

AUF DEM WEG IN DIE WETTBEWERBSFÄHIGKEIT: ELEKTROLYSEGASE ERNEUERBAREN URSPRUNGS

Berlin, 22.03.2018

Im Auftrag von Greepeace Energy eG

Autor: F. Huneke

INHALTSVERZEICHNIS

Was kostet Elektrolysewasserstoff aus einer heutigen Anlage?	1
Wie ist die Entwicklung dieser Kosten bis 2040?	3
Elektrolysegas im Wettbewerb: Was Kostet fossiles Erdgas bis 2040?	6
Wird Elektrolysegas günstiger als fossiles Erdgas?.....	8
Literaturverzeichnis	10
Kurzportrait Energy Brainpool.....	11

AUF DEM WEG IN DIE WETTBEWERBSFÄHIGKEIT: ELEKTROLYSEGASE ERNEUERBAREN URSPRUNGS

In der Energiewendeforschung ist die Notwendigkeit von Elektrolyseuren zum Konsens geworden, über die installierte Leistung und die optimalen Anwendungsfelder gibt es hingegen unterschiedliche Ansichten. Aus Sicht von Energy Brainpool ist die Wettbewerbsfähigkeit von Elektrolyseprodukten mit fossilen Brennstoffen hier die entscheidende Frage.

WAS KOSTET ELEKTROLYSEWASSERSTOFF AUS EINER HEUTIGEN ANLAGE?

Die Produktionskosten von Elektrolysegas betragen bei ökologisch sinnvollem, netzdienlichem Anlagenbetrieb heute etwa 18 ct/kWh, mit EEG-Umlage und Netzentgelten bis zu 38 ct/kWh. Die Fixkosten heutiger Anlagen sind noch hoch und damit sehr bedeutsam, bei 3.000 Vollbenutzungsstunden im Jahr liegen die Fixkosten als Teil der Produktionskosten bei knapp 13 ct/kWh, wie Abbildung 1 zu entnehmen ist. Noch ist die Höhe der Vollbenutzungsstunden ein sehr sensibler Betriebsparameter, wie eine weitergehende Beispielrechnung zeigt: Verteilt auf Vollbenutzungsstunden von 7.000 im Jahr, ergeben sich für jede kWh Elektrolysegas 6 ct an Fixkosten, bei niedrigen 1.500 Stunden im Jahr hingegen 26 ct. Jedoch reduzieren in Zukunft die fallenden Investitions- und fixen Betriebskosten die Relevanz dieses Parameters.

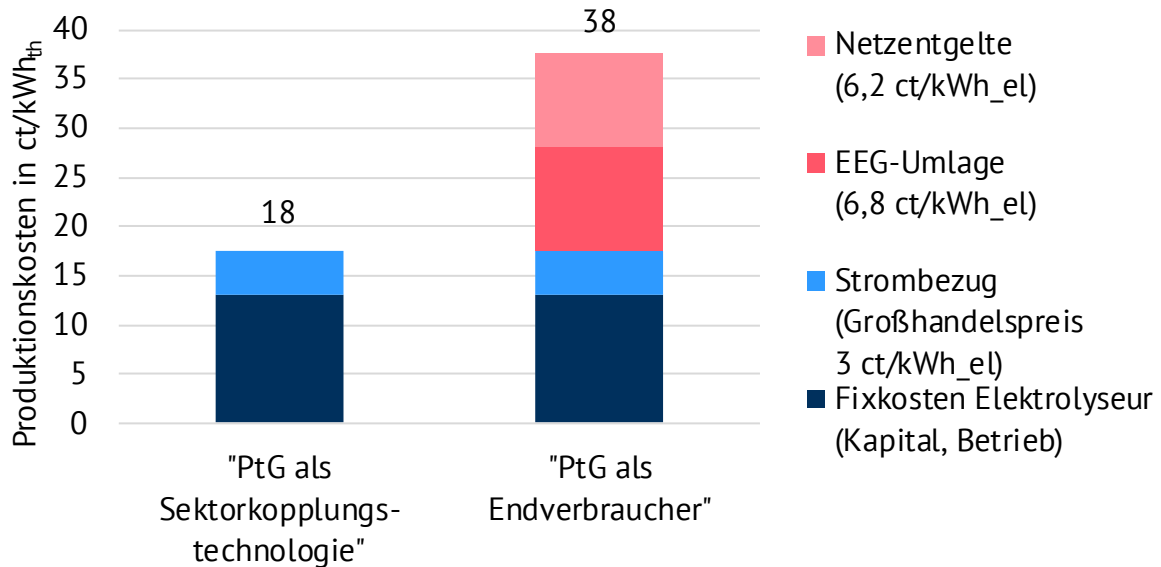


Abbildung 1: Produktionskosten für Elektrolysegas (PtG: Power-to-Gas) bei einer heutigen Anlage und ökologisch sinnvollem, netzdienlichem Betrieb (3.000 Vollbenutzungsstunden) je nach Einordnung von PtG als Sektorkopplungstechnologie oder als Endverbraucher

Erläuterung Fixkosten: Die Gesamtkosten¹ beim Errichten eines PEM-Elektrolyseurs zur Herstellung von Wasserstoff² mit einem durchschnittlichen Wirkungsgrad von 65 Prozent liegen aktuell bei 1.500 EUR/kW_{el} (CAPEX)³. Als konservative Annahme können 10 Jahre wirtschaftlicher Lebensdauer angenommen werden⁴. Eine Finanzierung ist mit einem WACC⁵ von 7 Prozent möglich. Fixe Betriebs- und Wartungskosten (OPEX_{fix}) laufender Anlagen liegen heute noch bei etwa 4 Prozent der CAPEX. In Summe ergeben sich fixe jährliche Kosten von 389 EUR/(kW_{th} a).

Erläuterung ökologisch sinnvoller Betrieb: Die Einsatzstunden sind sowohl ökonomisch als auch ökologisch ein wichtiger Parameter. Der Betrieb von Elektrolyseuren sollte unter ökologischen Aspekten durch Strom aus erneuerbaren Energien erfolgen. Daher eignen sich für den Betrieb

¹ Hier wurde eine konservative Abschätzung der Kosten gewählt. Derzeit ist die Anlagendiversität noch groß, installierte Leistungen liegen zwischen 25 kW bis 6.000 MW, drei zentrale Technologien sind die alkalische, Proton-Exchange-Membran- (PEM-) und Hochtemperatur-Elektrolyse. Diese Diversität führt zu einer großen Spannweite an Kosten, technischer Lebensdauer, Einsatzstunden und Wirkungsgraden heutiger Anlagen.

² Der überwiegende Anteil von Wasserstoff wird heute im Dampfreformierungsprozess vor Ort aus Erdgas hergestellt. Eine Methanisierung ist, solange es Dampfreformierung gibt, nur zur technischen Erprobung des Verfahrens sinnvoll.

³ Vgl. (Frontier Economics et al., 2017) (Agora Verkehrswende, Agora Energiewende und Frontier Economics, 2018) (Fraunhofer IEE, 2017) (Sternier & Thema, 2018)

⁴ Je nach Betriebsstunden der Anlage müssen Hauptkomponenten heutiger Anlagen bereits nach zehn bis zwanzig Jahren ausgetauscht werden.

⁵ Diese Weighted Average Cost of Capital bilden einen marktüblichen Mischzinssatz aus Fremd- und Eigenkapital der Branche ab.

gegenwärtig solche Standorte in Netzausbaubereichen, in denen im Laufe des stockenden Netzausbaus erneuerbarer Strom häufig abgeregelt wird. 300 MW Elektrolyseure können mit etwa 3.000 Vollbenutzungsstunden ökologisch sinnvoll die Stromüberschüsse verwenden. Die im Koalitionsvertrag 2018 festgelegte Anhebung des Ausbaupfades auf 65 % erneuerbarer Energien im Jahr 2030 erhöht den mittelfristigen Bedarf netzoptimiert betriebener Elektrolyseure sowie anderer Flexibilitätsoptionen deutlich.

Erläuterung Strombezugspreis: Bei 3.000 Vollbenutzungsstunden kann nach aktuellem Strompreis ein Großhandelspreis von 3 ct/kWh realisiert werden. Das gilt aber nur, wenn PtG als netzdienliche Sektorkopplungstechnologie nicht wie normale Stromendverbraucher behandelt werden: Gelten PtG-Anlagen im Sinne des EEG als voll umlagepflichtige Endverbraucher, so kommen 6,8 ct/kWh EEG-Umlage hinzu. Je nach Anwendungsfall fallen zudem durchschnittlich 6,2 ct/kWh Netzentgelte an – die Produktionskosten erhöhen sich bedingt durch diese Stromnebenkosten um 20 ct/kWh.

Erläuterung Wirtschaftlichkeit heute: Der Elektrolyse-Wasserstoff kann gegenwärtig in der Industrie (Raffinerien, Methanol- oder Ammoniak-Synthese und in der Stahlherstellung) Wasserstoff fossilen Ursprungs⁶ ersetzt werden oder bis zu einem Anteil von zunächst bis zu 10 Prozent in das Erdgasnetz eingespeist werden. Wirtschaftlich ist dies aktuell noch nicht, da der Erdgaspreis bei 1,7 ct/kWh liegt⁷, für die Emissionen durch das fossile Erdgas ist aktuell ein Aufpreis von lediglich 0,2 ct/kWh im EU ETS zu berücksichtigen⁸, dieser Anteil steigt zukünftig bei steigenden Zertifikatspreisen.

WIE IST DIE ENTWICKLUNG DIESER KOSTEN BIS 2040?

Elektrolyseure haben ein hohes Potenzial für eine weitere Kostendegression, für eine Erhöhung der technischen Lebensdauer bei Verringerung der fixen Betriebs- und Wartungskosten und für eine Steigerung des Wirkungsgrades. Diese Kostendegression ist abhängig von einer kontinuierlichen Anwendung und einer Weiterentwicklung im industriellen Maßstab. Aktuelle Studien zeigen für verschiedene Typen von Elektrolyseuren und deren Produkte Wasserstoff oder daraus gewonnenes Methan unterschiedliche Entwicklungspfade auf. Die Werte in folgender Tabelle

⁶ Die Produktionskosten von Wasserstoff fossilen Ursprungs liegen gemäß (Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., 2017) bei etwa 4 ct/kWh.

⁷ Schlusspreis NCG für eine Gaslieferung 2019 am 7. März 2018, nominale Preise.

⁸ Aktuelles EUA-Preisniveau von 10 EUR/t_{CO2} und ein Emissionsfaktor für Erdgas von 0,2 t_{CO2}/MWh

mitteln Werte aus Studien zentraler Akteure der Energiewendeforschung⁹, um eine allgemeine, durchschnittliche Aussage für Power-to-Gas zu erhalten. Naturgemäß liegen bei den heute über Lernraten ermittelten Werten für die Investitionskosten hohe Schwankungsbreiten vor: Die Annahmen reichen im Minimum sogar bis 200 bis 250 EUR/kW¹⁰. Die CAPEX und der System-Wirkungsgrad ergeben sich aus Annahmen für PEM-Elektrolyse, Hochtemperaturelektrolyse und alkalische Elektrolyse. Die aus diesen Annahmen resultierenden, jährlichen Fixkosten¹¹ verringern sich deutlich.

In einem zweiten Schritt werden die so ermittelten Fixkosten um die variablen Kosten durch den Strombezug ergänzt. Dabei unterscheidet diese Untersuchung drei Betriebsfälle:

- Fall A) nimmt an, dass Strom, der lokal auf Grund von Netzengpässen überschüssig ist (Stand heute) oder mit 80 bis 100 % Erneuerbaren-Anteil systemweit überschüssig ist (resultierender geringer Strompreis) verbraucht wird. Bei 100 % Erneuerbaren-Anteil ergibt sich die Notwendigkeit, Elektrolysegas für die Zeiten ohne Wind- und Solarstrom („Dunkelflaute“) zu erzeugen und zu speichern – die Stromüberschüsse und damit Elektrolyseur- Vollbenutzungsstunden steigen an.
- In Fall B) zahlt der Elektrolyseur eine zusätzliche beispielhafte Stromnebenkosten-Pauschale.
- Fall C) betrachtet, angelehnt an eine aktuelle Untersuchung im Auftrag von Agora Energiewende¹², eine Offgrid-Elektrolysegasfarm. Diese erzeugt aus einer Mischung aus Solar- und Windstrom ohne Stomnetzanschluss direkt Gas. Das ist zwar weniger systemdienlich, aber ein ineffizientes System von Stromnebenkosten könnte Fall C) hervorrufen.

Aus Sicht von Energy Brainpool bringt Fall A) für das Stromsystem die größten Vorteile, da so überschüssiger erneuerbarer Strom genutzt werden und die Systemeffizienz gesteigert werden kann.

⁹ (Agora Verkehrswende, Agora Energiewende und Frontier Economics, 2018) (Frontier Economics et al., 2017) (Fraunhofer ISE, 2015) (Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., 2017) (Michael Sterner, 2015)

¹⁰ (Agora Verkehrswende, Agora Energiewende und Frontier Economics, 2018) (Fraunhofer ISE, 2015) (Reiner Lemoine Institut, 2013) (Michael Sterner, 2015) (Sterner & Thema, 2018)

¹¹ Weighted Average Cost of Capital i. H. v. 7 % bilden einen marktüblichen Mischzinssatz aus Fremd- und Eigenkapital der Branche ab.

¹² (Agora Verkehrswende, Agora Energiewende und Frontier Economics, 2018)

Tabelle 1: Entwicklung der durchschnittlichen Kosten und technischen Parameter für Elektrolyseure

ANTEIL ERNEUERBARER ENERGIEN AM STROMVERBRAUCH		40%	65%	80% bis 100%
Jahr ¹³		2020	2030	2040
CAPEX	EUR ₂₀₁₆ /kW _{el}	1.000	500	300
Betriebskosten	% CAPEX p. a.	4%	3%	2%
System-Wirkungsgrad		70%	75%	80%
Lebensdauer	Jahre	10	15	20
Resultierende, jährliche Fixkosten	EUR ₂₀₁₆ /(kW _{el} a)	182	48	21
A) Überschussstrom-Elektrolyseur / Elektrolysegas für die Dunkelflaute				
Vollbenutzungsstunden ¹⁴	h/a	3.000	2.000	1.500 bis 2.500
Strombezugspreis	ct ₂₀₁₆ /kWh _{el}	3	3	0,3
Gesamtkosten	ct ₂₀₁₆ /kWh _{th}	13,0	12,0	3,2 bis 2,1
B) Überschussstrom-Elektrolyseur mit Nebenkosten-Pauschale i. H. v. 6 ct/kWh				
Vollbenutzungsstunden	h/a	3.000	2.000	1.500 bis 2.500
Strombezugspreis	ct ₂₀₁₆ /kWh _{el}	9	9	6,3
Gesamtkosten	ct ₂₀₁₆ /kWh _{th}	21,5	20,1	10,7 bis 9,6
C) Elektrolysegas-Farm				
Vollbenutzungsstunden	h/a	4.000	4.000	4.000
Strombezugspreis	ct ₂₀₁₆ /kWh _{el}	6,0	5,0	4,0
Gesamtkosten	ct ₂₀₁₆ /kWh _{th}	15,1	9,0	6,1

¹³ Abschätzung von Energy Brainpool gemäß Koalitionsvertrag 2018 (für 2040: Ziel des Energiekonzepts der Bundesregierung einerseits und Stromsystem zur Erfüllung des 1,5-Grad-Celsius-Ziels des Pariser Klimaschutzabkommens andererseits)

¹⁴ Die Entwicklung der Volllaststunden für das Jahr 2020 beruht auf (Energy Brainpool, 2017). Für das Jahr 2040 wurde angenommen, dass Elektrolyseure nur noch bei systemweiten Überschüssen, und nicht bei lokalen, benötigt werden. Dadurch verringern sich die durchschnittlichen Volllaststunden auf 1500 h/a (Energy Brainpool, 2018). Liegen 2040 weiterhin lokale Stromüberschüsse vor (Szenario: wenig Netzausbau), erhöhen sich die Vollbenutzungsstunden – jedoch auch der Strombezugspreis.

ELEKTROLYSE GAS IM WETTBEWERB: WAS KOSTET FOSSILES ERDGAS BIS 2040?

Preisszenarien, die ein Erreichen der Klimaziele der Energiewirtschaft annehmen, zeigen stark steigende Kosten für die Verwendung von fossilem Erdgas. Die International Energy Agency¹⁵ rechnet zum Beispiel mit einem Erdgas- und CO₂-Preis, der diese Kosten bis 2040 auf 4,19 ct/kWh mehr als verdoppelt. Andere Preisszenarien zeigen ähnliche Preistrends.

Preisentwicklung: Pro verbrauchte Megawattstunde aus Erdgas müssen in ETS-Sektoren CO₂-Emissionsberechtigungen über 0,2 t_{CO2} zugekauft werden. Der effektive Preis für Erdgas, dieser wird im weiteren Verlauf als Preis für „Graugas“ bezeichnet, ergibt sich demnach wie folgt:

$$\text{Preis für Graugas} = \text{Preis für Erdgas} + (\text{Preis für CO}_2 * \text{Emissionsfaktor}^{16})$$

Tabelle 2 zeigt die zukünftige Entwicklung der Preise für Erdgas, CO₂-Zertifikate¹⁷ und „Graugas“ im zentralen Szenario der International Energy Agency.

Tabelle 2: Werte für Erdgas (NCG) und EUA für das Jahr 2020: Terminmarktpreise (Settlement 06.03.2018), Werte 2025 & 2040: „World Energy Outlook 2017“, „Sustainable Development“ Szenario, Werte 2030 und 2035: Interpolation. Werte Graugas: Berechnung Energy Brainpool

JAHR	PREISE FÜR ERDGAS in ct ₂₀₁₆ /kWh _{th}	PREISE FÜR CO ₂ (EUA) in EUR ₂₀₁₆ /t	PREISE FÜR „GRAUGAS“ in ct ₂₀₁₆ /kWh _{th}
2020	1,52	9,9	1,72
2025	1,82	48,0	2,78
2030	1,90	67,6	3,25
2035	1,98	87,2	3,72
2040	2,06	106,8	4,19

Erläuterung der Preisentwicklung: Die zukünftige Entwicklung der Preise für Erdgas und CO₂-Zertifikate (EUA) stammt aus dem „World Energy Outlook 2017“ der IEA und bezieht sich auf das Szenario „Sustainable Development“. In diesem Szenario bekennt sich die Energiewirtschaft zukünftig zur Nachhaltigkeit und folgt auch tatsächlich den politisch vorgegebenen Emissionsre-

¹⁵ (International Energy Agency, 2017)

¹⁶ Umwelt Bundesamt (2016): „CO₂-Emissionsfaktoren für fossile Brennstoffe“: Durchschnitt 0,2 t_{CO2}/MWh_{th}.

¹⁷ EUA oder „European Emission Allowances“ sind die Zertifikate des EU-ETS-Handelssystems. Nicht vom EU-ETS erfasste Sektoren haben in Europa sehr unterschiedliche CO₂-Kosten, in Frankreich liegt diese CO₂-Steuer bei 44,6 EUR/t und steigt bis 2030 auf 100 EUR/t an.

duktionszielen. So ist in diesem Szenario ein für diese Entwicklung notwendiger stark steigender CO₂-Preis hinterlegt. Der Erdgaspreis steigt dabei nur mäßig auf rund 2,1 ct/kWh¹⁸ bis zum Jahre 2050. Die stark steigenden CO₂-Zertifikatspreise bis hin zu rund 107 EUR/t_{CO2} im Jahre 2040 führen dazu, dass der „Graugas“-Preis auf rund 4,2 ct/kWh ansteigt und der Preis für das Erdgas nur noch zu 50 % die Kosten der Nutzung von „Graugas“ beeinflusst. In den Szenarien des „World Energy Outlook 2017“ mit geringeren CO₂-Zertifikatspreisen erfährt der Erdgaspreis eine höhere Steigerung, „Graugas“ wird also in allen Szenarien teurer.

Wasserstoff wird heute aus Erdgas hergestellt und hat Produktionskosten von etwa 4 ct/kWh¹⁹, mit dem Erdgaspreis und dem CO₂-Preis steigen demnach auch diese Kosten im gleichen Maße.

¹⁸ Der Preisanstieg um etwa 0,5 ct/kWh in Bezug zum heutigen Niveau ist insbesondere durch eine zukünftig ansteigende Abhängigkeit Europas von LNG-Importen zu erklären (~20-25 EUR/MWh ist der erwartete Wert für LNG-Importe).

¹⁹ Vgl. (Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE), 2014)

WIRD ELEKTROLYSEGAS GÜNSTIGER ALS FOSSILES ERDGAS?

Elektrolysegas kann in den 2030ern günstiger produziert werden, als das heute erwartete Preisniveau für fossiles Erdgas und CO₂-Zertifikate. Dazu müssen a) die mögliche Kostendegression durch eine kontinuierliche Investition in die Technologie erreicht werden, b) die Strombezugskosten inklusive Nebenkosten für sonst abgeregelten Überschussstrom gering sein und c) die Ziele für Klimaschutz und den Anteil erneuerbarer Energien in allen Sektoren in die Tat umgesetzt werden.

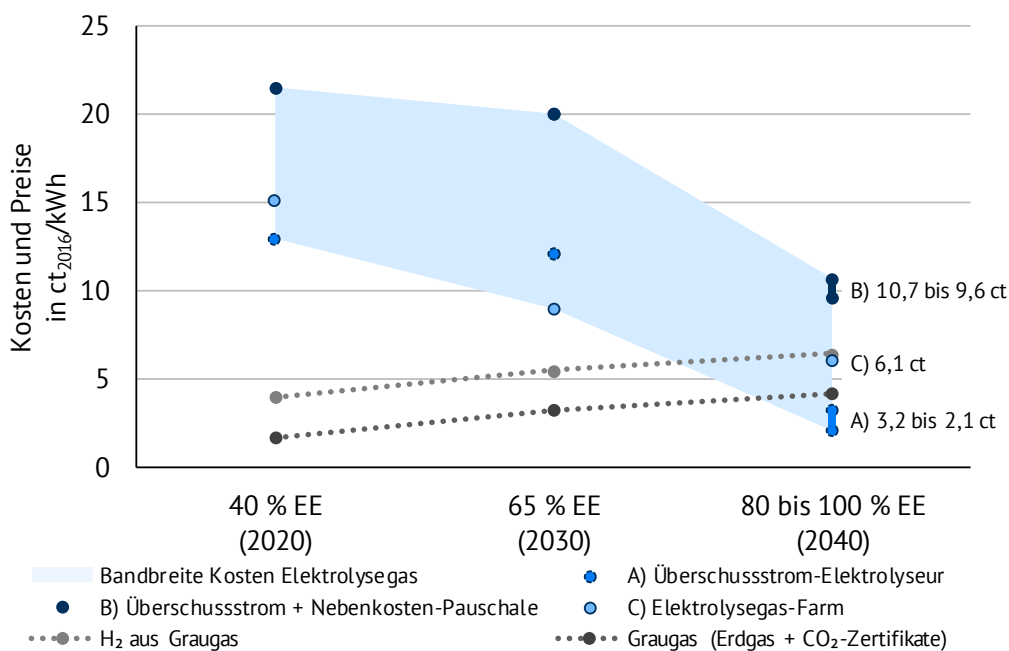


Abbildung 2: Künftige Entwicklung der Produktionskosten von Elektrolysegas für drei Betriebsszenarien und Kosten für die Nutzung von fossilem Erdgas inklusive CO₂-Zertifikate ("Graugas") gemäß World Energy Outlook 2017 „Sustainable Development“

Grundsätzlich gilt: Die Förder- und Transportkosten von fossilem Erdgas sind prozessbedingt geringer als die Produktionskosten von Elektrolysegas. Doch die Nutzung von fossilem Erdgas erfährt in der Dekarbonisierung der Energiewirtschaft eine enorme Kostensteigerung, die auf den CO₂-Gehalt im fossilen Erdgas zurückzuführen ist (vgl. oberer Abschnitt). Die Preiserwartung für „Graugas“ der Internationale Energy Agency steigt auf 4,2 ct/kWh, wie Abbildung 2 zeigt. Die Produktionskosten von aus „Graugas“ produziertem Wasserstoff steigen dadurch auf 6,5 ct/kWh. Im gleichen Zeitraum unterliegt Elektrolysegas einer hohen Kostendegression auf bis zu 3,2 bzw. 2,1 ct/kWh – je nachdem wie hoch der Erneuerbaren-Anteil im Stromsystem ist und wie viel Überschussstrom somit zur Verfügung steht. Diese Kostendegression wird möglich einerseits durch sinkende Fixkosten durch technologische Weiterentwicklungen sowie die „Economies of Scale“ und andererseits durch die fallenden Kosten für erneuerbaren Strom. Besonders

niedrig sind die Preise für erneuerbaren Überschussstrom in Stromsystemen mit einem hohen Anteil von 80 bis 100 % erneuerbarer Energien (Fall A in Abbildung 2). In solchen Systemen verbrauchen Elektrolyseure Strom, der sonst abgeregelt würde – wie stundenscharfe Zeitreihenanalysen von Energy Brainpool zeigen²⁰ – selbst bei Einsatz flexibler Verbraucher wie Elektroautos und elektrischer Wärmeerzeugung. Die geringen Fixkosten zukünftiger Elektrolyseure ermöglichen einen wirtschaftlichen Betrieb mit vergleichsweise niedrigen Vollbenutzungsstunden. In einem Stromsystem, in dem Elektrolyseure für den flexibel verbrauchten Überschussstrom Stromnebenkosten auf dem heutigen Niveau bezahlen (Fall B in Abbildung 2, beispielhafte Nebenkostenpauschale von 6 ct/kWh), kann das Elektrolysegas nicht wettbewerbsfähig produziert werden. Sollten für am Stromnetz angeschlossene Anlagen solche Stromnebenkosten anfallen, sind Offgrid-Elektrolysegasfarmen (Fall C in Abbildung 2) wirtschaftlicher und würden sich im In- und Ausland vermehrt durchsetzen, obwohl solche Insellösungen volkswirtschaftlich weniger effizient sind als netzgekoppelte Lösungen.

²⁰ (Energy Brainpool, 2018)

LITERATURVERZEICHNIS

Agora Verkehrswende, Agora Energiewende und Frontier Economics, 2018. *Die zukünftigen Kosten strombasierter synthetischer Brennstoffe*. [Online]

Available at: <https://www.agora-energiewende.de/de/presse/agoranews/news-detail/news/strombasierte-brennstoffe-fuer-den-klimaschutz-so-viel-wie-noetig-aus-effizienzgruenden-so-wenig-wie-moeglich/News/detail/>
[Zugriff am 05 03 2018].

Energy Brainpool, 2017. *Impulspapier: Experimentierklausel Power-to-Gas*. [Online]

Available at: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/Stellungnahmen/Stellungnahmen-SINTEG/greenpeace.pdf?__blob=publicationFile&v=2
[Zugriff am 12 03 2018].

Energy Brainpool, 2018. *Energy BrainReport 2018*. [Online]

Available at: <https://www.energybrainpool.com/analyse/energy-brainreport.html>
[Zugriff am 12 03 2018].

Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE), 2014. *Power2Gas – Hype oder Schlüssel zur Energiewende?*. [Online]

Available at: <https://www.ffe.de/publikationen/veroeffentlichungen/522-power2gas-hype-oder-schluessel-zur-energiewende>
[Zugriff am 12 03 2018].

Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., 2017. *Kurzstudie Power-to-X*. [Online]

Available at: <https://www.ffe.de/themen-und-methoden/speicher-und-netze/761-ffe-erstellt-zwei-kurzgutachten-fuer-den-szenariorahmen-2030-des-nep-2019>
[Zugriff am 12 03 2018].

Fraunhofer IEE, 2017. *Analyse eines europäischen -95%-Klimazielszenarios über mehrere Wetterjahre*. [Online]

Available at: <http://publica.fraunhofer.de/documents/N-439079.html>
[Zugriff am 05 03 2018].

Fraunhofer ISE, 2015. *Was kostet die Energieiwende?*. [Online]

Available at: <https://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/studien/was-kostet-die-energiewende.html>
[Zugriff am 12 03 2018].

Frontier Economics et al., 2017. *Der Wert der Gasinfrastruktur für die Energiewende in Deutschland*. [Online]

Available at: <http://www.frontier-economics.com/de/publication/der-wert-der-gasinfrastruktur-fuer-die-energiewende-deutschland/>
[Zugriff am 05 03 2018].

International Energy Agency, 2017. *World Energy Outlook 2017*. [Online]
Available at: http://www.iea.org/bookshop/750-World_Energy_Outlook_2017
[Zugriff am 14 03 2018].

Michael Sterner, M. T. F. E. T. L. P. G., 2015. *Bedeutung und Notwendigkeit von Windgas für die Energiewende in Deutschland*. [Online]
Available at: <https://www.greenpeace-energy.de/politik-engagement/energiepolitik/windgas.html>
[Zugriff am 12 03 2018].

Reiner Lemoine Institut, 2013. *Vergleich und Optimierung von zentral und dezentral orientierten Ausbaupfaden zu einer Stromversorgung aus Erneuerbaren Energien in Deutschland*. [Online]
Available at: <https://reiner-lemoine-institut.de/vergleich-und-optimierung-von-zentral-und-dezentral-orientierten-ausbaupfaden-zu-einer-stromversorgung-aus-erneuerbaren-energien-in-deutschland/>
[Zugriff am 14 03 2018].

Sterner, M. & Thema, M., 2018. *Umfrage unter 17 europäischen Herstellern, durchgeführt von IFES und IBT, bisher unveröffentlicht*.

TenneT TSO GmbH et al., 2017. *North Sea Wind Power Hub*. [Online]
Available at: <https://www.tennet.eu/news/detail/gasunie-to-join-north-sea-wind-power-hub-consortium/>
[Zugriff am 03 05 2018].

KURZPORTRAIT ENERGY BRAINPOOL

Die Energy Brainpool GmbH & Co. KG bietet unabhängige Energiemarkt-Expertise mit Fokus auf Marktdesign, Preisentwicklung und Handel in Deutschland und Europa. 2003 gründete Tobias Federico das Unternehmen mit einer der ersten Spotpreisprognosen am Markt. Heute umfasst das Angebot Fundamentalmodellierungen der Strompreise mit der Software Power2Sim ebenso wie vielfältige Analysen, Prognosen und wissenschaftliche Studien. Energy Brainpool berät in strategischen und operativen Fragestellungen und bietet seit 2008 Experten-Schulungen und Trainings an. Das Unternehmen verbindet Wissen und Kompetenz rund um Geschäftsmodelle, Digitalisierung, Handels-, Beschaffungs- und Risikomanagement mit langjähriger Praxiserfahrung im Bereich der steuerbaren und fluktuierenden Energien.

IMPRESSUM

Autor:

Fabian Huneke

Herausgeber:

Energy Brainpool GmbH & Co. KG

Brandenburgische Straße 86/87

10713 Berlin

www.energybrainpool.com

kontakt@energybrainpool.com mailto:

Tel.: +49 (30) 76 76 54 - 10

Fax: +49 (30) 76 76 54 - 20

März 2018

© Energy Brainpool GmbH & Co. KG, Berlin

Das Werk einschließlich aller seiner Teile ist urheberrechtlich geschützt. Jede Verwertung außerhalb der Grenzen des Urheberrechtsgesetzes ist ohne die Zustimmung des Herausgebers unzulässig und strafbar. Das gilt vor allem für Vervielfältigungen in irgendeiner Form (Fotokopie, Mikrokopie oder ein anderes Verfahren), Übersetzung und die Einspeicherung und Verarbeitung in elektronischen Systemen.

Für die Richtigkeit und Vollständigkeit der Inhalte findet eine Haftung ohne Rücksicht auf die Rechtsnatur des Anspruchs nicht statt. Sämtliche Entscheidungen, die auf Grund der bereitgestellten Informationen durch den Leser getroffen werden, fallen in seinen Verantwortungsbe-
reich.