

# VDE-Studie



## Energiespeicher für die Energiewende

Speicherungsbedarf und Auswirkungen  
auf das Übertragungsnetz für Szenarien  
bis 2050

## Autoren

### ETG-Task Force Energiespeicherung

Dr. Franziska Adamek, ehem. ETH Zürich (seit 2012 Bundesnetzagentur)  
Thomas Aundrup, RWE Westfalen-Weser-Ems Netzservice GmbH  
Wolfgang Glaunsinger, VDE|ETG  
Dr. Martin Kleimaier, Consultant  
Hubert Landinger, Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH (LBST)  
Dr. Matthias Leuthold, RWTH Aachen (ISEA)  
Benedikt Lunz, RWTH Aachen (ISEA)  
Univ.-Prof. Dr.-Ing. Albert Moser, RWTH Aachen (IAEW)  
Dr. Carsten Pape, Fraunhofer IWES Kassel  
Helge Pluntke, Technische Universität Kaiserslautern  
Niklas Rotering, RWTH Aachen (IAEW)  
Univ.-Prof. Dr.-Ing. Dirk Uwe Sauer, RWTH Aachen (ISEA)  
Prof. Dr.-Ing. Michael Sterner, Hochschule Regensburg  
Univ.-Prof. Dr.-Ing. Wolfram Wellßow, Technische Universität Kaiserslautern

## Impressum

**VDE** VERBAND DER ELEKTROTECHNIK  
ELEKTRONIK INFORMATIONSTECHNIK e.V.

Energietechnische Gesellschaft im VDE (ETG)

Stresemannallee 15 · 60596 Frankfurt am Main

Telefon 069 6308-346 · E-Mail [etg@vde.com](mailto:etg@vde.com) · <http://www.vde.com/etg>

Zusätzlich zu dieser Veröffentlichung wurde die VDE-Studie  
„Energiespeicher für die Energiewende (Gesamttext)“ herausgegeben.

Titelbild: KBB Underground Technologies, Siemens, Vattenfall, © visdia – Fotolia.com

Gestaltung: Michael Kellermann · Graphik-Design · Schwielowsee-Caputh

Juni 2012

# **Energiespeicher für die Energiewende**

**Speicherungsbedarf und Auswirkungen  
auf das Übertragungsnetz für Szenarien  
bis 2050**

**Studie der  
Energietechnischen Gesellschaft im VDE (ETG)**

**Zusammenfassung der Erkenntnisse**

## Inhaltsverzeichnis

1	Aufgabenstellung	5
2	Methodisches Vorgehen	7
3	Annahmen und Eingangsdaten	9
4	Zusammenfassung der Erkenntnisse	13
4.1	Erkenntnis 1: Die Anlagen im Stromsystem müssen flexibler eingesetzt werden.	13
4.2	Erkenntnis 2: Bis zu einem EE-Anteil von 40 % können auch thermische Kraftwerke und eine geringe Abregelung der EE-Einspeisung variablen Verbrauch und schwankende Erzeugung effizient ausgleichen.	15
4.3	Erkenntnis 3: Speicher werden bis zu einem EE-Anteil von ca. 40 % nur in geringem Umfang zur Einspeicherung von EE-Strom benötigt.	17
4.4	Erkenntnis 4: Eine Kombination aus Kurz- und Langzeitspeicherung und Abregelung von EE-Anlagen ist empfehlenswert.	19
4.5	Erkenntnis 5: Speicher sollen nach Energiemengen und nicht nach Leistungsspitzen ausgelegt werden.	21
4.6	Erkenntnis 6: Kurz- und Langzeitspeicher dienen bei einem EE-Anteil von 80 % dem Klimaschutz.	23
4.7	Erkenntnis 7: Die Stromgestehungskosten steigen in der Energiewende selbst mit Speichereinsatz nur um ca. 10 % bis 2050.	25
4.8	Erkenntnis 8: Bei einer Steigerung des EE-Anteils von 80 % auf 100 % verdreifacht sich der Speicherbedarf.	27
4.9	Erkenntnis 9: Kraftwerke und Langzeitspeicher sorgen auch zukünftig für Versorgungssicherheit	29
4.10	Erkenntnis 10: Speicher entlasten Übertragungsnetze ohne Betrachtung des Netzbetriebes kaum.	31
4.11	Erkenntnis 11: Keine Präferenz für last- oder erzeugungsnahe Speicherallokation.	33
5	Schlussfolgerungen und Ausblick: Speicher über Forschung und Entwicklung für den Markt vorbereiten.	35

# 1 Aufgabenstellung

Der Ausstieg aus der Kernenergie bis zum Jahr 2022 sowie der Ausbau der erneuerbaren Energien (EE) auf einen Anteil von mindestens 80 % an der Bruttostromerzeugung, der nach dem „Energiekonzept 2050“ der Bundesregierung aus dem September 2010 bis zum Jahr 2050 erreicht werden soll, sind zentrale Bestandteile der Energiewende. Im Jahr der Beschlussfassung des „Energiekonzeptes 2050“ betrug der EE-Anteil etwa 17 %. In der bevorstehenden Dekade ist diesem Konzept zu Folge ein EE-Anteil von 40 % zu erreichen.

Der beabsichtigte EE-Ausbau wird stark vom Ausbau der Offshore- und Onshore-Windenergie sowie der PV-Anlagen getragen. Die „Langfristszenarien 2010“ des Bundesumweltministeriums (BMU), welche von einem Konsortium aus DLR, Fraunhofer IWES und IfNE für das BMU erstellt wurden, sehen beispielsweise voraus, dass die volatile und dargebotsabhängige Erzeugung aus Wind- und Sonnenenergie im Jahr 2050 etwa 75 % der EE-Erzeugung ausmachen wird.

Derartig hohe Anteile volatiler und dargebotsabhängiger Erzeugung stellen das deutsche Stromversorgungssystem vor große technische Herausforderungen, die von der Systemstabilität, der Versorgungssicherheit, dem Ausbau der Übertragungs- und Verteilungsnetze bis hin zum zentralen Punkt des Ausgleichs von Erzeugung und Verbrauch, der sogenannten Bilanzierung, reichen.

Eine derartige Bilanzierung erfordert Flexibilitäten im Stromversorgungssystem, die grundsätzlich von Energiespeichern, flexiblen thermischen Kraftwerken, flexiblen Verbrauchern (Demand Side Management) und regelfähigen EE-Anlagen bereitgestellt werden können. Die Studie widmet sich daher der Frage, welcher Speicherungsbedarf zur Bilanzierung zukünftiger EE-dominiertes Erzeugungssysteme unter Berücksichtigung der Flexibilitäten des bleibenden thermischen Kraftwerksparks und der Bereitschaft zur Flexibilisierung der EE-Einspeisung erforderlich ist.

Als Referenz dient das Jahr 2010 (EE-Anteil 17 % mit EE-Kapazitäten von Anfang 2010); betrachtet wird das langfristige EE-Ausbauziel von 80 % (80 %-Szenario, Jahr 2050), aber auch das kurzfristige EE-Ausbauziel von 40 % (40 %-Szenario, Jahr 2020-2025) sowie ein über das „Energiekonzept 2050“ hinaus gehender Ausblick auf ein mögliches EE-Ausbauziel von 100 % (100 %-Szenario).

Ergänzend werden in dieser Studie die Folgen eines Speicherzubaues und Speichereinsatzes auf den Betrieb des Übertragungsnetzes und dessen Ausbau analysiert.

Diese Studie klammert den Netz- und Speicherausbaubedarf im Verteilungsnetz sowie die vielfältigen Aspekte der Systemstabilität, zu denen Speicher auch einen Beitrag leisten können, aus. Eine VDE-Studie „Energiespeicher im Stromversorgungssystem mit hohem Anteil erneuerbarer Energieträger“ aus dem Jahr 2009 hat die möglichen Anwendungen diesbezüglich identifiziert: Diese reichen von der Regelleistung über Spannungsqualität, Engpassmanagement, Spannungshaltung, Netzstabilität und Versorgungsqualität bis hin zum Inselnetzbetrieb.

Die VDE-Studie aus dem Jahr 2009 hat zudem aufgezeigt, dass eine Vielzahl technischer Lösungen für Speicher verfügbar sind, die bereits heute für den Einsatz in Stromversorgungssystemen geeignet sind oder für die eine hinreichende technische Reife absehbar ist. Diese Speichertechnologien reichen mit Blick auf die Bilanzierungsfunktion von Pumpspeicherkraftwerken, Druckluftspeichern, chemischer Speicherung in Wasserstoff oder Methan über Power-to-Gas, verschiedenen Batterie-Technologien bis zum Demand Side Management. Technologisches Fazit dieser VDE-Studie aus dem Jahr 2009 ist, dass es keine optimale Speichertechnologie gibt. Im Prinzip können demnach die Speichertechnologien in zwei Speicherklassen eingeteilt werden:

- Kurzzeitspeicher mit hohem Zykluswirkungsgrad ( $\geq 75\%$ ), aber geringem Speichervolumen, wie z.B. Pumpspeicherkraftwerke, Druckluftspeicher, Batterien und Demand Side Management
- Langzeitspeicher mit bislang geringem Zykluswirkungsgrad ( $\leq 40\%$ ), aber großem Speichervolumen, wie chemische Speicherung als Wasserstoff oder Methan (Power-to-Gas).

Aus diesem Grund abstrahiert die hier vorliegende Studie „Energiespeicher für die Energiewende“ die Technologie der Speicher und untersucht den Speicherungsbedarf für das Stromsystem getrennt für die Speicherklassen Kurzzeit- und Langzeitspeicher, für die repräsentative Werte bei Zykluswirkungsgrad und Speichervolumen angesetzt werden.

## 2 Methodisches Vorgehen

Abbildung 2.1 zeigt das gewählte methodische Vorgehen dieser Studie. Ausgangspunkt sind unterschiedliche Varianten hinsichtlich Speicherzubau und hierfür gewählte Speicherklassen, aus deren Vergleich die Erkenntnisse zum Speicherungsbedarf gezogen werden:

- Variante A: Die Flexibilitäten zur Bilanzierung werden durch thermische Kraftwerke und ein Abregeln der EE-Erzeugung bereitgestellt. Es werden über die derzeit bestehenden Speicher keine weiteren Speicher zugebaut.
- Variante B: Die Flexibilitäten werden durch thermische Kraftwerke und einen Zubau von Kurzzeitspeichern bereitgestellt. Der Umfang dieses Zubaus orientiert sich an dem tatsächlich betrieblich nutzbaren Potential (Vollzubau).
- Variante C: Die Flexibilitäten werden durch thermische Kraftwerke und einen Vollzubau von Langzeitspeichern bereitgestellt.
- Variante D: Die Flexibilitäten werden durch thermische Kraftwerke und einen Vollzubau von Kurz- und Langzeitspeichern bereitgestellt.
- Variante E: Die Flexibilitäten werden durch thermische Kraftwerke und einem Speicherpark aus Kurz- und Langzeitspeichern mit gegenüber Variante D halbiertes Einspeicherleistung bereitgestellt.

Kurzzeitspeicher werden in diesen Varianten mit einem Zykluswirkungsgrad von 80 % und einem Energie-zu-Leistungsverhältnis von 5 Wh/W modelliert; Langzeitspeicher werden mit einem Zykluswirkungsgrad von 40 %, aber unbegrenztem Speichervolumen berücksichtigt.

Der Speicherzubau erfolgt in den Varianten stets zusätzlich zum bereits bestehenden Pumpspeicherpark im Jahre 2010 in Deutschland, der aus einer gesamten Pumpleistung von 7,2 GW, einer gesamten Turbinenleistung von 8,2 GW und einem gesamten Speichervolumen von 48 GWh besteht.

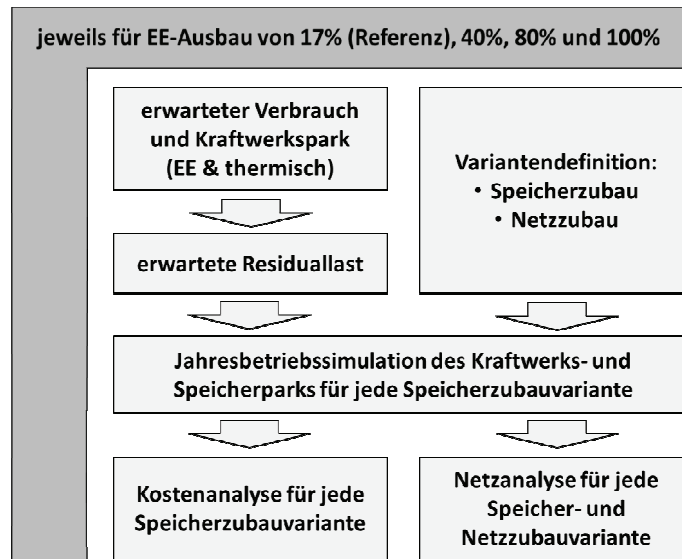
Den zentralen Teil der Analyse stellt die Jahresbetriebssimulation des Kraftwerks- und Speicherparks dar, welche auf ein etabliertes Verfahren der RWTH Aachen zurückgreift. Diese liefert für eine gegebene Ganglinie der Residuallast, welche der Last abzüglich der EE-Einspeisung entspricht, den kostenminimalen Speicher- und Kraftwerkseinsatz für jede Stunde eines zugrunde gelegten Jahres. Wesentliche zusätzliche Ergebnisse dieses Analyseschrittes sind genutzte Speichervolumina, abgeregelter EE-Erzeugung, Primärenergieverbräuche und CO<sub>2</sub>-Emissionen.

Die Ganglinie der EE-Einspeisung wird anhand eines erprobten Modells des Fraunhofer IWES Kassel auf Basis der zukünftig erwarteten installierten EE-Anlagen nach den „Langfristszenarien 2010“, deren geographischer Verteilung und hochaufgelöster Wetterdaten aus dem COSMO-EU-Modell des DWD abgeleitet.

Die Kostenanalyse wertet die Ergebnisse der Jahresbetriebssimulation aus und berechnet hieraus die Investitions- und Betriebskosten der Speicher und Kraftwerke sowie die gesamten Stromgestehungskosten. Der Kostenanalyse des Kurz- und Langzeitspeicherparks liegt ein detaillierteres Speichermodell der RWTH Aachen



zugrunde, welches eine nutzungsabhängige Lebensdauer und bei der realen Dimensionierung zusätzlich die zulässigen Entladetiefen berücksichtigt.



**Abbildung 2.1: Methodisches Vorgehen**

Analog zum Vorgehen zur Bestimmung des Speicherausbaubedarfs wird in fünf Varianten ein zunehmender Netzausbau des deutschen Übertragungsnetzes betrachtet. Dafür wird ein Modell der TU Kaiserslautern verwendet. Ausgehend vom Ist-Zustand des Jahres 2010 findet eine Netzentwicklung für die Anforderungen in den Szenarien für den EE-Ausbau von 40 % und 80 % statt. Diese orientiert sich an dem derzeit gültigen Energieleitungsausbaugesetz sowie anerkannten Netzstudien der Deutschen Energieagentur GmbH (Dena) und wird durch eigene Vorschläge zum Netzausbau ergänzt. Um den Einfluss des Speicherzubaus auf das Übertragungsnetz zu spezifizieren, erfolgt die Wahl der Standorte für die Speicher in zwei Extremen, einmal an Lastknoten proportional zur Last (Variante LAST) und einmal an EE-Einspeiseknoten proportional zur EE-Einspeisung (Variante EE). Die anschließende Netzanalyse bewertet die Netzausbauvarianten mithilfe von Lastflussberechnungen und Ausfallsimulationen. Hierbei gehen die Kraftwerks- und Speichereinsätze aus der Jahresbetriebssimulation ein.



### 3 Annahmen und Eingangsdaten

Jede Studie, so auch diese VDE-Studie „Energiespeicher für die Energiewende“, trifft Annahmen und nutzt Eingangsdaten, deren Kenntnis für die Interpretation und Einordnung der Ergebnisse wichtig sind. Diese sind hier folgende:

- Der zukünftige Speicherungsbedarf wird im Wesentlichen durch deren Bilanzierungsfunktion bestimmt. Weitere Speicherfunktionen wie Regelleistung, Spannungsqualität, Engpassmanagement, Spannungshaltung, Netzstabilität und Versorgungsqualität bis hin zum Inselnetzbetrieb sind Zusatzfunktionen oder bezüglich des Bedarfs an Leistung und Energie von nachrangiger Bedeutung und bleiben daher unberücksichtigt.
- Der zukünftige Speicher- und Kraftwerkseinsatz zum Zwecke der (energiewirtschaftlichen) Bilanzierung wird über das Prinzip der heute funktionierenden Strommärkte gesteuert, die zu kostenminimalen variablen Stromgestehungskosten führen.
- Das elektrische Netz wird bei der Ermittlung des Speicherungsbedarfs in der Jahresbetriebssimulation zunächst als „Kupferplatte“ betrachtet (Punktmodell). Die Studie geht davon aus, dass die Erfordernisse des elektrischen Netzes weder zum Zwangseinsatz von Kraftwerken oder Speichern führen, noch den Kraftwerks- oder Speichereinsatz behindern. Folglich werden ein ausreichender Netzausbau, dessen Umfang für das Übertragungsnetz im Rahmen der Netzanalysen bestimmt wird, sowie technische Alternativen im Netz bei der Bereitstellung von Systemdienstleistungen mit Ausnahme der Reserveleistung unterstellt.
- Entsprechend der betrachteten Bilanzierungsfunktion werden für die Studie Ganglinien mit einer Auflösung von einer Stunde betrachtet.
- Es werden vollständige Jahresganglinien betrachtet, um einerseits jährliche Zyklen der wetterabhängigen Energiequellen Wind- und Solarenergie zu erfassen und andererseits auslegungsrelevanten Situationen wie z. B. länger andauernde Windflauten oder Extremwittersituationen wie Stürme einzuschließen. Der Studie liegt das Wetterjahr 2007 zugrunde, das beide Extreme beinhaltet. Die Berücksichtigung anderer Wetterjahre kann unter Umständen zu etwas anderen Ergebnissen führen.
- Da der deutsche Speicherungsbedarf getrieben durch den deutschen EE-Ausbau im Fokus dieser Studie steht, wird als System „nur Deutschland“ betrachtet, d.h. es werden weder Importe noch Exporte von Strom zur Bilanzierung des deutschen Systems unterstellt. Das gewonnene Ergebnis für den Speicherungsbedarf muss aber nicht notwendigerweise durch Speicher in Deutschland befriedigt werden, bei entsprechend verfügbaren Netzkapazitäten können dies auch Speicher im Ausland sein.
- Die Studie geht von einer national bestimmten Versorgungssicherheit aus. Dies bedeutet, dass immer hinreichend viele Kraftwerke zur Verfügung stehen, um jederzeit die Last der Verbraucher und die Reserveanforderungen

der Übertragungsnetzbetreiber in Deutschland decken zu können. Der Kraftwerkspark wird damit nur teilweise zum Eingangsparameter, zum Teil ist er auch Ergebnis dieser Studie.

- Die Studie betrachtet nur das Stromversorgungssystem. Kopplungen mit anderen Energiesystemen wie Mobilität, Wärme oder Erdgasversorgung werden über die Betrachtung der Kurz- und Langzeitspeicher, der KWK-Anlagen und des bedarfsabhängigen Verbrauchs von Elektrowärmepumpen, Elektro-PKW und Klimatisierung hinaus nicht berücksichtigt.
- Als Eingangsgrößen der zu erwartenden installierten Erzeugungsleistung und Last wird auf das Datengerüst der „Langfristszenarien 2010“ zurückgegriffen, welches jährlich aktualisiert wird und als anerkannte Grundlage für die energiewirtschaftliche Entwicklung des Stromsektors dient.
- Erzeugung und Last wurden insoweit abweichend von den „Langfristszenarien 2010“ modifiziert, dass kein EE-Import aus dem europäischen Stromverbund stattfindet und kein großtechnischer Einsatz von Elektrolyse für die Herstellung eines chemischen Kraftstoffes wie Wasserstoff oder Methan als Erdgas-Substitut aus Wind- bzw. Solarstrom erfolgt.
- Neben den Kraftwerken der „Langfristszenarien 2010“ sind gegebenenfalls zusätzliche Kraftwerke zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit erforderlich. In dieser Studie wird unterstellt, dass die in den „Langfristszenarien 2010“ erwarteten sowie die zur Ausspeicherung der Langzeitspeicher benötigten Gaskraftwerke als GuD-Anlagen realisiert, und alle Gaskraftwerke, die darüber hinaus zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit erforderlich sind, als Gasturbinen ausgeführt werden.
- Das 100 %-Szenario wurde vereinfacht aus dem 80 %-Szenario abgeleitet, in dem der Strombedarf konstant und die EE-Erzeugung auf 100 % der Last hochskaliert wurden.
- Die Ganglinie der Last mit Ausnahme von Netzverlusten, Elektro-PKW, Klimatisierung und Wärmepumpen orientiert sich an der von ENTSO-E veröffentlichten Lastganglinie des Jahres 2007. Die Ganglinie der Elektro-PKW, der Klimatisierung und der Elektrowärmepumpen wurde auf Basis von Wärmebedarfszeitreihen und Mobilitätsnutzung rein nutzerbasiert abgebildet.
- Die Höhe der von Kraftwerken und Speichern den Übertragungsnetzbetreibern bereit zu stellenden Reserveleistung, die daher nicht für Bilanzierungsfunktionen zur Verfügung steht und entsprechend bei der Bestimmung des Speicherungsbedarfs berücksichtigt werden muss, werden mit Hilfe eines praxisüblichen probabilistischen Verfahrens ermittelt, welches gleichermaßen Prognosefehler der EE-Einspeisung wie Kraftwerksausfälle berücksichtigt.
- KWK-Anlagen (Biomasse und fossil) werden in der Jahresbetriebssimulation nur eingeschränkt flexibel eingesetzt. Sie werden wärmegeführt betrieben unterstellt, können jedoch – unter der Annahme bestehender Zusatzfeuerung – eine etwaige Stromproduktion herunterfahren. Eine Steigerung der Stromproduktion über den Wärmebedarf hinaus ist nicht möglich.

- Die in der Jahresbetriebssimulation unterstellten Brennstoffpreise orientieren sich an den „Langfristszenarien 2010“.
- Die Ermittlung der Annuitäten von Investitionskosten basiert einheitlich auf einem Kalkulationszinssatz von 9 % und einer Abschreibung über die Nutzungsdauer des Kraftwerks, der EE-Anlage bzw. Speichers.
- Die in der Kostenanalyse unterstellten Investitionskosten von Kraftwerken und EE-Anlagen orientieren sich an den „Langfristszenarien 2010“, gegebenenfalls ergänzt um Erfahrungswerte aus vergangenen Energiewirtschaftsstudien der RWTH Aachen.
- Die in der Kostenanalyse unterstellten Investitions- und Betriebskosten von Speichern orientieren sich an der VDE-Studie „Energiespeicher im Stromversorgungssystem mit hohem Anteil erneuerbarer Energieträger“, gegebenenfalls ergänzt um eigene Erfahrungswerte der RWTH Aachen.
- Die Kostenanalyse unterstellt einen Speichermix, dessen Gesamtwirkungsgrad in etwa den pauschal angenommenen Werten der Kurzzeit- und Langzeitspeicher entspricht. Als Kurzzeitspeicher wird ein Mix aus Demand Side Management, Pumpspeicher, Druckluftspeicher und verschiedenen Batterietechnologien betrachtet. Als Kosten für Langzeitspeicher werden chemische Speicher auf Basis von Wasserstoff angesetzt, die aber ohne Kostenbetrachtung notwendiger Modifikationen an der Gasinfrastruktur grundsätzlich unwesentlich von denen auf Basis von Methan abweichen.



## 4 Zusammenfassung der Erkenntnisse

### 4.1 Erkenntnis 1:

#### **Die Anlagen im Stromsystem müssen flexibler eingesetzt werden.**

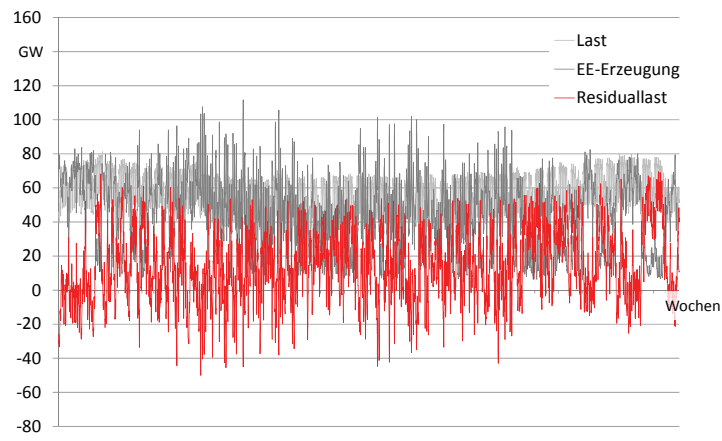
*Der zukünftige Zubau an EE-Anlagen wird im steigenden Maße eine erhöhte Flexibilität im Energiesystem auf Erzeugungs- und Verbrauchsseite erfordern. In allen untersuchten Varianten konnte dieser Flexibilitätsbedarf stets durch den verbleibenden Kraftwerkspark, durch Abregelung der EE-Einspeisung oder durch Kurz- und Langzeitspeicher befriedigt werden.*

Bislang wurde die Stromversorgung weitgehend auf gespeicherter fossiler Energie aufgebaut. Schwankungen gab es vorwiegend auf der Nachfrageseite. Im Zuge von Klimaschutz und Ressourcenknappheit wird auch die Angebotsseite durch die Natur erneuerbarer Energien deutlich größere Schwankungen aufzeigen. Entsprechend nimmt mit zunehmendem EE-Ausbau der Bedarf an Flexibilität im elektrischen Energiesystem zu. Dieser Bedarf kann durch eine statistische Auswertung der Residuallast (Strombedarf abzüglich der EE-Einspeisung) ermittelt und durch verschiedene Optionen gedeckt werden.

Abbildung 4.1 zeigt die Entwicklung der Ganglinie für Last, Erzeugung aus erneuerbaren Energien (mit Ausnahme der Biomasse) sowie als Saldo hiervon der Residuallast für das 80 %-Szenario. Drei grundlegende Tendenzen werden ersichtlich: Mit wachsendem EE-Anteil steigt die Volatilität, sinkt der Mittelwert und steigt die Anzahl der Stunden mit Erzeugungsüberschuss in der Residuallast.

Im 100 %-Szenario ruft die notwendige leistungsmäßige Überinstallation erneuerbarer Energien Erzeugungsüberschüsse von bis zu 80 GW hervor, während die maximale Residuallast gegenüber 2010 nur um bis zu ca. 10 GW oder 12,5 % reduziert wird. Die Leistungsbandbreite wächst deutlich.

Der Flexibilitätsbedarf liegt sowohl im Kurzzeitbereich (< 1 Tag) als auch im Langzeitbereich (>1 Tag) vor. In allen untersuchten Varianten (A bis E) der Studie konnte dieser Flexibilitätsbedarf im Kurzzeit- und Langzeitbereich stets durch einen flexiblen Einsatz von fossilen Kraftwerken und KWK-Anlagen, durch Einsatz der Kurzzeit- und Langzeitspeicher oder durch Abregeln der EE-Einspeisung befriedigt werden. Dabei wurden Flexibilitäten auf der Verbrauchsseite (Demand Side Management) im Rahmen dieser Studie als Ausgestaltung eines Kurzzeitspeichers betrachtet.



**Abbildung 4.1: Jahresganglinie von Last, EE-Erzeugung und Residuallast im 80 %-Szenario**

## 4.2 Erkenntnis 2:

### **Bis zu einem EE-Anteil von 40 % können auch thermische Kraftwerke und eine geringe Abregelung der EE-Einspeisung variablen Verbrauch und schwankende Erzeugung effizient ausgleichen.**

*Kurz- und Langzeitspeicher sind bei einem Anteil von 40 % erneuerbarer Energien noch nicht zwingend für eine stabile Stromversorgung erforderlich. Der Einsatz des verbleibenden thermischen Kraftwerksparks sowie eine geringfügige Abregelung der Einspeisung erneuerbarer Energien sind eine günstige Form zur Bereitstellung der erforderlichen Flexibilität.*

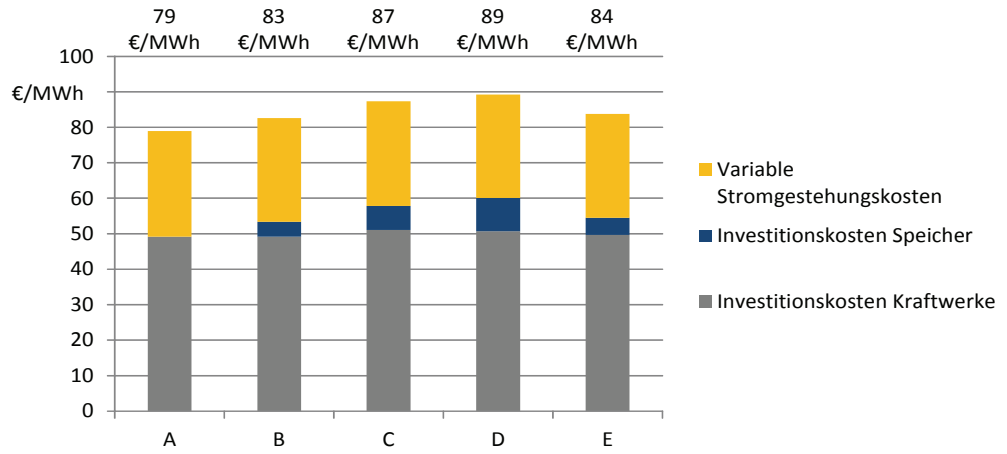
Bei einem EE-Anteil von 40 % erhöhen Speicherezubauten die Stromgestehungskosten (Varianten B bis E in Abbildung 4.2). Stromgestehungskosten sind nicht mit Strompreisen zu verwechseln, in denen abweichend von Kosten die Preisbildung an Großhandelsmärkten, Netzentgelte, Abgaben und Steuern eingehen.

Bei einem EE-Anteil von 40 % dienen Speicher unter den getroffenen Annahmen weniger der Integration von EE-Erzeugung, sondern vorwiegend der Kraftwerkseinsatzoptimierung der thermischen Kraftwerke (siehe Erkenntnis 3). Die Investitionskosten der Speicherezubauten übersteigen dabei aber den Vorteil in den variablen Stromgestehungskosten, welche im Wesentlichen Brennstoffkosten sind, durch den kostengünstigeren Kraftwerkseinsatz unter den getroffenen Annahmen geringfügig.

Unter den untersuchten Varianten zeigen sich die geringsten Stromgestehungskosten bei Variante A, bei der dem Stromsystem die notwendige Flexibilität zur Bilanzierung von Erzeugung und Verbrauch durch eine geringfügige Abregelung der EE-Erzeugung aus Wind und PV um ca. 260 GWh/a (ca. 1 Promille der EE-Erzeugung) bzw. aus Biomasse um ca. 530 GWh/a, durch thermische Kraftwerke sowie durch Abregeln der wärmegeführten, fossil befeuerten KWK-Anlagen bereit gestellt wird.

Die hier betrachtete Abregelung der EE-Erzeugung aus Wind, PV und Biomasse beziehen sich nur auf Abregelungen, die zur Bilanzierung von Erzeugung und Verbrauch erforderlich sind. Durch unzureichenden Übertragungs- oder Verteilungsnetzausbau bedingte Abregelungen sind in diesen Zahlen nicht erfasst.





**Abbildung 4.2: Stromgestehungskosten für verschiedene Speicherzubauvarianten (Varianten B bis E) bei einem EE-Anteil von 40 %**

### 4.3 Erkenntnis 3:

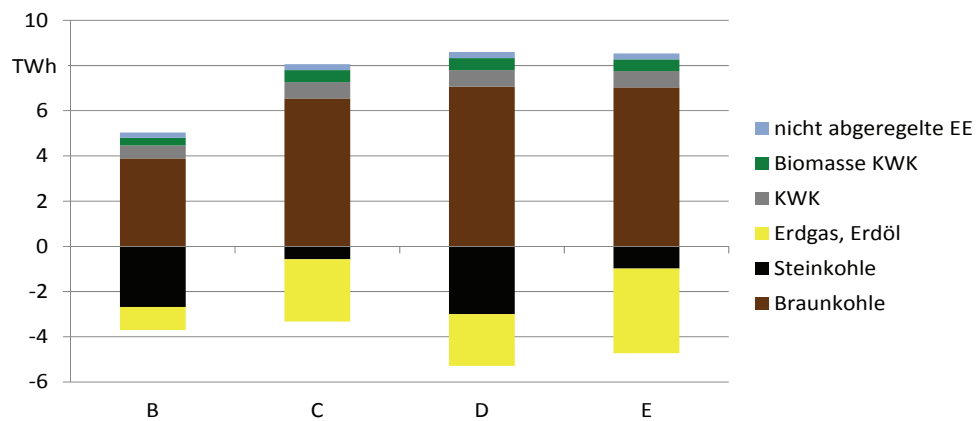
#### **Speicher werden bis zu einem EE-Anteil von ca. 40 % nur in geringem Umfang zur Einspeicherung von EE-Strom benötigt.**

*Werden 40 % des Bruttostromverbrauchs durch erneuerbare Energien gedeckt, kommt es nur in etwa 44 von 8 760 Stunden eines Jahres zu negativen Residuallasten, d.h. einer Situation, in der die EE-Erzeugung den Verbrauch übersteigt. Aus diesem Grund dienen Speicher in näherer Zukunft vorwiegend der Einsatzoptimierung thermischer Kraftwerke und weniger der Speicherung von EE-Strom.*

Im 40 %-Szenario beträgt die gesamte Erzeugungsüberschussenergie unter den getroffenen Annahmen in Summe lediglich 0,26 TWh/a. Dies entspricht etwa nur 1 Promille der gesamten EE-Erzeugung. Die höchste negative Residuallast ist mit einem Betrag von 9,8 GW für eine Stunde - dies entspricht der Momentanleistung von etwa 10 Kernkraftwerken - aber vergleichsweise hoch. Bei diesen Analysen wurde unterstellt, dass die Einspeisung der wärmegeführten KWK-Anlagen mit Biomassefeuerung, die ebenfalls zur EE-Erzeugung zählen, bei Erzeugungsüberschüssen reduziert werden kann.

Entsprechend besteht in dem Szenario kaum Bedarf zur Speicherung von EE-Strom. Vielmehr werden – wie heute – Speicher bei einem EE-Anteil von 40 % vorwiegend zur Einsatzoptimierung von thermischen Kraftwerken genutzt, indem sie die Residuallast glätten, um verstärkt weniger flexible, aber dafür in den Erzeugungskosten günstigere Kraftwerke, sogenannte Grundlastkraftwerke, einsetzen zu können. Die Ausspeicherleistung der Speicher wird in dem Szenario nicht zwingend benötigt, weil die gesicherte Leistung durch den konventionellen Kraftwerkspark ausreichend hoch ist.

Abbildung 4.3 beschreibt die Ergebnisse der Jahresbetriebssimulation von Kraftwerk- und Speicherpark für die untersuchten Speicherzubauvarianten (Varianten B bis E). In dieser Abbildung können positive Werte als Mehrerzeugungen und Einspeicherung, negative Werte als Mindererzeugungen und Ausspeicherung interpretiert werden. Der Speichereinsatz bewirkt demnach im 40 %-Szenario vorwiegend eine Verdrängung von Erdgas- und Steinkohlekraftwerken zu Gunsten einer Verstärkung der Braunkohlekraftwerke.



**Abbildung 4.3: Verschiebung der Stromerzeugung in Folge verschiedener Speicherzubauvarianten (Varianten B bis E) bei einem EE-Anteil von 40 %**

## 4.4 Erkenntnis 4:

### **Eine Kombination aus Kurz- und Langzeitspeicherung und Abregelung von EE-Anlagen ist empfehlenswert.**

*Bei einem Anteil erneuerbarer Energien von 80 % werden in einem volkswirtschaftlich günstigen Stromsystem zusätzlich zu den heute vorhandenen Speichern etwa 14 GW bzw. 70 GWh (5 Stunden) an Kurzzeitspeichern und ca. 18 GW bzw. 7,5 TWh (17 Tage) an Langzeitspeichern benötigt.*

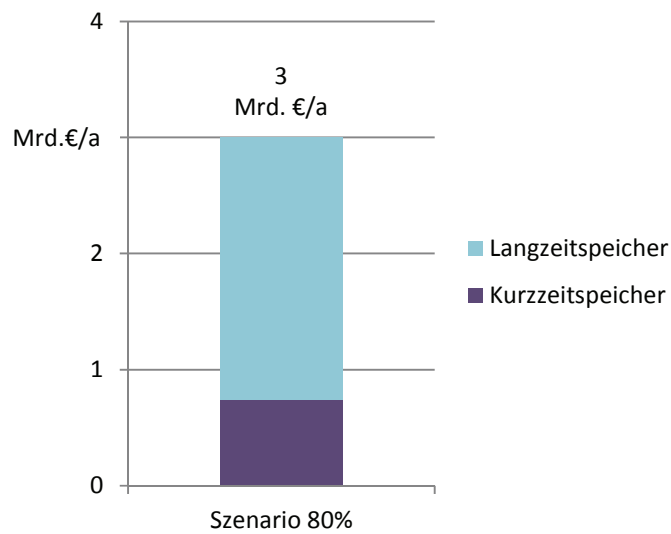
Die „Langfristszenarien 2010“ gehen für das 80 %-Szenario von konkreten Ausbauzielen für erneuerbare Energien aus. Mithilfe dieses Erzeugungsparks würden aber ohne Speicherezubau (Variante A) ca. 30 TWh oder ca. 7 % der EE-Erzeugung abgeregelt werden, so dass diese Variante A das Ziel eines EE-Anteils von 80 % am Bruttostromverbrauch nicht erfüllt und nur ein EE-Anteil von 75 % erreicht wird. Die Berechnungen zeigen, dass eine Dimensionierung der Speicherleistung zur vollen Ausnutzung der erneuerbaren Erzeugung unter Einspeicherung aller Leistungsspitzen (Variante D) als nicht sinnvoll erscheint. Es wird vielmehr empfohlen, eine Kombination aus Speicherung und Abregelung von EE-Anlagen einzusetzen (Variante E). Bei der hier vorgenommenen Halbierung der theoretisch benötigten Speicherleistungen der Kurz- und Langzeitspeicher werden unter den getroffenen Annahmen weniger als 1 % der EE-Erzeugung abgeregelt werden müssen.

Der Zubau an Kurzzeitspeichern in Variante E mit einer Leistung von 14 GW und einer Kapazität von 70 GWh entspricht etwa der doppelten heute vorhandenen Kapazität an Pumpspeicherkraftwerken. Für die Kostenberechnung der Kurzzeitspeicherung wurde ein Speicherpark bestehend aus Batteriespeichern (hierbei insbesondere Blei-Säure-, Lithium-Ionen- und Natrium-Schwefel-Batterien), Druckluftspeichern, neuen Pumpspeicherkraftwerken und Demand Side Management angenommen.

Die Langzeitspeicher mit einer Leistung von 18 GW haben eine Speicherkapazität von etwa 17 Tagen, wodurch nur sehr große Speicherkapazitäten in Frage kommen und die energiebezogenen Speicherkosten für eine günstige Lösung gering sein müssen. Es kommen deswegen in Deutschland nur Speichersysteme auf der Basis von Power-to-Gas in Betracht. Die beiden Energieträger Wasserstoff und Methangas sind dafür geeignet und können in eigenen Kavernen (vorwiegend Wasserstoff) oder im bestehenden Gasnetz und Gasspeichern (vorwiegend Methangas) gespeichert werden. Zur Rückverstromung des Wasserstoff- oder Methangases sind Gaskraftwerke, dezentrale KWK-Anlagen oder Brennstoffzellensysteme notwendig. Der Energieumsatz in den Langzeitspeichern (ca. 16 TWh/a) ist im Vergleich zum heutigen Gasverbrauch in Deutschland (ca. 850 TWh/a) sehr gering und bewegt sich in einem Bereich von unter 2 %. Für die Kostenberechnung werden Speicher auf Basis von Wasserstoff angesetzt, die aber ohne Kostenbetrachtung notwendiger Modifikationen an der Gasinfrastruktur grundsätzlich unwesentlich von denen auf Basis von Methangas abweichen.

Unter Berücksichtigung von Kostensenkungspotentialen der Speichertechnologien können für den Speicherpark annuitätische Investitionskosten von ca. 3 Mrd. /a ab-

geschätzt werden. Dabei entfallen ca. 75 % der Kosten auf die Langzeitspeicher (Abbildung 4.4). Die Kosten der Ausspeichereinheiten der Langzeitspeicher (z.B. Gaskraftwerke, Brennstoffzellen oder KWK) sind nicht in den Speicherkosten, sondern in den Kosten des Kraftwerksparks enthalten.



**Abbildung 4.4: Aufteilung der annuitätischen Speicherkosten auf Kurz- und Langzeitspeicher für das 80 %-Szenario (Variante E)**

## 4.5 Erkenntnis 5:

### **Speicher sollen nach Energiemengen und nicht nach Leistungsspitzen ausgelegt werden.**

*Ein Abregeln der seltenen, aber großen Leistungsspitzen der erneuerbaren Energien ist grundsätzlich wirtschaftlicher als eine Auslegung der Einspeicherleistungen der Speicher auf diese großen Leistungswerte. Das optimale Verhältnis aus Erzeugungskapazität, Speicherung und Abregelung ist Gegenstand zukünftiger Forschung.*

Aufgrund der begrenzten Volllaststundenzahlen der erneuerbaren Energien erfolgt in den „Langfristszenarien 2010“ eine Installation von Windenergie- und Photovoltaikanlagen, deren Leistung zusammengenommen bereits im 40 %-Szenario oberhalb der Höchstlast von ca. 80 GW liegt und 98 GW beträgt. Im 80 %-Szenario sind in Summe 144 GW und im 100 %-Szenario sogar 191 GW an Photovoltaik- und Windenergieanlagen installiert. Analysen der auftretenden Residuallast zeigen, dass große Leistungsspitzen aus erneuerbaren Energien aber relativ selten auftreten (Abbildung 4.1). Im 80 %-Szenario ergeben sich maximale Überschüsse von ca. 50 GW und maximale Unterdeckungen von ca. 70 GW.

Erfolgt eine Dimensionierung des Speicherparks mit dem Ziel, keine Abregelung von erneuerbaren Energien vorzunehmen, sind dafür annuitätische Investitionskosten von ca. 5,1 Mrd. /a nötig (Tabelle 4.1). Reduziert man die Speicherleistungen beispielhaft auf je etwa die Hälfte der ursprünglichen Ladeleistung, müssen ca. 400 GWh (ca. 1 ‰ des Gesamtjahresstromverbrauchs) erneuerbare Energien aus Windenergie- und PV-Anlagen pro Jahr abgeregelt werden. Demgegenüber stehen jedoch um 2,1 Mrd. /a verminderte annuitätische Investitionen in den Speicherpark. Zudem ist der Energiedurchsatz in den Langzeitspeichern trotz verminderter Leistung nicht signifikant geringer. Dies führt zu erheblich geringeren Energiedurchsatzkosten und damit zu einer höheren Wirtschaftlichkeit.

Aus diesen Betrachtungen kann abgeleitet werden, dass eine Auslegung der Speicher auf Erzeugungsspitzen erneuerbarer Energien nicht sinnvoll ist. Das optimale Verhältnis aus Erzeugungskapazität, Speicherung und Abregelung sowie das optimale Verhältnis zwischen Ein- und Ausspeicherungsleistung muss in weiteren Untersuchungen gefunden werden.

	reduzierter Speicherpark (Variante E)	Speicher für volle Nutzung der EE (Variante D)
Kurzzeitspeicher (Lade- / Entladeleistung / Energie)	14 GW / 14 GW / 70 GWh	28 GW / 26 GW / 140 GWh
Langzeitspeicher (Lade- / Entladeleistung / Energie)	18 GW / 18 GW / 7 TWh	36 GW / 29 GW / 8 TWh
abgeregelte erneuerbare Energiemenge aus Windenergie- und PV-Anlagen	0,4 TWh/a	0 TWh/a
annuitätische Investitionskosten der Speicher	3 Mrd. €/a	5,1 Mrd. €/a

**Tabelle 4.1: Vergleich der verschiedenen Speicherausbaugrade für das 80 %-Szenario; Abregelung ohne Betrachtung von Netzengpässen und Netzbetrieb**



## 4.6 Erkenntnis 6:

### Kurz- und Langzeitspeicher dienen bei einem EE-Anteil von 80 % dem Klimaschutz.

Aus Sicht des Klimaschutzes sind Kurz- und Langzeitspeicher bei einem EE-Anteil von 40 % unter den getroffenen Annahmen nicht erforderlich. Der Einsatz von Speichern führt im regulären Strommarkt erst bei einem EE-Anteil von 80 % zu einer rund 10-prozentigen Reduzierung des CO<sub>2</sub>-Ausstoßes zusätzlich zu einer bereits erfolgten Gesamtemissionsreduktion im Stromsystem von minus 85 % im Bezug zu 1990.

Bei einem EE-Anteil von 40 % werden Kurz- und Langzeitspeicher nur selten zu Einspeicherung von EE-Strom, sondern vorwiegend zur Einsatzoptimierung der thermischen Kraftwerke genutzt. Folge sind einerseits eine erhöhte Stromproduktion aus fossilen, thermischen Kraftwerken zur Deckung der Speicherverluste (Zykluswirkungsgrad 40 % bei Langzeitspeichern und 80 % bei Kurzzeitspeichern) sowie eine Verdrängung der Erdgas- und Steinkohlestromproduktion zu Gunsten der Braunkohlestromproduktion. Die energiewirtschaftliche Optimierung der thermischen Kraftwerke mit Speichern führt daher zu bis zu 1,8 % höheren CO<sub>2</sub>-Emissionen als in der Variante A ohne Speicherzubau (siehe Varianten B bis E in Abbildung 4.6 bei einem EE-Anteil von 40 %). Bei einem EE-Anteil von 80 % (Abbildung 4.5) reduzieren die Speicher den CO<sub>2</sub>-Ausstoß um bis zu 10 % - und zwar zusätzlich zur erheblichen Reduktion, die durch den EE-Ausbau bedingt ist. Die Ursache ist darin begründet, dass bei einem EE-Anteil von 80 % die Speicher in erheblichem Maße EE-Strom einspeichern und bei der Ausspeicherung fossilen Erdgasstrom ersetzen (Abbildung 4.6).

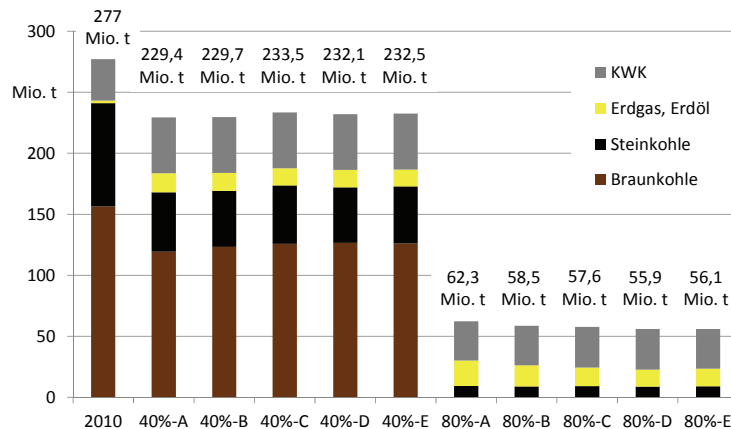
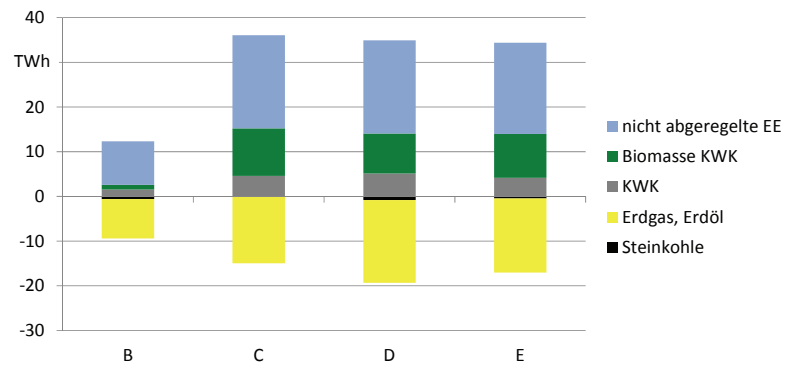


Abbildung 4.5: CO<sub>2</sub>-Emissionen der untersuchten Speicherzubauvarianten bei unterschiedlichem EE-Anteil



**Abbildung 4.6: Verschiebung der Stromerzeugung in Folge verschiedener Speicherzubauvarianten (Varianten B bis E) bei einem EE-Anteil von 80 %**

## 4.7 Erkenntnis 7:

### Die Stromgestehungskosten steigen in der Energiewende selbst mit Speichereinsatz nur um ca. 10 % bis 2050.

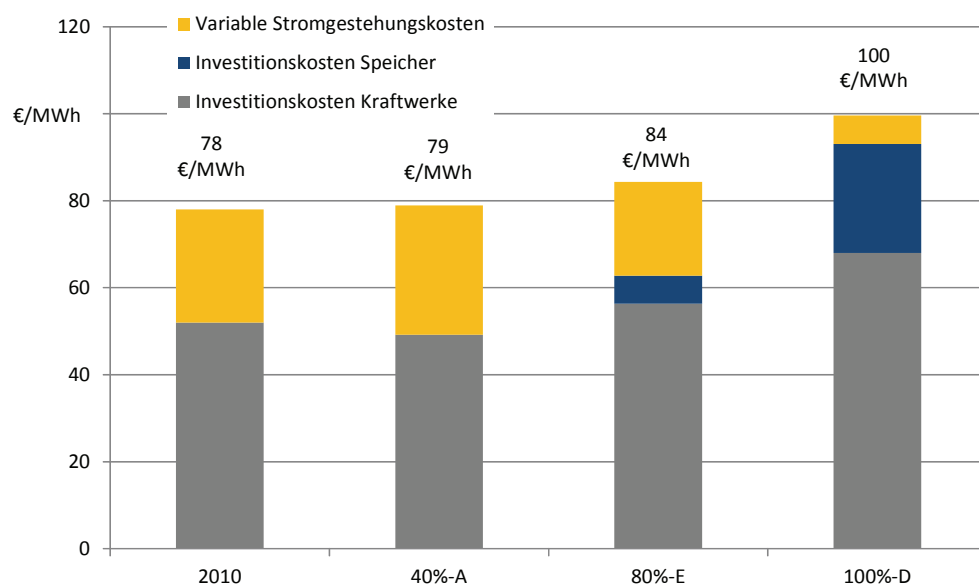
Die Stromgestehungskosten werden bei einem EE-Anteil von 80 % nur um ca. 10 % im Vergleich zum Jahr 2010 steigen.

Abbildung 4.7 stellt die Stromgestehungskosten ausgewählter Speicherzubauvarianten für verschiedene EE-Anteile gegenüber. Die Stromgestehungskosten sind nicht mit Strompreisen zu verwechseln, die sich u.a. über Grenzkosten an Märkten bilden sowie Netzentgelte sowie Steuern und Abgaben beinhalten.

Der steigenden installierten Leistung aus EE-Anlagen und den damit verbundenen Investitionskosten steht eine Kostendegression der EE-Anlagen gegenüber, wie sie aus den „Langfristszenarien 2010“ des BMU für die Berechnung der Stromgestehungskosten in dieser Studie herangezogen wurden. Diese sehen zwischen 2010 und 2050 für Offshore-Windenergieanlagen eine Kostendegression auf 40 %, für PV-Anlagen auf 33 % und für Onshore-Windenergieanlagen auf 70 % vor. In Summe steigen daher die Stromgestehungskosten aus den Investitionskosten der Kraftwerke daher nur moderat.

Mit zunehmendem EE-Anteil sinken die variablen Stromgestehungskosten, weil der Anteil der mit variablen Kosten verbundenen thermischen Erzeugung sinkt, bis bei einem EE-Anteil von 100 % im Wesentlichen nur noch variable Stromgestehungskosten für die Biomasse verbleiben. Der unterstellte Anstieg in den Kosten für fossile Primärenergie kann diesen Effekt nicht kompensieren.

In Summe verbleibt als Folge des EE-Ausbaus auf einen EE-Anteil von 80 % ein Anstieg der Stromgestehungskosten gegenüber dem Referenzjahr 2010 um 10 %.



**Abbildung 4.7: Stromgestehungskosten für ausgewählte Speicherzubauvarianten bei verschiedenen EE-Anteilen**



## 4.8 Erkenntnis 8:

### **Bei einer Steigerung des EE-Anteils von 80 % auf 100 % verdreifacht sich der Speicherbedarf.**

*Wird der Anteil erneuerbarer Energien ausgehend von 80 % auf 100 % erhöht, ist eine Verdreifachung des Speicherparks an Kurz- und Langzeitspeichern notwendig. Die Stromgestehungskosten steigen dabei um ca. 19 %. Die letzte Steigerung des Anteils um 20 % ist teurer als die Steigerung des Anteils erneuerbarer Energien um 63 % von 17 % im Jahre 2010 auf 80 %.*

Die Stromgestehungskosten setzen sich aus den annuitätischen Investitionskosten für den Kraftwerkspark (Kraftwerke und EE-Anlagen, Ausspeichereinheiten der Langzeitspeicher), den annuitätischen Investitionskosten für den Speicherpark sowie den variablen Stromgestehungskosten (Brennstoffkosten) zusammen. Der Kalkulationszinssatz wird in dieser Studie mit 9 % angenommen und die Abschreibungsdauer jeweils auf die Komponentenlebensdauer festgelegt. Die Entwicklung der Stromgestehungskosten und deren Aufschlüsselung nach Investitions- und Betriebskosten ist in Abbildung 4.7 dargestellt.

Es kann festgestellt werden, dass die Stromgestehungskosten im 40 %-Szenario (Variante A, kein Speicherzubau) in etwa denen im Referenzjahr 2010 entsprechen. Die Stromgestehungskosten im 80 %-Szenario liegen etwa 7 % höher. Dabei tragen die Kosten des Speicherparks ca. 8 % zu den Stromgestehungskosten bei. Die installierten Speicherleistungen und -kapazitäten sind in Tabelle 4.2 dargestellt.

Bei einem weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien um 20 % zu einer regenerativen Vollversorgung ist auch der Speicherpark entsprechend zu erweitern. Die Kurzzeitspeicherleistung und -kapazität ist dann 2,5 mal und die Langzeitspeicherleistung und -kapazität 3,5 mal höher als im 80 %-Szenario. Die Stromgestehungskosten steigen um ca. 19 % im Vergleich zum 80 %-Szenario. Die Kosten der Energiespeicherung spielen nun eine entscheidende Rolle, sie machen ca. 25 % der Stromgestehungskosten aus. Dabei sind die Kosten der Ausspeichereinheiten der Langzeitspeicher in den Kosten des Kraftwerksparks enthalten. Ausgenommen sind notwendige Modifikationen an der Gasinfrastruktur für die Langzeitspeicherung.

	Szenario 80 % (Variante E)	Szenario 100 % (Variante D)
Kurzzeitspeicher (Lade- / Entladeleistung / Energie)	14 GW / 14 GW / 70 GWh	36 GW / 35 GW / 184 GWh
Langzeitspeicher (Lade- / Entladeleistung / Energie)	18 GW / 18 GW / 7 TWh	68 GW / 42 GW / 26 TWh
annuitätische Investitionskosten der Speicher	3 Mrd. €/a	12 Mrd. €/a

**Tabelle 4.2: Speicherpark im 80 %- und 100 %-Szenario**

## 4.9 Erkenntnis 9:

### **Kraftwerke und Langzeitspeicher sorgen auch zukünftig für Versorgungssicherheit**

*Kraftwerke im fossilen Restkraftwerkspark und die Ausspeichereinheiten der Langzeitspeicher – dann vorwiegend als Gaskraftwerke, Brennstoffzellenanlagen und KWK - bilden in Zukunft das Rückgrat der Versorgungssicherheit. Bis zu einem Anteil erneuerbarer Energien von 80 % wird die installierte Leistung an Erzeugungsanlagen (Kraftwerke, zentrale und dezentrale KWK) stets in der Größenordnung des Spitzenverbrauchs liegen.*

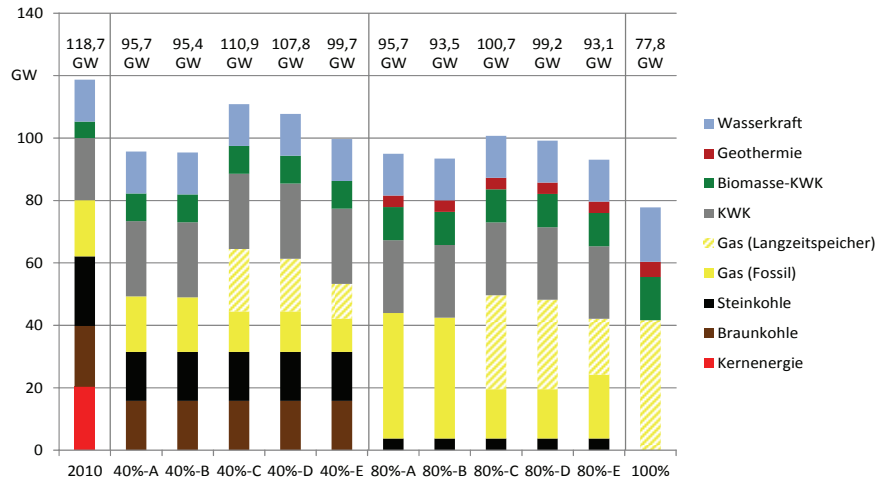
Zur Wahrung der Versorgungssicherheit auch bei langen Flauten und geringer Sonneneinspeisung sind Einheiten mit hoher Verfügbarkeit – das sind fossil und biogen befeuerte Kraftwerke und KWK, regenerativ betriebene Ausspeichereinheiten der Langzeitspeicher, Wasserkraftwerke und geothermische Kraftwerke - erforderlich, die in diesen Zeiten die Verbraucher versorgen. Abbildung 4.8 zeigt den für diese Versorgungssicherheit notwendigen Kraftwerks- und Anlagenpark bei den betrachteten Speicherzubauvarianten.

Der rückläufige Trend vom Referenzjahr über das 40 %-Szenario zum 80 %-Szenario ist sowohl mit dem sinkenden Stromverbrauch und dem damit verbundenen Rückgang der Spitzenlast zu begründen als auch damit, dass im Kraftwerkspark des Referenzjahres Überkapazitäten vorhanden sind.

Da die vorzuhaltende Leistung aus Kraftwerken in den Varianten A und B sich nicht signifikant unterscheidet, kann abgeleitet werden, dass Kurzzeitspeicher nicht signifikant zur Versorgungssicherheit beitragen.

Langzeitspeicher tragen dagegen in erheblichem Maße zur Versorgungssicherheit bei, wie der Vergleich der Variante C mit A offenbart: Die notwendige Leistung aus fossilen Gaskraftwerken reduziert sich etwa in dem Maße, wie Ausspeicherleistung aus Langzeitspeichern bereit steht. Im 100 %-Szenario werden Ausspeichereinheiten der Langzeitspeicher und KWK-Anlagen rein regenerativ mit erneuerbarem Gas (Wasserstoff, Methan) befeuert.





**Abbildung 4.8: Notwendige Kraftwerkskapazitäten mit hoher Verfügbarkeit bei verschiedenen Speicherzubauvarianten und verschiedenen EE-Anteilen**

## 4.10 Erkenntnis 10:

### **Speicher entlasten Übertragungsnetze ohne Betrachtung des Netzbetriebes kaum.**

*Der Kurz- und/oder Langzeitspeichereinsatz, sofern er ohne Rücksicht auf den Netzzustand erfolgt, führt zu keiner signifikanten Netzbelastung oder Netzentlastung und hat somit ohne Betrachtung räumlich unterschiedlicher Ein- und Ausspeicherung keinen Einfluss auf den erforderlichen Übertragungsnetzausbau.*

Die Auslastung eines Netzbetriebsmittels ist definiert als das Verhältnis aus dem Betriebsstrom zu dessen thermischem Grenzstrom. Im Rahmen der Netzanalyse wurde die maximale Auslastung jedes Netzbetriebsmittels (Leitungen und Transformatoren) über die Jahreszeitreihe jeweils separat für den Grund- und den (n-1)-Fall bestimmt und der Erwartungswert für jede Netz- und Speichervariante berechnet. In Abbildung 4.9 sind die Erwartungswerte der maximalen Betriebsmittelauslastungen für jedes in dem 40 %- und 80 %-Szenario untersuchte Netzmodell in Abhängigkeit von der Speichervariante dargestellt.

Im Rahmen der Studie wurden vier Netzmodelle entwickelt, die unterschiedliche Ausbauvarianten des deutschen Übertragungsnetzes darstellen. Die Zunahme der Leistungsfähigkeit von Netzmodell 1 bis Netzmodell 4 ist in den damit verbundenen sinkenden Erwartungswerten deutlich zu erkennen. Durch den Netzausbau wird für den Grundfall der Erwartungswert im 40 %-Szenario um etwa 9 % und für die im 80 %-Szenario untersuchten Varianten um etwa 17 % gesenkt.

Die Speicher bewirken zwar eine Reduzierung der maximalen Auslastung der Netzbetriebsmittel, der Einfluss ist jedoch gering. Die Erwartungswerte verringern sich im 40 %-Szenario im Grundfall nur um 1,4 % (absolut). In den im 80 %-Szenario untersuchten Varianten sind es durchschnittlich 2,6 % (absolut). Der auf eine Bilanzierung von Erzeugung und Verbrauch hin optimierte Einsatz von Speichern führt somit in beiden Szenarien zu keiner signifikanten Entlastung der Netze.

Grundsätzlich eröffnet der Speicherbetrieb jedoch neue Freiräume für den Netzbetrieb z. B. durch Redispatch zur Vermeidung von lokalen Netzüberlastungen oder Kopplungen mit anderen Energienetzen wie z.B. Gas- oder Wärmenetzen. Diese Möglichkeiten wurden in der Studie nicht betrachtet.

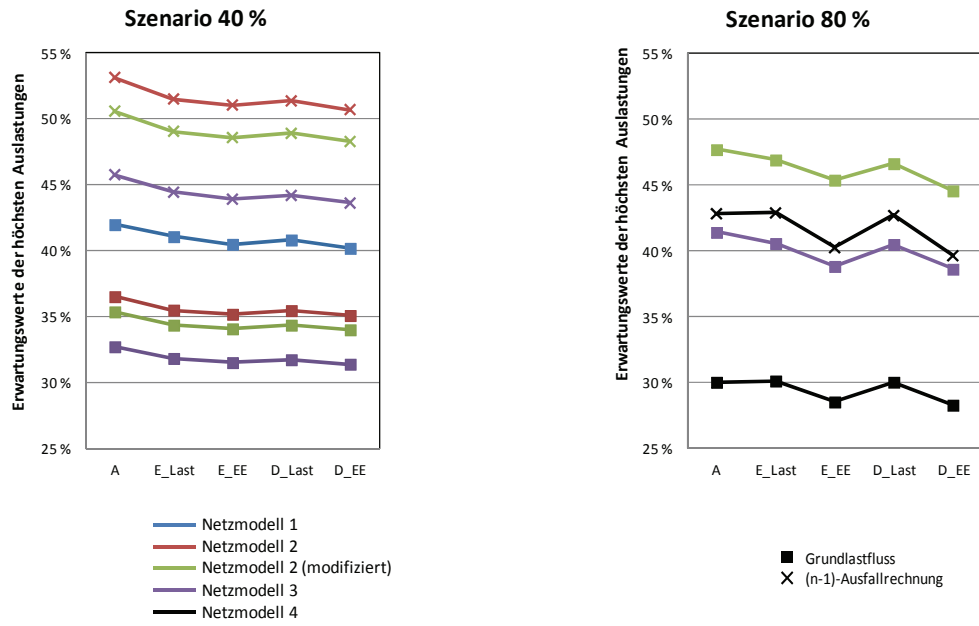


Abbildung 4.9: Erwartungswerte der höchsten Betriebsmittelauslastungen im Vergleich

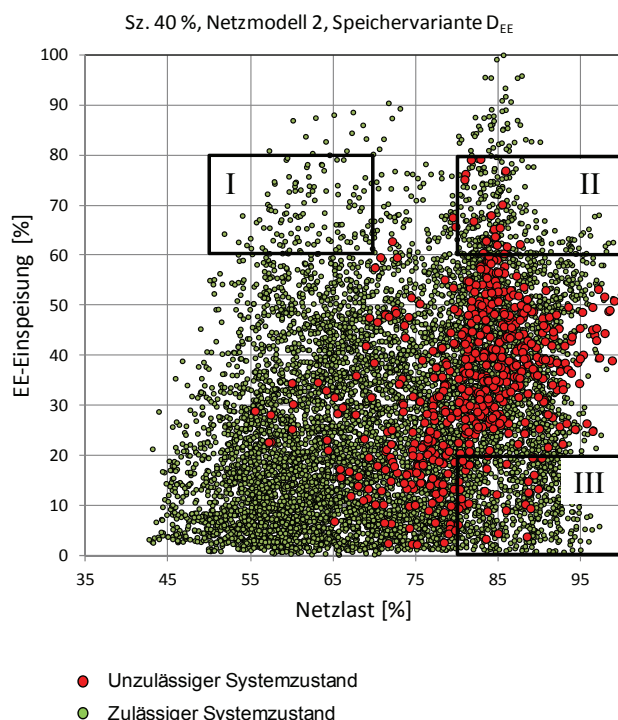
## 4.11 Erkenntnis 11:

### Keine Präferenz für last- oder erzeugungsnahe Speicher- allokation.

*Auf Grund des situationsabhängigen Einflusses der Speicher auf das Übertragungsnetz, sofern der Speichereinsatz ohne Rücksicht auf den Netzzustand erfolgt und Ein- und Ausspeicherung räumlich zusammenliegen, kann keine Empfehlung für eine erzeugungsnahe oder verbrauchsnahe Speicherallokation abgeleitet werden.*

In Abbildung 4.10 sind beispielhaft die als Ergebnis der (n-1)-Ausfallrechnung in der Speichervariante  $D_{EE}$  ermittelten Systemzustände dargestellt. Jeder Punkt markiert ein Wertepaar aus der Gesamtnetzlast und der dazugehörigen Einspeisung erneuerbarer Erzeugung aus Wind und Sonne, jeweils normiert auf den Maximalwert. Ein grüner Punkt stellt einen zulässigen Betriebszustand des Netzes dar, während ein roter Punkt signalisiert, dass mindestens ein Netzbetriebsmittel einen unzulässigen Betriebszustand aufweist. Die dargestellte Netzvariante ist also unzulässig.

In den „Punktewolken“ sind drei Extrembereiche hervorgehoben, für welche die Anzahlen der unzulässigen Systemzustände je Speichervariante in Tabelle 4.3 summiert sind.



**Abbildung 4.10: Systemzustände im 40 %-Szenario, Netzmodell 2, Speichervariante  $D_{EE}$ , (n-1)**

Tabelle 4.3 zeigt, dass keine allgemein gültige Aussage getroffen werden kann, welche der Speicherlokationsvarianten vorteilhafter ist. Je nach Situation wirkt die eine oder die andere Allokation netzentlastend. Bei den erzeugungsnahe Speicherlokation

tionen  $D_{EE}$  bzw.  $E_{EE}$  werden in diesem Beispiel zwar sämtliche unzulässigen Systemzustände im Bereich I (hohe EE-Einspeisung, geringe Last) eliminiert, da die erzeugte Energie direkt eingespeichert wird, ohne über das Netz transportiert werden zu müssen.

	Anzahl unzulässiger Systemzustände			gesamt
	je Bereich			
	I	II	III	
A	15	9	57	594
$E_{Last}$	8	29	26	572
$E_{EE}$	0	21	34	565
$D_{Last}$	9	28	21	579
$D_{EE}$	0	18	29	558

**Tabelle 4.3: Unzulässige Systemzustände je Bereich im 40%-Szenario, Netzmodell 2, alle Speichervarianten**

Demgegenüber führt dieselbe Allokation im Bereich III (geringe EE-Einspeisung, hohe Last) zu einer höheren Anzahl der unzulässigen Systemzustände im Vergleich

zur lastnahen Speicherallokation, da die Lasten in diesem Fall aus den räumlich entfernten Speichern versorgt werden müssen. Insgesamt zeigt sich eine leichte Tendenz zu niedrigeren Anzahlen unzulässiger Systemzustände bei den Varianten mit Speicherausbau.

## 5 Schlussfolgerungen und Ausblick

### Speicher über Forschung und Entwicklung für den Markt vorbereiten.

*Speicher werden langfristig ein unverzichtbares Element des Stromsystems sein. Heute sind intensive Forschung sowie Pilot- und Demonstrationsprojekte zur Weiterentwicklung der Speichertechnologie für den langfristig erforderlichen Einsatz dringend zu empfehlen. Eine geeignete Markteinführung ist rechtzeitig vorzubereiten, um den erforderlichen Speicherausbau bis 2050 zu erreichen. Neben der Bilanzierung sind weitere Fragen im zukünftigen Stromversorgungssystem ungelöst, zu denen Speicher einen Beitrag leisten können.*

Speicher werden langfristig ein wichtiger Bestandteil des Stromversorgungssystems sein. Die Analyse des Stromversorgungssystems unter den angegebenen Annahmen und Methoden hat aber auch gezeigt, dass der Speicherungsbedarf in der Energiewende erst ab Anteilen erneuerbaren Energien über 40 % signifikant werden wird:

Die durch den EE-Ausbau hervorgerufenen Schwankungen können kurz- und mittelfristig auch weitgehend von einem flexiblen thermischen Kraftwerkspark und flexiblen Biomasseanlagen abgefangen werden. Der Einsatz von Speichern hat unter den getroffenen Annahmen einer am selben Ort stattfindenden Ein- und Ausspeicherung fast keine Auswirkung auf den erforderlichen Ausbau des Übertragungsnetzes. Bei einem EE-Anteil von 40 % dient der Speichereinsatz vor allem der Optimierung und Verstetigung fossiler Stromerzeugung und hat dadurch nur langfristig bei einem entsprechend emissionsärmeren Kraftwerkspark eine positive Auswirkung auf die Gesamtemissionen der Stromerzeugung. Aus diesen Gründen sollten heute der Stromnetzausbau und die Flexibilisierung des Kraftwerksparks sowie der Ausbau regelbarer EE-Anlagen (z.B. Biomasse) prioritär vorangetrieben werden.

Damit die notwendigen Speichertechnologien zukünftig wirtschaftlich und großtechnisch einsetzbar sind sowie rechtzeitig zur Verfügung stehen, sind heute technologieneutrale Forschungs-, Entwicklungs- und Demonstrationsprojekte zur Weiterentwicklung der Speichertechnologien dringend zu empfehlen. Der kurz- und mittelfristig noch nicht immanente Speicherungsbedarf gewährt Zeit für diese Arbeiten, die es zu nutzen gilt, um als Ziel zukünftig den kommenden Speicherungsbedarf mit möglichst innovativer und effizienter Speichertechnik bedienen zu können.

Gleichzeitig ist es naheliegend, sich jetzt Gedanken zu machen, wie der rechtzeitige Speicherausbau Teil des energiepolitischen Masterplans zur Energiewende wird. Dazu ist zunächst die Erarbeitung eines soliden Markteinführungsplanes notwendig, der, sofern erforderlich, Markteinführungsanreize mit berücksichtigt. Klar ist aber, dass die Mehrzahl der diskutierten Technologien auch erst dann kostengünstig werden kann, wenn eine hohe Produktionsrate erreicht wird.

Eine Möglichkeit ist ein Evaluierungsprozess über die in den kommenden Jahren unterstützten Speicherprojekte seitens der Politik, der Forschung und der Industrie mit dem Ziel einer Ableitung der vielversprechendsten Technologien. Diese können durch entsprechende Markteinführungsprogramme forciert werden, die zu einer erforderlichen, in dieser Studie auch unterstellten Kostendegression führen. Jegliche Förderprogramme sind eng an den tatsächlichen Speicherungsbedarf in Abhängigkeit aller anderen Flexibilitätsoptionen zu koppeln, um Überförderungen und den Aufbau von nicht nachhaltigen Wirtschaftszweigen zu vermeiden.

Die vorliegende VDE-Studie hat sich auf den Speicherungsbedarf des Stromversorgungssystems zur Bilanzierung von volatiler Erzeugung und Verbrauch konzentriert. Viele weitere Fragen in Bezug auf das zukünftige Stromversorgungssystem bleiben offen, zu denen Speicher auch einen Beitrag leisten können bzw. von denen auch Speicher betroffen sein werden und denen sich unter anderem auch der VDE in seinen zukünftigen Studien widmen wird:

- Die Wechselwirkungen zwischen Speichereinsatz und Netzen sind weiter zu beleuchten. Speicher können sowohl im Verteil- wie im Übertragungsnetz bei hierauf abgestimmter Betriebsweise (z.B. Redispatch) zum Engpassmanagement durch die Netzbetreiber mit der Folge genutzt werden, dass sie einen Beitrag zur Netzsicherheit leisten, Netzausbau teilweise substituieren, aber auch zu zusätzlichem Speicherungsbedarf führen können. Hierzu müssten Strom- und Gasversorgungssystem gemeinsam betrachtet werden, da hier das Speicherkonzept Power-to-Gas neue Freiheitsgrade eröffnet.
- Weiter gilt es, den optimalen Mix für die Flexibilitäten im Stromversorgungssystem zu finden, der aus verschiedenen Speichertechnologien, flexiblen Kraftwerken, Demand-Side-Management und flexiblen EE-Anlagen bestehen wird.
- Auch die Versorgungssicherheit ist weiter zu beleuchten. Der vorliegenden Studie liegt das Wetterjahr 2007 zu Grunde. Das Verhalten des Systems in Extremsituationen, z. B. extrem lange Flauten, erfordert weitere Untersuchungen, die gegebenenfalls zu weiteren Speicherungsbedarf, vor allem im Speichervolumen, führen könnten.
- Untersuchungsbedarf besteht auch in der Frage der zukünftigen Leistungs-Frequenz-Regelung, wenn die klassischen Mittel wie z.B. Großkraftwerke mit rotierenden Dampfturbinen im Grundlastbetrieb wegfallen. Hier können Kurz- und Langzeitspeicher ergänzend zu ihrer Bilanzierungsfunktion, aber auch für diese Fragestellung besonders geeignete sehr schnelle Speicher, wie z.B. Schwungradspeicher oder supraleitende Magnetspeicher, beitragen.
- Zukünftig sollte die technisch-wirtschaftliche Optimierung nicht nur innerhalb des Stromsystems durchgeführt werden, vielmehr sind in weiteren Studien die Energiesysteme Gas, Wärme und Verkehr spartenübergreifend mit einzubeziehen.



- Der Austausch von Energie mit den europäischen Nachbarländern wurde in dieser Studie nicht berücksichtigt. Dieser kann zu einer Verstärkung der Nutzung erneuerbarer Energien und zur Reduzierung der Kosten insbesondere auch im Hinblick auf das 100 %-Szenario in Bezug auf Speicherkosten führen und ist daher in zukünftigen Studien mitzubetrachten.
- Das Strommarktdesign selbst ist im Laufe des EE-Ausbaus anzupassen, um die erforderlichen Flexibilitäten durch Speicher, aber auch durch flexible Verbraucher, Gaskraftwerke und flexible EE-Einspeisungen betriebswirtschaftlich rentabel bereitstellen zu können. Das zukünftige Strommarktdesign wird daher angemessene Vergütungen für Leistung bzw. Flexibilität vorsehen müssen.
- Neben dem Strommarktdesign muss auch die Netzregulierung, welche aus einer Welt gerichteter Lastflüsse aus Großkraftwerken im Übertragungsnetz über die Verteilnetze zum Verbraucher stammt, auf die Anforderungen eines Stromversorgungssystems mit veränderter Bedeutung von Speichern und dezentraler Erzeugung hin ausgerichtet werden. Dies umfasst nicht nur, aber auch die Frage des Netzentgeltdesigns wie die Bereitstellung und Vergütung von Systemdienstleistungen.

**VDE**

**VERBAND DER ELEKTROTECHNIK  
ELEKTRONIK INFORMATIONSTECHNIK e.V.**

Stresemannallee 15  
60596 Frankfurt am Main

Telefon 069 6308-0  
E-Mail [service@vde.com](mailto:service@vde.com)  
<http://www.vde.com>

