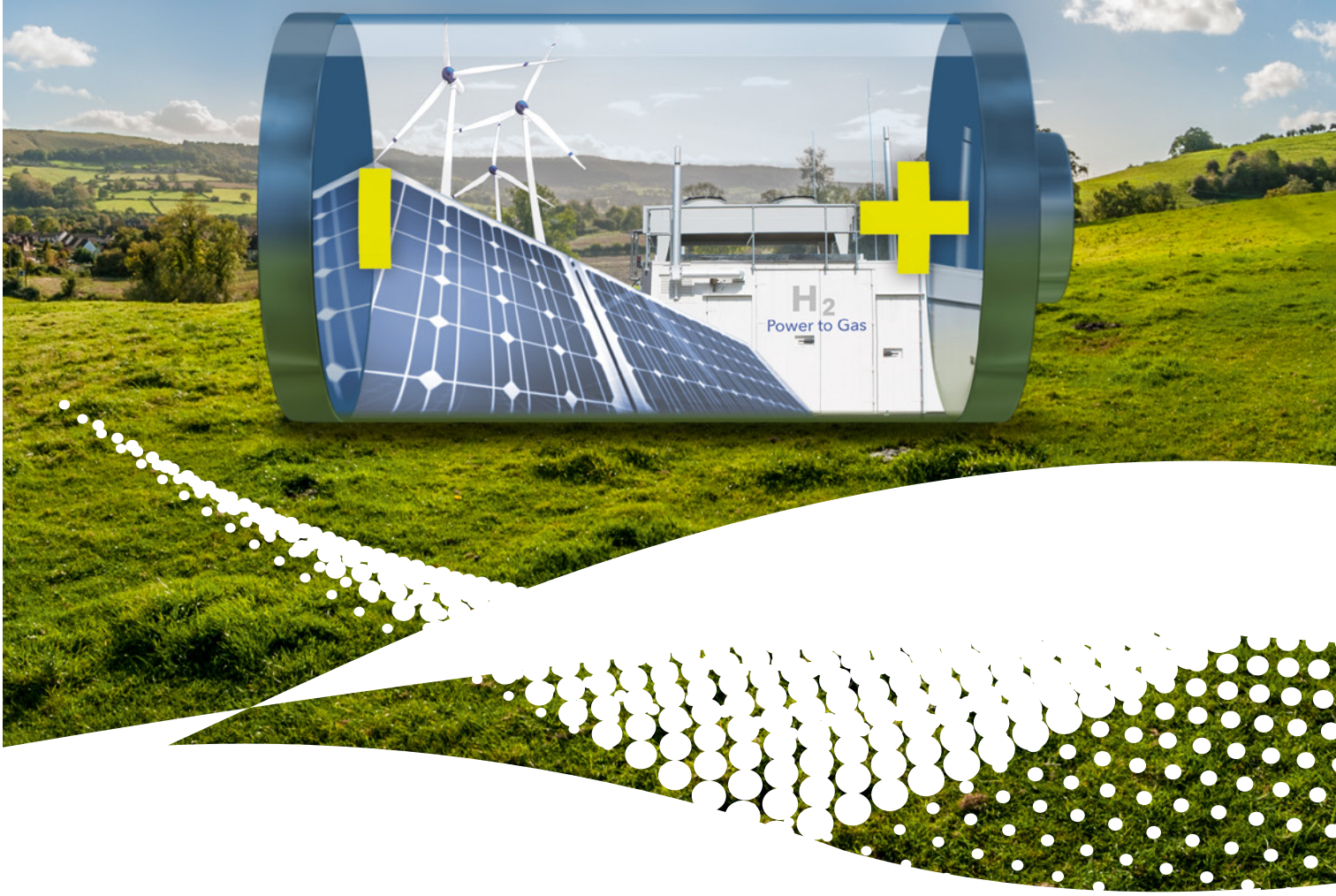
Hessisches Ministerium für Wirtschaft,
Energie, Verkehr und Landesentwicklung

HESSEN

Faktenpapier Speicher in der Energiewende

Bürgerforum Energieland Hessen



Bei uns hat ENERGIE ZUKUNFT

www.energieland.hessen.de

Inhalt

1 Das Bürgerforum Energieland Hessen 4

2 Die wichtigsten Erkenntnisse des Faktenchecks auf einen Blick 5

3 Der Faktencheck Speicher in der Energiewende 6

3.1 Die Experten 8

3.2 Die Praxisbeispiele 9

4 Stromspeicher in der Energiewende 11

4.1 Müssen wir den Ausbau von Speichern schon heute verstärkt angehen? 14

4.2 Sollten wir den Ausbau von Speichern und Stromnetz parallel vorantreiben? 16

4.3 Stehen technisch ausgereifte Speichertechnologien zur Verfügung? 17

4.4 Können Stromspeicher heute schon wirtschaftlich betrieben werden? 20

4.5 Werden genug Anreize zur Entwicklung von Speichertechnologien gesetzt? 21

5 Sektorkopplung und Power-to-X-Technologien 23

5.1 Was sind die wichtigsten Anwendungsfälle für PtX-Technologien? 27

5.2 Lohnt sich der Einsatz von PtX-Technologien bereits heute? 30

5.3 Wie kann die Sektorkopplung in Deutschland zügig umgesetzt werden? 33

6 Speichertechnologien in der Praxis 35

6.1 Anwendernetzwerk solbat – Geschäftsmodelle im Bereich Speichertechnologien 36

6.2 Power-to-Gas-Demonstrationsanlage Allendorf (Eder) 38

6.3 Power-to-Gas-Anlage Hamburg-Reitbrook 40

6.4 SWIVT: Siedlungsbausteine für bestehende Wohnquartiere – Impulse zur Vernetzung energieeffizienter Technologien 42

6.5 Schwarmbatterie 44

6.6 Strombank – innovatives Betreibermodell für Quartierspeicher 46

6.7 Flexibilisierung am Beispiel Bioenergiedorf Jühnde 48

7 Zum Weiterlesen 50

1 Das Bürgerforum Energieland Hessen

Ziel des Landes Hessen ist es, seinen Energieverbrauch bis zum Jahr 2050 komplett aus erneuerbaren Ressourcen zu decken. Beim damit verbundenen Umbau der Energieversorgung müssen einige Herausforderungen gemeistert werden. Er kann nur gelingen, wenn alle Akteure gemeinsam an konkreten Lösungen arbeiten. Mit dem Landesprogramm Bürgerforum Energieland Hessen (BFEH) unterstützt das Hessische Ministerium für Wirtschaft, Energie, Verkehr und Landesentwicklung (HMWEVL) die hessischen Kommunen dabei, gemeinsam mit den Bürgerinnen und Bürgern die Energiewende vor Ort zu gestalten. Das BFEH bietet je nach Ausgangssituation und Zielsetzung maßgeschneiderte Informations- und Dialogformate für Kommunen und weitere Akteure an. Diese reichen von Bürgerinformationsveranstaltungen über Energie-Coachings für kommunale Akteure bis hin zur Mediation von Konflikten beim Ausbau erneuerbarer Energien.

Das BFEH wird von der HA Hessen Agentur GmbH gemeinsam mit den Projektpartnern IFOK, Genius/team ewen und DIALOG BASIS durchgeführt. Weitere Informationen zum Landesprogramm finden Sie unter www.energieland.hessen.de/buergerforum_energie.

Faktenchecks zur Energiewende

Die bisher im Rahmen des Bürgerforums durchgeführten Aktivitäten haben gezeigt, dass beim Thema Energiewende ein besonders großer Informations- und Dialogbedarf besteht. Fragen zur Gesundheit, Wirtschaftlichkeit, Umsetzbarkeit und zum Natur- und Umweltschutz rund um erneuerbare Energien werden in ähnlicher Weise in fast allen Veranstaltungen des BFEH vor Ort geäußert. Die übergeordnete Klärung dieser Fragen mit ausgewiesenen Fachleuten schafft daher einen Mehrwert über die einzelne Kommune hinaus. Deshalb organisiert das BFEH „Faktenchecks", in denen zentrale Fragen der Energiewende von renommierten Expertinnen und Experten auf Landesebene diskutiert und beantwortet werden. Die im Anschluss an diese Veranstaltungen erstellten, öffentlich zugänglichen Faktenpapiere behandeln Themen wie Windenergie und Infraschall, Energiewirtschaft und Systemintegration, Rentabilität und Teilhabe, Natur- und Umweltschutz, Wasserkraft sowie Windenergie und Tourismus. Es ist geplant, die Reihe der Faktenchecks fortzusetzen.

2 Die wichtigsten Erkenntnisse des Faktenchecks auf einen Blick

Die Energiewende muss nicht auf den Ausbau von Speichern warten, es braucht diese erst bei höheren Anteilen von erneuerbaren Energien. Technisch stehen viele Speichertechnologien schon heute ausgereift zur Verfügung, ob und wann sie zum Einsatz kommen, ist eine Frage der Kostenoptimierung in der Energiewende: Derzeit können günstigere Maßnahmen wie der Netzausbau das Energiesystem stabil halten.

Eine sukzessive Markteinführung von Speichern beginnt aber bereits heute. Schließlich müssen Technologien erprobt und weiterentwickelt werden, Skaleneffekte reduzieren Kosten und neue Geschäftsmodelle entwickeln sich. Speicheranwendungen finden langsam ihren Weg in den Markt und erzielen auf verschiedene Weisen Erlöse, auch wenn sie derzeit nicht direkt zur Zwischenspeicherung überschüssigen Stroms aus erneuerbaren Energien gebraucht werden. Diese Entwicklung wird sich in Zukunft in dem Maße beschleunigen, wie die Anteile an erneuerbaren Energien im System steigen und die Investitionskosten zurückgehen.

Die Energiewende wird aber nicht alleine im Stromsektor entschieden. In Zukunft wird es darum gehen, Sektoren wie Mobilität, Wärme oder die chemische Industrie mit dem Stromsektor zu verbinden, um klimafreundlich erzeugte Energie auch dort einsetzen zu können. Dieser Prozess der Sektorkopplung soll dabei helfen, die Treibhausgasemissionen der anderen Sektoren zu senken und effiziente, strombasierte Technologien zum Einsatz zu bringen.

Power-to-X-Technologien wandeln Strom in andere Energieträger wie Gase oder Wärme um, die in anderen Sektoren genutzt werden können oder langfristig speicherbar sind. Ein bekanntes Beispiel für diese Technologie ist Power-to-Gas, aber auch Wärmepumpen oder Elektrofahrzeuge zählen zu diesem Bereich. Sie wirken damit als Bindeglieder zwischen den Sektoren. In Zukunft wird es darauf ankommen, einen klugen Technologiemix zu finden, mit dem erneuerbar erzeugter Strom möglichst effizient in möglichst vielen Sektoren genutzt oder umgewandelt und gespeichert werden kann. So wird die Energiewende zu einem Erfolg und die Klimaziele können erreicht werden.

3

Der Faktencheck Speicher in der Energiewende

3 Der Faktencheck Speicher in der Energiewende

Der notwendige Umbau hin zu einem klimafreundlichen und nachhaltigen Energiesystem erfordert einen langfristigen Transformationsprozess. Das Land Hessen will seine Energie bis zum Jahr 2050 komplett aus erneuerbaren Ressourcen gewinnen. Windenergie und Photovoltaik werden dabei eine Schlüsselrolle übernehmen. Beide Energiequellen unterliegen jedoch natürlichen Schwankungen und speisen den von ihnen erzeugten Strom fluktuierend in die Netze ein. Um das Stromnetz trotz dieser Schwankungen stabil zu halten und die Versorgungssicherheit auch in Zukunft zu garantieren, müssen Stromangebot und -nachfrage flexibler aufeinander abgestimmt werden. Um diese Flexibilität zu erreichen, bietet sich neben anderen Maßnahmen auch der Einsatz von Speichertechnologien an.

Im Detail stellen sich aber noch wichtige Fragen: Sollten wir schon heute mit dem Ausbau von Stromspeichern beginnen und stehen uns dafür überhaupt ausgereifte Technologien zur Verfügung? Lassen sich Stromspeicher wirtschaftlich betreiben? Wie können die Sektoren Energie, Wärme und Mobilität mit Hilfe von Speichertechnologien sinnvoll miteinander verbunden werden? Setzt die Politik die richtigen Anreize für die Weiterentwicklung von Speichertechnologien und wie steht es um die regulatorischen Rahmenbedingungen? Vor diesem Hintergrund hat sich das BFEH dazu entschlossen, die Potenziale von Stromspeichern für die Energiewende in einem landesweiten Faktencheck zu erörtern.

Das vorliegende Faktenpapier zum Thema „Speicher in der Energiewende" ist das Ergebnis zweier ausführlicher Faktenchecks. Hierzu wurden führende deutsche Experten zum Thema eingeladen und die oben skizzierten Fragen mit einem breit gefächerten Publikum während der Veranstaltungen am 14.06.2016 in Frankfurt a.M. und am 29.11.2016 in Gießen diskutiert. Ziel der Faktenchecks ist es, den Stand des Wissens zu Speichern in der Energiewende, die technischen Rahmenbedingungen und die potenziellen Einsatzgebiete in ausgewogener und verständlicher Form aufzubereiten.

Über diesen QR-Code erhalten Sie alle inhaltlichen Präsentationen der Faktencheck Veranstaltungen zum Thema Speicher. Außerdem hat das BFEH einen leicht verständlichen Film erstellt, der die wichtigsten Fragen rund um das Thema Speicher in der Energiewende aufbereitet.
www.energieland.hessen.de/faktencheck_speicher

3.1 Die Experten

DR. MATTHIAS DEUTSCH

Agora Energiewende

Dr. Matthias Deutsch ist seit Juni 2015 als Senior Associate für den Thinktank Agora Energiewende tätig. Agora Energiewende ist eine gemeinsame Initiative der Stiftung Mercator und der European Climate Foundation mit dem Ziel, wissenschaftlich fundierte und politisch gangbare Wege zur Umsetzung der Energiewende zu entwickeln. Zuvor arbeitete er als Berater für die Prognos AG mit den Schwerpunkten Energie, Gasnetzentwicklung und Energiebedarf.

PROF. DR.-ING. MICHAEL STERNER

Ostbayerische Technische Hochschule Regensburg

Prof. Dr. Michael Sterner ist Professor für Energiespeicher und Energiesysteme an der Ostbayerischen Technischen Hochschule Regensburg und einer der Leiter der Forschungsstelle für Energienetze und Energiespeicher (FENES). Er ist einer der Erfinder von Power-to-Gas. Seine Forschungsschwerpunkte liegen neben Power-to-Gas in anderen Energiespeichern und deren Rolle in der Energiewirtschaft. Prof. Dr. Sterner ist Autor zahlreicher wissenschaftlicher Studien und weiterer Veröffentlichungen im Bereich von Speichereinsatz und Speichertechnologien.

DR. RALF SITTE

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie

Dr. Ralf Sitte ist Leiter des Referates III C 4 (Technische Systemintegration, Flexibilität der Nachfrage, Speicher, Strom im Verkehr) im Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. In diese Funktion fällt u.a. die Zuständigkeit für den regulatorischen Rahmen von Speichertechnologien. Zuvor war Dr. Sitte als Referent einer Fraktion im Deutschen Bundestag tätig.

DR.-ING. BERND KRAUTKREMER

Fraunhofer IWES, Kassel

Dr. Bernd Krautkremer leitet das Experimentierzentrum Bioenergie-Systemtechnik des Fraunhofer-Instituts für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES). Er ist Spezialist für die technischen Grundlagen von Power-to-Gas. In Bad Hersfeld führt Herr Krautkremer Experimente entlang der Prozesskette zur thermischen Biogasnutzung, -aufbereitung und -einspeisung durch.

3.2 Die Praxisbeispiele

DR. HARALD SCHÄFFLER
schäffler sinnogy

Anwendernetzwerk solbat – Geschäftsmodelle mit Energiespeichern

solbat ist ein offenes Anwendernetzwerk mit Partnern entlang der ganzen Wertschöpfungskette, vom Start-up bis zum Weltkonzern. Gestartet im Jahr 2013, erproben die Partner gemeinsam Lösungen für die Erzeugung, Speicherung und Vermarktung von erneuerbaren Energien mit dem Ziel, möglichst schnell und kostengünstig zu lernen, was im Markt erfolgreich ist. Im Fokus stehen dabei neue Geschäftsmodelle.

THOMAS HELLER
MicrobEnergy GmbH, Viessmann Group

Power-to-Gas-Demonstrationsanlage Allendorf (Eder)

In einem innovativen BioPower2Gas-Projekt wird in einer Demonstrationsanlage in Allendorf (Eder) seit Anfang 2015 aus regenerativem Strom und Kohlenstoffdioxid synthetisches Biomethan hergestellt. Mittels PEM-Elektrolyse wird in einem ersten Schritt durch Einsatz von erneuerbarem Strom aus Wasser Wasserstoff erzeugt. Im zweiten Schritt wird aus dem Wasserstoff zusammen mit Kohlenstoffdioxid aus der benachbarten Biogasanlage über ein mikrobiologisches Verfahren synthetisches Biomethan gewonnen.

MIRA CONCI M.SC.
Technische Universität Darmstadt

SWIVT Siedlungsbausteine für bestehende Wohnquartiere – Impulse zur Vernetzung energieeffizienter Technologien

Ziel des Forschungsvorhabens ist die Entwicklung einer Siedlungsstrategie, die neuartige und regenerative Energieerzeugungs- und Speicherungskonzepte in Bestandssiedlungen integriert. Im Fokus des Verbundprojektes steht eine vollständige energetische Sanierung von fünf Gebäuden im Darmstädter Stadtteil Bessungen.

VOLKER WACHENFELD
SMA Solar Technology AG

Schwarmbatterie

Private Haushalte in Deutschland erzeugen und speichern in zunehmendem Maße „eigenen" Strom. Ziel der Schwarmbatterie ist es, lokale Speicher, die untereinander vernetzt eine Schwarmbatterie von signifikanter Größenordnung darstellen, mit Energiemanagement in Form eines Schwarmdirigenten intelligent in die Strommärkte zu integrieren. Dadurch können die Stromnetze stabilisiert und wetterbedingte Schwankungen bei Wind- und Sonnenstrom ausgeglichen werden.

DR. ROBERT THOMANN

MVV Energie AG

Strombank – innovatives Betreibermodell für Quartierspeicher

Das Projekt „Strombank" bietet einen Blick in das Bundesland Baden-Württemberg. Die Idee der Strombank: Teilnehmer mit dezentralen Erzeugungseinheiten wie PV- oder KWK-Anlagen erhalten ein Girokonto für erneuerbare Energien. Anstelle von Geld steuert die Strombank als Quartierspeicher die Stromflüsse von Nutzern, die nicht nur Strom verbrauchen, sondern diesen mit ihrer Eigenerzeugungsanlage auch selbst produzieren.

RENÉ SCHOOF

Uniper Energy Storage GmbH

Power-to-Gas-Anlage Hamburg-Reitbrook

In Hamburg-Reitbrook wandelt seit 2015 eine Power-to-Gas-Anlage regenerativ erzeugten Strom in Wasserstoff um und speist diesen ins Erdgasnetz der Stadt ein. Bei der bislang größten Anlage dieser Art ist es in kompakter Bauweise erstmals gelungen, mittels „Proton Exchange Membrane (PEM)"-Elektrolyse rund 1,5 Megawatt Strom zu erzeugen. So leistet die Power-to-Gas-Anlage einen großen Beitrag zum Klimaschutz.

PETER RITTER

CUBE Engineering GmbH

Flexibilisierung am Beispiel Bioenergiedorf Jühnde

Das Bioenergiedorf Jühnde hat seine Anlagen zu Energieerzeugung und -verbrauch im September 2015 mit dem Ziel einer kompletten Flexibilisierung und bedarfsorientierten Nutzung umgebaut. Seit 2016 liefert CUBE im Rahmen des Projektes BioPower2Gas täglich optimierte Fahrpläne für den Anlagenbetrieb und zur Stromvermarktung. Zwei kürzlich in Betrieb genommene BHKW erhöhen Flexibilität und Ausfallsicherheit noch weiter.

4

Stromspeicher in der Energiewende

4 Stromspeicher in der Energiewende

National und international besteht Einigkeit darüber, dass der Energiebedarf in Zukunft primär aus regenerativen Quellen gedeckt werden muss, um dem Klimawandel zu begegnen und unsere Lebenswelt zu schützen. Die mit diesem Ziel in der Bundesrepublik beschlossene Energiewende umfasst dabei die Sektoren Strom, Wärme und Mobilität. Das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) besagt, dass Deutschland bis zum Jahr 2050 mindestens 80 Prozent seiner Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien beziehen soll. Heutzutage decken erneuerbare Energien bereits fast ein Drittel des Stromverbrauchs in Deutschland ab.

Mit der Umstellung des Energiesystems sind Herausforderungen verbunden: Sonne und Wind produzieren nicht immer dann Strom, wenn er gerade benötigt wird. Es kann vorkommen, dass sie zeitweise gar keinen Strom produzieren (Dunkelflaute) und zu anderen Zeiten besonders viel (windiger Sommertag). Einzelne Erzeugungsspitzen bei kurzzeitig sehr starker Einspeisung erneuerbarer Energien gehen dabei auch deutlich über die Stromnachfrage hinaus. Sie sind aber aus energetischer Sicht nur von geringer Bedeutung und belasten das Stromsystem nicht über Gebühr. Die Produktion von Energie erfolgt also insgesamt unregelmäßiger und weniger planbar als zu Zeiten vornehmlich konventioneller Erzeugung (siehe Abbildung 1).

Die so fluktuierende Einspeisung von Energie kann zur Überlastung des Stromnetzes führen. In der Konsequenz müssen Stromangebot und Stromnachfrage in Zukunft durch eine flexiblere Abstimmung besser aufeinander eingestellt werden, um das Stromnetz stabil zu halten und zu jeder Zeit Versorgungssicherheit garantieren zu können.

Um diese Flexibilisierung des Energiesystems zu ermöglichen, gibt es verschiedene Optionen (siehe Abbildung 2). Sie unterscheiden

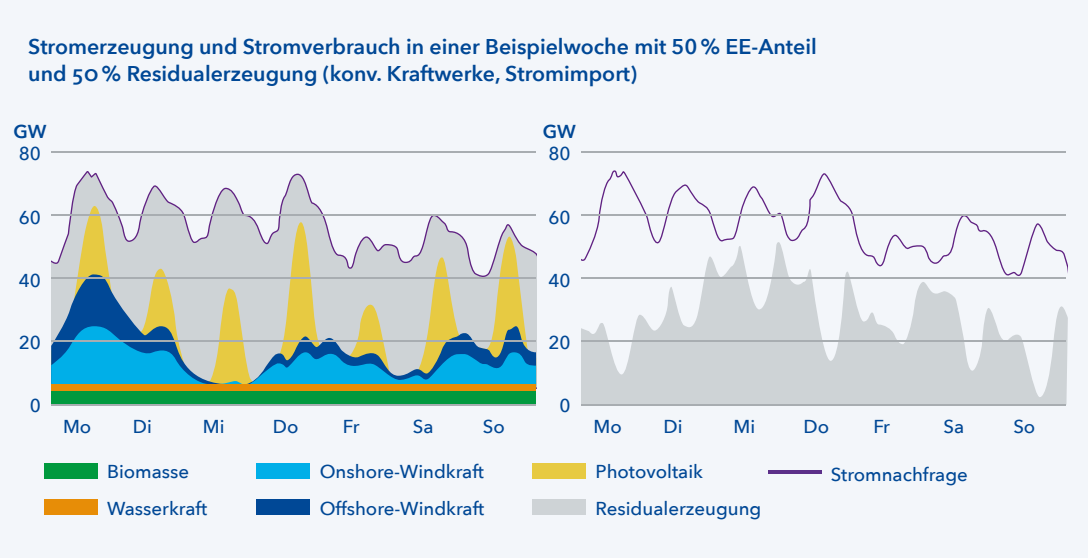


Abbildung 1: Gegenüberstellung von Stromerzeugung und -verbrauch in einer Beispielwoche mit 50 % Anteil aus erneuerbaren Energien, eigene schematische Darstellung nach Agora Energiewende 2015.

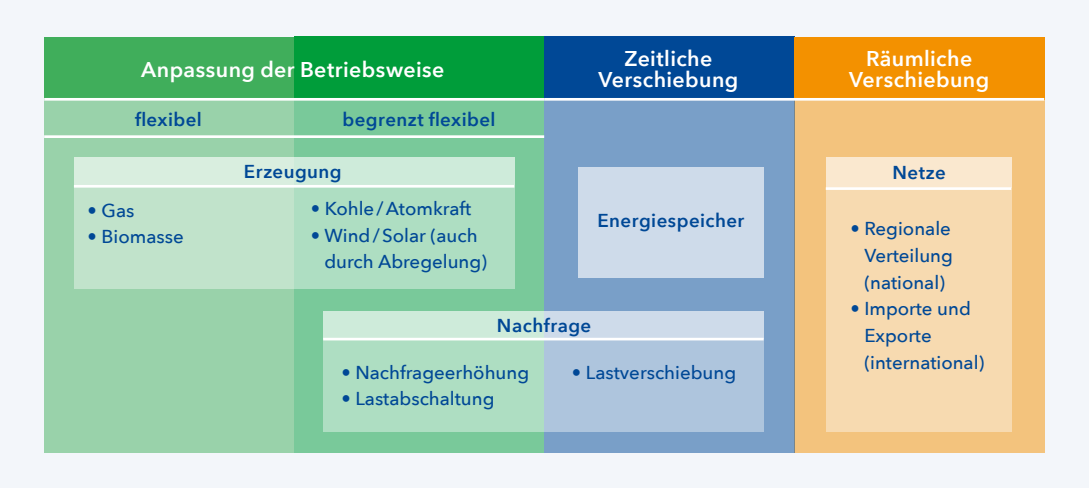


Abbildung 2: Zentrale Flexibilitätsoptionen in der Übersicht, eigene schematische Darstellung nach Brunner, Heyder 2015.

sich in ihrer Leistung und ihren Kosten. Die derzeit am intensivsten diskutierten Flexibilitätsoptionen sind die verstärkte räumliche Verschiebung (Netzausbau) oder zeitliche Verschiebung (Speicher) bei der Bereitstellung und der Nutzung von Energie. Weitere mögliche Flexibilisierungen beziehen sich auf die Anpassung der Angebotsseite (flexiblere konventionelle Kraftwerke, Abregelung von Einspeisespitzen erneuerbarer Energien usw.) und auf die bessere Steuerung der Stromnachfrage (Zu- und Abschaltung von Lasten, zeitliche Verschiebung energieintensiver Industrieprozesse usw.). Eine erhöhte Flexibilität dient in erster Linie dazu, das Stromsystem beim Zubau von Wind- und Solarenergie zu stabilisieren, muss aber daneben unter der Maxime der Kostenoptimierung und Effizienzsteigerung im Gesamtsystem betrachtet werden. Im Zentrum dieses Faktenpapiers steht das Thema Speicher als eine Flexibilitätsoption. Die primäre Funktion von Stromspeichertechnologien ist die zeitliche Verlagerung der Energienutzung, also die Entkopplung von Erzeugung und Verbrauch.

Im Folgenden widmet sich das Faktenpapier zunächst dem Sektor Strom und adressiert dabei einige in der Diskussion stehende zentrale Fragestellungen. Diese beschäftigen sich mit Aspekten der Integration von Speichern in den Stromsektor, Speichertechnologien und ihren Entwicklungspfaden sowie der Regulierung und den Anreizsystemen im Stromsektor. Darauf aufbauend werden das Konzept der Sektorkopplung zur Nutzung von Strom in anderen Sektoren wie Mobilität oder Wärme sowie die dafür hilfreichen Power-to-X-Technologien vorgestellt.

4.1 Müssen wir den Ausbau von Speichern schon heute verstärkt angehen?

Auf einen Blick

Die Energiewende muss nicht auf Speicher warten. Heute ist das Energiesystem auch ohne zusätzliche Stromspeicher stabil. Es stehen genügend andere und kostengünstigere Optionen wie Netzausbau und Lastmanagement zur Verfügung, um die Fluktuationen bei der Einspeisung von erneuerbaren Energien auszugleichen. Stromspeicher werden unter heutigen Annahmen erst ab den 2030er-Jahren und bei Anteilen von etwa 60 Prozent und mehr erneuerbaren Energien im System notwendig sein. Je weniger andere Flexibilitätsoptionen zur Verfügung stehen, desto früher ergibt sich der Bedarf für Speicher. Um die wesentlichen Technologien später ausgereift zur Verfügung zu haben, ist eine sukzessive Markteinführung von Speichern schon heute sinnvoll.

Die Transformation des Energiesystems von fossilen zu erneuerbaren Energieträgern macht eine Flexibilisierung erforderlich. Zwar bieten die dafür zur Verfügung stehenden Optionen unterschiedliche Leistungen (wie räumliche und zeitliche Verschiebung oder Anpassung von Nachfrage und Erzeugung), sodass der jeweilige Einsatz bestimmte Vor- und Nachteile mit sich bringt. Sie sorgen aber alle auf ihre Weise für mehr Flexibilität im Energiesystem. Deutschland wird auf bundesweiter Ebene nicht alle Optionen sofort einsetzen müssen, um Versorgungssicherheit und Netzstabilität zu gewährleisten – es geht eher um die optimierte Reihenfolge. Mit einer fortschreitenden Energiewende verändern sich außerdem die Bewertungsgrundlagen für die Einsatzreihenfolge (z. B. die Kosten der jeweiligen Optionen), hauptsächlich durch die perspektivisch zunehmende Menge an erneuerbarer Energie im System bis zum Jahr 2050. So stehen die Flexibilitätsoptionen in Bezug auf Kosten und Effizienz in einem Wettbewerb zueinander. Deshalb muss sich der Einsatz von Stromspeichern als eine dieser Optionen mit Blick auf die weiteren zur Verfügung stehenden Optionen bewähren (siehe Abbildung 2).

Verschiedene aktuelle Fachstudien beschäftigen sich mit der Frage, ob eine klare Priorisierung in der Einsatzreihenfolge verschiedener Flexibilitätsoptionen möglich ist (siehe Kapitel 7). Dazu wurden unterschiedliche Szenarien entwickelt, die jeweils über eine spezifische Zusammensetzung der Stromerzeugung in Deutschland definiert wurden (siehe Abbildung 3). Der Anteil der erneuerbaren Energien entspricht dabei den Zielen der Bundesregierung, während die Annahmen zum restlichen Stromsystem auf dem Netzentwicklungsplan der Bundesnetzagentur basieren. Zudem wurde ein möglicherweise verzögerter Ausbau alternativer Flexibilitätsoptionen (KWK, Lastmanagement, Netzausbau, Grenzkuppelstellen usw.) angenommen. In einer Untersuchung wurden die Kosten der verschiedenen Szenarien jeweils mit und ohne zusätzliche Speicher verglichen.

Auf Basis der zugrunde gelegten Annahmen (v. a. fortschreitender Netzausbau und stärkerer europäischer Stromausgleich) ist davon auszugehen, dass der Ausbau von Stromspeichern – über die bestehenden Pumpspeicherkraftwerke hinaus – im Vergleich zu anderen Flexibilitätsoptionen in den nächsten 10 bis 15 Jahren unnötige Mehrkosten ver-

ursachen würde. Mit steigenden Anteilen an erneuerbaren Energien wird der Zubau von Stromspeichern immer kosteneffizienter werden und im 90-Prozent-Szenario schließlich zu deutlichen Einsparungen führen (siehe Abbildung 3). Der Ausbau erneuerbarer Energien muss demnach aus technisch-wirtschaftlicher Perspektive nicht auf Stromspeicher warten, da die benötigte Flexibilität in den nächsten 10 bis 20 Jahren mit einem Anteil von 40 bis 60 Prozent erneuerbarer Energien durch andere Optionen günstiger bereitgestellt werden kann – beispielsweise durch Netzausbau oder den Einsatz von KWK-Anlagen, Lastmanagement sowie den Stromhandel mit dem Ausland. Gleichzeitig werden konventionelle Kraftwerke in der Übergangszeit weiterhin Regelenergie anbieten, die aber zunehmend auch von Stromspeichern und erneuerbaren Energieanlagen bereitgestellt wird.

Aus volkswirtschaftlicher Perspektive werden zusätzliche Stromspeicher in größerem Umfang also erst bei hohen Anteilen von erneuerbaren Energien für den Erzeugungsausgleich benötigt. Dabei ist die optimale Kapazität und Kombination an Stromspeichern abhängig von den Investitionskosten für neue Speichersysteme, der Verfügbarkeit von alternativen Flexibilitätsoptionen (wie neuen, flexiblen Stromverbrauchern) sowie der Art und Geschwindigkeit des Ausbaus der erneuerbaren Energien.

Es besteht also weitgehend Einigkeit darüber, dass das Fortschreiten der Energiewende in den nächsten Jahren auch ohne einen großflächigen Ausbau von Stromspeichern für den Erzeugungsausgleich gelingen wird. Gleichzeitig werden Stromspeicher in Zukunft gerade bei hohen Anteilen von erneuerbaren Energien im System als kosteneffiziente Option zur Flexibilisierung notwendig werden. Um die Klimaschutzziele der Bundesregierung und der hessischen Landesregierung sowie die daraus abgeleiteten Ziele einer fast ausschließlich regenerativ gestalteten Energieerzeugung erreichen zu können, sollte die Technologieförderung von Speichertechnologien weiter vorangetrieben werden, um Kapazitäten dann gesichert zur Verfügung zu haben, wenn sie benötigt werden.

Aber auch heute sind schon größere Investitionen im Bereich Speicher zu beobachten: Mehr als 300 MW an Batteriekraftwerken (und damit etwa die Hälfte des Volumens des Primärenergieregelleistungsmarktes) befinden sich derzeit in Betrieb, im Bau oder in Planung.

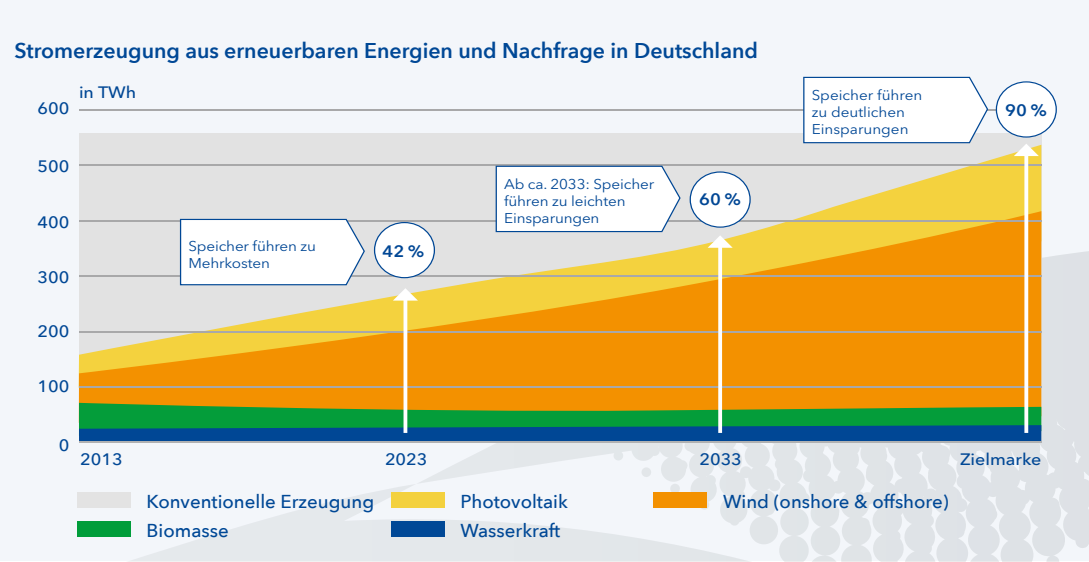


Abbildung 3: Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in Deutschland in Prozent bis hin zu einem Systemanteil von 90 % zu einem bisher nicht genau zu bestimmenden Zeitpunkt, für das restliche Europa wurde verzögerter Ausbau der erneuerbaren Energien angenommen. 23 % bei 42 % in D, 40 % bei 60 % in D, 60 % bei 90 % in D, eigene schematische Darstellung nach Agora Energiewende 2014.

4.2 Sollten wir den Ausbau von Speichern und Stromnetz parallel vorantreiben?

Auf einen Blick

Ein paralleler Ausbau von Stromspeichern und Stromnetz hätte Vor- und Nachteile: Es könnte durchaus ein Energiesystem entstehen, das noch ausfallsicherer ist und besser mit nicht vorhergesehenen Entwicklungen zurechtkommt. Dadurch würden jedoch auch höhere Kosten für Stromspeicher entstehen, denen – bei unzureichendem Netzausbau – Kosten für ungenutzten Strom aus erneuerbaren Energien gegenüberstünden. Durch den Ausbau von Stromspeichern ließe sich zwar ein Teil des Netzausbaus vermeiden, insgesamt besteht aber durch den Ausbau der erneuerbaren Energien weiterhin erheblicher Netzausbaubedarf.

Im Vergleich verschiedener Flexibilitätsoptionen spielt die Frage der Kosten natürlich eine große Rolle. Sie stellt sich derzeit vor allem bei der Abwägung zwischen den Flexibilitätsoptionen Speicher und Netzausbau. Während von politischer Seite angeführt wird, dass ein technologieneutraler Wettbewerb darüber entscheiden sollte, welche Option wann zum Zuge kommt, und auch die zentralen Studien primär auf das Kostenkriterium verweisen, gibt es durchaus Argumente für eine breitere Betrachtung.

Ein in Zukunft paralleler Ausbau von Netzen und Speichern hätte den Vorteil, ein insgesamt besser abgesichertes und robusteres Energiesystem zu ermöglichen, da mehr Redundanzen und eine größere Fehlertoleranz entstehen würden. Dabei könnte ein Teil des Netzausbaus zugunsten verstärkter Investitionen in Speichertechnologien entfallen, auch wenn durch den Ausbau der erneuerbaren Energien weiterhin erheblicher Netzausbaubedarf besteht.

Sollte sich eine einzelne Flexibilitätsoption anders entwickeln als erwartet, könnten Probleme in einem System mit größeren Fehlertoleranzen einfacher ausgeglichen werden – die parallele Entwicklung verschiedener Flexibilitätsoptionen ist also auch eine Form von Risikomanagement.

Es ist derzeit durchaus denkbar, dass sich der Netzausbau – der als Flexibilitätsoption mit den aktuell niedrigsten volkswirtschaftlichen Gesamtkosten angesehen wird – noch stärker verzögert als angenommen. Dabei ist nicht zuletzt die gesellschaftliche Akzeptanz ein großes Thema: Das Büro für Technikfolgen-Abschätzung beim Deutschen Bundestag hat diesbezüglich Anfang 2016 eine Umfrage durchgeführt, die sich dem Ausbau der Stromnetze im Rahmen der Energiewende widmete.[1] Auf die Frage, welches die wichtigsten Maßnahmen für den Erfolg der Energiewende in den kommenden zehn Jahren sind, antworteten 61,5 Prozent der Befragten, dass Stromspeicher für eine bessere Einbindung der erneuerbaren Energien ausgebaut werden müssen. Mit 16,5 Prozent findet sich der Ausbau der Stromnetze auf dem letzten Platz. Bei der Einsatzreihenfolge von Flexibilitätsoptionen sollte also auch die schnelle und problemlosere Umsetzbarkeit von Maßnahmen mitgedacht werden, die über höhere Akzeptanz in der Bevölkerung verfügen.

[1] Die Befragten setzten sich aus den Stakeholdergruppen Wissenschaft/Forschung/Bildung, Politik/Administration/öffentliche Einrichtungen, Bürger- und Verbraucherorganisationen, Zivilgesellschaft, Medien/Presse, Wirtschaft, Umwelt sowie interessierte/engagierte Einzelbürger zusammen.

Hinzu kommen die derzeit stark steigenden Kosten zur Sicherung der Netzstabilität (Redispatch-[2] und Einspeisemanagement-Maßnahmen im Umfang von mindestens einer Milliarde Euro jährlich, Tendenz steigend). Sie zeigen, dass der unzureichende Netzausbau höhere Systemkosten verursacht als gedacht. Die Verzögerungen führen dazu, dass bis zur Fertigstellung zusätzliche Kosten entstehen. Einige Studien deuten darauf hin, dass sich diese Kosten durch weitere Flexibilisierungsmaßnahmen wie Speicher zum Teil begrenzen lassen.[3] Schließlich sollte bedacht werden, dass bereits heute ein größerer Zubau von Speicherkapazitäten erfolgt, die noch nicht intelligent zur Verbesserung der Systemstabilität eingesetzt werden – beispielsweise im Rahmen der immer beliebter werdenden Hausspeicher für Photovoltaikanlagen. Hier könnten weitere Synergien gehoben werden.

Es darf aber nicht vergessen werden, dass die Kosten der Energiewende ein bedeutsames Kriterium für die erfolgreiche Umsetzung sind. Stromkunden in Deutschland erwarten zu Recht, dass kosteneffiziente Lösungen bevorzugt werden, damit die Energiepreise gerade für private Verbraucher nicht weiter steigen. Ob Speicher und Netze parallel ausgebaut werden sollen, ist also letztlich eine gesellschaftliche Entscheidung darüber, wie viele Kosten dem Verbraucher derzeit zugemutet werden können und wie viel Fehlertoleranz unser Energiesystem in Zukunft haben soll.

4.3 Stehen technisch ausgereifte Speichertechnologien zur Verfügung?

Auf einen Blick

Stromspeicher großflächig nutzen zu können, ist kein technisches Problem mehr. Viele Arten von Stromspeichern wie z.B. Batterien, Schwungmasse- oder Druckluftspeicher sowie Pumpspeicher stehen bereits heute ausgereift zur Verfügung. Ob und wann sie zum Einsatz kommen, ist keine Frage der technischen Machbarkeit, sondern eine Frage der Kostenoptimierung im Gesamtsystem.

In der Debatte um eine fortschreitende Energiewende wird hinterfragt, ob überhaupt Technologien zur Verfügung stehen, um die großen Mengen an erneuerbar erzeugter Energie zu speichern, die für die Versorgung in Zukunft notwendig sein werden.

Die einhellige Meinung der am Faktenpapier beteiligten Experten ist, dass die für die Energiewende notwendigen Stromspeichertechnologien bereits heute größtenteils in Marktreife vorhanden sind oder sie in absehbarer Zeit erreichen können (siehe Abbildung 4). Es besteht also kein technisches Problem in der Umsetzung. Hinsichtlich des Einsatzes von Stromspeichern wird vielmehr über die oben beschriebene Reihenfolge im Einsatz der verschiedenen Flexibilitäts-

[2] Als Redispatch werden Eingriffe von Übertragungsnetzbetreibern in die Erzeugungsleistung von Kraftwerken bezeichnet, die bei Überangebot und Engpässen vor einer Überlastung schützen und die Einspeiseleistung anpassen.

[3] vgl. DVGW: Studie – Nutzen von Smart-Grid-Konzepten unter Berücksichtigung der Power-to-Gas-Technologie (2014) und 50Hertz Energiewende Outlook 2035, Abschlussbericht: Entwicklungspfade der Energiewende und deren Folgen (2016).

optionen nachgedacht – es handelt sich dabei also um eine systemische Kostenoptimierung und nicht um eine Frage der technischen Machbarkeit.

In Zukunft wird sich eine Reihe von Speichertechnologien hinsichtlich ihrer Wirkungsgrade und ihrer Investitionskosten weiterentwickeln. Dies trifft insbesondere auf Batteriespeicher zu, deren Herstellung mit einer Produktion im großindustriellen Maßstab beispielsweise für die Verwendung in Elektroautos noch deutlich billiger werden wird. Auch bei der bedeutsamen Power-to-Gas-Technologie, mit der sich das Faktenpapier in Kapitel 6 genauer auseinandersetzt, wird von einer deutlichen Steigerung des Wirkungsgrades und einer Senkung der Anlagenkosten mit Beginn der großflächigen Anwendung ausgegangen. Im Folgenden werden beispielhaft einige relevante Speichertechnologien kurz vorgestellt:

- **Pumpspeicher:** Ist die Stromnachfrage gering, wird Wasser mit Pumpen aus einem tiefer gelegenen Unterbecken in ein höher gelegenes Oberbecken gepumpt. Dafür wird überschüssiger Strom eingesetzt. Bei Bedarf wird das Wasser aus dem Oberbecken abgelassen und durch eine Druckleitung auf Turbinen geleitet, die mit einem Generator Strom erzeugen. Aufgrund ihrer Größe liegen die Herausforderungen hier vor allem in der Standortfindung sowie in der Akzeptanz seitens der Anwohnerinnen und Anwohner. Pumpspeicher können Schwankungen mit Zyklendauern von wenigen Stunden bis Tagen ausgleichen.

- **Druckluftspeicher:** Druckluftspeicher haben eine ähnliche Funktionsweise wie Pumpspeicher. Mit überschüssigem Strom wird Luft in Kavernen oder Gasometergebäude gepresst. Bei Bedarf wird Druckluft ausgeleitet und damit Turbinen zur Stromerzeugung angetrieben.

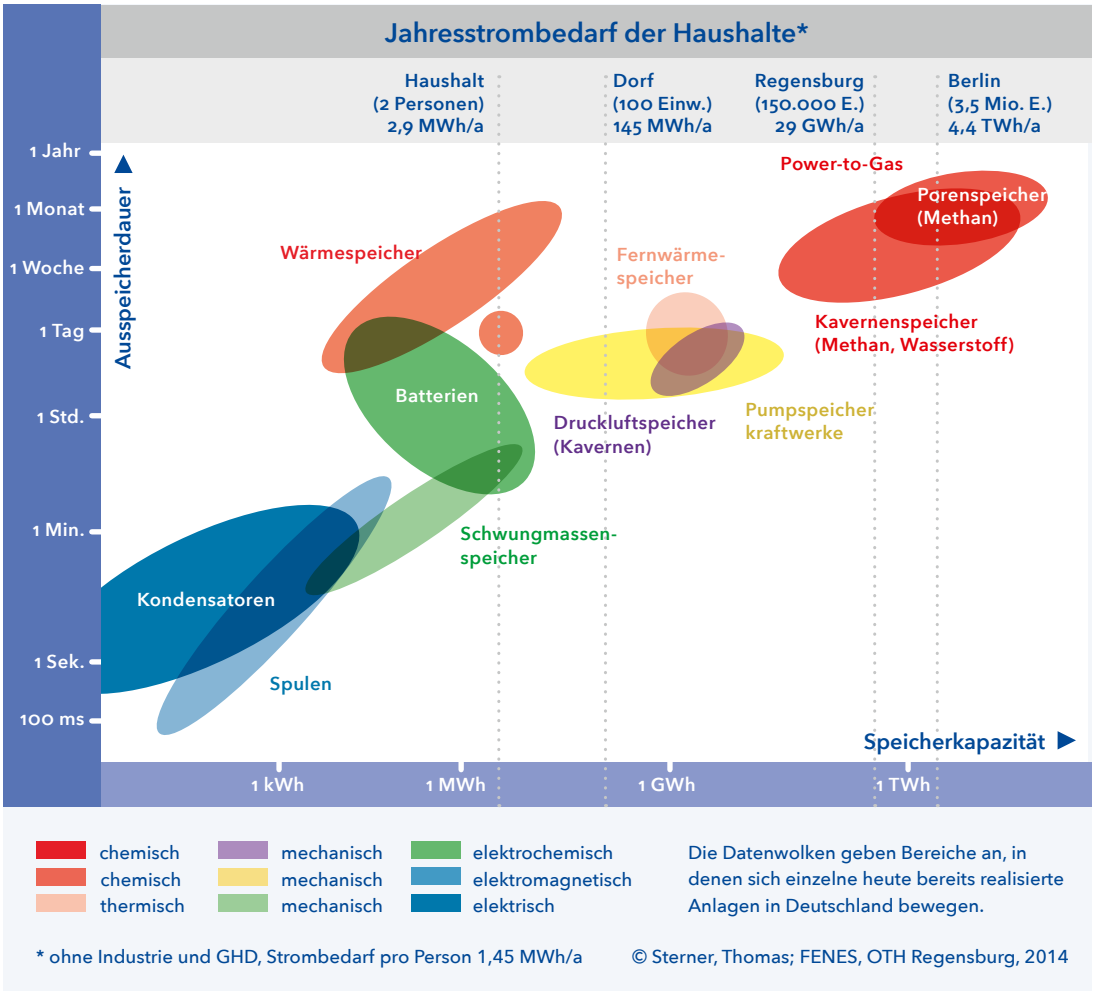


Abbildung 4: Verschiedene Speichertechnologien und ihre jeweilige Kapazität und Ausspeicherdauer im Vergleich, eigene schematische Darstellung nach Sterner, Stadler 2014.

- **Batteriekraftwerke:** Zur Speicherung der Energie in Batteriekraftwerken werden Akkumulatoren auf elektrochemischer Basis verwendet. Dabei bewegen sich Batterie-Speicherkraftwerke im Bereich von einigen Kilowatt bis in den unteren Megawatt-Bereich. Im Wesentlichen leisten diese Speicher damit einen Beitrag zur Netzstabilisierung und Kraftwerksflexibilität. Batteriespeicher sind für den kurzzeitigen Ausgleich von Schwankungen im Stromsystem geeignet. Sie können mit hohen Wirkungsgraden sehr schnell auf Laständerungen reagieren, sind aber nicht in der Lage, große Energiemengen für längerfristigen bzw. saisonalen Ausgleich zu speichern.

- **Hausbatteriesysteme:** Hausbatterien sind vor allem im Verbund netzdienlich. Die Preise für Hausspeicher fallen gegenwärtig. Auch zukünftig ist mit weiterem Preisverfall für Batterien zu rechnen, sodass ihr Einsatz aufgrund der sinkenden Investitionskosten immer wirtschaftlicher wird. Dies gilt insoweit auch für Batteriekraftwerke.

- **Elektromobilität:** Batteriespeicher zum elektrischen Betrieb von Fahrzeugen werden zukünftig in größeren Maßstäben vorhanden sein. So steht perspektivisch und bei intelligenter Steuerung eine größere Speicherkapazität zur Verfügung (im Bereich mehrerer Gigawatt). Zudem werden die Preise für Batterien durch den Einsatz im Massenmarkt Mobilität aufgrund der zu erwartenden Skaleneffekte höchstwahrscheinlich sinken.

- **Power-to-Gas (Wasserstoff, Methan):** Power-to-Gas basiert auf dem Prinzip der Energiespeicherung durch Kopplung von Strom- und Gasnetz. Dabei wird Strom zur Durchführung von Wasserelektrolyse genutzt, um synthetisch erzeugten Wasserstoff herzustellen. Dieser kann unter Zugabe von Kohlenstoffdioxid zu Methan weiterverarbeitet werden.

- **Schwungmassenspeicher:** Schwungmassenspeicher können sehr schnell eine hohe Leistung bei insgesamt geringer Menge eingespeister Energie abgeben. Ein durch Überschussstrom betriebener Elektromotor beschleunigt dabei einen Rotor, wobei Strom als kinetische Energie gespeichert wird. Der Elektromotor funktioniert bei der Rückgewinnung der gespeicherten Energie als Generator. Dieser bremst durch seine träge Schwungmasse den Rotor aus. Diese Speicher sind, wie auch Spulen und Kondensatoren, nur für Lastspitzen im Kurzzeitbereich geeignet.

4.4 Können Stromspeicher heute schon wirtschaftlich betrieben werden?

Auf einen Blick

Derzeit arbeiten viele Betreiber von Stromspeichern an der Grenze zur Wirtschaftlichkeit. Verantwortlich dafür sind hauptsächlich die noch relativ hohen Investitionskosten. Mit steigenden Anteilen an erneuerbaren Energien, in Zukunft sinkenden Investitionskosten und dem Abbau regulatorischer Hemmnisse für Stromspeicher wird sich die Wirtschaftlichkeit von Stromspeichern deutlich verbessern. Insbesondere Batteriespeicher sind bereits heute in Nischenmärkten wirtschaftlich zu betreiben, wenn Energie- und Leistungsanwendungen kombiniert werden.

Ob sich der Betrieb eines Stromspeichers wirtschaftlich lohnt, hängt von den notwendigen Investitionskosten (sowie den Betriebs- und Wartungskosten) und deren Verhältnis zu den möglichen Erlösen der Anwendung ab. Stromspeicher können dabei für eine ganze Reihe unterschiedlicher wirtschaftlicher Anwendungen genutzt werden:

Überschüssige Energie, die zum Zeitpunkt ihrer Erzeugung nicht benötigt wird, kann eingespeichert und später bei größerem Bedarf oder bei höheren Preisen an der Strombörse wieder abgegeben werden (das sogenannte Arbitrage-Geschäft im Erzeugungsausgleich). Hiermit lassen sich derzeit, wenn überhaupt, nur geringe Gewinne erzielen. Außerdem sind größere Speicherkapazitäten notwendig, um relevante Strommengen handeln zu können. Als weiterer Anwendungsfall kann mit Hilfe von Hausspeichern in Kombination beispielsweise mit einer eigenen Photovoltaik-Anlage der Eigenverbrauch von Strom optimiert werden, sodass weniger Strom aus dem Netz bezogen werden muss (und weniger in das Netz eingespeist wird). Je nach Annahmen zur Strompreisentwicklung können Batteriespeicher in dieser Anwendung bereits wirtschaftlich sein oder es in naher Zukunft werden. Betrachtet man die Kostenprognosen der Speichertechnologien, ist davon auszugehen, dass der Markt für Heimspeicherlösungen weiter wachsen wird.

Neben der Energiespeicherung zeichnen sich Speichertechnologien aber auch durch die Fähigkeit aus, in sehr kurzer Zeit eine hohe Leistung bereitstellen zu können, die als sogenannte „Systemdienstleistung" in einem „Regelleistungsmarkt"[4] vermarktet werden kann. Mit sinkenden Preisen für Stromspeicher wird die Teilnahme am Regelleistungsmarkt immer wirtschaftlicher. Da der Zugang über reglementierte Ausschreibungsmodelle staatlich organisiert ist, können sich Speicherbetreiber in einen gleichberechtigten Wettbewerb mit anderen Anbietern von Regelleistung begeben, sobald sie die notwendige Qualifizierung erhalten haben. Zwar ist davon auszugehen, dass der Bedarf an Regelleistung mit steigendem Anteil an erneuerbaren Energien zunehmen wird, andererseits drängen weitere Anbieter in den Markt und auch die Prognosegüte steigt, sodass weniger häufig Ausgleichsmaßnahmen eingekauft werden müssen. Hinzu kommt, dass der Regelleistungsmarkt mit 3–4 GW ein relativ kleiner Markt ist und mit seinem begrenzten Volumen nur eine überschaubare Anzahl von Marktteilnehmern versorgen kann.

Neben dem Regelleistungsmarkt können Stromspeicher auch in anderen Marktsegmenten des Energiesystems agieren, in denen die Teilnahme nicht durch Ausschreibungsmodelle, sondern durch bilaterale Verträge organisiert wird. Dazu gehören u. a. die Bereitstellung von Schwarzstart-

[4] Der Regelleistungsmarkt unterteilt sich in die Bereiche Primärregeleistung, Sekundärregelleistung und Minutenreserve, die sich in der Aktivierung, Bereitstellungszeit und Bereitstellungsdauer von Leistung unterscheiden.

fähigkeit, Kurzschlussleistung, Momentanreserve, Blindleistung oder Netzengpass-Management (Redispatch). Diese Leistungen werden heutzutage vielfach noch durch konventionelle Kraftwerke erbracht. Mit zunehmender Einspeisung erneuerbarer Energien wird der Bedarf an diesen Leistungen jedoch steigen und konventionelle Kraftwerke werden sukzessive vom Netz gehen.

Im derzeitigen Marktumfeld arbeiten viele Betreiber von Stromspeichern an der Grenze der Wirtschaftlichkeit. Neben den noch recht hohen Investitionskosten, die perspektivisch durch technische Weiterentwicklungen und Skaleneffekte in der Produktion fallen werden, liegt dies auch am aktuellen rechtlichen Rahmen und den Abgaben und Umlagen, die die Betreiber entrichten müssen (siehe 4.5). Grundsätzlich ist aber davon auszugehen, dass mit höheren Anteilen an erneuerbarer Energie im System auch die Nachfrage nach den von Speichern bereitgestellten Dienstleistungen steigen wird. In Kombination mit sinkenden Investitionskosten ist zu erwarten, dass der Betrieb von Stromspeichern zukünftig rentabler sein wird.

4.5 Werden genug Anreize zur Entwicklung von Speichertechnologien gesetzt?

Auf einen Blick

Anreize zur Entwicklung von Speichertechnologien werden durch eine Reihe von umfangreichen staatlichen Förderprogrammen gesetzt. Die regulatorischen Rahmenbedingungen für den wirtschaftlichen Betrieb von Speichern haben sich in den letzten Jahren verbessert. Kontrovers wird noch über die teilweise doppelten Belastungen des Ein- und Ausspeicherns durch die EEG-Umlage diskutiert.

Um die Integration von Stromspeichern in unser Energiesystem bereits heute zu starten, sind eine Reihe von Initiativen etabliert worden. Zu diesem Zweck wurde beispielsweise die Förderinitiative Energiespeicher gemeinsam vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) und vom Bundesministerium für Bildung und Forschung (BMBF) ins Leben gerufen. Mit einem Fördervolumen von 200 Millionen Euro wird die Technologieentwicklung vor allem in den Bereichen Wind-Wasserstoff-Kopplung, Batterien im Verteilnetz und thermische Speicher vorangetrieben. Bis zum jetzigen Zeitpunkt wurden über 200 Projekte gefördert.

Darüber hinaus wurde die KfW-Förderung für dezentrale Photovoltaik-Speicher eingerichtet. Die Bilanz bis Ende 2015 liegt bei einem Fördervolumen von ca. 60 Millionen Euro, 19.000 Zusagen und 450 Millionen Euro angestoßener Investitionen. Die Förderung umfasst einen zinsgünstigen Kredit der KfW sowie einen Tilgungszuschuss aus Mitteln des BMWi. Insgesamt lässt sich feststellen, dass für die Entwicklung von Speichern eine Reihe von Förderprogrammen ins Leben gerufen wurde, was in diesem Maßstab für andere Flexibilitätsoptionen nicht zutrifft.

Neben der staatlichen Förderung beeinflusst der regulatorische Rahmen des deutschen

Energierechts[5] maßgeblich die zukünftigen Entwicklungspfade von Speichern. Im Sinne des Energierechts stellen Speicher bislang keine gesonderte Kategorie dar, sondern werden je nach Situation bei Ausspeicherung von Energie als Erzeuger oder bei Einspeicherung von Energie als Letztverbraucher behandelt.[6] Dabei ist eine Unterscheidung zwischen Stromspeichern und Energiespeichern wichtig: Aus Sicht des Stromsystems ist beispielsweise die Nutzung von Strom zur Erzeugung anderer Energieträger (Power-to-X) nur dann ein Stromspeicher, wenn die eingespeicherte Energie wieder in das Stromsystem zurückgeführt wird. Power-to-Gas ist also nur in Verbindung mit Gaskraftwerken und Blockheizkraftwerken ein Stromspeicher. Für alle anderen Fälle, wie z. B. die Herstellung von Kraftstoff aus Strom, agiert Power-to-X als eine zuschaltbare Last und wird damit derzeit vom BMWi rechtlich als Letztverbrauch eingestuft. Diese Regelung hat Auswirkungen auf die Belastung von Speichern durch die Umlagen und Abgaben des Energiesystems, die für verschiedene Speichertechnologien sehr unterschiedlich ausfallen. Inwiefern diese Tatsache ein Hemmnis für die Verbreitung von Stromspeichern darstellt, wird derzeit kontrovers diskutiert.

Einige Spezialvorschriften privilegieren Speicher nämlich unter bestimmten Voraussetzungen gegenüber konventionellen Letztverbrauchern. Das Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) regelt beispielsweise in § 118 Abs. 6 Befreiungen von Netzentgelten für Energiespeicher unter bestimmten Voraussetzungen. Ebenfalls können Speicheranlagen häufig von der Stromsteuer befreit werden. Auch die viel diskutierte EEG-Umlage, die den Löwenanteil der Abgaben ausmacht, kann für Speicher unter Umständen entfallen. Die Novelle des EEG vom Juli 2016 erweitert die Fälle, in denen die EEG-Umlage nicht entrichtet werden muss, noch um einige Bereiche.[7] Kritisch kommentiert wird, dass weiterhin Konstellationen bestehen, in denen Speicherbetreiber durch eine „doppelte" Entrichtung der EEG-Umlage belastet werden, die Umlage also für die Einspeicherung und die Ausspeicherung anfällt. Dies ist z. B. der Fall, wenn ausgespeicherter Strom teilweise für den umlagebefreiten Eigenbedarf genutzt und teilweise zurück in das Stromnetz abgegeben wird – eine Situation, die gerade bei kleinen Privatspeichern häufig vorkommt.

Von Seiten des BMWi wird angeführt, dass eine umfassende Befreiung von Stromspeichern zu einer „Entsolidarisierung" der Speicherbesitzer mit dem Gesamtsystem der Elektrizitätsversorgung führen würde. Schließlich würde trotz bestehender Speicheranlagen weiterhin der Wunsch bestehen, bei Bedarf jederzeit auf die Infrastruktur aus Stromnetzen und garantierter Versorgungssicherheit zugreifen zu können, die zu einem nicht unerheblichen Teil aus Steuern und Abgaben finanziert wird. Zudem wären Speicher schon durch eine Reihe von rechtlichen Sonderbehandlungen und umfangreichen Förderprogrammen gegenüber weiteren Flexibilitätsoptionen gut aufgestellt, mit denen sie in einem Wettbewerb um Kosten und Effizienz stünden.

---

[5] Die zentralen Vorschriften des Energierechts in Deutschland sind das Energiewirtschaftsgesetz (EnWG), das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) sowie das Stromsteuergesetz (StromStG).

[6] Insbesondere von Vertretern aus Wissenschaft und Industrie wurde während des Faktenchecks angeregt, Speicher als eine vierte Säule neben Erzeugung, Verbrauch und Transport in die Systematik des deutschen Energierechts zu integrieren.

[7] Zum Beispiel wenn dem Stromspeicher Energie ausschließlich zur Wiedereinspeisung von Strom in das Netz entnommen wird oder wenn für den gesamten Strom, der dem Speicher entnommen wird, die EEG-Umlage nach § 60 Absatz 1 oder § 61 Absatz 1 gezahlt wird.

5

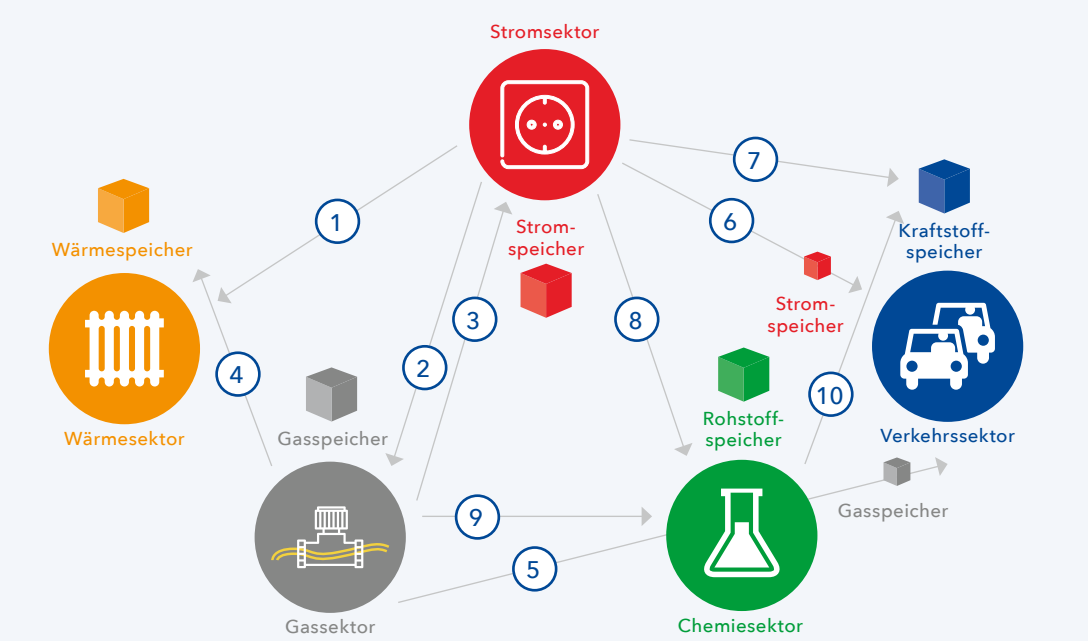
Sektorkopplung und Power-to-X-Technologien

5 Sektorkopplung und Power-to-X-Technologien

Auf einen Blick

Die Sektorkopplung wird eine Schlüsselrolle bei der weiteren Umsetzung der Energiewende einnehmen: Power-to-X-Technologien inklusive Anwendungen wie Wärmepumpen oder Elektrofahrzeuge ermöglichen es, erneuerbar erzeugten Strom effizient in Sektoren wie Mobilität, Wärme oder der chemischen Industrie einzusetzen. So lassen sich fossile Brennstoffe einsparen und die Treibhausgasemissionen dieser Sektoren können in Zukunft deutlich gesenkt werden. Ohne die Übertragung von regenerativem Strom in anderen Bereiche werden sich die Klimaziele nicht erreichen lassen.

Neben der Frage, welche Rolle der Stromsektor für die Umsetzung der Energiewende spielt, rückt die Betrachtung von Energieverbrauch und CO_2-Ausstoß weiterer Sektoren in den Fokus. Fest steht: Eine umfassende Energiewende wird ohne eine Wärme-, Mobilitäts- oder industrielle Chemiewende nicht gelingen, eine reine Stromwende reicht nicht aus. Diskutiert wird deshalb, wie der in immer größerem Umfang zur Verfügung stehende, regenerativ



1 Power-to-Heat inkl. Wärmepumpe, flexible KWK	6 Elektromobilität
2 Einspeichertechnologie Power-to-Gas	7 Power-to-Liquid als Stromkraftstoff
3 Power-to-Gas als Stromspeicher	8 Einspeichertechnologie Power-to-Chemicals
4 Power-to-Gas als Wärmespeicher	9 Power-to-Gas als Rohstoffspeicher
5 Power-to-Gas als Stromkraftstoff	10 Power-to-Gas als Rohstoffspeicher

Abbildung 5: Sektorgekoppelte Energiespeicher, eigene schematische Darstellung nach Sterner, Eckert 2016.

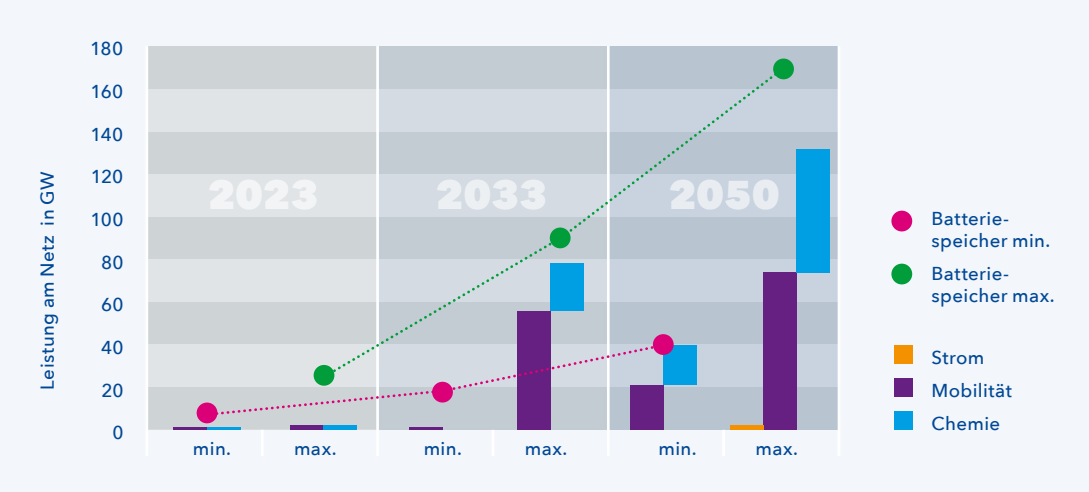


Abbildung 6: Prognose der zukünftig installierten Leistungen von PtX-Technologien in den Bereichen Strom, Mobilität und Chemie und Batteriespeichern (Regelleistung, E-/Plug-in-Hybrid-PKW und Hausspeicher), eigene schematische Darstellung nach Agora Energiewende 2014.

erzeugte Strom auch in anderen Bereichen Nutzen stiften kann, um dort die Treibhausgasemissionen zu verringern.

Eine energetisch intelligente Verknüpfung des Stromsektors mit anderen Sektoren sowie die Verbindung untereinander kann durch verschiedene sektorkoppelnde Anwendungen erreicht werden, unter anderem durch Power-to-X-Verfahren (PtX). In diesen Verfahren wird Strom als Primärenergie aufgenommen und eingesetzt, um weitere Energieträger wie Wärme oder Produkte wie Gase oder Brennstoffe zur Nutzung in anderen Sektoren herzustellen (siehe Abbildung 5). Zu PtX-Technologien gehören auch Anwendungen wie Elektromobilität oder Wärmepumpen, die Strom in anderen Sektoren effizient einsetzen können. Mittelfristig soll so erreicht werden, dass Energie noch flexibler erzeugt und verbraucht werden kann, indem die Verwendungsmöglichkeiten ausgeweitet werden. Neben möglichen Energieeinsparungen und Effizienzverbesserungen wird durch erneuerbar erzeugten Strom als Ausgangsbasis so auch der Ausstoß von Treibhausgasen im Wärme- und Verkehrssektor sowie in der chemischen Produktion verringert. Nicht zuletzt aus diesem Grund kommt der Förderung der Sektorkopplung eine zentrale Rolle bei der politischen Diskussion um die Fortführung der Energiewende zu[8].

Unter den am Faktencheck beteiligten Experten besteht Einigkeit darüber, dass nur durch eine verstärkte Kopplung regenerativer Stromerzeugung und energieintensiver Prozesse in unterschiedlichen Sektoren der für die Erreichung der Klimaziele notwendige Rückgang von Treibhausgasen realisiert werden kann. Hierbei spielen PtX-Technologien als Brücken über die Sektorgrenzen eine wichtige Rolle. Gleichzeitig muss aber bedacht werden, dass der Einsatz von Strom in anderen Sektoren natürlich möglichst effizient erfolgen sollte. In einigen Fällen, wie z. B. bei Elektrofahrzeugen, ist die direkte Nutzung von Strom zum Antrieb effizienter als die Erzeugung von synthetischen Kraftstoffen über PtX-Anlagen. Wichtig ist

[8] Im Folgenden befasst sich das Faktenpapier hauptsächlich mit den im Bereich der Sektorkopplung potenziell nutzbaren PtX-Verfahren. Für eine detaillierte Einordnung der relativen Effizienz dieser Verfahren zueinander oder in Relation zu weiteren verfügbaren Technologien der Sektorkopplung wird auf die in Kapitel 7 aufgeführten Studien verwiesen.

allerdings, dass auch direktelektrische Anwendungen der Emissionsbilanz nur dann nachhaltig helfen, wenn der eingesetzte Strom regenerativ erzeugt wurde. Insbesondere dort, wo keine effizientere Alternative zur Verfügung steht, wird PtX-Anwendungen potenziell ein großer Markt zugeschrieben. Zur Umsetzung der notwendigen Sektorkopplung sehen die beteiligten Experten zukünftig einen Mix aus PtX- und weiteren Technologien als wahrscheinlichstes Szenario an (siehe Abbildung 6).

PtX-Technologien können außerdem helfen, die durch die unregelmäßige Einspeisung der erneuerbaren Energien auftretenden Ungleichgewichte zwischen Energieangebot und Energienachfrage auszugleichen. Sie fungieren so als wichtige Stabilisierung im Energiesystem (vgl. Kapitel 4). Dabei wird gerade in die Variante „Power-to-Gas" Hoffnung als langfristiger Energiespeicher zur Überbrückung von „Dunkelflauten" bei hohen Anteilen erneuerbarer Energien gesetzt: Das mit Hilfe von Strom durch Elektrolyseverfahren erzeugte Gas kann direkt in das bestehende Gasnetz eingespeist und dort in Kavernen gespeichert werden. Die direkte Nutzung des Gases oder die Rückverstromung über Gaskraftwerke in großflächiger Anwendung bieten derzeit eine vielversprechende Antwort auf die Frage, wie räumliche und zeitliche Lücken zwischen Stromangebot und Nachfrage in großem Maßstab geschlossen werden können. Dies trifft insbesondere dann zu, wenn in Zukunft deutlich weniger Treibhausgase emittiert werden dürfen und im Strombereich so mehr und mehr konventionelle Kraftwerke wegfallen werden. Ob in diesem Szenario der massive Einsatz von Power-to-Gas (PtG) Anlagen oder die umfassende Entwicklung alternativer Flexibilitäten wie des Netzausbaus, des europäischen Stromausgleichs und intelligent steuerbarer Erzeuger und Verbraucher die kosteneffizienteste Lösung ist, wird derzeit im Detail diskutiert. Auch längere Dunkelflauten werden aber in jedem Fall technisch beherrschbar bleiben.

In Bezug auf Prognosen für das Zieljahr 2050 wird derzeit von Wissenschaftlern angenommen, dass PtX-Anlagen vor allem in den Sektoren Chemie und Mobilität zur Anwendung kommen werden, während im Stromsektor auch Batteriespeicher weiterhin eine große Rolle spielen werden (siehe Abbildung 6). Eine zukunftsorientierte Betrachtung der Anwendungsfälle für PtX-Technologien geht also weit über das reine Speichern elektrischer Energie hinaus.

Aus Sicht des BMWi wird PtG unter der Voraussetzung einer kosteneffizienten Umsetzung der Energiewende und der ausreichenden Verfügbarkeit von anderen Flexibilitätsoptionen – neben dem erforderlichen Netzausbau auch flexiblere Erzeuger und Verbraucher sowie der Austausch mit dem Ausland – im Stromsektor auf absehbare Zeit wahrscheinlich nicht besonders bedeutsam sein. Zudem ist aus Sicht des Stromsystems eine direktelektrische Nutzung von erneuerbar erzeugtem Strom in anderen Sektoren aufgrund des höheren Wirkungsgrads häufig zu bevorzugen.

Wie viele PtX-Anlagen in Zukunft wirklich gebraucht werden, hängt damit insgesamt von der Entwicklung der erneuerbaren Energien, den Kosten alternativer Lösungen zur Sektorkopplung und von Entscheidungen zur Beschränkung von Treibhausgasemissionen ab.

5.1 Was sind die wichtigsten Anwendungsfälle für PtX-Technologien?

Auf einen Blick

Power-to-X-Technologien wandeln Strom (Power) in eine andere Energieform (X) um. Bei Power-to-Gas wird Strom in einem chemischen Verfahrensprozess (Wasserelektrolyse) zur Herstellung von Wasserstoff genutzt. In einem weiteren Schritt kann über katalytische oder mikrobiologische Verfahren (Methanisierung) synthetisches Methan gewonnen werden. Power-to-Liquids stützt sich auf das gleiche Basisverfahren zur Herstellung von flüssigen Kraftstoffen (e-fuels). Werden die Reaktionsprozesse noch auf Lastmanagement ausgeweitet, kann im Bereich Power-to-Chemicals eine Reihe von chemischen Ausgangsstoffen für die industrielle Verwendung hergestellt werden. Power-to-Heat schließlich wandelt Strom in Wärme um.

Die technischen Probleme der aktuell diskutierten PtX-Technologien sind nach übereinstimmender Einschätzung aller Experten in den Grundlagen gelöst. Es steht heute eine Vielzahl an Technologien unterschiedlicher Reifegrade aus diesem Bereich zur Verfügung. Die energiewirtschaftlichen Potenziale der wesentlichen PtX-Technologien unterscheiden sich jedoch deutlich hinsichtlich ihrer Effizienz, Flexibilität und Wirtschaftlichkeit im aktuellen regulatorischen Umfeld. Im Folgenden werden die relevanten PtX-Technologien und ihre derzeitigen Anwendungsfälle kurz vorgestellt:

Power-to-Gas (PtG): Power-to-Gas basiert auf dem Prinzip der Energiespeicherung durch Kopplung von Strom- und Gasnetz. Dabei wird erneuerbarer Strom zur Durchführung von Wasserelektrolyse genutzt, um synthetisch erzeugten Wasserstoff herzustellen. Dieser kann entweder direkt stofflich genutzt oder in das Erdgasnetz eingespeist werden. Untersuchungsergebnisse zeigen, dass die bestehende Erdgasinfrastruktur für ca. 5 bis 10 Volumenprozent Wasserstoff im Erdgasnetz geeignet ist. Unter Zugabe von Kohlenstoffdioxid kann Wasserstoff auch zu Methan weiterverarbeitet werden (Methanisierung). Das so erzeugte Methan kann ebenfalls direkt ins Gasnetz eingespeist und in Kavernen gespeichert werden. Da sowohl die Technologie als auch die Infrastruktur zum Energietransport und zur Energiespeicherung bereits vorliegen und das Gasnetz in Deutschland gut ausgebaut ist, können diese zukünftig vergleichsweise kostengünstig genutzt werden.

Beachtet werden muss hierbei allerdings, dass das notwendige Kohlenstoffdioxid auch auf lange Sicht zur Verfügung stehen muss, was angesichts des Wunsches einer immer stärkeren Dekarbonisierung nicht vorbehaltlos vorausgesetzt werden kann. Unter den Experten wird derzeit die Nutzung von CO_2 aus Biogasanlagen, die Zuführung industrieller CO_2-Emissionen und sogar die CO_2-Abscheidung aus der Luft diskutiert.

Der Wirkungsgrad beider Verfahren liegt heute jeweils bei ca. 80 Prozent, wobei insbesondere Wärmeverluste für eine Senkung des Wirkungsgrades verantwortlich sind. Bezieht man die Rückverstromung des erzeugten Gases ein, lassen sich mit PtG-Anlagen Wirkungsgrade von 25 bis 30 Prozent erzielen, die derzeit in Teilen noch unter denen moderner konventioneller Kraftwerke liegen. Hinsichtlich der Effizienz der verschiedenen PtG-Anwendungen ist bei der Methanisierung (katalytisch oder biologisch) im Vergleich zur Wasserelektrolyse

ein zusätzlicher Wandlungsschritt erforderlich, der Wirkungsgradverluste mit sich bringt. Bei der Erzeugung von Wasserstoff ist der Verlust zwar entsprechend geringer, dafür entstehen ggf. Zusatzkosten für notwendige Aufbereitungsprozesse. Zudem ist die Aufnahmekapazität des Erdgasnetzes für Wasserstoff begrenzt. Mit großflächiger Anwendung sind hier jedoch Fortschritte zu erwarten.

In Bezug auf die mittel- und langfristige Speicherung von Energie bietet die PtG-Technologie durchaus Potenziale. Zudem ist das hergestellte Gas vielfältig – und vor allem saisonübergreifend in anderen Sektoren einsetzbar. Einige der beteiligten Experten gehen außerdem davon aus, dass die intelligente Verknüpfung von PtG-Anlagen mit Strom- und Gasnetzen den erforderlichen Ausbau der Stromnetze langfristig verringern kann.

Power-to-Liquids (PtL), Power-to-Chemicals (PtC): Im Anschluss an den katalytischen Elektrolyseprozess zur Herstellung von Wasserstoff können unter weiterer Zugabe von Kohlenstoffdioxid auch flüssige Energieträger und Kraftstoffe, sogenannte „e-fuels" (Power-to-Liquids), oder weitere chemische Grundstoffe (Power-to-Chemicals) synthetisiert werden. Im Gegensatz zum PtG-Verfahren folgen bei PtL-Verfahren weitere Prozessschritte, in denen mit einer Kohlenmonoxid-Reduktion gearbeitet wird. Das gewonnene Synthesegas wird in der Fischer-Tropsch-Synthese zu synthetischem Diesel, Benzin, Kerosin, Wachsen und anderen Rohprodukten weiterverarbeitet. Diese Stoffe eignen sich vor allem für die industrielle Verwendung in Stahl- und Glaswerken sowie zur Düngemittelherstellung. (Die weitere Verarbeitung zu beispielsweise Kosmetika wird als Power-to-Products bezeichnet.)

Langfristig wird dem Bereich PtC damit ein großes Potenzial bei der Verringerung der Treibhausgasemissionen verschiedener emissionsintensiver Produktionsprozesse zugeschrieben. Regenerative flüssige Energieträger wie PtL-Kraftstoffe (synthetisches Kerosin) oder synthetischer Wasserstoff können schon mit heutigen Mobilitäts-Technologien genutzt werden und sind insbesondere für den Luft- und Seeverkehr die einzige Alternative zu fossilen Kraftstoffen. So angetriebene Fahrzeuge können zu einer deutlichen Verringerung der Treibhausgasemissionen des Verkehrssektors beitragen.

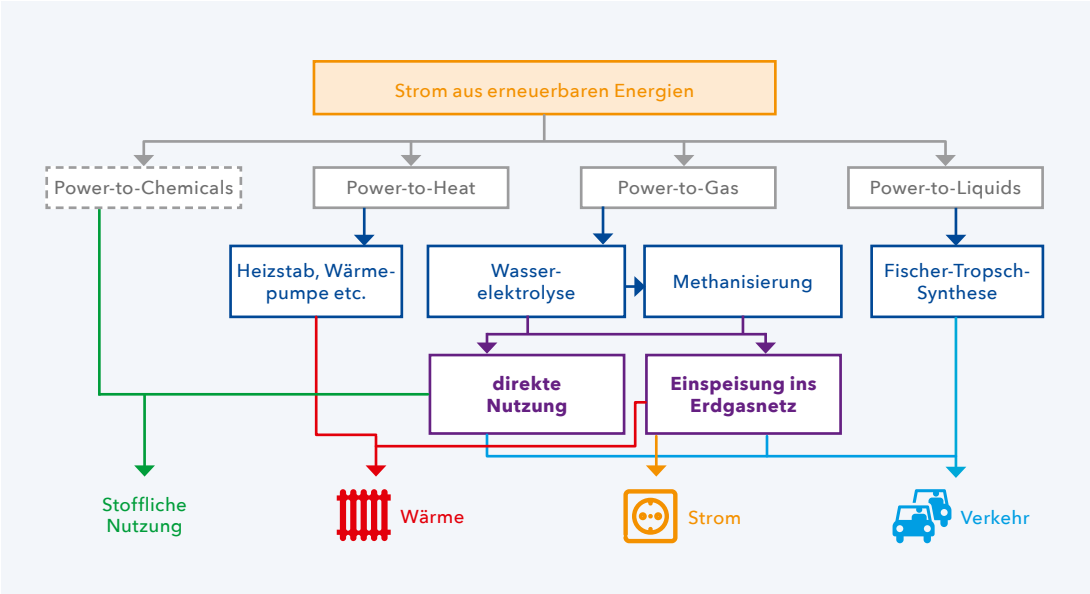


Abbildung 7: Verwendungszwecke für Strom aus erneuerbaren Energien in PtX-Verfahren, eigene schematische Darstellung nach Fraunhofer IWES 2016, Präsentation während des Faktenchecks Speicher II in Gießen.

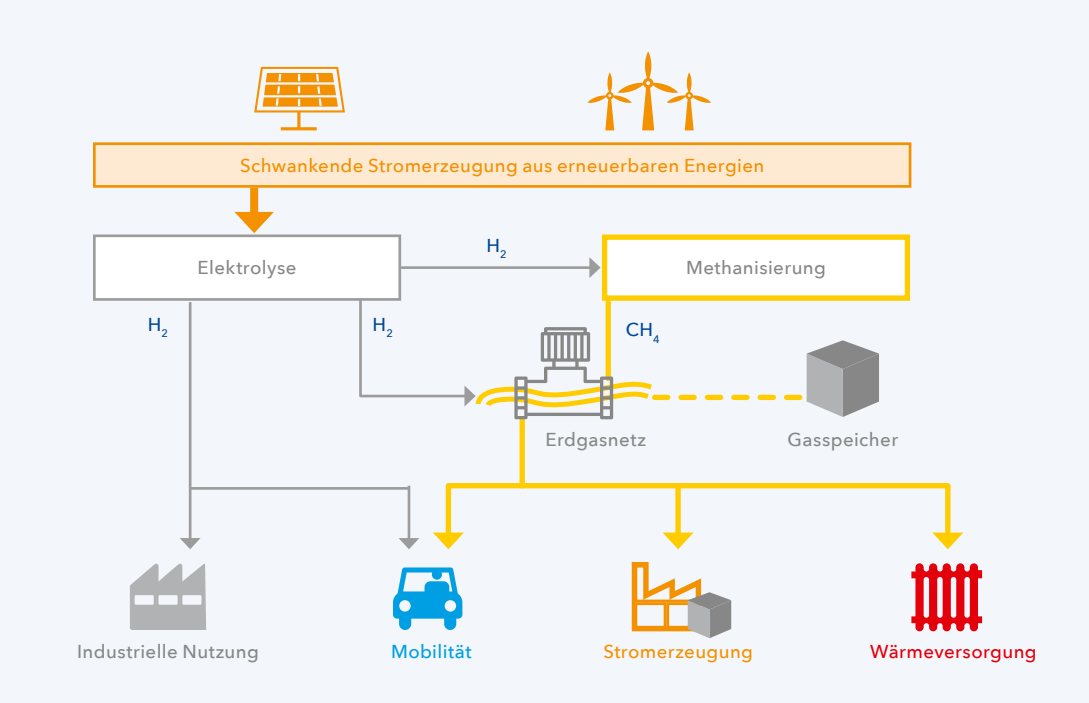


Abbildung 8: Wasserelektrolyse und Methanisierungsprozess, eigene schematische Darstellung nach DENA 2015.

Power-to-Heat (PtH): Wärmepumpen nutzen elektrische Energie, um vorhandene Wärme aus dem Boden, der Luft oder dem Wasser aufzunehmen, zu verdichten und anschließend für den Betrieb einer Heizungsanlage einzusetzen. Sie stellen eine sehr effiziente Möglichkeit für die Nutzung von Strom im Wärmesektor dar. Besonders im Neubau und in energetisch sanierten Gebäuden können leistungsstarke Wärmepumpen in Kombination mit Wärmespeichern effizient eingesetzt werden. Andere Möglichkeiten der Umwandlung von Strom in Wärme sind etwa größere Elektrokessel oder Heizstäbe, die z. B. bei der Bereitstellung von Hochtemperaturwärme für bestimmte Industrieprozesse zum Einsatz kommen. Auch Stadtwerke und andere Versorger nutzen diese Techniken, die häufig alternativ mit Strom oder fossilen Kraftstoffen angetrieben werden können, z. B. für Fernwärmeversorgung. In vielen Fällen werden PtH-Anlagen mit Kraft-Wärme-Kopplungs-Modulen (KWK) kombiniert, um die Effizienz der Gesamtanlage noch zu steigern.

5.2 Lohnt sich der Einsatz von PtX-Technologien bereits heute?

Auf einen Blick

Der Einsatz von PtX-Technologien wird in Zukunft bei der Umsetzung der Sektorkopplung helfen. Aktuell ist relevant, wie der zeitnahe Markteintritt so kostengünstig wie möglich gestaltet werden kann und welche genauen PtX-Anwendungsfälle einen effizienten Einsatz des Stroms in anderen Sektoren auch gegenüber alternativen Ansätzen sicherstellen. Die noch hohen Investitionskosten und die Marktbedingungen erschweren derzeit den rentablen Einsatz einiger PtX-Technologien. Andere PtX-Anwendungen befinden sich schon an der Grenze zur Marktfähigkeit oder wie Wärmepumpen bereits im rentablen Betrieb. Mit steigenden Anteilen an erneuerbaren Energien und restriktiveren Emissionsvorschriften wird das Marktumfeld für PtX-Anlagen in Zukunft attraktiver werden.

Ausgehend von ihrer Bedeutung für die Umsetzung der Energiewende wird prognostiziert, dass PtX-Technologien in Zukunft noch stärker zum Einsatz kommen werden. Die Frage ist, ab wann das Marktumfeld und die Kostensituation der einzelnen Technologien einen rentablen Betrieb ermöglichen. Bei der wirtschaftlichen Bewertung der einzelnen Technologien ist es allerdings entscheidend, dass die durch sie ermöglichten Verknüpfungen mit anderen Sektoren im Energiesystem ganzheitlich betrachtet werden: Beispielsweise werden PtG-Anlagen niemals den „billigsten Strom" erzeugen. Der Systemnutzen von PtG wird derzeit allerdings kaum monetär bewertet. Im engeren Sinne wirtschaftlich wird PtG aber erst dann, wenn eine Betrachtung des Gesamtsystems angestrengt wird, bei der weitere energetische, ökologische und ökonomische Aspekte berücksichtigt werden.

Aus dieser Perspektive ist es angezeigt, über die reinen Investitions- und Betriebskosten sowie die aktuell möglichen Erlöse hinauszudenken: PtX-Technologien können z. B. einen großen Beitrag zur Senkung der Treibhausgasemissionen in CO_2-intensiven Sektoren leisten, der bisher im Markt noch nicht wirtschaftlich abgebildet wird. Sollte der Preis für CO_2-Emissionszertifikate jedoch in Zukunft steigen, würde sich die Situation deutlich ändern. Ebenso bieten PtX-Technologien Lösungen für grundsätzliche Probleme der Energiewende wie beispielsweise die in Zukunft notwendige, langfristige Speicherung großer Energiemengen an, die ohne sie nicht zur Verfügung stehen würden. Selbstverständlich müssen sich diese Leistungen am Markt an zur Verfügung stehenden Alternativen messen lassen, um die Energiewende so günstig und effizient wie möglich umzusetzen.

Mit steigenden Anteilen erneuerbarer Energien, mit sinkenden Stromkosten und restriktiven Emissionsvorschriften wird das Marktumfeld für PtX-Anlagen in Zukunft attraktiver werden (vgl. auch Kapitel 4.4). Es existiert zudem ein signifikantes Kostensenkungspotenzial für die Anlagentechnik im Massenmarkt, das durch Skaleneffekte erschlossen werden kann. In zahlreichen Pilotanlagen in Deutschland werden derzeit unterschiedliche PtX-Verfahren getestet und demonstriert, um Betriebserfahrung zu sammeln und Effizienzpotenziale zu identifizieren (siehe Abbildung 9).

Die durch PtG-Anlagen derzeit am Markt zu erzielenden Erlöse reichen aufgrund der in Relation noch hohen Anlagenkosten und der anfallenden Steuern und Abgaben nicht aus, um einen eigenständigen wirtschaftlichen Betrieb zu ermöglichen. Dabei stellen insbesondere die noch niedrige Volllaststundenzahl und die Strombezugskosten eine Herausforderung dar. Entscheidende Einflussfaktoren sind außerdem die Investitionskosten für die Elektrolyse und die Methanisierung, die sich derzeit auf vergleichsweise hohe Kosten von 1.500 bis 3.500 Euro pro Kilowatt elektrische Leistung belaufen, sowie die einfache Verfügbarkeit der chemischen Grundstoffe. Nach Aussagen der Betreiber befinden sich viele der bisher realisierten Anlagen bereits nahe an der Grenze zur Wirtschaftlichkeit. Die beteiligten Experten prognostizieren, dass bereits kleine Veränderungen, etwa eine Reduzierung der Belastung durch die EEG-Umlage oder ein steigender Preis für CO_2-Zertifikate, einen rentablen Betrieb von PtG-Anlagen ermöglichen werden.

Im Bereich PtH ist die Wärmepumpe bereits als Heizungsanlage in vielen Haushalten im Einsatz. Das Problem der Wärmepumpe sind die relativ hohen Anschaffungskosten, die zwar im Vergleich zu konventionellen Gasbrennwertheizungen durch geringere Betriebs- und Wartungskosten über die Laufzeit teilweise kompensiert werden, insgesamt aber häufig noch abschreckend wirken. Hinzu kommt, dass ein Mindestmaß an energetischer Sanierung (Umstellung der Gebäudeheizung auf niedrige

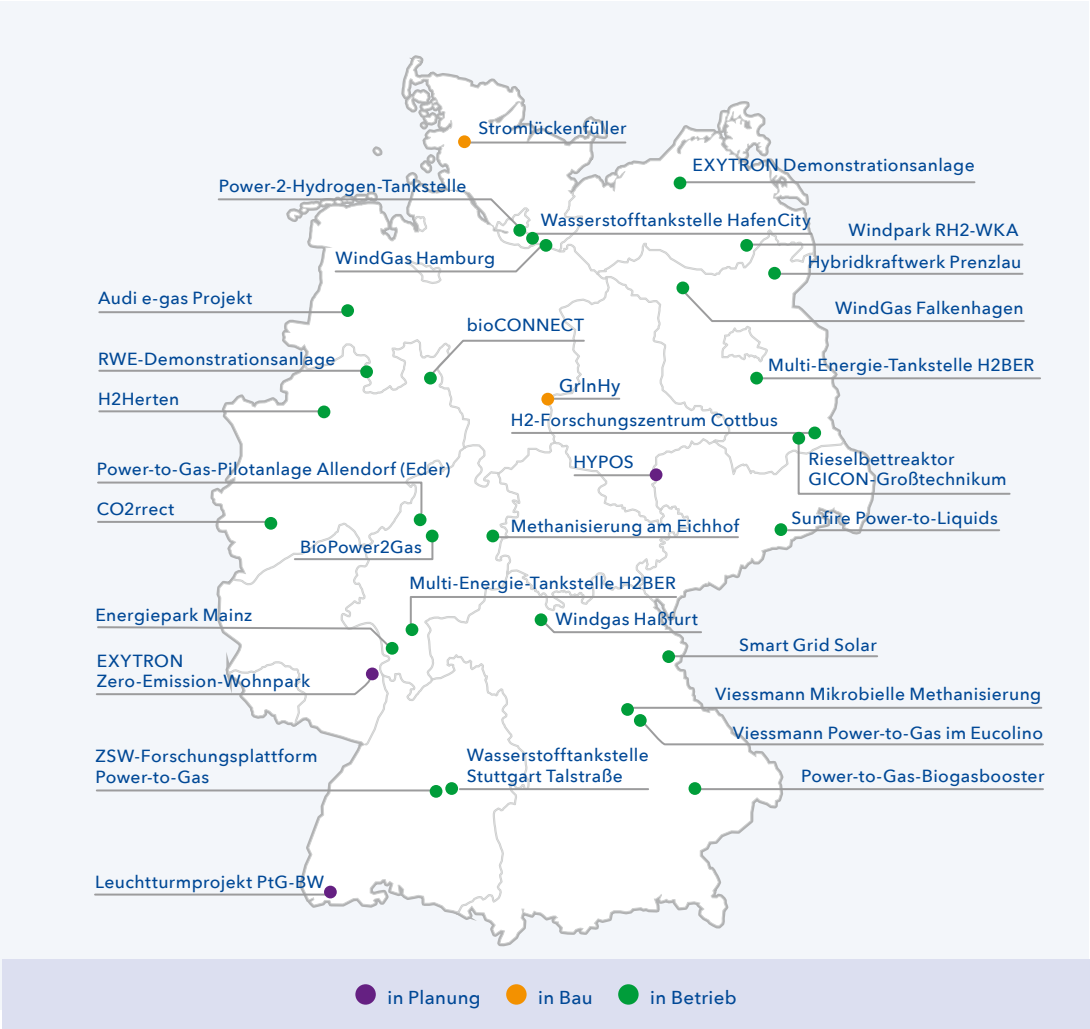


Abbildung 9: Übersicht aktueller PtX-Projekte, Stand Frühjahr 2017, eigene schematische Darstellung nach Dena, www.powertogas.info/power-to-gas/pilotprojekte-im-ueberblick.

Vorlauftemperatur) für den effizienten Betrieb einer Wärmepumpe unerlässlich ist. Zu beachten ist allerdings, dass im Rahmen der Verringerung von Treibhausgasemissionen im Wärmesektor auch Gasheizungen in Zukunft stärker durch teureres „grünes Gas", also aus biogenen oder nachwachsenden Rohstoffen hergestelltes Gas, betrieben werden müssen. So werden zukünftig auch die Kosten für Gasheizungen steigen. Die Experten gehen davon aus, dass sich auch in diesem Bereich ein Mix aus effizienten direktverstromenden Anwendungen und anderen Lösungen einstellen wird. Im industriellen Maßstab liefert PtH durch die Kombination von thermischen Speichern und großen KWK-Anlagen bereits heute gute Ergebnisse: Mit Hilfe von Wärmespeichern und einer intelligenten Fahrweise der Anlagen lässt sich die Strom- und Wärmeerzeugung der Anlagen flexibilisieren und effizienter gestalten. Aufgrund der Nachfrage von Prozesswärme in der industriellen Produktion sind sinnvoll integrierte PtH-Anlagen heute schon wirtschaftlich. Zusätzliche elektrische Heizsysteme ermöglichen eine Integration ins Fernwärmenetz, welche weitere Verdienstmöglichkeiten bereithält. Moderne, mit PtH-Anlagen kombinierte KWK-Technologien erlauben bemerkenswerte Gesamtwirkungsgrade von etwa 80 bis 95 Prozent und werden aufgrund dieser hohen Effizienz bei stärkerer Nachfrage erneuerbarer Wärmeversorgung große wirtschaftliche Potenziale aufweisen. Diskutiert wird im Zusammenhang mit industriellen PtH-Anlagen außerdem, wie Wege geschaffen werden können, kurzfristig vorhandenen Überschussstrom über die Anlagen zu nutzen und damit zusätzlich zur Netzstabilisierung beizutragen. Hier entwickelt sich ein weiterer Markt.

Im Bereich von PtL und PtC spielen im Vergleich zu PtG ähnliche Einflussfaktoren bei der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung eine Rolle, da es sich in den meisten Fällen um eine Verlängerung der in PtG-Anlagen stattfindenden chemischen Prozesskette handelt: Strombezugskosten, die Investitionskosten sowie die Betriebsstunden der Anlagen definieren die Betriebseffizienz. Der Absatzmarkt etwa im Bereich synthetischer Kraftstoffe hängt zudem stark von politischen Regulierungen ab. Hinzu kommt, dass der Massenmarkt in Zukunft wahrscheinlich eher von elektrischer Mobilität dominiert werden wird, während synthetische Kraftstoffe und Brennstoffzellen ihren Einsatz wahrscheinlich eher in abgegrenzten Einsatzgebieten wie dem Güterverkehr, dem ÖPNV oder in Schiffen und Flugzeugen finden werden.

Die meisten Anlagen befinden sich zwar noch im Testbetrieb, ein innovatives Elektrolyseverfahren schaffte allerdings schon 2015 den Sprung in den kommerziellen Vertrieb: Eine reversible Hochtemperatur-Elektrolyse (RSOC) produziert aus Wind- oder Solarstrom und Wasserstoff synthetisches Kerosin zum Einsatz in Fahrzeugen und ermöglicht damit den Übergang vom Stromsektor in den Chemie- und Kraftstoffsektor.[9] In Zeiten hoher Stromnachfrage kann die Anlage außerdem auch als Brennstoffzelle zur Stromerzeugung genutzt werden und Spitzenlasten abfedern. Der Gesamtwirkungsgrad der vielseitigen Technologie liegt bei 85 Prozent. Diese und ähnliche Anlagentypen können den Bereich PtC/PtL recht zügig in die Gewinnzone führen.

[9] Anlage der Firma Sunfire aus Dresden, http://www.sunfire.de/de/ (abgerufen am 20.3.2017).

5.3 Wie kann die Sektorkopplung in Deutschland zügig umgesetzt werden?

Auf einen Blick

Wichtig ist, den Markteintritt von PtX-Technologien genau dort zu forcieren, wo sie die beste Alternative zur Kopplung bestimmter Sektoren liefern. Eine Reihe größerer staatlicher Förderinitiativen unterstützt Unternehmen und Forschungseinrichtungen dabei, die Effizienz von PtX-Anlagen zu erhöhen und hilft bei Anfangsinvestitionen. Neben technologischen Förderinitiativen und Markteintrittsprogrammen sind insbesondere die energiepolitischen Rahmenbedingungen in den jeweiligen Sektoren entscheidend. Auch in Bezug auf sektorspezifische Regulierungen werden von einigen Experten Anpassungen gefordert, effiziente PtX-Anlagen in den Markt zu bringen.

PtX-Technologien und viele weitere direktelektrische Anwendungen bauen die Brücke zwischen den einzelnen Sektoren, indem sie erneuerbar erzeugten Strom speichern, direkt nutzen oder damit Produkte erzeugen, die in anderen Bereichen intelligent genutzt werden können. Für eine zügige Umsetzung der Sektorkopplung sind deswegen die energiepolitischen Rahmenbedingungen in den jeweiligen Sektoren entscheidend, die Anreize für eine zügige Markteinführung der notwendigen Technologien schaffen. Wichtig ist in diesem Zusammenhang außerdem, die Grundlagenforschung und Weiterentwicklung der unterschiedlichen Anlagentypen zu fördern und besonders effiziente Lösungen schnell in den Markt zu integrieren. Mit besonderem Fokus auf PtX-Technologien werden im Folgenden einige umsetzungsrelevante Aspekte vorgestellt.

Eine Reihe von Initiativen und Förderungsmaßnahmen bietet heute Unterstützung in der Forschung und Entwicklung sowie der konkreten Umsetzung von PtX-Projekten an. Insbesondere die groß angelegte Förderinitiative „Kopernikus-Projekt, Power-to-X“ [10] beschäftigt sich mit der Beantwortung zentraler Fragen zur Umwandlung erneuerbaren Stroms in stoffliche Energiespeicher, Energieträger und energieintensive Chemieprodukte. Zahlreiche Forschungseinrichtungen, Industrieunternehmen und zivilgesellschaftliche Organisationen sind daran beteiligt. Das Projekt ist auf zehn Jahre ausgelegt, dabei stellt das Bundesministerium für Bildung und Forschung (BMBF) für die ersten drei Jahre rund 120 Millionen Euro an Fördergeldern bereit, bis 2025 sollen weitere 280 Millionen Euro zur Verfügung gestellt werden.

[10] https://www.kopernikus-projekte.de/ (abgerufen am 27.03.2017)

Aber auch bereits gesetzlich verankerte Unterstützungen helfen bei der konkreten Umsetzung von Vorhaben der Sektorkopplung: Die Neuerrichtung einzelner BHKW bis 20 kW in Gebäuden wird seit Anfang 2015 vom Bundesumweltministerium gemäß der „Richtlinie zur Förderung von KWK-Anlagen bis 20 kWel“ [11] gefördert. Ziel dieses Programms ist es, die angehenden Anlagenbetreiber besonders bei der Anfangsinvestition in eine Mini-KWK-Anlage finanziell zu unterstützen. Daneben existieren weitere Förderprogramme, die Teilbereiche der Entwicklung von PtX-Technologien unterstützen, wie beispielsweise das 6. Energieforschungsprogramm der Bundesregierung[12] oder das Marktanreizprogramm[13] für erneuerbare Energien im Wärmemarkt des BMWi.

Neben den im Vergleich breit aufgestellten Fördermöglichkeiten ist es aus Sicht einiger der beteiligten Experten außerdem wichtig, die regulatorischen Rahmenbedingungen so anzupassen, dass weitere Anreize für die Entwicklung von PtX-Anlagen geschaffen werden. Die laufende intensive politische Diskussion um eine weitere Reform des EEG zur Stärkung von Energiespeichern zeigt, dass diese Fragen bereits Teil des politischen Aushandlungsprozesses sind. Hier bestehen im Detail jedoch noch unterschiedliche Auffassungen zu möglichen Maßnahmen. Neben der bereits in Bezug auf Stromspeicher geforderten Befreiung der Energiespeicher von Letztverbraucherabgaben wie der EEG-Umlage schlagen einige der am Faktencheck beteiligten Experten weitere Handlungsoptionen zur schnelleren Marktfähigkeit vor, u. a.:

- Die Anerkennung von Wasserstoff und Methan aus erneuerbaren Energien als Biokraftstoff im Bundesimmissionsschutzgesetz (Umsetzung der entsprechenden EU-Richtlinie in nationales Recht).
- Eine Verlängerung der Energiesteuerermäßigung für Erdgas als Kraftstoff.
- Eine Anpassung des Erneuerbare-Energien-Wärmgesetzes[14], um eine technologieneutrale Nutzung von Solarstrahlung zu ermöglichen.
- Eine Anpassung des EEG (§ 27 a): Förderung sollte auch bei Eigenverbrauch erfolgen, um Kraft-Wärme-Kopplung mit Wind zu ermöglichen.

Abseits der regulatorischen Details sind sich die Experten im Grundsatz einig: PtX-Technologien stehen bereit für den Markteintritt und die erforderliche Infrastruktur ist weitgehend vorhanden[15]. Damit Deutschland die Klimaziele bis 2050 erreichen kann und auch weiterhin Marktführer bei innovativen Speichertechnologien und deren Anwendungen bleibt, sollten geeignete und faire Marktbedingungen geschaffen werden, die eine wirtschaftliche Markteinführung von PtX-Technologien ermöglichen. So kann die notwendige Sektorkopplung – als Garant für ein Gelingen der Energiewende – beschleunigt werden.

---

[11] Richtlinie zur Förderung von KWK-Anlagen bis 20 kWel (Mini-KWK-Richtlinie) des BMUB vom 15. Dezember 2014.

[12] 6. Energieforschungsprogramm der Bundesregierung, Forschung für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung von Juli 2011.

[13] Marktanreizprogramm (MAP) – Wärmeerzeugung mit erneuerbaren Energien des BMWi vom 1. April 2015.

[14] Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz (EEWärmeG), am 1. Januar 2009 in Kraft getreten.

[15] Einige Technologien befinden sich bereits im flächendeckenden Einsatz: Im Bereich PtH sind schon über 700.000 Wärmepumpen in Deutschland installiert, jährlich kommen ca. 50.000 hinzu.

6

Speicher-technologien in der Praxis

6.1 Anwendernetzwerk solbat – Geschäftsmodelle im Bereich Speichertechnologien

SCHÄFFLER SINNOGY

solbat ist ein offenes Anwendernetzwerk mit Partnern entlang der ganzen Wertschöpfungskette, vom Startup bis zum Weltkonzern. Gestartet im Jahr 2013, erproben die Partner gemeinsam Lösungen für die Erzeugung, Speicherung und Vermarktung von erneuerbaren Energien mit dem Ziel, möglichst schnell und kostengünstig zu lernen, was im Markt erfolgreich ist. Im Fokus stehen dabei neue Geschäftsmodelle. Koordiniert wird das Netzwerk von schäffler sinnogy.

Abbildung 10: solbat – Anwenderforum für Energiespeicher (Quelle: schäffler sinnogy).

solbat – ein offenes Anwendernetzwerk

Das 2013 gegründete Netzwerk solbat ist ein offenes Anwendernetzwerk für Energiespeicher und Lösungen für die Energiewende. Rund 30 Partner (Abb. 11) – vom Forschungsinstitut bis zum Stadtwerk, vom Start-up bis zum Weltkonzern – arbeiten zusammen, um gemeinsam schneller zu lernen, was im Markt erfolgreich ist, und so Kosten und Risiken zu reduzieren. Praxispartner im solbat Netzwerk sind ausschließlich Akteure, die eigene Projekte umsetzen. Viermal im Jahr treffen sich die Partner mit Referenten und Schnuppergästen in einem Anwenderforum, um ihre Erfahrungen auszutauschen und neue Werkzeuge und Methoden in Workshops kennenzulernen. Thematisch befasst sich das Netzwerk mit Projekten zu Batteriespeichersystemen, Primärregelleistung mit Batteriespeichersystemen, lokalen virtuellen Kraftwerken mit vernetzten Mikro- und Mini-Blockheizkraftwerken, Quartierspeicher und PV-Mieterstrom.

Geschäftsmodelle mit Batteriespeichern

Je nach Anwendungsfall von Energiespeichern, wie z.B. Batteriespeichersystemen, finden sich verschiedene Geschäftsmodelle entlang der Wertschöpfungskette von Lieferanten- über Anbieter- bis hin zu Betreibermodellen. Das Eigennutzungsmodell beschreibt beispielsweise PV-Anlagen mit Batteriespeichern in kommunalen Anlagen wie einem Rathaus, einer Schule oder einem Betriebshof in Verknüpfung mit Verteilnetzbetreibern und Energieversorgungsunternehmen. Das in Abbildung 12 dargestellte Schwarmmodell integriert zudem die erzeugbare Regelleistung über einen Energiedienstleister in die Wertschöpfung.

mikroVKK – virtuelle Kraftwerke mit kleinen Anlagen

Das Demonstrationsprojekt mikroVKK wurde vom solbat-Anwendernetzwerk initiiert und untersucht die Wirtschaftlichkeit und das Smart-Grid-Potenzial von virtuellen Kraftwerken mit vernetzten Mikro- und Mini-Blockheizkraftwerken in über 50 Projekten. Zehn Stadtwerke, GridSystronic Energy, schäffler sinnogy sowie die Hochschule Offenburg arbeiten dabei als Projektpartner zusammen.

Abbildung 11: Partner des solbat-Anwendernetzwerkes (Quelle: schäffler sinnogy).

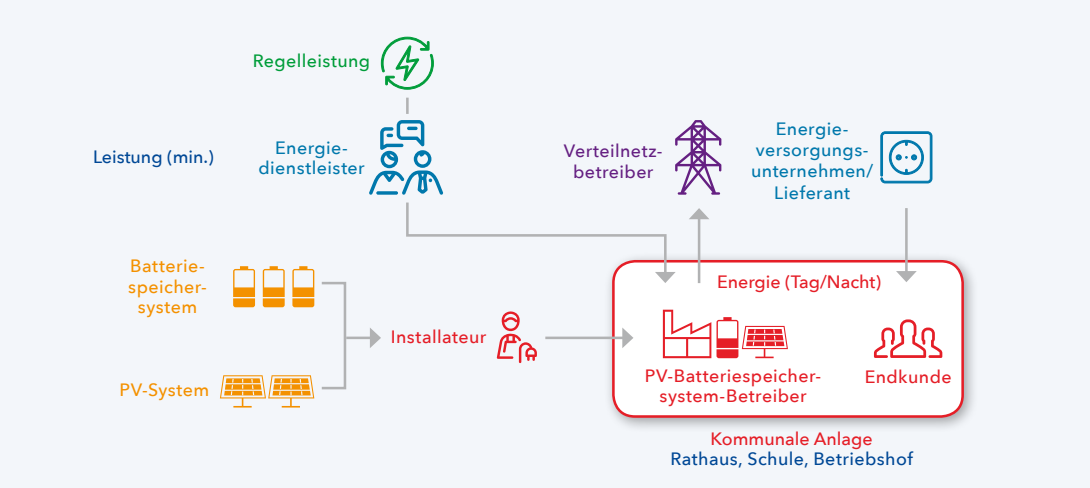


Abbildung 12: Geschäftsmodell Batteriespeicher im Schwarmmodell (Quelle: schäffler sinnogy).

DATEN UND FAKTEN

Projektbezeichnung:
solbat-Anwendernetzwerk

Projektpartner:
Ca. 30 Partner entlang der Wertschöpfungskette, vom Start-up bis zum Weltkonzern

Gründung des Netzwerkes: 2013
Standort: Freiburg im Breisgau

KONTAKT

Dr. Harald Schäffler
Geschäftsführer/Gründer des Anwendernetzwerkes solbat

schäffler sinnogy
Kartäuserstraße 49
79102 Freiburg

Telefon: + 49 (0) 761 205514 70
E-Mail: hallo@sinnogy.de
Web: www.solbat.de
www.schaeffler-sinnogy.de

6.2 Power-to-Gas-Demonstrationsanlage Allendorf (Eder)

MICROBENERGY GMBH, VIESSMANN GROUP

In einem innovativen BioPower2Gas-Projekt wird in einer Demonstrationsanlage in Allendorf (Eder) seit Anfang 2015 aus regenerativem Strom und Kohlenstoffdioxid synthetisches Biomethan hergestellt. Mittels PEM-Elektrolyse wird in einem ersten Schritt durch Einsatz von erneuerbarem Strom aus Wasser Wasserstoff erzeugt. Im zweiten Schritt wird aus dem Wasserstoff zusammen mit Kohlenstoffdioxid aus der benachbarten Biogasanlage über ein mikrobiologisches Verfahren synthetisches Biomethan gewonnen.

Abbildung 13: BioPower2Gas, Demonstrationsanlage in Allendorf (Eder) – (Quelle: MicrobEnergy GmbH).

Vorteile der biologischen Methanisierung

Die Erzeugung von Methan in einer Power-to-Gas-Anlage erfolgt in zwei Schritten (Abb. 15). Zunächst wird der Überschussstrom in einer Elektrolyse verwendet, um aus Wasser Wasserstoff herzustellen, der dann in einem biologischen Verfahren in Methan umgewandelt wird. Dieser zweite Schritt, die Methanisierung, wird mit Hilfe von hochspezialisierten Mikroorganismen (sogenannten Archaeen) durchgeführt. Die biologische Methanisierung ist einfach und stellt keine hohen Ansprüche an die Verfahrenstechnik oder die Qualität der eingesetzten Gase. Der Umwandlungsprozess von Wasserstoff zu Methan findet bei Temperaturen von ca. 60 °C und im Mitteldruckbereich (< 15 bar) statt. Die Mikroorganismen benötigen keine speziell gereinigten Ausgangsgase und die An- und Abschaltzeiten des mikrobiologischen Prozesses sind sehr kurz (wenige Sekunden). Diese Flexibilität ist für die Nutzung des fluktuierenden Überschussstroms von großem Vorteil. Eine einspeisefähige Produktgasqualität von > 98 Prozent Methan kann ohne aufwendige Nachreinigung in einem Verfahrensschritt erzielt werden. Das Kohlendioxid kann beliebigen Ursprungs sein (z. B. aus biologischen Gärprozessen). Aus energiewirtschaftlichen Gründen bietet sich als effizienteste CO_2-Quelle mit den größten Synergien der Biogas- und Kläranlagenbestand an, denn hier kann bestehende Infrastruktur (Fermenter, Transformatoren, Strom- und Gasnetzanschlüsse etc.) optimal genutzt werden.

Gute CO_2-Bilanz fördert Absatz

Die Allendorfer Anlage (Abb. 13) ist durch den TÜV SÜD und REDcert-EU zertifiziert, wodurch eine Vermarktung des synthetischen Methans ermöglicht wird. Die sehr gute CO_2-Bilanz und die hohe Treibhausgasminderung machen das Gas insbesondere für den Kraftstoffmarkt, aber auch für den Einsatz in Blockheizkraftwerken und im Wärmesektor interessant. Mit der gespeicherten Gasmenge lassen sich in etwa 750.000 km Strecke jährlich mit einem Erdgas-Pkw zurücklegen.

Aktuelle Herausforderungen

Die MicrobEnergy GmbH konzentriert sich derzeit vor allem auf eine weitergehende Senkung der Anlagenkosten und will das Verfahren zunehmend standardisieren und modularisieren. Mittlerweile ist es gelungen,

Abbildung 14: Mikrobiologische Methanisierung (Quelle: MicrobEnergy GmbH).

eine Anlagentechnologie zu entwickeln, die zukünftig problemlos skaliert werden kann und keine wesentlichen technischen Veränderungen mehr benötigt. Die aktuell größere Herausforderung liegt in der Senkung der Betriebskosten: Die energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen lassen für Power-to-Gas-Anlagen keine Betreiber- und Geschäftsmodelle zu. Stromspeicher wie Power-to-Gas-Anlagen sind aufgrund der vorliegenden regulatorischen Rahmenbedingungen als Stromletztverbraucher eingeordnet. Dadurch ergibt sich der gravierende Nachteil, dass jede Kilowattstunde des zu speichernden Stroms mit der EEG-Umlage belastet wird und so um etwa 300 Prozent erhöhte Strombezugskosten für den Anlagenbetrieb entstehen (ca. 2 ct/kWh Netto-Strompreis, zusätzlich 6ct/kWh EEG-Umlage). Ein rentabler Betrieb ist so nicht möglich. Derzeit belaufen sich die Produktionskosten für eine Kilowattstunde synthetisches Methan noch auf rund 25 Cent. Ohne die EEG-Umlage und durch den Bau von weiteren Anlagen könnten Preise von rund 10 Cent pro kWh Gas künftig möglich werden. Im Moment ist die Anlage somit primär für den Mobilitätssektor attraktiv, der das hohe Treibhausgasminderungspotenzial des Gases zu schätzen weiß und dementsprechend bereit ist, einen höheren Preis zu zahlen.

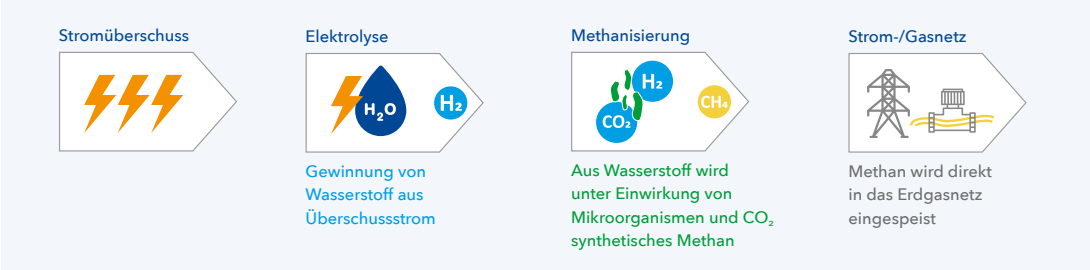


Abbildung 15: Der Weg vom Strom ins Gasnetz (Quelle: MicrobEnergy GmbH).

DATEN UND FAKTEN

Projektbezeichnung:
BioPower2Gas
www.biopower2gas.de

Projektpartner: MicrobEnergy GmbH, EnergieNetz Mitte GmbH, EAM EnergiePlus GmbH, CUBE Engineering GmbH, Institut dezentrale Energietechnologie GmbH

Anlagengröße: 300 kW elektr. Anschluss, 60 Nm³/h Wasserstoff, 15 Nm³/h synthetisches Methan
Inbetriebnahme: März 2015

KONTAKT

Thomas Heller
Dipl.-Ing. Mechatronik (BA)
Bereichsleiter Power-to-Gas-Projektentwicklung

MicrobEnergy GmbH
Bayernwerk 8
92321 Schwandorf

Telefon: + 49 (0) 9431 751 190
E-Mail: thomas.heller@microbenergy.com
Web: www.microbenergy.com

6.3 Power-to-Gas-Anlage Hamburg-Reitbrook

UNIPER ENERGY STORAGE GMBH

In Hamburg-Reitbrook wandelt seit 2015 eine Power-to-Gas-Anlage regenerativ erzeugten Strom in Wasserstoff um und speist diesen ins Erdgasnetz ein. Erstmals ist es möglich, mittels des speziellen Elektrolyseverfahrens „Proton Exchange Membrane (PEM)" in einer PtG-Anlage aus rund 1,5 Megawatt erneuerbarem Strom in kompakter Bauweise grünen Wasserstoff zu erzeugen.

Abbildung 16: Power-to-Gas-Anlage in Hamburg-Reitbrook (Quelle: Uniper Energy Storage GmbH).

Innovative PEM-Elektrolyse für Power-to-Gas-Anlagen

Das Hamburger Modellprojekt zielt darauf ab, den windenergiereichen Norden mit dem Energienetz der industriellen Verbrauchszentren in anderen Teilen Deutschlands zu verbinden. Das innovative PtG-Verfahren speichert Energie aus erneuerbaren Quellen, vornehmlich Wind- und Solarkraft, indem mit Hilfe von Strom Wasserstoff erzeugt wird. So hilft die Anlage dabei, Erzeugung und Verbrauch aufeinander abzustimmen. Der entscheidende Vorteil der neuartigen Anlage in Hamburg liegt darin, dass sie in Bezug auf Effizienz und Betriebsdynamik eine deutliche Verbesserung im Vergleich zu älteren PtG-Konzepten aufweist. Mit einem hohen Ausgangsdruck von 25 bar ist zudem kein Kompressor für die Einspeisung in das Erdgasnetz erforderlich und die Leistungsfähigkeit der PEM ist sogar um 50 Prozent besser als ursprünglich geplant.

Eine semipermeable Polymembran erzeugt bei der PEM-Elektrolyse unter hohem Druck an der Elektrode Wasserstoff (Abb. 17). Im Gegensatz zu alkalischen Elektrolyseuren haben die PEM-Einheiten eine bessere Leistungsdynamik und einen deutlich geringeren Platzbedarf. Ziel des Hamburger Projektes ist es, die regenerative Produktion von Wasserstoff durch diese neue Verfahrenstechnik auf lange Sicht wirtschaftlicher werden zu lassen. Zudem soll es in der Gesamtschau dabei helfen, das Stromnetz durch

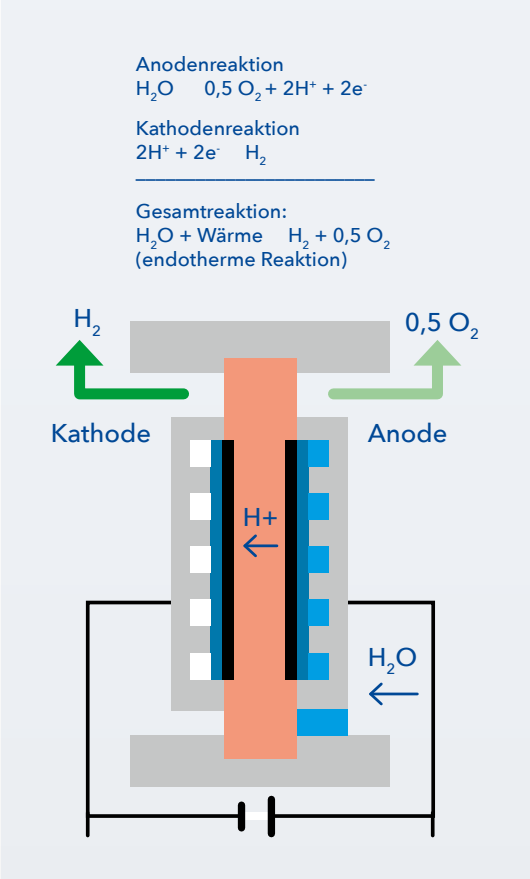


Abbildung 17: Funktionsweise der PEM-Elektrolyse (Quelle: Uniper Energy Storage GmbH).

die Nutzung des Erdgasnetzes zu entlasten. Mit dem Betrieb der Elektrolyseur-Anlage können Erfahrungen in der Anwendung und Bewertung gesammelt und potenzielle neue Anwendungsbereiche wie die Wasserstoff-Mobilität getestet werden. Der Einsatz des hocheffizienten Membranelektrolyseverfahrens unterstützt so die Verbreitung von Power-to-Gas-Speicherlösungen für erneuerbare Energien.

Aktuelle Herausforderungen und zentrale Fragestellungen

Technisch und im Bereich der Anlagenkosten macht die PtG-Anlage in Hamburg-Reitbrook deutlich, dass die wesentlichen Aspekte der Technologie ausgereift und für die skalierbare Massenproduktion bereit vorliegen. Für einen optimalen Einsatz der Anlage bedarf es in Analogie zu Beispiel 6.2 jedoch angepasster regulatorischer Rahmenbedingungen: Zum einen sollte die Energiespeicherung (z.B. über PtG-Anlagen) als weiterer wichtiger Baustein in der Energiewirtschaft anerkannt und mit einem entsprechenden technologieoffenen Rechtsrahmen sowie der Befreiung von Umlagen ausgestaltet werden. Derzeit ist im Wesentlichen die Entrichtung der EEG-Umlage auf den zu speichernden Strom ein Hindernis für die Rentabilität der Anlage. Zum anderen besteht weiterer Forschungsbedarf, um die Investitionskosten so weit wie möglich zu senken.

Abbildung 18: Hydrogenics 1,5 MW single Stack PEM Elektrolyseur (Quelle: Hydrogenics GmbH).

DATEN UND FAKTEN

Projektbezeichnung: Power-to-Gas Anlage Hamburg-Reitbrook

Projektpartner: Uniper, HanseWerk AG, Hydrogenics GmbH, Greenerity GmbH, Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme (ISE) und Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR)

Elektrische Leistung: 1,5 MWel
Wasserstofferzeugung: 290m³/h
Inbetriebnahme: 14.10.2015

KONTAKT

René Schoof
Fachabteilungsleiter Operational Performance Surface Storage Facilities

Uniper Energy Storage GmbH
Ruhrallee 80
45136 Essen

Telefon: +49 (0) 2019 46 145 65
E-Mail: Rene.Schoof@uniper.energy
Web: www.uniper.energy/de

6.4 SWIVT: Siedlungsbausteine für bestehende Wohnquartiere – Impulse zur Vernetzung energieeffizienter Technologien

TECHNISCHE UNIVERSITÄT DARMSTADT

Ziel des SWIVT-Forschungsvorhabens ist die Entwicklung einer Siedlungsstrategie, die neuartige und regenerative Energieerzeugungs- und -speicherungskonzepte in Bestandssiedlungen integriert. Im Fokus des Verbundprojektes steht eine vollständige energetische Sanierung von fünf Gebäuden im Darmstädter Stadtteil Bessungen. Im Vergleich zu herkömmlichen Sanierungsmethoden soll eine um mindestens 30 Prozent bessere Energiebilanz erreicht werden.

Abbildung 19: Postsiedlung im Darmstädter Stadtteil Bessungen (Quelle: TU Darmstadt).

Plusenergiebausteine für Bestandssiedlungen

Für die Erreichung der energiepolitischen Ziele der nächsten Jahrzehnte stellt die effiziente Energienutzung bei Renovierungsprojekten im Immobilienbestand eine wichtige Komponente dar. Das Verbundprojekt SWIVT verfolgt das Ziel, unter Einsatz neuartiger Energietechnologien eine vorhandene Siedlung im Darmstädter Stadtteil Bessungen intelligent zu vernetzen und nachzuverdichten (Abb. 19). Das große Potenzial von Siedlungsbausteinen besteht darin, gezielt in den sozialen Raum von in die Jahre gekommenen Siedlungen einzugreifen und diese nachhaltig aufzuwerten. Im Idealfall ist die zu entwickelnde Strategie modular, damit sie auf ähnliche Siedlungsstrukturen übertragen werden kann.

Die vier Bestandsgebäude im Raum Darmstadt werden mit neu entwickelten „Plusenergiebausteinen" vernetzt und saniert. Neben hochwertigem Wohnraum besteht der Baustein aus innovativen Komponenten zur Erzeugung, Speicherung und Vernetzung von Strom und Wärme sowie einem thermoelektrischen Steuerungskonzept (Abb. 20). Siedlungskonzepte wie diese können das Netz entlasten und für mehr Flexibilität sorgen. Der mögliche hohe Eigenverbrauchsanteil und die Netzabpufferung kommen aber auch den Endverbrauchern zugute, da so Preisoptimierungen durchgeführt werden können. Im Gegensatz zu einzeln konzipierten Plusenergiehäusern, die zwar einen Energieüberschuss liefern, aber als Puffer auf das öffentliche Netz zurückgreifen müssen, bietet die Betrachtung auf Siedlungs- und Quartiersebene vorteilhafte Skaleneffekte. Durch die Reduzierung des stochastischen Anteils des Verbrauchs wird die dezentrale Versorgung erleichtert.

Aktuelle Herausforderungen

Derzeit steht in der Projektarbeit die Erstellung eines Planungs- und Vordimensionierungswegs für die Regelungsstrategie und Zusammenführung der verschiedenen energieerzeugenden, -wandelnden und -speichernden Systeme im Fokus (Abb. 21). Eine weitere Herausforderung in Projekten dieser Art stellt die Einbeziehung aller Akteure, deren Bereitschaft und ein gut verteiltes, hohes Informationsniveau dar. Im SWIVT-Projekt wird dies durch umfangreiche Kommunikation und eine gut zugängliche Datenbasis erreicht.

Interdisziplinäre Kenntnisse und ausführliche Kommunikation benötigen neben den Akteuren auch die Planer, um funktionierende und rentable Systeme zu entwickeln. Ein Großteil der Einzelteile von Lithium- und kinetischen Ionenspeichern bietet bereits eine hohe Marktreife und Wirtschaftlichkeit. Die Regelung und das Zusammenspiel der einzelnen Komponenten und die dadurch mögliche Verlängerung der Lebensdauer und die Erhöhung des Ausnutzungsgrads sind noch in der Untersuchung.

Abbildung 20: Plusenergiesiedlung (Quelle: TU Darmstadt).

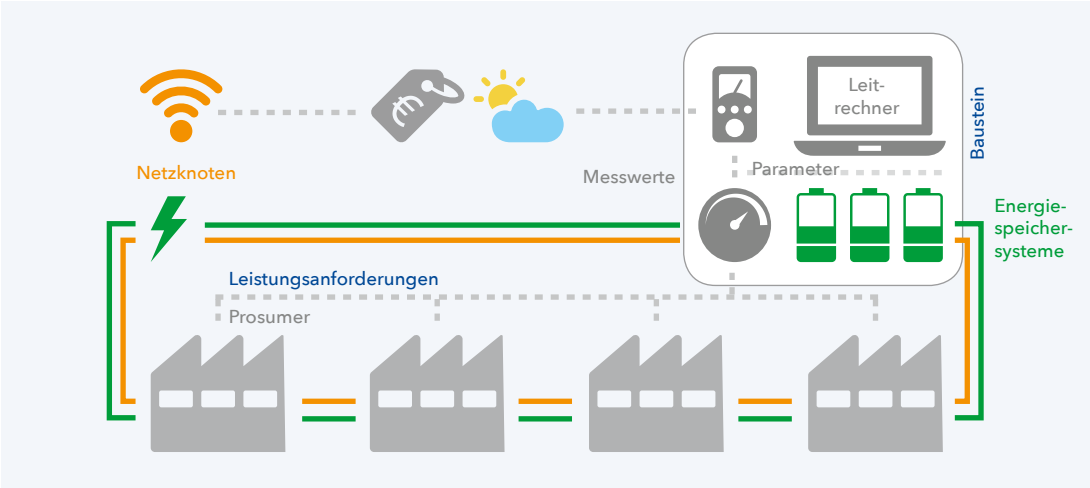


Abbildung 21: Integrierung eines Plusenergiebausteins in eine sanierte Siedlung (Quelle: TU Darmstadt).

DATEN UND FAKTEN

Projektbezeichnung:
SWIVT: Siedlungsbausteine für bestehende Wohnquartiere

Projektpartner: Universität Stuttgart, AKASOL GmbH, Bauverein AG, HSE AG, Bilfinger Bauperformance GmbH, Autarq GmbH & Co. KG, SMA Solar Technology AG

Laufzeit: 1.12.2014 – 30.11.2017
Standort: Darmstadt Bessungen
Inbetriebnahme: in Planung

KONTAKT

Mira Conci M.Sc.
Projektleiterin – wissenschaftliche Mitarbeiterin

Technische Universität Darmstadt
SWIVT
Franziska-Braun-Straße 3
63287 Darmstadt

Telefon: + 49 (0) 6151 162 3035
E-Mail: conci@ismd.tu-darmstadt.de
Web: www.swivt.de

6.5 Schwarmbatterie

SMA SOLAR TECHNOLOGY AG

Zunehmend erzeugen private Haushalte in Deutschland Strom, dessen enormes Potenzial für den Energiemarkt genutzt werden kann. Ziel der Schwarmbatterie ist es, lokale Speicher, die vernetzt eine immense Schwarmbatterie ergeben, mit Energiemanagement in Form eines Schwarmdirigenten intelligent in die Strommärkte zu integrieren. Dadurch soll die Netz- und Marktintegration von Photovoltaik, Blockheizkraftwerken und dezentralen Speichern weiter vorangetrieben werden. Dafür kooperieren der in Hessen ansässige Spezialist für Photovoltaik-Systemtechnik SMA Solar Technology AG (SMA) und das Energie- und IT-Unternehmen LichtBlick.

Abbildung 22: „Smart home flexible storage"-Anwendung (Quelle: SMA).

Bedarfsorientierter Schwarmdirigent

Das Ziel von SMA Solar Technology AG und LichtBlick ist die Öffnung und gezielte, vielfältige Vermarktung von innovativer dezentraler Speicherleistung. Mit dem Einsatz von dezentralen Speichern können Privatpersonen ihren durch z. B. PV-Anlagen selbst erzeugten Strom nicht nur sofort direkt, sondern auch bei Bedarf in den Abendstunden oder bei Bewölkung nutzen. Der erste Schritt in die Unabhängigkeit von Energiekonzernen und steigenden Stromkosten wäre somit gemacht. Mit Hilfe eines Schwarmdirigenten optimiert sich jedoch nicht nur die eigene private Nutzung des Speichers, sondern auch die effiziente Nutzung über die private Grundstücksgrenze hinaus. Hierfür haben SMA Solar Technology AG und LichtBlick die Plattform „Schwarmdirigent" entwickelt (Abb. 23). Ziel dieses Schwarmdirigenten ist es, viele kleine Batterien aus den Privathaushalten miteinander zu verknüpfen, um daraus schließlich einen leistungsstarken Schwarmspeicher zu entwickeln. Schwarmbatterien sind somit untereinander vernetzt und können folglich intelligent und bedarfsorientiert Sonnen- und Windstrom bei erhöhter Nachfrage zentral gesteuert ins Netz einspeisen oder bei einem Überangebot aufnehmen und zwischenspeichern.

Vorteile der dezentralen Schwarmbatterie

Die Vorteile dieses Projektes sind vielseitig: Die flächendeckende Nutzung von Schwarmbatterien in Kombination mit der Bündelung und Steuerung durch Schwarmdirigenten kann dazu beitragen, die Energiewende voranzutreiben und den weiteren großräumigen Leitungsausbau in Schwarmbatterie-Regionen zu umgehen. Ein weiterer Vorteil der Schwarmbatterie ergibt sich aus der Tatsache, dass Planung und Umsetzung als dezentrale Speichertechnologie direkt beim privaten Nutzer erfolgen (Abb. 24). Somit obliegen die Standortwahl und Investitionsfrage dem Kunden selbst. So können aufwendige Verwaltungs- und Genehmigungsverfahren in der Etablierung einer größeren Batteriespeicherkapazität wie eines Batteriekraftwerks umgangen werden. Darüber hinaus können positive Effekte auf der

Verteilnetzebene erzielt werden, da die dezentralen Speicher zur Spannungshaltung beitragen können, wodurch das Verteilernetz entlastet wird und ein Ausbau vermieden werden kann. Die Nutzung der Schwarmbatterie führt insgesamt zu mehr Unabhängigkeit gegenüber den Energieversorgern und in direkter Folge auch zu einer höheren Rentabilität für den Kunden.

Aktuelle Herausforderungen

Die größten Herausforderungen liegen vor allem in regulatorischen Hürden, die für die multivalente Nutzung von dezentralen Energiespeichern immer noch vorhanden sind. Derzeitig wirkt die in diesem Fall doppelt anfallende EEG-Umlage als besonderes Hindernis. Trotzdem konnte die technologische und konzeptionelle Umsetzung mit Anfang des Jahres 2015 abgeschlossen werden.

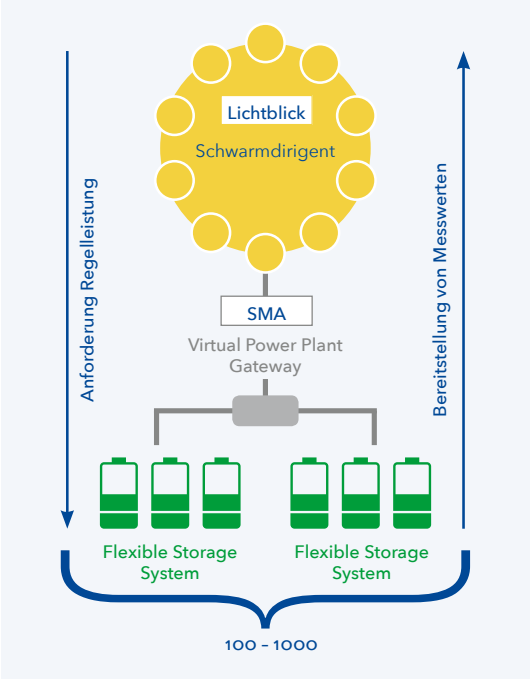


Abbildung 23: Systembeschreibung Schwarmbatterie (Quelle: SMA).

Abbildung 24: Das SMA flexible storage system (FSS) – (Quelle SMA).

DATEN UND FAKTEN

Projektbezeichnung:
Schwarmbatterie

Projektpartner: SMA Solar Technology AG, LichtBlick, Sonnenbatterie, Varta Storage

Speicherkapazität: 2–20 kWh pro Standort
Standort: dezentral
Jahr der Inbetriebnahme: 2015

KONTAKT

Volker Wachenfeld
Leiter Business Unit Off-Grid and Storage

SMA Solar Technology AG
Sonnenallee 1
34266 Niesetal

Telefon: + 49 (0) 561 952 233 57
E-Mail: volker.wachenfeld@sma.de
Web: www.sma.de

6.6 Strombank – innovatives Betreibermodell für Quartierspeicher

MVV ENERGIE AG

Das Projekt „Strombank" bietet einen Blick in das Bundesland Baden-Württemberg. Die Idee der Strombank: Teilnehmer mit dezentralen Erzeugungseinheiten wie PV- oder KWK-Anlagen erhalten ein Girokonto für erneuerbare Energien. Anstelle von Geld steuert die Strombank als Quartierspeicher die Stromflüsse von Nutzern, die nicht nur Strom verbrauchen, sondern diesen mit ihrer Eigenerzeugungsanlage auch selber produzieren.

Abbildung 25: Strombank (Quelle: MVV).

Ein privates Girokonto für Strom

In den letzten Jahren ist ein Anstieg im Bereich der privaten Gewinnung und Nutzung von selbst generiertem Strom zu beobachten. Nicht zuletzt ist diese Entwicklung den sinkenden Anschaffungskosten von Photovoltaikanlagen und den steigenden Stromkosten für Privatverbraucher zu verdanken.

Ein entscheidendes Problem dieser Konstellation ist die fluktuierende Einspeisung erneuerbarer Energien. Das Konzept der Strombank setzt genau an dieser Problematik an: Mit dem Projekt wird den Teilnehmern die Möglichkeit geboten, ihren überschüssigen und nicht selbst verbrauchbaren Strom auf ein persönliches Konto, vergleichbar mit einem Girokonto bei einer Bank, einzuzahlen. Diese Einzahlung wird über einen zur Zwischenspeicherung bereitgestellten Quartierspeicher realisiert (Abb. 26).

Somit können Prosumer mit einer PV-Anlage beispielsweise ihren Stromüberschuss tagsüber ansparen und bei Bedarf am Abend oder in der Nacht wieder von der Strombank auszahlen lassen. Alternativ können die Prosumer ihren Überschuss auch an die Nachbarn ausleihen oder verkaufen. Darüber hinaus ermöglicht die Speichertechnologie natürlich auch eine Entlastung des lokalen Netzes durch ein intelligentes Ladekonzept und die Erbringung von Regelleistung.

Viele Prosumer heben die Effizienz des Speichers

Die Vorteile dieses Projektes liegen vor allem in der Umsetzung der Bankenanalogie im Quartier. Durch den Zusammenschluss mehrerer privater Kunden kann die Investition in jeweils einzelne Heimspeicher durch eine zentrale Investition ersetzt werden. Neben diesem Effekt ermöglicht das Speicherkonzept auch den direkten Ausgleich zwischen dem Gesamtverbrauch der Endverbraucher und der Gesamterzeugung ihrer EE-Anlagen. Somit muss nur die daraus resultierende Differenz zusätzlich bezogen bzw. eingespeist werden.

Daneben steht das bedarfsorientierte Ein- und Ausspeisen als zentrales Argument hinter dem Konzept: Nicht jeder Endverbraucher braucht zur gleichen Zeit gleich viel Strom. So müssen insgesamt weniger Ressourcen aufgewendet werden, um die im Detail unterschiedlichen Lastprofile der Nutzer befriedigen zu können.

Eine App für das Stromkonto

Mittels eines vor Ort eingebauten Systems werden sekündlich Stromerzeugung und -verbrauch jedes Prosumers gemessen und zur Strombank weitergeleitet. Dort wird die Bilanz aus Erzeugung und Verbrauch errechnet und der neue Kontostand bestimmt. Möglich ist dies durch eine von den Projektpartnern entwickelte Energy Cloud, die verschlüsselt die Daten der Kunden evaluiert und aufbereitet zur Verfügung stellt.

Aktuelle Herausforderungen

Hinsichtlich des Projektverlaufs und der Ergebnisse kann eine durchwegs positive Bilanz gezogen werden. Das System hat seine Effizienz in der Praxis bewiesen. Die Rückmeldungen der Teilnehmenden zeigen, dass zentrale Quartierspeicher mit innovativen Vertriebsmodellen wie die Strombank auf hohes Interesse und Akzeptanz bei den Teilnehmern stoßen.

Jedoch fallen die derzeitigen regulatorischen Rahmenbedingungen so ins Gewicht, dass insbesondere durch die hohen Abgaben und Umlagen zum jetzigen Zeitpunkt kein wirtschaftlich rentabler Business Case abgebildet werden kann. Entsprechend diesen Ergebnissen arbeiten die Projektpartner derzeit an alternativen Nutzungskonzepten.

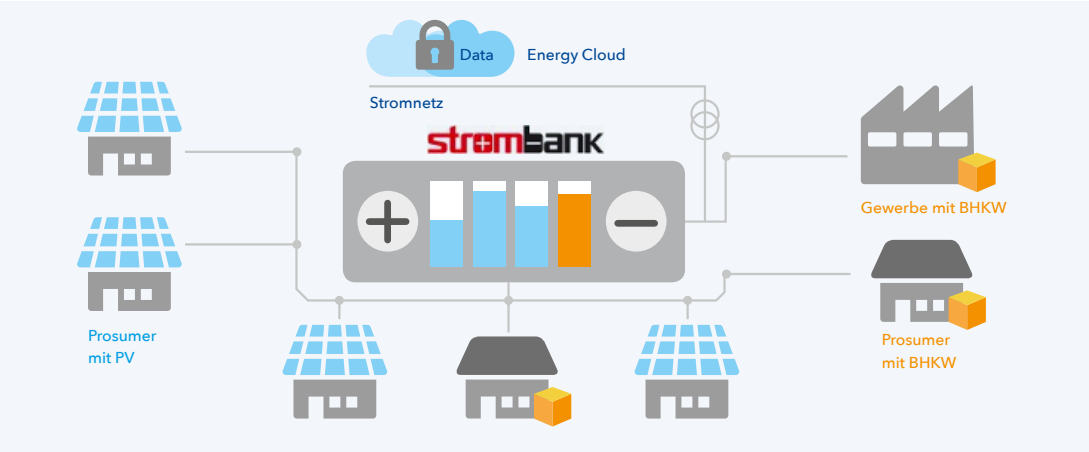


Abbildung 26: Aufbau der Strombank, Batteriespeicher im Quartier (Quelle: MVV Energie SMA).

DATEN UND FAKTEN

Projektbezeichnung: Strombank – innovatives Betreibermodell für Quartierspeicher

Projektpartner: MVV Energie AG, ads-tec GmbH, Universität Stuttgart (ipv und Zirius Institut), Netrion GmbH

Standort: Mannheim Rheinau-Süd (nach Projektende Walldorf)
Jahr der Inbetriebnahme: 2014

KONTAKT

Dr. Robert Thomann
Customer Experience
und Innovation

MVV Energie AG
Luisenring 49
68159 Mannheim

Telefon: + 49 (0) 621 290 2498
E-Mail: robert.thomann@mvv.de
Web: www.mvv.de

6.7 Flexibilisierung am Beispiel Bioenergiedorf Jühnde

CUBE ENGINEERING GMBH

Jühnde ist eines der ersten Bioenergiedörfer Deutschlands, das seinen Wärmebedarf und Strom seit über 10 Jahren selbst über nachwachsende Rohstoffe erzeugt. Um für die Zukunft gerüstet zu sein, wurden die Anlagen im September 2015 im Sinne der Flexibilisierung und bedarfsorientierten Energieerzeugung modernisiert und erweitert.

Abbildung 27: Flexible Biogasanlage in Jühnde (Quelle: CUBE Engineering).

Innovatives Flexibilisierungskonzept im Bioenergiedorf Jühnde

Das Unternehmen CUBE Engineering GmbH beschäftigt sich bereits seit 2008 mit der Flexibilisierung von steuerbaren Erzeugungsanlagen. Im Mittelpunkt steht die Flexibilisierung von Biogas- und Biomethan- sowie Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen, die in einem erneuerbaren Energieversorgungssystem eine kostengünstige, systemschützende Rolle ähnlich wie Speicher einnehmen. Die Flexibilitätsprämie und der Flexibilitätszuschlag im Erneuerbaren-Energien-Gesetz geben dafür entsprechende Anreize. In Jühnde im Landkreis Göttingen wurde die Biogasanlage mit zwei Blockheizkraftwerken (BHKW) auf Basis des innovativen Flexibilisierungskonzepts von der CUBE Engineering GmbH im Rahmen des Projektes BioPower2Gas stark flexibilisiert. Die flexible Bioenergieanlage mit zusätzlichem Wärme- und Gasspeicher ermöglicht es, auftretende Versorgungslücken bei geringer Photovoltaik- und Windeinspeisung zu schließen und zu Zeiten hoher Einspeisung zu drosseln oder abzuschalten. Seit 2016 liefert CUBE täglich optimierte Fahrpläne für den Anlagenbetrieb und zur Stromvermarktung in Jühnde. Mit Hilfe täglich optimierter Fahrpläne (FlexTOP) für den Einsatz der BHKW auf Basis einer Prognose der stündlich schwankenden Strompreise, einer Wärmeprognose und historischen Messdaten kann zusätzliches Ertragspotenzial realisiert werden. Die Wärmebedarfsprognose wird wiederum auf Grundlage von prognostischen und historischen Wetterdaten erstellt. Der große Vorteil der Anlagenkomposition in Jühnde liegt in ihrem organisierten Zusammenspiel, mit dem der hohe Grad der Flexibilisierung optimal ausgenutzt wird, neue Erlösmöglichkeiten erschlossen werden und letztendlich das Netz entlastet wird.

Mit der neuen Energiearchitektur konnten die Einnahmen des Jühnder Bioenergiedorfs folgerichtig erhöht werden. Zusätzlich kann die staatliche Förderung in Form der Flexibilisierungsprämie über 10 Jahre in Anspruch genommen werden. Verbunden mit ständigen Anstrengungen zur Verbesserung der Anlageneffizienz, z.B. im Bereich der Wirkungsgrade der Heizkraftwerke oder der Flexibilität der BHKW mit verlängerten Nutzungsdauern, bereitet sich das Bioenergiedorf so kontinuierlich auf das Auslaufen der staatlichen Förderungen nach 20 Jahren vor. Schon jetzt kann so durch die Vernetzung der unterschiedlichen Sektoren, die Flexibilisierung von steuerbaren Anlagen und die intelligente Steuerung von Energieerzeugung und -verbrauch gezeigt werden, wie die Zukunft der Energiewende vor Ort aussehen könnte.

Aktuelle Herausforderungen bei der Flexibilisierung und Sektorkopplung im Sinne der Energiewende.

Die regionale Integration von Wärmespeichern und Solarthermie in Nah- und Fernwärmenetze stellt nach wie vor eine ökonomische Herausforderung dar. Ebenfalls noch schwierig gestaltet sich die Flexibilisierung bei Gewerbebetrieben und der Industrie, z. B. bei der Wärmeauskopplung von Abwärme. Neben diesen Faktoren ist für eine erfolgreiche Energiewende auch die Beteiligung von Bürgerinnen und Bürgern entscheidend: Zum Beispil können für Verbraucherinnen und Verbraucher Anreize durch dynamische Netzentgelte, Abgaben und Umlagen geschaffen werden, um sie zu Verhaltensänderungen zu bewegen.

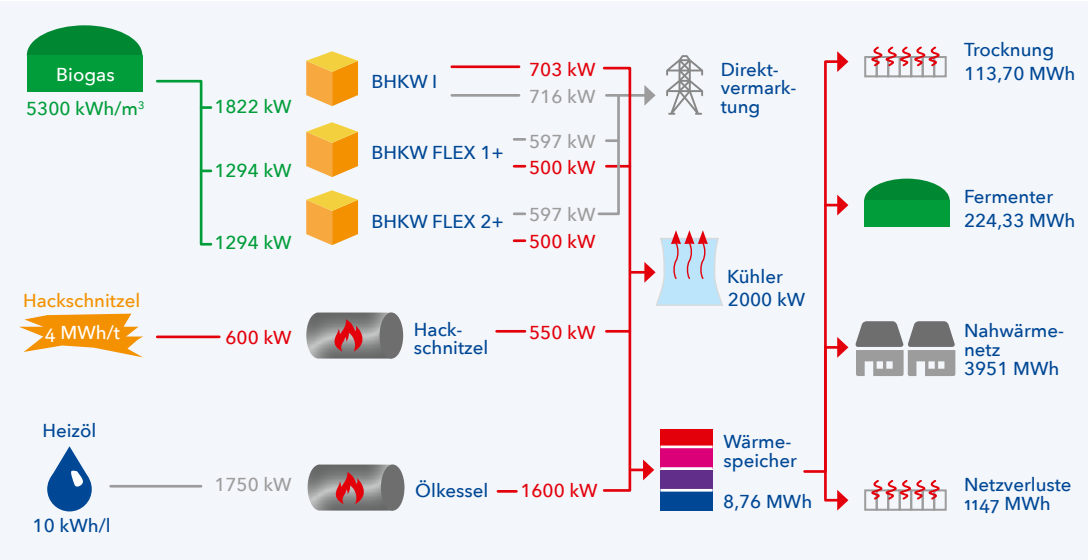


Abbildung 28: Schematische Darstellung des Energiesystems in Jühnde (Quelle: CUBE Engineering).

DATEN UND FAKTEN

Projektbezeichnung: Flexibilisierungskonzept im Bioenergiedorf Jühnde

Projektpartner (BioPower2Gas): IdE, EnergieNetz Mitte, EAM EnergiePlus, Viessmann MicrobEnergy, CUBE Engineering

Anlagengröße: Angepasstes technisches Konzept zur Flexibilisierung, zwei BHKW zu je 550 KW, ORC-Anlage 120 kW, Ultraschall-Desinterationsanlage, weiterer Wärmespeicher 2 x 50 m³
Jahr der Inbetriebnahme: 2015

KONTAKT

Peter Ritter
Abteilungsleiter Dezentrale Energiesysteme

Cube Engineering GmbH – Part of Ramboll
Breitscheidstr. 6
34119 Kassel

Telefon: +49 (0) 561 2885 7358
E-Mail: p.ritter@cube-engineering.com
Web: www.cube-engineering.com

7

Zum Weiterlesen

7 Zum Weiterlesen

Agora Energiewende: **„Stromspeicher in der Energiewende"** (2014), unter: https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2013/speicher-in-der-energiewende/Agora_Speicherstudie_Web.pdf (abgerufen am 5.08.2016).

Agora Energiewende: **„Die Energiewende im Stromsektor. Stand der Dinge, Trends und Herausforderungen"** (2015), letzte Aktualisierung: 14.10.2015, unter https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2015/Understanding_the_EW/Die_Energiewende_im_Stromsektor_DE_Stand_14.10.2015_web.pdf (abgerufen am 5.08.2016).

Agora Energiewende: **„Stromspeicher in der Energiewende. Ergebnisse der Studie"** (2016), Präsentation von Matthias Deutsch am 14.06.2016, unter: http://www.energieland.hessen.de/bfeh/frankfurt/Dr_Matthias_Deutsch_Integration_von_Speicher_in_das_Gesamtsystem.pdf.

Agora Energiewende: **„Wärmewende 2030"** (2017), unter: https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2016/Sektoruebergreifende_EW/Waermewende-2030_WEB.pdf (abgerufen am 20.06.2017).

Brunner, Chr.; Heyder, B.: **„Speicher im Stromsystem der Energiewende. Eine Flexibilitätsoption im Wettbewerb."** (2015), TATuP – Journal by ITAS on Technology Assessment, unter: https://www.tatup-journal.de/english/tatup153_brhe15a.php (abgerufen am 5.08.2016).

Büro für Technikfolgen-Abschätzung beim Deutschen Bundestag: **„Ausbau der Stromnetze im Rahmen der Energiewende"** unter: https://www.tab-beim-bundestag.de/de/pdf/publikationen/berichte/TAB-Arbeitsbericht-sp001.pdf (abgerufen am 5.08.2016).

Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V.: **„Studie – Nutzen von Smart-Grid-Konzepten unter Berücksichtigung der Power-to-Gas-Technologie"** (2014), unter: http://www.dvgw-innovation.de/fileadmin/dvgw/angebote/forschung/innovation/pdf/g3_03_12.pdf (abgerufen am 17.10.2016)

Fraunhofer-Institut IWES, RWTH Aachen, Stiftung Umweltenergierecht: **„Roadmap Speicher, Speicherbedarf für erneuerbare Energien – Speicheralternativen – Speicheranreiz – Überwindung rechtliche Hemmnisse, Endbericht"** (2014), unter: http://www.fvee.de/fileadmin/publikationen/Politische_Papiere_FVEE/14.IWES_Roadmap-Speicher/14_IWES-etal_Roadmap_Speicher_Langfassung.pdf (abgerufen am 5.08.2016)

50Hertz Transmission GmbH, 50Hertz Energiewende Outlook 2035: **„Abschlussbericht – Entwicklungspfade der Energiewende und deren Folgen"** (2016), unter: http://www.50hertz.com/Portals/3/Content/Dokumente/Netzausbau/Wofür%20Netzausbau/EWO%202035/50Hertz_Energiewende_Outlook_2035.pdf (abgerufen am 17.10.2016)

Sterner, M.; Stadler, I. (2014): Energiespeicher – Bedarf, Technologien, Integration, Springer-Verlag Berlin Heidelberg.

Sterner, M.; Eckert, F.; Thema, M.; Bauer, F. (2015): **Der positive Beitrag dezentraler Batteriespeicher für eine stabile Stromversorgung,** Forschungsstelle Energienetze und Energiespeicher (FENES) OTH Regensburg, Kurzstudie im Auftrag von BEE e.V. und Hannover Messe, Regensburg/Berlin/Hannover.

Sterner, M.; Eckert, F. (2016): Überblick Chemische Energiespeicherung und Power-to-X als Sektorkopplung. BMBF Abschlusspublikation **„Technologien für Nachhaltigkeit und Klimaschutz – Chemische Prozesse und stoffliche Nutzung von CO_2",** Berlin.

Systemlösung Power to Gas, Chancen, Herausforderungen und Stellschrauben auf dem Weg zur Marktreife. Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), November 2015

Bildnachweise © Roland Grün

Außer: © schäffler sinnogy, Abbildungen 10, 11 und 12, Seiten 36 und 37, © microbEnergy GmbH, Abbildungen 13, 14 und 15, Seiten 38 und 39, © Uniper Energy Storage GmbH, Abbildungen 16, 17 und 18, Seiten 40 und 41, © TU Darmstadt, Abbildungen 19, 20 und 21, Seiten 42 und 43, © SMA, Abbildungen 22, 23 und 24, Seiten 44 und 45, © MVV, Abbildungen 25 und 26, Seiten 46 und 47, © CUBE Engineering GmbH, Abbildungen 27 und 28, Seiten 48 und 49

Ihr Ansprechpartner

Dr. Rainer Kaps
HA Hessen Agentur GmbH
Konradinerallee 9
65189 Wiesbaden

Telefon: +49 611 / 95017-8471
E-Mail: Rainer.Kaps@hessen-agentur.de

HESSEN

HessenAgentur
HA Hessen Agentur GmbH

Diese Druckschrift wird im Rahmen der Öffentlichkeitsarbeit der Hessischen Landesregierung herausgegeben. Sie darf weder von Parteien noch von Wahlwerbern oder Wahlhelfern während eines Wahlkampfes zum Zwecke der Wahlwerbung verwendet werden. Dies gilt für Landtags-, Bundestags- und Kommunalwahlen.
Missbräuchlich ist insbesondere die Verteilung auf Wahlveranstaltungen, an Informationsständen der Parteien sowie das Einlegen, Aufdrucken oder Aufkleben parteipolitischer Informationen und Werbemittel.
Untersagt ist gleichfalls die Weitergabe an Dritte zum Zwecke der Wahlwerbung.
Auch ohne zeitlichen Bezug zu einer bevorstehenden Wahl darf die Druckschrift nicht in einer Weise verwendet werden, die als Parteinahme der Landesregierung zugunsten einzelner politischer Gruppen verstanden werden könnte.
Die genannten Beschränkungen gelten unabhängig davon, wann, auf welchem Weg und in welcher Anzahl diese Druckschrift dem Empfänger zugegangen ist.
Den Parteien ist es jedoch gestattet, die Druckschrift zur Unterrichtung ihrer eigenen Mitglieder zu verwenden.

Herausgeber
HA Hessen Agentur GmbH im Auftrag des Hessischen Ministeriums für Wirtschaft, Energie, Verkehr und Landesentwicklung

Stand: Juli 2017

Redaktion: IFOK GmbH

Gestaltung: magenta GmbH & Co. KG, Mannheim

www.energieland.hessen.de