



Energiepark Mainz

Windstrom als Wasserstoff speichern und vielfältig nutzen:
Forschen an der weltgrößten Power-to-Gas-Anlage



An einer Forschungsanlage im Gewerbepark Mainz-Hechtsheim erproben Unternehmen und Wissenschaftler die Speicherung fluktuierender Windenergie in Form von Wasserstoff. Sie untersuchen alle wesentlichen Bausteine, von der Erzeugung über die Speicherung bis zur Nutzung im industriellen Maßstab und koppeln diese mit neuartigen Technologiekomponenten. Die PtG-Anlage (Power-to-Gas) im Megawatt-Maßstab erlaubt nicht nur chemische Langzeitspeicherung von Energie. Sie verknüpft zudem die Sektoren Strom, Wärme und Mobilität.

Die Energiewende sieht einen massiven Ausbau der Stromerzeugung aus Windkraft und Photovoltaik vor. Gleichzeitig steigt der Anteil der elektrischen Energie bei Wärmeversorgung und Mobilität. Wenn die erneuerbaren Energiequellen zunehmend fossile Brennstoffe verdrängen, sind Stromspeicher ein Element, das Energiesystem auf die geänderten Anforderungen anzupassen. Insbesondere für eine langfristige Speicherung von elektrischer Energie ist bisher jedoch noch keine großtechnische Lösung ausreichend erprobt und zu vertretbaren Kosten einsatzbereit. Wasserstoff ist ein vielversprechender chemischer Energieträger und -speicher. Im Umgang mit dem wichtigen Grundstoff der Industrie besteht viel Erfahrung und die technischen Komponenten sind kommerziell verfügbar. Mit dem Projekt wollen die Forscher zeigen, wie die Verbesserung des lokalen Lastmanagements zur Netzstabilität beiträgt und die Windkrafteinspeisung flexibler auf Bedarf und lokale Netzengpässe reagieren kann.

Die Power-to-Gas-Anlage wurde neben dem Mainzer Messegelände errichtet. Sie ist direkt an das Mittelspannungsnetz der Stadtwerke Mainz angebunden sowie an vier benachbarte Windenergie-Anlagen, die den Großteil des Stroms liefern. Der im Energiepark produzierte Wasserstoff kann in das Erdgasnetz der

Dieses Forschungsprojekt
wird gefördert vom

Bundesministerium für Wirtschaft
und Energie (BMWi)

Stadtwerke Mainz eingespeist werden. Das Gasgemisch versorgt den Stadtteil Mainz-Ebersheim. Bis zu 10 Prozent Wasserstoff werden dem Erdgas beigemischt, ohne jede Beeinträchtigung für die Kunden. Auch Wasserstoff-Tankstellen und Industriebetriebe können beliefert werden. Hierzu dient eine Abfüllstation, an der Trailer vollautomatisiert befüllt werden können. Mit einer Maximalleistung von 6 MW und einer Erzeugungsmenge von 1.000 Normkubikmetern Wasserstoff pro Stunde stellt die Anlage zudem ein Bindeglied zwischen heutigen kleinen (100 kW) und zukünftigen großen (100 MW) Elektrolyse-Anlagen dar. Damit ist sie derzeit die Größte ihrer Art. Nach der Forschungsphase schloss sich ab 2017 der kommerzielle Probetrieb der Anlage an. Inzwischen ist der Energiepark in den Regelbetrieb gegangen.

PEM-Elektrolyse der Megawattklasse

Die zentralen Komponenten der Energiewandlung sind drei Elektrolyseeinheiten, die in einer Halle von der Größe eines Lebensmittelmarktes untergebracht sind. Da der überschüssige Strom aus Wind und Sonne höchst volatil anfällt, müssen sich die Elektrolyseure dynamisch an die schwankende Stromzufuhr anpassen. Die in der großtechnischen Wasserstoffherstellung bewährten alkalischen Elektrolyseure sind vergleichsweise träge und arbeiten bei Teillast- und Spitzenlastbetrieb nicht optimal. Daher entschieden sich die Planer für Systeme auf Basis von Polymerelektrolytmembranen (PEM). Diese Druckelektrolyseure eignen sich für hohe Stromdichten und können innerhalb von Sekunden auf große Schwankungen bei der Stromproduktion reagieren. Sie sind wartungsärmer, zuverlässig und benötigen keine Chemikalien und Fremdstoffe. Der produzierte Wasserstoff ist auch ohne aufwendige Nachreinigung schon sehr rein und beinhaltet außer Feuchtigkeit und Spuren des Komplementärgases Sauerstoff keine weiteren Verunreinigungen. Bei Projektbeginn lagen typische Anlagenleistungen von PEM-Elektrolyseuren meist unter 100 kW. Sie werden daher eingesetzt, wenn kleine Wasserstoffmengen benötigt werden oder höchste Reinheit eine Rolle spielt. In dem Forschungsprojekt sollten jedoch große und skalierbare PEM-Elektrolysesysteme der Megawattklasse in der Praxis erproben werden. Im Projekt konnten hierfür die ersten drei Exemplare einer neu entwickelten Produktreihe des Projektpartners Siemens eingesetzt werden. Jede Einheit leistet 1,3 MW im Dauerbetrieb und kann Lastspitzen bis zu 2 MW bewältigen. Der hohe Abgabedruck des Gases von 35 bar verringert den Aufwand der Nachverdichtung erheblich.

Wasser und Gleichstrom

Die PEM-Elektrolyse stellt hohe Anforderungen an die Wasserreinheit. Deshalb durchläuft das hier genutzte Leitungswasser in der Wasseraufbereitungsanlage einen vierstufigen Reinigungsprozess. Im ersten Schritt entfernt eine Enthärtungsstufe die Calcium- und Magnesiumkationen. Anschließend filtert Umkehrosmose weitere gelöste Salze aus. Kohlensäure und Sauerstoff entweichen bei der nachfolgenden Membranentgasung. Nachdem im letzten Schritt ein Elektro-Deionisierer verbliebene Restsalze entfernt hat, steht hochreines Wasser mit einer Leitfähigkeit von unter $1 \mu\text{S}/\text{cm}$ zur Verfügung. Ein Puffertank sorgt für die stetige Wasserversorgung der Elektrolyse.



Abb. 1 In der Elektrolysehalle arbeiten drei PEM-Elektrolyseure, die bei einer Maximalleistung von 6 MW 1.000 Normkubikmeter Wasserstoff pro Stunde erzeugen können.



Abb. 2 Drei Gleichstromstationen versorgen jeweils einen PEM-Elektrolyseur.

Als zweiten „Rohstoff“ benötigt der Elektrolyseprozess Gleichstrom hoher Stromstärke. Drei an das Mittelspannungsnetz angeschlossene Transformatorstationen liefern mit nachgeschaltetem Gleichrichter jeweils bis zu 3.500 A. Dabei verhindert ein mehrstufiges Filterkreissystem negative Rückwirkungen auf das Netz. Mit der verfügbaren Leistung können auch Überlastsituationen der Elektrolyseeinheiten getestet werden.

Wasserstoff verdichten, speichern und nutzen

Der aus der Elektrolyse kommende Roh-Wasserstoff wird vor der Speicherung oder Gasnetzeinspeisung aufbereitet und verdichtet. Zunächst durchläuft er bei einem Eingangsdruck von 15–35 bar und einer Temperatur von maximal 200 °C einen Katalysator. Dort rekombiniert der kleine Sauerstoffanteil zu Wasserdampf. Danach komprimiert ein ionischer Verdichter den Wasserstoff. Der ionische Verdichter besitzt weniger bewegliche Teile als herkömmliche Kolbenverdichter, arbeitet effizienter und benötigt insbesondere keine Schmieröle, die den Wasserstoff verunreinigen würden. Stattdessen arbeitet er mit einer ionischen Flüssigkeit. Dabei handelt es sich um ein Salz, das schon bei niedrigen Temperaturen flüssig ist. Es



Abb. 3 Einspeisung des produzierten Wasserstoffs in das Erdgasnetz: Die Beimischung erfolgt in eine Sticheitung, die den Stadtteil Mainz-Ebersheim versorgt.



Abb. 4 Der ionische Verdichter ist das Herzstück der Wasserstoff-Konditionierung. Das Aggregat speist mit seinen zwei Stufen sowohl die Speicherbehälter als auch die Trailer.

schmiert, kühlt und dichtet den hydraulisch angetriebenen Kolbenverdichter, ohne den Wasserstoff zu verunreinigen. Das Aggregat wurde von dem Projektpartner Linde für einen variablen Betrieb mit schnellen Lastwechseln und hohem Teillastwirkungsgrad entwickelt. Es speist mit seinen zwei Stufen sowohl die Speicherbehälter als auch die Trailer. Die integrierte Trocknung des Wasserstoffs kondensiert den Großteil der vorhandenen Feuchte und führt das Kondensat zur Elektrolyse zurück. Nach der ersten Verdichterstufe kann der Wasserstoff in das Gasnetz eingespeist oder in den Druckbehältern gespeichert werden. Die zweite Verdichterstufe wird genutzt, wenn das Gas für die Trailerbefüllung weiter komprimiert (200 bar) wird. Regenerierbares Wasseradsorbens in einem alternierend arbeitenden Zweibettreaktor sorgt in diesem Fall für die Endtrocknung.

Betriebserfahrungen führen zu optimiertem Design

Die Erfahrungen bei der Genehmigung der Anlage konnten in die Handlungsempfehlungen für Anlagenbetreiber, Behörden und Politik einfließen und vereinfachen daher die Genehmigung neuer Anlagen. Insbesondere konnten aber die Wissenschaftler aus den Betriebserfahrungen



Abb. 5 Abfüllstation für Wasserstofftrailer

verschiedene Schlussfolgerungen für ein optimiertes Anlagendesign ziehen:

- In Mainz puffert ein kleiner Niederdruckspeicher das Zusammenspiel von Elektrolyseur und Verdichter. Er reicht für den Betrieb aus, jedoch taktet der Verdichter im stark fluktuierenden Betrieb häufig. Ein größerer Zwischenspeicher, ausreichend für 1–2 Stunden Elektrolysebetrieb, würde einen schonenderen Betrieb der Anlage erlauben und die effektive Speicherkapazität vergrößern.
- Der Energiepark Mainz wurde als Forschungsanlage bewusst großzügig geplant, um Spielraum für mögliche Änderungen und Erweiterungen zu lassen. Für kommerzielle Folgeprojekte wäre ein kompakteres Layout der Anlage vorzuziehen. Dadurch, sowie durch die Verwendung kommerzieller Komponenten, sinken die Investitionskosten. Eine kommerzielle Anlage benötigt zudem einen lokalen Markt mit klarem Anforderungsprofil an Pufferung und Produktionsmengen.
- Die Verdichtung mit integrierter Trocknung hat sich bewährt. Vor allem für Anlagen, die ausschließlich ins Gasnetz einspeisen, reicht die Kondensation und Feuchteabscheidung bei 5 °C aus, sodass auf Adsorptionstrockner gänzlich verzichtet werden kann. Der Aufwand hierfür ist jedoch nicht zu vernachlässigen. Für Anlagen, die teilweise oder ausschließlich hochreinen Wasserstoff (z. B. für Trailerabfüllung oder Tankstellen) liefern sollen, ist eine herkömmliche Adsorptionstrocknung in der Regel ökonomisch vorteilhaft.

Systemdienlich, aber auch wirtschaftlich?

Mit ihren Untersuchungen konnten die Wissenschaftler zeigen, dass die Elektrolyseanlage technisch einwandfrei funktioniert und systemdienlich arbeitet. Die Projektpartner sind überzeugt, dass sich solche Power-to-Gas Anlagen auch wirtschaftlich erfolgreich betreiben lassen. Für die breitere Umsetzung wünschen sie sich politische und regulatorische Unterstützung für den systemdienlichen und marktorientierten Einsatz von Speichern und Power-to-X-Technologien. Beispielsweise sollten Marktbarrieren durch Letztverbraucherabgaben beseitigt werden oder Wasserstoff im Verkehr auf die Treibhausgasquote angerechnet werden.



Neue Modelle für die Sektorenkopplung

Nach den Plänen der Bundesregierung sollen erneuerbare Energiequellen im Jahr 2050 über 80 % der Stromversorgung und 60 % des gesamten Endenergiebedarfs decken. Um eine gleichbleibende Versorgungssicherheit zu gewährleisten, wenn fluktuierende Stromerzeuger das Stromnetz dominieren, müssen Erzeugung und Nachfrage flexibler werden. Gleichzeitig ermöglicht ein hoher erneuerbarer Anteil in den Sektoren Wärme und Verkehr die verstärkte Substitution von fossilen Kraft- und Brennstoffen.

Sowohl Flexibilität als auch Effizienz des gesamten Energiesystems steigen, wenn die Grenzen für den Energiefluss zwischen den Sektoren Strom, Wärme, Verkehr und stofflicher Nutzung durchlässiger werden. Der Anteil erneuerbarer Energien kann dann in allen Bereichen gesteigert werden und der Bedarf an Stromspeichern sinkt. Die Sektorenkopplung, wie sie im Energiepark Mainz erprobt wird, ist daher eine wesentliche Voraussetzung für das Gelingen der Energiewende.

Damit neue Energieszenarien mit hoher Genauigkeit simuliert und analysiert werden können, müssen die heute verwendeten Systemmodelle methodisch weiterentwickelt werden. Dies betrifft insbesondere ganzheitliche Untersuchungen, bei denen mehrere energiewirtschaftliche Perspektiven eingenommen werden. Beispielsweise konkurrieren betriebswirtschaftliche oftmals mit volkswirtschaftlichen Aspekten oder dezentrale Ansätze mit zentralen Lösungen.

An diesem Punkt setzt das laufende Forschungsvorhaben Multi-Sektor-Kopplung MuSeKo an. Forscher des Fraunhofer-Instituts für Fertigungstechnik und Angewandte Materialforschung (IFAM), des Deutschen Zentrums für Luft- und Raumfahrt (DLR) und des Gas- und Wärme-Instituts Essen modellieren und bewerten den Gewinn an Flexibilität, der aus unterschiedlichen Technologien und deren Kombinationen entsteht. Neben den Sektorenkopplungen betrachten die Wissenschaftler beispielsweise die Ausgleichsoptionen durch Demand Side Management, Kraftwerke und KWK-Anlagen sowie Stromspeicher und die Elektrifizierung der Erdgasinfrastrukturanlagen. Dazu simulieren sie Einzelsysteme und deren betriebswirtschaftliche Optimierung. Die Einzelergebnisse fließen ein in die Simulation des gesamten Stromsystems einschließlich der Sektorenkopplungen in hoher räumlicher und zeitlicher Auflösung.

Projektbeteiligte

- » **Projektleitung:** Mainzer Stadtwerke AG, Mainz, Jonas Aichinger
- » **Errichtung und Betrieb der Anlage:** Linde AG, Pullach im Isartal, Dr. Christoph Stiller
- » **Elektrolyseeinheiten:** Siemens AG, Erlangen, Klaus Scheffer
- » **Wissenschaftliche Begleitung:** Hochschule RheinMain, Wiesbaden Rüsselsheim, Martin Kopp, Prof. Dr. Birgit Scheppat

Literatur

- » Aichinger, J.; Stiller, C.; Scheffer, K. u. a.: Verbund-Forschungsvorhaben „Energiepark Mainz. Elektrolyse-Wasserstoff als Energiespeicher und –vektor“. Gemeinsamer Schlussbericht zu den Teilvorhaben 03ESP200A; 03ESP200B; 03ESP200C. Mainzer Stadtwerke AG (Hrsg.); Siemens AG, Pullach im Isartal (Hrsg.); Linde AG, Erlangen (Hrsg.). 2017. 79 S. <https://doi.org/10.2314/GBV:1002770254>

Mehr vom BINE Informationsdienst

- » Modularer Batteriespeicher liefert Regelenergie. BINE-Projektinfo 12/2017
- » Brennstoffzelle erzeugt Strom und Wärme fürs Haus. BINE-Projektinfo 10/2016
- » Flexible Turbomaschinen stabilisieren das Stromnetz. BINE-Projektinfo 07/2017
- » Dieses Projektinfo gibt es auch online und in englischer Sprache unter www.bine.info/Projektinfo_05_2018

BINE Informationsdienst berichtet aus Projekten der Energieforschung in seinen Broschürenreihen und dem Newsletter. Diese erhalten Sie im kostenlosen Abonnement unter www.bine.info/abo

Impressum

Projektorganisation
Bundesministerium
für Wirtschaft und Energie (BMWi)
11019 Berlin

Projektträger Jülich
Forschungszentrum Jülich GmbH
Dr. Norbert Lutterbach
52425 Jülich

Förderkennzeichen
03ESP200A-D

ISSN
0937-8367

Herausgeber
FIZ Karlsruhe · Leibniz-Institut
für Informationsinfrastruktur GmbH
Hermann-von-Helmholtz-Platz 1
76344 Eggenstein-Leopoldshafen

Autor
Dr. Franz Meyer

Urheberrecht
Alle Abbildungen:
Mainzer Stadtwerke AG

Eine Verwendung von Text und
Abbildungen aus dieser Publikation ist
nur mit Zustimmung der BINE-Redaktion
gestattet. Sprechen Sie uns an.

Kontakt · Info

Fragen zu diesem Projektinfo?
Wir helfen Ihnen weiter:

0228 92379-44
kontakt@bine.info

BINE Informationsdienst
Energieforschung für die Praxis
Ein Service von FIZ Karlsruhe

Kaiserstraße 185–197
53113 Bonn
www.bine.info

Gefördert durch:



Bundesministerium
für Wirtschaft
und Energie

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages