfassenden und detaillierten Simulation des zukünftigen Stromversorgungssystems wurden Kosten und Nutzen von Speichern aus gesamtwirtschaftlicher Sicht untersucht und der dafür bestehende Rechtsrahmen bewertet. Die Abhängigkeiten dieser Einflussfaktoren wurden hierzu in Form von Szenarien in Untersuchungen abgebildet. Mittels Modellierungen der europäischen Strommärkte sowie dem europäischen Übertragungsnetz wurde der Speicherbedarf in zukünftigen Szenarien bestimmt. Die Untersuchungen wurden durch eine umfassende Analyse der rechtlichen Rahmenbedingungen für die Planung und Genehmigung von Stromspeichern, für ihren Betrieb und ihre Marktteilnahme sowie für eine mögliche Speicherförderung begleitet.

Auf Basis der Untersuchungen wurden anschließend der Speicherbedarf in Deutschland im europäischen Kontext bewertet sowie Handlungsempfehlungen zur Weiterentwicklung des Rechtsrahmens bestimmt.

2 Kernaussagen

Die zentralen Ergebnisse zum zukünftigen Speicherbedarf für erneuerbare Energien des vorliegenden Forschungsprojekts *Roadmap Speicher* sind in den folgenden Kernaussagen zusammengefasst:

- 1) Zur Erreichung der Ziele der Energiewende spielt Flexibilität im Stromversorgungssystem zukünftig eine zentrale Rolle. Diese kann durch Netzausbau und den europäischen Strommarkt sowie durch Lastmanagement, flexible Biogasanlagen, Kraft-Wärme-Kopplung und Power-to-Heat zu großen Teilen gedeckt werden.
- 2) Bis zu einem EE-Anteil² von ca. 60% ist der Ausbau von Stromspeichern keine Voraussetzung für den weiteren Ausbau von Windenergie- und PV-Anlagen, wenn eine Abregelung geringer Mengen von Erzeugungsspitzen akzeptiert wird.
- 3) Auch bei hohen EE-Anteilen an der Stromerzeugung (ca. 90% in Deutschland und über 80% in Europa) kann bei Flexibilisierung von Erzeugung und Nachfrage der notwendige Ausgleich weitgehend ohne zusätzliche Stromspeicher geschafft werden. Dabei ist der Anteil abgeregelter EE-Erzeugung mit ca. 1% gering.
- 4) Sollte es in diesem Szenario zukünftig zu einer fehlenden Flexibilisierung der Nachfrage kommen, wird sich ein Bedarf für Stromspeicher mit einem sehr kurzfristigen Zeitbereich ergeben. Bei einem hohen Anteil von PV- und Windenergieanlagen werden ebenfalls zusätzliche Tagesspeicher zur Bereitstellung von Flexibilität benötigt. Dabei ist der Bedarf im Vergleich zur EE-Erzeugungsleistung niedrig und stellt gegenüber der alternativen Stromerzeugung aus Biomasse, Geothermie oder CSP-Anlagen keinen ausschlaggebenden Kostenfaktor dar.
- 5) Der Ausbau des Übertragungsnetzes ist in einem angemessenen Umfang erforderlich, um die Ziele der Energiewende zu erreichen. Anderenfalls kann es zu großen Engpässen im Übertragungsnetz innerhalb von Deutschland kommen, wodurch mögliche Einspeisungen von Erzeugungsanlagen auf Basis dargebotsabhängiger Ressourcen eingeschränkt werden.
- 6) Der netzdienliche Einsatz von Stromspeichern kann bei einem verzögerten Netzausbau Nutzen im Engpassmanagement bringen. Aufgrund der zeitlichen und räumlichen Entkopplung von Ein- und Ausspeicherung weisen Power-to-Gas-Anlagen hierbei den größten Nutzen auf, dem jedoch höhere Investitionskosten gegenüberstehen. Bei einem abgeschlossenen Netzausbau werden diese netzdienlichen Stromspeicher jedoch für diese Funktion nicht mehr benötigt.

² Die Bezeichnung EE-Anteil bezieht sich im Folgenden immer auf die Erzeugung auf Basis erneuerbarer Energien bezogen auf den Bruttostromverbrauch

- 7) Zukünftig werden die Anforderungen an die Bereitstellung von Systemdienstleistungen im Energieversorgungssystem steigen. Speicher können hierzu neben anderen Technologien einen nennenswerten Beitrag leisten.
- 8) Eine wichtige Voraussetzung für die zukünftige Wirtschaftlichkeit der Stromspeicher ist die Kostendegression. Hierzu sind konkrete Strategien und Maßnahmen zur Einführung der Technologien gegebenenfalls durch eine politische Begleitung zu schaffen.
- 9) Da jede Speicherung mit Kosten und zum Teil sehr hohen Wirkungsgradverlusten verbunden ist, ist eine direkte Nutzung des Stroms einer Zwischenspeicherung sowohl ökonomisch als auch klimapolitisch vorzuziehen. Speicherung im Vergleich zu alternativen Lösungen ist dann sinnvoll, wenn nur mit einer Speicherung die Ziele erreicht werden können oder die mit der Speicherung verbundenen Vorteile die zusätzlichen Kosten zumindest aufwiegen.
- 10) Ungünstige Regelungen und rechtliche Unsicherheiten wirken sich auf die Investitionsentscheidung in Stromspeichern aus. Dies betrifft die Planungs- und Genehmigungsphase ebenso wie die spätere Betriebsphase. Der Rechtsrahmen für Stromspeicher stellt sich als teilweise inkonsistent dar und ist angesichts der bestehenden tatsächlichen Unsicherheiten beim künftigen Stromspeicherbedarf weniger von einem gesetzgeberischen Gesamtkonzept geprägt, als vielmehr von einer Vielzahl punktueller Regelungen.
- 11) Die genehmigungsrechtliche Situation für Stromspeicher hängt stark von der jeweiligen Technologie ab und zeigt sich etwa bei Pumpspeicherkraftwerken als durchaus problematisch.
- 12) Die Kosten- und Abgabensituation für Stromspeicher ist im regulatorischen, rechtlichen sowie marktlichen Rahmen teilweise uneinheitlich und im Detail bisweilen umstritten. Der Gesetzgeber hat jedoch bereits etliche Privilegierungen für Speicher geschaffen.
- 13) Bei der Ausgestaltung einer finanziellen Förderung von Speichern sind zur Verhinderung von Wettbewerbsverzerrungen, insbesondere das europäische Beihilferecht und ggf. die neuen Umwelt- und Energiebeihilfeleitlinien zu beachten sowie daneben auch gewisse verfassungsrechtliche Grenzen einzuhalten.
- 14) Eine Speicherförderung nach dem Vorbild des EEG durch Gewährung bestimmter Vergütungssätze und/oder Prämien ist nicht geeignet. Es entstünden Fehlanreize, unabhängig von der energiewirtschaftlichen Sinnhaftigkeit möglichst viel Strom zwischenspeichern. Ein „Speichergesetz“ wird im jetzigen Stadium nicht empfohlen. Es braucht angesichts der tatsächlichen Ungewissheiten „lernfähiges“ Recht, das eine gewisse Flexibilität in verschiedenen Entwicklungspfaden erlaubt und eine Erprobung ermöglicht.

Mit der im Juni 2011 beschlossenen Energiewende sowie dem Ausstieg aus der Kernenergienutzung bis 2022 steht eine tiefgreifende Umstrukturierung des elektrischen Energieversorgungssystems in Deutschland bevor. Durch den Ausbau der Erzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energien, insbesondere der dargebotsabhängigen Ressourcen Wind- und Solarenergie, wird es zunehmend erforderlich, den Verbrauch der Verfügbarkeit des regenerativ erzeugten Stroms anzupassen. Dezentrale Lastmanagementmaßnahmen und direkte Stromspeicher wie Pumpspeicherkraftwerke ermöglichen es, den Strom zu nutzen bzw. einzuspeichern, wenn er durch die erneuerbaren Energien gerade verfügbar ist.

Über den Bedarf an Speichern sowie die Beantwortung der Frage, welche der verfügbaren Technologien in welchem Maße eingesetzt werden sollten, um sich einer volkswirtschaftlich optimalen Ausgestaltung des Stromversorgungssystems anzunähern, besteht jedoch derzeit noch große Unsicherheit. Gleiches gilt für den aktuellen Rechtsrahmen für die Stromspeicherung und dessen Weiterentwicklungsbedarf. Das Projekt "Roadmap Speicher" adressiert diese Fragen.

Um eine erste Einschätzung des Speicherbedarfs zum Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch zu erhalten, wird die durch die thermischen und hydraulischen Kraftwerke, weitere Speichertechnologien und flexible, regenerative Erzeugungsanlagen zu deckende Residuallast analysiert (Kapitel 4). Die hierbei ermittelten Fluktuationen geben anhand von Leistungshöhe, Dauer und Energiemenge Aufschluss über den Ausgleichsbedarf und damit indirekt über die aus technischer Sicht benötigte Speicherkapazität und -leistung zur kompletten Glättung der Residuallast. Mit Hilfe der Residuallastanalyse werden eingangs Szenarien verschiedener EE-Durchdringung und unterschiedlicher Zusammensetzung der EE-Erzeugung analysiert. Hierbei handelt es sich um eine große Bandbreite von vereinfachten und abstrahierten Szenarien für eine rein nationale Betrachtung. Die gewonnenen Erkenntnisse können als erste Richtwerte für den Speicheraufbau in der gesamtwirtschaftlichen Speichersimulation dienen.

Mithilfe einer umfassenden und detaillierten Simulation des zukünftigen Stromversorgungssystems werden anschließend Kosten und Nutzen von Stromspeichern aus gesamtwirtschaftlicher und betriebswirtschaftlicher Sicht untersucht (Kapitel 5 bis Kapitel 7). Die für die Untersuchungen verwendete Methodik und eingesetzten Modelle werden in Kapitel 5 beschrieben. Diese sind zu untergliedern in Verfahren zur Modellierung der Strommärkte und des Netzbetriebs und unterscheiden sich teilweise je nach Betrachtungshorizont. Da für die mittelfristigen Betrachtungen die Unsicherheiten der Rahmenbedingungen geringer sind, sind für diesen Zeithorizont detailliertere Modelle inklusive einer Berücksichtigung der netzseitigen Situation sowie einer genauen Berücksichtigung des Bestandskraftwerksparks erforderlich. Bei der langfristigen Betrachtung nehmen die Unsicherheiten zu, sodass für diese Analysen größere Freiheitsgrade bestehen. Entsprechend wird bei den langfristigen Betrachtungen von Netzengpässen innerhalb Deutschlands abstrahiert und lediglich die heutige Struktur der Marktgebiete unterstellt. Mithilfe einer Ausbauoptimierung wird das Erzeugungssystem bestehend aus thermischen Kraftwerken, Speichern und Austauschkapazitäten zwischen benachbarten Ländern in einem europäischen Betrachtungsbereich ermittelt. Des Weiteren werden Sensitivitäten vorgestellt, mit deren Hilfe eine Abschätzung und Bewertung der wichtigsten Einflussgrößen erfolgt.

Die Annahmen, die den umfassenden Simulationen des Stromversorgungssystems zugrunde gelegt werden, sind in Kapitel 6 dargelegt. Hierzu zählen detaillierte Szenario-

annahmen für Erzeugungsanlagen und Verbraucher in Deutschland und Europa sowie die Kosten und technischen Kenngrößen der berücksichtigten Technologien. Anschließend werden in Kapitel 7 die mithilfe der vorab vorgestellten Methodik generierten Ergebnisse für den mittel- und langfristigen Zeithorizont dargestellt und diskutiert. Hierbei wird für die Betrachtungen im mittelfristigen Horizont zwischen der gesamtwirtschaftlichen und der betriebswirtschaftlichen Analyse unterschieden, während sich die Analyse des langfristigen Speicherbedarfs auf die gesamtwirtschaftliche Betrachtung beschränkt.

Im Rahmen einer rechtswissenschaftlichen Analyse werden weiterhin in Kapitel 8 überblicksartig bestehende rechtliche Hemmnisse für die Planung, die Errichtung und den Betrieb von Speichern sowie Möglichkeiten zu deren Überwindung untersucht und bewertet. Hierfür werden die für die Stromspeicherung wesentlichen rechtlichen Vorschriften sowohl aus dem Umwelt- und Planungsrecht als auch dem Energierecht zusammengetragen und analysiert – einschließlich der hierzu ergangenen Rechtsprechung und Literatur. Die vorliegende rechtliche Analyse ist dabei nur eine Zusammenfassung der wichtigsten Untersuchungsgegenstände. Die gesamte rechtliche Untersuchung wird zum Jahresende in der Reihe „Schriften zum Umweltenergierecht“ im Nomos-Verlag veröffentlicht.

Das abschließende Fazit fasst die Ergebnisse zusammen und gibt einen Ausblick auf identifizierte Handlungsempfehlungen (Kapitel 9).

Die Bundesregierung hat sich das Ziel gesetzt, den Anteil der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch von ca. 25% im Jahr 2014 auf mindestens 80% im Jahr 2050 zu steigern. Dabei bilden die fluktuierenden Einspeisungen aus Windenergie- und Photovoltaikanlagen die tragenden Säulen im zukünftigen EE-Ausbau. Die daraus resultierende Flexibilitätsanforderung ist sowohl von der Größe des EE-Anteils am Stromverbrauch als auch vom Mix der erneuerbaren Energien (Wind Onshore, Wind Offshore und PV) abhängig. Zur Bewertung dieser Wechselwirkungen werden im Folgenden verschiedene Szenarien mit einer Bandbreite des EE-Ausbaus für Deutschland abgeleitet und hinsichtlich ihrer Fluktuationen analysiert.

Bandbreite möglicher EE-Ausbauszenarien

Als Eingangsgröße für die Fluktuationsanalyse wird eine Bandbreite möglicher EE-Ausbauszenarien abgeleitet. Eine zuverlässige und kosteneffiziente Stromerzeugung ist auch bei hohen EE-Anteilen zu gewährleisten. Trotz der Volatilität und Dargebotsabhängigkeit können durch die Kombination der unterschiedlichen Erzeugungstechnologien Ausgleichseffekte hergestellt werden. Während die Photovoltaikanlagen ausschließlich tagsüber einspeisen, ist der Kapazitätsfaktor³ der Onshore-Windenergie im (Halb-)Jahresmittel nachts höher (Abb. 4-1). Auch mit Blick auf den der Abbildung zugrunde liegendem Jahresverlauf in stündlicher Auflösung wird deutlich, dass maximale Einspeisung aus Windenergie- und Photovoltaikanlagen nicht zeitgleich erfolgen.

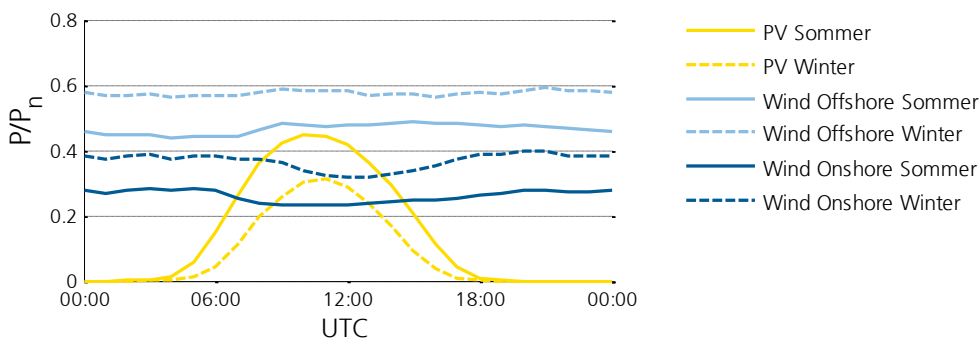
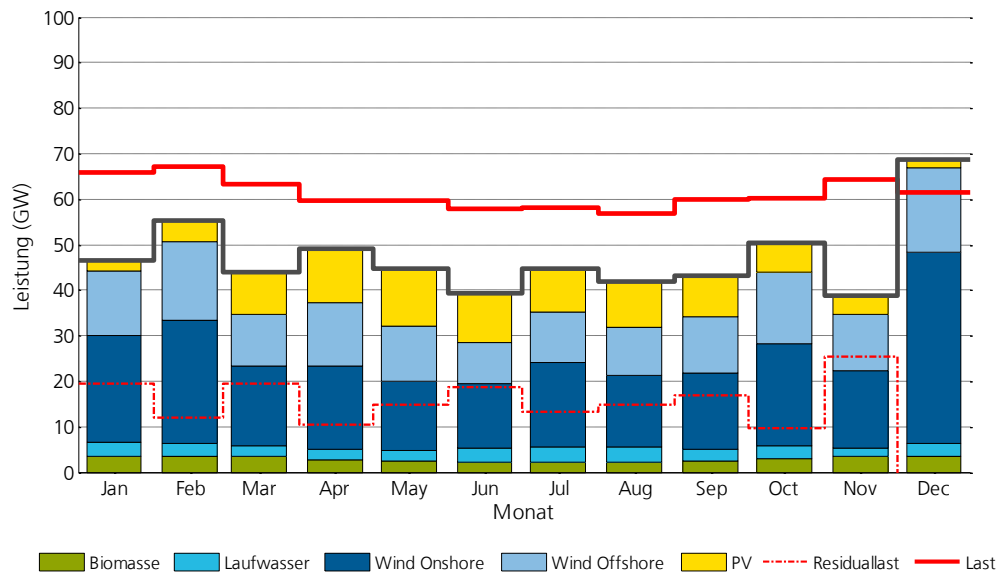


Abb. 4-1: Tageszeitliche Charakteristik der Einspeisung von fluktuierenden EE gemäß Simulation des Ausbauszenarios des NEP 2013 für das Jahr 2033 (Wetterjahr 2011)

Die saisonalen Verläufe der Einspeisung aus Windenergie- und Photovoltaikanlagen sind gegenläufig, d. h. in den Wintermonaten ist mit einer vermehrten Einspeisung aus Windenergieanlagen zu rechnen und im Sommerhalbjahr überwiegt die Einspeisung aus Photovoltaikanlagen. Dies wird in Simulationen des Fraunhofer IWES zur EE-Einspeisung gemäß dem Szenario des Netzentwicklungsplans (NEP 2013) [Deutsche ÜNB 2013] für das Jahr 2033 deutlich (Abb. 4-2). Es ist auffällig, dass neben Photovoltaikanlagen vor allem die Einspeisung aus Onshore-Windenergieanlagen diesen Schwankungen unterliegt, die Einspeisung aus Offshore-Wind-Parks im Jahresverlauf jedoch annähernd konstant ist.

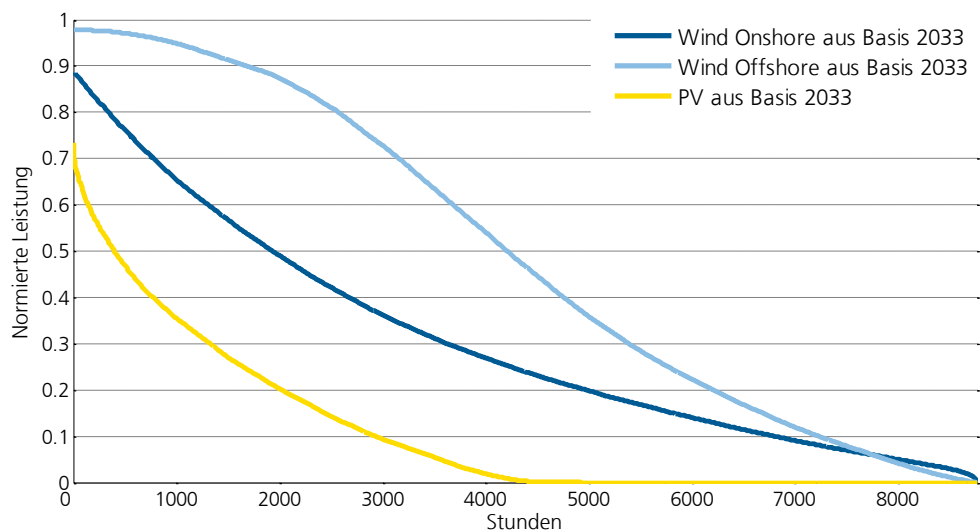
³ Kapazitätsfaktor P/P_n bezeichnet das Verhältnis von der mittleren Einspeiseleistung zur installierten Nennleistung.

Abb. 4-2: Monatsmittelwerte der EE-Erzeugungsleistung; Szenario gemäß NEP 2013 für das Jahr 2033 (Wetterjahr 2011)



Die Auswertung der auf die Leistung normierten Jahresdauerlinien der EE-Einspeisung als Mittel über 4 Wetterjahre (2008 - 2011) zeigt den Unterschied zwischen den verschiedenen Energieträgern hinsichtlich ihrer jeweiligen Volllaststunden (vgl. Abb. 4-3). Zudem zeigt sich in dieser Darstellung ebenfalls die im Vergleich zu den beiden anderen Technologien konstantere Einspeisung aus den Offshore-Wind-Parks. Dabei ist zu berücksichtigen, dass insbesondere für die Windkraft die Kurven von der Technologieentwicklung (z. B. zu Schwachwindanlagen) abhängen.

Abb. 4-3: Jahresdauerlinien der Einspeisung aus fluktuierenden EE gemäß NEP 2013 für das Jahr 2033 (Wetterjahr 2008 - 2011)



Wenn eine möglichst gleichmäßige Stromerzeugung durch fluktuierende erneuerbare Energien angestrebt wird, ist das Zusammenspiel aller erneuerbaren Energien untereinander und in Bezug zur Last entscheidend. Aus diesem Grund werden folgend verschiedene Mixe aus erneuerbaren Energien nach der resultierenden Residuallast (Last minus EE-Einspeisung) ausgewertet. Als technischer Maßstab, unabhängig von derzeitigen Stromgestehungskosten und möglicher Lernkurvenentwicklungen, wird für einen optimalen Technologienmix hinsichtlich der Abweichungen von Last und Erzeugung die Standardabweichung der Residuallast herangezogen. Dabei werden alle denkbaren Zusammensetzungen von Erzeugungsanlagen auf Basis von Wind-Onshore, Wind-Offshore und Photovoltaik für eine langfristige Technologieentwicklung untersucht.

Das Analyseraster bilden stündlich aufgelöste Einspeisezeitreihen der verschiedenen Technologien. Diese Zeitreihen entstammen Simulationen auf Basis des Wetterjahres 2011, durchgeführt am Fraunhofer IWES. Berechnungsgrundlage ist eine Einspeisung von 500 TWh/a, die sich zu 50% auf Onshore-Windenergie, 30% Offshore-Windenergie und 20% Photovoltaik verteilt. Bei dieser Zusammensetzung finden bereits regionale Ausgleichseffekte der Erzeugung Berücksichtigung. Die Basiszeitreihen werden anschließend auf die ausgewählten Variationen der EE-Anteile skaliert.

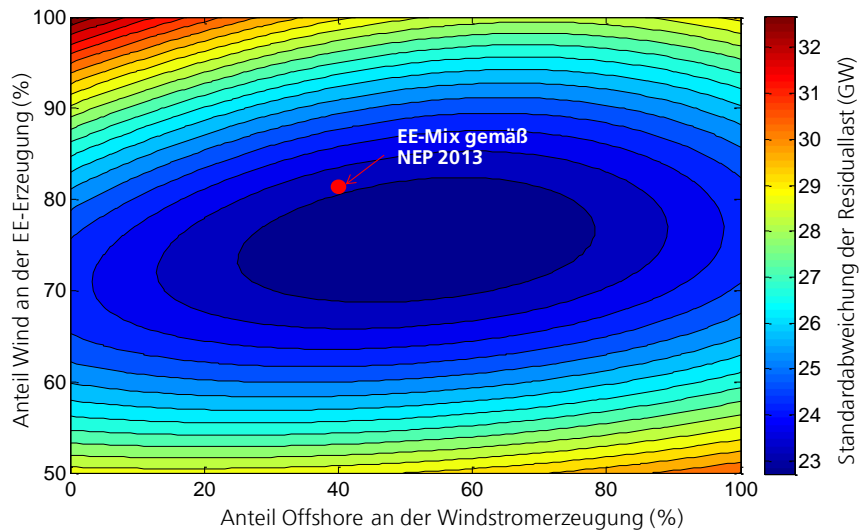


Abb. 4-4: Standardabweichung der Residuallast für mögliche Varianten der fluktuierenden EE (Wetterjahr 2011)

Wie aus Abb. 4-4 ersichtlich wird, ergibt sich für die Standardabweichung der Residuallast ein flaches Minimum über die Aufteilung auf die einzelnen Anteile der Technologien. Liegt die Verteilung der EE-Anteile des NEP für das Jahr 2033 zugrunde, ergibt sich ein Verhältnis der Stromerzeugung von 49,8% Wind-Onshore, 31,6% Wind-Offshore und 18,5% Photovoltaik. Der Anteil der Windenergie an der fluktuierenden EE-Erzeugung beträgt somit insgesamt 81,5%. Die Standardabweichung beträgt 23,3 GW. Entsprechend stellt das NEP-Szenario ein relativ ausgeglichenes Szenario dar und dient daher bei der weiteren Residuallastanalyse als Basisszenario. Das Minimum der Standardabweichung stellt sich bei Stromerzeugungsanteilen von 24% Photovoltaik und 76% (davon 47% Onshore, 53% Offshore) Windenergie ein.

Für die Ableitung von Szenarien mit einem bestimmten EE-Anteil (von z. B. 80%) stellt sich die Frage, wie hoch der zu unterstellende Stromverbrauch ist. Mit zunehmenden Anteilen erneuerbarer Energien wird die direkte effiziente EE-Stromnutzung an zusätzlicher Bedeutung gewinnen. Neue Stromverbraucher wie die Elektromobilität, elektrische Wärmepumpen, Power-to-Heat oder Power-to-Gas sind für ein Gelingen der Energiewende notwendig; durch die Nutzung von EE-Strom können sektorübergreifend die klimapolitischen Ziele im Verkehrs- und Wärmesektor erreicht werden. Da dieser zusätzliche Stromverbrauch in seiner absoluten Höhe und seinem zeitlichen Auftreten schwer zu definieren ist, werden folgende vereinfachten Annahmen getroffen:

- Es wird ein herkömmlicher Stromverbrauch entsprechend der Vorgaben des NEP unterstellt. Der Nettostromverbrauch inklusive Netzverluste beträgt hierbei 535 TWh/a.
- Durch die zunehmende Durchdringung mit fluktuierenden EE kommt es in zunehmenden Stunden eines Jahres zu einer Überspeisung der nationalen herkömmlichen Last und damit zu einer negativen Residuallast. Für diese negative Residuallast wird vereinfacht eine Nutzung durch zusätzliche Stromverbraucher in neuen Anwendungen unterstellt. Entsprechend ergibt sich der Netto-EE-

Anteil aus dem Verhältnis der EE-Einspeisung zur verbleibenden positiven Residuallast (Abb. 4-5).

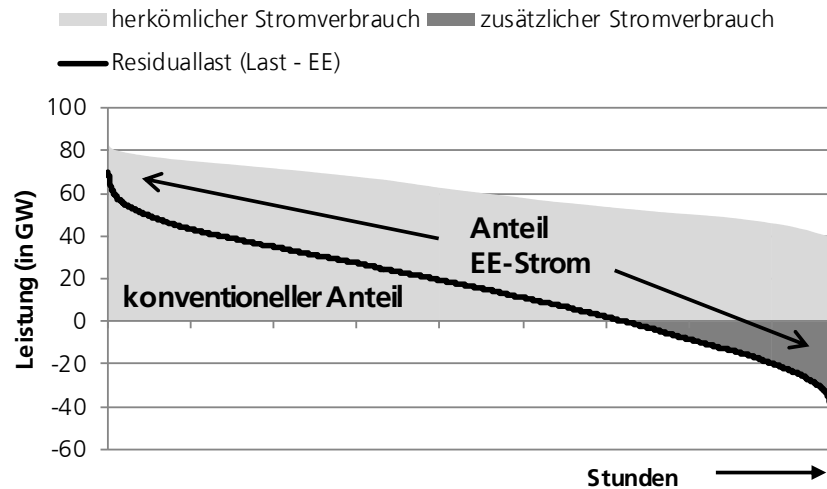


Abb. 4-5: Definition von EE-Anteilen am Stromverbrauch (Beispiel NEP 2033)

Weiterhin wird eine Stromproduktion aus Wasserkraft, Müll-HKW, Klärgas und Gichtgas als durchlaufende konstante Erzeugung (bzw. im Fall der Wasserkraft als Tagesmittelwerte) angenommen, welche analog zu Windenergie- und Photovoltaikanlagen nicht abgeregelt wird.

Entsprechend dieser Definition wird für die Basisvariante ein Szenario für EE-Anteile von 40% bis 80% ermittelt. Hier ergibt sich unter Berücksichtigung der Simulation der EE-Einspeisung für eine repräsentative mittel- bis langfristige Technologieentwicklung (in Anlehnung an die Leistungsverteilung des NEP 2013 Szenario B 2033) und im Mittel über 4 Wetterjahre folgendes, in Tab. 4-1 gezeigte, Szenario:

Tab. 4-1: Verbrauch, Grundlasterzeugung und installierte Leistung fluktuierender EE im Basisszenario gemäß EE-Mix des NEP 2013 Szenario B 2033

EE-Anteil (netto inkl. Bandlast)		22% (2012)	40%	50%	60%	70%	80%
Nettostromverbrauch inkl. Netzverluste	[TWh]	535,4	535,4	535,4	535,4	535,4	535,4
Wasserkraft	[TWh]	21,8	22,6	22,6	25,9	25,9	25,9
Bandlast (Müll etc.)	[TWh]	16,9	16,9	16,9	16,9	16,9	16,9
Photovoltaik	[GW]	31,4	46,1	56,0	60,2	73,4	90,3
Offshore	[GW]	0,3	9,9	15,6	19,4	26,1	34,5
Onshore	[GW]	32,4	46,4	55,9	59,7	72,5	88,9

Um die Auswirkungen unterschiedlicher EE-Anteile beurteilen zu können, werden folgende Variantenuntersuchungen (im Vergleich zur Basisvariante) durchgeführt:

- Einfluss der Photovoltaik: Verdoppelung der PV-Leistung gegenüber dem ermittelten Basisszenario im Fall 80% EE → 182 GW; geringer Anteil Offshore mit 15 GW
- Einfluss der Windenergie-Onshore: Zusätzlich 50% mehr Onshore-Leistung gegenüber dem ermittelten Basisszenario im Fall 80% EE → 135 GW; geringer Anteil Offshore mit 15 GW
- Einfluss der Windenergie-Offshore: Offshore 45 GW im Fall 80% EE; gleiches Verhältnis wie NEP 2013 Szenario B 2033 zwischen Onshore und PV

Die installierten Leistungen im Jahr 2012 und bei einem EE-Anteil von 80% wurden in den verschiedenen Variantenrechnungen interpoliert. In Abb. 4-6 sind die installierten

Leistungen für die jeweiligen EE-Anteile von 40% bis 80% und die sich ergebende EE-Einspeisung für die jeweiligen Szenarien dargestellt.

Vorgelagerte Residuallastanalyse

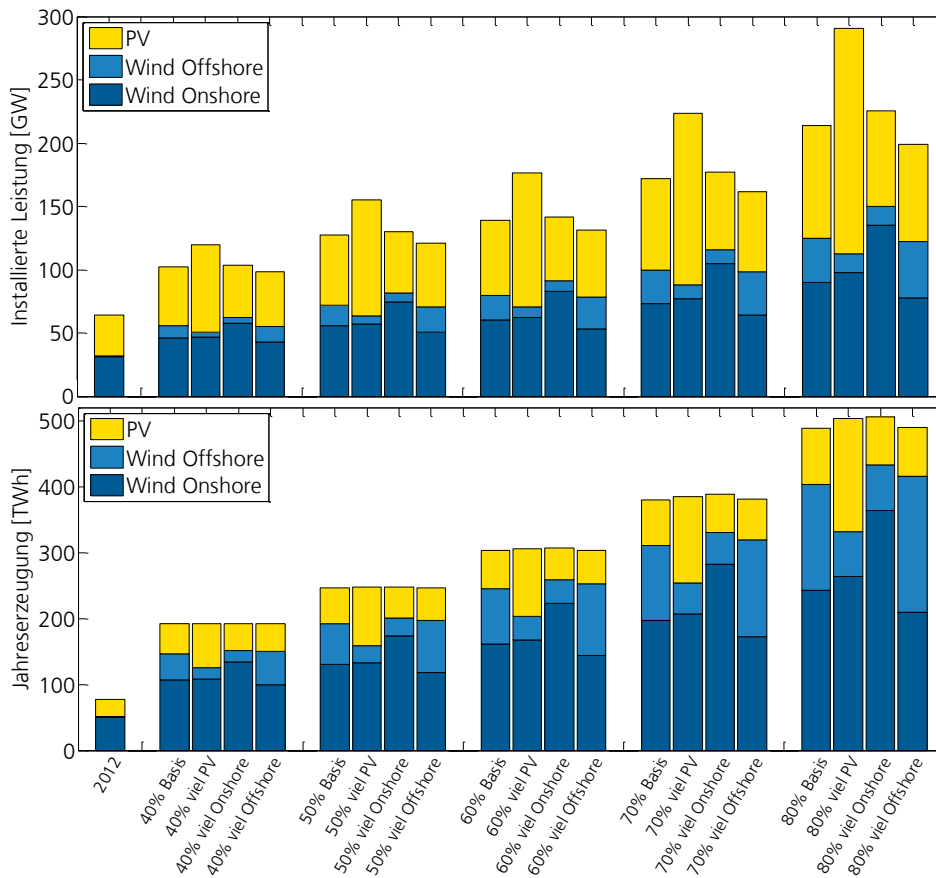


Abb. 4-6: Installierte Leistung fluktuierender EE (oben) und Einspeisung (unten) der betrachteten EE-Mix-Varianten

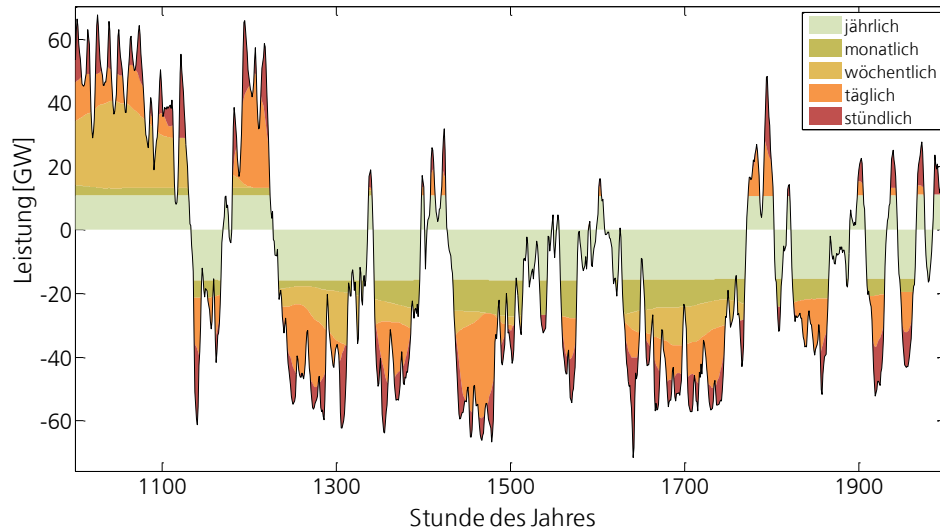
Fluktuationsanalyse verschiedener EE-Ausbauszenarien

Auf Grundlage dieses Szenarios des EE-Ausbaus wird untersucht, welche Fluktuationen sich sowohl hinsichtlich der verbleibenden positiven als auch der negativen Residuallast ergeben. Hieraus werden anschließend die grundsätzlichen Flexibilitätsanforderungen abgeleitet, die einen möglichen Speicherbedarf bedeuten können.

Zur Analyse der Residuallast wird diese in fünf Leistungsbänder eingeteilt. Dabei werden getrennt für die positive und negative Residuallast gleitende Mittelwerte (Tagesmittel, Wochenmittel, Monatsmittel und Jahresmittel) gebildet. Anschließend werden aus diesen gemittelten Zeitreihen Lastbänder entsprechend der Fluktuationshäufigkeit bestimmt (Abb. 4-7).

- **Stündlich** - innerhalb eines Tages (Stundenmittelwerte abzüglich Tagesmittelwerte)
- **Täglich** - innerhalb einer Woche (Tagesmittelwerte abzüglich Wochenmittelwerte)
- **Wöchentlich** - innerhalb eines Monats (Wochenmittelwerte abzüglich Monatsmittelwerte)
- **Monatlich** - innerhalb eines Jahres (Monatsmittelwerte abzüglich Jahresmittelwert)
- **Jährlich** – Verbleibender Energiebedarf (Mittelwert über 4 Wetterjahre)

Abb. 4-7: Beispielhafte Einteilung der Residuallast in Lastbänder entsprechend ihrer Fluktuationshäufigkeit

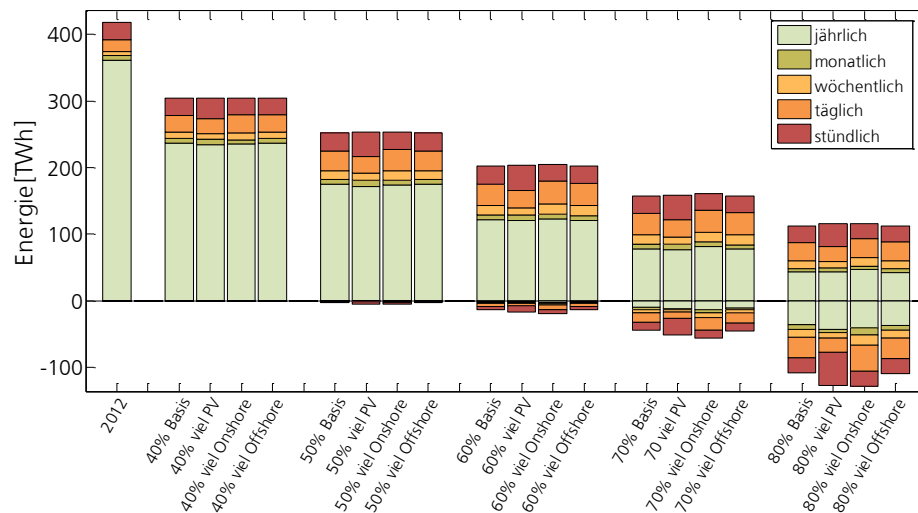


Diese fünf Lastbänder werden in Hinblick auf die energetischen Anteile sowie die Leistungsanteile ausgewertet. Diese Methode gewährleistet, dass die Energiemenge der positiven und der negativen Residuallast der Summe der jeweiligen Lastbänder (stündlich; täglich; wöchentlich; monatlich; jährlich) entspricht.⁴

Die Auswertung der Jahresenergie in Abb. 4-8 zeigt, dass im Fall der positiven Residuallast vor allem der Erzeugungsbedarf unterhalb des Jahresmittelwertes (jährliche Fluktuationen) mit zunehmender EE-Durchdringung stark abnimmt, während die Anteile im kurzfristigen Bereich in absoluter Höhe leicht ansteigen.

Im Bereich der stündlichen Fluktuationen ist dies eine geringfügige Reduktion der Energiemenge von absolut 26 TWh/a im Jahr 2012 auf 24 TWh/a bei 80% EE-Anteil im Basisszenario (vgl. Tab. 4-2) und eine Steigerung auf 34 TWh/a im PV-Szenario. Relativ, bezogen auf die positive Residuallast, steigen die stündlichen Fluktuationen aber stark an von 6% 2012 auf 22% im 80%-Basis-Szenario.

Abb. 4-8: Fluktuation der positiven und negativen Residuallast – Energie



⁴ Im Fall der Leistungsauswertung ergibt sich aus den einzelnen Höchstwerten der jeweiligen Lastbänder in Summe eine höhere Leistung als die Residuallast selbst beinhaltet. Die Leistungsanteile der fünf Lastbänder untereinander werden deshalb als Indikator auf den Jahreshöchstwert der positiven und negativen Residuallast bezogen, um Rückschlüsse auf den absoluten Kapazitätsbedarf zu ermöglichen. Dadurch werden zwar nicht die Höchstwerte der jeweiligen Lastbänder wiedergegeben, aber die Verhältnisse bleiben gewahrt.

Die negative Residuallast ist vor allem durch kurzfristige Fluktuationen geprägt. Erst bei einem EE-Anteil von 80% lassen sich höhere Anteile jährlicher Fluktuationen von 32 bis 34% an der Summe der negativen Residuallast feststellen. Weiter wird bei dem Verhältnis zwischen stündlichen und wöchentlichen Fluktuationen der Unterschied zwischen Windenergie-dominierten Szenarien (ausgeglichen) und PV-dominierten Szenarien (mehr stündliche Fluktuationen) deutlich. Im Bereich der stündlichen Fluktuationen sind dies bei 80% EE-Anteil 23 TWh/a im Basisszenario und 50 TWh/a im PV-Szenario und im Bereich der wöchentlichen Fluktuationen von 31 TWh/a (Basis) und 21 TWh/a (PV).

EE-Anteil (netto inkl. Bandlast)		22% (2012)	40%	50%	60%	70%	80%
Positive Residuallast							
Stündlich	[TWh]	26,4	25,8	27,7	26,3	27,0	24,1
Täglich	[TWh]	17,9	24,8	29,6	32,0	32,4	27,6
Wöchentlich	[TWh]	5,5	10,1	13,0	14,0	14,4	11,5
Monatlich	[TWh]	7,9	6,9	7,4	6,6	7,2	5,3
Jährlich	[TWh]	360,8	236,6	174,6	78,2	121,5	43,2
Negative Residuallast							
Stündlich	[TWh]	0,0	-0,1	-1,6	-5,1	-12,2	-22,8
Täglich	[TWh]	0,0	-0,1	-1,0	-4,5	-14,2	-30,5
Wöchentlich	[TWh]	0,0	-0,0	-0,3	-1,4	-5,2	-12,1
Monatlich	[TWh]	0,0	-0,0	-0,1	-0,6	-2,8	-6,7
Jährlich	[TWh]	0,0	-0,0	-0,2	-1,7	-10,3	-35,9

Tab. 4-2: Fluktuation der positiven und negativen Residuallast-Energie – EE-Mix nach NEP 2013

Abb. 4-9 zeigt deutlich, welchen Einfluss die Fluktuationen auf die benötigte Leistung (als prozentualer Anteil am höchsten Jahreswert bzw. am niedrigsten Jahreswert der Residuallast) haben. Im Vergleich zu 2012 ist schon bei einem EE-Anteil von 40% mit einer starken Zunahme der Fluktuationen im stündlichen und wöchentlichen Bereich der positiven Residuallast zu rechnen. Im Bereich der stündlichen Fluktuationen ist dies eine Steigerung von 13,8 GW im Jahr 2012 auf 18,8 GW bei 40% EE-Anteil im Basisszenario und auf 22,5 GW bei 80% EE-Anteil. Der Leistungsbedarf zum Ausgleich der jährlichen Fluktuationen nimmt jedoch kontinuierlich bis zu einem Anteil von 80% EE ab.

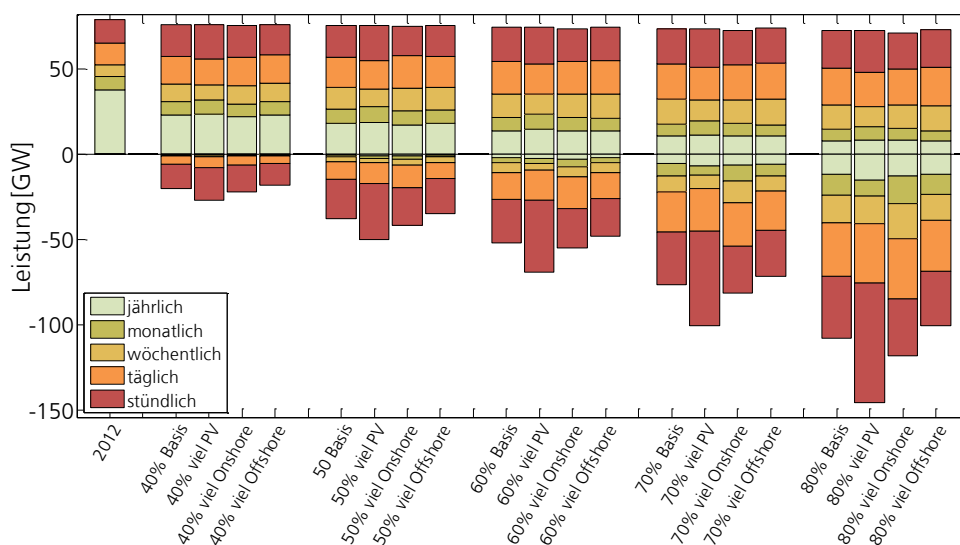


Abb. 4-9: Fluktuation der positiven und negativen Residuallast – Leistung

Auch die negative Residuallast ist vor allem durch kurzfristige Fluktuationen geprägt. Bei 80% EE-Anteil sind die Leistungsanteile jährlicher Fluktuationen relativ gering, wohingegen relativ hohe Leistungsanteile im wöchentlichen und täglichen Bereich auftreten. Der Unterschied zwischen Windenergie-dominierten und PV-dominierten Szenarien wird aus dem Verhältnis zwischen stündlichen und wöchentlichen Fluktuationen deutlich. Im Bereich der stündlichen Fluktuationen sind dies bei 80% EE-Anteil 36,5 GW im Basisszenario und 69,9 GW im PV-Szenario.

Tab. 4-3: Fluktuation der positiven und negativen Residuallast – Leistung (prozentualer Anteil am höchsten bzw. niedrigsten Jahreswert) – EE-Mix nach NEP 2013

EE-Anteil (netto inkl. Bandlast)		22% (2012)	40%	50%	60%	70%	80%
Positive Residuallast							
Höchster Jahreswert der pos. Residuallast	GW	79,1	76,0	75,5	74,3	73,6	72,5
Stündlich	[%]	17%	24%	25%	27%	28%	30%
Täglich	[%]	16%	21%	23%	26%	28%	30%
Wöchentlich	[%]	8%	14%	17%	19%	20%	20%
Monatlich	[%]	10%	10%	11%	10%	10%	9%
Jährlich	[%]	48%	30%	24%	19%	15%	11%
Negative Residuallast							
Niedrigster Jahreswert der neg. Residuallast	GW	0	21,8	41,0	56,0	82,6	118,0
Stündlich	[%]	0%	72%	61%	49%	40%	34%
Täglich	[%]	0%	24%	27%	30%	31%	29%
Wöchentlich	[%]	0%	3%	8%	11%	12%	15%
Monatlich	[%]	0%	1%	3%	6%	9%	11%
Jährlich	[%]	0%	0%	2%	4%	7%	11%

Die Analysen zeigen, dass stündliche Fluktuationen bei der Einspeisung in Zukunft zunehmen werden. Dies korreliert vor allem mit dem Ausbau von Photovoltaikanlagen im Stromerzeugungssystem. Weiterhin sind bei geringen Offshore-Anteilen am EE-Mix deutlich kurzfristigere Fluktuationen festzustellen, welche im Kurzzeitbereich ausgeglichen werden müssen. Grundsätzlich zeigt sich aber die Erkenntnis, dass mit dem Ausbau der EE der Leistungsbedarf im Kurzzeitbereich stärker wächst als der Energiebedarf. Dies lässt auch auf relativ niedrige Volllaststunden schließen, und somit erscheinen neben der grundsätzlichen Anlageneffizienz vor allem auch die Investitionskosten und damit die Wirtschaftlichkeit entscheidend für die Wettbewerbsfähigkeit zwischen den Flexibilitätsoptionen zu sein. Des Weiteren sind die untertägigen Fluktuationen sowie Fluktuationen innerhalb einer Woche in Zukunft zu berücksichtigen.

Zu Teilen lassen sich die unterschiedlichen Fluktuationen der verschiedenen Energieträger zudem nutzen, da die fluktuierende Einspeisung, insbesondere im Vergleich von Windenergie- und Photovoltaikanlagen, tendenziell antikorreliert ist. Durch eine entsprechende Aufteilung auf Technologien lassen sich bereits Ausgleichseffekte erschließen. Ein Energieanteil von ca. 75% Windkraft und ca. 25% Photovoltaik erweist sich als technisch sinnvoll, um die Anforderungen an das Stromerzeugungssystem zu reduzieren.

Bei Betrachtung des jährlichen Fluktuationbereichs der negativen Residuallast ergeben sich erst bei sehr hohen EE-Anteilen in diesen Analysen hohe Energieüberschüsse. Im Gegensatz zu den kurzfristigen Fluktuationen lässt sich bei den jährlichen Fluktuationen ein deutlicher Anstieg der Energie im Verhältnis zur Leistung feststellen, was auf höhere Volllaststunden der ausgleichenden Flexibilitäten schließen lässt.

Zur Ermittlung des optimalen Ausbaupfads für Stromspeicher im europäischen Verbundsystem wird im Rahmen des Forschungsprojekts eine mehrstufige Simulation des elektrischen Energieversorgungssystems durchgeführt. Aus den Rückwirkungen der dargebotsabhängigen Einspeisung auf das Marktgeschehen sowie auf die Netzauslastung lässt sich nachfolgend der zukünftige Bedarf an Speicherkapazitäten ableiten. Die konkrete Modellierung sowie die angewendeten Verfahren unterscheiden sich hierbei nach dem zu analysierenden Zeitbereich.

5.1 Modellierung von Einflussfaktoren auf den Speicherbedarf

Im Folgenden ist daher zunächst dargestellt, wie die für den Speicherbedarf entscheidenden Einflussfaktoren (Einspeisung auf Basis erneuerbarer Energien, Prognosefehler und Reserveanforderung) in den späteren Simulationen modelliert sind. Weiter wird auf die Modellierung von Flexibilitäten auf Nachfrageseite im Lastmanagement und in Erzeugungsanlagen eingegangen sowie die betrachteten Sensitivitäten vorgestellt.

5.1.1 Knotenscharfe Einspeisungen auf Basis erneuerbarer Energien

Für die mehrstufige Simulation des elektrischen Energieversorgungssystems werden Einspeisungen im zeitlichen Verlauf für jeden modellierten Netzknoten benötigt. Die Einspeisung durch die erneuerbaren Energien wird vom Fraunhofer IWES mit der Auflösung (7 km Maschenweite) des COSMO-EU-Modells [Baldauf et al. 2011] für das gesamte Betrachtungsgebiet simuliert (Abb. 5-1).

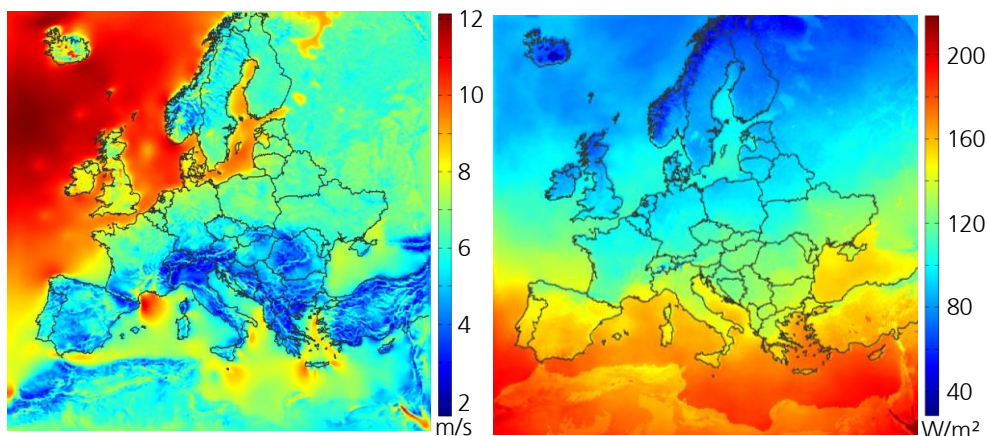


Abb. 5-1: Wind- und Solarressource für das Gebiet des COSMO-EU-Modells; Mittelwerte der Jahre 2007 bis 2011 in ca. 70 m Höhe bzw. globale Horizontalstrahlung (Datenbasis: Deutscher Wetterdienst)

Auf Basis von Informationen über Bestandsanlagen sowie unter Berücksichtigung geeigneter Flächen und der Dargebotspotenziale der regenerativen Ressource erfolgt im Rahmen einer Zubaumodellierung ein Ausbau der EE-Anlagen (Abb. 5-2). Dazu wird eine Lebensdauer von 20 Jahren für Windenergie- und PV-Anlagen angenommen. Für das jeweilige Szenariojahr wird zunächst ermittelt, welche der Bestandsanlagen noch in Betrieb sind. Im nächsten Schritt erfolgt ein Zubau von neuen Anlagen für die Differenz zwischen installierter Leistung im Szenariojahr und vorhandenen Bestandsanlagen.

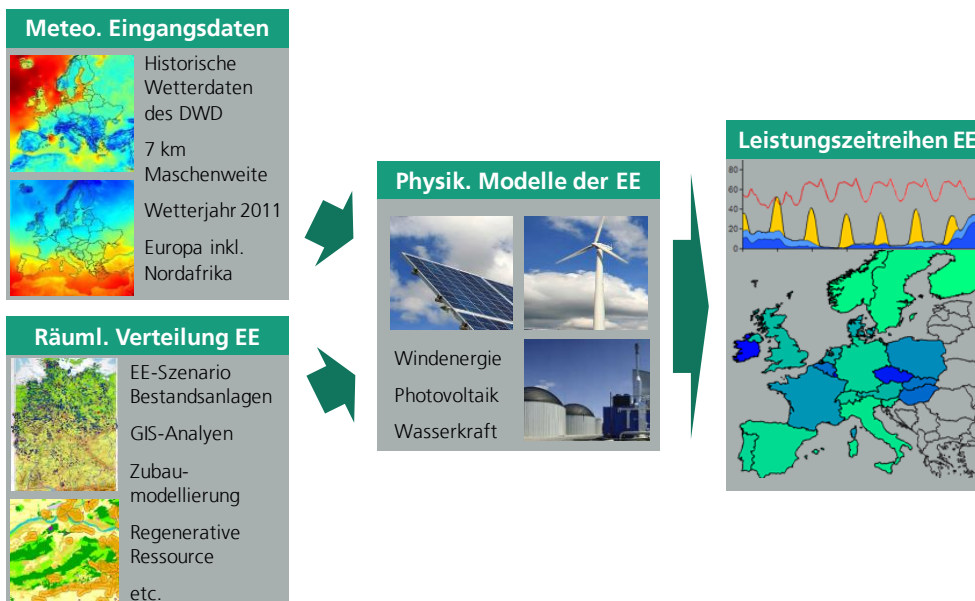


Abb. 5-2: Europaweite Modellierung der erneuerbaren Energien und Zubaumodellierung

Für den Zubau von Windenergieanlagen in Deutschland werden detaillierte Potenzialanalysen [UBA 2010, BWE 2011] der Windenergienutzung berücksichtigt, um geeignete Flächen für die Errichtung von Windenergieanlagen zu identifizieren. Für die restlichen Länder Europas erfolgt dies auf Basis der CORINE-Landnutzungsdaten [CORINE 2010]. Diese weisen die vorwiegende Landnutzung unterteilt nach 44 Kategorien mit einer Auflösung von 1 ha (100 m x 100 m) aus. Siedlungsflächen wurden mit einem Puffer von 700 m belegt und als Ausschlussfläche berücksichtigt. Ebenso wurden die Natura2000-Flächen und Straßen (mit 200 m Puffer) als Ausschlussflächen berücksichtigt. Der Zubau von neuen Windenergieanlagen erfolgt auf Basis einer vorgelagerten Analyse der in den letzten Jahren zugebauten Windenergieanlagen. Es wird ausgewertet auf welchen Flächen bei welcher mittleren Windgeschwindigkeit in den letzten Jahren Windenergieanlagen errichtet wurden. Anschließend wird der Zubau mit einer vergleichbaren Verteilung für die Zukunft fortgeschrieben. Ist dies aufgrund fehlender verfügbarer Flächen nicht möglich, wird die Verteilung des Zubaus auf die Windgeschwindigkeitsklassen entsprechend angepasst. Innerhalb der Windklassen, wird der Zubau – unter Berücksichtigung einer minimalen Leistung von 3 MW – proportional zur verfügbaren Kapazität der Planflächen verteilt.

Für den Zubau von Photovoltaikanlagen wird zwischen Freiflächen- und Aufdach-Anlagen unterschieden. Während die Errichtung von Freiflächenanlagen auf Konversionsflächen sowie entlang von Straßen und Schienenwegen angenommen wird, erfolgt der Zubau von Aufdachanlagen im Modell entsprechend in den Siedlungsgebieten der CORINE-Landnutzungsdaten. Für Deutschland wurde zusätzlich eine vorgelagerte Analyse der Zubaudynamik durchgeführt und mittels einer Sättigungsfunktion berücksichtigt [Kombikraftwerk 2 2014]. Für Europa wird hingegen eine Verteilungsfunktion zugrunde gelegt, die vorgibt, wie sich PV-Anlagen auf die verfügbaren Standortqualitäten (Strahlungsressource) verteilen.

Für zukünftige EE-Anlagen werden technologische Entwicklungen wie eine Erhöhung des Systemwirkungsgrads (PV) oder zunehmende Nabenhöhen bei einer geringeren rotorspezifischen Nennleistung (Wind) berücksichtigt. Mithilfe physikalischer Modelle der EE-Anlagen und anhand historischer Wetterdaten werden stündlich aufgelöste Zeitreihen der Stromerzeugung der verschiedenen Technologien je Wettermodellfläche generiert. Das physikalische Modell der Windenergieanlagen ermittelt die Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe durch logarithmische Interpolation zwischen den flankierenden Höhenlevel des COSMO-EU Modells. Dabei wird die Anlagenverschattung mithilfe des Modells von Ainslie [Ainslie 1988] berücksichtigt. Da es sich bei den Wettermodelldaten um zeitlich und räumlich geglättete Daten handelt, wird ebenfalls eine

Glättung der Leistungskennlinien der Windenergieanlagen durch Faltung mit einer Normalfunktion vorgenommen [Nørgård & Holttinen 2004].

Als Strahlungsdaten werden europaweite satellitengestützte Einstrahlungsdaten, prozessiert nach dem Helioclim-3 Verfahren [Blanc et al. 2011], von Transvalor [SoDa 2013] verwendet. Wirkungsgradeinbußen aufgrund einer Erwärmung der Module werden unter Verwendung von Temperaturdaten aus dem COSMO-EU Modell berücksichtigt. Die Einstrahlung auf Modulebene wird mithilfe der Modelle von Orgill-Hollands [Orgill & Hollands 1977] und [Klucher 1979] berechnet. Für die Wechselrichter und Module werden Modelle von [Schmidt & Sauer 1996] bzw. [Beyer et al. 2004] verwendet. Das Modell berücksichtigt die unterschiedlichen Anlagenkonfigurationen (Ausrichtung, Neigung, Montageart etc.) anhand einer Analyse des aktuellen Anlagenbestands.

Die Simulation der Stromeinspeisung durch Laufwasserkraftwerke erfolgt für Deutschland auf Grundlage der tagesmittleren Wasserdurchflussraten an kraftwerksnahen Messstandorten der gewässerkundlichen Ämter. Für die Simulation werden Wasserkraftwerke ab einer Anlagengröße von 1 MW berücksichtigt. Ein Zubau von Anlagen an bisher ungenutzten Standorten wird im Modell nicht berücksichtigt, da das Ausbaupotenzial in Deutschland als gering eingeschätzt wird. Die fehlende Erzeugungsleistung, die aus der Nicht-Berücksichtigung von Anlagen < 1 MW resultiert, wird durch eine Skalierung auf die Jahresenergieerträge angepasst. Eine Berücksichtigung der interannuellen Schwankungen erfolgt anhand der KEW-Werte (Koeffizient der Erzeugungsmöglichkeit aus Wasserkraft [Wagner & Rindelhardt 2007]) sowie der Erzeugungsleistung nach [AGEE-Stat 2013].

Für die Modellierung der Stromerzeugung aus Laufwasserkraftwerken in Europa für die langfristigen Betrachtungen werden vereinfacht die Monatsprofile von jeweils wenigen Flüssen je Land durch Mittelung langjähriger Durchflussdaten als meteorologische Eingangsdaten verwendet [RivDIS 1998]. Die Berechnung von Leistungszeitreihen aus den Durchflussraten erfolgt mithilfe einer aggregierten Leistungskennlinie, die aus dem Modell für Deutschland abgeleitet wurde.

Anhand der oben genannten Modelle erfolgt die europaweite Erstellung der Einspeisezeitreihen der erneuerbaren Energien zunächst mit der räumlichen Auflösung des horizontalen Modellgitters des COSMO-EU Modells (ca. 7 km Maschenweite). Während für die Marktsimulationen die Zeitreihen auf Marktgebiete aggregiert werden, erfolgt für die Netzbetriebssimulationen der Betrachtungen des mittelfristigen Zeithorizonts eine Aggregation auf Höchstspannungsnetzknotten. Vereinfacht wird dies über die räumliche Nähe abgebildet, sodass die Leistungszeitreihen von Wind und PV jeweils dem nächstgelegenen Höchstspannungsnetzknotten zugeordnet werden. Anschließend werden hieraus, unter Berücksichtigung von regionalisierten Lastzeitreihen, Residuallastzeitreihen je Höchstspannungsnetzknotten bzw. je Marktgebiet generiert. Analog zu den Lastzeitreihen wurden die historischen Wetterdaten des Jahres 2011 verwendet.

5.1.2 Prognosefehler der Stromeinspeisung durch Windenergie- und Photovoltaikanlagen

Um die Verteilung der Prognosefehler der Wind-Onshore, Wind-Offshore und PV-Einspeisung für die Szenariojahre abzubilden, wird aufbauend auf historischen Ist-Einspeisedaten sowie Kurzfrist- und Folgetagsprognosedaten eine Kerndichteschätzung vorgenommen. Bei der Kerndichteschätzung werden singuläre Messpunkte durch Gaußverteilungen ersetzt, so dass sich kontinuierliche Fehlerverteilungen ergeben. Aus den heutigen Prognosefehlerverteilungen werden anschließend durch lineare Transformation die zukünftig zu erwartenden Fehlerverteilungen der Szenariojahre für Wind-Onshore, Wind-Offshore und Photovoltaik mit dem Ziel-nRMSE und Ziel-nBIAS (vgl. Kapitel 6.2.5) erzeugt und entsprechend den installierten Leistungen skaliert.

Des Weiteren wird für die Bewirtschaftung der Langzeitspeicher eine Langfristprognose der Residuallast berücksichtigt. Hierfür wird eine Statistik auf Basis langjähriger Zeitreihen der EE-Einspeisung und der Last unter Berücksichtigung von Wochen- und Feiertagen im Falle der Last generiert.

5.1.3 Dimensionierung des Regelleistungsbedarfs

Die Zunahme der fluktuierenden Erzeugung aus Windenergie- und Photovoltaikanlagen führt zu einem steigenden Bedarf an Regelleistung. Wie sehr sich der Regelleistungsbedarf in Zukunft verändern wird, hängt wesentlich von der Güte der Einspeiseprognosen für Windenergie- und PV-Anlagen ab. Bei dem in Deutschland verwendeten Verfahren nach Graf/Haubrich [Consentec/ Haubrich 2008, Roggenbau 1999] werden die einzelnen Fehler betrachtet, welche einen Einsatz an Regelleistung verursachen. Dies sind bspw. Prognosefehler für Einspeisungen aus EE-Anlagen oder der Last, Kraftwerksausfälle und Fahrplansprünge.

Unter der Annahme, dass zukünftig die Ermittlung des Regelleistungsbedarfs dynamisch erfolgen wird, wird mithilfe eines Verfahrens zur stündlichen Reservebemessung auf Basis der ermittelten Fehlerverteilungen der Gesamtregelleistungsbedarf an Sekundärregelleistung (SRL) und Minutenreserve (MR) ermittelt [Breuer et al. 2011]. Dabei werden zunächst die Wahrscheinlichkeitsdichteverteilung für EE-Einspeiseprognosefehler, Kraftwerksausfälle, Lastprognosefehler und Lastrauschen in Abhängigkeit der stündlichen Last- und Einspeisesituation bestimmt. Aus der Faltung der verschiedenen Funktionen ergibt sich für jede betrachtete Reservequalität (SRL und MR) in jeder Stunde die gesamte Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion eines auszugleichenden Leistungsungleichgewichtes. Aus dieser Verteilung sowie einem anzustrebenden Sicherheitsniveau kann für jede Reservequalität die benötigte Regelleistung in positiver und negativer Richtung bestimmt werden. Das angewandte Verfahren zur dynamischen Reservebemessung wird in Abb. 5-3 dargestellt.

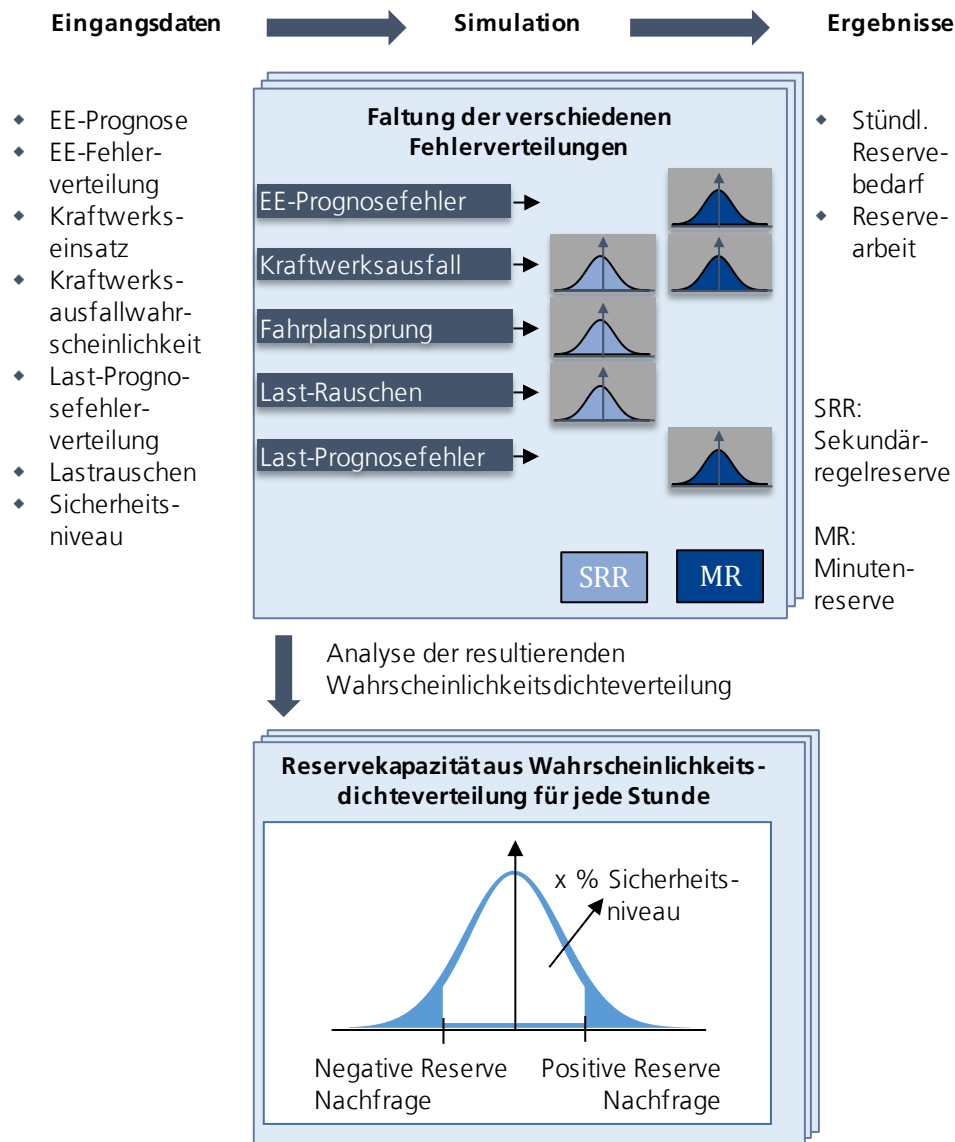


Abb. 5-3: Modellierung dynamische Reservebemessung

Der dimensionierte, stündliche Bedarf an Regelleistung ist anschließend zu jedem Zeitpunkt durch Erzeugungsanlagen vorzuhalten. Auf diese Weise können Speicher ebenfalls durch die Bereitstellung von Regelleistung einen wichtigen Beitrag zur Systemintegration von EE leisten.

5.1.4 Lastmanagement

Das Lastmanagement, sogenanntes Demand Side Management (DSM,) dient dazu, den Stromverbrauch an das Energieangebot anzugleichen. Eine Reduzierung oder Erhöhung der Last kann an den Märkten für Fahrplanenergie oder Regelleistung sowie zum Bilanzkreisausgleich eingesetzt werden.

Langfristig gewinnen insbesondere die neuen Stromverbraucher Elektromobilität und Wärmepumpen wirtschaftlich und klimapolitisch an Bedeutung, da sich über den höheren Wirkungsgrad eines Elektromotors bzw. die Nutzung von Umweltwärme hohe Effizienzgewinne erzielen lassen. Zudem besteht über die elektrischen bzw. thermischen Speicher ein Lastmanagement-Potenzial. Grundsätzlich stehen den dezentralen Anwendungen höhere Aufwendungen und spezifische Kosten hinsichtlich Datenübertragung, Steuerung, Endkundenabrechnung und Bilanzausgleich zur Verfügung. Da es sich bei diesen Anwendungen um Großverbraucher im Haushaltsbereich handelt, ist es

wahrscheinlich, dass sich das technische DSM-Potenzial dieser dezentralen Anlagen langfristig ökonomisch durchsetzt. Kleinere Stromverbraucher der weißen Ware wie Wäschetrockner, Geschirrspüler u. a. werden wahrscheinlich in Haushalten mit existenten Großverbraucher wie Elektroautos oder Wärmepumpen zusätzlich eingebunden [Nitsch et al. 2012]. Weitere flexible dezentrale Verbraucher die abgebildet werden, sind langfristig der zu erwartende ansteigende Klimatisierungsbedarf im Bereich Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (GHD) und Altanlagen von Nachtspeicherheizungen und el. Trinkwarmwasserspeichern. Dabei ist zu berücksichtigen, dass diese Altanlagen nur im kurzfristigen Szenariobereich relevant sind, weil ein Anlagenrückbau unterstellt wird. Die bestehende Unsicherheit bezüglich der Umsetzung der Lastmanagementanwendungen wird über Szenariovarianten mit hoher und niedriger DSM-Durchdringung abgebildet.

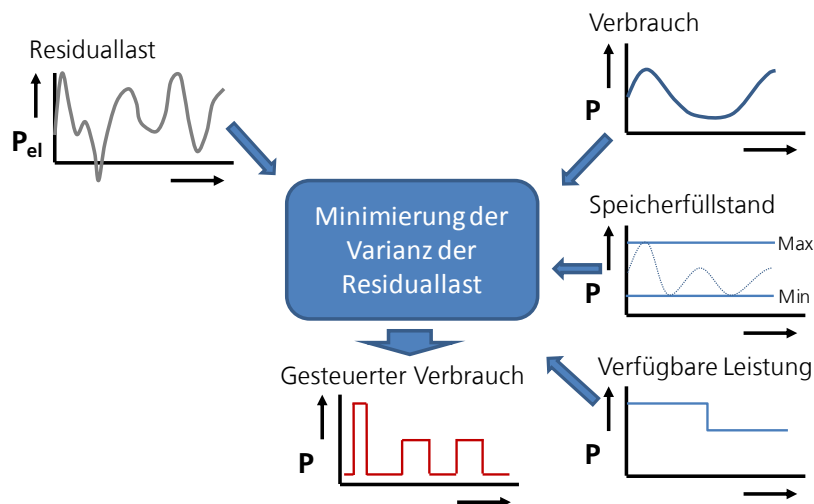


Abb. 5-4: Schematische Darstellung des Lastmanagement-Modells

Die spezifischen Eigenschaften der Anwendungen eines Lastmanagements werden mittels detaillierter physikalischer Modelle abgebildet (Abb. 5-4). Der Einsatz der nicht-elektrischen Speicher bzw. der Verschiebepotenziale wird mittels einer linearen Programmierung optimiert. Die Zielfunktion stellt dabei die Reduktion der Varianz der Residuallast dar. Dies umfasst die bestehenden Anwendungen im Haushaltsbereich (kurzfristig Altanlagen von Nachtspeicherheizungen und elektrischer Trinkwarmwasserspeicher, langfristig auch weiße Ware) als auch die zusätzlichen Verbraucher (E-KFZ, E-Wärmepumpen und Klimatisierung im GHD-Bereich; vgl. Abb. 5-5). Dabei wird unterstellt, dass diese Anlagen ausschließlich an den Spotmärkten eingesetzt werden (vereinfacht abgebildet als vorgelagerte Residuallastglättung), jedoch nicht dem Regelleistungsmarkt zu Verfügung stehen. Dies ist ebenfalls mit den höheren spezifischen Anwendungen für IKT und Anforderungen an Verfügbarkeit für Regelleistung verbunden.

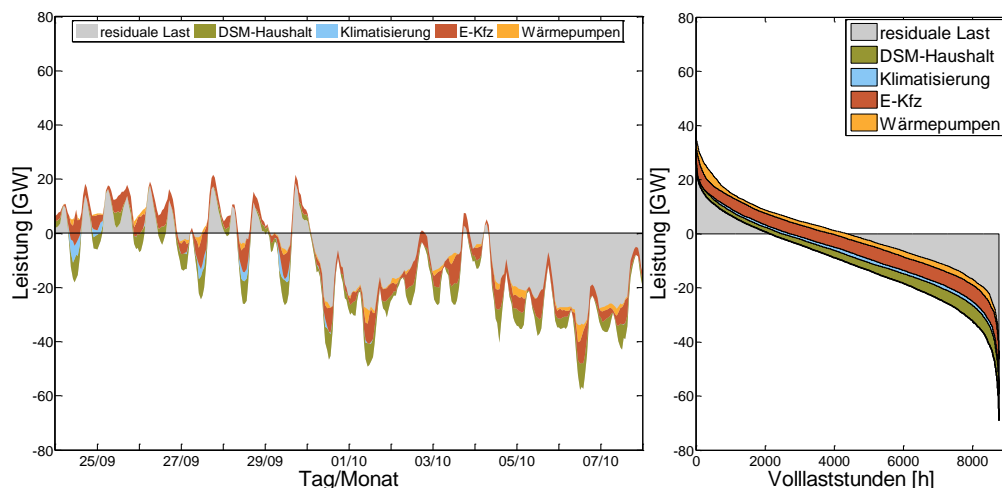


Abb. 5-5: Simulation von Lastmanagement-Anwendungen – exemplarischer Verlauf über 2 Wochen und Jahresdauerlinie 2050 [Nitsch et al. 2012]

Stromverbrauch und Lastmanagementpotenziale der Wärmepumpenheizungen in den Bereichen private Haushalte sowie GHD werden mit einem Modell simuliert, das auf sieben repräsentativen Haustypen/Heizsystemen basiert. Die Gebäude werden nach Alt- und Neubau, Ein- und Mehrfamilienhaus sowie GHD-Sektor unterschieden. Die Heizsysteme werden nach Luft- und Solewärmepumpen sowie nach Fußbodenheizung und Radiatoren – unter Berücksichtigung entsprechender COP-Kennlinien, Heizkurven und Heizstab-Anteilen – unterschieden. Die DSM-Simulation von Klimatisierung, weißer Ware und Nachtspeicherheizungen ist vergleichbar, jedoch wird keine Wirkungsgradabhängigkeit von der Außentemperatur berücksichtigt und nicht zwischen Gebäudetypen unterschieden. Eingangsgrößen sind hier die Zeitreihen des ungesteuerten Stromverbrauchs, die Speicherkapazität, maximale Verzögerungszeit und Ladeleistung.

Um der Varianz einer großen Menge von Elektroautos mit individuellen Fahrprofilen in Bezug auf die Flexibilität eine Batteriekapazität und Anschlussleistung gerecht zu werden, steht eine agentenbasierte Elektrofahrzeugsimulation zur Verfügung. Dabei wird das Verbrauchsverhalten der Fahrzeuge in Abhängigkeit zu Temperaturen (Heizung, Klimatisierung), Tag/Nacht oder auch Geschwindigkeit anhand einer Vielzahl von Fahrzeugen berechnet und hochskaliert. Die Parametrisierung der elektrischen Komponenten wie Batterietechnologien, Wechselrichtern, Ladeinfrastruktur ermöglichen eine detailgetreue Simulation und gleichzeitig die Möglichkeit, Systemeffekte bei einer großen Menge an Fahrzeugen sichtbar zu machen. Als Eingangsparameter stehen neben der EE-Einspeisung auch Wetterdaten zur Verfügung. Weiterhin existieren bereits Statistiken des Nutzerverhaltens von Fahrzeugnutzern aus den "Mobilität in Deutschland" - Studien 2002 und 2008 [MID 2002, MID 2010], auf deren Basis angepasste Fahrzeugprofile für die agentenbasierte Simulation der Elektromobilität abgeleitet wurden.

Die wirtschaftlichen Potenziale von Prozessen im Industrie- und GHD-Bereich werden ebenfalls bilanziell erfasst und, im Gegensatz zu DSM im Haushaltsbereich, entsprechend ihrer variablen Kosten (Arbeitspreis) am Regelleistungsmarkt für Minutenreserve im Rahmen der Kraftwerkseinsatzoptimierung berücksichtigt. Diese Methodik abstrahiert von der komplexeren Realität, in welcher ein Großteil der DSM-Anwendungen prinzipiell an Spot- und Regelleistungsmärkten agieren kann. Für die speicherspezifischen Untersuchungen in diesem Projekt wird diese vereinfachte Methodik jedoch als ausreichend eingeschätzt.

5.1.5 Flexibilität von KWK-Anlagen, Biomasse befeuerten Anlagen und CSP-Anlagen

Neben dem Lastmanagement auf Nachfrageseite kann ebenfalls Flexibilität im Stromerzeugungssystem durch flexible Erzeugungsanlagen bereitgestellt werden. Hierbei sind vorrangig der Einsatz von Anlagen mit Kraft-Wärme-Kopplung (KWK), Biomasse befeuerten Anlagen und Erzeugungsanlagen auf Basis von Concentrated Solar Power (CSP) genauer zu betrachten und zu modellieren.

KWK-Anlagen werden eingesetzt, um eine Wärmenachfrage zu decken und gleichzeitig elektrische Energie zu erzeugen. Sie speisen dazu in der Regel die erzeugte Wärme in ein öffentliches Wärmenetz oder in das Wärmenetz eines industriellen Verbrauchers ein. Die Wärmenachfrage hängt daher sowohl von dem zugrundeliegenden, temperaturabhängigen Bedarf als auch dem Nachfrageprofil des Industriekunden ab. Der Einsatz der KWK-Anlagen kann dabei auf der einen Seite rein wärmegeführt erfolgen, d. h. die KWK-Anlage fährt den Bedarf der jeweiligen Wärmenachfrage ab und erzeugt gleichzeitig Strom. Bei dieser unflexiblen Fahrweise kann es jedoch zu Zeiten geringer oder sogar negativer Residuallast zu einer Stromerzeugung durch diese Anlagen kommen. Auf der anderen Seite kann der Einsatz von KWK-Anlagen ebenfalls flexibel,

stromgeführt erfolgen. Dabei erfolgt der Einsatz dieser Anlagen vorrangig in Abhängigkeit des Strombedarfs, der Wärmebedarf kann unter Nutzung von Wärmespeichern flexibel gedeckt werden.

Die Flexibilität der KWK-Anlagen wird über einen Wärmespeicher mit begrenzter Kapazität abgebildet, der der fixen Nachfragezeitreihe vorgelagert ist. Für Erdgas bzw. Biomethan werden die variablen Kosten von Erdgas angerechnet. Weitere Flexibilität ergibt sich durch eine höhere KWK-Engpassleistung, einen erdgasbetriebenen Spitzenlastkessel und einen elektrisch betriebenen E-Heizer (Power-to-Heat), der ebenfalls als elektrischer Verbraucher zur Deckung der Wärmenachfrage eingesetzt werden kann. Power-to-Heat weist dabei das Potenzial auf, zu relativ geringen Investitionskosten eine Flexibilität bereitzustellen, die andernfalls abgeregelten EE-Strom trotz geringer Volllaststunden anteilig integrieren kann und mittelfristig komplementär zum begrenzten Einsatz von KWK-Anlagen den sonst zunehmenden Einsatz von Gaskesseln durch erneuerbaren Strom ersetzen kann [Agora 2014]. Die Anordnung von Wärmespeicher, Erzeugungseinheiten und Wärmenachfrage ist in Abb. 5-6 schematisch dargestellt.

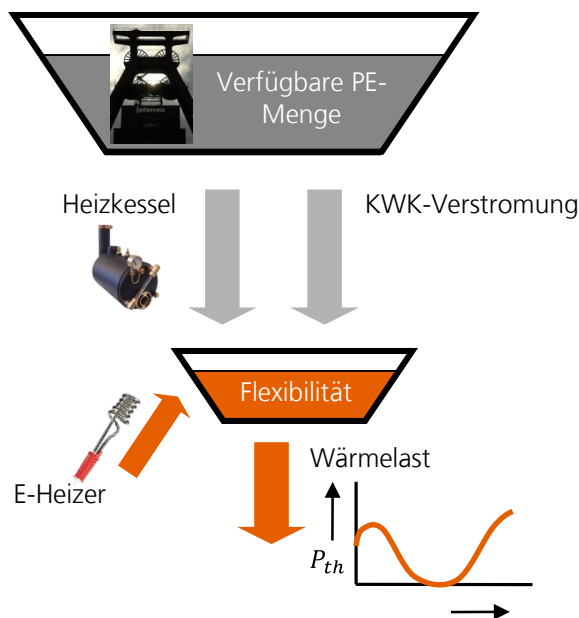


Abb. 5-6: Modellierung von flexibler KWK-Erzeugung und Wärmenachfrage

Bei Biomasse befeuerten Erzeugungsanlagen mit Vor-Ort-Verstromung wird die Flexibilität der Stromerzeugung primär von der Größe des Biogasspeichers und der zusätzlichen BHKW-Leistung bestimmt. Zusätzlich ist die Energiemenge der Stromerzeugung über die Biogasproduktion der Erzeugungsanlage begrenzt.

Die flexible Erzeugung aus CSP-Erzeugungsanlagen lässt sich auf ähnliche Art und Weise wie bei KWK-Anlagen modellieren. Bei diesen Anlagen wird die durch Sonnenkollektoren gewonnene thermische Energie in einem Wärmespeicher gespeichert. Die gespeicherte Energie wird anschließend über einen Dampferzeuger, eine Dampfturbine und einen Generator in elektrische Energie umgewandelt. Wie bei der KWK-Modellierung wird auch hier die Flexibilität durch einen thermischen Speicher bereitgestellt. Es fallen keine weiteren variablen Kosten für den Betrieb dieser Erzeugungsanlagen an. Der Aufbau des Modells ist in Abb. 5-7 aufgeführt.

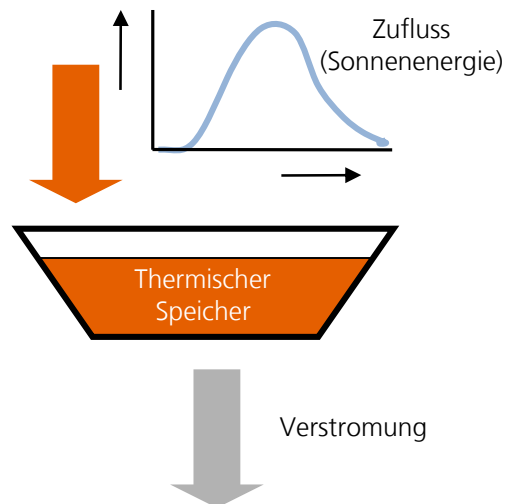


Abb. 5-7: Modellierung von Erzeugung aus CSP-Wärmespeichern

Der Einsatz der so modellierten Erzeugungsanlagen auf Basis von KWK, Biomasse und CSP wird im Rahmen der Marktsimulation (s. Kapitel 5.2.1.1) simuliert, wodurch die verfügbaren Flexibilitäten entsprechend der jeweiligen Einspeise- und Lastsituation eingesetzt werden können.

5.2 Modellierung und Bewertungsmethodik für den mittelfristigen Zeitbereich

Für den mittelfristigen Zeitbereich (Jahre 2020 bis 2030) wird eine detaillierte Modellierung des europäischen Energieversorgungssystems gewählt, da hierfür genauere Annahmen zur Entwicklung der Erzeugungssysteme in Europa sowie zu Projekten im Ausbau der Übertragungsnetze vorliegen.

Im Rahmen der mehrstufigen Simulationen wird zunächst in einer gesamtwirtschaftlichen Speichersimulation der zukünftige Speicherbedarf in Abhängigkeit von Szenarien ermittelt, um anschließend die Wirtschaftlichkeit möglicher Speicherprojekte in einer betriebswirtschaftlichen Simulation genauer zu untersuchen. Hieraus kann anschließend die Notwendigkeit für Anreize an Investoren ermittelt werden.

5.2.1 Gesamtwirtschaftliche Speichersimulation

Zur Ermittlung des Speicherbedarfs im mittelfristigen Zeitbereich ist eine Berücksichtigung der in Kapitel 1 dargestellten Einflussfaktoren erforderlich. Um die Auswirkungen auf das europäische Stromversorgungssystem geeignet simulieren zu können, wird eine mehrstufige Simulation des elektrischen Stromversorgungssystems durchgeführt. Aus den Rückwirkungen der dargebotsabhängigen Einspeisung auf das Marktgeschehen sowie den Netzbetrieb wird der Bedarf an Stromspeichern abgeleitet.

5.2.1.1 Marktsimulationsverfahren

Im Rahmen der gesamtwirtschaftlichen Speichersimulation [Drees et al. 2012] erfolgt zunächst eine ganzheitliche Marktsimulation des europäischen Stromversorgungssystems, in der die bestehenden sowie zusätzliche Speicherkapazitäten abgebildet werden.

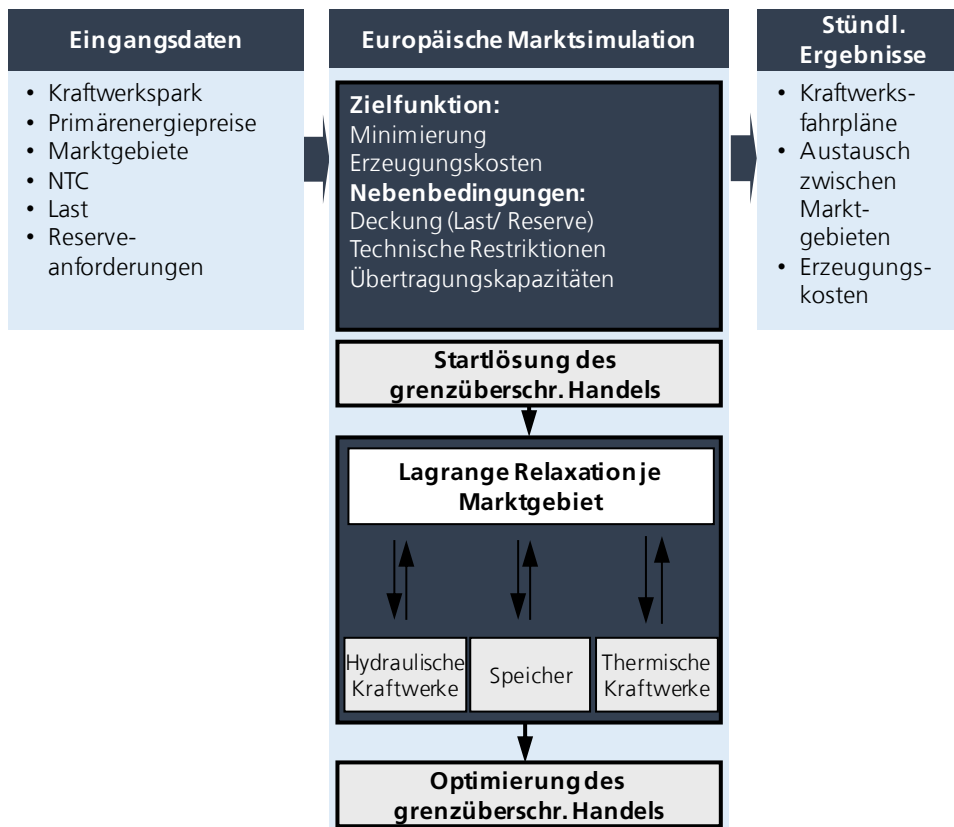
Die Marktsimulationen werden unter Anwendung eines am Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft (IAEW) entwickelten Verfahrens zur Simulation des europäischen Strommarktes und somit des aktuellen Market Couplings durchgeführt [Mirbach 2009]. Auf Basis der Eingangsdaten, wie bspw. dem Kraftwerkspark inkl. technischer Restriktionen der Erzeugungsanlagen, Primärenergiepreisen, CO₂-

Emissionszertifikatspreisen, stündlicher Nachfragezeitreihen an elektrischer Energie und Regelleistung sowie Übertragungskapazitäten zwischen den betrachteten Marktgebieten, erfolgt die Simulation des europaweiten Strommarktes. Das Marktsimulationsverfahren ermittelt hierzu den kostenminimalen, d. h. gesamtwirtschaftlich optimalen, Kraftwerkseinsatz zur Nachfragedeckung und Vorhaltung einer aggregierten Regelleistung (Sekundärregelleistung und Minutenreserve) unter Berücksichtigung der technischen Restriktionen in der Stromerzeugung und -übertragung. Dies entspricht genau den Einsatzentscheidungen bzw. Handelstätigkeiten, die unter Annahme eines vollkommenen Marktes, d. h. einer hinreichenden Anzahl von Marktteilnehmern, von vollständiger Transparenz und damit von vollkommener Konkurrenz, sowie unter Vernachlässigung von Handelsstrategien einzelner Marktteilnehmer, durchgeführt werden.

Aufgrund der Komplexität der Optimierungsaufgabe, insbesondere infolge der zeitkoppelnden Nebenbedingungen für die Bewirtschaftung von Speicherbecken hydraulischer Kraftwerke sowie Mindestbetriebs- und Mindeststillstandszeiten thermischer Kraftwerke, ist eine geschlossene Lösung des Optimierungsproblems nicht möglich und somit ein mehrstufiger Ansatz erforderlich. Im Rahmen des am IAEW entwickelten Verfahrens wird hierbei eine Zerlegung des Problems mit Hilfe einer Lagrange-Relaxation und einer Lagrange-Dekomposition durchgeführt. Der in Abb. 5-8 dargestellte Ansatz ermöglicht es, im Gegensatz zu vergleichbaren Verfahren

- 8760 konsekutive Stunden eines Jahres zu optimieren und somit eine korrekte Bewertung von saisonalen Speichern zu ermöglichen,
- alle thermischen und hydraulischen Kraftwerke in Europa blockscharf zu berücksichtigen,
- alle europäischen Marktgebiete und vorhandene Kopplungen über Austauschkapazitäten

detailliert und gleichzeitig zu optimieren. Der stündliche Regelleistungsbedarf je Marktgebiet wird im Rahmen der Simulation kostenoptimal durch thermische Kraftwerke, flexible Biomasse befeuerte Anlagen, KWK- und CSP-Anlagen sowie Speicher gedeckt. Die Bereitstellung von Regelleistung durch EE wird hierbei vernachlässigt.



Methodik, Modelle und Verfahren

Abb. 5-8: Modellierung der Marktsimulation

Die wesentlichen Ergebnisse sind der systemweite, kostenminimale Kraftwerkseinsatz sowie die Gesamtkosten der Stromerzeugung zur Nachfragedeckung und Reservevorrhaltung. Zudem werden die grenzüberschreitenden Im- und Exporte zwischen den Marktgebieten ermittelt.

5.2.1.2 Netzbetriebssimulation

Die aus der Marktsimulation resultierende Last-/Einspeisesituation kann zu Überlastungen im Übertragungsnetz führen, welche durch die Netzbetreiber behoben werden müssen. Dazu werden in der Netzbetriebssimulation mittels der marktbasierend vorgegebenen Kraftwerkseinsätze stündliche Leistungsflüsse im Grundlastfall sowie in Ausfallsituationen bestimmt. Das dazu verwendete Netzmodell des europäischen Verbundsystems basiert auf öffentlichen, frei zugänglichen Daten. Kenntnisse über individuelle Schaltzustände sowie weitere Netzcharakteristika, die nur Netzbetreibern zur Verfügung stehen, werden nicht berücksichtigt. Zur Behebung von Engpässen wird durch die Netzbetreiber der sogenannte Redispatch durchgeführt, dessen Ziel die Beseitigung von Leitungsüberlastungen durch eine geeignete Anpassung des Kraftwerkseinsatzes ist. Hierzu muss im Falle eines Netzengpasses vor dem Engpass ein Kraftwerk seine Einspeiseleistung reduzieren, wohingegen hinter diesem die Einspeiseleistung eines anderen Kraftwerkes erhöht werden muss. Die Kosten für diesen Redispatch ergeben sich durch die variablen Kosten der jeweiligen Kraftwerke.

Im Rahmen dieses Forschungsprojektes wird zur Simulation dieser Eingriffe ein am IAEW entwickeltes Verfahren eingesetzt, welches nachfolgend in Abb. 5-9 schematisch dargestellt ist [Eickmann et al. 2013].



Abb. 5-9: Verfahrensablauf der Netzbetriebssimulation

Mittels Lastflussberechnungen kann der quasi-stationäre Netzzustand auf Basis der gegebenen Eingangsdaten ermittelt werden. Die resultierenden Ergebnisgrößen (Spannung und Phasenwinkel) aller betrachteter Netzknoten lassen jedoch keine Aussage über den Zustand des Netzes in Ausfallsituationen, d. h. (n-1) Zuständen, zu. Der eingesetzte Security-Constrained Optimal Power Flow (SCOPF) kann hingegen, neben technischen Betriebsgrenzen, sowohl betriebliche als auch sicherheitsrelevante Nebenbedingungen abbilden. Als Eingangsdaten werden neben dem Netzmodell die knotenscharfen Last-/Einspeisesituationen sowie die aus dem Markt resultierenden Speicherfüllstände genutzt. Um den (n-1)-Zustand sicherzustellen, werden mögliche Ausfallsituationen simuliert und als zusätzliche Nebenbedingung im Optimierungsproblem abgebildet. Durch die anschließende sukzessiv lineare Optimierung der Wirk- und Blindleistungseinspeisung der Kraftwerke sowie der Stufenstellung der Transformatoren kann eine Vermeidung von Grenzwertverletzungen der Betriebsmittel im Grundlastfall sowie im (n-1)-Zustand erreicht werden. Die Optimierung erfolgt dabei unter der Zielfunktion die Leitungsüberlastungen, die Anzahl der Eingriffe des Netzbetreibers in den Kraftwerkseinsatz und die Redispatchkosten, basierend auf den Grenzkosten der Kraftwerke, zu minimieren. Neben den Freiheitsgraden der Anpassung der Kraftwerksleistung und der Abregelung von Windenergieanlagen ist über die zeitkoppelnde, geschlossene Optimierung mehrerer Netznutzungsfälle der Einsatz von Speichern möglich. Da für Redispatchmaßnahmen bisher vorwiegend konventionelle, thermische Kraftwerke eingesetzt werden, stellt der Einsatz von Speichern hierbei einen zusätzlichen Freiheitsgrad zur Vermeidung von Netzengpässen und Reduktion von Redispatchkosten dar, der in den Untersuchungen abgebildet werden kann. Dabei werden zeitkoppelnde Nebenbedingungen durch die Änderung der Speicherbeckenfüllstände sowie natürliche Zu- und Abflüsse über den betrachteten Zeitbereich berücksichtigt. Der Einsatz der Speicher im Redispatch ist zudem immer durch den marktbestimmten Einsatz zu Beginn und Ende des betrachteten Horizonts, also dem zeitkoppelnd abgebildeten Zeitbereich, und den maximalen Füllständen der Becken eingeschränkt (vgl. Abb. 5-10).

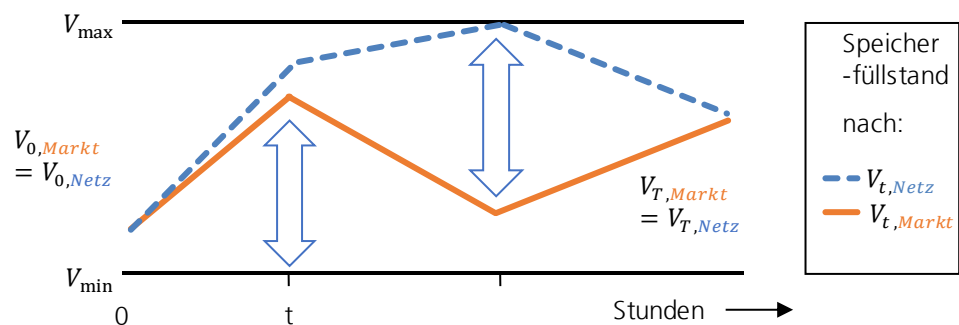


Abb. 5-10: Beckenfüllstand bei Einsatz von hydraulischen Kraftwerken im Redispatch

Dabei steigt das Potenzial für einen netzbasierten Einsatz der Speicher mit der Länge des betrachteten Horizonts, da während des Optimierungshorizonts ein netzdienlicher Betrieb im Rahmen der technischen Möglichkeiten uneingeschränkt möglich ist. Lediglich zum Ende des Optimierungshorizonts muss der Speicherfüllstand wieder die marktseitig determinierte Füllhöhe erreichen. Der zusätzliche Einsatz von Speichern kann somit dazu beitragen, auf Basis der durch den Markt bestimmten Einspeisesituation eine zulässige aber auch kostengünstigere Netzsituation zu erreichen [Eickmann et al. 2013].

Als Ergebnis aus der Simulation des Netzbetriebs und der anschließenden Optimierung ergibt sich eine zulässige Netznutzungssituation für jede betrachtete Stunde mit den entsprechenden Leitungsauslastungen, Redispatch- und Speichereinsätzen sowie den resultierenden Kosten (vgl. Abb. 5-9).

5.2.1.3 Gesamtbewertung

Das Ergebnis der mehrstufigen Simulation der Strommärkte und des Netzbetriebs bildet damit den Nutzen technologieabhängiger Stromspeicherprojekte ab, der sich sowohl aus der Reduktion der Stromerzeugungskosten in der Marktsimulation als auch der Reduktion der notwendigen Redispatchkosten ergibt.

Zusätzlich kann möglicherweise durch den Einsatz der Speicher ein höherer Anteil an Einspeisungen aus EE-Anlagen in das Stromversorgungssystem integriert werden. Hierdurch kann eine Reduktion des abregelungsbedingten zusätzlichen Ausbaus⁵ an EE erlangt werden, der zur Erreichung der geplanten EE-Anteile notwendig ist. Die hierdurch eingesparten Investitionskosten für EE werden jeweils als Kostensenkung für das Stromversorgungssystem den Speichern zugerechnet. Diesem Gesamtnutzen der jeweiligen Speicher werden die notwendigen Investitions- und Betriebskosten gegenübergestellt. Das Ergebnis stellt somit den gesamtwirtschaftlichen Nutzen eines zusätzlichen Speichers dar und kennzeichnet den gesamtwirtschaftlich sinnvollen Speicherausbau im jeweils betrachteten Stromversorgungssystem.

Die Bestimmung des gesamtwirtschaftlichen Nutzens ist exemplarisch in Abb. 5-11 dargestellt.

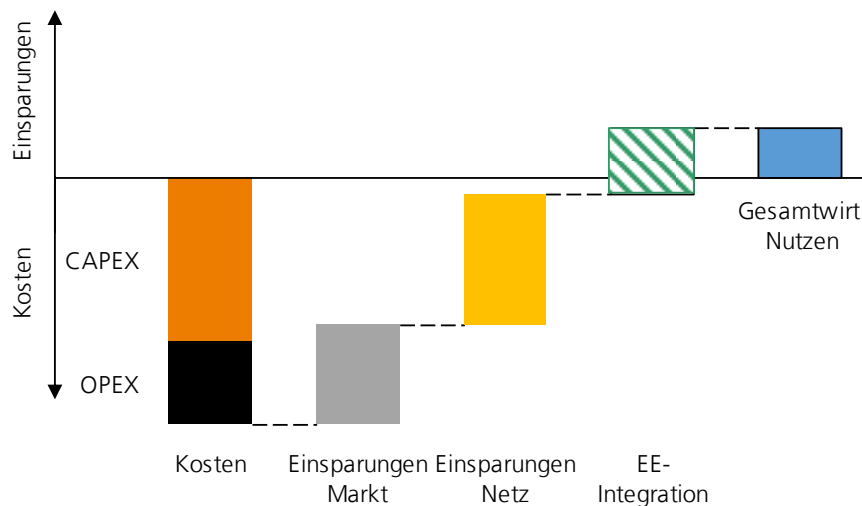


Abb. 5-11: Exemplarische Darstellung der gesamtwirtschaftlichen Speicherbewertung

⁵ Zum Erreichen der geplanten EE-Anteile müssten zusätzliche Erzeugungsanlagen gebaut werden, welche mit mittleren Stromgestehungskosten für Windenergie- und PV-Anlagen bewertet wurden.

5.2.2 Betriebswirtschaftliche Speichersimulation

Aus der gesamtwirtschaftlichen Betrachtung wurde der optimale Ausbauplan hinsichtlich Ort, Technologie und Kapazität von Speichern ermittelt. Auf Basis der im Strommarkt bestimmten Im- und Exporte wird anschließend eine Simulation der Handelsentscheidungen beispielhafter Speicher an Märkten für Fahrplanenergie und Reserve in Deutschland durchgeführt [Witzenhausen et al. 2013]. Dazu wird zunächst europaweit das Stromerzeugungssystem in 8760 konsekutiven Stunden für das jeweilige Betrachtungsjahr simuliert (siehe Kapitel 5.2.1.1). Ergebnis der Simulation sind der europaweite, gesamtwirtschaftlich kostenoptimale Kraftwerkseinsatz zur Deckung der Nachfrage und Vorhaltung der Regelleistung sowie die Im- und Exporte der einzelnen Marktgebiete. Im Fokus der Bewertung steht jedoch die Wirtschaftlichkeit von Speichern für elektrische Energie in Deutschland, deren Erlösstruktur sich aus der Vermarktung von Fahrplanenergie, Regelleistung und Regelenergie zusammensetzt. Um diese Erlöse bewerten zu können, werden Marktpreise benötigt. Daher wird im nächsten Schritt eine detaillierte Simulation der Märkte für Regelleistung sowie für elektrische Energie in Deutschland mit Teilnahme aller hydraulischen und thermischen Kraftwerke durchgeführt [Schäfer et al. 2014]. Berücksichtigt werden dabei sowohl Handels- und Produktzeiträume, als auch die am jeweiligen Markt geforderten technischen Voraussetzungen. Ziel der detaillierten Simulation ist eine gesamt-kostenminimale Erfüllung der Anforderungen der einzelnen Märkte.

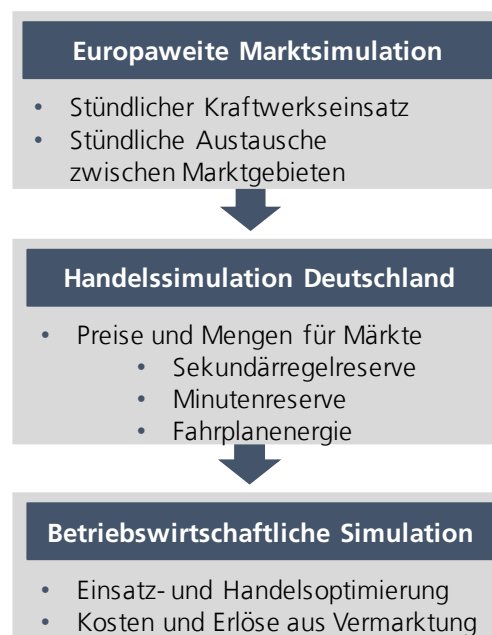


Abb. 5-12: Methodik zur wirtschaftlichen Bewertung von Speichertechnologien

Die stündlichen Im- und Exporte an den deutschen Marktgebietsgrenzen werden aus dem Ergebnis der europaweiten Marktsimulation übernommen, um den internationalen Handel geeignet zu berücksichtigen. Neben den stündlichen Kraftwerksfahrplänen sind Preisindikatoren für Fahrplanenergie und Regelleistung Ergebnis der detaillierten Simulation im Rahmen der zweiten Stufe. Letztere werden unterteilt in Preisindikatoren für Primärregelreserve, positive bzw. negative Sekundärregelreserve, positive bzw. negative Minutenreserve sowie für elektrische Fahrplanenergie. Dabei werden getrennte Preisindikatoren für Grenzleistungs- und Grenzleistungspreise an den Regelleistungsmärkten unterschieden. Mithilfe dieser Preise werden anschließend die Regelleistungsmärkte und ein Spotmarkt für die Betriebs- und Handelssimulation der Speicher in der dritten Stufe parametrisiert. In der Einsatzsimulation wird dazu ein festes Abrufsignal für Regelenergie unterstellt. Auf Basis dieser Parametrisierung werden die Vermarktung und der Einsatz einzelner Speicher über ein Jahr optimiert [Kasper 2013]. Ziel ist dabei die

Deckungsbeitragsmaximierung des zu bewertenden Speichers. Das gesamte mehrstufige Vorgehen ist in Abb. 5-12 dargestellt.

Um den betriebswirtschaftlichen Nutzen, d. h. die Wirtschaftlichkeit, der simulierten Speicher bewerten zu können, werden anschließend die aus der Simulation resultierenden Kosten und Erlöse den notwendigen Investitions- (CAPEX) und Betriebskosten (OPEX) gegenübergestellt. Eine exemplarische Übersicht über die bewerteten Kosten und Erlöse ist in Abb. 5-13 dargestellt.

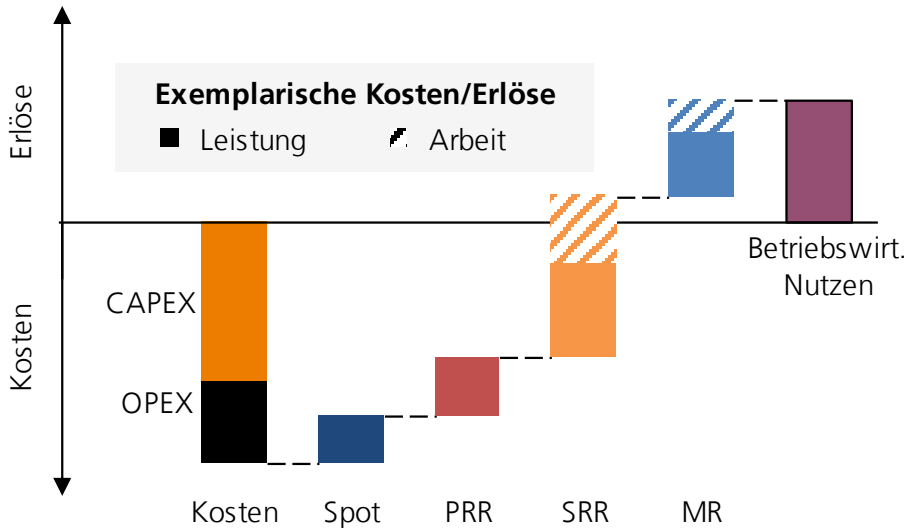


Abb. 5-13: Exemplarische Darstellung der betriebswirtschaftlichen Speicherbewertung

Somit kann eine Aussage darüber getroffen werden, ob die zusätzlichen Speicher, die gesamtwirtschaftlich effizient sind, durch ihren Handel an den berücksichtigten Märkten ihre notwendigen Kosten decken können. Hieraus lässt sich schließen, ob zusätzliche Investitionsanreize notwendig sind, damit ein Speicherzubau in Höhe des gesamtwirtschaftlich ermittelten Bedarfs erfolgen würde.

5.3 Modellierung und Bewertungsmethodik für den langfristigen Zeitbereich

Zur Untersuchung des langfristigen Speicherbedarfs für einen EE-Anteil von ca. 88% am deutschen Stromverbrauch bei einer EE-Erzeugung von 456 TWh und einem EE-Anteil von 82% in Europa wird ebenfalls ein mehrstufiges Verfahren eingesetzt. Sowohl aufgrund der großen temporären Spanne zwischen dem Status quo und dem betrachteten Zeitpunkt als auch der damit verbundenen geringen Anzahl von thermischen Bestandskraftwerken, erfolgt in diesem Rahmen in der ersten Modellstufe eine Modellierung des europäischen Stromerzeugungssystems mit einem verringerten Detaillierungsgrad gegenüber der auf der ersten Modellstufe aufbauenden Detailbetrachtung Deutschlands.

Kombinierte Kraftwerksausbau- und –einsatzoptimierung

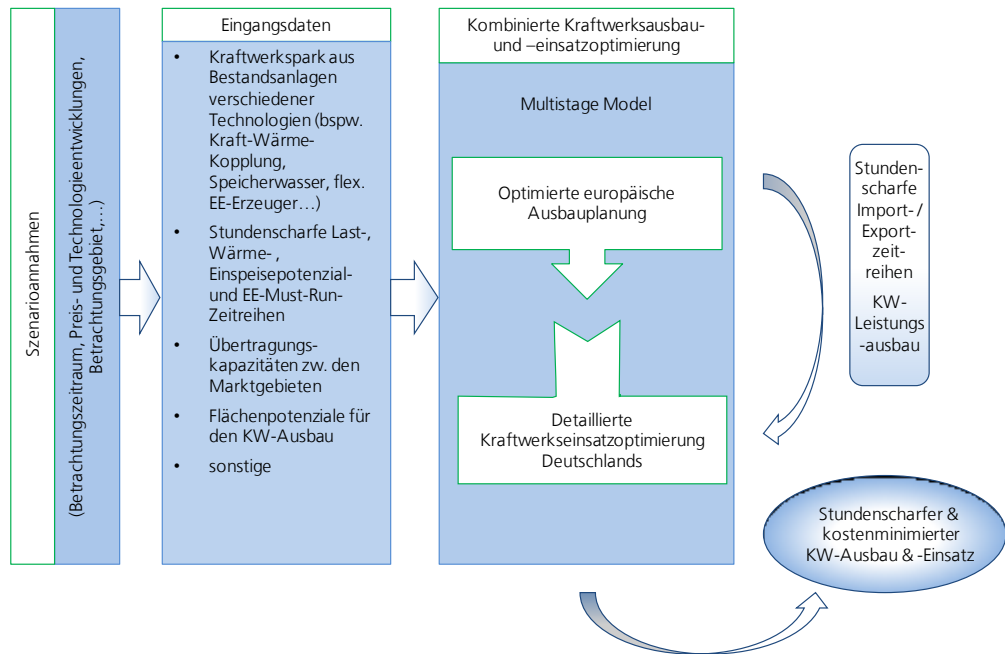


Abb. 5-14: Modellstruktur zur kombinierten Kraftwerksausbau- und –einsatzoptimierung

In den europäischen Betrachtungen werden zunächst unter Berücksichtigung der europaweiten Flexibilitätsoptionen der Bedarf an Erzeugungs-, Transport- und Speicherkapazitäten zur Deckung der Stromnachfrage zu minimalen Kosten je Marktgebiet ermittelt. Diese Kapazitäten und die unter den getroffenen Annahmen ermittelten Im- und Exporte zwischen den einzelnen Marktgebieten gehen anschließend in die deutsche Detailbetrachtung ein.

Von einer detaillierten Netzbetriebssimulation wird jedoch in beiden Fällen abgesehen, da angenommen wird, dass Netzengpässe innerhalb der Länder weitgehend behoben sein werden, bzw. es wird der ggf. notwendige nachgelagerte Redispatch in der gesamtwirtschaftlichen Kostenbewertung vernachlässigt.

5.3.1 Optimierte europäische Ausbauplanung

Eine modellendogene Ermittlung des langfristigen Bedarfs an Stromspeichern muss stets mit einer strombedarfsorientierten Kraftwerkseinsatzplanung einhergehen. Daher wurde diese Speicherbedarfsproblematik mittels einer linearen Programmierung untersucht, die auf einer am Fraunhofer IWES entwickelten Kraftwerkseinsatzoptimierung [Oehsen 2012] beruht. Hierbei wird für ein Jahr mit stündlicher Auflösung die kostenminimale Deckung der Stromnachfrage bestimmt. Im Zuge dieses Projekts wurden Modellanpassungen vorgenommen, um das nationale zu einem marktgebietsübergreifenden Optimierungsmodell zu erweitern. Als exogene Modellparameter werden für Europa neben den simulierten Einspeisezeitreihen nicht steuerbarer erneuerbarer Energien und den Zeitreihen der dezentralen DSM-Anwendungen folgende Daten übergeben (vgl. Kap.6.2.1, Kraftwerkspark inkl. Bestandsspeicher):

- Leistungen und technische Parameter konventioneller sowie regenerativ betriebener Erzeugungsanlagen eines für den Betrachtungszeitraum angenommenen Bestandsparks
- Wärmelastgänge für KWK-Hybridssysteme (KWK, Power-to-Heat, Gaskessel, Wärmespeicher)
- Stündliche Nachfragezeitreihen an elektrischer Energie

- Brennstoffkosten inkl. CO₂-Emissionszertifikatspreisen
- Netztransferkapazitäten zwischen den Marktgebieten (NTC)

Eine explizite Vorhaltung von Regelleistung wird in dieser Modellstufe nicht optimiert, sondern vereinfacht nur in Form eines Leistungsabschlags auf Bestandpumpspeicher und Speicherwasseranlagen berücksichtigt, dessen Höhe zuvor mittels Kraftwerkseinsätzen mit Regelleistungsberücksichtigung approximiert wurde. Damit ist gewährleistet, dass die in diesem Berechnungsschritt ermittelten Erzeugungskapazitäten in der folgenden Optimierung mit Regelleistungssimulation sowohl den expliziten Bedarf an Strom als auch den an Regelleistung decken können. Der resultierende Einsatzplan entspricht, wie auch bei der mittelfristigen Marktsimulation, den Handlungsentscheidungen der teilnehmenden Marktakteure unter der Annahme eines vollkommenen Marktes (Kap.5.2.1.1).

Grenzüberschreitender Energieaustausch – Modellierung

Ausgehend von Austauschkapazitäten zwischen den Marktgebieten entsprechend des Ten Year Network Development Plan [ENTSO-E 2012] für 2030 als Basisnetz, wird das Übertragungsnetz im Rahmen der europäischen Ausbauplanung in Form eines Ländermodells auf Basis eines NTC-Lastflusses abstrahiert und kostenoptimal ausgebaut. Diesbezüglich werden die in Kapitel 6.2.2 angegebenen leistungs- und längenbezogenen Kosten als weitere exogene Parameter dem Modell übergeben. Die Berechnungen der Stromtransportausbaukosten und Stromtransportverluste zwischen zwei Marktgebieten beruhen auf Leitungslängen, die über den Abstand zwischen den Bevölkerungsschwerpunkten der benachbarten Marktgebiete approximiert werden (s. Abb. 5-15).

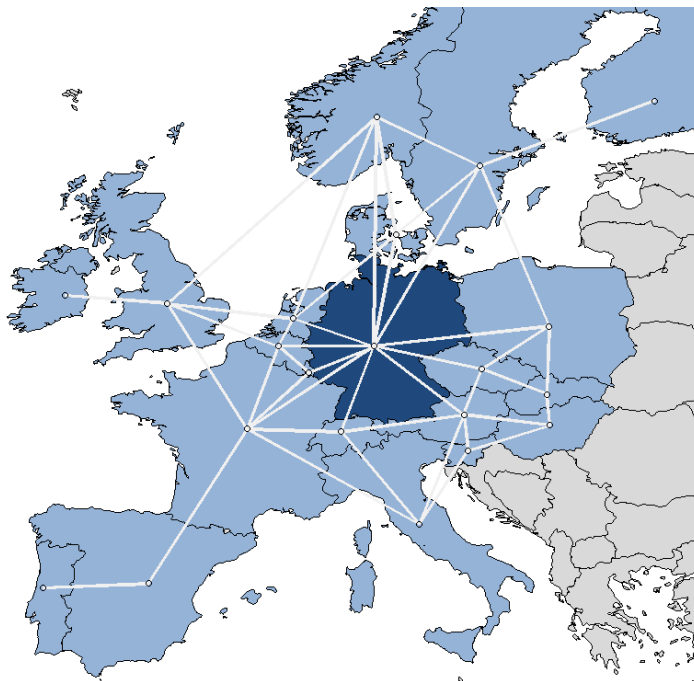


Abb. 5-15: Betrachtungsgebiet mit dem im Ländermodell abgebildeten Übertragungsnetz sowie Bevölkerungsschwerpunkte der Marktgebiete

Dabei ist neben dem Netzausbau bestehender Verbindungen ein weiterer Freiheitsgrad, Verbindungen zwischen benachbarten Marktgebieten zuzubauen, die nach [ENTSO-E 2012] bisher keinen Energiehandel betrieben haben. Unter der vereinfachten Annahme, dass ein Netzausbau ebenso wie ein Netzzubau einen Neubau von Trassen erfordert, wurden jeweils identische Kosten angesetzt.

Die Berücksichtigung von Transportverlusten im Modell erfolgt in Abhängigkeit der

Leitungslänge. So steht die Zwischenspeicherung von Energie u. a. in Konkurrenz mit dem marktgebietsübergreifenden Energieaustausch.

Modellkomponente Ausbauplanung

Um das zu Beginn dieses Kapitels beschriebene Kraftwerkeinsatzmodell zu einer kombinierten Kraftwerksausbau- und –einsatzoptimierung weiterzuentwickeln, wurde das Modell um die Option des Aus- und Zubaus von Ausgleichstechnologien erweitert. Somit werden für die stündliche Stromlastdeckung die benötigten Erzeugungs- und Flexibilitätskapazitäten kumuliert zu minimalen Kosten modellendogen optimiert, d. h., dass für jedes Marktgebiet nur die zu installierende Gesamtleistung einer Technologie und nicht einzelne Kraftwerke bestimmt werden. Somit basieren sowohl die Einsatzoptimierung der Bestandsanlagen als auch der zugebauten Kapazitäten auf einer kontinuierlichen, linearen Modellierung. Folglich werden ganzzahlige technische Restriktionen wie Mindestleistungen oder Mindeststillstandszeiten sowie damit verbundene Kosten wie Anfahrkosten in diesem ersten Berechnungsschritt vernachlässigt.

Zu den berücksichtigten Bestandstechnologien gehören Speicher, Speicherwasserkraft- und KWK-Anlagen inkl. Power-to-Heat. Des Weiteren werden das zuvor definierte Ausgangsnetz (vgl. vorherigen Abschnitt) und die dort festgelegten Freiheitsgrade für die langfristigen Betrachtungen angenommen. Weitere Ausgleichstechnologien, die zugebaut werden können, sind GuD-Kraftwerke, Gasturbinen sowie Kurz- oder Langzeitspeicher (Wasserstoffkavernen und PtG-Methanisierung) mit den nachfolgend dargestellten Annahmen (vgl. Kap. 6.2.1).

Modellstufenkopplung

Die Ergebnisse dieser Simulationsstufe sind neben den Im- und Exporten zwischen verschiedenen Marktgebieten die kumulierten Erzeugungs- und Flexibilitätskapazitäten des europäischen Stromversorgungssystems, die zur stündlichen, kostenminimalen Stromlastdeckung benötigt werden. Die Austausche werden zusammen mit der den Berechnungen zugrunde liegenden Residuallast Deutschlands zu einer stündlich aufgelösten Zeitreihe verrechnet. Diese umfasst zusätzlich zu den nicht steuerbaren erneuerbaren Energien und DSM auch den Einfluss von europäischen Energiespeichern und Erzeugungsanlagen. Gleiches gilt für die berechneten Erzeugungs- und Flexibilitätskapazitäten innerhalb der jeweiligen Marktgebiete. Unter Annahme technologiespezifischer Kenndaten werden diese Kapazitäten bei der Parametrierung eines deutschen block-scharfen Stromversorgungssystems berücksichtigt und dieses an ein detaillierteres gemischt-ganzzahliges, lineares Kraftwerkeinsatzmodell übergeben (s. Kap. 5.3.2).

5.3.2 Detaillierte Kraftwerkseinsatzoptimierung Deutschlands

Detaillierte rollierende Kraftwerkseinsatzoptimierung

Das eingesetzte nationale Simulationsmodell basiert auf einer gemischt ganzzahligen linearen Programmierung (GGLP). Die am Fraunhofer IWES entwickelte rollierende Kraftwerkseinsatzoptimierung [Oehsen 2012] wurde zusätzlich um die Vorhaltung und unter Berücksichtigung der Abrufwahrscheinlichkeit von Regelleistung erweitert. Durch dieses Verfahren können im Vergleich zur europäischen Simulation (Abschnitt 5.3.1) die Restriktionen des Kraftwerksparks hinsichtlich Mindeststillstandszeiten, Anfahrdauer und Anfahrkosten sowie Teillastverluste und Mindestteillasten berücksichtigt werden. Zudem werden im Modell die stündliche Regelleistungsvorhaltung und Regelernergiebe-

reitstellung als Bestandteil des Kraftwerkseinsatzes zur Minimierung der Systemkosten optimiert. Hierdurch können die gestiegenen Anforderungen zur Regelleistungsbereitstellung in Zeiten hoher EE-Einspeisung abgebildet werden. Zudem werden in dem Verfahren der Prognosefehler der EE-Einspeisung und der Last im Kraftwerkseinsatz berücksichtigt und damit die steigenden Flexibilitätsanforderungen und Auswirkungen auf den Speicherbedarf ermittelt.

Die vorher erzielten Ergebnisse hinsichtlich des Speicherbedarfs der europäischen Ausbauplanung (vgl. Kapitel 5.3.1) werden in einem zweiten Simulationsschritt im Rahmen einer Detailbetrachtung für Deutschland überprüft. Hierbei werden die Import-Export-Lastflüsse an den deutschen Kuppelleitungen, welche vorgelagert mithilfe der europäischen Ausbauplanung ermittelt wurden, festgesetzt. Des Weiteren werden die im Rahmen der europäischen Ausbauplanung vorgelagert ermittelten zusätzlichen Speicherkapazitäten und zusätzlichen Gaskraftwerke in den Anlagenbestand des Kraftwerksparks in Deutschland überführt. Nachfolgend wird mittels der Kraftwerkseinsatzplanung für Deutschland iterativ der Zubau von zusätzlichen Speicherkapazitäten und der Rückbau von Gaskraftwerken simuliert. Dabei wird durch verschiedene Vergleichsrechnungen geprüft, ob die Gesamtsystemkosten inkl. zusätzlicher Speicherkapazitäten mit jeder weiteren Speichereinheit ansteigen oder reduziert werden können.

Detaillierung – Regelleistung

Vorgelagert wird der dynamische Bedarf an den Regelleistungsprodukten (pos./neg. SRL und MRL) in Abhängigkeit der stündlichen EE-Einspeisung modelliert. Das in Kapitel 5.1.3 beschriebene Verfahren wird hierbei auf die EE-Einspeisung und den Kraftwerkspark der langfristigen Szenarien angewendet. Der dynamische Regelleistungsbedarf in stündlicher Auflösung wird separat für positive und negative Minutenreserve und Sekundärregelleistung zzgl. der fest vorgegebenen Primärregelleistung ausgewiesen und stellt damit eine weitere Randbedingung der Kraftwerkseinsatzplanung dar.

Detaillierung – Prognosefehler

Der Prognosefehler der Einspeisung der fluktuierenden EE und der Last wird aus Gründen der Rechenzeit mit einer Prognoseaktualisierung alle 4 Stunden und einem Prognosehorizont von 3 Tagen (Verfügbarkeit Wetterprognosen) berücksichtigt. Dabei erfolgt eine Einteilung des Gesamtoptimierungszeitraums in sich überlappende Zeitabschnitte und sukzessive Optimierung der einzelnen Abschnitte im Rahmen einer rollierenden Kraftwerkseinsatzplanung (Abb. 5-16). Durch diese möglichst realitätsnahe Abbildung können die erhöhten Anforderungen eines Stromversorgungssystems mit begrenzt prognostizierbarer fluktuierender EE-Einspeisung auf die Strommärkte und den kurzfristigen täglichen und untertägigen Ausgleichsbedarf integriert bewertet werden.

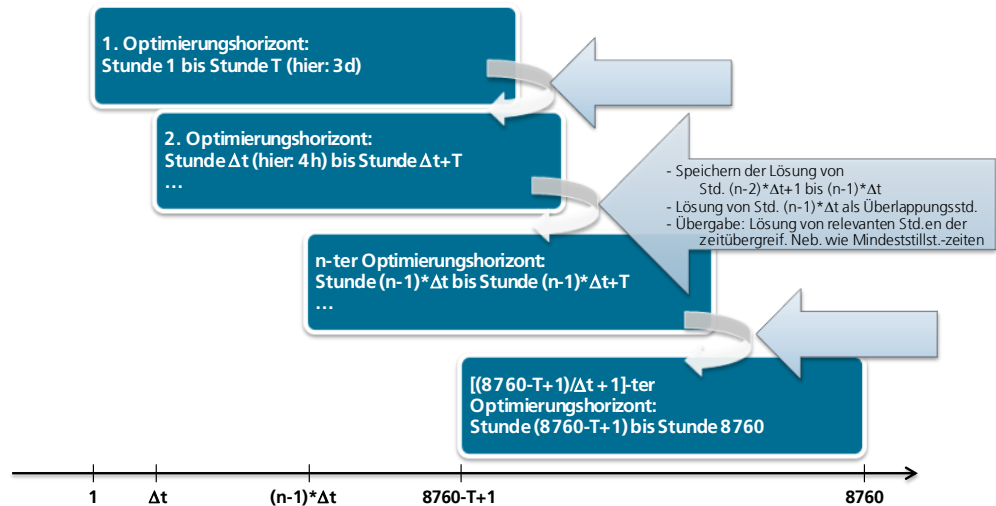


Abb. 5-16: Funktionsweise der rollierenden Kraftwerkseinsatzplanung

5.3.3 Gesamtbewertung

Für die Bewertung des Bedarfs an zusätzlichen Stromspeichern wird bilanziert, bis zu welcher Ausbaustufe die Einsparungen an fossilen Brennstoffkosten etc. (Brennstoffkosten inkl. Teillastverluste, Anfahrkosten, Lastwechselkosten) sowie an annuitätischen Kraftwerkskosten der effektiv vermiedenen Gasturbinenleistung die zusätzlichen Kosten als annuitätische Speicherkosten noch überwiegen. Aufgrund der zusätzlichen Restriktionen und Flexibilitätsanforderungen, die im Rahmen des nationalen Modells abgebildet werden können, werden die Ergebnisse des Speicherezubaus aus der europäischen Ausbauplanung (Abschnitt 5.3.1) für Deutschland überprüft und ermittelt, welcher zusätzliche Speicherbedarf sich aus den Flexibilitätsanforderungen (Regelleistung, Prognosefehler, gemischt ganzzahlige Modellierung) ergibt. Die Bewertung beschränkt sich dabei auf eine Betrachtung der systemischen Vollkosten. Eine betriebswirtschaftliche Speichersimulation, wie in Abschnitt 5.2.2 für den mittelfristigen Zeitbereich, wird aufgrund der Unsicherheit der zukünftigen Entwicklung und den zukünftigen Rahmenbedingungen für das Marktdesign in der langfristigen Bewertung nicht durchgeführt.

Nachfolgend sind die szenarienübergreifenden Annahmen zur Entwicklung des Stromversorgungssystems sowie dessen Berücksichtigung in den Modellen im Detail dargestellt. Grundsätzlich orientieren sich die Szenarien 26% EE, 37% EE und 82% EE in Europa eng an den Szenariojahren 2020, 2030 und 2050 der Langfristszenarien 2011 [Nitsch et al. 2012], jedoch ist für die Einordnung der Ergebnisse der Bezug zu den EE-Anteilen aussagekräftiger.

6.1 Betrachtungsbereich

Für eine Berücksichtigung der Wechselwirkungen des europäischen Stromverbunds wird der Großteil des Verbundnetzes der ENTSO-E entsprechend Abb. 6-1 im Modell abgebildet. Die nordafrikanischen Länder Marokko, Tunesien und Algerien sind für die Bereitstellung von Strom aus solarthermischen Kraftwerken zusätzlich berücksichtigt. Hierfür werden Einstrahlungsdaten für konkrete CSP-Standorte in diesen Ländern für die Einspeisezeitreihenerstellung verwendet. Diese werden vollständig dem europäischen Stromverbund zugeordnet, während das weitere Energieversorgungssystem dieser Länder unberücksichtigt bleibt.

Zur Analyse des Speicherbedarfs werden die energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen in Deutschland mit einem höherem Detaillierungsgrad berücksichtigt. Der Fokus der Untersuchungen liegt auf dem Stromsektor, jedoch werden angesichts der zu erwartenden Elektrifizierung der Energieversorgung auch neue Anwendungen der Sektoren Wärme/Kälte (Wärmepumpen, zusätzliche Klimatisierung) und Verkehr (E-KFZ) bei den Modellierungen berücksichtigt.



Abb. 6-1: Betrachtungsbereich inkl. Anbindung Nordafrikas

6.2 Szenarioannahmen

Im Folgenden werden die in den Untersuchungen berücksichtigten Annahmen für Deutschland und Europa dargestellt. Diese bilden sowohl das Erzeugungssystem mit seinen Komponenten und Flexibilitäten als auch das Übertragungsnetz ab. Die zeitliche Entwicklung eines möglichen Speicherbedarfs wird über die Simulation und energie-wirtschaftliche Bewertung für ansteigende EE-Anteile am deutschen Stromverbrauch von 45-50%, 69% sowie 88% ermittelt. Der Anteil erneuerbarer Energien am europäischen Stromverbrauch beträgt analog 26%, 37% und 82%. Dies entspricht in etwa den Szenariojahren 2020, 2030 und 2050, jedoch können die genannten EE-Anteile je nach Umsetzung der CO₂-Emissionsminderungsziele auch deutlich früher oder später erreicht werden. Die Szenarien werden nachfolgend sowohl anhand der EE-Anteile als auch anhand der Szenariojahre benannt bzw. beschrieben.

6.2.1 Annahmen zum Erzeugungssystem

Die Annahmen zum Erzeugungssystem für Deutschland und Europa basieren grundsätzlich auf den Langfristszenarien 2011 [Nitsch et al. 2012]. Hierbei wird in den meisten Ländern von einer Umstrukturierung der Erzeugungssysteme ausgegangen, dessen Folge ein Rückbau von Erzeugung aus Kohle und ein Zubau von erneuerbarer Erzeugung sowie Erzeugung aus Erdgas ist. Aufgrund der teilweise sehr schnellen Entwicklungen wurden die Annahmen an einigen Stellen zusätzlich auf Basis neuerer Informationen angepasst.

Ausbau der Erzeugung auf Basis erneuerbarer Energien

Der Zubau der EE-Erzeugung orientiert sich an den Langfristszenarien 2011 des BMU [Nitsch et al. 2012], jedoch erfolgten teilweise Anpassungen auf Basis aktueller Zubauzahlen (Stand 2012) sowie der Nationalen Aktionspläne der EU-Staaten [NREAP 2010]. Die installierten Leistungen der EE-Erzeugung in Deutschland sind in Tab. 6-1 zusammengefasst.

Tab. 6-1: Installierte Leistungen der erneuerbaren Energien in Deutschland in den untersuchten Szenarien

Ungefähres Szenariojahr	2020	2030	2050
EE-Anteil DE	45-50%	69%	88%
EE-Anteil EU	26%	37%	82%
Sensitivitäten (vgl. Kapitel 6.3)	<i>Wind- / Wind+</i>	<i>Flex- / Flex+ Netz- / Netz+</i>	Szenario A-C + Varianten
Wind gesamt (GW)	53 (<i>Wind+</i> : 65)	85	97
Wind onshore (GW)	45 (<i>Wind+</i> : 55)	60	65
Wind offshore (GW)	8 (<i>Wind+</i> : 10)	25	32
Photovoltaik (GW)	53,5	59,3	67,2
Laufwasser (GW)	4,7	4,9	5,2
Biomasse (GW)	8,1	8,8	9,7
Geothermie (GW)	0,3	1,0	3,0

Abb. 6-2 zeigt die installierten Leistungen der erneuerbaren Energien in Europa bei unterschiedlichen EE-Anteilen an der Stromversorgung.

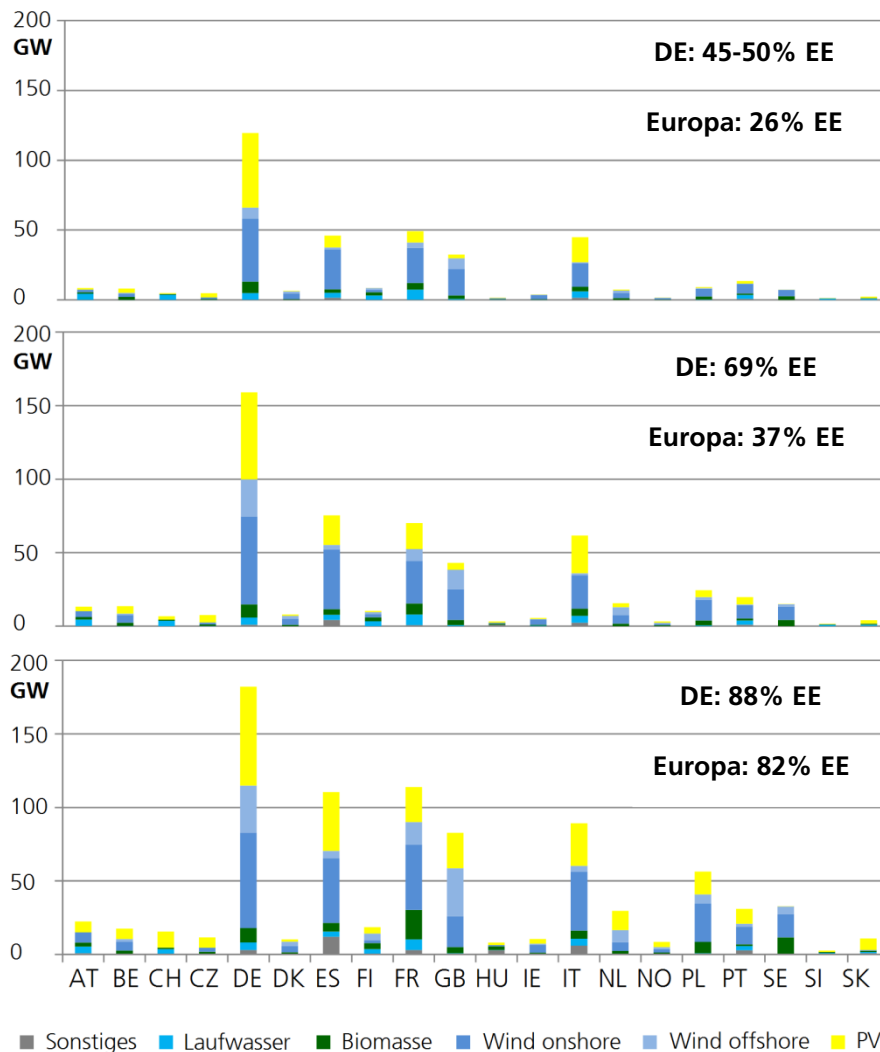


Abb. 6-2: Installierte Leistungen der erneuerbaren Energien in den betrachteten Ländern (mittlere Abbildung: *Wind*-, untere Abbildung: Szenario A, B)

Stromnachfrage

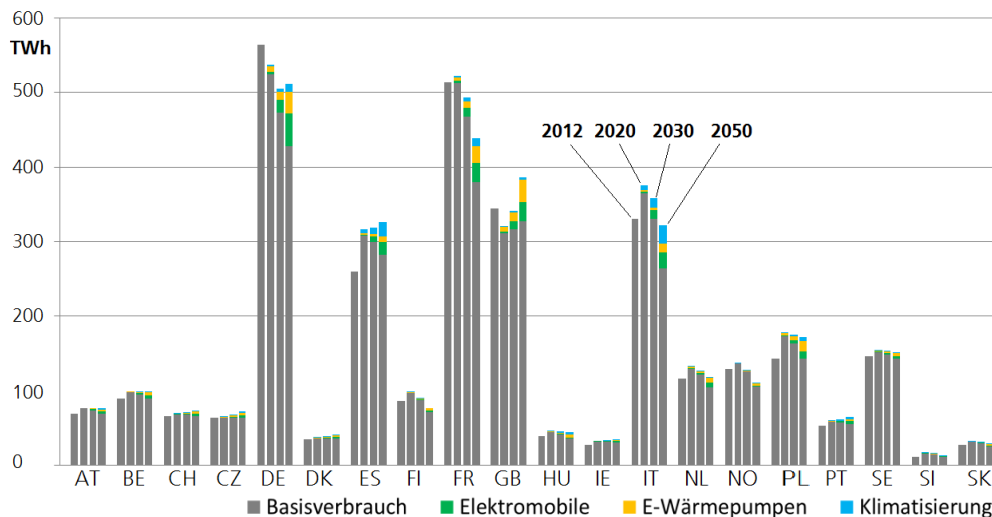
Die Annahmen zur Entwicklung der Stromnachfrage in Deutschland (Tab. 6-2) basieren auf dem Energiekonzept der Bundesregierung [BUND 2010], welches von einer Reduktion des Stromverbrauchs um 25% bis 2050 (10% bis 2020, 15% bis 2030) gegenüber 2008 ausgeht. Die Zahlen der Stützjahre wurden analog für die Szenarien mit 45-50%, 69% und 88% EE-Anteil am deutschen Stromverbrauch übernommen. Die neuen Verbraucher (elektrische Wärmepumpen, zusätzliche Klimatisierung und E-KFZ) sind jedoch nicht in diesem Energieeinsparziel berücksichtigt, so dass die Annahmen zur Nachfrageentwicklung weitgehend dem Szenario A' der BMU-Langfristszenarien [Nitsch et al. 2012] entsprechen.

Tab. 6-2: Entwicklung des Stromverbrauchs in Deutschland (ohne Überschussverbraucher und Langzeitspeicherverluste) [Nitsch et al. 2012]

TWh/Jahr	2010	2020	2030	2050
Bruttostromerzeugung	628,1	553,1	495,5	441,4
Kraftwerkseigenverbrauch	36,7	22,0	14,2	5,1
Nettostromerzeugung	591,4	531,1	481,3	436,3
Import-Saldo	-17,7	0	0	0
Pumpstromverbrauch	8,6	7,0	8,5	9,0
Netzverluste und Nichterfasstes	23,9	26,2	23,6	21,4
Nettostromverbrauch (gesamt)	541,2	497,9	449,2	405,9
Bruttostromverbrauch	610,4	553,1	495,5	441,4
Eigenverbrauch (ohne DB)	39,7	45,7	41,2	(0,0)
Nettostromverbrauch inkl. Netzverluste (öffentlich)	525,4	478,5	431,6	427,3
Zus. Verbraucher - E-Wärmepumpen	(3,0)	7,1	11,3	30,0
Zus. Verbraucher - Elektromobilität	0	3,4	16,6	43,6
Zus. Verbraucher - Klimatisierung	0	2,0	4,0	10,0

Die europaweiten Annahmen zur Nachfrageentwicklung orientieren sich an den Annahmen der Langfristszenarien mit geringen Anpassungen (Abb. 6-3). Dabei wird jedoch der Stromverbrauch für Elektrolyseure abweichend von den Langfristszenarien nicht vorgegeben sondern modellendogen ermittelt. Ebenso ist der Stromverbrauch von Elektroheizern in der KWK Teil des Modellergebnisses.

Der zeitliche Verlauf des Basisstromverbrauchs basiert auf den von der ENTSO-E veröffentlichten Verbrauchsdaten des Jahres 2011 [ENTSO-E Consumption Data]. Es ist hervorzuheben, dass diese Annahmen ein Effizienzzenario darstellen, dessen Ziele nur mit erheblichen Anstrengungen in Effizienzmaßnahmen und einer deutlichen Steigerung der Energieproduktivität zu erreichen sind. Hinsichtlich der Ergebnisse ist zu berücksichtigen, dass damit hohe EE-Anteile auch mit einem etwas geringeren EE-Ausbau erreicht werden können und der Bestand an Pumpspeichern und Speicherwasser einen relativ gesehen größeren Einfluss hat.



Allgemeine Annahmen

Abb. 6-3: Entwicklung des Basisstromverbrauchs und der zusätzlichen Verbraucher in den betrachteten europäischen Ländern

Kraftwerkspark inkl. Bestandsspeicher

Der Kraftwerkspark in Deutschland für die Szenarien mit 26% (2020) und mit 37% (2030) EE-Anteil wird aus den blockscharfen Bestandskraftwerken, konkreten Neubauprojekten sowie einer Sterbelinie abgeleitet. Der Ausstieg Deutschlands aus der Kernenergienutzung bis 2022 wird ebenfalls berücksichtigt. Weiterhin werden für Deutschland der Bestand an Speichern abgebildet und für die anderen europäischen Länder die Bestandsspeicher sowie Neubauprojekte von Speichern, die sich derzeit bereits im Bau befinden, berücksichtigt. Abb. 6-4 zeigt für den mittelfristigen Zeitbereich die installierten Leistungen des thermischen Kraftwerksparks in Abhängigkeit von den Energieträgern.

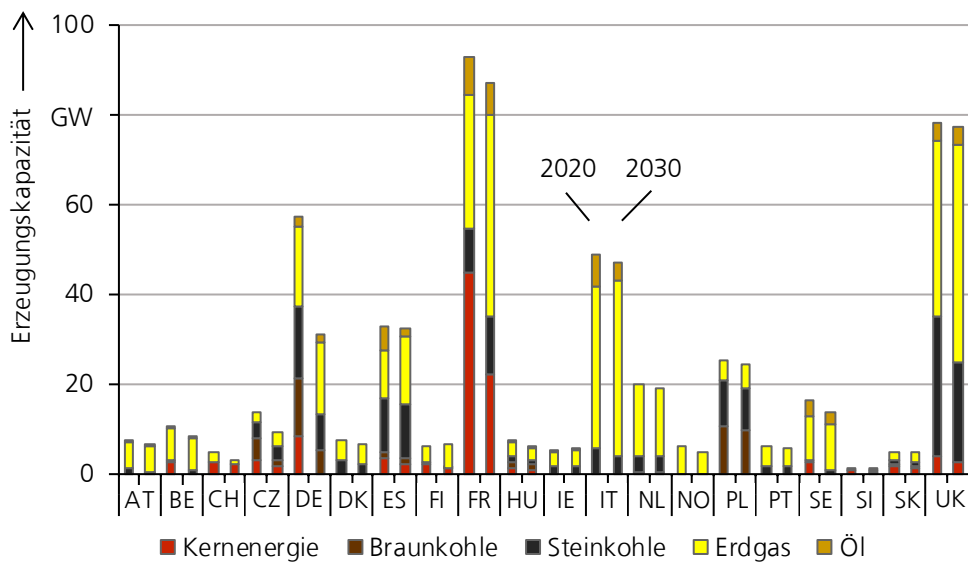


Abb. 6-4: Thermischer Kraftwerkspark (Großkraftwerke) in den betrachteten europäischen Ländern

Der Kraftwerkspark in dem 88%/82%-Szenario umfasst lediglich die bestehenden europäischen Speicher und Speicherwasserkraftwerke und einen Ersatz der KWK-Anlagen durch neue Anlagen. Um der Optimierung den Freiheitsgrad zwischen dem Zubau von Speichern oder Kraftwerken zu geben, beinhaltet das System keinen exogen vorgegeben Kraftwerkspark an Kondensationskraftwerken. GuD-Kraftwerke oder Gasturbinen

werden endogen im Rahmen einer Ausbauplanung zugebaut. Bezüglich dieser Rahmenbedingungen wurden Kraftwerksparameter entsprechend Tab. 6-3 angenommen:

Tab. 6-3: Kenndaten der zu-baubaren, konventionellen Kraftwerke

	Ø installierte Leistung pro Anlage [MW]	Mindestleistung [Prozent der installierten Leistung]	Ø Wirkungsgrad Mindest-/Maximalleistung [%]	
Gas-turbinen	-	0	-/41	Ausbauplanung
	200	20	32/39	Einsatzplanung
GuD-Anlagen	-	0	-/62	Ausbauplanung
	800	33	56/62	Einsatzplanung

Aufgrund langer Rechenzeiten und großem Arbeitsspeicherbedarf wird in der europäischen 82%-Rechnung von der Modellierung der Regelleistung abgesehen, während sie in der detaillierten deutschen Rechnung derselben Szenarien berücksichtigt wird. Daraus bedingt, wurden Bestandsspeicher (Speicherwasser und Pumpspeicherkraftwerke) mit einem Leistungsabschlag versehen, dessen Höhe gegen Kraftwerkeinsätze mit Regelleistung validiert wurde.

In aktuellen Untersuchungen kann eine Mindestenerzeugung aus konventionellen Erzeugungseinheiten (must-run-Kapazitäten) zur Gewährleistung des Netzbetriebs festgestellt werden. In den durchgeführten Untersuchungen zum Speicherbedarf wird jedoch von dieser Vorgabe abstrahiert, da davon auszugehen ist, dass für die notwendigen Anforderungen im Netzbetrieb zukünftig ebenfalls andere technologische Möglichkeiten bestehen.

Im Rahmen der Szenarien mit 45-69% EE-Anteil in Deutschland bzw. 26-37% in Europa wird zudem davon ausgegangen, dass aufgrund der energierechtlichen Rahmenbedingungen die industrielle Eigenstromerzeugung nicht auf die Steuerungssignale des Strommarktes reagiert und aufgrund des Eigenstromanreizes ihre must-run-Charakteristik beibehält. In der Simulation wird unterstellt, dass der statistische Eigenverbrauch der Eigenerzeugung entspricht und sich dadurch aufhebt. Aufgrund dieser unterstellten Inflexibilität ist im Ergebnis von einem erhöhten Ausgleichsbedarf auszugehen.

6.2.2 Annahmen zur Flexibilität von thermischen Kraftwerken, CSP- und KWK-Anlagen sowie mit Biomasse befeuerten Anlagen

Im Rahmen der Untersuchungen werden für die konventionellen und erneuerbaren Erzeugungsanlagen für 2030 zwei Szenarien für die mögliche Entwicklung der Flexibilitätsparameter unterstellt. Im Folgenden sind die Simulations-Annahmen für 2020, 2030 und 2050 dargestellt.

Thermische Kraftwerke

Zunächst werden die thermischen Kraftwerke entsprechend der in Tab. 6-4 dargestellten Parameter abgebildet (Szenario geringe Flexibilität). Dazu wird lediglich anhand des Inbetriebnahmejahrs 2010 zwischen relativ alten und neuen Kraftwerken im Stromerzeugungssystem unterschieden. Hierbei weisen die neueren Kraftwerke bessere Flexibilitätsparameter auf, bspw. liegt die Mindestbetriebszeit neuer Braunkohlekraftwerke bei 3 Stunden statt bei 5 Stunden.

Tab. 6-4: Flexibilitätsparameter thermischer Kraftwerke

Kraftwerkstyp	Mindestleistung [%/P _{max}]		Mindestbetriebszeit [h]		Mindeststillstandszeit [h]	
	< 2010	≥ 2010	< 2010	≥ 2010	< 2010	≥ 2010
Kernenergie	18	18	12	12	5	5
Steinkohle	40	35	5	3	5	5
Braunkohle	75	40	5	3	5	5
Gas (DT)	40	40	5	3	5	5
GuD	40	18	4	3	2	2
Gas (GT)	0	0	1	1	1	1
Öl (DT)	40	40	5	3	5	5

Im Vergleich hierzu werden im Szenario mit hoher Flexibilität (Flex+) alle nach 2015 zugebauten Kraftwerke mit einer Verbesserung der Flexibilität angenommen. Hierbei wird eine Reduktion der Mindestleistung um 10 Prozentpunkte sowie eine Halbierung der Mindestzeiten angenommen. Auf diese Weise wird eine deutlich höhere Flexibilität der thermischen Kraftwerke bei Neubauprojekten unterstellt.

Biogasanlagen und Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK) inkl. Power-to-Heat

Für die Simulation der KWK und Biomasse muss folgende Unterscheidung getroffen werden:

- Unflexible Bandlast: Müll-Heizkraftwerke, Klär-, Deponie- und Grubengas, Altholzkraftwerke, Anteil Biogas-BHKW
- Wärmegeführte Anlagen: Holzheizkraftwerke, als Anteil Erdgas-BHKW bzw. Biomethan-BHKW
- Flexibler ganzjähriger Betrieb: als Anteil der dezentralen Biogas-BHKW
- Flexibler saisonaler Betrieb: als Anteil der fossilen Groß-KWK (Fernwärme/Industrie) und Erdgas-BHKW bzw. Biomethan-BHKW

Flexibel werden in der Simulation also zum einen dezentrale Biogasanlagen und zum anderen konventionelle Groß-KWK (HKW) und erdgasnetzgebundene BHKW (Erdgas/Biomethan) abgebildet.

Bei dezentralen Biogasanlagen wird mit zunehmendem EE-Anteil eine höhere Flexibilisierung mittels Gasspeicher und zusätzlicher BHKW-Leistung unterstellt. Hierfür werden im Rahmen des 69%/37%-EE-Szenarios zudem zwei Sensitivitäten mit hoher und geringer Flexibilität berechnet.

Bei HKW und BHKW wird mit zunehmendem EE-Anteil eine höhere Durchdringung mit Wärmespeichern, eine höhere Anlagenauslegung im Verhältnis zur Wärmehöchstlast und eine höhere PtH-Leistung unterstellt. Diese Aspekte werden ebenfalls im Rahmen der zwei Sensitivitäten mit hoher und geringer Flexibilität abgebildet. Die Berücksichtigung der PtH-Technologie in der energiewirtschaftlichen Simulation weist einen großen Einfluss auf die Ergebnisse zum Speicherbedarf auf. Dabei wird unterstellt, dass alle KWK-Anlagen neben der Flexibilisierung mittels Wärmespeicher auch über eine PtH-Anlage verfügen. Für Deutschland ergibt sich hierbei langfristig ein aggregiertes PtH-Potenzial von 11 GW im Bereich der Fernwärme und 3 GW im Bereich Industrie-KWK.

Die Annahmen für die Simulationen sind nachfolgend in Tab. 6-5 und Tab. 6-6 dargestellt.

Tab. 6-5: Flexibilitätsparameter KWK (1)

	2020			2030 unflexibel		
	HKW	BHKW	Biogas	HKW	BHKW	Biogas
Volllaststunden unflexibel (h)		5.493	8.000		5.493	8.000
Zusätzliche BHKW-Leistung (Faktor)		1,3	1,5		1,3	1,5
Volllaststunden flexibel (h)	4.944	4.944	5.333	4.944	4.944	5.333
Anteil KWK-Engpass an Wärmehöchstlast	55%	55%		55%	55%	
Speicherkap. bezogen (h)*	4	4	6	4	4	6
E-Heizer*	15%	15%		55%	55%	
DE - Anteil unflexibel	0%	40%	60%	0%	40%	60%
DE - Anteil flexibel	100%	60%	40%	100%	60%	40%
EU - Anteil unflexibel	0%	50%	70%	0%	50%	70%
EU - Anteil flexibel	100%	50%	30%	100%	50%	30%

*bezogen auf installierte el. Leistung

Tab. 6-6: Flexibilitätsparameter KWK (2)

	2030 flexibel			2050		
	HKW	BHKW	Biogas	HKW	BHKW	Biogas
Volllaststunden unflexibel (h)		4.615	8.000			4.615
Zusätzliche BHKW-Leistung (Faktor)		1,8	2		1,8	2
Volllaststunden flexibel (h)	3.380	3.380	4.000	3.380	3.380	4.000
Anteil KWK-Engpass an Wärmehöchstlast	76%	76%		76%	76%	
Speicherkap. bezogen (h)*	10	10	12	10	10	12
E-Heizer*	66%	66%		66%	66%	
Anteil unflexibel	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Anteil flexibel	100%	100%	100%	100%	100%	100%

*bezogen auf installierte el. Leistung

Solarthermische Kraftwerke (Concentrated Solar Power; CSP)

Allgemeine Annahmen

Gemäß den Annahmen der Langfristszenarien 2011 werden CSP-Anlagen mit einer sehr hohen Überdimensionierung des Kollektorfeldes (solar multiple 4) sowie thermischen Speichern von bis zu 18 h abgebildet. Diese wurden mit einem Tagesspeicherverlust von 2% versehen. Es wurde von einem Wirkungsgrad des Kraftwerksblocks von 35% ausgegangen.

Für die CSP-Leistungen in Marokko, Algerien und Tunesien, die in den Langfristszenarien 2011 unterstellt wurden, hat man angesichts des Betrachtungsraums der Rechnungen eine Zuordnung zu den jeweiligen Importländern vorgenommen.

6.2.3 Kostenannahmen

Die in den Simulationen berücksichtigten Kostenannahmen stellen für eine gesamtwirtschaftliche Optimierung zentrale Eingangsgrößen dar, da diese maßgeblich Investitionsentscheidungen sowie Wirtschaftlichkeit beeinflussen. Nachfolgend werden die Annahmen für Brennstoffkosten, CO₂-Emissionszertifikatepreise, Speicherkosten sowie für den Zubau konventioneller Kraftwerke und für die Erhöhung der Interkonnektorenleistung dargestellt.

Die genannten Zahlen orientieren sich an den Szenariojahren 2020, 2030 und 2050, beziehen sich aber konkret auf die Szenarien mit 26%, 37% und 82% EE-Anteil in Europa bzw. 45-50%, 69% und 88% in Deutschland.

Brennstoffe

Die Annahmen zur Entwicklung der Brennstoffkosten für die thermischen Kraftwerke entsprechen den Annahmen der BMU-Langfristszenarien, mittlerer Preisfad (Tab. 6-7).

ct ₂₀₀₉ /kWh _{therm}	2020	2030	2050
Uran	0,19	0,25	0,37
Braunkohle	0,47	0,51	0,58
Steinkohle	1,49	1,81	2,36
Erdgas	2,74	3,29	4,19
Heizöl, schwer	3,20	3,83	4,87
Heizöl, leicht	6,19	7,40	9,42

Tab. 6-7: Entwicklung der Brennstoffkosten nach den Langfristszenarien 2011 [Nitsch et al. 2012]

CO₂-Emissionszertifikatepreise

Die Preisentwicklung der CO₂-Emissionszertifikate basiert ebenfalls auf den Annahmen der BMU-Langfristszenarien „mittlerer Preisfad“. Daher wird im Rahmen dieses Projekts langfristig von einem Anstieg auf 57 €/t CO₂ ausgegangen. Zusätzlich wird in einer Sensitivität des Szenarios B 2050 ein Anstieg auf 130 €/t CO₂ (vgl. [Elberg et al. 2012]) unterstellt.

Tab. 6-8: Entwicklung der CO₂-Zertifikatepreise [Nitsch et al. 2012; Elberg et al. 2012]

€/2009/t CO ₂	2020	2030	2050
CO ₂	23	34	57
Sensitivität ‚hoher CO ₂ -Zertifikatepreis‘	-	-	130

Speichertechnologien

Die Kostenannahmen wurden in Anlehnung an [Fuchs et al. 2012] sowie auf Basis eigener Recherchen getroffen und eingehend mit weiteren Speicherexperten diskutiert. Es wird zwischen Investitionskosten für die Speicherleistung und die Speicherkapazität unterschieden. Die Annahmen unterstellen eine Reduktion der Investitionskosten und bei elektrochemischen Speichern steigen die Zyklenfestigkeit, die Lebensdauer sowie der Wirkungsgrad (Tab. 6-9 und Tab. 6-10). Zusätzlich zu den Kostenannahmen sind die relevanten technologischen Parameter angegeben.

Tab. 6-9: Technische Parameter und Kostenannahmen zu Kurzzeitspeichern

Kurzzeit-speicher	Li-Ion	PbS	NaS	Redox-Flow	PSW klein	PSW groß	PSW untertage	AA-CAES
Wirkungsgrad (Prozent)	85 (2012)	77	77	70	80	80	-	-
	90 (2020)	80	80	74	80	80	80	67
	92 (2030)	82	84	78	80	80	80	70
	92 (2050)	84	88	80	80	80	80	73
Technische Lebensdauer (Jahre)	6	5	15	20	80	80	-	-
	10	8	15	22	80	80	40	30
	12	10	15	25	80	80	40	30
	13	15	15	25	80	80	40	30
Technische Lebensdauer (Zyklen)	2.000	1.000	2.500	12.000	∞	∞	-	-
	4.000	2.000	3.000	15.000	∞	∞	∞	>10.000
	5.000	3.000	3.300	15.000	∞	∞	∞	>10.000
	5.000	3.500	3.500	15.000	∞	∞	∞	>10.000
Max. Tiefentladung (Prozent)	70	65	90	100				
	80	70	90	100				
	80	75	90	100				
	80	75	90	100				
Spez. Investitionen Konvertereinheit (€/2009/kW)	175	180	175	1.250	1.340	1.100	-	-
	131	134	131	1.150	1.340	1.100	1.050	900
	65	65	65	1.000	1.340	1.100	950	825
	35	35	35	600	1.340	1.100	900	750
Spez. Investitionen Speicherkapazität (€/2009/kWh)	550	190	600	400	10	10	-	-
	450	146	420	300	10	10	156	40
	300	80	150	150	10	10	140	40
	150	50	80	70	10	10	130	40

Bei den Langzeitspeichern wird zwischen der Wasserstoffspeicherung in Salzkavernen und anschließender Rückverstromung in speziellen wasserstoffbetriebenen Gasturbinen

sowie der Nutzung der Power-to-Gas Technologie bei Einspeisung ins Gasnetz unterschieden (Tab. 6-10).

Allgemeine Annahmen

Langzeit-speicher	H2-Kaverne	CH4-Gasnetz inkl. Rückverstromung	CH4-Gasnetz ohne Rückverstromung
Wirkungsgrad (Prozent)	- (2012)	-	-
	38,3 (2020)	32,5	53,4
	31,9 (2030)	35,2	56,7
	45,6 (2050)	37,9	60,1
Technische Lebensdauer ¹⁾ (Jahre)	-	-	-
	15/30	15/30	15/-
	15/30	15/30	15/-
	15/30	15/30	15/-
Spez. Investitionen Konvertereinheit (€ ₂₀₀₉ /kW)	-	-	-
	1.700	1.900	1.200
	1.550	1.800	1.100
	1.400	1.700	1.000
Spez. Investitionen Speicherkapazität (€ ₂₀₀₉ /kWh)	-	-	-
	0,2	0	0
	0,2	0	0
	0,2	0	0

Tab. 6-10: Technische Parameter und Kostenannahmen zu Langzeitspeichern

¹⁾ Lebensdauer Elektrolyse/Rückverstromungseinheit

Aus den Kostenannahmen für die Konvertereinheit und den kapazitätsabhängigen Kosten ergeben sich die Kosten für das Gesamtsystem. Diese sind exemplarisch in Abb. 6-5 unter der Annahme von einer Speicherdauer von 6 Stunden (Kurzzeitspeicher) bzw. 200 Stunden (Langzeitspeicher) dargestellt.

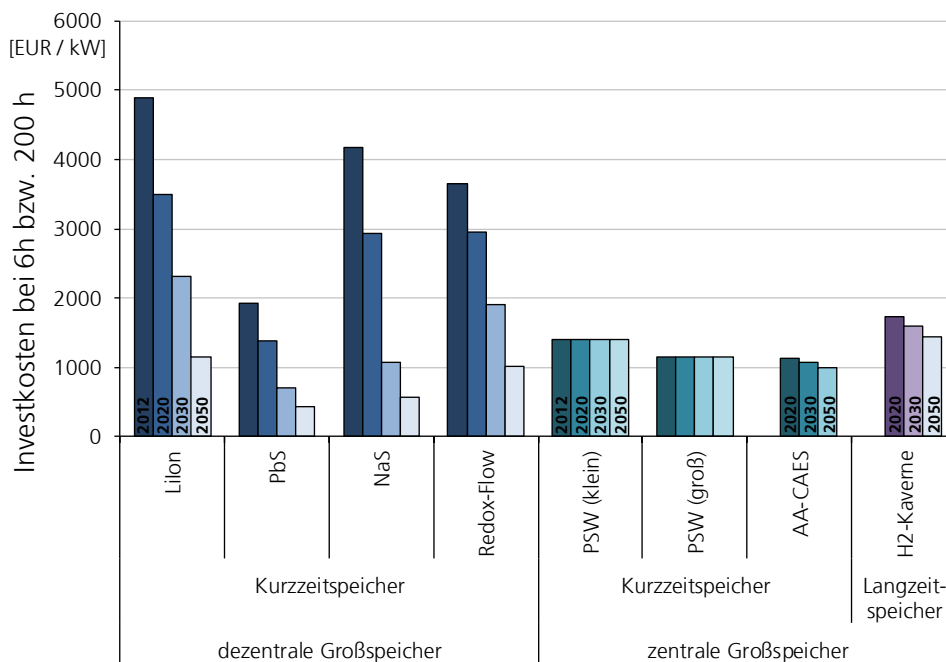


Abb. 6-5: Kostenentwicklung der Speichertechnologien bei 6 h bzw. 200 h Speicherdauer (H₂-Kaverne)

Konventionelle Kraftwerke

Die Annahmen zu den Investitionskosten der konventionellen Erzeugungstechnologien Gasturbinen und GuD-Anlagen im Jahr 2050 wurden in Anlehnung an [Elberg et al. 2012] getroffen und durch weitere Sondierung bestätigt. Dabei bestand stets die Annahme, dass diese Kraftwerke mit Erdgas betrieben werden. Die Annahmen zu den zugehörigen Abschreibungsdauern entstammen derselben Quelle. Des Weiteren wurde von einem zweiprozentigen Fixkostenanteil an den Gesamtinvestitionskosten und einem Kalkulationszinssatz von acht Prozent ausgegangen.

Tab. 6-11: Annahmen zu Kosten und Abschreibungsdauern für konventionelle Erzeugungstechnologien für das Szenariojahr 2050

2050	Investkosten [€ ₂₀₀₉ /kW]	Abschrei- bungsdauer [a]	annuitätische Investkosten [€ ₂₀₀₉ /kW/a]	Fixkosten [€ ₂₀₀₉ /MW/a]
Gasturbinen	400	25	37,47	8.000
GuD-Anlagen	900	30	79,95	18.000

Erhöhung der Kuppelkapazitäten

Für die Erhöhung der Kuppelkapazitäten zwischen den europäischen Ländern wird mit einem Umwegfaktor von 1,2 gerechnet und ein Leistungsanteil für eine NTC-Erhöhung von 40% angenommen. Als Leitungskosten werden 2 Mio. €/GW/km angesetzt, so dass aus den genannten Annahmen Kosten für NTC-Erhönungen von 6 Mio. €/GW/km resultierten.

6.2.4 Technische Potenziale für Speicher

Für die Untersuchung des Speicherbedarfs und den Zubau von Speichern im Modell werden die tatsächlich vorhandenen, regionalen Zubaupotenziale als begrenzender Höchstwert berücksichtigt. Für die detaillierte Berücksichtigung im Übertragungsnetz sind zusätzlich zu den Kapazitäten auch die konkreten Standorte relevant. Für die Quantifizierung und Regionalisierung der Speicherpotenziale wurde im Fall der Pumpspeicherwerke zu Beginn des Projekts eine Recherche aktueller, konkreter Projekte bzw. Projektvorschläge durchgeführt⁶.

Des Weiteren sind bundesländerspezifische Potenzialstudien verfügbar. Hierbei werden z. B. für Thüringen Potenziale für weitere 4,8 GW in einer Grobbewertung ermittelt [HPI 2011]. In Baden-Württemberg bestehen gemäß Untersuchungen von EnBW PSW-Potenziale von 13 GW [HPI 2012].

Für die Regionalisierung neuer PSW-Technologien wurden ebenfalls untertägige PSW in Bergwerken berücksichtigt. Neben den geologischen Potenzialen bestehen hier die beiden konkreten Projekte Wohlverwahrt und Wiemannsbucht mit ca. 250 MW Leistung ([EFZN 2011] und eigene Recherche).

Weitere Potenziale bestehen in der Nutzung bestehender Talsperren oder die Nutzung von Talsperren als Unterbecken für konventionelle PSW, welche jedoch aufgrund der Trinkwassernutzung mit Unsicherheiten verbunden sind. In Thüringen bestehen hier

⁶ Stand: Dezember 2012

neben dem konkreten Trianel-Projekt der ehemaligen Talsperre Schmalwasser (1 GW) weitere Potenziale von 150 MW [HPI 2011].

Allgemeine Annahmen

Ebenfalls berücksichtigt werden die geologischen Potenziale für Kavernen für Druckluft oder Wasserstoff. Als konkretes Projekt eines Druckluftspeichers ist hier der geplante Speicher ADELE mit 90 MW zu nennen. Aus Abb. 6-6 wird ersichtlich, dass die geologischen Strukturen mit Eignung für Kavernen ausschließlich im norddeutschen Raum vorzufinden sind. Laut einer Studie des Zentrums für Energieforschung Stuttgart [ZfES 2012] belaufen sich die Potenziale für Druckluftspeicher auf 27 TWh (davon ca. 23 TWh onshore), während bei einer Nutzung der Kavernen für die Wasserstoffspeicherung > 1.700 TWh Speicherkapazität verfügbar wären. Entsprechend können die Potenziale für diese Technologien als nicht limitierend angesehen werden. Allerdings ist zu beachten, dass diese Potenziale überwiegend in der Nordhälfte Deutschlands vorzufinden sind.

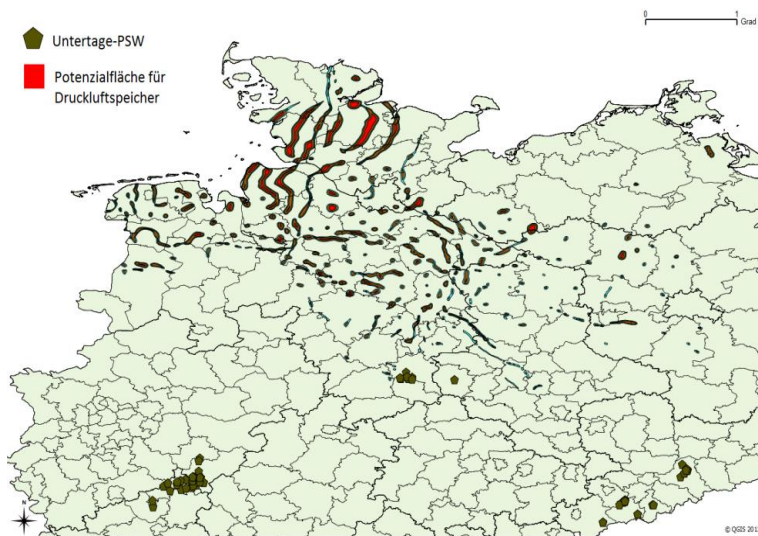


Abb. 6-6: Standort und Potenzial untertägiger Speichertechnologien [EFZN 2011; Reinhold et al. 2011]

Zum Zeitpunkt der Recherche befanden sich zusätzlich zu den bestehenden 7,5 GW Speicherleistung zahlreiche konkrete Pumpspeicherprojekte mit einer Gesamtleistung von 8,7 GW in Planung. Abb. 6-7 zeigt die Regionalisierung der Bestandsspeicher (im Jahr 2010) sowie der bekannten Speicherprojekte.

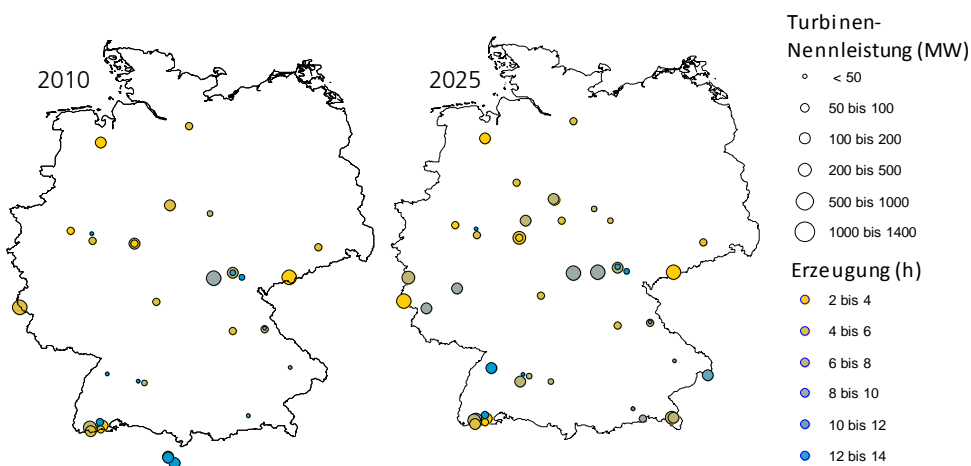


Abb. 6-7: Regionale Zuordnung bestehender Speicher der deutschen Regelzone (links) sowie inkl. möglicher Speicherprojekte (rechts; eigene Recherche, IWES)

Diese Pumpspeicher-Projekte stellen jedoch nur Planungen dar, welche bis zum Genehmigungsverfahren vorangetrieben werden. Da die aktuelle wirtschaftliche Situation eine Umsetzung nicht zulässt, werden die Projekte in Erwartung zukünftig steigenden

Flexibilitätsanforderungen und geänderter politischer Rahmenbedingungen lediglich vorbereitet.

Dabei werden bereits in Europa bestimmte Projekte umgesetzt. Dies betrifft insbesondere die Erweiterung des bestehenden PSW-Vianden (Luxemburg), zwei neue Pumpspeicher in der Schweiz und Projekte in Spanien und Portugal. Im Rahmen des Projektes werden für Deutschland die Auswirkungen eines Speicherzubaues analysiert. Um Rückkoppelungen auf die Ergebnisse zu vermeiden, dass ein Zubau in Deutschland vorrangig den Speicherbedarf in Europa bedienen könnte, wird im Rest Europas die Umsetzung bereits bekannter/geplanter PSW-Projekte unterstellt. Ein Speicherbedarf in Europa wird aber nicht gesondert untersucht. Lediglich im Rahmen der Zubauoptimierung zur Bestimmung des langfristigen Bedarfs an Speicher-, Kraftwerks- und Übertragungskapazitäten, wird auch für die betrachteten europäischen Länder ein Speicherbedarf quantifiziert.

Zur Einbindung Norwegens wird ein Netzausbau und damit eine Einbindung in den europäischen Strommarkt gemäß dem Netzentwicklungsplan TYNDP berücksichtigt. Es wird kein zusätzlicher Speicherausbau bzw. Erweiterung von Speicherwasseranlagen zu Pumpspeichern unterstellt.

Lastmanagement

Beim Lastmanagement dominieren die neuen Stromverbraucher Elektromobilität, Wärmepumpen und Klimatisierung (im Gewerbebereich). Die Speicherfunktion von DSM zeigt sich im Vergleich zum unregelmäßigen Stromverbrauch durch einen an die Erfordernisse des Strommarktes bzw. der Residuallastsituation angepassten Stromverbrauch. Für diese neuen Stromverbraucher wird langfristig ein Anteil von 11% am Stromverbrauch in Europa bzw. 13% in Deutschland unterstellt. Die über diese dezentralen Großverbraucher eingebundenen Anwendungen im Bereich der weißen Ware haben dabei nur einen Anteil von ca. 10% des gesamten DSM. Im Bereich Elektromobilität wird dabei eine reduzierte Teilnahme am DSM von 20% (mittelfristig) bis 60% (langfristig bzw. hohe Flexibilität) des Fahrzeugparks unterstellt. Im Bereich der Wärmepumpen wird die Flexibilität über die Einbindung zusätzlicher Wärmespeicher neben der Nutzung der Gebäudemasse variiert. DSM weist eine sehr hohe theoretische Anschlussleistung auf. Aufgrund der technologiespezifischen Restriktionen von Verfügbarkeit, Speicherfüllstand oder Saisonalität kann jedoch nur ein Anteil gleichzeitig abgerufen werden. So kann z. B. von der Anschlussleistung von 108 GW in Deutschland im 82%-Szenario nur maximal 26,7 GW abgerufen werden. Für den mittelfristigen Zeitbereich wird von einem Rückbau der bestehenden Nachtspeicherheizungen und el. Trinkwarmwasserspeichern ausgegangen, welche aber im 47%/26%-Szenario noch zu Verfügung stehen.

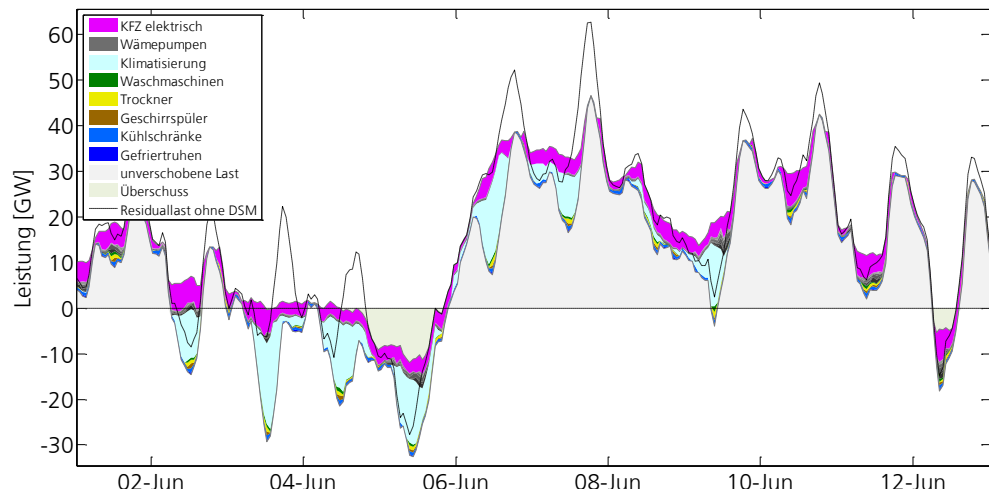


Abb. 6-8: Beispielhafter Wochenverlauf des Demand Side Management in Deutschland im 88%/82%-Szenario

Im Fall der Anwendungen im Haushaltsbereich basieren die detaillierten Flexibilitätsannahmen weitestgehend auf der Leitstudie 2011 [Nitsch et al. 2012]. Für das Jahr 2020 wird in Hinblick auf die aktuelle Marktentwicklung eine geringere Flexibilität (primär geringere Speichergröße) unterstellt. Für Nachtspeicher und elektrische Trinkwarmwasserbereiter wird eine Rückbauquote von 5% p. a. unterstellt. Die Teilnahme von Haushaltsverbrauchern (weiße Ware) am DSM ist Teil der Sensitivitätsbetrachtung des Jahres 2030. Die Annahmen für Haushalt und den GHD-Bereich sind in Tab. 6-12 zusammengefasst.

	2010		2020		2030 geringe Flex.		2030 hohe Flex.		2050	
	[TWh]	[GW]	[TWh]	[GW]	[TWh]	[GW]	[TWh]	[GW]	[TWh]	[GW]
Nachtspeicher GHD	6,6	9,5	0	0	0	0	0	0	0	0
Nachtspeicher HH	19,1	33	10,4	18,3	3,4	6,0	3,4	6,0	0	0
El. Trinkwarmwasserspeicher	15,6	6,4	8,1	3,7	2,9	1,2	2,9	1,2	0	0
Waschmaschinen	0	0	0	0	0	0	1,3	3,2	1,3	3,5
Trockner	0	0	0	0	0	0	2,1	3,4	2,0	3,7
Geschirrspüler	0	0	0	0	0	0	1,2	1,8	1,3	2,0
Kühlschrank	0	0	0	0	0	0	3,7	1,2	4,1	1,3
Gefrierschrank	0	0	0	0	0	0	1,5	0,5	1,6	0,6
Wärmepumpen	3,0	1,5	7,1	3,7	11,3	6,0	11,3	6,0	30,0	16,2
Klimatisierung GHD	0	0	2,0	6,6	4,0	12,4	4,0	12,4	10,0	24,7
E-KFZ flexibel	0	0	0,7	0,2	3,3	2,4	10,0	7,3	26,4	65,4
E-KFZ gesamt	0	0	3,4	1,1	16,6	12,2	16,6	12,2	44,0	109,0

Tab. 6-12: Jahresarbeit und Verschiebeleistung von Anwendungen im Bereich Haushalte und GHD

Die betrachteten Anwendungen weisen teilweise hohe Kapitalkosten für die Flexibilisierung auf, aber geringe Grenzkosten (keine/geringe Verluste und Komforteinbußen). Sie reduzieren damit direkt den Speicherbedarf. In der Simulation werden die Anwendungen mittels physikalischer Modelle vorgelagert vor der Kraftwerkseinsatzplanung abgebildet.

Im Fall der Anwendungen im Industrie- und GHD-Bereich basieren die Zahlen auf [dena 2010] und [VDE 2012]. Gegenwärtig werden davon bereits ca. 1,4 GW am Regelleistungsmarkt für positive Minutenreserve vermarktet [Paulus & Borggreve 2011].

Tab. 6-13: Entwicklung DSM von Prozessen im Bereich Industrie und GHD

Leistung [GW]	2010		2020		2030 geringe Flex.		2030 hohe Flex.		2050	
	pos. MRL	neg. MRL	pos. MRL	neg. MRL	pos. MRL	neg. MRL	pos. MRL	neg. MRL	pos. MRL	neg. MRL
Industrie	1,4		0,9	0,3	0,9	0,2	0,9	0,2	0,8	0,2
Ind.-Querschnitt			0,9	0,2	0,9	0,2	1,2	0,9	0,8	0,2
GHD			0,8	0,3	0,5	0,2	1,1	0,4	0,7	0,2
Summe	1,4		2,7	0,8	2,2	0,7	3,1	1,5	2,2	0,7

Der Hauptteil dieser DSM-Potenziale basiert auf Lastabschaltung und weist relativ geringe Kapitalkosten aber hohe variable Kosten (Grenzkosten) auf.⁷ Die Kosten sind stark abhängig von der Stromintensität der Prozesse. Aufgrund der hohen Grenzkosten werden diese Prozesse nachrangig zu Speicher oder thermischen Kraftwerken abgerufen. Die Abrufzeiten sind sehr gering. Das Potenzial ist besonders relevant für die Reduktion des Bedarfs an Spitzlast- oder Back-Up-Kraftwerken, und die Bereitstellung von positiver Minutenreserve. Prozesse die auf Lastverschiebung basieren, weisen im Vergleich zum Lastabwurf geringere variable Kosten auf. Dieses Kostenpotenzial ist jedoch ganz entscheidend abhängig von der Häufigkeit des Abrufs und durch die Auslastung der Anlagen bedingt. Andererseits ist es generell auch möglich Produktionskapazitäten auszuweiten, um einen flexibleren Strombezug zu ermöglichen. Damit sind jedoch wieder höhere Investitionskosten verbunden. Abgeleitet aus [Paulus & Borggreffe 2011] wird vereinfacht eine Kostenverteilung über den Leistungsbereich des Potenzials für positive MRL in Tab. 6-13 von 100-1500 €/MWh und für negative MRL von konstant 100 €/MWh unterstellt.

6.2.5 Entwicklung des Prognosefehlers der erneuerbaren Energien und der Last

Die Anforderung an Speicher durch die Prognoseungenauigkeit der Wind- und PV-Einspeisung werden einerseits durch die installierte Leistung sowie andererseits durch die Entwicklung der Genauigkeit der Prognoseverfahren bestimmt. Während bis 2020 eine alleinige Verbesserung des Einspeiseleistung-Prognosesystems berücksichtigt wird, muss für die langfristige Entwicklung auch eine Verbesserung der vorgelagerten Wettermodelle unterstellt werden. Die Genauigkeit der Prognosen hängt im Wesentlichen vom Aufwand (Modelle, Messungen, Computertechnik) ab. Wenn die Windenergie- und die PV-Anlagen einen Großteil des elektrischen Energiebedarfs in Zukunft decken werden, ist für die Entwicklung und Erstellung der Prognosen ein adäquater Aufwand mehr als angebracht. Entsprechend ist auch bis 2050 mit weiteren Prognoseverbesserungen zu rechnen. In Tab. 6-15 sind die Annahmen zur Entwicklung des Prognosefehlers der Einspeisung von Windenergie- sowie der PV-Anlagen zusammengefasst.

⁷ Gemäß der Verordnung zu abschaltbaren Lasten 2012 wird angestrebt, mittels eines Leistungspreises von 20.000,- €/MW/Jahr ein Potenzial von maximal 1.500 MW unverzögert und 1.500 MW innerhalb von 15 Minuten aktivierbaren Lasten zu erschließen. Die variablen Kosten dürfen sich dabei im Bereich von 100-400 €/MWh bewegen. [Bund 2012]

Des Weiteren wird in den Simulationen auch der Prognosefehler der Last berücksichtigt. Der Kurzfristfehler (1h) von 0,8% nRMSE und Fehler der Folgetagsprognose von 2,6% werden dabei als konstant über alle Szenariojahre angenommen.

Allgemeine Annahmen

Die Prognosezeitreihen für die Einspeisung Windenergie- und PV-Anlagen sowie die der Last werden mittels einer Kerndichteschätzung in stündlicher Rollierung über einen Horizont von 72 Stunden anhand der entsprechenden Ist-Leistung simuliert. Die für die Kerndichteschätzung notwendigen Fehlerverteilungen werden durch Skalierung historischer Prognosefehlerverteilungen auf die in Tab. 5-7 genannten Werte erzeugt. Durch die Kerndichteschätzung sowie die Berücksichtigung vorangegangener Prognosefehler können auf diese Weise realistische Prognosezeitreihen mit einem typischen Prognoseverhalten generiert werden.

% nRMSE	2010	2020	2030	2050
Wind onshore Folgetag	4%	3,2%	3,0%	2,6%
Wind onshore Kurzfrist (1h)	1,5%	0,9%	0,8%	0,6%
Wind offshore Folgetag	12,0%	7,0%	4,5%	3,5%
Wind offshore Kurzfrist (1h)	3,3%	1,9%	1,6%	1,2%
Photovoltaik Folgetag	6,0%	4,0%	3,8%	3,1%
Photovoltaik Kurzfrist (1h)	2,9%	1,4%	1,3%	1,1%

Tab. 6-14: Prognosefehler der Wind- und PV-Einspeisung [Nitsch et al. 2012]

6.2.6 Abregelung der Einspeisung aus EE-Anlagen

Grundsätzlich wird für die erzeugte Energie aus regenerativen Erzeugungsanlagen eine vorrangige Einspeisung angenommen. Da die Einspeisevergütung nur eine Umlage darstellt, wird diese im Modell nicht abgebildet und bildet somit keinen Bestandteil der Systemkosten. Dies impliziert, dass die Einspeisevergütung unabhängig davon bezahlt werden muss, ob die Einspeisung der EE-Anlagen zur Lastdeckung verwendet oder abregelt wird. Sie hat somit keinen Einfluss auf die Einsatzentscheidung der EE-Anlagen.

Aus Sicht des Strommarktes wird bei sehr niedriger Residuallast zunächst die Einspeisung aus Erzeugungsanlagen mit hohen variablen Kosten abgeschaltet. Das führt dazu, dass für diese Kraftwerke keine Erzeugungskosten mehr anfallen. Da die Abregelung der Einspeisung aus EE-Anlagen keine Auswirkungen auf die Systemkosten hat, wird diese Option somit erst gewählt, wenn alle anderen Optionen bereits ausgeschöpft sind. Vorteilhafter ist hingegen die Einspeicherung in Speicher, wie zum Beispiel Pumpspeicherkraftwerke, da auf diese Weise die gespeicherte Energie zu einem späteren Zeitpunkt wieder zur Lastdeckung eingesetzt werden kann.

Eine weitere Situation, in der eine Abregelung der Erzeugung aus EE-Anlagen erforderlich sein kann, stellt der netzseitige Redispatch dar. Um im Rahmen des Netzbetriebs mögliche Engpässe zu beheben, werden Erzeugungseinheiten vor dem jeweiligen Engpass heruntergefahren und hinter dem Engpass in der Erzeugungsleistung erhöht. Für den durchgeführten Redispatch fallen hierbei Kosten für den zusätzlichen Einsatz dieser Erzeugungseinheiten an, wohingegen die variablen Kosten der Erzeugungseinheiten vor dem Engpass eingespart werden. Insbesondere bei der Abregelung der Einspeisung aus EE-Anlagen im Redispatch kommt es somit zu hohen zusätzlichen Kosten, sodass

diese Maßnahme lediglich eingesetzt wird, wenn der Engpass nicht durch konventionellen Redispatch zu beheben ist. Die geografische Lage der Windenergieanlagen im Norden und Osten Deutschlands legt jedoch nahe, dass eine Abregelung von erneuerbaren Energien eine starke Hebelwirkung auf die Behebung möglicher Netzengpässe hat und daher erforderlich sein kann.

6.2.7 Exkurs – Betriebskonzepte und PV-Eigenstromverbrauch

Ziel der Untersuchungen des Projekts ist die Bewertung eines volkswirtschaftlichen Stromspeicherbedarfs unter der Annahme einer durch einen perfekten Markt koordinierten Energiewirtschaft und einem europaweiten Binnenmarkt. Die Bewertung orientiert sich an bestehenden Rahmenbedingungen und einer, aus heutiger Sicht, wahrscheinlichen Entwicklung.

Im Projekt erfolgt keine explizite Berücksichtigung von zukünftig möglichen Netzengpässen im Verteilnetz; es wird damit indirekt unterstellt, dass der Ausbau im Verteilnetz parallel zum Ausbau des Übertragungsnetzes erfolgt und den Anforderungen genügt. Herausforderungen entstehen hier zukünftig vor allem in der Vermeidung von hohen Gleichzeitigkeitseffekten, welche auf Seite der Erzeuger (insbesondere bei Einspeisungen aus PV-Anlagen) und auf Seite der Verbraucher bspw. bei der Elektromobilität bestehen. Mögliche dezentrale Betriebskonzepte wie die Engpassbewirtschaftung im Verteilnetz mithilfe von Stromspeichern werden im Rahmen der Studie nicht berücksichtigt, da erwartet wird, dass diese zukünftig nur einen Bestandteil von integrierten Vermarktungskonzepten dezentraler Anlagen darstellen. Für solche Teil-Betriebskonzepte ist jedoch der regulatorische Rahmen der Anreizregulierung für Netzbetreiber zu reformieren. Hier besteht weiterer Forschungsbedarf.

Steigende Kosten für den Strombezug (im Rahmen der Wälzung von Infrastrukturkosten auf die Endkundenpreise wie EEG-Umlage, Netzentgelte und resultierend auch Umsatzsteuer) schaffen zusätzliche Anreize für die Eigenverbrauchsoptimierung. Der Begriff Eigenverbrauchsoptimierung bezieht sich dabei auf den Einsatz von Speichern, Lastmanagement oder flexibler Erzeugung zur Erhöhung des Eigenverbrauchsanteils am Verbrauch. Insbesondere können durch die PV-Eigenverbrauchsoptimierung betriebswirtschaftliche Anreize für Batteriespeicher resultieren, welche unabhängig vom volkswirtschaftlichen Bedarf sind.

Für diese Betriebskonzepte spricht:

- Der notwendige Investitionsanreiz für den weiteren Ausbau von PV-Anlagen,
- Stand der Lernkurven für Batteriespeicher und Technologieentwicklung,
- Erschließung der privaten Investitionsbereitschaft und
- Ggf. Kosteneinsparungen durch Reduktion des Ausbaus im Verteilnetz und optimierte Betriebsführung im Verteilnetz.

Gegen diese Betriebskonzepte spricht:

- Die Optimierung von Subsystemen führt zu volkswirtschaftlichen Mehrkosten im Betrieb bzw. im Kraftwerkeinsatz.
- Die Steuergrößen der Eigenverbrauchsoptimierung decken sich nicht zwangsläufig mit den markt- und damit systemseitigen Steuergrößen. Damit kann es zu einem aus Systemsicht ineffizienten Einsatz der dezentralen Speicher kommen.
- Hohe Abweichungen der Einzelverbräuche vom Standardlastprofil führen zum Gegeneinanderregeln von Speichern; keine oder dezentrale PV- und Lastprognosen mit hohem Fehler führen zu einem ineffizienten Speichereinsatz; zudem kann prinzipiell ein Regeln von Speichern gegen den Markt erfolgen.

- Es entstehen volkswirtschaftliche Mehrkosten im Rahmen der Investition, wenn die Speicher für den Markt nicht passend eingesetzt bzw. eigentlich nicht benötigt werden.
- Es bestehen Fragen der Wälzung und Sozialisierung von Kosten; fehlende Finanzierung der trotz Eigenverbrauch noch erforderlichen öffentlichen Infrastruktur; dagegen besteht keine Finanzierungsverantwortung der Allgemeinheit für die Optimierung des persönlichen Eigenverbrauchs.

Hieraus ergeben sich weitere Fragestellungen:

- In welchem Ausmaß bzw. welcher Durchdringung die Ineffizienzen akzeptiert werden können, um die genannten Vorteile zu erreichen.
- Inwiefern ggf. der betriebswirtschaftliche Anreiz für den Eigenstromverbrauch aufgehoben bzw. wie die volkswirtschaftlichen Kosten gerecht verteilt werden können. So könnten zukünftig bspw. die Abgaben für Netzentgelte angepasst werden (bspw. höhere Leistungs- und geringere Arbeitspreise).

Aufgrund der Nachteile aus volkswirtschaftlicher Sicht und dem Untersuchungsfokus des Forschungsprojekts, werden die Einflüsse des Eigenverbrauchs von PV-Anlagen sowie von Mini-BHKW nicht berücksichtigt. Für die Bewertung von Batteriespeichern wird eine zentrale Steuerung bzw. Markteinbindung über Pooling der dezentralen Speicher unterstellt. Mit der Einführung des Erneuerbare-Energien-Gesetz 2014 [EEG 2014] wird die EEG-Umlage inzwischen auch auf den Eigenstromverbrauch erhoben, sodass der wirtschaftliche Anreiz weniger stark ausgeprägt ist. Eigenstrom aus Stromerzeugungsanlagen unter 10 kW Nennleistung ist jedoch weiterhin von der EEG-Umlage ausgenommen.

6.2.8 Annahmen zum Übertragungsnetz(-ausbau)

Auf Basis der am Strommarkt determinierten Last-/Einspeisesituation sind die resultierenden Engpässe im Übertragungsnetz mithilfe eines Modells der Netzinfrastruktur zu bewerten. Das in diesem Forschungsprojekt verwendete Übertragungsnetzmodell enthält alle europäischen Leitungen der Spannungsebenen ab 132 kV ausgehend von dem Betrachtungsjahr 2010. Die Daten hierfür stammen vollständig aus öffentlich zugänglichen Quellen. Schaltzustände sowie weitere Informationen, die nur Netzbetreibern vorliegen, werden nicht berücksichtigt. [Hermes et al. 2009]

Für die Betrachtung der zukünftigen Szenarien wurde das Netzmodell entsprechend der veröffentlichten nationalen wie internationalen Netzentwicklungspläne ausgebaut und erweitert. In diesen Ausbauplänen wird von den Übertragungsnetzbetreibern für die kommenden Jahre die benötigte Netzinfrastruktur festgelegt, um die zukünftigen Übertragungsaufgaben gewährleisten zu können. Hierbei werden Projekte dargestellt, die zum Betrieb eines engpassfreien und stabilen Übertragungsnetzes auch in Zukunft notwendig sind.

Das im Rahmen des Forschungsprojekts angenommene Netzmodell berücksichtigt die folgend beschriebenen Netzausbauprojekte.

Für das Szenario 2020 wurden Netzverstärkungs- und Netzausbaumaßnahmen des AC-Netzes des Netzentwicklungsplans (NEP) für Deutschland [Deutsche ÜNB 2012] sowie des Ten-Year-Network-Development-Plans (TYNDP) für Europa [ENTSO-E 2012] berücksichtigt, die bis Ende des Jahres 2018 fertiggestellt sein sollen. Hinzu kommen ausgewählte Hochspannungsgleichstrom-Übertragungsleitungen (HGÜ) angelehnt an die Ausbaupläne des NEPs. Die berücksichtigten HGÜ-Projekte sind:

- Emden/Ost – Osterath (1x 2 GW)
- Osterath – Philippsburg (1x 2 GW)
- Brunsbüttel – Großgartach (1x 1,3 GW)
- Lauchstädt – Meitingen (2x 2 GW)

Ausgehend von dem dargestellten Netzausbau bis 2020 werden für das Jahr 2030 ein den aktuellen Plänen entsprechender sowie ein verzögerter Netzausbau in Betracht gezogen. Die Berücksichtigung unterschiedlicher Ausbaustufen im Übertragungsnetz (Netz- und Netz+) für das Jahr 2030 ist dem aktuell nur langsamen Genehmigungsverfahren sowie der geringen sozialen Akzeptanz von Netzinfrastrukturmaßnahmen geschuldet.

Für den verzögerten Netzausbau bis 2030 werden sowohl ein weiteres Drehstromprojekt innerhalb von Deutschland als auch alle Projekte des TYNDP mit geplanter Fertigstellung im Jahr 2022 angenommen. Aus dem Netzentwicklungsplan der deutschen Übertragungsnetzbetreiber werden alle weiteren geplanten AC-Verstärkungs- und Ausbauprojekte bis zum Jahr 2030 betrachtet. Die zusätzlich aufgenommene HGÜ-Leitung innerhalb Deutschlands ist:

- Wilster – Grafenrheinfeld (1x 1,3 GW)

Die angenommene Netzinfrastruktur im Jahr 2030 bei nicht verzögertem Ausbau basiert auf der vollständigen Umsetzung aller im NEP und TYNDP bis 2030 geplanten Maßnahmen. Dies umfasst in Europa auch die im TYNDP dargestellten long-term-Projekte. Hinzu kommen ebenfalls folgende HGÜ-Leitungen in Deutschland:

- Wehrendorf – Urberach (1x 2 GW)
- Kreis Segeberg – Goldshöfe (1x 1,3 GW)

Aus den beschriebenen Netzinfrastrukturprojekten ergeben sich für die Bestimmung des mittelfristigen Speicherbedarfs die in Abb. 6-9 gezeigten Entwicklungen des deutschen Übertragungsnetzes. Die Netzanschlusspunkte der HGÜ-Leitungen im Norden Deutschlands stehen dabei im Zusammenhang mit den Anlandungspunkten der geplanten Offshore-Windpark-Leitungen.

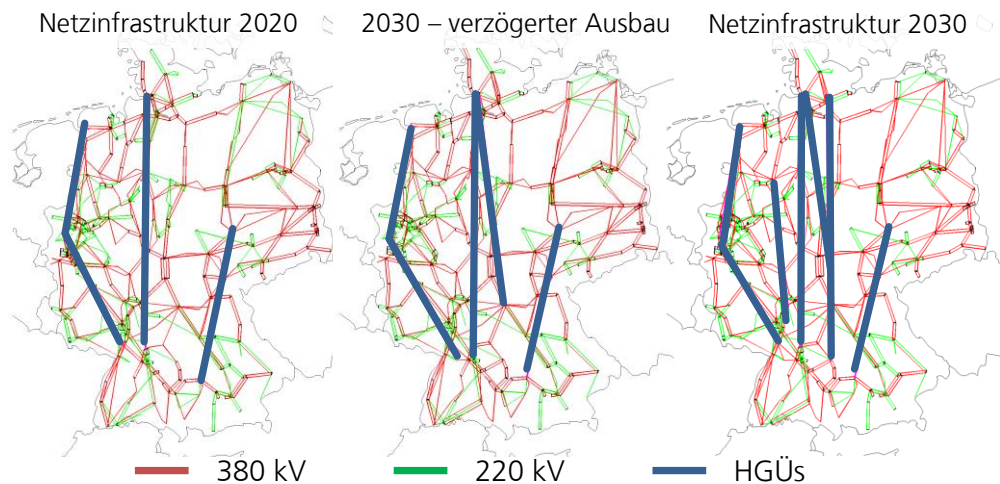


Abb. 6-9: Ausbausituation des deutschen Übertragungsnetzes in zukünftigen Szenarien

Für die langfristigen Untersuchungen des Speicherbedarfs wird von dem Ausbaustand des TYNDP für das Jahr 2030 ausgegangen und der optimierten Ausbauplanung die Möglichkeit gegeben, die Übertragungsleistungen zu erhöhen (vgl. Kap. 5.3.1)

6.3 Szenarioüberblick

Im Rahmen des Forschungsprojekts wird die Bandbreite des möglichen Speicherbedarfs über die Simulation unterschiedlicher Szenarien erfasst. Zur Abbildung der Einflussgrößen werden für die mittel- und langfristigen Simulationen unterschiedliche Sensitivitätsrechnungen durchgeführt. Hierbei sollen zunächst nicht die Effekte einzelner Maßnahmen auf den Speicherbedarf erfasst werden, stattdessen wird die Gesamtheit verschiedener Maßnahmen dahingehend ausgewählt, ob sie verstärkend oder vermindern auf den Speicherbedarf wirken. Die untersuchten Varianten sind in Abb. 6-10 dargestellt. Für den mittelfristigen Zeitbereich im Bereich des Szenariojahres 2020 wird der Ausbau von Windenergieanlagen in Deutschland als besonders unsicher erachtet, weshalb zwei verschiedene Windszenarien mit unterschiedlich starkem Ausbau, insbesondere der Onshore-Windenergie untersucht werden (*Wind-* und *Wind+*). Für die Untersuchungen ergibt sich damit für die Szenarien ein EE-Anteil von 45-50% in Deutschland und 26% in Europa (nachfolgend kurz 47%/26%-Szenario). Als Unsicherheit in der weiteren Entwicklung (ungefähr Szenariojahr 2030) wird besonders der Netzausbau als sensitive Größe bewertet (*Netz-* und *Netz+*). Weitere Einflüsse sind die Umsetzung von DSM, von flexibler KWK und flexibleren Kraftwerken (*Flex-* und *Flex+*). Daher werden verschiedene Kombinationen aus Netzausbau und Flexibilität bei der Ermittlung des Speicherbedarfs unterstellt. Das hierbei untersuchte Erzeugungssystem weist damit einen EE-Anteil von 69% in Deutschland und 37% in Europa auf (sogenanntes 69%/37%-Szenario).

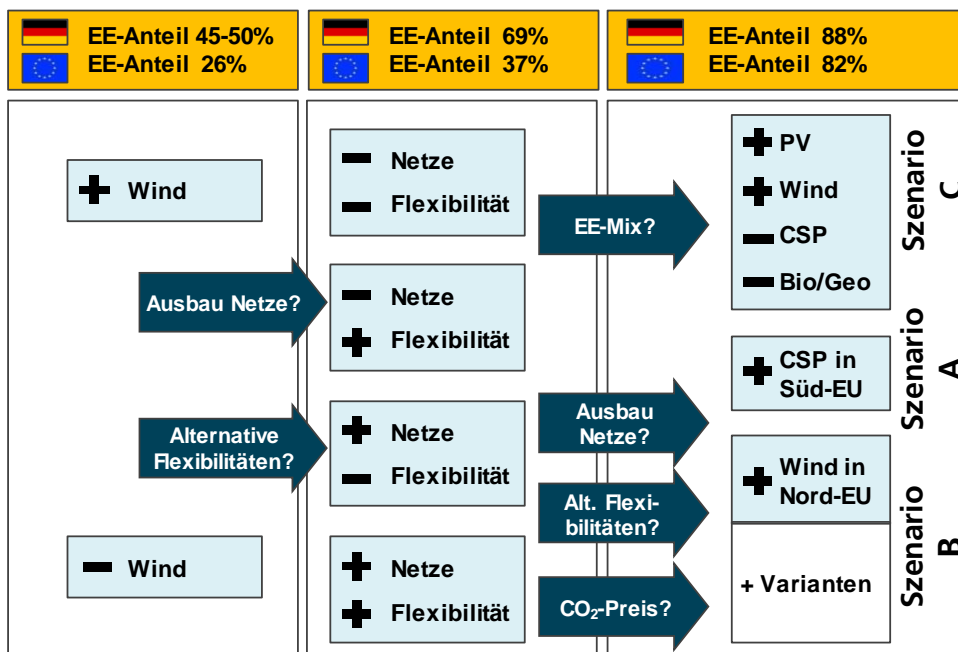


Abb. 6-10: Untersuchte Szenarien und Sensitivitäten

Für die langfristigen Untersuchungen sind die Unsicherheiten am größten und es wird zwischen drei unterschiedlichen Ausbaupfaden unterschieden. Während die Szenarien A und B an den Langfristszenarien 2011 bzw. 2010 angelehnt sind, berücksichtigt das Szenario C stärker aktuelle Entwicklungen, wonach eine flexible Stromerzeugung aus EE in geringerem Umfang erschlossen wird.

Szenario A: Basis dieses Szenarios sind die Langfristszenarien 2011 [Nitsch et al. 2012] mit geringfügigen Anpassungen an aktuelle Zubauzahlen und Annahmen der Nationalen Aktionspläne [NREAP 2010] der EU-Länder (vgl. Kapitel 6.2.1). Dieses Szenario wurde übergreifend in den Szenariorechnungen mit 26%, 37% und 82% EE-Anteil in Europa abgebildet. Für den Zeithorizont 2020 wurde dabei aufgrund der Dynamik des Ausbaus der Onshore-Windenergie zudem ein Szenario mit einem höheren Ausbau an

Windenergieanlagen betrachtet. Für das mittelfristige Szenario mit 37% EE-Anteil wurden in mehreren Sensitivitäten der Einfluss des Netzausbaus und der Erschließung alternativer Flexibilitätsoptionen betrachtet (s.o.).

Zusätzlich zum Szenario A wurden im Rahmen der 82%-Rechnungen zwei Varianten untersucht, die in Bezug auf die Energiemenge aus erneuerbaren Energien sowohl für Deutschland als auch in Bezug auf Europa mit dem Szenario A vergleichbar sind.

Szenario B: Dieses Szenario bildet eine Reduktion der Stromerzeugung durch flexible Solarthermische Kraftwerke (CSP) ab. Die im Szenario A angenommenen Leistungen der Ausbaustufe des 37%-Szenarios werden für das 82%-Szenario übernommen und energetisch durch einen verstärkten Ausbau der Windenergieanlagen in Nord- und Nordwesteuropa substituiert (in Anlehnung an die Langfristszenarien 2010 [Nitsch et al. 2010]). Dieses Szenario bildet des Weiteren die Basis für eine Reihe an Variantenrechnungen, da es hinsichtlich des EE-Mixes ein mittleres Szenario darstellt.

Szenario C: Es erfolgt ein vollständiger Ersatz der Erzeugung elektrischer Energie aus CSP in den Mittelmeerländern und Nordafrika, der Geothermie in Gesamteuropa sowie eines Teils der Energiebereitstellung aus Bioenergie durch Photovoltaikanlagen. Aufgrund der Kostenentwicklungen der vergangenen Jahre (auch im Wettbewerb mit Windenergie- und PV-Anlagen) erscheinen diese drei Technologien in der aktuellen Diskussion in ihrem Ausbau ökonomisch beschränkt. Dabei sind CSP und Biogas in den Szenarien A und B mit einer großen Flexibilität abgebildet. CSP erreichen dies durch großzügig dimensionierte thermische Speicher, während die Biomasse durch Gasspeicher und zusätzliche BHKW-Leistung flexibilisiert ist.

Tab. 6-15 zeigt die installierten Leistungen der erneuerbaren Energien in Deutschland in den verschiedenen Szenarien der langfristigen Betrachtungen (ungefähres Szenariojahr 2050).

Tab. 6-15: Installierte Leistungen der EE in Deutschland in den drei betrachteten Szenarien im Rahmen der langfristigen Untersuchung

Sensitivität	Szenario A	Szenario B + Varianten	Szenario C
EE-Anteil DE	88%		
EE-Anteil EU	82%		
Wind gesamt	97,0	97,0	97,0
Wind offshore	65	65	65
Wind onshore	32	32	32
Photovoltaik	67,2	67,2	101,8
Laufwasser	5,2	5,2	5,2
Biomasse	9,7	9,7	5,8
Geothermie	3,0	3,0	0

Die installierten Leistungen der erneuerbaren Energien in den betrachteten europäischen Ländern sind im Anhang detailliert aufgeführt (vgl. Anhang, Tab. 0-2).

Innerhalb des Erzeugungsmixes des Szenario B wurden des Weiteren zahlreiche Variantenrechnungen durchgeführt, um die Auswirkungen relevanter Einflussfaktoren auf den Speicherbedarf mithilfe der optimierten Ausbauplanung zu untersuchen.

Szenario B – Basis: Unverändertes Basisszenario entsprechend der zuvor beschriebenen Annahmen und Freiheitsgrade.

Szenario B – NTC2050=2030: In dieser Variante wurde die optimierte Ausbauplanung um den Freiheitsgrad des Netzausbaus eingeschränkt, sodass die Austauschkapazitäten des europäischen Austauschs auf das angenommene Basisnetz von 2030 festgesetzt werden. Auf diese Weise werden die Auswirkungen eines eingeschränkten Netzausbaus untersucht.

Szenario B – Hohe CO₂-Kosten: In dieser Variante wurde ein Anstieg der Preise für CO₂-Emissionszertifikate von 57 €/2009/t auf 130 €/2009/t angenommen (vgl. Kapitel 6.2.3). Durch die damit verbundenen höheren Kosten für den Betrieb fossil befeuerter Kraftwerke ist zu erwarten, dass die Integration von EE-Strom begünstigt wird, beispielsweise durch Speicherung oder durch Netzausbau.

Szenario B – Speicherezubau nur in Deutschland: Der Ausbauplanung wurde lediglich ein Zubau von Speichern in Deutschland „erlaubt“, nicht jedoch in den anderen europäischen Ländern. Alle weiteren Technologien (GuD und Gasturbinen, Netzausbau) konnten mit den zuvor beschriebenen Freiheitsgraden ausgebaut werden.

Szenario B – kein Demand Side Management: In der Basisrechnung wurde vorgelagert der Einsatz der DSM-Technologien mit dem Ziel einer Residuallastglättung unter Berücksichtigung der zeitlichen Verschiebbarkeit abgebildet. In dieser Sensitivität werden die zusätzlichen Verbraucher Elektromobilität, el. Wärmepumpen und Klimatisierung hingegen entsprechend des Bedarfs direkt, ohne zeitliche Verschiebbarkeit der Residuallast aufgeschlagen.

Szenario B – 50% Demand Side Management: Die Umsetzung von DSM-Maßnahmen wird nur für 50% der zuvor angenommenen Teilnehmer am DSM abgebildet, während die anderen 50% unflexibel abgebildet werden. Somit können die Auswirkungen einer verminderten Umsetzung von DSM-Maßnahmen untersucht werden.

Des Weiteren wurde auch für das Szenario C die Variante ohne Umsetzung von DSM-Maßnahmen betrachtet (Szenario C – kein DSM).

Mittels der in Kapitel 5 vorgestellten Methoden und Verfahren wurde für die in Kapitel 6 skizzierten Szenarien der zukünftige Bedarf an Stromspeichern analysiert. Im Folgenden werden die hierbei ermittelten Untersuchungsergebnisse dargestellt, um daraus die wesentlichen Herausforderungen und Handlungsfelder in Bezug auf den zukünftigen Bedarf an Stromspeichern im elektrischen Stromversorgungssystem zu identifizieren, die für die Erreichung der Ziele der Energiewende adressiert werden müssen. Die Darstellung der Ergebnisse orientiert sich hierbei an der zeitlichen Einordnung der Szenarien.

7.1 Mittelfristiger Speicherbedarf

Folgend wird der Bedarf an Stromspeichern für den mittelfristigen Zeitbereich bei einem EE-Anteil von 26-37% in Europa bzw. von 45-69% in Deutschland genauer dargestellt. Hierzu wird zunächst der für die Szenarien dimensionierte Bedarf an Regelleistung dargestellt. Anschließend wird der gesamtwirtschaftliche Bedarf, gemessen am gesamtwirtschaftlichen Nutzen, an zusätzlichen Speichern und der betriebswirtschaftliche Nutzen exemplarischer Speicherprojekte vorgestellt.

7.1.1 Dimensionierter Regelleistungsbedarf

In den Marktsimulationen wird neben der Deckung der Nachfrage nach elektrischer Energie ebenfalls die Vorhaltung von Regelleistung simuliert (vgl. Kap. 5.1.3). Die Höhe der Regelleistung wird dabei so dimensioniert, dass in jedem Marktgebiet nahezu alle Leistungsungleichgewichte durch in Erzeugungsanlagen vorgehaltene Regelleistung ausgeglichen werden kann (vgl. Kap. 5.1.3). Die Regelleistungsdimensionierung erfolgt für die in Kap. 6 beschriebenen Szenarien dynamisch, d. h. es wird für jede Stunde des Jahres der Regelleistungsbedarf ermittelt. Damit ergibt sich über das Jahr ein schwankender Verlauf der bereitzustellenden Regelleistung. Dieser Verlauf ist in Abb. 7-1 exemplarisch für die positive Minutenreserve dargestellt.

Es zeigt sich, dass in den 47%/26%-Szenarien je nach prognostizierter EE-Einspeisung zwischen 600 MW und 3.500 MW positiver Minutenreserve vorzuhalten ist. Die dimensionierte Regeleistung des Szenarios *Wind+* liegt dabei aufgrund des ambitionierteren Ausbaus der Onshore Windenergieanlagen über der des Szenarios *Wind-*. Insgesamt steigt die maximal vorzuhaltende Minutenreserveleistung in den 69%/37%-Szenarien durch den höheren Ausbau von EE-Anlagen auf ca. 4.000 MW an.

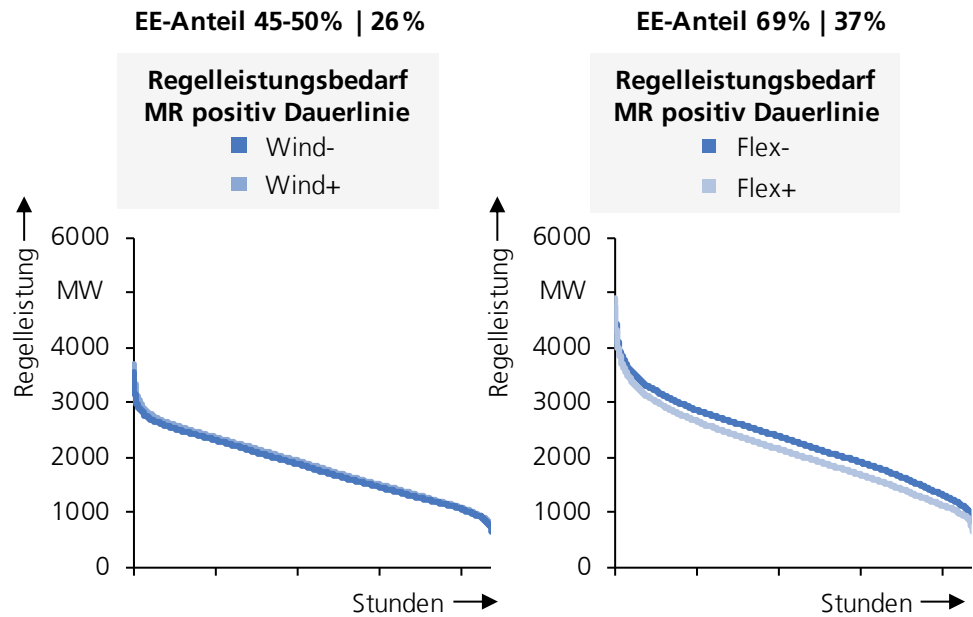


Abb. 7-1: Dauerlinie
Regelleistungsbedarf
MR positiv

Die Minima, Maxima und Durchschnitte der dimensionierten Regelleistung sind für alle Qualitäten in Abb. 7-2 aufgeführt. Es ist zu erkennen, dass die vorzuhaltende Minutenreserve die höchste Schwankungsbreite aufweist, also die Abhängigkeiten von der Einspeisung aus EE-Anlagen am größten ist. Die Bandbreite notwendiger Sekundärregelleistung ist dagegen wesentlich schmaler. Lediglich der Bedarf an Primärregelleistung ist aufgrund der deterministischen Dimensionierung im gesamten Jahr sowie zwischen den betrachteten Szenarien konstant.

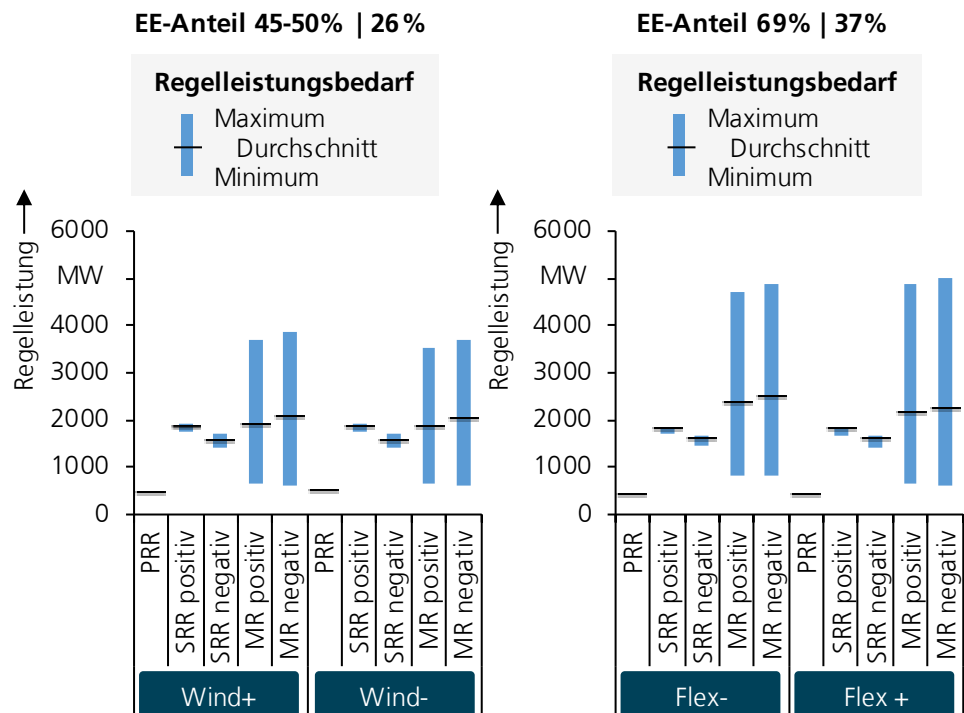


Abb. 7-2: Bandbreite

7.1.2 Gesamtwirtschaftliche Speichersimulation

Die Bewertung von zukünftigen Speicherprojekten macht zunächst die Definition eines Referenzsystems notwendig, für das das Energieversorgungssystem simuliert wird. Hierzu werden zunächst ohne zusätzliche Speicher der Einsatz des Stromerzeugungssystems und der Netzbetrieb simuliert. Anschließend werden die Auswirkungen zusätzlicher Speicher auf das Energieversorgungssystem analysiert und der gesamtwirtschaftliche Nutzen bewertet.

 Ermittelter Bedarf für
 Stromspeicher

Erzeugungssituation

Zunächst wurde für das Referenzsystem ein Kraftwerkseinsatz ohne Ausbau zusätzlicher Speicherkapazitäten zur Lastdeckung und Reservevorhaltung ermittelt. Die resultierenden Erzeugungssituationen in den untersuchten Szenarien sind für Deutschland in Abb. 7-3 in Form einer Jahresenergiemenge je Erzeugungstechnologie dargestellt. Die Erzeugungsmengen für ausgewählte Länder in Europa sind in Abb. 0-1 im Anhang dargestellt.

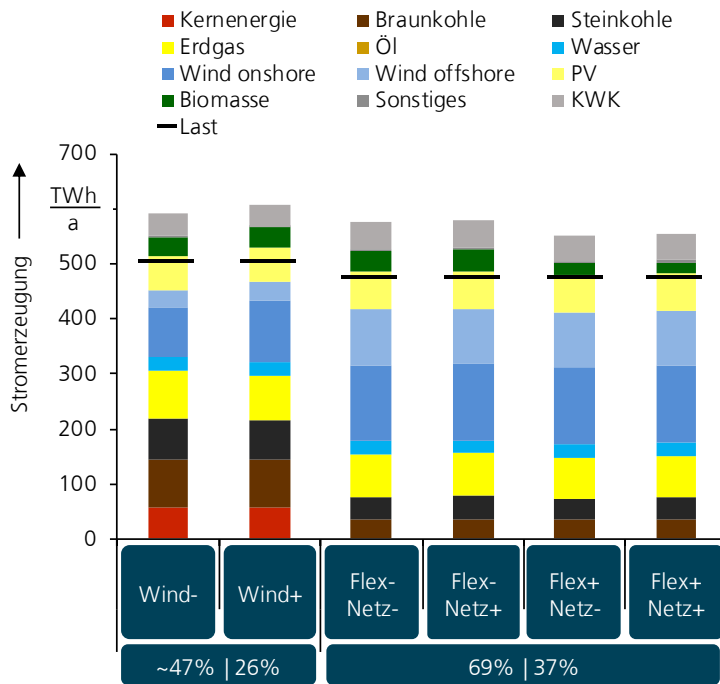


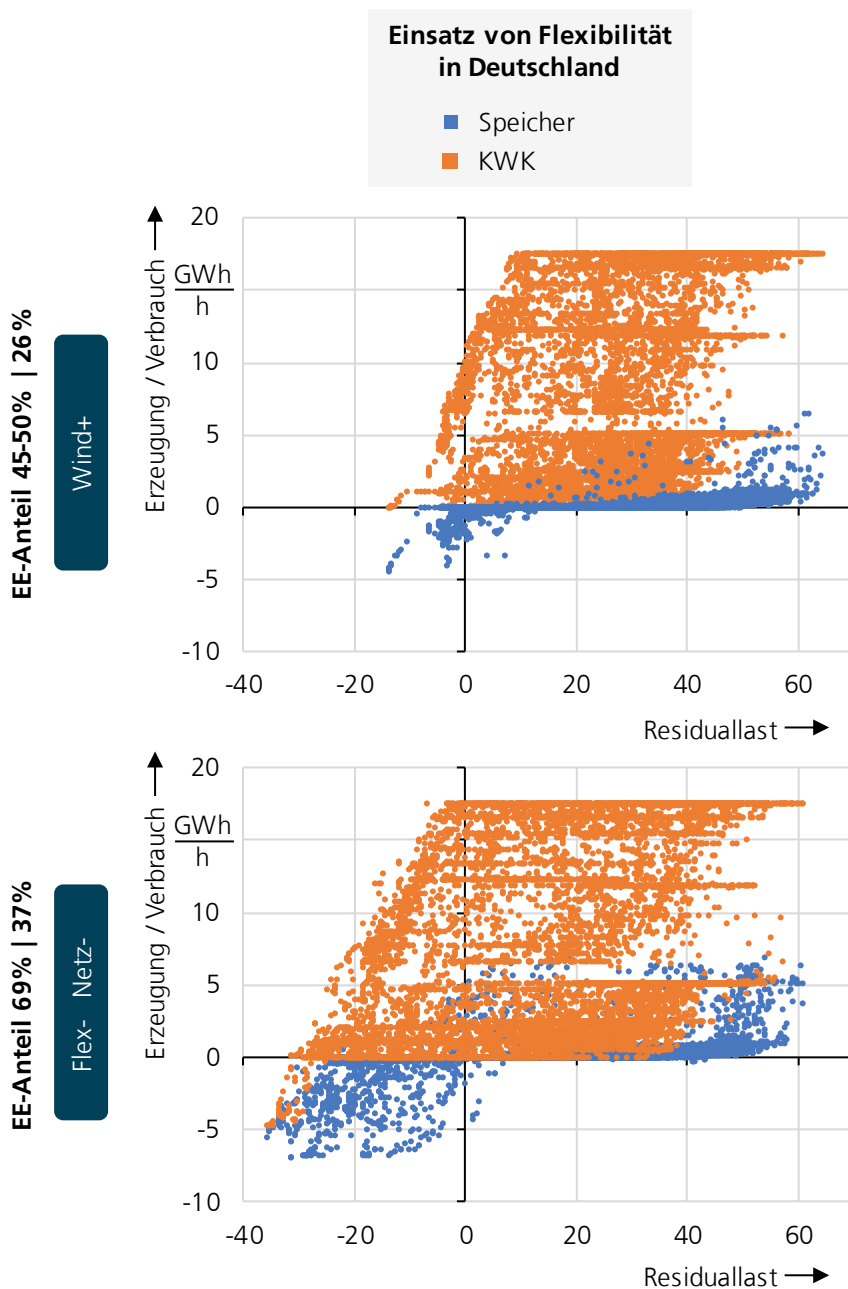
Abb. 7-3: Jahresenergiemenge je Erzeugungstechnologie und Szenario

Die Szenarien mit mäßigem Ausbau der EE-Anlagen (Anteil⁸ von 45-50% in Deutschland) zeigen leichte Unterschiede in der Erzeugungsstruktur, die aus dem verstärkten Ausbau der Onshore Windenergiekapazitäten im Szenario *Wind+* herrühren. Dem gegenüber steht eine leichte Reduktion der Erzeugung aus Erdgas und Steinkohle. Die zu beobachtende Mehrerzeugung wird in das benachbarte Ausland exportiert. In Europa ergibt sich insgesamt ein Anteil von nur 26% EE.

⁸ EE-Anteil im Folgenden bezogen auf Anteil der Erzeugung aus Wind, PV und Biomasse an der Bruttostromnachfrage bei gleichem Verhältnis von Brutto- zu Nettostromnachfrage wie 2011/2012.

Mit weitergehendem Ausbau der EE und einem EE-Anteil von 68-70% in Deutschland und 37% in Europa werden die Auswirkungen auf das Energieversorgungssystem deutlicher. Den größten Anteil an EE weisen On- und Offshore Windenergieanlagen auf. Deren vorwiegende geografische Konzentration im Norden Deutschlands führt in vielen Situationen zu einer stark Nord-Süd-gerichteten Transportaufgabe für das Übertragungsnetz. Aufgrund des Kernenergieausstiegs ist die verbleibende Nachfrage auf Basis der Primärenergieträger Braun- und Steinkohle sowie Gas zu decken. Der beschleunigte Netzausbau (insb. höhere Übertragungskapazitäten ins Ausland in *Netz+*) bewirkt auf Grund der niedrigeren Stromerzeugungskosten eine leichte Steigerung der Erzeugung in Deutschland. Zu größeren Veränderungen in der Erzeugungsstruktur führen vor allem die Szenarien mit erhöhter Flexibilität (*Flex+*). Hier wirken sich sowohl Flexibilität auf Nachfrageseite durch einen vorrangigen Einsatz des DSM, als auch auf Erzeugungsseite durch generell höhere Flexibilität der Kraftwerke und flexiblere Systeme der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) aus. Dies wird jedoch flankiert von einem geringeren Einsatz bereits bewährter flexibler Kraftwerkstechnologien, wie z. B. von Pumpspeicher- und Gaskraftwerken. Für diese Szenarien ist daher ebenfalls ein geringerer Bedarf an Speicherkraftwerken im Strommarkt zu vermuten.

Neben thermischen Kraftwerken stellen flexible KWK-Anlagen sowie im System vorhandene hydraulische Speicher Freiheitsgrade zur Deckung der Residuallast dar. In Abb. 7-4 ist der Einsatz dieser KWK-Anlagen und Speichern über der Residuallast aufgetragen. Es zeigt sich, dass beide Technologien bei hoher Residuallast tendenziell mit einer höheren elektrischen Leistung betrieben werden als bei niedriger Residuallast. Insbesondere die hydraulischen Speicher stellen bei niedriger oder sogar negativer Residuallast Verbraucher dar, indem sie Energie einspeichern. Ebenso ist ein Betrieb der KWK-Anlagen als elektrische Verbraucher durch Einsatz des E-Heizers zur Wärmeproduktion möglich. Dies geschieht im Gegensatz zu Speichern jedoch erst bei stark negativer Residuallast, die besonders in den Szenarien mit EE-Anteil von 69% häufiger auftritt. Da jedoch der Einsatz von KWK-Anlagen der Deckung der Wärmenachfrage dient, werden diese Erzeugungsanlagen in vielen Situationen mit geringer positiver Residuallast voll eingesetzt, da der vorhandene thermische Speicher lediglich eine begrenzte Kapazität aufweist.



 Ermittelter Bedarf für
 Stromspeicher

Abb. 7-4: Einsatz von KWK und Speichern in Abhängigkeit der Residuallast

Engpasssituation im Übertragungsnetz

Kritische Voraussetzung für die Integration der zusätzlichen Erzeugung auf Basis erneuerbarer Energien ist die Einhaltung der erforderlichen Netzsicherheit. Um die resultierende Übertragungsaufgabe zu überprüfen, ist die Simulation des Übertragungsnetzbetriebs erforderlich. Daher wurden für die jeweiligen Referenzszenarien umfassende Netzbetriebssimulationen (vgl. Kap. 5.2.1.2) durchgeführt. Die folgende Abb. 7-5 zeigt exemplarisch die aus der Marktsimulation resultierende Einspeisesituation in Deutschland für den mittelfristigen Betrachtungszeitraum. Bei der Annahme des Ausstiegs aus der Kernenergie sowie dem Ausbau von EE-Anlagen bis zu einem Anteil von 69% lässt sich beim Vergleich der beiden Einspeisesituationen eine deutliche Verschiebung der regionalen Verteilung der Erzeugung erkennen. Die zunächst vorherrschende Erzeugung aus Braun- und Steinkohlekraftwerken wird vermehrt durch die Einspeisung aus

EE-Anlagen und Gaskraftwerken substituiert. Vor allem Erzeugung im Süden sowie im Osten des Landes wird durch die deutliche Steigerung der Einspeisung aus Offshore-Windparks an der Küste ersetzt.

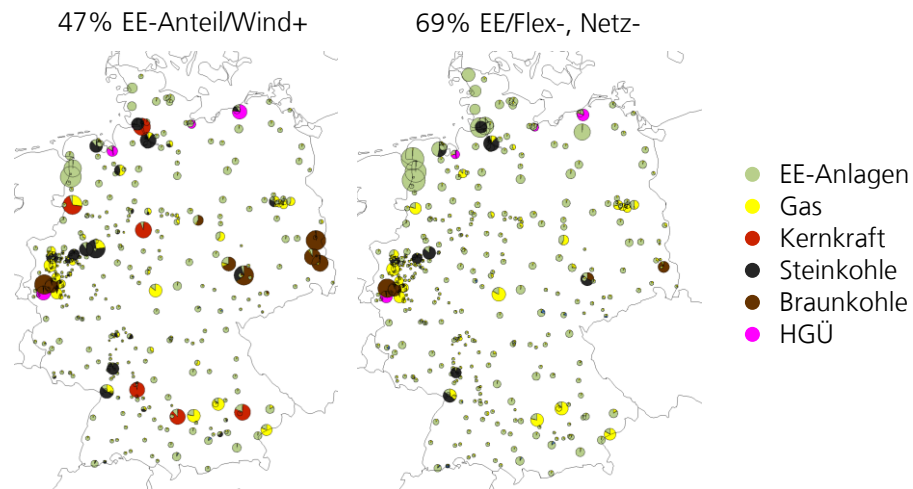


Abb. 7-5: Knotenscharfe Darstellung der Jahresenergie-menge je Erzeugungstechno-logie und Szenario

Die Ergebnisse der durchgeführten Netzbetriebssimulationen zeigen, dass die angenommene Netzinfrastruktur unter Berücksichtigung der Netzausbauprojekte nach den Netzentwicklungsplänen grundsätzlich der geänderten Netznutzungssituation in zukünftigen Erzeugungsszenarien gewachsen ist und es lediglich in einer geringen Anzahl von Fällen zu einer Verletzung der Netzsicherheit kommt.

Exemplarisch zeigt hierzu die nachfolgende Grafik die Auslastungssituation des Übertragungsnetzes in Deutschland. Dargestellt sind hierbei Leitungen die im entsprechenden Anteil der Stunden eines Jahres in Grundlast- oder in Ausfallsituationen überlastet sind. Der Vergleich beider Szenarien verdeutlicht die Auswirkungen des höheren Ausbaus von EE-Anlagen auf die Engpasssituation im Übertragungsnetz. Zudem ist ersichtlich, dass es durch die angenommenen Netzausbauprojekte im 47%/26%-Szenario nur noch zu relativ wenigen Engpässen kommt, die im Netzbetrieb behoben werden müssen.

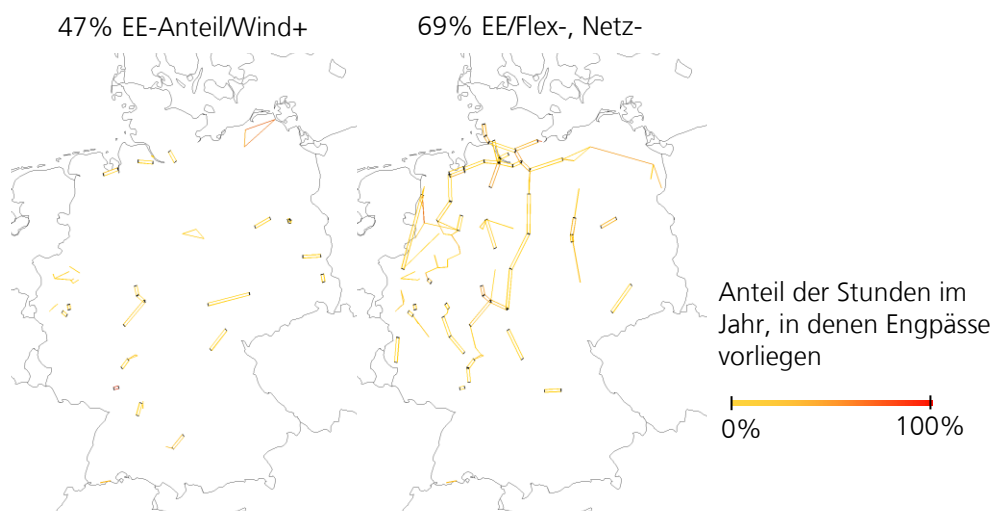


Abb. 7-6: Jahresleitungsauslastung des Übertragungsnetzes

Somit werden durch den Ausbau der Nord-Süd-Verbindungen mittels drei HGÜ-Leitungen in Deutschland bei einem EE-Anteil von 45-50% nur geringe Eingriffe in die am Strommarkt ermittelte Erzeugung, mittels des sogenannten Redispatch, erforderlich. Aus diesem Grund kommt es lediglich zu geringen Kosten in Höhe von knapp

60 Mio. €/a. Grundsätzlich gilt es in diesem Szenario keine systematischen, sondern zumeist lokale Engpässe im Übertragungsnetz zu beheben, da besonders in Einzelsituationen auf lokal begrenzte Engpassituationen mit Redispatchmaßnahmen reagiert werden muss. Ein rein netzbedingter Ausbau von Speichern erscheint demnach bei 45-50% EE-Anteil in Deutschland unter der Voraussetzung, dass die geplanten HGÜ-Leitungen umgesetzt werden, nicht effizient, da der Speichereinsatz auf wenige Stunden im Jahr beschränkt wäre und keine eindeutige Allokation aus Netzsicht möglich erscheint.

 Ermittelter Bedarf für
 Stromspeicher

Der Rückbau des Kraftwerksparks sowie der Ausbau der Windenergieanlagen bis zu einem nationalen EE-Anteil von 69% verändern die Netznutzungssituation in den folgenden Jahren jedoch zunehmend. Vor allem die Konzentrierung der Einspeisung auf den Nordwesten Deutschlands bringt veränderte Anforderungen an die Übertragung mit sich. Im Szenario *Netz-* ist zudem anhand der Überlastungen der bestehenden Leitungen der Bedarf für weitere Infrastrukturprojekte ersichtlich. Diese decken sich unmittelbar mit den Ausbauplänen sowie dem Trassenverlauf der geplanten Drehstromprojekte im Szenario *Netz+*.

Die Simulation des Netzbetriebs für die unterschiedlichen Szenarien zeigen weiterhin, dass das grundsätzliche Niveau der notwendigen Maßnahmen zur Engpassbehebung durch den weiteren Ausbau von EE-Anlagen ansteigt. Weiter lässt sich anhand des Vergleichs (s. Abb. 7-7) erkennen, dass sich vorrangig der bis 2030 geplante Netzausbau positiv auf die Redispatchkosten und die notwendige Redispatchmenge auswirkt. Bei vollständiger Umsetzung der geplanten Netzinfrastrukturmaßnahmen ergeben sich so in beiden Szenarien *Flex-* wie auch *Flex+* ein deutlich geringer Bedarf und dementsprechend auch geringere Kosten, als bei verzögertem Ausbau (*Netz-*). Die zu erwartenden Einsparungen der Redispatchkosten durch die Umsetzung der geplanten Infrastrukturmaßnahmen liegen in der Größenordnung von knapp 25%.

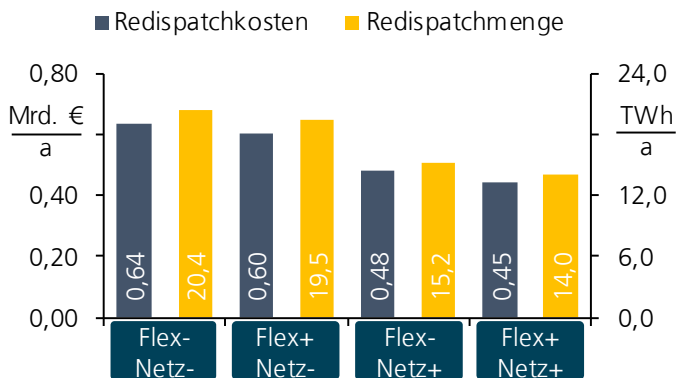


Abb. 7-7: Redispatchkosten und -menge bei 67% EE-Anteil in Deutschland und 37% in Europa

Bei Kombination beider Freiheitsgrade, das heißt im Szenario *Flex+/Netz+*, sinken die Kosten um ca. 30%. Somit resultiert in diesem Szenario die geringste Notwendigkeit für Redispatchmaßnahmen. Die exemplarische Darstellung der auftretenden Engpässe und des durchgeführten Redispatches für eine exemplarische Stunde (vgl. Abb. 7-8) zeigt für dieses Szenario dennoch deutlich, dass trotz des angestrebten Netzausbaus Bedarf für Redispatchmaßnahmen besteht. Aus Sicht des Netzbetriebs bleibt zur Entlastung der Transportaufgabe weiterhin eine Verschiebung der Einspeisung aus den Offshore-Windparks im Norden in Richtung Süden erstrebenswert, da sonst Einspeisungen im Norden abgeregelt werden müssen. Zum Ausgleich der Leistungsbilanz werden thermische Kraftwerke im Süden angefahren bzw. hochgeregelt.

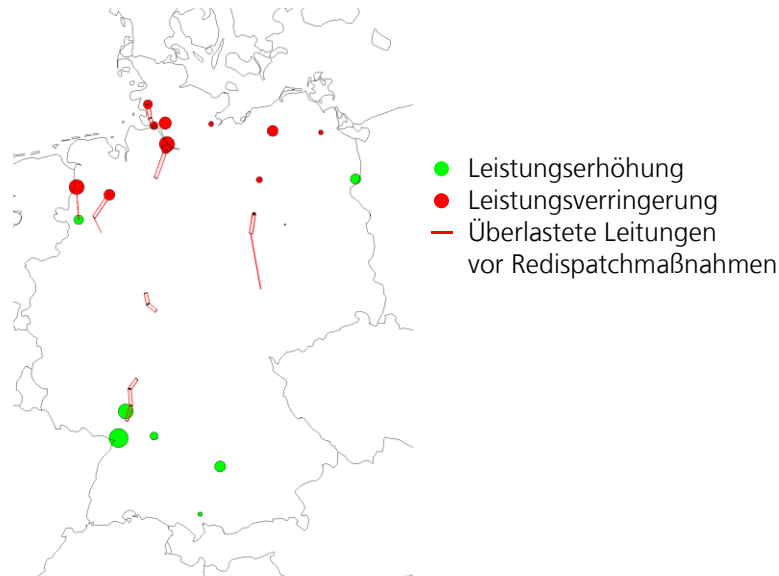


Abb. 7-8: Exemplarischer Redispatcheinsatz einer Stunde im Szenario Flex+ Netz+

Insgesamt zeigt sich, dass es im Netzbetrieb – insbesondere bei einem verzögerten Netzausbau – zu deutlichen Abregelungen von Einspeisungen aus EE-Anlagen im Norden kommt. Die Abregelung ist hierbei stark lokal anhand der Einspeiseknoten der Offshore-Windenergie-Parks konzentriert.

Nachfolgend werden aufbauend auf diesen Erkenntnissen die Potenziale für zusätzliche Speicher im Stromversorgungssystem bestimmt und deren Einflüsse analysiert.

Zusätzliche Speicher im Energieversorgungssystem

Ausgehend von den Referenzsystemen wurden im nächsten Schritt zusätzliche Speicherkapazitäten in das deutsche Erzeugungssystem aufgenommen. Der modellierte Zubau erfolgte technologieabhängig mittels typischer Projekte für ein Pumpspeicherkraftwerk (PSKW) mit 300 MW und zwei PtG-Anlagen mit jeweils 600 MW (gesamte PtG-Leistung von 1,2 GW). Der Einsatz zusätzlicher Druckluftspeicher wurde hierbei zunächst nicht analysiert, da diese Technologie lediglich sehr lokale Potenziale aufweist und gleichzeitig in den technischen Freiheitsgraden PtG-Anlagen unterlegen ist. Mithilfe einer erneuten Marktsimulation wurden die Einsätze des Stromerzeugungssystems für die Szenarien unter Berücksichtigung der zusätzlichen Speicherprojekte ermittelt. Die Ergebnisse zeigen, dass durch die Speicher in allen Szenarien leichte Einsparungen in den Erzeugungskosten erreicht werden können. Für die beiden kurzfristigeren Szenarien mit geringerem EE-Anteil liegen die Einsparungen durch ein zusätzliches PSKW in einer vernachlässigbaren Größenordnung von unter 1 Mio. €/GW/a.

Für die Szenarien mit einem EE-Anteil von 37% in Europa wurde jeweils die Auswirkung für ein PSKW und eine PtG-Anlage untersucht. Zum einen zeigt sich, dass die Einsparungen der zusätzlichen PtG-Anlagen aufgrund des niedrigen Wirkungsgrads sehr gering sind. Die PSKW können zwar in allen Szenarien Einsparungen – bestenfalls sogar bis zu 4 Mio. €/GW/a – erreichen, diese sind damit jedoch im Verhältnis zu den Systemgesamtkosten immer noch sehr gering. Zum anderen wird deutlich, dass insbesondere in den Szenarien mit höherer Flexibilität (*Flex+*) die möglichen Einsparungen bei zusätzlichen Speicherkapazitäten noch geringer ausfallen, da der Bedarf an zusätzlichen Flexibilitäten sehr begrenzt ist.

Zusammenfassend deuten die Ergebnisse darauf hin, dass durch den Zubau von Speichern im europäischen Erzeugungssystem lediglich geringe Einsparungen der Erzeu-

gungskosten im Strommarkt erreicht werden können. Daher wird nachfolgend die Frage betrachtet, ob diese Speicher zusätzliche Einsparungen im Netzbetrieb erreichen können.

Ermittelter Bedarf für
Stromspeicher

Die Integration von Speichern in den Netzbetrieb kann hier durch eine der Übertragungsaufgabe entgegen gerichtete Fahrweise netzentlastend wirken. Um dies zu erreichen, ist entweder eine zeitliche oder eine räumliche Entkopplung der Einspeisung notwendig. Pumpspeicher können hierbei lediglich eine zeitliche Entkopplung im Bereich weniger Stunden erreichen und sind zudem meist im Süden, d. h. hinter den im Netzbetrieb vorliegenden Engpässen, gelegen. Weiterhin zeigt sich im Netzbetrieb, dass die größten Potenziale für Speicher an Standorten gegeben sind, an denen in relativ vielen Stunden die Einspeisung aus EE abgeregelt wird. Aus diesen Gründen erscheint ein Zubau von PtG-Anlagen sinnvoll, da sowohl eine zeitliche als auch eine räumliche Entkopplung durch eine Einbeziehung des Gasnetzes möglich ist [Drees et al. 2012]. Aus diesen Gründen werden die PtG-Anlagen im Norden nahe der Einspeiseknoten der Offshore-Windenergie-Parks und die dazugehörigen GuD-Kraftwerke zur Ausbauspeicherung im Süden nahe großer Lastzentren positioniert (s. Abb. 7-9). Das zugebaute Pumpspeicherkraftwerk liegt im Süden Deutschlands.

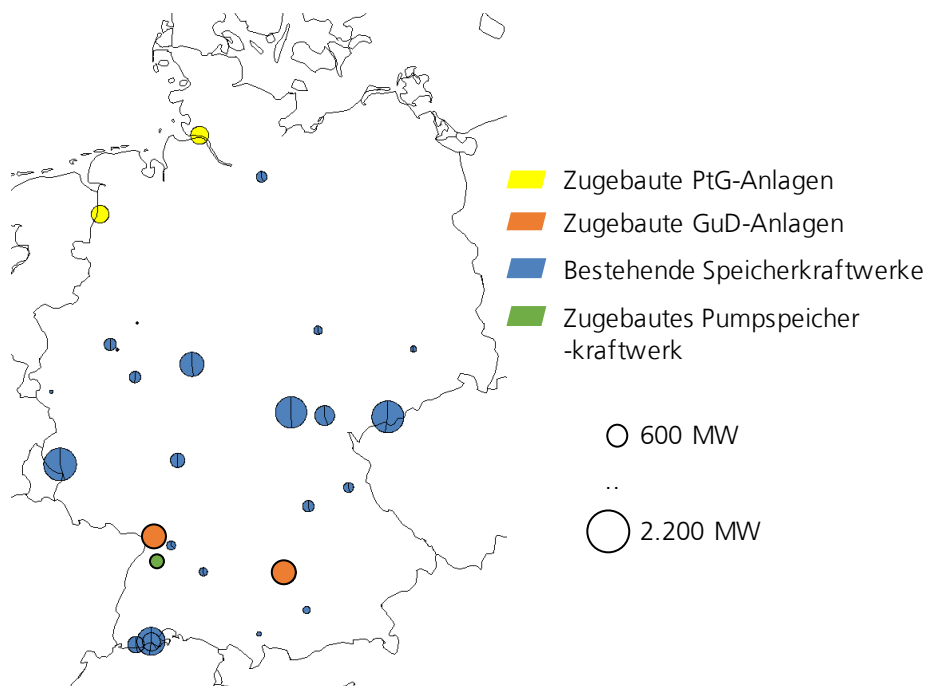


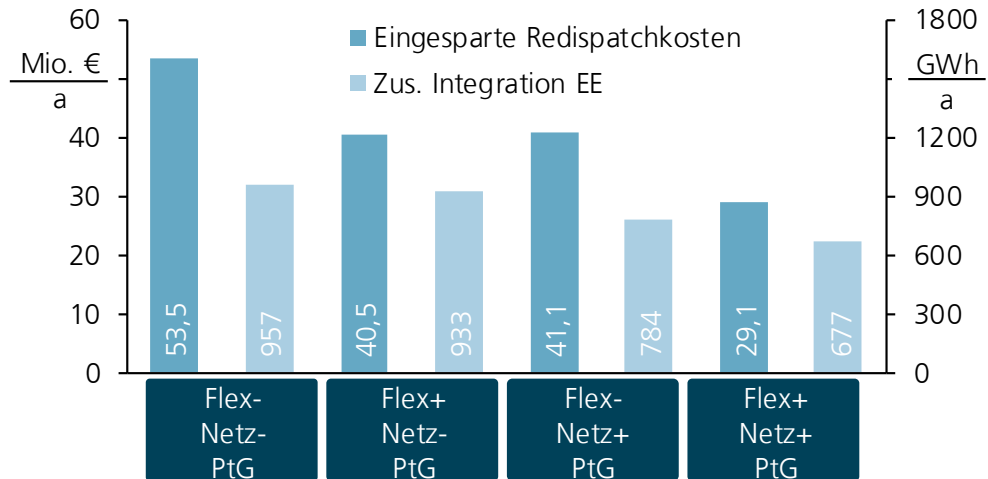
Abb. 7-9: Speicherlokation

Im Folgenden werden daher die Auswirkungen von PtG-Anlagen im Netzbetrieb untersucht. Bei den zugebauten PtG-Anlagen handelt es sich um zwei Anlagen mit einer installierten Leistung von jeweils 600 MW.

Die Ergebnisse zeigen, dass diese zusätzlichen Anlagen netzentlastend wirken und zu Kosteneinsparungen im Netzbetrieb führen. Anhand der Simulationsergebnisse (Abb. 7-10) ist ersichtlich, dass das Potenzial für zusätzliche Speicher im Netzbetrieb aber auch durch die Umsetzung alternativer Flexibilitätsoptionen beeinflusst wird.

Ermittelter Bedarf für
Stromspeicher

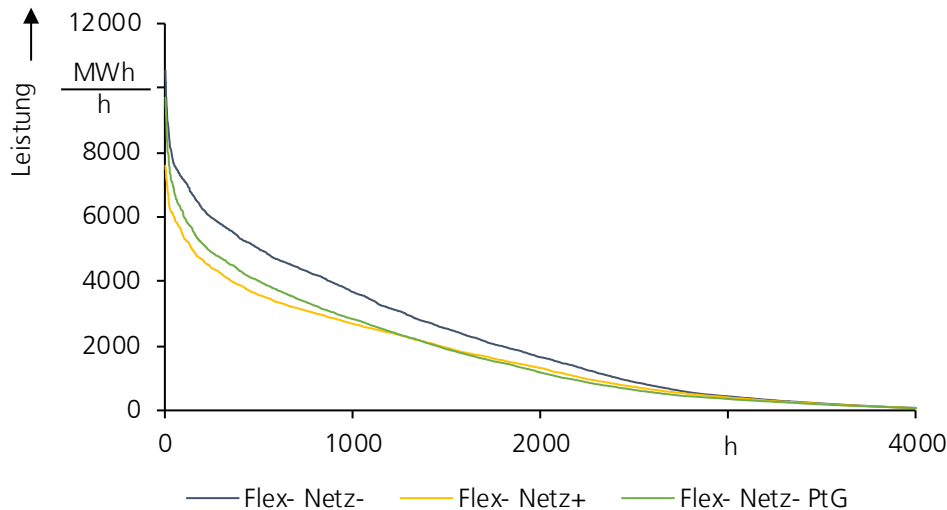
Abb. 7-10: Veränderung der Redispatchkosten und zusätzlich integrierte EE im Netzbetrieb bei 69% EE-Anteil in DE und 37% in Europa



Dabei kann grundsätzlich festgestellt werden, dass bei Nutzung aller Flexibilitätspotenziale (bspw. Netzausbau, flexiblere thermische Kraftwerke, bestehende hydraulische Speicher) die in den Strommärkten und im Netzbetrieb anfallenden Kosten sinken. Somit können geringere Einsparungen durch zusätzliche PtG-Anlagen im Szenario mit beschleunigtem Netzausbau und viel Flexibilität (*Flex+ Netz+*) erreicht werden, als beispielsweise bei verzögertem Netzausbau (*Netz-*). Weiterhin zeigt sich, dass in allen Szenarien mit höherem EE-Anteil durch die PtG-Anlagen weniger Einspeisungen aus EE abgeregelt werden, also mehr EE in das Stromversorgungssystem integriert werden können. Der zusätzliche Nutzen von Stromspeichern ist hierbei jedoch lokal begrenzt und kann den Ausbau des Übertragungsnetzes nicht ersetzen. Dennoch zeigt sich, dass grundsätzlich ein Potenzial für PtG-Anlagen zur Entlastung der Übertragungsnetzes besteht und in Kombination mit Netzinfrastrukturmaßnahmen Einsparungen von bis zu 30% erreicht werden können.

Der Einfluss der unterstellten PtG-Anlagen auf den Netzbetrieb wird ebenfalls an nachfolgender Darstellung der netzbasierten EE-Abregelung (s. Abb. 7-11) deutlich. Die Dauerlinien der EE-Abregelung zeigen, dass in allen betrachteten Szenarien keine vollständige Integration der EE stattfinden kann; in knapp 4.000 Stunden des Jahres muss die Einspeisung aus EE zu Teilen abgeregelt werden. Die Höhe der aberegelten Leistung indes unterscheidet sich und führt bei geplantem Netzausbau nach NEP zu der geringsten energetischen Abregelung von Einspeisungen aus EE. Gleichzeitig verdeutlicht der Verlauf der Dauerlinien, dass durch den Netzausbau zu Zeiten hoher EE-Abregelung diese deutlicher reduziert werden kann und hingegen zu Zeiten geringer EE-Abregelung die PtG-Anlage größere Vorteile aufweist.

Hierbei ist jedoch zu berücksichtigen, dass die beiden angenommenen PtG-Anlagen an den Netzanschlusspunkten der Offshore-Parks und damit den effizientesten Standorten platziert wurden. Somit weisen die PtG-Anlagen das größtmögliche Potenzial auf.



.....
Ermittelter Bedarf für
Stromspeicher
.....

Abb. 7-11: Stündliche Abregelung EE in Deutschland im 69%/37%-Szenario

Der Vergleich der Szenarien zeigt aber auch, dass langfristig eine Kombination der unterschiedlichen Freiheitsgrade zu einer maximalen Integration von EE führt. Werden diese Potenziale genutzt, kann der – im Vergleich zum Referenzsystem – zusätzlich notwendige Ausbau von EE-Anlagen verringert werden, der zur Erreichung der geplanten EE-Anteile europa- wie deutschlandweit notwendig ist.

Zeitkoppelnde Berücksichtigung von Speichern im Netzbetrieb

Neben zusätzlichen Speichern können ebenfalls die bestehenden hydraulischen Pumpspeicherkraftwerke einen Nutzen im Netzbetrieb aufweisen. Daher wurde anschließend für das 47%/26%-Szenario der Einfluss bestehender Speicher bei zeitkoppelnder Betrachtung analysiert.

Eine zeitkoppelnde Betrachtung der unterschiedlichen Szenarien zeigt grundsätzlich eine zusätzliche Entlastung der Übertragungsleitungen (bzw. eine Reduktion der Redispatchkosten), da die Pumpspeicherkraftwerke als weitere Freiheitsgrade in die Optimierung eingehen. Sie können für den Netzbetreiber kostengünstig an Maßnahmen zur Engpassbehebung teilnehmen, indem sie zu Zeiten hoher Einspeisungen aus EE-Anlagen Energie vor Engpässen einspeichern und zu Zeiten geringerer Auslastungen des Übertragungsnetzes ausspeichern. In den Simulationen hat sich gezeigt, dass bei zeitkoppelnder Betrachtung von einem Horizont über 24 Stunden die Einsparungen effizient erzielt werden können. Dazu sei nachfolgend exemplarisch der Mittelwert von zwei betrachteten Wochen bei geringem EE-Anteil dargestellt (Abb. 7-12).

Ermittelter Bedarf für
Stromspeicher

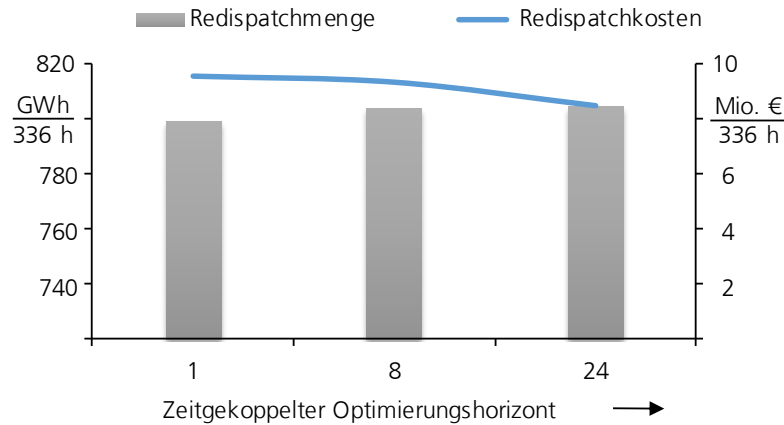


Abb. 7-12: Auswirkungen zeitkoppelter Optimierung des Netzbetriebs

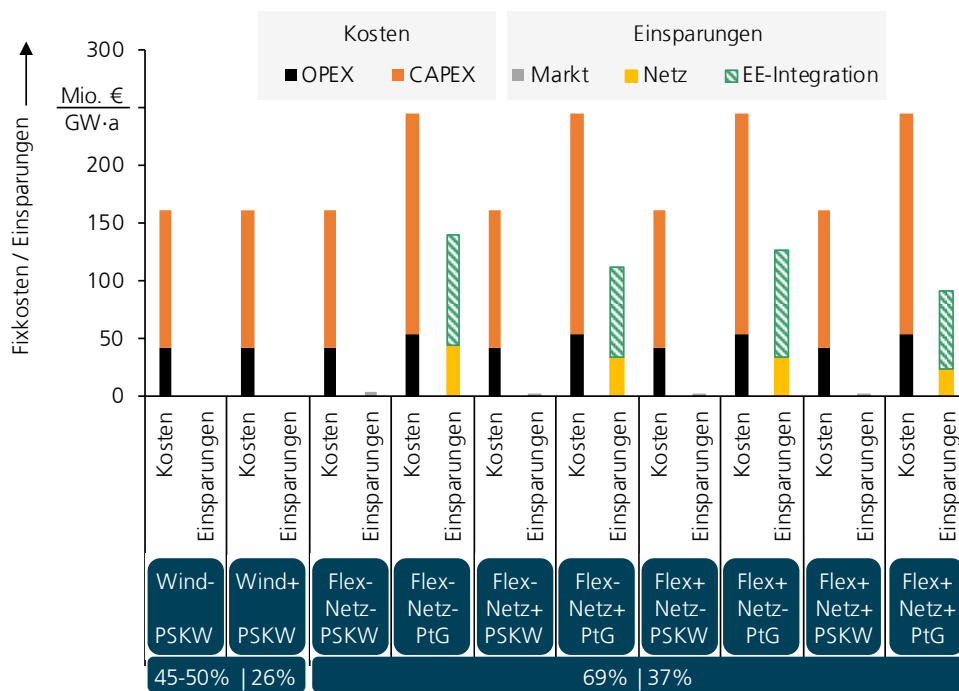
Bei der Annahme einer kostenfreien Anpassung und der vollständigen Flexibilität des Einsatzes der Speicher lassen sich in ausgewählten Stunden bis zu 10% der Kosten einsparen, wodurch jedoch die Redispatchmenge entsprechend steigt. Dabei wird sichergestellt, dass der Speicherfüllstand zum Ende der Optimierung jeweils dem sonst durch den Markt bestimmten Speicherfüllstand entsprechen muss und der marktseitige Einsatz berücksichtigt wird. Es handelt sich somit um das größtmögliche Einsparungspotenzial, da etwaige Opportunitätskosten nicht berücksichtigt werden.

Für die Simulation der hier untersuchten Szenarien bedeutet die Aufnahme der bestehenden Pumpspeicherkraftwerke als Freiheitsgrade in den Netzbetrieb, dass der weitere Nutzen durch die zusätzlichen PtG-Anlagen deutlich geringer sein würde. Da die Pumpspeicherkraftwerke jedoch bisher im Rahmen des Redispatches eigentlich nicht eingesetzt werden, wird deren Teilnahme am Netzbetrieb im Rahmen dieses Forschungsprojektes zunächst nicht weiter berücksichtigt.

Kosten-Nutzen-Bilanzierung zusätzlicher Speicher

Um zu bewerten, welche zusätzlichen Speicherkapazitäten für die untersuchten Szenarien gesamtwirtschaftlich sinnvoll erscheinen, werden die erreichten Einsparungen den notwendigen Investitions- und Betriebskosten⁹ gegenübergestellt (vgl. Abb. 7-13).

⁹ Für zusätzliche PtG-Anlagen werden entsprechend der Annahmen hierbei Investitions- und Betriebskosten sowohl für die eigentliche PtG-Anlage (Einspeicherung) als auch das GuD-Kraftwerk (Ausspeicherung) angenommen.



Ermittelter Bedarf für
Stromspeicher

Abb. 7-13: Wirtschaftlichkeitsberechnung verschiedener Speichertechnologien

Hierbei wird neben den Einsparungen im Strommarkt und im Netzbetrieb ebenfalls berücksichtigt, dass mehr Einspeisungen aus EE integriert werden konnten. Die dadurch zur Erfüllung der angestrebten EE-Quote eingesparten Investitionskosten¹⁰ von EE-Anlagen werden den Speichern als Kostensenkung für das Stromversorgungssystem zugerechnet.

Der abschließende Vergleich der Einsparungen mit den notwendigen zusätzlichen Kosten zeigt, dass keine der untersuchten Speichervarianten als gesamtwirtschaftlich vorteilhaft zu beschreiben ist. Dies begründet sich durch die geringen Einsparungen am Strommarkt (insb. bei geringen EE-Anteilen von 26% in Europa); der notwendige Flexibilitätsbedarf im europäischen Erzeugungssystem ist bereits durch den vorrangigen Einsatz der DSM sowie flexible KWK gedeckt. Auf der anderen Seite zeigt sich, dass die Netzinfrastruktur bei den unterstellten Ausbauprojekten den Anforderungen in großen Teilen gewachsen zu sein scheint und Speicher lediglich im Bereich der räumlichen Entkopplung Vorteile bringen können. Jedoch kann selbst bei höheren EE-Anteilen von 37% in Europa hierdurch für die Stromspeicher kein Nutzen erreicht werden, der die Kosten überwiegt.

Weiterhin ist bei dem Nutzen zusätzlicher Speicher im Netzbetrieb zu berücksichtigen, dass es sich lediglich um lokale Einsatzmöglichkeiten aufgrund temporärer Engpässe handelt, welche nach der Inbetriebnahme bereits geplanter Netzverstärkungsmaßnahmen obsolet werden. Zusätzlich handelt es sich bei dem ermittelten Nutzen im Netzbetrieb um eine optimistische Abschätzung, da der gleichzeitige Einsatz der bestehenden Speicher hierbei nicht berücksichtigt wurde.

¹⁰ Vollkosten für einen mittleren Zubau von Windenergie- und PV-Anlagen.

7.1.3 Betriebswirtschaftliche Speichersimulation

Für die in Kapitel 6 beschriebenen Szenarien wurden im Anschluss an die gesamtwirtschaftlichen Simulationen mithilfe der beschriebenen Methodik (vgl. Kapitel 5.2.2) Preise für die Märkte für Fahrplanenergie und Regelleistung bestimmt.

Die Dauerlinien der simulierten Spotpreise sind exemplarisch für jeweils zwei Szenarien in Abb. 7-14 dargestellt. Es zeigt sich für das Stromerzeugungssystem bei einem Anstieg der EE-Anteile von 47% auf 69% eine Zunahme der Spotpreise, insbesondere am vorderen Ende der Dauerlinie. Dies ist zudem begründet durch die höheren Primärenergiepreise im 69%/37%-Szenario sowie den häufigeren Einsatz flexibler und damit teurerer Kraftwerke zur Deckung der volatileren Residuallast in einzelnen Stunden. Besonders am hinteren Ende der Dauerlinie macht sich bei dem Szenario *Wind+* bemerkbar, dass häufiger niedrige Spotmarktpreise auftreten, da die Preise zu Zeiten hoher Windeinspeisung niedriger liegen als im Szenario *Wind-*.

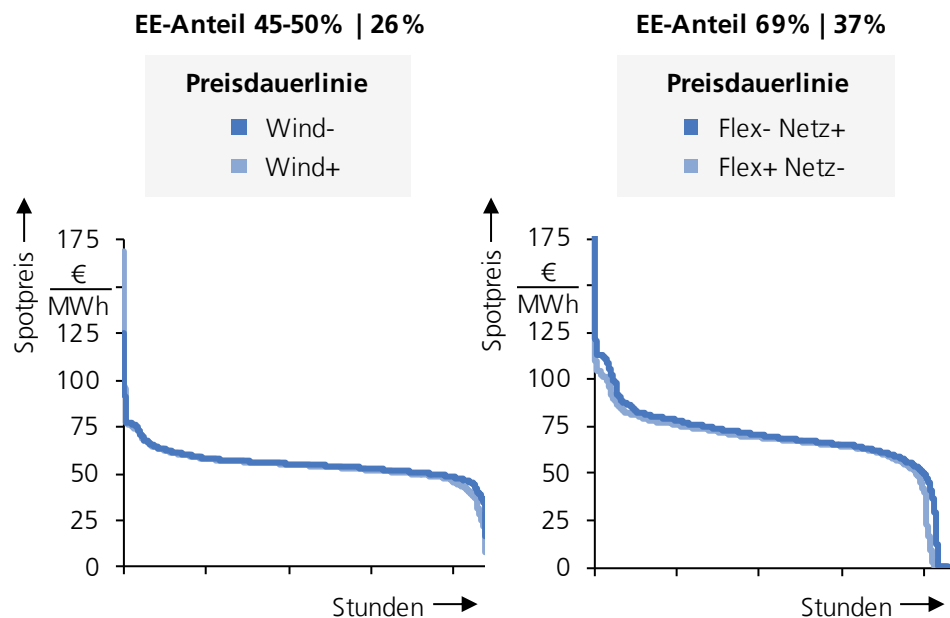


Abb. 7-14: Dauerlinie simulierter Spotpreise

Neben Energiepreisen wurden ebenso Preisindikatoren für die Bereitstellung von Regelleistung simuliert. Die Jahresdurchschnitte der in den verschiedenen Szenarien ermittelten Preise für Leistung und Arbeit sind in Abb. 7-15 dargestellt. Insbesondere die Leistungspreise für Primärregelleistung und für positive Minutenreserve nehmen mit steigendem EE-Anteil zu. Der Grund für die höheren Primärregelleistungspreise liegt darin, dass diese Regelleistung nur durch flexible, im Betrieb befindliche Kraftwerke bereitgestellt werden kann. Bei einer Zunahme der Erzeugung aus EE-Anlagen sinkt der Einsatz der thermischen Kraftwerke. Dies resultiert in einer Reduktion der Volllaststunden, sodass diese Kraftwerke für die Bereitstellung von Regelleistung zunehmend auch unterhalb ihrer Grenzkosten einspeisen müssen, was sich in steigenden Preisen für Primärregelleistung bemerkbar macht. Mit dem EE-Anteil steigt gleichzeitig der Bedarf an positiver Minutenreserve an (vgl. Kapitel 7.1.1), was durch die höhere Nachfrage steigende Preise für positive Minutenreserve zur Folge hat.

Die Preise für den Abruf positiver Regelleistung richten sich vorrangig nach den Brennstoffkosten der Kraftwerke, die abgerufen werden. Bei positiver Minutenreserve erfolgt dabei zwischen dem 47%/26%- und dem 69%/37%-Szenario ein ähnlicher Anstieg wie bei den Spotpreisen. Im Gegensatz dazu sinkt jedoch der Preis für den Abruf der

positiven Sekundärregelreserve, da im Szenario mit einem EE-Anteil von 69% in Deutschland vermehrt hydraulische Speicher und KWK-Anlagen anstelle von konventionellen Kraftwerken Sekundärregelleistung vorhalten und Regellenergie bereitstellen.

 Ermittelter Bedarf für
 Stromspeicher

Ein jeweils ähnliches Bild zeigt sich auch bei den Arbeitspreisen für negative Sekundärregel- und Minutenreserve.

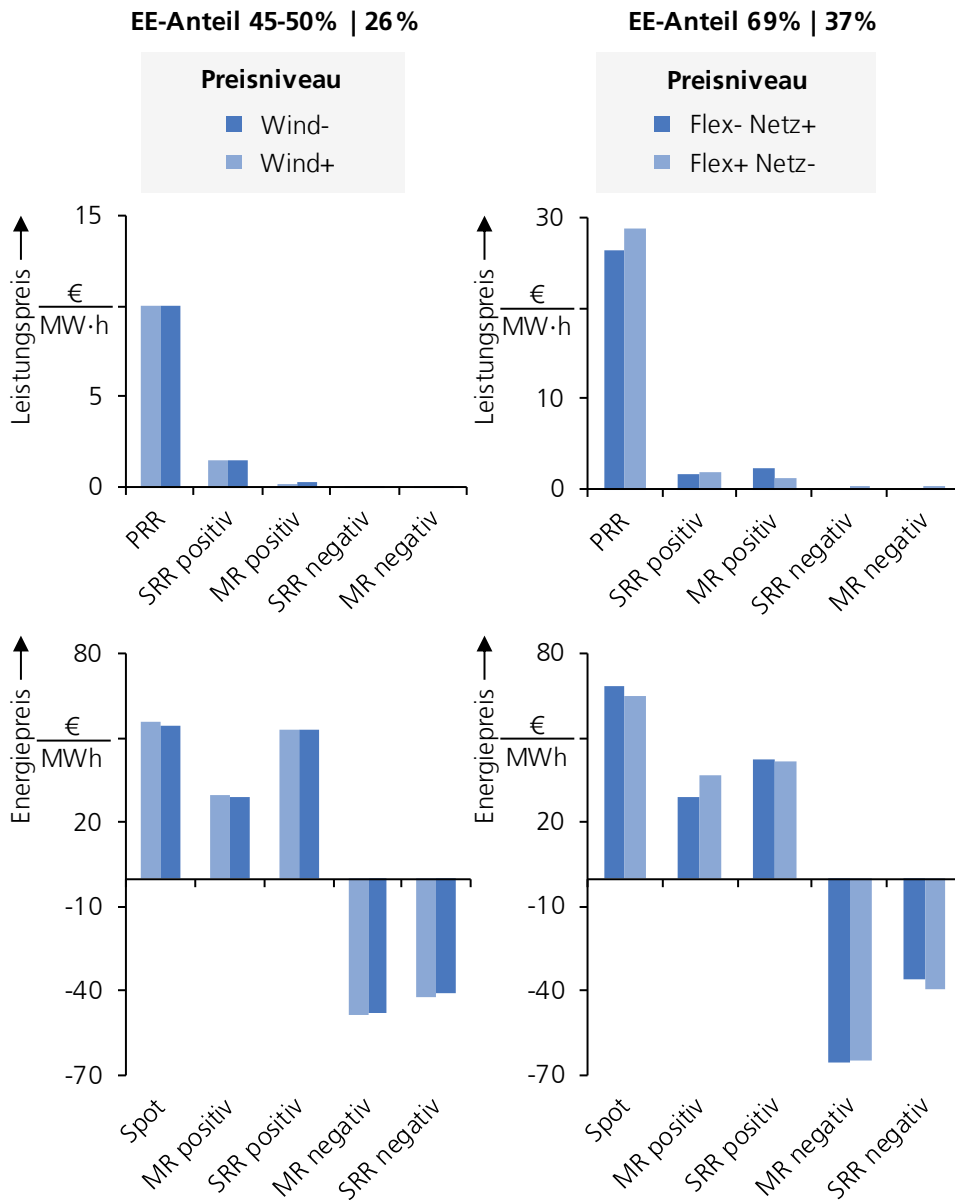


Abb. 7-15: Jahresdurchschnitt simulierter Leistungs- und Energiepreise

Mithilfe der ermittelten Preisindikatoren wurden entsprechend der in Kapitel 5.2.2 beschriebenen Methodik die Märkte für Fahrplanenergie und Regelleistung parametrisiert, um die Handelsentscheidungen für je ein typisches Speicherprojekt an diesen Märkten zu optimieren. Hierbei werden ein Druckluftspeicher (AA-CAES) mit 300 MW, eine Batterie mit 1 MW, ein PSKW mit 300 MW und PtG-Anlagen mit insgesamt 1.200 MW Einspeicherleistung betrachtet.

Die hierbei bestimmten Erlöse werden im Folgenden mit den für die jeweiligen Speicher notwendigen Investitions- (CAPEX) und Betriebskosten (OPEX) verglichen. Die entsprechenden Ergebnisse für alle simulierten Szenarien sind in Abb. 7-16 dargestellt. Bei den

unterstellten Kostendegressionen weist der Druckluftspeicher im mittelfristigen Zeitbereich die geringsten Investitions- und Betriebskosten auf. Für Pumpspeicherkraftwerke werden etwas höhere Kosten unterstellt, jedoch ist für diese zusätzlich zur Vermarktung von Minutenreserve auch die Vorhaltung von Sekundärregelreserve technisch möglich. Für Batterien wird langfristig eine starke Kostendegression angenommen und unterstellt, dass diese Anlagen zudem auch Primärregelleistung vorhalten können.

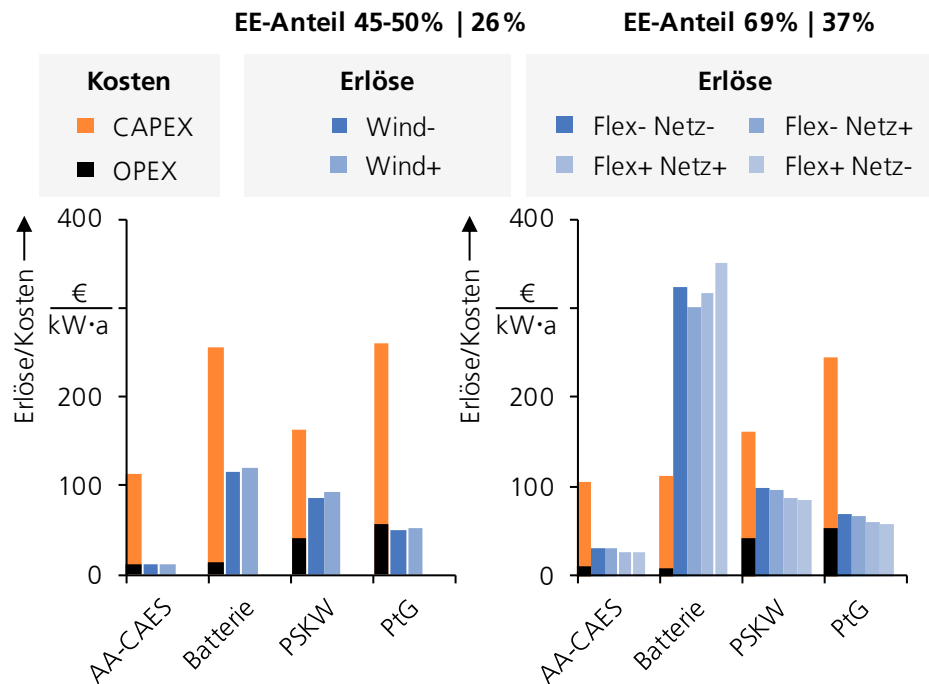
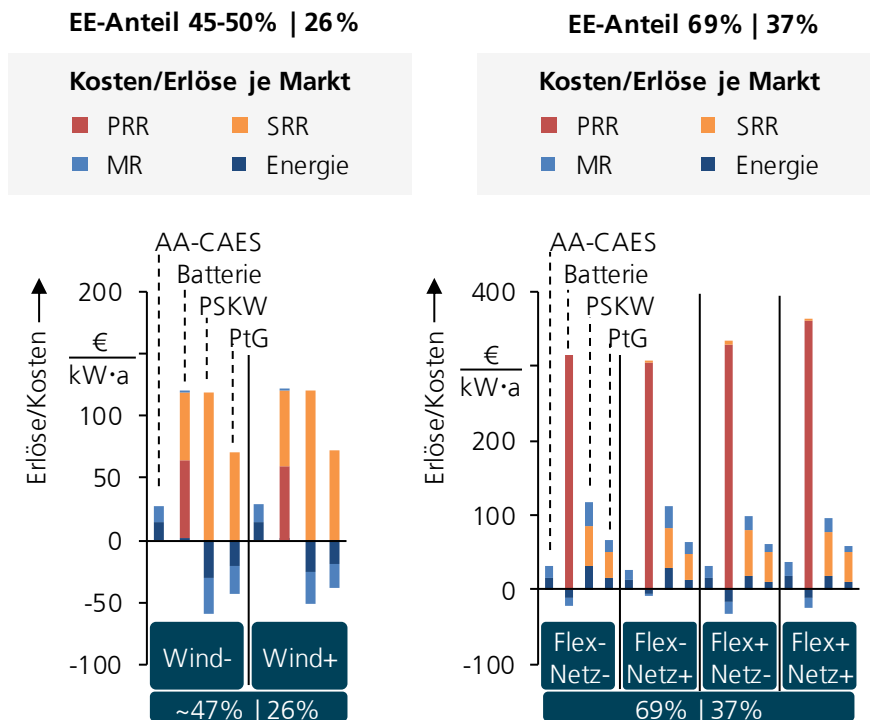


Abb. 7-16: Wirtschaftlichkeitsberechnung verschiedener Speichertechnologien

Auf Grundlage der simulierten Erlöse und der dargestellten Kosten ist in den 26%-Szenarien keine der untersuchten Speichertechnologien in der Lage, ihre annuitätischen Kosten zu decken. Dies entspricht damit grundsätzlich den Erwartungen auf Basis der gesamtwirtschaftlichen Speichersimulationen, da sich ohne den konkreten systemischen Bedarf für Speichertechnologien an den Märkten keine Preise bilden werden, über die diese Speicher die notwendigen Erlöse erreichen können.

Im Gegensatz zu den anderen untersuchten Technologien wird unterstellt, dass die Batterie in der Lage ist, aus dem Stillstand Primärregelleistung vorzuhalten. Dies zeigt sich in der Aufteilung der Erlöse auf die unterschiedlichen Absatzmärkte, die in Abb. 7-17 dargestellt ist. Aufgrund stark steigender Preise an diesem Markt für die 37%-Szenarien kann die Batterie am Primärregelleistungsmarkt Erlöse erzielen, die ihre Investitions- und Betriebskosten übersteigen. Dies lässt darauf schließen, dass dieser Markt durchaus Potenzial für Batteriespeicher bietet. Die Erlöse von PtG-Anlage und Pumpspeicher werden in allen Szenarien zu einem großen Teil am Sekundärregelleistungsmarkt erwirtschaftet. Aufgrund der gestiegenen Minutenreservepreise bietet in den 37%-Szenarien dieser Absatzmarkt ebenfalls gesteigerte Potenziale, jedoch können diese Speicher trotz zunehmender Potenziale in den Regelleistungsmärkten ihre Kosten nicht decken.



 Ermittelter Bedarf für
 Stromspeicher

Abb. 7-17: Speichererlöse je Absatzmarkt

Insgesamt hat sich somit gezeigt, dass Batterien bei EE-Anteilen von 37% effizient und wirtschaftlich am Primärregelmarkt teilnehmen können. Aufgrund des geringen Marktvolumens von aktuell ca. 600 MW Primärregelleistung in Deutschland ist hier jedoch bereits bei geringem Speicherzubaue mit einer Rückwirkung auf die Primärregelleistungspreise zu rechnen, was die Wirtschaftlichkeit der Speicher gefährden könnte. Weiterhin unterliegt der Markt einer großen Unsicherheit durch mögliche neue Teilnehmer sowie die zunehmende europäische Harmonisierung und überregionale Kopplung der Regelleistungsmärkte.

7.2 Langfristiger Speicherbedarf

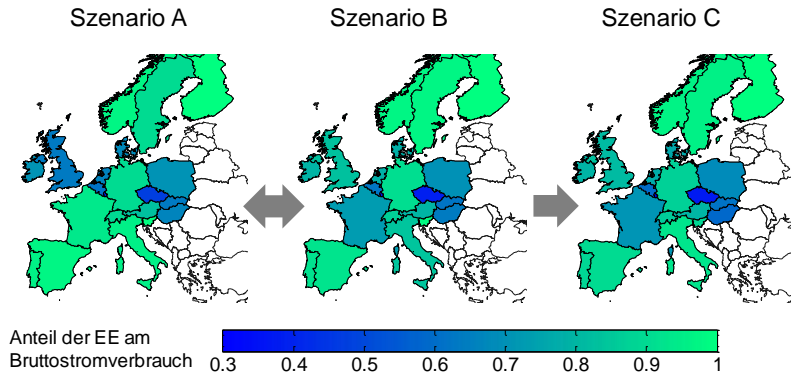
Nachfolgend werden die Ergebnisse der Analysen zum langfristigen Speicherbedarf bei einem EE-Anteil in Europa von 82% bzw. 88% in Deutschland vorgestellt. Zunächst wird der EE-Anteil am Stromverbrauch, welcher sich aus den Szenarien sowie dem im Rahmen der europäischen Ausbau- und Kraftwerkseinsatzoptimierung ermittelten Technologiemitmix ergibt, vorgestellt. Im Anschluss wird der ermittelte kostenoptimale Mix an Speichertechnologien/Flexibilitäts Optionen einerseits mit Fokus auf Deutschland aber auch für das europäische Stromversorgungssystem in Abhängigkeit von den untersuchten Szenarien dargestellt. Abschließend wird anhand einer Detailbetrachtung für Deutschland der Einfluss von technischen Restriktionen der Kraftwerke, Regelleistungsbereitstellung und Prognosefehler untersucht. Alle Ergebnisse beziehen sich auf den Bedarf an Stromspeichern im Erzeugungssystem.

7.2.1 Ergebnisse der europaweiten Ausbauroptimierung

In Abhängigkeit von den Szenarien sowie von dem in der Ausbauroptimierung ermittelten Zubau der verschiedenen Ausgleichstechnologien stellen sich in den Szenarien unterschiedliche EE-Anteile am Stromverbrauch in den europäischen Ländern ein (Abb. 7-18). Allen Szenarien gemeinsam ist ein hoher EE-Anteil in Skandinavien, Deutschland und den südeuropäischen Ländern Portugal, Spanien und Italien sowie den Alpenländern. Im Gegensatz dazu weisen die osteuropäischen Länder in allen Sze-

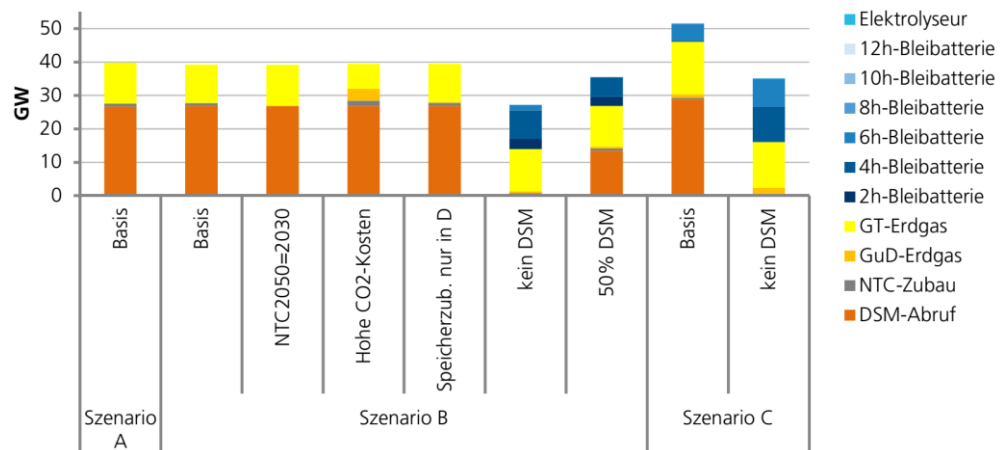
narien einen vergleichsweise geringen EE-Anteil auf. Durch den Export von solarthermisch erzeugtem Strom von der iberischen Halbinsel nach Frankreich, wird dort im Szenario A ebenfalls ein sehr hoher EE-Anteil erreicht, während dieser in den Szenarien B und C vergleichsweise gering ausfällt.

Abb. 7-18: Anteil der Erzeugung aus erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch in Europa im 82%/88%-Szenario



Die Ergebnisse der europaweiten Zubauoptimierung zeigen, dass die durch den Ausbau der fluktuierenden EE erforderlichen Flexibilitäten in den unterschiedlichen Szenarien und Sensitivitätsrechnungen in Deutschland jeweils durch einen spezifischen Technologiemix je Szenario kostenminimal bereitgestellt werden können (Abb. 7-19).

Abb. 7-19: Maximal abgerufene Leistungen des DSM bzw. mithilfe der europäischen Ausbauplanung ermittelte kostenoptimale Leistungen der verschiedenen Flexibilitätsoptionen in Deutschland



Durch die flexible Einbindung der zusätzlichen Verbraucher (DSM) in das System wird in Szenario A (CSP-dominant) und Szenario B (mehr Erzeugungsleistung aus Windenergieanlagen weniger CSP) bereits ein großer Teil der benötigten Flexibilität bereitgestellt, sodass ausschließlich ein Zubau von Gasturbinen sowie ein geringfügiger Ausbau der Austauschkapazitäten erfolgt. Lediglich in den für Szenario B untersuchten Varianten mit einer unflexiblen Einbindung der neuen Verbraucher (kein DSM) oder einer nur zu 50% flexiblen Einbindung (50% DSM), zeigt sich ein signifikanter Bedarf für Kurzzeitspeicher. Es werden überwiegend Speicher mit einer Speicherdauer von 2 bis 4 Stunden ausgebaut. Die ermittelten Kapazitäten betragen 13,4 GW im Szenario „kein DSM“ und 8,5 GW bei einer um 50% reduzierten Umsetzung des DSM.

Anders stellt sich die Situation im Szenario C dar. Hier wurde ein erhöhter PV-Anteil bei gleichzeitig reduziertem Anteil flexibler Biomasse und einer reduzierten Banderzeugung aus Geothermie sowie Biomasse unterstellt. Ebenso sind keine flexiblen solarthermischen Kraftwerke im europäischen Erzeugungsmix berücksichtigt. Bei diesem Szenario, werden trotz einer flexiblen Einbindung der zusätzlichen Verbraucher (DSM) 5,5 GW

Kurzzeitspeicherbedarf für Deutschland identifiziert, der sich bei einer starren Einbindung der neuen Verbraucher auf 19,2 GW erhöht. Bei den im Szenario C zugebauten Speichern handelt es sich um Bleibatterien mit einer Auslegung auf 6 Stunden Ausspeicherdauer. Bei verminderter Erschließung von DSM wird auch ein erheblicher Anteil von 4-Stunden-Speichern als kostenoptimale Lösung ermittelt. Aus den Ergebnissen lässt sich ableiten, dass DSM-Maßnahmen primär Kurzzeitspeicher mit Speicherdauern ≤ 4 Stunden ersetzen.

Ermittelter Bedarf für
Stromspeicher

Europaweit betrachtet ist festzustellen, dass der Ausbau der Übertragungsnetzkapazitäten meist nur einen geringen Einfluss auf die Simulationsergebnisse des langfristigen Speicherbedarfs hat. Der Ausbau der Austauschkapazitäten entsprechend des Ten-Year Network Development Plans bis 2030 ist für die betrachteten Effizienzzenarien bereits weitgehend ausreichend, um europaweit EE-Anteile von ca. 82% zu integrieren. Lediglich im Szenario A erfolgt ein deutlicher Ausbau der Austauschkapazitäten zwischen Spanien und Frankreich um 15,3 GW. Darüber hinaus erfolgen nennenswerte NTC-Erweiterungen zwischen Österreich und Tschechien (ca. 1,6 GW) sowie zwischen Italien und Slowenien (1,7 GW).

Im Szenario B wird lediglich innerhalb der Benelux-Länder (BE-NL: 2,1 GW; BL-LU: 0,5 GW) und für deren Anbindung an Großbritannien (BE-GB: ca. 3,6 GW; NL-GB: 0,6 GW) ein Zubaubedarf der Austauschkapazitäten ermittelt. Entsprechend sind in der Sensitivität des Szenario B ($NTC_{2050} = NTC_{2030}$) die Auswirkungen durch Vorgabe der NTC-Werte des europäischen Übertragungsnetzes aus dem Jahr 2030 sehr gering. In dem PV-dominierten Szenario C zeigt sich ebenfalls ein Ausbaubedarf in der Benelux-Region. Die signifikanten NTC-Erhöhungen sind zwischen Belgien und den Niederlanden (2,3 GW), Belgien und Luxemburg (0,5 GW) sowie zwischen Großbritannien und Belgien (3,8 GW) bzw. den Niederlanden (0,8 GW). Bemerkenswert ist, dass für die Mittelmeerländer, in denen im Szenario C gegenüber dem Szenario B die Stromerzeugung aus solarthermischen Kraftwerken durch Photovoltaik ersetzt wurde, die auftretenden Leistungsüberschüsse nicht durch einen zusätzlichen Netzausbau abgeführt werden. Aufgrund der kurzen Dauer von PV-bedingten Überschusssituationen führt die absehbar geringe Auslastung der Leitungen eher zu einem Zubau von Kurzzeitspeichern (s.u.).

Der geringe zusätzliche Ausbaubedarf der Austauschkapazitäten sollte jedoch nicht dahingehend interpretiert werden, dass eine umfassende europäische Vernetzung für die Erreichung hoher EE-Anteile in Europa nicht erforderlich ist. Das angenommene Basisnetz entsprechend des TYNDP stellt gegenüber heute bereits einen deutlichen Ausbau der Austauschkapazitäten dar. Im Kontext der Annahmen zur Entwicklung des Stromverbrauchs (Effizienzzenario) erscheint dieser Ausbaustand bereits weitgehend ausreichend, um hohe EE-Anteile zu integrieren. Für eine umfassende Bewertung sind jedoch Netzbetriebssimulationen unter Berücksichtigung detaillierter Übertragungsnetzmodelle erforderlich. Abb. 7-20 zeigt, dass in einem EE-dominierten Stromerzeugungssystem den europaweiten Austauschkapazitäten eine große Bedeutung zukommt. Zudem verdeutlicht die Darstellung die zentrale Lage Deutschlands innerhalb des europäischen Stromsystems. In dem dargestellten Beispiel für das Szenario B werden beispielsweise in Summe 158 TWh/Jahr elektrische Energie zwischen Deutschland und seinen Nachbarländern ausgetauscht (Szenario A: 155 TWh/Jahr; Szenario C: 162 TWh/Jahr).

Ermittelter Bedarf für
Stromspeicher

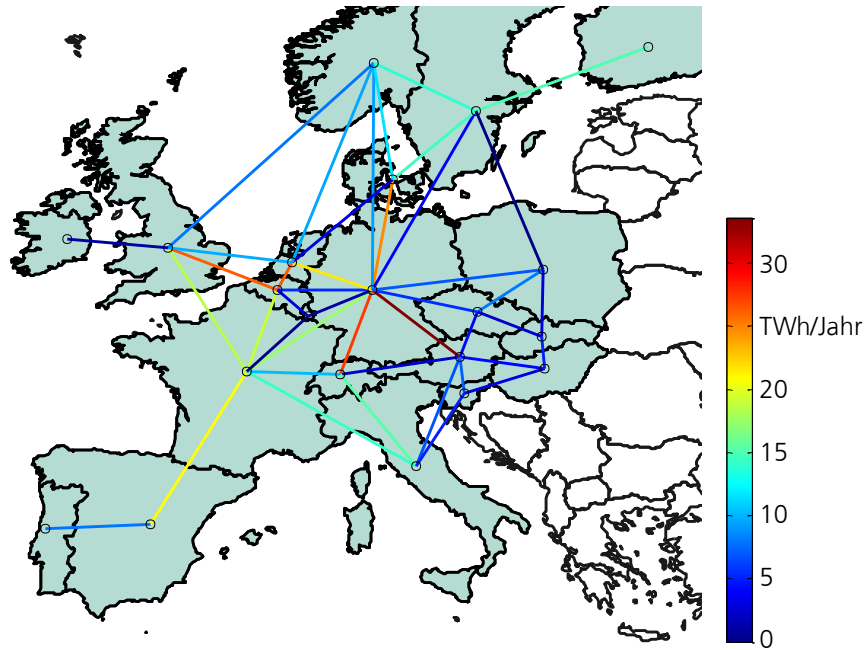
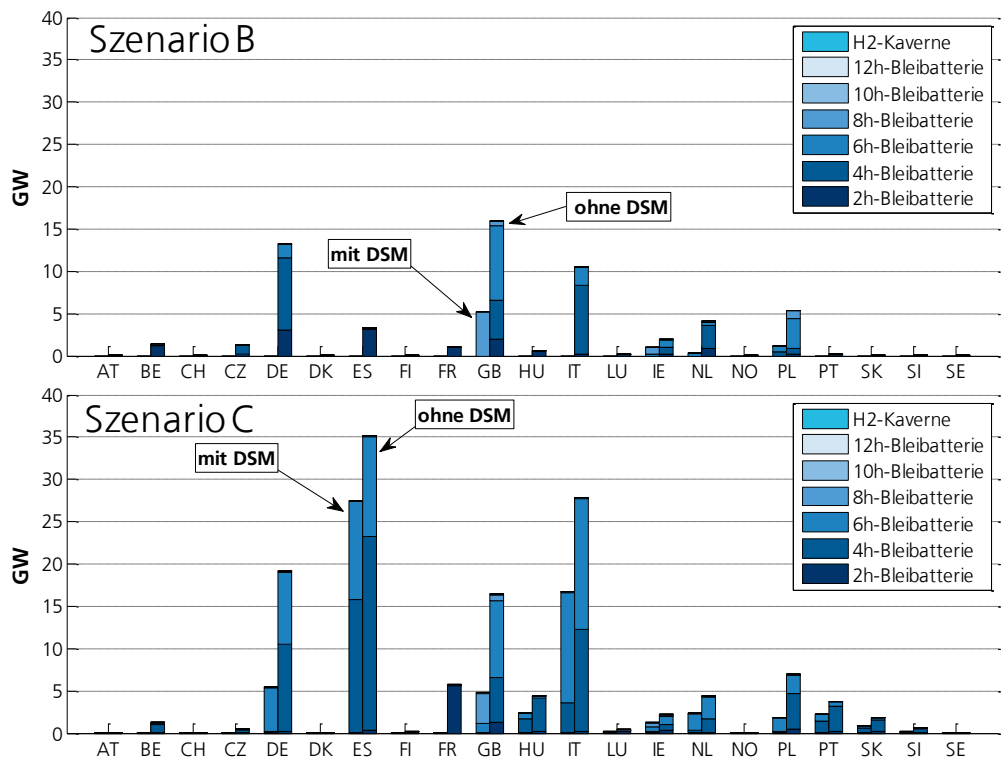


Abb. 7-20: Zwischen den
Marktgebieten ausgetauschte
Energimengen im Szenario B

Der europaweit ermittelte Ausbaubedarf an Stromspeichern ist ebenfalls stark abhängig von dem betrachteten Szenario und ist insbesondere in den Szenarien A und B sehr gering. In Szenario A beträgt der europaweite Zubau von Stromspeichern lediglich 3,4 GW, während im Szenario B dieser Wert bei 7,8 GW liegt (Abb. 7-21, oben, linke Balken). Auch die Sensitivitäten des Szenario B bei Austauschkapazitäten entsprechend dem Jahr 2030 und hohen CO₂-Emissionszertifikatekosten von 130 €/t führten europaweit nur zu einem Zubau von Kurzzeitspeichern von maximal 9 GW. Dies ändert sich jedoch massiv in den Szenarien, in denen die zusätzlichen Verbraucher E-KFZ, Klimatisierung und el. Wärmepumpen zu großen Teilen unflexibel in das System integriert werden. Im Szenario B steigt der Bedarf an Kurzzeitspeichern europaweit auf 59,7 GW, davon 13,2 GW in Deutschland. Bei einer Erschließung der DSM-Potenziale zu 50% wird noch immer ein Bedarf von 40 GW ermittelt (Deutschland: 8,5 GW). Abb. 7-21 (oben) zeigt den in der Ausbauplanung ermittelten Bedarf an Speichern im Szenario B mit und ohne Berücksichtigung von DSM-Maßnahmen.

Der europaweite Speicherbedarf fällt in dem Szenario C (mehr PV, weniger Biomasse, kein CSP, keine Geothermie) trotz umfassender DSM-Erschließung mit 66,3 GW (Deutschland: 5,5 GW) ebenfalls sehr hoch aus und steigt auf über 130 GW (Deutschland: 19,2 GW) im Szenario C bei unflexibler Einbindung der neuen Verbraucher (Abb. 7-21, unten).



Ermittelter Bedarf für
Stromspeicher

Abb. 7-21: Ermittelter Speicherzubau in Europa im Szenario B (oben) und Szenario C (unten) mit und ohne DSM differenziert nach Speicherdauer

Die enorme Spannweite der Ergebnisse zeigt, wie sehr der Speicherbedarf von den verschiedenen Einflussgrößen abhängt. Besonders großen Einfluss hat die flexible Einbindung der neuen Verbraucher (DSM) in das System. Weiterhin wird der Speicherbedarf maßgeblich von dem Erzeugungsmix bestimmt. Hohe Anteile dargebotsabhängiger Erzeuger bei gleichzeitig geringer Erschließung von flexiblen Biogas oder CSP-Anlagen mit integrierten Gas- oder Wärmespeichern (Szenario C) resultieren in einem erheblichen Kurzzeitspeicherbedarf. Daneben ist festzustellen, dass eine zusätzliche Stromerzeugung von 408 TWh/a aus PV-Anlagen in Europa in Szenario C gegenüber Szenario B einen zur zusätzlichen PV-Leistung relativ geringen zusätzlichen Speicherbedarf von 58 GW verursacht. Je nach unterstellter PV-Kostenentwicklung entspricht dies indirekt einer überschlägigen Erhöhung der langfristigen Stromgestehungskosten für PV-Anlagen von 10-15%. Da jedoch die in Szenario A berücksichtigten Technologien Biogas-, Geothermie- und CSP-Anlagen, zwar eine hohe Flexibilität aber deutlich höhere Stromgestehungskosten als PV aufweisen, überwiegen die Stromgestehungskostenersparungen die erhöhten Speicherkosten im Szenario C.

Die in der europäischen Rechnung ermittelten abgeregelten Energiemengen aus erneuerbaren Quellen betragen in Deutschland in allen Szenarien zwischen 1,0 TWh und 6,1 TWh und entsprechen damit < 1,3% des aus erneuerbaren Energien erzeugten Stroms (Tab. 7-1).

Tab. 7-1: Abregelung von EE-Anlagen in Deutschland in den untersuchten Szenarien

Szenario – Deutschland	Abregelung [TWh]	EE-Erzeugung [TWh]	Anteil an EE-Erzeugung
Szenario A	1,0	~456	0,2%
Szenario B – Basis	2,9		0,6%
Szenario B – NTC2050=2030	3,3		0,7%
Szenario B – Hohe CO ₂ -Kosten	2,5		0,5%
Szenario B – Speicherzubau nur in DE	2,9		0,6%
Szenario B – kein DSM	3,8		0,8%
Szenario B –50% DSM	4,2		0,9%
Szenario C	4,9		1,1%
Szenario C – kein DSM	6,1		1,3%

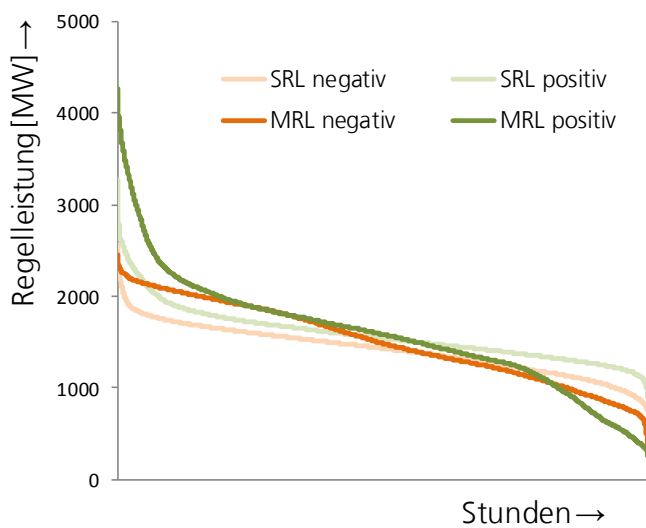
Insbesondere in europäischen Ländern, die geografisch am Rand Europas liegen, kommt es verstärkt zu Abregelungen der Einspeisung von Strom aus EE-Anlagen (vgl. Tab. 0-5). Dies zeigt sich besonders deutlich in den Szenarien B und C für Großbritannien und Irland für die hohe installierte Leistungen an Windenergieanlagen angenommen wurden. Ebenfalls kommt es vermehrt zur Abregelung der Einspeisung aus EE-Anlagen im PV-dominierten Szenario C in den Ländern Italien und Spanien.

Zusammenfassend ist festzustellen, dass der Bedarf an Stromspeichern stark von den Szenarioannahmen abhängt und immer im Kontext des gesamten Portfolios an Flexibilitätsoptionen betrachtet werden muss. Neben dem Einsatz von reinen Stromspeichern können durch den europäischen Netzausbau und die flexible Einbindung neuer Verbraucher bereits erhebliche Ausgleichspotenziale erschlossen werden. Für die Bewertung des Speicherbedarfs in Deutschland ist dessen zentrale Lage im europäischen Stromverbund von erheblicher Bedeutung.

7.2.2 Ergebnisse der Detailrechnung für Deutschland mit iterativem Speicherzubau

Dimensionierter Regelleistungsbedarf

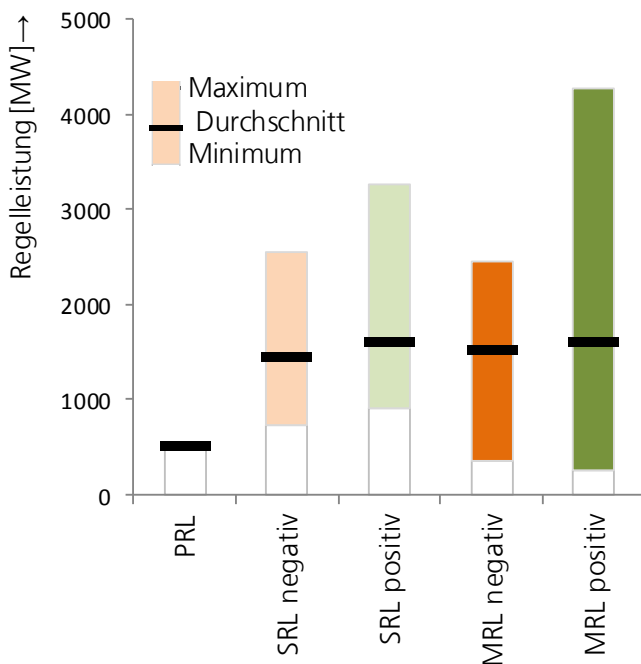
In der Detailrechnung für Deutschland wird neben der Deckung der elektrischen Nachfrage ebenfalls die Vorhaltung von Regelleistung simuliert. Die Regelleistungsdimensionierung erfolgt dynamisch für jede Stunde des Jahres in Abhängigkeit des Szenarios. Dadurch ergeben sich hohe Schwankungen von Stunden mit hohem und geringem Regelleistungsbedarf welche in Abb. 7-22 in Form einer Jahresdauerlinie dargestellt sind. Die größte Bandbreite besteht dabei für positive Minutenreserve von 260 MW bis 4.270 MW. Die geringste Bandbreite weist (abgesehen von der konstanten Vorhaltung von Primärregelleistung) negative Sekundärregelleistung mit -738 MW bis -2.550 MW auf.



 Ermittelter Bedarf für
 Stromspeicher

**Abb. 7-22: Dauerlinie Regel-
 leistungsbedarf Basis-
 Szenario B**

Die Minima, Maxima und Mittelwerte der dimensionierten Regelleistung sind für alle Qualitäten in Abb. 7-23 aufgeführt. Die Mittelwerte liegen etwas unter der derzeit quartalsweise konstant ausgeschriebenen Leistung, wobei die maximal vorzuhaltende Leistung höher als der derzeitige Regelleistungsbedarf ist. Minutenreserve weist dabei die höchsten Schwankungen und deutlich höhere Maximalwerte als Sekundärregelleistung auf. Der Bedarf an Primärregelleistung ist aufgrund der deterministischen Dimensionierung im gesamten Jahr konstant.



**Abb. 7-23: Bandbreite
 Regelleistungsbedarf Basis-
 Szenario B**

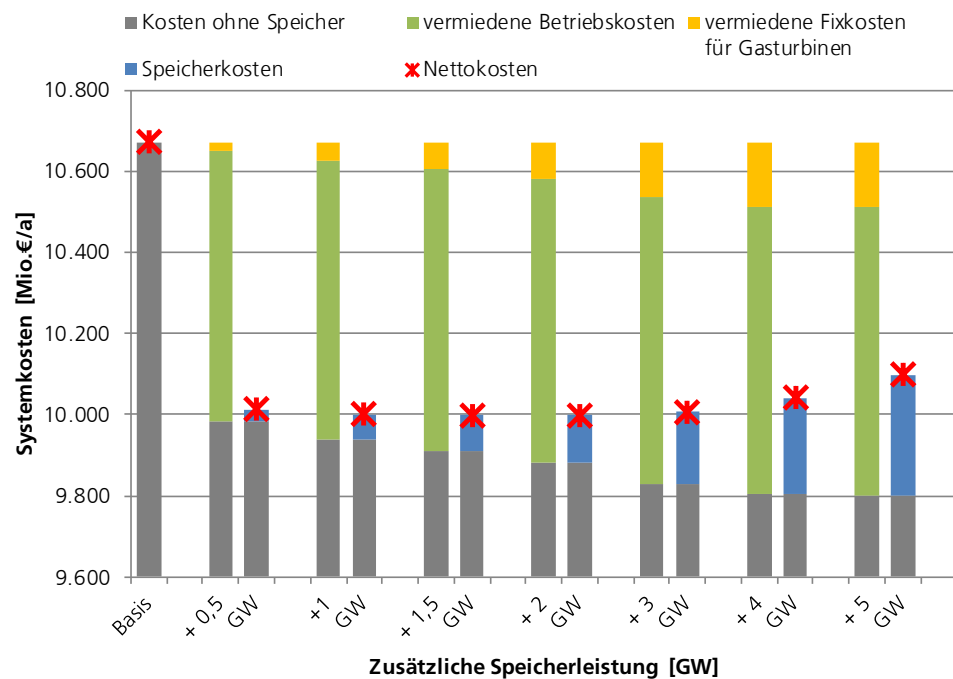
Detaillierte rollierende Kraftwerkseinsatzoptimierung

Bei der nachgelagerten detaillierten Kraftwerkseinsatzplanung für Deutschland wurde untersucht, wie sich Prognosefehler und Regelleistungsbedarf sowie die detaillierte Berücksichtigung der Restriktionen des Kraftwerksparks auf den Bedarf an Stromspei-

chern für ein kostenoptimiertes System auswirken. Importe und Exporte mit den Nachbarländern werden über feste Zeitreihen abgebildet, die sich aus dem Ergebnis der europäischen Ausbauplanung ergeben. Im Rahmen einer nationalen Rechnung werden iterativ zusätzliche Speicher zugebaut und die Kosten und Einsparungen (Brennstoffkosten, annuitätische Speicherkosten, annuitätische Kraftwerkskosten) bilanziert. Zusätzlich werden den Einsparungen Fixkosten der effektiv vermiedenen Gasturbinenleistung angerechnet, um die Substitution von thermischen Kraftwerken durch Speicher monetär zu bewerten. Die Detailbetrachtungen für Deutschland zeigen, dass durch Zubau zusätzlicher Kurzzeitspeicher die Systemgesamtkosten reduziert werden können. Hierbei wird deutlich, dass eine detaillierte Abbildung der verschiedenen Regelleistungsprodukte (dynamischer Bedarf, Vorhaltung und Abruf) und der Prognosefehler in der Simulation von großer Bedeutung für die Bewertung des Einflusses fluktuierender EE auf den Speicherbedarf sind.

Abb. 7-24 zeigt den Vergleich der Systemgesamtkosten mit und ohne Speicherzubau für das Szenario B (mehr Wind weniger CSP). Es wird deutlich, dass Batteriespeicher insbesondere im Markt für Primärregelleistung, mit einer technischen Speicherauslegung mit einem niedrigen Verhältnis aus Kapazität und Leistung und einer hohen Zyklenfestigkeit, eine sehr effiziente und wirtschaftliche Technologie darstellen. Da in der vorhergehenden europäischen Simulation noch keine Batteriespeicher zugebaut wurden, ergeben sich schon bei geringen Speicherkapazitäten große Einsparungen an fossilen Brennstoffen (grüner Kostenbalken). Das Volumen dieses Marktes ist jedoch auf ca. 600 MW in Deutschland beschränkt. Da Batteriespeicher Primärregelleistung sowohl in positive als auch in negative Richtung vorhalten können, ergibt sich hier für die ersten 500 MW Batteriespeicher die höchste Einsparung, da konventionelle Must-run-Kraftwerke ersetzt werden können. Hierbei ist zu berücksichtigen, dass in der Simulation die technischen Möglichkeiten von Pumpspeichern im hydraulischen Kurzschluss verlustbehaftet PRL vorzuhalten vernachlässigt wurden, ebensowenig wie mögliche alternative Technologien wie Power-to-Heat oder Windkraftanlagen. Für die weiteren zugebauten Speicher verläuft die Kostendifferenz sehr flach. Als Minimum stellt sich ein ökonomisches Ausbaupotenzial von zusätzlichen 2 GW ein.

Abb. 7-24: Einfluss iterativ zugebauter Speicherleistung auf die Systemkosten der Stromerzeugung in Deutschland als Ergebnis der detaillierten nationalen Einsatzplanung im winddominierten Basis-Szenario B



Im Szenario C (mehr PV, weniger Biomasse, keine CSP und Geothermie) fällt der Effekt einer detaillierteren Berücksichtigung von Regelleistungsvorhaltung und -abruf sowie des Prognosefehlers mit zusätzlichen 3 GW Batteriespeicher höher aus (Abb. 7-25). Da als Ergebnis der vorhergehenden europäischen Simulation bereits ein Bedarf von Batteriespeicher mit einer Leistung von 5,5 GW ermittelt wurde, fällt das Einsparpotenzial zusätzlicher Speicher gering aus. Es ergibt sich also ein ökonomisches Gesamtausbaupotenzial von 8,5 GW.

 Ermittelter Bedarf für
 Stromspeicher

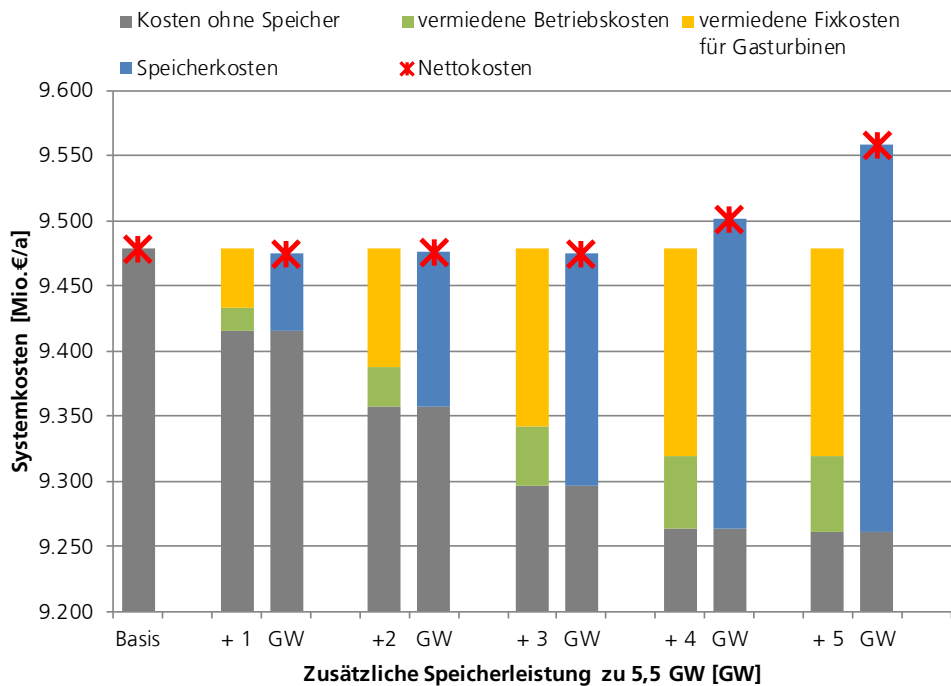


Abb. 7-25: Einfluss iterativ zugebauter Speicherleistung auf die Systemkosten der Stromerzeugung in Deutschland als Ergebnis der detaillierten nationalen Einsatzplanung im PV-dominierten Szenario C

Auch langfristig und bei EE-Anteilen von > 80% zeigt sich für Deutschland nur ein vergleichsweise geringer Bedarf an Kurzzeitspeichern. Dieser hängt stark von den Szenarioannahmen und insbesondere vom Erzeugungsmix der erneuerbaren Energien ab. Ein hoher Anteil Stromerzeugung aus PV-Anlagen führt zu einem erhöhten Speicherbedarf.

Als weitere entscheidende Einflussgröße spielt die Erschließung der DSM-Potenziale eine zentrale Rolle. Sobald die Einbindung der neuen Verbraucher nur zu geringen Anteilen flexibel erfolgt, zeigt sich in den betrachteten Szenarien ein erhöhter Bedarf an Kurzzeitspeichern.

Die nachgelagerte Detailbetrachtung hat für Deutschland gegenüber dem Ergebnis der europäischen Ausbauplanung einen höheren Speicherbedarf ermittelt. Bei detaillierter Berücksichtigung des Regelleistungsbedarfs, des Prognosefehlers der erneuerbaren Einspeisung sowie der Flexibilitätsrestriktionen der thermischen Kraftwerke wurde durch einen iterativen Speicherzubau eine Reduktion der Systemgesamtkosten identifiziert. Sind Anfangs noch keine Batteriespeicher im System integriert, führt insbesondere ein Zubau der ersten 500 MW Batteriespeicher zu einer deutlichen Kostenreduktion, da diese Primärregelung zu geringen Kosten bereitstellen können. Bei einem weiteren Zubau von Speichern zeigt sich ein relativ flacher Verlauf der Systemgesamtkosten, da durch die als erstes zugebauten Stromspeicher der höchste Gesamtnutzen erreicht wird.

Ein Bedarf für Langzeitspeichertechnologien in Form von Wasserstoff- oder Methanspeicherung konnte im Rahmen dieses Projekts für die langfristigen Betrachtungen mit EE-Anteilen unter 90% nicht identifiziert werden. Dies ist einerseits darauf zurück-

Ermittelter Bedarf für
Stromspeicher

zuführen, dass bei diesen EE-Anteilen während längerer Phasen geringer Stromerzeugung durch EE die Last immer noch durch den Einsatz fossiler Brennstoffe gedeckt werden muss. Andererseits wurden mögliche Bedarfe für diese Technologien in den Sektoren Wärme und Verkehr durch die Fokussierung auf den Stromsektor nicht erfasst.

[Die vorliegende rechtliche Analyse ist eine Zusammenfassung der wichtigsten Untersuchungsgegenstände. Die gesamte rechtliche Untersuchung wird zum Jahresende in der Reihe „Schriften zum Umweltenergierecht“ im Nomos-Verlag veröffentlicht.]

Die Bedarfsanalyse und technisch-ökonomischen Bewertungen wurden durch eine Untersuchung der rechtlichen Bedingungen für die Errichtung und den Betrieb von Stromspeichern begleitet. Hierzu wurde der bestehende Rechtsrahmen für Stromspeicher analysiert und bewertet, angefangen vom Genehmigungsverfahren für die verschiedenen Speichertechnologien (wie Pump- und Druckluftspeicher, Power-to-Gas-Anlagen oder Batteriespeicher) über den energiewirtschaftsrechtlichen Rahmen einschließlich der Kosten- und Abgabensituation bis hin zu den europa- und verfassungsrechtlichen Grenzen einer möglichen Speicherförderung. Dabei hat sich gezeigt, dass der bisherige Rechtsrahmen eher punktueller Natur ist. Angesichts der bestehenden Unsicherheiten hinsichtlich des künftigen Rahmens der Elektrizitätsversorgung im Allgemeinen und hinsichtlich des Speicherbedarfs im Speziellen ist es jedoch nachvollziehbar, dass bislang kein gesetzgeberisches Gesamtkonzept vorliegt. Dementsprechend wurden Handlungsempfehlungen erarbeitet, um den bestehenden Rechtsrahmen für Stromspeicher an energie- und volkswirtschaftlichen Maßstäben sachgerecht und konsistent weiterzuentwickeln.

Bei der juristischen Analyse wurden sowohl die speicherspezifische Literatur als auch die in diesem Bereich ergangene Rechtsprechung ausgewertet. Um auch die in der Praxis bestehenden Probleme berücksichtigen zu können, wurde eine Experten- und Betreiberbefragung durchgeführt und im Rahmen der juristischen Begutachtung berücksichtigt.

8.1 Genehmigungsrechtliche Anforderungen an Stromspeicher

Bei den genehmigungsrechtlichen Anforderungen ist zwischen den einzelnen Speichertechnologien zu unterscheiden: diabate und adiabate Druckluftspeicherkraftwerke, Pumpspeicherkraftwerke, die einzelnen Komponenten von Power-to-Gas-Anlagen oder Batteriespeicher. Jede dieser Technologien unterliegt eigenen genehmigungsrechtlichen Vorgaben in verschiedenen Gesetzen, sei es Bergrecht, Wasserrecht, Immissionsschutzrecht, Naturschutzrecht oder Baurecht.

Während bei Power-to-Gas-Anlagen regelmäßig immissionsschutzrechtliche Genehmigungen nach § 4 Bundesimmissionsschutzgesetz (BImSchG) für den Elektrolyseur und die Methanisierungsanlage erforderlich sind und bei dieser neuen Technologie vor allem die Abgrenzung zwischen Anlagen im Labor- und Technikumsmaßstab nach § 1 Abs. 6 der Verordnung über genehmigungsbedürftige Anlagen (4. BImSchV) und Versuchsanlagen nach § 2 Abs. 3 Satz 1 der 4. BImSchV unterschiedlich gehandhabt wird, sind für Batteriespeicher unter Umständen allenfalls Baugenehmigungen notwendig. Die Rechtslage bei Druckluft- und Pumpspeicherkraftwerken gestaltet sich demgegenüber weitaus komplexer. Für diese Anlagen finden sich im geltenden Recht keine einheitlichen Zulassungstatbestände, vielmehr unterliegen häufig die einzelnen Anlagenbestandteile jeweils einer eigenen Genehmigungsbedürftigkeit, weshalb für diese Anlagen zum Teil eine Vielzahl von Genehmigungen erforderlich ist.

Beim Bau von Druckluftspeicherkraftwerken ist zwischen der Errichtung der zur Speicherung der Pressluft notwendigen Kaverne und der Errichtung des Druckluftspeicher-

kraftwerks zu differenzieren. Für den ersten Schritt werden häufig zum Beispiel Salzkavernen ausgesolt. Dabei bedarf bereits das Aufsuchen eines geeigneten Salzstocks und das Gewinnen des Salzes einer bergrechtlichen Erlaubnis bzw. Bewilligung nach § 6 Bundesberggesetz (BBergG) sowie einer Betriebsplanzulassung nach § 51 BBergG. Letztere ist etwa auch für die hierfür notwendigen Rohrleitungsanlagen für Wasser-/ Sol-etransport notwendig. Soweit zur Aussolung benötigtes Wasser einem Fluss oder See entnommen wird, ist eine wasserrechtliche Erlaubnis oder Bewilligung nach § 9 Abs. 1 Wasserhaushaltsgesetz (WHG) notwendig. Ebenso bedarf das Einleiten der Sole in ein Gewässer einer wasserrechtlichen Zulassungsentscheidung nach § 9 Abs. 1 WHG. Weil Sole erheblichen Einfluss auf den Zustand eines Gewässers haben kann, sind insofern die hohen wasserrechtlichen Anforderungen an einen guten ökologischen oder chemischen Zustand zu beachten, die das europäisch geprägte Wasserrecht an die Zulassung von Vorhaben stellt. Darüber hinaus ist auch die Errichtung des eigentlichen Druckluftspeicherkraftwerks betriebsplanbedürftig. Teilweise sind daneben für einzelne Anlagenbestandteile, wie etwa das Kraftwerksgebäude oder der bei adiabaten Druckluftspeichern notwendige Wärmespeicher, Baugenehmigungen erforderlich. Materiell-rechtlich sind insbesondere die Vorschriften des Bundesberggesetzes zu beachten, wobei in diesem Zusammenhang inzident auch Vorschriften aus anderen Rechtsbereichen – insbesondere dem Wasserrecht – eine Rolle spielen können. Dabei ist vor allem der Schutz der Oberfläche im Interesse der persönlichen Sicherheit und des öffentlichen Verkehrs zu bewerkstelligen, sodass etwa Vorsorgemaßnahmen gegen Bodenabsenkungen getroffen werden müssen. Schwierigkeiten in der Rechtsanwendung bereiten daneben unbestimmte Rechtsbegriffe wie das Entgegenstehen überwiegend öffentlicher Interessen in § 48 Abs. 2 BBergG, die einer Genehmigung entgegenstehen können.

Ähnliche Probleme stellen sich auch bei der Errichtung von Pumpspeicherkraftwerken [Reuter 2013]. Pumpspeicherkraftwerke sind dabei aufgrund ihrer großtechnischen Dimension und den hierfür erforderlichen geologischen Besonderheiten meist mit einem erheblichen Eingriff in Natur und Landschaft verbunden und greifen zudem in den Wasserhaushalt ein, der einem besonders strengen Schutzregime unterliegt. Da es auch hier keinen einheitlichen Zulassungstatbestand für das komplette Vorhaben gibt, sind auch bei Pumpspeicherkraftwerken die einzelnen Anlagenkomponenten jeweils eigenständig zulassungsbedürftig. Planfeststellungen sind in der Regel für die Errichtung des Ober- und Unterbeckens notwendig. Dabei handelt es sich in rechtlicher Hinsicht um zwei getrennt zu behandelnde Zulassungsentscheidungen. Sowohl das Unterbecken als auch das Oberbecken sind für sich genommen planfeststellungsbedürftig. Eine Konzentration über § 75 Abs. 1 Verwaltungsverfahrensgesetz (VwVfG) mit der Folge, dass nur ein Planfeststellungsbeschluss notwendig wäre, erfolgt nicht. Lediglich die Zuständigkeit der Behörden und das Verfahren können im Einzelfall über § 78 Abs. 1 VwVfG verbunden werden. Dabei ist unter anderem die Abgrenzung zwischen dem Bau eines künstlichen Wasserspeichers nach § 20 Abs. 1 Gesetz über die Umweltverträglichkeitsprüfung (UVPG) und eines Gewässers im wasserwirtschaftlichen Sinne gem. § 68 Abs. 1 WHG fraglich. Entscheidend ist, ob das Gewässer in den natürlichen Wasserkreislauf eingebunden ist [BVerwG 2005]. Da beim Betrieb des Pumpspeicherkraftwerks etliche Benutzungstatbestände i.S.d. § 9 WHG erfüllt werden können, kommen insofern weitere wasserrechtliche Zulassungsentscheidungen in Betracht. Einer Erlaubnis bzw. Bewilligung nach § 8 Abs. 1 WHG bedürfen etwa die Entnahme des Wassers aus dem Unterbecken, das Einleiten in das Oberbecken im Pumpbetrieb oder auch das Ableiten aus dem Oberbecken und Wiedereinleiten in das Unterbecken im Generatorbetrieb, soweit die Gewässereigenschaft jeweils anerkannt wird. Diese Zulassungsentscheidungen werden nicht von der Konzentrationswirkung des wasserrechtlichen Planfeststellungsbeschlusses erfasst. Darüber hinaus können aber noch weitere Zulassungsentscheidungen notwendig werden. In Betracht kommen insbesondere wasserrechtliche Anlagenzulassungen und Baugenehmigungen, soweit die Anlagen nicht den Bau des Speicherbeckens an sich bzw. die Ein- und Ableitungsbauwerke betreffen oder nicht

am Ufer errichtet werden. Diese Anlagen(-teile) sind nicht in den Planfeststellungsbeschlüssen oder der Erlaubnis bzw. Bewilligung enthalten. Neben diesen formalen Problemen bestehen darüber hinaus in materiell-rechtlicher Hinsicht zum Teil erhebliche Rechtsunsicherheiten. So hat der Vorhabenträger trotz Vorliegen aller Genehmigungsvoraussetzungen keinen Anspruch auf Zulassung. Das Wasserrecht sieht vielmehr eine planerische Abwägungsentscheidung bzw. ein Bewirtschaftungsermessen vor. Bei der Anwendung der Genehmigungsvoraussetzungen ist dabei zusätzlich zwischen gemein- und privatnützigen Vorhaben zu differenzieren, da privatnützige Vorhaben höhere Anforderungen erfüllen müssen. Die Abgrenzungskriterien hierfür sind nicht ausdrücklich geregelt und in Rechtsprechung und Literatur umstritten. Pumpspeicherkraftwerke dürften regelmäßig dem Wohl der Allgemeinheit dienen und damit gemeinnützig sein, da sie neben wirtschaftlichen Interessen des Vorhabenträgers auch dem öffentlichen Interesse an einer sicheren Energieversorgung dienen (vgl. auch § 86 Abs. 1 Satz 1 Nr. 1 WHG). Problematisch ist darüber hinaus die Einhaltung der wasserrechtlichen Bewirtschaftungsziele nach § 27 WHG. Demnach sind oberirdische Gewässer so zu bewirtschaften, dass „eine Verschlechterung ihres ökologischen und ihres chemischen Zustands vermieden wird“ und „ein guter ökologischer und ein guter chemischer Zustand erhalten oder erreicht werden“. Diese Vorgaben werden durch die Anforderungen an die Mindestwasserführung nach § 33 WHG, die Durchgängigkeit oberirdischer Gewässer nach § 34 WHG sowie den Schutz der Fischpopulation gem. § 35 WHG ergänzt. In diesem Zusammenhang wird häufig schon bei minimalen negativen Veränderungen des ökologischen oder chemischen Zustands ein Verstoß gegen das in § 27 WHG verankerte Verschlechterungsverbot angenommen [Czychowski et al. 2010]. Daher kommt es bei Pumpspeicherkraftwerken vielfach auf das Vorliegen einer Ausnahme nach § 31 Abs. 2 WHG an: „Wird bei einem oberirdischen Gewässer der gute ökologische Zustand nicht erreicht oder verschlechtert sich sein Zustand, verstößt dies nicht gegen die Bewirtschaftungsziele nach den §§ 27 und 30, wenn (...) die Gründe für die Veränderung von übergeordnetem öffentlichen Interesse sind (...)“. Im überwiegend öffentlichen Interesse gem. § 31 Abs. 2 Satz 1 Nr. 2 WHG können dabei insbesondere Maßnahmen der Daseinsvorsorge sein. Hierunter fällt u.a. auch die Energieversorgung [BVerfG 1984]. Die weiteren Voraussetzungen für eine solche Ausnahme sind jedoch nicht unerheblich. Problematisch ist darüber hinaus, ob eine Einstufung des Ober- bzw. Unterbeckens als künstliches bzw. erheblich verändertes Gewässer nach § 28 WHG möglich ist. Dies hätte zur Folge, dass gem. § 27 Abs. 2 WHG geringere Anforderungen an die ökologische oder chemische Zusammensetzung der Gewässer gestellt werden. Für das Einleiten von Wasser in das Ober- bzw. Unterbecken ist § 14 Abs. 1 Nr. 3 WHG zu beachten: „Die Bewilligung darf nur erteilt werden, wenn die Gewässerbenutzung (...) 3. keine Benutzung im Sinne des § 9 Absatz 1 Nummer 4 [Einleitung] (...) ist“. Demnach ist keine Erteilung einer Bewilligung möglich, sondern nur einer Erlaubnis mit der Folge, dass der Vorhabenträger eine wesentlich schwächere Rechtsposition innehat. Damit besteht nachträglich nämlich eine erleichterte Widerruflichkeit dieser Zulassungen nach § 18 Abs. 1 WHG durch die Wasserbehörde. In einem solchen Fall könnte womöglich das gesamte Pumpspeicherkraftwerk nicht mehr betrieben werden, wenn nur eine dieser Zulassungen widerrufen würde. Neben wasserrechtlichen Anforderungen spielen schließlich auch naturschutzrechtliche Regelungen eine nicht unwesentliche Rolle. Sofern etwa europäische Flora-Fauna-Habitat-Gebiete betroffen sind, gilt es, die hohen Anforderungen an deren Schutz zu erfüllen. Auch hiervon sind jedoch Ausnahmen möglich. Wird etwa ein „Natura 2000“-Gebiet berührt, sieht § 34 Abs. 3 Nr. 1 Bundesnaturschutzgesetz (BNatSchG) die Möglichkeit einer Abweichung „aus zwingenden Gründen des überwiegenden öffentlichen Interesses“ vor. Hierunter können zwar auch Einrichtungen der Energieversorgung gefasst werden [Frenz et al. 2011], die Anforderungen hierfür sind jedoch nicht gering.

Für alle Elektrizitätsspeicher sind außerdem die Anforderungen aus § 49 Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) zu beachten, weil auch Stromspeicher Energieanlagen nach § 3 Nr. 15 EnWG sind. Daher ist bei der Errichtung und beim Betrieb darauf zu achten,

dass die technische Sicherheit gewährleistet ist. Vorbehaltlich sonstiger Rechtsvorschriften sind hierbei vor allem die allgemein anerkannten Regeln der Technik zu beachten.

8.2 Energierrechtliche Anforderungen an Stromspeicher

Im Energierecht werden Stromspeicher nur rudimentär geregelt [Sailer 2012a]; [Sailer 2012b]; [Sailer 2011]. Für den Netzanschluss findet § 17 EnWG – seit der EnWG-Novelle 2011 ausdrücklich – auch für „Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie“ Anwendung. Netzbetreiber haben insofern Stromspeicher „zu technischen und wirtschaftlichen Bedingungen an ihr Netz anzuschließen, die angemessen, diskriminierungsfrei, transparent und nicht ungünstiger sind, als sie von den Betreibern der Energieversorgungsnetze in vergleichbaren Fällen (...) angewendet werden“. Eine besondere Privilegierung regelt jedoch in diesem Zusammenhang § 8 Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG 2014). Hiernach genießen Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien unverzüglichen und vorrangigen Netzanschluss. Da nach § 5 Nr. 1 Halbsatz 2 EEG 2014 unter bestimmten Umständen auch Stromspeicher als Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien gelten können („Einrichtungen, die zwischengespeicherte Energie [...] aufnehmen und in elektrische Energie umwandeln“), können wohl auch Betreiber von Stromspeichern in bestimmten Fällen einen Anspruch auf unverzüglichen vorrangigen Netzanschluss haben. Voraussetzung hierfür ist jedoch, dass die aufgenommene Energie „ausschließlich aus erneuerbaren Energien oder aus Grubengas stammt“. Ob und wie diese Voraussetzung zum Zeitpunkt des Netzanschlusses aber geprüft werden soll, ist dabei ebenso unklar wie die genauen Anforderungen an den zu speichernden Strom oder die weitere Bedeutung dieser Gleichstellungsfiktion. Zweifelhaft ist daher etwa auch die Anwendung der Verpflichtung zur vorrangigen Abnahme, Übertragung und Verteilung nach § 11 EEG 2014 auf Speicherstrom.

Besondere Gleichstellungsvorschriften gibt es für den in Power-to-Gas-Anlagen erzeugten Wasserstoff bzw. das erzeugte Methan. Gemäß § 3 Nr. 19a EnWG können diese Gase unter den energiewirtschaftlichen Gasbegriff fallen, sofern sie in ein Gasversorgungsnetz eingespeist werden. Indem diese Gase darüber hinaus durch § 3 Nr. 10c EnWG unter bestimmten Umständen auch dem Biogasbegriff zugeordnet werden können, finden auch die für Biogas geltenden Privilegierungen aus der Gasnetzzugangs- und Gasnetzentgeltverordnung (GasNZV/GasNEV) Anwendung. Dies umfasst etwa die vorrangige Netzanschlusspflicht nach § 33 GasNZV sowie ein pauschales Entgelt für vermiedene Netzkosten nach § 20a GasNEV. Voraussetzung hierfür ist jedoch, dass „der zur Elektrolyse eingesetzte Strom und das zur Methanisierung eingesetzte Kohlendioxid oder Kohlenmonoxid jeweils nachweislich weit überwiegend aus erneuerbaren Energiequellen (...) stammen“ (§ 3 Nr. 10c EnWG). Nach der Gesetzesbegründung bedeutet dabei „weit überwiegend“ einen Anteil an erneuerbaren Energien von mindestens 80 Prozent. Damit unterscheiden sich die Anforderungen an den Wasserstoff bzw. an das Methan im EnWG und EEG. Im EEG muss der zur Elektrolyse eingesetzte Strom „ausschließlich“ aus erneuerbaren Energien stammen, wohingegen das zur Methanisierung eingesetzte Kohlendioxid oder Kohlenmonoxid nach der Gesetzesbegründung grundsätzlich auch einen anderen Ursprung haben kann (§ 5 Nr. 29 EEG 2014).

Schließlich findet sich im EEG noch eine Spezialregelung für die Zwischenspeicherung im Hinblick auf die finanzielle Förderung für Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien. Nach § 19 Abs. 1 EEG 2014 müssen Netzbetreiber Strom aus Anlagen, die ausschließlich erneuerbare Energien oder Grubengas einsetzen, entsprechend finanziell fördern. Hier regelt § 19 Abs. 4 Satz 1 EEG 2014, dass der Förderanspruch der Erneuerbaren-Energien-Anlage auch dann besteht, „wenn der Strom vor der Einspeisung in das Netz zwischengespeichert worden ist“. Allerdings bezieht sich dieser Vergütungsanspruch gemäß § 19 Abs. 4 Satz 2 EEG 2014 dann nur noch „auf

die Strommenge, die aus dem Zwischenspeicher in das Netz eingespeist wird“, weshalb Speicherverluste nicht vergütet werden. Zwar ist hierdurch ein Anreiz für Stromspeicher mit hohen Wirkungsgraden gegeben. Andererseits kann die Regelung dadurch zu komplexen Folgefragen führen, wie die genaue Bemessung der Vergütung, das Verhältnis der Einspeicherung mehrerer Anlagen in den Speicher oder die Person des Anspruchsberechtigten.

8.3 Kostenbelastung von Stromspeichern

Der Strompreis setzt sich aus einer Vielzahl verschiedener Bestandteile zusammen, allen voran Energiebeschaffung (Erzeugung, Einkauf, Vertrieb) sowie Netznutzung und Transport. Daneben fallen Steuern, Abgaben, Umlagen und weitere Kosten an, die über den Strompreis an die Letztverbraucher weitergereicht werden. Unabhängig vom Strompreis können weitere spezielle Kosten, wie etwa Wasserabgaben, anfallen.

Auch bei Stromspeichern handelt es sich – ebenso aus der Sicht von Gesetzgebung und Rechtsprechung – grundsätzlich um Letztverbraucher. Zur Begründung kann darauf abgestellt werden, dass beim Umwandlungsprozess in eine andere Energieform, die hierfür benötigte elektrische Energie zunächst aufgezehrt wird [BGH 2010]. Eine spätere Rückverstromung ist ein davon getrennt zu beurteilender Vorgang und für die Letztverbrauchereigenschaft irrelevant.

Von den Stromkostenbestandteilen sind für Stromspeicher teilweise umfangreiche Ausnahmen geregelt [Müller 2012], [Sailer 2012b].

8.3.1 Netzentgelte

Für Stromspeicher und andere atypische Letztverbraucher sieht § 19 Abs. 2 Satz 1 Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) die Möglichkeit einer Netzentgeltreduzierung in Form von individuellen Netzentgelten für atypische Netznutzer vor: „Ist auf Grund vorliegender oder prognostizierter Verbrauchsdaten oder auf Grund technischer oder vertraglicher Gegebenheiten offensichtlich, dass der Höchstlastbeitrag eines Letztverbrauchers vorhersehbar erheblich von der zeitgleichen Jahreshöchstlast aller Entnahmen aus dieser Netz- oder Umspannebene abweicht, so haben Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen diesem Letztverbraucher in Abweichung von § 16 ein individuelles Netzentgelt anzubieten, das dem besonderen Nutzungsverhalten des Netzkunden angemessen Rechnung zu tragen hat und nicht weniger als 20 Prozent des veröffentlichten Netzentgeltes betragen darf.“ Die Höhe des Netzentgeltes bestimmt sich dabei nach dem Maß des netzdienlichen Nutzungsverhaltens. Zur Bestimmung dieses netzdienlichen Nutzungsverhaltens werden Hochlastzeitfenster gebildet. Erforderlich ist, dass der maximale Energiebezug des Letztverbrauchers außerhalb des Hochlastzeitfensters liegt. Darüber hinaus kommen für stromintensive Letztverbraucher individuelle Netzentgelte nach § 19 Abs. 2 Satz 2 StromNEV in Betracht, „wenn die Stromabnahme aus dem Netz der allgemeinen Versorgung für den eigenen Verbrauch an einer Abnahmestelle pro Kalenderjahr sowohl die Benutzungsstundenzahl von mindestens 7.000 Stunden im Jahr erreicht als auch der Stromverbrauch an dieser Abnahmestelle pro Kalenderjahr zehn Gigawattstunden übersteigt“. Die genaue Reduzierung beurteilt sich nach der Staffelung in § 19 Abs. 2 Satz 3 StromNEV, d. h. bei einer jährlichen Benutzungsstundenzahl von mindestens 7.000 kommt eine Reduzierung bis auf 20 Prozent des veröffentlichten Netzentgeltes in Betracht. Übersteigt die Benutzungsstundenzahl 7.500 oder 8.000 Benutzungsstunden, so kann das Netzentgelt im ersten Fall bis auf 15 Prozent, im letzten sogar bis auf 10 Prozent des eigentlichen Netzentgeltes reduziert werden. Genaueres zur Vereinbarung individueller Netzentgelte ist von der Bundesnetzagentur festgelegt worden (BK4-13-739). § 19 Abs. 2 Satz 2 StromNEV könnte damit vor allem für Stromspeicher, die reine Stromverbraucher sind (z. B. Elektrolyseanlagen), einen Anreiz bieten, auf entsprechend hohe Benutzungsstundenzahlen und

Stromverbräuche zu kommen, sich damit aber wenig netzdienlich zu verhalten. Dadurch wäre ein energiewirtschaftlich sinnvoller Einsatz von Stromspeichern fraglich.

Für neue Stromspeicher wird darüber hinaus eine Befreiung von den Netzentgelten in § 118 Abs. 6 EnWG geregelt. Danach sind alle nach dem 31. Dezember 2008 neu errichteten Stromspeicher, „die ab 4. August 2011, innerhalb von 15 Jahren in Betrieb genommen werden, (...) für einen Zeitraum von 20 Jahren ab Inbetriebnahme hinsichtlich des Bezugs der zu speichernden elektrischen Energie von den Entgelten für den Netzzugang freigestellt“. Voraussetzung ist nach § 118 Abs. 6 Satz 3 EnWG jedoch eine Rückspeisung in dasselbe Netz. Nur bei Power-to-Gas-Anlagen wird gemäß § 118 Abs. 6 Satz 7 EnWG auf dieses Rückverstromungserfordernis verzichtet, sodass der hierüber erzeugte Wasserstoff bzw. das Methan auch in andere Energiesektoren wie den Verkehrssektor gelangen kann, ohne dass Netzentgelte für die Stromentnahmen anfallen. Darüber hinaus sind Power-to-Gas-Anlagen gemäß § 118 Abs. 6 Satz 8 EnWG von den Einspeiseentgelten für das Gasnetz befreit.

Für bereits bestehende Pumpspeicherkraftwerke regelt § 118 Abs. 6 Satz 2 EnWG eine spezielle Befreiungsmöglichkeit. Für sie kommt eine Freistellung auch dann in Betracht, „wenn deren elektrische Pump- oder Turbinenleistung nachweislich um mindestens 7,5 Prozent oder deren speicherbare Energiemenge nachweislich um mindestens 5 Prozent nach dem 4. August 2011 erhöht wurden“. Seit 28. Dezember 2012 bedarf es damit keiner kumulativen Erhöhung der Pump- oder Turbinenleistung sowie speicherbaren Energiemenge mehr. In § 118 Abs. 6 Satz 4 und 5 EnWG wird diese Befreiung von einem netzdienlichen Nutzungsverhalten vom Speicherbetreiber abhängig gemacht und einer entsprechenden Genehmigungspflicht unterstellt. In welchem Umfang diese Befreiung auch auf die Speicherverluste gilt, ist nicht eindeutig geregelt.

8.3.2 Netzentgeltgewälzte Abgaben, Umlagen und Kosten

Über das Netzentgeltsystem werden eine Reihe von Abgaben, Umlagen und weiterer Kosten auf die Netznutzer gewälzt. Hierunter fallen etwa die Konzessionsabgaben, die KWK-Umlage, die § 19 Abs. 2 StromNEV-Umlage oder die Offshore-Haftungsumlage. Mit der KWK-Umlage werden die Kosten für die Erhöhung der Stromerzeugung aus KWK-Anlagen auf Letztverbraucher umgelegt. Die § 19 Abs. 2 StromNEV-Umlage hat zum Ziel, das durch die Vereinbarung atypischer oder individueller Netzentgelte nach § 19 Abs. 2 Satz 1 und Satz 2 StromNEV entstehende Defizit auszugleichen. Darüber hinaus hat der Gesetzgeber mit § 17e EnWG eine verschuldensunabhängige Haftung für Störungen oder Verzögerungen der Anbindung von Offshore-Windenergieanlagen gegen Übertragungsnetzbetreiber eingeführt. Diese Kosten werden nach § 17f EnWG durch die Offshore-Haftungsumlage auf die Netznutzer gewälzt.

Auch bei diesen Kostenbestandteilen gibt es teilweise verschiedene Ausnahmegesetzungen. Für eine Begrenzung wird dabei regelmäßig das Vorliegen eines hohen jährlichen Stromverbrauchs etwa über 100.000 Kilowattstunden oder gar über 1 Million Kilowattstunden und/oder die Stromentnahme durch ein Unternehmen des produzierenden Gewerbes gefordert, z. B. § 9 Abs. 7 Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG), § 19 Abs. 2 StromNEV, § 17f Abs. 5 EnWG. In diesem Zusammenhang dürften unter den Begriff des produzierenden Gewerbes auch Stromspeicher fallen, weil entsprechend der jeweils geltenden Begriffsdefinitionen hierfür auch Stromspeicher Anlagen zur Elektrizitätserzeugung i.S.d. Nr. 35.11 des Abschnitts D der Klassifikation der Wirtschaftszweige sind.

Darüber hinaus stellt sich die Frage, ob und in welchem Umfang sich Netzentgeltreduzierungen nach § 19 StromNEV und Netzentgeltbefreiungen nach § 118 EnWG auf die netzentgeltgewälzten Abgaben, Umlagen und Kosten auswirken. Nach Ansicht der Bundesnetzagentur hat eine Netzentgeltreduzierung nach § 19 Abs. 2 StromNEV keine

Auswirkung auf die netzentgeltgewälzten Umlagen und Kosten, da es sich insoweit um gesetzliche Umlagen handle, die ebenso wenig Bestandteil des Netzentgelts seien, wie etwa die EEG-Umlage und die Offshore-Umlage. Gleiches gelte auch für die von den Übertragungsnetzbetreibern erhobene sog. § 19-Umlage [BNetzA 2013]. Gegen diese Auffassung könnte neben dem Wortlaut zumindest einiger Umlagen (z. B. § 9 Abs. 7 S. 1 KWKG: „...bei der Berechnung der Netznutzungsentgelte in Ansatz zu bringen“) auch die Tatsache sprechen, dass etwa Konzessionsabgaben „dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile“ im Rahmen der Anreizregulierung darstellen (§ 11 Abs. 2 ARegV). Bei der Lösung dieses Problems könnte möglicherweise aber auch zwischen einer Reduzierung nach § 19 Abs. 2 StromNEV und einer Befreiung nach § 118 Abs. 6 EnWG zu differenzieren sein. Aufgrund des systematischen Zusammenhangs mit § 17 Abs. 2 StromNEV – der womöglich von einem „engen“ Netzentgeltbegriff aus Arbeits- und Leistungspreis ausgeht – wird vertreten, dass die Vereinbarung individueller Netzentgelte keine Auswirkungen auf die netzentgeltbezogenen Bestandteile habe [Eder et al. 2012]. Demgegenüber könnte eine Befreiung nach § 118 Abs. 6 EnWG auch die Kosten betreffen, die über die Netzentgelte gewälzt werden. Die Rechtslage ist insofern aber unklar.

8.3.3 EEG-Umlage

Für die EEG-Umlage regelt § 60 Abs. 3 EEG 2014 eine weitere Ausnahmebestimmung für Stromspeicher. Danach entfällt für Strom, „der zum Zweck der Zwischenspeicherung an einen elektrischen, chemischen, mechanischen oder physikalischen Stromspeicher geliefert oder geleitet wird“, der Anspruch der Übertragungsnetzbetreiber auf Zahlung der EEG-Umlage, wenn dem Stromspeicher Energie ausschließlich zur Wiedereinspeisung von Strom in das Netz entnommen wird. Erforderlich ist also, dass eine Rückverstromung und Wiedereinspeisung stattfindet. Eine Rückverstromung ist ausweislich des eindeutigen Wortlauts des § 60 Abs. 3 Satz 2 EEG 2014 insofern auch für die Erzeugung von Speichergas, d. h. Gas, das „zum Zweck der Zwischenspeicherung von Strom aus erneuerbaren Energien ausschließlich unter Einsatz von Strom aus erneuerbaren Energien erzeugt wird“ (§ 5 Nr. 29 EEG 2014), zwingende Voraussetzung für eine Befreiung von der EEG-Umlage. Nur dann besteht die Gefahr einer „Doppelbelastung“. Für Power-to-Gas-Modelle, die den erzeugten Wasserstoff über den Verkehrssektor vermarkten wollen, fällt daher beim Strombezug regelmäßig die EEG-Umlage an. Eine „Rückverstromung“ in einer Brennstoffzelle eines Fahrzeugs reicht – allein schon mangels Wiederspeisung ins Stromnetz – nicht aus.

Findet keine Rückverstromung statt, kann jedoch unter Umständen das Eigenversorgungsprivileg des § 61 EEG 2014 zu einer Befreiung oder Verringerung von der EEG-Umlage führen. Hierunter fällt „der Verbrauch von Strom, den eine natürliche oder juristische Person im unmittelbaren räumlichen Zusammenhang mit der Stromerzeugungsanlage selbst verbraucht, wenn der Strom nicht durch ein Netz durchgeleitet wird und diese Person die Stromerzeugungsanlage selbst betreibt“ (§ 5 Nr. 12 EEG 2014). Voraussetzung hierfür ist damit zunächst die Personenidentität von Stromerzeuger und Stromverbraucher. Zudem muss ein räumlicher Zusammenhang zwischen Erzeugung und Verbrauch vorliegen und es darf nicht das Netz der allgemeinen Versorgung genutzt werden. Das Eigenversorgungsprivileg kommt damit vor allem beim PV-Eigenverbrauch in Betracht, für großtechnische Speichersysteme dürfte es dagegen kaum eine Rolle spielen.

Eine Verringerung der EEG-Umlage über die Besondere Ausgleichsregelung nach den §§ 63 ff. EEG 2014 scheidet aus, da die Stromspeicherung keiner stromkosten- bzw. handelsintensiven Branche nach Anlage 4 des EEG 2014 zuzuordnen ist, was in der Regel nur für Unternehmen des produzierenden Gewerbes nach den Abschnitten B und C der Klassifikation der Wirtschaftszweige des Statistischen Bundesamtes zutrifft.

Die Energieversorgung und damit auch die Stromerzeugung von Stromspeichern fallen jedoch unter Abschnitt D dieser Klassifikation.

8.3.4 Stromsteuer

Weiterhin ist die Stromsteuer Teil des Strompreises. Für Stromspeicher sind auch hier partiell Ausnahmen geregelt. Für Pumpspeicherkraftwerke ist eine Befreiungsmöglichkeit nach § 9 Abs. 1 Nr. 2 Stromsteuergesetz (StromStG) i.V.m. § 12 Abs. 1 Nr. 2 Stromsteuerverordnung (StromStV) gegeben. Andere Speichertechnologien werden hiervon nicht erfasst. Eine analoge Anwendung dieser Ausnahmegestaltung auf andere Stromspeicher dürfte schon mangels planwidriger Regelungslücke nicht möglich sein. Nach Ansicht der Bundesregierung können Batteriespeicher jedoch Bestandteil des Versorgungsnetzes sein, weshalb in solchen Fällen auch für diese Speichertechnologie keine Stromsteuer anfallen könnte [vgl. BT-Drs. 17/10875, S. 18 f.]. Für Elektrolyseure beim Power-to-Gas-Verfahren ist in § 9a Abs. 1 Nr. 1 StromStG zumindest die Möglichkeit eines Erlasses, einer Erstattung oder Vergütung vorgesehen. Der Gesetzgeber wollte hierüber zwar keine Stromspeicherung privilegieren, sondern das industrielle Verfahren der Elektrolyse, wie es etwa zur Gewinnung von Aluminium, Chlor oder Natronlauge eingesetzt wird. Die Regelung ist jedoch hierauf nicht beschränkt und damit auch auf die Wasserstoffelektrolyse zur Speichergasherstellung anwendbar. Neben diesen Befreiungstatbeständen gibt es noch eine Reihe weiterer Ausnahmeschriften, die im jeweiligen Einzelfall zur Anwendung kommen können, wenn der Stromspeicher nicht bereits von den genannten Befreiungstatbeständen profitiert. Dies können etwa Druckluftspeicherkraftwerke oder Batteriespeicher sein. Wird der zur Speicherung eingesetzte Strom z. B. aus einem ausschließlich mit erneuerbaren Energien gespeisten Netz bzw. einer entsprechenden Direktleitung entnommen, sieht § 9 Abs. 1 Nr. 1 StromStG eine Befreiung vor. Im Fall der Eigenversorgung kann Strom, der in Anlagen mit bis zu zwei Megawatt elektrischer Nennleistung erzeugt wird, steuerbefreit sein, soweit dieser Strom „vom Betreiber der Anlage als Eigenerzeuger im räumlichen Zusammenhang zu der Anlage zum Selbstverbrauch entnommen wird“. Darüber hinaus könnten Speicheranlagen von einer Entlastung nach § 9b StromStG profitieren, da sie Unternehmen des produzierenden Gewerbes sind. Im Übrigen ist für solche Unternehmen ein Spitzenausgleich in § 10 StromStG möglich.

8.3.5 Wasserabgaben

Neben den Kosten für den Strombezug, können insbesondere Pumpspeicherkraftwerke mit Wasserabgaben belastet sein. Erhoben werden etwa Wasserentnahmeentgelte für die wasserrechtliche Benutzung von Wasser sowie Vorteilsabschöpfungsabgaben für die mit der Benutzung verbundene wirtschaftliche Ausnutzung des öffentlichen Guts „Wasser“. Die Voraussetzungen und Ausnahmen für das Entstehen einer Wasserabgabepflicht richten sich nach dem jeweiligen Recht der Bundesländer. Letztlich ist dies eine Frage des Einzelfalls.

8.3.6 Zusammenfassende Übersicht

Rechtliche Analyse

	Pumpspeicher	Druckluft	Batterie	Elektrolyse
Befreiung EEG-Umlage für Strombezug	(+)	(+)	(+)	(+) aber nur bei Rückverstromung und Wiedereinspeisung, ggf. aber Eigenversorgungsprivileg
Verringerung EEG-Umlage für Strombezug	(-) außer bei Eigenversorgungsprivileg	(-) außer bei Eigenversorgungsprivileg	(-) außer bei Eigenversorgungsprivileg	(-) außer bei Eigenversorgungsprivileg
Befreiung Netzentgelte für Strombezug	(+) ¹ 20 Jahre lang, für ab 2009 neu errichtete Anlagen + Inbetriebnahme zw. 08/2011-07/2026 (+) ¹ 10 Jahre lang, wenn nach 4.8.2011 Erhöhung Pump-/Turbinenleistung mind. 7,5% oder Speicherkapazität mind. 5% + nachweislich netzdienliches Nutzungsverhalten ²	(+) ¹ 20 Jahre lang, für ab 2009 neu errichtete Anlagen + Inbetriebnahme zw. 08/2011-07/2026	(+) ¹ 20 Jahre lang, für ab 2009 neu errichtete Anlagen + Inbetriebnahme zw. 08/2011-07/2026	(+) ¹ 20 Jahre lang, für ab 2009 neu errichtete Anlagen + Inbetriebnahme zw. 08/2011-07/2026
Verringerung Netzentgelte für Strombezug	(+) um max. 80% wenn netzdienliches Nutzungsverhalten (atypische LV) ³	(+) um max. 80% wenn netzdienliches Nutzungsverhalten (atypische LV) ³	(+) um max. 80% wenn netzdienliches Nutzungsverhalten (atypische LV) ³	(+) um max. 80% wenn netzdienliches Nutzungsverhalten (atypische LV) ³ (+) um max. 90% wenn mind. 7.000 h + 10 GWh pro Jahr (stromintensive LV) ⁴

Tab. 8-1: Zusammenfassende Übersicht der rechtlichen Analyse

	Pumpspeicher	Druckluft	Batterie	Elektrolyse
Befreiung Netzentgelte für Gaseinspeisung				(+)
Befreiung Netzentgelte für Gasauspeisung				(-) z. B. Rückverstromungs-BHKW
Befreiung Netzentgelte für Stromeinspeisung	(+)	(+)	(+)	(+) z. B. Rückverstromungs-BHKW
Befreiung/ Verringerung KWK-Umlage für Strombezug	(+/-) (strittig) ⁵	(+/-) (strittig) ⁵	(+/-) (strittig) ⁵	(+/-) (strittig) ⁵
Befreiung/ Verringerung Konzessionsabgaben für Strombezug	(+/-) (strittig) ⁵	(+/-) (strittig) ⁵	(+/-) (strittig) ⁵	(+/-) (strittig) ⁵
Befreiung Stromsteuer für Strombezug	(+)	(-) außer: reines EE-Netz ⁶ / Eigenenerzeugung ⁷ / Räumlicher Zusammenhang ⁸ etc.	(-) außer: reines EE-Netz ⁶ / Eigenenerzeugung ⁷ / Räumlicher Zusammenhang ⁸ etc.	(-) außer: reines EE-Netz ⁶ / Eigenenerzeugung ⁷ / Räumlicher Zusammenhang ⁸ etc.
Erläss Stromsteuer für Strombezug	(-)	(-)	(-)	(+)

¹ Rechtlich nicht eindeutig geregelt ist die Behandlung von Speicherverlusten.

² § 118 Abs. 6 Satz 4 EnWG: „Die Freistellung nach Satz 2 setzt voraus, dass auf Grund vorliegender oder prognostizierter Verbrauchsdaten oder auf Grund technischer oder vertraglicher Gegebenheiten offensichtlich ist, dass der Höchstlastbeitrag der Anlage vorhersehbar erheblich von der zeitgleichen Jahreshöchstlast aller Entnahmen aus dieser Netz- oder Umspannebene abweicht“ (Hervorhebungen durch Verfasser).

³ § 19 Abs. 2 Satz 1 StromNEV: „Ist auf Grund vorliegender oder prognostizierter Verbrauchsdaten oder auf Grund technischer oder vertraglicher Gegebenheiten offensichtlich, dass der Höchstlastbeitrag eines Letztverbrauchers vorhersehbar erheblich von der zeitgleichen Jahreshöchstlast aller Entnahmen aus dieser Netz- oder Umspannebene abweicht, so haben Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen diesem Letztverbraucher in Abweichung von § 16 ein individuelles Netzentgelt anzubieten, das dem besonderen Nutzungsverhalten des Netzkunden angemessen Rechnung zu tragen hat und nicht weniger als 20 Prozent des veröffentlichten Netzentgelts betragen darf“ (Hervorhebungen durch Verfasser).

⁴ § 19 Abs. 2 Satz 2 StromNEV: „Ein individuelles Netzentgelt ist außerdem auch anzubieten, wenn die Stromabnahme aus dem Netz der allgemeinen Versorgung für den eigenen Verbrauch an einer Abnahmestelle pro Kalenderjahr sowohl die Benutzungstundenzahl von mindestens 7 000 Stunden im Jahr erreicht als auch der Stromverbrauch an dieser Abnahmestelle pro Kalenderjahr zehn Gigawattstunden übersteigt.“ (Hervorhebungen durch Verfasser).

⁵ Umstritten, ob Bestandteil des Netzentgelts und Abhängigkeit von Netzentgeltbefreiung/-verringerung.

⁶ § 9 Abs. 1 Nr. 1 StromStG. „Von der Steuer ist befreit: Strom aus erneuerbaren Energieträgern, wenn dieser aus einem ausschließlich mit Strom aus erneuerbaren Energieträgern gespeisten Netz oder einer entsprechenden Leitung entnommen wird“ (Hervorhebungen durch Verfasser).

⁷ § 9 Abs. 1 Nr.3a StromStG „Von der Steuer ist befreit: Strom, der in Anlagen mit einer elektrischen Nennleistung von bis zu zwei Megawatt erzeugt wird und vom Betreiber der Anlage als Eigenerzeuger im räumlichen Zusammenhang zu der Anlage zum Selbstverbrauch entnommen wird.“ (Hervorhebungen durch Verfasser).

⁸ § 9 Abs. 1 Nr.3b StromStG „Von der Steuer ist befreit: Strom, der in Anlagen mit einer elektrischen Nennleistung von bis zu zwei Megawatt erzeugt wird und von demjenigen, der die Anlage betreibt oder betreiben lässt, an Letztverbraucher geleistet wird, die den Strom im räumlichen Zusammenhang zu der Anlage entnehmen.“ (Hervorhebungen durch Verfasser).

8.4 Entflechtungsrechtliche Vorgaben an Stromspeicher

Vor dem Hintergrund der Entflechtungsvorschriften stellt sich die Frage, ob auch Betreiber von Stromversorgungsnetzen Speicher betreiben können. Einem solchen Geschäftsmodell können die Entflechtungsregelungen der §§ 6 ff. EnWG entgegenstehen. Mit diesen Vorschriften sollen ein möglichst effektiver Wettbewerb bei der Elektrizitätsversorgung sichergestellt und Quersubventionierungen vermieden werden. Zwar fehlen im EnWG Regelungen, die spezifisch auf Stromspeicher anwendbar sind. Dennoch ist weitgehend anerkannt, dass die bestehenden Vorschriften zum Teil auch die Stromspeicherung erfassen können [EFZN 2013]. Nach § 6 Abs. 1 Satz 2 EnWG muss die Unabhängigkeit des Netzbetriebs von anderen Tätigkeitsbereichen der Energieversorgung sichergestellt sein. Dies betrifft etwa die Bereiche Stromerzeugung und -vertrieb. Daher ist grundsätzlich davon auszugehen, dass der Betrieb von Stromspeichern durch Netzbetreiber gegen die Entflechtungsregelungen verstößt. Eine Ausnahme kommt wohl allenfalls dann in Betracht, wenn der Speicher etwa nicht am Energiemarkt gem. § 7 Abs. 1 Reservekraftwerksverordnung (ResKV) teilnimmt und gem. § 8 Abs. 4 ResKV ausschließlich als Netzreserve eingesetzt wird.

8.5 Europa- und verfassungsrechtliche Anforderungen an eine mögliche Speicherförderung

Bei der Schaffung eines möglichen Förderrahmens für Speicher sind grundsätzliche Anforderungen des europäischen Rechts zu beachten, und zwar sowohl auf primär- als auch sekundärrechtlicher Ebene, wobei letztere in Bezug auf Speicher nur schwach ausgeprägt ist: Speicher werden vor allem im Zusammenhang mit der Fortentwicklung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien genannt. So enthält die Erneuerbare-Energien-Richtlinie in ihrem Art. 16 Abs. 1 eine Aufforderung an die Mitgliedstaaten, geeignete Maßnahmen zu ergreifen, um „Übertragungs- und Verteilernetzinfrastruktur, intelligente Netze, Speicheranlagen und das Elektrizitätssystem auszubauen, um den sicheren Betrieb des Elektrizitätssystems zu ermöglichen, während der Weiterentwicklung der Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Energiequellen Rechnung getragen wird.“ Zwar zeigt sich darin, dass die Union die Verbindung zwischen Versorgungssicherheit und dem Ausbau von Speichern, insbesondere für erneuerbare Energien, aber nicht darauf beschränkt, gesehen hat, es erfolgt aus der genannten Aufforderung keine unmittelbare und zudem justiziable Rechtspflicht zum Handeln. Im Falle der Gewährung finanzieller Vorteile für die Errichtung und den Betrieb von Speichern

sind, neben den Bestimmungen über die Warenverkehrsfreiheit, insbesondere die Vorschriften des europäischen Beihilferechts zu beachten. Denn nach Art. 107 Abs. 1 des Vertrages über die Arbeitsweise der Europäischen Union (AEUV) sind Beihilfen, also staatliche Maßnahmen oder Maßnahmen unter Inanspruchnahme staatlicher Mittel, die den Begünstigten einen Vorteil gewähren und dadurch den Handel zwischen den Mitgliedstaaten beeinträchtigen sowie den Wettbewerb verfälschen oder zu verfälschen drohen, verboten. Da die Gewährleistung des Funktionierens eines einheitlichen Binnenmarktes in der Europäischen Union ein hohes Gut darstellt, kann nur aus besonderen Gründen eine Vereinbarkeit einer Beihilfe mit eben diesem angenommen werden. Der Europäischen Kommission kommt bei dieser Vereinbarkeitsprüfung eine bedeutende Rolle zu, da sie in einem umfangreichen Abwägungsvorgang alle die Beihilfe und die mit ihr verfolgten Ziele betreffenden Umstände zu berücksichtigen hat. Die Kommission veröffentlicht zum Zwecke der Rechtssicherheit sog. Leitlinien, in denen sie festlegt, welche Form und Intensität der finanziellen Förderung sie insbesondere für angemessen hält, so dass keine Überförderung droht. Ab 1. Juli 2014 werden nunmehr neue Leitlinien für Umwelt- und Energiebeihilfen der Kommission zur Anwendung kommen, die erstmalig auch Speicher adressieren, und zwar als allgemeine Energieinfrastrukturmaßnahme. Sollte eine nationale finanzielle Förderung als staatliche Beihilfe einzuschätzen sein, so würde dies bedeuten, dass eine Ausgestaltung nur unter Berücksichtigung der Bestimmungen vorgenannter Leitlinien erfolgen kann. Demnach wäre etwa zu beachten, dass die Förderung insbesondere in Form einer Investitions- und nicht einer Betriebsbeihilfe gewährt werden und nicht 100 Prozent der Kosten erreichen soll. Andernfalls wäre eine entsprechende Maßnahme nicht mit dem Binnenmarkt vereinbar und damit weiterhin verboten.

Darüber hinaus sind gewisse verfassungsrechtliche Grenzen gesetzt. Zu beachten ist insbesondere der Gleichheitssatz nach Art. 3 Abs. 1 Grundgesetz (GG). Dieser verlangt gleich gelagerte Sachverhalte auch entsprechend gleich zu behandeln. Eine Ausnahme von diesem Grundsatz – z. B. in Form einer Privilegierungsvorschrift für Stromspeicher – kommt grundsätzlich nur dann in Betracht, wenn ein sachlicher Rechtfertigungsgrund hierfür vorliegt. Darüber hinaus kann bei Förderinstrumenten gegebenenfalls auch die Berufsfreiheit der Konkurrenten nach Art. 12 Abs. 1 GG betroffen sein. Finanzierungsmechanismen über ein hoheitliches Abgabensystem (Stichwort Sonderabgaben) müssten zudem die (hohen) finanzverfassungsrechtlichen Anforderungen der Rechtsprechung erfüllen.

8.6 Überblick wichtiger Handlungsempfehlungen und Prüfungsaufträge

[Der vorliegende Überblick fasst die wichtigsten rechtlichen Handlungsempfehlungen zusammen. Die gesamte Untersuchung mit allen rechtlichen Handlungsempfehlungen wird zum Jahresende in der Reihe „Schriften zum Umweltenergierecht“ im Nomos-Verlag veröffentlicht.]

Handlungsempfehlungen zum Genehmigungsrecht

- 1) Bei Pump- und Druckluftspeicherkraftwerken sollte ein einheitlicher Zulassungstatbestand geschaffen werden. Die Rechtslage bei der Zulassung dieser Anlagen ist sehr komplex. Erforderlich ist eine Vielzahl unterschiedlicher Genehmigungen, deren Abgrenzung zueinander häufig nicht deutlich ist. Demgegenüber besteht bei Power-to-Gas-Anlagen und Batteriespeichern kein diesbezüglicher Änderungsbedarf.
- 2) Das Verhältnis von wasserrechtlicher Erlaubnis und Bewilligung zur Planfeststellung sollte in § 19 Abs. 1 WHG rechtsklarer geregelt werden. Die Regelung

weist ein hohes Maß an Rechtsunsicherheit auf. Ihre Anwendung ist unter verschiedenen Gesichtspunkten umstritten.

- 3) Es sollte geprüft werden, ob im Hinblick auf den Gewässerschutz die Ausnahmegvorschrift in § 14 Abs. 1 Nr. 3 WHG für „Ausleitungskraftwerke“ auch auf Pumpspeicherkraftwerke erweitert werden kann, um auch für das Einleiten von Wasser beim Pump- bzw. Generatorbetrieb eine Bewilligung zu ermöglichen.
- 4) Im Wasserrecht sollten – unter Beachtung der EU-Wasserrahmenrichtlinie – an mehreren Stellen gesetzgeberische Klarstellungen und Konkretisierungen vorgenommen werden, wie etwa beim Verschlechterungsverbot nach § 27 Abs. 1 Nr. 1 WHG, bei der Veränderung der physischen Gewässereigenschaften nach § 31 Abs. 2 S. 1 Nr. 1 WHG oder der Abgrenzung von Gewässern zu künstlichen Wasserspeichern nach UVPG.
- 5) Im Bergrecht sollte geprüft werden, wie die bislang nur bei wenigen Vorhaben vorgesehene Öffentlichkeitsbeteiligung ausgeweitet und verbessert werden kann. Dies könnte auch bei unterirdischen Speicherprojekten wie Druckluftspeicherkraftwerken zur Akzeptanzsteigerung beitragen.

Handlungsempfehlungen zum Energierecht

- 6) Die Gleichstellung von EE-Speichern mit EE-Anlagen durch § 5 Nr. 1 HS 2 EEG 2014 sollte aufgehoben und – bei Bedarf – durch normspezifische Speicherregelungen ersetzt werden. Anwendungsbereich und Rechtsfolge der Regelung sind im Detail unklar und umstritten. Zudem wirft die Regelung eine Reihe von – gesetzgeberisch nicht gewollten – Folgeproblemen auf.
- 7) Für die Befreiung der Zwischenspeicherung von der EEG-Umlage nach § 60 Abs. 3 EEG 2014 sollte das Erfordernis der Wiedereinspeisung in das allgemeine Versorgungsnetz aufgehoben und allein auf eine Rückverstromung abgestellt werden. Die vom Gesetzgeber befürchtete „Doppelbelastung“ setzt zwar eine Rückverstromung voraus, ist jedoch unabhängig von einer Wiedereinspeisung in das Netz der allgemeinen Versorgung gegeben.
- 8) Die Regelungen zur Netzentgeltbefreiung von Stromspeichern in § 118 Abs. 6 EnWG sollten überarbeitet werden: Die 15-jährige Inbetriebnahmefrist für die Netzentgeltbefreiung in Satz 1 sollte für Speicherprojekte mit langen Realisierungszeiten wie Pumpspeicherkraftwerke überprüft und angepasst werden. Ebenso wäre zu prüfen, ob der Zeitraum der Netzentgeltbefreiung von 20 Jahren für neue Stromspeicher und 10 Jahren für bestehende Pumpspeicherkraftwerke verlängert werden sollte.
- 9) Für alle Netzentgeltprivilegien sollte gleichermaßen das Erfordernis des netzdienlichen Nutzungsverhaltens eingeführt werden. Bislang ist die Rechtslage hier sehr uneinheitlich, etwa bei Netzentgeltbefreiungen für neue Stromspeicher nach § 118 Abs. 6 S. 1 EnWG einerseits und für bestehende Pumpspeicherkraftwerke nach § 118 Abs. 6 S. 4 EnWG andererseits.
- 10) Es sollte ausdrücklich gesetzlich klargestellt werden, ob und in welchem Umfang über das Netzentgeltsystem gewälzte Kosten bei einer Netzentgeltbefreiung für Stromspeicher entfallen.
- 11) Gesetzliche Anreize für eine nicht netzdienliche Verhaltensweise von Stromspeichern, etwa durch die Netzentgeltreduzierung für stromintensive Letztver-

braucher nach § 19 Abs. 2 S. 2 StromNEV für Power-to-Gas-Anlagen, sollten abgebaut werden.

- 12) Die Stromsteuerbefreiung nach § 9 Abs. 1 Nr. 2 StromStG i.V.m. § 12 Abs. 1 Nr. 2 StromStV muss zur Vermeidung von Ungleichbehandlungen nach Art. 3 GG über Pumpspeicherkraftwerke hinaus auf alle Stromspeicher erweitert werden, sofern bei diesen Speichern eine Rückverstromung stattfindet. Zumindest in ihrer jetzigen Ausrichtung führt die Regelung zu Wettbewerbsverzerrungen innerhalb der Speichertechnologien.
- 13) Redaktionelle Versehen des Gesetzgebers im Speicherrecht sollten aus Gründen der Rechtsklarheit korrigiert werden. Dies betrifft etwa den Verweis in § 118 Abs. 6 S. 7 EnWG auf Satz 2 wie auch den Verweis in 60 Abs. 3 EEG 2014 auf den Absatz 2.
- 14) Eine Herausnahme von Stromspeichern aus dem gesetzlichen Letztverbraucherbegriff wird nicht empfohlen, stattdessen sollte – bei Bedarf – weiterhin mit normspezifischen Speicherregelungen gearbeitet werden. Dadurch bleibt die gesetzgeberische Steuerungsmöglichkeit gewahrt. Zudem wird verhindert, dass Stromspeicher aus einer Vielzahl Letztverbraucher-Privilegierungen herausfallen.
- 15) Eine *gesetzliche* Definition des Stromspeichers wird nicht empfohlen. Die Rechtslage sollte angesichts der bestehenden tatsächlichen Unsicherheiten über den zukünftigen Speicherbedarf sowie die regulatorischen und marktlichen Rahmenbedingungen der künftigen Elektrizitätsversorgung möglichst entwicklungs offen gehalten werden. Zudem besteht hinsichtlich der rechtlichen Einordnung als Letztverbraucher keine Rechtsunsicherheit.
- 16) Im Allgemeinen sollte das Speicherrecht sukzessive zu einem Flexibilitätenrecht weiterentwickelt werden. Im Hinblick auf das künftige Markt- und Systemdesign der Energieversorgung sollte der Gesetzgeber anstelle von speicherspezifischen Regelungen besser Regelungen für alle Flexibilitätsoptionen gleichermaßen schaffen, die – ohne bestimmte Technologien zu Lasten anderer zu bevorzugen – allen Flexibilitätsoptionen Entwicklungschancen bietet, sei es im Bedarfsfall mit einer technologiespezifischen Unterstützung.

8.7 Rechtlicher Ausblick

Ein „Speichergesetz“ wird im jetzigen Stadium nicht empfohlen. Eine nicht gewollte Fehlsteuerung durch Unwissenheit und Vorfestlegung sollte ebenso vermieden werden wie die Gefahr, dass Speicher als unflexible „Grundlast-Speicher“ eingesetzt werden und nicht als flexible Antwort auf die fluktuierenden Energiequellen [Müller 2012]. Der künftige regulatorische und marktliche Rahmen der Elektrizitätsversorgung ist von vielen tatsächlichen Ungewissheiten geprägt. Es braucht daher „lernfähiges“ Recht, das eine gewisse Flexibilität bietet, verschiedene Entwicklungspfade erlaubt und eine konkrete Erprobung ermöglicht, um ausreichend Perspektive und Planungssicherheit für die Entwicklung jeglicher Flexibilitätslösungen zu bieten. Hierzu können z. B. Experimentierklauseln dienen.

Im Rahmen der Arbeiten zum Projekt *Roadmap Speicher* wurde der Bedarf an Stromspeichern bei fortschreitendem Ausbau von Erzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energien untersucht. Die Ergebnisse zeigen, dass Flexibilität im zukünftigen Stromversorgungssystem eine zentrale Rolle spielt. Die Ergebnisse zeigen aber auch, dass bei Einsatz alternativer Flexibilitätsoptionen große Anteile der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien integriert werden können, ohne dass ein Zubau von zusätzlichen Stromspeichern erforderlich wird. Das Erreichen der mittelfristigen Ziele der Energiewende hängt daher nicht unmittelbar vom Ausbau zusätzlicher Stromspeicher ab. Der dynamische Ausbau der in hohem Potenzial verfügbaren, dargebotsabhängigen Erzeugungsanlagen auf Basis von Wind- und Sonnenenergie kann daher weiter verfolgt werden.

Die Frage wann und in welchem Umfang Stromspeicher bei fortschreitendem Ausbau der EE erforderlich werden, ist bedingt durch die Ausgestaltung des zukünftigen Energieversorgungssystems. Dabei ist die Struktur des Erzeugungssystems, wie der EE-Mix und die Flexibilisierung der KWK, von ebenso großer Bedeutung wie der Ausbau der Übertragungsnetze oder die aktive Einbindung von Verbrauchern. Eine unzureichende Umsetzung dieser Flexibilitätsmaßnahmen kann zu einem größeren Speicherbedarf führen. Zudem geht dies mit weiteren, notwendigen Maßnahmen im Energieversorgungssystem (bspw. Behebung von Engpasssituationen im Übertragungsnetz, Abregelung von Einspeisungen aus EE) einher. Weiter wird deutlich, dass eine frühzeitigere Umsetzung anderer Flexibilitätsoptionen im Stromversorgungssystem in einem späteren Bedarf an Stromspeichern resultiert.

Langfristig kann bei größeren Anteilen flexibler erneuerbarer Erzeugung (wie aus solarthermischen Kraftwerken oder Biogas-Anlagen) auch bei hohen EE-Anteilen an der Stromerzeugung (von über 80% in Europa und ca. 90% in Deutschland) und unter einer hohen Flexibilität der Nachfrage der notwendige Ausgleich weitgehend ohne zusätzliche Stromspeicher gedeckt werden. Wenn sich langfristig hohe Anteile dargebotsabhängiger EE anstelle flexibler oder grundlastfähiger EE-Erzeugung mit höheren Stromgestehungskosten (Solarthermische Kraftwerke, Biomasse, Geothermie) durchsetzen, kann dies zu einem höheren Speicherbedarf führen. Die erforderliche zusätzliche Speicherleistung ist aber im Verhältnis zur installierten PV- und Windleistung relativ gering und stellt keinen entscheidenden Kostenfaktor für den EE-Ausbau dar.

Grundsätzlich zeigt sich in allen betrachteten Bandbreiten möglicher Entwicklungspfade ein geringer Anteil an erforderlicher abgeregelter EE-Erzeugung mit ca. 0,6-1,3% in Deutschland. Das europäische Stromversorgungssystem weist damit grundsätzlich eine hohe Flexibilität zur Integration dargebotsabhängiger EE auf.

Neben dem EE-Mix bestimmen weitere Schlüsselfaktoren den zukünftigen Speicherbedarf. Dazu gehören die Umsetzung von Lastmanagement, die Flexibilisierung der Kraft-Wärme-Kopplung, der Einsatz von Power-to-Heat und der innerdeutsche Ausbau des Übertragungsnetzes. Sollte in diesem Szenario zukünftig auf die flexible Einbindung von neuen Verbrauchern wie Elektrofahrzeugen, Wärmepumpen und Klimatisierung im Lastmanagement verzichtet werden, wird sich ein Speicherbedarf zur Bereitstellung von Flexibilität ergeben. Die benötigten Speicherzeiten für Kurzzeitspeicher liegen im Bereich von 2-4 Stunden. Für ein Szenario mit einem Mix aus dargebotabhängigen und steuerbaren EE resultiert ohne Lastmanagement ein Ausbaupotenzial von 13 GW zusätzlichen Speichern in Deutschland. Ohne Lastmanagement liegen die benötigten Speicherzeiten für Kurzzeitspeicher dagegen im Bereich von 4-6 Stunden. In einem

Szenario mit hoher PV-Durchdringung (ca. 32% des EE-Anteils in Europa) ergibt sich mit Erschließung des Lastmanagements ein Zubau an Kurzzeitspeichern in Deutschland von insgesamt 5,5 GW Kurzzeitspeichern für Deutschland.

Der Ausbau des Übertragungsnetzes ist erforderlich, um die Ziele der Energiewende zu erreichen. Anderenfalls kann es zu großen Engpässen im Übertragungsnetz innerhalb Deutschlands und hohen damit verbundenen gesamtwirtschaftlichen Kosten kommen. Der angenommene mittelfristige europäische Netzausbau hat sich auch bei höheren EE-Anteilen als weitgehend ausreichend dimensioniert erwiesen. In der optimierten langfristigen Ausbauplanung erfolgte zudem in nur sehr geringem Umfang ein weiterer Ausbau der Übertragungskapazitäten in Europa.

Aufgrund der Beschränkung auf den Stromsektor, hoher Investitionskosten sowie des geringen Wirkungsgrads konnte bei dem unterstellten Szenariorahmen für Power-to-Gas keine Wirtschaftlichkeit aufgezeigt werden. Bei hohen EE-Anteilen über 90% werden jedoch Langzeitspeicher erforderlich sein, um auch saisonale Schwankungen auszugleichen zu können. Des Weiteren können Power-to-Gas-Anlagen bei Nutzung des Gasnetzes – wie im Rahmen dieses Projektes aufgezeigt – für eine räumliche Entkopplung von Stromerzeugung und –verbrauch sorgen. Um im Rahmen der Energiewende ebenfalls fossile Energieträger in der Industrie oder im Verkehrs- und Wärmesektor substituieren zu können, ist langfristig zusätzlich ein Ersatz durch chemische Energieträger denkbar. Für diese Anwendungen stellt die Power-to-Gas Technologie eine mögliche Option dar.

Für das Stromversorgungssystem resultieren aus dem Prognosefehler der Wind- und PV-Einspeisung zusätzliche Flexibilitätsanforderungen in Form eines steigenden Regelleistungsbedarfs und Intraday-Ausgleichsbedarfs. Wenn diese Effekte berücksichtigt werden, resultiert in Simulationsrechnungen ein höherer, wenn auch beschränkter zusätzlicher Speicherbedarf. Zukünftig werden ebenso die Anforderungen an die Bereitstellung von Systemdienstleistungen im Energieversorgungssystem steigen. Speicher können hierzu einen nennenswerten Beitrag (Schwarzstartfähigkeit, Frequenzstützung, Blindleistung etc.) leisten. Insbesondere im begrenzten Markt für Primärregelleistung (PRL) stellen Batteriespeicher mit einem niedrigen Verhältnis von Kapazität zu Leistung und einer hohen Zyklenfestigkeit eine effiziente und wirtschaftliche Technologie dar. Es ist jedoch aufgrund der geringen Marktgröße von einer Rückwirkung auf die PRL-Preise durch den Speicherausbau auszugehen. Darüber hinaus können Stromspeicher eine Ergänzung für ein Erzeugungsportfolio sein, um bspw. Flexibilitäts- und Ausgleichspotenziale im Bilanzkreis zu schaffen und sich so betriebswirtschaftlich zu optimieren. Gesamtwirtschaftlich bieten Stromspeicher dabei im marktwirtschaftlichen Umfeld eine Möglichkeit zur Beschränkung des Risikos, d. h. bleibt die weitere Entwicklung der anderen Flexibilitäten zurück, können Stromspeicher die mittel- bis langfristige Lücke füllen.

Eine wichtige Voraussetzung für die zukünftige Wirtschaftlichkeit der Stromspeicher ist die erforderliche Kostendegression. Hierzu sind konkrete Strategien und Maßnahmen zur Einführung der Technologien gegebenenfalls durch eine politische Begleitung zu schaffen.

Der bestehende Rechtsrahmen für Errichtung und Betrieb von Stromspeichern stellt sich insgesamt als eher punktuell und teilweise uneinheitlich und damit ggf. wettbewerbsverzerrend dar – auch und insbesondere gegenüber anderen Flexibilitätsoptionen, aber auch innerhalb der verschiedenen Speichertechnologien. Die genehmigungsrechtliche Situation hängt stark von der jeweiligen Speichertechnologie ab. Der Gesetzgeber hat bereits eine Vielzahl von Fördermechanismen für Stromspeicher geschaffen und rechtliche Hemmnisse abgebaut. Eine Förderung für Speicher nach dem Vorbild des EEG bietet sich hierfür jedoch nicht an. Bei alledem sollte auch kein eigenes „Speichergesetz“

erarbeitet werden, wie es teilweise gefordert wird. Vielmehr erscheint allenfalls eine Einbettung des Rechts für Speicher in die jeweils spezifischen Regelungen sinnvoller, weil derzeit noch viele Unsicherheiten über den zukünftigen Speicherbedarf sowie die regulatorischen und marktlichen Rahmenbedingungen der künftigen Elektrizitätsversorgung bestehen.

.....
Fazit
.....

Um dennoch die notwendigen Erfahrungen zu sammeln und Wissenslücken zu schließen, sollte der künftige Rechtsrahmen eine gewisse Flexibilität bieten, verschiedene Entwicklungspfade erlauben und eine konkrete Erprobung neuer Technologien ermöglichen. Dies sollte ausreichend Perspektive und Planungssicherheit für die Entwicklung von Speicherlösungen bieten, aber auch für jegliche andere Flexibilitätsoptionen.

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass die Untersuchungen und Simulationen im Rahmen des Forschungsprojektes Roadmap Speicher zu dem Ergebnis kommen, dass es keinen unmittelbaren Handlungsbedarf in Bezug auf den *derzeitigen* Bedarf an zusätzlichen Stromspeichern gibt. *Zukünftig* jedoch, hängt dieser von den bereits beschriebenen Einflussfaktoren ab. Soll langfristig eine nachhaltige und sichere Integration von erneuerbaren Energien erfolgen und sich deren Anteil an der Stromerzeugung stetig erhöhen, so werden Speicher einen Beitrag zur Energiewende leisten müssen. Dafür sind bereits jetzt die Voraussetzungen durch kontinuierliche Forschung und einen flexiblen sowie „lernfähigen“ Rechtsrahmen zu schaffen. Nur wenn Lernkurven durchschritten und Kostendegressionen erreicht werden, kann langfristig eine stabile, sichere und kostengünstige Stromversorgung gewährleistet werden.

Literaturverzeichnis

- [AGEE-Stat 2013] Erneuerbare Energien im Jahr 2013. Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien – Statistik. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), 2014.
- [Agora 2014] Agora Energiewende: Power-to-Heat zur Integration von ansonsten abgeregeltem Strom aus Erneuerbaren Energien. Studie vom Fraunhofer IWES, Stiftung Umweltenergierecht und Fraunhofer IFAM im Auftrag der Agora Energiewende, Berlin 2014.
- [Ainslie 1988] Ainslie, J.: Calculating the flow field in the wake of wind turbines. *Journal of Wind Engineering and industrial Aerodynamics*, 27, S. 213-224, 1988.
- [Baldauf et al. 2011] Baldauf, M.; Seifert, A.; Förstner, J.; Majewski, D.; Raschendorfer, M. and Reinhardt, T.: Operational Convective-Scale Numerical Weather Prediction with the COSMO Model: Description and Sensitivities. *Mon. Wea. Rev.*, 139, 3887-3905, Dezember 2011.
- [Beyer et al. 2004] Beyer, H. G.; Heilscher, G.; Bofinger, S.: A robust model for the MPP performance of different types of PV-modules applied for the performance check of grid connected systems. EUROSUN 2004 (ISES Europe Solar Congress), Freiburg 2004.
- [BGH 2010] Bundesgerichtshof, *Neue Zeitschrift für Verwaltungsrecht - Rechtsprechungs-Report (NVwZ-RR) 2010*, S. 431-433.
- [Blanc et al. 2011] Blanc, P.; Gschwind, B.; Lefèvre, M.; Wald, L.: The HelioClim project: Surface solar irradiance data for climate applications. *Remote Sensing*, 3, 343-361, 2011.
- [BNetzA 2013] BNetzA, Beschluss vom 11.12.2013 – BK4-13-739.
- [Breuer et al. 2011] Breuer, C. et al.: Technical and Economic Comparison of National and Joint Cross-Border Curative Congestion Management Application. In: *Proceedings of the Conference on European Energy Markets (EEM11) 2011*. Zagreb, Kroatien.
- [BUND 2010] Bundesregierung. *Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung*. September 2010.
- [Bund 2012] Deutscher Bundestag: *Verordnung über Vereinbarung zu abschaltbaren Lasten*, Drucksache 17/11671, 2012.
- [BVerfG 1984] *Bundesverfassungsrecht, Neue Juristische Wochenschrift (NJW) 1984*, S. 1872-1873.
- [BVerwG 2005] Bundesverwaltungsgericht, *Neue Zeitschrift für Verwaltungsrecht - Rechtsprechungs-Report (NVwZ-RR) 2005*, S. 739-740.
- [BWE 2011] Bundesverband Windenergie e.V.: *Potenzial der Windenergienutzung an Land*. Studie des Fraunhofer IWES im Auftrag des BWE, 2011.
- [Consentec/ Haubrich 2008] Consentec/ Haubrich, H.J.; *Gutachten zur Höhe des Regelenergiebedarfs*. Gutachten im Auftrag der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, 2008.
- [CORINE 2010] European Environment Agency: *European land cover in 2006, main land-cover categories of Europe*. Version vom 29. November 2010.

- [Czychowski et al. 2010] Czychowski, M.; Reinhardt, M.: Wasserhaushaltsgesetz (WHG), 2. Auflage, München 2010.
- [dena 2010] EWI, IWES, Amprion, EnBW Transportnetze, Tennet, 50Hertz: dena-Netzstudie II – Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015-2020 mit Ausblick 2025, Deutsche Energieagentur, 2010.
- [Deutsche ÜNB 2012] 50Hertz, TenneT TSO, Amprion, TransnetBW: Netzentwicklungsplan 2012.
- [Deutsche ÜNB 2013] 50Hertz, TenneT TSO, Amprion, TransnetBW: Netzentwicklungsplan 2013.
- [Drees et al. 2012] Drees, T.; Pape, C.; Breuer, C.; Gerhardt, N.; Sterner, M.; Moser, A.: Mittelfristiger Speicherbedarf und geeignete Standorte im Übertragungsnetz, VDE-Kongress 2012, Stuttgart, Deutschland, 05.11.-06.11.2012.
- [Eder et al. 2012] Eder, J.; Sösemann, F.: Die Festlegung der BNetzA zur § 19 StromNEV-Umlage – Hintergrund, Inhalt und rechtliche Einschätzung; Infrastrukturrecht (IR) 2012, S. 77-81.
- [EEG 2014] Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG 2014). Ausfertigungsdatum: 21.7.2014.
- [EFZN 2011] Energie-Forschungszentrum Niedersachsen, EFZN. Studie – Windenergiespeicherung durch Nachnutzung stillgelegter Bergwerke. Abschlussbericht, 2011.
- [EFZN 2013] Energie-Forschungszentrum Niedersachsen, EFZN. Studie – Eignung von Speichertechnologien zum Erhalt der Systemsicherheit, 2013.
- [Eickmann et al. 2013] Eickmann, J.; Drees, T.; Sprey, J.; Moser, A.: Optimizing Storage for Transmission System Operation; 8th International Renewable Energy Storage Conference and Exhibition (IRES 2013), Berlin, Deutschland, 18.11.-20.11.2013.
- [Elberg et al. 2012] Elberg, C., PD Dr. Growitsch, C., Prof. Dr. Höffler, F., Richter, J., EWI: Untersuchungen zu einem zukünftigen Strommarktdesign, im Auftrag des BMWi, März 2012.
- [ENTSO-E 2012] European Network of Transmission System Operators for Electricity, ENTSO-E: Ten-Year Network Development Plan 2012.
- [ENTSO-E Consumption Data] European Network of Transmission System Operators for Electricity, ENTSO-E. Data Portal, Consumption Data.
- [Frenz et al. 2011] Frenz, W.; Müggenborg, H.-J.: Bundesnaturschutzgesetz (BNatSchG), 2011.
- [Fuchs et al. 2012] Fuchs, G.; Lunz, B.; Leuthold, M.; Sauer, D.-U.: Technology Overview on Electricity Storage. ISEA, Aachen, Juni 2012.
- [Hermes et al. 2009] Hermes, R.; Ringelband, T.; Prousch, S.; Haubrich, H.-J.: Netzmodelle auf öffentlich zugänglicher Datenbasis. Energiewirtschaftliche Tagesfragen, Band 59 (2009), Heft 1/2, S. 76-78.
- [HPI 2011] Hydroprojekt Ingenieurgesellschaft mbH: Pumpspeicherkataster Thüringen. Ergebnisse einer Potenzialanalyse 2011.
- [HPI 2012] Hydroprojekt Ingenieurgesellschaft mbH: Potentialstudie zu Pumpspeicherstandorten in Baden-Württemberg 2012.
- [Kasper 2013] Kasper, U.: Modelle zur Unterstützung von Handelsentscheidungen an Märkten für Fahrplanenergie und Reserve. Dissertation RWTH Aachen, Aachen

- ner Beiträge zur Energieversorgung, Band 145, 2013, print production Verlag, Deutschland.
- [Klucher 1979] Klucher, T. M.: Evaluation of models to predict insolation on tilted surfaces. *Solar Energy*, (23), S. 111-114, 1979.
- [Kombikraftwerk 2 2014] Knorr K. et al.: Kombikraftwerk 2. Fraunhofer IWES, Siemens AG, IEH Universität Hannover, Cube Engineering GmbH, 2014.
- [MID 2002] Mobilität in Deutschland 2002. Ergebnisbericht. Infas Institut für angewandte Sozialwissenschaft GmbH, Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (DIW), Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Verkehr, Bau- und Wohnungswesen. Bonn, Berlin, 2002.
- [MID 2010] Mobilität in Deutschland 2008 – Ergebnisbericht: Struktur – Aufkommen – Emissionen – Trends. Infas Institut für angewandte Sozialwissenschaft GmbH, Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (DIW), Institut für Verkehrsforschung des Deutschen Zentrums für Luft- und Raumfahrt (DLR), Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Verkehr, Bau- und Wohnungswesen. Bonn, Berlin, 2010.
- [Mirbach 2009] Mirbach, T.: Marktsimulationsverfahren zur Untersuchung der Preisentwicklung im europäischen Strommarkt. Dissertation RWTH Aachen, Aachener Beiträge zur Energieversorgung, Band 128, 2009, Klingenberg Verlag, Deutschland.
- [Müller 2012] Müller, T.: Zur Speicherförderung aus rechtswissenschaftlicher Sicht, *Solarzeitalter (SZ)* 3/2012, S. 56-61.
- [Nitsch et al. 2010] Nitsch, J. et al. – DLR, IWES, IfnE: Leitstudie 2010 - Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. 2010, Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU), Berlin, Deutschland.
- [Nitsch et al. 2012] Nitsch, J. et al. – DLR, IWES, IfnE: Leitstudie 2011 - Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. 2012, Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU), Berlin, Deutschland.
- [Nørgård & Holttinen 2004] A Multi-Turbine Power Curve Approach. Contribution to the Nordic Wind Power Conference 2004. Göteborg, 2004.
- [NREAP 2010] Nationale Aktionspläne für erneuerbare Energie entsprechend der EU-Richtlinie 2009/28/EG, Artikel 4.
- [Oehsen 2012] von Oehsen, A.: Entwicklung und Anwendung einer Kraftwerks- und Speichereinsatzoptimierung für die Untersuchung von Energieversorgungsszenarien mit hohem Anteil erneuerbarer Energien in Deutschland. Dissertation, 2012; <http://d-nb.info/1038379601/34> (letzter Zugriff 07.08.2014).
- [Orgill & Hollands 1977] Orgill, J. F.; Hollands, K. G. T.: Correlation equation for hourly diffuse radiation on a horizontal surface. *Solar Energy*, Vol. 19(4), S. 357-359, 1977.
- [Paulus & Borggreffe 2011] Paulus, M.; Borggreffe, F.: The potential of demand-side management in energy-intensive industries for electricity markets in Germany, *Applied Energy* 88, S. 432-441, 2011.
- [PV-Wert 2008] Bofinger, S.; Degner, T.; Glotzbach, T.; Saint-Drenan Y.-S.; Braun M.; Erge, T.: Rolle der Solarstromerzeugung in zukünftigen Energieversorgungssys-

temen – Welche Wertigkeit hat Solarstrom? Studie im Auftrag des Bundesumweltministeriums, 2008.

- [Reinhold et al. 2011] Reinhold, K.; Müller, C.; Riesenberger, C.: Informationssystem Speichergesteine für den Standort Deutschland – Synthese. Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, Berlin/Hannover, 2011.
- [Reuter 2013] Reuter, S.: Rechtsfragen bei der Zulassung von Pumpspeicherkraftwerken, Zeitschrift für Umweltrecht (ZUR) 2013, S. 458-467.
- [RivDIS 1998] Vörösmarty, C.J.; Fekete, B.; Tucker, B.A.: River Discharge Database, Version 1.1 (RivDIS v1.0 supplement). Institute for the Study of Earth, Oceans, and Space / University of New Hampshire, Durham NH (USA), 1998.
- [Roggenbau 1999] Roggenbau, M.: Kooperation der Übertragungsnetzbetreiber zur Minutenreservehaltung in elektrischen Verbundsystemen, Bd. 57, Aachener Beiträge zur Energieversorgung, Hrsg., Aachen, 1999.
- [Sailer 2011] Sailer, F.: Die Speicherung von Elektrizität im Erneuerbare-Energien-Gesetz, Zeitschrift für Neues Energierecht (ZNER) 2011, S. 249-253.
- [Sailer 2012a] Sailer, F.: Das Recht der Energiespeicherung am Beispiel von Elektrizität, Thorsten, M. (Hrsg.), 20 Jahre Recht der Erneuerbaren Energien, Baden-Baden 2012, S. 777-811.
- [Sailer 2012b] Sailer, F.: Das Recht der Energiespeicherung nach der Energiewende – die neuen Regelungen zur Stromspeicherung im EnWG und EEG, Zeitschrift für Neues Energierecht (ZNER) 2012, S. 153-162.
- [Schäfer et al. 2014] Schäfer, A.; Baumann, C.; Moser, A.: Fundamental basierte Bestimmung von Preisindikatoren zukünftiger Reserveprodukte. Energiewirtschaftliche Tagesfragen, Band 64, Heft 4, 2014.
- [Schmidt & Sauer 1996] Schmidt, H.; Sauer, D. U.: Wechselrichter-Wirkungsgrade. Sonnenenergie 4, S. 43-47, Berlin, 1996.
- [SoDa 2013] Solar Radiation Data. Einstrahlungsdaten, Paris. www.soda-is.com.
- [UBA 2010] Klaus, T. et al.: Energieziel 2050: 100% Strom aus erneuerbaren Quellen. Studie des Umweltbundesamts mit Modellierungen des Fraunhofer IWES, 2010.
- [VDE 2012] ETG: VDE-Studie „Demand Side Integration - Lastverschiebungspotenziale in Deutschland“, Energietechnische Gesellschaft im Verband der Elektrotechnik, 2012.
- [Wagner & Rindelhardt 2007] Wagner, E.; Rindelhardt, U.: Stromgewinnung aus regenerativer Wasserkraft in Deutschland – Überblick. VWEW Energieverlag GmbH, ew das Magazin für die Energiewirtschaft, Frankfurt am Main, 25-26, S. 52-57, 2007.
- [Witzenhausen et al. 2013] Witzenhausen, A.; Drees, T.; Breuer, C.; vom Stein, D.; Moser, A.: Wirtschaftlichkeit unterschiedlicher Speichertechnologien im mittelfristigen Zeitbereich. Internationaler ETG-Kongress 2013, Berlin, Deutschland, 05.11.-06.11.2013.
- [ZfES 2012] Hartmann, N.; Eltrop, L.; Bauer, N.; Salzer, J.; Schwarz, S.; Schmidt, Maike: Stromspeicherpotenziale für Deutschland. Zentrum für Energieforschung Stuttgart, 2012.

Anhang

Tab. 0-1: Annahmen zur Entwicklung des Stromverbrauchs

(TWh/Jahr)	Jahr	AT	BE	CH	CZ	DE	DK	ES	FI	FR	GB	HU	IE	IT	LU	NL	NO	PL	PT	SE	SI	SK
Netto-Basisstromverbrauch	2012	68,3	90,2	65,7	63,7	565,1	35,6	260,6	87,5	513,3	344,9	39,0	27,0	330,5	6,7	116,5	139,8	143,6	52,2	147,1	12,2	26,6
	2020	75,6	97,7	68,2	63,7	524,1	36,2	307,9	97,2	511,9	310,9	44,4	31,6	363,7	8,0	130	136,2	172,9	58,6	152,3	16,4	31,1
	2030	73,2	95,2	67,3	63,7	472,8	36,2	299,6	88,3	467,7	316,2	41,6	31,2	330,5	8,7	121,6	126,0	163,1	57,5	149,2	15,0	29,2
	2050	68,3	90,2	65,7	63,7	427,3	36,2	283,0	70,4	379,3	326,9	35,8	30,6	264,3	9,3	104,9	105,8	143,6	55,3	143,0	12,2	25,5
Zusätzlich Elektromobilität	2012	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	2020	0,4	0,5	0,4	0,3	3,4	0,2	1,6	0,3	2,8	2,6	0,2	0,2	2,8	0,0	0,7	0,2	1,2	0,4	0,4	0,1	0,1
	2030	1,5	2,0	1,4	1,3	16,6	0,8	7,2	1,0	11,9	11,2	0,9	0,8	11,1	0,1	2,9	0,8	4,8	1,8	1,6	0,3	0,5
	2050	3,0	4,3	2,8	2,5	43,6	1,7	16,9	2,2	26,2	25,5	1,7	1,7	21,2	0,3	6,3	1,8	9,5	4,3	3,4	0,6	0,9
Zusätzlich el. Wärmepumpen	2012	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	2020	0,7	0,9	0,7	0,9	7,1	0,7	1,8	0,7	5,2	7,1	0,8	0,5	2,8	0,0	1,5	0,6	3,3	0,4	1,1	0,1	0,5
	2030	1,1	1,4	1,1	1,4	11,3	1,1	2,9	1,3	8,3	11,3	1,3	0,8	4,4	0,1	2,3	0,9	5,2	0,7	1,8	0,1	0,7
	2050	2,9	3,8	2,8	3,7	30	2,9	7,6	2,8	22,1	29,9	3,5	2,2	11,6	0,2	6,2	2,5	13,9	1,8	4,8	0,4	1,9
Zusätzlich Klimatisierung	2012	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	2020	0,3	0,2	0,2	0,3	2	0,1	4,7	0,2	2,4	0,74	0,7	0,0	5,9	0,0	0,2	0,0	1,2	0,7	0,2	0,1	0,2
	2030	0,5	0,3	0,4	0,6	4	0,1	9,0	0,3	4,6	1,5	1,4	0,0	11,4	0,0	0,5	0,1	2,3	1,3	0,4	0,2	0,5
	2050	1,2	0,9	0,9	1,5	10	0,4	19,2	0,8	10,9	4,1	3,2	0,1	24,8	0,1	1,2	0,2	5,7	2,9	1,0	0,5	1,1
Stromverbrauch gesamt	2012	68,3	90,2	65,7	63,7	565,1	35,6	260,6	87,5	513,3	344,9	39,0	27,0	330,5	6,7	116,5	129,8	143,6	52,2	147,1	12,2	26,6
	2020	76,9	99,2	39,4	65,1	536,6	37,1	316,0	98,3	522,3	321,4	46,2	32,3	375,1	8,1	132,3	137,0	178,5	60,1	154,0	16,7	31,9
	2030	76,3	98,9	70,2	66,9	504,7	38,2	318,7	90,7	492,6	340,2	45,1	32,9	357,4	8,9	127,3	127,9	175,4	61,3	153,0	15,7	30,9
	2050	75,5	99,2	72,3	71,4	510,9	41,2	326,7	76,2	438,5	386,4	44,2	34,6	321,9	9,7	118,6	110,3	172,6	64,3	152,2	13,7	29,4

Tab. 0-2: Installierte Leistungen der erneuerbaren Energien

47%/26% (GW)	AT	BE	CH	CZ	DE	DK	ES	FI	FR	GB	HU	IE	IT	LU	NL	NO	PL	PT	SE	SI	SK
Wind onshore	2,0	2,5	0,0	0,9	45,0*	3,9	28,5	1,8	25,0	19,0	0,5	2,9	16,8	0,0	3,5	1,0	5,6	6,8	4,4	0,1	0,2
Wind offshore	0,0	0,5	0,0	0,0	8,0*	1,8	1,5	1,1	4,0	7,6	0,0	0,2	0,8	0,0	1,8	0,0	0,5	0,2	0,2	0,0	0,0
PV	1,0	3,0	0,7	3,0	53,5	0,2	8,4	0,3	8,0	2,7	0,3	0,2	18,0	0,1	0,8	0,3	0,6	2,0	0,0	0,2	1,0
Speicher	3,5	0,0	12,2	1,0	0,0	0,0	11,6	0,0	15,2	2,5	0,0	0,3	9,9	0,0	0,1	30,4	0,9	3,2	16,4	0,2	0,0
Pumpspeicher	4,2	1,3	3,7	1,1	8,3	0,0	7,0	0,0	5,9	1,7	0,2	0,0	7,1	1,3	0,0	3,4	1,4	1,0	0,0	0,0	1,8
Laufwasser	4,4	0,1	3,7	0,2	4,7	0,0	3,4	3,3	7,3	0,7	0,1	0,3	4,6	0,0	0,0	0,0	0,4	2,8	0,0	0,9	0,9
Biomasse	1,0	2,0	0,5	0,6	8,1	0,6	2,5	2,3	4,7	2,5	0,5	0,4	3,0	0,0	1,3	0,4	2,1	1,0	2,6	0,2	0,3
Geothermie	0,1	0,0	0,0	0,0	0,3	0,0	0,3	0,0	0,2	0,0	0,2	0,0	0,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0
Solarth. KW	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,7	0,0	0,0	0,0

*) Angaben für Variante *Wind-*; Variante *Wind+*: 55 GW Wind onshore, 10 GW Wind offshore

69%/37% (GW)	AT	BE	CH	CZ	DE	DK	ES	FI	FR	GB	HU	IE	IT	LU	NL	NO	PL	PT	SE	SI	SK
Wind onshore	4,0	5,3	0,0	1,3	60,0	4,3	40,6	2,0	29,0	20,8	0,7	3,6	22,7	0,0	6,0	1,0	13,9	9,0	8,9	0,1	0,2
Wind offshore	0,0	1,0	0,0	0,0	25,0	2,0	3,0	1,4	8,0	13,2	0,0	0,4	1,4	0,0	5,4	0,8	1,9	0,5	1,7	0,0	0,0
PV	3,0	5,0	2,3	5,0	59,3	0,8	20,0	1,0	17,7	4,7	0,9	0,6	25,6	0,5	2,5	0,8	4,7	5,0	0,1	0,5	2,3
Speicher	3,6	0,0	12,2	1,0	0,0	0,0	12,1	0,0	16,0	2,5	0,0	0,3	10,4	0,0	0,1	31,1	0,9	4,2	17,2	0,4	0,0
Pumpspeicher	4,3	1,3	3,7	1,1	8,3	0,0	7,5	0,0	6,7	1,7	0,4	0,0	7,1	1,3	0,0	4,0	1,4	2,0	0,0	0,0	1,8
Laufwasser	4,4	0,1	3,7	0,2	4,9	0,0	3,4	3,4	7,3	0,7	0,1	0,3	4,6	0,0	0,0	0,0	0,4	2,8	0,0	0,9	0,9
Biomasse	1,6	2,2	0,7	1,0	8,8	0,8	4,0	2,7	7,5	3,5	0,8	0,6	4,9	0,1	1,6	0,6	3,5	1,3	4,2	0,3	0,5
Geothermie	0,2	0,0	0,0	0,0	1,0	0,0	1,1	0,0	0,7	0,0	0,8	0,0	1,7	0,0	0,1	0,0	0,1	0,3	0,1	0,0	0,2
Solarth. KW	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	3,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,7	0,0							

Installierte Leistungen der erneuerbaren Energien (Fortsetzung)

88%/82% Szenario A (GW)	AT	BE	CH	CZ	DE	DK	ES	FI	FR	GB	HU	IE	IT	LU	NL	NO	PL	PT	SE	SI	SK
Wind onshore	7,0	6,0	0,1	2,8	65,0	4,3	44,1	2,1	44,5	21,0	0,8	5,2	40,1	0,1	6,0	2,1	25,9	12,0	15,9	0,1	0,5
Wind offshore	0,0	2,0	0,0	0,0	32,0	2,8	5,0	4,5	15,3	32,6	0,0	1,0	3,9	0,0	8,3	1,5	6,3	2,0	5,2	0,0	0,0
PV	7,3	7,0	10,9	7,0	67,2	1,5	40,0	4,3	23,8	24,0	1,7	3,2	29,0	2,3	12,9	3,5	15,5	10,0	0,2	0,9	7,7
Speicher	3,9	0,0	12,2	1,1	0,0	0,0	13,1	0,0	16,0	2,5	0,0	0,3	11,5	0,0	0,1	31,1	0,9	4,7	17,8	0,6	0,0
Pumpspeicher	4,5	1,3	3,7	1,1	8,9	0,0	8,5	0,0	6,7	1,7	0,7	0,0	7,1	1,3	0,0	4,0	1,7	2,5	0,0	0,0	2,0
Laufwasser	4,4	0,1	3,7	0,2	5,2	0,0	3,4	3,7	7,3	0,7	0,1	0,3	4,6	0,0	0,0	0,0	0,4	2,8	0,0	0,9	0,9
Biomasse	2,8	2,5	0,8	1,6	9,7	1,6	5,9	3,9	20,0	4,3	2,6	0,9	5,6	0,1	2,0	1,4	7,8	1,3	11,4	0,7	0,9
Geothermie	0,9	0,0	0,0	0,0	3,0	0,0	4,8	0,0	3,0	0,1	2,9	0,0	5,0	0,0	0,3	0,0	0,4	1,1	0,2	0,1	0,8
Solarth. KW	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	7,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,1	0,0	0,0	0,0	0,0	1,6	0,0	0,0	0,0

88%/82% Szenario B (GW)	AT	BE	CH	CZ	DE	DK	ES	FI	FR	GB	HU	IE	IT	LU	NL	NO	PL	PT	SE	SI	SK
Wind onshore	7,0	6,0	0,1	2,8	65,0	6,0	44,1	2,9	44,5	36,7	0,8	9,0	40,1	0,1	10,5	2,9	25,9	12,0	22,2	0,1	0,5
Wind offshore	0,0	2,0	0,0	0,0	32,0	3,9	5,0	6,3	15,3	65,2	0,0	2,0	3,9	0,0	16,6	2,1	6,3	2,0	7,3	0,0	0,0
PV	7,3	7,0	10,9	7,0	67,2	1,5	40,0	4,3	23,8	24,0	1,7	3,2	29,0	2,3	12,9	3,5	15,5	10,0	0,2	0,9	7,7
Speicher	3,9	0,0	12,2	1,1	0,0	0,0	13,1	0,0	16,0	2,5	0,0	0,3	11,5	0,0	0,1	31,1	0,9	4,7	17,8	0,6	0,0
Pumpspeicher	4,5	1,3	3,7	1,1	8,9	0,0	8,5	0,0	6,7	1,7	0,7	0,0	7,1	1,3	0,0	4,0	1,7	2,5	0,0	0,0	2,0
Laufwasser	4,4	0,1	3,7	0,2	5,2	0,0	3,4	3,7	7,3	0,7	0,1	0,3	4,6	0,0	0,0	0,0	0,4	2,8	0,0	0,9	0,9
Biomasse	2,8	2,5	0,8	1,6	9,7	1,6	5,9	3,9	20,0	4,3	2,6	0,9	5,6	0,1	2,0	1,4	7,8	1,3	11,4	0,7	0,9
Geothermie	0,9	0,0	0,0	0,0	3,0	0,0	4,8	0,0	3,0	0,1	2,9	0,0	5,0	0,0	0,3	0,0	0,4	1,1	0,2	0,1	0,8
Solarth. KW	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	3,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,8	0,0	0,0	0,0

Installierte Leistungen der erneuerbaren Energien (Fortsetzung)

88%/82% Szenario C (GW)	AT	BE	CH	CZ	DE	DK	ES	FI	FR	GB	HU	IE	IT	LU	NL	NO	PL	PT	SE	SI	SK
Wind onshore	7,0	6,0	0,1	2,8	65,0	6,0	44,1	2,9	44,5	36,7	0,8	9,0	40,1	0,1	10,5	2,9	25,9	12,0	22,2	0,1	0,5
Wind offshore	0,0	2,0	0,0	0,0	32,0	3,9	5,0	6,3	15,3	65,2	0,0	2,0	3,9	0,0	16,6	2,1	6,3	2,0	7,3	0,0	0,0
PV	14,2	14,0	12,6	9,7	101,8	6,1	111,5	12,5	54,4	33,8	14,6	4,7	85,8	2,5	19,3	6,6	26,9	17,5	14,7	2,0	12,3
Speicher	3,9	0,0	12,2	1,1	0,0	0,0	13,1	0,0	16,0	2,5	0,0	0,3	11,5	0,0	0,1	31,1	0,9	4,7	17,8	0,6	0,0
Pumpspeicher	4,5	1,3	3,7	1,1	8,9	0,0	8,5	0,0	6,7	1,7	0,7	0,0	7,1	1,3	0,0	4,0	1,7	2,5	0,0	0,0	2,0
Laufwasser	4,4	0,1	3,7	0,2	5,2	0,0	3,4	3,7	7,3	0,7	0,1	0,3	4,6	0,0	0,0	0,0	0,4	2,8	0,0	0,9	0,9
Biomasse	1,7	1,1	0,4	0,9	5,8	0,9	4,0	2,3	14,7	2,6	1,9	0,6	4,4	0,1	1,0	0,8	5,8	1,0	8,4	0,4	0,6
Geothermie	0,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Solarth. KW	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Tab. 0-3: Zusätzlich berücksichtigte Leistung der Solarthermischen Kraftwerke (CSP) in Nordafrika

Installierte Leistung Solarthermischer Kraftwerke (GW)	47%/26%	69%/37%	88%/82% Szenario A	88%/82% Szenario B	88%/82% Szenario C
Marokko	1,8	6,8	23,2	6,8	0,0
Tunesien	1,8	6,8	23,2	6,8	0,0
Algerien	1,8	6,8	23,2	6,8	0,0

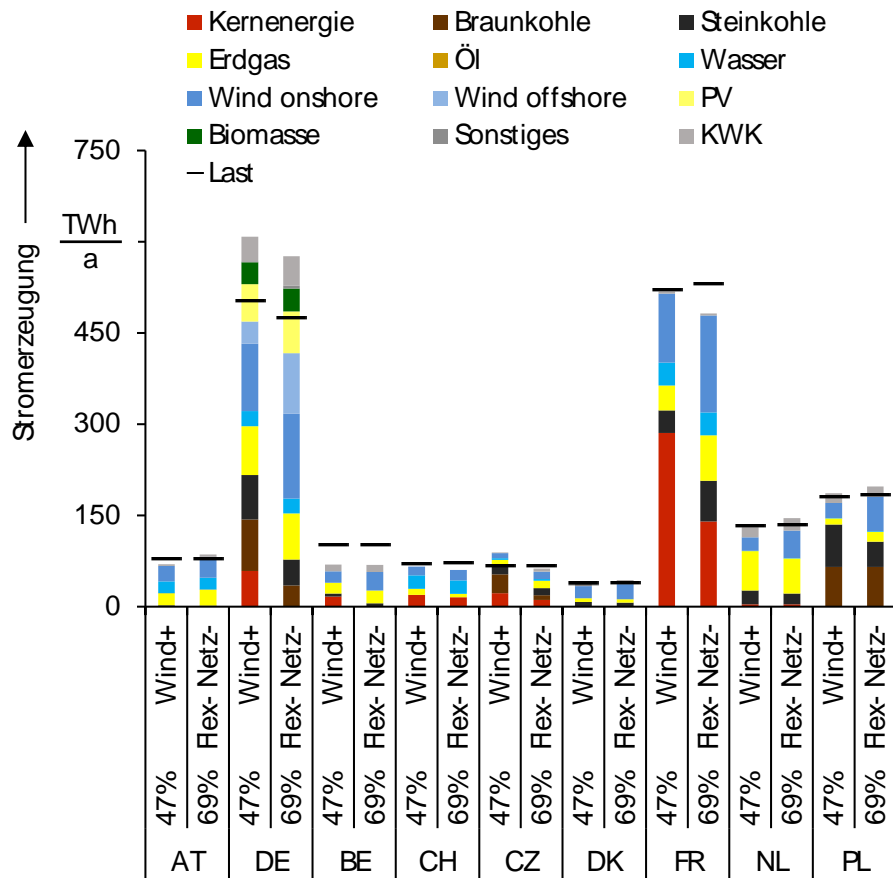


Abb. 0-1: Jahresenergiemenge je Erzeugungstechnologie für ausgewählte Länder

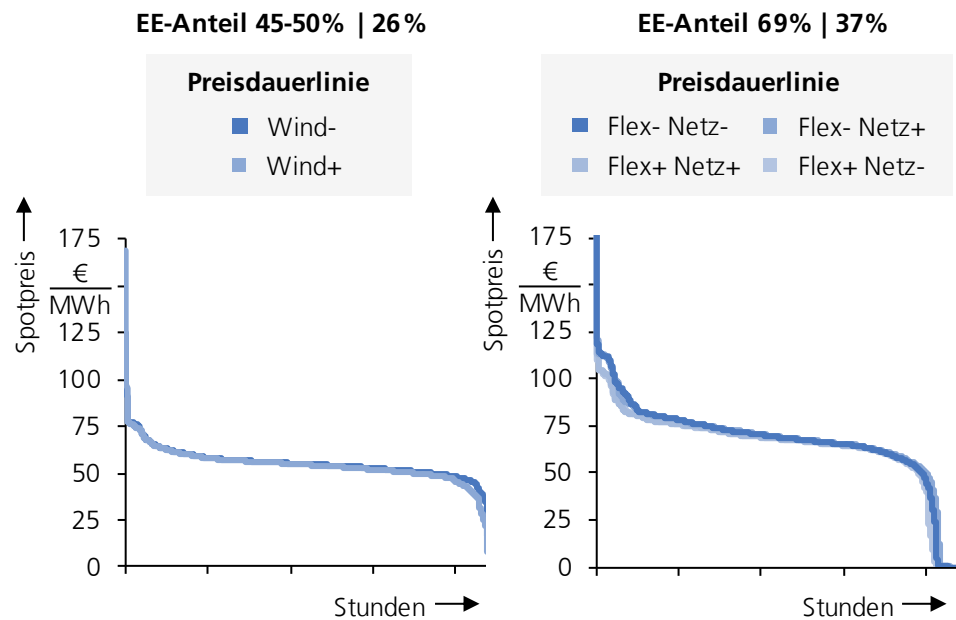


Abb. 0-2: Dauerlinie simulierter Spotpreise

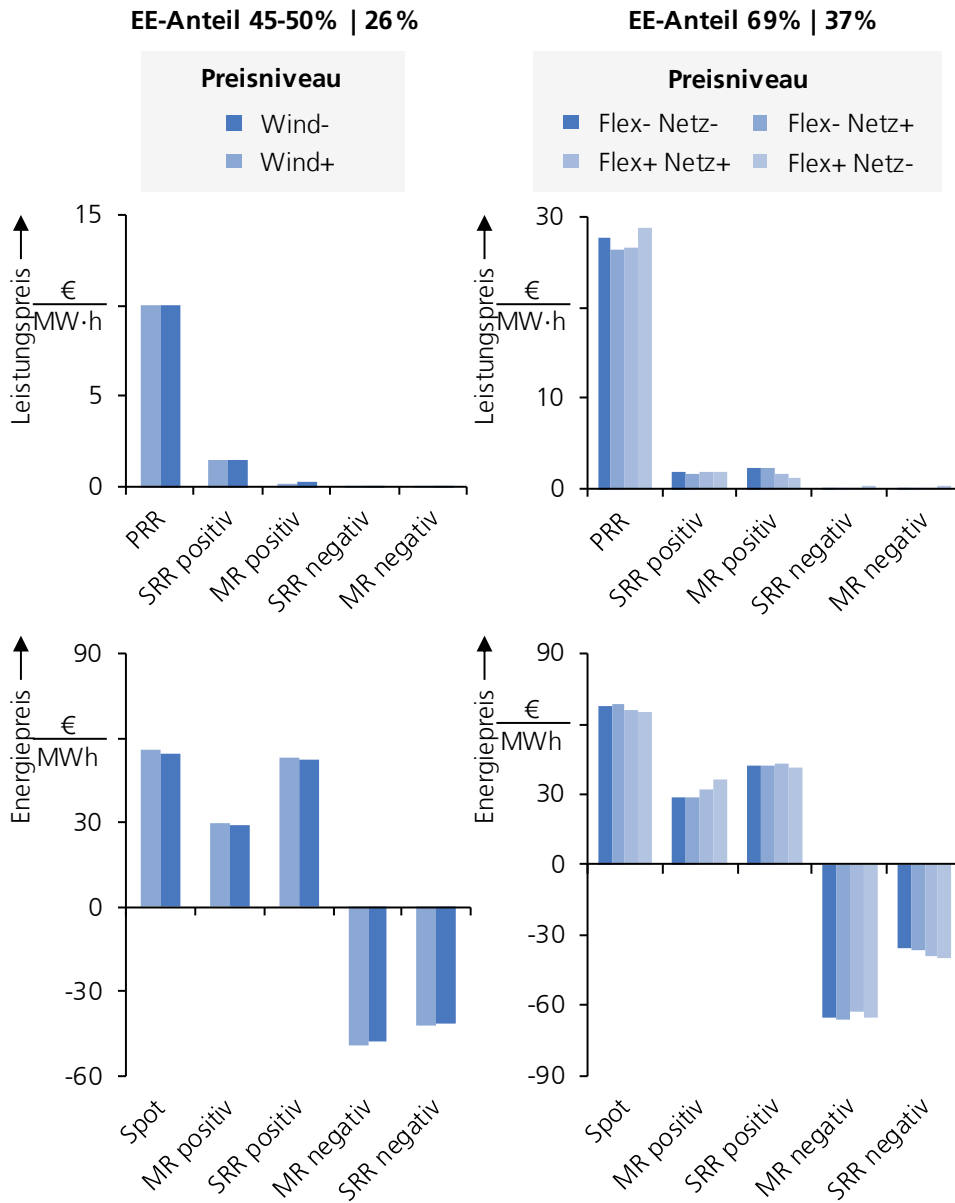


Abb. 0-3: Niveau simulierter Leistungs- und Energiepreise

Tab. 0-4: Ergebnisse der Ausbauplanung für Deutschland in den verschiedenen Szenarien

(GW)	NTC	GT	GuD	2-h-Speicher	4-h-Speicher	6-h-Speicher	8-h-Speicher	10-h-Speicher	Elektrolyse
Szenario A, Basis	0,84	11,58	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Szenario B, Basis	0,84	12,17	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Szenario B, NTC = NTC2030	0,00	12,31	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Szenario B, hohe CO2-Kosten	1,55	7,47	3,55	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Szenario B, Speicherzubaubau nur in DE	0,94	11,53	0,14	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Szenario B, kein DSM	0,76	12,58	0,60	3,02	8,60	1,54	0,05	0,02	0,00
Szenario B, 50% DSM	0,69	12,24	0,52	2,79	5,74	0,00	0,00	0,00	0,00
Szenario C, Basis	0,42	15,72	0,99	0,05	0,20	5,15	0,06	0,02	0,00
Szenario C, kein DSM	0,44	13,59	1,97	0,16	10,37	8,47	0,10	0,04	0,00

TWh/ Jahr	Basis	Basis	NTC 2050= 2050	CO ₂ - Zerti- fikate- te- preis hoch	Spei- cher nur in DE	Kein DSM	50% DSM	Basis	Kein DSM
AT	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,05	0,10
BE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,18	0,00	0,31	0,40
CH	0,00	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,04	0,07
CZ	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01
DE	0,97	2,92	3,32	2,50	2,89	3,81	4,18	4,93	6,14
DK	0,00	0,15	0,16	0,13	0,15	3,69	0,19	0,45	0,50
ES	7,66	0,56	0,56	0,56	0,56	1,21	1,29	2,99	3,19
FI	0,00	0,10	0,12	0,09	0,10	0,21	0,17	1,09	1,39
FR	0,01	0,02	0,01	0,02	0,01	0,11	0,07	0,12	0,47
GB	0,79	56,00	67,30	49,40	57,50	54,40	57,50	52,50	52,60
HU	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,10	0,12
IT	23,60	0,10	0,10	0,11	0,10	0,18	0,20	1,51	1,66
LU	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,00	0,02	0,02
IR	1,70	13,30	13,60	9,28	14,10	13,20	13,40	13,00	12,70
NL	0,00	2,24	3,64	1,67	2,35	2,57	2,34	3,02	3,09
NO	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
PO	0,34	0,41	0,42	0,39	0,48	0,47	0,53	0,56	0,78
PT	1,54	0,62	0,61	0,62	0,62	1,02	1,08	0,96	0,97
SK	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,07	0,08
SI	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,01
SE	0,00	0,15	0,52	0,14	0,15	0,22	0,21	0,18	0,30
Summe	36,6	76,6	90,4	64,9	79,0	81,3	81,2	82,0	84,6

Tab. 0-5: In den europäischen Ländern in den verschiedenen Szenarien und Varianten abge-regelte erneuerbare Stromer-zeugung bei einem EE-Anteil von ca. 82% in Europa

Szenario	A		B					C	
TWh/ Jahr	Basis	Basis	NTC 2050 = 2050	CO ₂ - Zerti- fikate- te- preis hoch	Spei- cher nur in DE	Kein DSM	50% DSM	Basis	Kein DSM
ES (thermisch)	21,50	6,38	6,38	6,38	6,38	6,54	6,38	-	-
IT (thermisch)	24,50	6,28	6,28	6,28	6,28	6,31	6,28	-	-
PT (thermisch)	1,84	0,57	0,57	0,57	0,57	0,65	0,57	-	-
Summe (thermisch)	47,84	13,23	13,23	13,23	13,23	13,50	13,23	-	-
Summe (elektrisch)	16,74	4,63	4,63	4,63	4,63	4,73	4,63	-	-

Tab. 0-6: In den Szenarien und Varianten nicht genutzte Energie der solarthermischen Kraftwerke (durch Heraus-drehen der Kollektoren) bei einem EE-Anteil von ca. 82% in Europa

Abbildungsverzeichnis

Abb. 1-1: Einflussfaktoren auf die Höhe des Speicherbedarfs	10
Abb. 4-1: Tageszeitliche Charakteristik der Einspeisung von fluktuierenden EE	17
Abb. 4-2: Monatsmittelwerte der EE-Erzeugungsleistung	18
Abb. 4-3: Jahresdauerlinien der Einspeisung aus fluktuierenden EE gemäß NEP 2013	18
Abb. 4-4: Standardabweichung der Residuallast für mögliche Varianten der fluktuierenden EE	19
Abb. 4-5: Definition von EE-Anteilen am Stromverbrauch	20
Abb. 4-6: Installierte Leistung fluktuierender EE und Einspeisung der betrachteten EE-Mix-Varianten	21
Abb. 4-7: Beispielhafte Einteilung der Residuallast in Lastbänder entsprechend ihrer Fluktuationshäufigkeit	22
Abb. 4-8: Fluktuation der positiven und negativen Residuallast – Energie	22
Abb. 4-9: Fluktuation der positiven und negativen Residuallast – Leistung	23
Abb. 5-1: Wind- und Solarressource für das Gebiet des COSMO-EU-Modells; Mittelwerte der Jahre 2007 bis 2011 in ca. 70 m Höhe bzw. globale Horizontalstrahlung	25
Abb. 5-2: Europaweite Modellierung der erneuerbaren Energien und Zubaumodellierung	26
Abb. 5-3: Modellierung dynamische Reservebemessung	29
Abb. 5-4: Schematische Darstellung des Lastmanagement-Modells	30
Abb. 5-5: Simulation von Lastmanagement-Anwendungen – exemplarischer Verlauf über 2 Wochen und Jahresdauerlinie 2050	30
Abb. 5-6: Modellierung von flexibler KWK-Erzeugung und Wärmenachfrage	32
Abb. 5-7: Modellierung von Erzeugung aus CSP-Wärmespeichern	33
Abb. 5-8: Modellierung der Marktsimulation	35
Abb. 5-9: Verfahrensablauf der Netzbetriebsimulation	36
Abb. 5-10: Beckenfüllstand bei Einsatz von hydraulischen Kraftwerken im Redispatch	36
Abb. 5-11: Exemplarische Darstellung der gesamtwirtschaftlichen Speicherbewertung	37
Abb. 5-12: Methodik zur wirtschaftlichen Bewertung von Speichertechnologien ...	38
Abb. 5-13: Exemplarische Darstellung der betriebswirtschaftlichen Speicherbewertung	39
Abb. 5-14: Modellstruktur zur kombinierten Kraftwerksausbau- und -einsatzoptimierung	40
Abb. 5-15: Betrachtungsgebiet mit dem im Ländermodell abgebildeten Übertragungsnetz sowie Bevölkerungsschwerpunkte der Marktgebiete	41
Abb. 5-16: Funktionsweise der rollierenden Kraftwerkseinsatzplanung	44
Abb. 6-1: Betrachtungsbereich inkl. Anbindung Nordafrikas	45
Abb. 6-2: Installierte Leistungen der erneuerbaren Energien in den betrachteten Ländern	47
Abb. 6-3: Entwicklung des Basisstromverbrauchs und der zusätzlichen Verbraucher in den betrachteten europäischen Ländern	49
Abb. 6-4: Thermischer Kraftwerkspark (Großkraftwerke) in den betrachteten europäischen Ländern	49
Abb. 6-5: Kostenentwicklung der Speichertechnologien bei 6 h bzw. 200 h Speicherdauer (H₂-Kaverne)	55
Abb. 6-6: Standort und Potenzial untertägiger Speichertechnologien	57

Abb. 6-7: Regionale Zuordnung bestehender Speicher der deutschen Regelzone sowie inkl. möglicher Speicherprojekte	57
Abb. 6-8: Beispielhafter Wochenverlauf des Demand Side Management in Deutschland im 88%/82%-Szenario	58
Abb. 6-9: Ausbausituation des deutschen Übertragungsnetzes in zukünftigen Szenarien	64
Abb. 6-10: Untersuchte Szenarien und Sensitivitäten	65
Abb. 7-1: Dauerlinie Regelleistungsbedarf MR positiv	70
Abb. 7-2: Bandbreite Regelleistungsbedarf	70
Abb. 7-3: Jahresenergiemenge je Erzeugungstechnologie und Szenario	71
Abb. 7-4: Einsatz von KWK und Speichern in Abhängigkeit der Residuallast	73
Abb. 7-5: Knotenscharfe Darstellung der Jahresenergiemenge je Erzeugungstechnologie und Szenario	74
Abb. 7-6: Jahresleitungsauslastung des Übertragungsnetzes	74
Abb. 7-7: Redispatchkosten und –menge bei 67% EE-Anteil in Deutschland und 37% in Europa	75
Abb. 7-8: Exemplarischer Redispatcheinsatz einer Stunde im Szenario <i>Flex+ Netz+</i>	76
Abb. 7-9: Speicherallokation	77
Abb. 7-10: Veränderung der Redispatchkosten und zusätzlich integrierte EE im Netzbetrieb bei 69% EE-Anteil in DE und 37% in Europa	78
Abb. 7-11: Stündliche Abregelung EE in Deutschland im 69%/37%-Szenario	79
Abb. 7-12: Auswirkungen zeitkoppelter Optimierung des Netzbetriebs	80
Abb. 7-13: Wirtschaftlichkeitsberechnung verschiedener Speichertechnologien	81
Abb. 7-14: Dauerlinie simulierter Spotpreise	82
Abb. 7-15: Jahresdurchschnitt simulierter Leistungs- und Energiepreise	83
Abb. 7-16: Wirtschaftlichkeitsberechnung verschiedener Speichertechnologien	84
Abb. 7-17: Speichererlöse je Absatzmarkt	85
Abb. 7-18: Anteil der Erzeugung aus erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch in Europa im 82%/88%-Szenario	86
Abb. 7-19: Maximal abgerufene Leistungen des DSM bzw. mithilfe der europäischen Ausbauplanung ermittelte kostenoptimale Leistungen der verschiedenen Flexibilitätsoptionen in Deutschland	86
Abb. 7-20: Zwischen den Marktgebieten ausgetauschte Energiemengen im Szenario B	88
Abb. 7-21: Ermittelter Speicherzubau in Europa im Szenario B (oben) und Szenario C (unten) mit und ohne DSM differenziert nach Speicherdauer	89
Abb. 7-22: Dauerlinie Regelleistungsbedarf Basis- Szenario B	91
Abb. 7-23: Bandbreite	91
Abb. 7-24: Einfluss iterativ zugebauter Speicherleistung auf die Systemkosten der Stromerzeugung in Deutschland als Ergebnis der detaillierten nationalen Einsatzplanung im winddominierten Basis-Szenario B	92
Abb. 7-25: Einfluss iterativ zugebauter Speicherleistung auf die Systemkosten der Stromerzeugung in Deutschland als Ergebnis der detaillierten nationalen Einsatzplanung im PV-dominierten Szenario C	93
Abb. 0-1: Jahresenergiemenge je Erzeugungstechnologie für ausgewählte Länder	120
Abb. 0-2: Dauerlinie simulierter Spotpreise	120
Abb. 0-3: Niveau simulierter Leistungs- und Energiepreise	121

Tabellenverzeichnis

Tab. 4-1: Verbrauch, Grundlasterzeugung und installierte Leistung fluktuierender EE im Basisszenario gemäß EE-Mix des NEP 2013 Szenario B 2033	20
Tab. 4-2: Fluktuation der positiven und negativen Residuallast-Energie – EE-Mix nach NEP 2013	23
Tab. 4-3: Fluktuation der positiven und negativen Residuallast – Leistung	24
Tab. 6-1: Installierte Leistungen der erneuerbaren Energien in Deutschland in den untersuchten Szenarien	46
Tab. 6-2: Entwicklung des Stromverbrauchs in Deutschland	48
Tab. 6-3: Kenndaten der zubaubaren, konventionellen Kraftwerke	50
Tab. 6-4: Flexibilitätsparameter thermischer Kraftwerke	51
Tab. 6-5: Flexibilitätsparameter KWK (1)	52
Tab. 6-6: Flexibilitätsparameter KWK (2)	52
Tab. 6-7: Entwicklung der Brennstoffkosten nach den Langfristszenarien 2011	53
Tab. 6-8: Entwicklung der CO₂-Zertifikatepreise	54
Tab. 6-9: Technische Parameter und Kostenannahmen zu Kurzzeitspeichern	54
Tab. 6-10: Technische Parameter und Kostenannahmen zu Langzeitspeichern	55
Tab. 6-11: Annahmen zu Kosten und Abschreibungsdauern für konventionelle Erzeugungstechnologien für das Szenariojahr 2050	56
Tab. 6-12: Jahresarbeit und Verschiebeleistung von Anwendungen im Bereich Haushalte und GHD	59
Tab. 6-13: Entwicklung DSM von Prozessen im Bereich Industrie und GHD	60
Tab. 6-14: Prognosefehler der Wind- und PV-Einspeiseleistung	61
Tab. 6-15: Installierte Leistungen der EE in Deutschland in den drei betrachteten Szenarien im Rahmen der langfristigen Untersuchung	66
Tab. 7-1: Abregelung von EE-Anlagen in Deutschland in den untersuchten Szenarien	90
Tab. 8-1: Zusammenfassende Übersicht der rechtlichen Analyse	103
Tab. 0-1: Annahmen zur Entwicklung des Stromverbrauchs	116
Tab. 0-2: Installierte Leistungen der erneuerbaren Energien	117
Tab. 0-3: Zusätzlich berücksichtigte Leistung der Solarthermischen Kraftwerke (CSP) in Nordafrika	119
Tab. 0-4: Ergebnisse der Ausbauplanung für Deutschland in den verschiedenen Szenarien	122
Tab. 0-5: In den europäischen Ländern in den verschiedenen Szenarien und Varianten abgeregelter erneuerbare Stromerzeugung bei einem EE-Anteil von ca. 82% in Europa	123
Tab. 0-6: In den Szenarien und Varianten nicht genutzte Energie der solarthermischen Kraftwerke (durch Herausdrehen der Kollektoren) bei einem EE-Anteil von ca. 82% in Europa	123