

THEMA

Speicher in Deutschland

AKTUELLER STAND IM THEMENFELD ENERGIE-
SPEICHERUNG IN DEUTSCHLAND, ENTWICKLUNG
NEU INITIIERTER AKTIVITÄTEN
JULI 2017

Wien!
voraus

Energieplanung

StoDt+Wien

Kurzbericht Speicher in Deutschland - *Stand 2016*

**erstellt im Auftrag der
Magistratsabteilung 20 - Energieplanung
des Magistrats der Stadt Wien**

Robert Freund
Energie.Effizienz.Beratung
Egerlandweg 2
D-83024 Rosenheim
Mobil: +49 (0)176 430 86 217
Email: robert-freund@gmx.net

Vorbemerkungen

Dieser Kurzbericht wurde im Rahmen eines Auftrags der Magistratsabteilung 20 - *Energieplanung* des Magistrats der Stadt Wien erstellt. Gegenstand war eine Literaturrecherche zum aktuellen Stand im Themenfeld Energiespeicherung in Deutschland; durchgeführt im Zeitraum November bis Anfang Dezember 2016. Der Schwerpunkt der Recherche wurde auf die Aktivitäten in den davorliegenden Monaten gelegt – von besonderem Interesse war die Beantwortung der Frage, wie sich allfällig neu initiierte Aktivitäten entwickelt haben. Im Zuge der Bearbeitung wurden in erster Linie über Internet verfügbare Quellen sowie einschlägige Newsletter und Printprodukte ausgewertet. Von besonderem Interesse war hierbei die kommunale Perspektive bzw. die eines kommunalen Energieunternehmens.

Zwischen- bzw. Endergebnisse wurden Leitung und MitarbeiterInnen der MA 20 sowie MitarbeiterInnen des Energy Center Vienna präsentiert und gemeinsam diskutiert. Hierbei wurden auch ergänzende Fragestellungen formuliert und im Zuge weiterer Recherchen bearbeitet.

Im vorliegenden Bericht werden die recherchierten Ergebnisse zusammenfassend dargestellt. Die Ausarbeitung umfasst eine *Kurzfassung*, den *Berichtsteil* und ein *Literaturverzeichnis*, in dem ausgewählte recherchierte Quellen angeführt werden.

Im Berichtsteil folgen auf die Darstellung der (gemeinsam formulierten) Ausgangsthese Kapitel zu den Themenbereichen

- Entwicklung des Energiesystems,
- Bedarf an Speichern,
- Geschäftsmodelle

sowie ein Kapitel mit Ausführungen zu ausgewählten Technologien, Projekten, Aktivitäten bzw. Aspekten. Dieses Kapitel umfasst Ausführungen zur

- Sektorenkopplung,
- Kopplungstechnologie Power-to-Gas,
- Zeitlichkeit der Speicherung und zur
- Förderlandschaft.

Die Zielsetzung der Ausarbeitung besteht in erster Linie darin, einen Gesamteindruck über die Thematik bzw. den aktuellen Stand zu vermitteln – ausgewählte Aspekte bzw. Aktivitäten werden hierzu herausgegriffen und detaillierter beschrieben. Ein Anspruch auf eine umfassende und vollständige Darstellung wird nicht verfolgt.

Kurzfassung

Sollen fossile durch erneuerbare Energieträger ersetzt werden, so bieten sich aufgrund der entsprechenden Verfügbarkeit insbesondere solare Strahlung und Windenergie an. Aufgrund der Volatilität dieser Energieträger besteht die Herausforderung darin, das fluktuierende Angebot und die Energienachfrage zur Deckung zu bringen; es entsteht der Bedarf an entsprechenden Flexibilisierungsoptionen – wie beispielsweise Energiespeichern.

Werden ambitionierte CO₂-Minderungsziele von 85 % oder mehr angestrebt, so erfolgt ein Systemumschlag, der insbesondere dadurch charakterisiert ist, dass in wachsendem Ausmaß synthetisches Gas als Ersatz für fossile Energieträger bereitgestellt werden muss. Aufgrund der Verluste in der Umwandlungskette bedingt der zugehörige Strombedarf einen entsprechenden Zubau an PV- und Windkraft-Anlagen. Wegen der fluktuierenden Charakteristik dieser Erzeugungsoptionen steigt wiederum der Bedarf an Flexibilisierungsoptionen an.

Zahlreiche Studien sehen in diesem Zusammenhang eine Notwendigkeit für den Einsatz von Elektrolyseuren und Methanisierungsanlagen erst etwa ab dem Jahr 2030 vor. Bis dahin reichen andere Flexibilitätsoptionen aus, wie z.B. industrielle Lastflexibilisierung bzw. Power-to-Heat in Fernwärmenetzen. In Deutschland gibt es mit Stand Ende 2016 bereits mehr als 20 Forschungs- und Pilotanlagen, in welchen das Power-to-Gas-Verfahren eingesetzt und weiterentwickelt wird. Es liegen bereits positive technische Erfahrungen aus dem Betrieb vor. Handlungsbedarf wird jedoch im Zusammenhang mit der Gestaltung des energiewirtschaftlichen Rahmens gesehen, damit die Power-to-Gas-Technologie zeitnah die vollständige Marktreife erreichen kann.

Auch im Zusammenhang mit der Teilnahme von Batterie-Großspeichern am Regelleistungsmarkt wird über positive technische Erfahrungen berichtet – nicht zuletzt deshalb erweitern Betreiber ihre bereits in Betrieb befindlichen Anlagen und investieren auch an neuen Standorten. Es wird davon ausgegangen, dass diese Anlagen ohne die Inanspruchnahme von Fördermitteln wirtschaftlich betrieben werden können. Jedoch wird auch hier Handlungsbedarf im Zusammenhang mit den Rahmenbedingungen formuliert.

Große Aufmerksamkeit wurde im Jahr 2016 den Stromprodukten zuteil, die Batteriespeicheranbieter bzw. -hersteller für Privathaushalte entwickelt haben. Im Jahr 2016 wurde eine Reihe solcher Angebote auf den Markt gebracht. Hier geht es unter anderem auch darum, mit den getätigten Investitionen einen Mehrwert zu generieren. Dieser kann z.B. durch die Mitgliedschaft in einem Pool erzielt werden, der am Markt für Regelenergieleistungen teilnimmt.

Vergleicht man die gesamte Batteriekapazität jährlich neu installierter Heimspeicher mit der Gesamtspeicherkapazität der jährlich neu zugelassenen Elektrofahrzeuge, so erwartet man für den Zeitraum bis 2020 ein Verhältnis in einer Größenordnung von rund 1:5. Hieraus lassen sich Schlussfolgerungen ableiten im Hinblick auf die Bedeutung der Nutzbarmachung dieser Speicherkapazität für das veränderte Energiesystem und auf die Potenziale damit verbundener Geschäftsmodelle.

Resümierend lässt sich festhalten, dass mit dem Umbau des Energiesystems hin zu einem System, das in erster Linie auf fluktuierenden Erneuerbaren Energieträgern beruht, der Bedarf an geeigneten Flexibilitätsoptionen verbunden ist, wie beispielsweise Energiespeichereinrichtungen. Hieraus resultieren Geschäftsmodelle, entsprechende Angebote sind bereits heute am Markt vertreten.

Berichtsteil - Inhaltsverzeichnis

0. Ausgangsthese	6
1. Entwicklung des Energiesystems	7
1.1 Studie Energiesystem Deutschland 2050	7
1.2 Metaanalyse Flexibilität durch Sektorenkopplung.....	11
2. Bedarf an Speichern	13
2.1 Metaanalyse Energiespeicher	13
2.2 Metaanalyse Stromspeicher in Deutschland.....	15
2.3 Studie „Was kostet die Energiewende?“	16
2.4 Batteriespeicher stationär und im Elektroauto.....	18
2.5 Flexibilisierung mittels „Funktionaler Speicher“	18
3. Geschäftsmodelle Batteriespeicher	21
3.1 Geschäftsmodelle für Batteriespeicher im Überblick	21
3.2 Stromprodukte mit Batterie-Homespeichern	22
3.3 Geschäftsmodelle für den Betrieb von Batterie-Großspeichern	24
4. Ausgewählte Technologien, Projekte, Aktivitäten bzw. Aspekte	27
4.1 Sektorenkopplung	27
4.2 Power-to-Gas.....	29
4.2.1 Grundlegendes	29
4.2.2 Strategieplattform Power to Gas	31
4.2.3 Pilotprojekte Power-to-Gas.....	33
4.3 Zeitlichkeit der Speicherung.....	36
4.4 Förderlandschaft	37
4.4.1 Förderinitiative Energiespeicher	37
4.4.2 Förderportale	38
4.4.3 Beispiel: Förderprodukt 275 der KfW.....	38

0. Ausgangsthese

Im Zuge der Projektbearbeitung wurde die nachfolgend dargestellte Ausgangsthese formuliert:

„Unser Energiesystem ändert sich hin zu einem System, das in erster Linie auf fluktuierenden erneuerbaren Energieträgern basiert. Hieraus resultiert die Notwendigkeit an geeigneten Energiespeichern. In diesem Zusammenhang ergeben sich Geschäftsmodelle für (lokale) Energieunternehmen.“

Anhand der Rechercheergebnisse wurde geprüft, inwieweit sich diese Ausgangsthese bzw. die darin enthaltenen Teilaspekte verifizieren lassen. Die nachfolgenden Kapitel befassen sich daher mit der zukünftigen Entwicklung des Energiesystems, dem Bedarf an Speichern und Geschäftsmodellen, die sich hieraus ergeben.

1. Entwicklung des Energiesystems

Das Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme (ISE) hat im Hinblick auf die zukünftige Entwicklung des Energiesystems im November 2013 eine grundlegende Arbeit vorgelegt. Diese Untersuchung zur langfristigen Reduktion energiebedingter CO₂-Emissionen durch Energieeffizienz und den Einsatz erneuerbarer Energien ist Gegenstand des ersten Unterkapitels, im zweiten Unterkapitel wird anhand einer im Jahr 2016 publizierten Metaanalyse, in deren Rahmen Studien zur Thematik der Sektorenkopplung ausgewertet wurden, geprüft, inwiefern die Ergebnisse der betrachteten Studien die Notwendigkeit geeigneter Flexibilitätsoptionen im zukünftigen Energiesystem bestätigen.

1.1 Studie Energiesystem Deutschland 2050

Mit der Studie „Energiesystem Deutschland 2050“¹ hat das Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme (ISE) im November 2013 eine sektor- und energieträgerübergreifende, modellbasierte, ganzheitliche Untersuchung zur langfristigen Reduktion energiebedingter CO₂-Emissionen durch die Umsetzung von Energieeffizienzmaßnahmen sowie den Einsatz Erneuerbarer Energien vorgelegt. Gegenstand der Untersuchung war die Identifikation eines kostenoptimalen Energiesystems, das die Absenkung der CO₂-Emissionen um 80 % gegenüber 1990 erreicht. Weiters wurde im Zuge von Sensitivitätsanalysen untersucht, wie sich die kostengünstigste Zusammensetzung des Energiesystems ändert, wenn höhere Reduktionsziele energiebedingter CO₂-Emissionen als 80 % erreicht werden sollen.

Zentrale Ergebnisse der Untersuchung sind²:

- Fluktuierende erneuerbare Energien werden (im gesamten Energiesystem) eine zentrale Rolle in der zukünftigen Energieversorgung einnehmen. Im Zusammenhang mit der Versorgung von Gebäuden mit Niedertemperaturwärme für Raumheizung und Warmwasser bzw. im Verkehrssektor ermöglicht der Einsatz von Strom das Erreichen der Klimaschutzziele.
- Infolge des starken Ausbaus fluktuierender erneuerbarer Energien ist eine sektorübergreifende Optimierung des Gesamtsystems notwendig. In diesem Zusammenhang erfordert die (zeitweise) hohe Überproduktion an Strom (aus Photovoltaik- bzw. Windkraftanlagen) die Erschließung einer ausreichend hohen Zahl an Optionen einer flexiblen Nutzung des verfügbaren Stroms in allen Verbrauchssektoren.
- Wärmenetze werden im zukünftigen Energiesystem über Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen unterschiedlicher Leistungsklasse mit Wärme versorgt. Große Wärmespeicher, die an diese Wärmenetze angeschlossen sind, ermöglichen den (überwiegend) stromgeführten Betrieb der Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen. So kann die Strombereitstellung sichergestellt werden, wenn nicht ausreichend Energie aus Wind- und Photovoltaikanlagen verfügbar ist. Überschüsse der zeitgleich erzeugten Wärme können in großen Wärmespeichern (effizient und kostengünstig) gespeichert werden.

¹ Henning, H.-M., Palzer, A. (2013)

² Henning, H.-M., Palzer, A. (2013), S. 5

Die Sensitivitätsanalysen haben gezeigt, dass eine Absenkung der energiebedingten CO₂-Emissionen um mehr als 85 % (gegenüber 1990) unter den angenommenen Randbedingungen (im Hinblick auf die Menge an für die energetische Nutzung verfügbare Biomasse bzw. den Restbestand konventioneller Kraftwerke) zum einen eine signifikante weitere Reduktion des Energieverbrauchs und gleichzeitig auch den massiven Ausbau an fluktuierenden erneuerbaren Energien für die Stromerzeugung erforderlich macht. Sollen sehr ambitionierte CO₂-Minderungsziele erreicht werden, dann können fossile Energieträger nur noch in vergleichsweise geringem Umfang genutzt werden. Für Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen bzw. die Wärmeversorgung müssen dann – unter Nutzung von Strom aus erneuerbaren Energieträgern – synthetische Brennstoffe wie Wasserstoff und Methan bereitgestellt werden. Die vergleichsweise großen Verluste der Wandlungsketten zur Erzeugung synthetischer Brennstoffe bedingen die Notwendigkeit für einen überproportional starken Ausbau an Erzeugungskapazitäten im Bereich Photovoltaik und Windenergie.³ Zwischen dem Minimalziel der Reduktion der energiebedingten CO₂-Emissionen um 80 % und einer umfangreicheren Reduktion von 85 % oder mehr erfolgt ein Systemumschlag, der insbesondere dadurch charakterisiert ist, dass in wachsendem Ausmaß synthetisches Gas als saisonaler Speicher benötigt wird.⁴

Das Rechenmodell, das der Untersuchung zugrunde liegt, beinhaltet verschiedene Formen von Energiespeichern. Als (direkte) Stromspeicher werden Pumpspeicherkraftwerke und Batterien abgebildet. Im Hinblick auf die Wärmespeicherung werden zum einen große Warmwasserspeicher berücksichtigt, die an Wärmenetze angeschlossen sind, weiters wird die Möglichkeit der Nutzung von Pufferspeichern in Einzelgebäuden berücksichtigt. Die Bereitstellung synthetischer Brennstoffe wird durch Wasserstoffherzeugung mittels erneuerbarem Stroms und die direkte Nutzung des Wasserstoffs im Verkehrssektor bzw. durch die Weiterwandlung in Methan abgebildet.⁵

Im Zusammenhang mit der Betriebsführung der Speichereinrichtungen werden zwei Fälle unterschieden: positive und negative Residuallast. Eine positive Residuallast ergibt sich, wenn die Strombereitstellung mittels nicht regelbarer erneuerbarer Energien (Sonne, Wind, Laufwasser) zu einem bestimmten Zeitpunkt nicht ausreicht, um die aktuelle Last zu decken. Im Fall einer negativen Residuallast besteht ein Überschuss nicht regelbarer erneuerbarer Energien. In beiden Fällen folgt die im Modell implementierte Betriebsführung des Gesamtsystems der Maxime einer Effizienzmaximierung – d.h., dass zunächst Batterien als die effizienteste Option für die Speicherung von Strom geladen werden. Sind alle Batteriespeicher gefüllt, werden Pumpspeicher geladen etc. Eine Übersicht über die Kaskade der Deckung positiver Residuallast bzw. der Nutzung negativer Residuallast ist Abbildung 1⁶ zu entnehmen.⁷

³ Henning, H.-M., Palzer, A. (2013), S. 6

⁴ Henning, H.-M., Palzer, A. (2013), S. 22

⁵ Henning, H.-M., Palzer, A. (2013), S. 13

⁶ Henning, H.-M., Palzer, A. (2013), S. 20

⁷ Henning, H.-M., Palzer, A. (2013), S. 19

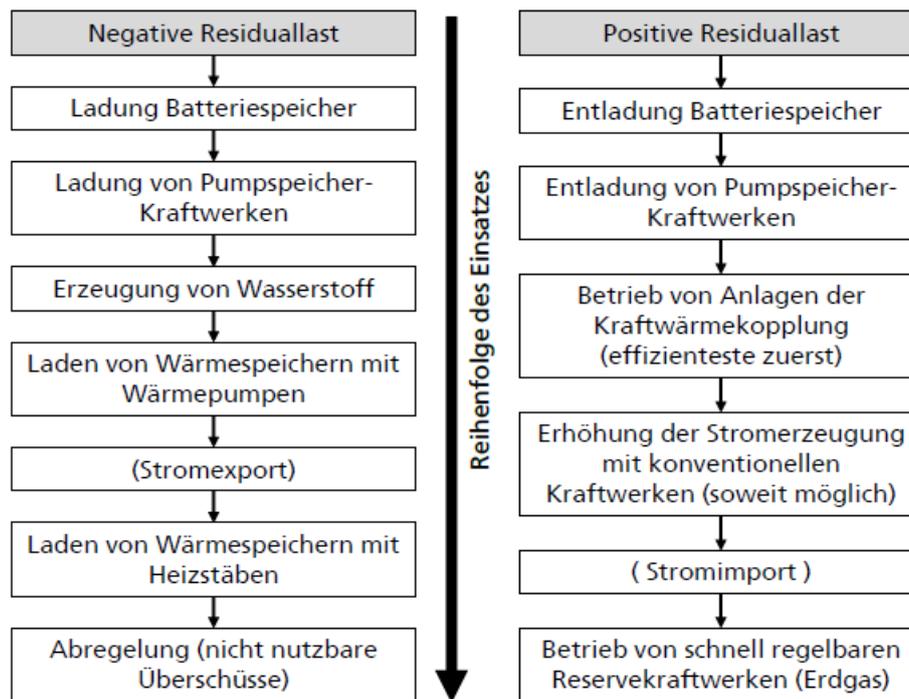


Abbildung 1: Betriebsführungskaskade für Stromerzeugung im Fall von negativer und positiver Residuallast

Im Hinblick auf Wärmeanwendungen werden Wärmespeicher geladen (maximal bis zur oberen Ladetemperatur, im Modell für alle Wärmespeicher mit 95°C angenommen), sobald die zur Verfügung stehende Wärme aus Solarthermieanlagen in einem bestimmten Nutzungssektor (Gebäude mit einer bestimmten Versorgungsstruktur) die aktuelle Wärmelast übersteigt. Kann die Lastanforderung durch Wärme, die mittels thermischer Solaranlagen bereitgestellt wird, nicht gedeckt werden, so werden zunächst Wärmespeicher (vollständig) entladen, bevor andere Wärmebereitstellungsmöglichkeiten zum Einsatz kommen. Eine Ausnahme stellen (strombetriebene) Wärmepumpen dar, die auch bei nicht leerem Speicher in Betrieb genommen werden, sofern ein Stromüberschuss zur Verfügung steht – konkret bei negativer Residuallast und wenn die Kapazitäten für die prioritäreren Nutzungen gem. Betriebsführungskaskade für Strom bereits vollständig genutzt sind⁸ - siehe hierzu auch die Ausführungen oben.

Die unterste Kurve in Abbildung 2⁹ stellt die geordnete Jahresdauerlinie der Residuallast dar. Hier zeigt sich, dass im betrachteten Energiesystem im Jahr 2050 an mehr als 4000 Stunden eine negative Residuallast auftreten wird, d.h., mittels nicht regelbarer erneuerbaren Energien wird zum betreffenden Zeitpunkt jeweils mehr Strom bereitgestellt, als benötigt wird.

Durch Nutzung der Möglichkeit der Stromspeicherung in den Batterien von Elektrofahrzeugen wird die Jahresdauerlinie über die gesamte Breite angehoben; hier liegt die vereinfachende Annahme zugrunde, dass der Strombedarf für die Elektrofahrzeuge gleichmäßig verteilt über alle Stunden des Jahres auftritt (und diese somit keinen Beitrag zum Lastmanagement leisten).

⁸ Henning, H.-M., Palzer, A. (2013), S. 19

⁹ Henning, H.-M., Palzer, A. (2013), S. 29

Weiters ist der Darstellung der (vergleichsweise kleine) Einfluss von Kurzzeitspeichern (Batterien, Pumpspeicherkraftwerke) zu entnehmen. Den größten Effekt hat die Nutzung von Strom zur Erzeugung von Wasserstoff mittels Elektrolyse. An dieser Stelle ist anzumerken, dass im betreffenden Szenario (mit einer Reduktion der energiebedingten CO₂-Emissionen um 80 %) der erzeugte Wasserstoff nur für Anwendungen im Verkehrssektor genutzt wird und nicht für die Weiterkonversion in Methan. Der Grafik sind darüber hinaus die Flexibilisierung mittels Wärmepumpen (in Verbindung mit der Nutzung von Wärmespeichern) sowie der Einfluss der Umwandlung von Strom direkt in Wärme mittels Heizstäben zu entnehmen. Die verbleibende Fläche zwischen der Nulllinie und der obersten Kurve repräsentiert die im System nicht nutzbaren Überschüsse. Ergebnis der Kostenoptimierung ist, dass es wirtschaftlicher ist, diese Überschüsse abzuregeln, anstatt zusätzliche Konverter (wie z.B. Elektrolyseure) zu installieren, um diese Überschüsse im Gesamtsystem nutzbar zu machen.

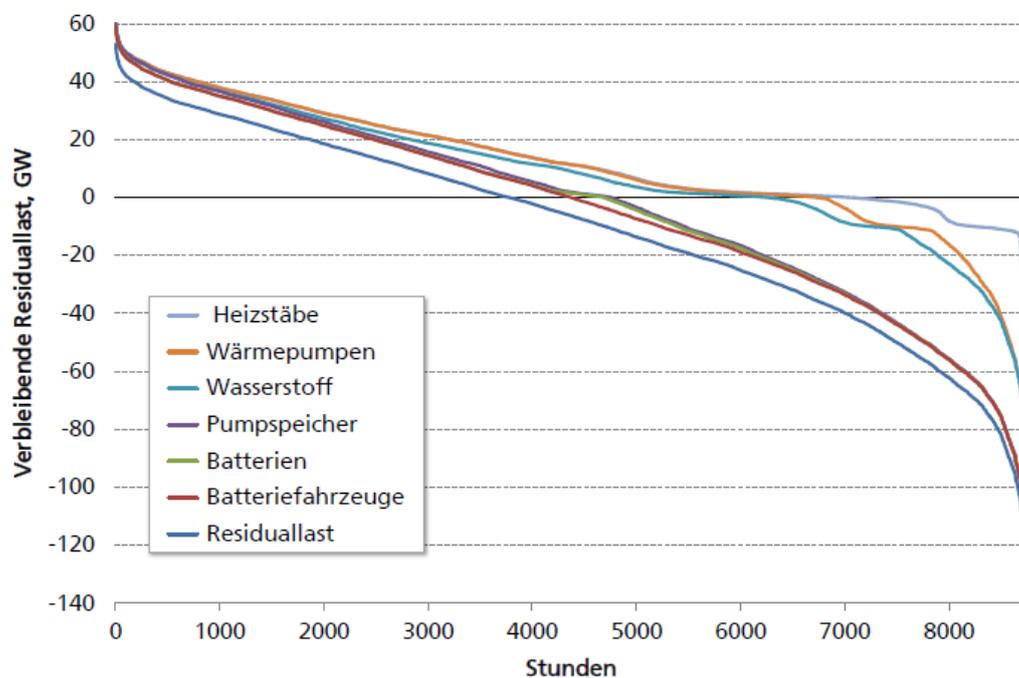


Abbildung 2: Residuallastverlauf und Abbau der negativen Residuallast durch Nutzung von Stromüberschüssen in verschiedenen Verbrauchssektoren

Flexibilisierungsoptionen der Stromnutzung werden teilweise auch bei positiver Residuallast genutzt, weil einerseits (für das betreffende Szenario) angenommen wird, dass auch im Jahr 2050 noch ein Restbestand an fossilen Kraftwerken existiert, die gem. Annahme nur begrenzt regelbar sind, also mit einer Mindestleistung immer in Betrieb sind. Weiters tritt auch der Fall auf, dass Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen Wärme geführt betrieben werden müssen und somit Strom erzeugt wird, der zusätzlich zu den nicht regelbaren erneuerbaren Energien im System genutzt werden muss. Hierbei handelt es sich um eine vergleichsweise geringe Anzahl an Stunden, da Wärmespeicher genutzt werden können, um das Auftreten derartiger Situationen zu vermeiden.¹⁰

¹⁰ Henning, H.-M., Palzer, A. (2013), S. 28 f

1.2 Metaanalyse Flexibilität durch Sektorenkopplung

Im Zuge der Ausarbeitung einer im Jahr 2016 publizierten Metaanalyse¹¹ zur Flexibilität des Energiesystems durch die Kopplung von Strom, Wärme und Verkehr wurde u.a. die in Abbildung 3 dargestellte Grafik¹² erstellt. Der Grafik sind die Angaben in den analysierten Studien im Hinblick auf minimale bzw. maximale Residuallast zu entnehmen.

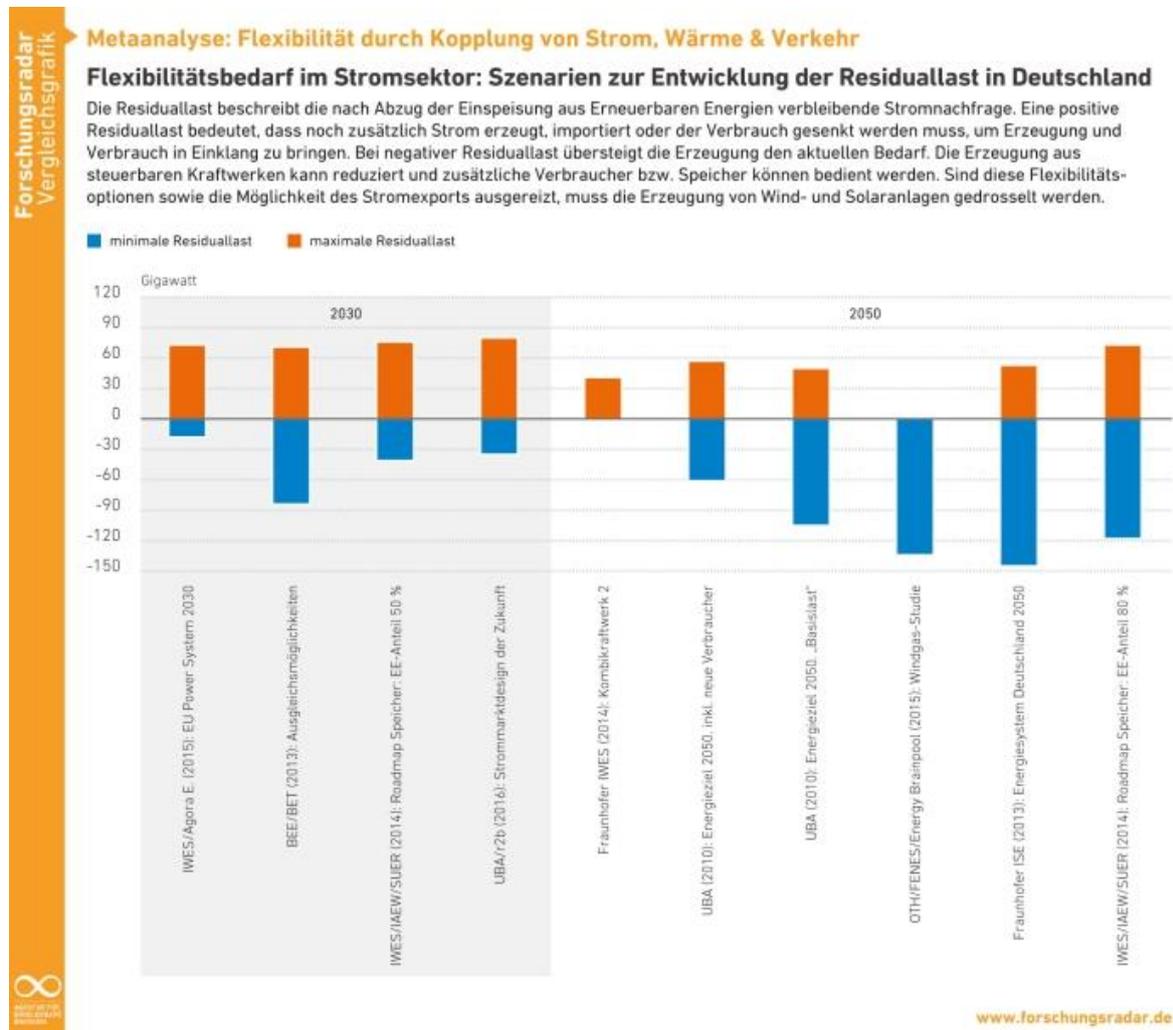


Abbildung 3: Flexibilitätsbedarf im Stromsektor: Szenarien zur Entwicklung der Residuallast in Deutschland

In den einbezogenen Studien wird - mit Ausnahme von Studie Kombikraftwerk 2¹³ - jeweils eine negative Residuallast ausgewiesen. Aus der Darstellung ist ersichtlich, dass für das Jahr 2050 überwiegend größere Werte für die negative Residuallast angegeben werden als für

¹¹ Agentur für Erneuerbare Energien (Hrsg.) (2016)

¹²

http://www.forschungsradar.de/fileadmin/content/bilder/Vergleichsgrafiken/meta_sektorkopplung_042016/AA_Metaanalyse_Residuallast_apr16_96dpi.jpg (abgerufen am 09.12.2016)

¹³ Im Rahmen des Forschungsprojekts „Kombikraftwerk 2“ wurde untersucht, wie ein Stromsystem mit rein regenerativen Quellen funktionieren könnte und welcher Bedarf an Systemdienstleistungen sich in diesem Zusammenhang ergibt. Außerdem wurden Möglichkeiten erforscht, wie Erneuerbare-Energien-Anlagen die zur Netzstabilität erforderlichen Dienstleistungen erbringen können und diese Lösungsansätze an realen Anlagen untersucht. Nähere Informationen finden sich hier: <http://www.kombikraftwerk.de/start.html> (abgerufen am 09.12.2016)

das Jahr 2030. Die Ergebnisse einschlägiger, in die Metaanalyse einbezogener Studien zeigen somit das Auftreten negativer Residuallasten in unserem zukünftigen (in erster Linie auf fluktuierenden erneuerbaren Energieträgern basierenden) Energiesystem. Unter Maßgabe der Kostenoptimalität ergibt sich die Notwendigkeit, die negativen Residuallasten mittels geeigneter Flexibilitätsoptionen zu nutzen, z.B. durch Energiespeicherung.

2. Bedarf an Speichern

Wie die Ausführungen im vorangehenden Kapitel zeigen, muss unser Energiesystem – wenn ambitionierte Dekarbonisierungsziele erreicht werden sollen – hin zu einem Energiesystem umgestaltet werden, das überwiegend auf fluktuierenden erneuerbaren Energieträgern beruht. In diesem Zusammenhang ergibt sich die Notwendigkeit, das fluktuierende Energieangebot und die Energienachfrage zur Deckung zu bringen. Einen Beitrag hierzu können Energiespeicher leisten. Der Bedarf an entsprechenden Speichereinrichtungen wird in diesem Kapitel mittels unterschiedlicher Ansatzpunkte beleuchtet.

Im Oktober 2014 wurde die „Metaanalyse Energiespeicher“ publiziert. Im direkt anschließenden Kapitel finden sich Informationen allgemeiner Art zu dieser Metaanalyse sowie konkret zu den erhobenen Annahmen im Hinblick auf die installierte Leistung an Batteriespeichern. Das daran anschließende Kapitel ist der Metaanalyse „Stromspeicher in Deutschland“ gewidmet, die von der Agentur für Erneuerbare Energien Anfang 2015 publiziert wurde. Ausführungen und Grafiken im darauf folgenden Kapitel sind der Studie „Was kostet die Energiewende?“ entnommen – Gegenstand dieser Studie war die Untersuchung der kostenoptimalen Transformation des deutschen Energiesystems. Im vierten Unterkapitel geht es um den Vergleich zwischen neu installierter Batteriekapazität im Bereich Homespeicher einerseits und im Zusammenhang mit verkauften Elektrofahrzeugen andererseits. Im Fokus des fünften und letzten Unterkapitels steht der (umfassendere) Begriff des „funktionalen Speichers“ sowie die hieraus resultierenden (Flexibilisierungs-)Potenziale.

2.1 Metaanalyse Energiespeicher

Ende Oktober 2014 wurde die Metastudie „Energiespeicher“¹⁴ publiziert. Gegenstand der Metaanalyse war die Auswertung sämtlicher relevanter wissenschaftlicher Studien zu den Themen „Stromspeicher“ bzw. „Power-to-Gas (PtG)“. Ergebnisse und Annahmen der betrachteten Studien sollten im Hinblick auf die künftige Entwicklung von Stromspeichern unter besonderer Berücksichtigung des kurz-, mittel- und langfristigen Speicherbedarfs im Stromsystem bewertet werden. Weiters wurden Wirtschaftlichkeit und Wettbewerbsfähigkeit im Vergleich zu verschiedenen anderen Flexibilitätsoptionen betrachtet, die mit Energiespeichern im Wettbewerb stehen. Allfälliger sich aus den Studien ergebender regulatorischer Handlungsbedarf war darzustellen und zu bewerten.¹⁵

Abbildung 4 sind die im Rahmen der Metaanalyse bearbeiteten Fragestellungen zu entnehmen.¹⁶

¹⁴ Doetsch, C. et al. (2014)

¹⁵ Doetsch, C. et al. (2014), S. 9

¹⁶ Doetsch, C. et al. (2014), S. 11

AP	Fragestellung
1	<ul style="list-style-type: none"> Wie hoch ist der kurz-, mittel- und langfristige Energieausgleichsbedarf im deutschen Marktgebiet in Abhängigkeit vom Ausbau der erneuerbaren Energien und weiteren Rahmenbedingungen und mit welchen Technologien wird dieser Bedarf gedeckt? Unter welchen Randbedingungen (z.B. EE-Ausbau, Netzausbau) entstehen Überschüsse der EE-Stromerzeugung in Deutschland und in welcher Menge fallen sie an? Entsteht ein Speicherbedarf auf Verteilnetzebene?
2.1	<ul style="list-style-type: none"> Wie hoch ist das örtlich ausgewiesene (wirtschaftliche) Potenzial in Leistung und Energie für großskalige Speichertechniken, die entweder auf eine Kaverne bzw. ein Aquifer (Druckluft, Wasserstoff) oder auf Höhenunterschiede (Pumpspeicher) angewiesen sind? Welche Restriktionen werden für das Potenzial von PtG-Techniken benannt und wie hoch sind ggf. die ausgewiesenen Potenziale?
2.2	<ul style="list-style-type: none"> Wie groß ist das kurz-, mittel- und langfristig realisierbare / erwartbare Speicherzubaupotenzial aus Sicht der Marktakteure?
3	<ul style="list-style-type: none"> Wie groß ist der Investitionsbedarf für Speicher in Deutschland? Wie sehen die heutigen Investitionskosten technologie- und anwendungsspezifisch für Speicher- und Konversionskapazitäten sowie weiterer Flexibilitätsoptionen aus? Wie sehen die prognostizierten Preissenkungspotenziale aus? Welche Prognosen zum künftigen Investitionsbedarf für neue Speicher in Deutschland existieren?
4.1	<ul style="list-style-type: none"> Welche Deckungsbeiträge können durch Speicher aktuell bzw. zukünftig in den verschiedenen Speicheranwendungen/Märkten erzielt werden?
4.2	<ul style="list-style-type: none"> Welche Rückkopplungen auf den Markt entstehen durch den Zubau und Betrieb von Speichern?
5.1	<ul style="list-style-type: none"> Welche Kombinationen aus Speicheranwendung und Speichertechnologie sind wirtschaftlich?
5.2	<ul style="list-style-type: none"> Wie verhält sich die Wirtschaftlichkeit von Speichern im Vergleich zu anderen Flexibilitätsoptionen?
6	<ul style="list-style-type: none"> Welche Menge an PtG-Erzeugung wird erwartet und wie stellt sich die Nachfrage nach erneuerbaren chemischen Energieträgern (Wasserstoff/Methan über Elektrolyse) in den verschiedenen Nutzungspfaden dar? Wie stellt sich speziell die Elektrolyse zur Erzeugung von erneuerbarem Wasserstoff gegenüber der konventionellen Erdgasreformierung auf der Zeitachse wirtschaftlich dar? Welches Erlöspotenzial wird für das Speichergas in den verschiedenen Nutzungspfaden dargestellt?
7	<ul style="list-style-type: none"> Welche Anpassungsvorschläge im Marktdesign gibt es, um Speichern faire Wettbewerbskondition im Vergleich zu anderen Flexibilitätsoptionen zu ermöglichen? Welche bestehenden Hemmnisse sollten abgebaut werden, um das Erlöspotenzial von Speichern zu erschließen?

Abbildung 4: Metaanalyse Stromspeicher - Übersicht arbeitspaketspezifische Fragestellungen

Im Hinblick auf den Energieausgleichsbedarf (Leitfragestellung in AP 1 der Metaanalyse) wird zusammenfassend festgehalten, dass Vergleich und Auswertung der betrachteten Studien zum Speicherbedarf „eine sehr große Varianz sowohl bezüglich des prognostizierten Bedarfs an Kraftwerkskapazitäten als auch der zugrundeliegenden Annahmen zeigen“¹⁷.

¹⁷ Siehe Doetsch, C. et al. (2014), S. 43

Konkret betrifft dies z.B. unterschiedliche Szenarien der Energiebereitstellung mittels Erneuerbarer Energien bzw. im Hinblick auf den Stromverbrauch sowie insbesondere auch unterschiedliche Modellansätze und Betrachtungsräume. Zum Zeitpunkt der Erstellung der Metaanalyse waren kaum Studien zum Aspekt der Substitution von Spitzenlastkraftwerken durch Speicher bei verzögertem Netzausbau verfügbar. Im Hinblick auf den Energieausgleichsbedarf auf Verteilnetzebene erfolgt zumeist lediglich eine Analyse verschiedener Anwendungen und Betriebsweisen von Speichern - eine generelle Aussage zum Speicherbedarf auf Verteilnetzebene konnte hieraus nicht abgeleitet werden.¹⁸

2.2 Metaanalyse Stromspeicher in Deutschland

Die Metaanalyse „Stromspeicher in Deutschland“¹⁹ wurde von der Agentur für Erneuerbare Energien im Januar 2015 publiziert. Diese Metaanalyse untersucht die Aussagen verschiedener Studien zum Speicherbedarf, zum Potenzial sowie auch zur Entwicklung von Speichertechnologien in Deutschland - im Fokus sind Pump-, Batterie- und Druckluftspeicher sowie die Wasserstoff- bzw. Methan-Speicherung. Für Hintergrundinformationen zu Speichertechnologien verweist die Agentur für Erneuerbare Energien auf die Renewes Spezial-Ausgabe „Strom speichern“²⁰. Exemplarisch herausgegriffen werden Angaben zur Leistung von Batteriespeichern, die in den analysierten Studien jeweils zum Ansatz gebracht wurden (siehe Abbildung 5²¹).

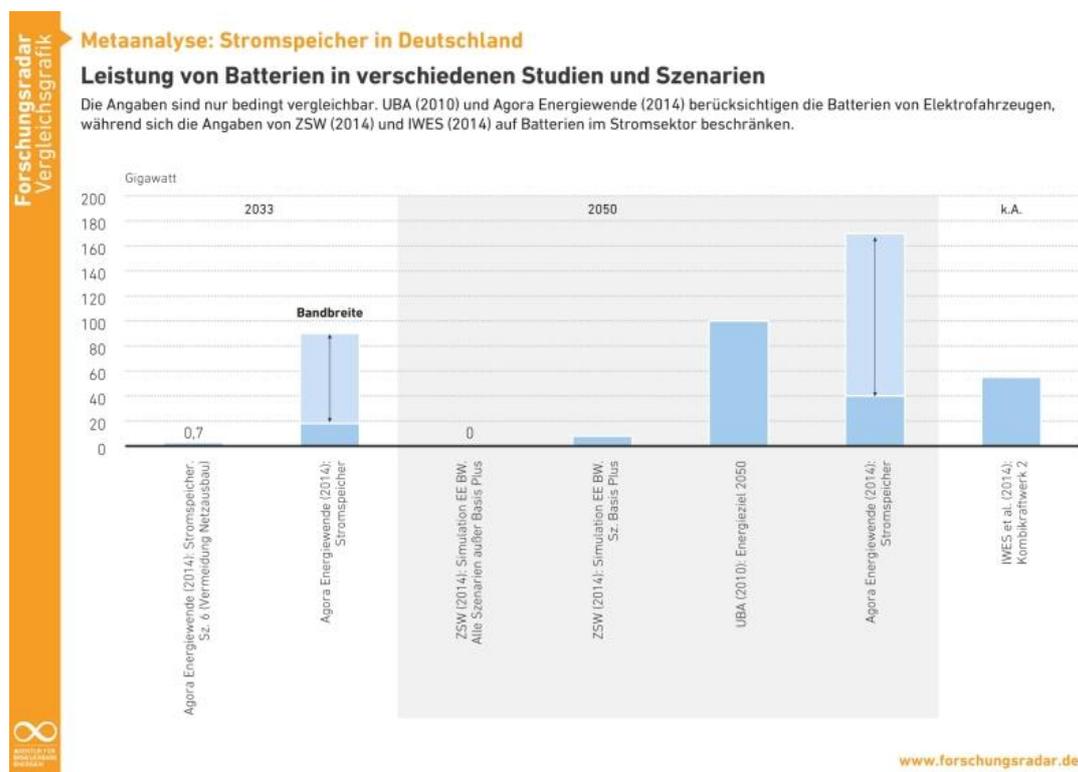


Abbildung 5: Metaanalyse Stromspeicher in Deutschland – Leistung von Batterien in verschiedenen Studien und Szenarien

¹⁸ Doetsch, C. et al. (2014), S. 43 f

¹⁹ Agentur für Erneuerbare Energien (Hrsg.) (2015)

²⁰ Agentur für Erneuerbare Energien (Hrsg.) (2014)

²¹ Agentur für Erneuerbare Energien (Hrsg.) (2015), S. 8

In der Erläuterung zur Grafik wird explizit darauf hingewiesen, dass die Angaben nur bedingt vergleichbar sind, weil bei einigen der Studien Batteriespeicher in Elektrofahrzeugen mit einbezogen wurde, bei anderen jedoch nicht, d.h. in diesen Fällen wurden lediglich Batteriespeicher im Stromsektor betrachtet.²²

2.3 Studie „Was kostet die Energiewende?“

Im November 2015 hat das Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme (ISE) die Studie „Was kostet die Energiewende?“²³ publiziert. Leitfrage der Studie war es, wie eine kostenoptimale Transformation des deutschen Energiesystems aussehen kann, wenn alle Energieträger sowie alle Verbrauchssektoren in den Betrachtungsumfang mit einbezogen werden und zugleich die beschlossenen Klimaschutzziele (sowohl insgesamt wie auch auf der Zeitachse) erreicht werden sollen.²⁴

Ein Teil des Berichts ist dem Themenbereich Energiespeicherung gewidmet. Abbildung 6²⁵ ist für verschiedene untersuchte Szenarien jeweils die installierte Kapazität an Kurzzeitspeichern für Strom (im Jahr 2050) zu entnehmen. Als Kurzzeitspeicher wurden im Rahmen der Studie Pumpspeicherkraftwerke und stationäre Batterien für die Speicherung von Strom betrachtet bzw. sensible Wärmespeicher mit Wasser als Speichermedium in Einzelgebäuden und Wärmenetzen für die Speicherung von Wärme. Im Hinblick auf die Zeitlichkeit werden hier unter Kurzzeitspeichern solche Speicher verstanden, die es ermöglichen, Energie (typischerweise) über einige Stunden – z. B. vom Tag in die Nacht oder vom Wochenende bis in die Wochenmitte – zwischen zu speichern.

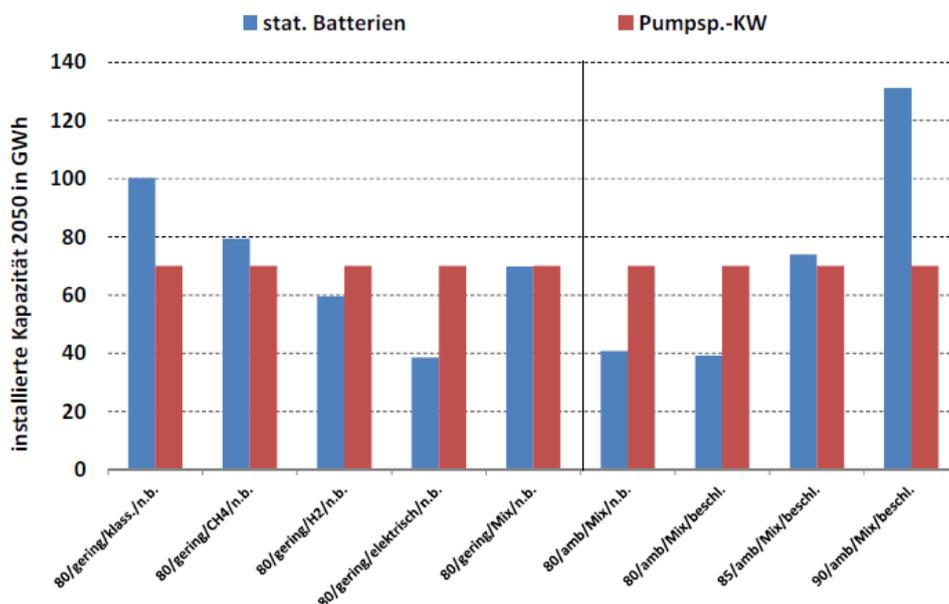


Abbildung 6: Installierte Kapazität von Kurzzeitspeichern für Strom im Jahr 2050 für die im Rahmen der Studie „Was kostet die Energiewende?“ untersuchten Szenarien

²² Agentur für Erneuerbare Energien (Hrsg.) (2015), S. 8

²³ Henning, H.-M., Palzer, A. (2015)

²⁴ Henning, H.-M., Palzer, A. (2015), S. 5

²⁵ Henning, H.-M., Palzer, A. (2015), S. 36

Die installierte Kapazität für Batteriespeicher bewegt sich für die untersuchten Szenarien innerhalb einer Bandbreite von rund 40 GWh und knapp über 120 GWh. Der niedrigste Wert ergibt sich für ein Szenario mit einem hohen Anteil an Elektrofahrzeugen. Für die Modellierung wird angenommen, dass die (in Summe hohe) in den Batterien von Elektrofahrzeugen verfügbare Kapazität dem Gesamtenergiesystem anteilig als Kurzzeitspeicher zur Verfügung gestellt wird. Die installierte Kapazität von Pumpspeicherkraftwerken war nicht das Ergebnis der Optimierung, vielmehr wurde einheitlich in allen Szenarien ein Anstieg (von rund 40 GWh²⁶) auf 70 GWh angenommen.²⁷

Für dezentrale Wärmespeicher, die in Einzelgebäuden installiert sind, weisen die Ergebnisse der Szenarienrechnungen eine summarische Kapazität in einer Bandbreite zwischen rund 450 GWh und knapp 600 GWh auf (siehe Abbildung 7²⁸). Funktion dieser Speicher ist zum einen die Wärmespeicherung in Verbindung mit thermischen Solaranlagen zwecks Ausgleichs zwischen Wärmedargebot und Wärmenachfrage im Gebäude und zum anderen die Wärmespeicherung in Verbindung mit dem flexiblen, netzdienlichen Betrieb von Wärmepumpen.

Für Wärmespeicher, die an Wärmenetze gekoppelt sind, liegt die installierte Kapazität in Summe zwischen knapp unter 400 GWh bis rund 750 GWh (siehe Abbildung 7²⁹). Die Funktion dieser Speicher ist es, Wärme von großen, Wärmenetz gebundenen Kraft-Wärmekopplungsanlagen aufzunehmen sowie auch Wärme, die mittels Solarthermieanlagen bereitgestellt wird. Ebenso wie auch die dezentralen Wärmespeicher ermöglichen sie die Aufnahme von Überschussstrom im Fall hoher negativer Residuallasten (siehe hierzu auch die Ausführungen in Kap. 1).

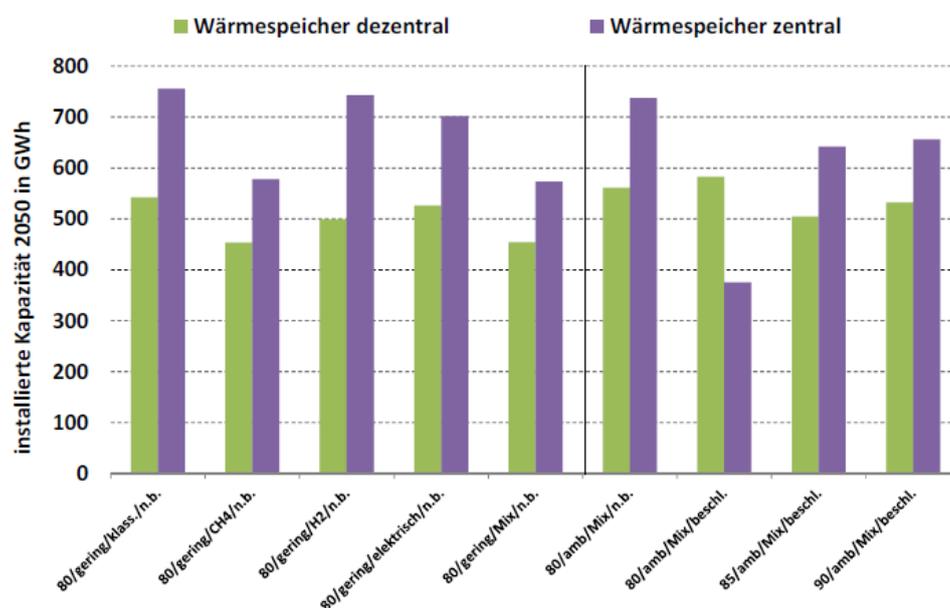


Abbildung 7: Installierte Kapazität von Kurzzeitspeichern für Wärme im Jahr 2050 für die im Rahmen der Studie „Was kostet die Energiewende?“ untersuchten Szenarien

²⁶ Henning, H.-M., Palzer, A. (2015), S. 23

²⁷ Henning, H.-M., Palzer, A. (2015), S. 36

²⁸ Henning, H.-M., Palzer, A. (2015), S. 37

²⁹ Henning, H.-M., Palzer, A. (2015), S. 37

Die Analyse der mittleren Be- und Entladezeiten hat ergeben, dass große zentrale Wärmespeicher in den betrachteten Szenarien im Mittel zwei bis drei Mal pro Woche be- und entladen werden und somit nicht als Langzeitspeicher bzw. saisonale Speicher fungieren.³⁰

2.4 Batteriespeicher stationär und im Elektroauto

Abbildung 8³¹ ist für den Zeitraum bis 2020 ein Vergleich der (erwarteten) jährlichen Neuinstallationen von Batterie-Heimspeichern sowie der (erwarteten) jährlichen Verkaufszahlen von Elektrofahrzeugen (in Deutschland) zu entnehmen. Weiters ist die jeweils zugehörige jährlich neu installierte Batteriekapazität für Batterie-Heimspeicher bzw. für Elektrofahrzeuge dargestellt.

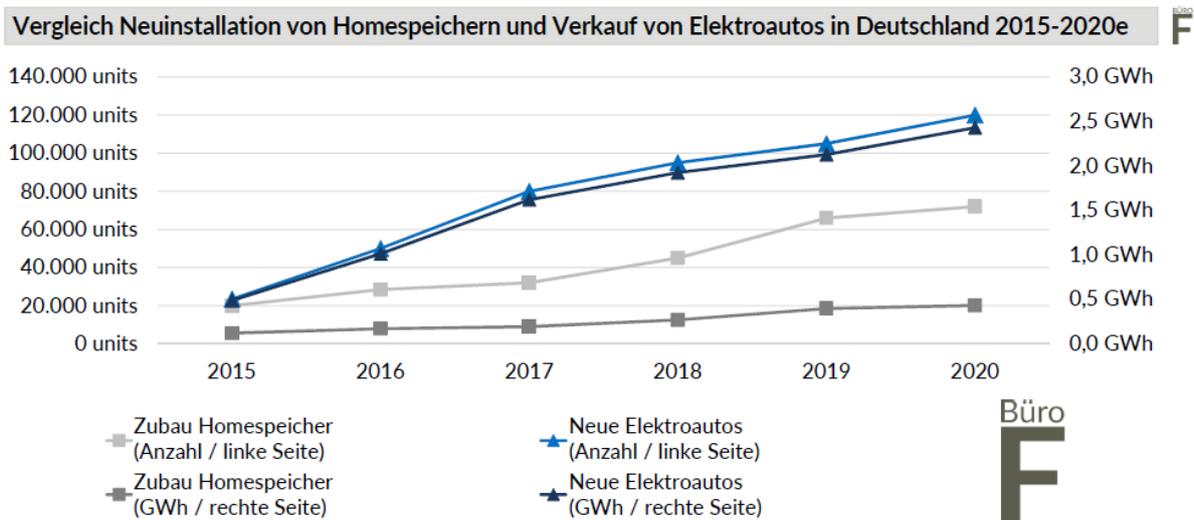


Abbildung 8: Neuinstallation von Homespeichern bzw. Verkauf von Elektroautos: Stückzahlen und Batteriekapazität

Die zusätzliche Speicherkapazität in den Batterien von neu zugelassenen Elektrofahrzeugen übersteigt in allen Jahren im Betrachtungszeitraum von 2015 bis 2020 die betreffende Speicherkapazität durch neu installierte Heimspeicher. Damit die in Elektrofahrzeugen verfügbare Batteriespeicherkapazität – zumindest anteilig – für das zukünftige Energiesystem nutzbar gemacht werden kann, bedarf es geeigneter technischer Lösungen und entsprechender Geschäftsmodelle.

2.5 Flexibilisierung mittels „Funktionaler Speicher“

Ziel des Verbundforschungsvorhabens „Merit Order der Energiespeicherung im Jahr 2030“³² waren die Analyse und systemische Bewertung von Maßnahmen zur Flexibilisierung des Stromsystems mittels des Einsatzes „Funktionaler Speicher“. Unter funktionalen Speichern werden in der Studie „alle gezielten Modifikationen der Leistungsgänge von Stromverbrauch und zunächst unflexibler Stromerzeugung zur Anpassung von Nachfrage und Erzeugung“³³

³⁰ Henning, H.-M., Palzer, A. (2015), S. 36 f

³¹ Büro F (2016)

³² Pellinger, C. et al. (2016)

³³ Pellinger, C. et al. (2016), S. 5

verstanden. „Die Differenz zwischen unflexiblen und flexibilisiertem Leistungsgang entspricht einer Be- bzw. Entladung des Funktionalen Energiespeichers.“³⁴

Betrachtet wurden im Rahmen des Forschungsvorhabens – an dem neben weiteren (Industrie-)Partnern u.a. auch APG und Verbund beteiligt waren – die nachfolgend angeführten Optionen: Power2Heat, Lastflexibilisierung in der Industrie bzw. privaten Haushalten, Elektromobilität, stationäre Batteriespeicher, Pumpspeicher und Power2Gas. Eine Merit Order wurde bestimmt – gem. Definition in der Studie die relative Einordnung verschiedener (funktionaler) Speichertechnologien hinsichtlich ihres Mehrwerts beim langfristigen Ausbau von Speichern. Betrachtet wurden jeweils System- und Akteursicht. Die Simulation wurde in stündlicher Auflösung auf Übertragungsebene für Deutschland und Österreich (unter Berücksichtigung des europäischen Verbundsystems) durchgeführt.

Im Endbericht zum Forschungsvorhaben werden die nachfolgend angeführten zentralen Ergebnisse festgehalten:³⁵

- Die Flexibilitätsoptionen „Power2Heat in Fernwärmesystemen“ sowie „Lastflexibilisierung in der Industrie“ verfügen auf der Übertragungsebene aus Systemsicht über den größten Mehrwert.
- Durch den im Rahmen der Studie ermittelten Einsatz bzw. Ausbau funktionaler Speicher kann die Abregelung der Strombereitstellung aus erneuerbaren Energieanlagen im Jahr 2030 auf unter 4 TWh reduziert werden. Ohne diese Maßnahmen wird für das Jahr 2030 erwartet, dass – abhängig von Netzausbau und Last – bis zu 12 TWh Strom abgeregelt werden müssen.
- Ergebnis der Berechnungen ist, dass der Einsatz funktionaler Speicher zu höheren Einsatzzeiten von Grundlastkraftwerken führt. Die Speicher werden u.a. auch dazu genutzt, (teure und ineffiziente) Startvorgänge von Kraftwerken zu reduzieren; auf diese Weise werden die Einsatzzeiten von Grundlastkraftwerken gesteigert. Die damit verbundene zusätzliche Stromproduktion wird u.a. im Wärmesektor genutzt.
- Speicher, die an anderer Stelle im Energiesystem einen Mehrwert liefern, können auch die Anforderungen der kurzfristigen (Strom-)Märkte mit bedienen. Es wird daher erwartet, dass es in Zukunft ausreichend Flexibilität für den Intraday-Markt und die Regelleistungsmärkte geben wird. Im Hinblick auf den Regelleistungsmarkt wird infolge der Marktteilnahme von Batteriespeichern von einer deutlichen Preissenkung ausgegangen.
- Im Zusammenhang mit der Abbildung der „Akteursicht“ wurden Steuern und Abgaben, wie z.B. Netzentgelte, berücksichtigt. Ergebnis der zugehörigen Berechnungen ist, dass vorhandenes Flexibilitätspotenzial von Pumpspeicherkraftwerken weniger genutzt sowie Power2Heat in Fernwärmenetzen nur in vergleichsweise geringem Maße ausgebaut und genutzt wird. Die zugehörigen Mehrkosten gegenüber der „Systemsicht“ belaufen sich im Jahr 2030 auf rund hundert Millionen Euro.

³⁴ Pelling, C. et al. (2016), S. 5

³⁵ Pelling, C. et al. (2016), Executive Summary

Zusammenfassend wird festgehalten, dass bis zum Jahr 2030 grundsätzlich ein kostengünstiges Flexibilitätspotenzial (in Form von industrieller Lastflexibilisierung und Power2Heat in Fernwärmenetzen) in ausreichendem Maße verfügbar sein kann. Die Erschließung des betreffenden Potenzials sowie die Nutzung anderer grundsätzlich bereits bestehender Flexibilitätsoptionen – wie beispielsweise Pumpspeichern – durch Steuern und Abgaben (sowie weiteren Regularien) begrenzt wird.³⁶

³⁶ Pelling, C. et al. (2016), Executive Summary

3. Geschäftsmodelle Batteriespeicher

Aus der Veränderung des Energiesystems hin zu einem System, das (in erster Linie) auf fluktuierenden erneuerbaren Energieträgern basiert sowie dem damit verbundenen Bedarf an geeigneten Flexibilitätsoptionen, wie z.B. Energiespeichern, ergeben sich Geschäftsmodelle, u.a. auch für (lokale) Energieunternehmen. In den zurückliegenden Monaten haben insbesondere Geschäftsmodelle rund um Batteriespeicher die Wahrnehmung bestimmt. Im nachfolgenden Kapitel finden sich daher zunächst Ausführungen grundsätzlicher Art zu möglichen Geschäftsmodellen unter Einbeziehung von Batteriespeichern; Gegenstand der beiden daran anschließenden Kapitel sind Stromprodukte mit Batterie-Homespeichern bzw. Geschäftsmodelle für Batterie-Großspeicher.

3.1 Geschäftsmodelle für Batteriespeicher im Überblick

Die Autoren einer im Dezember 2016 publizierten Studie kommen zu dem Ergebnis, dass infolge technologischer Entwicklungen in den Bereichen Energiespeicher und Digitalisierung neue Geschäftsmodelle ermöglicht werden, die den Zubau an Photovoltaik-Leistung „merklich ankurbeln werden“. Für das Jahr 2020 wird der betreffende zusätzliche Zubau auf rund 750 Megawatt quantifiziert. Kumuliert für den Zeitraum 2017 bis 2020 beläuft sich der zusätzliche Zubau demnach auf zwei bis drei Gigawatt PV-Leistung. Dies sei insbesondere auf neue Konzepte in den Bereichen Mieterstrom, Quartierstrom und Regionalstrom aber auch im Bereich des Eigenverbrauchs von Solarstrom zurückzuführen. Neue technische Entwicklungen – wie Community, Pool, Cloud oder Flatrate – ermöglichen es, die fluktuierende Erzeugung aus erneuerbaren Energien besser mit dem Bedarf in Deckung zu bringen. Hilfreich hierbei seien vor allem die Preisentwicklung von Lithium-Batteriespeichern sowie die zunehmende digitale Verknüpfung. Dies ermöglicht eine optimale Integration von erneuerbaren Energien und begünstigt das Entstehen neuer Geschäftsmodelle.³⁷

Mit der Kombination von Photovoltaik und Homespeicher-Batteriesystemen wird die direkte Vor-Ort-Versorgung immer attraktiver. Energieunternehmen haben über den Verkauf von Heimspeichern und deren Einbindung in die Strommärkte eine Möglichkeit, KundInnen an das Unternehmen zu binden. Ist die KundInnenbeziehung über den Verkauf eines Homespeichers einmal aufgebaut, können auch erklärungsintensive Produkte angeboten werden, wie z.B. Last-Management-Services, Smart-Home-Lösungen, Alarmanlagen oder Wartungsverträge.³⁸

Typische Geschäftsmodelle für Batterie-Homespeicher bzw. -Großspeicher sind der Übersicht in Abbildung 9³⁹ zu entnehmen.

³⁷ Büro F (2016 a)

³⁸ Franz, S. (2016), S. 24 f

³⁹ Büro F (2016)

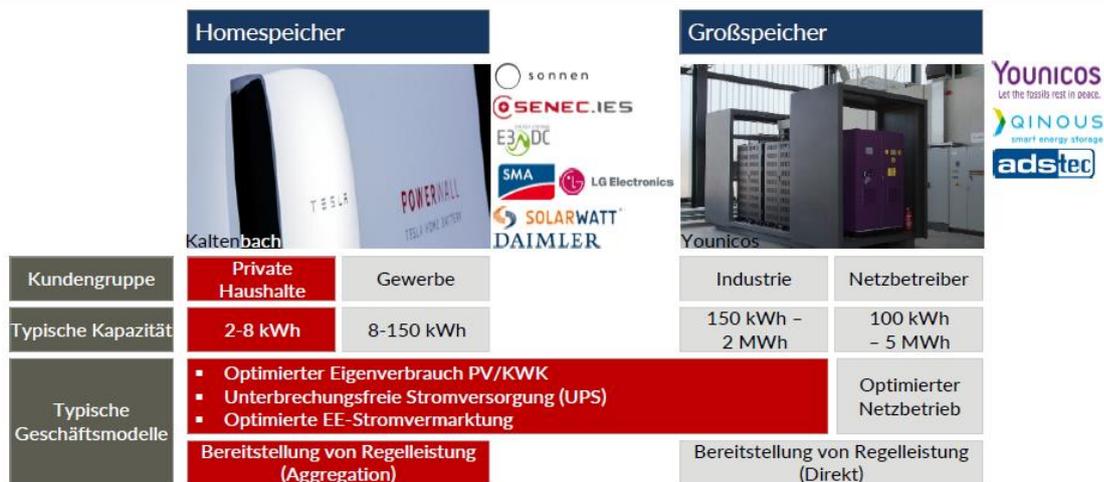


Abbildung 9: Marktsegmentierung Batteriespeichersysteme

Ausführungen zu aktuell angebotenen Stromprodukten mit Batterie-Homespeichern sowie zu umgesetzten Anlagen bzw. Projekten finden sich in den beiden nachfolgenden Kapiteln.

3.2 Stromprodukte mit Batterie-Homespeichern

Im Jahr 2016 wurden von verschiedenen Anbietern Stromprodukte auf den Markt gebracht⁴⁰: die „sonnen Flat“, die „Cloud“ von Senec, eine Flatrate von Beegy, der „Energy Pool“ von Fenecon und der „Zero-Tarif“ von E3/DC.

Nach Einschätzung der sonnen GmbH hat nicht zuletzt das Angebot der „sonnen Flat“ (auf dem deutschen Markt) einen Beitrag dazu geleistet, dass im Monat November 2016 mit 1.100 Batteriesystemen ein neuer Auslieferungsrekord aufgestellt werden konnte. Es wird in diesem Zusammenhang darauf verwiesen, dass zum betreffenden Zeitpunkt die bereitgestellten Mittel für Tilgungszuschüsse im einschlägigen KfW-Programm 275 (Erneuerbare Energien – Speicher) für das Jahr 2016 bereits ausgeschöpft waren⁴¹ – siehe hierzu auch die Ausführungen in Kap. 4.4.3.

Das Konzept der **sonnen flat** beruht darauf, dass „tausende“ sonnen Batterien zu einem virtuellen Speicher vernetzt werden. Der Batteriepool kann überschüssigen Strom aufnehmen und zu einem späteren Zeitpunkt wieder abgeben. Die Präqualifikation für die Vorhaltung und Erbringung von Primärregelenergieleistung (in Deutschland) wird für Mitte 2017 erwartet. Die Teilnahme am Regelenergiemarkt bedingt, dass die teilnehmenden Speicheranlagen zentral gesteuert werden. Gem. Beispielrechnung des Anbieters (für einen 3-Personen-Haushalt mit einem Stromverbrauch in Höhe von 4.250 kWh pro Jahr) summieren sich die Ausgaben für die Anschaffung von PV-Anlage und Batteriespeicher sowie die monatlichen Beiträge zur sonnen Community über einen Zeitraum von zehn Jahren auf ca. 17.500 EUR, die Ersparnisse durch vermiedene Strombezugskosten und Einnahmen aus der Einspeisevergütung belaufen

⁴⁰ Newsletter pv magazine vom 7.12.2016

⁴¹ Meldung pv magazine vom 2.12.2016: „1.100 sonnen Batterien in einem Monat - sonnen stellt neuen Auslieferungsrekord auf“

sich demnach auf 18.100 EUR. Der Anbieter sieht die sonnen Flat nur als ein Angebot im Rahmen der sonnen Community – hier handelt es sich demnach um einen umfassenderen Ansatz, in welchen (zukünftig) weitere Angebote integriert werden sollen.^{42 43}

Das Angebot **SENEC.Cloud** sieht vor, dass der mittels PV-Anlage vor Ort produzierte Strom zunächst selbst verbraucht wird, danach wird der Batteriespeicher geladen. Allfällig noch verfügbarer Überschussstrom wird in der Cloud eingespeichert und kann dann zu einem anderen Zeitpunkt (z.B. im Winter) genutzt werden. SENEK bietet vier verschiedene Pakete an, die sich im erwarteten Stromverbrauch, in der Orientierungsgröße für die Leistung der PV-Anlage sowie in der Größe des Batteriespeichers unterscheiden. Der monatliche Beitrag liegt in Abhängigkeit vom gewählten Paket zwischen 16,95 EUR und 34,95 EUR. Mit diesem Beitrag ist der Bezug der jeweils im Paket enthaltenen Strommenge abgedeckt. Der darüber hinausgehende Strombezug wird bis zur Höhe der in die Cloud eingespeisten Strommenge mit einem Preis von 0,13 EUR/kWh in Rechnung gestellt. Übersteigt der Strombezug die in die Cloud eingespeiste Menge, dann werden hierfür 0,29 EUR/kWh berechnet. Derzeit erfolgt noch keine Teilnahme am Markt für Regelleistungen. Sobald die Zahl an teilnehmenden Anlagen ausreichend groß ist, ist vorgesehen, (nur) am Markt für negative sekundäre Regelleistung teilzunehmen.^{44 45}

Bei der Flatrate **beegyLIVE** ist neben den monatlichen Anlagenkosten eine monatliche Servicegebühr zu bezahlen. Für das Beispiel eines 3-Personen-Haushalts (der in einem Einfamilienhaus wohnt) mit 5000 kWh Stromverbrauch pro Jahr, einer PV-Anlage mit einer Leistung von 5 kW_p und einem Batteriespeicher mit 8 kWh Kapazität beläuft sich die Servicegebühr auf 28 EUR/Monat. Darüber hinaus fallen keine Kosten an, im Gegenzug wird die EEG-Einspeisevergütung an beegy abgetreten. Die Servicegebühr wird angepasst, wenn der Jahresverbrauch des Kunden mehr als 20 % über oder unter dem ursprünglichen Stromverbrauch liegt. Sofern zu einem bestimmten Zeitpunkt der innerhalb der Community produzierte Strom nicht ausreicht, um den Bedarf zu decken, wird Strom aus Wasserkraft zugekauft.^{46 47 48}

Gegenstand der Ausgangsüberlegungen bei der Entwicklung des Konzepts für den **FENECON Energy Pool** war es, den monetären Nutzen eines Batteriespeichersystems zu erhöhen. Die Teilnehmer am FENECON Energy Pool stellen ihre Anlagen für die Bereitstellung von Primärregelung bereit, dies bedingt die Notwendigkeit einer Fernsteuerbarkeit. Der Reststrombezug erfolgt über den Anbieter Jura Strom⁴⁹, die Teilnehmer am FENECON Energy Pool erhalten 1000 kWh Freistrom pro Jahr. Auf EEG-Vergütungszahlungen für Überschusseinspeisung wird verzichtet, Überschussstrom fließt vielmehr in den FENECON Energy Pool und wird

⁴² <https://www.sonnenbatterie.de/de/sonnenflat> (abgerufen am 10.12.2016)

⁴³ Webinar pv magazine „Stromprodukte von Batteriespeicherherstellern im Vergleich“ am 9.12.2016

⁴⁴ <http://www.senec-ies.com/mission-100-prozent> (abgerufen am 10.12.2016)

⁴⁵ Webinar pv magazine „Stromprodukte von Batteriespeicherherstellern im Vergleich“ am 9.12.2016

⁴⁶ <http://www.beegy.com/flatrate/> (abgerufen am 10.12.2016)

⁴⁷ <http://www.pv-magazine.de/themen/webinare/beegy/#c36867> (abgerufen am 10.12.2016)

⁴⁸ Meldung pv magazine vom 12.07.2016: „Beegy bietet Käufern von Batteriespeichern Stromflatrate in Community an“

⁴⁹ <http://jura-strom.de> (abgerufen am 10.12.2016)

bei Bedarf anderen Pool-Teilnehmern zur Verfügung gestellt. Die Präqualifizierung für die Vorhaltung und Erbringung von Primärregelleistung wird für das erste Quartal 2017 erwartet. FENECON hat auch andere Betriebsmodelle für seine Batteriespeichersysteme im Angebot, ein „Freistrom-Modell“ ist in Vorbereitung.^{50 51 52}

Grundgedanke des Produkts **ZERO** von E3/DC ist es, dass mit den Einnahmen aus der Einspeisung von überschüssigem PV-Strom der erforderliche Reststrombedarf aus Wasserkraft bezahlt werden kann, sofern die PV-Anlage ca. 130 % des jeweiligen Strombedarfs bereitstellt. Die Kundenanlagen werden Teil des virtuellen Kraftwerks von E3/DC. Das virtuelle Kraftwerk identifiziert den Reststrombedarf, der Kauf der entsprechend erforderlichen Menge an Wasserkraftstrom wird veranlasst – demnächst ¼ h genau. Es erfolgt keine Teilnahme am Regelenergiemarkt. E3/DC wählt nach Bedarf den Stromeinkäufer aus, der für Grünstromeinkauf zertifiziert ist und lässt den Kunden aber die Möglichkeit offen, den Stromanbieter zu wechseln.^{53 54}

Die Fachzeitschrift pv magazine arbeitet derzeit an einem Vergleich verschiedener Stromprodukte, die Publikation ist für das erste Halbjahr 2017 vorgesehen.^{55 56}

3.3 Geschäftsmodelle für den Betrieb von Batterie-Großspeichern

Abbildung 10⁵⁷ zeigt eine Übersicht mit (installierten bzw. im Bau befindlichen) Batterie-Großspeichern in Deutschland mit einer Leistung größer als 1 MW. Großspeicher, die für die Bereitstellung von Primärregelleistung präqualifiziert sind, sind jeweils mit einem „P“ gekennzeichnet. Die **Bereitstellung von Regelenergie** war zum Zeitpunkt der Veröffentlichung (20.01.2016) das von Betreibern von Batterie-Großspeichern am häufigsten gewählte Geschäftsmodell.⁵⁸

Die Bilanz für den Batteriespeicher am Standort Schwerin ist nach dem ersten Betriebsjahr laut übereinstimmender Auskunft von Betreiber WEMAG und Technologielieferanten Yunicos positiv. Demnach habe der Großspeicher bei allen Ausschreibungen von Primärregelleistungsenergie, bei welchen angeboten wurde, auch den Zuschlag bekommen. Durchschnittlich sei hierbei ein Erlös von 3.810 Euro pro Megawatt wöchentlich bereitgestellter Primärregelleistungskapazität erzielt worden. Aus den bisherigen Erfahrungen heraus wird die Forderung formuliert, dass die systematische Benachteiligung von Batteriespeichern gegenüber konventionellen Kraftwerken (im Zusammenhang mit der Bereitstellung von Regel-

⁵⁰ <https://fenecon.de/page/stromspeicher-energy-pool> (abgerufen am 10.12.2016)

⁵¹ Webinar pv magazine „Stromprodukte von Batteriespeicherherstellern im Vergleich“ am 9.12.2016

⁵² <https://fenecon.de/page/stromspeicher-energy-pool> (abgerufen am 10.12.2016)

⁵³ Webinar pv magazine „Stromprodukte von Batteriespeicherherstellern im Vergleich“ am 9.12.2016

⁵⁴ <http://www.e3dc.com/produkte/zero/> (abgerufen am 10.12.2016)

⁵⁵ Webinar pv magazine „Stromprodukte von Batteriespeicherherstellern im Vergleich“ am 9.12.2016

⁵⁶ Eine kritische Würdigung von ausgewählten Stromprodukten, die von Batterieherstellern angeboten werden, ist den Unterlagen zu einem Webinar (am 2.11.2016) zu entnehmen, das der Wechselrichterhersteller SMA gestaltet hat. Nähere Informationen finden sich hier: <http://www.pv-magazine.de/themen/webinare/sma/> (abgerufen am 10.12.2016)

⁵⁷ Büro F (2016 b)

⁵⁸ Büro F (2016 b)

leistungsenergie) beseitigt werden muss.^{59 60} Ungeachtet dessen erweitert die WEMAG in-
folge der technisch und wirtschaftlich positiven Bilanz des bisherigen Betriebs den Batterie-
speicher von fünf auf zehn MW Leistung bzw. von fünf auf 14,5 MWh Kapazität. Die Inbe-
triebnahme der Erweiterung ist für Juni 2017 geplant.⁶¹

10 Batterie-Großspeicher im Megawattbereich sind installiert, rund 10 sind im Bau

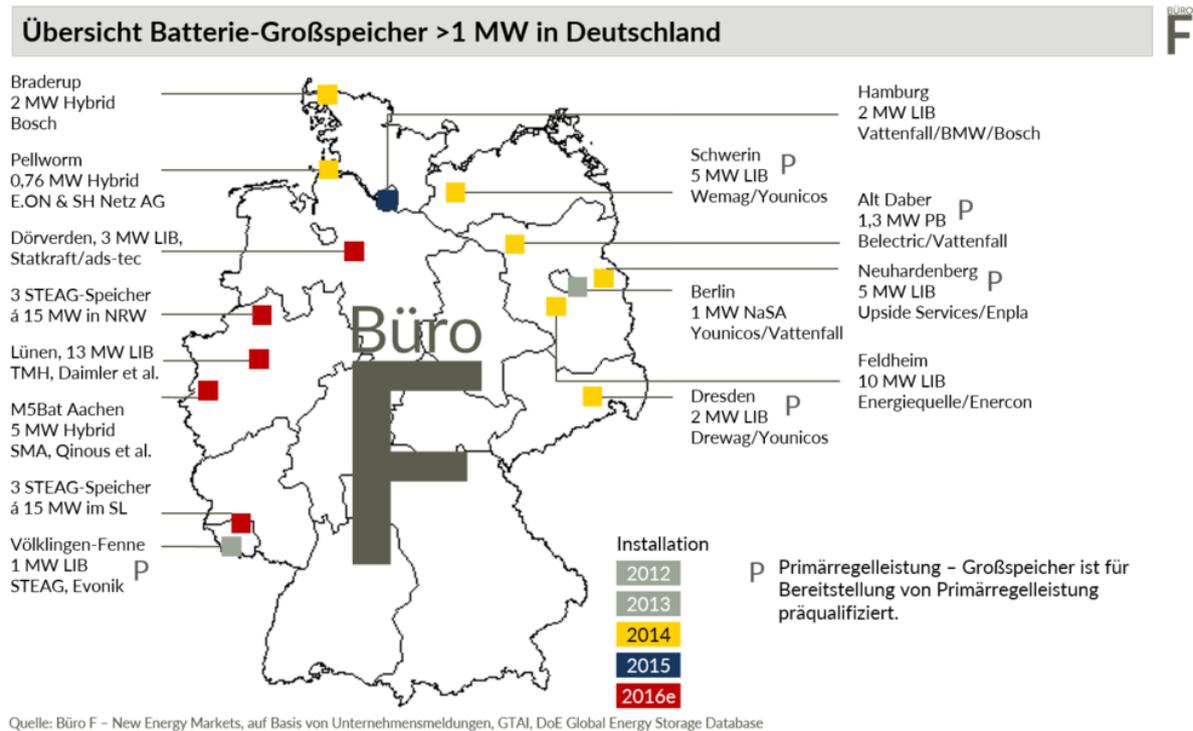


Abbildung 10: Übersicht Batterie-Großspeicher > 1 MW

Mit Stand Ende November 2016 hat die Steag sechs Großspeicher mit einer Leistung von insgesamt 90 MW an das Stromnetz angebunden – jeweils drei Anlagen wurden im Saarland bzw. in Nordrhein-Westfalen errichtet. Diese Anlagen ermöglichen die flexible Lieferung von Regelleistung. Die Präqualifikation der (auf Lithium-Ionen-Technologie beruhenden) Großbatterie-Systeme ist laut Angabe des Betreibers Steag nach den aktuell für Batteriespeicher geltenden Kriterien der Leistungserbringung in der Primärregelung erfolgt. Hierzu zählt auch die Mindestleistung über 30 Minuten. Die ersten Erfahrungen im Betrieb der Großbatterie-Systeme bei der Bereitstellung von Primärregelung haben die (hohen) Erwartungen der Steag erfüllt und demnach gleichzeitig auch Zuverlässigkeit und Leistungsfähigkeit der neuen Technologie unter Beweis gestellt. Das Gesamtinvestitionsvolumen beläuft sich laut Angaben der Steag auf rund 100 Mio. EUR. Die Refinanzierung des Projekts soll über die Erbringung von Netzdienstleistungen sowie die Bereitstellung von Primärregelenergieleistungen erfolgen, Fördermittel sind hierzu nicht erforderlich. Zukünftig sieht die Steag weitere

⁵⁹ Büro F (2016 b)

⁶⁰ Meldung pv magazine vom 22.09.2015: „Yunicos: WEMAG-Großspeicher übertrifft Erwartungen“

⁶¹ Zeitung für kommunale Wirtschaft, Nov. 2016

Einsatzmöglichkeiten von Batteriesystemen in der Erbringung von Systemdienstleistungen im Rahmen der Energiewende wie auch zur Kostenoptimierung und zum Risikomanagement von Industriestandorten. Mögliche Anwendungsfelder im In- und Ausland sowie Kooperationsmöglichkeiten werden daher geprüft.⁶²

Im Hinblick auf die zukünftige Entwicklung wird damit gerechnet, dass der Markt für die Bereitstellung von Primärregelleistung „über kurz oder lang von einer gewissen Sättigung und damit auch von fallenden Preisen betroffen“⁶³ sein wird. Infolge der Kopplung der Primärregelleistungsmärkte von Belgien, den Niederlanden, der Schweiz, Österreich und Deutschland liegt der Gesamtbedarf (zum Zeitpunkt der Ausarbeitung dieses Kurzberichts) bei über 750 MW.⁶⁴

Das Energieunternehmen MVV hat mit der „Strombank“ ein Konzept entwickelt und umgesetzt, bei welchem Betreiber von PV- und KWK-Anlagen gemeinsam einen „**Nachbarschaftsspeicher**“ nutzen. Die spezifischen Investitionskosten sind beim Quartiersspeicher niedriger als bei der Installation einer entsprechenden Anzahl von kleinen Homespeicher-Einheiten. Das Forschungsprojekt wurde getragen von einem Konsortium aus MVV Energie, dem Mannheimer Netzbetreiber Netrion, dem Batteriehersteller ads-tec (aus Nürtingen) sowie der Universität Stuttgart. Teilgenommen haben insgesamt 18 private Haushalte und Gewerbebetriebe, die jeweils Strom dezentral erzeugen und auch selbst nutzen. Die Strombank arbeitete als Bindeglied zwischen Erzeugung und Verbrauch. Strom, den die Erzeuger aktuell nicht selbst brauchten, wurde in den Quartiersspeicher eingespeichert und bei Bedarf wieder entnommen. So konnte der Anteil des selbstgenutzten Stroms bei den teilnehmenden Haushalten verdoppelt werden. Weiters konnte die Vermarktbarkeit des gespeicherten Stroms gezeigt und eine erhebliche Entlastung des Verteilnetzes durch eine gesunkene Einspeisung demonstriert werden, speziell während der Mittagsspitze der PV-Anlagen.^{65 66}

Betreiber von großen PV- und Windparks können zur **Optimierung der Stromvermarktung** einen Stromspeicher integrieren. So wird der Großspeicher am Standort Alt-Daber (mit einer Leistung von 1,3 MW) von einem Solarpark von Belectric (mit einer Leistung von 68 MW_p) gespeist. Neben der EEG-Direktvermarktung des Stroms erschließt sich für den Solarparkbetreiber eine zusätzliche Einnahmequelle durch die Teilnahme am Regelenergiemarkt.⁶⁷

⁶² Meldung pv magazine vom 22.11.2016: „Steag bringt sechs Großspeicher mit 90 Megawatt Leistung ans Netz“

⁶³ Meldung pv magazine vom 01.12.2016: „Margendruck bei Speicher-Geschäftsmodellen wächst“

⁶⁴ <https://www.regelleistung.net/ext/static/prl> (abgerufen am 11.12.2016)

⁶⁵ Büro F (2016 b)

⁶⁶ MVV Energie (2016)

⁶⁷ Büro F (2016 b)

4. Ausgewählte Technologien, Projekte, Aktivitäten bzw. Aspekte

In diesem Kapitel finden sich Ausführungen zu ausgewählten Technologien, Projekten, Aktivitäten bzw. Aspekten. Das direkt anschließende Kapitel ist dem Themenbereich Sektorenkopplung allgemein gewidmet. Gegenstand des zweiten Kapitels ist das Kopplungselement Power-to-Gas, darauf folgt jeweils ein Kapitel zur Zeitlichkeit der Speicherung sowie zur Förderlandschaft.

4.1 Sektorenkopplung

„Unter Sektorenkopplung wird die Verknüpfung der Strom-, Wärme- und Verkehrssektoren unter Nutzung der bestehenden Infrastruktursysteme verstanden. Über verschiedene Sektorenkopplungstechnologien wie z. B. KWK(K), Power-to-Gas, Power-to-Heat sowie Elektro- und Erdgasmobilität können diese zusammenwirken.“⁶⁸ In diesem Zusammenhang ist zu beachten, dass erneuerbar erzeugter Strom infolge der Volatilität von Wind und solarer Strahlungsenergie eine Energieressource darstellt, die in vorhandenen Netzen bewirtschaftet werden muss. Relevant sind hierbei insbesondere Transport, Speicherung und Engpassmanagement; gegebenenfalls sind entsprechende Anpassungen der vorhandenen Infrastruktur erforderlich. Mittels Sektorenkopplung wird die Grundlage geschaffen, „Strom, Gas und Wärme zur richtigen Zeit am richtigen Ort einsetzen zu können“⁶⁹.

Ziel der Sektorenkopplung ist das Erreichen der Klimaneutralität, insbesondere mittels weiter voranschreitender Einbindung erneuerbarer Energien bei gleichzeitiger Sicherstellung von Versorgungssicherheit und Wirtschaftlichkeit für den Endverbraucher. Auch in zellularen Strukturen, wie z.B. auf der Ebene städtischer Quartiere, kann Sektorenkopplung umgesetzt werden. Das Projekt „Zellulare, multimodale Energienetze“⁷⁰ hat zum Gegenstand, die sektorenübergreifende Kopplung auf Basis eines gesamtsystemischen Ansatzes zu entwickeln und als gemeinsame Vision eines zukünftigen Energiesystems darzustellen. In diesem Zusammenhang wird in einem ersten Schritt eine technische Lösung und im Anschluss daran ein geeignetes Marktmodell entwickelt, weiters wird das hierzu erforderliche regulatorische Umfeld definiert.⁷¹

In der im April 2016 publizierten Metaanalyse „Flexibilität durch Kopplung von Strom, Wärme & Verkehr“⁷² wird zusammenfassend festgehalten, dass eine klimaneutrale Energieversorgung die Umstellung auf 100 Prozent Erneuerbare Energien voraussetzt. Da Wind- und Solarenergie in Deutschland hierbei die höchsten Potenziale aufweisen, werden sie zukünftig Hauptenergieträger sein. Infolge der begrenzten Potenziale von Biomasse und erneuerbaren Wärmetechnologien muss Strom zunehmend auch im Wärme- und Verkehrssektor eingesetzt werden, wenn ambitionierte Klimaschutzziele erreicht werden sollen. Das Stromsystem

⁶⁸ DVGW, VDE (Hrsg.) (o.J.)

⁶⁹ DVGW, VDE (Hrsg.) (o.J.)

⁷⁰ Speh, R. M. (2016)

⁷¹ DVGW, VDE (Hrsg.) (o.J.)

⁷² Agentur für Erneuerbare Energien (Hrsg.) (2016)

muss künftig ein hohes Maß an Flexibilität aufweisen – folgende Maßnahmen kommen in diesem Zusammenhang grundsätzlich in Frage: Netzausbau, Stromaustausch mit dem Ausland, Lastmanagement (bei bestehenden und neuen Verbrauchern), flexible Biogas- und KWK-Anlagen. Zum Zeitpunkt der Ausarbeitung der Metaanalyse herrschte noch Unsicherheit darüber, welche Flexibilitätsoptionen zu welchem Zeitpunkt in welchem Umfang benötigt werden. Als relevante Faktoren im Hinblick auf die Einsatzreihenfolge und die Kosten des Gesamtsystems werden die Entwicklung beim Netzausbau, die Kostenentwicklung von Speichertechnologien sowie auch das Zusammenspiel verschiedener Flexibilitätsoptionen gesehen. Weiters sind beispielsweise die wirtschaftlichen Herausforderungen der Energiebereitstellung beim Einsatz von PtX-Kraftstoffen mit den strukturellen Aspekten bei der Einführung von Oberleitungs-Lkw abzuwägen. Technologieauswahl und -ausbau unterscheiden sich in den analysierten Studien je nachdem, ob eine vom Ausland unabhängige Energieversorgung oder aber eine weitgehende Dekarbonisierung prioritär angestrebt wird. In den analysierten Szenarien wird z.T. angenommen, dass auf lange Sicht alle Flexibilitätsoptionen zum Einsatz kommen und diese in Zukunft auch wirtschaftlich werden. Im Hinblick auf Zeitpunkt und Größenordnung bestehen in den analysierten Studien jedoch große Unterschiede.⁷³

DVGW und VDE resümieren in ihrem Eckpunktepapier zur Begriffsdefinition Sektorenkopplung⁷⁴, dass es zwar die gezielte Forschungsförderung der Bundesregierung und die Forschungs- und Entwicklungsarbeit zahlreicher Unternehmen ermöglicht haben, die technische Entwicklung der erforderlichen Kopplungselemente erfolgreich voranzutreiben, jedoch der regulatorische Rahmen der Energiewirtschaft noch weiterzuentwickeln sei. Begründet wird dies damit, dass sich die Trennung der Sektoren Strom, Wärme und Verkehr nach wie vor in dem Vorhandensein von sektorenspezifischen Regelungen, Instrumenten und Verantwortlichkeiten manifestiert. Sollen günstige Bedingungen für sektor- und infrastrukturübergreifende Energieflüsse sowie die zugehörigen Investitionen in Netze und Kopplungselemente geschaffen werden, dann müssen durch einen geeigneten regulatorischen Rahmen entsprechende Voraussetzungen hierfür geschaffen werden.⁷⁵

In ihrem „Impulspapier Sektorenkopplung“⁷⁶ haben ASUE und DVGW fünf Impulse in diesem Zusammenhang formuliert:

- 1) Sektorenkopplung muss systemisch und infrastrukturübergreifend gedacht werden.
- 2) Power-to-Gas und andere Sektorenkopplungselemente sind keine Strom-Letztverbraucher. Sie müssen regulatorisch entsprechend ihrer systemischen Funktion behandelt werden.
- 3) Hemmnisse bei der Investitionsentscheidung für Sektorenkopplungselemente müssen schnellstens beseitigt werden.
- 4) Sektorenkopplung als Dekarbonisierungsprojekt multidirektional anlegen.

⁷³ Agentur für Erneuerbare Energien (Hrsg.) (2016), S. 16

⁷⁴ DVGW, VDE (o.J.)

⁷⁵ DVGW, VDE (o.J.)

⁷⁶ ASUE, DVGW (2016)

- 5) Die Sektorenkopplung muss das energiepolitische Hauptanliegen der nächsten Legislaturperiode sein.

DVGW und VDE ziehen in ihrem Beitrag zur Begriffsdefinition der Sektorenkopplung folgendes Fazit: „Die Sektorenkopplung kann bereits heute einen volkswirtschaftlich sinnvollen Beitrag zur Dekarbonisierung des Energiesystems leisten. Der sektorenspezifisch ausgestaltete regulatorische Rahmen steht dem aber in vielen Fällen noch entscheidend im Wege.“⁷⁷

4.2 Power-to-Gas

4.2.1 Grundlegendes

Ein Element der Sektorenkopplung ist die Power-to-Gas-Technologie (PtG): in einem ersten Schritt wird mittels Elektrolyse Wasserstoff erzeugt, der dann zu synthetischem Methan weiterkonvertiert werden kann. Die AutorInnen der Metaanalyse „Flexibilität durch Kopplung von Strom, Wärme & Verkehr“⁷⁸ halten fest, dass die meisten der analysierten Szenarien den Einsatz von Elektrolyseuren und Methanisierungsanlagen erst etwa ab dem Jahr 2030 vorsehen. Bis dahin reichten andere Flexibilitätsoptionen – wie insbesondere direkter Stromverbrauch bei Verkehr und Wärme sowie Demand-Side-Management – aus, um allfällig anfallende Stromüberschüsse wirtschaftlich zu nutzen. Für das Jahr 2050 ist bei der Betrachtung der Studien eine große Bandbreite im Hinblick auf die installierte Leistung an PtX-Anlagen festzustellen. Dies liegt einerseits in der großen Differenz im Hinblick auf die Annahmen bzgl. des Ausbaus der (fluktuierenden) Erneuerbaren Energien zur Stromerzeugung begründet, andererseits im angestrebten Klimaschutzniveau und der damit verbundenen Nutzung von Strom und strombasierten Energieträgern in anderen Sektoren.⁷⁹

Im November 2014 hat der DVGW den Abschlussbericht einer technischen und ökonomischen Studie von Power-to-Gas-Konzepten vorgelegt. Im Rahmen von Interviews mit Herstellern bzw. (Netz-)Betreibern wurde eine repräsentative Anzahl von Power-to-Gas (PtG)-Anlagen im Detail charakterisiert und die Betriebserfahrungen erfasst. Gegenstand der Untersuchung waren fünf Elektrolyseanlagen und eine Anlage mit nachgeschalteter Methanisierung. Die Studieninhalte umfassen Ausführungen zur Anlagengenehmigung, Betriebserfahrungen, den Bereich Geschäftsmodelle / Kosten, die Anforderungen an Einspeiseanlagen, Optimierungsmöglichkeiten sowie Handlungsempfehlungen.⁸⁰

Im Zusammenhang mit der Wasserstoff-Einspeisung wurde vom DVGW im Februar 2014 der Abschlussbericht zum Projekt „Wasserstofftoleranz der Erdgasinfrastruktur inklusive aller assoziierten Anlagen“⁸¹ vorgelegt. Im Rahmen des Projekts konnten die erforderlichen Maßnahmen im Hinblick auf die Herstellung einer zukünftig avisierten Wasserstofftoleranz von 10 Vol.-% im Erdgasnetz verifiziert sowie die wesentlichen kritischen Komponenten identifi-

⁷⁷ DVGW, VDE (o.J.)

⁷⁸ Agentur für Erneuerbare Energien (Hrsg.) (2016)

⁷⁹ Agentur für Erneuerbare Energien (Hrsg.) (2016), S. 10

⁸⁰ DVGW (Hrsg.) (2014)

⁸¹ DVGW (Hrsg.) (2014a)

ziert werden. Eine Überblicksmatrix zur H₂-Toleranz im Zusammenhang mit Verteilung und Anwendungen ist Abbildung 11⁸² zu entnehmen.

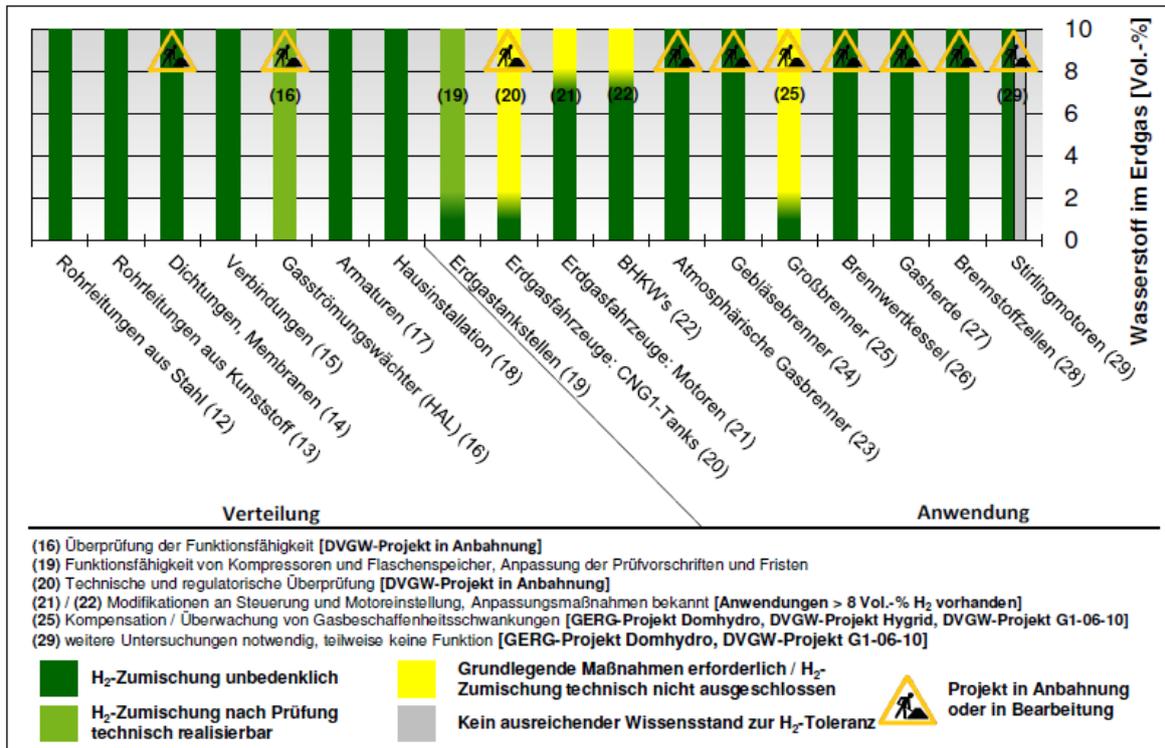


Abbildung 11: Überblicksmatrix H₂-Toleranz bis 10 Vol.-%: Verteilung und Anwendung

Zum Zeitpunkt der Erstellung der Studie wurde davon ausgegangen, dass die offenen Fragen zu unkritischen Punkten (z.B. Brenner) überwiegend bis zum Jahr 2017 geklärt werden können. Im Bereich der Speicher müssen nach Abschluss der laufenden Projekte (im Jahr 2019) die Ergebnisse bewertet und gegebenenfalls Folgeprojekte durchgeführt werden. Auf Transportnetzebene müssen im Zweifelsfall die Elemente (Gasturbinen, Verdichter) nach Ablauf der Abschreibungszeit (ca. 25 Jahre) ersetzt werden. Eine vergleichbare Zeitschiene ist demnach für Erdgasbestandsfahrzeuge mit CNG1-Tanks (ca. 20 Jahre Gewährleistungsgarantie) anzusetzen.⁸³

Abbildung 12⁸⁴ sind die angenommenen installierten Leistungen für Elektrolyse- bzw. Methanisierungsanlagen (Sabatier-Prozess) für verschiedene Szenarien zu entnehmen, die im Rahmen der Studie „Energiesystem Deutschland 2050“⁸⁵ untersucht wurden (siehe hierzu auch die Ausführungen oben in Kap. 1).

⁸² DVGW (Hrsg.) (2014a), S. 36

⁸³ DVGW (Hrsg.) (2014a), S. 41

⁸⁴ Henning, H.-M., Palzer, A. (2013), S. 37

⁸⁵ Henning, H.-M., Palzer, A. (2013)

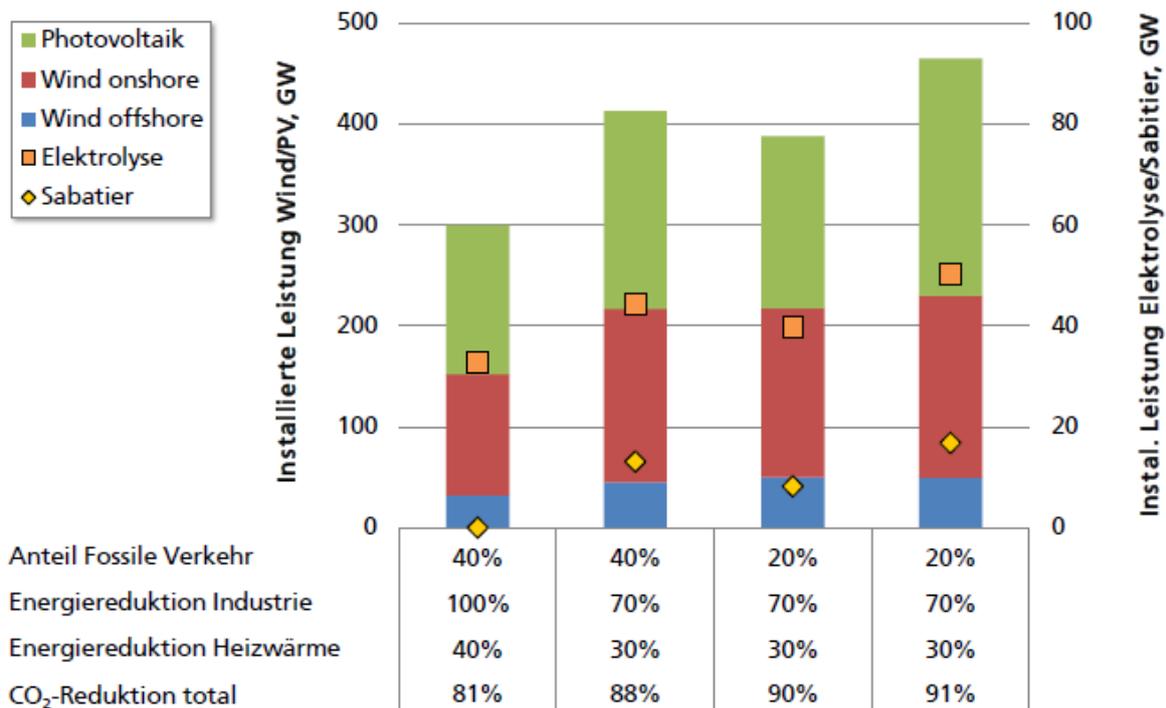


Abbildung 12: Installierte Leistung von Windkraft- und Photovoltaikanlagen mit veränderten Anteilen fossiler Energien im Verkehrssektor, Energiereduktionen in der Industrie und im Wärmesektor und weiter reduzierten CO₂-Emissionen des Gesamtsystems.

Bei einer angestrebten CO₂-Minderung von 81 % sind demnach im Jahr 2050 Elektrolyseure mit einer Gesamtleistung von rund 35 GW installiert, jedoch keine Methanisierungsanlagen. D.h., in diesem Szenario wird der produzierte Wasserstoff direkt verwendet und nicht weiterkonvertiert zu Methan (wie in den übrigen in der Grafik dargestellten Szenarien).

4.2.2 Strategieplattform Power to Gas

In der Strategieplattform Power to Gas haben sich Fach-AkteurInnen aus Wirtschaft, Verbänden und Wissenschaft zusammengeschlossen, um die Systemlösung Power-to-Gas weiterzuentwickeln, einer breiteren Öffentlichkeit bekannt zu machen und mit EntscheidungsträgerInnen über den zukünftigen Einsatz dieser Kopplungstechnologie zu beraten. Die Strategieplattform unterstützt den Einsatz von Power-to-Gas zur Integration von Strom aus erneuerbaren Quellen in das Energiesystem als Ganzes. Alle Erzeugungs- und Nutzungspfade sollen hierbei gleichrangig behandelt, die Entwicklung geeigneter Geschäftsmodelle soll ermöglicht werden. Im Rahmen der Strategieplattform werden Erfahrungen und Kompetenzen der Partner aus unterschiedlichen Sektoren und Bereichen gebündelt, um gemeinsam die Markteinführung von Power-to-Gas vorantreiben zu können. Im Hinblick auf die zukünftige Entwicklung des Energiesystems sowie auf relevante Fragestellungen im Kontext Power-to-Gas erstellen die Partner der Plattform Studien und Analysen bzw. analysieren bereits verfügbare Arbeiten. Weiters tauschen sie sich über Erkenntnisse aus der Technologieentwicklung und aus Pilot- und Demonstrationsprojekten aus und entwickeln gemeinsam Handlungsempfehlungen hinsichtlich der Schaffung der technischen und politischen Rahmenbe-

dingungen für Power-to-Gas. Regelmäßig werden Branchentreffen zur gemeinsamen Diskussion sowie auch Veranstaltungen im politischen Raum organisiert.⁸⁶

Nach Einschätzung der Plattform Power to Gas verhindert der aktuelle energiewirtschaftliche Rahmen einen wirtschaftlichen Einsatz von Power-to-Gas-Anlagen; dies kann bzw. wird dazu führen, dass weitere Investitionen nicht getätigt werden. In diesem Zusammenhang wurden fünf regulatorische Stellschrauben identifiziert (siehe Abbildung 13⁸⁷).



Abbildung 13: Power-to-Gas: 5 Stellschrauben für die Marktreife

Die Justierung dieser Stellschrauben wird nach Einschätzung der Strategieplattform der Sektorkopplungstechnologie Power-to-Gas den Weg zur vollständigen Marktreife ermöglichen.⁸⁸

Die Strategieplattform Power to Gas hat gemeinsam mit Partnern aus Politik, Energiewirtschaft und Industrie den „Potenzialatlas Power-to-Gas“⁸⁹ ausgearbeitet. Hierzu wurden die Potenziale der Power-to-Gas-Technologie in verschiedenen Regionen in Deutschland untersucht. Der Potenzialatlas soll Unternehmen dabei unterstützen, geeignete Anlagenstandorte zu identifizieren. Weiters lassen sich die Einsatzmöglichkeiten für Power-to-Gas in einer konkreten Region besser beurteilen.

⁸⁶ <http://www.powertogas.info/plattform/die-plattform/> (abgerufen am 13.12.2016)

⁸⁷ <http://www.powertogas.info/5-stellschrauben/kurzfassung/> (abgerufen am 13.12.2016)

⁸⁸ <http://www.powertogas.info/5-stellschrauben/kurzfassung/> (abgerufen am 13.12.2016)

⁸⁹ dena (Hrsg.) (2016)

Aus Abbildung 14⁹⁰ sind die identifizierten Cluster-Regionen für Power-to-Gas ersichtlich.

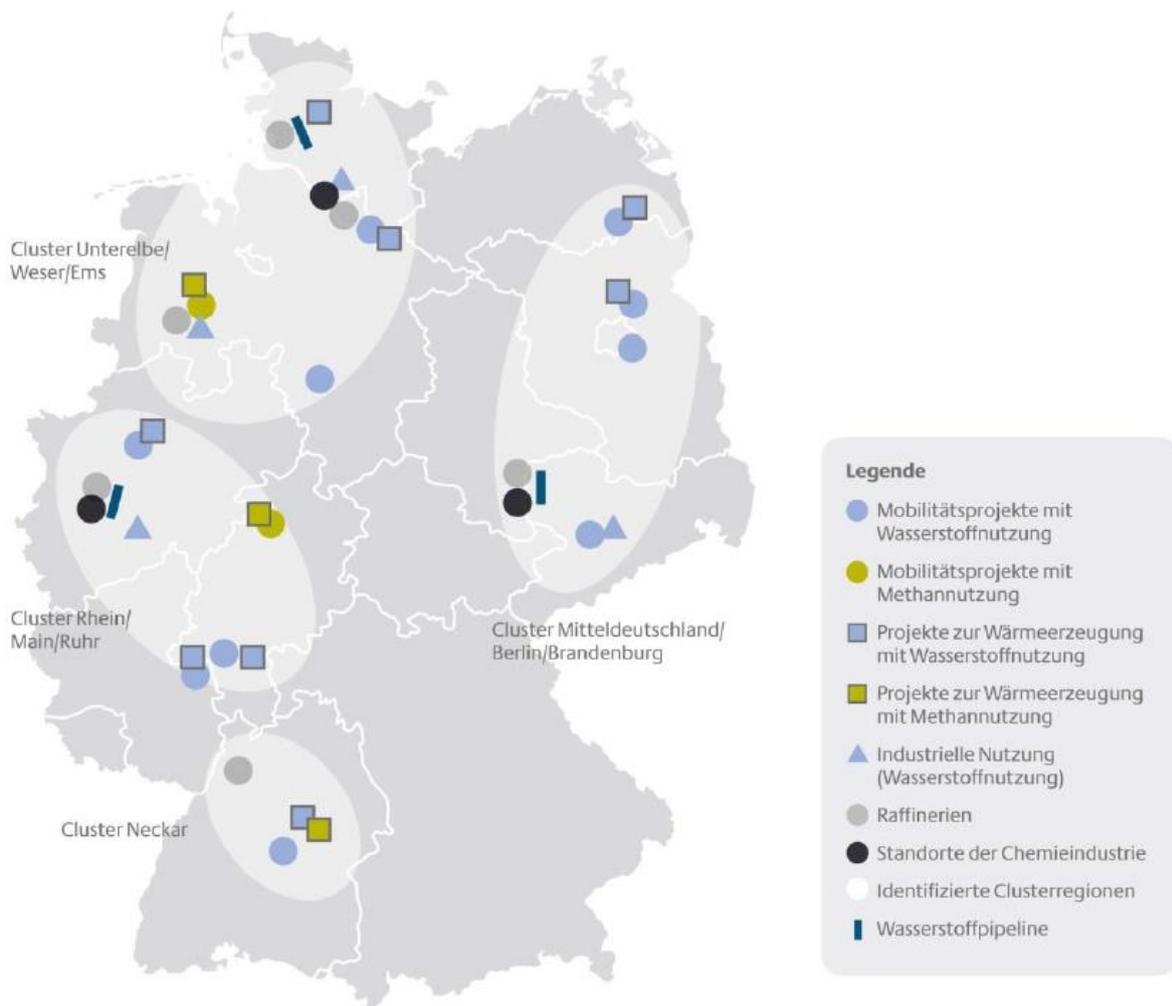


Abbildung 14: Identifizierte Cluster-Regionen für Power-to-Gas

Mit dem Potenzialatlas wird die Vielfalt von Technologien bzw. innovativen Geschäftsmodellen in den einzelnen Verbrauchssektoren aufgezeigt. In den identifizierten Clusterregionen ist in den nächsten Jahren grundsätzlich eine zunehmend dynamische Entwicklung von Power-to-Gas möglich. In diesem Zusammenhang ist jedoch die Umsetzung von Maßnahmen in den Bereichen Regulierung bzw. Technologieentwicklung notwendig.⁹¹

4.2.3 Pilotprojekte Power-to-Gas

Mit Stand Anfang Dezember 2016 gibt es in Deutschland bereits mehr als 20 Forschungs- und Pilotanlagen, in welchen das Power-to-Gas-Verfahren eingesetzt und weiterentwickelt wird. Die einzelnen Projekte haben jeweils unterschiedliche Schwerpunkte und Zielsetzungen. Bei allen geht es jedoch darum, die technische Machbarkeit zu demonstrieren, Standardisierung und Normierung zu erreichen sowie weiters um Kostensenkung und die Erprobung

⁹⁰ dena (Hrsg.) (2016), S. 4

⁹¹ dena (Hrsg.) (2016), S. 4

von Geschäftsmodellen. Das Webangebot der Strategieplattform Power to Gas umfasst eine interaktive Darstellung der Pilotprojekte – siehe hierzu Abbildung 15⁹².



Abbildung 15: Forschungs- und Pilotanlagen Power-to-Gas in Deutschland

Beispielhaft werden drei Anlagen herausgegriffen:

Bei der Power-to-Gas-Anlage am **Standort Hamburg-Reitbrook** (Projekt „**WindGas Hamburg**“) wird mittels der sogenannten PEM(Proton Exchange Membrane)-Elektrolyse regenerativ erzeugter Strom in Wasserstoff umgewandelt und ins Erdgasnetz eingespeist. Das Projekt ist auf drei Jahre angelegt, das Gesamtbudget beträgt 13,5 Millionen Euro – 52 Prozent davon trägt das Projektkonsortium, 48 Prozent stellt das Nationale Innovationsprogramm Wasser- und Brennstoffzellentechnologie (NIP) des Bundesministeriums für Verkehr und digitale Infrastruktur bereit. Der Spatenstich ist im Sommer 2013 erfolgt. Im Oktober 2015

⁹² <http://www.powertogas.info/power-to-gas/pilotprojekte-im-ueberblick/> (abgerufen am 13.12.2016)

wurde die Anlage in Betrieb genommen und wird seitdem im Testbetrieb gefahren. Ziel war es, eine PEM-Elektrolyse im MW-Maßstab zu entwickeln und unter realen Betriebsbedingungen zu testen. Die Entwicklung des Elektrolyseurs konnte erfolgreich abgeschlossen werden, so dass es heute möglich ist, eine 1,5 MW-Anlage zu betreiben. Hierbei wird Strom aus erneuerbaren Quellen in Wasserstoff umgewandelt (ca. 290 Nm³/h) und in ein lokales Erdgasnetz eingespeist. Im Hinblick auf die Abmessungen von 90 x 70 x 50 cm ist der Elektrolysestack aktuell der kompakteste PEM-Stack in dieser Leistungsklasse. Die Effizienz liegt im Normalbetrieb bei über 70 % (bezogen auf den Brennwert des Wasserstoffs). Die Anlage ist hochdynamisch und bietet damit grundsätzlich die Voraussetzungen für eine Teilnahme an den Regelleistungsmärkten.^{93 94}

Die Zielsetzung des **Audi e-gas Projekts** (in Werlte, Niedersachsen) besteht in der Erzeugung von synthetischem Methan als Kraftstoff für die CO₂-neutrale Langstreckenmobilität. Die Forschungsphase des Projekts wurde mittlerweile abgeschlossen, seit Herbst 2013 speist die Anlage ca. 1.000 t synthetisches Methan pro Jahr ins Erdgasnetz ein. Die Eingangsleistung Strom beläuft sich auf ca. 6 MW_e, das CO₂ stammt von der benachbarten Biogasanlage der EWE AG. Die entstehende Abwärme wird in der Biogasanlage zur Hygienisierung sowie in der Anlagenperipherie genutzt.⁹⁵

Kernkomponente der Anlage im **Energiepark Mainz** ist die hochdynamische PEM-Druckelektrolyse, die sich insbesondere für hohe Stromdichten eignet und innerhalb von Millisekunden auf Veränderungen bei der Stromproduktion von Wind- oder PV-Anlagen reagieren kann. Die Anlage ist für eine Leistungsaufnahme von max. 6 MW_e ausgelegt und kann eine Erzeugungsmenge von bis zu 1.000 Nm³ Wasserstoff pro Stunde liefern. Mittels Tankwagen können Wasserstofftankstellen beliefert werden.^{96 97} Nach neun Monaten Betriebsphase konnten die Betreiber berichten, dass die Elektrolyse fehlerfrei läuft und die Erwartungen erfüllt hat, insbesondere im Hinblick auf Reaktionsgeschwindigkeit und Wirkungsgrad der Anlage. Die Anlage sei in Betriebsbereitschaft innerhalb weniger Sekunden regelbar, bei einem Kaltstart erreiche sie innerhalb von zwei Minuten die volle Leistung (von 6 MW_e). Aus wissenschaftlicher Sicht wird herausgestellt, dass die Ergebnisse der ersten acht Betriebsmonate die Datengrundlage geschaffen haben, um die verschiedenen Fahrweisen der Anlage aus technischer wie auch aus ökonomischer Sicht näher zu untersuchen. Die zum Zeitpunkt der Präsentation der Zwischenbilanz bereits vorliegenden Ergebnisse waren vielversprechend. Es wird erwartet, dass am Ende des Projekts wertvolles Wissen für die Auslegung von Power-to-Gas-Anlagen und ihre Fahrweise verfügbar sein wird.

⁹³ <http://www.powertogas.info/power-to-gas/pilotprojekte-im-ueberblick/windgas-hamburg/> (abgerufen am 13.12.2016)

⁹⁴ Emailauskunft vom 8.12.2016 von Herrn René Schoof, Uniper Energy Storage GmbH

⁹⁵ <http://www.powertogas.info/power-to-gas/pilotprojekte-im-ueberblick/audi-e-gas-projekt/> (abgerufen am 13.12.2016)

⁹⁶ BINE (2015)

⁹⁷ http://forschung-energiespeicher.info/projektschau/gesamtliste/projekt-einzelansicht/95/Gas_und_Kraftstoff_aus_Wind/ (abgerufen am 13.12.2016)

Anfang Mai 2016 wurde weiters die H₂-Einspeisung in das Erdgasnetz des Mainzer Stadtteils Ebersheim gestartet. Anfangs werden dem Erdgas ein bis zwei Prozent Wasserstoff beige-mischt. In der Folge soll der H₂-Anteil auf bis zu zehn Prozent angehoben werden. Im Vorfeld wurden das gesamte Gasnetz und alle Kundenanlagen in Ebersheim auf die Wasserstoffver-träglichkeit hin untersucht. Das Forschungsprojekt umfasst Investitionen in Höhe von etwa 17 Millionen Euro und wird zur Hälfte vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie im Rahmen der „Förderinitiative Energiespeicher“ unterstützt.⁹⁸ Seitens Projektkonsortiums wurden Erfahrungen und Handlungsempfehlungen zur Vereinfachung des Genehmigungs-verfahrens bei Power-to-Gas-Anlagen zusammengestellt und als Download verfügbar ge-macht.⁹⁹

4.3 Zeitlichkeit der Speicherung

Die Prüfung der Studien, die in die Metaanalyse „Stromspeicher in Deutschland“¹⁰⁰ mit ein-bezogen wurden, hat ergeben, dass **Langfristspeicher** (für den Ausgleich über mehrere Tage oder Wochen) erst bei einem Anteil von mindestens 60 bis 80 Prozent Erneuerbaren Ener-gien an der Strombereitstellung relevant werden. Darunter ist es kostengünstiger, andere Flexibilitätsoptionen zu erschließen. Eine zentrale Flexibilitätsoption ist hierbei der innereu-ropäische Stromaustausch, der den Bedarf an Langzeitspeichern zeitlich weit nach hinten schiebt bzw. wesentlich geringer ausfallen lässt als in dem Fall, wenn diese Option nicht in die Betrachtung mit einbezogen wird. Die meisten der analysierten Studien gehen davon aus, dass als Langfristspeicher für die Aufnahme größerer Strommengen lediglich die Power-to-Gas-Technologie (PtG) in Betracht kommt. Nur eine Studie (des Sachverständigenrats für Umweltfragen) favorisiert wegen erwarteter geringerer Kosten Druckluftspeicher.

Ein Bedarf an **Kurzzeitspeichern** für die Bereitstellung von Systemdienstleistungen zur Stromnetzstabilisierung tritt dagegen deutlich früher auf. Hierzu sehen die analysierten Stu-dien zunächst den Einsatz bereits vorhandener und noch geplanter Pump- bzw. Druckluft-speicherkraftwerke in Deutschland und Europa vor. Diese ermöglichen jedoch nur die Spei-cherung vergleichsweise geringer Strommengen, ihre Kapazität beschränkt sich daher auf den stunden- bis maximal tageweisen Ausgleich. Der Einsatz unterschiedlicher Batteriespei-cher, beispielsweise als Hausspeicher in Kombination mit Photovoltaikanlagen, in Elektro-fahrzeugen oder an bestimmten Stellen im Stromnetz, war zum Zeitpunkt der Ausarbeitung der Metaanalyse noch relativ neu. Batteriespeicher haben den Vorteil, standortflexibel ein-setzbar zu sein und zukünftig vor allem einen Beitrag zur Entlastung im Verteilnetz leisten zu können. Da die technologische und ökonomische Entwicklung zum Zeitpunkt der Ausarbei-tung der Metaanalyse sehr dynamisch war, wurden Batteriespeicher insbesondere in Studien

⁹⁸ <http://www.energiepark-mainz.de/artikel-detailseite/article/wasserstoff-vorzeigeprojekt-laeuft-erfolgreich/> (abgerufen am 13.12.2016)

⁹⁹ <http://www.energiepark-mainz.de/aktuelles/> - Meldung vom 18.04.2016 (abgerufen am 13.12.2016)

¹⁰⁰ Agentur für Erneuerbare Energien (2015)

jüngeren Erscheinungsdatums berücksichtigt und weisen in diesen durchaus eine für das Energiesystem relevante Größenordnung auf.¹⁰¹

Im Hinblick auf den Bereich der **Wärmespeicherung** ist festzuhalten, dass die Analyse der mittleren Be- und Entladezeiten im Rahmen der Studie „Was kostet die Energiewende?“ ergeben hat, dass große zentrale Wärmespeicher in den betrachteten Szenarien im Mittel zwei bis drei Mal pro Woche be- und entladen werden und somit nicht als Langzeitspeicher bzw. saisonale Speicher fungieren.¹⁰²

4.4 Förderlandschaft

In diesem Kapitel werden ausgewählte Elemente der Förderlandschaft herausgegriffen und näher betrachtet. Die Förderinitiative Energiespeicher zielt darauf ab, der Forschung auf dem Gebiet der Energiespeicherung neue Impulse zu geben – näheres hierzu im direkt anschließenden Unterkapitel. Danach folgt ein Kapitel zum Thema Förderportale, die den Zugang zu Förderungen – insbesondere im Zusammenhang mit der Umsetzung von konkreten Investitionsmaßnahmen – erleichtern sollen. Im letzten Unterkapitel wird ein Förderprodukt der KfW näher beleuchtet, das Privatpersonen nutzen können, die PV-Anlage und Batteriespeicher installieren möchten.

4.4.1 Förderinitiative Energiespeicher

BMWi, BMU und BMBF haben sich darauf verständigt, den Forschungsarbeiten auf dem Gebiet der Energiespeicherung mittels einer gemeinsamen Initiative neue Impulse zu geben; die zugehörige Förderrichtlinie ist am 21. April 2011 in Kraft getreten. Zielsetzung der Förderinitiative Energiespeicher ist es, durch eine enge Zusammenarbeit der Ministerien die Kooperation zwischen Wirtschaft und Wissenschaft entlang der gesamten Wertschöpfungskette zu verbessern sowie internationale Forschungsk Kooperationen zu erleichtern und auf diese Weise die Entwicklung von Energiespeichertechnologien in Deutschland zu beschleunigen. Es wurde bewusst ein breiter Ansatz gewählt, im Grundsatz ist keine Technologieentwicklung ausgeschlossen. Die Förderung umfasst somit alle Formen von Energiespeicherung, die als aussichtsreich für den Einsatz im künftigen Energieversorgungssystem Deutschlands eingestuft werden können. Vorrangig sollen stationäre Anwendungen adressiert werden, mobile Speicher können jedoch behandelt werden, wo es sinnvolle Überschneidungen zu stationären Anwendungen gibt. Forschungsthemen, die in den Teilbereichen elektrische Speicher, stoffliche Speicher bzw. thermische Speicher als besonders relevant aus Sicht des Fördergebers eingestuft werden, werden explizit benannt, ebenso wie solche, die der Gruppe der übergeordneten Themen zuzuordnen sind.¹⁰³

¹⁰¹ Agentur für Erneuerbare Energien (2015), S. 3 f

¹⁰² Henning, H.-M., Palzer, A. (2015), S. 36 f

¹⁰³ <http://forschung-energiespeicher.info/footer/foerderinitiative-energiespeicher/> (abgerufen am 14.12.2016)

Das Webangebot der Förderinitiative Energiespeicher umfasst eine Suchfunktion sowie zu den Themenbereichen „Wind zu Wasserstoff“, „Batterie im Netz“ und „Wärme speichern“ jeweils überblicksartige Informationen und eine Projektliste.¹⁰⁴

4.4.2 Förderportale

Das Förderportal **energiefoerderung.info** ist ein Service von BINE Informationsdienst¹⁰⁵ und wird in Zusammenarbeit mit der Deutschen Energie-Agentur¹⁰⁶ realisiert. Das Portal bietet Privatpersonen die Möglichkeit, Fördermöglichkeiten im Zusammenhang mit dem Neubau bzw. der Sanierung eines Gebäudes sowie für den Bereich Mobilität zu identifizieren. Werden Postleitzahl bzw. Bundesland eingegeben, dann umfasst die Ergebnisliste auch regionale Förderprogramme. Es besteht die Möglichkeit, die Suche zu verfeinern, z.B. durch Einschränkung auf Fördermaßnahmen, die dem Bereich Energiespeicher zuzuordnen sind.¹⁰⁷

Die **Förderdatenbank** des BMWi¹⁰⁸ bietet die Möglichkeit, die Schnellsuche oder alternativ den Förderassistenten zu nutzen. Der Förderassistent führt Schritt für Schritt zu den Förderprogrammen, die für einen konkreten Anlassfall in Frage kommen. Es besteht die Möglichkeit, die Suche durch Auswahl des Fördergebiets, des Förderberechtigten, des Förderbereiches, der Förderart und des Fördergebers zu konkretisieren. Erläuterungen werden in Form von Suchtipps bereitgestellt. Bei der Schnellsuche erfolgen alle Eingaben in einer Maske gesammelt. Die Datenbank umfasst Förderprogramme und Finanzhilfen des Bundes, der Länder sowie der EU.¹⁰⁹

4.4.3 Beispiel: Förderprodukt 275 der KfW

Das Angebot der KfW Bankengruppe¹¹⁰ umfasst u.a. auch das Förderprodukt 275 „Erneuerbare Energien – Speicher“. Gegenstand des Förderprodukts sind stationäre Batteriespeichersysteme in Verbindung mit Photovoltaik-Anlagen. Die dem Förderprodukt zugrundeliegende Motivation ist die Unterstützung der Markt- und Technologieentwicklung von Batteriespeichersystemen. Die geförderten Systeme tragen dazu bei, kleinere bis mittelgroße Photovoltaik-Anlagen besser in das Stromnetz zu integrieren. Die Förderung besteht aus zwei Teilen, einem (zinsgünstigen) Kredit der KfW und aus einem Tilgungszuschuss aus Mitteln des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi). Das Förderprodukt kann auch genutzt werden, einen stationären Batteriespeicher nachzurüsten, wenn die betreffende Photovoltaik-Anlage nach dem 31.12.2012 in Betrieb genommen wurde. Fördervoraussetzung ist, dass die Leistung der installierten Photovoltaik-Anlage, die mit dem Batteriespeichersystem verbunden wird, 30 kW_p nicht überschreitet. Weiters kann für eine Photovoltaik-Anlage jeweils nur ein Batteriespeichersystem gefördert werden und das Batteriespeichersystem muss sich in Deutschland befinden und für mindestens 5 Jahre betrieben werden. Der Kredit kann für

¹⁰⁴ <http://forschung-energiespeicher.info/> (abgerufen am 14.12.2016)

¹⁰⁵ <http://www.bine.info/> (abgerufen am 14.12.2016)

¹⁰⁶ www.dena.de (abgerufen am 14.12.2016)

¹⁰⁷ <http://energiefoerderung.info/> (abgerufen am 14.12.2016)

¹⁰⁸ <http://www.bmwi.de/> (abgerufen am 14.12.2016)

¹⁰⁹ www.foerderdatenbank.de/ (abgerufen am 14.12.2016)

¹¹⁰ www.kfw.de (abgerufen am 14.12.2016)

die kombinierte Anlage beantragt werden. Der Tilgungszuschuss wird nur für das Batteriespeichersystem gewährt, nicht aber für die Photovoltaik-Anlage.¹¹¹

Die Programmlaufzeit ist bis 31.12.2018 angelegt. Im Jahr 2016 wurde Anfang Oktober durch die KfW ein Förderstopp verkündet; die seitens Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi) bereitgestellten Mittel für Tilgungszuschüsse sind für das Jahr 2016 bereits ausgeschöpft. Eine Antragstellung ist ab Januar 2017 wieder möglich. Für 2017 und 2018 wird eine ähnliche Situation erwartet. Aus Branche und Politik kommt daher die Forderung, die betreffende Förderung zeitlich bzw. finanziell auszuweiten, damit Batteriespeicher einen entsprechenden Beitrag zur Energiewende leisten können.^{112 113}

¹¹¹ [https://www.kfw.de/inlandsfoerderung/Privatpersonen/Neubau/F%C3%B6rderprodukte/Erneuerbare-Energien-%E2%80%93-Speicher-\(275\)/](https://www.kfw.de/inlandsfoerderung/Privatpersonen/Neubau/F%C3%B6rderprodukte/Erneuerbare-Energien-%E2%80%93-Speicher-(275)/) (abgerufen am 14.12.2016)

¹¹² Zeitung für Kommunalwirtschaft, 12/2016

¹¹³ Meldung pv magazine vom 13.12.2016: „Enerkeep erwartet Ansturm auf KfW-Speicherförderung im Januar“

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Betriebsführungskaskade für Stromerzeugung im Fall von negativer und positiver Residuallast.....	9
Abbildung 2:	Residuallastverlauf und Abbau der negativen Residuallast durch Nutzung von Stromüberschüssen in verschiedenen Verbrauchssektoren.....	10
Abbildung 3:	Flexibilitätsbedarf im Stromsektor: Szenarien zur Entwicklung der Residuallast in Deutschland.....	11
Abbildung 4:	Metaanalyse Stromspeicher - Übersicht arbeitspaketspezifische Fragestellungen..	14
Abbildung 5:	Metaanalyse Stromspeicher in Deutschland – Leistung von Batterien in verschiedenen Studien und Szenarien	15
Abbildung 6:	Installierte Kapazität von Kurzzeitspeichern für Strom im Jahr 2050 für die im Rahmen der Studie „Was kostet die Energiewende?“ untersuchten Szenarien.....	16
Abbildung 7:	Installierte Kapazität von Kurzzeitspeichern für Wärme im Jahr 2050 für die im Rahmen der Studie „Was kostet die Energiewende?“ untersuchten Szenarien.....	17
Abbildung 8:	Neuinstallation von Homespeichern bzw. Verkauf von Elektroautos: Stückzahlen und Batteriekapazität	18
Abbildung 9:	Marktsegmentierung Batteriespeichersysteme.....	22
Abbildung 10:	Übersicht Batterie-Großspeicher > 1 MW.....	25
Abbildung 12:	Überblicksmatrix H ₂ -Toleranz bis 10 Vol.-%: Verteilung und Anwendung.....	30
Abbildung 11:	Installierte Leistung von Windkraft- und Photovoltaikanlagen mit veränderten Anteilen fossiler Energien im Verkehrssektor, Energiereduktionen in der Industrie und im Wärmesektor und weiter reduzierten CO ₂ -Emissionen des Gesamtsystems.	31
Abbildung 13:	Power-to-Gas: 5 Stellschrauben für die Marktreife	32
Abbildung 14:	Identifizierte Cluster-Regionen für Power-to-Gas.....	33
Abbildung 15:	Forschungs- und Pilotanlagen Power-to-Gas in Deutschland	34

Quellenverzeichnis

Agentur für Erneuerbare Energien (Hrsg.) (2014): Strom speichern. Renew's Spezial Nr. 75. Berlin 2014

<https://www.unendlich-viel-energie.de/mediathek/hintergrundpapiere/strom-speichern> (abgerufen am 09.12.2016)

Agentur für Erneuerbare Energien (Hrsg.) (2015): Metaanalyse. Stromspeicher in Deutschland. Berlin 2015

<http://www.forschungsradar.de/metaanalysen/einzelansicht/news/stromspeicher-in-deutschland.html> (abgerufen am 09.12.2016)

Agentur für Erneuerbare Energien (Hrsg.) (2016): Metaanalyse. Flexibilität durch Kopplung von Strom, Wärme & Verkehr. Berlin 2016

<http://www.forschungsradar.de/metaanalysen/einzelansicht/news/metaanalyse-zur-flexibilitaet-durch-sektorkopplung.html> (abgerufen am 09.12.2016)

ASUE, DVGW (2016): Energiewende neu denken. Impulspapier Sektorenkopplung. Vorgelegt anlässlich des gemeinsamen Parlamentarischen Abends am 27. September 2016

<http://www.dvgw.de/gas/organisation-management/sektorenkopplung/> (abgerufen am 13.12.2016)

BINE (2015): Weltgrößte Elektrolyseanlage eingeweiht. BINE Informationsdienst. Meldung vom 6. Juli 2015

Büro F (2016): PV + Speicher = „Utility in a Box“. Vortrag auf der Intersolar Europe 2016 am 23.06.2016.

<http://www.burof.de/> (abgerufen am 10.12.2016)

Büro F (2016 a): Batterien, Bits und Business: Neue Technologien für die nächste Stufe der Energiewende. Pressemitteilung und Infografik von Büro F – Future Power Markets. Berlin 2016

<http://www.burof.de/> (abgerufen am 10.12.2016)

Büro F (2016 b): Batterie-Großspeicher im Aufwind (Meldung vom 20.01.2016)

<http://www.burof.de/> (abgerufen am 10.12.2016)

dena (Hrsg.) (2016): Potenzialatlas Power to Gas. Klimaschutz umsetzen, erneuerbare Energien integrieren, regionale Wertschöpfung ermöglichen. Berlin 2016

<http://www.powertogas.info/plattform/der-potenzialatlas/> (abgerufen am 13.12.2016)

Doetsch, C. et al. (2014): Abschlussbericht Metastudie „Energiespeicher“. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi). Oberhausen / Kassel 2014

<http://www.forschungsradar.de/de/studiendatenbank/studie/detail/metastudie-energiespeicher.html> (abgerufen am 11.12.2016)

DVGW (Hrsg.) (2014): Technoökonomische Studie von Power-to-Gas-Konzepten. Abschlussbericht. Bonn 2014

<http://www.dvgw-innovation.de/die-projekte/archiv/technoekonom-ptg-studie/> (abgerufen am 13.12.2016)

DVGW (Hrsg.) (2014a): Wasserstofftoleranz der Erdgasinfrastruktur inklusive aller assoziierter Anlagen. Abschlussbericht. Bonn 2014

<http://www.dvgw-innovation.de/die-projekte/archiv/wasserstofftoleranz/> (abgerufen am 13.12.2016)

DVGW, VDE (o.J.): Eckpunkte zur Begriffsdefinition Sektorenkopplung

<http://www.dvgw.de/gas/organisation-management/sektorenkopplung/> (abgerufen am 13.12.2016)

Franz, S. (2016): Am Steuer bleiben. In: Stadt + Werk 7/8-2016, S. 24 f

<http://www.burolf.de/> > Meldung vom 15.07.2016 (abgerufen am 14.12.2016)

Henning, H.-M., Palzer, A. (2013): ENERGIESYSTEM DEUTSCHLAND 2050. Sektor- und energieträgerübergreifende, modellbasierte, ganzheitliche Untersuchung zur langfristigen Reduktion energiebedingter CO₂-Emissionen durch Energieeffizienz und den Einsatz Erneuerbarer Energien. Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE. Freiburg 2013

<https://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/studien-und-positionspapiere/studie-energiesystem-deutschland-2050> (abgerufen am 09.12.2016)

Henning, H.-M., Palzer, A. (2015): Was kostet die Energiewende? Wege zur Transformation des deutschen Energiesystems bis 2050. Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE. Freiburg 2015

<https://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/studien-und-positionspapiere/studie-was-kostet-die-energiewende> (abgerufen am 11.12.2016)

MVV Energie (2016): Bank für Strom vom eigenen Dach zieht positive Bilanz. MVV Energie übergibt den Abschlussbericht des Projektes Strombank an Baden-Württembergs Umweltminister Franz Untersteller. Pressemeldung vom 5.12.2016

https://www.mvv-energie.de/de/journalisten/presseportal_detailseite.jsp?pid=61613 (abgerufen am 14.12.2016)

Pellinger, C. et al. (2016): Verbundforschungsvorhaben Merit Order der Energiespeicherung im Jahr 2030. Teil 1: Hauptbericht. München 2016

<https://www.ffe.de/publikationen/pressemeldungen/615-abschlussberichtmeritorderenergiespeicherung> (abgerufen am 14.12.2016)

Speh, R. M. (2016): Der Zellulare Ansatz - Grundlage einer erfolgreichen, Regionen übergreifenden Energiewende. Vortrag auf dem Samstags-Forum Regio Freiburg am 2. Juli 2016

<http://www.ecotrinova.de/pages/samstagsforum/samstagsforum-2016.php> (abgerufen am 13.12.2016)

Zeitung für kommunale Wirtschaft. München, verschiedene Ausgaben