

Positionspapier

Power to Heat

Eine Chance für die Energiewende



ERSTELLT IM RAHMEN VON SINTEG-WINDNODE DURCH

Hannes Doderer
Sophia Steffensen
Simon Schäfer-Stradowsky

IKEM – Institut für Klimaschutz,
Energie und Mobilität e.V.

Berlin • Greifswald • Stuttgart

www.ikem.de

Magazinstraße 15 – 16
10179 **Berlin**

T +49 (0)30 408 1870 10
F +49 (0)30 408 1870 29

info@ikem.de

Domstraße 20a
17489 **Greifswald**

T +49 (0)38 34 420 2100
F +49 (0)38 34 420 2002

Isrodi@uni-greifswald.de

Inhalt

Abstract	2
Warum brauchen wir Power to Heat (PtH)?	3
Power to Heat – Verfahren und Ausführungsvarianten	7
1. <i>Verfahren nach dem Prinzip des elektrischen Widerstands</i>	<i>7</i>
2. <i>Verfahren nach dem Wärmepumpenprinzip</i>	<i>8</i>
3. <i>Gegenwärtiger technischer Stand und Entwicklungsperspektiven</i>	<i>8</i>
Begriffsbestimmung PtH und Sektorenkopplung	10
Herausforderungen für die Zukunft und Handlungsmöglichkeiten	11
1. <i>Einsatzstoffbezogene Privilegierungen</i>	<i>11</i>
a) <i>Privilegierung bzgl. der Netzentgelte</i>	<i>11</i>
b) <i>Privilegierungen bzgl. netzentgeltgewälzter Abgaben und Umlagen</i>	<i>12</i>
c) <i>Privilegierungen bzgl. der EEG-Umlage</i>	<i>13</i>
d) <i>Anpassungen der Stromsteuer</i>	<i>14</i>
2. <i>Produktbezogene Privilegierungen</i>	<i>15</i>
a) <i>Nichtberücksichtigung des Primärenergiefaktors (PEF) für Strom bei Wärmenetzen und dezentralen Heizungsanlagen im Rahmen des Gebäudeenergieeinsparrechts </i>	<i>16</i>
b) <i>Anerkennung von PtH-Wärme als Erneuerbare Energie</i>	<i>16</i>
3. <i>Anlagen- und infrastrukturbezogene Privilegierungen</i>	<i>17</i>
a) <i>Baukostenzuschuss</i>	<i>17</i>
b) <i>„Nutzen statt Abschalten“ § 13 Abs. 6a EnWG</i>	<i>18</i>
c) <i>Öffnung der Wärmenetze</i>	<i>19</i>
Chancen für Power to Heat	20
1. <i>Chancen für PtH durch das KWKG und das EEG 2017</i>	<i>20</i>
2. <i>Sektorenkopplung in anderen Bereichen (am Beispiel von Power to Gas)</i>	<i>21</i>
Ausblick	22
Ansprechpartner	22

Abstract

Power to Heat (PtH) ist eine bisher vom Rechtsbestand nicht ausreichend adressierte Technologie, die für die Energiewende große Chancen bietet. Die ambitionierten Ziele der deutschen Energiewende sind nur realisierbar, wenn sich ein Energieversorgungssystem etabliert, das die volatile Einspeisung aus erneuerbaren Energien durch Flexibilitäten auf Erzeugungs- und Verbrauchsseite berücksichtigt und damit insbesondere die Stromnetze entlastet. Power to Heat ist eine solche flexibel einsetzbare Technologie, die es ermöglicht überschussstrombedingte Engpässe im Stromnetz zu vermeiden oder jedenfalls zu vermindern. Im Gegensatz zu konventionellen Energiespeichern wird bei einer PtH-Anlage, die vorliegend als funktionaler Energiespeicher bezeichnet wird, der dem Netz entzogene Strom nicht in das Netz zurückgespeist, sondern endgültig in Wärme umgewandelt. Im derzeit bestehenden rechtlichen Rahmen bestehen bereits gewisse Privilegierungs- und Förderungsmöglichkeiten für flexible Anlagen, vielfach sind diese aber an das Tatbestandsmerkmal der Stromrückeinspeisung geknüpft, sodass die PtH-Technologie davon nicht profitieren kann.

PtH-Anlagen können nicht nur der Stabilität des Energieversorgungssystems dienen, sondern – insbesondere bei Stromüberschüssen aus erneuerbaren Energien – auch zur Dekarbonisierung des Wärmesektors beitragen und damit die Energiewende aktiv unterstützen. Wie sich zeigen wird, ist die größte Hürde für den flächendeckenden Einsatz der PtH-Technologie die Bepreisung des Einsatzstoffes Strom und damit der hohe Preis für die daraus erzeugte Wärme. Insbesondere im Hinblick auf die Konkurrenzsituation mit den sehr geringen Erdgaspreisen hat die PtH-Technologie nach derzeitigem Regelungsregime kaum Chancen, sich langfristig auf dem Markt zu etablieren und das, obwohl diese Art der Wärmeerzeugung der Verbrennung fossilen Erdgases zur Wärmeerzeugung aus klimatischem Blickwinkel überlegen ist und langfristig - bei weiter steigendem Anteil erneuerbaren Energien im Stromsektor ihren Vorsprung noch weiter ausbauen wird.

Eine grundsätzliche Lösung dieses Problems kann im Bereich der energieträgerübergreifenden Harmonisierung der Umlagen-, Abgaben- und Steuerlasten gesehen werden. Der Preis für Energieträger müsste sich verursachungsgerecht am CO₂-Ausstoß orientieren. Dies würde die klimatischen Auswirkungen der jeweiligen Wärmeerzeugungsarten abbilden und damit für die erneuerbaren Energien einen Markt im Wärmesektor schaffen. Diese unter dem Stichwort der CO₂-Bepreisung diskutierten Ansätze werden derzeit durch das IKEM in einem weiteren Papier bearbeitet und rechtlich überprüft. Soweit eine solch umfassende Reform der Energiebepreisung nicht durchzusetzen ist, gilt es die einzelnen Stellschrauben zum Hemmnisabbau und zur Anreizsetzung in Bezug auf die PtH-Technologie zu untersuchen. Hierzu dient das vorliegende Papier.

Warum brauchen wir Power to Heat (PtH)?

Nach den Klimaschutzzielen der Bundesregierung soll die Stromerzeugung in Deutschland im Jahre 2050 zu 80 % aus erneuerbaren Energien bestehen.¹ Dabei sollen vor allem fossile Brennstoffe gegen erneuerbare Quellen für Elektrizität wie Windkraft, Wasserkraft, Photovoltaik etc. ausgetauscht werden. Windkraftanlagen als einer der Hoffnungsträger erneuerbarer Energieerzeugung können ihr Potenzial vor allem in Norddeutschland nutzen, wodurch in den Übertragungsnetzen Norddeutschlands Stromüberschüsse entstehen. Der in Norddeutschland erzeugte Strom wird jedoch vor allem in den Lastzentren Süddeutschlands benötigt, wohin er aufgrund des schleppenden Netzausbaus jedoch nur bedingt transportiert werden kann. Da der zur Behebung der Netzengpässe erforderliche Netzausbau noch geraume Zeit in Anspruch nehmen wird, ist der Einsatz sog. Redispatch-Maßnahmen zukünftig weiterhin erforderlich.

Kurz erklärt: Redispatch und Einspeisemanagement

Redispatch ist eine von mehreren Formen des Netzengpassmanagements. Beim Redispatch wird durch den Übertragungsnetzbetreiber in den ursprünglich geplanten Kraftwerksfahrplan (Dispatch) eingegriffen, indem vor dem Netzengpass die Stromeinspeisung durch Leistungsanpassung bspw. von Windkraftanlagen reduziert und hinter dem Netzengpass bspw. durch Zuschaltung von Gaskraftwerken erhöht wird. Da durch die Redispatch-Maßnahme in die auf marktlicher Basis erfolgte Kraftwerksplanung eingegriffen wird, handelt es sich beim Redispatch um eine marktbezogene Maßnahme. Die rechtliche Grundlage für Redispatch-Maßnahmen findet sich in vertraglichen Vereinbarungen zwischen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) und den Erzeugungsanlagenbetreibern. Bei Erzeugungsanlagen mit einer Nennleistung ab 10 MW kann die Redispatch-Maßnahme auch ohne vertragliche Vereinbarung und ohne den Willen der Erzeugungsanlagenbetreiber durchgeführt werden, vgl. § 13a i. V. m. § 13 Abs. 1 Nr. 2 und 3 EnWG. Als Gegenleistung erhält der Erzeugungsanlagenbetreiber die vertraglich vereinbarte, im Falle des gesetzlichen Eingriffs eine angemessene Vergütung. Die Kosten für diese Vergütung werden über die Netzentgelte sozialisiert.

Abzugrenzen ist der Redispatch von den sonstigen Formen des Netzengpassmanagements. In der öffentlichen Diskussion werden insbesondere das Einspeisemanagement (EinsMan) und der Redispatch häufig undifferenziert betrachtet. Mit dem Einspeisemanagement ist die vom Netzbetreiber vorgenommene Abregelung von EE- und KWK-Anlagen gemeint. Das Einspeisemanagement wird insbesondere erforderlich, wenn ohne die Abregelung im jeweiligen Netzbereich ein Netzengpass

¹ Bundeskabinett (2016), „Klimaschutzplan 2050 - Klimaschutzpolitische Grundsätze und Ziele der Bundesregierung“, abrufbar auf http://www.bmub.bund.de/fileadmin/Daten_BMU/Download_PDF/Klimaschutz/klimaschutzplan_2050_bf.pdf, S. 2.

entstünde. Beim Einspeisemanagement handelt es sich um eine netzbezogene Maßnahme, deren rechtliche Grundlage in § 14 EEG i. V. m. § 13 Abs. 3 EnWG zu finden ist. Da EE- und KWK-Anlagen einen gesetzlichen Einspeisevorrang genießen, darf das Einspeisemanagement erst erfolgen, wenn andere Netzengpassmanagement-Instrumente, wie bspw. der Redispatch oder abschaltbare Lasten, nicht ausreichen um den Netzengpass zu beheben. Für die Abregelung erhalten die Anlagenbetreiber eine Entschädigung nach § 15 EEG. Die Kosten dieser Entschädigung werden über die Netzentgelte sozialisiert.

Die Anzahl der Redispatch- und der EinsMan-Maßnahmen nahm dabei in den letzten Jahren regelmäßig zu, auch wenn in 2016 ein Rückgang gegenüber dem Vorjahr zu verzeichnen war.²

So belief sich der Redispatchaufwand im Jahre 2010 noch auf 306 GWh und in 2015 schon auf 16.000 GWh.³ Der Aufwand für EinsMan-Maßnahmen belief sich in 2010 auf 127 GWh, in 2015 dagegen auf 4.722 GWh.⁴

Da Windkraftanlagen nach dem EEG regelmäßig eine vorrangige und unbedingte Einspeisung ihrer erzeugten erneuerbaren Energie zugesagt wurde, müssen für solche Leistungsreduktionen Entschädigungszahlungen nach § 15 EEG geleistet werden, die im Rahmen des Netzentgeltwälzungsmechanismus auf alle Netznutzer umgelegt werden. Die kostengünstige und umweltschonende Stromerzeugung aus Windkraft wird dem Gesamtenergiesystem somit durch Abregelung entzogen, wobei die Kosten dennoch übernommen werden müssen. Zusätzlich werden oftmals fossile Kraftwerke hinter dem Netzengpass hochgefahren, wodurch sich der CO₂-Ausstoß erhöht.

Power to Heat-Anlagen als flexible Verbraucher sind in der Lage die Stromüberschüsse in Netzengpasssituationen aufzunehmen und in Wärme zu wandeln. Sie können daher Netzengpässe verringern und sind den Stromnetzen dienlich, ohne Windkraftanlagen vor einer Netzengpasssituation abregeln zu müssen.⁵

PtH-Anlagen sind im Energiesektor keine neue Erfindung. Bereits in der Mitte des letzten Jahrhunderts wurden Elektrospeicher- bzw. Nachtspeicherheizungen zur Gebäudeerwärmung

² BNetzA (2017), „Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen – Viertes Quartal und Gesamtjahresbetrachtung 2016“, abrufbar auf

https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2017/Quartalsbericht_Q4_Gesamt_2016.pdf?__blob=publicationFile&v=2.

³ BDEW (2016), „Redispatch in Deutschland, Fakten und Argumente - Auswertung der Transparenzdaten“, abrufbar auf [https://www.bdew.de/internet.nsf/id/20161103-oe-fakten-und-argumente-redispatch-in-deutschland-de/\\$file/Fakten%20und%20Argumente%20-%20Redispatch%20in%20Deutschland_oA.pdf](https://www.bdew.de/internet.nsf/id/20161103-oe-fakten-und-argumente-redispatch-in-deutschland-de/$file/Fakten%20und%20Argumente%20-%20Redispatch%20in%20Deutschland_oA.pdf), S. 6.

⁴ BNetzA (2017), „EEG in Zahlen 2016“ abrufbar auf:

https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/ZahlenDatenInformationen/EEGinZahlen_2016_BF.pdf?__blob=publicationFile&v=2, S. 79.

⁵ Vgl. BT-DrS. 18/8832, S. 335 in Bezug auf § 13 Abs. 6a EnWG.

verbaut, bei denen ebenfalls Strom zur Wärmeerzeugung eingesetzt wurde. Angereizt wurde deren Verbreitung durch das Anbieten von zeitabhängigen und preisgünstigen Niederstromtarifen (vorwiegend nachts). Zu diesen Zeiten konnte der Speicher aufgeheizt werden. Die Energieversorger hatten ein Interesse an der dauerhaften Auslastung ihrer Grundlastkraftwerke (insb. Kohle- und Kernkraftwerke) und boten vorwiegend nachts entsprechend attraktive Tarife an. Die Nutzung von Strom als hochwertige Energieform und Umwandlung in Wärme als relativ niederwertige Energieform ist jedoch grundsätzlich ineffizient. Wird der benötigte Strom in emissionsstarken Kraftwerken erzeugt, gehen damit weiterhin erhebliche Umweltbelastungen einher. Entsprechend sah die Energieeinsparverordnung im Jahr 2009 (EnEV 2009) ein Verbot von Nachtspeicherheizungen ab 2020 vor. Dieses Verbot wurde jedoch 2013 wieder aufgehoben mit der Begründung, dass Energiespeicher zur Verwertung von Stromüberschüssen aus erneuerbaren Energien benötigt werden.⁶ Die Renaissance der PtH-Anlagen wird damit insbesondere mit dem vermehrten Auftreten von Stromüberschüssen begründet.

Zwar gehören Elektroheizungen auch in diesen Jahren nicht zu den effizientesten Wärmeerzeugern am Markt, den Überschussstrom bei Netzengpasssituationen nicht zu nutzen, sondern abzuregeln ist jedoch bei weitem ineffizienter.

Durch Bereitstellung von Regelenergie können PtH-Anlagen darüber hinaus bei entsprechender Einhaltung der Präqualifikationsvoraussetzungen auch systemdienlich eingesetzt werden und der Frequenz- und Spannungshaltung im Stromnetz dienen.

Kurz erklärt: Regelenergie

Im Stromnetz müssen Angebot und Nachfrage ständig in der Waage gehalten werden, insbesondere um die Frequenz im Stromnetz von 50 Hz zu halten und so das System zu stabilisieren. Sowohl auf Erzeugungsseite (bspw. fluktuierende EE-Anlagen), als auch auf Verbraucherseite (bspw. Maschinenausfall) kann es zu Schwankungen kommen. Sind Schwankungen planbar, bspw. durch vorhersehbare Wetterwechsel oder eine Maschineninstandhaltung, können Angebot und Nachfrage über die Strombörse ausgeglichen werden. Sind die Schwankungen nicht vorhersehbar, bedarf es der Regelenergie bzw. Regelleistung, die von den Übertragungsnetzbetreibern beschafft wird, um einen

⁶ BT Drs. 17/13527, S. 8.

Zusammenbruch des Stromnetzes abzuwenden. Die gesetzlichen Grundlagen für die Regelenenergie finden sich in § 22 Abs. 2 EnWG und den §§ 6 ff. StromNZV.

Die Regelenenergie wird auf einem separaten Regelenenergiemarkt gehandelt. Dabei wird zwischen *positiver* (also die zusätzliche Einspeisung von Strommengen ins Netz) und *negativer* Regelenenergie (also die Entnahme von Strommengen aus dem Stromnetz) unterschieden. Auch werden verschiedene Regelenenergieprodukte gehandelt. Regelenenergie, die innerhalb von 30 Sekunden bereitgestellt werden muss, nennt sich *Primärregelenenergie*. Die *Sekundärregelenenergie* ist binnen 5 Minuten bereitzustellen und die *Minutenreserve* muss innerhalb von 15 Minuten abrufbar sein.

Um am Regelenenergiemarkt teilnehmen zu können, müssen Anlagen(-betreiber) präqualifiziert sein, also insbesondere technisch und wirtschaftlich in der Lage sein, die Regelenenergie bereitzustellen. Auch müssen gewisse Mindestangebotsgrößen eingehalten werden. Im Grundsatz sind dies 5 MW bei der Sekundärregelenenergie und der Minutenreserve. Abweichend ist eine Angebotsgröße von 1 MW zulässig, bei einem Angebot je Produktzeitscheibe in der jeweiligen Regelzone. Dabei können Anlagen auch gepoolt, als virtuell zusammengefasst werden, um die Mindestangebotsgrößen zu erreichen.,

PtH-Anlagen eignen sich insbesondere für die Bereitstellung *negativer Sekundärregelenenergie* und *negativer Minutenreserve*, indem sie ausgeschaltet sind bzw.in gedrosseltem Zustand betrieben werden und auf Abruf des Übertragungsnetzbetreibers ihre Leistung hochfahren.

Die in PtH-Anlagen erzeugte Energieform Wärme lässt sich gut und relativ kostengünstig in Wärmespeichern im Haushalt (dezentral) oder in großen Wärmespeichern und Wärmenetzen (zentral) speichern. Damit bietet PtH eine Komponente zur Steigerung der Flexibilität der Energieversorgung durch sektorüberschreitende Umwandlung und Speicherung. PtH-Anlagen können weiterhin die Dekarbonisierung des Wärmesektors vorantreiben. Denn regelmäßig werden sie in Netzengpasssituationen betrieben, in denen der Strom weit überwiegend aus erneuerbaren Energien stammt. Somit können PtH-Anlagen einen Beitrag zur ganzheitlichen Energiewende leisten und zur Einhaltung der Klimaschutzziele beitragen.

Power to Heat – Verfahren und Ausführungsvarianten

Die PtH-Technologie hat die Umwandlung von Strom zu Wärme zum Gegenstand. Dabei werden unter anderem elektrische Heizelemente in Wasserspeichern oder Wasserrohren durch Strom betrieben. Die so erzeugte Wärme kann direkt verbraucht, in ein Fernwärmenetz eingespeist oder für die spätere Nutzung in Heißwasserspeichern eingespeichert werden.

Für die direkte Erzeugung von Wärme können Widerstands-Heißwasserkessel und/oder Elektroden-Heißwasserkessel verwendet werden. Die Wärme aus den Heißwasserkesseln kann z. B. zur Speisung in Fernwärmenetze, für die Versorgung von Heizungsanlagen und Warmwasserbereitung oder zur Speisung von Wärmespeichern und die anschließende Verwendung genutzt werden.

Ebenso ist die indirekte Erzeugung von Wärme durch den Einsatz von Wärmepumpen möglich. Ein Vorteil von Wärmepumpen besteht darin, dass sie eine höhere Energieeffizienz als Elektrodenkessel und Heizstäbe besitzen, sodass die gleiche Wärmemenge bei geringerem Stromverbrauch erzeugt werden kann. Elektrodenkessel hingegen zeichnen sich durch eine besondere Flexibilität aus. Es sind niedrige Investitionskosten erforderlich (100€/kW) und sie eignen sich daher sehr gut für die Aufnahme hoher Leistungsspitzen, die nur selten im Jahr auftreten. Wärmepumpen sind dagegen eher als Grundlasttechnologie geeignet, da sie zwar hohe Investitionskosten, aber niedrige Betriebskosten aufweisen.

Die PtH-Technologie kann in verschiedenen Varianten eingesetzt werden. Dabei werden grundsätzlich Verfahren nach dem Prinzip des elektrischen Widerstands und Verfahren nach dem Wärmepumpenprinzip unterschieden.

Die PtH-Technologie kann in verschiedenen Varianten eingesetzt werden. Dabei werden grundsätzlich Verfahren nach dem Prinzip des elektrischen Widerstands und Verfahren nach dem Wärmepumpenprinzip unterschieden.

1. Verfahren nach dem Prinzip des elektrischen Widerstands

In der Literatur wird zumeist das Verfahren des elektrischen (ohmschen) Widerstands mit „Power to Heat“ gleichgesetzt. In diesem Verfahren erfolgt die Temperaturerhöhung ausschließlich durch den Einsatz elektrischer Energie. Ausgehend von dem Temperaturniveau des Rücklaufs bzw. des Zusatzwassers wird die Temperatur des Heizwassers soweit erhöht,

dass die Solltemperatur des Vorlaufs erreicht wird. Dabei wird ein Widerstand genutzt (z. B. ein Tauchsieder oder ein Durchlauferhitzer), welcher durch elektrische Energie erhitzt wird und dadurch das durchfließende Wasser erwärmt (elektrische Widerstandsbeheizung). Ebenso gibt es die Möglichkeit durch Elektroden Wasser in einem Heißwasserspeicher zu erhitzen (Elektro Heißwasserspeicher) und so Strom in Wärme umzuwandeln. Häufigste Verwendungsform ist hier der sog. Elektroboiler. Nacht- oder Elektrospeicherheizungen erweitern die Funktionen des Heißwasserspeichers dahingehend, dass während der Schwachlastzeit elektrische Energie in Wärme umgewandelt und für eine spätere Nutzung gespeichert wird. Diese Technologie wird jedoch oftmals als zu ineffizient kritisiert.⁷

2. Verfahren nach dem Wärmepumpenprinzip

Im Gegensatz zu den Verfahren nach dem Widerstandsprinzip wird bei dem Wärmepumpenprinzip neben dem Einsatz elektrischer Energie auch Umgebungswärme genutzt. Die elektrische Energie fungiert als Antriebsenergie, die das Temperaturniveau der Umgebungswärme erhöht. In einem Kreisprozess wird durch das Arbeitsmedium unter Einsatz elektrischer bzw. mechanischer Energie der Wärmetransport von einer kälteren Wärmequelle zu einer wärmeren Wärmesenke ermöglicht. Neben der Auswahl einer geeigneten Wärmequelle, die eine bedarfsgerechte Erzeugung ermöglicht, existieren verschiedene Wärmepumpentypen. Am weitesten verbreitet ist die Kompressionswärmepumpe. Weiterhin gibt es noch Absorptionswärmepumpen und Adsorptionswärmepumpen.

3. Gegenwärtiger technischer Stand und Entwicklungsperspektiven

Der Umwandlungswirkungsgrad bei PtH-Anlagen, die nach dem Prinzip des ohmschen Widerstands funktionieren liegt nahe bei 100 % und ist damit fast identisch mit dem theoretischen Maximum. Technische Fortschritte und damit Effizienzsteigerungen sind aber insbesondere im Bereich der Wärmepumpen zu erwarten. Dies zeigt sich auch in den Statistiken zu Forschungsprojekten von Wärmepumpen, wie der Förderkatalog der Bundesregierung belegt, der Daten zu mehr als 160.000 Forschungsprojekten, die seit 1970 in Deutschland gefördert wurden, enthält.⁸ Seit 2007 ist ein deutlicher Anstieg der Forschungsaktivitäten zu verzeichnen. So liefen im Jahr 2012 44 Forschungsprojekte mit einem Gesamtvolumen von 7,6 Mio. EUR. Allerdings hat sich die heutige Forschung von den Haushalts- und

⁷ Bruns et al. (2012), Netze als Rückgrat der Energiewende, S. 188.

⁸ BMBF, Förderkatalog der Bundesregierung, <http://foerderportal.bund.de/>.

Kleinwärmepumpen hin zu den Industrie- und Großwärmepumpen verlagert. Im Jahr 2012 entfielen 55% der Forschungsprojekte und 52% des Fördervolumens auf dieses Segment.⁹

Ein Ergebnis dieser Forschungsvorhaben ist ein Anstieg der erteilten Patente in fast allen Technikkategorien zu Wärmepumpen, wobei die stärkste Zunahme im Bereich der Mess-, Steuer- und Regelungstechnik zu verzeichnen ist, gefolgt von Patenten auf Systemlösungen. Der Schlüssel zur Entwicklung von Industriegewärmepumpen ist die Entwicklung neuer Kältemittel und Verdichter, die hohe Temperaturen erreichen und große Leistungsbereiche abdecken können.¹⁰

⁹ Universität Stuttgart (2014), IER, Analyse des Potentials von Industriegewärmepumpen in Deutschland http://www.ier.uni-stuttgart.de/publikationen/veroeffentlichungen/forschungsberichte/downloads/141216_Abschlussbericht_FKZ_0327514A.pdf, S. 29f.

¹⁰ Universität Stuttgart (2014), IER, Analyse des Potentials von Industriegewärmepumpen in Deutschland, S. 31 f.

Begriffsbestimmung PtH und Sektorenkopplung

Das vorangegangene Kapitel zeigt auf, dass sich PtH-Verfahren nicht unter eine einzige Technologie zusammenfassen lassen, sondern vielmehr aus technologischer Sicht Prozesse beschrieben werden, die Strom in Wärme umwandeln. Eine einheitliche Begriffsbestimmung bzgl. der verschiedenen PtH-Technologien ist dem Rechtsbestand bislang nicht zu entnehmen. So werden teilweise vom Rechtsbestand einzelne technische Lösungen wie bspw. Wärmepumpen adressiert¹¹ und an anderer Stelle wird PtH mit der „Lieferung von elektrischer Energie für die Aufrechterhaltung der Wärmeversorgung“ umschrieben.¹² Ein ähnliches Bild zeichnet sich ab, wenn nicht nur die PtH-Technologie isoliert betrachtet wird, sondern die Sektorenkopplung übergreifend (vgl. hierzu Kapitel 5.2). Teilweise wird für die Sektorenkopplung eine sehr weite Formulierung verwendet und es werden vom Wortlaut sämtliche „steuerbare Verbrauchseinrichtungen“ adressiert.¹³ Im Rahmen der SINTEG-V¹⁴ wird eine Sektorenkopplungsanlage als eine „Anlage zur Umwandlung von elektrischer Energie in einen anderen Energieträger“ beschrieben.¹⁵ Wünschenswert wäre es, wenn Gesetz- und Verordnungsgeber klare und eindeutige Begriffsbestimmungen verwenden würden. Dadurch könnte eine Harmonisierung des Rechtsrahmens erreicht und Rechtssicherheit für zukünftige Investitionen geschaffen werden.

¹¹ vgl. § 14 Abs. 2 Nr. 3 EEWärmeG.

¹² Vgl. § 13 Abs. 6a EnWG.

¹³ Vgl. § 14a EnWG und Kapitel 5.1.1 dieses Papiers.

¹⁴ Verordnung zur Schaffung eines rechtlichen Rahmens zur Sammlung von Erfahrungen im Förderprogramm „Schaufenster intelligente Energie - Digitale Agenda für die Energiewende“ (SINTEG-Verordnung - SINTEG-V) V. v. 14.06.2017 BGBl. I S. 1653.

¹⁵ Vgl. § 8 SINTEG-V.

Herausforderungen für die Zukunft und Handlungsmöglichkeiten

Im Folgenden werden verschiedene Herausforderungen und im Anschluss daran Handlungsmöglichkeiten dargestellt, die den Einsatz von Power to Heat Technologien aus regulatorischer Sicht erleichtern können. Dabei wird zwischen einsatzstoff-, produkt- und anlagenbezogenen Herausforderungen sowie Handlungsmöglichkeiten differenziert. Alle Maßnahmen knüpfen dabei an die Möglichkeiten und Einsatzzeiten von PtH-Anlagen an, die netz- oder systemdienliche Wirkung entfalten können.

1. Einsatzstoffbezogene Privilegierungen

Die Wirtschaftlichkeit und damit auch die Marktdurchdringung von PtH-Anlagen hängt erheblich von den Kosten für den Einsatzstoff, folglich den Strombezugskosten, ab. Diese sind wiederum größtenteils abhängig von der Steuer-, Abgaben- und Umlagenlast, die auf die Strommenge anfällt. Hierzu gehören insbesondere die Netzentgelte, sonstige netzbezogene Belastungen, die EEG-Umlage und die Stromsteuer.

Nachfolgend werden die aktuell bestehenden Belastungen beim Strombezug dargestellt und die rechtlichen Möglichkeiten privilegierender Maßnahmen zugunsten von PtH-Anlagen geprüft.

a) Privilegierung bzgl. der Netzentgelte

Ausgangssituation: Netzentgelte fallen grundsätzlich nur an, wenn Strom aus dem Netz der allgemeinen Versorgung bezogen wird (Strombezug über das Netz). Für den Bezug von Strom vor dem Netz besteht keine Netzentgeltzahlungsverpflichtung. Die Potenziale der System- bzw. Netzdienlichkeit von PtH-Anlagen werden bei den Netzentgelten bislang nicht adressiert. Die befristete Netzentgeltbefreiungsmöglichkeit des § 118 Abs. 6 EnWG für Energiespeicher steht unter der Voraussetzung, dass der gespeicherte Strom zeitlich verzögert wieder in dasselbe Netz eingespeist wird. Eine Rückverstromung der in PtH-Anlagen erzeugten Wärme ist unter engen Restriktionen zwar technisch möglich, jedoch wirtschaftlich kaum rentabel. Eine Anwendung des § 118 Abs. 6 EnWG auf PtH-Anlagen scheidet daher regelmäßig aus.

Eine Netzentgeltreduzierung nach § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV kommt zwar in Betracht, jedoch begrenzt auf maximal 20 % des veröffentlichten Netzentgelts und nur nach vorheriger Genehmigung durch die BNetzA. Es stellt ein Hemmnis für eine system- bzw. netzdienliche Fahrweise einer PtH-Anlage dar, wenn der betreibende Letztverbraucher durch eine system- bzw. netzdienliche Fahrweise der Anlage Gefahr läuft, seinen Anspruch auf ein reduziertes Netzentgelt nach § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV (atypische Netznutzung) zu verlieren, weil er Strom nicht mehr nur innerhalb seines Hochzeitlastfensters bezieht, sondern zum „typischen“ Netznutzer wird.

Gem. § 14a EnWG können PtH-Anlagenbetreiber, wenn sie dem Netzbetreiber die Steuerung ihrer PtH-Anlage als steuerbare Verbrauchseinrichtung überlassen, ein reduziertes Netzentgelt verlangen. Nach derzeitiger Rechtslage ist diese Privilegierungsmöglichkeit jedoch aufgrund eines ähnlichen Anwendungsbereichs des § 118 Abs. 6 EnWG nicht eindeutig auf PtH-Anlagen ausgelegt und nur auf den Bereich der Niederspannung begrenzt. Mit einer näheren Ausgestaltung der Anforderungen und Rechtsfolgen des § 14a EnWG ist nach § 14a S. 3 EnWG das Bundeswirtschaftsministerium beauftragt.

Handlungsmöglichkeiten: Es wird vorgeschlagen, zur Netzentgeltbefreiung des § 118 Abs. 6 EnWG eine weitere Befreiungsnorm in § 118 EnWG zu verankern, die technologieoffen ausgestaltet ist und eine Befreiung für die Strommengen gewährt, die system- bzw. netzdienlich bezogen wurden. Die konkrete System- bzw. Netzdienlichkeit könnte über einen Beleg des Netzbetreibers nachgewiesen werden. Weiterhin könnten Strommengen, die system- bzw. netzdienlich bezogen werden, bei der Berechnung des Höchstlastbetrags des Letztverbrauchers nach § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV unberücksichtigt bleiben, um Fehlanreize für system- bzw. netzdienlich geführte PtH-Anlagen zu eliminieren. Dies könnte klarstellend in § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV geregelt werden. Netz- bzw. systemdienlich bezogener Strom sollte zudem bei der Ermittlung der Netzentgelte nach § 17 Abs. 2 StromNEV im Rahmen der Jahreshöchstleistung unberücksichtigt bleiben.

Die Netzentgeltreduzierungsmöglichkeit des § 14a EnWG könnte auf höhere Spannungsebenen als das Niederspannungsnetz werden. Zudem könnte klargestellt werden, dass PtH-Anlagen unter den Begriff der steuerbaren Verbrauchseinrichtungen aus § 14a EnWG subsumierbar sind. Im Übrigen ist die Verordnung der Bundesregierung auf Grundlage der Verordnungsermächtigung aus § 14a S. 3 EnWG abzuwarten.

Die bislang in diesem Abschnitt vorgeschlagenen Handlungsmöglichkeiten zeigen einzelne Optimierungsmöglichkeiten bzgl. der Netzentgeltsystematik auf. Denkbar ist aber auch, die knappe Ressource der Netzkapazität bei weiterem EE-Ausbau durch eine grundsätzlichere Lösung abzubilden. So könnten zeitlich und - vorbehaltlich verfassungsrechtlicher Herausforderungen - auch örtlich dynamisierte und technologieoffene Netzentgelte in Abhängigkeit der jeweiligen Netz- bzw. Systemsituation dazu führen, dass Stromtransporte vermehrt von Zeiten der Netzüberlastung in Zeiten ausreichender Kapazitäten verlagert werden. Dabei könnten entsprechende höhere Entgelte in Stresszeiten eine verminderte Netznutzung anreizen und das Versorgungssystem entlasten.

b) Privilegierungen bzgl. netzentgeltgewälzter Abgaben und Umlagen

Ausgangssituation: Ob netzentgeltgewälzte Belastungen (Konzessionsabgaben, KWK-Umlage, 19 Abs. 2 StromNEV-Umlage, Offshore-Umlage) als Teil der Netzentgelte angesehen werden können mit der Folge, dass auch sie bei einer (noch zu schaffenden) Netzentgeltbefreiung für PtH-Anlagen entfallen, war rechtlich über längere Zeit umstritten.

Seit Mitte 2017 ist jedoch höchstrichterlich geklärt, dass bei einem Anspruch auf Befreiung von den Netzentgelten nicht automatisch ein Befreiungsanspruch auch im Hinblick auf die netzentgeltgewälzten Belastungen entsteht.¹⁶ Umlagespezifische Privilegierungsmöglichkeiten sind im Rechtsbestand zwar vorhanden, ähnlich wie bei den Netzentgelten oder der EEG-Umlage (dazu folgend) ist die Netz-, System- oder Marktdienlichkeit jedoch kein Tatbestandsmerkmal, vielmehr wird an Kriterien der Stromverbrauchsintensität angeknüpft oder eine verpflichtende Rückverstromung bei Stromspeichern zur Voraussetzung für Begrenzungen gemacht.

Handlungsmöglichkeiten: Sinnvoll wäre es, wenn neben den bereits vorgeschlagenen Handlungsmöglichkeiten zu den Netzentgelten auch Privilegierungen bzgl. der netzentgeltgewälzten Umlagen und Abgaben hinzu, die sich ebenfalls an der Netz-, System- oder Marktdienlichkeit orientieren.

c) Privilegierungen bzgl. der EEG-Umlage

Ausgangssituation: Grundsätzlich entsteht die EEG-Umlage bei Letztverbrauch durch die PtH-Anlage. Eine Reduzierung der EEG-Umlage sieht § 61k EEG für zwischengespeicherten Strom vor. Da in PtH-Anlagen eine Rückverstromung technisch in engen Grenzen zwar möglich, aber wirtschaftlich nicht rentabel ist, dürfte die Anwendung dieses Privilegierungstatbestandes regelmäßig ausscheiden.

Handlungsmöglichkeiten: In § 61k Abs. 1 EEG könnte eine zusätzliche EEG-Umlagereduzierungsnorm aufgenommen werden, die nicht die Rückverstromung zur Tatbestandsvoraussetzung macht, sondern technologieoffen diejenigen Strommengen privilegiert, die system- bzw. netzdienlich bezogen werden.

Analog zur Handlungsoption der variablen Netzentgelte (s. o.) könnte auch im Rahmen der EEG-Umlage über eine grundsätzlichere Reformierung der Umlagenerhebung nachgedacht werden. So bietet es sich an, die für das Stromnetz und das System erforderliche Flexibilität auf Verbraucherseite über eine dynamisierte EEG-Umlage anzureizen. Die Berechnung der dynamischen EEG-Umlage könnte in kurzen zeitlichen Abständen (z. B. stündlich) auf Basis des Day-ahead-Großhandelspreises für Strom mit einem jährlich festgesetzten Faktor berechnet werden. Die dadurch erwirkte Verlagerung der Schwankungen des Großhandelsstrompreises an den Endkunden (sog. Real Time Pricing) könnte den Anreiz zur Anpassung des Verbrauchs verstärken. Entsprechend wäre für den Strombezug technologieoffen eine wesentlich geringere EEG-Umlage zu entrichten, wenn der Strombezug in Zeiten geschieht, die dem Netz, dem System und dem Markt dienlich sind.

¹⁶ Bundesgerichtshof, Beschl. v. 20.06.2017, Az.: EnVR 24/26.

d) Anpassungen der Stromsteuer

Ausgangssituation: Die Stromsteuer entsteht grundsätzlich unabhängig davon, ob Strom für den Betrieb einer PtH-Anlage aus dem Netz der allgemeinen Versorgung entnommen wird oder ob zum Betrieb der PtH-Anlage Strom vor dem Netz bezogen wird. Eine Steuerentlastung können PtH-Anlagenbetreiber geltend machen, wenn sie als Unternehmen des produzierenden Gewerbes den Strom zur Erzeugung von Wärme entnehmen und soweit sie die Wärme nachweislich an Unternehmen des Produzierenden Gewerbes liefern, vgl. § 9b StromStG. Eine anteilige Steuerentlastung für die Belieferung von Unternehmen des Produzierenden Gewerbes über ein Wärmenetz erscheint dabei möglich, auch wenn bspw. Haushalte an das Wärmenetz angeschlossen sind.

Handlungsmöglichkeiten: Denkbar wäre eine Stromsteuerentlastung in § 9b StromStG einzuführen, die nicht nur die Belieferung von Unternehmen des produzierenden Gewerbes mit Wärme adressiert, sondern eine generelle Steuerentlastung für Strom vorsieht, der zur Speisung von Wärmenetzen eingesetzt wird. Weiterhin ist im Einklang mit den vorgeschlagenen Handlungsempfehlungen zu anderen Letztverbraucherabgaben denkbar, in § 9 Abs. 1 StromStG eine Stromsteuerbefreiung für system- und netzdienlich bezogenen Strom zu Überschussstromzeiten einzuführen. Entsprechende Nachweise für die System- bzw. Netzdienlichkeit könnten durch den jeweiligen Netzbetreiber ausgestellt werden.

Wiederum in einer parallelen Denkrichtung zu den Handlungsmöglichkeiten bzgl. der Netzentgelte und der EEG-Umlage (s. o.) könnte angedacht werden, auch die Stromsteuer dynamisiert zu gestalten und damit eine gewisse Lenkungswirkung für einen technologieoffenen Strombezug zu netz- und systemdienlichen Zeitpunkten zu setzen. Entsprechend wäre ein höherer Stromsteuersatz für solche Strommengen zu entrichten, die das Netz bzw. das System belasten und ein niedriger Steuersatz für solche Strommengen, die dem Netz und System dienlich sind. Eine gewisse Dynamisierung der Stromsteuer ist dem StromStG dabei nicht fremd. So galt gem. § 9 Abs. 2a StromStG für Strom der zum Betrieb einer Nachtspeicherheizung aus dem Stromnetz entnommen wurde bis zum 31. Dezember 2006 ein ermäßigter Stromsteuersatz. Dabei ist davon auszugehen, dass es darum ging, die Stromnachfrage in Zeiten geringen Verbrauchs (vor allem nachts, s. o. Kapitel 1) anzureizen. Entsprechendes könnte in Zeiten von Überschussstrom ebenfalls geeignete Lenkungswirkung entfalten, wobei ebenso wie bei den Netzentgelten und der EEG-Umlage, eine Orientierung am Spotmarktpreis angedacht werden könnte.

Eine entsprechende Dynamisierung des Steuersatzes würde sich voraussichtlich auch in den Regelungszweck des StromStG einpassen. So wurde die Stromsteuer 1999 eingeführt, um die Knappheit und Endlichkeit des Gutes Strom durch Verteuerung hinreichend zu adressieren und um Energiesparpotenziale auszuschöpfen, das Stromsparen also anzureizen.¹⁷ Dem Ziel der Lenkungswirkung hin zu einer effizienten Nutzung des Stroms ist dabei weiterhin ein hoher Stellenwert einzuräumen, nicht umsonst ist die Energieeffizienz eine der tragenden Säulen der Energiewende.

¹⁷ BT Drs. 14/40 S. 1.

Ist Strom jedoch in Überschüssen vorhanden, der in nennenswertem Umfang zur Abregelung von EE-Anlagen zwingt, tritt der Zweck des Stromsparens in den Hintergrund. Lenkende Aufgabe des Steuerrechts muss es dann sein, den Überschussstrom einer effizienten Nutzung zuzuführen und zu diesen Zeitpunkten Anreize für die Stromentnahme aus dem Netz zu setzen. Entsprechendes könnte über eine dynamisierte Stromsteuer umgesetzt werden, die zu netz- und systemdienlichen Zeitpunkten die Stromentnahme aus dem Netz durch Vergünstigungen oder Befreiungen anreizt und bei Stromknappheit bzw. geringen Anteilen Erneuerbarer Energien hemmt.

Eine weitere Handlungsoption bezüglich der Stromsteuer betrifft die Bemessungsgrundlage der Steuer. So ist die Stromsteuer nach § 3 StromStG als *Mengensteuer* festgesetzt. Für eine Megawattstunde Strom beträgt sie 20,50 Euro. Dabei spielt es keine Rolle, für wieviel Euro die Megawattstunde an der Strombörse verkauft wurde. Andere Steuern, wie beispielsweise die Umsatzsteuer sind hingegen *Wertsteuern*, die nicht an die Menge eines verkauften Gutes anknüpfen, sondern an deren Wert (bspw. 19 % des Verkaufspreises). Würde die Stromsteuer ebenfalls als Wertsteuer ausgestaltet, die sich nach einem bestimmten, noch zu ermittelnden Prozentsatz des Börsenstrompreises richtet, könnte dies dazu führen, dass sich Flexibilitätstechnologien (wie bspw. PtH oder andere Sektorenkopplungstechnologien) stärker marktdienlich verhalten. Bei geringen Börsenstrompreisen fiel die Stromsteuer entsprechend auch in geringerer Höhe an. Der geringere (bereits versteuerte) Strompreis würde entsprechend die Nachfrage erhöhen und so die wiederum zu einer Stabilisierung der Börsenstrompreise führen. Ob bei negativen Strompreisen sogar eine Stromsteuergutschrift in Betracht kommt oder ob eine Deckelung der Stromsteuer in diesen Fällen auf 0 geeigneter wäre, bedarf einer näheren Untersuchung. Auch einer näheren Untersuchung bedarf es im Hinblick auf die Frage der Umsetzbarkeit der Handlungsoption aus dem Blickwinkel des Europarechts, denn Art. 4 Abs. 2 der Stromsteuerrichtlinie /RL 2003/96/EG) definiert die Berechnung des Steuerbetrags als gekoppelt an die Menge des Stroms und nicht an den Wert des Stroms. Auch die und die Auswirkungen auf das Finanzverfassungsrecht müssen im Blick behalten werden, denn ggf. kommt eine Besteuerung des Werts des Stroms in Konflikt mit dem steuerrechtlichen Kumulierungsverbot bzgl. der Umsatzsteuer.

Die Problematik einer solchen Steuer läge letztlich in der Messung und Abrechnung des besagten Wertes. Durch eine Weiterentwicklung technischer Hilfsmittel wie dem Smart Metering könnte aber auch eine derartige Hürde bewältigt werden.

2. Produktbezogene Privilegierungen

Neben den vorgenannten Privilegierungen, die den Einsatzstoff Strom betreffen, bestehen für die Wirtschaftlichkeit und damit die weitere Marktdurchdringung von PtH-Anlagen Hemmnisse auch im Bereich des Produktes, nämlich der erzeugten Wärme. Diesen produktbezogenen Aspekten widmet sich der folgende Abschnitt.

a) Nichtberücksichtigung des Primärenergiefaktors (PEF) für Strom bei Wärmenetzen und dezentralen Heizungsanlagen im Rahmen des Gebäudeenergieeinsparrechts

Ausgangssituation: Die Energieeinsparverordnung (EnEV) stellt mit Mitteln des Ordnungsrechts Anforderungen insbesondere an die Gebäudeneuerrichtung, um Energieeinsparungen im Gebäudesektor zu forcieren. So sind bspw. zu errichtende Gebäude so auszuführen, dass der Jahres-Primärenergiebedarf für Heizung, Warmwasserbereitung, Lüftung und Kühlung den Wert des Jahres-Primärenergiebedarfes eines Referenzgebäudes gleicher Art nicht überschreitet. Der Primärenergiefaktor gibt das Verhältnis von eingesetzter Primärenergie zur abgegebenen Endenergie an und berücksichtigt dabei alle Schritte der Primärenergieerzeugung.¹⁸ Der Primärenergiefaktor eines Brennstoffes und die Einordnung der Wärme aus PtH-Anlagen als Erneuerbare Energie haben einen erheblichen Marktwert und damit ein Wertschöpfungspotenzial für PtH-Anlagen. Derzeit liegt der Primärenergiefaktor für Strom bei 1,8 für den nicht erneuerbaren Anteil. Dieser relativ hohe Primärenergiefaktor kann den Gesamtprimärenergiefaktor eines Wärmenetzes oder einer Heizungsanlage negativ beeinflussen und so eine Herausforderung für die Integration der PtH-Technologie darstellen.

Handlungsmöglichkeiten: Überschussstrommengen aus erneuerbaren Energiequellen könnten bei der Ermittlung des Primärenergiefaktors für dezentrale Heizungsanlagen und Großanlagen zur Speisung von Wärmenetzen unberücksichtigt bleiben und so den Gesamtprimärenergiefaktor des eingesetzten Energieträgermixes nicht mehr negativ beeinflussen können. Für den Nachweis der System- bzw. Netzdienlichkeit des eingesetzten Stroms könnte der jeweilige Stromnetzbetreiber zuständig gemacht werden.

b) Anerkennung von PtH-Wärme als Erneuerbare Energie

Ausgangssituation: Ebenfalls mit Mitteln des Ordnungsrechts gibt das EEWärmeG insbesondere für Neubauten die anteilige Nutzung von erneuerbaren Energien zur Deckung des Wärme- und Kälteenergiebedarfs vor. Netz-, markt- und systemdienlich erzeugte PtH-Wärme wird derzeit vom EEWärmeG nicht als erneuerbare Energien anerkannt, kann folglich nicht zur Erfüllung der Nutzungspflichten des § 3 EEWärmeG herangezogen werden.

Handlungsmöglichkeiten: Netz-, markt- und systemdienlich erzeugte PtH-Wärme könnte als erneuerbare Energie i.S.d. EEWärmeG anerkannt und ihr damit ein höherer Marktwert zugebilligt werden. Dem liegt der Gedankenansatz zugrunde, dass Netzengpässe oftmals im Rahmen einer Starkwindfront auftreten und Windkraftanlagen somit den Netzengpass mitverursachen. Dann liegt die Vermutung nahe, dass Strommengen „vor“ dem Netzengpass jedenfalls zu einem großen Anteil aus erneuerbaren Energien stammen. Oft wird vom Rechtsbestand das Erfordernis der Ausschließlichkeit zur Voraussetzung gemacht um eine

¹⁸ vgl. vertiefend und m. w. N.: Schäfer-Stradowsky, Simon/Doderer, Hannes, Beck-Kommentar KWKG 1. Aufl. 2018 Vor §§ 18ff. KWKG Rn. 31 ff.

Klassifizierung als Erneuerbare Energie zu ermöglichen (vgl. bspw. § 19 Abs. 1 EEG). Ob die Strommengen bei Netzengpässen im Netz der allgemeinen Versorgung ausschließlich aus erneuerbaren Energien erzeugt wurden, lässt sich technisch/bilanziell nur sehr schwierig testen. In Abhängigkeit der konkreten Netz- und Kraftwerksstruktur im Bereich des Netzengpasses ist davon auszugehen, dass ein Teil der Strommengen aus konventionellen Kraftwerken (insb. Kohle und KWK) stammt, die aufgrund technischer oder wirtschaftlicher Restriktionen nur bedingt abgeschaltet werden können und von der Abschaltreihenfolge nicht auf primärer Ebene erfasst werden.

Dem Rechtsrahmen sind aber auch Normen zu entnehmen, bei denen das Ausschließlichkeitsprinzip weniger streng ausgestaltet ist und die nur eine weit überwiegende Herkunft aus erneuerbaren Energien fordern. So ist nach § 3 Nr. 10 c) EnWG Biogas u.a. Wasserstoff, der durch Wasserelektrolyse erzeugt worden ist, wenn der zur Elektrolyse eingesetzte Strom jeweils nachweislich *weit überwiegend* aus erneuerbaren Energiequellen i. S. d. RL 2009/28/EG stammt. Die Konkretisierung des unbestimmten Rechtsbegriffs „weit überwiegend“ ergibt sich aus der Gesetzesbegründung. Danach bedeutet „weit überwiegend“ i. S. d. § 3 Nr. 10 c) EnWG einen Anteil von mindestens 80 %. Eine entsprechende Vorgabe könnte auch für PtH-Wärme bzw. PtH-Strommengen eingeführt werden. Damit ein möglichst geringer Anteil konventionellen Stroms in der PtH-Anlage zu Wärme umgewandelt wird und insbesondere Kohlekraftwerke nicht von der begünstigenden Regelung profitieren können, wäre ein solches Vorgehen eng mit einem beschleunigten Kohleausstieg und einer strengeren Regulierung der Abschaltreihenfolge zu kombinieren.

3. Anlagen- und infrastrukturbezogene Privilegierungen

Der folgende Abschnitt befasst sich mit möglichen anlagen- und infrastrukturbezogenen Privilegierungen bzw. dem diesbezüglichen Hemmnisabbau.

a) Baukostenzuschuss

Ausgangssituation: Netzbetreiber können von Anschlussnehmern grds. einen Baukostenzuschuss zur teilweisen Deckung der notwendigen Kosten für die Erstellung oder Verstärkung der örtlichen Verteileranlagen des Niederspannungsnetzes verlangen, § 11 NAV. Baukostenzuschüsse können darüber hinaus auch für die Erstellung oder Verstärkung von Stromnetzen höherer Spannungsebenen erhoben werden. Für netz- und systemdienliche PtH-Anlagen, bei denen ggf. bauliche Maßnahmen in Bezug auf eine Erhöhung der Anschlussleistung erforderlich werden, kann der Baukostenzuschuss teilweise einen erheblichen Kostenblock darstellen.

Handlungsmöglichkeiten: Ein wünschenswerter Veränderungsansatz wäre es, eine im Vorhinein mit dem Netzbetreiber vereinbarte und vom Netzbetreiber bestätigte besonders günstige Standortwahl, mit einem reduzierten Baukostenzuschuss zu belegen.

b) „Nutzen statt Abschalten“ § 13 Abs. 6a EnWG

Ausgangssituation: Bisläng sind von Einspeisemanagement-Maßnahmen insbesondere EE-Anlagen betroffen. Die dem Klimaschutz zuträglichere Abschaltung von oftmals erdgasbefeueften KWK-Anlagen ist regelmäßig nicht möglich, weil die durch KWK-Anlagen bereitgestellte Wärme in der entsprechenden Wärmesenke benötigt wird. Diesem Umstand soll § 13 Abs. 6a EnWG Rechnung tragen, indem er ermöglicht, dass zwischen Übertragungsnetzbetreibern und KWK-Anlagenbetreibern vertragliche Vereinbarungen im Hinblick auf Wirkleistungsreduzierungen der KWK-Anlage bei gleichzeitiger Lieferung von elektrischer Energie für die Aufrechterhaltung der Wärmeversorgung durch PtH ermöglicht wird. Vorteil für den Übertragungsnetzbetreiber ist die Möglichkeit der Zuschaltung von PtH-Anlagen bei Netzengpässen; Vorteil für die KWK-Anlagenbetreiber ist die Tragung der Investitionskosten für die elektrische Wärmeerzeugung durch den Übertragungsnetzbetreiber. Sofern das Instrument mangels Verpflichtungswillens der Parteien nicht das gesetzliche Ziel erreicht (mindestens 2 GW neue Wärmeerzeuger), besteht die Möglichkeit der Einführung eines technologieoffenen Ausschreibungsverfahrens, mit der Folge, dass nicht nur PtH-Anlagen am Verfahren nach § 13 Abs. 6a EnWG teilnehmen können, sondern auch andere Sektorenkopplungstechnologien wie bspw. Power-to-Gas (PtG).

Handlungsmöglichkeiten: Der Regelung ist nicht mit abschließender Gewissheit zu entnehmen, welche Kosten konkret zu den Investitionskosten für die elektrische Wärmeerzeugung gezählt werden. § 13 Abs. 6a S. 2 Nr. 3 EnWG sieht vor, dass sich die Übertragungsnetzbetreiber in Vereinbarungen nach § 13 Abs. 6a S. 1 u. 2 EnWG bereit erklären, einmalig die Kosten der Umrüstung auf eine Power to Heat-Technologie zu erstatten. Die Übertragungsnetzbetreiber müssen die Kosten jedoch nicht selbst tragen, sondern können sie bei der Netzentgeltermittlung in Ansatz bringen und so auf die Gesamtheit der Netznutzer umlegen. Insbesondere im Hinblick auf die Frage, wer möglicherweise erforderliche Baukostenzuschüsse zu tragen hat (§ 11 NAV), besteht insoweit hemmende Rechtsunsicherheit, der durch legislative Klarstellung begegnet werden könnte. Zur Anreizstärkung der Wirkung des § 13 Abs. 6a EnWG bzw. einer darauf aufbauenden Verordnung könnte weiter angedacht werden, Projekte, die unter deren Voraussetzungen fallen, zusätzlich von Letztverbraucherabgaben (EEG-Umlage, Netzentgelte, netzentgeltgewälzte Belastungen, Stromsteuer) zu befreien.

Ungeachtet dieser Erweiterungsmöglichkeit im Rahmen des § 13 Abs. 6a EnWG könnte übergreifend angedacht werden, den Gedanken des Investitionskostenzuschusses nicht nur auf Kombinationen aus KWK-Anlage und PtH-Anlage zu begrenzen, sondern Investitionskostenzuschüsse allgemein solchen PtH-Anlagen ab einer gewissen Leistungsklasse zuzubilligen, die sich netz- und systemdienlich verhalten. Regelungsanknüpfungspunkt könnte die zu schaffende Verordnung für ab- und zuschaltbare Lasten auf Grundlage des § 13i EnWG sein, in die die entsprechenden Fördervoraussetzungen für einen Investitionskostenzuschuss integriert werden könnten. Eine entsprechende Förderung könnte die

Investitionskostenzuschüsse für Wärme- und Kältenetze nach § 18 ff. KWKG¹⁹ ergänzen und so flankierend zu einer erfolgreichen Wärmewende beitragen.

c) Öffnung der Wärmenetze

Ausgangssituation: Als ein weiteres Hemmnis für PtH-Anlagen, die in Wärmenetze einspeisen möchten, kann die monopolistische Situation in der Fernwärmeversorgung angesehen werden. Da der Wärmemarkt anders als der Strom- oder Gasmarkt nicht liberalisiert worden ist, besteht seitens des Wärmenetzbetreibers keine grundsätzliche Pflicht, Dritten den Zugang zum Wärmenetz zu ermöglichen. Sowohl der Zugang als auch Fragen der Vergütung sind auf vertraglicher Ebene zu klären. Dies bedeutet für die Realisierung des Anwendungsfalls ein Hemmnis, wenn der Betreiber der PtH-Anlage jemand anderes als der Betreiber des bestehenden Wärmenetzes selbst sein sollte. In dem Fall müsste sich der Dritte mit dem Betreiber des Wärmenetzes über die Modalitäten der Wärmeeinspeisung bilateral einigen, was sich in der Praxis als schwierig erweisen könnte. Der Option, das PtH-Konzept als flexiblen Abnehmer in das Stromnetz zu integrieren, wären somit enge Grenzen gesetzt, da die unplanmäßige Entnahme von Wärme aus dem bestehenden Versorgungsnetz den Einsatzplan des Wärmenetzes gefährden kann, sodass für den Betreiber des Wärmenetzes zusätzliche unplanmäßige Kosten und Unsicherheiten entstehen. Der Verlust der absoluten Kontrolle über das Wärmenetz, sowie die Ausverhandlung des bilateralen Vertrages zur Wärmenahme stellen aus der heutigen Sicht hohe Hürden dar, welche die Realisierung einer solchen Anlage durch einen Dritten zumindest erschweren könnten. Daher ist es am wahrscheinlichsten, dass der Anwendungsfall einer großtechnischen PtH-Anlage im derzeit gültigen rechtlichen Regime durch ein Energieversorgungsunternehmen realisiert wird, welches in den meisten Fällen über die Hoheit des Wärmenetzes vor Ort verfügt.

Handlungsmöglichkeiten: Als vorteilhaft zum Abbau des beschriebenen Hemmnisses würde sich eine Öffnung der Wärmenetze für neuartige Technologien in einem betreiberoffenen Modell erweisen. Um dabei einer einseitigen Belastung der Wärmenetzbetreiber entgegen zu wirken, sind Anreize durch eine Anpassung des regulatorischen Rahmens erforderlich, die zum einen eine finanzielle Kompensation für entstehende Mehrbelastungen und Unsicherheiten bieten und zudem den unterstützenden Beitrag zum Klimaschutz des Wärmenetzbetreibers würdigen.

¹⁹ vgl. zur Bedeutung der Wärmenetze für die Energieversorgung: Schäfer-Stradowsky, Simon/Doderer, Hannes, Beck-Kommentar KWKG 1. Aufl. 2018 Vor §§ 18ff. KWKG Rn. 6 f.

Chancen für Power to Heat

Die Handlungsempfehlungen zeigen, dass dem flächendeckenden Einsatz der PtH-Technologie immer noch viele rechtliche Hürden im Wege stehen, die die Verbreitung der Technologie hemmen. Dem EEG 2017 und dem neuen KWKG sind Ansatzpunkte zu entnehmen, die diese Hürden beseitigen könnten. Im Folgenden wird deshalb ein kurzer Überblick über mögliche Verbesserungen der rechtlichen Situation für PtH-Anlagen durch das EEG 2017 und das KWKG gegeben. Im Anschluss daran wird ein kurzer Blick in andere Bereiche der Sektorenkopplung geworfen.

1. Chancen für PtH durch das KWKG und das EEG 2017

Sowohl die Neuregelung des EEG 2017, als auch des KWKG haben mit Beginn des Jahres 2017 viele Änderungen versprochen. Zwar haben sich im Bereich der Sektorenkopplung Verbesserungen ergeben, das trifft aber nicht zwangsläufig auf PtH-Anlagen zu, da diese den aus dem Netz entnommenen Strom nicht rückverstromen können.

So sieht § 61k EEG 2017 z. B. eine Befreiung von der EEG-Umlage vor, wenn eine Anlage vorübergehend überschüssigen Strom speichert und danach zurück in das Netz speist. Diese Ausnahme ist für Speichieranlagen ausgelegt, die die Möglichkeit einer Rückverstromung haben. Durch die Nutzung des Stroms durch die PtH-Anlage kommt eine Anwendbarkeit hier nicht in Betracht.

Eine Chance könnte die Verordnungsermächtigung zu Innovationsausschreibungen in §§ 39j i. V. m. 88d EEG 2017 darstellen. Nach ihr sollen in den Jahren 2018 - 2020 zur Förderung „besonders netz- oder systemdienlicher technischer Lösungen“ Ausschreibungen mit einem Volumen bis zu 50 MW ermöglicht werden. Auch PtH-Anlagen könnten von dieser Förderung profitieren. Die Verordnung soll bis Mai 2018 erlassen werden.

Die Power to Heat-Technologie ist im KWKG nicht selber angesprochen, aus der Gesetzesbegründung ergibt sich aber das Ziel, die Schnittstelle zwischen Strom- und Wärmesektor auszuweiten.²⁰

Die Zuordnung einer PtH-Anlage als innovatives KWK-System gem. § 2 Nr. 9a KWKG erscheint denkbar. Diese Zuordnung ermöglicht die Teilnahme an Ausschreibungen für innovative KWK-Systeme nach § 5 Abs. 2 i. V. m. 8b KWKG i. V. m. KWKAusV. Da die KWKAusV²¹ aber erst im Sommer 2017 erlassen wurde, ist noch abzuwarten, wie sich die Ausschreibungen für PtH-Anlagen auswirken wird.

Sowohl durch das EEG 2017, als auch das KWKG haben sich wichtige Impulse für die Förderung von Power to Heat-Technologien ergeben. Die gesetzlichen Regelungen gehen aber vorrangig

²⁰ BT-Drs. 18/10209, S. 73.

²¹ VO zu Ausschreibungen für KWK-Anlagen und innovative KWK-Systeme, zu den gemeinsamen Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land und Solaranlagen sowie zur Änderung weiterer Verordnungen v. 17.8.2017, BGBl. I S. 3167.

von einer Förderung von Anlagen mit Rückverstromungsmöglichkeit aus. Zur verstärkten Förderung von PtH-Anlagen müssten Ausnahmen für Systeme geschaffen werden, die Strom endgültig aus dem Netz entziehen, um dieses bei Netzengpässen zu entlasten.

2. Sektorenkopplung in anderen Bereichen (am Beispiel von Power to Gas)

Die Idee der Sektorenkopplung (hier Strom zu Wärme - PtH) ist nicht neu und wird auch in anderen Varianten diskutiert. Beispiele sind Power to Gas, Power to Chemistry oder Power to Mobility.

Im Gegensatz zur PtH-Technologie bestehen im Bereich Power to Gas bereits Privilegierungen zur Förderung des Einsatzes. Als Power to Gas-Verfahren wird ein chemischer Prozess bezeichnet, in welchem mittels Wasserelektrolyse mit teilweise nachgeschalteter Methanisierung unter Einsatz von Strom aus erneuerbaren Energien Wasserstoff bzw. Methan hergestellt wird. Dieser Wasserstoff kann vielfältig, beispielsweise in der chemischen Industrie, dem Mobilitätssektor oder nach Methanisierung zur Langfristspeicherung in bestehenden Gasnetzen genutzt werden.

Als Beispiel für eine Privilegierung der Power to Gas-Technologie kann § 118 Abs. 6 S. 8 EnWG genannt werden, der einen Befreiungstatbestand von den Gasnetzeinspeiseentgelten für das aus Strom erzeugte Gas enthält. Darüber hinaus enthält § 9a StromStG eine Steuerprivilegierung für Unternehmen des Produzierenden Gewerbes für Elektrolyseverfahren, die von Power to Gas-Anlagen genutzt werden.

Ausblick

Die Erläuterungen zeigen, dass im Bereich Power to Heat und der Sektorenkopplung als Flexibilitätsoption noch viel Entwicklungsbedarf besteht und dass die Nutzung dieser Technologie noch nicht ihren Höchststand erreicht hat. Power to Heat stellt als netz- und systemdienliche Technologie eine Chance für die Energiewende durch Wärmeerzeugung aus ansonsten abgeregeltem erneuerbaren Strom dar und vermag die Treibhausgasemissionen des Wärmesektors zu reduzieren.

Bislang spiegelt der Rechtsrahmen die Stärken und Potenziale von PtH-Konzepten als Flexibilitätsoption jedoch nicht ausreichend wider. Vielmehr bestehen, wie insbesondere der Blick auf die Netzentgeltssystematik zeigt, nach derzeitiger Rechtslage sogar Anreize zu einem unflexiblen Verhalten. Zukünftig muss die netz- und systemdienliche Fahrweise von Sektorenkopplungsanlagen technologieoffen belohnt werden. Sei es durch Einführung spezifischer Privilegierungen im Bereich der Abgaben, Umlagen und Steuern für netz- und systemdienliches Verhalten oder durch eine Reformierung der entsprechenden Strompreisbestandteile hin zu einer dynamisierten Erhebung von EEG-Umlage Netzentgelten und der Stromsteuer in Abhängigkeit der Netz- und Systemsituation.

Neben einer ausreichenden Berücksichtigung der ökologischen und energiewirtschaftlichen Potenziale von PtH-Wärme im Gebäudeenergierecht muss auch eine verursachungsgerechte Adressierung der Wärmeerzeugung auf Basis fossiler Energieträger erfolgen, bspw. über die Einführung einer einheitlichen CO₂-Besteuerung.

Ansprechpartner

Hannes Doderer

Wissenschaftlicher Referent des IKEM

hannes.doderer@ikem.de

Tel. 0157-56153151

Simon Schäfer-Stradowsky

Geschäftsführer des IKEM

simon.schaefer-stradowsky@ikem.de

Tel. 030-408 1870 21



IKEM – Institut für Klimaschutz,
Energie und Mobilität e.V.

Berlin • Greifswald • Stuttgart

www.ikem.de

Magazinstraße 15 – 16
10179 **Berlin**

T +49 (0)30 408 1870 10
F +49 (0)30 408 1870 29

info@ikem.de

Domstraße 20a
17489 **Greifswald**

T +49 (0)38 34 420 2100
F +49 (0)38 34 420 2002

lsrodi@uni-greifswald.de