

Politikberatung kompakt

Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung

2016

Stromnetze und Speichertechnologien für die Energiewende – Eine Analyse mit Bezug zur Diskussion des EEG 2016

Claudia Kemfert, Clemens Gerbaulet und Christian von Hirschhausen

IMPRESSUM

© DIW Berlin, 2016

DIW Berlin
Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung
Mohrenstraße 58
10117 Berlin
Tel. +49 (30) 897 89-0
Fax +49 (30) 897 89-200
www.diw.de

ISBN 978-3-946417-02-6
ISSN 1614-6921

Alle Rechte vorbehalten.
Abdruck oder vergleichbare
Verwendung von Arbeiten
des DIW Berlin ist auch in
Auszügen nur mit vorheriger
schriftlicher Genehmigung
gestattet.

DIW Berlin: Politikberatung kompakt 112

Claudia Kemfert^{1,3}

Clemens Gerbaulet^{1,2}

Christian von Hirschhausen^{1,2}

Stromnetze und Speichertechnologien für die Energiewende - Eine Analyse mit Bezug zur Diskussion des EEG 2016

Gutachten im Auftrag der Hermann-Scheer-Stiftung

Korrigierte Fassung

Berlin, Juni 2016

¹ DIW Berlin, Abteilung Energie, Verkehr und Umwelt (EVU), Mohrenstr. 58, 10117 Berlin

² TU Berlin, Fachgebiet Wirtschafts- und Infrastrukturpolitik (WIP), Str. des 17. Juni 135, 10623 Berlin

³ Hertie School of Governance, Friedrichstraße 180, 10117 Berlin

Zusammenfassung

Im Rahmen der Energiewende ist festgelegt, den Anteil erneuerbarer Energien bis zum Jahr 2050 auf mindestens 80% des Bruttostromverbrauchs zu steigern. Im Kontext der Diskussionen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes 2016 (EEG 2016) gibt es eine Diskussion über den Zusammenhang zwischen den Ausbauzielen erneuerbarer Energien und der Entwicklung von Netzausbau und Speichertechnologien. Im vorliegenden Gutachten werden einige Argumente in dieser Diskussion geprüft. Neben aktuellen Forschungsarbeiten wird dabei auch auf Beiträge zum Netzausbau zurückgegriffen, welche in den letzten 10 Jahren regelmäßig im Rahmen von Forschungsprojekten und Konsultationsverfahren erstellt wurden (s. Referenzen).

Die drastische Kostendegression der erneuerbaren Energien in den vergangenen zwei Jahrzehnten hat dazu geführt, dass diese inzwischen weltweit als tragende Säule zukünftiger Stromsysteme betrachtet werden. Aus gesamtwirtschaftlicher Perspektive stellen erneuerbare Energien, z.B. Wind und Sonne, im Vergleich zu fossilen oder atomaren Technologien eine günstige Stromquelle dar, da ihre Produktionskosten weiterhin sinken werden und sie verhältnismäßig geringe externe Umweltkosten haben. Auch die deutschen und andere europäische Energieversorger haben inzwischen diese Entwicklung erkannt und orientieren ihre Unternehmensstrategien weg von der Stromherstellung aus konventionellen Energien in Richtung erneuerbarer Energien.

Der Anteil erneuerbarer Energien im deutschen Stromsystem ist im vergangenen Jahrzehnt von ca. 10% auf ein Drittel gewachsen, ohne dass dadurch die Versorgungssicherheit oder Netzstabilität reduziert worden wäre. Laut Aussagen der Bundesnetzagentur ist die Zuverlässigkeit der Stromversorgung in den vergangenen Jahren sogar noch gesteigert worden: Im Jahr 2014 lag die durchschnittliche Unterbrechungsdauer der angeschlossenen Letztverbraucher bei 12,28 Minuten (Bundesnetzagentur, 2015, S. 7); die Zuverlässigkeit der Stromversorgung liegt mit 99,998% weltweit mit an der Spitze.

Die Entwicklung der Übertragungsnetze schreitet in Deutschland kontinuierlich voran und hat bisher zu keinen nennenswerten Einschränkungen des Stromsystems geführt. Jährlich werden ca. 60-100 km Netzausbau an Land fertiggestellt; hierzu kommt die Anbindung von Offshore Windparks. Trotz einer leichten Steigerung sind die Engpässe im Stromnetz und der dadurch verursachte Redispatch gering (Quartal 1-3 2015: 4291 GWh): er lag in den vergangenen Jahren mit Ausnahme von 2015 stets unterhalb von 1% der insgesamt transportierten Menge und betrug 2015 1,1%; hierzu kamen 2015 ca. 0,4% Einspeisemanagement. Insgesamt bewegen sich die Kosten für Systemdienstleistungen (wie z.B. Regelleistung) in den vergangenen Jahren im Bereich von 1-2%.

Es gibt in Deutschland derzeit keine Netzengpassgebiete, in denen eine Verzögerung des Ausbaus erneuerbarer Energien gerechtfertigt wäre, so wie es im Entwurf des EEG 2016 vorgeschlagen wird. Der einzige strukturelle Engpass im deutschen Stromnetz, zwischen den neuen Bundesländern und Bayern, wurde durch die Fertigstellung der EnLAG-Leitung Altenfeld (Thüringen) – Redwitz (Bayern, 2 x 380 kV AC Leitung, ca. 3,4 GW Kapazität) zum Jahreswechsel 2015/16 aufgelöst; weitere längerfristige und strukturelle Engpässe sind im Netz nicht erkennbar.

Der von den Übertragungsnetzbetreibern ermittelte umfangreiche Netzausbaubedarf ist vor allem darauf zurückzuführen, dass das gegenwärtige Marktdesign eine Einspeisegarantie für fossilen Strom

nach dem Merit-Order Prinzip auch in Zeiten hoher Überkapazitäten vorsieht, welche dann vor allem für Stromexporte genutzt wird. Insbesondere die drei geplanten Höchstspannungs-Gleichstrom-Übertragungsleitungen (HGÜ-Leitungen) sind darauf angelegt, in wenigen Stunden mit viel Wind gleichzeitig auch viel Strom aus Kohlekraftwerken zu transportieren. Die Tatsache, dass in einem CO₂-intensiven Stromsystem groß angelegter Leitungsausbau zu einer Steigerung der CO₂-Emissionen führt, wird inzwischen auch von der internationalen Literatur bestätigt (vgl. Abrell/Rausch, 2015; Brancucci Martínez-Anido, 2013).

Der überhöhte Netzausbau kann dank einer Vielzahl von Maßnahmen auf ein technisch-ökonomisch angemessenes Niveau reduziert werden, wie z.B. ein kluges Einspeisemanagement für fossilen und erneuerbaren Strom, Redispatchmaßnahmen oder eine Umstellung des Marktdesigns auf netzknotenspezifische Preise („Nodalpreise“); hierzu gehört auch eine drastische Reduktion der den ÜNBs zugestandenen, garantierten Eigenkapitalrendite von derzeit über 9%, welches ein Vielfaches vergleichbarer, risikoarmer Anlagemöglichkeiten des aktuellen Kapitalmarktes darstellt. Modellsimulationen zeigen, dass die gesamtgesellschaftliche Wohlfahrt gesteigert werden kann, wenn der Stromproduktions-, Einsatz- und Transportbedarf bedarfsgerecht besser aufeinander abgestimmt werden würde (Kemfert et al., 2016).

Analog zu den erneuerbaren Energieträgern haben sich auch die Stromspeichertechnologien in den vergangenen Jahren rasch weiterentwickelt und dürften künftig auch eine 80-100%-ige erneuerbare Stromerzeugung ermöglichen. Bereits heute steht eine Vielzahl von Speichertechnologien zur Verfügung, wie elektrochemische Batteriespeicher (u.a. Blei-Säure, Lithium-Ionen), Pumpspeicher im In- und Ausland sowie perspektivisch auch „Power-to-Gas“-Technologien mit Rückverstromung. Sowohl Modellrechnungen als auch Einschätzungen von Praktikern legen nahe, dass allein mit derzeit verfügbaren Speichertechnologien ein Anteil von 60-80% Erneuerbare im deutschen Stromsystem machbar sind (Schill et al., 2015; Zerrahn/Schill, 2015; Schucht, 2016); Speichertechnologien stellen für die Stromwende auf absehbare Zeit keinen Engpass dar; in Zukunft werden zunehmend Herausforderungen und Potenziale der Sektorkopplung analysiert werden müssen.

Die empirische Evidenz legt nahe, dass der Ausbau erneuerbarer Energien auf absehbare Zeit weder vom Netzausbau noch von der Verfügbarkeit von Speichertechnologien eingeschränkt wird. Im Gegenteil ist zu beobachten, dass sich die Rahmenbedingungen für die Erneuerbaren in den vergangenen Jahren so verbessert haben, dass technische Fragen für ein auf 80-100% erneuerbare Energien basierten Stromsystems als gelöst gelten (Jacobson et al., 2015); aus ökonomischer Perspektive ist ein auf Wind- und Sonnenenergie basierendes Stromsystem unter Berücksichtigung auch der Umwelteffekte ohnehin wohlfahrtssteigernd. Die Diskussion des EEG 2016 sowie der weiteren Ausgestaltung von Marktdesign, Netzausbau und Speicherintegration sollte sich an dem Leitbild eines zu 80-100% erneuerbaren Stromsystems orientieren.

Inhaltsverzeichnis

| | |
|---|------------|
| Zusammenfassung | I |
| Inhaltsverzeichnis | III |
| 1 Einleitung | 1 |
| 2 Die Transformation des deutschen Stromsystems („Stromwende“) kommt gut voran | 2 |
| 2.1 Die Stromwende ist auf gutem Wege | 2 |
| 2.2 ... und steigert die Wohlfahrt der Gesellschaft..... | 4 |
| 2.3 Ansatz der EEG-Reformen ist ungeeignet..... | 5 |
| 3 Stromnetze sind kein Engpass für die Stromwende | 6 |
| 3.1 Netzausbau schreitet stetig voran | 6 |
| 3.2 Netzausbau stellt keinen Engpass für die Stromwende dar | 7 |
| 3.3 Regionale „Netzengpassgebiete“ in Deutschland nicht vorhanden..... | 9 |
| 3.4 Übermäßiger Netzausbau in der langen Frist aufgrund fehlerhaften Marktdesigns | 10 |
| 3.5 Netzausbau fördert derzeit CO ₂ -intensive Stromproduktion... .. | 13 |
| 3.6 Zwischenfazit: Netzausbau kein Engpass für Erneuerbare Energien..... | 15 |
| 4 Stromspeicher kein Engpass für die Stromwende..... | 16 |
| 4.1 Stromspeicher als eine von mehreren Flexibilitätsoptionen..... | 16 |
| 4.2 Vielzahl von Speichertechnologien bereits heute verfügbar..... | 17 |
| 4.3 Stromspeicher bis in die 2030er für Stromwende unkritisch: Modellbasierte Analysen | 18 |
| 4.4 ... werden durch Praxiserfahrungen bestätigt | 22 |
| 4.5 Ein Beispiel für Kostendegression bei Speichertechnologien: Lithium-Ionen- Batterien (LIB) | 23 |
| 4.5.1 Nachfrage | 23 |
| 4.5.2 ... und Angebot | 24 |
| 4.6 Zwischenfazit: Stromspeicher kein Engpass für die Stromwende..... | 27 |
| 5 Fazit: Weder Netzausbau noch Speicher stellen Engpässe dar | 27 |
| Referenzen | 30 |

Verzeichnis der Abbildungen

| | |
|--|----|
| Abbildung 1: Anteil der Stromerzeugung in Deutschland nach Energieträger 1990-2015 | 3 |
| Abbildung 2: Kumulierter realisierter Netzausbau 2008 bis 2016..... | 7 |
| Abbildung 3: Kosten der Systemdienstleistungen | 8 |
| Abbildung 4: Netzknoten mit potenziellen Engpässen im deutschen Stromsystem im dritten Quartal 2015 | 10 |
| Abbildung 5: Trassenverstärkungen in den Netzentwicklungsplänen der Übertragungsnetzbetreiber | 11 |
| Abbildung 6: Geplante Kilometer Neubautrassen in den Netzentwicklungsplänen der Übertragungsnetzbetreiber | 12 |
| Abbildung 7: Struktur alternativer Speichertechnologien | 17 |
| Abbildung 8: Einsparungen/Mehrkosten durch Stromspeicher. K: installierte Leistung Kurzzeitspeicher in GW, L: installierte Leistung Langzeitspeicher in GW..... | 19 |
| Abbildung 9: Zusammensetzung von Stromspeicherkapazitäten bei Anteilen erneuerbarer Energien zwischen 70% und 100%..... | 21 |
| Abbildung 10: Stromspeicherkapazitäten in verschiedenen Sensitivitätsanalysen – Änderungen gegenüber dem Basisszenario in Gigawatt..... | 22 |
| Abbildung 11: Entwicklung der Energiedichte und Kosten der LIB in der Elektrofahrzeugbranche | 25 |
| Abbildung 12: Vergleich der Kostenschätzungen für Lithium-Ionen-Batterien aus den Jahren 2012 bzw. 2015 | 26 |

1 Einleitung

Im Rahmen der Energiewende ist ein Umbau des deutschen Stromsystems in Richtung Dekarbonisierung, Effizienz und weitgehend erneuerbaren Erzeugung festgelegt worden (Bundesregierung, 2010). Die Energiewende hat zum Ziel, den Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch von heute etwa 32% bis zum Jahre 2050 auf mindestens 80% zu erhöhen. Bis zum Jahre 2022 werden die restlichen Atomkraftwerke, die vor allem im Süden Deutschlands im Einsatz sind, abgeschaltet. Deutschland hat sich für ambitionierte Klimaziele eingesetzt, das Klima-Abkommen von Paris sieht vor, dass die globalen Emissionen bis zum Jahre 2050 um mindestens 80 % vermindert werden müssen. Dies bedeutet, dass das gesamte Stromsystem dekarbonisiert werden muss. Somit geht es außerdem darum, die Energieeffizienz zu verbessern, insb. im Gebäudeenergiebereich, als auch die Mobilität auf Nachhaltigkeit umzustellen. Die Energiewende soll somit zu einer dauerhaft nachhaltigen Energieversorgung führen. Die Stromerzeugungsstrukturen werden sich stark verändern, hin zu mehr dezentralen Energieversorgungsstrukturen, in denen erneuerbare Energien, Kraft-Wärme- Kopplungsanlagen und intelligente Verteilnetze sowie Speicherlösungen ineinander verzahnt werden.

Die oftmals als „große Transformation“ des Energiesystems (WGBU, 2011) bezeichnete Umstellung ist kein deutscher Sonderweg, sondern wird inzwischen sowohl von entwickelten Industriestaaten, als auch von Schwellenländern verfolgt. Auch internationale Energieagenturen und deutsche und europäische Energieversorgungsunternehmen, welche sich früher eher skeptisch bzgl. der Perspektive Erneuerbarer positioniert haben, orientieren sich in Politikempfehlungen und Unternehmensstrategien inzwischen in Richtung erneuerbarer Stromsysteme um (vgl. Metayer et al., 2015). In Deutschland ist der Anstieg der Erneuerbaren auf inzwischen ein Drittel des Stromverbrauchs bisher problemlos verlaufen. Dennoch sind im Rahmen der Diskussion des Gesetzes zu erneuerbaren Energien (EEG 2016) Befürchtungen geäußert worden, das deutsche Stromsystem könne einen weiteren Ausbau Erneuerbarer evtl. nicht verkraften; dabei wird insb. auf angebliche Schwierigkeiten beim Netzausbau und die angeblich geringe Verfügbarkeit von Speichertechnologien verwiesen.

Das vorliegende Gutachten prüft den Zusammenhang zwischen dem Ausbau erneuerbarer Energieträger einerseits, und den Entwicklungen bei Netzausbau und Speichertechnologien

andererseits. Dabei wird sowohl auf umfangreiche Modellierungsarbeiten zu dem Thema, als auch auf institutionelle Analysen des Strommarktdesigns zurückgegriffen, welche von der Arbeitsgruppe „Stromsektormodellierung“ von DIW Berlin und TU Berlin in den letzten Jahren durchgeführt wurden; darüber hinaus wird auf den Stand der nationalen und internationalen Literatur als auch auf Einschätzungen aus der Praxis zurückgegriffen. Das Gutachten prüft in Abschnitt 2 den bisherigen Verlauf der Energiewende, insb. der Transformation des Stromsystems („Stromwende“) und geht dann detaillierter auf die Teilaspekte Netzausbau (Abschnitt 3) und Speicher (Abschnitt 4) ein. Abschnitt 5 zieht ein Fazit: Angesichts eines hervorragend ausgebauten und sicheren Stromnetzes, sowie rapider Entwicklungen von Speichertechnologien, besteht kein Anlass den Ausbau erneuerbarer Energien im Hinblick auf das technische System einzuschränken. Im Gegenteil hat sich durch jüngere Entwicklungen bestätigt, dass es mit den verfügbaren Technologien keine Probleme bei der Umsetzung eines 80-100% erneuerbarenbasierten Stromsystems gibt; aus gesamtwirtschaftlicher Perspektive ist die Stromwende kosteneffizient und steigert die Wohlfahrt.

2 Die Transformation des deutschen Stromsystems („Stromwende“) kommt gut voran

2.1 Die Stromwende ist auf gutem Wege ...

Im Rahmen der Energiewende hat die Bundesregierung beschlossen, den Anteil erneuerbarer Energieträger bis zum Jahr 2050 auf mindestens 80% des Stromverbrauchs zu steigern. Hierfür ist derzeit ein Pfad vorgesehen, welcher den Anteil bis 2020 auf 35%, bis 2030 auf 50% und bis 2040 auf 65% erhöht; für die dazwischen liegenden Jahre sind Korridore vorgesehen (2025: 40-45%, 2035: 55-60%). Diese im Folgenden als „Stromwende“ bezeichnete Transformation fügt sich in einen Prozess ein, welcher eine weitgehende Dekarbonisierung des Energiesystems, anspruchsvolle Effizienzziele sowie die Schließung der Atomkraftwerke vorsieht.

Seit der Einführung des Stromeinspeisegesetzes im Jahr 1990 ist der Anteil erneuerbarer Energien am Strommix kontinuierlich gestiegen und lag 2015 bei einem Drittel (32,4%, vgl. Abbildung 1); dagegen ist der Anteil fossiler Verstromung (Braun- und Steinkohle, Erdgas,

Erdöl) als auch von Atomstrom rückläufig. Angesichts der Zielsetzung, die Treibhausgasemissionen in Deutschland bis 2050 um 80-95% zu senken (Vergleich: 1990), kommt dem Stromsektor eine besondere Bedeutung zu. Modellrechnungen kommen zu dem Schluss, dass zur Einhaltung von Klimaschutzziele der Stromsektor zu fast 100% dekarbonisiert werden muss (EC, 2013).

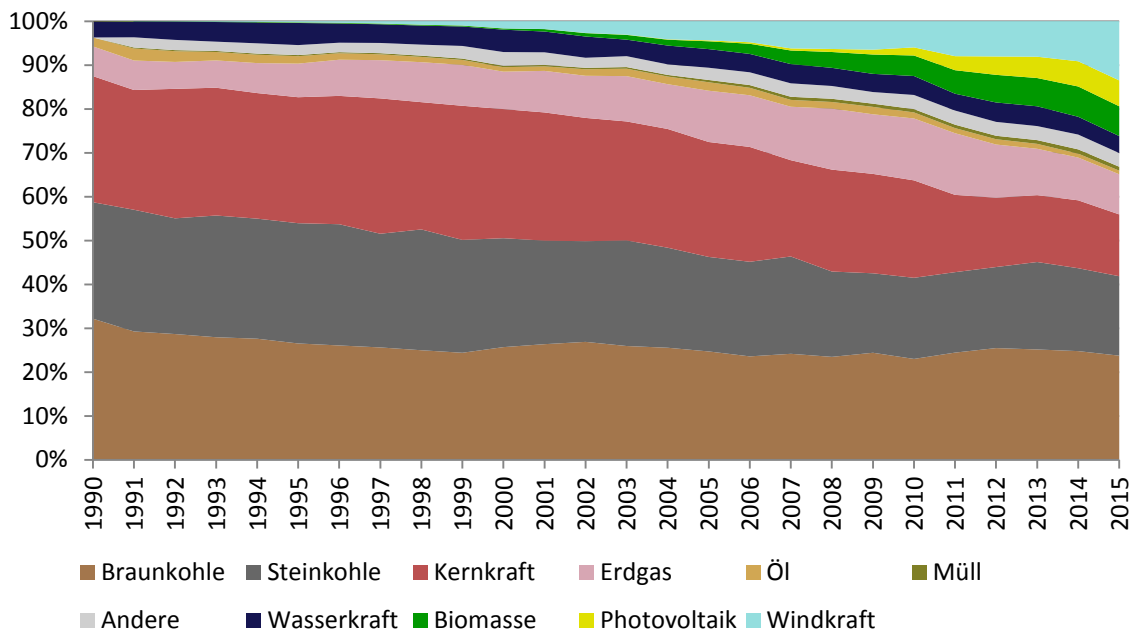


Abbildung 1: Anteil der Stromerzeugung in Deutschland nach Energieträger 1990-2015

Quelle: BMWi (2016) Gesamtausgabe der Energiedaten

Derzeit gibt es massive Strom-Angebots-Überkapazitäten durch alte Kohle- und Atomkraftwerke sowie phasenweise erneuerbare Energien. Durch die Überkapazitäten sinkt der Strompreis an der Börse, billiger Strom aus Deutschland wird exportiert. Zudem hat das Überangebot und der niedrige Börsenpreis Folgen: Die Wirtschaftlichkeit von konventionellen Kraftwerken wird geschmälert. Aus diesem Grund und aufgrund der Tatsache, dass die CO₂ Preise auf einem historisch niedrigen Niveau sind, sind Braunkohlekraftwerke derzeit noch immer wirtschaftlich. Daher ist der Einsatz von Braunkohlekraftwerken angestiegen und mit ihm die Treibhausgasemissionen. Wenn die Bundesregierung das Klimaschutzziel ernst nimmt, muss neben dem Gebäudeenergie- und Mobilitäts- vor allem der Stromsektor

einen erheblichen Beitrag zur Emissionsminderung leisten. Dies kann nur geschehen, wenn vor allem alte, ineffiziente Kohlekraftwerke ersetzt werden – durch erneuerbare Energien, Kraft-Wärme Kopplung sowie Gaskraftwerke. Alte, ineffiziente Kohlekraftwerke sorgen nicht nur für einen enormen Strom-Angebots-Überschuss, sie produzieren außerdem zu viele Treibhausgase.

2.2 ... und steigert die Wohlfahrt der Gesellschaft

Die Stromwende ist nicht nur aus Klimaschutzgründen motiviert, sondern stellt auch die mit Abstand kosteneffizienteste Lösung der Stromversorgung dar. Angesichts drastisch gesunkener Erzeugungskosten sowie erheblicher externer Umweltkosten von fossilem und Atomstrom stellen Erneuerbare bereits heute eine gesamtwirtschaftlich kostengünstige Erzeugungstechnologie dar (Agora Energiewende, 2015); diese Tendenz wird sich in den kommenden Jahren noch verstärken, weil die Kostendegression der Erneuerbaren, insb. der Fotovoltaik, ungebrochen ist.

Die große Transformation des Stromsystems ist keineswegs ein deutscher Sonderweg, sondern wird inzwischen weltweit sowohl von Industrie- als auch von Schwellenländern verfolgt. Die technische Machbarkeit von bis zu 100% erneuerbaren Stromsystemen wird inzwischen nicht mehr in Zweifel gezogen (Jacobson et al., 2015). Auch die ökonomische Vorteilhaftigkeit, welche von internationalen Energieorganisationen noch vor einigen Jahren bezweifelt wurde, ist inzwischen Konsens (Metayer et al., 2015). So brandmarkt der Internationale Währungsfonds inzwischen die Subventionen für fossile Energieträger, die ca. 5% des Welt-Bruttoinlandsprodukts ausmachen (IMF, 2015); Atomkraft ist seit den Anfängen der zivilen Nutzung niemals ökonomisch gewesen und produziert besonders hohe Umweltrisiken (Davis, 2012; Radkau/Hahn, 2013).

Auch die meisten deutschen und europäischen Energieversorgungsunternehmen (EVU) wenden sich inzwischen den Geschäftsfeldern erneuerbarer Energien zu und versuchen ihre fossilen und atomaren Kapazitäten zu reduzieren. Dieses ist nicht nur bei den großen deutschen EVUs der Fall (E.ON-neu, RWE-Renewables, EnBW), sondern auch bei anderen europäischen EVUs wie Engie und Vattenfall Sweden. Auch gesellschaftlich ist der Umschwung in Richtung Erneuerbarer in vollem Gange: Dieser erfolgt nicht nur in Kalifornien, wo die großen IT-Unternehmen (Google, Apple) auf 100% erneuerbare Stromversorgung setzen, son-

dern auch in Deutschland, wo eine Vielzahl von Bundesländern, Städten, Gemeinden, Bürgergemeinschaften und andere gesellschaftliche Gruppen eine erneuerbare Stromversorgung vorantreiben.

2.3 Ansatz der EEG-Reformen ist ungeeignet

Die nun eingeführte EEG Reform ist ungeeignet um wichtige Ziele der Energiewende zu erreichen. Die EEG Reform ist eine Konsequenz aus Gespensterdebatten um angeblich zu hohe Strompreise und fehlende Netze und ist somit ungeeignet die eigentlichen Herausforderungen der Energiewende zu lösen. Die EEG Umlage ist vor allem gestiegen, da der Strompreis an der Börse niedrig ist.¹ Der Strompreis an der Börse ist niedrig, da es einen Überschuss an Strom gibt, vor allem ausgelöst durch überschüssige, alte, ineffiziente Kohlekraftwerke. Alte, ineffiziente Kohlekraftwerke erhöhen nicht nur die Treibhausemissionen und gefährden die Klimaziele, sie sind aufgrund ihrer Inflexibilität ungeeignet in der Kombination mit volatilen erneuerbaren Energien und verstopfen die Stromnetze. Durch den Kohleüberschuss werden zusätzliche Netze gebaut, was die Kosten erhöht. Vergleichbar ist dies, als wenn man alle Straßen in Deutschland so lange ausbaut, bis es keinen Stau mehr gibt - mit der Begründung, die vielen neuen Autos mit grünen Antrieben würden die Straßen verstopfen. Dabei sollte es besser eine - um im Bild zu bleiben- Verkehrsoptimierung und -vermeidung geben. Der Ausbau der Netze „bis zur letzten“ Kilowattstunde ist ineffizient und teuer. Die Energiewende kann auch ohne weiteren sofortigen Ausbau der Stromnetze fortgeführt werden.

Der Strompreis wird somit nicht durch einen Ausbaudeckel erneuerbarer Energien gesenkt werden können. Im Gegenteil. Ein überdimensionierter Netzausbau, beschlossene Kohle-Subventionen und ein verzögerter Kohleausstieg werden die Strompreise steigen lassen. Die beschlossenen Ausschreibungen können die Kosten zudem weiter erhöhen, da die Transaktionskosten und Risikoaufschläge erhöht werden. Ausschreibungen vermindern zudem die Akteursvielfalt, der Wettbewerb wird eher behindert. Ausschreibungen fördern somit die Planwirtschaft, da der Staat Mengen und Akteurs-Überwachung betreibt. Bürgerenergiegenossenschaften und weitere kleinere Akteure sind die großen Verlierer der Reform. Gewin-

¹ Die EEG Umlage errechnet sich aus der Differenz der Förderungen erneuerbarer Energien und dem Börsenpreis.

ner sind Energiekonzerne, welche einen Großteil des Stroms mit Kohlekraftwerken herstellen. Dieser wird geschützt, obwohl er den Erfolg der Energiewende eher behindert.

3 Stromnetze sind kein Engpass für die Stromwende

3.1 Netzausbau schreitet stetig voran

Im Rahmen der Netzentwicklungsplanung wird vielfach geäußert, dass das Tempo des Netzausbaus auch das Tempo der Energiewende bestimmt;² dieses Argument ist auch im Entwurf des EEG 2016 zu finden. Aktuelle Studien sowie die von der BNetzA genannten Zahlen zeigen, dass dies bisher nicht der Fall ist.³ Netzoptimierung, -verstärkung und -ausbau schreiten kontinuierlich voran. Sowohl Netzerweiterungen (Neu- und Zusatzbeseilung) als auch Netzausbauten in bestehenden und neuen Trassen erfuhren in der Vergangenheit keine starken Verzögerungen. Viele weitere Leitungsabschnitte sind in einem fortgeschrittenen Stadium der Projektierung und werden in naher Zukunft fertig gestellt werden. Somit ist der Netzausbau dem Zeitplan zwar hinterher, stellt aber auf absehbare Zeit keinen Engpass für die Energiewende dar.

Der kontinuierliche Netzausbau lässt sich anhand von konkreten Ausbaudaten belegen: Der 2008 – 2015 realisierte Netzaus- bzw. umbau im Rahmen des Energieleitungsausbaugesetzes (EnLAG) sowie des Bundesbedarfsplangesetzes (BBPlG) ist in Abbildung 2 dargestellt. Im Bundesbedarfsplangesetz ist der Bedarf der von der Bundesnetzagentur bestätigten Vorhaben aus den Netzentwicklungsplänen der Übertragungsnetzbetreiber festgestellt. Seit 2008 wurden mit durchschnittlich knapp 70 Kilometer pro Jahr insgesamt 623 Kilometer Onshore-Leitungen modernisiert oder fertiggestellt, sowie 1500 Kilometer Leitungen für die Anbindung von Offshore-Windparks realisiert. Der Großteil der Netzausbau- und modernisierungsmaßnahmen ist im Gange oder in Planung und wird in den nächsten Jahren fertiggestellt, sodass mit einer weiteren Zunahme der Netzkapazität zu rechnen ist.⁴

² Vgl. 50Hertz et al. (2014): Netzentwicklungsplan Strom 2014. 2. Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber, 4. November 2014, S. 120.

³ Vgl. Monitoringberichte der BNetzA (verschiedene Ausgaben), sowie (Hirschhausen et al., 2010; Schröder et al., 2012; Gerbaulet et al., 2013; Kunz et al., 2013).

⁴ Von den ca. 6100 Kilometern geplanten Leitungen im Rahmen des BBPlG sind etwas über 3000 Kilometer Netzverstärkungen in bestehenden Trassen, welcher sich erfahrungsgemäß leichter als Neubautrassen realisieren lässt.

Das deutsche Stromnetz gehört weltweit zu den am besten ausgebauten und sichersten Netzen. Laut Angaben der Bundesnetzagentur lag die durchschnittliche Unterbrechungsdauer der angeschlossenen Letztverbraucher im Jahr 2014 bei lediglich 12,28 Minuten, und somit noch unterhalb der (bereits sehr niedrigen) Werte der Vorjahre (2011: 15,31 Minuten, 2012: 15,91 Minuten, 2013: 15,32 Minuten). Die Zuverlässigkeit der Stromversorgung liegt somit bei 99,998 Prozent (Bundesnetzagentur, 2015).

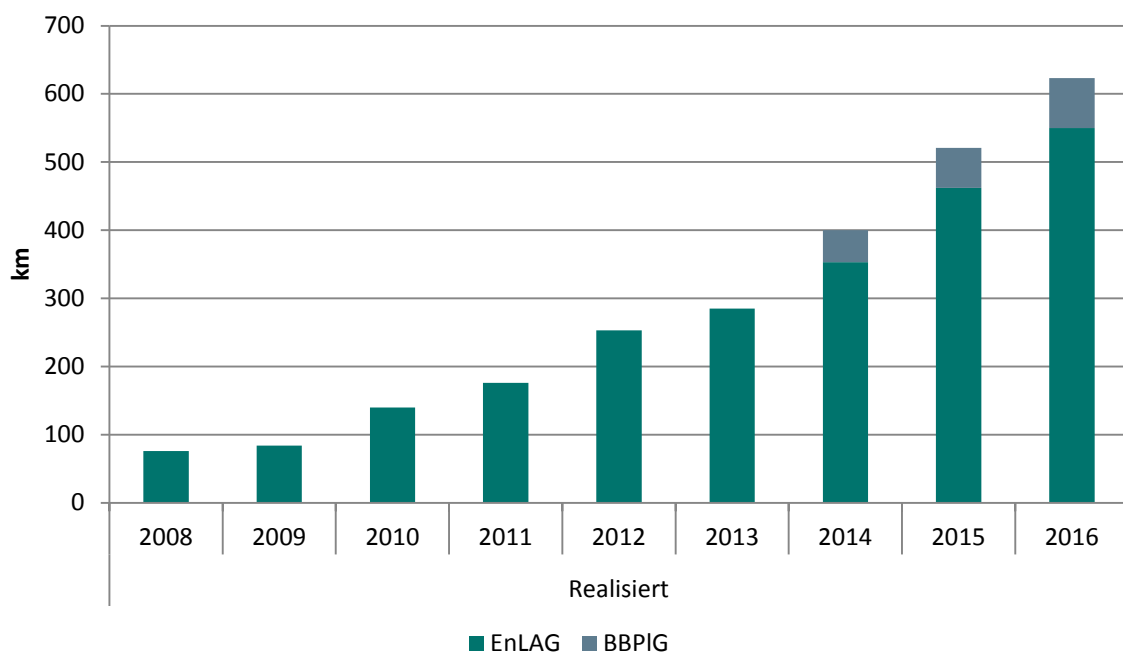


Abbildung 2: Kumulierter realisierter Netzausbau 2008 bis 2016

Quelle: BNetzA (2016a, 2016b, 2016c)

3.2 Netzausbau stellt keinen Engpass für die Stromwende dar

Aufgrund des regelmäßigen Ausbaus des Stromnetzes über die letzten Jahrzehnte sind keine strukturellen Engpässe im Netz zu erkennen, welche den Ausbau erneuerbarer Energien einschränken würden. Trotz der Schließung von acht Atomkraftwerken seit 2011 sowie einem zunehmenden Ausbau erneuerbarer Energien, sind die erforderlichen Leistungsanpassungen zur Vermeidung von Netzengpässen (Redispatch) bisher insgesamt gering geblieben: Sie lagen in den vergangenen Jahren mit Ausnahme von 2015 stets unterhalb von 1% der insgesamt transportierten Strommengen und betrug 2015 1,1%.

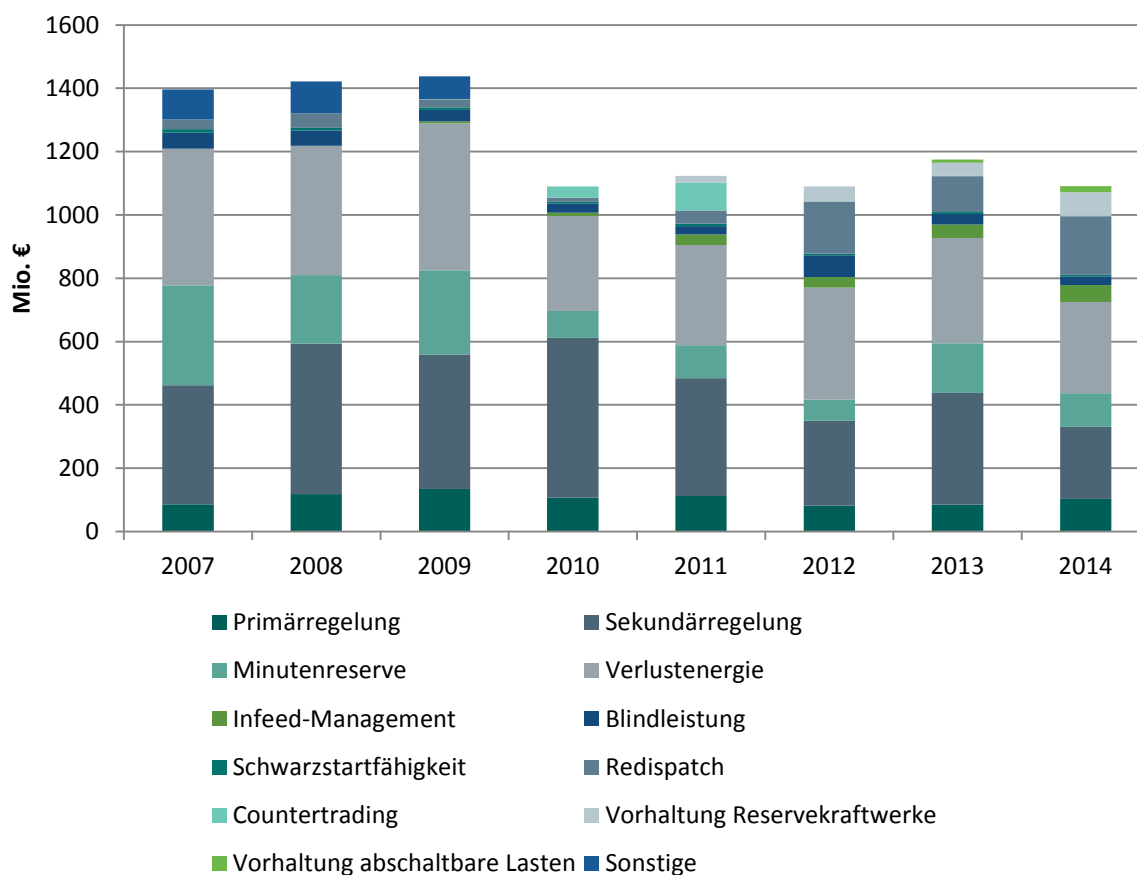


Abbildung 3: Kosten der Systemdienstleistungen

Quellen: BNetzA (2009, 2010, 2013a, 2013b, 2014, 2015)

Abbildung 3 zeigt die bei den Übertragungsnetzbetreibern angefallenen Systemkosten, die für den Netzbetrieb operativ nötig sind, wie Bereitstellung und Abruf von Regelenergie oder Bereitstellung von Blindleistung. Die Gesamtsystemkosten sind im Zeitraum 2007 bis 2014 insgesamt leicht rückläufig. Hierbei nimmt Redispatch, welches unter anderem für die Beseitigung von marktinduzierten Netzengpässen genutzt wird, mit unter 200 Mio. € pro Jahr einen vergleichsweise kleinen Teil ein. Eine abschließende Kostenveröffentlichung durch die Bundesnetzagentur für das Jahr 2015 ist noch nicht erfolgt. In den ersten drei Quartalen des Jahres 2015 betragen die geschätzten Redispatchkosten ca. 390 Mio. € (BNetzA, 2016d, 2016e), sodass für 2015 eher mit höheren Kosten als in den Vorjahren zu rechnen ist.⁵ Die

⁵ Redispatchkosten 2015: Q1: 196,0 Mio €; Q2: 69,5 Mio €; Q3: 127,2 Mio €.

Summe der redispatchbedingten Einspeisereduzierungsmaßnahmen betrug in diesen Quartalen mit 4291 GWh⁶ ca. ein Prozent des Stromverbrauches im gleichen Zeitraum.

Weiterhin erfolgten in den ersten drei Quartalen von 2015 Einspeisemanagementmaßnahmen nach §§14,15 EEG in Höhe von 2687 GWh, welche zu geschätzten Entschädigungszahlungen in Höhe von 276 Mio. € führten. (BNetzA, 2016d, 2016e).⁷ Somit ist für 2015 zwar ein Anstieg der Kosten für die Systemdienstleistungen zu beobachten. Da die bisher beobachteten Redispatchmengen des Jahres 2016 (Anfang Januar bis Ende Mai) 28% geringer sind als im gleichen Zeitraum des Vorjahres, ist für 2016 insgesamt eine Kostenreduktion gegenüber 2015 zu erwarten.⁸

3.3 Regionale „Netzengpassgebiete“ in Deutschland nicht vorhanden

In diesem Zusammenhang wird im Entwurf des EEG 2016 ein Zusammenhang zwischen regionalen Netzengpässen und dem Ausbau erneuerbarer Energien konstruiert. Eine genauere Analyse des deutschen Stromsystems zeigt jedoch, dass es diese regionalen Netzengpassgebiete in Deutschland überhaupt nicht gibt (vgl. Abbildung 4). Es gibt in Deutschland derzeit keine Netzengpassgebiete in denen eine Verzögerung des Ausbaus erneuerbarer Energien gerechtfertigt wäre. Seit Jahren gibt es einen einzigen strukturellen Engpass im deutschen Stromnetz, zwischen den neuen Bundesländern und Bayern. Dieser wird jedoch durch die Fertigstellung der EnLAG-Leitung Altenfeld (Thüringen) – Redwitz (Bayern, 2 x 380 kV AC Leitung, ca. 3,4 GW Kapazität) aufgelöst. Diese Leitung, welche vorwiegend den Export von Braunkohlestrom aus Ostdeutschland fördert, wurde zum Jahreswechsel 2015/16 eröffnet und wird auf absehbare Zeit ein weitgehend engpassfreies Netz zur Folge haben.⁹ Weitere längerfristige und strukturelle Engpässe sind im Netz nicht erkennbar.

⁶ Q1: 1709 GWh; Q2: 915 GWh; Q3: 1667 GWh.

⁷ Q1: 1134,63 GWh, 116.905.627€; Q2 736,66 GWh, 76.596.837€; Q3; 815,22 GWh, 82.77.946€.

⁸ Die Bundesnetzagentur erwartet offenbar Kostensteigerungen auf bis zu 4 Mrd. Euro€. Nach unseren Berechnungen wären eher Kosten in einer Größenordnung von bis zu 1 Mrd. Euro € realistisch.

⁹ Für Modellanalysen vgl. Egerer et al. (2014) sowie Trepper et al. (2015).

3.4 Übermäßiger Netzausbau in der langen Frist aufgrund fehlerhaften Marktde-signs ...

Die Netzausbau- und Umbauvorhaben aus dem Bundesbedarfsplangesetz (BBPlG) werden im Rahmen des Netzentwicklungsplanprozesses ermittelt. Dieser Prozess findet zurzeit jährlich statt, eine Entschleunigung auf ein zweijähriges Intervall wird ab 2016 implementiert sein.

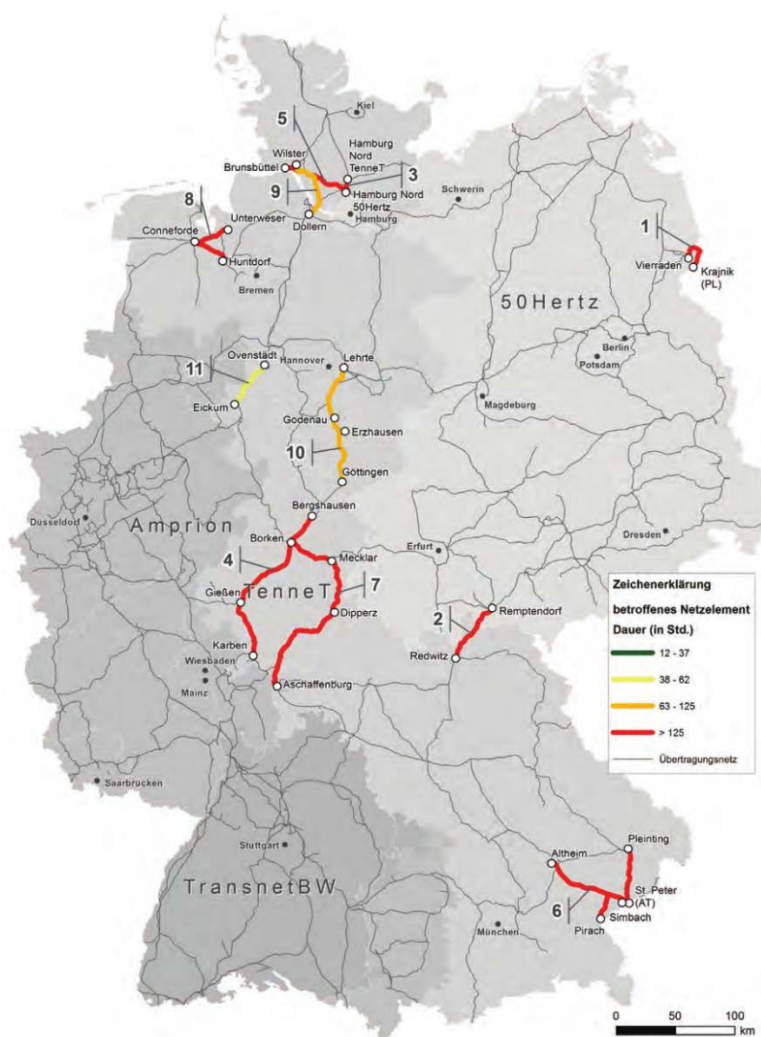


Abbildung 4: Netzknoten mit potenziellen Engpässen im deutschen Stromsystem im dritten Quartal 2015

Quelle: BNetzA (2016e) 2. Quartalsbericht 2015 zu Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen
Drittes Quartal 2015

Im Rahmen der EEG Novelle von 2016 wird ein Aussetzen des Netzentwicklungsplanprozesses mit dem Zieljahr 2025 (sog. NEP2025) festgelegt um in der darauffolgenden Iteration auf die in der EEG Novelle neu definierten Rahmenbedingungen insbesondere bezüglich des

Ausbaus von Onshore-Windkapazitäten eingehen zu können.¹⁰ Ein Grundprinzip der Netzausbauplanung ist das NOVA-Prinzip (Netzoptimierung, -Verstärkung und -Ausbau). Durch den Vorrang der Netzoptimierung, gefolgt durch Netzverstärkungen in bestehenden Trassen vor Neubau von Trassen, sollte der Netzausbau einerseits kosteneffizient, andererseits auch eingriffsreduzierend wirken.

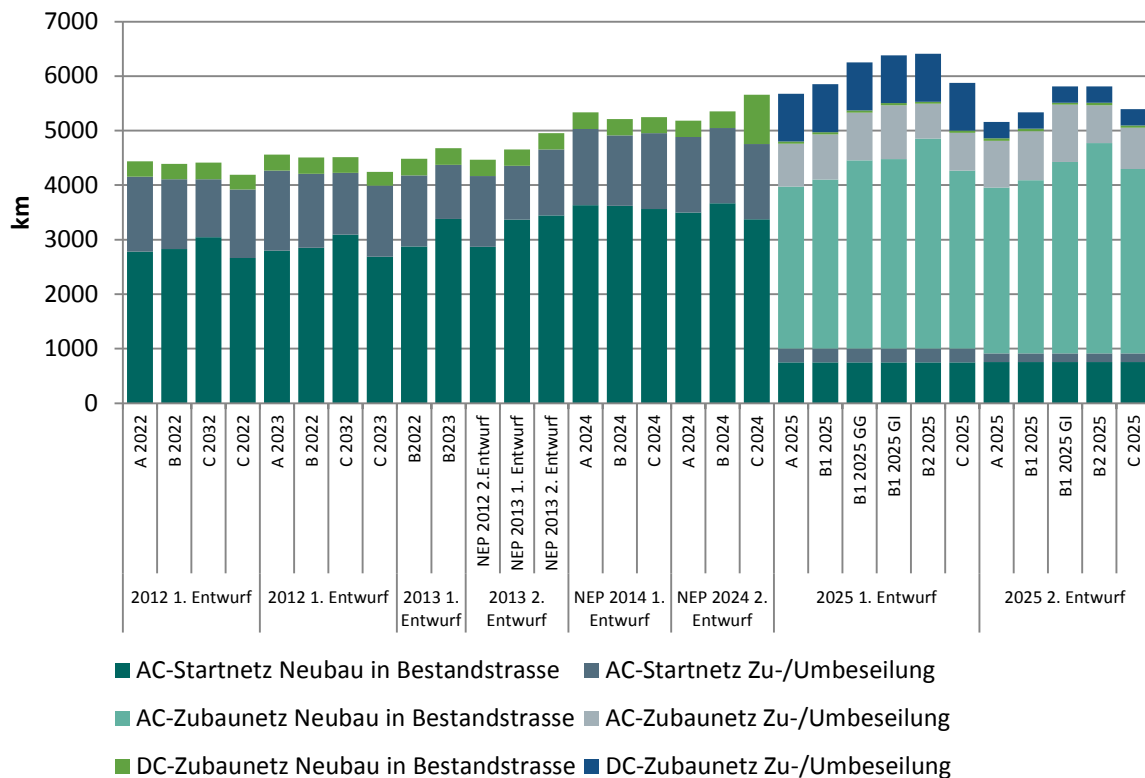


Abbildung 5: Trassenverstärkungen in den Netzentwicklungsplänen der Übertragungsnetzbetreiber
 Quellen: Netzentwicklungspläne der Übertragungsnetzbetreiber (50Hertz et al., 2012a, 2012b, 2013a, 2013b, 2014a, 2014b, 2015, 2016)

Zwischen dem tatsächlichen Netzausbau und der weiteren Ausbauplanung gibt es eine gewisse Diskrepanz, welche in der öffentlichen Diskussion die Figur des „hinkenden Netzausbaus“ provoziert. Abbildung 5 und Abbildung 6 zeigen die Zusammensetzung der Netzent-

¹⁰ Hier erstellen die vier Übertragungsnetzbetreiber einen Entwurf für den Netzausbau der kommenden zehn Jahre, wobei ein Szenario die nächsten 15 bis 20 Jahre abdecken muss. Grundlage der Planung für den Netzausbau sind die Rahmenbedingungen aus dem sogenannten Szenariorahmen, welcher die energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen absteckt. Der Netzentwicklungsplan fließt nach Konsultationsrunden und Bestätigung oder Ablehnung einzelner Projekte durch die Bundesnetzagentur in den Bundesbedarfsplan ein.

wicklungspläne seit dem Jahr 2012. Dabei liegt der Schwerpunkt auf Trassenverstärkungen (Abbildung 5) gegenüber Neubautrassen (Abbildung 6); bei Letzteren machen sich vor allem die HGÜ-Leitungen bemerkbar, die mit ca. 2.500 km mit Abstand den größten Anteil ausmachen; dem gegenüber halten sich die AC-Ausbauten (Startnetz und Zubaunetz) mit rund 1.000 km in Grenzen.

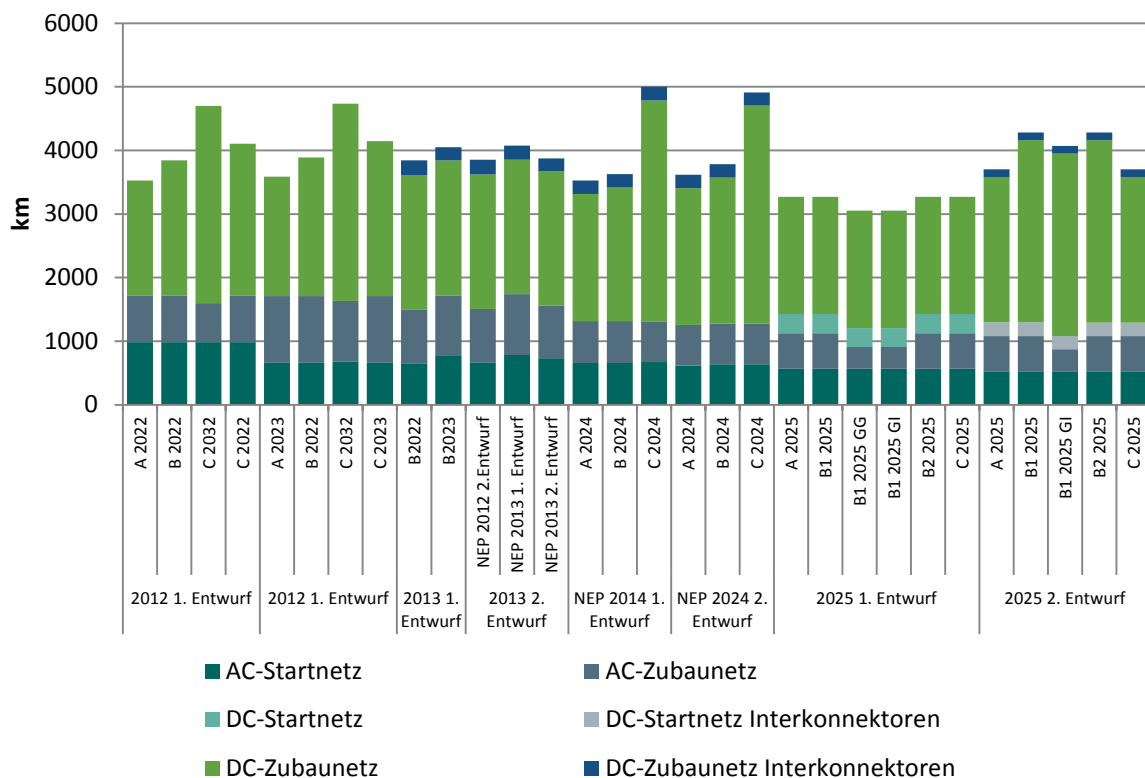


Abbildung 6: Geplante Kilometer Neubautrassen in den Netzentwicklungsplänen der Übertragungsnetzbetreiber

Quellen: Die Netzentwicklungspläne der Übertragungsnetzbetreiber (50Hertz et al., 2012a, 2012b, 2013a, 2013b, 2014a, 2014b, 2015, 2016)

In diesem Zusammenhang muss auf Fehler im aktuellen Marktdesign hingewiesen werden, welche zu überhöhtem Netzausbaubedarf führen (Grimm et al., 2014, 2016; Mieth/Weinhold/et al., 2015; Jarass/Obermair, 2012; Jarass/Jarass, 2016; Kemfert et al., 2016): Zum einen erfolgt die Planung von Stromerzeugungskapazitäten und Netzausbau unabhängig voneinander und das Netz muss allen nach dem Merit-Order Prinzip bereitge-

stellten Strom transportieren („Kupferplatte“)¹¹ Zum anderen werden günstige technische und regulatorische Alternativen, wie Leiterseilmonitoring, Hochtemperaturseile, Einspeisemanagement für fossile und Erneuerbare, sowie regionale Preisdifferenzierung bei der derzeitigen Planung vernachlässigt. Jede Methode, die unabhängig vom entstehenden Marktergebnis das Ziel hat die entstehenden Engpässe zu minimieren, wird per se einen überdimensionierten Netzausbau identifizieren. Denn nur die gemeinsame Betrachtung von Erzeugung und Netzen kann effiziente Netzausbaumaßnahmen aufdecken.

Des Weiteren setzt die übermäßige Kapitalrendite für Netzbetreiber Anreize einen möglichst umfänglichen Netzausbau zu planen und gegen gesamtwirtschaftliche Effizienzerwägungen durchzusetzen. Entsprechend der Anreizregulierungsverordnung erhalten die Netzbetreiber eine Verzinsung auf das eingesetzte Eigenkapital von über 9%. Dies dürfte angesichts der gegenwärtigen und mittelfristig zu erwartenden Situation am Kapitalmarkt als weit überhöht zu bewerten sein. Es ist daher verständlich, dass Kapitalanleger aus der ganzen Welt in das einträgliche Netzgeschäft in Deutschland drängen und den Druck auf Politik, Industrie und Öffentlichkeit steigern möglichst umfänglichen Netzausbau zu betreiben.¹²

3.5 Netzausbau fördert derzeit CO₂-intensive Stromproduktion...

Das gegenwärtige Marktdesign führt dazu, dass die Stromerzeugungsstruktur, welche in Deutschland aktuell noch sehr CO₂-intensiv ist, gestärkt wird; dies erschwert mittelfristig die Stromwende, indem u.a. der Bau neuer bzw. der Erhalt bestehender fossiler Kraftwerke gefördert wird (Lock-in Effekt). Die oben beschriebene Preisbildung nach dem Merit-Order Prinzip führt dazu, dass – aufgrund des sehr niedrigen CO₂-Preises – CO₂-intensive Erzeugungstechnologien zum Zuge kommen. Erschwerend kommt hinzu, dass bei der Erstellung des Netzentwicklungsplans Aspekte des Klimaschutzes (im Sinne von sektorspezifischen CO₂-Emissionszielen) vernachlässigt wurden. Gemäß den oben dargestellten Rahmenbedingun-

¹¹ Der Wettbewerb zwischen Kraftwerksbetreibern wird in Deutschland nach dem Merit-Order-Prinzip umgesetzt. Das bedeutet, dass Kapazitäten nach aufsteigenden Erzeugungskosten genutzt werden und den Erzeugungsmix (Dispatch) bilden. Die Aufgabe der Netzbetreiber ist dabei derzeit gesetzlich so geregelt, dass ein Stromtransportnetz bereitzustellen ist, welches die aus der Strombörse resultierenden Kraftwerksfahrpläne (Dispatch) so oft wie möglich aufnehmen und verteilen kann.

¹² Auch die derzeit diskutierte Reduzierung der Garantieverzinsung auf 6,91 Prozent liegt noch weit über dem marktüblichen Zinssatz für vergleichbare Investitionen.

gen von Energiewende und Klimaschutz ändert sich jedoch die Rolle der Stromnetze, die eine „dienende“ Funktion einnehmen müssen: Netzausbau dient demnach vor allem der Systemsicherheit, aber eben auch dem Klimaschutz.¹³ Ein Stromnetzausbau ist nur dann sinnvoll, wenn er ausschließlich den Zielen der Energiewende dient, u.a. der Integration Erneuerbarer und der Treibhausgasemissionsreduktion.

Die Stärkung der Braunkohleverstromung durch den Bau zusätzlicher Exportleitungen ist auch in der Energiewirtschaft etabliertes Wissen, welches sogar aktiv zur Begründung des Aufschlusses neuer Tagebaue vorgebracht wird. Beispielsweise sei hier auf eine Analyse des in Mitteldeutschland und der Lausitz aktiven Energiekonzerns Vattenfall (2013) verwiesen, welche diesen Bezug explizit herstellt: Die Verbindung von europäischem Netzausbau im Rahmen des 10-Jahresentwicklungsplans (Ten Year Network Development Plan, TYNDP) gemeinsam mit dem deutschen Netzausbau wird die Anbindung der Lausitzer Braunkohlekraftwerke in das europäische Energiesystem weiter stärken (Vattenfall, 2013).¹⁴ Auch die HGÜ-Leitungen aus NRW in Richtung Baden-Württemberg, bzw. aus dem Hamburger Raum in Richtung Süddeutschland, fördern diese Einspeisung lokaler fossiler Kraftwerke. Diesbezüglich gibt es auch keinen Dissens zwischen Experten: Größere HGÜ- oder AC-Ausbauleitungen werden benötigt um trotz ausreichender Erzeugungskapazitäten, z.B. in Stunden mit viel Wind, auch den fossil erzeugten Strom vollständig abtransportieren zu können.¹⁵

In der jüngeren internationalen Literatur wird die Hypothese bestätigt, dass es einen unmittelbaren Zusammenhang zwischen dem Stromnetzausbau und einem CO₂ intensiven Stromerzeugungsmix durch hohe Anteile von Kohlestrom bestätigt. Insbesondere zeigen aktuelle numerische Modellierungsarbeiten, dass der Netzausbau in einem System CO₂-intensiver

¹³ Abschnitt bezieht sich auf Mieth et al. (2015); vgl. die gemeinsame Stellungnahme von DIW Berlin und Lehrstuhl für Wirtschafts- und Infrastrukturpolitik TU Berlin: Ihlenburg R. et al (2014, S. 4) – Stellungnahme zum Szenariorahmen 2025 des Netzentwicklungsplan Strom 2015 vom 30. April 2014. Berlin.

¹⁴ Der Netzausbau sichere somit hohe Volllaststunden, z.B. oberhalb von 7.000 pro Jahr, noch in den 2030er Jahren; der begonnene Netzausbau ermögliche auch „die vollständige Nutzung der vom Markt nachgefragten Braunkohlestromerzeugung“ (Vattenfall, 2013).

¹⁵ Vgl. die Begründung der Bundesnetzagentur für die HGÜ-Leitung Süd-Ost-Passage (ex-Korridor D): „Für Stunden mit viel Wind und marktbedingt viel Braunkohlestrom wird Korridor D benötigt“. Vortrag von Achim Zerres (Abteilungsleiter Energie): Brauchen wir Korridor D wirklich?, bei Veranstaltung der Deutschen Umwelthilfe, Berlin, 26. Mai 2014.

Stromproduktion zu höheren Treibhausgasemissionen führt. Dies wird z.B. in der Dissertation von Carlo Brancucci (2013) gezeigt, der den Netzausbau auf europäischer Ebene in unterschiedlichen Szenarien modelliert.¹⁶ Bei niedrigen CO₂-Preisen (die für 2025 zu erwarten sind) führt ein Ausbau der Stromtrassen zu einer Stärkung der „günstigen“ Stromquellen, vor allem Kohle. Konkret führt im Basismodell von Brancucci eine Ausweitung der grenzüberschreitenden Leitungskapazitäten entsprechend dem Hauptszenario der Übertragungsnetzbetreiber zu einer Steigerung der CO₂-Emissionen von 43 Mio. Tonnen (3,6%).¹⁷

Auch im Rahmen einer allgemeinen Gleichgewichtsanalyse ist der Effekt nachweisbar. Abrell und Rausch (2015) zeigen, dass der europaweite Netzausbau in einem System mit wenig Wind, aber viel Kohle, zu einer Stärkung der Kohleverstromung führt und die CO₂-Emissionen steigert. So steigen im Basisszenario die CO₂-Emissionen mit zusätzlichem Netzausbau (je nach Szenario um 9-30 Mio. Tonnen; ca. 1-3%), und selbst bei Erreichung der 2020er Ziele für Erneuerbare (20%) nehmen die CO₂-Emissionen noch leicht zu. Die Erläuterung ist dieselbe wie bei Brancucci (2013): Der grenzüberschreitende Netzausbau fördert die Produktion und den Export von CO₂-intensivem Kohlestrom.¹⁸ Hohe Transportkapazitäten verhelfen einem Marktergebnis zur Umsetzung, welches aufgrund von geringen Erzeugungskosten viel CO₂-intensive Kapazitäten enthält. Ein Netzausbau ohne klimapolitische Regulierung des Marktergebnisses führt zu einer Erhöhung des CO₂ Ausstoßes.

3.6 Zwischenfazit: Netzausbau kein Engpass für Erneuerbare Energien

Im Ergebnis zeigt sich, dass der Netzausbau keinen Engpass für die Stromwende darstellt. Die bisherige empirische Erfahrung belegt, dass Netzengpässe für eine vernachlässigbare

¹⁶ Im Rahmen der Sensitivitätsanalysen zeigt Brancucci, das gesteigerte Grenzübertragungsinfrastruktur zu steigenden CO₂-Emissionen führten kann, s. Brancucci (2013), Kapitel 3.4 "Sensitivity Analysis".

¹⁷ „Higher cross-border transmission capacity throughout Europe has a negative environmental impact in this scenario: CO₂ emissions increase by 3.6%. The reason is that the marginal cost of coal and lignite plants is lower than the marginal cost of gas plants because the CO₂ price is not high enough to have a significant impact on the merit order of generation. More transmission capacity makes it possible to utilize coal and lignite more fully at the cost of gas plants.“ (Brancucci Martínez-Anido, 2013, S. 43).

¹⁸ „For low and intermediate levels of renewables, CO₂ emissions increase irrespective of the magnitude of the transmission infrastructure expansion. The main driver of this result is that TIP increases economic incentives to export (and produce) cheap coal-fired electricity resulting in a decrease of gas-fired production. A second effect driving the emissions increase is the boost in overall economic activities brought about by the efficiency gains from cross-country electricity trade. Even for already ambitious year-2020 RE production targets, we thus find that the TYNDP fails to yield reductions in CO₂ emissions at the European level.“ (Abrell/Rausch, 2015, S. 35).

Energiemenge ($\sim 1\%$) auftreten, welche durch die Fertigstellung der Südwest-Kuppelleitung noch sinken werden. Umgekehrt: Aufgrund des derzeitigen Marktdesigns stärkt der Netzausbau tendenziell bestehende fossile Kraftwerke, könnte unter Umständen zu einer Stärkung der fossilen Erzeugungsstrukturen führen und somit die Stromwende konterkarieren.

4 Stromspeicher kein Engpass für die Stromwende

4.1 Stromspeicher als eine von mehreren Flexibilitätsoptionen

Die technische Fortentwicklung und Kostendegression von Stromspeichern ist in den letzten Jahren rasch erfolgt; in vielen Fällen wird dies noch nicht in Politikdiskussionen sowie Modelanalysen berücksichtigt. Speicher stehen im „Wettbewerb“ mit anderen, oftmals noch günstigeren angebots- und nachfrageseitigen Flexibilitätsoptionen, welche kurz- und mittelfristig zur Stabilisierung des Stromsystems zur Verfügung stehen.¹⁹ Dazu gehören z.B. Lastmanagement, Reservekapazitäten konventioneller Kraftwerke, welche noch für mindestens ca. 15 – 20 Jahre zur Verfügung stehen, der Stromaustausch mit dem Ausland sowie die Kopplung zwischen den Strom-, Wärme- und Verkehrssektoren. Damit hat sich die Diskussion gegenüber der frühen Phase der Stromwende (2000er Jahre) entspannt, als man noch davon ausging, fehlende Speichertechnologie könnte zu einem limitierenden Faktor beim Ausbau erneuerbarer Energien werden. Heute setzt sich dagegen in Wissenschaft und Praxis die gegenteilige Meinung durch: Bereits heute sind viele Speichertechnologien, welche einen sicheren Systembetrieb selbst bei 100% Erneuerbaren ermöglichen könnten, bekannt. Aufgrund der umfänglichen Verfügbarkeit alternativer Flexibilitätsoptionen ist die Entwicklung alternativer Speichertechnologien derzeit aber nicht systemkritisch: Noch für längere Zeit können Erneuerbare problemlos zugebaut werden, da erst ab sehr hohen Anteilen das „wie“ der Speichertechnologie eine Rolle spielen wird.

¹⁹ Für eine Übersicht und Kategorisierung verschiedener angebots- und nachfrageseitiger Flexibilitätsoptionen vgl. Schill (2013).

4.2 Vielzahl von Speichertechnologien bereits heute verfügbar

Bereits heute ist eine Vielzahl von Speichertechnologien verfügbar und findet in zunehmendem Maße Anwendung im Strommarkt. Stromspeicher lassen sich bzgl. der gespeicherten Arbeit (kWh) bzw. auch der Geschwindigkeit der Ladung/Entladung differenzieren (Abbildung 7, vgl. Sterner und Stadler (2014)): Bzgl. der zeitlichen Verfügbarkeit wird i.d.R. grob in Kurz-, Mittel- und Langfristspeicher unterschieden, wobei es keine allgemeingültige Definition für diese Kategorien gibt. Kurzfristspeicher sind im Bereich von einigen Minuten bis zu wenigen Stunden angesiedelt, hierzu gehören beispielsweise Batteriespeicher. Mittelfristspeicher sind für mehrere Stunden und bis hin zu mehreren Tagen verfügbar, z.B. größere Pumpspeiche oder Wasserreservoir. Langfriststromspeicher sind für mehrere Wochen verfügbar, z.B. große Wasserspeicher in der Schweiz/Österreich oder Skandinavien, oder auch Power-to-Gas Technologien mit Rückverstromung und der Möglichkeit der Speicherung des Gases (Wasserstoff oder Methan, CH₄).

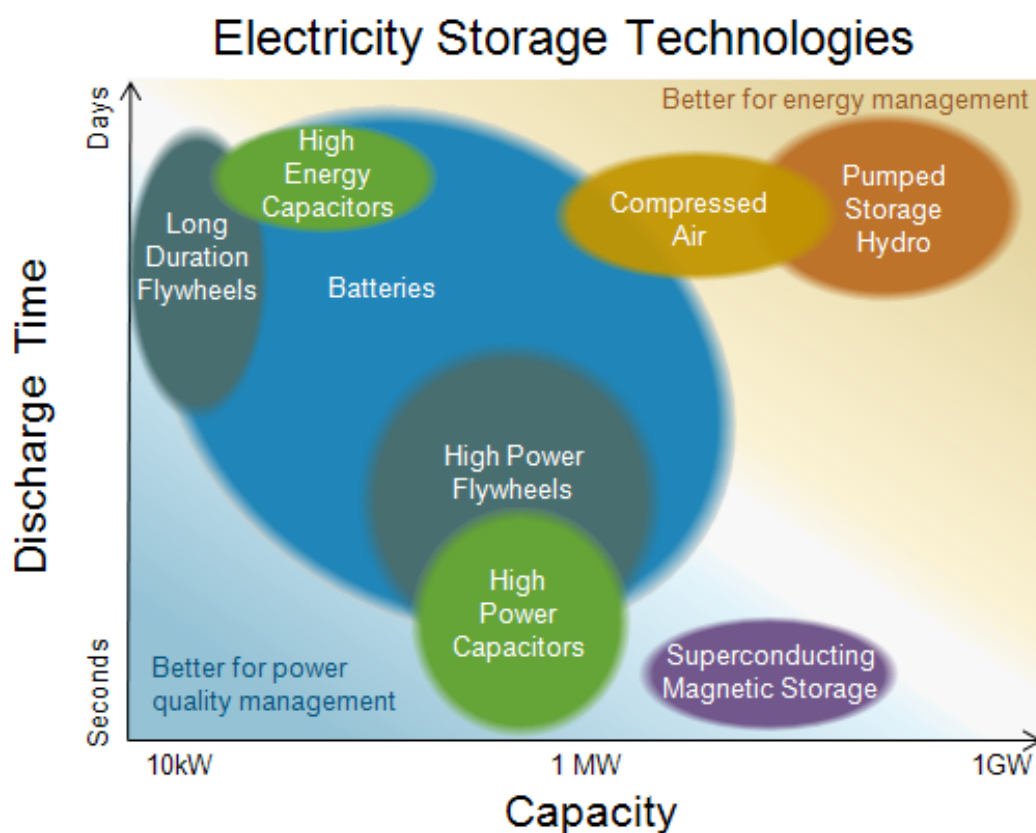


Abbildung 7: Struktur alternativer Speichertechnologien

Quelle: EIA (2011)

Traditionelle Stromsystemanalysen berücksichtigen oft lediglich Pumpspeicher, von denen in Deutschland derzeit 6,4 GW verfügbar sind (Jarass/Jarass, 2016, S. 63); die durchschnittliche Speichergröße beträgt ca. 1 GWh, bei einer Betriebsdauer von ca. 6 Stunden. Größere Wasserreservoirs in den Alpen (Österreich und Schweiz) verfügen über ein Potenzial von ca. 20 TWh, Skandinavien (insb. Norwegen) bis zu 150 TWh, d.h. ca. ein Viertel des gesamten Stromverbrauchs in Deutschland. Die Nutzbarmachung dieser Kapazitäten für das deutsche Stromsystem würde jedoch den Bau umfangreicher Netzkapazitäten sowie entsprechende institutionelle Regelungen der gemeinsamen Nutzung voraussetzen.

In den vergangenen Jahren hat es sowohl bei Batteriespeichern als auch im Bereich Power-to-Gas erhebliche Fortschritte gegeben, sodass diese Technologien als verfügbar gelten und sich die Diskussion – neben weiterer Grundlagenforschung – auf technische und Kostenentwicklungen fokussieren kann. Bei den Batteriespeichern finden derzeit überwiegend Blei-Säure-Batterien Verwendung. Der bereits heute exponentiell wachsende Markt für Lithium-Ionen-Batterien (LIB) wird mit der Eröffnung der Giga-Factory durch Tesla (Reno, Nevada, USA) im Jahr 2017 und der vorgesehenen Massenproduktion weiter zunehmen und zu einem Preiswettbewerb mit asiatischen, evtl. auch europäischen Anbietern führen (s.u.).²⁰ Auch im Bereich Power-to-Gas belegen Pilotanlagen zunehmend die technische Machbarkeit sowohl der Konversion von erneuerbarem Strom zu Wasserstoff (durch Elektrolyse) als auch zu Methan (zusätzliche Methanisierung).

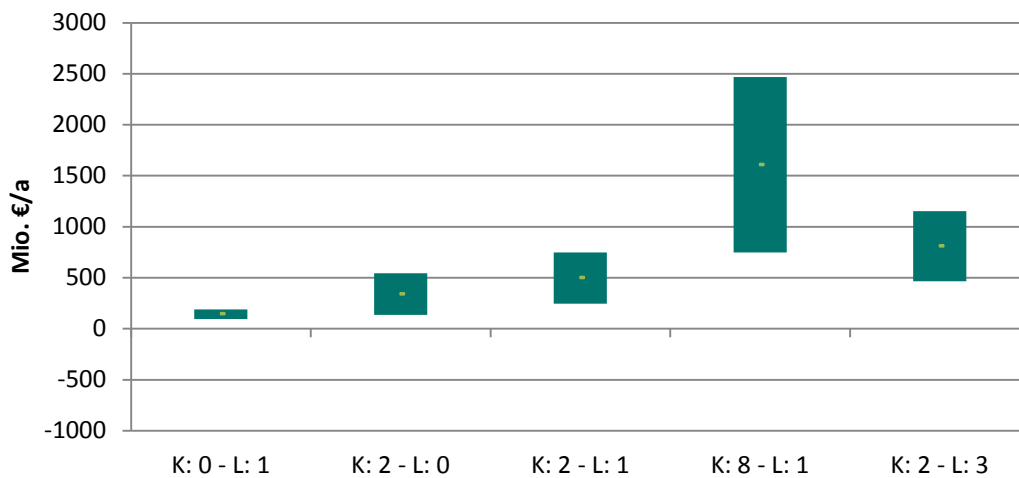
4.3 Stromspeicher bis in die 2030er für Stromwende unkritisch: Modellbasierte Analysen ...

Sowohl wissenschaftliche Studien als auch praktische Erfahrungen legen nahe, dass der Ausbau erneuerbarer Energien wie geplant fortschreiten kann, ohne dass es zu einer Gefährdung der Systemsicherheit kommt. Dies hängt sowohl mit den vorhandenen Kapazitäten konventioneller Kraftwerke im europäischen Stromsystem zusammen, aber auch mit der umfänglichen Verfügbarkeit alternativer Flexibilitätsoptionen. In den nächsten Jahren dürften viele andere Flexibilitätsoptionen noch günstiger als Stromspeicher sein. Verschiedene

²⁰ Z.B. bei dem ersten kommerziellen Batteriespeicher in Schwerin, welcher seit 2014 mit 5 MW am Regelenergiemarkt teilnimmt.

Studien legen nahe, dass im Bereich von 40% bis 60% erneuerbarer Energien beispielsweise die Nutzung flexibler konventioneller Kraftwerke und Lastmanagement kostengünstigere Alternative darstellen. Längerfristig, bei sehr hohen Anteilen erneuerbarer Energien, spielen Stromspeicher für die vollständige Integration der erneuerbaren Energien in das Stromsystem jedoch eine wachsende Rolle (Agora Energiewende, 2014; Pape et al., 2014).

43 Prozent/22 Prozent



90 Prozent/60 Prozent

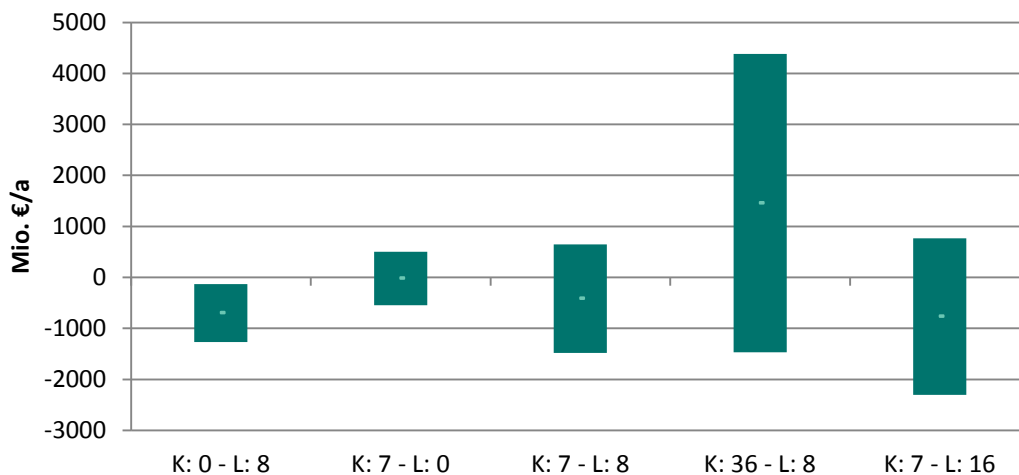


Abbildung 8: Einsparungen/Mehrkosten durch Stromspeicher. K: installierte Leistung Kurzzeitspeicher in GW, L: installierte Leistung Langzeitspeicher in GW

Quelle: Agora Energiewende (2014)

In Abbildung 8 sind die Ergebnisse einer Szenarioanalyse von Agora Energiewende dargestellt. Die beiden betrachteten Szenarien unterscheiden zwischen 43% erneuerbarer Energien in Deutschland und 23% in Europa, sowie 90% erneuerbarer Energien in Deutschland und 60% in Europa.²¹ Obwohl sogar eine Verzögerung der Nutzung weiterer Flexibilitäten um etwa zehn Jahre sowie eine Verzögerung des Netzausbaus von mehr als 10 Jahren betrachtet wird, können im Szenario 43%/23% keine Einsparungen durch den Einsatz zusätzlicher Stromspeicher erzielt werden. Im Szenario 90%/60% sieht das anders aus. Bei zusätzlich installierten Leistungen von 7 GW bei Kurzzeitspeichern und 16 GW bei Langzeitspeichern kann den Modellrechnungen zufolge eine maximale Einsparung von bis zu 2.307 Mio. €/a realisiert werden.²²

Ähnliche Ergebnisse wurden in einem Forschungsprojekt am DIW Berlin erzielt, welches sich mit der Bedeutung von Speichern für ein weitgehend auf erneuerbaren Energien basiertes Stromsystem beschäftigte.²³ Dabei wurde u.a. ein quellenoffenes Investitionsmodell für die Analyse des langfristigen Speicherbedarfs in Strommärkten mit sehr hohen Anteilen Erneuerbarer Energien entwickelt und eingesetzt.²⁴ Dabei wurde nicht nur der Arbitragewert von Stromspeichern berücksichtigt, sondern auch ihr Kapazitätswert und ihr Beitrag zur Regelleistungsbereitstellung. Am deutschen Stromsystem kalibrierte Szenariorechnungen für das Jahr 2050 zeigen, dass der Speicherbedarf unter Basisannahmen erst bei sehr hohen Anteilen erneuerbarer Energien deutlich ansteigt. Die erforderliche Stromspeicherleistung steigt von lediglich zehn GW im 70-Prozent-Szenario auf knapp 22 GW im 90-Prozent-Szenario und 34 GW im 100-Prozent-Szenario, wobei in den letzten beiden Fällen Mittelfristspeicher den größten Anteil an der Speicherleistung haben (Abbildung 9).

²¹ Es gibt dazwischen auch noch ein 60/40 Szenario.

²² „Der Ausbau der Erneuerbaren Energien muss nicht auf Stromspeicher warten. In den nächsten 10 bis 20 Jahren kann die benötigte Flexibilität im Stromsystem durch andere Flexibilitätsoptionen (zum Beispiel flexible Kraftwerke, Lastmanagement) günstiger bereitgestellt werden als durch neue Stromspeicher. Erst bei sehr hohen Anteilen von Erneuerbaren Energien werden neue Stromspeicher wirklich benötigt.“ (Agora Energiewende, 2014).

²³ „StoRES - Storage for Renewable Energy Sources“, für Details und Veröffentlichungen http://www.diw.de/de/diw_01.c.421735.de/forschung_beratung/projekte/projekt_homepages/stores_storage_for_renewable_energy_sources/nbsp_nbsp_publicationen/nbsp_nbsp_publicationen.html

²⁴ Genannt „DIETER“ (Dispatch and Investment Evaluation Tool with Endogenous Renewables), vgl. <http://www.diw.de/dieter>.

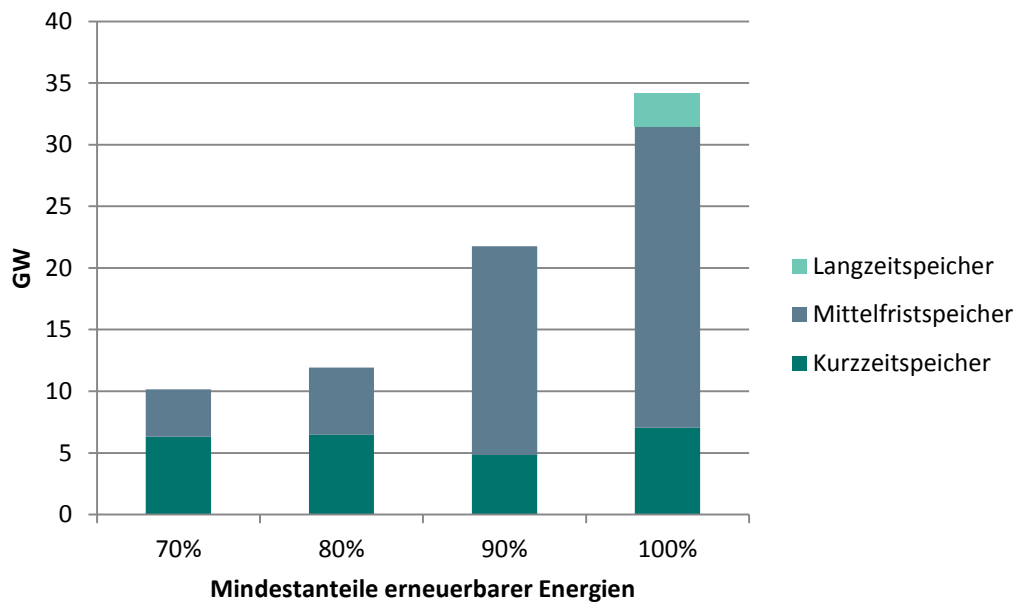


Abbildung 9: Zusammensetzung von Stromspeicherkapazitäten bei Anteilen erneuerbarer Energien zwischen 70% und 100%

Quelle: Schill et al. (2015).

Umfangreiche Sensitivitätsanalysen zeigen jedoch auch, dass der Speicherbedarf stark von den getroffenen Annahmen abhängt. Steht beispielsweise keine Biomasse zur flexiblen Verstromung zur Verfügung, würde sich der Stromspeicherbedarf deutlich erhöhen. Auch falls die vergleichsweise stetige Stromerzeugung der Windkraft auf See nicht genutzt werden könnte, steigt der Speicherbedarf, da dann ein vermehrter Ausbau der volatileren Stromerzeugung aus Photovoltaik erforderlich wäre. Ebenso erhöht sich der Speicherbedarf, wenn nachfrageseitige Flexibilitätsoptionen nicht erschlossen werden können. Eine Verdopplung der angenommenen nachfrageseitigen Flexibilitätspotenziale führt umgekehrt zu einer Verringerung des Speicherbedarfs (Abbildung 10).

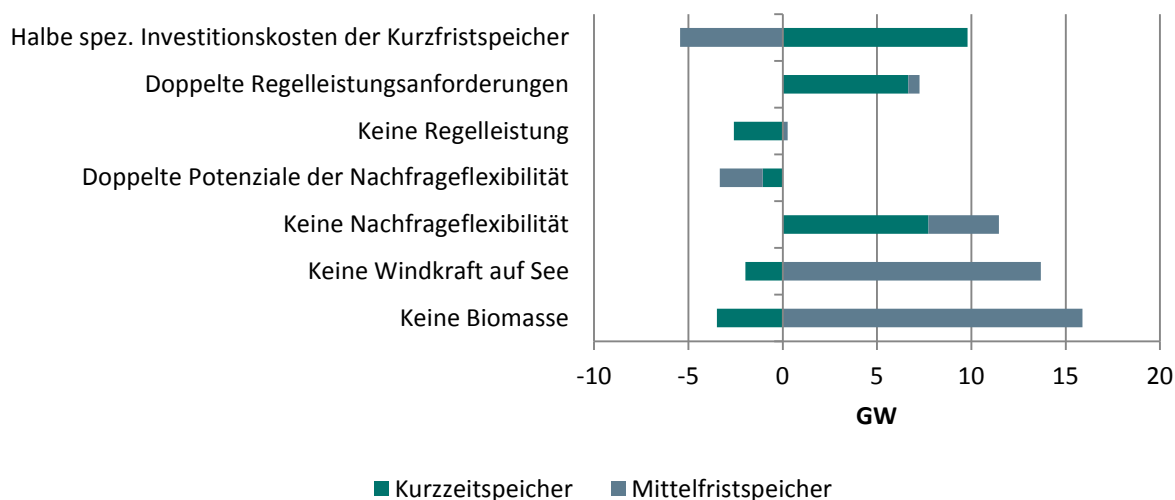


Abbildung 10: Stromspeicherkapazitäten in verschiedenen Sensitivitätsanalysen – Änderungen gegenüber dem Basisszenario in Gigawatt

Quelle: Schill et al. (2015).

4.4 ... werden durch Praxiserfahrungen bestätigt

Praktische Erfahrung eines Netzbetreibers mit alternativen Flexibilitätsoptionen bestätigen die Ergebnisse der Stromsystemmodellierung. So ist laut dem Vorstandsvorsitzenden des ÜNB in den neuen Bundesländern (50Hertz), Boris Schucht, die Vorstellung, man brauche bei der Integration erneuerbarer Energien sofort mehr Flexibilität (u.a. Speicher) ein „Mythos“ der Energiewirtschaft.²⁵ Gründe hierfür sind unter anderem der erhebliche Umfang noch auf absehbarer Zeit verfügbarer konventioneller und dezentraler Kraftwerksleistung, z.B. Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen auf der Niederspannungsebene. Auch anlässlich der Sonnenfinsternis vom 20. März 2015 konnte beobachtet werden, dass die Flexibilitätsleistung des Systems wesentlich höher war als erwartet: So konnte der Anstieg der Solarleistung von 14 GW in 45 Minuten durch überwiegend marktlich abgefahrte Flexibilitätsleistung dargestellt werden.²⁶

²⁵ „Es gibt einige Mythen in der Energiewirtschaft. Einer davon ist die Vorstellung, man brauche bei der Integration erneuerbarer Energien sofort mehr Flexibilität im System. Also Speicher oder abschaltbare Lasten oder Backup-Kraftwerke. Das ist ein Mythos. Wir haben viel mehr Flexibilität im System, als wir benötigen. Wir haben auch noch riesige weitere Potenziale.“ Vgl. Schucht (2016).

²⁶ Vgl. Schucht (2016): „Wir sind auf dem richtigen Weg, um in der Lage sein zu können, in Zukunft 70 bis 80 Prozent erneuerbare Energien ohne zusätzliche Flexibilitätsoptionen integrieren zu können. Was wir an Flexibilitätsangeboten

Diese Praxiserfahrungen bestätigen auch die Modellergebnisse, denen zufolge es derzeit keinen und erst nach ca. 2030 einen wachsenden Bedarf an Langfristspeichern geben wird. Hierfür stehen nach heutigem Stand sowohl große Wasserspeicher in Nachbarländern (Österreich, Schweiz, Skandinavien), als auch die Power-to-Gas Technologie zur Verfügung; letztere stellen durch die Umwandlung von Strom zu Gasen, welche gespeichert und bei Bedarf wieder verstromt werden können (Wasserstoff oder Methan), langfristige Speichermöglichkeiten dar. Da die bereits heute verfügbaren Flexibilitätsoptionen noch längere Zeit ausreichen dürften, stellt sich heute zwar die Frage, welche Technologie für Langfristspeicherung (mehrere Wochen) theoretisch zur Verfügung stehen könnte und wie die Forschungsförderung ausgestaltet sein sollte, eine direkte Einschränkung der Stromwende ist jedoch durch den erst längerfristig steigenden Bedarf insbesondere an Langzeitspeichern nicht abzuleiten.²⁷

4.5 Ein Beispiel für Kostendegression bei Speichertechnologien: Lithium-Ionen-Batterien (LIB)

4.5.1 Nachfrage ...

In diesem Abschnitt wird anhand eines Beispiels die vor 10 Jahren noch unerwartete Kostendegression von Speichertechnologien dargestellt. Aufgrund der Aktualität der Entwicklung – in den USA läuft 2017 die Massenproduktion an – wurde die Lithium-Ionen-Batterietechnologie (LIB) gewählt. LIBs wurden Anfang der 1990er im Bereich der Konsumelektronik eingeführt und sind in den letzten 25 Jahren zur technischen Reife geführt worden, sowohl bzgl. der Batterie als auch in Bezug auf die Systemintegration (Fraunhofer ISI, 2015). Im Jahr 2015 bestand eine Nachfrage nach LIBs von ca. 55-70 GWh, davon 40 GWh

haben, wird uns bis 2030 oder sogar 2040 ausreichen. Speicher sind vor 2030 nicht nötig.“ Siehe auch die Detailanalyse von Redl/Praetorius (2015).

²⁷ Schucht (2016) beschreibt die Perspektive aus der Sicht eines ÜNB folgendermaßen: „Was wir bräuchten, wären saisonale Speicher, die Strom drei bis vier Wochen aufnehmen könnten, um ihn dann auch wieder drei bis vier Wochen abzugeben. Da haben wir im Energiesystem eigentlich nur einen Speichertyp, den es schon gibt. Das sind die großen Seen, die Wasserspeicher, in Skandinavien und in den Alpen. Dort, im Süden, allerdings mit begrenzter Kapazität, etwa zehn Terawattstunden. Skandinavien hat knapp 120 Terawattstunden an Speichervolumen. [...] Was wir darüber hinaus an Saisonspeicher benötigen werden, wird erst zwischen 2030 und 2050 ein wirtschaftlich interessantes Thema. Derzeit sehe ich dafür nur „Power to gas“, also die Produktion von Wasserstoff mit dem Überschussstrom, das dann in einem weiteren Verarbeitungsschritt zu Methan gemacht wird. Daraus kann dann auch wieder Strom produziert werden. Vielleicht gibt es bis dahin aber auch noch andere technische Möglichkeiten.“

kleinformatige Zellen in Konsumelektronikanwendungen („mobile Elektronik“) sowie 15-30 GWh Elektrofahrzeuge; letztere wird sich bis 2020 verdreifachen und bis 2030 wird von einer Vervielfachung um den Faktor 10 bis 30 ausgegangen (Fraunhofer ISI, 2015). Momentan tritt die LIB in den Elektrofahrzeug- und stationären Speichermarkt ein, wo sie in den kommenden 15-25 Jahren ihre Reife entwickeln dürfte; bereits heute haben LIBs im Bereich der stationären Energiespeicherung große Fortschritte erzielt: So werden sie zunehmend als Kleinspeicher für dezentrale PV-Batteriesysteme (~ 10 kWh) im privaten Bereich genutzt, ebenfalls für gewerbliche Energiespeicher (> 100 kWh) sowie perspektivisch zum Einsatz an Regelenergiemärkten. Insgesamt wird für das Jahr 2030 mit einem Marktvolumen von 300 – 1.000 GWh gerechnet. Zusammen mit der Blei-Batterietechnologie stellt sie die wichtigste Akkumulatortechnologie für mindestens in den nächsten 20 Jahren.

4.5.2 ... und Angebot

Auf der Angebotsseite ist durch die steigenden Volumina bereits bis heute ein drastischer Kostenrückgang zu beobachten, welcher auch durch die Steigerung der Energiedichte (von ca. 100 Wh/kg (2010) auf 150 Wh/kg (2015)) unterstützt wurde; für 2020 wird ein Wert von 250 Wh/kg erwartet: Abbildung 11 zeigt zusätzlich die die Zielwerte der weltweit führenden Länder.²⁸ Hinzu kommt, dass 2017 in den USA (Bundesstaat Nevada) vom Elektrofahrzeughersteller Tesla die Massenproduktion von LIBs in einer „Giga-Factory“ angestoßen wird, welche in einem ersten Schritt eine Kapazität von 100 GWh jährlich haben soll und modular ausbaubar ist. Der absehbare Preiswettbewerb mit asiatischen evtl. auch europäischen Produzenten, wird zu einer weiteren Beschleunigung des Preisverfalls führen.

²⁸ Im Jahr 2012 ging Japan davon aus, die Energiedichte von 2010 bis 2015 um 50% steigern und gleichzeitig eine Kostenreduktion von 70% realisieren zu können.

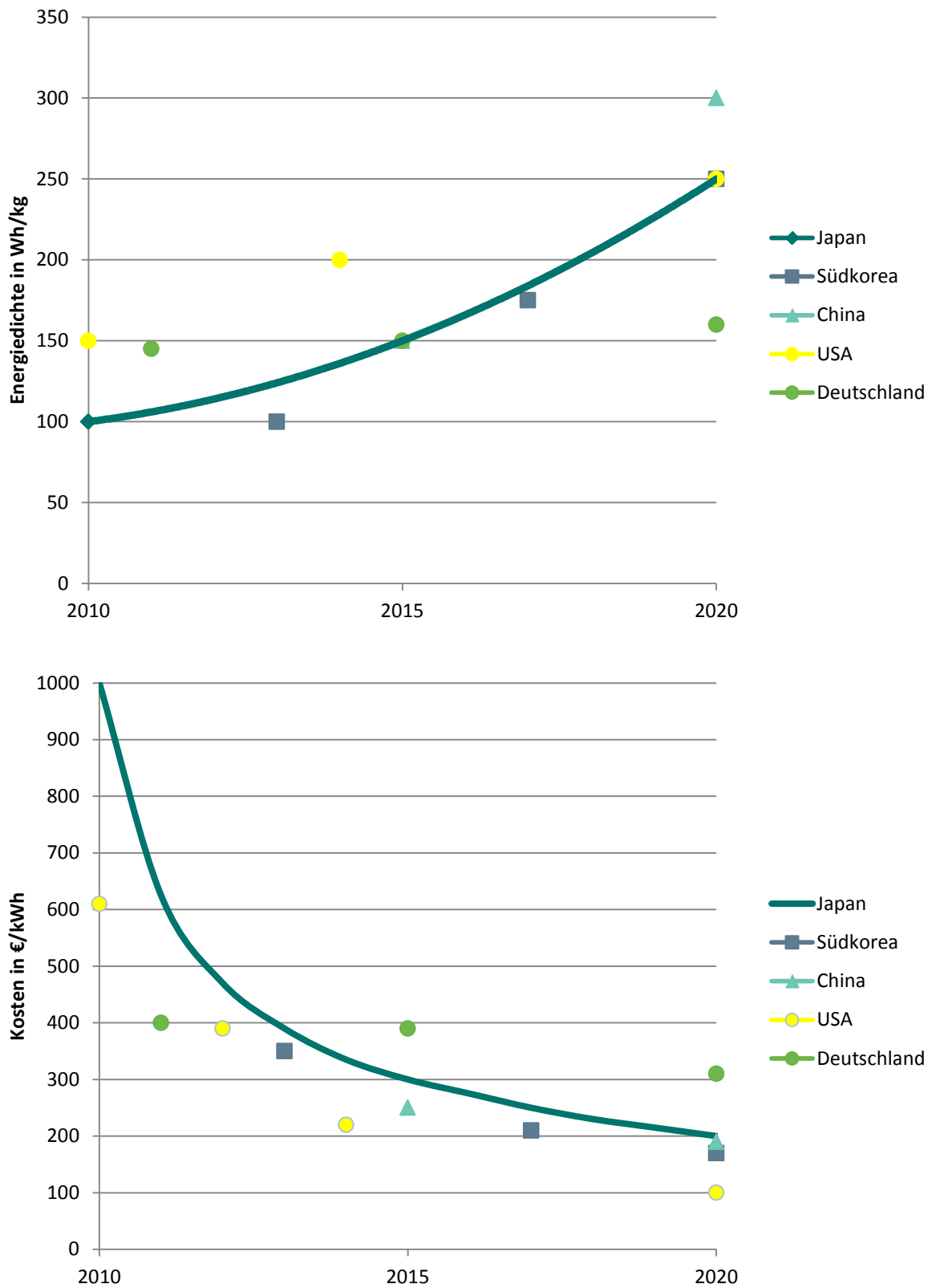


Abbildung 11: Entwicklung der Energiedichte und Kosten der LIB in der Elektrofahrzeugbranche
 Quelle: (Maiser et al., 2014)

Berücksichtigt man die aktuellen und absehbaren Trends der LIBs, so stellt sich die Kostensituation noch wesentlich günstiger dar als noch vor wenigen Jahren. Abbildung 12 zeigt den erwarteten Kostenverlauf von LIB aus dem Jahr 2012 im Vergleich mit einer eigenen Kostenschätzung aufgrund von Expertenbefragungen im Jahr 2015: Sowohl im Bereich der Kapitalkosten pro Leistung (€/kW) als auch des Speicherinhalts (€/kWh) sind weitere drastische Rückgänge zu erwarten. Im Bereich der stationären Energiespeicher beschreiben Pape et al. (2014), dargestellt in Abbildung 12, eine Senkung der spezifischen Investitionskosten der Konvertereinheit von 175 €/kW in 2012 auf 35 €/kW bis 2050; die Erwartungen waren, dass die spezifischen Investitionskosten in die Speicherkapazität im selben Zeitraum von 550 €/kW auf 150 €/kW sinken würden; die aktuellen gültigen, bzw. erwarteten Werte, liegen noch erheblich darunter.

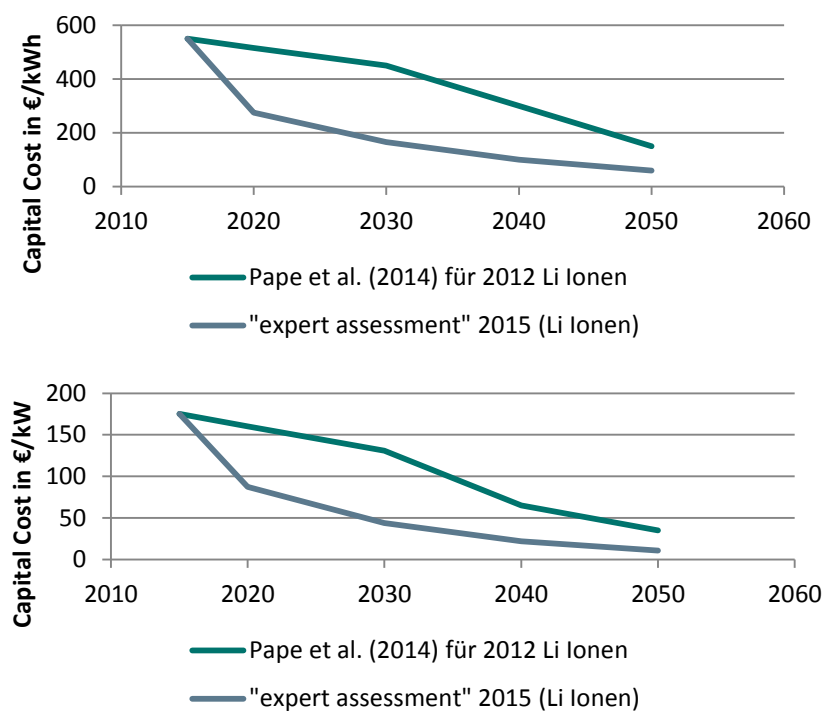


Abbildung 12: Vergleich der Kostenschätzungen für Lithium-Ionen-Batterien aus den Jahren 2012 bzw. 2015

Quellen: für 2012 (Pape et al., 2014) Roadmap Speicher, eigene Schätzung auf der Basis von Expertenbefragungen²⁹

²⁹ Der untere Kostenverlauf geht von einer Lernkurve mit folgenden Kostensenkungen aus: Bei Speicherumfang (€/kWh): 2015 bis 2020: 50%, danach pro Jahrzehnt weitere 40%; bei Speicherleistung (€/kW): 2015 – 2020: 50%, danach jedes Jahrzehnt weitere 50%.

Eine Überschlagsrechnung bestätigt die in der Fachwelt zunehmende Einschätzung, der Durchbruch der Speichertechnologien würde die bisher fluktuierenden Erneuerbaren zu wettbewerblichen Kosten grundlastfähig machen (vgl. auch die Analyse von Deutsch/Graichen (2015)): Für das Jahr 2030 ergäben sich bei einer typischen Nutzung (maximale Zyklenzahl 5000 in 2015, 10000 in 2030, 12000 in 2050; Betriebsdauer 20 Jahre) Durchschnittskosten im Bereich von 7 €cents/kWh; diese würden bei dieser Konstellation bis zum Jahr 2050 weiter auf ca. 4 €cents/kWh fallen.

4.6 Zwischenfazit: Stromspeicher kein Engpass für die Stromwende

Analog zum Netzausbau stellt auch die Entwicklung von Stromspeichertechnologien keinen Engpass für die Stromwende und den Ausbau erneuerbarer Energien dar. Sowohl Wissenschaft als auch Praxis sind sich einig darüber, dass die Flexibilitätsreserven im deutschen Stromsystem derzeit so groß sind, dass der Bedarf an zusätzlichen Stromspeichern bis in die 2030er Jahre nur gering sein dürfte. Ab einem Erneuerbarenanteil von 60-70% wächst zwar der Bedarf an Kurz- und Mittelfristspeicherung, jedoch sind die hierfür benötigten Technologien bereits heute vorhanden; dies gilt grundsätzlich auch für Langfristspeicher, welche bei einem 100%-igen erneuerbaren Stromsystem u.U. benötigt werden, z.B. große Wasserspeicher oder Power-to-Gas Technologien (auch wenn diese derzeit noch nicht kommerziell verfügbar sind). Anhand des Beispiels von Lithium-Ionen-Batterien wurde die Geschwindigkeit der technischen Entwicklung und der Kostendegression quantitativ abgeschätzt. Die weitere technische und institutionelle Beforschung von Speichern ist sicherlich von großer Bedeutung, jedoch gibt es aus dieser Perspektive keinerlei Grund, den raschen Ausbau der erneuerbaren Energien zu verzögern.

5 Fazit: Weder Netzausbau noch Speicher stellen Engpässe dar

Im Kontext der Diskussionen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes 2016 (EEG 2016) gibt es eine Diskussion über den Zusammenhang zwischen den Ausbauzielen erneuerbarer Energien und der Entwicklung von Netzausbau und Speichertechnologien. Im vorliegenden Gutachten werden einige Argumente in dieser Diskussion geprüft.

Die drastische Kostendegression der erneuerbaren Energien in den vergangenen zwei Jahrzehnten hat dazu geführt, dass diese inzwischen weltweit als tragende Säule zukünftiger

Stromsysteme betrachtet werden. Auch die deutschen und andere europäische Energieversorger haben inzwischen diese Entwicklung erkannt und orientieren ihre Unternehmensstrategien weg von der Stromherstellung aus konventionellen Energien in Richtung erneuerbarer Energien.

Der Anteil erneuerbarer Energien im deutschen Stromsystem ist im vergangenen Jahrzehnt von ca. 10% auf ein Drittel gewachsen, ohne dass dadurch die Versorgungssicherheit oder Netzstabilität reduziert worden wäre. Die Entwicklung der Übertragungsnetze schreitet in Deutschland kontinuierlich voran und hat bisher zu keinen nennenswerten Einschränkungen des Stromsystems geführt. Jährlich werden ca. 60-100 km Netzausbau an Land fertiggestellt; hierzu kommt die Anbindung von Offshore Windparks. Trotz einer leichten Steigerung sind die Engpässe im Stromnetz und der dadurch verursachte Redispatch gering (Quartal 1-3 2015: 4291 GWh): er lag in den vergangenen Jahren mit Ausnahme von 2015 stets unterhalb von 1% der insgesamt transportierten Menge und betrug 2015 1,1%; hierzu kamen 2015 ca. 0,4% Einspeisemanagement. Insgesamt bewegen sich die Kosten für Systemdienstleistungen (wie z.B. Regelleistung) in den vergangenen Jahren im Bereich von 1-2%.

Es gibt in Deutschland derzeit keine Netzengpassgebiete, in denen eine Verzögerung des Ausbaus erneuerbarer Energien gerechtfertigt wäre, so wie es im Entwurf des EEG 2016 vorgeschlagen wird. Der von den Übertragungsnetzbetreibern ermittelte umfangreiche Netzausbaubedarf ist vor allem darauf zurückzuführen, dass das gegenwärtige Marktdesign eine Einspeisegarantie für fossilen Strom nach dem Merit-Order Prinzip auch in Zeiten hoher Überkapazitäten vorsieht, welche dann vor allem für Stromexporte genutzt wird. Die Tatsache, dass in einem CO₂-intensiven Stromsystem groß angelegter Leitungsausbau zu einer Steigerung der CO₂-Emissionen führt, wird inzwischen auch von der internationalen Literatur bestätigt. Der überhöhte Netzausbau kann dank einer Vielzahl von Maßnahmen auf ein technisch-ökonomisch angemessenes Niveau reduziert werden, wie z.B. ein kluges Einspeisemanagement für fossilen und erneuerbaren Strom, Redispatchmaßnahmen oder eine Umstellung des Marktdesigns auf netzknotenspezifische Preise („Nodalpreise“); hierzu gehört auch eine drastische Reduktion der den ÜNBs zugestandenen, garantierten Eigenkapitalrendite von derzeit über 9%, welches ein Vielfaches vergleichbarer, risikoarmer Anlagemöglichkeiten des aktuellen Kapitalmarktes darstellt.

Analog zu den erneuerbaren Energieträgern haben sich auch die Stromspeichertechnologien in den vergangenen Jahren rasch weiterentwickelt und dürften künftig auch eine 80-100%ige erneuerbare Stromerzeugung ermöglichen. Bereits heute steht eine Vielzahl von Speichertechnologien zur Verfügung, wie elektrochemische Batteriespeicher (u.a. Blei-Säure, Lithium-Ionen), Pumpspeicher im In- und Ausland sowie perspektivisch auch „Power-to-Gas“-Technologien mit Rückverstromung. Sowohl Modellrechnungen als auch Einschätzungen von Praktikern legen nahe, dass allein mit derzeit verfügbaren Speichertechnologien ein Anteil von 60-80% Erneuerbare im deutschen Stromsystem machbar sind; Speichertechnologien stellen für die Stromwende auf absehbare Zeit keinen Engpass dar; in Zukunft werden zunehmend Herausforderungen und Potenziale der Sektorkopplung analysiert werden müssen.

Die empirische Evidenz legt nahe, dass der Ausbau erneuerbarer Energien auf absehbare Zeit weder vom Netzausbau noch von der Verfügbarkeit von Speichertechnologien eingeschränkt wird. Im Gegenteil ist zu beobachten, dass sich die Rahmenbedingungen für die Erneuerbaren in den vergangenen Jahren so verbessert haben, dass technische Fragen für ein auf 80-100% erneuerbare Energien basierten Stromsystems als gelöst gelten; aus ökonomischer Perspektive ist ein auf Wind- und Sonnenenergie basierendes Stromsystem unter Berücksichtigung auch der Umwelteffekte ohnehin wohlfahrtssteigernd. Die Diskussion des EEG 2016 sowie der weiteren Ausgestaltung von Marktdesign, Netzausbau und Speicherintegration sollte sich an dem Leitbild eines zu 80-100% erneuerbaren Stromsystems orientieren.

Referenzen

- 50Hertz / Amprion / TenneT / TransnetBW (2012a):** Netzentwicklungsplan Strom 2012 Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber.
- 50Hertz / Amprion / TenneT / TransnetBW (2012b):** Netzentwicklungsplan Strom 2012, 2. überarbeiteter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber.
- 50Hertz / Amprion / TenneT / TransnetBW (2013a):** Netzentwicklungsplan Strom 2013, 1. Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber.
- 50Hertz / Amprion / TenneT / TransnetBW (2013b):** Netzentwicklungsplan Strom 2013, Zweiter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber.
- 50Hertz / Amprion / TenneT / TransnetBW (2014a):** Netzentwicklungsplan Strom 2014 Erster Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber; Berlin.
- 50Hertz / Amprion / TenneT / TransnetBW (2014b):** Netzentwicklungsplan Strom 2014, Zweiter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber.
- 50Hertz / Amprion / TenneT / TransnetBW (2015):** Netzentwicklungsplan Strom 2025, Version 2015 - Erster Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber.
- 50Hertz / Amprion / TenneT / TransnetBW (2016):** Netzentwicklungsplan Strom 2025, Version 2015 - Zweiter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber.
- Abrell, J. / Rausch, S. – ETH Zurich, Work Package 3: Energy Policy, Markets and Regulation (2015):** Cross-Country Electricity Trade, Renewable Energy and Transmission Infrastructure Policy; WP3-2015/06, ETH Working Paper, Zurich, Switzerland.
- Agora Energiewende (2014):** Stromspeicher in der Energiewende - Untersuchung zum Bedarf an neuen Stromspeichern in Deutschland für den Erzeugungsausgleich, Systemdienstleistungen und im Verteilnetz; Berlin.
- Agora Energiewende (2015):** Understanding the Energiewende; Background, FAQ on the ongoing transition of the German power system, Berlin.
- BMWi – BMWi (2016):** Gesamtausgabe der Energiedaten - Datensammlung des BMWi, Letzte Aktualisierung: 05.04.2016; Berlin.
- BNetzA – Bundesnetzagentur (2009):** Monitoringbericht 2009; Bonn.
- BNetzA – Bundesnetzagentur (2010):** Monitoringbericht 2010; Bonn.
- BNetzA – Bundesnetzagentur (2013a):** Monitoringbericht 2012, 3. Auflage, Stand 05.02.2013; Bonn.
- BNetzA – Bundesnetzagentur (2013b):** Monitoringbericht 2013; Bonn.
- BNetzA – Bundesnetzagentur (2016a):** BBPIG-Monitoring Stand des Ausbaus nach dem Bundesbedarfsplangesetz (BBPIG) zum ersten Quartal 2016; Bonn.
- BNetzA – Bundesnetzagentur (2016b):** EnLAG-Monitoring Stand des Ausbaus nach dem Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG) zum ersten Quartal 2016; Bonn.

- BNetzA – Bundesnetzagentur (2016c):** Offshore-Monitoring Stand des Ausbaus zum ersten Quartal 2016; Bonn.
- BNetzA – Bundesnetzagentur (2016d):** Quartalsbericht zu Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen Erstes und zweites Quartal 2015; Bonn.
- BNetzA – Bundesnetzagentur (2016e):** 2. Quartalsbericht 2015 zu Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen Drittes Quartal 2015; Bonn.
- Brancucci Martínez-Anido, C. (2013):** Electricity Without Borders - The need for cross-border transmission investment in Europe; Proefschrift / Dissertation, Technische Universiteit Delft The Netherlands.
- Bundesnetzagentur (2014):** Monitoringbericht 2014; Bonn.
- Bundesnetzagentur (2015):** Monitoringbericht 2015; Bonn.
- Bundesregierung (2010):** Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung; Berlin.
- Davis, L.W. (2012):** Prospects for Nuclear Power; in: Journal of Economic Perspectives, Bd. 26, Nr. 1, S. 49–66.
- Deutsch, M. / Graichen, P. – Agora Energiewende (2015):** Was wäre, wenn... ein flächendeckender Rollout von Solar-Speicher-Systemen stattfinden? Eine erste Abschätzung für das Stromsystem und die Energiepolitik; Berlin.
- EC – European Commission (2013):** EU Energy, Transport and GHG Emissions Trends to 2050. Reference Scenario 2013; Brussels, Belgium.
- Egerer, J. / Gerbaulet, C. / Ihlenburg, R. / Kunz, F. / Reinhard, B. / Hirschhausen, C. von / Weber, A. / Weibezahn, J. (2014):** Electricity Sector Data for Policy-Relevant Modeling: Data Documentation and Applications to the German and European Electricity Markets; Berlin: DIW Berlin.
- EIA (2011):** Electricity storage technologies can be used for energy management and power quality; in: EIA TODAY IN ENERGY, December 14, 2011.
- Fraunhofer ISI (2015):** Gesamt-Roadmap - Lithium-Ionen-Batterien 2030; Karlsruhe.
- Gerbaulet, C. / Kunz, F. / Hirschhausen, C. von / Zerrahn, A. (2013):** Netzsituation in Deutschland bleibt stabil; Bd. 20/21, S. 3–12.
- Grimm, V. / Martin, A. / Schmidt, M. / Weibelzahl, M. / Zöttl, G. (2016):** Transmission and generation investment in electricity markets: The effects of market splitting and network fee regimes; in: European Journal of Operational Research, Bd. 254, Nr. 2, S. 493–509.
- Grimm, V. / Martin, A. / Weibelzahl, M. / Zoettl, G. – Univ., Inst. für Wirtschaftspolitik und Quantitative Wirtschaftsforschung (2014):** Transmission and generation investment in electricity markets: The effects of market splitting and network fee regimes; IWQW Discussion Paper Series 04/2014, Erlangen.

- Hirschhausen, C. von / Wand, R. / Beestermöller, C. – TU Berlin (2010):** Bewertung der dena-Netzstudie II und des europäischen Infrastrukturprogramms; Gutachten im Auftrag des WWF Deutschland, Berlin.
- IMF – International Monetary Fund, Fiscal Affairs Department (2015):** How Large Are Global Energy Subsidies?; IMF Working Paper WP/15/105, Washington, DC, USA.
- Jacobson, M.Z. / Delucchi, M.A. / Bazouin, G. / Bauer, Z.A.F. / Heavey, C.C. / Fisher, E. / Morris, S.B. / Piekutowski, D.J.Y. / Vencill, T.A. / Yeskoo, T.W. (2015):** 100% clean and renewable wind, water, and sunlight (WWS) all-sector energy roadmaps for the 50 United States; in: *Energy Environ. Sci.*, Bd. 8, Nr. 7, S. 2093–2117.
- Jarass, L. / Jarass, A. (2016):** Integration von erneuerbarem Strom: Stromüberschüsse und Stromdefizite, mit Netzentwicklungsplan 2025; 1. aktuelle Auflage, MV-Wissenschaft, Münster: Monsenstein und Vannerdat.
- Jarass, L. / Obermair, G.M. (2012):** Welchen Netzbau erfordert die Energiewende? unter Berücksichtigung des Netzentwicklungsplans 2012; Münster: Verl.-Haus Monsenstein und Vannerdat.
- Kempf, C. / Kunz, F. / Rosellón, J. (2016):** A welfare analysis of electricity transmission planning in Germany; in: *Energy Policy*, Bd. 94, S. 446–452.
- Kunz, F. / Gerbaulet, C. / Hirschhausen, C. von (2013):** Mittelfristige Strombedarfsdeckung durch Kraftwerke und Netze nicht gefährdet; in: *DIW Wochenbericht*, Bd. 48, S. 25–37.
- Maiser, E. / Michaelis, S. / Müller, D. / Kampker, A. / Deutskens, C. / Heimes, H. / Sarovic, N. / Klusmann, N. / Thielmann, A. / Sauer, A. – VDMA Verlag GmbH (2014):** Roadmap Batterie-Produktionsmittel 2030; Frankfurt am Main.
- Metayer, M. / Breyer, C. / Fell, H.-J. (2015):** The projections for the future and quality in the past of the World Energy Outlook for solar PV and other renewable energy technologies; in: 31st European PV Solar Energy Conference and Exhibition, September 14 - 18, 2015, Hamburg, Germany: .
- Mieth, R. / Gerbaulet, C. / von Hirschhausen, C. / Kempf, C. / Kunz, F. / Weinhold, R. – DIW Berlin: Politikberatung kompakt (2015):** Perspektiven für eine sichere, preiswerte und umweltverträgliche Energieversorgung in Bayern; 97, Berlin, Germany.
- Mieth, R. / Weinhold, R. / Gerbaulet, C. / von Hirschhausen, C.R. / Kempf, C. (2015):** Stromnetze und Klimaschutz: Neue Prämissen für die Netzplanung; in: *DIW-Wochenbericht*, Bd. 82, Nr. 6, S. 91–96.
- Pape, C. / Gerhardt, N. / Härtel, P. / Scholz, A. / Schwinn, R. / Drees, T. / Maaz, A. / Sprey, J. / Breuer, C. / Moser, A. / Sailer, F. / Reuter, S. / Müller, T. – Fraunhofer IWES, IAEW, Stiftung Umweltenergierecht (2014):** Roadmap Speicher - Speicherbedarf für Erneuerbare Energien - Speicheralternativen - Speicheranreiz, Überwindung rechtlicher Hemmnisse; Kassel.

- Radkau, J. / Hahn, L. (2013):** Aufstieg und Fall der deutschen Atomwirtschaft; München, Deutschland: Oekom Verlag.
- Redl, C. / Praetorius, B. – Agora Energiewende (2015):** Die Sonnenfinsternis 2015: Vorschau auf das Stromssystem 2030; Berlin.
- Schill, W.-P. (2013):** Systemintegration erneuerbarer Energien: die Rolle von Speichern für die Energiewende; in: Vierteljahrshefte zur Wirtschaftsforschung, Bd. 82, Nr. 3, S. 61–88.
- Schill, W.-P. / Diekmann, J. / Zerrahn, A. (2015):** Stromspeicher: eine wichtige Option für die Energiewende; in: DIW Wochenbericht, Bd. 10, S. 195–206.
- Schröder, A. / Gerbaulet, C. / Oei, P.-Y. / Hirschhausen, C. von (2012):** In Ruhe planen: Netzausbau in Deutschland und Europa auf den Prüfstand; in: DIW Wochenbericht, Bd. 79, Nr. 20, S. 3–12.
- Schucht, B. (2016):** 80 Prozent Erneuerbare sind kein Problem - Mythen der Energiewirtschaft (im Gespräch mit Tagesspiegel-Redakteurin Dehmer, Dagmar; in: Tagesspiegel online (05.06.2016).
- Sterner, M. / Stadler, I. (2014):** Energiespeicher: Bedarf, Technologien, Integration; Berlin: Springer Vieweg.
- Trepper, K. / Bucksteeg, M. / Weber, C. (2015):** Market splitting in Germany – New evidence from a three-stage numerical model of Europe; in: Energy Policy, Bd. 87, S. 199–215.
- Vattenfall (2013):** Bewertung des DIW Gutachtens zum Abbaugelände 2 des Tagebau Nochten. Stellungnahme vom 24. Juni 2013.
- WGBU (2011):** Welt im Wandel: Gesellschaftsvertrag für eine große Transformation [Hauptgutachten]; 2. veränderte Auflage, Berlin, Deutschland: WGBU.
- Zerrahn, A. / Schill, W.-P. – Discussion Papers, Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (2015):** A Greenfield model to evaluate long-run power storage requirements for high shares of renewables; 1457.