

THEMA

Machbarkeitsstudie „Power to Gas“ in der Wärmeversorgung für ein Stadtentwicklungsgebiet am Beispiel „Aspern – Die Seestadt Wiens“

ABSCHLUSSBERICHT, JUNI 2015

Wien!
voraus

Energieplanung

StoDt+Wien



BIOVEST CONSULTING



Machbarkeitsstudie

Power to Gas

in der Wärmeversorgung
für ein Stadtentwicklungsgebiet
am Beispiel **aspersn Die Seestadt Wiens**
durch ein lokales Öko-Stadtgasnetz mit hohem Anteil an
Wasserstoff aus regenerativem Strom

Abschlussbericht - Zusammenfassung

ING. MARKUS FLEISCHHART
MAG. ELISABETH KNOGLER
DR. FRANZ E. LEICHTFRIED
DI THOMAS ROMM

Wien, Juni 2015

Impressum

Auftraggeber/Auftragnehmer:

Auftraggeber

OMV Gas & Power GmbH
Trabrennstraße 6-8
A-1020 Wien

MA 20 – Energieplanung Wien
Amerlingstraße 11
A-1060 Wien

Wien 3420 Aspern Development AG
Seestadtstraße 27/13
A-1220 Wien

Wien Energie GmbH
Thomas-Klestil-Platz 14
1030 Wien

Auftragnehmer

Dr. Ronald Mischek ZT
A-1030 Wien, Ungargasse 64-66
Dr. DI Ronald Mischek

Biovest Consulting GmbH
A-3423 Woerden, Dr.-Bruno-Klein-Strasse 2
Dr. Franz E. Leichtfried

ROMM forschen planen bauen
A-1030 Wien, Löwengasse 47a/7
Architekt DI Thomas M. Romm

1.1. Inhalt / Titel des Auftrags:

Machbarkeitsstudie Power to Gas

in der Wärmeversorgung für ein Stadtentwicklungsvorhaben am Beispiel **aspern Die Seestadt Wiens**
durch ein lokales Öko-Stadtgasnetz mit hohem Anteil an Wasserstoff aus regenerativem Strom

2. Zusammenfassung

2.1. Machbarkeit der Wärmeversorgung mit lokal erzeugtem Gas aus erneuerbarem Strom

Ausgangspunkt dieser Machbarkeitsstudie ist die These, dass die Wärmeversorgung eines Stadtteils mit einem lokal erzeugtem Gas aus erneuerbarem Strom bereits heute ökonomisch machbar und ökologisch sinnvoll ist. Wärmeversorgung durch Gas bietet generell hohe Versorgungssicherheit und vergleichbar geringe Infrastrukturkosten. Mit der Beimischung eines lokal erzeugten, regenerativen Gases können diese Vorteile auch mit den aktuellen ökologischen Anforderungen umgesetzt werden. Langfristig bietet erneuerbares Gas eine wichtige Brückentechnologie zur geplanten stufenweisen Erreichung nationaler Ziele im Bereich Energiewende und Klimaschutz.¹

Die Energiewende bringt eine fluktuierende Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen mit sich, die nicht mit dem täglichen Stromverbrauch korrespondiert. Das Stromnetz kann Strom nicht speichern. Hier setzt das klassische *Power to Gas* Modell an, indem es Strom aus Wind- und Sonnenenergie mit Hilfe einer anforderungsreaktiven Elektrolyse in Wasserstoff umwandelt. Dieser grüne Wasserstoff wird dann ins Gasnetz eingespeist, transportiert, gespeichert und bei Bedarf zur Wärme- oder Energieerzeugung genutzt. Studien zu *Power to Gas* untersuchen daher meist die systemischen Vorteile der Stromspeicherung im Gasnetz. Die vorliegende Studie betrachtet, über diese klassische *Power to Gas* Anwendung hinausgehend, die nachhaltige Wärmeversorgung eines konkreten Stadtteiles mit Hilfe eines lokal erzeugten, grünen Gases aus erneuerbarem Strom. Dieses erweiterte *Power to Gas* Konzept knüpft an die langjährigen historischen Erfahrungen mit Stadtgas an, einem lokal produzierten Gasgemisch mit einem Anteil von bis zu 67 Vol.-% Wasserstoff.²

Gegenstand der Untersuchung ist ein konkretes Stadterweiterungsprojekt für 20.000 Einwohner und 20.000 Arbeitsplätze in Wien, **asperm Die Seestadt Wiens**. Im Vordergrund steht neben der technischen Machbarkeit auch die Untersuchung der Wirtschaftlichkeit einer *Power to Gas* Wärmeversorgung. Die wirtschaftliche Machbarkeit wird dabei aus Sicht der Projektentwickler anhand der Deckungsbeiträge für die Infrastrukturerrichtung und der laufenden Kosten für die Wärmeversorgung beurteilt.

Das Ergebnis der Studie zeigt, dass Power to Gas in der Wärmeversorgung schon heute technisch realisierbar ist. Als ökonomisch und ökologisch beste Variante hat sich eine Kombination eines lokalen Mikronetzes für Öko-Stadtgas mit 60 Vol.-% erneuerbarem Wasserstoff in Kombination mit der Einspeisung von erneuerbarem Wasserstoff ins überregionale Gasnetz - als Ökogas erwiesen.. Mit Blick auf die großen Potenziale für Windstrom im Wiener Umland ist Windgas zur Wärmeversorgung langfristig ökonomisch und ökologisch wertvoll.

Folgende Annahmen liegen diesem Konzept zugrunde:

- Vollständige Netzkostenbefreiung für Elektrolyse-Strom lt. § 111 EIWOG 2010
- Für *Ökogas* (Erdgas mit 10 Vol% erneuerbarem Wasserstoff) wird nach deutschen Modellen (E.ON und Greenpeace) in freiwilliger Innovationszuschlag von 0,4 ct/kWh angesetzt Eine 10 MW-Elektrolyse kann max. 42.000 *Ökogas*-Kunden versorgen.
- *Ökostrom*-Energiekosten von 6 ct/kWh (ohne Netzentgelte und Abgaben für Strom)³ bzw. 4 ct/kWh Gesteigungskosten für Windkraft nach ÖMAG-Förderung inklusive BK Steigerung mit 3 % pro Jahr.²²
- Direkte physikalische Anbindung der erneuerbaren Energiequelle für die Elektrolyse (z.B. Direktleitung vom KW Freudenu oder vom Windpark Andlersdorf, der 2030 ausgeführt ist.)

¹ Nationale Zielvorgaben für das Jahr 2020 sind 20 % mehr Erneuerbare (Richtlinie 2009/28/EG, AT: 34 %) und 20 % mehr Energieeffizienz (Richtlinie 2012/27/EU).

² DVGW G 260-2000-01 "Gasbeschaffenheit" unterscheidet Stadtgas A mit 40-60 Vol.-% oder B mit 45-67 Vol.-% Wasserstoff.

³ 6 ct/kWh enthalten 35 % Toleranz für Preisanstieg (Arbeitspreis für 10 MW-Elektrolyse mit Anschluss an Netzebene 5 wäre nur 4 ct/kWh und 0,5 ct/kWh *Ökostrom*zertifizierungskosten) und entsprechen dem Energiepreisanteil der Netzebene 7 (s. Kapitel 9.2).

- Das netzdienliche Geschäftsmodell des Elektrolysebetriebs mit Überschussstrom für negative *Regelenergie* wurde in den Betreibermodellen dieser Studie ausgeklammert.⁴

Das Ergebnis der Studie für *Power to Gas* in der Wärmeversorgung zeigt folgende Kernaussagen

- Das Stadterweiterungsgebiet Seestadt Aspern Nord war das Modell, um mit konkreten Daten und einem bereits entwickelten Energiekonzept Vergleiche mit einer Power-to-Gaslösung ziehen zu können
- Power-to-Gas in der Wärmeversorgung für die Stadtplanung ist schon heute technisch realisierbar und sollte als Option bei Energieversorgungskonzepten für Stadterweiterungsgebieten berücksichtigt werden.
- Mit einem lokalen Mikronetz für Öko Stadtgas, bestehend aus 60% Wasserstoff und 40% Methan kann eine Wärmeversorgung mit einem Anteil von ...% erneuerbarer Energie geschaffen werden.
- Die moderne Brennwertechnik ist heute schon in der Lage mit unterschiedlichen Wasserstoffkonzentrationen von bis zu 60 Vol-% zu arbeiten
- Die Investitionskosten für ein lokales Mikronetz für Öko-Stadtgas mit 60 Vol% Wasserstoff aus erneuerbarer Energie (EE-Wasserstoff) sind vergleichbar mit denen eines Fernwärmenetzes.
- Dieses Infrastrukturkonzept ist mit aktuellen Wärmeenergiekosten von 0,82 €/m² NNF im Monat und einem üblichen Baukostenzuschuss von 30 €/m² NNF bereits heute wirtschaftlich darstellbar.⁵
- Der Betrieb dieses Mikronetzes fällt nicht unter die derzeitigen gesetzlichen Regelungen; diese müssen noch geschaffen werden
- Die Produktion von H₂ außerhalb der Wärmesaison kann in das überregionale Erdgasnetz eingespeist werden (derzeit bis zu 4%). Dieses Ökogas kann an Bestandskunden im Stadtgebiet geliefert werden kann. Dies ermöglicht zusätzliche Einnahmen, eine Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien und eine CO₂-Reduktion von
- P2G ermöglicht es, durch die Beimengung von Überschuss-Ökogas den Erneuerbaren Energien-Anteil im Erdgasnetz bzw. in der Wärmeversorgung einer Stadt zu erhöhen.
- Die Realisierung eines kombinierten Öko-Stadtgas / Ökogas Geschäftsmodells nur durch intensive Zusammenarbeit der Stromproduzenten, Netzbetreiber sowie der Betreiber von überregionalen Gasnetzen möglich
- Für ökonomische Realisierung sind neue rechtliche Rahmenbedingungen erforderlich, wie die Befreiung von Netzkosten für Elektrolysestrom

⁴ Regelenergie wurde im Laufe des Projektes - insbesondere vom AG-Seite her - nicht als geschäftliche Basis für Power to Gas bewertet und wurde daher nicht in die wirtschaftliche Bewertung aufgenommen. Sie ist aber in 5 MW-Paketen zuschaltbar und für die Netzdienlichkeit von Power to Gas grundsätzlich sinnvoll.

⁵ Der Baukostenzuschuss von 30 €/m² und monatliche Wärmekosten von 0,82 €/m² spiegeln den aktuellen Wärmemarkt in Wien aus Bauträgersicht im Jahr 2015. Diese Werte sind Ausgangspunkt der Betrachtung der Marktreife und des Vergleichens von Konzepten zur Wärmeversorgung in dieser Studie.

Öko-Stadtgas enthält 60 Vol.-% Wasserstoff aus erneuerbarer Energie. Dieser hohe Wasserstoffanteil im Öko-Stadtgas erfordert keinen signifikanten Entwicklungsbedarf bei Kesselanlagen oder in der Netzplanung. Die am Markt verfügbare Vormischbrenner-Technologie ermöglicht eine abgassensor-gesteuerte elektronische Nachjustierung des Gas/Luft-Gemisches und damit einen Betrieb mit wasserstoffhaltigem Gasgemisch. Die Entwicklung der Kunststofftechnologie der letzten Jahrzehnte garantiert eine Gasnetzplanung ohne nennenswerte Mehrkosten für Öko-Stadtgas.

Wasserstoff hat nur ein Drittel des Brennwertes von Erdgas, deshalb hat Öko-Stadtgas mit 60 Vol.-% Wasserstoff im Gesamtbrennwert einen Anteil von 32 % erneuerbarer Energie. Öko-Stadtgas bilanziert mit ca. 172 g CO₂/kWh. Das wären für den Wärmebedarf in der Seestadt jährlich Emissionen von 16.700 t CO₂. Durch die Einspeisung von grünem Wasserstoff ins überregionale Erdgasnetz können mit der 10 MW Seestadt-Elektrolyse allerdings im Vollausbau 5.000 t CO₂ p.a. eingespart werden.⁶ Der erforderliche Emissionsgrenzwert von max. 13.700 t CO₂⁷ könnte also ab 25.000 Ökogaskunden nach Fertigstellung der Seestadt im Jahr 2030 sogar unterschritten werden.

Dieses Konzept ist auch die Grundlage für eine Infrastruktur von morgen - eine Infrastruktur für 100 %-synthetisch hergestelltes, lokal erzeugtes, erneuerbares Gas aus methanisierendem grünem Wasserstoff: Die Methanisierung ist ein Verwertungsprozeß von industriellem CO₂, das mit Wasserstoff (4H₂) zu synthetischem Erdgas (CH₄) und Wasser (2H₂O) umgewandelt wird. Methanisierung ermöglicht die lokale Herstellung eines vollständig erneuerbaren Gases aus grünem Strom.

2.2. Möglicher Ringnetzplan für Öko-Stadtgas am Beispiel Seestadt Aspern Nord

Die exemplarische Netzplanung am Beispiel **aspern** Seestadt Nord war Grundlage für die Dimensionierung und Kostenschätzung der Infrastrukturerrichtung von Power to Gas:

Abb. 1 Exemplarischer Ringnetzplan für Öko-Stadtgas für die Bauetappen der Seestadt Nord

Quelle: Eigene Grafik

Das vom Wiener Gasnetz getrennte 1-Bar Verteilnetz für Öko-Stadtgas in der Seestadt hätte eine Leitungslänge von insgesamt 10,3 km. Dieses lokale Stadtgasnetz ist zur Versorgungssicherheit in sechs Ringen organisiert, die sich an den Bauetappen der Seestadt orientieren. Das Öko-Stadtgas deckt den kompletten Wärmebedarf von ca. 100.000 MWh für Raumwärme und Warmwasser. Die Elektrolyse wächst modular bis zu einer Gesamtleistung von 10 MW mit und wird strom- und gaseitig von Süden versorgt. Eine Abwärmenutzung der Elektrolyse ist gemeinsam mit den gewerblichen Widmungen in einem Nahwärmenetz möglich. Die Gesamtbaukosten betragen ca. 47 €/m²_{NNFI} und sind denen von Wärmenetzen vergleichbar. Sie sinken auf 37 €/m²_{NNFI}, wenn auch noch Ökogas ins überregionale Gasnetz eingespeist wird. Die Einspeisung muss über eine zu errichtende Leitung zu Knotenpunkten des überregionalen Transportnetzes erfolgen.

2.3. Betreibermodelle stromerzeugter Wärme

Die Studie entwickelt zwei Betreibermodelle, die sich durch Stromquelle und Strompreis unterscheiden. Der Betrieb wird einmal mit marktüblichen Stromkosten aus Sicht eines Großabnehmers und einmal mit den Gestehungskosten eines ausgeförderten Windparks betrachtet. In beiden Modellen erzeugt eine PEM Elektrolyse den Wasserstoff.

⁶ Bezieht man die Betriebsauslastung der Elektrolyse von weiteren 45% für Ökogas-Einspeisung ins überregionale Gasnetz mit ein, würden insgesamt 55.000 MWh mit grünem Wasserstoff erneuerbar erzeugt. Das wären über 55% des Gesamtbedarfs der Seestadt.

⁷ Der aktuelle Grenzwert von max. 140 g CO₂/kWh bedeutet eine Emissionsmenge von max. 13.700 t CO₂ p.a.

Das erste, in der Studie entwickelte Betreibermodell nutzt 50 % der Elektrolysekapazität für den Betrieb eines lokalen Netzes mit *Öko-Stadtgas* und 50 % für die saisonale Einspeisung von Wasserstoff in das überregionale Gasnetz (s. Abb.2). Das eingespeiste Gas kann landesweit als *Ökogas* im Verteilnetz vermarktet werden. Das Geschäftsmodell betrachtet in Deutschland bereits eingeführte Tarifmodelle mit einem bilanziellen Anteil von 10 Vol.-% Wasserstoff im *Ökogas*.⁸

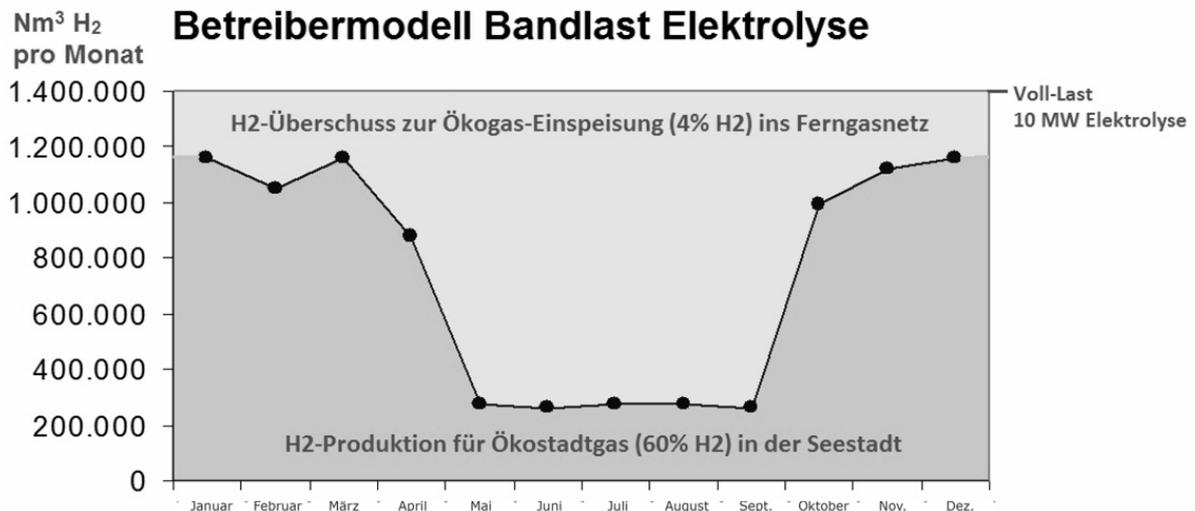


Abb. 2 Elektrolyse-Auslastung Bandlast - Betreibermodell

Quelle: Eigene Grafik

Die Infrastruktur-Investitionskosten dieses neuen Stadtgasnetzes sind vergleichbar mit denen von Fern- und Nahwärmenetzen. Die Besonderheit der Wärmeversorgung mit *Power to Gas* liegt in der sozialen Nachhaltigkeit: Zwei Drittel der Wiener Haushalte heizen derzeit mit Erdgas. Die Anforderungen an die Anteile erneuerbarer Energie für den Neubau können mit dem hier entwickelten Konzept durch Bestandskunden querfinanziert werden. Erdgaskunden außerhalb der Seestadt können *Ökogas* erwerben und tragen so die Errichtungskosten einer nachhaltigen Wärmeversorgung der Stadterweiterung mit.

Eine signifikante Erhöhung der Anteile erneuerbarer Energie im Wiener Wärmemarkt ist mit einer zunehmend strombasierten Wärmebereitstellung verbunden, wie die Potenziale der Windkraft zur Energieversorgung des Wiener Umlandes zeigen.⁹ Die Stabilität des Stromnetzes ist aber ungleich sensibler als die anderer Netze und zugleich von höchster Wichtigkeit für den Wirtschaftsstandort.

Die „Speicherung“ von Strom in Wärme wäre zu Beginn der Heizperiode mit einer 10-fachen Spitzenlast für die Strominfrastruktur verbunden und ist im Sommer ohne Wert. Daher sind netzdienliche, auf Lastausgleich, Speicherung und Transport ausgerichtete Systeme erfolgskritische Faktoren dieses Wandels. Ein *Ökogas* mit grünem Wasserstoff aus erneuerbarem Strom ist – bei ausreichender abrufbarer Reservekapazität der Elektrolyse - ein solches Konzept zur stromseitigen Wärmebereitstellung über die Elastizität der Gasinfrastruktur.

Das Betreibermodell für ein aus Strom erzeugtes Gas in einem lokalen Verteilnetz und einer saisonalen Einspeisung von Wasserstoff in ein Transportnetz erfordert einen Stromproduzenten, Gastransporteur und Verteilnetzbetreiber:

- Der Betrieb des lokalen *Öko-Stadtgasnetzes* und die Vermarktung von *Ökogas* im Bestandsnetz sind die Geschäftsfelder lokaler Energieversorger.

⁸ Die Einspeisung von Wasserstoff ins Erdgasnetz ist derzeit in Österreich auf 4 Vol.-%, in Deutschland auf 5 Vol.-% regulatorisch beschränkt. Das E.ON-Tarifmodell *WindGas* bietet dem Kunden eine bilanzierte Menge von 10 Vol.-% Windgasanteil an. Ins Gasnetz eingespeist wird in der Elektrolyseanlage in Falkenhagen ein Anteil von 2 Vol.-% Wasserstoff.

<https://www.eon.de/pk/de/strom-und-erdgas/erdgas/optimalererdgas/eon-windgas.html>

⁹ Haas, Optionen für die Gestaltung des Wiener Energiesystems der Zukunft; Endbericht, Wien 2013, S.113

- Die Einspeisung von Wasserstoff ins Verteil- und Transportnetz liegt in der Zuständigkeit des Stromerzeugers, der den Strom für die Elektrolyse netzentgeltbefreit liefert.
- Der Gastransporteur ist für den Transport des Mischgases zuständig. Das Mischgas wird am freien Markt gehandelt.

Die Studie unterscheidet zwei Betreibermodelle je nach Stromerzeugung durch:

- Wasserkraftwerk mit Bandlast (ca. 8.300 Volllaststunden)
- Windpark mit fluktuierender Last (ca. 2.650 Volllaststunden)

In beiden Fällen gilt die physikalisch hergestellte Anbindung der Elektrolyse an die Stromerzeugung als Voraussetzung für die Befreiung von Netzentgelt, Steuern und Abgaben für den eigenverbrauchten Strom.¹⁰

Im Falle eines **Volllastbetriebes der Elektrolyse** mit Wasserkraft werden die Stromkosten aus der Sicht eines Betreibers mit einem Energiepreis von 6 ct/kWh kalkuliert, der konservativ ca. 35 % höher als marktüblich angesetzt wurde. Der Gewinn beruht ausschließlich auf der Abgabenbefreiung für den eigenverbrauchten Strom und der im § 111 EIWOG 2010 für Elektrolyse gesetzlich vorgesehenen Netzentgeltbefreiung von Strom. Die Durchführungsverordnung dieses Bundesgesetzes muss auf Länderebene allerdings noch erwirkt werden.

Im Modell der **Windstrom-gespeisten Elektrolyse** wechselt die Perspektive auf die Gestehungskosten des Windstrompreises von 4 ct/kWh.¹¹ Hier sind die regulativ auf 4 Vol.-% beschränkte Einspeisung von *Ökogas* ins überregionale Gasnetz und der Netzbetrieb des *Öko-Stadtgases* mit schwankendem H₂-Anteil (0-60 Vol.-%) die technischen Herausforderungen, die letztlich über Methanisierung von Wasserstoff gelöst werden können. Die Bewertung von Technologien zur Methanisierung ist aber nicht Gegenstand der Studie, daher bleibt das Szenario offen.

2.4. Betreibermodell Bandlast-Elektrolyse

Eine 10 MW-Elektrolyse kann mit etwas über 50 % Betriebsauslastung einen konstanten Wasserstoffanteil von 60 Vol.-% für die erforderliche Wärmemenge des Stadtteils bereitstellen.¹² Mit weiteren knapp 50 % Betriebsauslastung der Elektrolyse für die Einspeisung von *Ökogas* ins überregionale Netz (s. Abb. 2) kann das Geschäftsmodell noch verbessert werden.

Unter den Rahmenbedingungen des Baukostenzuschusses von 30 €/m² und derzeit üblichen Marktpreisen von 82 ct/m² monatlicher Wärmekosten kann *Öko-Stadtgas* € 0,8 Mio. p.a. Rohgewinn machen.¹³

Voraussetzung ist die Netzentgelt- und Abgabenbefreiung für eigenverbrauchten Strom. Ist der Strom nur netzentgeltbefreit - z.B. für einen Betreiber, der den Strom nicht selbst produziert - kann ein Rohgewinn in gleicher Höhe nur bei 10 % höheren Wärmekosten erwirtschaftet werden (d.h. bei einem einmaligen Baukostenzuschuss von 33 €/m² und monatlichen Wärmekosten von 0,90 €/m²). Wäre der Strom für die Elektrolyse nicht lt. § 111 EIWOG 2010 befreit von Netzentgelten, müssten für den gleichen Rohgewinn die Einnahmen um 20 % höher sein.

¹⁰ Diese Annahme ist Grundlage der Kostenberechnung. Ob bei Nutzung öffentlichen Guts für die Anbindung der Stromquelle an die Elektrolyse kein Eigenverbrauch mehr gegeben ist, wie derzeit im Falle von Photovoltaik-Anlagen, bleibt eine zu klärende Rechtslage.

¹¹ Die Modelle mit Windparkbeteiligung werden in der Studie mit Stromgestehungskosten von 4,061 ct/kWh gerrechnet. Die Gesamtbetriebskosten weist die IG-Windkraft für bestehende Anlagen nach 12 Jahren mit folgenden Kosten aus: Wartungs- und Instandhaltungskosten: 2,4 ct/kWh, sonstige Betriebskosten: 1,165 ct/kWh mit BK Steigerung mit 3 % pro Jahr (nach 12 Jahren also 1,661 ct/kWh). (Hantsch, Stefan; Moidl, Stefan; Nährer, Ursula; *Expertise der IG Windkraft zur Ermittlung der Gestehungskosten für kosteneffiziente Windenergieanlagen*, 2009)

¹² Nur an einzelnen Tagen einer extremen Kälteperiode sieht die Auslegung der Elektrolyse eine Reduktion der Wasserstoffkonzentration auf 30-34 Vol.-% vor.

¹³ 6 ct/kWh enthalten 35 % Toleranz für Preisanstieg (Arbeitspreis für 10 MW-Elektrolyse mit Anschluss an Netzebene 5 wäre nur 4 ct/kWh und 0,5 ct/kWh Ökostromzertifizierungskosten) und entsprechen dem Energiepreisanteil der Netzebene 7 (s. Kapitel 9.2).

Bei Volllastbetrieb für *Ökogas* und *Öko-Stadtgas* erwirtschaftet das netzentgelt- und abgabenbefreite Modell mit maximal 42.000 *Ökogas*-Kunden einen Rohgewinn von ca. € 1,5 Mio. im Jahr. Die Investitionskosten von knapp € 60 Mio. können nach leistungsbezogenen Anteilen der Elektrolyse für die Einspeisung von *Ökogas* und die Produktion von *Öko-Stadtgas* aufgeteilt werden. Die gesamte Menge des produzierten grünen Wasserstoffs entspricht einem erneuerbaren Anteil von mehr als 55 % des kalorischen Wärmebedarfs der Seestadt.

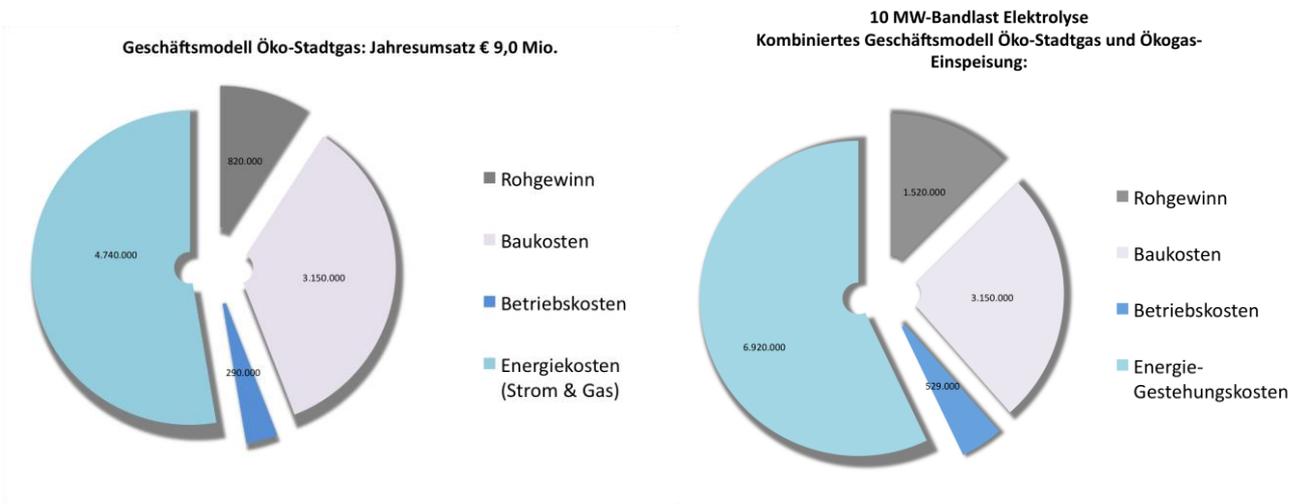


Abb. 3 Umsatz des Geschäftsmodells für regeneratives Gas mit 10 MW-Elektrolyse für *Öko-Stadtgas* ohne *Ökogas* (links) und kombiniert mit zusätzlich 42.000 *Ökogas*-Kunden im Endausbau 2030 (rechts).

Quelle: Eigene Berechnung

Das Betreibermodell einer 10 MW-Bandlast-Elektrolyse zur Wärmeversorgung eines Stadtteils durch ein *Öko-Stadtgas*netz mit 60 Vol.-% H₂ und die (bilanzielle) Einspeisung von 10 Vol.-% H₂ ins überregionale Erdgasnetz zu einem *Ökogas*-Tarifzuschlag von ca. 0,4 Ct/kWh bilanzieren insgesamt mit einem Anteil von 55 % erneuerbarer Energie und einem jährlichen Rohgewinn von € 1,5 Mio p.a. im Vollausbau.¹⁴

Grüner Wasserstoff ist annähernd CO₂-neutral.¹⁵ Zusätzlich zur Abdeckung des Wärmebedarfs der Seestadt wird erneuerbares Gas als *Ökogas* ins überregionale Gasnetz eingespeist und an Erdgaskunden vermarktet.¹⁶ Das hier kalkulierte *Ökogas*-Geschäftsmodell folgt am Markt eingeführten Beispielen: Greenpeace Energy, eine deutsche Energie-Genossenschaft, bietet einen *proWindgas*-Tarif mit einem Innovationszuschlag von 0,4 Ct/kWh an.¹⁷ Das E.ON Tarifmodell für Windgas bezieht sich auf eine

¹⁴ Von der produzierten Wärmeleistung von ca. 100.000 MWh sind 55.000 MWh aus erneuerbarem Strom.

¹⁵ Der CO₂-Ausstoß des Ökostroms für die Elektrolyse beträgt lt. Umweltbundesamt 17 g CO₂/kWh. Durch den Wirkungsgradverlust bei der Umwandlung in grünen Wasserstoff vermehrt sich der Betrag auf 26 g CO₂/kWh.
<http://www5.umweltbundesamt.at/emas/co2mon/co2mon.htm>

¹⁶ Die Emissionen der Wärmeerzeugung des Stadtteils mit *Öko-Stadtgas* bilanzieren durch die zusätzliche Einspeisung von *Ökogas* ins Erdgasnetz mit 144 g CO₂/kWh.

¹⁷ <http://www.greenpeace-energy.de/windgas/der-gastarif.html>

bilanzielle Beimischung von 10 Vol.-% grünem Wasserstoff und bietet dem Kunden einen verbrauchsbezogenen Windgastarif an.

Das Bandlastkonzept einer 10 MW-Elektrolyse rechnet mit einem Kundenstamm für *Ökogas* von 4.200 Haushalten pro Megawatt. Die modulare Bauform der Elektrolyse ermöglicht einen stufenweisen Ausbau, der den Bauetappen folgt. Nach dem Endausbau der Seestadt im Jahr 2032 könnte *Ökogas* für 7 % der Wiener Kleinverbraucher erzeugt werden.

2.5. Betreibermodell: Windstrom-Elektrolyse

Im Betreibermodell einer Stromversorgung durch einen ausgeförderten Windpark¹⁸ folgt die Elektrolyse dem Lastgang des Windes. Die Dimensionierung der Elektrolyse als „Windstromfräse“ bedeutet eine Auslegung nach der Engpassleistung¹⁹ des Windparks. Zur Versorgung des Stadtteils mit *Öko-Stadtgas* mit 60 Vol.-% Wasserstoffanteil²⁰ ist ein Windpark mit einer Leistung von 20 MW und 48.000 MWh Ertrag in 2.400 Volllaststunden erforderlich (s. Abb. 4).²¹

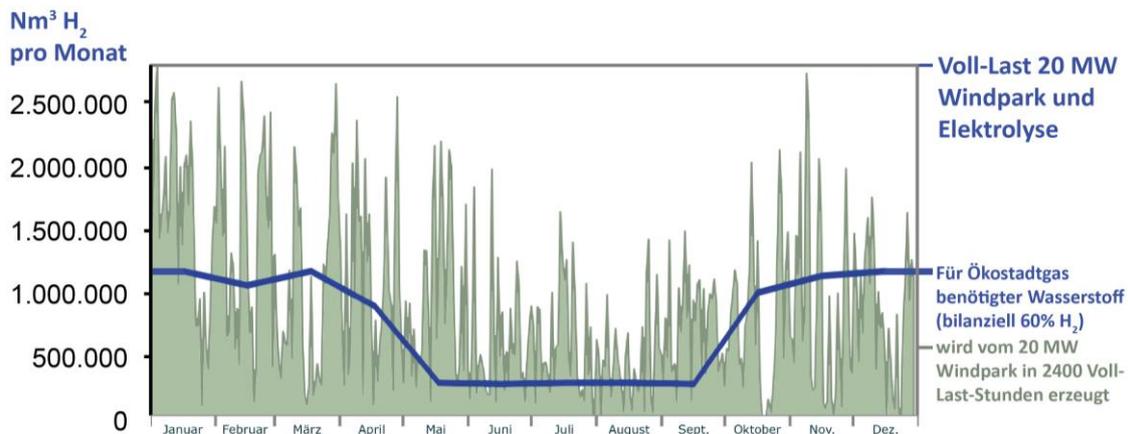


Abb. 4 Betreibermodell Windstrom-Elektrolyse (20 MW Windpark)

Quelle: Eigene Berechnung

Eine 20 MW-Elektrolyse ist allerdings mit 27 % Auslastung für *Öko-Stadtgas* nicht rentabel. Eine Erhöhung der Windparkleistung bei gleich bleibender Elektrolysekapazität erscheint wenig sinnvoll, da der Windparkbetreiber bei starkem Wind und Erreichen der Engpassleistung zusätzliche Abnehmer für die jenseits der Elektrolyse-Leistung produzierte Überschuss-Energie finden muss. Gerade in Starkwind-Situationen ist aber die Windstrom-Nachfrage am Strommarkt gering und der Überschuss-Strom schwer verkäuflich.

Daher untersuchen wir das Modell mit gleicher Leistung von Windpark **und** Elektrolyse am konkreten Beispiel eines Windparks im Wiener Umland mit 2.650 h Volllaststunden und 28 MW Leistung. Die Produktion von 74.000 MWh deckt nicht nur den gesamten Bedarf an *Öko-Stadtgas* (47.000 MWh), sondern stellt noch zusätzliche 27.000 MWh Strom für die Einspeisung von grünem Wasserstoff ins überregionale Gasnetz zur Verfügung (s. Abb. 5).

Eine windleistungsgeführte Elektrolyse ist durch die sekundenschnelle Reaktion und die bereits verfügbare Smart-Grid-Tauglichkeit moderner PEM-Elektrolyse Stand der Technik, erfordert aber wegen des schwankenden Wasserstoffanteils im Gasegemisch Flexibilität beim Wärmeerzeuger. Der Wasserstoffgehalt von maximal 60 Vol.-% wird bei schwachem Wind unterschritten und durch Erdgas ersetzt. Kritisch ist auch die Einspeisung von Wasserstoff in das überregionale Gasnetz innerhalb der regulatorischen Beschränkung von 4 Vol.-% wegen des geringeren Erdgasflusses im Sommer. Für den Sommerfall müssen Lastgänge des Windstroms und Durchflussmengen des Gases im Stundenbild noch genau analysiert werden.

¹⁸ Gemäß § 16 (1) Z 2 ÖSG 2012 beträgt die Dauer der allgemeinen Kontrahierungspflicht der OeMAG für Windkraftanlagen 13 Jahre.

¹⁹ Unter Engpassleistung versteht man in der Elektrizitätswirtschaft die maximale Dauerleistung, die ein Kraftwerk unter Normalbedingungen abgeben kann. <https://de.wikipedia.org/wiki/Engpassleistung>

²⁰ 60 Vol.-% Wasserstoffanteil sind wegen windangepasster H₂-Produktion nicht konstant im *Öko-Stadtgas*netz vorhanden und werden durch komplementäre Einspeisung ins über-regionale Ferngasnetz bilanziell erreicht.

²¹ Der in unmittelbarer Nachbarschaft geplante Windpark in den Gemeinden Andlersdorf und Orth an der Donau hat lt. UVP aus dem Jahr 2013 mit der Errichtung von 13 Windkraftanlagen im Endausbau eine Leistung von 39 MW.

Andererseits schafft eine ausfinanzierte 28 MW-Elektrolyse mit 70 % freier Kapazität günstige wirtschaftliche Voraussetzungen für die Methanisierung von grünem Wasserstoff zur Herstellung von SNG²², eines zur Gänze synthetischen, erneuerbaren Gases. SNG kann ohne technische Restriktionen ins Gasnetz und vor allem in Erdgasspeicher eingebracht werden. Die Kapazität der Speicher beträgt in Österreich 76 % des Jahresbedarfs an Erdgas. Die Studie skizziert schließlich einen Ausblick auf eine Wärmeversorgung durch Methanisierung von hochreinen CO₂-Vorkommen am Standort der Einspeisung ins überregionale Gasnetz. Der Umfang der Machbarkeitsstudie endet mit Empfehlungen zur detaillierten Fallanalyse von Lastgängen, Gasdurchflüssen und Methanisierung.

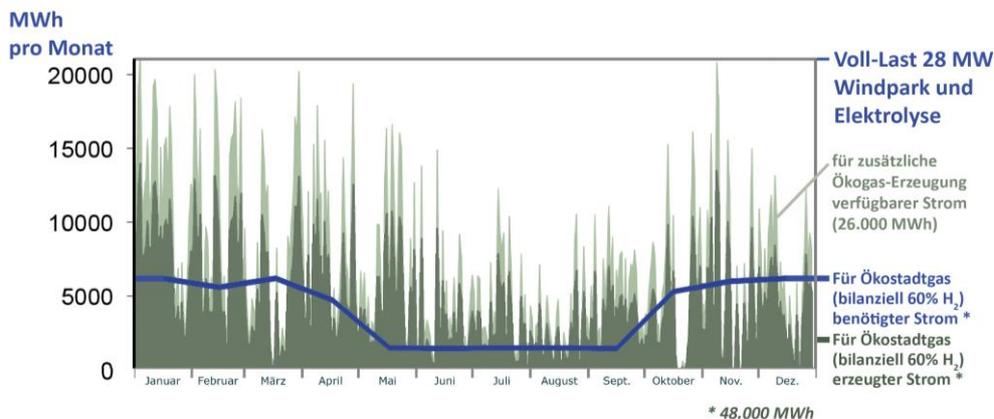


Abb. 5 Betreibermodell Windstrom-Elektrolyse (28 MW Windpark)

Quelle: Eigene Berechnung

Das Betreibermodell einer windgeführten Elektrolyse („Windstromfräse“) zur Produktion von **Öko-Stadtgas** und Einspeisung von **Ökogas** ins Erdgasnetz erfordert einen Windpark mit 28 MW Leistung. Mit nur 30 % Auslastung der Elektrolyse ist mit aktuellen Errichtungskosten der Betrieb selbst unter den Voraussetzungen der günstigen Gestehungskosten des Windstroms nicht rentabel.²³ 31.000 Ökogaskunden und eine Anpassung der Wärmekosten für Öko-Stadtgas um ca. 19 % wäre für den Eintritt in die Gewinnzone nötig: Statt 0,82 €/m² müssten 0,97 €/m² im Monat für die Wärmebereitstellung aufgebracht werden. Der einmalige Deckungsbeitrag würde 35,6 €/m² statt 30 €/m² betragen.

Um die 70 % Restkapazität der Elektrolyse zu nutzen, sind im Zeithorizont 2030 komplementäre Geschäftsmodelle wie z.B. Nutzung des Wasserstoffs als grüner Treibstoff denkbar. Power to Gas wird in vielen Fachkreisen bevorzugt im Zusammenhang mit Wasserstoffmobilität gesehen.²⁴ Die Windgas-Elektrolyse bietet bei Optimierung der Anlagenauslegung und Betriebsführung unter bestimmten Voraussetzungen (z.B. ausreichender abrufbarer Reservekapazität der Elektrolyse oder entsprechender H₂-Speichermöglichkeiten) signifikante Potenziale für *Power to Gas*: Stromseitige Netzdienlichkeit und – mittels Methanisierung des Wasserstoffs - die Perspektive auf ein fast 100 % erneuerbares, lokal erzeugtes grünes Gas, die einzige saisonale Speicheroption für Strom im großen Umfang.

An dieser Stelle stellt sich die Frage des ökonomischen und ökologischen Wertes von Stromnetzdienlichkeit und Stromspeicherung vor dem Hintergrund drohender Still-Legung ausgeförderter Windparks.

²² „Synthetic Natural Gas“

²³ Die Modelle mit Windparkbeteiligung werden in der Studie mit Stromgestehungskosten von 4,061 ct/kWh gerechnet. Die Gesamtbetriebskosten weist die IG-Windkraft für bestehende Anlagen nach 12 Jahren mit folgenden Kosten aus: Wartungs- und Instandhaltungskosten: 2,4 ct/kWh, sonstige Betriebskosten: 1,165 ct/kWh mit BK Steigerung mit 3 % pro Jahr (nach 12 Jahren also 1,661 ct/kWh). (Hantsch, Stefan; Moidl, Stefan; Nährer, Ursula; *Expertise der IG Windkraft zur Ermittlung der Gestehungskosten für kosteneffiziente Windenergieanlagen*, 2009)

²⁴ Henning, Hans-Martin; Palzer, Andreas; *ENERGIESYSTEM DEUTSCHLAND 2050*, Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, Freiburg 2013, S. 14

2.6. Handlungsempfehlungen

- Die Wirtschaftlichkeit der untersuchten Geschäftsmodelle beruht auf der Netzentgeltbefreiung „für Anlagen zur Umwandlung von Strom in Wasserstoff oder synthetisches Erdgas“, die im österreichischen EIWOG festgeschrieben ist. Damit die erforderliche **Rechtssicherheit, dass eigenerzeugter Strom ohne Netzentgelt vom Erzeuger in Gas umgewandelt werden kann**, gegeben ist, besteht Handlungsbedarf für eine Durchführungsverordnung des § 111 EIWOG 2010 bei den Bundesländern.
- **Ökogas muss durch detaillierte Marktanalyse und geeignete Tarifbildung** als Produkt für das Energieversorger- und das Endkundengeschäft in Österreich entwickelt werden.
- Die Betreibermodelle sollten zur **Stromnetzdienlichkeit** um das **Geschäftsmodell negative Regelernergie** erweitert werden. Die Erzeugung von Ökogas zur Einspeisung ins überregionale Gasnetz lässt sich zur Glättung von Erzeugungsspitzen im Stromnetz betreiben.
- **Leuchtturmprojekt I Feldversuch Brennwertkessel:** Erst ein Feldversuch für die Erprobung der Abgas-Sensorik moderner Brennwertgeräte bei fluktuierendem Wasserstoffgehalt von 0-60 Vol.-% kann die erforderliche Markteinführung für die Realisierung einer „Windstromfräse“ zur Produktion von Öko-Stadtgas und Ökogas gewährleisten. Diese Pilotanlage für ein Mikro-Stadtgasnetz und eine Ökogas-Einspeisung könnte mit dem Neubau einer größeren Wohnanlage entwickelt werden.
- **Leuchtturmprojekt II Hybrid-Heizwerk Seestadt:** Ausarbeitung eines **Anlagendesigns für ein Hybrid-Heizwerk im 40 MW-Gaskesselhaus** für das Niedertemperatur-Nahwärmenetz. Ziel ist eine signifikante Verringerung des CO₂-Ausstosses durch elektrolytisch erzeugten grünen Wasserstoff und damit verbunden die Optimierung der Abwärme-, Regelernergie- und PV-Nutzung.
- **Leuchtturmprojekt III Windgas-Methanisierung.** Dieses stromnetzdienliche Modell bietet die Möglichkeit der langfristigen Speicherung von erneuerbar erzeugter elektrischer Energie in Form von synthetischem Erdgas (SNG). SNG wird aus lokal verfügbarem, hochreinem CO₂ und aus elektrolytisch erzeugtem Wasserstoff hergestellt („Methanisierung“) und kann in Gasmotoren oder GUD-Kraftwerken wieder in elektrische Energie umgewandelt werden. Wir empfehlen die Ausarbeitung der bereits begonnenen Wirtschaftlichkeitsbewertung und der Optimierungsrechnung sowie der Bewertung von Regelernergieaspekten.
- **Leuchtturmprojekt IV Infrastruktur Windstrom-Wasserstofftankstellen.** Die Überkapazität der Windstrom-Elektrolyse ermöglicht – außer an Tagen mit Engpassleistung - eine Produktion von Wasserstoff on Demand für Tankstellen.
- Der Strom von PV-Anlagen soll als netzentgeltbefreite Komponente (im Sommer) komplementär zur Stromerzeugung der Windparks (im Winter) in das Konzept einer Windstrom-Elektrolyse integriert werden.
- Die technische Machbarkeit eines Wiener Öko-Stadtgases im Bestandsnetz sollte in einer Grundlagenarbeit analysiert werden. Die Stadtfläche vom Gürtel bis zur Donau ist frei von GUD Kraftwerken und Tankstellen als limitierende Faktoren für ein wasserstoffhaltiges Gas-Gemisch.
- Der Vergleich von *Power to Gas* mit strombasierten Wärmespeichern wie dem Elektrodenkessel steht aus. Allerdings wird ein Kostenvergleich für Errichtungskosten und Wärmegestehungskosten alleine nicht ausreichen, um die volkswirtschaftliche Dimension der Stromnetzentlastung und Infrastrukturkosten-Vermeidung zu berücksichtigen.
- Technische Regelwerke, insbesondere die OIB-Richtlinie 6, müssen erneuerbares Gas unter den Anforderungen „*an den erneuerbaren Anteil*“ berücksichtigen.²⁵
- Für die technische Machbarkeit muss eine ÖVGW-Umsetzung erfolgen: Die Aufnahme von technischen Erfordernissen für Öko-Stadtgas muss für betroffene Regelwerke detailliert werden.

²⁵ Unter 4.3 a) *Nutzungen erneuerbarer Quellen außerhalb der Systemgrenzen „Gebäude“* wäre z.B. zu ergänzen: *Es ist der erforderliche Wärmebedarf für Raumheizung und Warmwasser mindestens zu 50 % durch ein Gasgemisch auf der Basis von mindestens 50 Vol.-% Wasserstoff aus erneuerbarem Strom unter Einhaltung der Anforderungen an den hierfür geltenden maximal zulässigen Heizenergiebedarf zu decken.*

2.7. Kalkulationsgrundlagen

Gegenstand	Rechenwert	Quelle
Physikalische Grundlagen:		
Brennwert H ₂	3,509 kWh/Nm ³	http://www.umweltbundesamt.at/fileadmin/site/publikationen/REP0012.pdf
Heizwert H ₂	2,995 kWh/Nm ³	http://www.umweltbundesamt.at/fileadmin/site/publikationen/REP0012.pdf
Brennwert CH ₄	11,26 kWh/Nm ³	http://www.e-control.at/portal/page/portal/medienbibliothek/gas/dokumente/pdfs/Umrechnung%20m3%20auf%20kWh_2015.pdf
Heizwert CH ₄	10,14 kWh/Nm ³	http://www5.umweltbundesamt.at/emas/co2mon/co2mon.htm
Spezifischer Stromverbrauch PEM-Elektrolyse	5,3 kWh/ Nm ³	
Infrastruktur Investitionskosten:		
PEM-Elektrolyse	2.750 €/kWh	Eigene Berechnung
Baukosten Öko-Stadtgasnetz	47,43 €/m ² kond. NNFI	Eigene Berechnung
Baukosten Nahwärmenetz	46,35 €/m ² kond. NNFI	Eigene Berechnung
Baukosten Fernwärmenetz	55,14 €/m ² kond. NNFI	Eigene Berechnung
Zielwerte Wärmepreise		
Monatliche Wärmekosten für Endverbraucher	0,82 €/m ² beh. Nettonutzfläche inkl. Ust	Aktueller Marktwert
Deckungsbeitrag zur Infrastrukturerrichtung der Wärmeversorgung	30,00 €/m ² beh. Nettofläche	Aktueller Marktwert

Strompreis: Netzebene 7 (Bauträger)

6 ct/kWh enthalten 35 % Toleranz für Preisanstieg (Elektrolyseanschluss wäre Netzebene 5 mit Arbeitspreis von 4 ct/kWh und 0,5 ct/kWh Ökostromzertifizierungskosten)

Verwendung: „gesichertes Szenario“
 Elektrolyse-Laststunden
 Öko-Stadtgas: 4.700 h = ca. 50 %
 Ökogas: 3.600 h = ca. 40 %

Energie	6,0276 ct/kWh
Netz	2,9493 ct/kWh
Abgaben	2,7281 ct/kWh
Gesamt	11,7050 ct/kWh

Beispiel Wohnhaus
 Verbrauch: 50 WHG x ca. 4000 kWh/Jahr

Anlagenadresse: Beispiel - Wohnhaus 1030 Wien
 Datum: 07.04.2014
 Vertragsleistung: 50 kW
 Jahresdurchschnitt: 33 kW
 Netzebene: 7 gem. L.
 Jahresverbrauch: 210.258 kWh

Diagramm: Verbrauchsdaten: von Jänner 13 bis Dezember 13 kWh

Kosten und Preise 2012 sowie prozentuelle Verteilung:

Energiekosten	12.615,48 EUR	6,0000 ct/kWh
Aufwendungen gem. §18	58,03 EUR	0,0276 ct/kWh
Summe Energie	12.673,51 EUR	6,0276 ct/kWh

Netzkosten:

Nutzung Netzsystem	5.115,77 EUR	2,4331 ct/kWh
Netzverlustentgelt	912,52 EUR	0,4340 ct/kWh
Eingl./Messdienstl.	172,80 EUR	0,0822 ct/kWh
Tranformierte	0,00 EUR	0,0000 ct/kWh
Summe Netz	6.201,09 EUR	2,9493 ct/kWh

Steuern und Abgaben:

Elektrizitätsabgabe	3.153,87 EUR	1,5000 ct/kWh
Gebh. Abg. Energie	760,41 EUR	0,3617 ct/kWh
Gebh. Abgabe Netz	372,07 EUR	0,1770 ct/kWh
Ökostromförderbeitrag	11,00 EUR	0,0052 ct/kWh
Ökostromförderbeitrag	1.438,75 EUR	0,6843 ct/kWh
Summe E-Steuern	5.736,09 EUR	2,7281 ct/kWh

Gesamtkosten und Preis:

Summe netto	24.610,69 EUR	11,7050 ct/kWh
Umsatzsteuer 20%	4.922,14 EUR	2,3410 ct/kWh
Summe brutto	29.532,83 EUR	14,0460 ct/kWh

Verbrauchsverteilung und Auslastung:

Sommer: 49,40% Tag: 67,03%
 Winter: 50,60% Nacht: 32,97%
 Auslastung: 6.355 h

Ihr Kundenbetreuer ist:

Telefon-Nr.:
 E-Mail:

Anmerkung: Bei allen Geschäftsmodellen wird von einer Abgaben- und Netzentgeltbefreiung für eigenverbrauchten Strom ausgegangen.

Strompreis: Gesteuerungskosten für ausgeführten Windpark nach 12 Jahren (Windparkbetreiber)

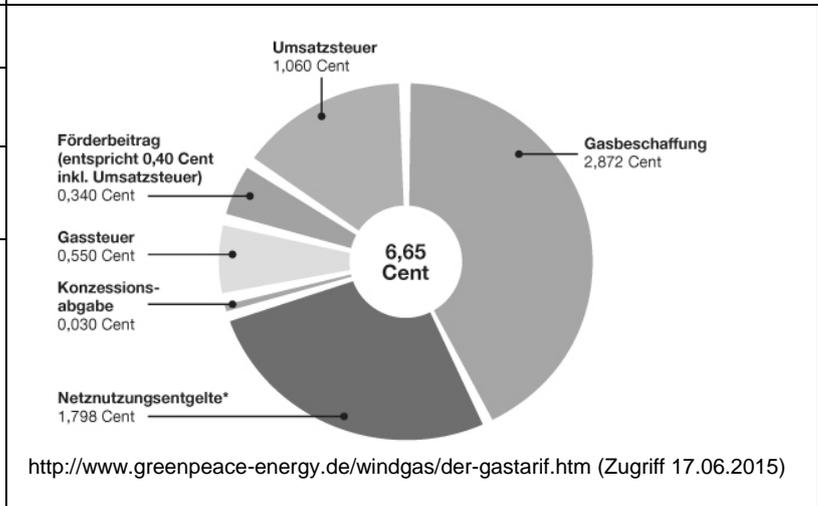
Verwendung: „offenes Szenario“
 Elektrolyse-Laststunden
 Öko-Stadtgas: 2.400 h = ca. 30 %
 Ökogas: 1.500 h = ca. 15 %

Wartung u. Instandhaltung	2,4 ct/kWh
Betriebskosten +3% pro Jahr	1,661 ct/kWh
Gesamt	4,061 ct/kWh

http://www.windatlas.at/downloads/AW_WP4_20100122_04_Expertise%20IGW_Hantsch.pdf (Zugriff: 19.06.2015)

Gaspreis: Energieversorger

Beschaffung	2,872 ct/kWh
Windgas-zuschlag (Förderbeitrag)	0,340 ct/kWh



CO ₂ - Emissionen		8 Konversionsfaktoren																																																																																																																																															
Erdgas	236 gCO ₂ /kWh	<p>Die Konversionsfaktoren zur Ermittlung des PEB (f_{PE}), des nichterneuerbaren Anteils des PEB (f_{PE,n.ern.}), des erneuerbaren Anteils des PEB (f_{PE,ern.}) sowie von CO₂ (f_{CO2}) sind der nachfolgenden Tabelle zu entnehmen. Im Falle von Einzelnachweisen ist gemäß OIB-Leitfaden „Energietechnisches Verhalten von Gebäuden“ vorzugehen.</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Energieträger</th> <th>f_{PE} [-]</th> <th>f_{PE,n.ern.} [-]</th> <th>f_{PE,ern.} [-]</th> <th>f_{CO2} [g/kWh]</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>1 Kohle</td><td>1,46</td><td>1,46</td><td>0,00</td><td>337</td></tr> <tr><td>2 Heizöl</td><td>1,23</td><td>1,23</td><td>0,01</td><td>311</td></tr> <tr><td>3 Erdgas</td><td>1,17</td><td>1,16</td><td>0,00</td><td>236</td></tr> <tr><td>4 Biomasse</td><td>1,08</td><td>0,06</td><td>1,02</td><td>4</td></tr> <tr><td>5 Strom-Mix Österreich (inkl. Netto-Importe)</td><td>1,91</td><td>1,32</td><td>0,59</td><td>276</td></tr> <tr><td>6 Fernwärme aus Heizwerk (erneuerbar)</td><td>1,60</td><td>0,28</td><td>1,32</td><td>51</td></tr> <tr><td>7 Fernwärme aus Heizwerk (nicht erneuerbar)</td><td>1,52</td><td>1,38</td><td>0,14</td><td>291</td></tr> <tr><td>8 Fernwärme aus hocheffizienter KWK ⁽¹⁾ (Defaultwert)</td><td>0,94</td><td>0,19</td><td>0,75</td><td>28</td></tr> <tr><td>9 Fernwärme aus hocheffizienter KWK ⁽¹⁾ (Bestwert)</td><td>≥ 0,30</td><td>gemäß Einzelnachweis ⁽²⁾</td><td>≥ 20</td><td>≥ 20</td></tr> <tr><td>10 Abwärme (Defaultwert)</td><td>1,00</td><td>1,00</td><td>0,00</td><td>≥ 20</td></tr> <tr><td>11 Abwärme (Bestwert)</td><td>≥ 0,30</td><td>gemäß Einzelnachweis ⁽²⁾</td><td>≥ 20</td><td>≥ 20</td></tr> </tbody> </table> <p>⁽¹⁾ ... Als hocheffiziente Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) werden all jene angesehen, die der Richtlinie 2004/8/EG entsprechen. ⁽²⁾ ... Für den Fall, dass ein Einzelnachweis gemäß EN 15316-4-5 durchgeführt wird, dürfen keine kleineren Werte als für industrielle Abwärme verwendet werden. Die Randbedingungen zum Berechnungsverfahren sind im Dokument „Erläuternde Bemerkungen“ festgehalten.</p> <p>OIB-Richtlinie 6 Ausgabe März 2015 Seite 10 von 17</p> <p>Quelle: http://www.oib.or.at/de/guidelines/richtlinie-6-leitfaden-1</p>	Energieträger	f _{PE} [-]	f _{PE,n.ern.} [-]	f _{PE,ern.} [-]	f _{CO2} [g/kWh]	1 Kohle	1,46	1,46	0,00	337	2 Heizöl	1,23	1,23	0,01	311	3 Erdgas	1,17	1,16	0,00	236	4 Biomasse	1,08	0,06	1,02	4	5 Strom-Mix Österreich (inkl. Netto-Importe)	1,91	1,32	0,59	276	6 Fernwärme aus Heizwerk (erneuerbar)	1,60	0,28	1,32	51	7 Fernwärme aus Heizwerk (nicht erneuerbar)	1,52	1,38	0,14	291	8 Fernwärme aus hocheffizienter KWK ⁽¹⁾ (Defaultwert)	0,94	0,19	0,75	28	9 Fernwärme aus hocheffizienter KWK ⁽¹⁾ (Bestwert)	≥ 0,30	gemäß Einzelnachweis ⁽²⁾	≥ 20	≥ 20	10 Abwärme (Defaultwert)	1,00	1,00	0,00	≥ 20	11 Abwärme (Bestwert)	≥ 0,30	gemäß Einzelnachweis ⁽²⁾	≥ 20	≥ 20																																																																																			
Energieträger	f _{PE} [-]	f _{PE,n.ern.} [-]	f _{PE,ern.} [-]	f _{CO2} [g/kWh]																																																																																																																																													
1 Kohle	1,46	1,46	0,00	337																																																																																																																																													
2 Heizöl	1,23	1,23	0,01	311																																																																																																																																													
3 Erdgas	1,17	1,16	0,00	236																																																																																																																																													
4 Biomasse	1,08	0,06	1,02	4																																																																																																																																													
5 Strom-Mix Österreich (inkl. Netto-Importe)	1,91	1,32	0,59	276																																																																																																																																													
6 Fernwärme aus Heizwerk (erneuerbar)	1,60	0,28	1,32	51																																																																																																																																													
7 Fernwärme aus Heizwerk (nicht erneuerbar)	1,52	1,38	0,14	291																																																																																																																																													
8 Fernwärme aus hocheffizienter KWK ⁽¹⁾ (Defaultwert)	0,94	0,19	0,75	28																																																																																																																																													
9 Fernwärme aus hocheffizienter KWK ⁽¹⁾ (Bestwert)	≥ 0,30	gemäß Einzelnachweis ⁽²⁾	≥ 20	≥ 20																																																																																																																																													
10 Abwärme (Defaultwert)	1,00	1,00	0,00	≥ 20																																																																																																																																													
11 Abwärme (Bestwert)	≥ 0,30	gemäß Einzelnachweis ⁽²⁾	≥ 20	≥ 20																																																																																																																																													
Ökostrom	17 gCO ₂ /kWh	<table border="1"> <thead> <tr> <th>Energieträger</th> <th>Heizwert</th> <th>Quelle</th> <th>Dichte</th> <th>Quelle</th> <th>Emissionsfaktor CO₂-Äquivalent direkte Emissionen</th> <th>Quelle</th> <th>Emissionsfaktor CO₂-Äquivalent indirekte Emissionen</th> <th>Quelle</th> <th>Emissionsfaktor CO₂-Äquivalent gesamte Emissionen</th> <th>Quelle</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>Stromerzeugung</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>0,368g/kWh</td></tr> <tr><td>Steinkohle</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>0,017g/kWh</td></tr> <tr><td>Heizöl</td><td>11,86kWh/kg</td><td>1)</td><td>0,837kg/l</td><td>1)</td><td>0,272g/kWh</td><td>ÖL</td><td>0,027g/kWh</td><td>3)</td><td>0,299g/kWh</td><td></td></tr> <tr><td>Erdgas</td><td>10,14kWh/m³</td><td>1)</td><td>-</td><td>-</td><td>0,200g/kWh</td><td>ÖL</td><td>0,052g/kWh</td><td>3)</td><td>0,252g/kWh</td><td></td></tr> <tr><td>Flüssiggas</td><td>12,78kWh/kg</td><td>3)</td><td>0,54kg/l</td><td>3)</td><td>0,231g/kWh</td><td>ÖL</td><td>0,036g/kWh</td><td>3)</td><td>0,267g/kWh</td><td></td></tr> <tr><td>Diesel (inkl. Beimischung*)</td><td>11,67kWh/kg</td><td>1)</td><td>0,837kg/l</td><td>1)</td><td>0,248g/kWh</td><td>ÖL</td><td>0,033g/kWh</td><td>3)</td><td>0,282g/kWh</td><td></td></tr> <tr><td>Benzin (inkl. Beimischung*)</td><td>11,38kWh/kg</td><td>1)</td><td>0,744kg/l</td><td>1)</td><td>0,262g/kWh</td><td>ÖL</td><td>0,067g/kWh</td><td>3)</td><td>0,329g/kWh</td><td></td></tr> <tr><td>Gasöl**</td><td>4,38kWh/kg</td><td>3)</td><td>-</td><td>-</td><td>0,009g/kWh</td><td>ÖL</td><td>0,047g/kWh</td><td>3)</td><td>0,056g/kWh</td><td></td></tr> <tr><td>Holz**</td><td>3,86kWh/kg</td><td>3)</td><td>-</td><td>-</td><td>0,009g/kWh</td><td>ÖL</td><td>0,020g/kWh</td><td>3)</td><td>0,029g/kWh</td><td></td></tr> <tr><td>Biodiesel**</td><td>10,28kWh/kg</td><td>1)</td><td>0,892kg/l</td><td>1)</td><td>0,046g/kWh</td><td>ÖL</td><td>0,102g/kWh</td><td>3)</td><td>0,106g/kWh</td><td></td></tr> <tr><td>Bioethanol**</td><td>7,53kWh/kg</td><td>1)</td><td>0,778kg/l</td><td>1)</td><td>0,044g/kWh</td><td>ÖL</td><td>0,189g/kWh</td><td>3)</td><td>0,193g/kWh</td><td></td></tr> <tr><td>Fernwärme</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>0,211g/kWh</td></tr> </tbody> </table> <p>* Rückkraftstoffe: Diesel: 0,21% - energetisch - Benzin: 4,53% - energetisch - ** Die Angabe direkter Emissionen hingegen berücksichtigt Methan und Lachgas</p> <p>Quellen: 1) Kraftstoff VO 2012 2) Bericht Biokraftstoffe im Verkehrssektor 2012 3) GEMIS 4.81</p> <p>Quelle: http://www5.umweltbundesamt.at/emas/co2mon/co2mon.htm 236 gCO₂/kWh</p>	Energieträger	Heizwert	Quelle	Dichte	Quelle	Emissionsfaktor CO ₂ -Äquivalent direkte Emissionen	Quelle	Emissionsfaktor CO ₂ -Äquivalent indirekte Emissionen	Quelle	Emissionsfaktor CO ₂ -Äquivalent gesamte Emissionen	Quelle	Stromerzeugung	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,368g/kWh	Steinkohle	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,017g/kWh	Heizöl	11,86kWh/kg	1)	0,837kg/l	1)	0,272g/kWh	ÖL	0,027g/kWh	3)	0,299g/kWh		Erdgas	10,14kWh/m ³	1)	-	-	0,200g/kWh	ÖL	0,052g/kWh	3)	0,252g/kWh		Flüssiggas	12,78kWh/kg	3)	0,54kg/l	3)	0,231g/kWh	ÖL	0,036g/kWh	3)	0,267g/kWh		Diesel (inkl. Beimischung*)	11,67kWh/kg	1)	0,837kg/l	1)	0,248g/kWh	ÖL	0,033g/kWh	3)	0,282g/kWh		Benzin (inkl. Beimischung*)	11,38kWh/kg	1)	0,744kg/l	1)	0,262g/kWh	ÖL	0,067g/kWh	3)	0,329g/kWh		Gasöl**	4,38kWh/kg	3)	-	-	0,009g/kWh	ÖL	0,047g/kWh	3)	0,056g/kWh		Holz**	3,86kWh/kg	3)	-	-	0,009g/kWh	ÖL	0,020g/kWh	3)	0,029g/kWh		Biodiesel**	10,28kWh/kg	1)	0,892kg/l	1)	0,046g/kWh	ÖL	0,102g/kWh	3)	0,106g/kWh		Bioethanol**	7,53kWh/kg	1)	0,778kg/l	1)	0,044g/kWh	ÖL	0,189g/kWh	3)	0,193g/kWh		Fernwärme	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,211g/kWh
Energieträger	Heizwert	Quelle	Dichte	Quelle	Emissionsfaktor CO ₂ -Äquivalent direkte Emissionen	Quelle	Emissionsfaktor CO ₂ -Äquivalent indirekte Emissionen	Quelle	Emissionsfaktor CO ₂ -Äquivalent gesamte Emissionen	Quelle																																																																																																																																							
Stromerzeugung	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,368g/kWh																																																																																																																																							
Steinkohle	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,017g/kWh																																																																																																																																							
Heizöl	11,86kWh/kg	1)	0,837kg/l	1)	0,272g/kWh	ÖL	0,027g/kWh	3)	0,299g/kWh																																																																																																																																								
Erdgas	10,14kWh/m ³	1)	-	-	0,200g/kWh	ÖL	0,052g/kWh	3)	0,252g/kWh																																																																																																																																								
Flüssiggas	12,78kWh/kg	3)	0,54kg/l	3)	0,231g/kWh	ÖL	0,036g/kWh	3)	0,267g/kWh																																																																																																																																								
Diesel (inkl. Beimischung*)	11,67kWh/kg	1)	0,837kg/l	1)	0,248g/kWh	ÖL	0,033g/kWh	3)	0,282g/kWh																																																																																																																																								
Benzin (inkl. Beimischung*)	11,38kWh/kg	1)	0,744kg/l	1)	0,262g/kWh	ÖL	0,067g/kWh	3)	0,329g/kWh																																																																																																																																								
Gasöl**	4,38kWh/kg	3)	-	-	0,009g/kWh	ÖL	0,047g/kWh	3)	0,056g/kWh																																																																																																																																								
Holz**	3,86kWh/kg	3)	-	-	0,009g/kWh	ÖL	0,020g/kWh	3)	0,029g/kWh																																																																																																																																								
Biodiesel**	10,28kWh/kg	1)	0,892kg/l	1)	0,046g/kWh	ÖL	0,102g/kWh	3)	0,106g/kWh																																																																																																																																								
Bioethanol**	7,53kWh/kg	1)	0,778kg/l	1)	0,044g/kWh	ÖL	0,189g/kWh	3)	0,193g/kWh																																																																																																																																								
Fernwärme	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,211g/kWh																																																																																																																																							
Wasserstoff aus Ökostrom	26 gCO ₂ /kWh	<p>Spezifischer Strombedarf Elektrolyse/Brennwert H₂ = thermischer Wirkungsgrad:</p> $5,3 \text{ kWh/Nm}^3 : 3,509 \text{ kWh/Nm}^3 = 1,51$ $17 \text{ gCO}_2/\text{kWh} * 1,51 = 25,68 \text{ gCO}_2/\text{kWh}$																																																																																																																																															

3. Liste der Schlagwörter, Abkürzungen und Definitionen

3.1. Schlagwörter

Alternative Energie, Elektrolyse, Energiespeicher, Grüner Wasserstoff, H₂-Mobilität, Künstliches Erdgas, leitungsgebundene Energiesysteme, Methanisierung, Netzdienliche Strom- und Energiewirtschaft, Nachhaltige Stadtentwicklung, Nachhaltige Wärmeversorgung, Ökogas, Öko-Stadtgas, Power to Gas, Saisonale Energiespeicher, Stadtgas aus Erneuerbaren Energien, Sonnengas, Stromgebundene Wärmebereitstellung, Stromspeicher, Synthetisches Erdgas, Wasserstoff als Energieträger, Wasserstoff Mobilität, Windgas

3.2. Abkürzungen

AG:	Auftraggeber
AN:	Auftragnehmer
AIT:	Austrian Institut of Technology
APG:	Austrian Power Grid
BGF:	Bruttogeschoßfläche
BK:	Betriebskosten
BO:	Bauordnung
BT:	Bauträger
CAD:	Computer-Aided Design
CE:	CE-Kennzeichnung (Produktkennzeichnung zur Freiverkehrsfähigkeit)
CHP:	Combined heat and power (plant) (Kraft-Wärme-Kopplung)
COP:	Thermischer Wirkungsgrad (Coefficient Of Performance)
DVGW:	Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V.
GWG:	Gaswirtschaftsgesetz
EE:	Erneuerbare Energien
EEX:	European Energy Exchange (Leipziger Strombörse)
EIWOG:	Elektrizitätswirtschafts- und –organisationsgesetz
EN:	Europäische Norm
EXAA:	Energy Exchange Austria (österreichische Strombörse)
FC:	Fuel Cell (Brennstoffzelle)
f _{pe} :	Primärenergiefaktor
ISE:	Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme
JAZ:	Jahresarbeitszahl
KWK:	Kraft-Wärme-Kopplung
LV:	Leistungsverzeichnis
Ma 20:	Wiener Magistratsabteilung 20 für Energieplanung
Ma 37:	Wiener Magistratsabteilung 37 (Baupolizei)
MRL:	Minutenreserveleistung
MW:	Megawatt
ÖBA:	Örtliche Bauaufsicht (Bauüberwachung)
OeMAG:	Abwicklungsstelle für Ökostrom
OIB:	Österreichisches Institut für Bautechnik
ÖNR:	ÖNORM-Richtlinie
ÖVGW:	Österreichische Vereinigung für das Gas- und Wasserfach
P2G:	Power to Gas
PEM:	Proton Exchange Membrane oder Polymer Elektrolyt Membran
PPP:	public private partnership
PRL:	Primäre Regelleistung
RES:	renewable energy sources
SOFC:	solid oxide fuel cell (Festoxidbrennstoffzelle)
SNG:	Synthetic Natural Gas bzw. Substitute Natural Gas (synthetisches Erdgas)
SRL:	Sekundäre Regelleistung

TINA:	Tochterunternehmen der Wien Holding, Energiekompetenzstelle der Stadt Wien
UBA:	Umweltbundesamt
ÜNB:	Übertragungsnetzbetreiber
UVE:	Umweltverträglichkeitserklärung
UVP:	Umweltverträglichkeitsprüfung
WBI:	Wohnbauinitiative
WE:	Wohneinheit
WIEN 3420:	Wien 3420 Aspern Development AG
WNFI:	Wohnnutzfläche
ZT:	Ziviltechniker

3.3. Definitionen

Erdgas in Österreich - Gasbeschaffenheit

ÖVGW G 31:2001 05 01

Diese Richtlinie definiert jene Qualitätsanforderungen, die für die Einspeisung von Erdgas und Biogenen Gasen in das Gasnetz und deren Transport darin erforderlich sind, und ist zur Anwendung im Rahmen der „Bedingungen für den Netzzugang (Allgemeine Netzbedingungen)“ gemäß §19 GWG vorgesehen.

Regenerative Gase - Biogas

ÖVGW G B220:2011 11 01 Ersatz für G 33

Diese ÖVGW Richtlinie ist für die Einspeisung von Biogas aus regenerativen Prozessen als Biomethan in Erdgasnetze der Gasnetzbetreiber anzuwenden.

Öko-Stadtgas

Gasgemisch mit einer Konzentration von 30 bis 60 Vol.-% Wasserstoff aus erneuerbarer Energie für die Wärmeversorgung klar abgegrenzter Stadtteile und Gebiete.

Ökogas

Gasgemisch, das durch Einspeisen niedriger Konzentrationen nachhaltig erzeugten Wasserstoffs in das allgemeine Hochdruck-Ferngasnetz entsteht, wobei die regulativ auf derzeit maximal 4 Vol.-% Wasserstoff beschränkte Einspeisung durch tariflich garantierte Anteile (z.B. 10 Vol.-%) TÜV-zertifiziert bilanziell höher sein kann.

Green SNG, Synthetic Natural Gas

bzw. Substitute Natural Gas (synthetisches Erdgas) aus erneuerbarer Energie

3.4. Verfassererklärung

Die Studie gibt die Meinung der Autoren wieder und entspricht nicht notwendigerweise den Ansichten der Auftraggeber.

Points of view expressed by the authors of this study do not necessarily reflect those of the sponsors.

4. Literaturliste

Altenburger Florian, Bergmann Irene, Biermayr Peter, Friedl Günter, Haas Reinhard, Haslinger Walter, Heimrath Richard, Kranzl Lukas, Müller Andreas, Ohnmacht Ralf, Weiss Werner; *Heizen 2050, Systeme zur Wärmebereitstellung und Raumklimatisierung im österreichischen Gebäudebestand: Technologische Anforderungen bis zum Jahr 2050; Endbericht zum Forschungsprojekt Nr. 814008*, Wien 2010

Anderson Everett, Schiller Mark, *Five considerations for large-scale hydrogen, electrolyzer development*, Gas for Energy Issue1/ 2014, http://protononsite.com/five_considerations_for_hydrogen.pdf (Zugriff: 30.5.2015)

Andersson Mats, Larfeldt Jenny, Larsson Anders, *Co-firing with hydrogen in industrial gas turbines*, Svenskt Gastekniskt Center AB, 2013, <http://www.sgc.se/ckfinder/userfiles/files/SGC256%281%29.pdf> (Zugriff: 30.5.2015)

Backman Mats (Borealis AB), Iskov Henrik (Danish Gas Technology Centre A/S), Nielsen Hans Peter (FORCE Technology), *Field test of hydrogen in the natural gas grid*, WHEC, Essen 2010, http://www.dgc.eu/sites/default/files/filarkiv/documents/C1001_field_test_hydrogen.pdf

Bailey Mary Page, *Scaleup for modular H2 production via PEM electrolyseur*, Chemengonline, March, 2015, <http://www.chemengonline.com/scaleup-modular-h2-production-via-pem-electrolysis/> (Zugriff: 30.5.2015)

Bajohr Siegfried, Götz Manuel, Graf Frank, Ortloff Felix, *Speicherung von regenerativ erzeugter elektrischer Energie in der Erdgasinfrastruktur*, gwf-Gas Erdgas, April 2011 <http://www.dvgw-innovation.de/fileadmin/dvgw/angebote/forschung/innovation/pdf/speicherung.pdf> (Zugriff: 30.5.2015)

Ban Shuai, Huang Cheng, Wang Haijiang, Yuan Xiao-Zi, *Molecular simulation of gas adsorption, diffusion, and permeation in hydrated Nafion membranes*, American Chemical Society, 2011, <http://www.ncbi.nlm.nih.gov/pubmed/21875104> (Zugriff: 30.5.2015)

Bauer Stephan, *Underground Sun Storage: Einmaliges Forschungsprojekt zur unterirdischen Speicherung von Wind- und Sonnenenergie*, RAG Rohöl-Aufsuchungs Aktiengesellschaft, Wien 2014, <http://www.underground-sun-storage.at/> (Zugriff: 30.5.2015)

Burgherr Peter, *Unfallrisiken von Erdgas: eine umfassende Analyse*, Paul Scherrer Institut, Villigen 2005, http://www.gat-dvgw.de/fileadmin/gat/PDF_Vortragsarchiv_05/burgherr_m05_01.pdf (Zugriff: 30.5.2015)

Community Research and Development Information Service (cordis), *Stack design for a Megawatt scale PEM electrolyser*, http://cordis.europa.eu/project/rcn/192563_en.html (Zugriff: 30.5.2015)

De Laat J.C., Hermkens R.J.M., Kippers M.J., van Erp W.C., van der Meer A., van der Molen A., *Pilot project on hydrogen injection in natural gas on island of Ameland in The Netherlands*, International Gas Union Research Conference 2011, Seoul 2011, http://members.igu.org/old/IGU%20Events/igrc/igrc2011/igrc-2011-proceedings-and-presentations/poster%20paper-session%201/P1-34_Mathijs%20Kippers.pdf (Zugriff: 30.5.2015)

Der Bundesminister für Wirtschaft Bonn, III B 3 45 586/60, *Unfälle durch Leuchtgas*, Bonn 1960, <http://dipbt.bundestag.de/doc/btd/03/021/0302199.pdf> (Zugriff: 30.5.2015)

Deutsche Energie Agentur (dena), [http://www.powertogas.info/Power to Gas/interaktive-projektkarte/co2rrect.html](http://www.powertogas.info/Power%20to%20Gas/interaktive-projektkarte/co2rrect.html) (Zugriff: 30.5.2015)

Deutsche Energie Agentur (dena), *Strom zu Gas - Demonstrationsanlage der Thüga-Gruppe*, [http://www.powertogas.info/Power to Gas/interaktive-projektkarte/strom-zu-gas-demonstrationsanlage-der-thuega-gruppe.html](http://www.powertogas.info/Power%20to%20Gas/interaktive-projektkarte/strom-zu-gas-demonstrationsanlage-der-thuega-gruppe.html) (Zugriff: 30.5.2015)

Energie Institut der Johannes Kepler Universität Linz, *Power to Gas – eine Systemanalyse. Internationales Markt- und Technologiescouting und –analyse*, Linz 2014; <http://www.energieinstitut-linz.at/index.php?menuid=1&reporeid=248> (Zugriff: 30.5.2015)

Energiepark Mainz, 2015, <http://energiepark-mainz.de/presse/mitteilung/detail/partner-sagen-ja-zum-energiepark-mainz/> (Zugriff: 30.5.2015)

Etogas GmbH (Hrsg.), *Power to Gas: Intelligente Konvertierung und Speicherung von Energie in der industriellen Umsetzung*, Stuttgart 2013, <http://oesterreichsenergie.at/files/oesterreichsenergie.at/Downloads%20Veranstaltungen/Victor-Kaplan-Lectures/VKL1-Okt-2013/Power%20to%20Gas-ETOGAS.pdf> (Zugriff: 30.5.2015)

Florisson Onno, *NATURALHY: Assessing the potential of the existing natural gas network for hydrogen delivery*, GERG Academic Network Event Brussels 2010, http://www.gerg.eu/public/uploads/files/publications/academic_network/2010/1b_Florisson.pdf (Zugriff: 30.5.2015)

Friedl Christina, Lindorfer Johannes, Reiter Gerda, Steinmüller Horst, Tichler Robert, *FTI-Roadmap Power to Gas für Österreich*, Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie, Wien 2014 http://www.energiesystemederzukunft.at/nw_pdf/1450_fti_roadmap_power_to_gas.pdf (Zugriff: 30.5.2015)

Fuel Cell Today, *Water Electrolysis and Renewable Energy Systems*, Mai 2013 http://www.fuelcelltoday.com/media/1871508/water_electrolysis___renewable_energy_systems.pdf (Zugriff: 30.5.2015)

Grimm Nadia, Hohmeier Stephan, Uhlig Jeannette, Weber Andreas, *Power to Gas - Eine innovative Systemlösung auf dem Weg zur Marktreife*, Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), 2013, http://www.dena.de/fileadmin/user_upload/Publikationen/Energiesysteme/Dokumente/131231_dena_Broschuere_Fakten_PowertoGas.pdf

Guojing Chi, *The Developing City Gas Industry in China*, China Gas Association, 2015 - The U.S.-China Oil & Gas Industry Forum, http://www.uschinaogf.org/forum11/pdf/13%20-%20ChinaGas_Guojing_Developing%20City-EN.pdf (Zugriff: 30.5.2015)

Günther Martin, Smolinka Tom, (Fraunhofer ISE), Garcke Jürgen (FCBAT), *Stand und Entwicklungspotenzial der Wasserelektrolyse zur Herstellung von Wasserstoff aus regenerativen Energien: Kurzfassung des Abschlussberichts NOW-Studie*, Freiburg am Breisgau 2011, http://www.now-gmbh.de/fileadmin/user_upload/RE_Publikationen_NEU_2013/Publikationen_NIP/NOW-Studie-Wasserelektrolyse-2011.pdf (Zugriff: 30.5.2015)

Haas Reinhard, Loew Thomas, Zeschmar-Lahl Barbara, *Optionen für die Gestaltung des Wiener Energiesystems der Zukunft - Endbericht*, Wiener Stadtwerke Holding AG, Wien 2013, http://www.nachhaltigkeit.wienerstadtwerke.at/fileadmin/user_upload/Downloadbereich/Optionen-fuer-die-Gestaltung-des-Wiener-Energiesystems-der-Zukunft-Studie.pdf (Zugriff: 30.5.2015)

Henel Marco, Höcher Thomas, Köppel Wolfgang, Miaker Herwig, Müller-Syring Gert, Sterner Michael, *Entwicklung von modularen Konzepten zur Erzeugung, Speicherung und Einspeisung von Wasserstoff und Methan ins Erdgasnetz*, Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches DVGW (Hrsg.), Bonn 2013,

http://www.dvgw-innovation.de/fileadmin/dvgw/angebote/forschung/innovation/pdf/g1_07_10.pdf (Zugriff: 30.5.2015)

Henning , Hans-Martin; Palzer Andreas; ENERGIESYSTEM DEUTSCHLAND 2050, Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, Freiburg 2013,
<http://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/veroeffentlichungen-pdf-dateien/studien-und-konzeptpapiere/studie-energiesystem-deutschland-2050.pdf> (Zugriff 29.06.2015)

Hüttenrauch Jens, Müller-Syring Gert, *Zumischung von Wasserstoff zum Erdgas*, Energie/Wasser-Praxis, 10/2010, http://www.gat-dvgw.de/fileadmin/gat/newsletter/pdf/pdf_2010/03_2010/internet_68-71_Huettenrauch.pdf (Zugriff: 30.5.2015)

Hydrogenics, *Hydrogenics Achieves Major Milestone with Successful Completion of Factory Acceptance Testing of World's Most Powerful and Power-Dense PEM Electrolyzer*, <http://www.hydrogenics.com/about-the-company/news-updates/2015/05/04/hydrogenics-achieves-major-milestone-with-successful-completion-of-factory-acceptance-testing-of-world-s-most-powerful-and-power-dense-pem-electrolyzer> (Zugriff: 30.5.2015)

Hydrogenics, *Hydrogenics Achieves Major Milestone with Successful Completion of Factory Acceptance Testing of World's Most Powerful and Power-Dense PEM Electrolyzer*, <http://www.hydrogenics.com/about-the-company/news-updates/2015/05/04/hydrogenics-achieves-major-milestone-with-successful-completion-of-factory-acceptance-testing-of-world-s-most-powerful-and-power-dense-pem-electrolyzer> (Zugriff: 30.5.2015)

Hydrogenics, *HyLYZER™ 1 or 2*, <http://www.hydrogenics.com/hydrogen-products-solutions/industrial-hydrogen-generators-by-electrolysis/indoor-installation/hylyzer-1-or-2> (Zugriff: 30.5.2015)

Interessensgemeinschaft Windkraft Österreich. *Windenergie Nr.67*, Jänner 2013,
<https://www.igwindkraft.at/mmedia/download/2013.01.23/1358939427.pdf> (Zugriff: 30.5.2015)

International Energy Agency, Working Paper Series, *Natural Gas in China: Market evolution and strategy*, Nobuyuki 2009, https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/nat_gas_china.pdf (Zugriff: 30.5.2015)

Institute for Energy Research (IER), *China to Build 50 Coal Gasification Facilities*, Washington, D.C. 2014,
<http://instituteforenergyresearch.org/analysis/china-build-50-coal-gasification-facilities/> (Zugriff: 30.5.2015)

ITM Power, *Half Year Results for the Period ended 31 October 2014*, Januar 2015,
<http://www.itm-power.com/news-item/half-year-results-for-the-period-ended-31-october-2014> (Zugriff: 30.5.2015)

Kranzl Sabine, Umweltbundesamt GmbH (Hrsg.), *Stromszenarien 2050, Abschlussbericht der Diskussionsplattform e-Trend Forum*, Wien 2011,
<http://www.apg.at/~media/B4089DE05DFC4E0FAC3AB0DF6FA5CFC1.pdf> (Zugriff: 30.5.2015)

Lang Lukas, Aspern Seestadt Nord, UVP-Einreichprojekt 2014 UVE-Konzept *Teil A: Darlegung der Grundzüge des Vorhabens*, Wien 2014 (Zugriff: 30.5.2015)

Leichtfried Franz E., *Wasserstoffherzeugung mittels PEM-Elektrolyse: Unterbrechungsfreie Versorgung mit ultrareinem Wasserstoff aus Wasser und Strom*, A3PS-Konferenz, Wien 2007
http://a3ps.at/site/sites/default/files/conferences/2007_12_13_A3PS_H2_BZ_Konferenz/02_PARALLEL_SESSION_1/01_H2_Herstellung_und_Reinigung/04_Biovest_Leichtfried.pdf (Zugriff: 30.5.2015)

Ministerium für Energiewende, Landwirtschaft, Umwelt und ländliche Räume Schleswig Holstein (Hrsg.), *Abregelung von Strom aus Erneuerbaren Energien und daraus resultierende Entschädigungsansprüche in den Jahren 2010 bis 2013*, Kiel 2014, http://www.schleswig-holstein.de/DE/Schwerpunkte/Energiewende/Strom/pdf/einspeisemanagement_faq_pdf.pdf?__blob=publicationFile&v=1 (Zugriff: 30.5.2015)

Müller-Syring Gert (DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH), *Abschlussbericht: Erarbeitung von Basisinformationen zur Positionierung des Energieträgers Erdgas im zukünftigen Energiemix in Österreich AP 2: Evaluierung der existierenden Infrastrukturen auf Grundlage der ermittelten Potenziale*, Österreichische Vereinigung für das Gas- und Wasserfach (Hrsg.), Wien 2012, http://initiative-gas.at/fileadmin/content/Downloads/OEVGW_IO-AP2-Gasinfrastruktur_2013-01-30_final2.pdf (Zugriff: 30.5.2015)

Österreichische Energieagentur – Austrian Energy Agency (Hrsg.); *Primärenergiefaktoren von fossilen und erneuerbaren Energieträgern, Strom und Fernwärme im Zeitraum 2000 bis 2011*, Wien 2013

Österreichisches Bundesministerium für Wissenschaft, Forschung und Wirtschaft, *Treibstoffpreise: Eurosuper ist um 22 Cent pro Liter und Diesel um 13,4 Cent pro Liter billiger als im EU-Schnitt*, Pressemeldung Wien 22.05.2015, <http://www.bmfwf.gv.at/Presse/AktuellePresseMeldungen/Seiten/Treibstoffpreise-Eurosuper-ist-um-22-Cent-pro-Liter-und-Diesel-um-13,4-Cent-pro-Liter-billiger-als-im-EU-Schnitt.aspx> (Zugriff: 30.5.2015)

Pol Olivier, Shoshtari Salahaldin, AIT Austrian Institute of Technology, Energy Department; *Projekt NACH ASPERN Gesamtenergiekonzept, Empfehlungen und Basisinformationen zur Bearbeitung energetischer Kriterien für die Stadtentwicklung*, Wien 2010

Plättner André, *Erdgasnetz als Energiespeicher*, Cottbus 2011, http://www.etbrandenburg.de/fileadmin/user_upload/downloads2011/Energietag_2011/04_Andre_Plaettner_VNG_AG.pdf (Zugriff: 30.5.2015)

Profactor GmbH, *Deliverable D.3.2 Technological and non-technological demands in the different regions and case environments*, Project: biogas accepted, 2008, http://www.profactor.at/biogasaccepted/fileadmin/pdf/Deliverable_3_2.pdf (Zugriff: 30.5.2015)
Proton On Site, C10, C20, C30, <http://protononsite.com/products/c10-c20-c30/> (Zugriff: 30.5.2015)

Proton On Site, H2, H4, H6, <http://protononsite.com/products/h2-h4-h6/> (Zugriff: 30.5.2015)

Proton On Site, M1, M2, <http://protononsite.com/products/m/> (Zugriff: 30.5.2015)

Proton On Site, S10, S20, S40, s_series HP, <http://protononsite.com/products/s10-s20-s40-s-series-hp/> (Zugriff: 30.5.2015)

PR newswire, *Proton OnSite to Supply Electrolyzer Stacks for Multiple Submarine Fleets*, March 11, 2015, <http://www.prnewswire.com/news-releases/proton-onsite-to-supply-electrolyzer-stacks-for-multiple-submarine-fleets-300048500.html> (Zugriff: 30.5.2015)

Rohrig Kurt (Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik IWES), *Windenergiereport Deutschland 2014*, Fraunhofer Verlag 2015, Stuttgart 2015, http://windmonitor.iwes.fraunhofer.de/opencms/export/sites/windmonitor/img/Windenergie_Report_2014.pdf (Zugriff: 30.5.2015)

Schmidt Volkmar M., *Elektrochemische Verfahrenstechnik: Grundlagen, Reaktionstechnik, Prozessoptimierung*, Wiley-VCH, Weinheim 2003

Siemens, *SILYZER-Systeme*, <http://www.industry.siemens.com/topics/global/de/pem-elektrolyseur/silyzer/silyzer-system/Seiten/silyzer-systeme.aspx> (Zugriff: 30.5.2015)

Siemens, *Weltgrößtes Elektrolysesystem verwandelt Windstrom in Wasserstoff*, [http://www.siemens.com/press/de/feature/2014/corporate/2014-05-energiepark-mainz.php?content\[\]=CC&content\[\]=I](http://www.siemens.com/press/de/feature/2014/corporate/2014-05-energiepark-mainz.php?content[]=CC&content[]=I) (Zugriff: 30.5.2015)

Steinmüller Horst, *Power to Gas Umsetzung in Österreich*, Energieinstitut an der Johannes Kepler Universität Linz, Linz 2012, http://www.dena.de/fileadmin/user_upload/Veranstaltungen/2013/Power_to_Gas/11_130618_Steinmueller.pdf (Zugriff: 30.5.2015)

Vogel Sabine, *Weltweit einmaliger modularer Batteriegroßspeicher entsteht in Aachen*, E.ON Energy Research Center, Aachen 2012, <https://www.rwth-aachen.de/go/id/fdrm/?#aaaaaaaaaafdrn>

Wiener Magistratsabteilung 33, *Geschichte des öffentlichen Lichts in Wien*, Wien 2015 <https://www.wien.gv.at/verkehr/licht/beleuchtung/oeffentlich/geschichte.html> (Zugriff: 30.5.2015)

Windgas Hamburg, *Wir speichern Grünstrom im Gasnetz*, http://www.windgas-hamburg.com/fileadmin/Dokumente/2014-03-12_EON_WindGas_HH_Faltflyer_web_FINAL.pdf (Zugriff: 30.5.2015)

Wohlers Manfred (IVG Caverns GmbH), *Kavernen als Langzeitspeicher*, HZwei: Das Magazin für Wasserstoff und Brennstoffzellen, 2013, http://www.kavernen-informationszentrum-etzel.de/fileadmin/daten/download/HZwei-Januar-2013-IVG_small.pdf (Zugriff: 30.5.2015)