

Einsatz von Power-To-Heat Anlagen zur Verwertung von EE-Überschussstrom – neuer Rechtsrahmen in Deutschland, bisher ohne Wirkung

Robert Hinterberger¹, Johannes Hinrichsen², Stefanie Dedeyne²

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 349907-22, Johannes.Hinrichsen@btb-berlin.de; www.btb-berlin.de

Kurzfassung: Analyse der technischen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen des Einsatzes von Power-To-Heat Anlagen entsprechend der neuen gesetzlichen Regelung nach § 13 (6a) EnWG zur Beseitigung von Netzengpässen auf Ebene der Übertragungsnetze.

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

1 Motivation und Forschungsfragestellungen

Aufgrund von vermehrtem Ausbau von EE-Anlagen bei zugleich verzögertem 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. Die Entwicklung der Abregelung von EE-Anlagen im Nordosten Deutschlands im Laufe der letzten zehn Jahre ist in Abbildung 1 dargestellt.

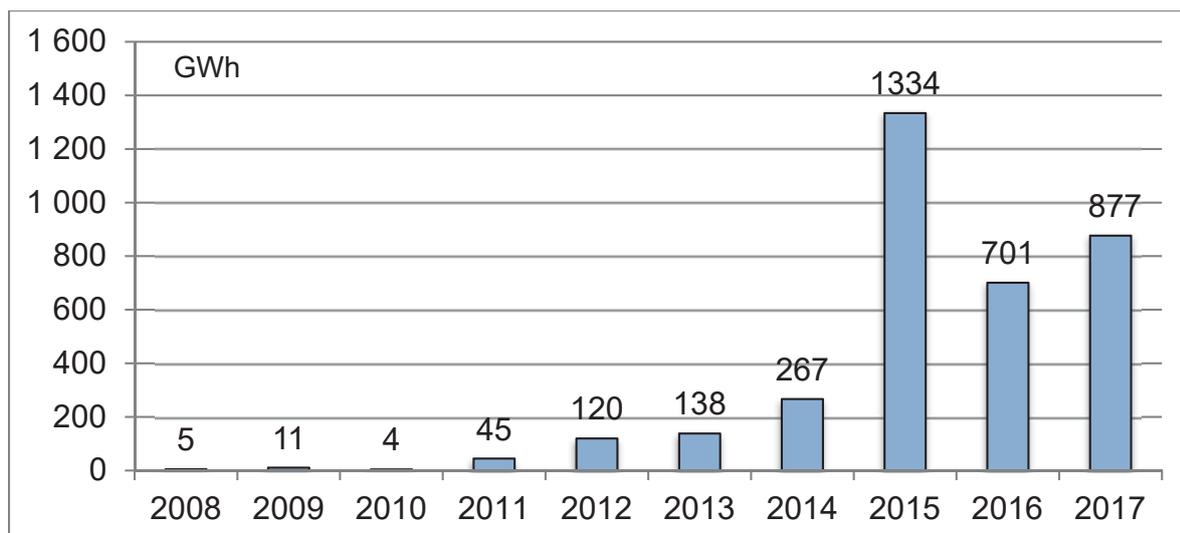


Abbildung 1: Entwicklung der jährlichen EE-Abregelungen nach § 13 (2) EnWG in Verbindung mit § 14 EEG, welche von 50Hertz Transmission durchgeführt oder angewiesen wurden (Auswertung: NEW ENERGY, Datenquelle: 50Hertz Transmission)

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 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. Eine Auswahl bestehender Power-to-Heat Anlagen in Deutschland ist in Abbildung 2 zu sehen.



Abbildung 2: Standorte von Power-To-Heat Anlagen bei Stadtwerken in Deutschland (Quelle: AGFW)

Diese volkswirtschaftlich sinnvolle (zusätzliche) 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 derzeit selbst bei Strombezugskosten von Null Euro regulatorische Kosten von bis zu 130 Euro/MWh an, was einem Vielfachen des Erdgasbezugspreises entspricht. 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 dann, wenn ansonsten nicht nutzbarer EE-Strom verfügbar ist. Die Kostenbelastung von P2H-Anlagen durch Steuern, Abgaben und Umlagen in Deutschland ist in Abbildung 3 dargestellt.

Die unterschiedlichen Möglichkeiten für eine sachgerechte und wirkungsvolle Abgrenzung von Überschussstrom vom regulären Strommarkt, um unerwünschte Nebeneffekte und Marktverzerrungen zu verhindern (z.B. dass großteils fossil erzeugter Graustrom in den Wärmemarkt gelangt), wurden bereits in mehreren Forschungsprojekten untersucht und konkrete Empfehlungen zur regulatorischen Ausgestaltung erarbeitet. Diese Vorschläge wurden im Jahr 2014 in einem eigenen Thesenpapier „Power-To-Heat als Instrument zur Effizienzsteigerung der Energiewende (Berliner Erklärung zu Power-To-Heat)“

zusammengefasst und finden sich online u. a. auf der Homepage der Vernetzungsplattform Power-to-Heat (<http://www.power-to-heat.eu>) und werden von Verbänden wie dem AGFW unterstützt.

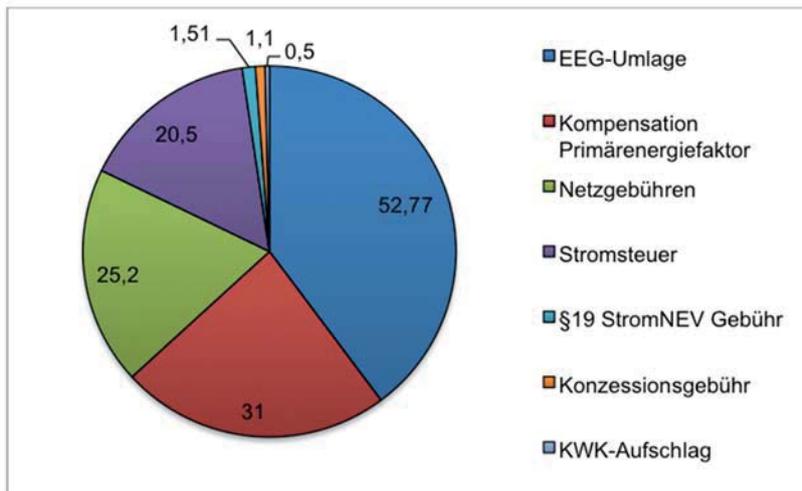


Abbildung 3: Kostenbelastung von P2H in Deutschland durch Steuern, Abgaben und sonstigen Kostennachteilen bei Stromkosten von Null Euro (Angaben in Euro/MWh; Quelle: [Hinterberger 2014], Zahlenwerte aus [Götz 2013])

Letztendlich wurde im Rahmen der EEG-Novelle 2017 eine neue Bestimmung in das Energiewirtschaftsgesetz aufgenommen, welche den Einsatz von Power-To-Heat Anlagen zur Behebung von Netzengpässen regelt (Bestimmung nach § 13(6a) EnWG bzw. sogenannte NSA-Regelung („Nutzen statt Abregeln“)). In dieser wurde vom Gesetzgeber festgelegt, dass die Übertragungsnetzbetreiber zur Behebung von Netzengpässen Power-To-Heat Anlagen bis zu einer Gesamtleistung von 2 GW für eine Mindestdauer von 5 Jahren kontrahieren können.

Obwohl diese neue Regelung nunmehr bereits vor mehr als 18 Monaten im Deutschen Bundestag beschlossen wurde, ist bisher noch keine einzige P2H-Anlage für die Behebung von Netzengpässen bzw. die Verwertung von EE-Überschussstrom tatsächlich eingesetzt worden. Praktisch alle in Deutschland betriebenen P2H-Anlagen werden auch weiterhin ausschließlich zur Bereitstellung von Regelenergie verwendet.

Daraus ergeben sich die folgenden Fragestellungen:

- Was sind die Gründe dafür, dass bisher noch keine einzige P2H-Anlage in Deutschland entsprechend § 13 (6a) EnWG betrieben wird? Was sind die Umsetzungshemmnisse aus Sicht der Wärmeversorger bzw. der Übertragungsnetzbetreiber?
- Ist diese neue Regelung („Nutzen statt Abregeln“) tatsächlich geeignet, um in größerem Ausmaß Netzengpässe zu verhindern bzw. die bisher abgeregelten Strommengen merkbar zu reduzieren?
- Wie könnte die bisherige Regelung nach § 13 (6a) EnWG verbessert werden, um bisher abgeregelten EE-Strom tatsächlich zu nutzen und die Sektorenkopplung weiter voranzutreiben?

2 Methodik

Zur Analyse der technischen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen des Einsatzes von Power-To-Heat Anlagen zur Beseitigung von Netzengpässen im Übertragungsnetz entsprechend der Regelung nach § 13 (6a) EnWG wurde methodisch wie folgt vorgegangen:

- Analyse der rechtlichen Grundlagen; Recherche und Untersuchung der unterschiedlichen Gesetzesauslegungen, Festlegungsverfahren der Bundesnetzagentur, Gerichtsentscheidungen sowie der praktischen Handhabung durch Bundesnetzagentur und Übertragungsnetzbetreiber
- Technische und wirtschaftliche Beurteilung der regulatorischen Rahmenbedingungen
- Durchführung von Interviews und Hintergrundgesprächen mit Wärmeversorgern sowie Betreibern von Übertragungsnetzen
- Identifikation von Umsetzungshemmnissen, Erarbeitung von Verbesserungsvorschlägen bezüglich der regulatorischen Ausgestaltung im Energiewirtschaftsgesetz

Diese Tätigkeiten wurden in enger Zusammenarbeit mit den Mitgliedern des Power-To-Heat Betreiberkreises durchgeführt. In diesem Betreiberkreis sind praktisch fast alle Stadtwerke in Deutschland vertreten, welche bereits P2H-Anlagen betreiben.

3 Ergebnisse

Im folgenden Unterabschnitt 3.1 werden zunächst die Eckpunkte des neuen gesetzlichen Rahmens analysiert, während in Unterabschnitt 3.2 auf die identifizierten Umsetzungshemmnisse eingegangen wird. Dies wird in Unterabschnitt 3.3 um die wirtschaftliche Einschätzung bezüglich möglicher zukünftiger Betriebsweisen ergänzt.

3.1 Analyse des neuen gesetzlichen Rahmens nach § 13 (6a) EnWG

Die wichtigsten Eckpunkte dieser Regelung, welche mit der EEG 2017-Novelle neu in das Energiewirtschaftsgesetz [EnWG 2017] eingefügt wurde, sind folgend angeführt. Diese werden durch Klarstellungen zur praktischen Abwicklung aus der Begründung der Bundesregierung zum Gesetzesentwurf [Bundesregierung 2016] ergänzt.

Vertraglicher Rahmen

Entsprechend § 13 (6a) Abs. 1 EnWG können Betreiber von Übertragungsnetzen mit Betreibern von KWK-Anlagen vertragliche Vereinbarungen zur Reduzierung der Wirkleistungseinspeisung aus der KWK-Anlage und gleichzeitigen Lieferung von elektrischer Energie für die Aufrechterhaltung der Wärmeversorgung schließen. Die vertragliche Vereinbarung muss für mindestens fünf Jahre abgeschlossen werden. Eine kürzere Vertragslaufzeit ist laut dem Gesetzeswortlaut nicht möglich [Bundestag 2016].

Diese Bestimmung bezieht sich explizit auf Betreiber von KWK-Anlagen. Nach dem Wortlaut dieser Bestimmung können daher Betreiber von P2H-Anlagen, die nicht zugleich Betreiber einer KWK-Anlage sind, nicht von Übertragungsnetzbetreiber kontrahiert werden, selbst wenn diese die sonstigen Voraussetzungen erfüllen.

Die Möglichkeit zur Kontrahierung von P2H-Anlagen ist zeitlich befristet. So ist, entsprechend den in § 118 EnWG festgelegten Übergangsbestimmungen, der § 13 Absatz 6a nach dem 31. Dezember 2023 nicht mehr anzuwenden. Zuvor nach § 13 Absatz 6a geschlossene Verträge laufen jedoch bis zum Ende der vereinbarten Vertragslaufzeit weiter [EnWG 2017].

Grundsätzliche Effizienzanforderungen an die KWK- bzw. P2H-Anlage

Die KWK-Anlage muss technisch unter Berücksichtigung ihrer Größe und Lage im Netz geeignet sein, zur Beseitigung von Gefährdungen oder Störungen der Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems aufgrund von Netzengpässen im Höchstspannungsnetz effizient beizutragen [Bundestag 2016].

Diese Mindestanforderungen sind im Gesetz nicht näher ausgeführt. Auch die Erläuterungen zu der Gesetzesnovelle geben keine näheren Hinweise, wie dieses Effizienzkriterium nachgewiesen werden könnte. Im Rahmen eines Festlegungsverfahrens der Bundesnetzagentur wurden von den Übertragungsnetzbetreibern entsprechende Kriterien vorgeschlagen [50Hertz 2017]. Dieses Verfahren wurde zu Jahresbeginn 2018 abgeschlossen [BNetzA 2018].

Anforderungen an Anlagenstandort, Zeitpunkt der Inbetriebnahme und elektrische Leistung der KWK-Anlage

Die KWK-Anlage muss sich zum Zeitpunkt des Vertragsabschlusses in einem Netzausbaubereich nach § 36c Absatz 1 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes befinden. Des Weiteren muss sie vor dem 1. Januar 2017 in Betrieb genommen worden sein und über eine installierte elektrische Leistung von mehr als 500 Kilowatt verfügen. P2H-Aggregate bei kleineren KWK-Anlagen können hingegen nicht kontrahiert werden [Bundestag 2016].

Das derzeit festgelegte Netzausbaubereich tangiert derzeit nur die Regelzonen der drei Übertragungsnetzbetreiber TenneT TSO GmbH, 50Hertz Transmission GmbH und Amprion GmbH. Das Gebiet ist in Abbildung 4 zu sehen.



Abbildung 4: Netzausbaubereich gemäß § 33c bzw. § 88b EEG entsprechend dem Stand vom 10. 6. 2017 (Quelle: Bundesnetzagentur)

Beschränkung der Kontrahierungsmöglichkeiten

Die Betreiber der Übertragungsnetze dürfen nur mit jenen KWK-Anlagen vertragliche Vereinbarungen schließen, die kostengünstig und effizient zur Beseitigung des Netzengpasses beitragen können [Bundestag 2016].

Eine Festlegung, was kostengünstig und effizient ist, findet sich jedoch nicht im Gesetzestext. Auch die Erläuterungen zu der Gesetzesnovelle geben keine näheren Hinweise, wie dieses Effizienz- und Kostenkriterium nachgewiesen werden könnte [Bundesregierung 2016]. Im Rahmen eines Festlegungsverfahrens der Bundesnetzagentur wurden von den Übertragungsnetzbetreibern im 3. Quartal 2017 entsprechende Kriterien vorgeschlagen [50Hertz 2017]. Dieses Verfahren wurde zu Jahresbeginn 2018 abgeschlossen [BNetzA 2018].

Maximale Gesamtleistung, die von den Übertragungsnetzbetreibern kontrahiert werden kann

Die installierte elektrische Leistung von Wärmeerzeugern (P2H-Anlagen), die aufgrund einer vertraglichen Vereinbarung kontrahiert wird, darf den Gesamtwert von 2 Gigawatt nicht überschreiten [Bundestag 2016]. Hierdurch sollen die Kosten der Maßnahme begrenzt werden [Bundesregierung 2016].

Das ist ein relativ hoher Wert, da aufgrund der Festlegung der Netzausgebiete [BNetzA 2017a] nur in bestimmten Teilen der Regelzonen TenneT TSO GmbH, 50Hertz Transmission GmbH und Amprion GmbH., d.h. auf einem verhältnismäßig kleinen Teil des Bundesgebietes, überhaupt P2H-Anlagen nach § 13 (6a) EnWG errichtet werden können.

Öffnungsklausel bezüglich weiterer Technologien (z.B. Elektromobilität, weitere zuschaltbare Lasten, Batteriespeicher, etc.)

Grundsätzlich ist die Regelung nach § 13 (6a) EnWG auf die Kombination von KWK- und P2H-Anlagen beschränkt. Zugleich wurde in der Novelle zum EEG-Gesetz jedoch festgelegt, dass für den Fall, dass die installierte elektrische Leistung von 2 Gigawatt im Netzausbaugebiet nicht erreicht wird, die Bundesregierung unmittelbar einen Vorschlag für eine Rechtsverordnung nach § 13i Absatz 1 und 2 vorlegen wird, damit auch andere Technologien als zuschaltbare Lasten zum Einsatz kommen können [Bundestag 2016].

Voraussetzung dafür soll jedoch gleichermaßen wie bei P2H-Anlagen sein, dass diese geeignet sein müssen, zur Beseitigung von Gefährdungen oder Störungen der Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems aufgrund von Netzengpässen im Höchstspannungsnetz effizient beizutragen [Bundestag 2016].

Vorgesehene Abrufreihenfolge

Auf der Grundlage von § 13 Absatz 6a EnWG würden die Übertragungsnetzbetreiber mit den KWK-Anlagenbetreibern vereinbaren, dass diese Anlagen im Rahmen des § 13 Absatz 1 Nummer 2 EnWG nachrangig gegenüber fossilen Kraftwerken, aber vorrangig gegenüber sonstigen KWK-Anlagen und Erneuerbare-Energien-Anlagen abgeregelt werden dürfen. Bei einem Engpass im Übertragungsnetz würde der Übertragungsnetzbetreiber zunächst im

Rahmen des Redispatch die Abregelung der konventionellen Stromerzeugung (mit Ausnahme der Must-Run-Kraftwerke) veranlassen. Sofern diese Maßnahme zur Beseitigung des Netzengpasses nicht ausreicht, würde auf die KWK-Anlagen zurückgegriffen, mit denen vertragliche Vereinbarungen auf der Grundlage des § 13 Absatz 6a EnWG geschlossen worden sind [Bundesregierung 2016].

Übernahme der Investitionskosten durch den Übertragungsnetzbetreiber

Zur Aufrechterhaltung der Wärmeversorgung könnten sich die Betreiber der KWK-Anlagen einen elektrischen Wärmeerzeuger (P2H-Anlage) anschaffen. Die Kosten dieses elektrischen Wärmeerzeugers können dann vom Netzbetreiber nach § 13 Absatz 6 Satz 2 Nummer 3 erstattet werden, soweit der elektrische Wärmeerzeuger für die Flexibilisierung der Last und die Reduzierung der Wirkleistungseinspeisung aus der KWK-Anlage erforderlich ist. Hierdurch würde die notwendige technische Voraussetzung geschaffen, um die KWK-Anlage im Rahmen des Redispatch heranzuziehen [Bundesregierung 2016].

Beschreibung des Ablaufes, der Zahlungsflüsse bezüglich Abgaben und Umlagen sowie der finanziellen Kompensation

Die Stromerzeugung in KWK-Anlagen wird auf Anforderung durch den Übertragungsnetzbetreibers abgeregelt und zur Aufrechterhaltung der Wärmeversorgung, die aufgrund der Abregelung nicht mehr von der KWK-Anlage erfolgen kann, wird der elektrische Wärmeerzeuger (Power-to-Heat-Anlage) herangezogen. Der dafür benötigte Strom wird aus dem Netz bezogen. Für diesen Strom muss der Betreiber, wie jeder Letztverbraucher, Netzentgelte, Umlagen, Abgaben und Steuern zahlen. Um den Betreiber der KWK-Anlage aber nicht schlechter zu stellen als er ohne Abregelung stehen würde, erhält er seine zusätzlichen Kosten, die infolge der Abregelung entstehen, erstattet. Es gilt somit der in § 13a Absatz 2 Satz 1 EnWG für alle Anlagen im Redispatch aufgestellte Grundsatz, dass die Anlagenbetreiber finanziell so gestellt werden sollen als ob sie nicht abgeregelt worden wären [Bundesregierung 2016].

Dies bedeutet konkret, dass ihm insb. die entgangenen Erlösmöglichkeiten erstattet werden, hiervon aber auch die vermiedenen Brennstoffkosten und sonstigen ersparten Erzeugungsaufwendungen bei der Kostenerstattung abgezogen werden. Die Kosten, die durch die elektrische Wärmeversorgung anfallen, werden ebenfalls erstattet, da der Betreiber der KWK-Anlage ansonsten die Wärme selbst ohne Abregelung in der KWK-Anlage produziert hätte. Dabei sind die Grundsätze für die Bestimmung der angemessenen Vergütung beim Redispatch nach § 13a Absatz 2 bis 4 EnWG heranzuziehen und zu beachten [Bundesregierung 2016].

Sonstige Voraussetzungen für einen Vertragsabschluss

Voraussetzung für den Abschluss von vertraglichen Vereinbarungen nach § 13 Absatz 6a EnWG ist, dass die KWK-Anlage technisch geeignet ist, effizient den Netzengpass auf der Übertragungsnetzebene zu beseitigen. Der Übertragungsnetzbetreiber muss somit bei der Auswahl der KWK-Anlagen, mit denen vertragliche Vereinbarungen geschlossen werden sollen, darauf achten, dass die KWK-Anlagen nach ihrer Größe und insbesondere ihrer Lage im Netz am effektivsten häufig auftretende Netzengpässe auf der Übertragungsnetzebene

beseitigen können. Hierdurch soll die Menge an Strom, die zur Beseitigung des Netzengpasses abgeregelt werden muss, möglichst gering gehalten werden [Bundesregierung 2016].

3.2 Identifizierte Umsetzungshemmnisse aus Praxissicht

Bezüglich der praktischen Umsetzung von Betriebsstrategien, welche auf die neue Regelung nach § 13 (6a) EnWG aufbauen, konnten aus Betreibersicht mehrere wesentliche rechtliche und wirtschaftlich-operative Umsetzungshemmnisse identifiziert werden, welche folgend detaillierter dargestellt sind.

3.2.1 Einschränkung auf Netzausbauggebiete

In der Regelung nach § 13 (6a) EnWG erfolgt eine Einschränkung auf KWK-Anlagen, welche sich in Netzausbaugebieten nach § 36c Absatz 1 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes befinden [EnWG 2017].

In den letzten Jahren kam es jedoch bei Überlastungen des Übertragungsnetzes vermehrt zu überregionalen Einspeisemanagementmaßnahmen. Dabei mussten Maßnahmen gesetzt werden, die geographisch teilweise weit entfernt vom überlasteten Betriebsmittel liegen. Die Einschränkung auf KWK-Anlagen, die zum Zeitpunkt des Vertragsabschlusses in einem Netzausbaugebiet liegen, ist daher sowohl aus technischen Gesichtspunkten wie Effizienzgründen nicht zielführend, da sich dieser Trend fortzusetzen bzw. weiter zu verstärken scheint.

Diese Einschränkung führt dazu, dass für die Vermeidung von EE-Abregelung geeignete Standorte im Einzelfall nur deswegen nicht zum Zuge kommen, da diese nicht in Netzausbaugebieten liegen. Statt dessen müsste in diesen Fällen weiterhin EE-Strom abgeregelt oder auf weniger (kosten)effiziente Standorte in Netzausbaugebieten zurückgegriffen werden.

3.2.2 Einschränkung auf KWK-Bestandsanlagen

Des Weiteren ist die Regelung nach § 13 (6a) auf KWK-Anlagen beschränkt, welche vor dem 1. Januar 2017 in Betrieb genommen worden sind und eine installierte elektrische Leistung von mehr als 500 Kilowatt haben [EnWG 2017]. Dies führt etwa dazu, dass an manchen, unter Umständen geeigneten Standorten, an denen die derzeit vorhandenen Erzeugungsanlagen modernisiert werden, ein P2H-Betrieb gemäß dieser Bestimmung nicht möglich ist. Beispielsweise scheiden dadurch die Erzeugungsanlagen der Stadtwerke Kiel aus, obwohl diese im Netzausbaugebiet liegen, da deren neue, modernisierte KWK-Anlage erst nach dem Stichtag in Betrieb gehen wird [BHKW 2016].

3.2.3 Rechtsunsicherheit bezüglich von P2H-Bestandsanlagen

In den letzten Jahren wurden von Stadtwerken und sonstigen Wärmeversorgern bereits Power-to-Heat Anlagen installiert. Diese Anlagen stehen teilweise an netztechnisch günstigen Standorten [AGFW 2016]. Die Regelung in § 13 (6a) EnWG trifft jedoch keine explizite Aussage bezüglich des Einsatzes von Bestandsanlagen. So ist insbesondere nicht hinreichend klar, inwieweit in diesen Fällen die Investitionskosten bzw. die anteiligen Abschreibungen erstattet werden können.

Nach Einschätzung des AGFW wäre es volkswirtschaftlich sinnvoll, auch bestehende P2H-Anlagen gemäß § 13 (6a) EnWG einzusetzen. Deren Einsatz würde wesentlich kosteneffizienter erfolgen können, da dem Betreiber anstatt den vollständigen Investitionskosten nur der wirtschaftliche Restwert vergütet werden müsste [AGFW 2016].

3.2.4 Mangelnde wirtschaftliche Attraktivität eines P2H-Betriebs nach § 13 (6a) EnWG

Die in § 13 (6a) EnWG festgelegte „angemessene Vergütung“ ist zwar ein möglicher erster Schritt hin zu einer volkswirtschaftlich sinnvollen Verwertung von EE-Überschussstrom. Allerdings würde eine Handhabung ähnlich zu der Bemessung der Vergütung von Maßnahmen nach § 13 (1a) dazu führen, dass die Betreiber von KWK- bzw. P2H-Anlagen keine Zusatzerträge oder Kostenvorteile erwirtschaften können (bzw. diese von der Vergütung in Abzug gebracht werden), zugleich aber auf Opportunitäten verzichten und Risiken tragen müssten, die ihnen wiederum nicht abgegolten werden [AGFW 2016].

3.3 Wirtschaftliche Einschätzung aus Akteurssicht (Übertragungsnetzbetreiber, Wärmeversorger)

3.3.1 Analyse des Effizienzkriteriums der Übertragungsnetzbetreiber

Zur Festlegung eines verbindlichen Systems zur Kontrahierung der Leistungen nach § 13 Abs. 6a EnWG wurde von der Bundesnetzagentur ein eigenes Festlegungsverfahren begonnen [BNetzA 2017b], in dessen Zuge von den drei betroffenen Übertragungsnetzbetreibern eine freiwillige Selbstverpflichtung abgegeben und von diesen eine Rechenmethode zur Bestimmung der Effizienz vorgeschlagen wurde [50Hertz 2017].

Nach dieser Rechenmethode sollen bei der Ermittlung der Effizienz eines Standortes grundsätzlich alle Umverteilungseffekte, hervorgerufen etwa durch zusätzliche Netzentgelte, Umlagen, Abgaben und Steuern, unbeachtet bleiben. Vielmehr würde die im Einspeisemanagement eingesparte Strommenge auf einen Zeitraum von fünf Jahren approximiert und mit der Summe aus dem durchschnittlichen Brennstoffpreis des eingesparten Brennstoffes (z.B. Erdgas) und dem Wert der eingesparten CO₂-Emissionen multipliziert, wobei jeweils die gleichen Preise wie in der Bedarfsanalyse zum Ansatz kommen würden. Daran anschließend würde der Übertragungsnetzbetreiber die eingesparte Strommenge durch eine Variantenrechnung abschätzen. Übersteigt nun die ermittelte Einsparung über fünf Jahre die voraussichtlich erforderlichen Investitionskosten, würden sämtliche Effizienzforderungen von § 13 (6a) EnWG als erfüllt gelten, ansonsten nicht [50Hertz 2017].

Aufgrund der mathematischen Zusammenhänge und derzeitigen Höhe der Eingangsparameter würden somit primär der Brennstoffpreis, die Investitionskosten und die Anzahl der voraussichtlichen Betriebsstunden darüber entscheiden, ob das Effizienzkriterium erfüllt wird. Der CO₂-Zertifikatspreis geht zwar auch in die Berechnung ein, würde aufgrund des derzeit niedrigen Preisniveaus aber nur eine untergeordnete Rolle spielen.

Ausgehend von dieser, von den Übertragungsnetzbetreibern vorgeschlagenen Berechnungsmethodik wurde für eine beispielhafte P2H-Anlage die Anzahl der Mindestbetriebsstunden ermittelt, die notwendig ist, um das Effizienzkriterium zu erfüllen. Dieser Beispielrechnung wurde eine KWK-Anlage mit einer elektrischen Leistung von 5 MW

und typischen Wirkungsgraden zugrunde gelegt. Für die Anlagenauslegung wurde weiters angenommen, dass die thermische Leistung des P2H-Aggregates ident mit jener der KWK-Anlage ist. Für den CO₂-Zertifikatepreis wurden 6 Euro je Tonne CO₂, für die spezifischen Investitionskosten 250 €/kW angesetzt. Die ermittelte Anzahl der Mindestbetriebsstunden in Abhängigkeit vom Erdgaspreis sind in Abbildung 5 zu sehen.

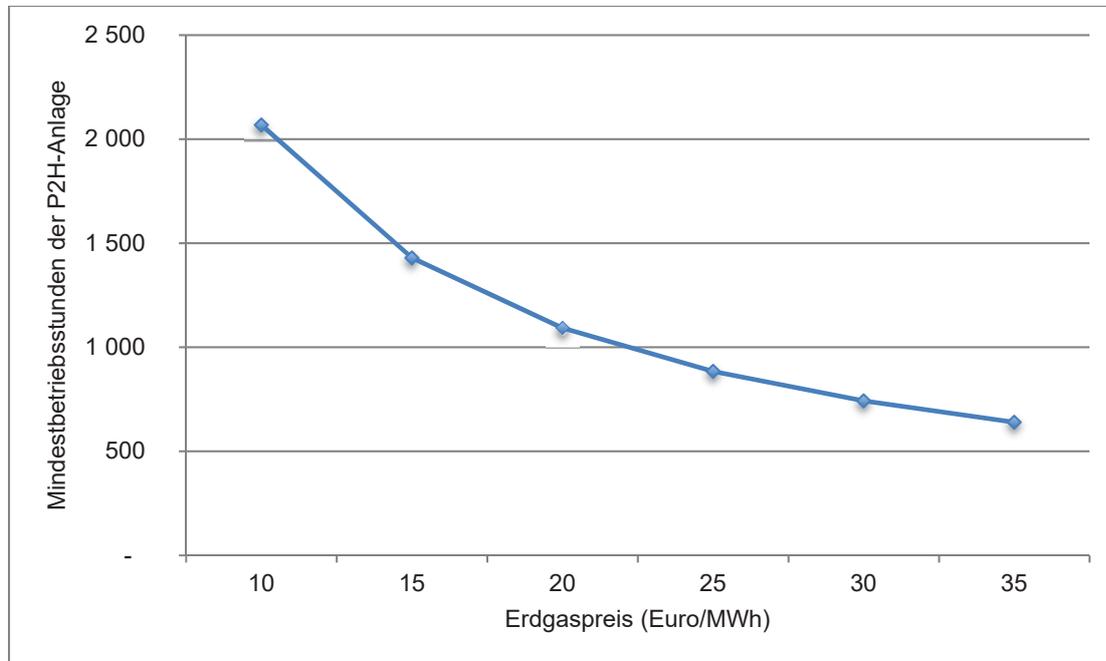


Abbildung 5: Mindestbetriebsstunden der beispielhaften, typischen P2H-Anlage zur Erfüllung des Effizienzkriteriums in Abhängigkeit vom Erdgaspreis (Quelle: New Energy)

Naturgemäß zeigen die Berechnungsergebnisse eine starke Abhängigkeit von den jeweiligen Erdgaspreisen. So müsste die P2H-Anlage bei kalkulatorischen Erdgaspreisen von 20 €/MWh immerhin mehr als 1.000 Jahresstunden mit ansonsten abgeregeltem EE-Strom betrieben werden können, um das Effizienzkriterium zu erfüllen. Bei einer Erhöhung des Erdgaspreises auf 25 €/MWh wären nur mehr 884 Jahresstunden notwendig. Aber selbst im unwahrscheinlichen Fall eines Erdgaspreises von 35 €/MWh müssten immerhin noch 640 Jahresstunden erreicht werden.

Bei niedrigeren Erdgaspreisen sind hingegen erheblich höhere Jahresbetriebsstunden notwendig, im Fall eines mittleren Erdgaspreises von 15€/MWh 1.430 Jahresstunden, bei 10 €/MWh sogar mehr als 2.000 Jahresstunden.

Die jährlichen Mindestbetriebsstunden sind neben den Erdgaspreisen insbesondere auch von den Investitionskosten abhängig (linearer Zusammenhang). Erhöhen sich etwa die Gesamtinvestitionskosten z.B. wegen einer teuren Stromnetzanbindung, so steigen die notwendigen Mindestjahresstunden dementsprechend an.

Aufgrund dieser Zusammenhänge wird das Effizienzkriterium, wie es von den Übertragungsnetzbetreibern in dem Festlegungsverfahren der BNetzA zu § 13 (6a) EnWG vorgeschlagen und von der Beschlusskammer 8 der Bundesnetzagentur nach geringfügigen Anpassungen inzwischen festgelegt wurde, unserer Ansicht nach nur in Ausnahmefällen

erfüllt werden können. Die nach dieser Rechenmethodik erforderliche hohe Anzahl an Jahresbetriebsstunden ist an nur sehr wenigen Standorten realistisch zu erwarten, zumindest nicht durchgängig über einen Zeitraum von fünf Jahren.

3.3.2 Wirtschaftliche Bewertung aus Wärmeversorgersicht

Aufgrund dessen, dass der KWK- und P2H-Betreiber zwar eine „angemessene Vergütung“ erhält, zugleich aber keine Zusatzerträge oder Kostenvorteile erwirtschaften kann, obwohl er wirtschaftliche (Rest)risiken tragen muss, ist der Betrieb einer P2H-Anlage nach § 13 (6a) EnWG – zumindest aus Betreibersicht - wirtschaftlich weitgehend unattraktiv. Eine Übernahme von wirtschaftlichen Risiken und Verzicht auf Opportunitäten, ohne dafür angemessen entschädigt zu werden, würde nach Ansicht des AGFW vielmehr letztendlich zu steigenden Wärmegestehungskosten führen und dem Versorgungsauftrag eines Wärmeversorgers widersprechen [AGFW 2016].

4 Zusammenfassung

Das erst kürzlich abgeschlossene Festlegungsverfahren der Bundesnetzagentur zur Festlegung eines verbindlichen Systems zur Kontrahierung der Leistungen nach § 13 Abs. 6a EnWG ist nur eines von mehreren Gründen, warum in Deutschland bisher noch keine P2H-Anlagen nach dieser neuen Regelung betrieben werden.

Vielmehr lässt sich nach Analyse der rechtlichen Bestimmungen und identifizierten Umsetzungshemmnisse feststellen, dass die Betriebsweise von P2H-Anlagen nach § 13 (6a) EnWG weder aus Sicht der Übertragungsnetzbetreiber noch von Wärmeversorgern attraktiv ist. So führt die Einschränkung auf Netzausgebiete – zumindest in der 50Hertz Regelzone - dazu, dass P2H-Anlagen nicht in jenen Gebieten errichtet und betrieben werden können, wo nach derzeitigem Wissenstand auch perspektivisch die höchsten Abregelungen zu erwarten sind (insb. im Westen und Südwesten Ostdeutschlands nahe den Kuppelstellen zum TenneT-Gebiet). Aus Sicht der Wärmeversorger ist hingegen das größte Hindernis, dass aufgrund der regulatorischen Ausgestaltung den wirtschaftlichen und organisatorischen Risiken und entgangenen Opportunitäten keine entsprechenden (Zusatz)Erträge gegenüberstehen.

Abgesehen davon zeigt sich aus obiger Beispielrechnung entsprechend der von den Übertragungsnetzbetreibern vorgeschlagenen Rechenmethodik, dass das Effizienzkriterium ohnehin nur in sehr wenigen Fällen erfüllt werden kann. Einer der wesentlichen Gründe dafür ist, dass der vorgeschlagene Betrachtungszeitraum von lediglich fünf Jahren deutlich unter der technischen Lebensdauer einer großtechnischen Anlage liegt.

Grundsätzlich wäre eine marktorientierte und zugleich technologieoffene Verwertung von EE-Überschussstrom einer Regelung nach § 13 (6a) EnWG vorzuziehen. Die jeweiligen Unterschiede und die Vor- und Nachteile einer solchen marktorientierten Verwertung von EE-Überschussstrom bzw. der Regelung nach § 13 (6a) EnWG werden in folgender Tabelle 1 gegenübergestellt.

	Marktorientierte Verwertung von EE-Überschussstrom	Betrieb nach § 13 (6a) EnWG
Abnahme des Überschussstroms	freiwillig (falls Wärmebedarf)	verpflichtend
Preis bzw. Vergütung	Angebot/Nachfrage	festgelegt
Investitionskosten	vom Wärmeversorger (bzw. Projektentwickler) zu tragen	vom ÜNB zu tragen
Wirtschaftliches Risiko aus Sicht ÜNB	niedrig (keine Übernahme Investitionskosten)	hoch (Übernahme Investitionskosten)
Chancen/Risiken aus Sicht des Wärmeversorgers	Chancen abhängig von Potentialeinschätzung; Risiko vor allem bei falscher Einschätzung der Standortpotentiale	keine Chance auf Zusatzerlöse, jedoch Risiken und entgangene Opportunitäten
Befreiung von Abgaben und Umlagen	ja (zwingend notwendig)	nein
Technologieoffenheit	ja	nein
Einordnung in Merit Order von § 13 EnWG	unterschiedliche Möglichkeiten	zwischen Maßnahmen nach § 13 (1) und § 13 (2) EnWG

Tabelle 1: Vergleich einer zukünftig marktorientierten Verwertung von EE-Überschussstrom mit dem Betrieb von P2H-Anlagen nach § 13 (6a) EnWG (Quelle: New Energy)

Aus Betreibersicht wäre es wünschenswert, die derzeitige Regelung nach § 13 (6a) EnWG möglichst bald durch einen technologieoffenen, marktorientierten Verwertungsmechanismus zu ersetzen. Jedenfalls ist derzeit nicht zu erwarten, dass auch nur ein Teil der vorgesehenen P2H-Anlagenkapazität von 2 GW im Laufe der nächsten Jahre kontrahiert und installiert werden kann.

5 Danksagung

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

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

6 Literatur

[50 Hertz 2017] 50Hertz Transmission (Hrsg.): Freiwillige Selbstverpflichtung (FSV) nach § 11 Absatz 2 AregV der deutschen Übertragungsnetzbetreiber für die Umsetzung des Sachverhaltes des § 13 Absatz 6a EnWG. Unternehmenserklärung. Berlin 2017.

[AGFW 2016] AGFW – Der Effizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e. V. (Hrsg.): Notwendige (redaktionelle) Anpassungen der neuen Regelung § 13 Abs. 6a EnWG. Stellungnahme an das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie vom 29. September 2016. Frankfurt am Main 2016.

[AGFW 2017] AGFW – Der Effizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e. V. (Hrsg.): Stellungnahme zum Beschluss der Beschlusskammer 8 der Bundesnetzagentur zur „Festlegung einer wirksamen Verfahrensregulierung, Festlegung eines verbindlichen Systems für die Beschaffung von Leistungen nach § 13 Abs. 6a EnWG“. Frankfurt am Main 2017.

[BHKW 2016] BHKW-Infozentrum GbR (Hrsg.): Hocheffizientes Gasmotorenheizkraftwerk in der Kieler Förde. Internetinformation vom 19. März 2016. Online abzurufen unter: https://www.bhkw-infozentrum.de/bhkw-news/22445_Hocheffizientes-Gasmotorenheizkraftwerk-in-der-Kieler-Foerde.html. Zuletzt abgerufen am 29. Dezember 2017. Kiel 2016.

[BNetzA 2017] Bundesnetzagentur (Hrsg.): BK8-17-0009-A. Beschlusskammer 8. Einleitung eines Verfahrens zur Feststellung einer wirksamen Verfahrensregulierung und zur Festlegung eines verbindlichen Systems zur Kontrahierung der Leistungen nach § 13 Abs. 6a EnWG (Nutzen statt Abregeln im Netzausbaubereich). Internetinformation. Abzurufen unter https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Service-Funktionen/Beschlusskammern/1BK-Geschaeftszeichen-Datenbank/BK8-GZ/2017/2017_0001bis0999/2017_0001bis0099/BK8-17-0009/BK8-17-0009-A_Festlegung_Verfahrensregulierung.html?nn=708190. Zuletzt abgerufen 28. Dezember 2017. 17:00. Bonn/Berlin 2017.

[BNetzA 2018] Bundesnetzagentur (Hrsg.): BK8-17-0009-A. Beschlusskammer 8. Beschluss in dem Verwaltungsverfahren wegen der Feststellung einer wirksamen Verfahrensregulierung, Festlegung eines verbindlichen Systems zur Kontrahierung der Leistungen nach § 13 Abs. 6a EnWG. Bonn/Berlin 2018.

[BNetzA 2017a] Bundesnetzagentur (Hrsg.): Verordnung zur Änderung der Erneuerbare-Energien-Ausführungsverordnung (EEAVÄndV). V. v. 20.02.2017. BGBl. I S. 294 (Nr. 8); Geltung ab 01.03.2017. Bonn/Berlin 2017.

[Bundesregierung 2016] Entwurf eines Gesetzes zur Einführung von Ausschreibungen für Strom aus erneuerbaren Energien und zu weiteren Änderungen des Rechts der erneuerbaren Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG 2016). Gesetzentwurf der Bundesregierung. Abzurufen unter:

<https://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/G/gesetzentwurf-ausschreibungen-erneuerbare-energien-aenderungen-eeg-2016,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>.
Zuletzt abgerufen am 27. 12. 2016. Berlin 2016.

[Bundestag 2016] Gesetzesbeschluss des Deutschen Bundestages. Gesetz zur Einführung von Ausschreibungen für Strom aus erneuerbaren Energien und zu weiteren Änderungen des Rechts der erneuerbaren Energien. Bundesrat. Drucksache 355/16 vom 08.07.16. Berlin 2016.

[EEG 2017] Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066), das zuletzt durch Artikel 1 des Gesetzes vom 17. Juli 2017 (BGBl. I S. 2532) geändert worden ist. Berlin 2017.

[EnWG 2017] Energiewirtschaftsgesetz vom 7. Juli 2005 (BGBl. I S. 1970, 3621), das zuletzt durch Artikel 2 Absatz 6 des Gesetzes vom 20. Juli 2017 (BGBl. I S. 2808) geändert worden ist. Berlin 2017.

[Götz 2013] Götz, M.; et al: Economic Potential of the „Power-to-Heat“ Technology in the 50Hertz Control Area. Proceedings of 8th Conference on Energy Economics and Technology. Dresden 2013.

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

[Hinterberger 2015] Hinterberger, R.: Flexibilitäten zwischen Strom und Wärme. Optimierung von Wärmesystemen im Kontext von Hybridnetzen. Factsheet. Berichte aus Energie- und Umweltforschung 21/2015. Wien 2015.

[Hinterberger 2015a] Hinterberger, R.; et al.: Vorschläge für neue Systemlösungen und -architekturen von Hybridnetzen/-systemen und Darstellung deren technischer und wirtschaftlicher Potentiale in den Modellquartieren; Pre-Feasibility von ausgewählten möglichen F&E-, Demonstrations- und Umsetzungsprojekten (Deliverable 4a). Projektbericht. Wien 2015.