

Vergleich des Einflusses der energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen auf den Einsatz von Power-To-Heat Anlagen in Österreich und Deutschland

Robert Hinterberger¹, Stefanie Dedeyne², Johannes Hinrichsen³

¹NEW ENERGY Capital Invest GmbH, Praterstraße 62-64 18, A-1020 Wien, T: +43-1-33 23 560-3060, Robert.Hinterberger@energyinvest.at; www.energyinvest.at

²BTB Blockheizkraftwerks- Träger- und Betreibergesellschaft mbH Berlin, D-10589 Berlin, Gaußstr. 11, T: +49 30 349907-38, Stefanie.Dedeyne@btb-berlin.de; www.btb-berlin.de

³BTB Blockheizkraftwerks- Träger- und Betreibergesellschaft mbH Berlin, D-10589 Berlin, Gaußstr. 11, T: +49 30 349907-22, Johannes.Hinrichsen@btb-berlin.de; www.btb-berlin.de

Kurzfassung: Analyse des Einflusses der energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen in Österreich und Deutschland auf den Einsatz von Power-To-Heat Anlagen zur Verwertung von EE-Überschussstrom

Keywords: Power-To-Heat, Sektorenkopplung, Überschussstrom, Einspeisemanagement

1 Motivation und Forschungsfragestellungen

Aufgrund des anhaltenden Ausbaus von EE-Anlagen und nicht gleichermaßen erfolgtem Netzausbau haben netzbedingte Abschaltungen von Windkraftanlagen in Deutschland in den letzten Jahren massiv zugenommen. Diese Abschaltungen treten zum überwiegenden Teil im Norden (Schleswig-Holstein) und Nordosten (Regelzone von 50Hertz Transmission) Deutschlands auf [Hinterberger 2018].

Es ist naheliegend, die bisher abgeregelten Strommengen (oft „EE-Überschussstrom genannt“) in anderen Sektoren zu verwenden, insbesondere im Wärme- oder Verkehrssektor. So wurden in den letzten Jahren von einer Vielzahl von Stadtwerken und sonstigen Wärmeversorgern sogenannte Power-to-Heat (P2H) (elektrische Durchlauferhitzer) Anlagen installiert. Diese Anlagen stehen vielfach an netztechnisch günstigen Standorten, sodass durch diese zumindest ein Teil des derzeit abgeregelten EE-Stroms im Wärmemarkt verwendet werden könnte [Hinterberger 2014].

Diese volkswirtschaftlich sinnvolle Verwertungsoption – die Substitution von fossilen Brennstoffen durch ansonsten nicht nutzbaren EE-Strom – wäre zwar technisch problemlos möglich, ist aber aufgrund von regulatorischen Hemmnissen praktisch ausgeschlossen. So fallen selbst bei Stromkosten von Null Euro derzeit regulatorische Kosten von bis zu 130 Euro/MWh an, was einem Vielfachen des Erdgasbezugspreises entspricht [Hinterberger 2014]. Trotz der in den letzten 10 Jahren dramatisch angestiegenen Mengen an abgeregeltem EE-Strom werden daher an diesen P2H-Standorten weiterhin fossile Brennstoffe zur Wärmeerzeugung verwendet, selbst in Zeiten von Abregelungen. In Österreich werden zwar keine Windkraftanlagen in ähnlichem Ausmaß wie in Deutschland

abgeregelt. Es stellt sich jedoch die grundsätzliche Frage und soll in diesem Beitrag diskutiert werden, inwieweit die regulatorischen Rahmenbedingungen in Österreich unter Umständen geeigneter wären, um erneuerbaren Windkraftstrom in Überschusssituationen durch P2H-Anlagen in den Wärmemarkt zu integrieren.

Daraus ergeben sich die folgenden konkreten Fragestellungen:

- Gibt es strukturelle Unterschiede zwischen Österreich und Deutschland bezüglich des Einflusses regulatorischer Kosten in der Quartierswärmeversorgung? Welche Kostenbestandteile sind insbesondere verbrauchsabhängig, welche nicht?
- Welche Auswirkungen haben unterschiedliche Abgaben, Umlagen, Steuern und Gebühren bzw. deren Höhe auf den Einsatz von KWK-Anlagen? Welche Auswirkungen ergeben sich daraus für die Vollbetriebsstunden und die notwendige Flexibilität der KWK-Anlagen? Welchen Einfluss haben diese auf die Wärmegestehungskosten?
- Wäre die Verwertung von an der EEX zugekauftem Strom unter den in Österreich geltenden Rahmenbedingungen bereits derzeit wirtschaftlich sinnvoll? An wie vielen Stunden pro Jahr? Was sind die entscheidenden Kostenfaktoren bzw. -treiber?
- Welcher Anteil an potenziellem / theoretisch verfügbarem EE-Überschussstrom könnten bereits derzeit in typischen Quartieren, unter den in Österreich geltenden regulatorischen Rahmenbedingungen, verwertet werden? Wäre dies wirtschaftlich bzw. könnte mit den erzielbaren Kostenvorteilen die Anschaffung einer P2H-Anlage amortisiert werden?
- Würden sich die verwertbaren Mengen an EE-Überschussstrom unter den in Österreich geltenden Rahmenbedingungen ändern, wenn der in der P2H-Anlage verwertete Strom von allen Abgaben, Umlagen, Steuern und Gebühren befreit werden würde? Welchen Einfluss hätte dies auf die Wirtschaftlichkeit der P2H-Anlage? Gibt es hierbei strukturelle Unterschiede zur Situation in Deutschland?
- Welches sind die mittel- und langfristigen Perspektiven von Power-To-Heat in der D-A-CH Region?

2 Methodik

Zur Analyse des Einflusses der regulatorischen Rahmenbedingungen auf den Einsatz der unterschiedlichen Wärmeerzeugungsanlagen und der Wirtschaftlichkeit einer beispielhaften Quartierswärmeversorgung wurde methodisch wie folgt vorgegangen:

- Analyse der rechtlichen Grundlagen in Österreich; Identifikation der bei der kombinierten Strom- und Wärmeerzeugung sowie der Verwendung von Strom in P2H-Anlagen anfallenden Umlagen, Abgaben, Steuern und Gebühren
- Numerische Simulation des kostenoptimalen Einsatzes der unterschiedlichen Erzeugungsanlagen einer typischen Anlagenkonfiguration (KWK-Module, Heißwassererzeuger, Wärmespeicher, und P2H-Anlage) sowohl unter den in Österreich wie in Deutschland geltenden regulatorischen Rahmenbedingungen

- Numerische Simulation des kostenoptimalen Betriebes dieser typischen Anlagenkonfiguration unter der Annahme, dass der in der P2H-Anlage verwendete Strom von allen Abgaben, Umlagen, Steuern und Gebühren befreit werden würde
- Qualitative Diskussion der Ergebnisse und Ableitung von Entwicklungsperspektiven für P2H in der D-A-CH - Region

3 Getroffene Annahmen und Szenarien

Für den Vergleich des Einflusses der deutschen bzw. österreichischen regulatorischen Rahmenbedingungen wurden jeweils die gleichen Annahmen bezüglich der Erzeugungsanlagen, Wärmebedarfe, Stromerlöse und des Erdgasbezugs getroffen, um eine direkte Vergleichbarkeit der Ergebnisse zu ermöglichen. Die getroffenen Annahmen und Szenarien sind wie folgt:

Betrachtete Wärmeerzeugungsanlagen

In den Simulationen wird ein Modellstandort in Anlehnung an den Kraftwerksstandort der BTB in Berlin Adlershof abgebildet, d.h. vier Erdgas-KWK-Module zu je $1,9 \text{ MW}_{\text{el}}$ und 2 MW_{th} , vier Erdgas-Spitzenlastkessel zu je $10 \text{ MW}_{\text{th}}$, ein Fernwärmespeicher mit einer Speicherkapazität von $36,2 \text{ MWh}$ bzw. einem Fassungsvermögen von 624 m^3 und eine P2H-Anlage mit einer Leistung von $6,4 \text{ MW}$.

Wärmebedarfskurven

Den durchgeführten Simulationen wurden Wärmebedarfskurven des Jahres 2015 zugrunde gelegt, die von der BTB zur Verfügung gestellt wurden [BTB 2018].

Diese Zeitreihe basiert auf realen Wärmebedarfen gemessen im Projektgebiet des Wissenschaftsstandortes Adlershof¹.

Stromerlöse und Kosten des Erdgasbezuges

Bezüglich der Stromerlöse wurden die EEX-Preise (Stundenwerte, day-ahead) des Jahres 2015 verwendet [EEX 2018], für die Erdgasbezugskosten wurde ein Wert von 25 €/MWh angenommen².

EE-Überschussstrom

Da weder für den Standort Berlin Adlershof noch für Österreich reale Zeitreihen für EE-Überschussstrom vorliegen, wurden generische Zeitreihen mit jeweils 503, 1.002 und 2.028 Jahresstunden an EE-Überschussstrom herangezogen. Grundlage der Zeitreihen sind die EE-Abregelungen von 50Hertz Transmission aus dem Jahr 2015 [50Hertz 2018].

In den Berechnungen wurde angenommen, dass EE-Überschussstrom bilanziell zur Verfügung gestellt und kostenlos genutzt werden kann. Dabei wurden jeweils zwei Varianten gerechnet. Zum Einen für den Fall, dass Abgaben und Umlagen anfallen, wie beim regulären Betrieb mit auf den Strommärkten beschafftem Strom, zum Anderen für eine Befreiung von sämtlichen Abgaben, Umlagen, Gebühren und Steuern für den so bezogenen Strom, inklusive der Netzgebühren.

¹ Dabei handelt es sich gerundete Zahlenwerte, damit keine Rückschlüsse auf tatsächliche (vertrauliche)

² Kosten der reinen Energielieferung, ohne Energiesteuer, Netznutzungsentgelte und Preise für CO₂-Zertifikate.

Verwendete Simulationsumgebung, sonstige Annahmen

Als Rechenprogramm bzw. Simulationsumgebung wurde das Programm energyPRO des dänischen Unternehmens EMD International A/S verwendet, welches bei der BTB im Einsatz ist [EMD 2018]. Die Simulation erfolgte auf Basis von Stundenwerten, die sonstigen Annahmen (u. a. Wirkungsgrade, Kosten für Start-/Stoppvorgänge, etc.) wurden für beide betrachteten Fälle (regulatorische Rahmenbedingungen wie in Österreich bzw. Deutschland) identisch angenommen und sind in [BTB 2018a] detaillierter dargestellt.

4 Ergebnisse

Im folgenden Unterabschnitt 4.1 werden zunächst die Eckpunkte des gesetzlichen Rahmens in Österreich analysiert. Im darauf folgenden Unterabschnitt 4.2 werden die Unterschiede bezüglich des Einsatzes der unterschiedlichen Erzeugungsanlagen und deren Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit diskutiert, während in Unterabschnitt 4.3 auf den Einsatz und die Wirtschaftlichkeit von P2H-Anlagen zur Verwertung von EE-Überschussstrom eingegangen wird. Darauf aufbauend werden im letzten Unterabschnitt 4.4 die Entwicklungsperspektiven von P2H in der DACH-Region adressiert.

4.1 Analyse des gesetzlichen Rahmens bezüglich Abgaben, Umlagen, Steuern und Gebühren in Österreich

Bezüglich Struktur und Höhe der regulatorischen Kosten unterscheidet sich die Situation in Österreich merklich von jener in Deutschland. In den folgenden Unterabschnitten sind daher die wichtigsten, für den Betrieb einer P2H-Anlage relevanten Abgaben, Umlagen, Steuern und Gebühren angeführt, welche identifiziert und in den Simulationen berücksichtigt wurden.

4.1.1 Ökostrompauschale und –förderbeitrag versus EEG-Umlage

Anstelle der EEG-Umlage wird in Österreich ein Ökostromförderungsbeitrag und eine Ökostrompauschale eingehoben. Die Höhe des Ökostromförderbeitrags ist von der Netzebene abhängig, an welche der jeweilige Verbraucher angeschlossen ist. Für die Berechnungen wurde Netzebene 5 angenommen, die aktuellen Werte wurden aus [BGBL 2017a] entnommen.

Die Ökostrompauschale ist hingegen unabhängig von der verbrauchten Energiemenge. Diese ist lediglich von der Netzebene abhängig und wird pauschal pro Zählpunkt verrechnet. Die Höhe dieser Pauschale ist in [BGBL 2017] festgelegt.

4.1.2 Netzgebühren für den Strombezug

Für den Bezug aus dem Stromnetz wird in Österreich ein Netznutzungsentgelt verrechnet, dessen Höhe von der Netzebene abhängig und aktuell in [E-Control 2017] festgelegt ist. Zusätzlich fällt ein Netzverlustentgelt an. Auch dessen Höhe wurde entsprechend [E-Control 2017] bestimmt.

4.1.3 Netzgebühren für den Erdgasbezug

Beim Bezug von Erdgas fällt in Österreich ebenfalls ein Netznutzungsentgelt an, welches abhängig von der Netzebene ist und dessen Höhe in [E-Control 2017b] festgelegt ist. Für

die durchgeführten Berechnungen wurde ein Anschluss auf der Mitteldruckebene (Netzebene 2) angenommen.

4.1.4 Sonstige Abgaben, Umlagen und Kostenbestandteile

Ebenso berücksichtigt wurden in Österreich die Erdgasabgabe, die Elektrizitätsabgabe sowie das Systemdienstleistungsentgelt (Strom), deren jeweilige Höhe und etwaige Befreiungstatbestände in [BGBL 1996] und [BGBL 1996a], [BGBL 1996b] und [E-Control 2017] festgelegt sind.

4.2 Einsatz der unterschiedlichen Erzeugungsanlagen, Einflussfaktoren auf die Wirtschaftlichkeit

In den folgenden Unterabschnitten werden die wichtigsten Ergebnisse aus den vergleichenden Simulationen bezüglich des Einsatzes der unterschiedlichen Erzeugungsanlagen dargestellt und in den Kontext der Quartierswärmeversorgung gestellt.

4.2.1 KWK-Anteil der Wärmeerzeugung

Unter den derzeit in Deutschland geltenden energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen würden an dem betrachteten Modellstandort 59,4% der Wärmeerzeugung in den vorhandenen KWK-Anlagen erfolgen, während der Rest durch die Heißwassererzeuger bereitgestellt wird.

Bei energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen wie in Österreich würde sich diese Aufteilung deutlich verändern. Nur mehr 25,4% der Wärmeerzeugung würde aus KWK-Anlagen gedeckt werden, drei Viertel hingegen durch die Heißwassererzeuger. Der KWK-Anteil in den beiden betrachteten Fällen ist in Abbildung 1 dargestellt.

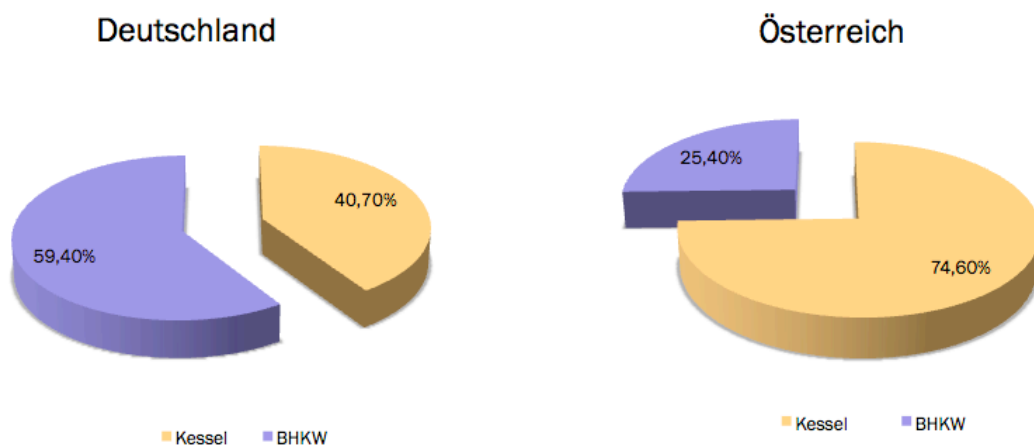


Abbildung 1: KWK-Anteil der Wärmeerzeugung in den Vergleichsrechnungen (Quelle: eigene Berechnungen)

Diese abweichende, kostenoptimale Struktur der Wärmebereitstellung ist vor allem der Tatsache geschuldet, dass in Deutschland KWK-Zuschläge und eine Vergütung für dezentrale Einspeisung gewährt werden, während dies in Österreich derzeit nicht der Fall ist. Damit zusammenhängend verändert sich der Anlageneinsatz. Ebenso verschlechtert sich die Wirtschaftlichkeit der Fernwärmeerzeugung insgesamt entsprechend.

4.2.2 Anzahl der Vollbetriebsstunden der KWK-Anlagen

Die dargestellten Veränderungen im Einsatz der unterschiedlichen Wärmeerzeugungsanlagen haben entsprechenden Einfluss auf die Auslastung und die Wirtschaftlichkeit der einzelnen Anlagen. Diesbezüglich wurden die Vollbetriebsstunden der KWK-Anlagen ermittelt, welche im Referenzfall (Situation Deutschland) bei 7.046 Vollbetriebsstunden liegen.

Unter den alternativen Rahmenbedingungen in Österreich reduzieren sich diese deutlich. Im betrachteten Beispielfall würden sich diese auf 3.017 Vollbetriebsstunden verringern, d.h. sich mehr als halbieren. Entsprechend würde sich auch die Amortisationszeit der KWK-Anlagen erhöhen und bei notwendigen Ersatzinvestitionen die Neuanschaffung von KWK-Anlagen gegebenenfalls unwirtschaftlich sein.

4.2.3 Flexibilität der einzelnen Wärmeerzeuger, Anzahl an Start-/Stoppvorgängen

Die deutlich geringeren jährlichen Betriebsstunden der KWK-Anlagen in Österreich bedingen zugleich, dass sowohl die KWK-Anlagen wie die Heißwassererzeuger deutlich häufiger an- und abgefahren werden. Die sich aus den Simulationen ergebende Anzahl an Startvorgängen, sowohl der BHKWs wie der Kesselanlagen, ist in Tabelle 1 dargestellt.

Deutschland			Österreich		
Kessel	BHKW	Gesamt	Kessel	BHKW	Gesamt
319	1.175	1.494	546	1.727	2.273

Tabelle 1: Anzahl der Startvorgänge (Quelle: eigene Berechnungen)

Zwar kann auch im Referenzfall mit knapp 1.500 Startvorgängen pro Jahr von einer flexiblen Betriebsweise gesprochen werden.

Die energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen in Österreich führen jedoch dazu, dass die KWK-Anlagen noch häufiger an- bzw. auch abgeschaltet werden. Naturgemäß steigen damit auch die Startvorgänge bei den Heißwassererzeugern und die Anzahl der Startvorgänge insgesamt an.

4.2.4 Einfluss auf die Wärmegestehungskosten

Aufgrund der sich verändernden Einnahmen- und Ausgabenstruktur sind die Wärmegestehungskosten unter österreichischen Rahmenbedingungen merkbar höher als unter deutschen Verhältnissen. Diese würden in dem betrachteten Beispielfall (ohne Berücksichtigung der Amortisation) um etwas mehr als 1 Mio. Euro ansteigen. Wichtigster Einflussfaktor sind die KWK-Zuschläge und dezentrale Einspeisevergütung, die in Österreich – im Gegensatz zu Deutschland - derzeit nicht gewährt werden.

4.2.5 Wirtschaftlichkeit der Verwertung von EEX-Strom in P2H-Anlagen

In weiterer Folge wurde untersucht, inwieweit es zu Zeiten niedriger Strompreise an der EEX wirtschaftlich sinnvoll wäre, Börsenstrom zuzukaufen, um damit die P2H-Anlage als zusätzlichen Wärmeerzeuger zu betreiben.

Aufgrund der hohen Belastung mit Abgaben und Umlagen ist dies in Deutschland nur bei stark negativen Börsenpreisen möglich. Unter den verwendeten Eingangsdaten (EEX-Preise aus dem Jahr 2015) wäre dies, bei Vernachlässigung der Kosten der zusätzlichen Leistungsspitze der Netzentgelte für den Strombezug, lediglich an drei Stunden im Jahr sinnvoll gewesen.

Werden die Leistungspreise für den Strombezug der Anlage hingegen mit berücksichtigt, so ist es wirtschaftlich sinnvoller, die P2H-Anlage das ganze Jahr hindurch kein einziges Mal einzuschalten. Der Grund dafür ist, dass selbst eine nur kurze Leistungsspitze die jährlichen Kosten für das Leistungsentgelt (Netzgebühren) deutlich erhöht. Diese Zusatzkosten sind erheblich höher als die Kostenersparnis durch den Strombezug bei negativen EEX-Preisen.

Die Bedeutung der zusätzlichen Leistungsspitze durch den Betrieb der P2H-Anlage wird bei näherer Betrachtung auch bezüglich der Situation in Österreich deutlich. So würde ohne Berücksichtigung der zusätzlichen Kosten durch ein erhöhtes Leistungsentgelt die P2H-Anlage in einer kostenoptimalen Betriebsweise an 387 Stunden im Jahr mit an der EEX zugekauftem Strom betrieben werden, was zu einem Anteil von 2,6% der gesamten Wärmeerzeugung am Standort führen würde.

Werden jedoch die höheren Leistungspreise durch den zusätzlichen Strombezug aus dem Netz berücksichtigt, so würden auch bei den in Österreich geltenden Kostenbestandteilen die Zusatzkosten durch höhere Leistungspreise merkbar höher sein als die Kostenersparnisse durch die Verwertung von günstigem EEX-Strom. Auch in diesem Fall wäre es daher wirtschaftlich am sinnvollsten, die P2H-Anlage an keiner einzigen Stunde des Jahres zu betreiben. Dieser Vergleich zeigt den entscheidenden Einfluss der zusätzlichen Leistungsspitze auf die Wirtschaftlichkeit der P2H-Anlage.

In der Praxis wird es für den jeweiligen Wärmeversorger auch bei höheren Jahresstunden mit niedrigen EEX-Preisen nur schwer einzuschätzen sein, inwieweit es wirtschaftlicher ist, die P2H-Anlage zu betreiben oder für das jeweilige Kalenderjahr komplett darauf zu verzichten. Für eine sachgerechte Entscheidung wäre es erforderlich, bereits zu Jahresbeginn für das komplette Kalenderjahr die Anzahl der Stunden mit entsprechend niedrigen EEX-Preisen sowie die Höhe der Preise abzuschätzen. Das ist naturgemäß mit hohen Prognoseunsicherheiten verbunden.

4.3 Einsatz und Wirtschaftlichkeit von Power-To-Heat Anlagen bei Verwertung von EE-Überschussstrom

In den folgenden Unterabschnitten werden die wichtigsten Erkenntnisse bezüglich des Einsatzes von Power-To-Heat Anlagen zur Verwertung von EE-Überschussstrom dargestellt und qualitativ bewertet. Dabei wurde angenommen, dass dieser Strom an jeweils 503, 1.002 bzw. 2.028 Stunden im Jahr zur Verfügung steht.

4.3.1 Anteil von Power-To-Heat an der gesamten Wärmeerzeugung

Für die durchgeführten Berechnungen wurde zunächst angenommen, dass EE-Überschussstrom dem Fernwärmebetreiber kostenlos zur Verfügung gestellt wird, aber alle im derzeitigen regulatorischen Rahmen vorgesehenen Abgaben, Umlagen und Steuern weiterhin anfallen.

Die Simulationsergebnisse bestätigen, dass die Power-To-Heat Anlage unter den aktuell in Deutschland geltenden energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen in keiner einzigen Stunde des Jahres zum Einsatz kommen würde. Der Grund dafür ist, dass die mit der Verwendung dieses Stromes verbundenen regulatorischen Kosten durch Abgaben, Umlagen, Steuern und Gebühren höher sind als der alternative Bezug von Erdgas (inkl. aller damit verbundenen regulatorischen Preisbestandteile und Netzgebühren). Die Verwertung von EE-Überschussstrom würde unwirtschaftlich sein, unabhängig davon, an wie vielen Stunden pro Jahr dieser anfallen würde.

Anders sieht die Situation unter den in Österreich geltenden Rahmenbedingungen und regulatorischen Kostenbestandteilen aus. So würde EE-Überschussstrom in allen drei betrachteten Fällen (Anfall in 503, 1.002 oder 2.028 Stunden pro Jahr) in den meisten Stunden, an denen dieser zur Verfügung steht, auch verwertet werden. Nur in 2 Stunden, 12 Stunden bzw. 62 Stunden könnte dieser nicht abgenommen werden, wenn kein ausreichender Wärmebedarf gegeben ist und die in der P2H-Anlage erzeugte Wärme nicht im Wärmespeicher zwischengespeichert werden kann.

Hauptgrund für die unterschiedlichen Ergebnisse ist erneut, wie auch bei der Nutzung von EEX-Strom, die unterschiedliche Struktur von Abgaben, Gebühren, Steuern und Umlagen in Österreich. Zu den wichtigsten Einflussfaktoren gehören dabei die EEG-Umlage und deren Äquivalente (Ökostrompauschale, Ökostromförderbeitrag) in Österreich. Im Gegensatz zur verbrauchsabhängigen EEG-Umlage wird die Ökostrompauschale pauschal pro Zählpunkt erhoben, während der Ökostromförderbetrag von der Netzebene abhängig ist, aus der Strom bezogen wird.

Im Ergebnis könnten unter den in Österreich geltenden Rahmenbedingungen erhebliche Mengen an EE-Überschussstrom verwertet werden (d.h. falls dieser kostenlos zur Verfügung gestellt wird), während dies in Deutschland derzeit nicht der Fall wäre. Der jeweils maximal mögliche Anteil an der Gesamtwärmeerzeugung im österreichischen Referenzfall liegt bei 3,4% (bei 503 Stunden an EE-Überschussstrom), 6,7% (bei 1.002 Stunden an EE-Überschussstrom) bzw. 13,2% (bei 2.028 Stunden an EE-Überschussstrom).

4.3.2 Anteil von Power-To-Heat an der Wärmeerzeugung bei Befreiung von allen derzeit anfallenden Abgaben, Umlagen, Steuern und Gebühren

Falls der Betrieb der P2H-Anlage von allen derzeit geltenden Abgaben, Umlagen, Steuern und Gebühren befreit werden würde, verändern sich die Ergebnisse entsprechend. Bei ansonsten gleichbleibenden regulatorischen Rahmenbedingungen, wie sie derzeit in Deutschland gelten, würde EE-Überschussstrom in den meisten Stunden, an denen dieser in den verschiedenen Szenarien zur Verfügung steht, auch abgenommen werden. Der Anteil der P2H-Anlage an der Gesamtwärmeerzeugung würde dann 3,4%, 6,7% bzw. 13,2 % ausmachen, praktisch identisch wie bei den derzeit in Österreich geltenden Rahmenbedingungen.

Im Falle der Situation wie in Österreich würde sich aufgrund der Befreiungstatbestände an den jährlichen Betriebsstunden der P2H-Anlage und deren Anteil an der Gesamtwärmeerzeugung hingegen nur wenig ändern. So würden sich die jährlichen Betriebsstunden der P2H-Anlage bei 2.028 Stunden an EE-Überschussstrom nur mehr um maximal 24 Stunden gegenüber dem Referenzfall (ohne Befreiung von Abgaben, Umlagen,

Steuern und Gebühren) erhöhen. Die Unterschiede zwischen diesen beiden Fällen zeigen sich vielmehr bei den Wärmegestehungskosten und Amortisationszeiten für die P2H-Anlage.

4.3.3 Einfluss des Einsatzes von P2H auf die Wärmegestehungskosten

Die Wärmegestehungskosten bzw. deren Reduktion durch den Einsatz einer P2H-Anlage sind erwartungsgemäß stark abhängig davon, ob eine Befreiung von Abgaben, Umlagen, Steuern und Gebühren erfolgt.

So kann unter den derzeit in Deutschland geltenden Rahmenbedingungen naturgemäß keine Kostenersparnis durch die P2H-Anlage erzielt werden, da diese an keiner einzigen Stunde des Jahres abgerufen werden würde.

Bei Befreiung von allen mit dem Betrieb der P2H-Anlage zusammenhängenden Abgaben, Umlagen, Steuern und Gebühren würden hingegen, zumindest bei Strombezugskosten von Null Euro, substantielle Kostenersparnisse erzielt, welche 114.881 € (bei 503 Jahresstunden an EE-Überschussstrom), 216.469 € (bei 1.002 Jahresstunden an EE-Überschussstrom) bzw. 412.307 € (bei 2.028 Jahresstunden an EE-Überschussstrom) betragen.

Unter den in Österreich geltenden Rahmenbedingungen sind die Kostenersparnisse in ähnlicher Größenordnung, wenn eine vollständige Befreiung von allen Abgaben, Umlagen, Steuern und Gebühren erfolgen würde. Diese betragen 124.821 € (bei 503 Jahresstunden an EE-Überschussstrom), 246.538 € (bei 1.002 Jahresstunden an EE-Überschussstrom) bzw. 489.230 € (bei 2.028 Jahresstunden an EE-Überschussstrom). Ohne diese Befreiungstatbestände sind die durch die P2H-Anlage erzielten Kostenersparnisse deutlich geringer. Diese betragen dann nur 37.418 € (bei 503 Jahresstunden an EE-Überschussstrom), 73.472 € (bei 1.002 Jahresstunden an EE-Überschussstrom) bzw. 142.530 € (bei 2.028 Jahresstunden an EE-Überschussstrom).

Allerdings ist dabei zu berücksichtigen, dass die errechneten Kostenersparnisse eine maximale Vorausschau des Wärmeerzeugers voraussetzen, d.h. dieser müsste bereits zu Jahresbeginn für alle Stunden des Jahres im vorhinein wissen, ob und wann EE-Überschussstrom tatsächlich auftritt und dies in seiner Betriebsstrategie berücksichtigen. Da dies naturgemäß nicht möglich ist, werden die realen Kostenersparnisse durch eine P2H-Anlage merkbar geringer bzw. die Amortisationszeiten höher sein, als hier errechnet.

4.3.4 Amortisation der P2H-Anlagen bei Verwertung von EE-Überschussstrom

Die Investitionskosten einer P2H-Anlage sind nicht nur von der jeweiligen Anlagengröße abhängig, sondern von einer Vielzahl weiterer Einflussfaktoren, insbesondere vom technischen Aufwand für die elektrotechnische und hydraulische Anbindung der Anlage. Für die gegenständliche Wirtschaftlichkeitsbetrachtung wurden mittlere (typische) spezifische Investitionskosten von 200 €/kW Anlagenleistung angesetzt. Dies würde bei der hier betrachteten Referenzanlage einem Investitionserfordernis von 1,28 Mio. € entsprechen.

Ähnlich wie zuvor wurde zwischen dem Szenario des Anfallens aller derzeit geltenden Abgaben, Umlagen, Steuern und Gebühren und einer Befreiung von diesen unterschieden.

Im ersteren Fall würde sich die Anlage in Deutschland offensichtlich nicht amortisieren (da diese kein einziges Mal in Betrieb genommen wird), während sich bei den in Österreich geltenden regulatorischen Kosten Amortisationszeiten von 34,2 Jahren (bei 503

Jahresstunden an EE-Überschussstrom), 17,4 Jahren (bei 1.002 Jahresstunden an EE-Überschussstrom) bzw. 9,0 Jahren (bei 2.028 Jahresstunden an EE-Überschussstrom) ergeben. Berücksichtigt man, dass das Aufkommen von EE-Überschussstrom an rd. 2.000 Jahresstunden wohl die maximale Obergrenze³ ist und den Simulationsergebnissen die Annahme zugrunde liegt, dass der Wärmeversorger den Zeitpunkt perfekt vorhersagen könnte, zu welchem dieser Strom anfällt, ist davon auszugehen, dass in der Praxis auch unter österreichischen regulatorischen Rahmenbedingungen keine Amortisation der P2H-Anlage möglich ist.

Wird der Bezug von Strom zum Betrieb der P2H-Anlage hingegen weitgehend von Abgaben, Umlagen, Steuern und Gebühren befreit, so verkürzen sich die Amortisationszeiten erheblich. Für den Fall von 503 Jahresstunden an Überschussstrom würden sich im Fall einer perfekten Vorhersage aus den erzielbaren Kostenersparnissen Amortisationszeiten von 11,1 Jahren (Deutschland) bzw. 10,3 Jahren (Österreich) ergeben. Bei 1.002 Jahresstunden an Überschussstrom würden sich diese erheblich auf 5,9 Jahre (Deutschland) bzw. 5,2 Jahre (Österreich) verringern, ebenfalls im Fall einer perfekten Vorhersage. Im allerdings unwahrscheinlichen Fall von 2.028 Stunden an Überschussstrom würden sich die Amortisationszeiten sogar auf 3,1 Jahre (Deutschland) bzw. 2,6 Jahre (Österreich) verkürzen.

4.4 Entwicklungsperspektiven von Power-To-Heat in der D-A-CH Region

In den folgenden Unterabschnitten werden die Entwicklungsperspektiven von Power-To-Heat in der D-A-CH Region diskutiert, einerseits hinsichtlich von netzdienlichen Betriebsweisen und der Verwertung von EE-Überschussstrom (Unterabschnitt 4.4.1), andererseits dem Betrieb von P2H-Anlagen mit an den Strombörsen zugekauftem Strom (Unterabschnitt 4.4.2).

4.4.1 Netzdienliche Betriebsweisen, Verwertung von EE-Überschussstrom

Netztechnisch betrachtet befindet sich Österreich derzeit auf der falschen Seite der Netzengpässe im europäischen Übertragungsnetz. Die Lastflüsse sind derzeit vor allem zwischen Nord- und Süddeutschland eingeschränkt. Ähnlich wie in Süddeutschland erfolgt daher auch in Österreich keine massive, überregionale Abregelung von Windkraftanlagen. Trotz deutlich günstigerer Voraussetzungen bezüglich der Struktur von Abgaben und Umlagen sind daher netzdienliche Betriebsweisen zur Verwertung von EE-Überschussstrom – aus heutiger Einschätzung – von keiner praktischen Bedeutung.

Grundsätzlich sind jedoch zwei Szenarien denkbar, in denen netzdienliche Betriebsweisen von P2H-Anlagen in Österreich zumindest langfristig eine Rolle spielen könnten. So könnte es bei einem weiteren Preisverfall von PV-Modulen und damit verbundenem massiven Ausbau dieser Anlagen zu vermehrten Netzengpässen auch auf Verteilnetzebene kommen. In einem solchen Szenario wären netzdienliche Betriebsweisen von P2H-Anlagen vor allem in lokalen Nahwärmenetzen oder Quartierslösungen denkbar.

³ Gründe dafür sind einerseits die Stochastik des Anfallens von EE-Überschussstrom, andererseits die Eignung der jeweiligen Standorte nur für bestimmte (und nicht alle) Netzengpässe. Begrenzender Faktor ist hierbei die Wirksamkeit (Netzdienlichkeit) der jeweiligen P2H-Standorte.

Zum anderen ist zumindest langfristig vorstellbar, dass die momentan vorherrschenden Netzengpässe zwischen Nord- und Süddeutschland behoben werden. In einem solchen Szenario, bei zugleich massivem Ausbau der EE-Kapazitäten in Deutschland und Österreich, könnten sich die Netzengpässe, die momentan die innerdeutschen Verbindungsleitungen betreffen, weiter in Richtung Süden bzw. Südosten verschieben, zum Beispiel zu den Kuppelleitungen zwischen Österreich und Italien oder Österreich und Slowenien. In einem solchen Zukunftsszenario würde gerade in Österreich der netzdienliche Betrieb von P2H-Anlagen sinnvoll sein, vergleichbar wie heute im Nordosten Deutschland.

Ein wichtiger Einflussfaktor ist dabei der zukünftige Zuschnitt der Marktgebiete in Europa. Abhängig davon bzw. vom zukünftigen Ausbau von Netzkuppelkapazitäten könnten P2H-Anlagen dazu beitragen, netz- oder marktbedingte Abregelungen von EE-Anlagen zu reduzieren.

Die Schweiz ist, geographisch bedingt, sowohl an das deutsche, österreichische, französische und italienische Übertragungsnetz angebunden. Bezüglich netzdienlicher Betriebsweisen von P2H-Anlagen ist die Situation allerdings ähnlich wie in Österreich, da man sich gleichermaßen auf der falschen Seite der europäischen Netzengpässe befindet.

Zugleich ist der Anteil fluktuierender erneuerbarer Energieerzeuger deutlich geringer als in Deutschland und Österreich [PwC 2014]. Aus diesem Grund ist auch mittelfristig nicht mit lokalen Netzengpässen zu rechnen.

Betreffend überregionaler EE-Stromüberschüssen gilt ebenso wie für Österreich, dass deren Auftreten nur nach einem massiven Ausbau der Transportkapazitäten zwischen Nord- und Süddeutschland realistisch erscheint. Abgesehen von diesen netztechnischen Notwendigkeiten kommt im Fall der Schweiz erschwerend hinzu, dass diese nicht Teil des europäischen Binnenmarktes ist [Heim 2018].

4.4.2 Betrieb von P2H-Anlagen mit EEX-Strom

Wie bereits zuvor ausgeführt sind die Rahmenbedingungen für den Betrieb von P2H-Anlagen mit an der EEX zugekauftem Strom in Österreich grundsätzlich günstiger als in Deutschland. Daher wäre bei Beibehaltung des gemeinsamen Marktgebietes zu erwarten gewesen, dass diese Betriebsweise in Österreich tendenziell früher wirtschaftlich werden würde.

Durch die Trennung der gemeinsamen Strompreiszone und Bewirtschaftung der Transportkapazitäten ab Oktober 2018 ist es jedoch zu einem Anstieg der Börsenpreise in Österreich gekommen, vor allem in jenen Stunden des Jahres, in denen vermehrt Leitungsflüsse in Richtung Süden zu verzeichnen waren.

Weiter stehen dem wirtschaftlichen Betrieb von P2H-Anlagen mit EEX-Strom, sowohl in Österreich wie in Deutschland, die grundsätzliche Struktur der Netzentgelte entgegen. Nur bei einer ausreichend großen Anzahl an Stunden pro Jahr, an denen der Betrieb der P2H-Anlage günstiger als der Betrieb alternativer Erzeugungsanlagen ist, lassen sich die Zusatzkosten durch das erhöhte Leistungsentgelt für den Netzbezug kompensieren.

Die Situation betreffend die Schweiz ist hingegen komplexer. So ist der schweizerische Strommarkt bisher nur beschränkt in den europäischen integriert. Verhandlungen zum Abschluss eines Stromabkommens, in welchem die Schweiz und die Europäische Union

(EU) die Teilnahme der Schweiz am europäischen Strommarkt rechtlich regeln und zugleich den grenzüberschreitenden Stromhandel weiterentwickeln wollen, wurden bereits im Jahr 2007 begonnen, sind aber bis dato nicht abgeschlossen [DEA 2018].

Entscheidend für Preise auf den Großhandelsmärkten und zugleich für zukünftige P2H-Potentiale sind zum einen der inländische Kraftwerkspark, zum anderen die Transportkapazitäten und der Stromaustausch mit den Nachbarländern.

So ist die Schweiz aufgrund der geographischen Lage ein Stromtransitland und eng mit den Nachbarländern verbunden. Mehr als 40 Hochspannungsleitungen verbinden die Eidgenossenschaft mit ihren Nachbarländern. Zugleich ist die Schweiz, insbesondere während der Wintermonate, auf Importe angewiesen, um die Versorgung im Inland aufrechtzuerhalten [PwC 2014]. Entsprechend hoch ist daher der Einfluss von Stromimporten auf die Großhandelspreise.

Für eine Analyse der Entwicklungsperspektiven wurden die wichtigsten Kenndaten der Großhandelspreise in Deutschland/Österreich und der Schweiz beispielhaft miteinander verglichen. So waren die Großhandelspreise in der Schweiz etwa im Jahr 2016 im Mittel um ca. 30% höher als in Deutschland (37,88 Euro/MWh in der Schweiz gegenüber 29,98 Euro/MWh in Deutschland). Zum anderen sind in der Schweiz auch die Preisspitzen viel deutlicher ausgeprägt (Strompreis von 120,9 €/MWh in der teuersten Jahresstunde in der Schweiz gegenüber 104,96 €/MWh in Deutschland/Österreich).

Relevanter für den Einsatz von P2H sind jedoch die Stunden mit niedrigen Strompreisen. Diesbezüglich ist die Situation für P2H in der Schweiz deutlich ungünstiger als in Deutschland und Österreich. So sind am schweizerischen Strommarkt lediglich an 24 Stunden des Jahres 2016 negative Preise aufgetreten, während dies in Deutschland immerhin an 97 Stunden des Jahres der Fall war. Damit sind negative Preise in Deutschland rd. vielmals so oft als in der Schweiz aufgetreten.

Auch bezüglich der niedrigsten Preise sieht die Situation in Schweiz deutlich ungünstiger für P2H aus als in Deutschland/Österreich. Diese lagen im Jahr 2016 in der Schweiz bei -45,68 €/MWh, während diese in Deutschland/Österreich mit -130,09 €/MWh erheblich niedriger waren.

Aufgrund der deutlich höheren Preise auf den Strommärkten, insbesondere auch in Zeiten verhältnismäßig niedriger Preise, kann das kurz- und mittelfristige Potential in der Schweiz für die Nutzung von an der Strombörse zugekauftem Strom als gering eingeschätzt werden. Lediglich eine Verstärkung der Kuppelstellen zwischen Deutschland und der Schweiz würde dies ändern.

5 Zusammenfassung

Die unterschiedlichen regulatorischen Kosten- und Ertragsbestandteile führen dazu, dass KWK-Anlagen in Österreich bei kostenoptimalem Betrieb einen deutlich geringeren Anteil an der Wärmeerzeugung übernehmen. Zugleich müssten die Anlagen noch deutlich flexibler betrieben werden als in Deutschland. Wichtigster Einflussfaktor ist der Wegfall der in Deutschland gewährten KWK-Zuschläge.

Würden keine zusätzlichen Kosten durch erhöhte Netzgebühren (Leistungspreis) entstehen, so könnten in Österreich P2H-Anlagen bereits unter den derzeitigen Regularien an mehr als 300 Stunden des Jahres mit EEX-Strom betrieben werden. Fallen diese zusätzlichen Kosten durch die Leistungsspitze jedoch an, so wäre es wirtschaftlicher, die Anlage an keiner einzigen Stunde des Jahres in Betrieb zu setzen.

Zugleich haben die durchgeführten Simulationen bestätigt, dass in Deutschland - ohne Befreiung von den damit verbundenen Abgaben, Umlagen, Gebühren und Steuern - die Verwertung von EE-Überschussstrom derzeit nicht möglich ist. In den betrachteten Szenarien (503, 1002 und 2.028 jährliche Stunden an Überschussstrom) konnte dieser in keiner einzigen Stunde des Jahres verwertet werden.

Hingegen wäre bei Anfall von Überschussstrom in Österreich der Anteil der in der P2H-Anlage erzeugten Wärme an der Gesamtwärmeerzeugung unter den derzeit geltenden energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen bereits relevant. Im günstigsten der betrachteten Fälle könnte rd. 13 % des Wärmebedarfes durch die P2H-Anlage gedeckt werden. Allerdings werden derzeit in Österreich, im Unterschied zu Deutschland, keine relevanten Mengen an EE-Überschussstrom abgeregelt.

Sowohl in Deutschland wie in Österreich wäre eine weitgehende Befreiung von allen Abgaben, Umlagen, Steuern und Gebühren notwendig, um die Amortisation einer P2H-Anlage zu ermöglichen. Dabei ist zu berücksichtigen, dass die durchgeführten Berechnungen von einer perfekten Prognose ausgehen. Unter Berücksichtigung der Prognoseunsicherheiten muss davon ausgegangen werden, dass an deutlich mehr als 500 Stunden pro Jahr EE-Überschussstrom anfallen müsste, um die Anlage – trotz Befreiung von allen regulatorischen Kosten – in einem akzeptablen Zeitraum zu amortisieren.

6 Danksagung

Die gegenständlichen Arbeiten wurden im Rahmen des Forschungsprojektes „P2X@BerlinAdlershof“ durchgeführt, welches durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie gefördert wurde.

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

7 Literatur

[50Hertz 2018] 50Hertz Transmission GmbH (Hrsg.): Archiv Maßnahmen nach § 13 EnWG. Maßnahmen 13 2 2015. Abrufbar unter:

https://www.50hertz.com/portals/3/Content/Dokumente/Kennzahlen/Anpassungen_EnWG/Archiv%20Maßnahmen%20nach%20§%2013%20EnWG/Maßnahmen%20nach%20§%2013%20Abs.%202%20EnWG%20bis%2017.07.2017/Massnahmen_13_2_2015.csv. Berlin 2018.

[APG 2018] Austrian Power Grid (Hrsg.): Preisentwicklung Regelreservemarkt von KW1 2017 bis KW13 2018. Preisbericht. Wien 2018.

[BGBl 1996] Bundesgesetz, mit dem eine Abgabe auf die Lieferung und den Verbrauch von Erdgas eingeführt wird (Erdgasabgabegesetz) StF: BGBl. Nr. 201/1996 (NR: GP XX RV 72 und Zu 72 AB 95 S. 16. BR: 5161, 5162, 5163, 5164 und 5165 AB 5166 S. 612.) Letzte Änderung durch BGBl. I Nr. 71/2003 (NR: GP XXII RV 59 AB 111 S. 20. BR: 6788 AB 6790 S. 697.). Wien 1996.

[BGBl 1996a] Bundesgesetz über die Vergütung von Energieabgaben (Energieabgabenvergütungsgesetz) StF: BGBl. Nr. 201/1996 (NR: GP XX RV 72 und Zu 72 AB 95 S. 16. BR: 5161, 5162, 5163, 5164 und 5165 AB 5166 S. 612.). Letzte Änderung durch BGBl. I Nr. 136/2017 (NR: GP XXV RV 1660 AB 1725 S. 190. BR: 9822 AB 9847 S. 870.). Wien 1996.

[BGBl 1996b] Bundesgesetz, mit dem eine Abgabe auf die Lieferung und den Verbrauch elektrischer Energie eingeführt wird (Elektrizitätsabgabegesetz) StF: BGBl. Nr. 201/1996 (NR: GP XX RV 72 und Zu 72 AB 95 S. 16. BR: 5161, 5162, 5163, 5164 und 5165 AB 5166 S. 612.) Letzte Änderung durch BGBl. I Nr. 64/2014 (NR: GP XXV RV 163 AB 192 S. 34. BR: AB 9210 S. 832.). Wien 1996.

[BGBl 2017] Verordnung des Bundesministers für Wissenschaft, Forschung und Wirtschaft über die Bestimmung der Ökostrompauschale für die Kalenderjahre 2018 bis 2020 (Ökostrompauschale-Verordnung 2018). StF: BGBl. II Nr. 382/2017. Wien 2017.

[BGBl 2017a] Verordnung des Bundesministers für Wissenschaft, Forschung und Wirtschaft über die Bestimmung des Ökostromförderbeitrags für das Kalenderjahr 2018 (Ökostromförderbeitragsverordnung 2018) StF: BGBl. II Nr. 381/2017. Wien 2017.

[BTB 2017] BTB Blockheizkraftwerks- Träger- und Betreibergesellschaft mbH Berlin (Hrsg.): FlexNet4E-mobility: Konzeption und pilothafte Umsetzung von kosteneffizienten Netzinfrastrukturmaßnahmen für die Beladung von Elektrofahrzeugen. Deliverable 1.2. Bericht. Berlin 2017.

[BTB 2018] BTB Blockheizkraftwerks- Träger- und Betreibergesellschaft mbH Berlin (Hrsg.): Zeitreihe Wärmebedarfe im Projektgebiet Berlin Adlershof im Jahr 2015 (stündliche Werte). Nicht öffentlich. Berlin 2018.

[BTB 2018a] BTB Blockheizkraftwerks- Träger- und Betreibergesellschaft mbH Berlin (GmbH): Ergebnisse der Simulationen. Deliverable 4.2. Endbericht zu P2X@Berlin Adlershof. Berlin 2018.

[DEA 2018] Schweizerische Eidgenossenschaft. Eidgenössisches Department für auswärtige Angelegenheiten EDA. Direktion für europäische Angelegenheiten DEA (Hrsg.): Strom. Informationsblatt zum Stand der Verhandlungen zum Stromabkommen. Online abzurufen unter: https://www.eda.admin.ch/dam/dea/de/documents/fs/02-FS-Strom_de.pdf. Stand: Mai 2018. Bern 2018.

[E-Control 2017] E-Control (Hrsg.): Verordnung der Regulierungskommission der E-Control, mit der die Entgelte für die Systemnutzung bestimmt werden (Systemnutzungsentgelte-Verordnung 2018 – SNE-V 2018). BGBl. II Nr. 398/2017. Wien 2017.

[E-Control 2017a] E-Control (Hrsg.): Erläuterungen zum Systemnutzungs-Verordnung 2018. Wien 2017.

[E-Control 2017b] E-Control (Hrsg.): Verordnung der Regulierungskommission der E-Control, mit der die Entgelte für die Systemnutzung in der Gaswirtschaft bestimmt werden (Gas-Systemnutzungsentgelte-Verordnung 2013, GSNE-VO 2013) in der Fassung der GSNE-VO 2013 – Novelle 2018, BGBl. II Nr. 399/2017. Wien 2017.

[EEX 2018] EPEX SPOT (Hrsg): Marktdaten Day Ahead Auktion. Abrufbar unter: <https://www.epexspot.com/de/marktdaten/dayaheadauktion>. Paris/Leipzig 2018.

[EMD 2018] EMD International A/S (Hrsg.): energPRO Version 2.5 (Software-Code). Verfügbar zum Download unter <https://www.emd.dk/energypro/download/>. Aalborg 2018.

[Heim 2018] Heim, M.: Swissgrid warnt: Es braucht ein EU-Stromabkommen. Artikel in der Handelszeitung vom 20.4. 2018. Online abzurufen unter: <https://www.handelszeitung.ch/unternehmen/swissgrid-warnt-es-braucht-ein-eu-stromabkommen> Zürich 2018.

[Hinterberger 2014] Hinterberger, R.; Hinrichsen; J.: Thesenpapier – Power-To-Heat als Instrument zur Effizienzsteigerung der Energiewende. Berlin 2014.

[Hinterberger 2018] Hinterberger, R.; Hinrichsen; J., Dedeyne, S.: Einsatz von Power-To-Heat Anlagen zur Verwertung von EE-Überschussstrom – neuer Rechtsrahmen in Deutschland, bisher ohne Wirkung. Proceedings des 15. Symposiums Energieinnovation, 14.-16. 02. 2018. Graz 2018.

[New Energy 2018] New Energy Capital Invest GmbH (Hrsg): Auswertung der Großhandelspreise für Deutschland/Österreich und die Schweiz. Wien 2018.

[PwC 2014] PricewaterhouseCoopers AG (Hrsg): Strompreise in der Schweiz 2016 bis 2025. Zürich 2014.