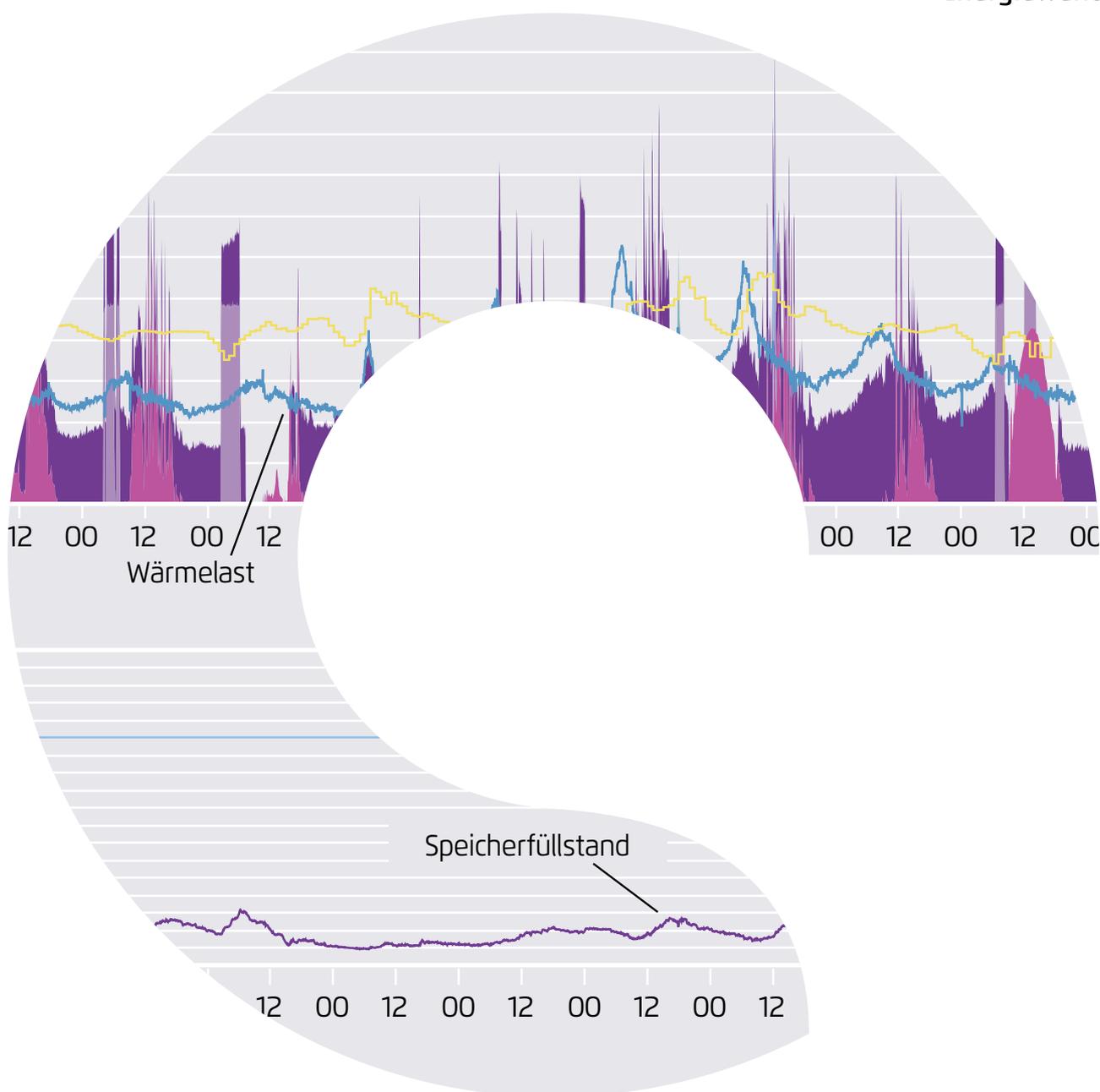


Power-to-Heat zur Integration von ansonsten abgeregelterm Strom aus Erneuerbaren Energien

Handlungsvorschläge basierend auf einer Analyse von
Potenzialen und energiewirtschaftlichen Effekten

STUDIE

Agora
Energiewende



Power-to-Heat zur Integration von ansonsten abgeregeltem Strom aus Erneuerbaren Energien

IMPRESSUM

STUDIE

Power-to-Heat zur Integration von ansonsten
abgeregeltem Strom aus Erneuerbaren Energien

Handlungsvorschläge basierend auf einer Analyse von
Potenzialen und energiewirtschaftlichen Effekten

ERSTELLT IM AUFTRAG VON

Agora Energiewende
Rosenstraße 2 | 10178 Berlin

Projektleitung: Daniel Fürstenwerth
daniel.fuerstenwerth@agora-energiewende.de

Korrektorat: Infotext GbR, Berlin
Satz: UKEX GRAPHIC, Ettlingen
Titelbild: Eigene Darstellung

Der Anhang zu dieser Studie steht
separat zum Download bereit.

046/09-S-2014/DE

Veröffentlichung: Juni 2014

DURCHFÜHRUNG DER STUDIE

Fraunhofer IWES | Kassel
Königstor 59 | 34119 Kassel

Projektkoordination: Norman Gerhardt
Christoph Richts
Patrick Hochloff

BEWERTUNG DES ENERGIERECHTLICHEN RAHMENS

Stiftung Umweltenergierecht
Ludwigstraße 22 | 97070 Würzburg

Thorsten Müller
Johannes Hilpert
Oliver Antoni

BEWERTUNG DER EINBINDUNG IN DIE KRAFT-WÄRME-KOPPLUNG

Fraunhofer IFAM
Wiener Straße 12 | 28259 Bremen

Wolfgang Schulz

DANKSAGUNG

Wir danken dem Ministerium für Energiewende, Landwirtschaft, Umwelt und ländliche Räume des Landes Schleswig-Holstein für seine fachliche und personelle Unterstützung und seinen Input zu den spezifischen Rahmenbedingungen in Schleswig-Holstein sowie den Teilnehmern der im Rahmen dieser Studie durchgeführten Workshops für ihre Kommentierung. Die Verantwortung für die Ergebnisse liegt ausschließlich bei Agora Energiewende und den beteiligten Instituten.

Vorwort

Liebe Leserin, lieber Leser,

der Koalitionsvertrag von CDU, CSU und SPD sieht vor, dass Strom aus Erneuerbaren Energien, der sonst abgeregelt werden müsste, für weitere Anwendungen, wie zum Beispiel im Wärmebereich, genutzt werden soll. Dies ist volkswirtschaftlich sinnvoll, da sonst sauberer Strom, der zu Grenzkosten von null zur Verfügung stünde, ungenutzt bliebe. Zudem kann so der Erneuerbare-Energien-Anteil im Wärmesektor gesteigert werden. Die hierfür zur Verfügung stehende Technologie *Power-to-Heat* kommt in Deutschland allerdings bisher noch kaum zur Anwendung – trotz vergleichsweise geringer Investitionskosten. Unser Nachbarland Dänemark zeigt hingegen, dass *Power-to-Heat* großflächig zum Einsatz kommen kann und dazu beiträgt, KWK-Anlagen und Fernwärmenetze für die Anforderungen eines von fluktuierenden Erneuerbaren Energien dominierten Stromsystems zu flexibilisieren.

Vor diesem Hintergrund haben wir ein Konsortium von sachkundigen Instituten beauftragt, die Potenziale für die Nutzung von *Power-to-Heat* im Kontext sonst abgeregelter Erneuerbarer Energien genauer zu untersuchen und Handlungsempfehlungen zu formulieren.

Dabei zeigt sich, dass es drei wichtige Anwendungsfelder für *Power-to-Heat*-Anlagen gibt, von denen derzeit allerdings nur eines – nämlich der Einsatz im Regelenergiemarkt – tatsächlich zur Anwendung kommt. Die Nutzung des Potenzials im Fall von netzbedingten Abregelungen von Windkraftanlagen (wie sie vor allem in Schleswig-Holstein aufgrund von Netzengpässen bereits heute häufig vorkommen) und im Fall von Abregelungen von Erneuerbare-Energien-Anlagen in der Direktvermarktung (aufgrund von negativen Strombörsenpreisen) scheitert am bestehenden rechtlichen Rahmen.

Die vorliegende Untersuchung und die sich daraus ergebenden Handlungsempfehlungen dienen insofern auch dazu, eine Diskussion über die Neugestaltung des rechtlichen Rahmens für *Power-to-Heat*-Anlagen anzuregen. Wir freuen uns auf Ihre Reaktionen auf die hier vorgelegten Vorschläge.

Ich wünsche Ihnen eine anregende Lektüre!

Ihr
Dr. Patrick Graichen
Direktor Agora Energiewende

Die Ergebnisse auf einen Blick

1.

Power-to-Heat ist eine kostengünstige Technologie, die für die Energiewende viele Vorteile bietet. *Power-to-Heat* kann nicht nur Strom aus Erneuerbaren Energien, der sonst abgeregelt werden würde, für den Wärmesektor nutzen, sondern auch dem Strommarkt zusätzliche Flexibilität bieten – durch die Bereitstellung von Regelenergie und den Einsatz in Zeiten negativer Strompreise.

2.

Power-to-Heat kann jetzt schon am Regelleistungsmarkt fossile *Must-run*-Kraftwerke reduzieren. In Zeiten von negativen Strompreisen kann es dazu kommen, dass fossile Kraftwerke nur deshalb nicht aus dem Markt gehen, weil sie Leistung für den Regelenergiemarkt vorhalten. *Power-to-Heat* kann diese Dienstleistung kostengünstig bereitstellen und dadurch Kohlenstoffdioxid-Emissionen reduzieren.

3.

Windstrom, der derzeit aufgrund von Netzengpässen abgeregelt wird, sollte in Zukunft an *Power-to-Heat*-Anlagen verkauft werden können. Hierfür ist eine Regelungsanpassung im EEG nötig. Aufgrund von Netzengpässen werden heute etwa 3,5 Prozent des in Schleswig-Holstein erzeugten Windstroms abgeregelt, während zeitgleich Wärme aus fossilen Brennstoffen erzeugt wird. Das ist ineffizient.

4.

Erneuerbarer Strom, der in Zeiten von negativen Börsenpreisen abgeregelt wird, sollte künftig für *Power-to-Heat* genutzt werden können. Eine Reduktion der Umlagen in solchen Situationen würde dies ermöglichen. Wenn *Power-to-Heat*-Anlagen bei Strompreisen niedriger als minus 20 Euro pro Megawattstunde zum Einsatz kommen, vermeiden sie die Abregelung von EE Anlagen und entlasten die EEG-Umlage.

Inhalt

Kurzfassung	7
1 Einleitung	15
2 <i>Power-to-Heat</i> Technologie und Einsatzfelder	17
2.1 Beschreibung der Technologie <i>Power-to-Heat</i>	17
2.2 Einsatzfelder für <i>Power-to-Heat</i>	19
2.3 <i>Power-to-Heat</i> und Flexibilisierung der Kraft-Wärme-Kopplung	26
2.4 Erfahrungen mit <i>Power-to-Heat</i> in Dänemark	30
3 Rechtliche und energiewirtschaftliche Analyse des Status Quo	37
3.1 Rechtsrahmen bei Fremdbezug von Strom	38
3.2 Rechtsrahmen bei Verbrauch eigenerzeugten Stromes ohne Nutzung des Netzes für die allgemeine Versorgung	46
3.3 Weitere Hinweise zum Rechtsrahmen	52
3.4 Energiewirtschaftliche Hemmnisse als Folge der Netzregulierung	56
4 Betriebswirtschaftliche Simulationen und Analysen	59
4.1 Fernwärme mit Steinkohle-Kraftwerk	61
4.2 Fernwärme mit GuD-Heizkraftwerk	64
4.3 Fernwärme mit Erdgas-BHKW	66
4.4 Kosten- und Erlösbewertung	67
4.5 Zusammenfassung	69
5 Potenzialermittlung mit Fokus Schleswig-Holstein und Hamburg	71
5.1 Wärmesenken Potenzialermittlung in Schleswig-Holstein und Hamburg	71
5.2 Wärmesenken Auswertung von Fallbeispielen	75
5.3 Analyse des möglichen Stromangebotes für PtH - Heute	78
5.4 Analyse des möglichen Stromangebotes für PtH - 2023	82
6 Anpassungsvorschläge für eine Integration von <i>Power-to-Heat</i> zur Vermeidung von EE-Abregelung	89
6.1 Versteigerung von EinsMan-Strom – Modell	90
6.2 Versteigerung von EinsMan-Strom – Rechtliche Umsetzung	96
6.3 <i>Power-to-Heat</i> -Einsatz bei negativen Preisen – Modell	105
6.4 <i>Power-to-Heat</i> -Einsatz bei negativen Preisen – Rechtliche Umsetzung	110
Abbildungs- und Tabellenverzeichnis	115
Literaturverzeichnis	118

Kurzfassung

Einführung in Power-to-Heat

Die Technologie *Power-to-Heat* (PtH) bietet das Potenzial, bei geringen Investitionskosten Strom aus Erneuerbaren Energien (EE) zu integrieren, bevor dieser sonst abgeregelt werden müsste.

Power-to-Heat wird hier verstanden als die Umwandlung von Strom in Wärme in einem Versorgungssystem, welches Wärme entweder aus Strom oder aus fossilen Brennstoffen wie Erdgas erzeugen kann. Ein klassisches Beispiel für ein solches bivalentes Wärmeversorgungssystem ist das Fernwärmesystem eines Stadtwerkes. Die vorliegende Studie konzentriert sich daher auf die Nutzung der kurzfristig zu geringen Kosten zur Verfügung stehenden Potenziale: großtechnische, zentrale Elektro- oder Elektrodenheizkessel.

Im Fokus der Studie steht die Analyse möglicher Einsatzfelder für PtH zur **volkswirtschaftlich und ökologisch sinn-**

vollen Nutzung von Strom. Zudem wurde ebenso die betriebswirtschaftliche Kosten- und Erlösdimension bewertet, um politischen Handlungsbedarf für eine sinnvolle Nutzung von PtH zu identifizieren. Die entwickelten Vorschläge zur Änderung der energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen wurden dabei so ausgestaltet, dass positive betriebs- und volkswirtschaftliche Effekte zusammenfallen: Die Vorschläge ermöglichen den Verkauf und die Nutzung von Strom, der bislang abgeregelt und dennoch von den Stromkunden bezahlt wird, und ermöglichen damit eine **Entlastung des Endverbrauchers**.

Anwendungsfelder für PtH

Für PtH wurden drei wesentliche Anwendungsfelder identifiziert, die aus ökologischer und volkswirtschaftlicher Sicht sinnvoll sind (Abbildung Z-1). Diese werden im Folgenden kurz dargestellt und zusammenfassend bewertet.

Übersicht über betrachtete Anwendungsfelder für PtH			Abbildung Z-1
Anwendungsfall	Marktumfang	Status quo	
1 Regelenergie	langfristig beschränkt auf ca. 2 GW (deutschlandweit)	- heute primärer Anwendungsfall für PtH - zukünftige Erträge für PtH ungewiss	
2 Abregelung von EE durch lokale/regionale Netzengpässe	lokaler/regionaler Markt, abhängig von Netzausbau	Verkauf von abgeregeltem Strom heute aus rechtlicher Sicht nicht vorgesehen	Handlungsbedarf identifiziert
3 Abregelung von EE durch negative Preise am Strommarkt	deutschlandweiter Markt, abhängig von Strommarktentwicklung	Nutzung von abgeregeltem Strom heute wegen Umlagen und Steuern nicht attraktiv	

Eigene Darstellung

Anwendungsfall 1: Regellenergie

Der **Einsatz im Regelleistungsmarkt** – und hierbei insbesondere die Vorhaltung von negativer Regelleistung – bietet aus volkswirtschaftlicher Sicht ein großes Potenzial zur Reduktion der Kosten in diesem Markt. Zudem kann durch PtH die *Must-run*-Kapazität konventioneller Kraftwerke im Strommarkt reduziert werden. Zusätzliche PtH-Leistung im Regelleistungsmarkt kann je nach Marktsituation ein Mehrfaches an konventioneller Leistung aus dem Strommarkt verdrängen. Dies ist vor allem aus systemtechnischer Sicht zur Integration der Erneuerbaren Energien sinnvoll, da so die maximal mögliche Einspeisung aus Erneuerbaren Energien erhöht wird. Ökologisch gesehen können zudem die Gesamtemissionen der konventionellen Kraftwerke sinken, wenn PtH die *Must-run*-Kapazität reduziert.

Potenzialbewertung und Handlungsbedarf: Der Einsatz von PtH im Regelleistungsmarkt ist heute bereits Realität. Die ersten PtH-Projekte in Deutschland refinanzieren sich derzeit vollständig durch die Teilnahme am Regelleistungsmarkt. Der Markt für negative Regelleistung ist zwar nur begrenzt groß (Minutenreserve: circa 3.000 Megawatt, Sekundärregelleistung circa 2.000 Megawatt im Jahr 2014), bietet aber bislang ein hohes Erlöspotenzial. Ob dieses Erlöspotenzial auch in der Zukunft im gleichen Ausmaß bestehen wird, ist allerdings fraglich. Wie das Beispiel Dänemark zeigt, induziert der zunehmende Wettbewerb im Regelleistungsmarkt eine Marktsättigung und damit sinkende Preise.

Für eine mittelfristig erfolgreiche Teilnahme am Regelleistungsmarkt ist es daher wichtig, die Hemmnisse in zusätzlichen Märkten abzubauen (Anwendungsfall 2 und 3) und damit mehr Investitionssicherheit für PtH zu ermöglichen. Zudem kann dann durch einen möglichen kurzfristigen Wechsel zwischen den Märkten die Effizienz des Gesamtsystems erhöht werden.

Verbesserungen für die Teilnahme von PtH am Regelleistungsmarkt scheinen zwar angebracht, sind aber nicht Gegenstand der vorliegenden Studie.

Anwendungsfall 2: Abregelung von EE durch lokale/regionale Netzengpässe

PtH kann zweitens im Fall von **lokalen und regionalen Netzengpässen eingesetzt werden**. Solche Engpässe treten auf, wenn in einer bestimmten Region die Einspeisung aus Erneuerbaren Energien nicht über das Stromnetz abtransportiert werden kann. Sie werden von den Netzbetreibern durch sogenanntes Einspeisemangement (kurz: *EinsMan*) behoben. Dabei werden zum Beispiel Windenergieanlagen abgeregelt, die entgangene Vergütung an die Betreiber aber ausgezahlt. Derzeit von EE-Abregelung betroffene Regionen befinden sich insbesondere in Schleswig-Holstein. Der Einsatz von PtH kann hier ökologisch sinnvoll eine Nutzbarmachung dieses Stroms ermöglichen und wirtschaftlich zu einer Entlastung der Netzentgelte führen.

Im Falle rückläufiger Preise für negative Regelleistung kann ein solcher, neu zu schaffender Markt eine alternative Einnahmequelle für PtH bieten. Allerdings ist zu beachten, dass eine Leistungsvorhaltung für *EinsMan* in dem gleichen Zeitpunkt wie die Bereitstellung von Regelleistung aus technischen Gründen nicht möglich ist.

Potenzialbewertung und Handlungsbedarf: 2012 betrug die Ausfallarbeit allein in Schleswig-Holstein 346 Gigawattstunden (GWh) Strom aus Erneuerbaren Energien (3,5 Prozent der EE-Stromerzeugung in Schleswig-Holstein). Dies entspricht in etwa einem volkswirtschaftlichen Wert von rund 37 Millionen Euro pro Jahr¹. Schätzungsweise 20 Prozent dieses Stroms wurden dabei aufgrund von Netzengpässen im Übertragungsnetz abgeregelt. Jedoch steigt der Anteil von übertragungsnetzbedingten *EinsMan*-Maßnahmen stark und wird in den nächsten Jahren vorrausichtlich dominant.

Mittel- und langfristig ist das Potenzial stark von der Umsetzung des Netzausbaus abhängig. Auf Ebene des Übertragungsnetzes zeigt eine Extremfallbetrachtung mögliche Dimensionen der Abregelung in der Zukunft: Würde das

¹ Vgl. hierzu die Ausführungen zu den Rechtsfolgen in den untersuchten Konstellationen in Kapitel 3.

EE-Ausbauszenario des Netzentwicklungsplans 2013 für Schleswig-Holstein realisiert und gleichzeitig der Ausbau der Übertragungsnetze verzögert, könnte die netzengpassbedingte Abregelung in der gemeinsamen Lastsenke von Schleswig-Holstein und Hamburg bis zu 2,7 Terawattstunden (TWh) betragen. Diese Mengen können aufgrund der guten netztechnischen Einbindungsmöglichkeiten von PtH („netzentlastende Wirkung“) und den ausreichend vorhandenen Wärmesenken im Bereich Fernwärme und Industrie zu großen Teilen genutzt werden.

Es ist heute aus rechtlichen Gründen nicht möglich, diesen Strom direkt zu kaufen. Um das Potenzial zu heben, sind deshalb Anpassungen der Rahmenbedingungen notwendig, die es ermöglichen, EinsMan-Strom an PtH-Anlagen zu versteigern (→ siehe Handlungsempfehlung 1).

Anwendungsfall 3: Abregelung von EE durch negative Preise am Strommarkt

Die dritte Anwendungsoption ist die **Vermeidung von EE-Abregelung im Fall von negativen Preisen an der Strombörse**. Dabei wird Strom für die PtH-Anlage an der Strombörse in Situationen von stark negativen Preisen gekauft, in denen sonst Erneuerbare Energien, die in der Direktvermarktung sind, abgeregelt würden.

Solch eine Kopplung der Sektoren Strom und Wärme über Marktsignale ist sinnvoll, da es in Zukunft im Strommarkt zunehmend zu Situationen mit einem Angebotsüberschuss kommen wird. Die Benutzung von PtH kann dann im Vergleich zu einer Abregelung von EE ökologisch effizient zu einem höheren EE-Anteil im Wärmesektor führen. Eine Nutzung des Stroms aus konventionellen Kraftwerken sollte hierbei ausgeschlossen sein, da dies eine klimaschädliche Wirkung hätte (eine Verdrängung von gasgeführter Wärmeerzeugung durch Kohlestrom-PtH erhöht die Kohlenstoffdioxid-Emissionen). Die Reduktion negativer Preise hat zudem einen kostendämpfenden Effekt auf die EEG-Umlage, da so die Differenzkosten zwischen Marktpreisen und EE-Förderung reduziert werden.

Potenzialbewertung und Handlungsbedarf: Derzeit ist ein strompreisinduzierter Betrieb von PtH aufgrund der geringeren Anzahl von Stunden mit negativen Strompreisen nicht wirtschaftlich. Das zukünftige Potenzial ist hier sehr stark von der Ausbaugeschwindigkeit der EE und weiteren Rahmenbedingungen abhängig (Wetterjahr beziehungsweise Stromproduktion aus EE, Exportkapazität, *Must-run*-Kapazität, sonstige „Flexibilitätsanwendungen“). Im Jahr 2023 kann überschlägig davon ausgegangen werden, dass in etwa 350 bis 500 Stunden im Jahr das Stromangebot die Nachfrage in Deutschland übersteigt (Netzentwicklungsplan 2013 – Szenario B, negative Residuallast unter der Annahme, dass die Exportkapazität und die *Must-run*-Kapazität in diesen Zeiten etwa gleich hoch sind, Wetterjahre 2010 und 2011). In diesen Stunden ergibt sich ein Potenzial von bis zu 2,8 TWh pro Jahr, das teilweise von PtH genutzt werden kann. Inwiefern die überschlägig ermittelte Stundenanzahl in der Praxis auch zu negativen Preisen führt, ist von hohen Unsicherheiten geprägt. Der Einsatz von PtH in solchen Stunden stellt aber grundsätzlich zusammen mit anderen Märkten ein wirtschaftlich attraktives Einsatzfeld dar.

Um einen **volkswirtschaftlich sinnvollen Anlageneinsatz** in diesem Anwendungsfall zu ermöglichen, muss die derzeitige Kostenlast (Entgelte, Abgaben, Umlagen und Steuern) für den künftigen PtH-Strombezug vermindert werden. Die Höhe der Reduktion ist so zu bemessen, dass es ermöglicht wird, die EE-Abregelung in der Direktvermarktung zu verhindern, aber das Abschalten konventioneller Kraftwerke zu erzwingen (→ siehe Handlungsempfehlung 2). Dabei stellt die Reduktion keine Subvention dar, da ein zusätzlicher Stromverbrauch (PtH), der bisher keinen Beitrag geleistet hat, nun einen Teil der Last trägt und dabei gleichzeitig die Differenzkosten der EEG-Umlage durch verringerte negative Preise reduziert.

Aktueller rechtlicher Rahmen für Power-to-Heat

Im Rahmen der Studie wurde der Status quo der Rechtslage im Hinblick auf die Entgelte, Abgaben, Umlagen und Steuern (Strompreisbestandteile) für PtH bewertet. Nach gegenwärtiger Rechtslage ist nur der Einsatz von PtH in der Regelleistung und am Strommarkt möglich (Anwendungsfall 1

und 3), während der direkte Ankauf von EinsMan-Strom (Anwendungsfall 2) derzeit rechtlich nicht möglich ist.

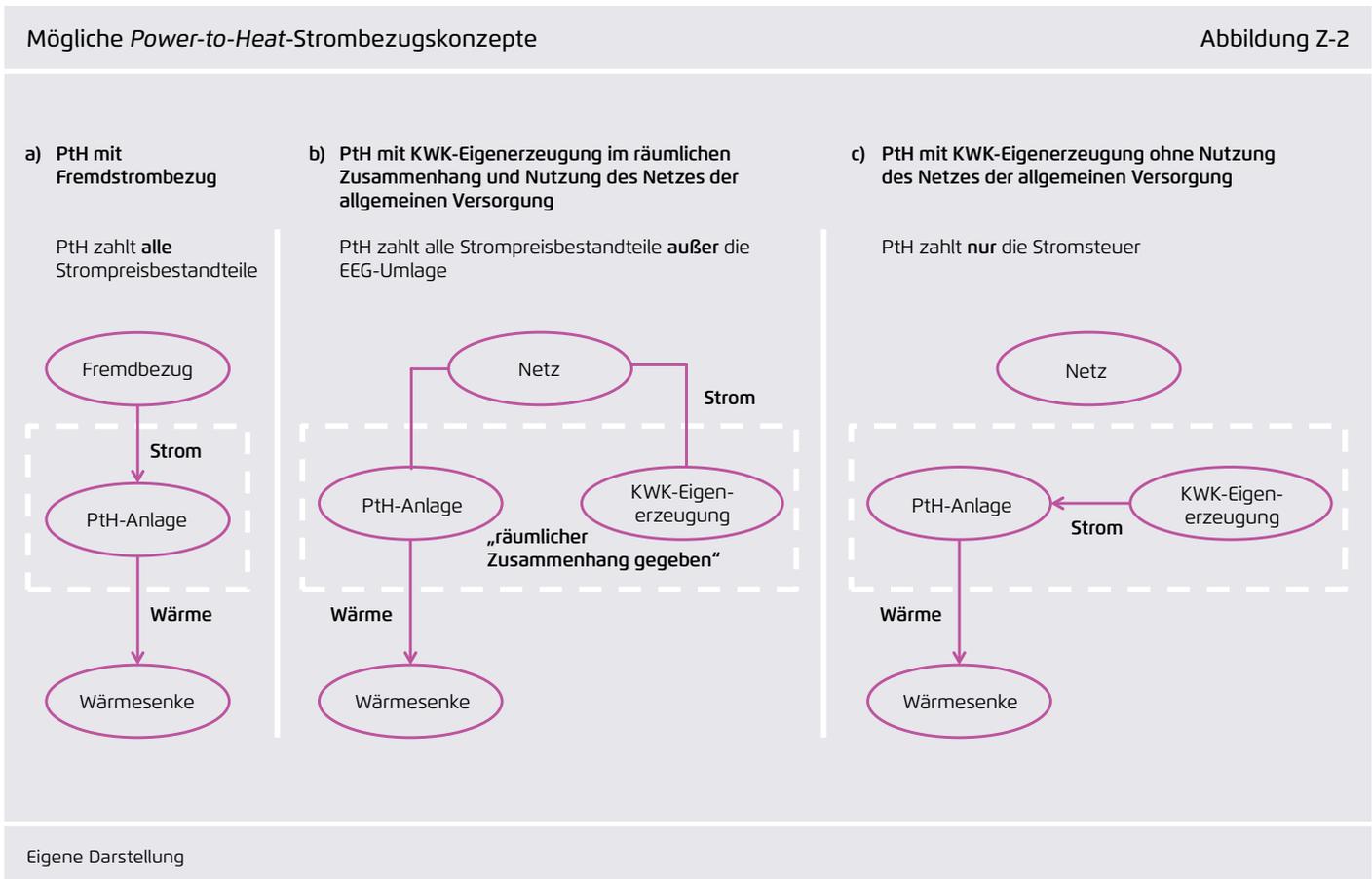
Wirtschaftlich relevant sind zudem die staatlich geregelten beziehungsweise induzierten Strompreisbestandteile, insbesondere bei Anwendung der Anlage im Strommarkt (Anwendungsfall 3). Sie betreffen aber auch den Arbeitspreis von PtH im Regelleistungsmarkt (Anwendungsfall 1). Hohe staatlich induzierte Strompreise führen dazu, dass PtH erst bei sehr stark negativen Preisen an der Strombörse eingesetzt wird. Sobald eine Nutzung von sonst aufgrund von Netzengpässen abgeregeltem Strom (EinsMan) rechtlich ermöglicht wird (Anwendungsfall 2), stellt sich aber auch hier die Frage nach der Höhe der Entgelte, Abgaben, Umlagen und Steuern bei dem Einkauf von Strom.

Diese staatlich geregelten Strompreisbestandteile führen zum paradoxen Ergebnis, dass es sich für Betreiber von

Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK), die auch eine PtH-Anlage betreiben, häufig nicht lohnt, überschüssigen EE-Strom einzusetzen. In der Kombination von PtH und KWK sind dabei drei Konstellationen möglich:

- Erstens kann die PtH-Anlage über Fremdstrombezug betrieben werden,
- zweitens kann die KWK-Eigenerzeugung *direkt für Power-to-Heat* genutzt werden **ohne** Nutzung des Netzes für die allgemeine Versorgung und
- drittens kann die KWK-Eigenerzeugung **mit** Netznutzung im räumlichen Zusammenhang genutzt werden.

Diese Fälle sind schematisch in Abbildung Z-2 dargestellt. Die sich daraus ergebende Höhe des Strompreises ist in Abbildung Z-3 dargestellt.

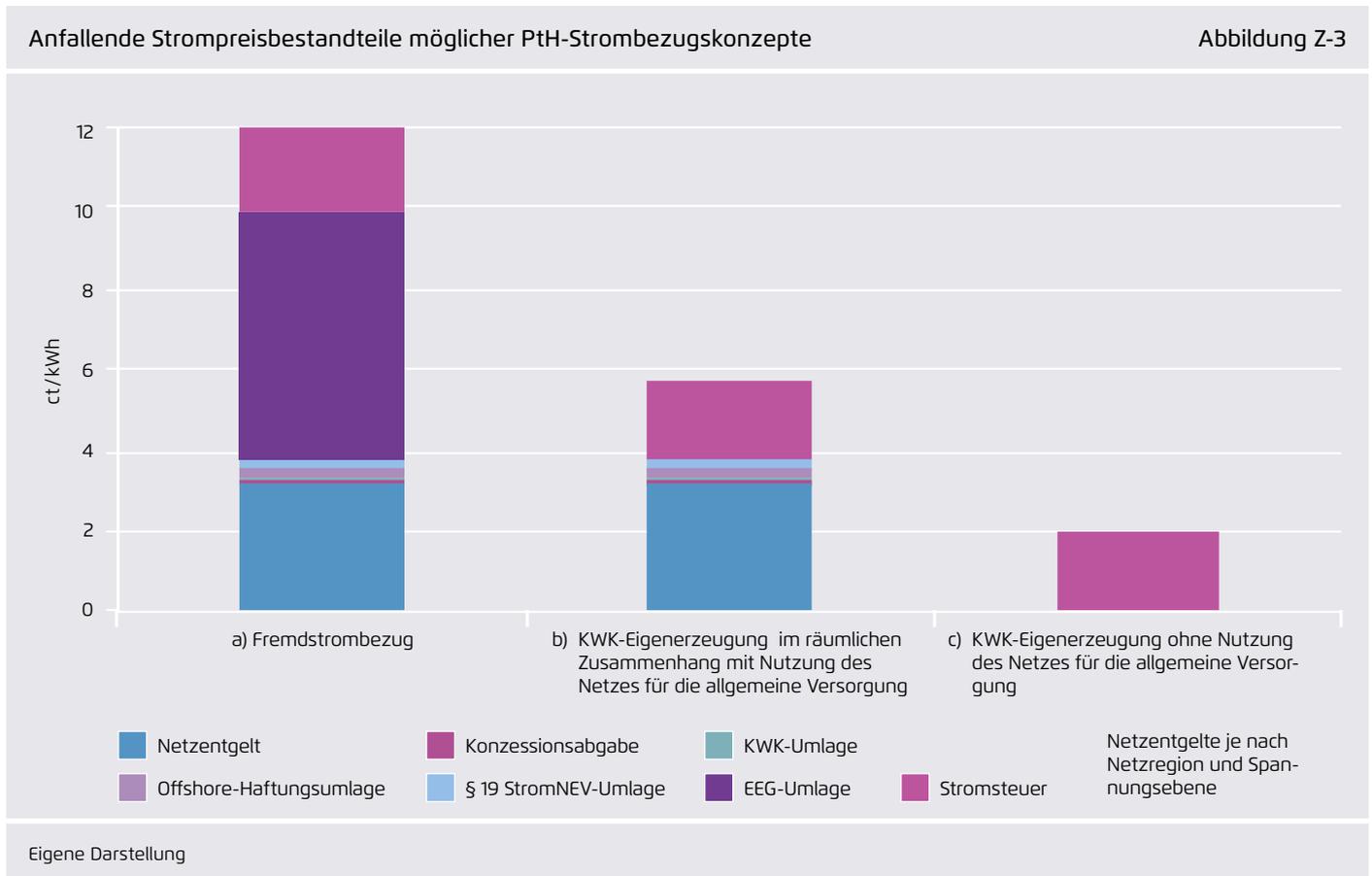


Beim reinen Fremdstrombezug über die Strombörse (Fall a) sind vom PtH-Betreiber sämtliche Strompreisbestandteile zu entrichten. Bei der Nutzung von KWK-Eigenstrom gibt es zwei Varianten (b und c), die sich auf die Höhe des Strombezugspreises auswirken: Wenn der eigenerzeugte Strom direkt und ohne Nutzung des Netzes für die allgemeine Versorgung verbraucht wird (Fall c), fällt aufgrund der derzeitigen gesetzlichen Regelungen in der Regel nur die Stromsteuer an. In dem Sonderfall, dass die KWK-Eigenerzeugung mit Nutzung des Netzes für die allgemeine Versorgung im räumlichen Zusammenhang genutzt wird (Fall b), zahlt der PtH-Betreiber hingegen regelmäßig alle Strompreisbestandteile mit Ausnahme der EEG-Umlage. Trotzdem sind die Strombezugskosten der Eigenerzeugung in beiden Fällen günstiger als im Falle des Bezugs als Fremdstrom.

Dies führt zu einem paradoxen Ergebnis: Es ist für den PtH-Betreiber selbst bei leicht negativen Börsenpreisen güns-

tiger, diese mit Strom aus der KWK-Anlage zu betreiben, statt überschüssigen EE-Strom zu beziehen. Aber selbst bei positiven Börsenpreisen kann es wirtschaftlich attraktiver sein, den Strom aus der KWK-Erzeugung in der PtH-Anlage einzusetzen. Dies ist energetisch (beziehungsweise exergetisch) und im Hinblick auf den Klimaschutz widersinnig.

Die Auswirkungen der aktuellen Rechtslage auf den Einsatz von PtH im Fall von negativen Preisen am Strommarkt sind in Abbildung Z-4 noch einmal dargestellt. Aus Sicht des Betreibers einer PtH-Anlage entsteht zum einen durch die bei der Wärmeerzeugung eingesparten Brennstoffkosten ein betriebswirtschaftlicher Nutzen. Zum anderen erhält er ein Einkommen aus dem „Kauf“ von Strom bei negativen Börsenpreisen. Die beim Fremdbezug anfallenden Entgelte, Abgaben, Umlagen und Steuern sind jedoch aktuell so hoch, dass der Einsatz erst ab negativen Preisen von circa minus sieben ct/kWh betriebswirtschaftlich sinnvoll wird. Erst bei



noch niedrigeren Börsenpreisen kann ein Deckungsbeitrag zur anteiligen Refinanzierung der Investition in die PtH-Anlage erwirtschaftet werden.

Um dieses Paradox zu beheben, müssen die Preis-, Umlagen- und Abgabenstrukturen verändert werden. Wie die betriebswirtschaftlichen Simulationen im Rahmen dieser Studie zeigen, werden diese Effekte beispielsweise abgeschwächt, wenn künftig auch die Eigenerzeugung teilweise oder vollständig mit der EEG-Umlage belastet werden sollte wie im Rahmen der EEG-Novellierung 2014 diskutiert. Umgekehrt könnte eine Verminderung der staatlichen Strompreisbestandteile für den Fremdstrombezug den Einsatz von PtH bei negativen Preisen wirtschaftlicher machen, sodass mehr EE-Strom, der sonst abgeregelt wird, in die Energieversorgung integriert werden kann.

Handlungsempfehlungen für Power-to-Heat

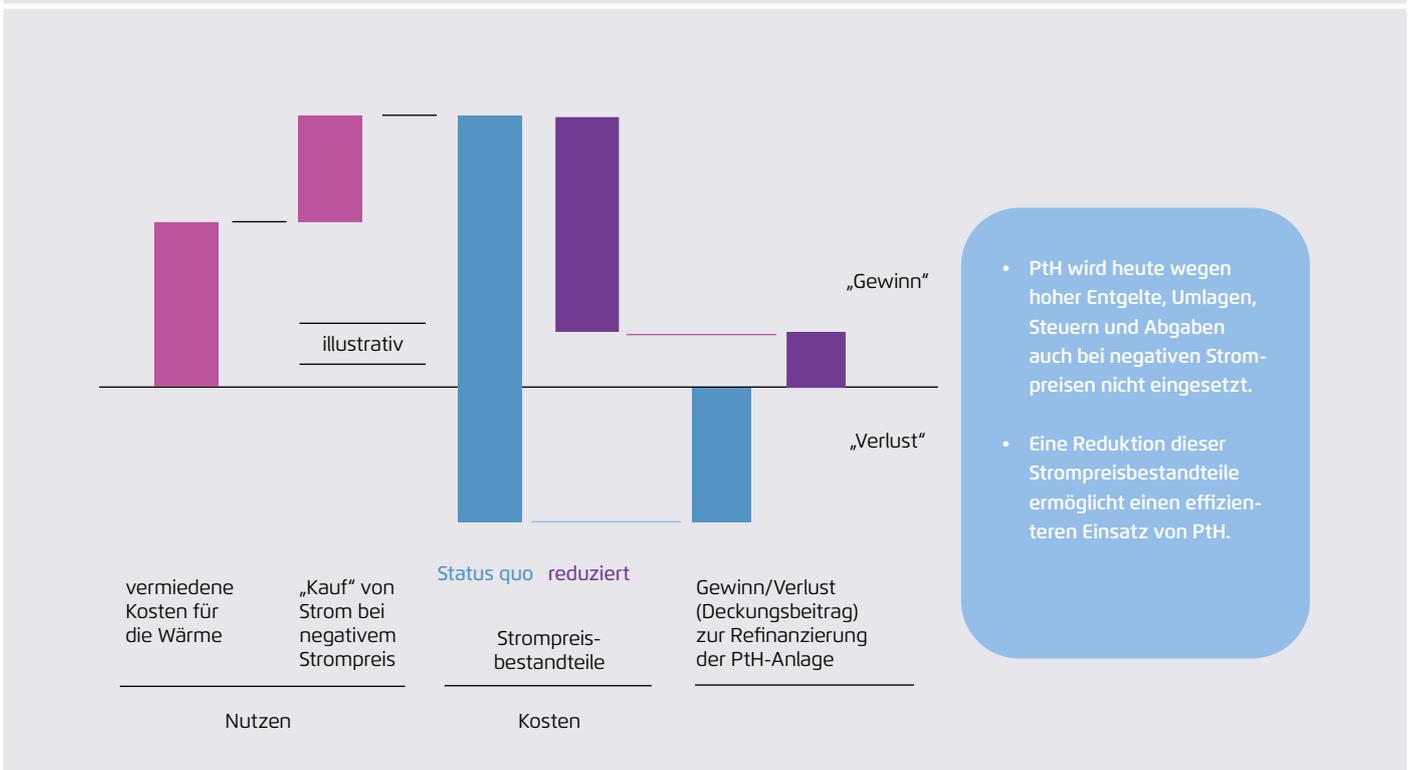
Im Koalitionsvertrag von CDU/CSU und SPD wird folgende Aussage getroffen: „In einem Strommarkt mit einem weiter zunehmenden Anteil von Strom aus EE werden wir Strom, der sonst abgeregelt werden müsste, für weitere Anwendungen, etwa im Wärmebereich, nutzen.“

Basierend auf den Analysen im Rahmen dieser Studie wurden zwei Handlungsempfehlungen erarbeitet, mit denen dieses Ziel erreicht werden kann:

- Versteigerung von Strom aus Erneuerbaren Energien, der sonst aufgrund von Netzengpässen abgeregelt würde (EinsMan-Strom)
- Reduktion der EEG-Umlage für PtH, um eine Abregelung von Erneuerbaren Energien in Zeiten von stark negativen Börsenpreisen zu vermeiden

Illustrative betriebswirtschaftliche Betrachtung des Einsatzes von PtH bei negativen Preisen

Abbildung Z-4



Eigene Darstellung

Diese Handlungsempfehlungen werden im Folgenden beschrieben und in Kapitel 6 weiter erläutert.

Handlungsvorschlag 1: Versteigerung von Strom aus Erneuerbaren Energien, der sonst aufgrund von Netzengpässen abgeregelt würde

Der Vorschlag sieht vor, dass sich Betreiber von PtH-Anlagen bei ihrem zuständigen Übertragungsnetzbetreiber/Verteilnetzbetreiber (ÜNB/VNB) anmelden. Die Anlage wird seitens des ÜNB/VNB zu einem EinsMan-Netzgebiet, in dem sie netzentlastend wirken kann, zugeordnet. Der PtH-Betreiber macht dem ÜNB/VNB ein Angebot, wie viel er bereit ist, für den sonst abgeregelten Strom zu zahlen. Im Fall eines EinsMan-Einsatzes versucht der ÜNB/VNB nun zuerst, den Netzengpass zu beseitigen, indem er den Strom an die gemeldeten PtH-Anlagen verkauft. Der ansonsten abgeregelte Strom wird somit an die PtH-Anlagenbetreiber verkauft. Reicht die Nachfrage der für den konkreten Netzengpass relevanten PtH-Anlagen nicht aus, erfolgt zusätzlich normales EinsMan. Ist die Teilnehmerzahl von PtH-Anlagen an einem EinsMan-Netzgebiet sehr klein oder gibt es nur eine einzige Anlage, kann ein Mindestpreis festgelegt werden. Ist die Zahl der Teilnehmer groß, stellt sich ein Wettbewerb ein und der Strom wird an die Teilnehmer mit den höchsten Angeboten verkauft.

Die Einnahmen der ÜNB/VNB aus dem Verkauf des sonst abgeregelten Stroms sollen dazu genutzt werden, die Netzentgelte zu entlasten, über die die Kosten der Entschädigungszahlungen für die EE-Abregelung vom Letztverbraucher getragen werden. Die technischen Anforderungen und die Fristigkeiten dieser neuen lokalen/regionalen Märkte sollten in Abstimmung mit der Weiterentwicklung der Märkte für Regelernergie und der Strombörse erfolgen, um einen für das Gesamtsystem effizienten Einsatz der Anlagen auf den verschiedenen Märkten zu ermöglichen.

Es wird vorgeschlagen, den Voraussetzungenkatalog für das Einspeisemanagement in § 11 Abs. 1 EEG 2012 zu erweitern: Eine Abregelung von volatil erzeugenden EE-Anlagen darf nur erfolgen, soweit keine zuschaltbaren Lasten zur Verfügung stehen, die den Überschussstrom aufnehmen können.

Hierzu soll eine Verordnung über zuschaltbare Lasten erlassen werden. Einnahmen aus dem Verkauf des EinsMan-Stroms sollen eingesetzt werden, um die Härtefallentschädigungs-Umlage nach § 12 Abs. 2 EEG 2012 (und damit die Netzentgelte) zu dämpfen. Damit keine staatlich induzierten Strompreisbestandteile anfallen, sind Rechtsanpassungen in den Gesetzen und Verordnungen erforderlich, die heute als Rechtsfolge des Strombezugs durch den Betreiber einer PtH-Anlagen die Pflicht zur Zahlung von gesetzlich geregelten Strompreisbestandteilen wie der EEG-Umlage, den Netzentgelten und weiteren Elementen vorsehen².

Für die Anrechnung des EinsMan-Stroms in der Fernwärme wird zudem ein Primärenergiefaktor von null vorgeschlagen, da es sich um CO₂-freien EE-Strom handelt und dieser insofern bei den Berechnungen im Rahmen der Energieeinsparverordnung anders zu behandeln ist als normaler „Graustrom“, wie er derzeit den Berechnungsmethoden zugrunde liegt.

In einer Pilotphase in den nächsten zwei bis drei Jahren könnten Erfahrungen mit dem Einsatz von PtH in diesem neuen Anwendungsfall gesammelt werden. Zum Beispiel könnten einige Pilotprojekte ausgeschrieben und über die Klimaschutzinitiative des Bundes gefördert werden. Um in dieser Pilotphase eine ökologisch sinnvolle Aufnahme der EinsMan-Strommengen zu garantieren, sollte mit der Förderung als Gegenleistung eine verpflichtende Teilnahme am EinsMan verbunden sein und damit für einen bestimmten Zeitraum und in einem bestimmten Zeitfenster die Teilnahme am Regelleistungsmarkt ausgeschlossen werden. Für eine Übersicht über die Pilotphase und den Zielzustand der Versteigerung von EinsMan-Strom siehe Tabelle Z1.

² Vgl. hierzu die Ausführungen zu den Rechtsfolgen in den untersuchten Konstellationen in Kapitel 3.

Vorschläge zur Versteigerung von Strom aus Erneuerbaren Energien, der sonst aufgrund von Netzengpässen abgeregelt würde (EinsMan-Strom)

Tabelle Z-1

	Pilotphase (2015-2017)	Zielzustand (ab 2018): Versteigerung von EinsMan-Strom
Verkaufspreis für EinsMan-Strom	gleicher, noch festzulegender Mindestpreis für alle PtH-Anlagen	Preis ist Ergebnis einer Versteigerung zeitabhängige Blockgebote – Gebots-meldung der PtH-Betreiber an Netzbetreiber (Blockgebote analog Sekundärregelleistung) Versteigerungsfrist z. B. Anmeldung in Anlehnung an Sekundärregelleistung, aber zeitlich nachgelagert zum Handel von Regelleistungs- (heute 11 Uhr) und <i>Day-ahead</i> -Markt (heute 12 Uhr) noch festzulegender Mindestpreis
Vergabe des EinsMan-Stroms	an alle auf den Netzengpass entlastend wirkender PtH-Anlagen, bei mehreren Anlagen anteilige Vergabe gemäß Leistung der PtH-Anlagen	Nach <i>Merit Order</i> der Gebote aller auf den Netzengpass entlastend wirkender PtH-Anlagen (höchste Gebote zuerst)
Sonstiges	Investitionszuschuss für eine begrenzte Anzahl von PtH-Anlagen über die Klimaschutzinitiative des Bundes, verbunden mit einer Gegenleistung → einer verpflichtenden EinsMan-Teilnahme	Teilmöglichkeit ist auch dann gegeben, wenn kein Leistungszuschlag am zeitlich vorgelagerten Regelleistungsmarkt erteilt wurde. Eine zukünftige parallele Teilnahme am Regelleistungsmarkt und an EinsMan-Versteigerung ist zu prüfen

Handlungsvorschlag 2: Reduktion der EEG-Umlage für PtH, um Abregelung von Erneuerbaren Energien in Zeiten von stark negativen Börsenpreisen zu vermeiden

Derzeit würde PtH im Falle des Fremdstrombezugs erst bei negativen Börsenpreisen von etwa minus sieben ct/kWh eingesetzt. Da Windkraftanlagen derzeit jedoch bei Börsenpreisen in Höhe der negativen Marktprämie, das heißt in etwa bei minus sechs ct/kWh aus dem Markt gehen, verhindert das derzeitige Regelungsregime den Einsatz von PtH zur Nutzbarmachung des ansonsten abgeregelten EE-Stroms. Zudem sind in Zukunft, wenn die Direktvermarktung zunehmend verpflichtend wird, negative Preise von weniger als minus sechs ct/kWh kaum mehr zu erwarten. Ziel sollte es daher sein, durch eine Reduktion der staatlich induzierten Stromkosten, einen Einsatz von PtH bei Börsenpreisen ab etwa minus zwei ct/kWh zu ermöglichen, um PtH vor der EE-Abregelung zum Einsatz zu bringen, ohne jedoch einen ökologisch kontraproduktiven Effekt durch die Umwandlung von konventionellem Strom in Wärme zu erhalten. Durch eine Absenkung der EEG-Umlage auf PtH-Stromverbrauch auf 1,5 ct/kWh wird dies ermöglicht.

PtH wird dann vor der Abregelung von Windkraftanlagen in der Direktvermarktung eingesetzt und die sonst abgeregelten EE-Strommengen werden im Wärmesektor integriert. Dies hat drei Vorteile: Erstens senkt es die Gesamtkosten des Energiesystems, da EE-Strom mit Grenzkosten von null den Einsatz von Gas mit Grenzkosten über null im Wärmesektor verdrängt. Zweitens erhöht es den EE-Anteil im Wärmesektor und hilft so, das EE-Wärmeziel von 14 Prozent bis 2020 zu erreichen. Drittens wird die EEG-Umlage entlastet, wenn PtH-Anlagen die negativen Preise von minus sechs ct/kWh auf etwa minus zwei ct/kWh reduzieren, da so die Differenzkosten für den gesamten zu dieser Zeit vermarkteten EE-Strom um vier ct/kWh sinken. **Die Senkung der EEG-Umlage für Strom aus PtH führt somit zu keinen zusätzlichen Kosten für die restlichen Stromkunden.** Im Status quo leistet der abgeregelte Strom keinen Beitrag zu der EEG-Umlage („Eine hohe spezifische Umlage multipliziert mit einer Menge von null“), in Zukunft würde auch dieser Strom aber zumindest einen geringen Beitrag leisten („Eine geringe spezifische Umlage multipliziert mit einer Menge größer als null“).

1 Einleitung

Nachdem in Dänemark mit *Power-to-Heat* schon eine längere Zeit Erfahrungen bestehen, sind die ersten Praxiserfahrungen in Deutschland noch sehr jung. Dabei erscheint es für Außenstehende häufig unklar zu sein, welche Einsatzmöglichkeiten es für PtH gibt, wie diese sich betriebswirtschaftlich darstellen und welche Hemmnisse dabei bestehen. Betreiber von *Power-to-Heat*-Anlagen sind derzeit aufgrund der wirtschaftlichen und rechtlichen Rahmenbedingungen hauptsächlich auf dem Regelleistungsmarkt aktiv und suchen nach zusätzlichen Einsatzfeldern. Zugleich hat in den letzten Jahren speziell in Schleswig-Holstein die Abregelung von Windstrom weiter zugenommen, sodass hier ein besonderer Handlungsdruck erwächst, sinnvolle Verwendungsmöglichkeiten für diesen Strom zu finden. Für *Power-to-Heat* stellt dies ein spannendes denkbare Einsatzfeld dar. Allerdings müssen dafür die rechtlichen Rahmenbedingungen so gestaltet werden, dass das Potenzial dieser Technologie als Beitrag zur Energiewende und zur Verwendung von überschüssigem EE-Strom auch wirklich gehoben werden kann. Vor diesem Hintergrund hat Agora Energiewende die vorliegende Studie in Auftrag gegeben.

In Kapitel 2 dieser Studie wird zunächst ein Überblick über die Technologie PtH gegeben. Aufbauend auf einer Definition (Abschnitt 2.1) werden mögliche Anwendungsfälle für PtH betrachtet (Abschnitt 2.2), der Beitrag zur Flexibilisierung der Kraft-Wärme-Kopplung wird beschrieben (Abschnitt 2.3) und die praktischen Erfahrungen mit PtH in Dänemark werden dargestellt (Abschnitt 2.4). Hierbei wird auch die Bedeutung von Wärmespeichern für eine Nutzung von PtH erläutert.

Im Kapitel 3 wird der Status quo des rechtlichen Rahmens für PtH unter Berücksichtigung unterschiedlicher Strombezugskonzepte analysiert.

Im Kapitel 4 werden detaillierte betriebswirtschaftliche Simulationen und Analysen am Beispiel von drei typischen Fernwärmenetzen beschrieben. Diese wurden durchgeführt, um die energiewirtschaftlichen Zusammenhänge bei einer

Nutzung von PtH mit KWK-Eigenerzeugung sowie von PtH mit Fremdstrombezug besser zu verstehen.

Speziell für Schleswig-Holstein wird in Kapitel 5 betrachtet, welches Angebot an Strom, der im Einspeisemanagement abgeregelt wird, aktuell besteht. Zudem wird abgeschätzt, wie sich die Situation in Zukunft in Schleswig-Holstein weiter entwickeln könnte (Zeithorizont bis 2023) und welche Wärmesenken als technisch nutzbare Potenziale für PtH regional zur Verfügung stehen. Exemplarisch werden einige Stadtwerke und typische Industrieunternehmen als Fallbeispiele vorgestellt.

Auf Basis aller volkswirtschaftlichen, betriebswirtschaftlichen und juristischen Analysen werden in Kapitel 6 energiewirtschaftliche und rechtliche Anpassungsvorschläge erarbeitet. Motivation hierfür ist die Aussage im Koalitionsvertrages *„In einem Strommarkt mit einem weiter zunehmenden Anteil von Strom aus Erneuerbaren Energien [...], der sonst abgeregelt werden müsste, für weitere Anwendungen, etwa im Wärmebereich, [zu] nutzen.“* Die Vorschläge wurden so gestaltet, dass keine zusätzlichen Kosten für die Stromkunden entstehen und das volkswirtschaftliche Optimum auch das betriebswirtschaftliche Optimum aus Sicht eines PtH-Anlagenbetreibers bedeutet. Eine wichtige Prämisse bei den Untersuchungen und Handlungsempfehlungen ist, dass eine ausschließliche Nutzung von sonst überschüssigen EE-Strom garantiert wird.

Diese Handlungsempfehlungen basieren auf eigenen Recherchen zu den Energiekosten und dem Rechtsrahmen im Bereich der Fernwärme sowie auf einer Analyse des Rechtsrahmens für PtH im Speziellen. Grundlage für die Bewertung ist zudem die eigene Expertise zum energiewirtschaftlichen Umfeld und die Spiegelung der Erkenntnisse in der Diskussion mit Akteuren und Stakeholdern im Rahmen von Projektworkshops mit PtH-Anlagenbetreibern, Fernwärmenetzbetreibern, Industrievertretern, Netzbetreibern, Verbänden, Ministerien und Regulierern.

2 Power-to-Heat-Technologie und Einsatzfelder

2.1 Beschreibung der Technologie Power-to-Heat

Definition Power-to-Heat

Als *Power-to-Heat* (PtH) wird die Umwandlung von Strom in Wärme verstanden. Für die Definition des Begriffes in dieser Studie ist es jedoch wesentlich, dass es sich dabei um ein bivalentes oder hybrides System einer Heizanlage handelt. Dieses zeichnet sich dadurch aus, dass neben der PtH-Anlage weitere Aggregate vorhanden sind, welche auf einen unabhängigen Energieträger wie beispielsweise Erdgas zurückgreifen können (zum Beispiel in Form einer KWK-Anlage oder eines Heizwerkes). Damit ist gewährleistet, dass die Anlagen die Wärmenachfrage immer flexibel und unabhängig von der Situation am Strommarkt decken können. Es handelt sich bei PtH also um einen zusätzlichen (Überschuss-)Stromverbraucher und nicht um das Lastmanagement eines bestehenden oder neuen Verbrauchers.

Technologien

Als PtH können im Niedertemperaturbereich auf dezentraler Ebene Heizstäbe oder Heizpatronen eingesetzt werden. Im großtechnischen Bereich spricht man von einem Elektrokessel (Heizwiderstand) oder einem Elektrodenheizkessel (EHK – Wasser als Heizleiter). Durch EHK ist eine Erzeugung von Prozessdampf von bis zu 30 bar und 230 Grad Celsius technisch umsetzbar. Durch nachgeschaltete Elektrodurchlauferhitzer kann der Dampf auch auf höhere Temperaturen überhitzt werden und damit prinzipiell die gesamte Bandbreite von Prozessdampfanwendungen bedient werden. Grundsätzlich ist für PtH das Vorhandensein von Wärmespeichern im großtechnischen Bereich nicht zwingend notwendig. Ein Wärmespeicher kann aber die Wirtschaftlichkeit verbessern und insbesondere zum Beispiel bei einem unvorhersehbaren Regelleistungsabruf mehr Flexibilität ermöglichen. Des Weiteren erhöht ein Wärmespeicher das Potenzial in der Fernwärme im Sommer und in der Übergangszeit zum Winter. Die Reaktionszeiten erlauben derzeit eine Teilnahme an den Sekundär- und Minutenreservemärkten. Für die Erbringung von Primärregelung

bestehen derzeit technische Restriktionen beziehungsweise müssten spezielle bauliche Auslegungen vorgenommen werden. Im Niedertemperaturbereich ist eine weitere Technologieoption der Einsatz von wärmenetzgebundenen Großwärmepumpen. Diese werden bereits in Dänemark genutzt (siehe Abschnitt 2.4). Auch diese Technologie kann im Sinne der obigen Definition als PtH bezeichnet werden, wenn sie in ein Wärmeversorgungssystem eingebunden ist, das auf speicherbare Energieträger wie beispielsweise Erdgas zurückgreifen kann. Bei entsprechender Absenkung der Vorlauftemperaturen in den Wärmenetzen lassen sich mit Großwärmepumpen deutliche Effizienzsteigerungen erreichen, welche für die langfristige erfolgreiche Transformation der Energieversorgung notwendig sind.

Kosten

Elektroheizkessel weisen im Bereich der Fernwärme Investitionskosten von 75 bis 150 Euro pro Kilowattstunde auf. Die Kosten sind unter anderem davon abhängig, ob ein Elektroheizkessel in ein bestehendes Gebäude eingebaut werden kann oder ein neues Gebäude errichtet werden muss. Im Industriebereich der Hochtemperatur-Prozesswärme werden höhere Anforderungen an die Anlagentechnik gestellt werden. Hier beträgt die Bandbreite der Investitionskosten 100 bis 200 Euro pro Kilowattstunde. Des Weiteren ist oftmals ein einmaliger Baukostenzuschuss in Höhe von 25 bis 150 Euro pro Kilowattstunde für die Erhöhung der netzseitigen Anschlussleistung notwendig (siehe Abschnitt 3). In Summe ergibt sich eine Kostenbandbreite von 100 bis 300 Euro pro Kilowattstunde im Fernwärmebereich und 125 bis 350 Euro pro Kilowattstunde im Industriebereich (Quelle: [enerstorage 2014] sowie eigene Recherchen zum skandinavischen Markt). Generell sinken die spezifischen Kosten bei größeren Anlagen. Hohe Leistungspreise im Regelleistungsmarkt ermöglichen es aktuell noch, die Investitionen innerhalb von drei bis fünf Jahren abzuschreiben. Im Bereich der dezentralen Anwendungen von Heizstäben stellen die Kosten für Kommunikationstechnologien und Transaktion ein Hemmnis dar und verschlechtern das Kosten-Nutzen-Verhältnis gegenüber zentralen Anwendungen deutlich.

Öffentliche Wärmenetze

Aktuelle PtH-Projekte in Deutschland werden insbesondere im Bereich der Fernwärme umgesetzt. Aufgrund hoher Anschlussleistungen der dort bereits bestehenden Erzeugungsanlagen, der verminderten Netzentgelte in den höheren Spannungsebenen (MS, HS) und der Einbindung in bereits vorhandene Anlagenoptimierungs- und Vermarktungsprozesse sind diese Potenziale wirtschaftlich und administrativ verhältnismäßig leicht umsetzbar. Wärmespeicher sind oft bereits vorhanden oder werden im Zuge der aktuellen Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz-Förderung ausgebaut (siehe Abschnitt 2.3). Hierbei handelt es sich fast ausschließlich um Fernwärmenetze mit KWK-Anlagen. Wärmenetze ohne KWK-Anlagen sind nur in geringer Anzahl vorhanden. Des Weiteren bestehen weitere Wärmesenken im Bereich der ländlichen Wärmenetze von Biogasanlagen (inklusive Mikrogasnetze und Satelliten-Blockheizkraftwerk). Biogasanlagen stellen dabei aus Wärmesicht allerdings eine *Must-run*-Einspeisung dar, da der Gärprozess nicht einfach gestoppt werden kann und das Gas alternativ abgefackelt oder gespeichert werden müsste. Auch bei einer Flexibilisierung der elektrischen Biogastromerzeugung bleibt die Vorrangigkeit der Wärmeauskopplung bestehen. Für PtH reduziert sich eine mögliche Anwendung damit stark auf einen Einsatz in den Wintermonaten und auf die Leistung gegebenenfalls vorhandener Spitzenlastkessel. Daher werden mögliche Potenziale im Bereich dieser Wärmenetze hier nicht weiter berücksichtigt. Im Bereich der neuen Nahwärmenetze ist eine Umsetzung von PtH im Gegensatz zum Einsatz in Fernwärmenetzen schwieriger. Obwohl hier Einsatzmöglichkeiten bestehen, wird auch dieser Anwendungsfall im Sinne einer schnellen und robusten Potenzialerschließung nicht weiter berücksichtigt.

Industrielle Prozesswärme

Im Bereich der Industrieanwendungen werden aktuell bereits die ersten Pilotprojekte umgesetzt. Die Wirtschaftlichkeit und Technik der Anlagen stellt sich anwendungsspezifisch sehr individuell dar (Charakteristik des Wärmelastgangs, Temperaturniveau, rechtlicher Rahmen zu Strombezugskosten und Sonderregelungen). Generell stellt die oftmals kontinuierliche Wärmenachfrage in der Indus-

trie eine gute Voraussetzung für PtH dar. Wärmespeicher können gegebenenfalls eine Restriktion darstellen: Übliche Dampfspeicher sind sehr teuer und in ihrer Kapazität stark beschränkt. Neue Hochtemperatur-Wärmespeicher wie Keramik-, Beton- oder Salz-Grafit-Speicher sind in ersten Pilotprojekten im Einsatz und können gegebenenfalls in Zukunft in Kombination mit PtH wirtschaftliche Synergien bilden. In der Einführungsphase werden in der Praxis jedoch PtH-Projekte ohne Wärmespeicher realisiert.

Bei den Anwendungen, die im Rahmen der Potenzialbeurteilung (siehe Abschnitt 5.1) detaillierter untersucht werden, ist generell zu unterscheiden zwischen:

- Industrieunternehmen, die Prozesswärme mit KWK-Anlagen erzeugen, da bei einer KWK-Eigenstromerzeugung und relativ hohen Strombezugskosten der Anreiz die KWK-Anlage durch PtH zu substituieren, gering ist;
- und Industrieunternehmen, die Prozesswärme ohne KWK-Anlage erzeugen. Im Fall relativ geringer Strombezugskosten (zum Beispiel in der energieintensiven Industrie) und einer reinen Wärmeerzeugung mit Erdgasheizkesseln ist der Anreiz zum Einsatz von PtH hoch. Im Fall relativ hoher Strombezugskosten (zum Beispiel bei kleineren Betrieben) müssten die Steuern und Umlagen für PtH geändert werden, um diesen Anwendungsfall attraktiv zu machen.

Dezentrale Anwendungen

Des Weiteren existieren Anwendungen für kleinere Leistungsklassen. Dazu zählen Heizpatronen in den Wärmespeichern von Mini-KWK-Anlagen. Diese dienen bei monovalenter BHKW-Auslegung ohne Spitzenlast-gaskessel als Back-up-Erzeuger. Ebenso besteht die Möglichkeit, bestehende Heizungspufferspeicher und Trinkwarmwasserspeicher um Heizstäbe zu ergänzen. Damit sind aber hohe Investitionskosten für die registrierende Leistungsmessung (RLM) als alternatives Verfahren zum Standardlastprofil (SPL) verbunden sowie hohe Prozesskosten für Informations- und Kommunikationstechnologie (IKT), Bilanzierung, Abrechnung und Kundenbetreuung. Generell treten zudem hohe Netzentgelte und Strombezugskosten in den niederen Spannungsebenen auf, welche damit auch die Strombezugs-

kosten für PtH erhöhen. Beide Anwendungsfälle werden daher hier nicht weiter berücksichtigt.

Sonderfall – Gasverdichtung und Gasvorwärmung

Die Anlagen zur Verdichtung und Entspannung im Erdgasnetz werden derzeit ausschließlich mittels Erdgas betrieben, könnten aber zukünftig auch bivalent ausgestattet sein. Dabei kann die bivalente Gasvorwärmung (Einsatz von Gas oder PtH zur Erwärmung des Erdgases, welches sich sonst beim Entspannen abkühlt) direkt als PtH-Anwendung aufgefasst werden. Gasverdichter werden derzeit über Gasturbinen mechanisch angetrieben. Eine Alternative stellt der mechanische Antrieb der Verdichter über Elektromotoren dar. Bivalente Gasverdichter substituieren dagegen nur indirekt Erdgas durch den elektrischen Betrieb der Verdichter statt durch Gasturbinen. Da hierbei nicht direkt Wärme erzeugt wird, kann diese Anwendung eher als *Power-for-Gas* bezeichnet werden. Die Wirkung für den Stromsektor ist aber gleichwertig. Diese Potenziale werden aufgrund ihrer Sonderrolle aber hier nicht weiter untersucht.

Des Weiteren bestehen Potenziale im Bereich der Speicherverdichter und Erdgasspeicher-Ausspeisung. Da diese saisonalen Erdgasspeicher nicht in Schleswig-Holstein verortet sind, werden sie im Rahmen der Potenzialuntersuchung nicht weiter berücksichtigt.

Die Potenzialbewertung für die verbleibenden Bereiche (Fernwärme und Industrie) erfolgt in Abschnitt 5.1.

2.2 Einsatzfelder für Power-to-Heat

Einsatzfeld – Regelleistungsmarkt

Aktuell wird in den wenigen bisherigen PtH-Projekten noch auf die günstige Erlössituation des vom Volumen her kleinen Regelleistungsmarktes gesetzt. Der Regelleistungsmarkt ist derzeit für PtH der lukrativste Strommarkt.

Dabei beschränkt sich das Einsatzfeld für PtH ausschließlich auf negative Regelleistung – also auf das Vorhalten der Regelleistung im ausgeschalteten Zustand der PtH-Anlage und das Hochfahren der PtH-Anlagen beim Regelleistungsbefehl. Die Charakteristika der Märkte für Sekundär- und Minutenreserve sind in Tabelle 2-1 zusammengefasst. Im Folgenden sind zudem die historischen Leistungs- und Arbeitspreise für 2012 und 2013 für negative Sekundärregelleistung und Minutenreserve dargestellt. Die Preise im Regelleistungsmarkt werden über ein Auktionsverfahren bestimmt. Die folgenden Auswertungen berücksichtigen nur die in der Auktion bezuschlagten Gebote. Die Höhe der Preise ist ausschlaggebend für die Attraktivität des Regelleistungsmarktes aus Sicht von PtH.

Im Fall der negativen Sekundärregelleistung zeigt sich in Abbildung 2-1, dass die Preise sehr großen Schwankungen unterliegen, sowohl in Bezug auf den mittleren leistungsgewichteten Preis als auch auf die Bandbreite zwischen jeweils niedrigstem und höchstem bezuschlagtem Gebot innerhalb eines Auktionszeitraumes. Insbesondere in der lu-

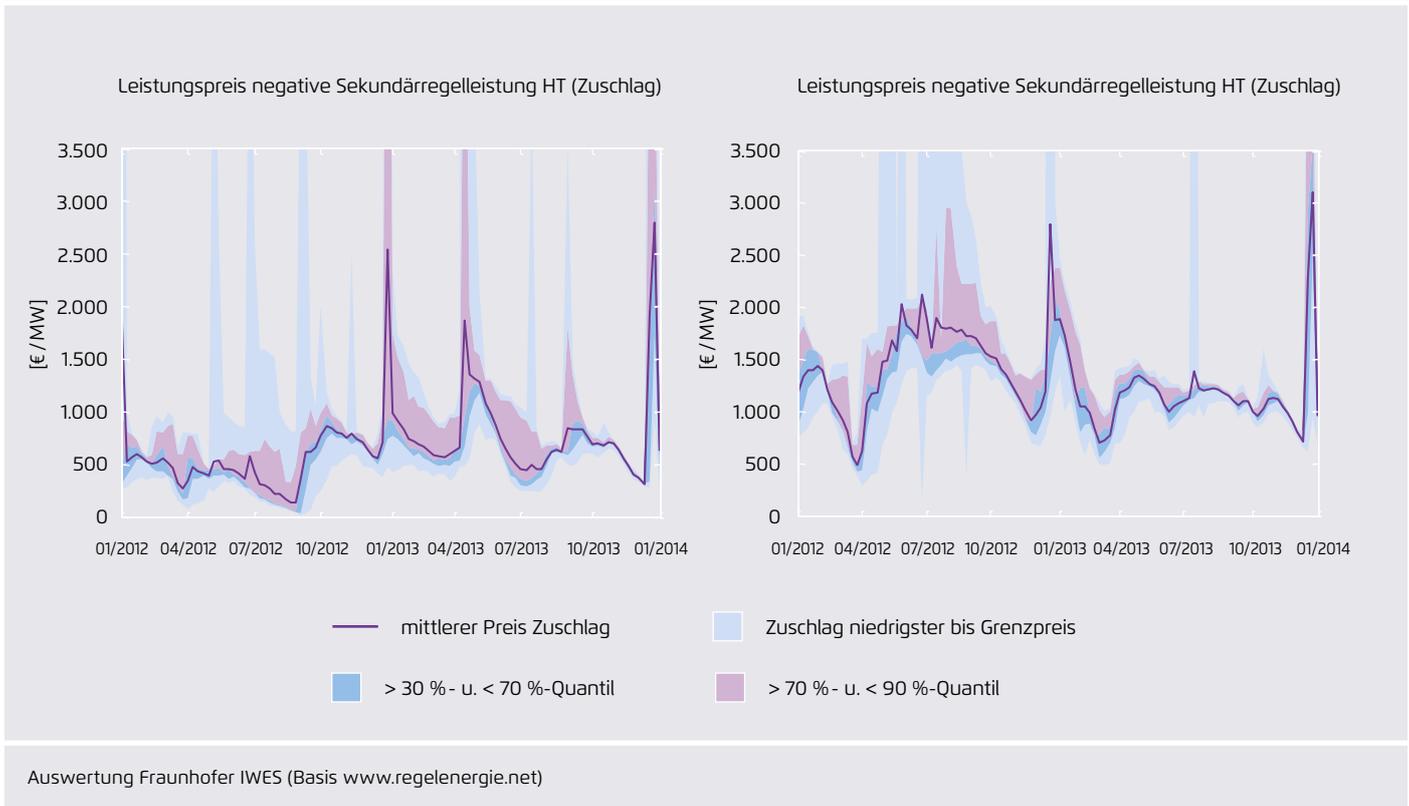
Eckdaten des Regelleistungsmarktes

Tabelle 2-1

	Sekundärregelleistung	Minutenreserve
Bedarf positive RL (2014)	2.042 MW	2.472
Bedarf negative RL (2014)	1.969 MW	2.838
Marktvolumen (2013)	354 Mio. €/a	155 Mio. €/a
Produkte	zwei Zeitscheiben täglich (Hochtarif – HT, Niedertarif – NT)	sechs Zeitscheiben täglich, je vier Stunden
Ausschreibung	wöchentlich	täglich
Mindestgebot	1 MW	5 MW

Leistungspreise für negative Sekundärregelleistung HT/NT (in €/MW je 12-h-Zeitscheibe und Woche), 2012 bis 2013

Abbildung 2-1



krativen Niedertarifzeitscheibe (NT, Werktags 20 bis 8 Uhr und am Wochenende) ist im Jahr 2013 eine Preisabsenkung durch Wettbewerbsdruck zu verzeichnen. Erkennbar ist auch die Attraktivität der Weihnachtswochen zum Jahresende. Insgesamt bietet sich für PtH hier derzeit ein Markt mit hohen Chancen, aber auch hoher Erlösunsicherheit. Im Mittel konnte für PtH im Jahr 2012 für den Leistungspreis ein mittlerer spezifischer Erlös von 1.134 Euro pro Megawatt je Zwölf-Stunden-Zeitscheibe und Woche (NT- beziehungsweise HT-Zeitfenster) sowie im Jahr 2013 von 1.055 Euro pro Megawatt je 1 Zwölf-Stunden-Zeitscheibe und Woche erwirtschaftet werden.

Der Markt für negative Minutenreserve ist weniger attraktiv und weist hinsichtlich des mittleren Leistungspreises deutlich höhere Schwankungen im Vergleich zur Sekundärregelleistung auf, was auf eine unsichere beziehungsweise volatilere Erlösbasis hinweist. Insgesamt ergibt sich dennoch ein erhebliches Erlöspotenzial (Abbildung 2-2).

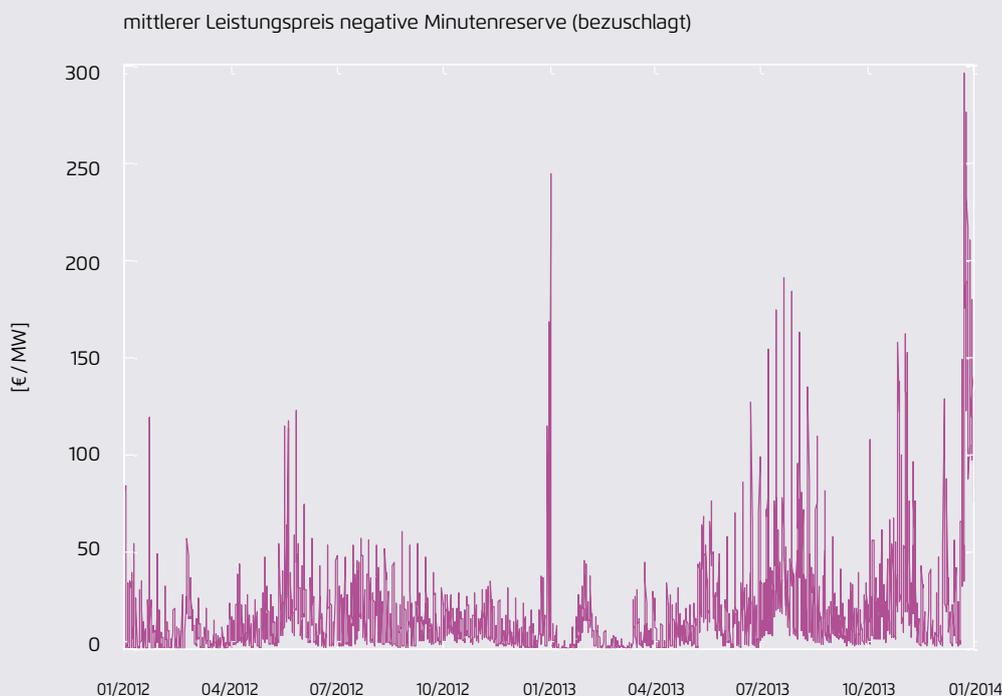
Zudem ist im Jahr 2013 ein Anstieg der Preise festzustellen. Im Mittel konnte für PtH im Jahr 2012 ein mittlerer spezifischer Erlös von 11,8 Euro pro Megawatt je Vier-Stunden-Zeitscheibe und im Jahr 2013 von 23,2 Euro pro Megawatt je Vier-Stunden-Zeitscheibe erwirtschaftet werden.

Grundsätzlich muss bei den Leistungspreisen berücksichtigt werden, dass von den Erlösen in der Praxis circa 30 Prozent an den Regelleistungspool-Betreiber gezahlt werden müssen. Dieser koordiniert den 24-Stunden-7-Tage-Betrieb und sichert die Regelleistung durch redundante Leistungsvorhaltung für den Fall eines technischen Anlagenversagens ab. Zudem sind Hemmnisse bei der Leistungsvorhaltung hinsichtlich der Netzentgeltregulierung in der konkreten Umsetzung zu berücksichtigen (siehe Abschnitt 3).

Einnahmen im Regelleistungsmarkt können auch über den Arbeitspreis erzielt werden. Der in Abbildung 2-3 dargestellte mittlere Preis beim Regelleistungsabruf ist häu-

Leistungspreise für negative Minutenreserve (in €/MW je Vier-Stunden-Produkt), 2012 bis 2013

Abbildung 2-2



Auswertung Fraunhofer IWES (Basis www.regelenergie.net)

fig negativ, da konventionelle Kraftwerke die vermiedenen Brennstoffkosten bei der Angebotsstellung für negative Regelleistung berücksichtigen. Der letzte abgerufene Preis weist hingegen ein höheres Erlöspotenzial auf. Bei einem Gebot von fünf Cent pro Kilowattstunde lag die Abrufhäufigkeit in den Jahren 2012 und 2013 jedoch nur zwischen rund 210 und 280 Stunden pro Jahr. Bei einem Gebot von 20 Cent pro Kilowattstunde wurde noch in 16 bis 59 Stunden pro Jahr abgerufen. Da aus Sicht von PtH auch für den Regelleistungsmarkt die Regelungen zu Steuern und Umlagen zu berücksichtigen sind (siehe Kapitel 3), können derzeit nur Arbeitspreise geboten werden, die mit einer sehr geringen Abrufhäufigkeit verbunden sind.

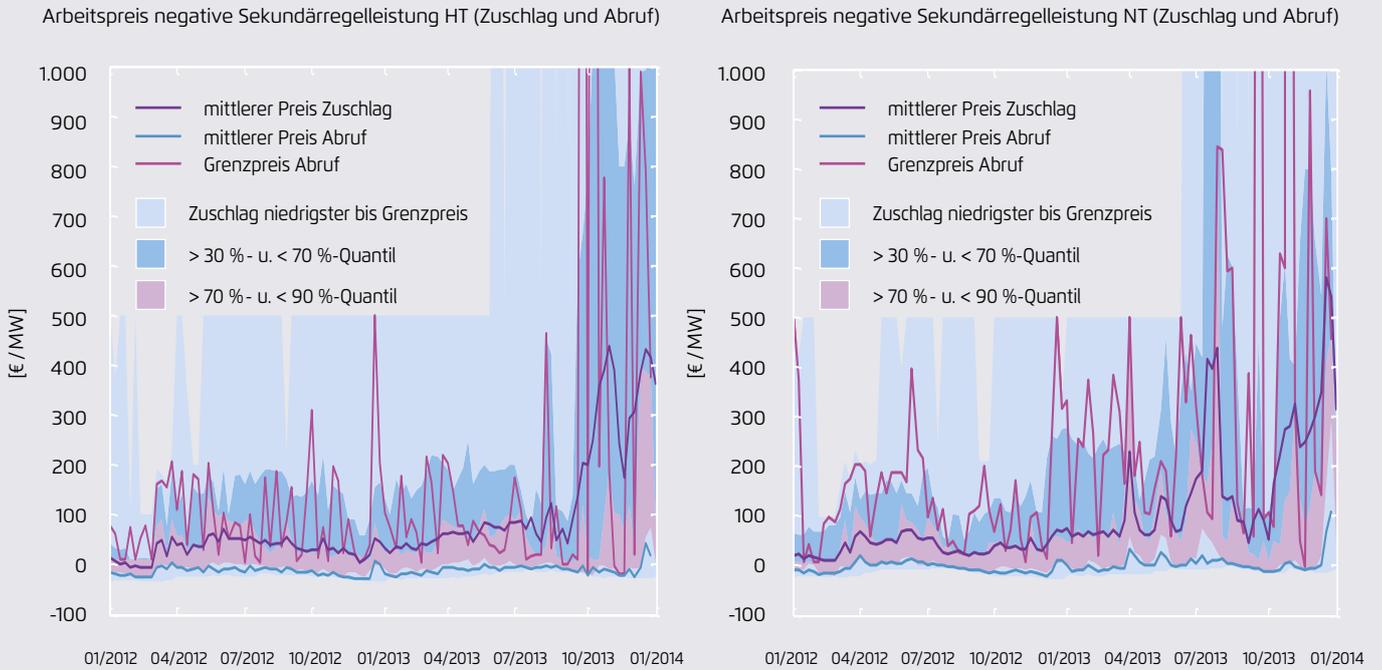
Im Bereich der Minutenreserve ist, wie Abbildung 24 zeigt, die Bandbreite an letzten abgerufenen Preisen ebenso sehr groß. Dennoch liegt sie auf einem niedrigeren Niveau als in der Sekundärregelleistung. Dies liegt daran, dass häufig deutlich weniger Leistung abgerufen als vorgehalten wird,

sodass der höchste abgerufene Preis größtenteils unter dem mittleren in der Ausschreibung bezuschlagten Preis liegt. Wird viel oder die gesamte vorgehaltene Leistung abgerufen, liegt der höchste abgerufene Preis oberhalb des mittleren bezuschlagten Preises. Die Abrufhäufigkeit in Abhängigkeit der Gebotshöhe liegt im Vergleich zur Sekundärregelleistung in einer ähnlichen Größenordnung. Insgesamt stellen mögliche Einnahmen aus den Arbeitspreisen bei den derzeitigen Kosten des Strombezugs für PtH sowohl in der Minutenreserve als auch in der Sekundärregelleistung kein relevantes Erlöspotenzial dar.

Aktuell werden PtH-Projekte daher vor allem über die Leistungspreise refinanziert. Sehr attraktiv ist dabei die negative Sekundärregelleistung. Die organisatorischen und technischen Aufwände sind hier jedoch sehr hoch, sodass es zu einem verzögerten oder schrittweisen Markteintritt kommt (zunächst Minutenreserve und dann Sekundärregelleistung).

Arbeitspreis für negative Sekundärregelleistung HT/NT, 2012 bis 2013

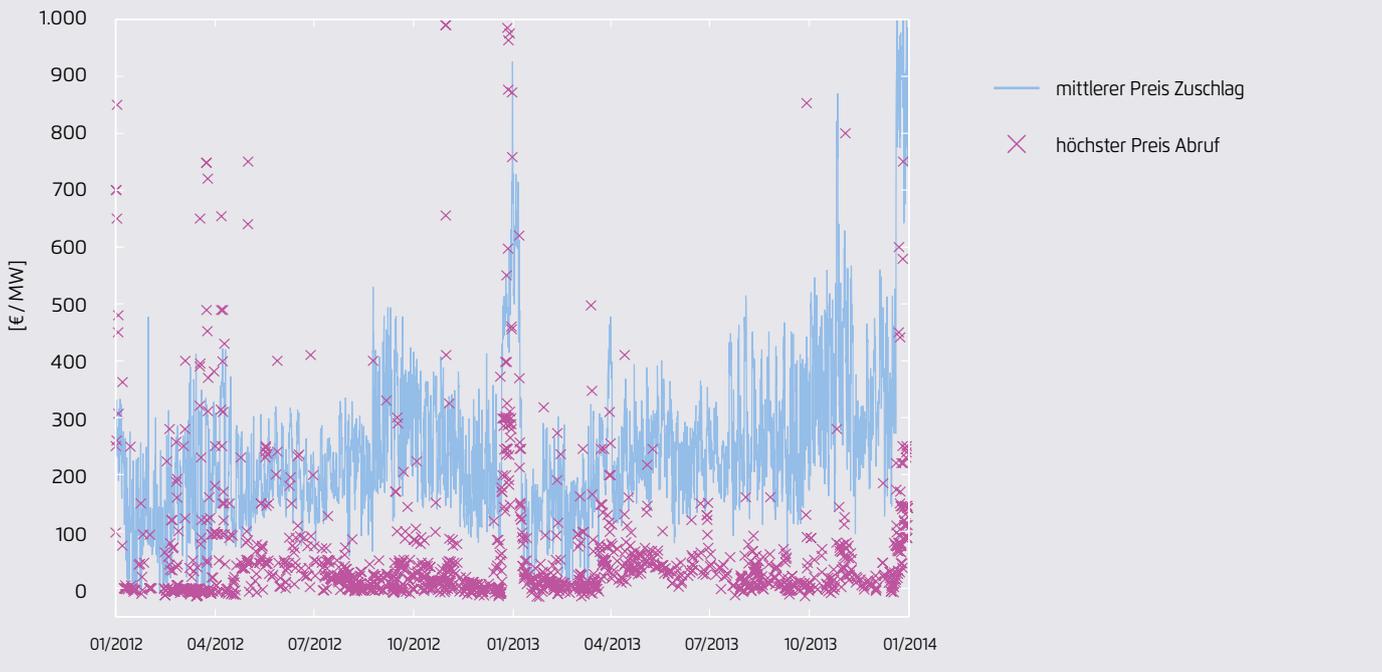
Abbildung 2-3



Auswertung Fraunhofer IWES (Basis www.regelenergie.net)

Arbeitspreis für negative Minutenreserve, 2012 bis 2013

Abbildung 2-4



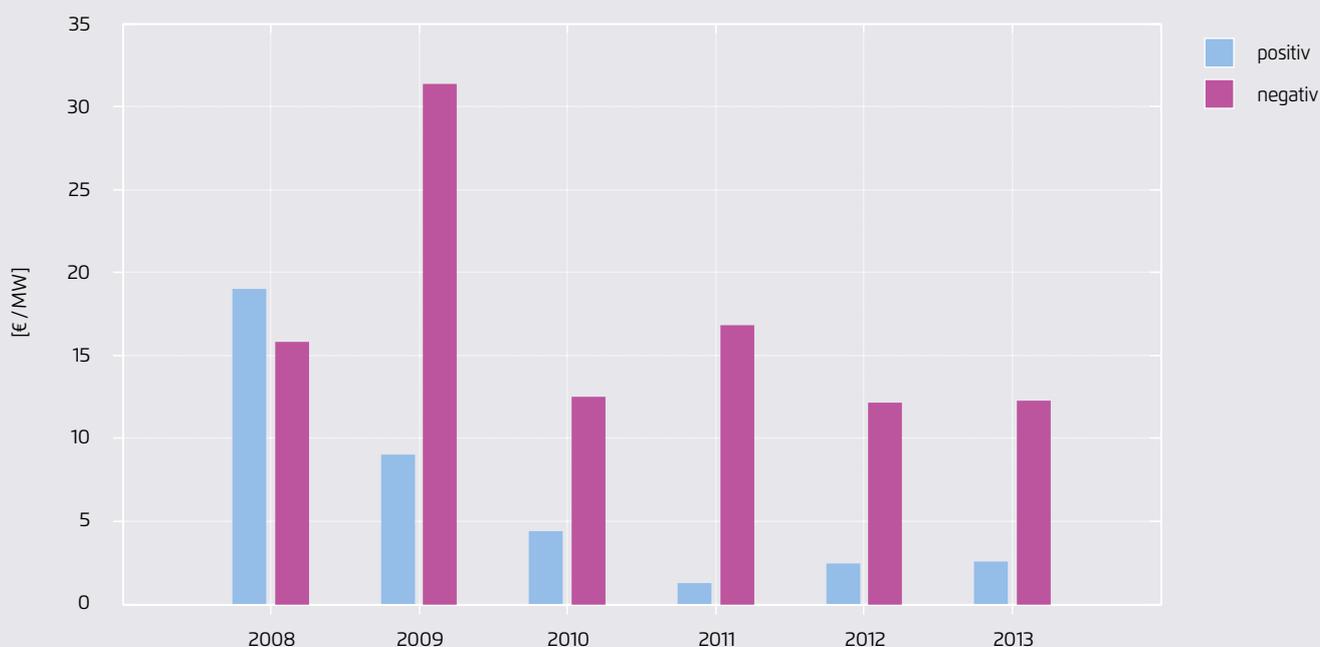
Auswertung Fraunhofer IWES (Basis www.regelenergie.net)

Neben der betriebswirtschaftlichen Relevanz aus Sicht der Anlagenbetreiber weist die Bereitstellung von Regelleistung durch PtH wichtige systemische Effekte auf. So wird in Relation zur bezuschlagten PtH-Leistung eine überproportionale Reduktion (etwa um den Faktor drei bei der Sekundärregelleistung [AG Interaktion 2012]) von konventioneller Must-run-Kapazität im gesamten Strommarkt erreicht. Dies liegt daran, dass konventionelle Kraftwerke ihre Leistung in der Regel nur zum Teil am Regelleistungsmarkt anbieten und die verbleibende Kapazität über den Spotmarkt vermarkten. In Zeiten von hoher Einspeisung durch Erneuerbare Energien ist dies jedoch nicht unbedingt erforderlich. Wird stattdessen PtH eingesetzt, wird die gesamte Leistung der Kraftwerke verdrängt, falls eine alleinige Vermarktung der Kraftwerke am Spotmarkt nicht rentabel ist. Insgesamt ermöglicht der Einsatz von PtH im Regelleistungsmarkt also ein Verdrängen von konventionellen Kraftwerken aus den Stromnetzen und damit eine bessere Integration fluktuierender Erneuerbarer Energien.

Grundsätzlich ist zukünftig ein Preisverfall für negative Regelleistung zu erwarten. Betrachtet man die letzten Jahre, so ist im Jahr 2010 im Bereich der positiven MRL bereits ein Preisverfall durch den Markteintritt von Notstromaggregaten zu verzeichnen gewesen (siehe Abbildung 2-5). Danach reduzierten sich auch die Leistungspreise der anderen Regelleistungsarten. Mittelfristig ist ein weiterer Preisverfall der Leistungspreise durch neue Marktteilnehmer wie PtH oder Windkraft (negative Regelleistung durch Abregelung) zu erwarten, da diese grundsätzlich in der Lage sind, Regelleistung anzubieten [IWES 2014]. Zudem ist der Markt seit der Möglichkeit der Teilnahme von EE über die Direktvermarktung auch für Biomasseanlagen interessant, die den Wettbewerb am Regelenergiemarkt erhöhen. Bei der positiven Regelleistung ist allerdings von einer Stabilisierung der Preise auszugehen. Mittelfristig ist somit eine generelle Marktsättigung zu erwarten, die einen Markteintritt für neue PtH-Anlagen wenig attraktiv macht und geringere Margen für Bestandsanlagen im Markt ermöglicht.

Preisverfall bei der Minutenreserve

Abbildung 2-5



Auswertung Fraunhofer IWES (Basis www.regelenergie.net)

Einsatzfeld – Spotmarkt

Der Einsatz von PtH hängt entscheidend von den Rahmenbedingungen des Strombezugs ab. Im Fall der Verfügbarkeit und zeitgleichen Einspeisung einer KWK-Anlage ergibt sich die Möglichkeit, den selbst erzeugten KWK-Strom zu nutzen. Hierbei ergeben sich jeweils unterschiedliche Rechtslagen, wenn der Strom ohne die Nutzung des öffentlichen Netzes verbraucht wird oder im räumlichen Zusammenhang mit der KWK-Anlage. Alternativ kann ein Fremdstrombezug erfolgen. Die drei möglichen Konstellationen des Strombezugs sind in Abbildung 2-6 dargestellt. Für jede der Bezugsarten ergibt sich eine unterschiedliche Rechtslage bei der Zahlung der Strompreisbestandteile (Entgelte, Umlagen, Abgaben und Steuern, siehe Kapitel 3), die sich auf die Höhe der Kosten des Strombezugs auswirken.

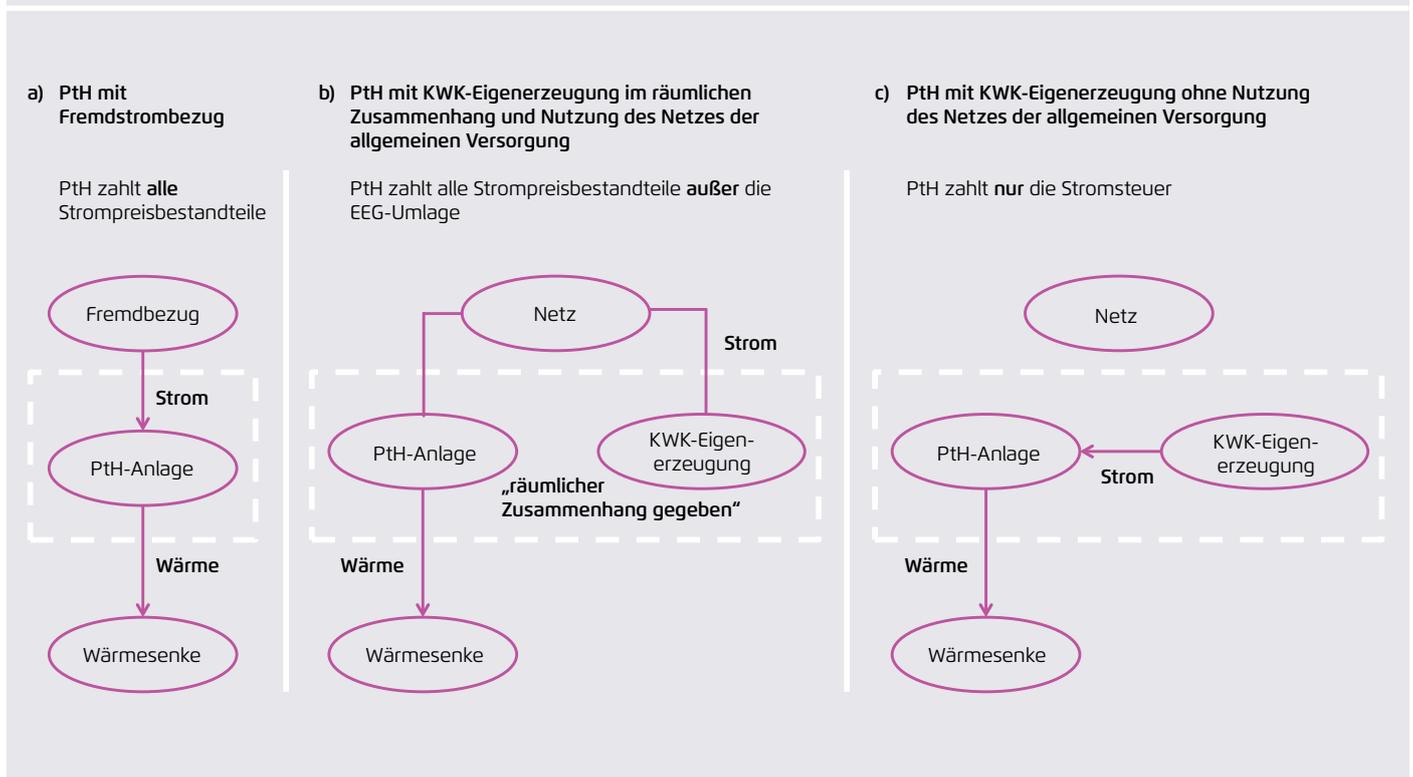
Im Fall des Fremdstrombezugs sind alle Strompreisbestandteile zu zahlen. Wenn die Eigenerzeugung einer KWK-Anlage ohne Nutzung des öffentlichen Netzes verbraucht wird,

fällt dagegen nur die Stromsteuer an. Beim Sonderfall der KWK-Eigenerzeugung im räumlichen Zusammenhang sind alle Strompreisbestandteile außer der EEG-Umlage zu zahlen. Bei einer Nutzung der Eigenerzeugung müssen KWK- und PtH-Besitzer identisch sein (siehe Kapitel 3).

Als **Fremdstrombezug** wird hier der Strombezug für PtH-Anlagen von der Strombörse bezeichnet. Aufgrund der hohen Steuer- und Umlagenlast für den PtH-Strombezug kommen PtH-Anlagen im Fall von Fremdstrombezug nur bei stark negativen Börsenpreisen zum Einsatz. Ersetzt PtH im betrachteten Wärmeversorgungssystem einen Erdgasheizkessel, liegt die Einsatzschwelle unter Berücksichtigung der vermiedenen Wärmegestehungskosten bei Börsenpreisen von etwa minus sieben Cent pro Kilowattstunde. Im Fall ohne Zahlungen von Abgaben könnte die Einsatzschwelle dagegen theoretisch entweder in Höhe der Grenzkosten der KWK-Anlage zwischen minus drei und plus 2,5 Cent pro Kilowattstunde oder in voller Höhe der vermiedenen Wärme-

Mögliche Power-to-Heat-Strombezugskonzepte

Abbildung 2-6



Eigene Darstellung

gestehungskosten des Erdgaskessels zwischen vier und fünf Cent pro Kilowattstunde liegen (siehe Kapitel 4).

Bei der Ausgestaltung sinnvoller Anreize für eine PtH-Nutzung auf Basis des Einsatzfeldes Spotmarkt muss die Höhe aller Strompreisbestandteile entsprechend berücksichtigt werden. Ein sinnvolles Ziel in diesem Zusammenhang ist hier die Verringerung von negativen Preisen zur Vermeidung der Abregelung von EE-Anlagen im Rahmen der Direktvermarktung (siehe Handlungsempfehlung in Abschnitt 6.3).

Derzeit ist das wirtschaftliche Potenzial des Fremdstrombezugs aufgrund der hohen Kosten des Strombezugs sehr gering, da es 2012 und 2013 nur 56 beziehungsweise 64 Stunden im Jahr mit negativen Börsenpreisen gab und diese größtenteils oberhalb der Einsatzschwelle von PtH lagen. Zudem ist die Vorhaltung von Regelleistung deutlich attraktiver, sodass PtH-Anlagen auch nicht kurzfristig in diesen schlecht vorhersehbaren Stunden am Spotmarkt eingesetzt werden. Dennoch kann das Einsatzfeld Spotmarkt bei einer stärkeren Durchdringung mit fluktuierenden Erneuerbaren Energien zukünftig eine relevante zusätzliche Einkommensmöglichkeit sein.

Im Fall der Eigenerzeugung kann es betriebswirtschaftlich sinnvoll sein, zur Vermeidung hoher Strombezugskosten die PtH-Anlage am selben Netzanschlusspunkt wie die KWK-Anlage anzuschließen, um so eine öffentliche Netznutzung zu vermeiden und den zeitgleich erzeugten KWK-Strom bilanziell als Eigenerzeugung anzurechnen. In diesem Fall wirkt für die PtH-Anlage als Preissignal der momentane Börsenpreis zuzüglich Stromsteuer. Bei ausreichender Wärmenachfrage und entsprechenden Preisen kann somit eine teurere KWK-Anlage oder ein Heizwerk substituiert werden. In der Übergangsphase oder im Sommer würde PtH auch hier nur bei deutlich negativen Preisen eingesetzt werden, weil dann in der Regel die Wärme nur durch die KWK-Anlage gedeckt wird. Im Fall der Nutzung von Eigenerzeugung können sich unter derzeitigen Bedingungen und ohne Berücksichtigung einer möglichen Teilnahme am Regelleistungsmarkt Einsatzstunden für PtH in Höhe von 300 bis 800 Stunden pro Jahr ergeben (siehe Kapitel 4).

Wenn aus bautechnischen Gründen die KWK- und die PtH-Anlage nicht am selben Netzanschlusspunkt liegen, vermeidet eine zeitgleiche KWK-Erzeugung in räumlicher Nähe nur die Zahlung der EEG-Umlage für den PtH-Strombezug.

Der zeitgleiche Einsatz von KWK-Anlage und PtH zur Substitution eines Heizkessels ist aus Systemsicht im Hinblick auf den Gesamtwirkungsgrad nachteilig. Grundsätzlich ist dieser Einsatz aus betriebswirtschaftlicher Sicht des Anlagenbetreibers aber nicht grundsätzlich zu vermeiden.³

Einsatzfeld – Netzengpässe

Der kostenbasierte *Redispatch* ermöglicht eine relativ effiziente Bewirtschaftung von Netzengpässen im Übertragungsnetz durch Großkraftwerke und Pumpspeicher. Hierbei handelt es sich um Anlagen, die größer als 50 MW sind und die an das Hochspannungsnetz (110 Kilovolt) angeschlossen sind. Konventionelle Anlagen, die abregelt werden müssen, erhalten ihre entgangenen Gewinne erstattet. Anlagen, welche dazugeschaltet werden müssen, erhalten lediglich ihre Grenzkosten erstattet. Zusätzliche Deckungsbeiträge zu den Erlösen an der Strombörse sind im Rahmen des *Redispatches* prinzipiell nicht zu erwirtschaften.

Wenn heute im Rahmen von Einspeisemanagement (Eins-Man) Windkraftanlagen vom Netzbetreiber in Norddeutschland zum Abregeln angefordert werden, wären stattdessen das Zuschalten von PtH-Anlagen und die Nutzbarmachung des EE-Stroms sinnvoller. Zwar müsste dann weiterhin ein Kraftwerk in Süddeutschland zugeschaltet werden, aber mittels PtH könnte im Wärmebereich der Verbrauch von Erdgas vermieden werden. Ein Hemmnis für diese Effizienzsteigerung stellt dabei die Gleichrangig-

3 Die Wärme wird im Gas- und Dampf-Kraftwerk mit einem Wirkungsgrad von 42 Prozent erzeugt, der Strom mit einem Wirkungsgrad von 46 Prozent. Dieser wird wiederum mit einem Wirkungsgrad von 99 Prozent durch PtH in Wärme umgewandelt. Somit ergibt sich ein Gesamtwirkungsgrad der Wärmebereitstellung von $42 \text{ Prozent} + 46 \text{ Prozent} * 99 \text{ Prozent} = 87,5 \text{ Prozent}$. Bei dem Einsatz von Anlagen mit schlechtem Wirkungsgrad fällt die Effizienz deutlich schlechter aus. Ebenso ist der Brennstofftyp der KWK relevant: Bei der Nutzung von Steinkohle kommen die im Vergleich zum Erdgas um zwei Drittel höheren spezifischen Emissionen zum Tragen.

keit von KWK-Anlagen und fluktuierenden Erneuerbaren Energien im Rahmen des EinsMan dar. Effizienter im Sinne der Reduktion des Gasverbrauches wären die vorrangige Abregelung der KWK und die nachrangige Abregelung von Windkraft und Photovoltaik im Rahmen von EinsMan. Eine Teilnahme von PtH am kostenbasierten *Redispatch* mittels Aggregation von PtH-Anlagen über einen Poolkoordinator zur Bildung von ausreichender Anschlussleistung für die Anforderung durch den Netzbetreiber ist prinzipiell möglich. Hieraus ergibt sich jedoch noch kein monetärer Vorteil für den PtH-Anlagenbetreiber, der zu einer freiwilligen Teilnahme oder überhaupt zu einer Investitionsentscheidung für eine PtH-Anlage führen könnte.

Eine Alternative dazu können regionale Teilmärkte beziehungsweise Versteigerungen von EinsMan-Strom oder ein wettbewerbsbasierter *Redispatch* sein. Hierbei sind Deckungsbeiträge für PtH-Anlagen prinzipiell denkbar. Zu berücksichtigen ist auch, dass ein Einsatz von PtH am Regelleistungsmarkt bei den aktuellen Regelungen eine Teilnahme am *Redispatch* einschränkt, da eine für die Regelleistung vorgehaltene PtH-Leistung nicht mehr zur Bewirtschaftung eines Netzengpasses zur Verfügung steht. In Abschnitt 5.3 und Abschnitt 5.4 ist dargestellt, welches stromseitige netzengpassbedingte Angebotspotenzial PtH heute und im Ausblick bis 2023 haben kann. Entsprechend leiten sich die Handlungsempfehlungen zur Nutzbarmachung von EinsMan-Strom in Abschnitt 6.1 ab. Diese ermöglichen erstmals, das Einsatzfeld Netzengpässe für PtH in Zukunft zu erschließen und die existierenden Potenziale zu heben.

2.3 Power-to-Heat und Flexibilisierung der Kraft-Wärme-Kopplung

Vor allem für Fernwärmenetzbetreiber bieten sich im Rahmen der genannten PtH-Einsatzfelder neue Möglichkeiten. Aktuelle Entwicklungen bei der KWK-Erzeugung und der Flexibilisierung der Wärmeversorgung in der Fernwärme sind daher für die Potenziale und Möglichkeiten einer Nutzung von PtH besonders relevant. Generell schränken unflexibel ausgelegte Anlagen und Kraftwerke, die auf Grundlast betrieben werden (zum Beispiel Müllheizkraftwerke) die Einsatzmöglichkeiten von PtH ein. Auch stellen Wär-

mespeicher oftmals eine Voraussetzung für eine sinnvolle Integration von PtH dar, da die einspeisbare Leistung sonst durch die Saisonalität der Wärmenachfrage sowohl technisch als auch wirtschaftlich stark begrenzt wird. Durch die neuen, aktuellen Förderbedingungen für Wärmespeicher kann sich hier eine Dynamik entwickeln, von der auch PtH profitieren kann.

Im Folgenden wird daher sowohl auf die aktuellen Entwicklungen im Bereich der Wärmespeicher als auch auf die veränderten (zukünftigen) Anforderungen an die Betriebsweise und Auslegung von KWK-Anlagen eingegangen. Randbedingungen in der Fernwärme wie etwa die Entwicklung der Wärmenetze und die Relevanz des Primärenergiefaktors müssen dabei ebenso mitgedacht werden. Auch wenn diese Themen im weiteren Verlauf eine untergeordnete Rolle spielen, werden sie aufgrund der Wechselwirkung mit einem möglichen Einsatz von PtH in Fernwärmenetzen hier thematisiert.

Entwicklungen im Bereich Wärmespeicher

Mit der am 19. Juli 2012 in Kraft getretenen Novellierung des Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetzes (KWKG 2012) steht erstmals eine Regelförderung für Wärmespeicher zur Verfügung. Die Förderung ist gemäß KWKG § 5b an folgende Voraussetzungen geknüpft:

- die Kapazität des Wärmespeicher ist größer als 1 Kubikmeter oder größer als 0,3 Kubikmeter pro Kilowatt installierter KWK-Leistung
- 50 Prozent der eingespeisten Wärme stammt aus KWK
- der Wärmeverlust ist kleiner als 15 Watt pro Quadratmeter Behälteroberfläche
- eine Informations- und Kommunikationstechnik ist vorhanden
- der Wärmespeicher ist ein Neu- oder Ausbau

Die Förderhöhe nach KWKG § 7b beträgt:

- 250 Euro pro Kubikmeter Wasseräquivalent
- bei Anlagen größer als 50 Kubikmeter maximal 30 Prozent der Investition
- maximal fünf Millionen Euro pro Projekt

Da ein Förderantrag erst zu stellen ist, wenn die Anlage betriebsfertig ist, fehlt aktuell noch der Überblick, in welchem Umfang von der Förderung Gebrauch gemacht wird. Aus Gesprächen mit dem Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e. V. (AGFW) und einzelnen Fernwärmebetreibern kann der Eindruck gewonnen werden, dass das Programm auf eine gute Resonanz trifft. Es befinden sich offenbar viele Wärmespeicher in Vorbereitung, im Bau und in Betrieb. Darunter gibt es etliche Fälle, in denen es zu sehr großen Speichern kommen wird. Offenbar ist das Fördermaß von vornherein den Ansprüchen gut angepasst.

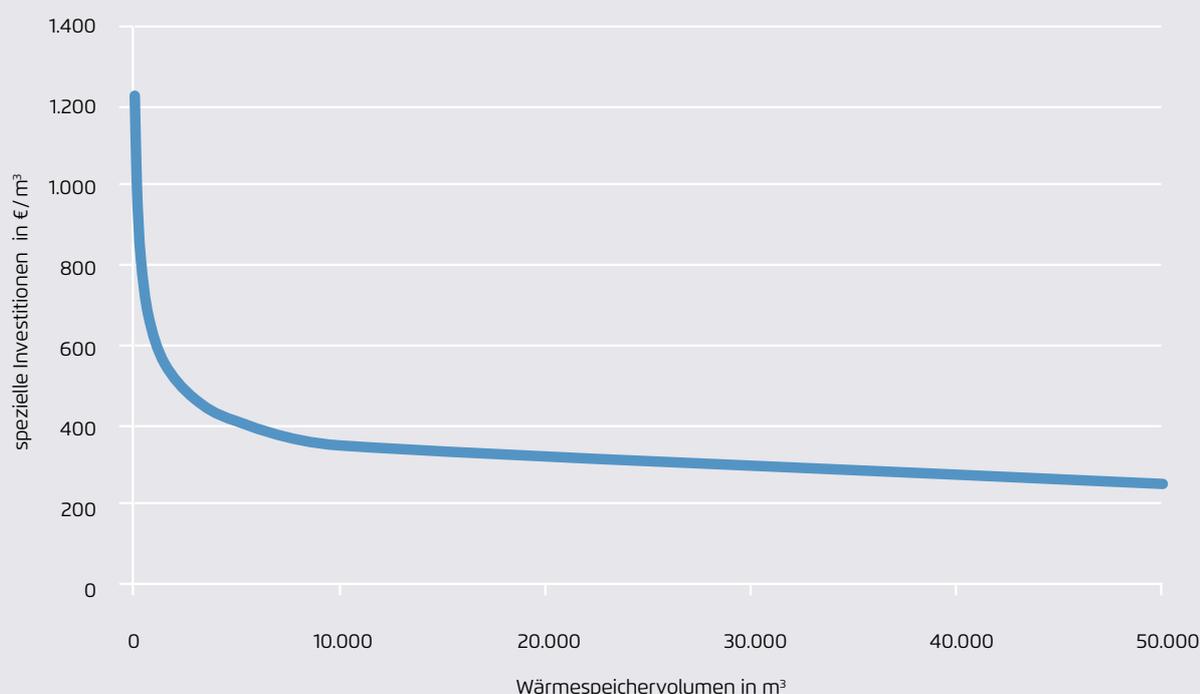
Die spezifischen Investitionskosten hängen vom Speichervolumen und vom Speicherprinzip ab (siehe Abbildung 2-7). Dabei entstehen überwiegend drucklose Speicher, deren Wassertemperatur maximal etwas unter 100 Grad Celsius liegt. Druckspeicher erlauben es, das Heißwasser im Bereich üblicher Fernwärmeverlauftemperaturen großer Wärmenetze zu betreiben. Bei drucklosen Speichern treten

mit zunehmendem Volumen erhebliche Kostendegressionen der volumenspezifischen Investitionen auf, da sie aus einem einzigen Behälter bestehend zunehmend günstigere Oberflächen-zu-Volumen-Verhältnisse aufweisen. Bei Druckspeichern handelt es sich dagegen um viele in Serie geschaltete straßentransportfähige Behälter. Der Kostendegressionseffekt der drucklosen Speicher scheint mit ein Grund zu sein, dass die Speicher in der Regel großzügig ausgelegt werden, das heißt die Erzeugung aus vielen KWK-Betriebsstunden aufnehmen können. Eine Reichweite von zwölf Stunden könnte als üblicher Fall erachtet werden, bei kleinen Netzen eher weniger, bei großen Netzen durchaus auch mehr (Letzteres auch aufgrund des abgesenkten Niveaus der volumenspezifischen Kosten).

Auf die KWK-Anlage bezogen bewirkt der Wärmespeicher eine Zunahme der gekoppelten Betriebsweise (jährlicher Vollbenutzungsstunden), denn ohne Speicher würde die KWK in etlichen Stunden des Jahres, in denen Strom- und

Spezifische Investitionskosten für große Heißwasserspeicher

Abbildung 2-7



Eigene Erhebungen des IFAM (2013)

Wärmebedarf nicht zeitgleich vorhanden sind, zusätzlich außer Betrieb bleiben. Die damit erreichte Streckung des KWK-Betriebs ermöglicht, dass ihre fixen Jahreskosten auf mehr Betriebsstunden umgelegt werden können, sodass sich deren Erzeugungskosten insgesamt vermindern. Diese Zunahme an Auslastung lässt sich am Beispiel eines Ein-Megawatt-BHKW veranschaulichen, das entsprechend einer zukünftigen (durch eine hohe Netzeinspeisung fluktuierender Erneuerbarer Energien gekennzeichneten) Residuallast betrieben wird und wärmeseitig das Wärmenetz eines großen Wohngebiets zu versorgen hat (siehe Abbildung 2-8).

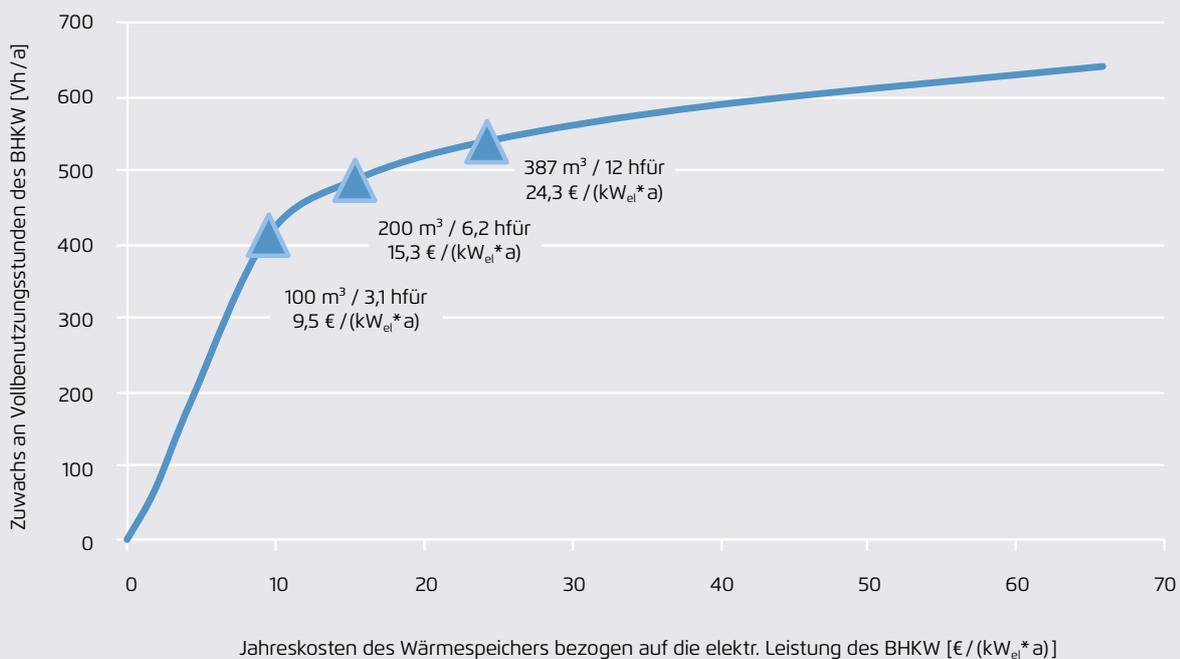
Aus Abbildung 2-8 lässt sich entnehmen, dass der Zuwachs an gewonnenen Vollbenutzungsstunden der KWK-Anlage mit zunehmendem Speichervolumen und damit zunehmenden Speicherkosten überproportional sinkt. In dem gezeigten Beispiel bietet eine Größe von etwa 200 Kubikmetern beziehungsweise sechs Stunden ein gutes Kosten-Nutzen-Verhältnis.

Folgende Motive sind heute für eine Speicherinvestition ausschlaggebend:

- Überbrückung von Wochenenden, die durch abgesenkte Stromvergütungen gekennzeichnet sind, insbesondere auch von Wochenenden im Sommer
- Überbrückung des durch die Photovoltaikeinspeisung verursachten Mittagstals – Vermeidung der zweifachen Anfahrkosten (morgens und nachmittags) durch Verlagerung bereits erzeugter Wärme in die Nacht
- Strom- und Wärmebereitstellung ein wenig zu entkoppeln, um am Regenergiemarkt teilnehmen zu können
- den Spitzenkesselseinsatz zu vermindern
- die Einbindung von industrieller Abwärme sowie – eher als Blick in die Zukunft – von auf Erneuerbaren Energien basierenden Wärmeerzeugern (zum Beispiel Solarthermie) zu erleichtern
- die Gelegenheit des aktuellen Förderprogramms auszunutzen

Kosteneffizienz des Wärmespeichers in Abhängigkeit der Vollbenutzungsstunden des BHKW

Abbildung 2-8



Eigene Ermittlung des IFAM

Einflüsse auf die Auslegung und Betriebsweise der KWK-Anlagen

Die KWK-Einspeisung ist aufgrund der Wettbewerbssituation an der Strombörse und der teilweise hohen eigenen KWK-Grenzkosten stark unter wirtschaftlichem Druck. Dies ergibt sich in Anbetracht der niedrigen CO₂-Zertifikatspreise durch die Braunkohleverstromung mit sehr niedrigen Grenzkosten und durch das angesprochene von der Photovoltaikeinspeisung verursachte Mittagstal. Zukünftig wird mit zunehmendem Ausbau der EE-Einspeisung dieser wirtschaftliche Druck noch zunehmen, da immer mehr Überschusssituationen oder wie im Beispiel Schleswig-Holstein zusätzlich Netzengpasssituationen auftreten. Mögliche und notwendige Flexibilisierungsstrategien für die KWK bestehen:

- in einer höheren Auslegung der KWK-Wärmeleistung im Verhältnis zur Wärmehöchstlast in Kombination mit einem Wärmespeicher, um weiterhin hohe Deckungsanteile an der Fernwärmeerzeugung zu gewährleisten
- in einer Installation einer PtH-Anlage, um in den Fällen, wo die Flexibilisierung aus Anlagenleistung und Wärmespeicher nicht ausreicht, den Einsatz eines Gasspitzenlastkessels zu vermeiden oder um EE-Strom, der sonst abgeregelt werden müsste, aufzunehmen
- in der Erweiterung einer PtH-Anlage um eine elektrische Großwärmepumpe bei gleichzeitiger Absenkung der Vorlauftemperaturen, um eine langfristig nachhaltige Effizienz der Fernwärmeversorgung zu ermöglichen

Als sekundärer Nutzen der Wärmespeicher ist also zu erwarten, dass die KWK-Anlagen bei existierendem Speicher höher ausgelegt und dadurch auch effizienter werden. Denn sowohl die energetische Effizienz als auch die Kosteneffizienz verbessern sich mit zunehmender Anlagenleistung (Bezug: gleiche Jahreswärmeerzeugung). Als gegenläufiger Effekt vermindert sich bei hoher Auslegung die jährliche Auslastung und die fixen Jahreskosten müssen auf weniger Betriebsstunden verteilt werden.

Eine hohe Auslegung bringt aber auch den Vorteil ein, dass die Anlage noch gezielter eingesetzt werden kann und gegenüber einer niedrigeren Auslegung ein höheres Maß an

Wärmebedarfsdeckung erreicht. Sie kann damit gezielt höher vergüteten Strom erzeugen. In Anbetracht des sinkenden *Baseload*-Preises der Leipziger Strombörse, der bei Anlagen bis zu zwei Megawatt_{el} (gemäß KWKG) als garantierter Erlössockel (üblicher Preis) herangezogen werden kann, ist davon auszugehen, dass eine Erlösoptimierung durch geschickte Einsatzplanung der KWK-Anlage eine immer größere Rolle spielen wird.

Indes wird die Errichtung von Neuanlagen, wenn nicht dringender Ersatz eine Rolle spielt, in vielen Fällen aufgrund der gegenwärtig desolaten Stromvergütungssituation zurückgestellt. Das Vertrauen in die erweiterten Vermarktungsmöglichkeiten scheint noch zu gering zu sein. Lediglich in Fällen, in denen eine hohe Verdrängung von teurem Strombezug (Eigenstrom mittels Industrie-KWK und Mini-BHKW) möglich ist, herrscht ein gutes Investitionsklima. Dies wird auch durch die verbesserte Fördersituation seit der KWKG-Novellierung bewirkt.

Der Regelenenergiemarkt in Deutschland ist – ebenso wie für PtH – ein weiterer Nischenmarkt, in denen die KWK-Anlagen-Flexibilität erlössteigernd ausgenutzt werden kann (Beschreibung des Marktes siehe Abschnitt 2.2). Ebenso dürfte auch die Nachrüstung von bestehenden KWK-Anlagen zwecks Steigerung der Betriebselastizität noch eine Ausnahme darstellen. Bei Anlagen bis zu zwei Megawatt_{el} ist bislang noch eine rein wärmegeführte Fahrweise vorherrschend.

Es kann davon ausgegangen werden, dass vielen Betreibern von Wärmenetzen, insbesondere der großen, das anstehende Erfordernis der Flexibilisierung ihrer KWK-Anlagen bewusst ist, aber dass zur eigentlichen Umsetzung noch auf verbesserte Marktbedingungen gewartet wird.

Wärmenetzausbau und Bedeutung des Primärenergiefaktors

Die seit 2012 geltende verbesserte Förderung des Ausbaus von Wärmenetzen durch das KWKG wird inzwischen von einigen Fernwärmeversorgern reichlich ausgenutzt. Allerdings gibt es viele Versorger, bei denen ungünstige Erlöserwartungen der KWK in dieser Hinsicht lähmend wir-

ken. Zum Teil wird dieses Problem überwunden, indem der KWK-Anlagenbetrieb auf Biomethan abgestellt und damit zu einer gesicherten Stromvergütung nach dem EEG überführt wird. Neue Kunden werden oft auch aufgrund eines günstigen Primärenergiefaktors der Fernwärme gewonnen. Der Primärenergiefaktor ist nur bei Neubauten (Wohngebäude und Nichtwohngebäude) interessant. Mit effizienten gasbetriebenen KWK-Anlagen und Wärmespeichern lässt sich ein Primärenergiefaktor von 0,1 erreichen. Dies wird insbesondere durch eine hohe elektrische Effizienz erreicht, die zu einer hohen KWK-Strommenge führt und damit in hohem Maße herkömmliche Stromerzeugung verdrängt. Große Wärmespeicherkapazitäten in Verbindung mit einer hohen Auslegung der KWK-Anlagenleistung ersetzen zudem in hohem Maße Erzeugung aus Spitzenlastkesseln. Aufgrund des aktuell geringen Einsatzes von PtH in der Fernwärme besteht kaum Einfluss auf den Primärenergiefaktor des Fernwärmenetzes. Dies könnte sich allerdings mit zunehmendem Einsatz von PtH-Anlagen ändern.

2.4 Erfahrungen mit Power-to-Heat in Dänemark

Erfahrungen aus Dänemark mit Elektroheizkesseln in Fernwärmenetzen und der Installation von Wärmespeichern

Das dänische Energieversorgungssystem weist gegenüber dem deutschen einige Besonderheiten auf. Der Windkraftanteil an der Stromerzeugung liegt bereits bei 30 Prozent [DWIA 2013], während er für Deutschland circa acht Prozent beträgt. Dänemark ist in den skandinavischen Nordpool-Strommarkt einbezogen. Dieser ist durch hohe Wasserkraftanteile Norwegens und Schwedens gekennzeichnet. In entsprechendem Maße werden die Strompreise erheblich durch skandinavische Großwetterlagen, die trockene oder niederschlagsreiche Jahre beinhalten können, geprägt. Trotz einer überwiegend ländlichen Struktur sind über 60 Prozent der Gebäude an Fernwärmesysteme angeschlossen. Ein hoher Anteil der Fernwärmenetze ist bereits mit großen Wärmespeichern ausgestattet [Nast et al. 2010]. Der hohe Windkraftanteil bewirkt, dass häufig Stromüberschussituationen auftreten. In entsprechendem Maße sind bereits Elektroheizkessel in Fernwärmesysteme integriert, die

sporadisch auftretende Überschüsse zu Wärmebeiträgen umwandeln. Außerdem werden die in den meisten Fernwärmesystemen enthaltenen KWK-Anlagen bei hohen Windstromeinspeisungen ausgeschaltet. Daneben werden nachfrageseitige Maßnahmen ergriffen und es kommt in den Überschusszeiten zu vermehrtem Stromexport.

Rund 70 Prozent des Stromverbrauchs der nordischen Länder werden über den Handelsplatz Nordpool abgedeckt. Der Rest unterliegt bilateralem Handel [Energinet 2013]. Den größten Teil des Börsenhandels macht der Handel im *Day-ahead*-„Elsbot“ aus [Nordpool 2013]:

- Gebote sind bis 12 Uhr am Vortag jeweils für eine Stunde oder für Stundenblöcke am Folgetag möglich
- Um 12:30 Uhr erfolgt regulär der Zuschlag (Clearing). 12:45 stellt den spätestmöglichen Zeitpunkt dar.
- Die Preise lagen im Jahr 2012 in der Regel zwischen 1,5 und 4,5 Cent pro Kilowattstunde (15 und 45 Euro pro Megawattstunde), wobei wie genannt die jeweiligen Bedingungen der Wasserkraftwerke, aber auch die momentane dänische Windkraftenerzeugung mit hohem Gewicht eingehen.

Verglichen mit dem *Day-ahead*-Markt werden im Intraday-Handel „Elbas“ nur kleine Fehlmengen ergänzt.

- Gebote sind jeweils bis eine Stunde vor Lieferung möglich.
- Ein Clearing erfolgt unmittelbar, wenn das Angebot auf eine Nachfrage trifft.
- Die Preise pendelten 2012 zwischen 2 und 5,5 Cent pro Kilowattstunde (20 und 55 Euro pro Megawattstunde).

Die Niedrigpreisphasen an der Börse stellen zugleich die geeigneten Betriebsbedingungen der Elektroheizkessel dar. Die Börse dient damit auch bereits als zentraler Umschlagspunkt für Strom aus Erneuerbaren Energien. Der Markt gibt damit Preisanreize, anhand derer flexible Verbraucher (wie zum Beispiel Elektroheizkessel) dazu beitragen können, sowohl saisonale als auch untertägige Schwankungen auszugleichen. Negative Preise traten in Dänemark im Jahr 2011 noch in gut 100, inzwischen nur noch in 30 bis 40 Stunden auf (siehe Abbildung 2-9).

Daneben gibt es einen Regelenenergiemarkt, der zwar mit etwa sechs Prozent des Gesamthandels relativ klein ist, dafür aber oft interessante Erlösmöglichkeiten bietet. Gebote müssen hierbei mindestens zehn Megawatt umfassen, wobei aber gepoolte Kapazitäten zulässig sind. Maximal dürfen die Gebote 25 Megawatt umfassen. Es besteht die Möglichkeit, sich an Kapazitätsauktionen zu beteiligen und Angebote für Energiemengen abzugeben. Aggregatoren und Softwaretools (NAES, EMD) übernehmen die Einsatzplanung und Vermarktung von KWK-Strom für die Anlagenbetreiber.

Der Regelenenergiemarkt stellt damit eine zusätzliche Einnahmequelle für die Anlagenbetreiber dar. Entsprechende Dienstleistungsangebote und flexible Zugangsbedingungen ermöglichen es den Anlagenbetreibern, einen im Vergleich zum Spotmarkt geringen Anteil der Anlagenkapazität alternativ zu vermarkten. Die Preisanreize sind aber aktuell deutlich geringer als in Deutschland, da sich die Preise

für Regelenenergie und am Spotmarkt kaum unterscheiden. Dies mag in Bezug auf negative Regelenenergie zum Teil auch darauf zurückzuführen sein, dass der Markt durch eine stärkere Verbreitung von PtH-Anlagen bereits weitgehend gesättigt ist. Ein Vorteil ist, dass Betreiber noch im Regelenenergiemarkt zum Zuge kommen können, wenn sie auf dem Spotmarkt keinen Zuschlag erhalten haben.

Die Entwicklung der vergangenen Jahre im Bereich der Fernwärme lässt sich am besten anhand eines typischen Beispiels veranschaulichen: Hierfür eignet sich die nordjütländische Stadt Skagen (8.200 Einwohner). Das dortige Fernwärmesystem weist

- drei Motor-BHKWs,
- einen großen Wärmespeicher,
- einen Gas-Spitzenlastkessel und
- einen Elektroheizer auf.



dargestellt, wird in solchen Systemen der Großteil der Wärmeversorgung durch die Solaranlage und das BHKW bereitgestellt. Der Elektroheizer kommt nur selten zum Einsatz, etwa wenn die Preise entsprechend niedrig sind oder wenn gerade keine anderen Wärmeerzeuger verfügbar sind.

Steuern und Abgaben für Heizstrom

Wie der Tabelle 22 zu entnehmen ist, sind für PtH in Dänemark ebenso wie in Deutschland (siehe Kapitel 3) zusätzlich zum Bezugspreis weitere Steuern und Abgaben auf den Strom zu zahlen. Aus diesem Grund wird PtH in erster Linie im Rahmen des Regelleistungsmarktes eingesetzt (bei geringen Abrufmengen insgesamt weniger Abgaben) und nur selten über den Spotmarkt, da die Wärmegestehungskosten aufgrund der weiteren Strompreiskomponenten zu hoch wären.

Im Jahr 2004 hat sich die Situation für PtH und Wärmepumpen in Dänemark etwas verbessert, da die Stromsteuer für diese auf umgerechnet 2,84 Cent pro Kilowattstunde gesenkt wurde. Im Gegensatz zur Wärmeerzeugung werden Brennstoffe zur Stromproduktion in Dänemark nicht besteuert. Stattdessen fällt eine Stromsteuer für den erzeugten Strom an. Für erneuerbare Brennstoffe sind allgemein keine Brennstoffsteuern zu entrichten. Durch eine neue Steuer zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit für den Ein-

satz sowohl fossiler als auch erneuerbarer Brennstoffe zu Heizungszwecken steigt der Steueranteil an den Wärmekosten weiter an.

Aufgrund dieses im EU-Vergleich hohen Anteils an Steuern und anderen Abgaben wird die Attraktivität der Verwendung von überschüssigem Strom im Wärmesektor in Dänemark eingeschränkt. Da in den letzten Jahren Ausnahmen für Elektroheizer, wie etwa die Befreiung von der dänischen Umlage für Erneuerbare Energien und die oben genannte Verringerung der Stromsteuer, geschaffen wurden, hat sich die Wettbewerbssituation für PtH jedoch etwas verbessert.

Wärmemarkt und installierte PtH-Kapazität

Der Fernwärmemarkt ist in Dänemark preisreguliert. Bei den Fernwärmeversorgern handelt es sich oft um Verbraucherkooperativen, die Endkunden versorgen sich also in Form von Genossenschaften selbst mit leitungsgebundener Wärme.

Die Nutzung von Fernwärme wird indirekt gefördert, da gas- oder ölbasierte Individualheizungen in Neubauten seit 2013 verboten sind. Ab 2016 gilt dies auch für den Ersatz bestehender Anlagen. Der Einsatz elektrischer Individualheizungen ist nicht erlaubt, sofern es sich nicht um Bestandsanlagen handelt. In Wärmenetze eingebundene

Historischer Vergleich von Steuern und Abgaben auf Heizstrom in Dänemark und Deutschland

Tabelle 2-2

Komponente	Deutschland	Dänemark	Quelle
Übertragungsnetzentgelt	~2,2 ct/kWh*	0,38 ct/kWh	Energinet 2013, StromNEV
Verteilnetzentgelt		~1,34 ct/kWh	Dansk Energi 2013
Systemabgabe		0,55 ct/kWh	Energinet 2013
Konzessionsabgabe	0,11 ct/kWh	-	KAV
EEG-Umlage	5,277 ct/kWh	-	Dansk Fjernvarme 2013, eeg-kwk.net 2013
KWK-Umlage	0,06 ct/kWh		
Offshore-Umlage	0,25 ct/kWh		
§-19-Umlage	0,05 ct/kWh		
Energiesparabgabe	-	0,63 ct/kWh	NordEnergi 2012
Stromsteuer	2,05 ct/kWh	2,84 ct/kWh	Dansk Fjernvarme 2013, StromStG
gesamt	10,0 ct/kWh	5,74 ct/kWh	

Eigene Zusammenstellung (Umrechnung: 1 Øre = 0,134138608 Cent), Stand 2013

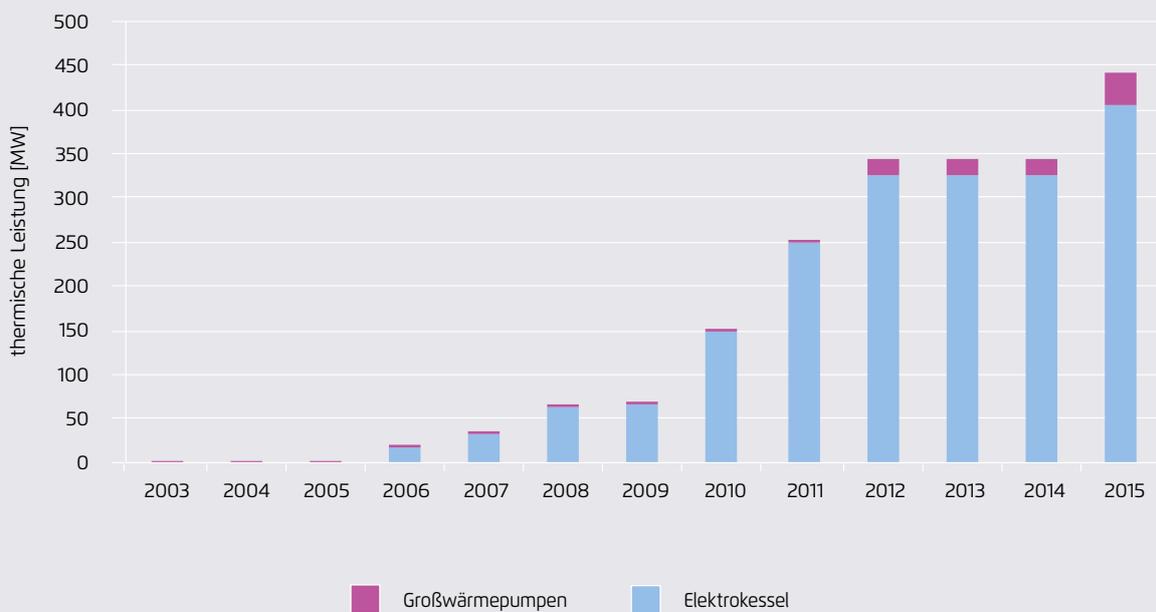
Anlagen und Wärmepumpen sind von diesem Verbot nicht betroffen.

Abgesehen von innovativen Demonstrationsvorhaben erfolgt in Dänemark keine direkte Förderung für Elektrokessel oder Wärmespeicher. Elektrokessel können jedoch bei Kosten von 100 Euro pro Kilowatt und weniger bereits bei einer Volllaststundenzahl von 800 Stunden pro Jahr rentabel betrieben werden. Die Wirtschaftlichkeit wird allerdings durch Steuern und Abgaben beeinträchtigt und auch mit dem zunehmend geglätteten Börsenpreisprofil verschlechtern sich die Bedingungen. Wärmespeicher sind mittlerweile durch die günstigen Bedingungen für KWK-Strom (und inzwischen auch für Elektrokessel) auch ohne Förderung rentabel. Der Einsatz von Elektroheizern und Speichern wurde in Dänemark also nicht durch eine spezifische Förderung, sondern lediglich durch geeignete Rahmenbedingungen vorangebracht.

Wie Abbildung 2-11 zeigt, beträgt die in Dänemark für 2015 erwartete PtH-Leistung rund 400 Megawatt mit 44 Anlagen. Bis heute konnten bereits Elektrokessel mit einer Gesamtleistung von über 300 Megawatt installiert werden. Im Bereich Großwärmepumpen bestehen 21 Anlagen mit einer thermischen Leistung von rund 30 Megawatt und einer elektrischen Leistung von rund 10 Megawatt. Für eine bessere Vergleichbarkeit zwischen Großwärmepumpen und Elektrokessel ist die Entwicklung der PtH-Leistung in Abbildung 211 auf Basis der thermischen Leistung dargestellt. Im Vergleich zu der Zahl von circa 300 Fernwärmebetreibern erscheint die momentan installierte Anzahl an Anlagen jedoch als gering. Aufgrund der relativen Marktsättigung (siehe Strompreisentwicklung und auch Entwicklung am Regelleistungsmarkt) ist nicht zu erwarten, dass der Großteil der Wärmenetze mittelfristig mit PtH-Anlagen erweitert wird. Eine Übersicht über die installierten Einzelanlagen ist dem Anhang zu entnehmen.

Installierte PtH-Leistung in Dänemark

Abbildung 2-11



Eigene Darstellung des Fraunhofer IFAM (Basis <http://smartvarme.dk>)

Übertragbarkeit und Vergleich mit Deutschland

Dänemark ist Deutschland bei der Nutzung flexibler Wärmeverorgungssysteme bereits einige Schritte voraus. Aufgrund des hohen Anteils der Windstromerzeugung von 30 Prozent werden insbesondere im Bereich der Fernwärme vermehrt Flexibilitätskomponenten wie große Wärmespeicher, PtH und großtechnische Wärmepumpen eingesetzt. Die KWK-Erzeugung kann dadurch flexibler und effizienter genutzt werden. Für Deutschland werden diese Technologien vor dem Hintergrund der zunehmenden Einspeisung aus fluktuierenden EE ebenfalls an Bedeutung gewinnen. Daher erscheint die Entwicklung in Dänemark grundsätzlich als erstrebenswert. Aufgrund der im Vergleich zur Größe des Strommarktes geringeren Austauschkapazität mit den Nachbarländern besteht in Deutschland zukünftig sogar ein noch höherer Bedarf an Flexibilität als in Dänemark.

Die installierte PtH-Leistung in Dänemark beträgt rund 300 Megawatt, in Deutschland dagegen aktuell nur 130 Megawatt (Liste der Projekte im Anhang). Berücksichtigt man, dass der Stromverbrauch in Deutschland 15-mal höher ist als in Dänemark, ergibt sich bei einer vereinfachten Übertragung der Verhältnisse zukünftig ein deutliches Entwicklungspotenzial in einer Größenordnung von 4,5 Gigawatt. Der Zubau in Dänemark erfolgte zudem marktbasierend ohne direkte finanzielle Förderung und im Wesentlichen durch eine Refinanzierung am Regelleistungsmarkt. Nach dem Preisverfall am Regelleistungsmarkt erfolgte bei PtH eine Marktsättigung. Eine ähnliche Entwicklung ist wohl auch für Deutschland zu erwarten.

Im Unterschied zu Deutschland sind Steuern und Abgaben auf den Strombezug für PtH um gut 40 Prozent geringer, was die Wirtschaftlichkeit von PtH positiv beeinflusst. Dies ist teilweise durch eine gesetzliche Befreiung von der Umlage für EE sowie durch eine reduzierte Stromsteuer für PtH erreicht worden. Auch deshalb ist für Deutschland ein volkswirtschaftlich effizienter Vorschlag zur Befreiung von Abgaben für PtH in die Handlungsempfehlungen aufgenommen worden.

Das Beispiel Dänemark zeigt zudem, dass PtH als Flexibilitätskomponente auch in verhältnismäßig kleinen Wärmenetzen in Kombination mit Wärmespeichern und KWK eingesetzt wird (PtH, Wärmepumpen, KWK, Speicher). Darüber hinaus nimmt PtH an unterschiedlichen Märkten teil (Schwerpunkt Regelleistungsmarkt, teilweise auch am Spotmarkt). Aus deutscher Sicht ist dies positiv zu bewerten, da insbesondere für das PtH-Einsatzfeld Netzengpässe (siehe Handlungsempfehlung zur Vermarktung von EinsMan-Strom) auch die Nutzung kleiner regionaler Wärmesenken (Industrieunternehmen, kleinere Fernwärmenetze) sowie eine effiziente Koordination zwischen unterschiedlichen Märkten und Akteuren von Bedeutung ist.

Bei einem Vergleich zwischen Deutschland und Dänemark muss jedoch stets berücksichtigt werden, dass Dänemark bereits einen höheren Erzeugungsanteil an fluktuierenden EE und KWK-Anlagen aufweist. Darüber hinaus verfügt es über ein besser ausgebautes Fernwärmesystem. Auch das in Dänemark praktizierte Fernwärme-Geschäftsmodell lässt sich nur schwer auf Deutschland übertragen. Ein preisreguliertes Fernwärmegeschäft durch Genossenschaften ist hierzulande nicht absehbar.

3 Rechtliche und energiewirtschaftliche Analyse des Status quo

Die ökonomischen Potenziale von PtH werden durch die bestehenden rechtlichen Rahmenbedingungen bestimmt. Diese legen insbesondere fest, welche Strompreisbestandteile anfallen. Auch die Höhe des Primärenergiefaktors ist von Bedeutung. Die folgenden Ausführungen berücksichtigen diese Aspekte und basieren auf dem aktuell gültigen EEG 2012. Im Zuge der laufenden Novelle sind angesichts des von der Bundesregierung beschlossenen Gesetzentwurfes an verschiedenen einschlägigen Stellen Änderungen zu erwarten, die zu abweichenden Ergebnissen führen werden. Die möglichen Änderungen sind angesichts der Unsicherheiten über die genaue Ausgestaltung im weiteren Gesetzgebungsverfahren in der hier vorliegenden Untersuchung nicht berücksichtigt worden.

Folgende Strompreisbestandteile sind zu unterscheiden:

- Marktpreis⁴
- Netzentgelte
- weitere netzentgeltbezogene Bestandteile
 - Umlage nach § 9 des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes/ KWKG⁵ (KWK-Umlage)
 - Umlage nach § 17f des Energiewirtschaftsgesetzes/ EnWG⁶ (Offshore-Haftungsumlage)
 - Umlage nach § 18 der Verordnung zu abschaltbaren Lasten/AbLaV⁷ (AbLaV-Umlage)
 - Umlage nach § 19 der Stromnetzentgeltverordnung/ StromNEV⁸ (StromNEV-Umlage)

- Konzessionsabgabe
- Kosten nach § 12 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes/EEG⁹, die durch Einspeisemanagement entstehen (EinsMan-Kosten)
- Kosten nach § 10 der Systemstabilitätsverordnung/ SysStabV¹⁰, die durch die Nachrüstung von Photovoltaik-Anlagen entstehen

→ Umlage nach § 37 EEG 2012 (EEG-Umlage)

→ Stromsteuer

→ Umsatzsteuer¹¹

Vereinfacht ist festzuhalten, dass im Falle des Fremdbezugs von Strom sämtliche staatlich induzierten Entgelte, Abgaben, Umlagen und Steuern anfallen. Dagegen ist bei der Nutzung eigenerzeugten Stromes nur die Stromsteuer zu zahlen, wenn keine Netze der allgemeinen Versorgung genutzt werden. Wenn im Rahmen der Eigenversorgung allgemeine Stromnetze eingesetzt werden und Erzeugung und Verbrauch im räumlichen Zusammenhang erfolgen, sind alle Strompreisbestandteile mit Ausnahme der EEG-Umlage zu tragen. Im Einzelfall sind jedoch eine **Vielzahl von Faktoren** zu berücksichtigen, sodass für jeden Anbieter von PtH konkret herausgearbeitet werden muss, welche Strompreiselemente (und gegebenenfalls: in welcher Höhe) im konkreten Einzelfall zu entrichten sind. Die Untersuchung im Folgenden konzentriert sich auf Versorgungsunternehmen wie zum Beispiel Stadtwerke, die selbst Strom und Wärme erzeugen und PtH einsetzen möchten, um zeitweise andere Wärmeerzeuger zu substituieren (sogenannte bivalente oder

4 im juristischen Teil ausgeklammert

5 Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz vom 19. März 2002 (BGBl. I S. 1092), das zuletzt durch Artikel 4 Absatz 77 des Gesetzes vom 7. August 2013 (BGBl. I S. 3154) geändert worden ist

6 Energiewirtschaftsgesetz vom 7. Juli 2005 (BGBl. I S. 1970, 3621), das zuletzt durch Artikel 3 Absatz 4 des Gesetzes vom 4. Oktober 2013 (BGBl. I S. 3746) geändert worden ist

7 Verordnung zu abschaltbaren Lasten vom 28. Dezember 2012 (BGBl. I S. 2998)

8 Stromnetzentgeltverordnung vom 25. Juli 2005 (BGBl. I S.

2.225), die zuletzt durch Artikel 1 und 2 der Verordnung vom 14. August 2013 (BGBl. I S. 3250) geändert worden ist

9 Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 25. Oktober 2008 (BGBl. I S. 2074), das zuletzt durch Artikel 5 des Gesetzes vom 20. Dezember 2012 (BGBl. I S. 2730) geändert worden ist

10 Systemstabilitätsverordnung vom 20. Juli 2012 (BGBl. I S. 1.635)

11 Da diese letztlich nur ein durchlaufender Posten ist, wird die Umsatzsteuer nicht weiter berücksichtigt.

hybride Systeme) – im Folgenden verkürzt als „PtH-Betreiber“ bezeichnet.

Das PtH-Verfahren mit der Umwandlung von Strom in Wärme weist Ähnlichkeiten zur Stromspeicherung auf. Auch im *Power-to-Gas*-Verfahren – einer Speichertechnologie – wird Strom in einen anderen Stoff, nämlich Wasserstoff beziehungsweise Methan, umgewandelt und auf diesem Wege gespeichert.¹² Bei Pumpspeicherkraftwerken wird Strom in Lageenergie umgewandelt.¹³ Die Besonderheit bei PtH besteht jedoch darin, dass die erzeugte Wärme nicht wieder zu Strom werden soll, es findet also keine Rückverstromung statt.¹⁴ Während folglich die genannten Speichertechnologien zumindest auf Rückverstromung angelegt sind, ist dies bei PtH nicht vorgesehen. Aus diesem Grund erscheint es treffender, von einer (reinen) **Verbrauchstechnologie** und nicht von einer Speichertechnologie zu sprechen.

3.1 Rechtsrahmen bei Fremdbezug von Strom

Bezieht ein Versorgungsunternehmen den Strom, der mittels eines Elektroheizkessels in Wärme umgewandelt werden soll, von einem Dritten – also etwa von einem anderen Lieferanten oder an der Börse –, dann handelt es als Letztverbraucher (vgl. § 3 Nr. 25 EnWG), da es Elektrizität für den eigenen Verbrauch kauft. Das führt aber auch dazu, dass im Grundsatz sämtliche Strompreisbestandteile anfallen, soweit nicht im Einzelfall gesetzliche Privilegierungen vorgesehen sind.

EEG-Umlage

Ein erster wichtiger Kostenpunkt für den PtH-Betreiber beim externen Strombezug ist die EEG-Umlage. Nach § 37 Abs. 2 EEG 2012 können die Übertragungsnetzbetrei-

ber (ÜNBs) von den Elektrizitätsversorgungsunternehmen (EVUs), die Strom an Letztverbraucher liefern, anteilig zu dem jeweils von den EVUs an ihre Letztverbraucher gelieferten Strom die EEG-Umlage verlangen, das heißt „die Kosten für die erforderlichen Ausgaben nach Abzug der erzielten Einnahmen“. EVU ist nach der Definition im EEG 2012 (§ 3 Nr. 2d) jede natürliche oder juristische Person, die Elektrizität an Letztverbraucher liefert. Die Umlage kann dann wiederum von den Versorgungsunternehmen auf die Letztverbraucher umgewälzt werden, was regelmäßig auch der Fall ist.¹⁵

Die EEG-Umlage resultiert aus den Vergütungen und Marktprämien, die von den Netzbetreibern an die EEG-Anlagenbetreiber gezahlt werden (§§ 16 Abs. 1, 33g, 35 Abs. 1 und 2, 36 Abs. 1 EEG 2012). Der zugrundeliegende Wälzungsmechanismus ist in den §§ 34 ff. EEG 2012 sowie in der Ausgleichsmechanismusverordnung (AusglMechV)¹⁶ näher ausgeführt. Im Ergebnis vermarkten die ÜNBs den Strom aus Erneuerbaren Energien an der Börse und generieren so Einnahmen (§ 37 Abs. 1 EEG 2012). Diese Einnahmen werden mit den Ausgaben verrechnet, also in erster Linie mit den Kosten für die Zahlung der EEG-Vergütung. Dabei entsteht eine negative Differenz, da die Ausgaben höher sind als der erzielte Erlös für den Strom. Diese negative Differenz auf den relevanten Stromabsatz der EVUs bildet dann die EEG-Umlage, die am Ende von den Letztverbrauchern zu tragen ist.

Ein Versorgungsunternehmen, das Strom an Letztverbraucher liefert, fällt unter den Begriff des EVU im EEG 2012. Dies gilt grundsätzlich auch dann, wenn das Versorgungsunternehmen Betreiber einer PtH-Anlage ist. Soweit aber für diese Anlage von einem Dritten Strom bezogen und in Wärme umgewandelt wird, **gilt der PtH-Betreiber nicht als EVU, sondern als Letztverbraucher**.¹⁷ Denn an die Kunden des Fern-

¹⁵ F. Sailer: *Das Recht der Energiespeicherung nach der Energiewende*, ZNER 2012, S. 159

¹⁶ Ausgleichsmechanismusverordnung vom 17. Juli 2009 (BGBl. I S. 2101), die zuletzt durch Artikel 2 des Gesetzes vom 17. August 2012 (BGBl. I S. 1754) geändert worden ist

¹⁷ vgl. zu Stromspeichern: Fraunhofer ISI u. a.: *Vorhaben IV zur Vorbereitung und Begleitung des Erfahrungsberichts 2011*, Juni 2011, S. 173

¹² BET: *Möglichkeiten zum Ausgleich fluktuierender Einspeisungen aus Erneuerbaren Energien*, April 2013, S. 70

¹³ BET: *Möglichkeiten zum Ausgleich fluktuierender Einspeisungen aus Erneuerbaren Energien*, April 2013, S. 59

¹⁴ Universität Leipzig: *Potenzialanalyse zu Power-to-Heat aus Sicht von 50Hertz*, Februar 2013, S. 54

wärmenetzes wird kein Strom geliefert, sondern Wärme. Die innerhalb der Lieferkette übernommene Rolle ergibt sich immer aus der konkreten Situation.¹⁸ Die Letztverbraucher-eigenschaft folgt nach hier vertretener Auffassung¹⁹ nicht (mehr) aus § 3 Nr. 25 EnWG. Der Hintergrund ist Folgender: Nach dem EnWG ist es konstitutiv zur Bestimmung der Letztverbraucher-Eigenschaft, dass ein Stromkauf stattfindet („natürliche oder juristische Personen, die Energie für den eigenen Verbrauch kaufen“). Im EEG werden jedoch auch Fälle der Eigenerzeugung dem Letztverbrauch zugeordnet (§ 37 Abs. 3 S. 2 EEG 2012). Wer den Strom aber eigenerzeugt, führt keinen Kauf durch. Letztverbraucher nach dem EEG ist damit jeder, der Strom für den eigenen Gebrauch erhält.²⁰ Durch die Umwandlung von Strom in Wärme, liegt ein „Verbrauch“ im Sinne einer Verwendung und Aufzehrung vor.²¹

Ausnahmetatbestände zur EEG-Umlage finden sich in § 37 Abs. 3 und 4, § 39 und §§ 40 ff. EEG 2012, sind vorliegend aber nicht einschlägig. Die Ausnahmenorm des **§ 37 Abs. 3 S. 2 EEG 2012** erfasst die Konstellation des Eigenerzeugers, der den erzeugten Strom selbst verbraucht. Dieser Fall wird unter 3.2 näher betrachtet.

In **§ 37 Abs. 4 EEG 2012** ist die Behandlung der Stromspeicherung geregelt. Nach Absatz 4 Satz 1 entfällt der Anspruch der ÜNBs auf Zahlung der EEG-Umlage für Strom, der zum Zwecke der Zwischenspeicherung an einen elektrischen, chemischen, mechanischen oder physikalischen Stromspeicher geliefert oder geleitet wird, wenn dem Stromspeicher Energie ausschließlich zur Wiedereinspeisung von Strom in das Netz entnommen wird. Nach Absatz 4 Satz 2 gilt das auch für Strom, der zur Erzeugung von Speichergas eingesetzt wird (*Power-to-Gas*), das in das Erdgasnetz eingespeist wird,

wenn das Speichergas zur Stromerzeugung verwendet und der Strom tatsächlich in das Netz eingespeist wird. Für den PtH-Betreiber sind diese Ausnahmetatbestände nicht einschlägig, da keine Rückverstromung erfolgt.²²

Das Grünstromprivileg nach **§ 39 EEG 2012** sowie die Besondere Ausgleichsregelung (BesAR) nach **§§ 40 ff. EEG 2012** sind auf den PtH-Betreiber bereits nach dem persönlichen Anwendungsbereich nicht anwendbar. § 39 EEG 2012 gilt für EVUs – der PtH-Betreiber ist jedoch beim Strombezug für den Elektroheizkessel Letztverbraucher (siehe oben).²³ Die BesAR richtet sich an stromintensive Unternehmen des produzierenden Gewerbes, worunter nach § 3 Nr. 14 EEG 2012 nur Unternehmen fallen, die dem Bergbau, der Gewinnung von Steinen und Erden oder dem verarbeitenden Gewerbe zuzuordnen sind.²⁴ Die Erzeugung von Wärme für Fernwärmenetze ist nicht erfasst.

Zwischenfazit: Wenn der PtH-Betreiber den Strom für den Elektroheizkessel extern bezieht, greift keine Ausnahme von der EEG-Umlage, sodass diese – aufgrund der bestehenden vertraglichen Praxis zwischen EVU und Letztverbrauchern und vorbehaltlich einer abweichenden Regelung zwischen dem PtH-Betreiber und seinem Lieferanten – in voller Höhe zu entrichten ist.

Netzentgelte

Neben der EEG-Umlage sind die Netzentgelte ein zweiter größerer Kostenblock. Nach § 15 Abs. 1 S. 2 StromNEV werden die Netzkosten – also die Kosten insbesondere für die Bereitstellung und den Ausbau der Netzinfrastruktur sowie für Systemdienstleistungen²⁵ – über ein jährliches Netzent-

18 M. Altrock, in: M. Altrock/V. Oschmann/C. Theobald: *EEG*, 4. Aufl. 2013, § 37 Rn. 20

19 A.A. etwa M. Altrock, in: M. Altrock/V. Oschmann/C. Theobald: *EEG*, 4. Aufl. 2013, § 37 Rn. 18 f

20 So F. Sailer: *Das Recht der Energiespeicherung nach der Energiewende*, ZNER 2012, S. 161

21 BGH, ZNER 2010, S. 173, bezogen auf § 3 Nr. 25 EnWG; vgl. auch W. Lehnert/J. Vollprecht: *Der energierechtliche Rahmen für Stromspeicher*, ZNER 2012, S. 363; M. von Oppen: *Stromspeicher – Rechtsrahmen und Orientierungsbedarf*, ER 2014, S. 11

22 M. von Oppen: *Stromspeicher – Rechtsrahmen und Orientierungsbedarf*, ER 2014, S. 12

23 Darüber hinaus ist von der Bundesregierung beabsichtigt, das Grünstromprivileg ersatzlos zu streichen.

24 In entsprechender Anwendung der Abschnitte B und C der Klassifikation der Wirtschaftszweige des Statistischen Bundesamtes, Ausgabe 2008; die Elektrizitätsversorgung ist dagegen im Abschnitt D geregelt; F. Sailer: *Das Recht der Energiespeicherung nach der Energiewende*, ZNER 2012, S. 160

25 C. De Wyl/C. Thole/A. Bartsch, in: J.-P. Schneider/C. Theobald: *Recht der Energiewirtschaft*, 4. Aufl. 2013, § 16 Rn. 347

gelt gedeckt, das nach § 17 Abs. 1 S. 1 StromNEV von den Netznutzern zu entrichten ist. Darunter versteht man natürliche oder juristische Personen, die Energie in ein Elektrizitäts- oder Gasversorgungsnetz einspeisen oder daraus beziehen (§ 3 Nr. 28 EnWG). Netznutzer können zum einen die EVUs sein, die Strom an Letztverbraucher liefern, zum anderen können aber auch die Letztverbraucher eigene Netznutzungsverträge mit den Verteilnetzbetreibern abschließen.²⁶

Im Ergebnis **haben letztlich die Letztverbraucher im Falle des Strombezugs über die Energieversorgungsnetze der allgemeinen Versorgung wirtschaftlich die Netzentgelte zu tragen**, soweit keine Ausnahmenvorschriften (§§ 118 Abs. 6 EnWG, 14a EnWG, 19 Abs. 2 S. 1 bzw. S. 2-4 StromNEV) eingreifen. Dies betrifft auch die Betreiber von PtH-Anlagen.

Eine Freistellung von den Netzentgelten nach **§ 118 Abs. 6 EnWG** scheidet aus, da sich diese Befreiungsnorm nur auf Pumpspeicherkraftwerke (§ 118 Abs. 6 S. 2, 4-6 EnWG), *Power-to-Gas*-Anlagen (§ 118 Abs. 6 S. 7 EnWG) sowie sonstige elektrische Speicheranlagen bezieht (§ 118 Abs. 6 S. 1, 3 EnWG). Der Elektroheizkessel kann nicht als sonstige Speicheranlage eingeordnet werden, da keine Rückverstromung in dasselbe Netz erfolgt (§ 118 Abs. 6 S. 3 EnWG). Auch **§ 14a EnWG**, der ein reduziertes Netzentgelt für die Gestattung der Steuerung unterbrechbarer Verbrauchseinrichtungen vorsieht, dürfte für PtH-Betreiber nicht einschlägig sein, da sich die gesetzliche Privilegierung nur auf die Niederspannungsebene bezieht.

In den betrachteten Anwendungsfällen können sich die PtH-Betreiber in der Praxis regelmäßig auch nicht auf die Großverbrauchsregelung in **§ 19 Abs. 2 S. 2-4 StromNEV** stützen. Danach ist einem Letztverbraucher ein individuelles Netzentgelt anzubieten, „wenn die Stromabnahme aus dem Netz der allgemeinen Versorgung für den eigenen Verbrauch an einer Abnahmestelle²⁷ pro Kalenderjahr sowohl

die Benutzungsstundenzahl von mindestens 7.000 Stunden im Jahr erreicht als auch der Stromverbrauch an dieser Abnahmestelle pro Kalenderjahr zehn Gigawattstunden übersteigt.“ Zeitweise enthielt die Norm eine vollständige Befreiung von den Netzentgelten, im Zuge der Novellierung der StromNEV vom Juli 2013²⁸ wurde die Befreiung jedoch in eine gestaffelte Verringerungsregelung umgewandelt.²⁹

Seit dem 1. Januar 2014 gilt für eine Benutzungsstundenzahl von mindestens 7.000, 7.500 beziehungsweise 8.000 Stunden (jeweils bezogen auf einen Stromverbrauch von mindestens zehn Gigawattstunden) eine Untergrenze der Verringerung von 20, 15 beziehungsweise 10 Prozent des veröffentlichten Netzentgelts. Entscheidend ist dabei nun, dass die Bemessung des individuellen Entgelts „den Beitrag des Letztverbrauchers zu einer Senkung oder zu einer Vermeidung der Erhöhung der Kosten der Netz- oder Umspannebene, an die der Letztverbraucher angeschlossen ist, [widerspiegelt]“, § 19 Abs. 2 S. 4 StromNEV n. F. Das individuelle Netzentgelt orientiert sich damit nun an den Kosten einer fiktiven Leitungsnutzung zu einer geeigneten Erzeugungsanlage.³⁰

Ein PtH-Betreiber kann aber jedenfalls von **§ 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV** profitieren. Diese Rechtsvorschrift privilegiert netzdienliches Nutzungsverhalten³¹ mit einer Verringerung des zu zahlenden Netzentgeltes, wenn „der Höchstlastbeitrag eines Letztverbrauchers vorhersehbar erheblich von der zeitgleichen Jahreshöchstlast aller Entnahmen aus dieser Netz- oder Umspannebene abweicht“. Fällt bei einem Netznutzer der überwiegende Teil seines Strombezuges so-

26 M. Rossel, in: T. Schöne (Hrsg.): *Vertragshandbuch Stromwirtschaft*, 2008, S. 122 f.

27 § 2 Nr. 1 StromNEV: „die Summe aller räumlich und physikalisch zusammenhängenden elektrischen Einrichtungen eines Letztverbrauchers, die sich auf einem in sich abgeschlossenen Betriebsgelände befinden und über einen oder mehrere Entnahmepunkte mit dem Netz des Netzbetreibers verbunden sind“

28 Verordnung zur Änderung von Verordnungen auf dem Gebiet des Energiewirtschaftsrechts vom 14.08.2013, BGBl. I 2013 S. 3250.; BR-Drs. 447/13

29 Zum Hintergrund der Neuregelung sowie zu den neuen Vorgaben im Einzelnen: F. Wagner/T.C. Hartmann: *Intensive Netznutzung nach § 19 II 2 StromNEV – aktuelle Entwicklungen und Fragestellungen*, EnWZ 2013, S. 446 ff.; C. Buchmüller/K. Wandscher: *Die Neuregelungen zur Befreiung stromintensiver Unternehmen von den Stromnetzentgelten*, EWERK 2013, S. 243 ff.

30 siehe hierzu BNetzA, Beschluss vom 11.12.2013, BK4-13-739, S. 38 ff.

31 vgl. BT-Drs. 17/6072, S. 97

wie seine individuelle Lastspitze in die Schwachlastzeit des Netzes, so trägt dieser Netznutzer durch die damit einhergehende netzstabilisierende Wirkung zur Entlastung des Netzes bei³². Die Letztverbrauchereigenschaft folgt unmittelbar aus § 3 Nr. 25 EnWG, wonach es darauf ankommt, dass Energie für den eigenen Verbrauch gekauft wird. Der Bundesgerichtshof (BGH)³³ stellt hierzu fest, dass es alleine entscheidend ist, dass Strom für eine bestimmte energieabhängige Funktion verwendet und hierfür aufgezehrt wird. Selbst wenn – wie im Fall eines Pumpspeicherkraftwerkes – dadurch eine andere Energieform entsteht, ändert dies nichts am Verbrauch der primär eingesetzten Elektrizität.³⁴ Damit fallen also selbst Stromspeicher, die nach der Speicherung dem Netz wieder Strom zuführen, unter den Begriff des Letztverbrauchers³⁵, sodass der PtH-Betreiber erst recht dort einzuordnen ist.

Die Bundesnetzagentur (BNetzA) hat in einem Beschluss festgelegt³⁶, dass das individuelle Netzentgelt gemäß § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV nach einem mathematischen Schlüssel zu bestimmen ist. Das veröffentlichte Netzentgelt errechnet sich bei registrierender Leistungsmessung (RLM-Kunden)³⁷ aus der Summe von Jahresleistungspreis mal Jahreshöchstleistung und Arbeitspreis mal Jahresarbeit. Bei der Berechnung des individuellen Entgelts ändert sich nur eine Variable. Es wird hier nicht die Jahreshöchstleistung (§ 2 Nr. 4

StromNEV) herangezogen, sondern die höchste Leistung in zuvor durch die Netzbetreiber bestimmten Hochlastzeitfenstern. § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV dient so der Entlastung des Netzes durch Verlagerung der Lastspitzen.³⁸ Kann der PtH-Betreiber seine Last an den Hochlastzeitfenstern ausrichten, verringert sich das Netzentgelt entsprechend. Allerdings darf das so gebildete Entgelt nicht weniger als 20 Prozent des veröffentlichten Entgelts betragen. Zudem muss die Abweichung zwischen der höchsten Last in den Hochlastzeitfenstern und der (höheren) Jahreshöchstlast „erheblich“ sein. Hierzu hat die BNetzA Schwellenwerte für die prozentuale Lastreduzierung definiert, die von 5 Prozent bei Anschluss im Höchstspannungsnetz bis 30 Prozent im Niederspannungsnetz reichen.³⁹

Zwischenfazit: Der PtH-Betreiber hat im Falle des externen Strombezugs Netzentgelte zu zahlen. Diese können jedoch gemäß § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV verringert sein.

Weitere netzentgeltbezogene Bestandteile

Neben den Netzentgelten im engeren Sinne gibt es eine Reihe weiterer netzentgeltbezogener Preisbestandteile, die der PtH-Betreiber zu entrichten hat. Hierbei handelt es sich einerseits um die KWK-Umlage, die Offshore-Haftungsumlage, die AbLaV-Umlage sowie die StromNEV-Umlage⁴⁰, die jeweils einem bundesweiten Ausgleich unterliegen. Andererseits sind noch die Konzessionsabgabe sowie die Einsparungskosten und die Kosten nach § 10 SysStabV zu nennen, die nach § 11 Abs. 2 S. 1 Anreizregulierungsverordnung (ARegV)⁴¹ zu den dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteilen des jeweiligen Netzbetreibers im Sinne der Anreizregulierung zu zählen sind.

32 BR-Drs. 245/05, S. 40

33 BGH, ZNER 2010, S. 173; vgl. auch: M. von Oppen: *Stromspeicher – Rechtsrahmen und Orientierungsbedarf*, ER 2014, S. 11

34 Hierzu auch: W. Lehnert/J. Vollprecht: *Der energierechtliche Rahmen für Stromspeicher*, ZNER 2012, S. 360; P. Bachmann/U. M. Erling: *Pumpspeicherkraftwerke im Energiemix der Zukunft – eine rechtliche Einordnung*, et 6/2012, S. 97

35 BGH, ZNER 2010, S. 172 ff.; zuvor OLG Düsseldorf, ZNER 2008, S. 380 ff.; vgl. F. Sailer: *Das Recht der Energiespeicherung nach der Energiewende*, ZNER 2012, S. 155, 161; kritisch hierzu H. Krebs: *Netzentgelte für Elektrizitätsspeicher*, RdE 2012, S. 21 f.

36 Für die aktuelle Rechtslage gilt: BNetzA, Beschluss vom 11.12.2013, BK4-13-739, S. 27 ff.

37 Bei Kunden im Standardlastprofil ohne Leistungsmessung (SLP-Kunden) fällt kein Leistungspreis an, vgl. § 17 Abs. 6 StromNEV. Bei PtH-Betreibern dürfte es sich aber ausschließlich um RLM-Kunden handeln.

38 vgl. BGH, RdE 2013, S. 170

39 BNetzA, Beschluss vom 11.12.2013, BK4-13-739, S. 33 f.

40 Bea. hierzu: OLG Düsseldorf, RdE 2013, S. 236 ff.

41 Anreizregulierungsverordnung vom 29. Oktober 2007 (BGBl. I S. 2529), die zuletzt durch Artikel 4 der Verordnung vom 14. August 2013 (BGBl. I S. 3250) geändert worden ist

Übersicht zum Hintergrund der weiteren netzentgeltbezogenen Bestandteile:

<p>KWK-Umlage (§ 9 Abs. 7 KWKG)</p>	<p>bundesweiter Ausgleich hinsichtlich der Zahlung von KWK-Zuschlägen (zur Förderung der Kraft-Wärme-Kopplung) durch die Netzbetreiber, §§ 4 Abs. 3 i.V.m. 9 KWKG</p>
<p>Offshore-Haftungsumlage (§ 17f EnWG)</p>	<p>bundesweiter Ausgleich hinsichtlich der Entschädigungsleistung nach § 17e EnWG bei Störung oder Verzögerung der Anbindung von Offshore-Anlagen durch die ÜNBs</p>
<p>AbLaV-Umlage (§ 18 Abs. 1 AbLaV)</p>	<p>Verpflichtung der ÜNBs zum Erwerb von Abschaltleistung, Zahlungen und Aufwendungen nach der AbLaV werden im Wege eines bundesweiten Ausgleichs auf die Letztverbraucher umgelegt</p>
<p>StromNEV-Umlage (§ 19 Abs. 2 S. 13-15 StromNEV)</p>	<p>Entgangene Erlöse der Netzbetreiber aufgrund individueller Netzentgelte nach § 19 Abs. 2 S. 1-4 StromNEV werden im Wege eines bundesweiten Ausgleichs auf die Letztverbraucher umgelegt (betrifft auch die von § 19 Abs. 2 S. 1-4 StromNEV Privilegierten*).</p>
<p>Konzessionsabgabe (§ 48 EnWG, Konzessionsabgabenverordnung/KAV**)</p>	<p>Entgelte für die Einräumung des Rechts zur Benutzung öffentlicher Verkehrswege für die Verlegung und den Betrieb von Leitungen, die der unmittelbaren Versorgung von Letztverbrauchern im Gemeindegebiet mit Strom und Gas dienen; ohne bundesweiten Ausgleich.</p>
<p>EinsMan-Kosten</p>	<p>Bei Reduzierung der EE-/KWK-Einspeisung wegen eines Netzengpasses (Einspeisemanagement) ist Entschädigung zu leisten (§ 12 Abs. 1 EEG 2012), Kosten umwälzbar auf die Netznutzer – aber ohne bundesweiten Ausgleich.</p>
<p>Kosten nach § 10 SysStabV</p>	<p>Nachrüstung von Photovoltaikanlagen (und Entkopplungsschutzeinrichtungen), Verantwortung der Verteilnetzbetreiber; Kosten umwälzbar auf die Netznutzer – aber ohne bundesweiten Ausgleich</p>

* BNetzA, Beschluss vom 14.12.2011, BK8-11-024, S. 20; J. Eder/F. Sösemann: Die Festlegung der BNetzA zur § 19 StromNEV-Umlage – Hintergrund, Inhalt und rechtliche Einschätzung, IR 2012, S. 78; W. Lehnert/J. Vollprecht: Der energierechtliche Rahmen für Stromspeicher, ZNER 2012, S. 364

** Konzessionsabgabenverordnung vom 9. Januar 1992 (BGBl. I S. 12, 407), die zuletzt durch Artikel 3 Absatz 4 der Verordnung vom 1. November 2006 (BGBl. I S. 2477) geändert worden ist

Alle genannten Bestandteile verbindet, dass sie einen Bezug zu den Netzentgelten aufweisen. So heißt es etwa in § 9 Abs. 7 S. 1 KWKG: „Netzbetreiber sind berechtigt, geleistete Zuschlagszahlungen, soweit sie nicht erstattet worden sind, und Ausgleichszahlungen **bei der Berechnung der Netznut-**

zungsentgelte in Ansatz zu bringen⁴², sofern sie die Zahlungen durch Testat eines Wirtschaftsprüfers oder vereidigten Buchprüfers nachweisen.“ Bei Offshore-Haftungsumlage,

⁴² Hervorhebung durch den Verfasser

AbLaV-Umlage, StromNEV-Umlage und Konzessionsabgabe wird auf § 9 KWKG Bezug genommen. Dies führt jedoch **nicht dazu**, dass sich Ausnahmeregelungen hinsichtlich der Netzentgelte wie die Netzentgeltreduktion bei netzdienlichem Verhalten (§ 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV) auf diese weiteren Bestandteile auswirken. Die Bundesnetzagentur⁴³ schreibt hierzu, dass sich individuelle Netzentgeltvereinbarungen nach § 19 Abs. 2 S. 1-4 StromNEV nur auf das Netzentgelt beziehen, soweit es sich aus Jahresleistungsentgelt und Arbeitsentgelt (§ 17 Abs. 2 StromNEV) zusammensetzt. Nicht umfasst sind „weitere Rechnungspositionen wie die KWK-Abgabe oder die Konzessionsabgabe, da es sich insoweit um gesetzliche Umlagen handelt, die ebenso wenig Bestandteil des Netzentgelts sind, wie etwa die EEG-Umlage und die Offshore-Umlage. Gleiches gilt auch für die von den Übertragungsnetzbetreibern erhobene sog. § 19-Umlage.“⁴⁴

Eigene Ausnahmetatbestände bestehen bei den genannten netzentgeltbezogenen Strompreisbestandteilen **nicht**. Allerdings gibt es teilweise **Deckelungsregelungen** für Großverbraucher beziehungsweise stromintensive Verbraucher, von denen auch PtH-Betreiber gegebenenfalls profitieren können. So heißt es in § 9 Abs. 7 S. 2, 3 KWKG: „Für Letztverbraucher, deren Jahresverbrauch an einer Abnahmestelle mehr als 100.000 Kilowattstunden beträgt, darf sich das Netznutzungsentgelt **für über 100.000 Kilowattstunden hinausgehende Strombezüge**⁴⁵ aus dem Netz für die allgemeine

Versorgung an dieser Abnahmestelle höchstens um 0,05 Cent pro Kilowattstunde erhöhen. Sind Letztverbraucher Unternehmen des produzierenden Gewerbes, deren Stromkosten im vorangegangenen Kalenderjahr 4 Prozent des Umsatzes überstiegen, darf sich das Netznutzungsentgelt **für über 100.000 Kilowattstunden hinausgehende Lieferungen**⁴⁶ höchstens um die Hälfte des Betrages nach Satz 2 erhöhen.“ Bei der StromNEV-Umlage wird auf diese Regelung Bezug genommen, allerdings mit der Maßgabe, dass die Belastungsgrenzen erst oberhalb von 1.000.000 Kilowattstunden gelten (§ 19 Abs. 2 S. 15 Hs. 2 StromNEV). Auch im Rahmen der Offshore-Haftungsumlage ist eine Deckelungsregelung enthalten: Für alle Strombezüge darf sich das Netzentgelt höchstens um 0,25 Cent je Kilowattstunde erhöhen, für Bezüge oberhalb von 1.000.000 Kilowattstunden existiert eine an § 9 Abs. 7 S. 2, 3 KWKG angelehnte Regelung (§ 17f Abs. 5 S. 2, 3 EnWG).

Zwischenfazit: Neben den Netzentgelten hat der PtH-Betreiber bei Strombezug über die Energieversorgungsnetze der allgemeinen Versorgung auch die weiteren netzentgeltbezogenen Bestandteile zu tragen.

Stromsteuer

Ein letzter staatlich induzierter Preisbestandteil ergibt sich aus dem Stromsteuergesetz (StromStG).⁴⁷ Nach § 1 StromStG unterliegt elektrischer Strom grundsätzlich der Stromsteuer. Die Steuerschuld entsteht nach § 5 Abs. 1 S. 1 StromStG dadurch, dass der **Letztverbraucher vom Versorger geleisteten Strom aus dem Versorgungsnetz entnimmt**, oder dadurch, dass der **Versorger dem Netz Strom zum Selbstverbrauch entnimmt**. In beiden Fällen ist Steuerschuldner der Versorger, das heißt derjenige, der Strom leistet (§§ 5 Abs. 2 Alt. 1, 2 Nr. 1 StromStG). Soweit jedoch keine Entnahme zum Selbstverbrauch vorliegt, erfolgt eine Umwälzung auf den Letztverbraucher im Rahmen der Stromlieferverträge.⁴⁸ In allen anderen Fällen des Selbstverbrauchs, also ohne Beteiligung

43 BNetzA, Beschluss vom 11.12.2013, BK4-13-739, S. 49

44 So auch So J. Eder/F. Söseemann: *Die Festlegung der BNetzA zur § 19 StromNEV-Umlage – Hintergrund, Inhalt und rechtliche Einschätzung*, IR 2012, Heft 4, S. 78.; a.A. in Bezug auf § 118 Abs. 6 EnWG H. Heller: *Optimierung der energierechtlichen Rahmenbedingungen durch den Einsatz moderner Stromspeichertechnologie*, EWeRK 2013, S. 179 f.; im Ergebnis offen: M. von Oppen: *Stromspeicher – Rechtsrahmen und Orientierungsbedarf*, ER 2014, S. 14.; thematisiert auch bei: Fraunhofer ISI u.a.: *Vorhaben IV zur Vorbereitung und Begleitung des Erfahrungsberichts 2011*, Juni 2011, S. 171; F. Sailer: *Das Recht der Energiespeicherung nach der Energiewende*, ZNER 2012, S. 156; W. Lehnert/J. Vollprecht: *Der energierechtliche Rahmen für Stromspeicher*, ZNER 2012, S. 361; C. de Wyl/C. Thole/A. Bartsch, in: J.-P. Schneider/C. Theobald (Hrsg.): *Recht der Energiewirtschaft*, 4. Aufl. 2013, § 16 Rn. 352 ff.

45 Hervorhebung durch den Verfasser

46 Hervorhebung durch den Verfasser

47 Stromsteuergesetz vom 24. März 1999 (BGBl. I S. 378; 2000 I S. 147), das zuletzt durch Artikel 2 des Gesetzes vom 5. Dezember 2012 (BGBl. I S. 2436, 2725) geändert worden ist

48 BVerfGE 110, 274, 295, 298; A. Thoms, in: R. Stein/A. Thoms: *Energiesteuern in der Praxis*, 2. Aufl. 2013, S. 214

eines Versorgers, entsteht die Steuerschuld gemäß § 5 Abs. 1 S. 2 StromStG mit **der Entnahme von Strom durch den Eigenerzeuger**. Steuerschuldner ist hier der Eigenerzeuger, das heißt derjenige, der Strom zum Selbstverbrauch erzeugt (§ 5 Abs. 2 Alt. 2, 2 Nr. 2 StromStG).

Die Einordnung des PtH-Betreibers bereitet Schwierigkeiten. Zwar steht fest, dass er nicht als Eigenerzeuger einzuordnen ist, da er in der hier betrachteten Fallvariante keinen Strom zum Selbstverbrauch für die PtH-Anlage erzeugt (§ 2 Nr. 2 StromStG). Unklar ist jedoch, ob er als Letztverbraucher oder als Versorger zu betrachten ist. Ein EVU als Gesamtunternehmen ist ohne Weiteres als Versorger im Sinne von § 2 Nr. 1 StromStG („derjenige, der Strom leistet“) zu sehen, da es Letztverbraucher mit Strom versorgt, der entweder selbst erzeugt oder von einem Dritten eingekauft wird. Fraglich ist aber, ob damit auch die konkrete Handlung – der Stromfremdbezug für den Elektroheizkessel – umfasst wird oder ob das Versorgungsunternehmen in Bezug auf die konkrete Handlung Letztverbraucher ist. Letzteres ist, wie bereits dargestellt wurde, im EEG der Fall. Im Ergebnis sprechen aber die besseren Argumente dafür, dass der PtH-Betreiber als Versorger im Sinne des StromStG einzuordnen ist. Im Folgenden werden die wesentlichen Argumente kurz dargestellt.

Für die Einordnung als Letztverbraucher spricht, dass der in der PtH-Anlage genutzte Strom aufgrund der Umwandlung in Wärme endgültig aufgezehrt wird, sodass ein „endgültiger Verbrauch“ vorliegt. Die Rechtsprechung des Bundesgerichtshofs zu Pumpspeicherkraftwerken liefert für die Einordnung als Letztverbraucher deutliche Hinweise, denn der BGH stellt fest, dass „der Strombezug der Pumpspeicherkraftwerke – vorbehaltlich der Freistellung [gemäß § 9 Abs. 1 Nr. 2 StromStG] – als steuerpflichtiger Letztverbrauch i.S. von § 5 Abs. 1 StromStG anzusehen ist“⁴⁹. Diese Einschätzung ist auf PtH-Betreiber an sich übertragbar (siehe oben).

Die Begriffe „Versorger“ und „Letztverbraucher“ schließen sich aber im StromStG gegenseitig aus⁵⁰: Entweder erfolgt

eine Entnahme durch den Letztverbraucher (§ 5 Abs. 1 S. 1 Alt. 1 StromStG) oder durch den Versorger zum Selbstverbrauch (§ 5 Abs. 1 S. 1 Alt. 2 StromStG). Eine fallbezogene Differenzierung erfolgt nicht, die Charakterisierung gilt für alle Handlungen. Die Einordnung als Versorger genießt dabei Vorrang vor der als Letztverbraucher.⁵¹ Wenn ein Versorgungsunternehmen – also ein Unternehmen, das jedenfalls auch Strom an Dritte liefert – demnach Strom, der von einem Dritten geliefert wird, zum Selbstverbrauch entnimmt, fällt dies unter den Selbstverbrauch des Versorgers nach § 5 Abs. 1 S. 1 Alt. 2 StromStG und stellt keinen Letztverbrauch dar.⁵² Ein Versorger kann nur insgesamt Versorger sein und nicht gleichzeitig auch Letztverbraucher.⁵³ Der letztgenannten Bewertung folgend bedeutet dies, **dass ein Versorgungsunternehmen, das PtH betreibt, auch beim Kauf von Strom für die PtH-Anlage als Versorger im Sinne von § 2 Nr. 1 StromStG gilt**. Es ist damit nach § 5 Abs. 2 StromStG selbst Schuldner der Stromsteuer.

Als Ausnahmen von der Stromsteuerpflicht kommen Steuerbefreiungen und -ermäßigungen (§ 9 StromStG), Erlass, Erstattung oder Vergütung der Steuer für bestimmte Prozesse und Verfahren beziehungsweise in Sonderfällen (§§ 9a, 10⁵⁴ StromStG) sowie Steuerentlastungen für Unternehmen (§ 9b StromStG) in Betracht. In der hier betrachteten Fallkonstellation scheiden Stromsteuerentlastungen allerdings regelmäßig aus.

§ 9 StromStG regelt Befreiungs- (Abs. 1) und Ermäßigungsstatbestände (Abs. 2 und 3). Nach **§ 9 Abs. 1 Nr. 1 StromStG** ist Strom aus erneuerbaren Energieträgern steuerbefreit, wenn er aus einem ausschließlich mit Strom aus erneuerbaren Energieträgern gespeisten Netz oder einer entsprechenden Leitung entnommen wird. Das ist eine Frage des Einzelfalls

51 K. Milewski, in: K. Möhlenkamp/K. Milewski: *EnergieStG/StromStG, 2012*, § 2 StromStG Rn. 7, § 5 StromStG Rn. 15

52 So auch Bundesfinanzdirektion Südwest, Schreiben vom 15. April 2013 betreffend Stromsteuer und Energiesteuer auf Erdgas, S. 4

53 A. Thoms, in: R. Stein/A. Thoms: *Energiesteuern in der Praxis*, 2. Aufl. 2013, S. 219; Ausnahmen können sich allerdings aus § 1a StromStV ergeben.

54 hier ausgeklammert

49 BGH, ZNER 2010, S. 173

50 K. Milewski, in: K. Möhlenkamp/K. Milewski: *EnergieStG/StromStG, 2012*, § 2 StromStG Rn. 20, § 5 StromStG Rn. 15

– beim Stromkauf von einem Dritten dürfte diese Norm im Allgemeinen aber nicht einschlägig sein.

Nach **§ 9 Abs. 1 Nr. 2 StromStG** ist zudem auch Strom steuerbefreit, der zur Stromerzeugung entnommen wird, was (insbesondere) bei Pumpspeicherkraftwerken der Fall ist, § 12 Abs. 1 Nr. 2 Stromsteuerdurchführungsverordnung (StromStV)⁵⁵. Für PtH-Betreiber ist die Norm nicht anwendbar, da kein Strom erzeugt wird, sondern Wärme. Auch eine analoge Anwendung – die in Bezug auf andere Speichertechnologien als Pumpspeicher vertreten wird⁵⁶ – scheidet damit mangels vergleichbarer Situationen aus.

§ 9 Abs. 1 Nr. 3 StromStG enthält Vorschriften für Stromerzeugungsanlagen mit einer Nennleistung von bis zu zwei Megawatt (Kleinanlagen). Nach Buchstabe a) ist weiterhin erforderlich, dass der Strom vom Betreiber der Anlage als Eigenerzeuger im räumlichen Zusammenhang zum Selbstverbrauch entnommen wird. In der Stromkaufkonstellation wird jedoch kein eigenerzeugter Strom herangezogen. Nach Buchstabe b) kommt es darauf an, dass derjenige, der die Anlage betreibt oder betreiben lässt, den Strom an Letztverbraucher leistet, die den Strom im räumlichen Zusammenhang zu der Anlage entnehmen. Auch diese Variante scheidet – zumindest dem Wortlaut nach – aus, wenn man ein PtH betreibendes Versorgungsunternehmen auch im Falle des Fremdbezugs von Strom als Versorger einordnet – und nicht als Letztverbraucher.

Weitere Befreiungs- beziehungsweise Entlastungstatbestände finden sich in den §§ 9a ff. StromStG. Diese Regelungen knüpfen nicht an den Stromverbrauch an, sondern an das verbrauchende Unternehmen (vgl. §§ 9a Abs. 2, 9b Abs. 3, 10 Abs. 1 S. 5 StromStG). In allen Fällen erfordert der persönliche Anwendungsbereich ein Unternehmen des

produzierenden Gewerbes.⁵⁷ Darunter fallen nach § 2 Nr. 3 StromStG (in Verbindung mit Abschnitt E der Klassifikation der Wirtschaftszweige in Verbindung mit § 2 Nr. 2a StromStG⁵⁸) auch Unternehmen, die der Energieversorgung dienen, also der Gewinnung, Erzeugung und Verteilung von Energie.⁵⁹ Der Anwendungsbereich ist also weiter gefasst als bei § 3 Nr. 14 EEG 2012.

§ 9a StromStG, der den Erlass einer noch nicht abgeführten Steuer beziehungsweise die Erstattung einer bereits gezahlten Steuer beziehungsweise die Vergütung der Steuer an einen anderen als den Steuerschuldner für bestimmte Prozesse und Verfahren regelt⁶⁰, ist jedoch sachlich nicht einschlägig. Bei PtH geht es insbesondere nicht um Elektrolyse (§ 9a Abs. 1 Nr. 1 StromStG), also die Erzwingung chemischer Prozesse durch elektrischen Strom.⁶¹ Auch die übrigen Regelungen von § 9a StromStG kommen nicht in Betracht.

§ 9b StromStG enthält eine Steuerentlastung für Strom, der zu betrieblichen Zwecken entnommen wird, soweit er nicht bereits nach anderen Vorschriften einer Ermäßigung unterfällt (§ 9b Abs. 1 S. 1 StromStG). Die Entlastung in Höhe von 5,13 Euro pro Megawattstunde (§ 9b Abs. 2 S. 1 StromStG) wird nur gewährt, soweit der Entlastungsbetrag 250 Euro im Kalenderjahr übersteigt (Selbstbehalt, § 9b Abs. 2 S. 2 StromStG). In § 9b Abs. 1 S. 2 StromStG wird auch explizit auf die Entnahme von Strom zur Erzeugung von Wärme Bezug genommen. Die Entlastung kommt hier aber nur in Betracht, wenn die erzeugte Wärme nachweislich durch ein Unternehmen des produzierenden Gewerbes (oder ein Unternehmen der Land- und Forstwirtschaft)

55 Stromsteuer-Durchführungsverordnung vom 31. Mai 2000 (BGBl. I S. 794), die zuletzt durch Artikel 2 der Verordnung vom 24. Juli 2013 (BGBl. I S. 2763) geändert worden ist

56 So W. Lehnert/J. Vollprecht: Der energierechtliche Rahmen für Stromspeicher, ZNER 2012, S. 362; aufgrund der Novelle der StromStV vom 24.07.2013: M. von Oppen: Stromspeicher – Rechtsrahmen und Orientierungsbedarf, ER 2014, S. 15

57 Bei § 9b StromStG sind auch Unternehmen der Land- und Forstwirtschaft erfasst.

58 Klassifikation der Wirtschaftszweige des Statistischen Bundesamtes, Ausgabe 2003

59 A. Thoms, in: R. Stein/A. Thoms: *Energiesteuern in der Praxis*, 2. Aufl. 2013, S. 238

60 B. Khazzoum, in: B. Khazzoum/C. Kudla/R. Reuter: *Energie und Steuern*, 2011, S. 74

61 K. Möhlenkamp, in: K. Möhlenkamp/K. Milewski: *EnergieStG/StromStG*, 2012, § 9a StromStG Rn. 3

genutzt wird. Die Einschränkung in Satz 2 führt dazu, dass auch das Produkt des Umwandlungsprozesses – die Wärme – von begünstigten Unternehmen genutzt werden muss.⁶² Nutzen soll in diesem Zusammenhang Ge- beziehungsweise Verbrauch bedeuten und nicht die rein gewerbliche Veräußerung.⁶³ Ob der PtH-Betreiber also von § 9b StromStG profitieren kann, hängt davon ab, dass die Wärme von einem Unternehmen des produzierenden Gewerbes verbraucht wird. Soweit eine Verteilung an private Letztverbraucher über das Fernwärmenetz erfolgt, ist die Norm demnach nicht einschlägig.

Zwischenfazit: Der PtH-Betreiber hat auch die Stromsteuer abzuführen. Ausnahmen kommen in aller Regel nicht in Betracht – etwas anderes gilt aber insbesondere, soweit die erzeugte Wärme durch ein Unternehmen des produzierenden Gewerbes genutzt wird (§ 9b StromStG).

Ergebnis: Wenn ein Versorgungsunternehmen einen Elektroheizkessel einsetzt und den hierzu benötigten Strom von einem Dritten ankauft, fallen im Grundsatz alle staatlich induzierten Entgelte, Abgaben, Umlagen und Steuern in der jeweiligen Regelhöhe an. Die Höhe der Netzentgelte kann sich jedoch im Einzelfall nach § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV reduzieren. Ausnahmen von der Stromsteuer können sich aus § 9b StromStG ergeben.

3.2 Rechtsrahmen bei Verbrauch eigen-erzeugten Stroms ohne Nutzung des Netzes für die allgemeine Versorgung

Während der Fremdbezug von Strom für PtH im Status quo kaum privilegiert ist, stellt sich die Situation im Falle der Nutzung eigenerzeugten Stroms (Eigenverbrauch) anders dar. Hier greifen im Status quo des EEG 2012 – vorbehaltlich der Änderungen infolge der EEG-Novelle 2014 – weitgehende Ausnahmetatbestände beziehungsweise ist bereits der Tatbestand nicht erfüllt. Eigenverbrauch wird im Fol-

genden so verstanden, dass keine Energieversorgungsnetze der allgemeinen Versorgung (vgl. § 3 Nr. 17 EnWG) in den Prozess von Erzeugung, Transport und Nutzung des Stromes eingeschaltet sind.

EEG-Umlage

Eigenerzeugter Strom unterliegt zumindest im Grundsatz der EEG-Umlage. Vorliegend bezieht der PtH-Betreiber den Strom zwar nicht von einem EVU, also einer natürlichen oder juristischen Person, die Elektrizität an Letztverbraucher liefert (§ 3 Nr. 2d EEG 2012), sondern erzeugt ihn selbst und transportiert ihn durch eine nicht der allgemeinen Versorgung dienende Leitung zu seinem Elektroheizkessel. Allerdings ergibt sich aus § 37 Abs. 3 S. 1 EEG 2012, **dass Letztverbraucher Elektrizitätsversorgungsunternehmen gleichstehen, wenn sie Strom verbrauchen, der nicht von einem EVU geliefert wird.**⁶⁴ Hierunter fällt auch der PtH-Betreiber. Seine Eigenschaft als Letztverbraucher ergibt sich dabei aus der weiten Definition, die im EEG heranzuziehen ist: § 37 Abs. 3 S. 2 EEG 2012 regelt auch Fälle der Eigenerzeugung, sodass es nicht wie in § 3 Nr. 25 EnWG auf einen Stromkauf ankommen kann. – Letztverbraucher nach dem EEG ist damit jeder, der Strom für den eigenen Gebrauch nutzt, also auch ein Eigenerzeuger und -verbraucher.⁶⁵ Die Zahlungspflicht besteht hier gegenüber dem ÜNB, in dessen Regelzone sich der Eigenerzeuger befindet.⁶⁶ Dass vorliegend kein Energieversorgungsnetz genutzt wird, spielt bei der EEG-Umlage keine Rolle. Aus § 37 Abs. 3 S. 2 Nr. 1 EEG 2012 ergibt sich eine Ausnahmenorm, die im Falle von Eigenerzeugung und -verbrauch den Anspruch der ÜNBs auf Zahlung der EEG-Umlage entfallen lässt, wenn der Strom nicht durch ein Netz geleitet wird. Daraus folgt aber im Umkehrschluss, dass die Umlage an sich auch dann zu zahlen ist, wenn kein Netz genutzt wird; andernfalls wäre die Festlegung dieser Ausnahme überflüssig. Dies entspricht im

64 vgl. P. Bachmann/U. M. Erling: *Pumpspeicherkraftwerke im Energiemix der Zukunft – eine rechtliche Einordnung*, et 6/2012, S. 99; M. von Oppen: *Neue Absatzwege für Strom nach der EEG-Photovoltaiknovelle 2012?*, ER 2/12, S. 61

65 F. Sailer: *Das Recht der Energiespeicherung nach der Energiewende*, ZNER 2012, S. 161

66 vgl. BGH, ZNER 2011, S. 432

62 K. Möhlenkamp, in: K. Möhlenkamp/K. Milewski: *EnergieStG/StromStG*, 2012, § 9b StromStG Rn. 2

63 K. Möhlenkamp, in: K. Möhlenkamp/K. Milewski: *EnergieStG/StromStG*, 2012, § 9b StromStG Rn. 3

Übrigen auch der Rechtsprechung des BGH zu den früheren Arealnetzen.⁶⁷

Wie bereits angedeutet, liegt jedoch in der Fallkonstellation des Eigenverbrauchs der Ausnahmetatbestand des **§ 37 Abs. 3 S. 2 Nr. 1 EEG 2012** vor: Der Anspruch der ÜNBs auf Zahlung der EEG-Umlage entfällt nach dieser Norm, wenn Letztverbraucher eine Stromerzeugungsanlage als Eigenerzeuger betreiben und den erzeugten Strom selbst verbrauchen, sofern der Strom nicht durch ein Netz durchgeleitet wird. Der PtH-Betreiber ist Eigenerzeuger und -verbraucher (Personenidentität⁶⁸), wenn er Strom aus einer von ihm betriebenen Stromerzeugungsanlage für den Elektroheizkessel nutzt. Zudem lässt er im geprüften Anwendungsfall den Strom nicht durch ein Netz, also eine Gesamtheit von miteinander verbundenen technischen Einrichtungen zur Abnahme, Übertragung und Verteilung von Elektrizität für die allgemeine Versorgung (§ 3 Nr. 7 EEG 2012), durchleiten, sondern nutzt dazu eine nicht der allgemeinen Versorgung dienende Leitung.⁶⁹ Die EEG-Umlage entfällt deshalb (im Ergebnis). Erforderlich ist aber wohl, dass Erzeugung und Verbrauch gleichzeitig stattfinden.⁷⁰

Einen weiteren Ausnahmetatbestand regelt **§ 37 Abs. 3 S. 2 Nr. 2 EEG 2012**. Danach entfällt für den Eigenerzeuger, der den erzeugten Strom selbst verbraucht, die Umlagepflicht auch dann, wenn zwar ein Netz für die allgemeine Versorgung genutzt wird, aber solange der Strom im räumlichen

Zusammenhang zu der Stromerzeugungsanlage verbraucht wird. Das Tatbestandsmerkmal des räumlichen Zusammenhangs soll genauso zu verstehen sein wie bei § 9 Abs. 1 Nr. 3 lit. a) StromStG.⁷¹ Wie weit der Bezugsraum gezogen werden kann, ist dabei umstritten und letztlich im Einzelfall zu entscheiden. Die Meinungen in der Literatur reichen von einer Durchbrechung des Zusammenhangs bei einer Lieferung in andere Stadtteile⁷² bis hin zu ganzen Landkreisen oder Industriekomplexen bei entsprechend leistungsfähigen Anlagen und gewachsenen Strukturen.⁷³ Je nach den örtlichen Verhältnissen kann auch diese Norm für den PtH-Betreiber einschlägig sein.

Zwischenfazit: Für den PtH-Betreiber entfällt die EEG-Umlage, wenn er eigenerzeugten Strom einsetzt und er nicht das Netz für die allgemeine Versorgung nutzt oder zwischen Stromerzeugungsanlage und PtH-Anlage ein räumlicher Zusammenhang besteht. Allerdings ist darauf hinzuweisen, dass im Rahmen der EEG-Novelle 2014 (Diskussionsstand März 2014) der Eigenverbrauch bei Neuanlagen möglicherweise stärker zur Finanzierung der EEG-Umlage beitragen soll.⁷⁴

Netzentgelte und weitere netzentgeltbezogene Bestandteile

Hinsichtlich der Frage nach der Pflicht zur Zahlung von Netzentgelten, ist letztlich nicht das Kriterium des Eigenverbrauchs, sondern alleine der Umstand der Netznutzung relevant. Soweit der vom PtH-Betreiber genutzte Strom **nicht durch ein Netz für die allgemeine Versorgung geleitet wird, entstehen mangels Netznutzung keine Kosten für aus dem Stromnetz entnommene elektrische Arbeit** (vgl. § 17 Abs. 2 StromNEV), sodass insoweit keine **Netzentgelte** anfallen. Umgekehrt kann eine Konstellation zwar nach

67 BGH, ZNER 2010, S. 67 ff.

68 T. Cosack, in: W. Frenz/H.-J. Müggenborg (Hrsg.): *EEG*, 3. Aufl. 2013, § 37 Rn. 78, 81; S. Herz/F. Valentin: *Die Vermarktung von Strom aus Photovoltaik- und Windenergieanlagen*, EnWZ 2013, S. 22; C. F. Haellmigk/A. Wittich/H. Grimm/A. Geiger: *Der Letztverbraucher als unmittelbarer Schuldner der EEG-Umlage*, RdE 2013, S. 408; M. von Oppen: *Stromspeicher – Rechtsrahmen und Orientierungsbedarf*, ER 2014, S. 12; vgl. auch: J. Panknin: *EEG-umlagefreie Eigenerzeugung – Status quo und Ausblick*, EnWZ 2014, S. 14 ff.

69 vgl. P. Salje: EEG 2012, 6. Aufl. 2012, § 3 EEG Rn. 126

70 strittig, vgl. dazu M. Altrock, in: M. Altrock/V. Oschmann/C. Theobald (Hrsg.): *EEG*, 4. Aufl. 2013, § 37 Rn. 34; für Gleichzeitigkeit wohl S. Herz/F. Valentin: *Die Vermarktung von Strom aus Photovoltaik- und Windenergieanlagen*, EnWZ 2013, S. 22

71 BT-Drs. 17/6071, S. 83

72 P. Salje: EEG 2012, 6. Aufl. 2012, § 37 EEG Rn. 62; C. F. Haellmigk/A. Wittich/H. Grimm/A. Geiger: *Der Letztverbraucher als unmittelbarer Schuldner der EEG-Umlage*, RdE 2013, S. 408 f.

73 M. Altrock, in: M. Altrock/V. Oschmann/C. Theobald (Hrsg.): *EEG*, 4. Aufl. 2013, § 37 Rn. 51 f

74 vgl. Anlage zu den *Eckpunkten für die Reform des EEG*, 21.01.2014, S. 6

§ 37 Abs. 3 S. 2 Nr. 2 EEG 2012 als Eigenverbrauch privilegiert und damit von der EEG-Umlage befreit sein, aufgrund der Nutzung des Netzes aber eine Pflicht zur Zahlung von Netzentgelten bestehen.

Die StromNEV regelt, wie sich aus § 1 StromNEV ergibt, nur die Festlegung der Methode zur Bestimmung der „Entgelte für den Zugang zu den Elektrizitätsübertragungs- und Elektrizitätsverteilernetzen“ (einschließlich der Ermittlung der Entgelte für dezentrale Einspeisungen). Im EnWG ist – noch allgemeiner – von den Entgelten für den Netzzugang zu den Energieversorgungsnetzen die Rede (§§ 20 Abs. 1, 21 Abs. 1, 24 S. 1 Nr. 1 EnWG). Was genau unter diesen Begriffen zu verstehen ist, ist weder in der StromNEV noch im EnWG legaldefiniert.⁷⁵ Das EnWG enthält in § 3 Nr. 17 EnWG nur eine Definition der „Energieversorgungsnetze der allgemeinen Versorgung“, wobei darunter solche Netze zu verstehen sind, die grundsätzlich für die Versorgung jedes Letztverbrauchers offenstehen. Wenn aber ein Unternehmen Strom aus einer eigenen Stromerzeugungsanlage entnimmt und über eine direkte Leitung⁷⁶ bis zum Elektroheizkessel transportiert, wird bereits kein „Netz“ genutzt, denn der Netzbegriff setzt eine Vielzahl von Verbindungsleitungen, -rohren und Endpunkten voraus.⁷⁷ Eine tiefergehende Auseinandersetzung mit den genannten speziellen Netzbegriffen kann insoweit unterbleiben. Hinzu kommt wohl, dass die Leitung regelmäßig vom Versorgungsunternehmen selbst oder einem Dienstleister errichtet wird beziehungsweise wurde. Es fehlt dann insoweit an einem verantwortlichen Netzbetreiber⁷⁸, der über die Netzentgelte die Kosten für Netzausbau, -umbau, Systemdienstleistungen etc. auf seine Netznutzer umlegen kann. Deshalb sind mangels Nutzung des allge-

meinen Stromnetzes vom PtH-Betreiber für den eigenverbrauchten⁷⁹ Strom keine Netzentgelte zu zahlen.⁸⁰

Daneben fehlt auch der rechtliche Anknüpfungspunkt für alle weiteren netzentgeltbezogenen Bestandteile.⁸¹ Bei Nutzung einer direkten Leitung, um Strom zum Elektroheizkessel zu transportieren, fallen keine **Konzessionsabgaben** an, da die Leitungen nicht der Versorgung von Letztverbrauchern mit Elektrizität oder Gas dienen, sondern dem Eigenverbrauch.⁸² Es werden also keine Kunden mit Strom beliefert, sodass hier die §§ 46, 48 EnWG nicht einschlägig sind. Zudem werden von den Versorgungsunternehmen bei Nutzung von PtH wohl regelmäßig bereits keine öffentlichen Verkehrswege für die Verlegung der Leitungen benutzt, sondern das eigene Betriebsgelände⁸³, sodass auch insoweit kein rechtlicher oder tatsächlicher Grund für die Einforderung von Konzessionsabgaben besteht.

Auch die **KWK-Umlage** ist nicht zu zahlen, wie bereits aus § 9 Abs. 3 S. 1 KWKG folgt. Danach haben die ÜNBs den Belastungsausgleich bezüglich geleisteter KWK-Zuschläge beziehungsweise Ausgleichszahlungen „nach Maßgabe der von ihnen oder anderen Netzbetreibern im Bereich ih-

79 Gleiches gilt im Falle des Fremdbezugs ohne Netznutzung.

80 vgl. hierzu etwa: F. Sailer: *Das Recht der Energiespeicherung nach der Energiewende*, ZNER 2012, S. 158; W. Lehnert/J. Vollprecht: *Der energierechtliche Rahmen für Stromspeicher*, ZNER 2012, S. 364; C. Moench/T. Krappel: *Zur Wirksamkeit individueller Netzentgelte*, RdE 2012, S. 313; M. von Oppen: *Neue Absatzwege für Strom nach der EEG-Photovoltaiknovelle 2012?*, 2012, S. 61; M. von Oppen: *Stromspeicher – Rechtsrahmen und Orientierungsbedarf*, ER 2014, S. 13; H. Heller: *Optimierung der energierechtlichen Rahmenbedingungen durch den Einsatz moderner Stromspeichertechnologie*, EWeRK 2013, S. 179

81 vgl. hierzu insbesondere: W. Lehnert/J. Vollprecht: *Der energierechtliche Rahmen für Stromspeicher*, ZNER 2012, S. 364; M. von Oppen: *Neue Absatzwege für Strom nach der EEG-Photovoltaiknovelle 2012?*, 2012, S. 61; H. Heller: *Optimierung der energierechtlichen Rahmenbedingungen durch den Einsatz moderner Stromspeichertechnologie*, EWeRK 2013, S. 179 f.

82 M. Albrecht, in: J.-P. Schneider/C. Theobald (Hrsg.): *Recht der Energiewirtschaft*, 4. Aufl. 2014, § 9 Rn. 193

83 vgl. auch S. Herz/F. Valentin: *Die Vermarktung von Strom aus Photovoltaik- und Windenergieanlagen*, EnWZ 2013, S. 20

75 vgl. S. Misling, in: W. Danner/C. Theobald (Hrsg.): *Energierrecht*, 78. Erg.-Lief. 2013, § 1 StromNEV Rn. 18 ff.

76 Ob es sich hierbei um Direktleitungen im Sinne von § 3 Nr. 12 EnWG handelt, kann offen bleiben.

77 so C. Theobald, in: W. Danner/C. Theobald (Hrsg.): *Energierrecht*, 78. Erg.-Lief. 2013, § 3 EnWG Rn. 225

78 vgl. Gleiss Lutz: *Gutachterliche Stellungnahme Rechtsfragen des Eigenverbrauchs und des Direktverbrauchs von Strom durch Dritte aus Photovoltaikanlagen*, 30.04.2013, S. 18 f.

res Übertragungsnetzes an Letztverbraucher [...] gelieferten Strommenge“ durchzuführen. Daraus lässt sich ersehen, dass eigenerzeugter Strom nicht Teil des Wälzungsmechanismus ist, denn bei der Eigenerzeugung und -nutzung gibt es keinen Netzbetreiber, der an Letztverbraucher Strom liefert. Auch die Deckelungsvorschrift in § 9 Abs. 7 S. 2 KWKG macht deutlich, dass es nur um „Strombezüge aus dem Netz für die allgemeine Versorgung“ geht.⁸⁴

Für **Offshore-Haftungsumlage**⁸⁵, **AbLaV-Umlage**⁸⁶ und **StromNEV-Umlage**⁸⁷ gilt dasselbe wie für die KWK-Umlage, da bei diesen Umlagen jeweils auf den Wälzungsmechanismus in § 9 KWKG verwiesen wird.⁸⁸ Bei den **EinsMan-Kosten** nach § 12 Abs. 2 EEG 2012 erfolgt zwar kein Verweis auf das KWKG, jedoch ist auch hier zumindest geregelt, dass es einen beteiligten Netzbetreiber geben muss, der die Umlage gegenüber dem Letztverbraucher geltend machen kann: „Der Netzbetreiber kann die Kosten nach Absatz 1 bei der Ermittlung der Netzentgelte in Ansatz bringen“ (§ 12 Abs. 2 S. 1 EEG2012). Das Gleiche gilt schließlich auch bei den **Kosten nach § 10 SysStabV** – hier heißt es nämlich: „Die Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen sind berechtigt, 50 Prozent der [...] Kosten über die Netzentgelte geltend zu machen“ (§ 10 Abs. 1 SysStabV).

Ohnehin dürften die genannten netzentgeltbezogenen Umlagen schon deshalb entfallen, weil mangels Netznutzung nach der StromNEV kein Netzentgelt zu zahlen ist und somit die Basis für die Umlagen fehlt. Die jeweils umzulegenden Kostenelemente seien „bei der Berechnung der Netznutzungsentgelte in Ansatz zu bringen“ (§ 9 Abs. 7 S. 1 KWKG;

ähnlich: § 11 Abs. 2 S. 1 EEG 2012), „als Aufschlag auf die Netzentgelte anteilig auf die Letztverbraucher“ umzulegen (§ 17f Abs. 1 S. 2 EnWG, § 19 Abs. 2 S. 15 StromNEV) oder „über die Netzentgelte geltend zu machen“ (§ 10 Abs. 1 SysStabV). Auch die Deckelungsvorschriften stellen Bezüge zu den Netzentgelten her. So heißt es etwa in § 9 Abs. 7 S. 2 KWKG: „Für Letztverbraucher, deren Jahresverbrauch an einer Abnahmestelle mehr als 100.000 Kilowattstunden beträgt, darf sich das **Netznutzungsentgelt**⁸⁹ [...] höchstens um 0,05 Cent pro Kilowattstunde erhöhen.“ Hier wird die KWK-Umlage dem Wortlaut nach also sogar in das Netzentgelt mit einberechnet. Wenn nun aber schon keine Netzentgelte anfallen, können auch keine darauf basierenden Umlagen verlangt werden.⁹⁰

Zwischenfazit: Nutzt der PtH-Betreiber – unabhängig von der Frage der Eigenerzeugung – kein Netz für die allgemeine Versorgung, fallen weder Netzentgelte noch weitere netzentgeltbezogene Umlagen an. Auch insoweit könnten aber im Zuge der EEG-Novelle 2014 beziehungsweise einer nachfolgenden Novelle des Energiewirtschaftsrechts Änderungen eintreten.⁹¹

Stromsteuer

Die Stromsteuer wird in den meisten PtH-Konstellationen anfallen. **Wenn ein Versorgungsunternehmen Strom aus einer eigenen Erzeugungsanlage entnimmt, dann ist es gleichwohl als Versorger (§ 2 Nr. 1 StromStG) und nicht als Eigenerzeuger (§ 2 Nr. 2 StromStG) einzuordnen.** Diesbezüglich ändert sich also im Vergleich zur Stromkaufkonstellation nichts. Für die Versorgereigenschaft wird im StromStG nicht unterschieden zwischen dem Strom, der aus der Stromerzeugungsanlage in das Stromnetz eingespeist wird – und damit im Sinne von § 2 Nr. 1 StromStG geleistet wird –, und dem Strom, der direkt vor Ort entnommen wird, um ihn in Wärme umzuwandeln. Für den Stromanteil, der an Letztverbraucher geliefert wird, entsteht die Steuer mit der Entnahme durch den Letztverbraucher, für den in der

84 hierzu: S. Herz/F. Valentin: Die Vermarktung von Strom aus Photovoltaik- und Windenergieanlagen, EnWZ 2013, S. 20; Gleiss Lutz: Gutachterliche Stellungnahme Rechtsfragen des Eigenverbrauchs und des Direktverbrauchs von Strom durch Dritte aus Photovoltaikanlagen, 30.04.2013, S. 19 f.

85 § 17f Abs. 1 S. 3 EnWG

86 § 18 Abs. 1 S. 1 Hs. 2 AbLaV

87 § 19 Abs. 2 S. 15 StromNEV

88 Gleiss Lutz: Gutachterliche Stellungnahme Rechtsfragen des Eigenverbrauchs und des Direktverbrauchs von Strom durch Dritte aus Photovoltaikanlagen, 30.04.2013, S. 21

89 Hervorhebung durch den Verfasser

90 W. Lehnert/J. Vollprecht: Der energierechtliche Rahmen für Stromspeicher, ZNER 2012, S. 364

91 vgl. Koalitionsvertrag, 18. Legislaturperiode, S. 59

PtH-Anlage genutzten Stromanteil mit der Entnahme des Versorgers zum Selbstverbrauch (§ 5 Abs. 1 S. 1 StromStG). Erforderlich ist in beiden Fällen die Entnahme aus dem Versorgungsnetz. Der Begriff ist weit auszulegen, sodass auch zu einem Kraftwerk gehörende Leitungen mit umfasst sind. Dies wird damit begründet, dass das Kraftwerk als Stromerzeuger notwendigerweise den Beginn der Erzeugungskette bildet.⁹² Steuerschuldner ist jeweils der Versorger selbst (§ 5 Abs. 2 StromStG), wobei bei der Stromlieferung an Verbraucher eine Umwälzung erfolgt.

Zwar könnte man an sich zu der Ansicht gelangen, dass das Versorgungsunternehmen für den in der PtH-Anlage genutzten Strom Eigenerzeuger im Sinne von § 5 Abs. 1 S. 2 StromStG ist, da insoweit Strom zum Selbstverbrauch erzeugt wird (§ 2 Nr. 2 StromStG). Vorrangig ist jedoch zu prüfen, ob der Betreiber aufgrund des Gesamtbildes als Versorger im Sinne von § 5 Abs. 1 S. 1 (Alt. 2) StromStG einzuordnen ist, der Strom zum Selbstverbrauch entnimmt. Die Vorrangigkeit ergibt sich bereits aus dem Gesetz, wonach die spezielle Regelung zur Eigenerzeugung in § 5 Abs. 1 S. 2 StromStG nur „vorbehaltlich Satz 1“ gilt.⁹³ Sobald demnach auch Strom geleistet wird, ist für die Einordnung als Eigenerzeuger grundsätzlich kein Raum mehr.⁹⁴ Dass ein Versorgungsunternehmen den gesamten Strom aus der Stromerzeugungsanlage ausschließlich für PtH einsetzt, kann jedoch wohl ausgeschlossen werden.⁹⁵

92 so K. Milewski, in: K. Möhlenkamp/K. Milewski: *EnergieStG/StromStG*, 2012, § 5 StromStG Rn. 7; B. Khazzoum, in: B. Khazzoum/C. Kudla/R. Reuter: *Energie und Steuern*, 2011, S. 45; S. Herz/F. Valentin: *Die Vermarktung von Strom aus Photovoltaik- und Windenergieanlagen*, EnWZ 2013, S. 20; a. A.: M. von Oppen: *Stromspeicher – Rechtsrahmen und Orientierungsbedarf*, ER 2014, S. 14

93 K. Milewski, in: K. Möhlenkamp/K. Milewski: *EnergieStG/StromStG*, 2012, § 2 StromStG Rn. 22, § 5 StromStG Rn. 21; R. Wundrack, in: M. Bongartz/S. Alexander (Hrsg.): *Energiesteuer, Stromsteuer, Zolltarif und Nebengesetze*, 6. Erg.-Lief., März 2012, § 2 StromStG Rn. 15

94 K. Milewski, in: K. Möhlenkamp/K. Milewski: *EnergieStG/StromStG*, 2012, § 5 StromStG Rn. 21; A. Thoms, in: R. Stein/A. Thoms: *Energiesteuern in der Praxis*, 2. Aufl. 2013, S. 218 f.

95 Gegebenenfalls ist aber § 1a StromStV zu beachten.

Befreiungen von der Stromsteuer können sich aus § 9 StromStG ergeben. Zunächst kommt **§ 9 Abs. 1 Nr. 1 StromStG** in Betracht. Nach dieser Norm ist Strom aus Erneuerbaren Energien steuerbefreit, wenn er aus einem ausschließlich mit Strom aus Erneuerbaren Energieträgern gespeisten Netz oder einer entsprechenden Leitung entnommen wird. Wie sich aus § 2 Nr. 7 StromStG ergibt, umfasst der Begriff Erneuerbare Energien im Sinne des Stromsteuergesetzes Wasserkraft, Windkraft, Sonnenenergie, Erdwärme, Deponiegas, Klärgas oder Biomasse. Es wird von der Finanzverwaltung bei eigenen Stromleitungen – nicht dagegen bei Einspeisung in das allgemeine Versorgungsnetz – als unschädlich angesehen, wenn auch konventioneller Strom am Ort der Erzeugung eingespeist wird. Dies gilt aber gerade nicht für Deponiegas, Klärgas und Biomasse, hier ist eine Vermischung innerhalb der Leitung nicht vorgesehen. Erneuerbare und konventionelle Energieträger können hier nur nacheinander eingesetzt werden.⁹⁶ Ein Versorgungsunternehmen, das Strom aus Deponiegas, Klärgas oder Biomasse einsetzt, kann also von § 9 Abs. 1 Nr. 1 StromStG nur profitieren, wenn es zum Betrieb des Elektroheizkessels zur gleichen Zeit ausschließlich Strom aus Deponiegas, Klärgas oder Biomasse einsetzt. Es kommt dabei auf die tatsächliche physikalische Einspeisung an, vertragliche Umstände bleiben außen vor.⁹⁷

§ 9 Abs. 1 Nr. 2 StromStG betrifft nur die Entnahme von Strom zur Stromerzeugung und ist folglich nicht einschlägig. Auch **§ 9 Abs. 1 Nr. 3 lit. a) StromStG** kommt nicht in Betracht, da hiernach insbesondere erforderlich ist, dass Strom von einem Anlagenbetreiber als Eigenerzeuger zum Selbstverbrauch entnommen wird. Da das Versorgungsunternehmen – wie dargestellt – aber formal nicht als Eigenerzeuger einzuordnen ist, sondern als Versorger, ist die Vorschrift nach hier vertretener Auffassung nicht anwend-

96 K. Möhlenkamp, in: K. Möhlenkamp/K. Milewski: *EnergieStG/StromStG*, 2012, § 9 StromStG Rn. 4 f, unter Bezugnahme auf das Bundesministerium der Finanzen

97 K. Möhlenkamp, in: K. Möhlenkamp/K. Milewski: *EnergieStG/StromStG*, 2012, § 9 StromStG Rn. 6, unter Bezugnahme auf das Bundesministerium der Finanzen

bar.⁹⁸ Ohnehin ist zu beachten, dass die Privilegierung nur für Erzeugungsanlagen mit einer elektrischen Nennleistung bis zu zwei Megawatt gilt. Der Anlagenbegriff wird in § 12b StromStV⁹⁹ näher ausdifferenziert, sodass etwa auch mehrere unmittelbar miteinander verbundene Stromerzeugungseinheiten als eine Anlage im Sinne von § 9 Abs. 1 Nr. 1 StromStG gelten (§ 12b Abs. 1 S. 1 StromStV). Nach § 12b Abs. 2 StromStV gelten unter bestimmten Umständen sogar Erzeugungsanlagen an unterschiedlichen Standorten als eine Anlage – insbesondere, wenn eine zentrale Steuerung

erfolgt. Die Grenze von zwei Megawatt dürfte also für ein Versorgungsunternehmen schnell überschritten sein.

Zwischenfazit: Die Stromsteuer wird für den PtH-Betreiber, der eigenen Strom einsetzt, regelmäßig anfallen. Ausnahmen von der Stromsteuer erscheinen nur dann möglich, wenn die Stromerzeugungsanlage nicht mit konventionellen Energieträgern betrieben wird (§ 9 Abs. 1 Nr. 1 StromStG).

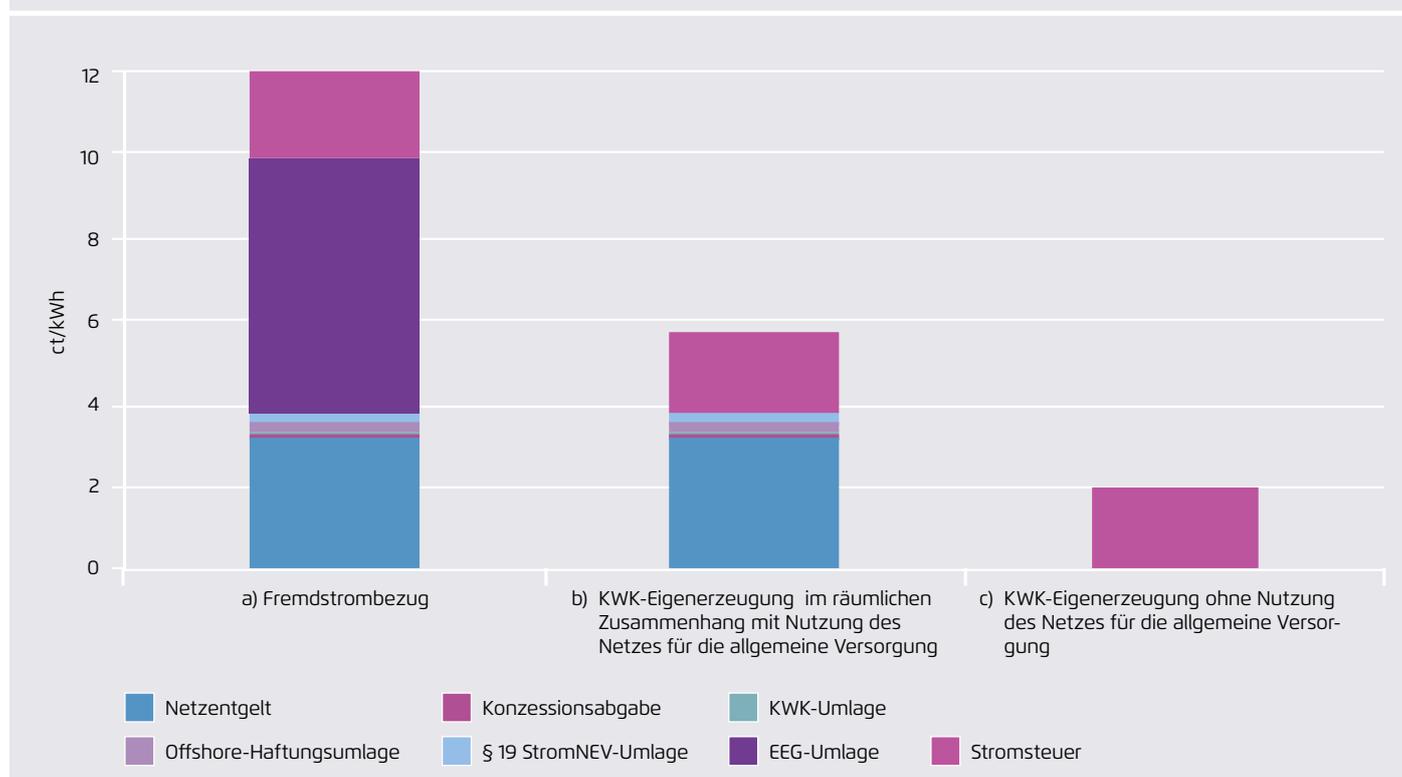
Ergebnis: Nach derzeit noch gültigem Rechtsrahmen (EEG 2012) ist der Eigenverbrauch privilegiert, was sich insbesondere bei der EEG-Umlage zeigt (§ 37 Abs. 3 S. 2 EEG 2012). Wenn die Eigenversorgung ohne Nutzung der Netze der allgemeinen Versorgung erfolgt, fallen auch die Netzentgelte und weiteren netzentgeltbezogenen Bestandteile weg. Davon profitiert auch ein PtH-Betreiber, der Strom aus eigenen Erzeugungsanlagen in Wärme umwandelt. Soweit keine Netznutzung erfolgt, wird dann in den meisten Fällen nur die Stromsteuer zu zahlen sein.

98 Ein PtH-Betreiber, der eigene Stromerzeugungsanlagen ausschließlich dazu einsetzt, um Strom für den Elektroheizkessel zu generieren, kann dagegen von dieser Befreiungsnorm profitieren. In der Praxis dürfte eine solche Konstellation jedoch unwahrscheinlich sein.

99 In der Fassung der Zweiten Verordnung zur Änderung der Energiesteuer- und der Stromsteuer-Durchführungsverordnung vom 24.07.2013, BGBl. I S. 2763

Anfallende Strompreisbestandteile möglicher PtH-Strombezugskonzepte

Abbildung 3-1



Eigene Darstellung

Die linke Säule zeigt die volle Kostenbelastung im Falle des Fremdbezugs (ohne Privilegierung nach § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV), die rechte Säule zeigt den Umfang der Stromkosten im Falle des Eigenverbrauchs ohne Netznutzung (nur Stromsteuer zu zahlen). Die mittlere Säule bildet den Spezialfall des Eigenverbrauchs mit Netznutzung im räumlichen Zusammenhang ab (dazu sogleich).

3.3 Weitere Hinweise zum Rechtsrahmen

Fallvarianten

Die beiden hier dargestellten Fallkonstellationen Fremdbezug und Eigenverbrauch ohne Netznutzung bilden die beiden „Extremfälle“: In der Variante des Fremdbezugs sind alle staatlich induzierten Strompreiselemente zu tragen, bei Eigenverbrauch ohne Netznutzung regelmäßig nur die Stromsteuer. Es sind jedoch **weitere Zwischenformen denkbar**, bei denen für jeden Strompreiskostenbestandteil im Einzelnen geprüft werden muss, ob der Tatbestand erfüllt ist beziehungsweise ob Ausnahmenvorschriften gelten. Beispielhaft sei auf folgende Fallvariante hingewiesen: **Ein Versorgungsunternehmen könnte eine KWK-Anlage betreiben und damit Strom erzeugen, der ins Netz eingespeist wird. An einem anderen Ort, aber noch im räumlichen Zusammenhang (§ 37 Abs. 3 S. 2 Nr. 2 EEG 2012, § 9 Abs. 1 Nr. 3 StromStG)¹⁰⁰, betreibt das Unternehmen eine PtH-Anlage.** Wenn nun gleichzeitig Strom erzeugt und ins Netz eingespeist wird und andererseits die PtH-Anlage aus dem Netz Strom zur Wärmeerzeugung bezieht, dürfte dies dazu führen, dass zwar Netzentgelte zu zahlen sind, die EEG-Umlage aber nach § 37 Abs. 3 S. 2 Nr. 2 EEG 2012 entfällt. Es ist jedoch darauf hinzuweisen, dass diese Privilegierung im Zuge der EEG-Novelle 2014 (Diskussionsstand März 2014) entfallen könnte.

Negative Regelenergie

Bislang¹⁰¹ werden PtH-Anlagen häufig eingesetzt beziehungsweise geplant, um negative Regelenergie bereitzustellen.

¹⁰² In der Stromnetzzugangsverordnung (StromNZV)¹⁰³ wird Regelenergie¹⁰⁴ definiert als diejenige Energie, die zum Ausgleich von Leistungsungleichgewichten in der jeweiligen Regelzone eingesetzt wird (§ 2 Nr. 9 StromNZV). Regelenergie dient damit der Frequenzhaltung. Bei einem Stromüberschuss können entweder Erzeugungsanlagen abgeregelt oder zusätzliche Verbraucher aktiviert werden – in beiden Fällen spricht man von negativer Regelenergie.¹⁰⁵

Die ÜNB sind verpflichtet, Regelenergie im Rahmen einer gemeinsamen regelzonenübergreifenden und anonymisierten Ausschreibung über eine Internetplattform¹⁰⁶ zu beschaffen (§ 6 Abs. 1 StromNZV, § 22 Abs. 2 EnWG). Vor der Teilnahme an einer Ausschreibung haben potenzielle Anbieter von Regelenergieprodukten nachzuweisen, dass sie die zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit erforderlichen Anforderungen für die Erbringung der jeweiligen Regelenergieart erfüllen (§ 6 Abs. 5 StromNZV). Wer also mit seiner Anlage am Regelenergiemarkt partizipieren will, muss diese zunächst präqualifizieren. Die exakten Anforderungen sind für die verschiedenen Regelenergiearten unterschiedlich.¹⁰⁷ Primär- und Sekundärregelenergie werden wöchentlich ausgeschrieben, für die Minutenreserve erfolgt die Ausschreibung täglich.¹⁰⁸ Auf die jeweilige Ausschreibung hin geben die präqualifizierten Anbieter von Regelenergie ihre Angebote ab. Unterschieden wird zwi-

¹⁰² Bei PtH geht es um Sekundärregelung oder Minutenreserve, nicht aber um Primärregelung.

¹⁰³ Stromnetzzugangsverordnung vom 25. Juli 2005 (BGBl. I S. 2243), die zuletzt durch Artikel 5 der Verordnung vom 14. August 2013 (BGBl. I S. 3250) geändert worden ist

¹⁰⁴ vgl. hierzu auch M. von Oppen: *Stromspeicher – Rechtsrahmen und Orientierungsbedarf*, ER 2014, S. 15 f.

¹⁰⁵ U. Ehrlicke/D. Breuer: *Die Vereinbarkeit von sog. Optionsverträgen auf negative Regelenergie mit dem EEG*, RdE 2010, S. 309

¹⁰⁶ siehe www.regelleistung.net

¹⁰⁷ siehe hierzu: Anhänge D 1, D 2 (Teil 1 und 2) und D 3 zum TransmissionCode 2007, sowie BNetzA, Beschlüsse vom 12.04.2011, BK6-10-097 und BK6-10-098 sowie Beschluss vom 18.10.2011, BK6-10-099

¹⁰⁸ BNetzA, Beschlüsse vom 12.04.2011, BK6-10-097 und BK6-10-098 sowie Beschluss vom 18.10.2011, BK6-10-099; die Sekundärregelung wird für Haupt- und Nebenzeit ausgeschrieben, die Minutenreserve in 4-Stunden-Blöcken.

¹⁰⁰ Es gilt ein Richtwert von 4,5 Kilometern; vgl. BFH, ZNER 2004, S. 282; BT-Drs. 17/6071, S. 83

¹⁰¹ so die im Laufe der Projektdurchführung gewonnenen Erkenntnisse

schen **Leistungs- und Arbeitspreis**. Der Leistungspreis wird für die Vorhaltung von Kapazitäten für Regelenergie bezahlt, unabhängig davon, ob letztendlich ein Abruf erfolgt oder nicht.¹⁰⁹ Der Arbeitspreis wird dagegen für den tatsächlichen Einsatz bezahlt.¹¹⁰ Ob ein Anbieter aktiviert wird, folgt dem Prinzip der *Merit Order* (Leistungsreihenfolge): Zunächst kommt der günstigste Arbeitspreis zum Zug, es folgen die nächsthöheren Angebote – so lange, bis der Bedarf an Regelenergie gedeckt ist (vgl. § 7 StromNZV).¹¹¹

Nach der hier vertretenen Auffassung handelt es sich beim Strombezug für einen Elektroheizkessel im Wege negativer Regelenergie um Fremdstrom. Damit gilt die Stromkostensituation für den Fremdbezug von Strom, **es fallen im Grundsatz also alle Strompreiskostenbestandteile an**.¹¹² Eigene Ausnahmetatbestände für Systemdienstleistungen existieren nicht. Möglich ist aber eine Netzentgeltverringerung nach § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV (Lastabsenkung in Hochlastzeitfenstern). Dabei gilt, dass Leistungsspitzen in den Hochlastzeitfenstern, die durch Stromentnahme zur Bereitstellung negativer Regelenergie entstehen, bei der Ermittlung der höchsten Leistung außer Betracht bleiben.¹¹³ Hintergrund dieser besonderen Festlegung der Bundesnetzagentur ist, dass dem Anbieter von Regelenergie insoweit die Steuerung seines Verbrauchs entzogen ist.¹¹⁴

Industrieunternehmen

Soweit Industrieunternehmen PtH einsetzen, sind die diversen Vorschriften, die an große Stromverbräuche anknüpfen, von Bedeutung. Hier ist insbesondere an § 19 Abs. 2 S. 2-4 StromNEV zu denken, sodass gegebenenfalls

ermäßigte Netzentgelte zu zahlen sind. Zudem kommen diverse Deckelungsregelungen (etwa bei der KWK-Umlage) in Betracht. Schließlich kann die Stromsteuerentlastung nach § 9b StromStG einschlägig sein. Diese greift bei Stromentnahme zu betrieblichen Zwecken (hierzu zählt auch die Erzeugung von Wärme).

Primärenergiefaktor

Für die Wirtschaftlichkeit von Elektroheizkesseln ist der Primärenergiefaktor f_p , der mit der Anlage erzeugten Fernwärme – als Indikator für die effiziente Gewinnung von Strom oder Wärme aus Primärenergie – von nicht unerheblicher Bedeutung. Er bestimmt die aufgewendete Primärenergie, also die Verluste bei Gewinnung, Umwandlung, Verteilung etc., im Verhältnis zur Endenergie. Jeder Energieträger besitzt einen eigenen, spezifischen Faktor. Dabei gilt: je niedriger, desto besser. Rechtsverbindlich normiert sind die f_p der verschiedenen Energieträger in der Energieeinsparverordnung (EnEV)¹¹⁵ und teilweise in der darin in Bezug genommenen DIN V 18599¹¹⁶. Zur Ermittlung des f_p kann auf die pauschalen Werte jedoch nur zurückgegriffen werden, wenn die Wärmebereitstellung vollständig auf einer der dort genannten Erzeugungsarten beruht¹¹⁷.

Die **Berechnung des f_p von Fernwärme** stellt wegen der Vielfalt der möglichen Wärmeerzeugung (Brennstoffmix, Erzeugungsstruktur, KWK-Anteil) einen Sonderfall dar. In der Regel wird der Betreiber der Anlage die mit dem Elektroheizkessel erzeugte Fernwärme zur Speisung seines Fernwärmenetzes nutzen, um auf die bestehende Infrastruktur

109 U. Ehrlicke/D. Breuer: *Die Vereinbarkeit von sog. Optionsverträgen auf negative Regelenergie mit dem EEG*, RdE 2010, S. 310

110 U. Ehrlicke/D. Breuer: *Die Vereinbarkeit von sog. Optionsverträgen auf negative Regelenergie mit dem EEG*, RdE 2010, S. 310

111 D. Breuer: *Zur Bereitstellung von Regelleistung im Rahmen der Direktvermarktung nach dem EEG 2012*, REE 2012, S. 21

112 Im Zuge dieses Gutachtens nicht abschließend geprüft. Nicht ganz eindeutig ist die Situation insbesondere bei der EEG-Umlage (ist § 37 Abs. 3 S. 1 EEG einschlägig?).

113 BNetzA, Beschluss vom 11.12.2013, BK4-13-739, S. 31

114 BNetzA, Beschluss vom 11.12.2013, BK4-13-739, S. 31

115 Die EnEV 2009 (Energieeinsparverordnung vom 24. Juli 2007 [BGBl. I S. 1519], die zuletzt durch Artikel 4 des Gesetzes vom 5. Dezember 2012 [BGBl. I S. 2449] geändert worden ist) hat für Neubauten noch Geltungswirkung bis zum 30. April 2014. Ab dem 1. Mai 2014 gilt die EnEV 2014 (Energieeinsparverordnung vom 24. Juli 2007 [BGBl. I S. 1519], die zuletzt durch Artikel 1 der Verordnung vom 18. November 2013 [BGBl. I S. 3951] geändert worden ist), auf die in den folgenden Ausführungen Bezug genommen wird.

116 Nach der ab dem 1. Mai 2014 geltenden EnEV 2014 wird auf die Fassung DIN V 18599-1: 2011-12 verwiesen.

117 vgl. J. Achelis: *Fachkommission Bautechnik der Bauministerkonferenz – Auslegungsfragen zur Energieeinsparverordnung – Teil 9*, S. 8 und Teil 16, S. 2

zurückzugreifen und fossile und/oder andere erneuerbare Brennstoffe im konventionellen Kraftwerk zu substituieren, aus denen die Fernwärme ansonsten erzeugt wird, wenn der Elektroheizkessel nicht in Betrieb ist. Aufgrund dieses Energieträgermixes unterschiedlicher Wärmeerzeuger bei der Fernwärmeversorgung haben die pauschalen f_p keine Gültigkeit¹¹⁸. Der f_p der Fernwärmeversorgung muss in diesen Fällen konkret berechnet werden. Der so ermittelte f_p der in das Fernwärmenetz gespeisten Fernwärme hat auf der Abnehmerseite grundlegende Bedeutung für die Berechnung des individuellen Jahres-Primärenergiebedarfs des Gebäudes nach der vorgenannten EnEV.

Die aufgrund der Ermächtigung in § 1 Abs. 2, § 2 Abs. 2 und 3, § 3 Abs. 2, § 4, jeweils in Verbindung mit § 5 sowie § 5a Satz 1 und 2 des Energieeinspargesetzes (EnEG)¹¹⁹ erlassene EnEV verfolgt als gebäudebezogenes Baunebenrecht¹²⁰ einen integrierten energetischen Ansatz, indem **rechtliche Anforderungen an den Gesamtenergiebedarf von Gebäuden** gestellt werden.¹²¹ Die EnEV enthält ordnungsrechtliche Vorgaben für die Begrenzung des Energieverbrauchs für Beheizung, Klimatisierung, Warmwasser, Belüftung und Beleuchtung im Zusammenhang mit der Nutzung von neu errichteten Gebäuden.¹²² Für Bestandsgebäude ist die geltende EnEV aufgrund des sachlichen Anwendungsbereichs nicht einschlägig, es sei denn, das Gebäude wurde unter Geltung einer der früheren Fassungen der Energieeinsparverordnung errichtet und wird nachträglich auf die Einhaltung der Anforderungen überprüft. Durch den Verzicht auf

Genehmigungserfordernisse und staatliche Bauabnahmen fehlt es in den Bundesländern – denen der Vollzug der EnEV obliegt – aber bereits an einer regelmäßigen Kontrolle und Überwachung der Vorgaben der EnEV während der Bauausführung und der Bauabnahme.¹²³ Anders ist dies jedoch bezüglich des vom AGFW auf Grundlage des **AGFW-Arbeitsblatts FW 309-1**¹²⁴ bescheinigten f_p des Fernwärmenetzes. Das AGFW-Arbeitsblatt dient als Anwendungs- und Auslegungshilfe und Anleitung zur Bestimmung der spezifischen f_p für die Fernwärmeversorgung und stellt damit die Grundlage zur Bestimmung des für die EnEV maßgeblichen Jahres-Primärenergiebedarfs dar.¹²⁵ Bei den AGFW-Arbeitsblättern handelt es sich dabei um technische Regeln, mit denen der Stand der Technik anwendergesteuert fortgeschrieben wird.¹²⁶ Nach Ziff. 2.1 Abs. 1 und 2 der Geschäftsordnung¹²⁷ zum AGFW-Arbeitsblatt FW 309-1 hat der f_p je nach betrachtetem Zeitraum der aktuellen Bilanzdatenbasis eine Geltungsdauer von drei oder zehn Jahren. Verschlechterungen durch einen höheren f_p des im Elektroheizkessel eingesetzten Stroms können daher zu einer Erhöhung und damit Verschlechterung des f_p des gesamten Fernwärmenetzes führen. Der Einsatz von Strom in Elektroheizkesseln zur Erzeugung von Fernwärme kann folglich rechtliche Auswirkungen auf die Einhaltung des zulässigen Jahres-

123 ausführlich dazu: C. Ziehm: *Vollzugsdefizite im Bereich des Klimaschutzrechts*, ZUR 2010, S. 411 (411 ff.)

124 Die noch aktuelle Fassung, Stand Mai 2010, wird mit Wirkung zum Mai 2014 ersetzt, welche abrufbar ist unter: www.agfw.de/index.php?eID=tx_nawsecuredl&u=0&file=fileadmin/agfw/content/linkes_menue/erzeugung/Energetische_Bewertung/EnEV_und_Fernwaerme/FW_309_1_Arbeitsblatt_und_Geschaeftsordnung_Mai2014.pdf&t=1396945050&hash=b62ffb7de85c5f4ae34e1402833f5cef7eb59531.

125 AGFW-Arbeitsblatt FW 309 Teil 1, S. 5

126 AGFW-Regelwerk – Aufbau, Philosophie und Ziele

127 Geschäftsordnung zum Arbeitsblatt FW 309 Teil 1 – Geschäftsordnung für die Bescheinigungen über die energetische Bewertung von Fernwärme nach FW 309-1, Stand Mai 2010, abrufbar als Anhang zum AGFW-Arbeitsblatt FW 309-1 unter www.agfw.de/index.php?eID=tx_nawsecuredl&u=0&file=fileadmin/agfw/content/linkes_menue/erzeugung/Alternative_Erzeugung/EnEV_u_fernwaerme/FW_309_1_Arbeitsblatt_und_Geschaeftsordnung_Mai2010.pdf&t=1370613291&hash=5de3d7aab1e630c25d33b5dafa22e944e7cc01e0 (06.06.2013)

118 J. Achelis: *DIBt Auslegungsfragen zur Energieeinsparverordnung – Teil 1*, S. 3, abrufbar unter www.dibt.de/de/Service/Data/EnEG_Staffel1.pdf (10.06.2013); ders.: *Fachkommission Bautechnik der Bauministerkonferenz, Auslegungsfragen zur Energieeinsparverordnung – 3. Teil*, S. 3., abrufbar unter www.dibt.de/de/Service/Data/EnEG_Staffel3.pdf (10.06.2013)

119 Energieeinsparungsgesetz in der Fassung der Bekanntmachung vom 1. September 2005 (BGBl. I S. 2684), das durch Artikel 1 des Gesetzes vom 28. März 2009 (BGBl. I S. 643) geändert worden ist

120 G. Wustlich, in: W. Danner/C. Theobald: *Energierecht*, 76. EL, EEWärmeG, Einführung Rn. 57

121 H.-J. Koch: *Klimaschutzrecht*, NVwZ 2011, 641 (644)

122 J. Stock, in: W. Danner/C. Theobald: *Energierecht*, 76. EL 2012, Energieeinsparverordnung, Einl. Rn. 1

Primärenergieverbrauchs von Gebäuden nach der EnEV haben.

Durch die ab dem 1. Mai 2014 geltende EnEV 2014 wurden die Regelungen zum f_p des Energieträgers Strom für Wohngebäude (für Nichtwohngebäude gelten nach Nr. 2.1.1 Satz 2 der Gesetzesanlage 2 dieselben f_p) gegenüber der EnEV 2009 neu gefasst. Sie lauten nach Nr. 2.1.1 Satz 6 der Gesetzesanlage 1:

„Für elektrischen Strom ist abweichend von Satz 2 als Primärenergiefaktor für den nicht erneuerbaren Anteil ab dem 01. Januar 2016 der Wert 1,8 zu verwenden; für den durch Anlagen mit Kraft-Wärme-Kopplung erzeugten und nach Abzug des Eigenbedarfs in das Verbundnetz eingespeisten Strom gilt unbeschadet des ersten Halbsatz der dafür in DIN V 18599-1: 2011-12 angegebene Wert von 2,8.“

Nach der Gesetzesbegründung wird der f_p für Strom der aktuellen Entwicklung im Bereich der Einspeisung erneuerbaren Stroms in die Übertragungsnetze angepasst und nunmehr – nach zwei Anwendungsfällen differenziert – ausdrücklich abweichend von der DIN V 18599-2011 festgelegt. Die rechtliche Konsequenz hieraus ist, dass der f_p (nur) des Energieträgers Strom mit unmittelbarer Gesetzesqualität in der EnEV 2014 geregelt und dem Anwendungsbereich der DIN-Vorschriften – mit den im Gesetzentwurf genannten Ausnahmen – insgesamt entzogen ist. Dies bedeutet ferner, dass die jüngst vorgenommene Berichtigung der DIN V 18599-1 für den zur Berechnung des Jahres-Primärenergiebedarfs nach der EnEV anzuwendenden f_p Strom ohne Bedeutung ist.

Für den in PtH-Anlagen eingesetzten Strom ist, wenn die PtH-Anlage unterstützend in ein Fernwärmenetz einspeist, neben der EnEV die Sonderregelung der Ziff. 4.6 im mit „Anlagenspezifische Bilanzierungsregeln“ überschriebenen 4. Abschnitt des **AGFW-Arbeitsblatts FW 309-1** (Stand Mai 2010, die neue Fassung wird – inhaltsgleich in Ziff. 4.5 – Geltung ab Mai 2014 haben) einschlägig.

Die Regelung in Ziff. 4.6 zu Elektro(heiz)kesseln lautet:

„Werden Elektrokessel in Wärmeversorgungssystemen eingesetzt, in die keine KWK-Anlagen einspeisen, wird die eingesetzte Strommenge mit dem Primärenergiefaktor des Bezugsmixes $f_{p,bez}$ bewertet. Ansonsten wird die eingesetzte Strommenge mit dem Verdrängungsmixfaktor $f_{p,verdr}$ bewertet.“

Nach der in dieser Sonderregelung vorgenommenen Differenzierung für Elektroheizkessel gilt zum einen nach Satz 1, dass bei Anlagen, die in Wärmeversorgungssysteme einspeisen, in die sonst keine KWK-Anlagen einspeisen, mit Wirkung für Neubauten ab dem 1. Mai 2015 der reduzierte Bezugsmixfaktor $f_{p,bez}$ 1,8 der Ziff. 2.1.1 Satz 6 Halbsatz 1 EnEV 2014 Anwendung findet. Für Bestandsgebäude und Neubauten bis zum 30. Mai 2014 gilt der bisherige – deutlich ungünstigere – $f_{p,bez}$ auf Grundlage der EnEV 2009 und der DIN V 18599-2011 von f_p 2,6.

Für den hier primär untersuchten Fall einer unterstützenden Einspeisung des Elektroheizkessels mit KWK-Anlagen in ein Fernwärmenetz ist jedoch der Satz 2 der Ziff. 4.6 einschlägig, wonach der Verdrängungsmixfaktor $f_{p,verdr}$ von 2,8 nach Nr. 2.1.1 Satz 6 Halbsatz 2 EnEV 2014 anzuwenden ist, der mit der EnEV 2014 erstmalig unmittelbar in der EnEV normiert wurde. Dieser Wert gilt bereits für Neubauten ab Inkrafttreten der EnEV 2014 zum 1. Mai 2014, da ausweislich der Gesetzesbegründung zum Entwurf einer 2. Verordnung zur Änderung der Energieeinsparverordnung die Geltung ab dem 1. Januar 2016 sich nur auf den Halbsatz 1 der Vorschrift bezieht und für den Halbsatz 2 der Wert aus der DIN V 18599 übernommen wurde.¹²⁸

Sowohl für Gebäude unter Geltung der EnEV 2009 als auch der EnEV 2014 bedeutet der Einsatz eines Elektroheizkessels folglich einen ungünstigeren f_p für die erzeugte Wärme als beim unmittelbaren Einsatz von Erneuerbaren Energien zur Wärmeerzeugung, obwohl durch deren Einsatz ansonsten abzuregelnder Strom aus Erneuerbaren Energien genutzt und fossile Brennstoffe substituiert werden kön-

¹²⁸ BR-Drs. 113/03, S. 139

nen. Bei Wärmeversorgungssystemen ist der anzusetzende **Verdrängungsmixfaktor $f_{p,verdr}$ von 2,8** der höchste Faktor aller Energieträger, weswegen hierin grundsätzlich ein **rechtliches Hemmnis** für den unterstützenden Einsatz von Elektroheizkesseln gesehen werden kann. Dabei ist derzeit jedoch zu berücksichtigen, dass bei der noch geringen PtH-Abrufhäufigkeit der Einfluss auf den f_p des Fernwärmesystems noch eher geringfügig ist und mithin das wirtschaftliche Hemmnis für die Vermarktung von Fernwärmeschlüssen mit einem nur geringfügig ungünstigeren f_p der Fernwärme derzeit eher noch als unbedeutend zu bewerten ist. Hinzu kommt der Umstand, dass nach Ziff. 2.1 Abs. 5 der Geschäftsordnung zum AGFW-Arbeitsblatt FW 309-1 (Stand Mai 2010) erst eine „wesentliche“ Erhöhung des f_p infolge einer Änderung des Energieträgermixes zur Pflicht der Neuberechnung des f_p des Fernwärmenetzes führt. Ab wann eine Erhöhung wesentlich ist, wird in der Geschäftsordnung nicht näher erläutert, und es sind auch keine weiteren Materialien ersichtlich, aus denen sich der Begriffsinhalt ableiten lässt. Nach allgemeinem (juristischen) Verständnis müsste die Abweichung zum bescheinigten f_p jedoch in einem hohen Grad die Folge des Einsatzes der PtH-Anlage sein. Dies ist bei den aktuellen Abrufzeiten von Pilotanlagen noch nicht der Fall.

Für den Fall zunehmender Einsätze von PtH mit Strom aus sonst abgeregelten Erneuerbaren Energien führt der ungünstige f_p jedoch mittelfristig zu einer Wettbewerbsbenachteiligung der diese Technologie einsetzenden Fernwärmenetzbetreiber.

3.4 Energiewirtschaftliche Hemmnisse als Folge der Netzregulierung

Die weiter steigende fluktuierende Energieerzeugung (vor allem Windenergie und Photovoltaik) sollte dazu führen, das sich auch der Stromverbrauch flexibel an die erneuerbare Erzeugung anpassen kann. Die derzeitige Struktur der Netzentgelte und Sonderregelungen im Bereich der Netzregulierung ist historisch bedingt noch immer auf einen Kraftwerkspark ohne Erneuerbare Energien ausgelegt. So bewirkt beispielsweise der für das gesamte Jahr einheitliche Leistungspreis bei den Industrieunternehmen einen Anreiz

zur Minimierung von Jahreslastspitzen, welche die Auslastung von Grundlastkraftwerken erhöht und in der Vergangenheit die Kosten für den Netzausbau reduziert haben. Industrielle KWK-Anlagen werden damit in der Eigenerzeugung zur Minimierung der Leistungspreise eingesetzt. Die Anrechenbarkeit von vermiedenen Netzentgelten im Bereich der dezentralen Einspeisung aus Fernwärme-KWK führt dazu, dass KWK-Anlagen zur Jahreshöchstlast des jeweiligen Verteilnetzes eingesetzt werden, um die Bezugsleistung zur übergeordneten Spannungsebene zu reduzieren.

Die Netzregulierung ist derzeit also noch daraufhin ausgelegt, einen statischen Ausgleich zwischen Stromverbrauch und lokaler Jahreshöchstlast mit einem möglichst gleichmäßigen Stromverbrauch zu erreichen, der nicht an die dynamischen Anforderungen der fluktuierenden EE-Einspeisung angepasst ist. Der Verbrauch (Lastspitzen) sollte aber bei einem besonders hohen Anteil an Erneuerbaren Energien stärker an deren variable Erzeugung angepasst sein. Heute wirkt der Leistungspreis so, dass Lastspitzen zu eigentlich gewünschten Abnahmezeiten (viel Einspeisung Erneuerbarer Energien) „finanziell bestraft“ werden. Das Steuerungssignal sollte also nicht mehr die lokale Jahreshöchstlast sein, sondern die momentane Residuallast beziehungsweise der Strommarkt.

Die erforderliche Anpassung an die dynamischen Anforderungen der fluktuierenden EE-Einspeisung hat damit einen grundsätzlichen Änderungsbedarf zur Folge, welcher nicht PtH-spezifisch ist. Aus den jetzigen Regelungen ergeben sich aber wichtige Rückwirkungen und Hemmnisse auf die Umsetzung der PtH-Potenziale, welche an dieser Stelle zumindest angesprochen werden sollen. Im Folgenden sind die spezifischen Hemmnisse dargestellt. Diese wirken sowohl beim Einsatz am Strommarkt bei negativen Preisen als auch bei der Teilnahme am Regelleistungsmarkt.

Generelle Nutzung der Kombination von PtH und KWK:

Dies kann sowohl den Fall des Strombezugs durch KWK-Eigenerzeugung ohne Nutzung des öffentlichen Netzes als auch den Fall mit Netznutzung im räumlichen Zusammen-

hang in der Industrie oder der Fernwärme betreffen. Hierbei ergeben sich folgende Probleme:

- Problem 1: Ein zeitgleicher Einsatz von PtH und KWK kann die lokale Jahreshöchstlast erhöhen. Wenn diese Situation im Höchstlastzeitfenster auftritt, werden dadurch die vermiedenen Netzentgelte für die KWK reduziert. Da das Höchstlastzeitfenster in der Praxis nur schwer zur prognostizieren ist, wird der Einsatz von PtH grundsätzlich zu vielen Stunden im Jahr eingeschränkt. Würde PtH während des Höchstlastzeitfensters trotzdem eingesetzt, hätte dies eine Verringerung der vermiedenen Netzentgelte für die gesamte KWK-Erzeugung während des gesamten Jahres zur Folge. Dies wäre ein überproportional großer wirtschaftlicher Nachteil im Vergleich zu dem geringen Nutzen weniger zusätzlicher Einsatzstunden von PtH.
- Problem 2: Wenn die PtH-Leistung die vorhandene Netzanschlussleistung erhöht, ist dafür in der Regel ein Baukostenzuschuss zu zahlen. Dieser wird vom Netzbetreiber erhoben und hat dabei eine Steuerungsfunktion zur Vermeidung von Überdimensionierung, dient aber nicht der Finanzierung des Stromnetzes oder des Netzausbaus. Somit entstehen zusätzliche spezifische Kosten für PtH, welche die Umsetzung von neuen Projekten erschweren. Industriebetriebe verfügen teilweise über eine freie, historisch vorhandene Pufferleistung. Wenn diese für PtH ausreicht, ist kein Baukostenzuschuss fällig. Die Zahl der Betriebe, welche über eine solche Pufferleistung verfügen, ist allerdings begrenzt. Durch den Baukostenzuschuss wird daher insgesamt das wirtschaftliche Potenzial von PtH eingeschränkt.

Besonderheit bei der Nutzung von PtH im Bereich der energieintensiven Industrie: Hierbei kann es sich um einen energieintensiven Industriebetrieb ohne KWK-Anlage oder mit KWK-Anlage ohne Nutzung des öffentlichen Netzes handeln. Im Fall des Strombezugs durch KWK-Eigenerzeugung mit Nutzung des öffentlichen Netzes im räumlichen Zusammenhang ist das folgende Problem nicht relevant, da hier zwei räumlich getrennte Abnahmestellen betroffen wären.

- Problem 3: Bandlastkunden in der Industrie erhalten gegebenenfalls je nach den Jahresvolllaststunden ihres Stromverbrauchs eine Reduktion der Netzentgelte, wenn der Stromverbrauch zehn Gigawattstunden übersteigt. Die Reduktion betrifft ausschließlich das Leistungsentgelt und richtet sich nach dem Beitrag, den der Kunde zu einer Senkung oder Vermeidung der Erhöhung der Kosten der Netz- oder Umspannebene, an die er angeschlossen ist, leistet. Im Fall von 7.000 bis 7.500 Stunden pro Jahr darf das verminderte Netzentgelt aber nicht weniger als 20 Prozent, bei 7.500 bis 8.000 Stunden pro Jahr nicht weniger als 15 Prozent und bei mehr als 8.000 Stunden pro Jahr nicht weniger als 10 Prozent betragen. Eine Erhöhung der Bemessungsleistung durch PtH würde unter Umständen zu einer Zahlung der Netzentgelte in voller Höhe für den gesamten Industriestromverbrauch führen und stellt daher ein besonderes wirtschaftliches Risiko dar. Eine praktische Lösung für eine separate Bilanzierung des PtH-Strombezugs könnte ein separater Zähler für PtH unterhalb des übergeordneten Zählers des gesamten Industriebetriebes sein. Aus rechtlicher Sicht wäre ein solches Verfahren jedoch gegebenenfalls problematisch, da sich die entsprechende Norm auf die gesamte Abnahmestelle bezieht. Diese Möglichkeit ist zudem mit dem jeweiligen Netzbetreiber zu klären.

Besonderheit atypisches Netzentgelt: Das folgende Problem kann beim Strombezug aus KWK-Eigenerzeugung mit Nutzung des öffentlichen Netzes im räumlichen Zusammenhang oder bei einem Fremdbezug von Strom relevant sein.

- Problem 4: Grundsätzlich ist es für einen Netznutzer möglich, beim Netzbetreiber Sonderkonditionen für eine atypische Netznutzung zu beantragen (individuelles Netzentgelt). Als Voraussetzung müssen der überwiegende Teil des Strombezugs sowie die Lastspitze des Netznutzers in der Schwachlastzeit des Netzes auftreten. Dies kann zum Beispiel bei Industrieunternehmen der Fall sein, sodass diese für das ganze Jahr und für den gesamten Strombezug nur einen reduzierten Leistungspreis bei einem gleichbleibenden Arbeitspreis zahlen müssen. Die Jahressumme der Netzentgelte (Leistungspreis plus Arbeitspreis mal Arbeit) kann so auf bis zu 20 Prozent der

Kosten ohne Sonderkonditionen absinken. Betreibt das privilegierte Unternehmen dann eine PtH-Anlage, sollte ein Strombezug von PtH nicht im Höchstlastzeitfenster auftreten, da die Voraussetzungen für den Erhalt der individuellen Netzentgelte sonst gegebenenfalls nicht mehr erfüllt werden.

- Bei einem Fremdstrombezug vom Spotmarkt reduziert sich der PtH-Einsatz in diesen Fällen dann auf einen Einsatz außerhalb des Höchstlastzeitfensters und kann nur noch von Montag bis Freitag für die Niedertarifzeit (nachts) und während des Wochenendes erfolgen. Derzeit stellt dieses Problem allerdings nur ein bedingtes Hemmnis dar, da negative Preise insbesondere nachts oder am Wochenende auftreten.
- Für den Einsatz im Regelleistungsmarkt besteht eine Sondersituation und ein Regelleistungsabruf muss nicht zwingend bei den Voraussetzungen für die individuellen Netzentgelte berücksichtigt werden. In der Praxis kann es bei der Bilanzierung beziehungsweise dem „Rausrechnen“ des Regelleistungsabrufs aber zu Umsetzungsproblemen kommen, wenn der VNB auf niedrigen Spannungsebenen zum Beispiel noch nicht über die entsprechenden Softwarestandards verfügt.

4 Betriebswirtschaftliche Simulationen und Analysen

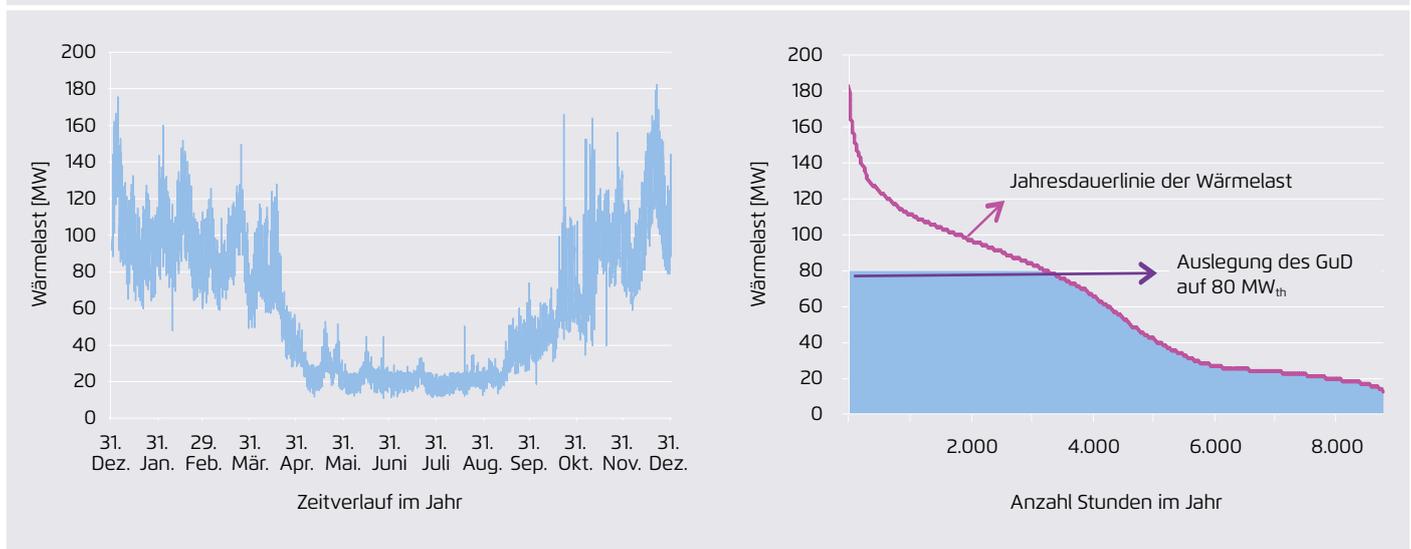
Im Folgenden wird untersucht, wie sich eine PtH-Anlage unter heutigen Marktbedingungen und -signalen (Strompreise an der Börse) in verschiedenen typischen Fernwärmesystemen einsetzen lässt. Dies entspricht dem in Abschnitt 2.2 erläuterten **Anwendungsfall Spotmarkt**, ohne zu berücksichtigen, dass eine parallele Teilnahme am Regelleistungsmarkt möglich wäre. Die Simulationen und Analysen wurden dabei vom Fraunhofer IWES durchgeführt. Die Definition der typischen Fernwärmesysteme basiert auf der Branchenexpertise des Fraunhofer IFAM. Aus den Analysen lassen sich Erkenntnisse ableiten, welcher Handlungsbedarf besteht, um einen Einsatz von PtH am Spotmarkt zu ermöglichen. Die hier gewählte Betrachtung von besonders relevanten typischen Fällen kann dabei eine umfassende Analyse aller möglichen Wärmeversorgungssysteme nicht ersetzen.

Im Rahmen der Analyse wird der Anlageneinsatz aller Wärmeerzeuger in einem Wärmeversorgungssystem eines fiktiven Stadtwerkes simuliert. Die **drei ausgewählten Fallbeispiele** stellen Fernwärmenetze unterschiedlicher Größe dar

(Anlehnung an Praxisbeispiele, siehe auch Abschnitt 5.2), die jeweils aus einer KWK-Anlage als Hauptwärmeerzeuger, einem Erdgaskessel zur Deckung der Spitzenlast sowie einem Wärmespeicher mit einer Kapazität von sechs beziehungsweise zwölf Stunden bestehen (bezogen auf die thermische Leistung der KWK-Anlage). Für den Hauptwärmeerzeuger wurde dabei eine typische Größe angenommen. Der Wärmeverbrauch, der von dem Versorgungssystem gedeckt werden muss, basiert auf einem Wärmelastgang eines repräsentativen Fernwärmenetzes und wurde so skaliert, dass der Hauptwärmeerzeuger im KWK-Betrieb ohne Berücksichtigung des Speichers 85 Prozent der Jahresenergie decken kann. Die Hauptwärmeerzeuger in den drei simulierten Versorgungssystemen sind ein Steinkohleheizkraftwerk (245 Megawatt_{el}), ein Erdgas-GuD (100 Megawatt_{el}) sowie ein Erdgas-BHKW (2 Megawatt_{el}). Details zu den Annahmen für die Anlagen (Brennstoffkosten, Kennzahlen) sind Tabelle 4-1 zu entnehmen. Beispielhaft für den Fall des GuD sind der Wärmelastgang und die Auslegung der Anlage in Abbildung 4-1 dargestellt. Für die PtH-Anlage wurde eine hohe Auslegung mit einer thermischen Leistung in Höhe der

Wärmelast des Fernwärmenetzes (links in zeitlicher Reihenfolge) und Auslegung des 80 MW_{th}-GuD gemäß der geordneten Jahresdauerlinie der Wärmelast (rechts)

Abbildung 4-1



Eigene Darstellung des Fraunhofer IWES

thermischen KWK-Leistung unterstellt. Der Wirkungsgrad der PtH-Anlage beträgt 99 Prozent. Der Wirkungsgrad des Erdgaskessels ist 90 Prozent.

Der **Einsatz** der unterschiedlichen **Wärmeerzeuger erfolgt grenzkostenbasiert**. Basierend auf einer Grenzkostenbetrachtung wird die Auswahl des Wärmeerzeugers für die Deckung der jeweiligen stündlichen Wärmenachfrage (unter Berücksichtigung von vorgegebenen Strommarkt-Preisen) optimiert. Die Grenzkosten der KWK ergeben sich aus den variablen Brennstoffkosten geteilt durch den elektrischen KWK-Wirkungsgrad abzüglich einer Wärmegutschrift. Methodisch werden dabei für die Wärmegutschrift die vermiedenen Kosten eines Erdgaskessels angerechnet.

Die beteiligten Institute sind sich darüber im Klaren, dass die hier durchgeführten Untersuchungen keine Detailbetrachtung von konkreten Anlagen in der Praxis ersetzen kann. Im Einzelfall variieren zum Beispiel das jeweilige Fernwärmeerzeugungskostenniveau beziehungsweise der variable Anteil der Fernwärmeerzeugungskosten oder die Flexibilität der KWK-Anlagen beziehungsweise die Anlagenauslegung im Verhältnis zur Wärmehöchstlast. Zudem sind die erzielbaren Deckungsbeträge oder vermiedenen Verluste durch *Power-to-Heat* im Einzelfall stark vom Standort der Anlage, der spezifischen unternehmensinternen Unternehmensbilanzierung sowie der zukünftigen Entwicklung der Preise am Strommarkt abhängig.

Die Brennstoffkosten wurden hier für große Fernwärmenetze – also für die Fälle mit GuD und Steinkohleheizkraftwerk – aufgrund des höheren Verbrauchs mit 3,3 Cent pro Kilowattstunde beziehungsweise 1 Cent pro Kilowattstunde angenommen. Für sehr kleine Fernwärmesysteme mit BHKW betragen die Brennstoffkosten 4 Cent pro Kilowattstunde. Als Wärmegutschrift für die KWK werden immer die Kosten einer alternativen Wärmeerzeugung durch einen Erdgasheizkessel angesetzt. Sie ergeben sich aus den Brennstoffkosten wie im Fall der KWK zuzüglich der Energiesteuer, die bei einer reinen Wärmeerzeugung anfällt, geteilt durch den Wirkungsgrad und durch die Stromkennzahl der KWK-Anlage. Sie belaufen sich für große Fernwärmenetze (Fall des GuD und des Steinkohleheizkraftwerks) auf

3,9 Cent pro Kilowattstunde und für kleine Fernwärmenetze mit BHKW auf 4,6 Cent pro Kilowattstunde.

Das Steinkohleheizkraftwerk weist aufgrund der hohen Wärmegutschrift (hohe Wärmeproduktion bei verhältnismäßig geringer Stromproduktion) und der vergleichsweise geringen Brennstoffkosten der Steinkohle von einem Cent pro Kilowattstunde im KWK-Betrieb negative Grenzkosten auf (siehe Tabelle 4-1). Im Fall des GuD und des BHKW liegen die Grenzkosten der KWK bei 2,0 bis 3,3 Cent pro Kilowattstunde. Für das BHKW wurde davon ausgegangen, dass die elektrische Leistung unter zwei Megawatt liegt, sodass auf die Grenzkosten noch eine Gutschrift in Höhe der Stromsteuer angerechnet wurde. Ein KWK-Bonus wurde generell nicht auf die Grenzkosten der KWK-Anlagen angerechnet, weil sich die Förderdauer gemäß aktuellen KWKG anhand der Vollbenutzungsstunden und nicht anhand von Jahren bemisst. In der Praxis kann dies jedoch je nach individueller Abschreibung abweichend gehandhabt werden und gegebenenfalls die Grenzkosten verringern.

Das Ziel der Optimierung des Anlageneinsatzes ist die kostenminimale Deckung der vorgegebenen Wärmenachfrage.

Die stündlichen *Day-ahead*-Börsenpreise der EPEX-Spot des Jahres 2012 wurden hierbei als Verkaufsmöglichkeit beziehungsweise Opportunität für die Stromerzeugung der KWK-Anlagen einbezogen. Die Optimierung kann sich dementsprechend beim Strombezug für PtH je nach Situation für einen Fremdstrombezug von der Börse oder für eine Nutzung der KWK-Eigenerzeugung entscheiden. Alternativ kann die Wärmelast auch ohne PtH gedeckt werden.

In Bezug auf die anfallenden Umlagen, Abgaben, Entgelte und Steuern auf den Strombezug für PtH wurden zwei Varianten gerechnet:

Variante 1: Derzeitige Regelung

- volle Abgaben bei Fremdstrombezug (derzeit elf bis zwölf Cent pro Kilowattstunde je nach Netzentgelt der genutzten Spannungsebene, siehe Kapitel 3)
- Bei KWK-Eigenerzeugung muss nur die Stromsteuer (2,05 Cent pro Kilowattstunde) gezahlt werden (entspricht

Technische und ökonomische Daten für die Simulation der Fernwärmenetze

Tabelle 4-1

	Fall 1: Steinkohleheizkraftwerk	Fall 2: GuD-Heizkraftwerk	Fall 3: Blockheizkraftwerk
Leistung (KWK-Betrieb)	300 MW _{th} / 200 MW _{el}	80 MW _{th} / 88 MW _{el}	2,1 MW _{th} / 2 MW _{el}
Wärmespeicher	6 h	12 h	12 h
Wirkungsgrad (KWK-Betrieb)	η_{th} : 51 % η_{el} : 34 %	η_{th} : 42 % η_{el} : 46 %	η_{th} : 41 % η_{el} : 44 %
Stromkennzahl	0,67	1,10	1,07
Brennstoff der KWK	Steinkohle	Erdgas	Erdgas
Brennstoffkosten KWK	1,0 ct/kWh	3,3 ct/kWh	4,0 ct/kWh**
Erdgaskosten Spitzenlastkessel*	3,9 ct/kWh	4,6 ct/kWh	
Grenzkosten KWK (KWK-Betrieb)	-3,4 ct/kWh	3,3 ct/kWh	2,0 ct/kWh unter Berücksichtigung der Stromsteuererstattung von 2,05 ct/kWh

* Brennstoffkosten wie bei der Erdgas-KWK zzgl. Energiesteuer

** Für die Simulation des sehr kleinen Fernwärmenetzes mit BHKW wurde aufgrund der geringeren Bezugsmenge ein höherer Preis angesetzt.

Eigene Darstellung des Fraunhofer IWES und des Fraunhofer IFAM

dem Fall eines Strombezugs ohne Nutzung eines öffentlichen Netzes).

Variante 2: Mögliche zukünftige Regelung

- vollständige Befreiung von der EEG-Umlage für den Fremdstrombezug
- Belastung der Eigenerzeugung aus KWK mit einer EEG-Umlage von zwei Cent pro Kilowattstunde

Die erste Variante spiegelt die heutige rechtliche Situation wider. Die zweite Variante ist vor dem Hintergrund der Diskussionen um eine generelle Belastung der Eigenerzeugung im Rahmen der EEG-Novelle 2014 zu verstehen. Die Befreiung der EEG-Umlage für PtH ermöglicht die bessere Nutzbarmachung von sonst abgeregeltem EE-Strom und wird daher untersucht.

Die Simulationsrechnungen wurden für alle drei Kraftwerkstypen durchgeführt. In der Auswertung bestimmter Parameter wiesen dabei die Fallbeispiele teilweise viele Gemeinsamkeiten auf. Für eine bessere Lesbarkeit wurde im Folgenden auf eine vollständige Darstellung verzichtet,

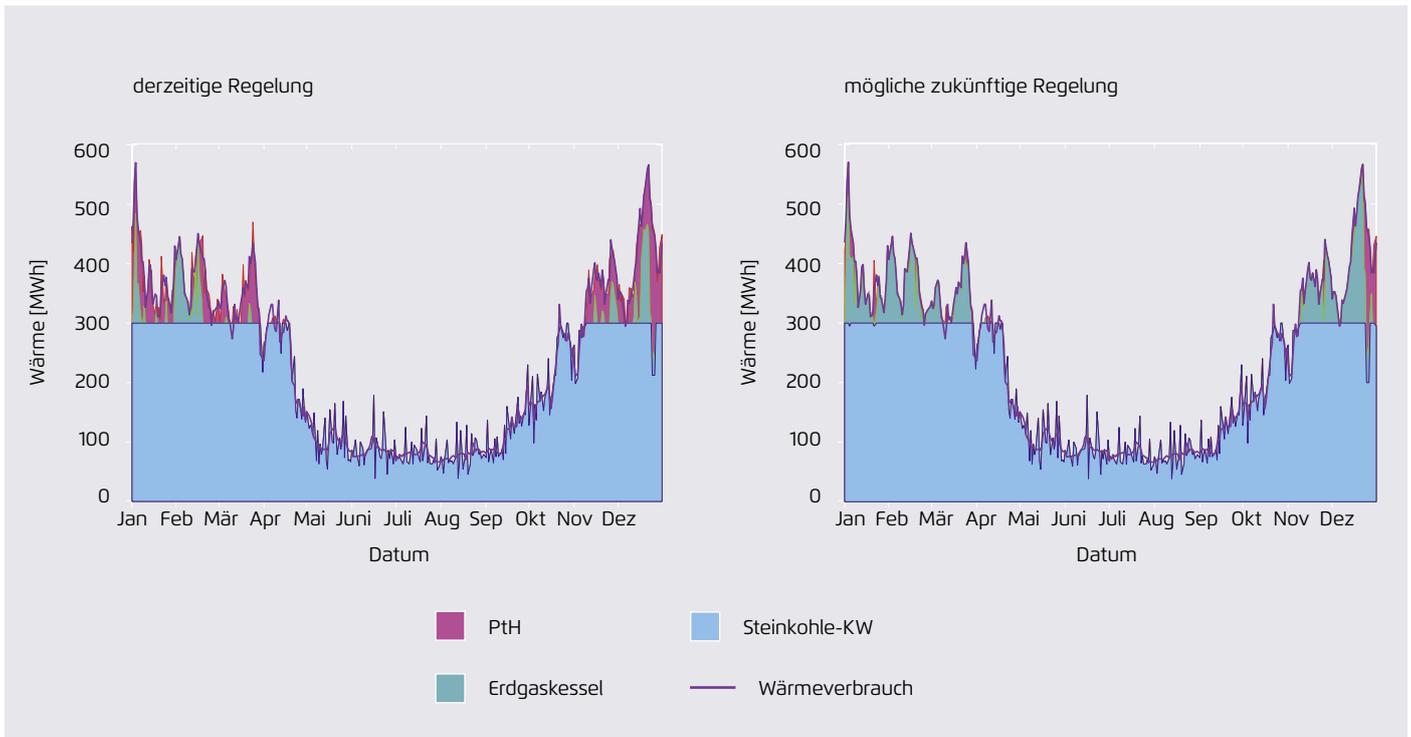
bei der Interpretation der Ergebnisse wurden insbesondere die Unterschiede betont. Eine vollständige Auswertung des Kraftwerkseinsatzes über ein Jahr hinsichtlich Anlageneinsatz, Jahresdauerlinien und Abhängigkeit zum Spotmarktpreis ist aber im Anhang dargestellt, in Abbildung 0-1 bis Abbildung 0-9 und in Tabelle 0-4 bis Tabelle 0-6.

4.1 Fernwärme mit Steinkohlekraftwerk

Große Steinkohleheizkraftwerke werden zum Beispiel in einigen Fernwärmenetzen in Schleswig-Holstein genutzt (siehe Abschnitt 5.2). Der aus der Simulation resultierende Anlageneinsatz ist in Abbildung 4-2 dargestellt. Bei der Variante 1 „derzeitige Regelung“ werden mit Benutzung des Speichers 86 Prozent der Wärme aus der KWK-Anlage bereitgestellt. Der verbleibende Spitzenlastbedarf wird vom Gaskessel (vier Prozent der Wärme) und der PtH-Anlage (zehn Prozent der Wärme) erzeugt. Hierbei werden 98 Prozent der PtH-Wärme aus KWK-Strom erzeugt. Dies ermöglicht eine Auslastung der Anlage in Höhe von 990 Volllaststunden. Nur zwei Prozent der PtH-Wärme werden durch Fremdstrombezug aufgrund stark negativer Preise an der Strombörse produziert und entsprechen 19 Volllaststunden.

Anlageneinsatz für das Fernwärmenetz mit Steinkohle-Heizkraftwerk in zeitlicher Auflösung – heutige Regelung (links) und mögliche zukünftige Regelung (rechts) auf Basis des *Day-Ahead*-Marktes in 2012

Abbildung 4-2



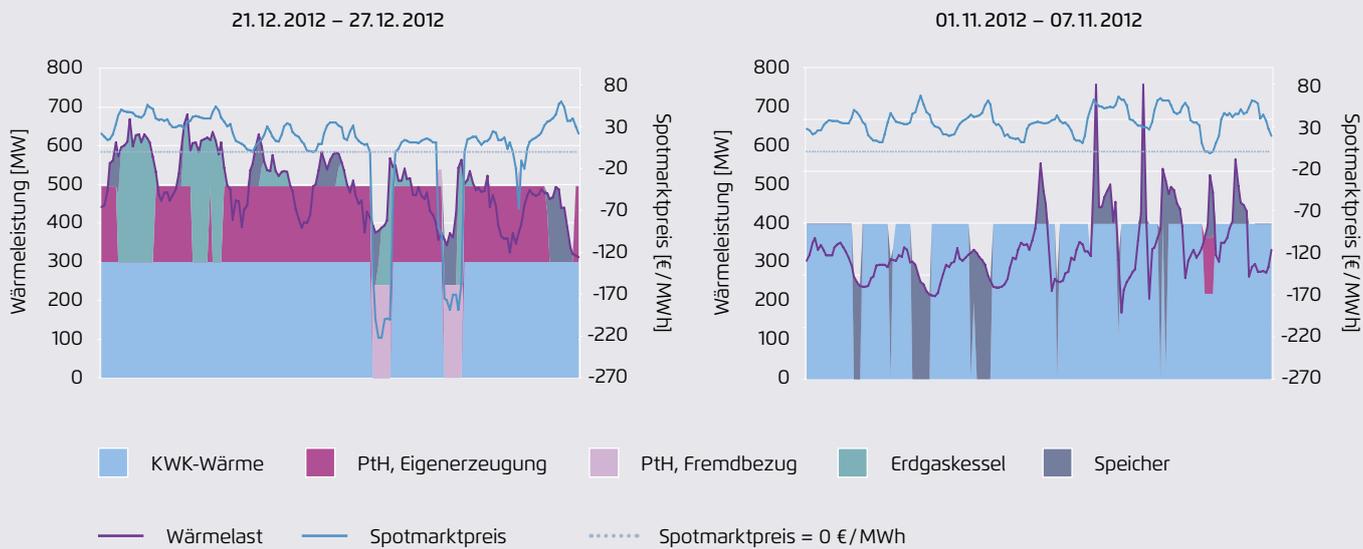
Eigene Darstellung des Fraunhofer IWES

In der Variante 2 „mögliche zukünftige Regelung“ beträgt der Anteil der PtH-Wärme nur noch 2,8 Prozent. Die Deckung der Spitzenlast erfolgt aufgrund der Belastung des eigenerzeugten Stroms aus der KWK-Anlage vermehrt durch den Erdgaskessel. Die Wärmeerzeugung durch die Kombination KWK-PtH sinkt um 75 Prozent im Vergleich zur derzeitigen Regelung. Der Anteil der PtH-Wärme, der durch Fremdstrombezug erzeugt wird, ist mit 0,23 Prozent der gesamten Wärmenachfrage sehr gering, da im Jahr 2012 negative Preise nur sporadisch aufgetreten sind. Hervorzuheben ist jedoch, dass aufgrund der Befreiung von der EEG-Umlage und der damit geringeren Grenzkosten für PtH die Erzeugung gegenüber dem Fall „derzeitige Regelung“ um 30 Prozent angestiegen ist. Betrachtet man den Anlageneinsatz (bei derzeitiger Regelung) in stündlicher Auflösung für eine Woche mit niedrigen und stark negativen Preisen (21. Dezember 2012 bis 27. Dezember 2012, Abbildung 4-3 links), ist ersichtlich, dass PtH-Fremdbezug in 14 Stunden der Woche eingesetzt wird. Bei den stark negativen Preisen erfolgt

für PtH ausschließlich ein Fremdstrombezug vom Spotmarkt. Während der Niedrigpreisphasen in derselben Woche erfolgt eine PtH-Erzeugung mit KWK-Eigenerzeugung, um den Erdgas-Spitzenlastkessel zu ersetzen. Dieser Erdgaskessel wird erst wieder eingesetzt, wenn das Preisniveau steigt. In einer weiteren Woche mit höheren Preisen am Strommarkt (Anfang November 2012) sind vorwiegend das Steinkohleheizkraftwerk und der Speicher in Betrieb. Der Speicher wird also zur Deckung der Spitzenlast eingesetzt. Bei Preisen am Strommarkt um null Euro pro Megawattstunde kommt es zu einem Teillastbetrieb der KWK-Anlage und einer PtH-Eigenstromerzeugung. Dies ist notwendig, da aufgrund der relativ geringen Wärmelast weder der Wärmespeicher noch ein Erdgas-Spitzenlastkessel notwendig gewesen wäre und damit auch nicht durch PtH ersetzt werden kann. Zudem ermöglicht der Brennstoffkostenunterschied zwischen Steinkohle und Erdgas eine wirtschaftliche Verwendung des Steinkohlestroms in der PtH-Anlage, um den teureren Einsatz von Erdgas zu vermeiden.

Anlageneinsatz im Fernwärmenetz mit Steinkohle-HKW für zwei exemplarische Wochen bei derzeitiger Regelung

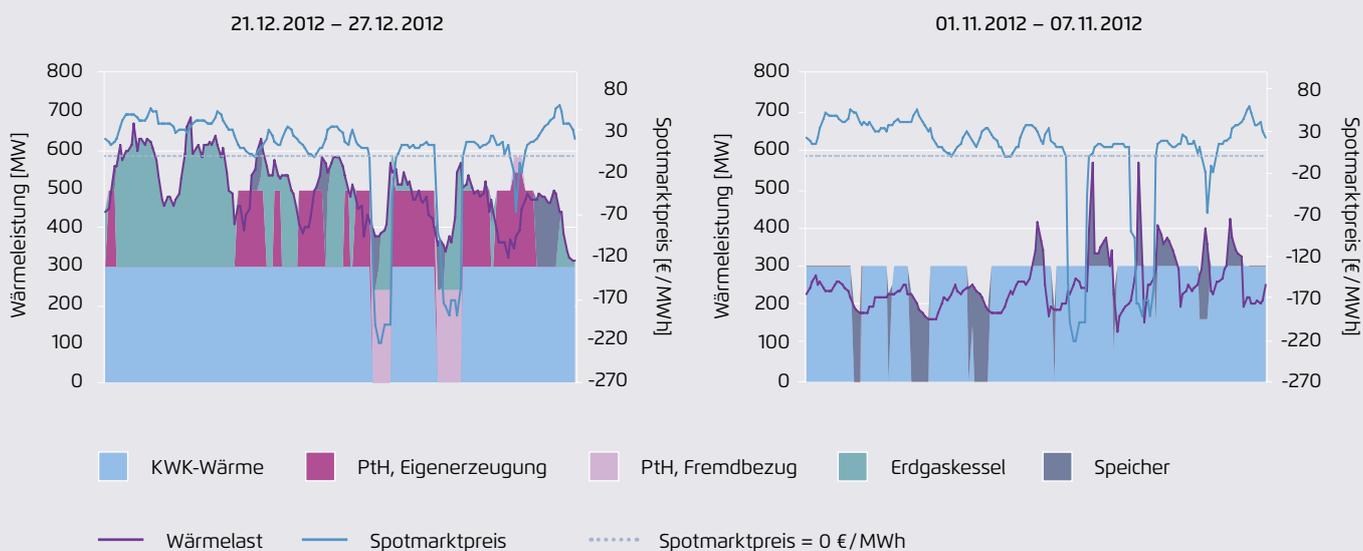
Abbildung 4-3



Eigene Darstellung des Fraunhofer IWES

Anlageneinsatz im Fernwärmenetz mit Steinkohle-HKW für zwei exemplarische Wochen bei möglicher zukünftiger Regelung

Abbildung 4-4



Eigene Darstellung des Fraunhofer IWES

Im Falle der möglichen zukünftigen Regelung sieht der Anlageneinsatz grundsätzlich ähnlich aus. In der Woche mit negativen Preisen (Ende Dezember) steigt die Nutzungsdauer von PtH-Fremdbezug aufgrund der geringeren Strombezugskosten im Vergleich zur heutigen Regelung jedoch auf 21 Stunden an. Ebenso geht der Erzeugungsanteil von PtH mit Nutzung der KWK-Eigenerzeugung aufgrund der Belastung des eigenerzeugten Stroms um 40 Prozent zurück. Die Wärme wird stattdessen durch den Erdgaskessel substituiert (siehe Abbildung 4-4). In der zweiten untersuchten Woche wird der Einsatz von PtH mit KWK-Eigenerzeugung unter Teillastbetrieb vermieden.

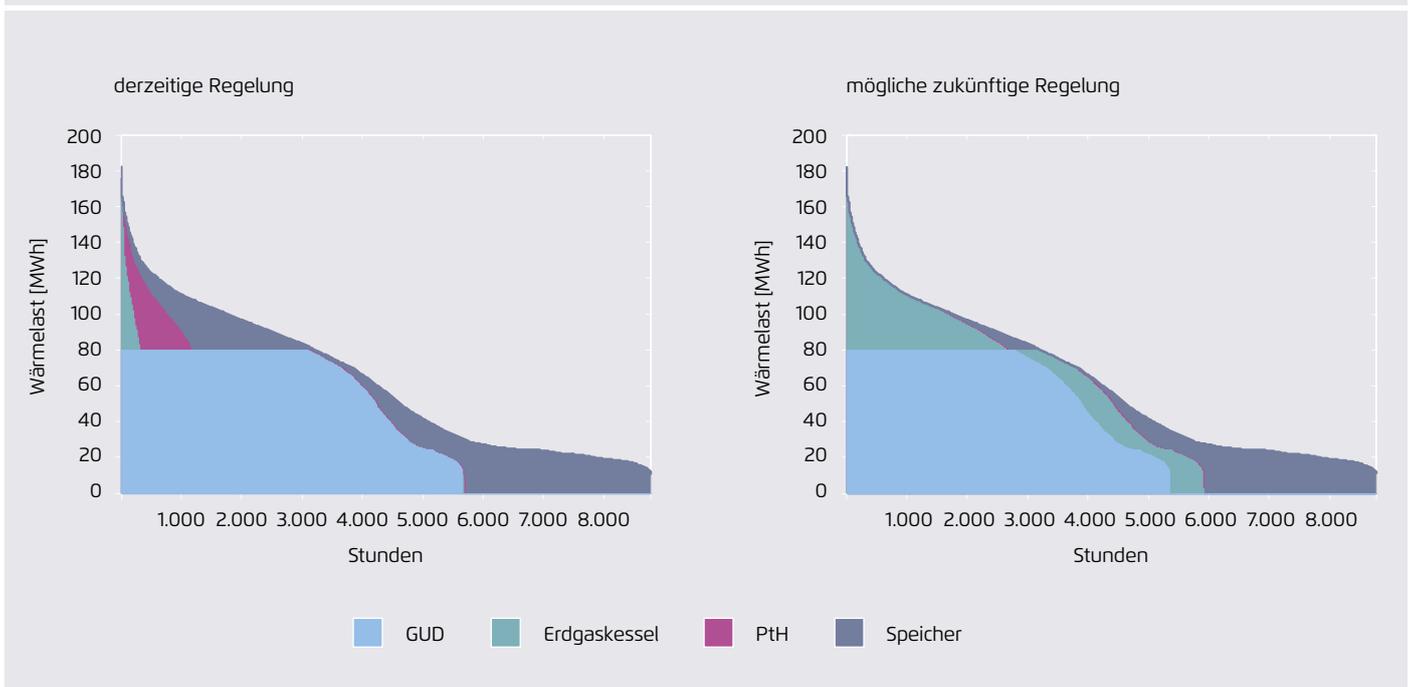
4.2 Fernwärme mit GuD-Heizkraftwerk

Fernwärmenetze mit GuD-Kraftwerken werden deutschlandweit insbesondere von Stadtwerken oder großen Energieversorgern genutzt. Das Erdgas-GuD weist von allen hier untersuchten Wärmeerzeugern die höchsten Grenzkosten auf. Das bedeutet, dass sich ein Einsatz nur bei relativ

hohen Strompreisen von circa 3,3 Cent pro Kilowattstunde (33 Euro pro Megawattstunde) lohnt. Entsprechend ist der KWK-Anteil an der Wärmenachfrage mit 83 Prozent leicht niedriger als im Fall des Steinkohleheizkraftwerks.

In der Variante 1 „derzeitige Regelung“ beträgt der Anteil der PtH-Wärme 15 Prozent (davon circa 98 Prozent durch Eigenverbrauch des KWK-Stroms bei rund 940 Volllaststunden und 2 Prozent durch Fremdbezug, was 22 Volllaststunden entspricht). Durch eine Belastung der Eigenerzeugung von 2 Cent pro Kilowattstunde (Variante 2 „mögliche zukünftige Regelung“) wird die Nutzung von Eigenerzeugung in dem Fall des GuD vollständig unterbunden. Der aus der Simulation resultierende Anlageneinsatz über ein Jahr ist im Anhang in Abbildung 0-4 dargestellt. Die anteilige Deckung aller Wärmeerzeuger am Wärmeverbrauch ist aber deutlicher in Abbildung 4-5 dargestellt. In der rechten Grafik (mögliche zukünftige Regelung) wird deutlich, dass der Erdgaskessel aufgrund der geringeren PtH-Erzeugung deutlich höhere Erzeugungsanteile aufweist als bei der derzeiti-

Wärmelastdeckung (Jahresdauerlinien) für das Fernwärmenetz mit GuD-Heizkraftwerk – derzeitige Regelung (links) und mögliche zukünftige Regelung (rechts) auf Basis des *Day-ahead*-Marktes im Jahr 2012 Abbildung 4-5



Eigene Darstellung des Fraunhofer IWES

gen Regelung (linke Grafik). Der Anteil der Wärmedeckung durch PtH beträgt dabei 0,6 Prozent (ausschließlich Fremdstrombezug, 35 Volllaststunden). Der Strom wird aufgrund der Belastung der Eigenerzeugung vollständig vom Strommarkt bezogen. Der Speicher wird aufgrund der Einschränkung einer PtH-Eigenerzeugung deutlich weniger genutzt.

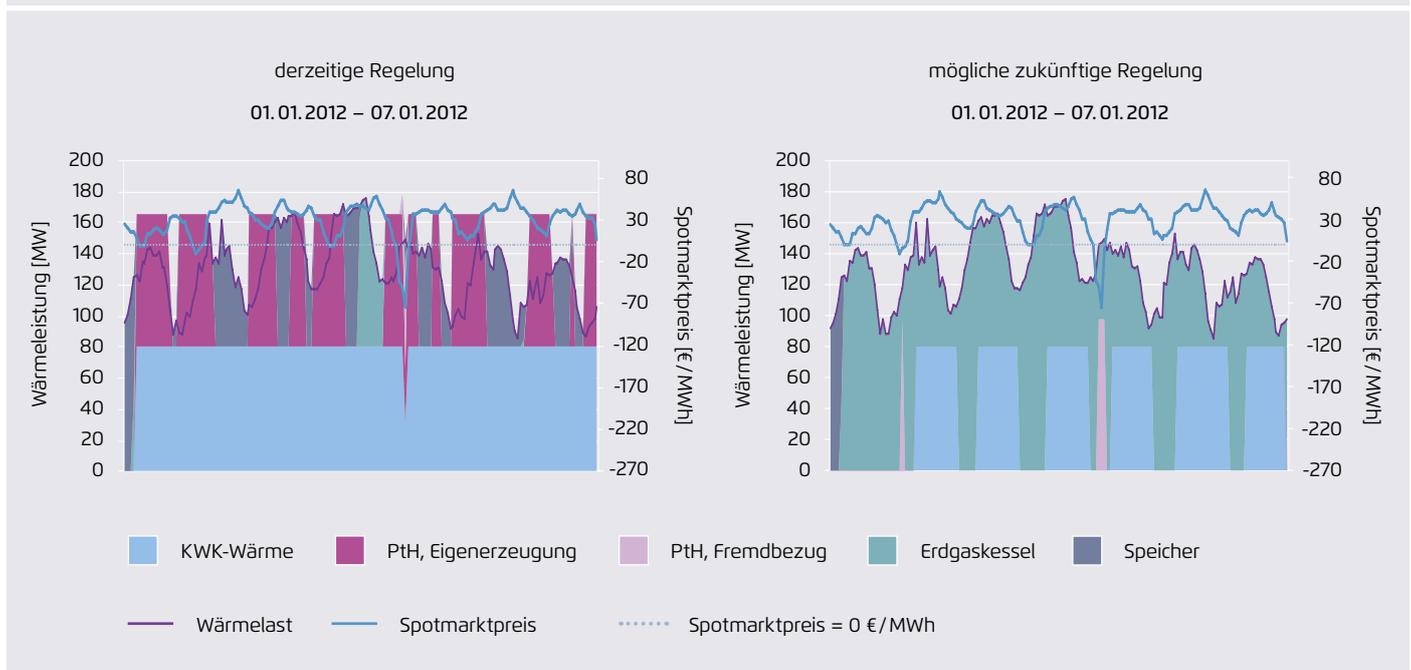
Im Fall des GuD wurde für die Darstellung des Anlageneinsatzes die erste Januarwoche im Jahr 2012 dargestellt (siehe Abbildung 4-5), da in dieser Woche die unterschiedliche Einsatzweise von PtH in Abhängigkeit der Rahmenbedingungen (derzeitige Regelung und mögliche zukünftige Regelung) besonders deutlich wird. Bei der derzeitigen Regelung wird wesentlich mehr PtH-Wärme erzeugt und der Erdgaskessel kaum eingesetzt. Bei der möglichen zukünftigen Regelung dominiert die Erzeugung des Erdgaskessels, da die Kombination PtH und KWK durch die Belastung der Eigenerzeugung teurer ist. Der Erdgasverbrauch ist in diesem Fall insgesamt geringer, da der Wirkungsgrad beim Erdgaskessel 90 Prozent beträgt. Die Kombination KWK und PtH hat

in diesem Fall einen Gesamtwirkungsgrad bei der Bereitstellung der Wärme von 87,5 Prozent und ist in diesem Fall somit leicht ineffizienter. In der Praxis hängen die Unterschiede aus ökologischer Sicht stark von den individuellen Anlagenwirkungsgraden und – aufgrund der spezifischen Emissionen – vom eingesetzten Brennstoff ab.

Die Befreiung von der EEG-Umlage im Fall der möglichen zukünftigen Regelung erlaubt, dass PtH häufiger auf Basis eines Fremdstrombezugs vom Markt eingesetzt wird (vgl. Abbildung 4-6 PtH Fremdbezug). Im Fall der derzeitigen Regelung wird PtH nur in Stunden mit einem Strompreis von weniger als minus 7,5 Cent pro Kilowattstunde genutzt. Durch die verminderten Abgaben lohnt sich im Fall der möglichen zukünftigen Regelung ein Einsatz bereits bei deutlich weniger negativen Preisen. Die auftretenden Preise von minus 4,2 und minus 5,0 Cent pro Kilowattstunde (42 und minus 50 Euro pro Megawattstunde) am 5. Januar 2012 reizen in diesem Fall daher den marktseitigen Einsatz von PtH bereits an.

Anlageneinsatz erste Januarwoche für das Fernwärmenetz mit GuD-Heizkraftwerk bei derzeitiger Regelung (links) und möglicher zukünftiger Regelung (rechts)

Abbildung 4-6



Eigene Darstellung des Fraunhofer IWES

4.3 Fernwärme mit Erdgas-BHKW

Der Anlageneinsatz für ein kleines Fernwärmenetz mit BHKW entspricht im Wesentlichen dem vorherigen Fall. Einerseits wurden zwar aufgrund der geringeren Bezugsmengen höhere Erdgasbrennstoffkosten für das BHKW und den Erdgaskessel angesetzt, andererseits wurde für den BHKW-Strom eine Gutschrift in Höhe der Stromsteuer (2,05 Cent pro Kilowattstunde) angesetzt, da dezentrale Anlagen unter zwei Megawatt elektrischer Leistung stromsteuerbefreit sind (Bedingung: Eigenbedarfsdeckung oder räumlicher Zusammenhang). Damit ergeben sich Grenzkosten für das BHKW von 2,3 Cent pro Kilowattstunde.

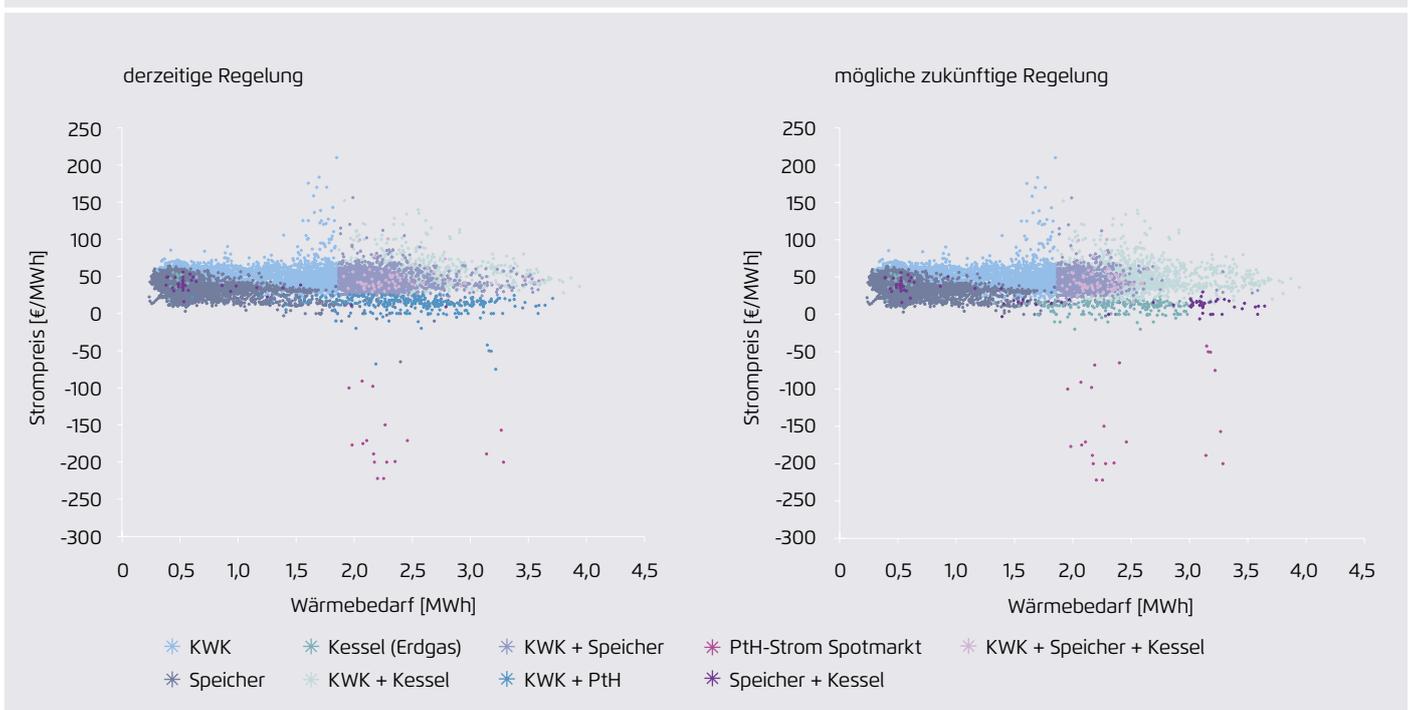
Der Anteil der KWK-Erzeugung liegt in den beiden Varianten bei 85 bis 89 Prozent. In der Variante 1 „derzeitige Regelung“ deckt PtH 5,4 Prozent der Wärmenachfrage – davon 96 Prozent durch KWK-Eigenerzeugung bei 255 Volllaststunden und 4 Prozent durch Fremdstrombezug bei

nur 16 Volllaststunden. In der Variante 2 „mögliche zukünftige Regelung“ wird die Nutzung der KWK-Eigenerzeugung vollständig unterbunden und PtH nur mit Fremdstrombezug genutzt (26 Volllaststunden). Die Darstellung des Anlageneinsatzes über ein Jahr und die energetischen Anteile der Wärmeerzeuger am Wärmeverbrauch sind wiederum im Anhang in Abbildung O-7 und Abbildung O-8 dargestellt.

Abbildung 4-7 zeigt für den Fall des Erdgas-BHKWs die Simulationsergebnisse nach verschiedenen Kombinationsmöglichkeiten einzelner Wärmeerzeuger und in Abhängigkeit der Höhe der Wärmenachfrage sowie des Strompreises. Bei niedriger Wärmenachfrage und geringen Strompreisen wird vor allem Wärme aus dem Speicher genutzt, während bei niedrigem Wärmebedarf und höheren Preisen die KWK-Anlage eingesetzt wird. Bei höherer Nachfrage wird beides – sowohl Wärme aus der KWK-Anlage als auch aus dem Speicher – benötigt. Zusätzlich kann der Erdgaskessel genutzt werden. Bei Preisen unterhalb der Grenzkosten

Eingesetzte Optionen der Wärmeerzeugung mit Erdgas-BHKW in Abhängigkeit des Strommarktpreises und der Höhe des Wärmebedarfs – derzeitige Regelung (links) und mögliche zukünftige Regelung (rechts) auf Basis des *Day-ahead*-Marktes im Jahr 2012

Abbildung 4-7



Eigene Darstellung des Fraunhofer IWES

der KWK wird die Kombination KWK und PtH eingesetzt, da ein Verkauf des Stroms und die gleichzeitige Nutzung des Erdgaskessels aufgrund der geringen Strompreise insgesamt teurer wären. PtH mit Fremdstrombezug wird nur bei stark negativen Preisen eingesetzt. Im Fall der möglichen zukünftigen Regelung wird bereits bei weniger negativen Preisen PtH marktseitig eingesetzt. Zudem wird die Kombination KWK und PtH aufgrund der Belastung der Eigenerzeugung durch den Einsatz des Erdgaskessels ersetzt. Dieselbe Erzeugungscharakteristik ist auch in den Fernwärmenetzen mit Steinkohleheizkraftwerk und GuD zu sehen. Ein wöchentlicher Verlauf des Anlageneinsatzes in Wochen mit negativen Preisen ist vergleichbar mit dem Fall des GuDs und wird daher hier nicht noch einmal dargestellt.

4.4 Kosten- und Erlösbewertung

Aus betriebswirtschaftlicher Sicht gibt es für den Einsatz von PtH in Stunden mit negativen Preisen bei der derzeitigen Regelung in keinem der betrachteten Fälle ein relevantes Potenzial. Die geringe Anzahl von 56 Stunden mit negativen Preisen im Jahr 2012 ermöglicht eine Auslastung der PtH-Anlage durch Fremdstrombezug vom Spotmarkt in allen untersuchten Fällen in wenigen Stunden im Jahr. Im Fall der derzeitigen Regelung mit allen Abgaben auf den Strombezug sind die Preise in maximal 22 Stunden unterhalb der Einsatzschwelle für PtH. Bei einer Befreiung von der EEG-Umlage steigt die Anzahl auf maximal 36 Stunden. In den nächsten Jahren werden die Stunden mit einer sehr hohen Einspeisung aus Erneuerbaren Energien – die dann gegebenenfalls zu negativen Preisen an der Börse führen – jedoch voraussichtlich deutlich ansteigen, sodass sich hier ein zusätzliches Geschäftsfeld ergeben kann (vgl. auch Abschnitt 5.4).

Die Simulationsergebnisse beim Anlageneinsatz zeigen, dass sich durch die Nutzung von eigenerzeugtem KWK-Strom die Auslastung einer PtH-Anlage zwischen 250 und 1.000 Stunden im Jahr bewegen kann. Denn zu Zeiten niedriger Strompreise ist eine Nutzung der Kombination PtH und KWK häufig günstiger als die Nutzung eines Erdgaskessels (Voraussetzung: wie im Status quo keine Belastung der Eigenerzeugung).

Für die betriebswirtschaftliche Bewertung des Einsatzfeldes Spotmarkt wurde analysiert, in welchen Stunden des Jahres PtH mit Fremdstrombezug in den drei Simulationen (Steinkohle-HKW, GuD und BHKW) eingesetzt wurde. Durch die Verrechnung der negativen Preise mit dem Grenzpreis der PtH-Anlage ergibt sich das Erlöspotenzial (Beispiel: Im Fall des Steinkohleheizkraftwerkes wird PtH zur Substitution des Erdgaskessels bei der derzeitigen Regelung bei einem Spotmarktpreis von minus sieben Cent pro Kilowattstunde eingesetzt. Bei einem Preis von minus zwölf Cent pro Kilowattstunde beträgt der Deckungsbeitrag fünf Cent pro Kilowattstunde). Das Erlöspotenzial wurde sowohl für den Fall der derzeitigen Regelung (mit EEG-Umlage) und der möglichen zukünftigen Regelung (ohne EEG-Umlage) berechnet und liegt zwischen rund 1.400 bis 3.100 Euro pro Megawatt pro Jahr (Basis: Strompreise 2012).

Bezieht man die Deckungsbeiträge aus dem Einsatz von PtH auf Basis der Eigenerzeugung aus der KWK-Anlage gegenüber dem Einsatz des Erdgaskessels mit ein, erhöht sich das Erlöspotenzial auf insgesamt 10.000 bis 12.500 Euro je Megawatt pro Jahr (bei derzeitiger Regelung).¹²⁹

Die jährlichen Kosten der Anlage hängen stark von den Finanzierungsbedingungen und den Annahmen zu den Investitionskosten ab. Die Investitionskosten wurden hier pauschal mit 100 Euro je Kilowatt veranschlagt (siehe auch Abschnitt 2.1). Zusätzlich kann vom Netzbetreiber bei Erhöhung der Anschlussleistung ein Baukostenzuschuss verlangt werden (siehe Abschnitt 3). Die Höhe des Baukostenzuschusses variiert je nach Netzgebiet. Hier wurden zusätzliche Kosten von 50 Euro je Kilowatt angenommen, sodass sich die gesamte Investitionssumme auf 150 Euro je Kilowatt beläuft. Bei moderaten Finanzierungsbedingungen

¹²⁹ Das Erlöspotenzial ergibt sich aus den Gesamtkosten der Wärmebereitstellung in den untersuchten Fällen im Vergleich zu einem Referenzfall ohne PtH. Die Gesamtkosten stellen hierbei die Brennstoffkosten aller Wärmeerzeuger abzüglich der Stromerlöse durch den Verkauf an der Börse dar. Der Referenzfall wurde für die Erlösermittlung unter sonst gleichen Bedingungen, aber ohne den Einsatz von PtH zusätzlich simuliert. Das Erlöspotenzial für PtH besteht dann in der Differenz der Gesamtkosten zwischen den einzelnen Wärmeversorgungssystemen (Steinkohle-HKW, GuD, BHKW) und dem Referenzfall.

(fünf Prozent Zins, zehn Jahre Amortisation), die gegebenenfalls eher den Renditeanforderungen von Stadtwerken entsprechen, betragen die annuitätischen Kosten dann rund 19.500 Euro je Megawatt pro Jahr. Höhere Renditeanforderungen, die gegebenenfalls eher für große Industriebetriebe relevant sind (fünf Jahre Amortisation bei zehn Prozent Zinsen), verdoppeln die jährlichen Kosten auf rund 39.500 Euro pro Megawatt.

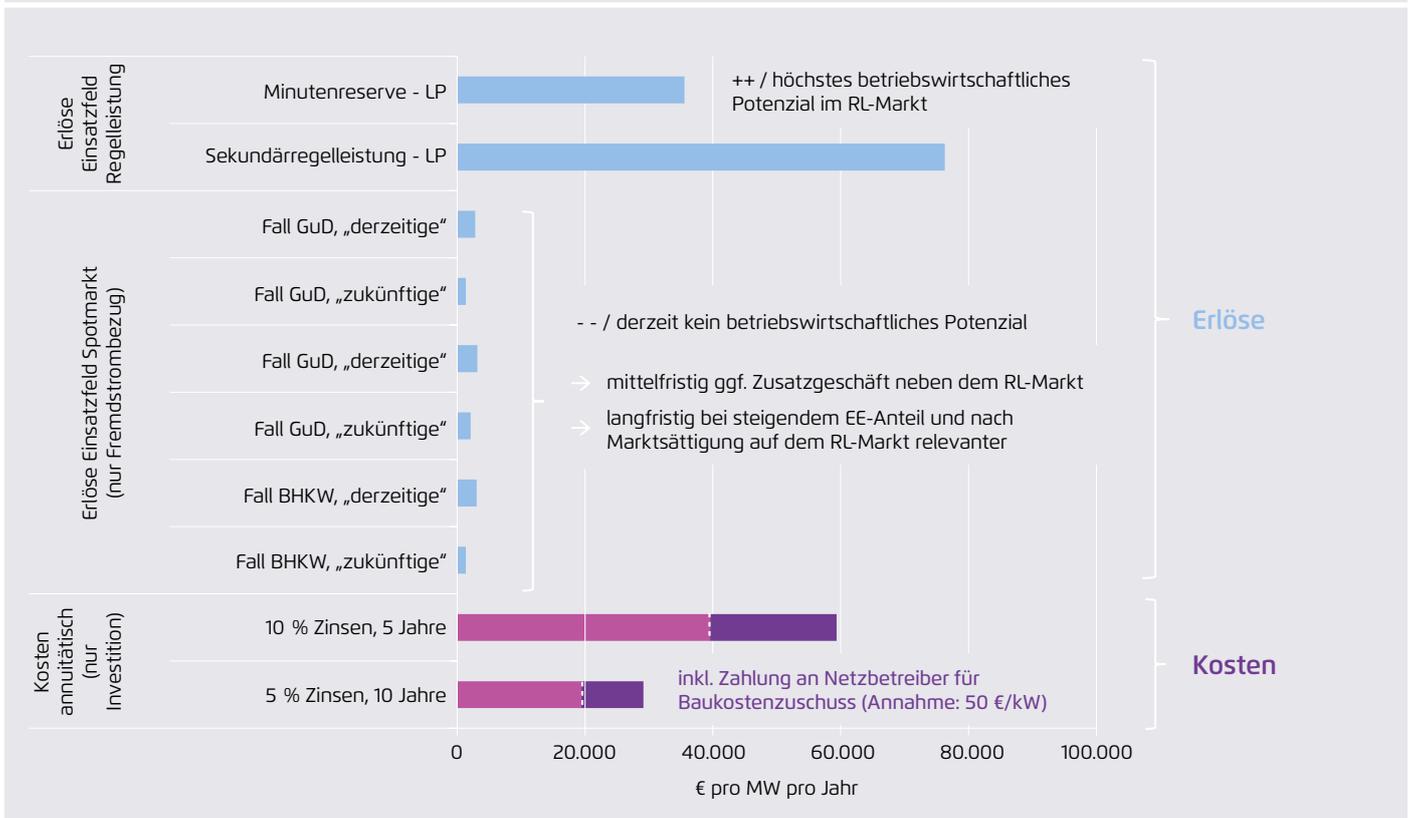
Zum Vergleich mit dem Erlöspotenzial im Einsatzfeld Spotmarkt wurden auch die möglichen Einnahmen im Regelleistungsmarkt bewertet. Hierbei wurde davon ausgegangen, dass derzeit aufgrund der hohen Strombezugskosten für PtH nur über den Leistungspreis ein Gewinn erzielt werden kann. Für die Bewertung wurden daher die durchschnittlichen Leistungspreiserlöse für Sekundär- und Minutenreserve herangezogen, die sich im Jahresmittel im Jahr

2013 für die gesamte bezuschlagte Leistung ergeben (siehe hierzu auch Abschnitt 2.2). Unter Berücksichtigung, dass 30 Prozent der Leistungspreise an den Regelpoolkoordinator gezahlt werden und dass über das gesamte Jahr negative Regelleistung bereitgestellt wird, ergibt sich ein Erlöspotenzial von rund 35.500 Euro je Megawatt pro Jahr für Minutenreserve und 76.000 Euro je Megawatt pro Jahr für Sekundärregelleistung. Die Erlöse hängen jedoch in der Praxis stark von der Gebotsstrategie des Anbieters ab.

Abbildung 4-8 zeigt die Abschätzungen der Erlösmöglichkeiten und Kosten in den Einsatzfeldern Regelleistungsmarkt und Spotmarkt im Vergleich. Der Regelleistungsmarkt ist derzeit noch um ein Vielfaches attraktiver als ein Einsatz am Spotmarkt. Dieses Geschäftsmodell kann im besten Fall bei derzeitigen Bedingungen zehn Prozent der Kosten von PtH erlösen. Auf eine Verrechnung der Erlöse und Kos-

Abschätzung der Erlöse für PtH im Regelleistungsmarkt und bei Fremdstrombezug über die Börse in verschiedenen Wärmeversorgungssystemen sowie Abschätzung der jährlichen Kosten

Abbildung 4-8



Eigene Darstellung des Fraunhofer IWES

ten wurde verzichtet, um zu betonen, dass diese fallspezifisch sehr unterschiedlich und insbesondere stark von den Finanzierungsanforderungen abhängig sind. Vordergründig soll hier ein Verständnis für die Größenordnungen und wichtigsten Einflüsse vermittelt werden.

4.5 Zusammenfassung

Die betriebswirtschaftlichen Analysen haben gezeigt, dass sich unter den heutigen Rahmenbedingungen und unter der Voraussetzung einer direkten Nutzung der KWK-Eigenerzeugung für PtH folgendes Einsatzverhalten in Abhängigkeit des Börsenpreises ergibt:

- bei sehr hohen Strompreisen → Einsatz KWK plus Erdgaskessel
- bei hohen Strompreisen im Winter → Einsatz KWK plus PtH zur Substitution des Spitzenlastkessels
- bei hohen Strompreisen in der Übergangszeit (Herbst, Frühjahr) → Einsatz KWK
- bei Strompreisen unterhalb der KWK-Grenzkosten → Einsatz Teillast KWK plus Teillast PtH zur Vermeidung der Anfahrtskosten oder zum Einsatz von Steinkohlestrom für die Wärmeerzeugung
- bei negativen Strompreisen deutlich unterhalb der KWK-Grenzkosten → im Falle von Erdgas-KWK, Einsatz des Erdgaskessels zur Minimierung des Erdgasverbrauchs
- bei sehr negativen Preisen unter minus sieben Cent je Kilowattstunde → Einsatz PtH mit Fremdstrombezug

Insgesamt werden in den simulierten Fernwärmenetzen 5 bis 15 Prozent des Wärmebedarfs durch PtH bereitgestellt. Größtenteils wird hierbei jedoch KWK-Strom eingesetzt und aufgrund der im Jahr 2012 geringen Anzahl an negativen Preisen nur selten ein Fremdbezug vom Spotmarkt. Entsprechend liegen mögliche Erlöspotenziale mit reinem Fremdbezug in einer Größenordnung von maximal zehn Prozent der Kosten. In Zukunft wird der Einsatz bei negativen Preisen durch die zunehmende EE-Einspeisung jedoch relevanter, sodass gegebenenfalls höhere Erlöse erzielt werden können. PtH wird dennoch nur durch die Kombination von verschiedenen Einsatzfeldern (zum Beispiel Regelleistung) refinanzierbar sein.

Die Analysen haben zudem gezeigt, dass schon geringe Umlagen auf die KWK-Eigenerzeugung (Größenordnung von zwei Cent je Kilowattstunde) den Einsatz diesen Stroms in PtH-Anlagen unterbinden oder stark einschränken. Im Rahmen der aktuellen EEG-Reform wird für Neuanlagen eine Belastung des KWK-Eigenverbrauchs diskutiert. Bestandsanlagen werden voraussichtlich nach wie vor von der EEG-Umlage befreit sein.

Auch wird deutlich, dass die derzeitige Steuer- und Abgabensituation aktuell den Fremdstrombezug erst bei sehr negativen Preisen (circa minus sieben Cent je Kilowattstunde) ermöglicht. Aus Gesamtsystemsicht kann es daher dazu kommen, dass bereits vor dem Einsatz von PtH Windstrom in der Direktvermarktung abgeregelt wird, obwohl dieser ökologisch effizienter durch PtH genutzt werden könnte. Eine Reduktion der Abgaben für PtH kann dies vermeiden und den Strom im Wärmesektor integrieren. Aus betriebswirtschaftlicher Sicht erhöht sich hierdurch ebenso die Zahl der Nutzungsstunden für PtH. Aus energiewirtschaftlicher Sicht führt eine Abgabenreduktion dazu, dass PtH häufiger eingesetzt wird, wenn Flexibilität im Gesamtsystem benötigt wird (Indikator negative Strompreise).

Die genannten Hemmnisse bei voller Abgabenlast bestehen sowohl in dem Fall, dass eine PtH-Anlage nur mit Fremdstrombezug betrieben wird, als auch im Fall einer Nutzung der KWK-Eigenerzeugung ohne Netznutzung, als auch im Fall einer KWK-Eigenerzeugung mit Netznutzung im räumlichen Zusammenhang.

5 Potenzialermittlung mit Fokus Schleswig-Holstein und Hamburg

2012 erfolgte die Abregelung von Erneuerbaren Energien zu 73 Prozent in Schleswig-Holstein und nur zu 27 Prozent im Rest von Deutschland. Derzeit ist die Abregelung hauptsächlich durch Engpässe im Verteilnetz bedingt. Zukünftig dominieren voraussichtlich aber Engpässe auf Übertragungsnetzebene. Dabei zeigt sich ein Trend auf, dass dies auch wesentlich durch Netzengpässe südlich von Hamburg bedingt sein wird. Aufgrund der netztechnischen Anbindung der Lastsenke Hamburg an das Übertragungsnetz und der mittelfristigen Verlagerung der Engpässe auf Übertragungsnetzebene werden im Rahmen dieser Studie die Bundesländer Schleswig-Holstein und Hamburg zusammen betrachtet. Die folgenden Analysen zu den vorhandenen Wärmesenken wurden vom Fraunhofer IWES ermittelt und zusammen mit dem Fraunhofer IFAM bewertet. Dem wurden dann vom Fraunhofer IWES Analysen zu dem Angebot an netzengpassbedingten EE-Stromüberschüssen gegenübergestellt, um das Potenzial von PtH in Schleswig-Holstein auf einer Zeitachse von heute bis 2023 bewerten zu können.

5.1 Wärmesenken-Potenzialermittlung in Schleswig-Holstein und Hamburg

Übersicht über verfügbare Wärmesenken – Stand heute

Die gesamte Wärmeerzeugung in Fernwärmenetzen und der Industrie beträgt circa 13.317 Gigawattstunden (GWh) in Schleswig-Holstein und 9.924 GWh in Hamburg.

Auf die Fernwärme entfallen in Schleswig-Holstein insgesamt rund 7.000 GWh und in Hamburg rund 6.300 GWh Wärmeerzeugung. Bei der Fernwärme ist davon auszugehen, dass hauptsächlich Wärmeversorgungssysteme genutzt werden, die zumindest eine KWK-Anlage enthalten und Wärme gekoppelt erzeugen (simultane Wärme- und Stromproduktion). Daneben gibt es in jedem Fernwärmenetz trotzdem noch eine ungekoppelte beziehungsweise direkte Wärmeerzeugung durch beispielsweise Erdgaskessel. Das größte

wirtschaftliche Potenzial weist PtH in Wärmeversorgungssystemen ohne KWK beziehungsweise mit einem großen Anteil verhältnismäßig teurer (direkter) Wärmeerzeugung auf. Für Schleswig-Holstein liegt das Verhältnis von gekoppelter Wärmeerzeugung zu ungekoppelter beziehungsweise direkter Wärmeerzeugung bei etwa 2,6 zu 1. In Hamburg bei etwa eins zu eins. Der KWK-Anteil in Schleswig-Holstein ist also deutlich höher.

Bei der Industrie im Bereich der KWK-Großanlagen (KWK größer als ein Megawatt) kann die gesamte erzeugte KWK-Wärme aus vorhandenen Statistiken genau bestimmt werden. Allerdings fallen in Schleswig-Holstein nur sechs und in Hamburg nur neun Unternehmen unter diese Kategorie. Aufgrund der hohen KWK-Erzeugung weisen diese Unternehmen insgesamt einen geringen Anteil von durchschnittlich rund 18 Prozent (Schleswig-Holstein) beziehungsweise 16 Prozent (Hamburg) an ungekoppelter Wärmeerzeugung auf. Insgesamt verbrauchen sie 37 Prozent beziehungsweise 33 Prozent der gesamten Wärmenachfrage der Industrie.

Des Weiteren bestehen große Potenziale im Bereich der Industrie ohne KWK-Anlagen oder mit KWK-Anlagen kleiner als ein Megawatt. Hier ergibt sich ein Potenzial von 3.957 GWh für Schleswig-Holstein und 3.111 GWh für Hamburg. Hierbei kann es sich sowohl um große Wärmesenken handeln als auch um kleine Industrieunternehmen, die nur wenig Brennstoffe für die Wärmeerzeugung einsetzen. Eine Abschätzung, wie hoch der Anteil an KWK-Wärme in diesem Bereich ist, war auf Basis der öffentlichen Daten nicht möglich. Jedoch ist davon auszugehen, dass ein Großteil der Energie durch direkte Wärmeerzeugung mit Erdgaskesseln produziert wird.

Alle Zahlen wurden auf Basis empirischer, aggregierter Daten des Statistikamtes Nord für das Jahr 2010 [individuelle Erhebungen des Statistikamtes Nord – unveröffentlicht] sowie auf Basis der veröffentlichten Energiebilanz 2010 von Schleswig-Holstein und Hamburg abgeleitet [Statistikamt

Nord 2010]. In Tabelle 5-1 sind die Ergebnisse zusammengefasst.

Für die Aufteilung der Wärmeerzeugung auf unterschiedliche Primärenergieträger mussten für die Fernwärme aus KWK zusätzlich typische Stromkennzahlen angenommen werden, da die Zahlen aus der gesamten produzierten Endenergie (Strom und Wärme) abgeleitet wurden. Bei der Industrie wurden für die brennstoffspezifischen Anteile die bundesdeutschen Angaben bei der Wärmeerzeugung als Indikatoren herangezogen und auf Schleswig-Holstein und Hamburg übertragen. Hier lagen keine anderweitigen Daten zur Verfügung, um Rückschlüsse auf die genutzten Primär-

energieträger zu ziehen. Die brennstoffspezifischen Angaben für die Industrie sind daher als indikativ zu verstehen.

Insgesamt ergeben sich relevante Erkenntnisse zu den Wärmeverbräuchen sowie zu den genutzten Technologien. Im Bereich der Fernwärme wird vorwiegend Wärme durch Steinkohle (vor allem in Schleswig-Holstein) und Erdgas erzeugt. Für den Großteil der Erzeugung werden KWK-Anlagen genutzt. In der Industrie ist der klar dominierende Primärenergieträger Erdgas.

Die Erzeugungsanteile, die eine PtH-Anlage in den meisten Fällen in Fernwärmenetzen substituieren muss, stammen

Wärmeerzeugung (Endenergie inklusive Netzverluste) nach Energieträger in Schleswig-Holstein und Hamburg, 2010

Tabelle 5-1

Wärmeerzeugung [GWh _{th}] (SH / HH)	Fernwärme		Industrie		
	Wärmesystem überwiegend mit KWK*		Wärmesystem mit KWK, Unternehmen mit Anlagen > 1 MW _{el}		Wärmesystem ohne KWK bzw. KWK < 1 MW _{el}
	gekoppelter Anteil ¹	ungekoppelter Anteil und direkte Wärmeerzeugung ¹	gekoppelter Anteil ²	ungekoppelter Anteil ²	größtenteils direkte Wärmeerzeugung ^{2**}
Kohle	3.612 / 1.300	112 / 0	50 / 202	9 / 31	0 / 0
Heizöl	27 / 14	105 / 47	142 / 143	64 / 60	0 / 0
Erdgas	517 / 745	1.432 / 1.467	1.408 / 733	291 / 125	3.145 / 3.107
Klär- und Deponiegas	0 / 0	4 / 0	0 / 0	0 / 0	5 / 4
Biomasse	397 / 262	132 / 349	233 / 157	34 / 19	446 / 0
Abfälle nicht biogen, andere	534 / 247	128 / 827	103 / 70	25 / 15	362 / 0
Summe je Kategorie	5.088 / 2.568	1.913 / 2.689	1.936 / 1.306	422 / 249	3.957 / 3.111
Summe Fernwärme und Industrie	7.000 / 5.258		6.317 / 4.666		
Summe Wärmesysteme mit und ohne KWK** (Schätzung)	9.359 / 6.813				3.957 / 3.111
gesamte Wärmeerzeugung	13.317 / 9.924				

¹ Annahme: Stromkennzahlen und Wirkungsgrad bundesweiter Durchschnitt

² Annahme: Anteile wie bundesdeutscher Durchschnitt unter Berücksichtigung der maximalen brennstoffspezifischen Endergieverbräuche der Bundesländer SH und HH

* Der Anteil von Wärmenetzen ohne KWK ist gering. Eine Differenzierung ist über die Auswertung des Statistikamtes Nord allerdings nicht möglich.

** Bei der Fernwärme konnten Wärmesysteme ohne KWK nicht ermittelt werden. Hier wurde davon ausgegangen, dass jedes Fernwärmenetz auch KWK-Anlagen aufweist. Bei der Industrie konnte der Anteil der KWK < 1 MW_{el} nicht ermittelt werden. Es wird davon ausgegangen, dass der Anteil gering ist.

aus Erdgaskesseln, Steinkohle-HKW und Erdgas-KWK. Hierbei ist zu erwarten, dass alte Steinkohle-HKW mittelfristig durch Erdgas-KWK ausgetauscht werden (Beispiel: Stadtwerke Kiel). In der Industrie ist vor allem die Erzeugung aus erdgasbetriebenen Anlagen zu substituieren (Kessel, Erdgas-GuD, BHKW).

Generell ist anzumerken, dass Wärmesysteme ohne KWK die höchsten Opportunitätskosten aufweisen (zum Beispiel nur Betrieb eines Erdgaskessels). Dies kann für PtH besonders relevant sein. In Bezug auf die gesamte Wärmeerzeugung liegt das Verhältnis von Wärmesystemen mit und ohne KWK in einer groben Abschätzung bei etwa zwei zu eins. Zusammenfassend ist anzumerken, dass das vorhandene Potenzial an Wärmesenken deutlich größer ist als die in Zukunft vorraussichtlich integrierbaren Energiemengen aus EE-Strom, der sonst abgeregelt werden müsste.

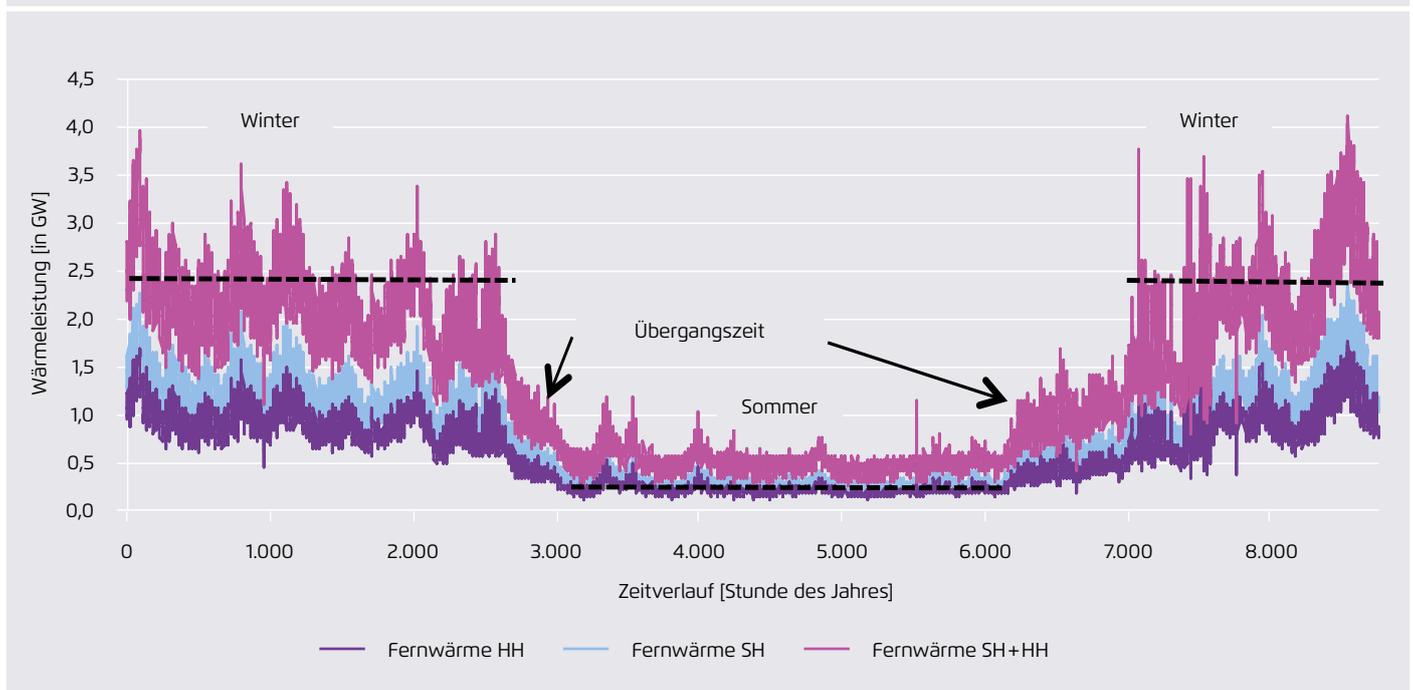
Zukünftige und zeitliche Verfügbarkeit der Wärmesenken – mit Fokus auf 2023

In der Studie wird davon ausgegangen, dass sich der Wärmebedarf in Schleswig-Holstein mittelfristig nicht signifikant verändert. Einerseits gibt es zwar Faktoren, die die für PtH relevanten Wärmesenken vergrößern (Ausbau Fernwärmenetze, Wirtschaftswachstum), andererseits gibt es auch gegenläufige Effekte (Energieeffizienzmaßnahmen, Gebäudedämmung). Eine genaue Analyse der Effekte liegt nicht im Fokus der Studie. Die Größenordnung der Wärmesenken wird daher für 2023 als identisch mit der im Jahr 2010 angenommen.

Um einen Eindruck von der zeitlichen Verfügbarkeit der Wärmenachfrage im Bereich der Fernwärme zu bekommen, wurde das in Tabelle 5-1 ermittelte Wärmesenkenpotenzial in Abbildung 5-1 anhand eines typischen Fernwärmelastgangs dargestellt und auf die ermittelte Energiemenge skaliert. Das verfügbare Potenzial ist wie zu erkennen sehr stark saisonal geprägt. Für Schleswig-Holstein und Hamburg zusammen (SH + HH) tritt im Winter sehr häufig ein

Jahresverlauf Wärmesenkenpotenzial für PtH im Bereich Fernwärme

Abbildung 5-1



Eigene Darstellung des Fraunhofer IWES

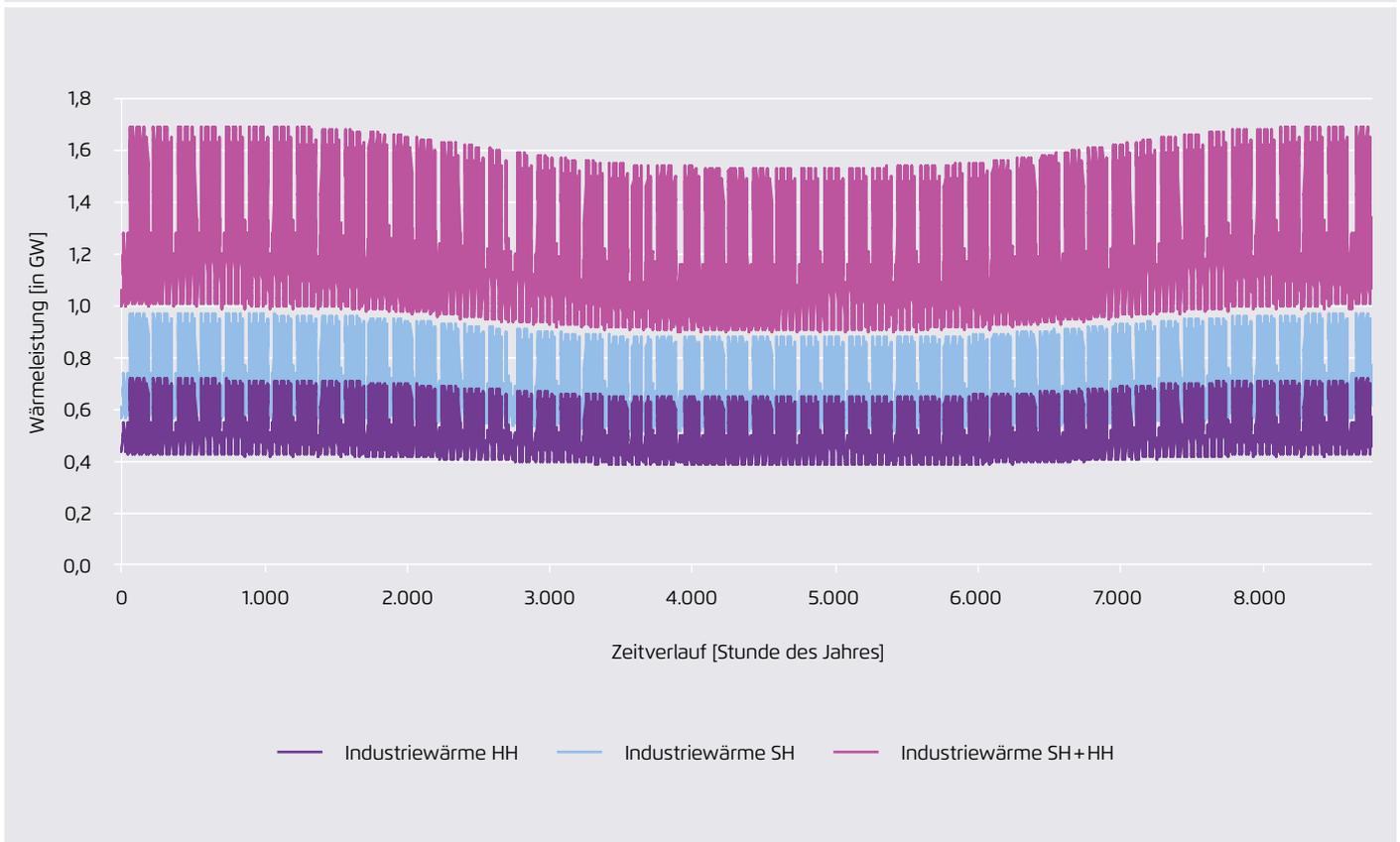
Leistungspotenzial für PtH von bis zu 2,5 GW im Winter und 0,5 GW im Sommer auf (vgl. Wärmelast mit gestrichelter schwarzer Linie). Leistungsspitzen für das Gesamtpotenzial sind darüber hinaus bis zu einer Höhe von vier GW zu beobachten. Die Gesamtleistung beider Regionen ergibt sich dabei aus der Aggregation der Leistungen für das jeweils einzelne Bundesland. Falls im Sommer und in der Übergangszeit die Wärmenachfrage unterhalb der einsetzbaren PtH-Leistung liegt, können Wärmespeicher genutzt werden, um das volle installierte Leistungspotenzial in geeigneten Situationen (negative Preise, Netzengpässe) vollständig zu nutzen.

Im Bereich der Industrie ist der zeitliche Verlauf des vorhandenen Potenzials stark branchenabhängig. Industriebetriebe mit Drei-Schicht-Betrieb weisen einen kontinuierlichen Lastgang auf, während andere Betriebe eine hohe

tageszeitliche Variation aufweisen. Für eine Abschätzung wird die in Tabelle 5-1 ermittelte Energiemenge vereinfacht mittels des Standardlastprofils G3 gewerbedurchlaufend abgebildet. Hier ergibt sich für SH und HH zusammen ein Leistungspotenzial für PtH in einer Größenordnung von bis zu 1,2 GW nachts und bis zu 1,6 GW tagsüber. Im Bereich der Industrie sind im Gegensatz zur Fernwärme in der Praxis keine Wärmespeicher vorhanden. Gewisse Puffermöglichkeiten sind aber durch die industriellen Wärmeversorgungssysteme wie Dampfnetze und Regelungstechnik gegeben. Wenn man nur den Anteil der KWK-gedeckten Wärme berücksichtigt, reduziert sich das Potenzial auf 0,35 GW (nachts) bis 0,5 GW (tagsüber).

Jahresverlauf Wärmesenkenpotenzial für PtH im Bereich Industrie

Abbildung 5-2



Eigene Darstellung des Fraunhofer IWES

5.2 Wärmesenken Auswertung von Fallbeispielen

Auswertung von Fallbeispielen im Bereich der Fernwärme und Industrie in Schleswig-Holstein und Perspektiven für die Integration von Elektroheizern

Fernwärmeversorger investieren bislang in Elektroheizern, um hiermit erste Erfahrungen zu sammeln und den Einsatz von fossil betriebenen Heizkesseln zu vermindern. Sie konzentrieren sich dabei auf Angebote am Regelenergiemarkt. Das Interesse an einem Einstieg in die PtH-Technik ist stark von der individuellen Situation im jeweiligen Fernwärmenetz abhängig. So wird beispielsweise für Lübeck erwogen, in Zukunft eine Klärschlammverbrennungsanlage zu errichten, die im Fall eines ganzjährigen Betriebs kaum noch Wärmebeiträge durch PtH offen lassen würde. Müllverbrennungsanlagen können ebenso je nach Wärmeerzeugungsanteil das Interesse an weiteren Wärmeerzeugern dämpfen. Auch bei Industrieunternehmen ist eine konkrete Investition immer mit einer detaillierten Einzelfallbe-

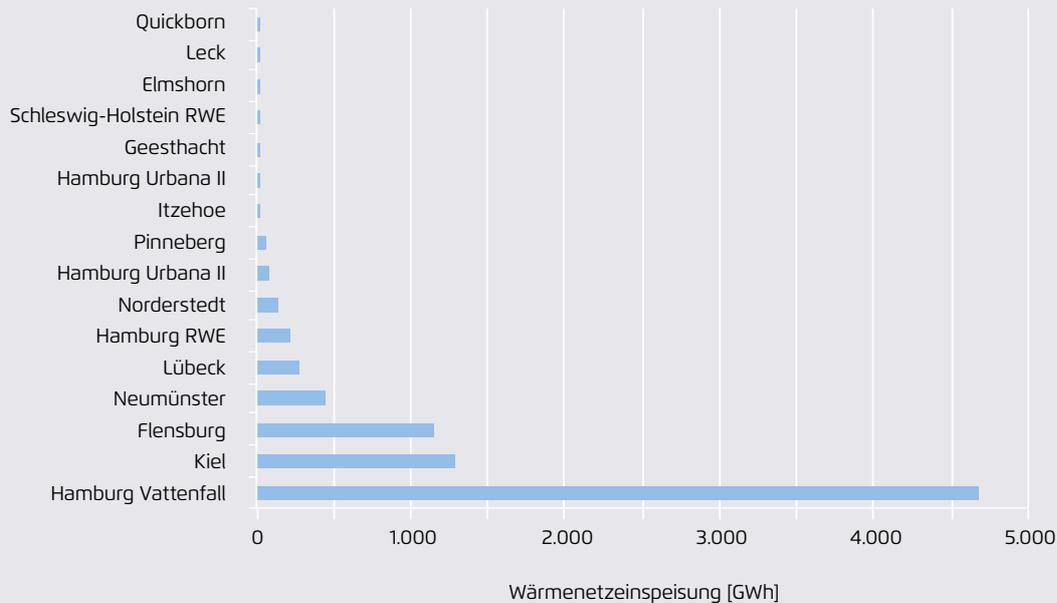
trachtung verbunden. Im Folgenden wird daher nach einer kurzen allgemeinen Übersicht nur exemplarisch auf einige beispielhafte Fernwärmenetze und Industrieunternehmen eingegangen, die potenziell für eine PtH-Nutzung infrage kommen.

Fernwärmenetze

Eine Übersicht über die Größe ausgewählter möglicherweise relevanter Fernwärmenetze in Schleswig-Holstein und Hamburg ist in Abbildung 5-3 dargestellt (ohne Anspruch auf Vollständigkeit). Theoretisch ließe sich in allen dieser Fernwärmenetze eine PtH-Anlage nutzen. Zu beachten sind dabei die vielfältigen Hemmnisse für sehr kleine Fernwärmenetze. Insgesamt wurden sieben Fernwärmenetze mit einer geringen Einspeisung zwischen 13 und 31 GWh pro Jahr identifiziert. Des Weiteren gibt es in Schleswig-Holstein drei mittelgroße Fernwärmenetzbetreiber (Neumünster, Norderstedt, Lübeck) mit Wärmeeinspeisungen zwischen 150 und 450 GWh. Sehr große Fernwärmenetze (größer als 1.000 GWh pro Jahr) bieten die größten Potenzi-

Größe ausgewählter Fernwärmenetze in Schleswig-Holstein und Hamburg

Abbildung 5-3



Eigene Darstellung des Fraunhofer IWES auf Basis von Informationen des AGFW

ale und Voraussetzungen für PtH. Neben Kiel gibt es sowohl in Flensburg und Hamburg Fernwärmenetze in dieser Größenordnung. In Flensburg existiert bereits sowohl ein Wärmespeicher als auch ein Elektroheizkessel. Für Hamburg gibt es Überlegungen, ebenfalls beides zu realisieren. Zusätzlich gibt es kleine Inselnetze (zumeist mit Biogas-BHKW) sowie gegebenenfalls hier nicht identifizierte Fernwärmenetze.

Im Folgenden werden drei Fallbeispiele mit Fernwärmenetzen in Schleswig-Holstein detaillierter dargestellt: Die Stadtwerke Kiel, die Stadtwerke Pinneberg und die Gemeindewerke Leck. Die ausgewählten Beispiele weisen dabei bewusst jeweils sehr unterschiedliche Wärmenetzeinspeisungen zwischen 1.292 und 15 GWh auf.

Das Netz der **Stadtwerke Kiel** stellt eine besonders große Wärmesenke dar (Wärmenetzeinspeisung 1.292 GWh pro Jahr – Wärmehöchstlast circa 600 MW). Derzeit wird die Wärmenachfrage durch ein Steinkohleheizkraftwerk (295 MW_{th}), ein Müllheizkraftwerk (28 MW_{th}), ein Gasheizkraftwerk (131 MW_{th}) sowie durch mit Erdgas und Öl befeuerte Spitzenlastkessel gedeckt (Gesamtkapazität: rund 290 MW_{th}). Eine PtH-Anlage könnte in Kiel entsprechend groß dimensioniert werden. Anzumerken ist, dass für das Steinkohlekraftwerk im Jahr 2015 die Betriebsgenehmigung ausläuft. Die aktuelle Überlegung ist, dieses durch große BHKWs zu ersetzen (größer als zehn Megawatt), die sehr flexibel auf Lastanforderungen reagieren können.

Die **Stadtwerke Pinneberg** (Fallbeispiel kleines Fernwärmenetz) weisen eine Fernwärmenetzeinspeisung von 70 GWh pro Jahr auf und versorgen rund 430 Haushalte und vor allem das Pinneberger Bad mit Wärme. Die Wärmehöchstlast beträgt 24 MW und die installierte Wärmeleistung rund 30 MW. Die Versorgung erfolgt durch eine Müllverbrennungsanlage (21 MW_{th}), drei Heizkessel (Öl 5,5 MW und Erdgas 1,2 MW) sowie ein Erdgas-BHKW. Zusätzlich kann auf einen externen Spitzenlastkessel (18 MW – Fremdbezug) zurückgegriffen werden. Das Fernwärmenetz soll in Zukunft weiter ausgebaut werden. Ein Wärmespeicher ist nicht vorhanden. Insgesamt könnte hier der zeitweise Ersatz des Ölkessels durch PtH interessant sein, da dieser hohe Brennstoffkosten

aufweist. Eine PtH-Anlage könnte entsprechend der Leistung dieser Spitzenkessel ausgelegt werden. Der Aufwand zur Präqualifikation am Regelleistungsmarkt ist allerdings für ein kleines Stadtwerk aktuell nur schwer zu leisten.

Als weiteres Fallbeispiel wurde mit den **Gemeindewerken Leck** (Nordfriesland) ein sehr kleines Fernwärmenetz ausgewählt (15 GWh pro Jahr), da dieses innerhalb einer Region mit sehr hoher Abregelung von EE-Strom liegt. Die Wärmeversorgung wird über ein Biogas-BHKW (ein MW_{el}) und insgesamt drei Heizkessel mit sieben Megawatt geleistet. Grundsätzlich kann auch hier PtH zum Einsatz kommen, auch wenn die Wärmeerzeugung des Biogas-BHKW ohne Integration eines Gasspeichers nicht durch PtH ersetzt werden kann. Wenn die PtH-Anlage eine entsprechende netzentlastende Wirkung bei Netzengpässen aufweist, könnten aufgrund der geografischen Lage gegebenenfalls Engpässe sowohl auf Verteilnetz- als auch auf Übertragungsnetzebene entlastet werden. Hemmnisse sind, dass aufgrund der geringfügigen Größe der Wärmesenke nur eine geringe PtH-Leistung realisiert werden könnte und dass dies für ein kleines Unternehmen gegebenenfalls eine zu hohe Investition mit entsprechenden finanziellen Risiken darstellt.

Industrie

Auch in der Industrie weisen die einzelnen Unternehmen, die als Wärmesenke dienen können, sehr heterogene Anforderungen an die Wärmeversorgung auf. Im Rahmen des Projektes wurden etwa 50 Unternehmen identifiziert und kontaktiert, die für eine PtH-Nutzung infrage kommen. Da der Informationsrücklauf für eine aussagekräftige Statistik zu gering war, werden die Potenziale und Ergebnisse hier exemplarisch beschrieben. Dazu sind jeweils kurze Fallbeispiele in die allgemeine Beschreibung von drei relevanten Branchen in Schleswig-Holstein eingebettet, die aufgrund der Häufigkeit und/oder der Energieintensität als am relevantesten für PtH eingeschätzt werden: die Lebensmittelindustrie, die Chemie- und die Papierindustrie. Abschließend werden in diesem Zusammenhang grundsätzliche Aspekte aus Sicht der energieintensiven Industrie und der kleineren mittelständischen Unternehmen zusammengefasst.

Die Lebensmittelindustrie in Schleswig-Holstein (Fisch, Fleisch, Milchprodukte, Brauereien) ist insbesondere von kleineren und mittleren Unternehmen geprägt. Die Branche weist einen Prozesswärmebedarf zwischen 75 Grad Celsius und 150 Grad Celsius auf. Häufig nutzen die Unternehmen vor allem Erdgaskessel zur Wärmeerzeugung – größere Betriebe teilweise auch KWK-Anlagen. Die Erdgasbezugskosten liegen bei etwa 3,7 bis 4,2 Cent pro Kilowattstunde bei einer Größenordnung des Erdgasverbrauch von circa zehn GWh einschließlich Netzentgelte und Steuern. Die Strombezugskosten liegen bei einigen der aus dieser Branche befragten Unternehmen im Bereich von elf bis zwölf Cent pro Kilowattstunde. Bei den meisten Unternehmen fallen dagegen Strombezugskosten von über 17 Cent pro Kilowattstunde an. Als ein interessantes Fallbeispiel für die Lebensmittelindustrie kann hier das Werk eines Lebensmittelproduzenten genannt werden, das einen verhältnismäßig kontinuierlichen Wärmebedarf von bis zu $20 \text{ MW}_{\text{th}}$ und $2,6 \text{ MW}_{\text{el}}$ aufweist. Die Hälfte des Stroms wird durch eine Gasturbine mit 1,4 MW elektrischer Leistung selbst erzeugt, der restliche Strom wird mit Bezugskosten von rund 11 Cent pro Kilowattstunde fremdbezogen (Netzanschluss Mittelspannung). Ein weiteres Beispiel aus der fischverarbeitenden Industrie, welches im Rahmen eines Workshops im Zusammenhang mit dieser Studie vorgestellt wurde, weist Strombezugskosten von 17 Cent pro Kilowattstunde auf. Hier ist ein neues BHKW ($250 \text{ kW}_{\text{el}} / 280 \text{ kW}_{\text{th}}$) in Verbindung mit einem Wärmespeicher (sechs Stunden) vorgesehen, das von den benötigten 4 GWh/a Strom 1,7 GWh/a (entsprechend 6.000 Volllaststunden pro Jahr) erzeugen wird. Im Zusammenhang mit dieser Eigenstromerzeugung wird hinreichend viel Wärme produziert, sodass kaum noch Raum für PtH-Wärmebeiträge vorhanden ist.

In der Chemieindustrie sind (außer in der pharmazeutischen Industrie) für viele Prozesse sehr hohe Temperaturen erforderlich (stark heterogen: 100 bis 1.200 Grad Celsius, vor allem bei der Grundstoffchemie hoch), was eine Nutzung von PtH erschwert. Dafür ist der Energiebedarf sehr hoch, variiert jedoch stark nach Größe und Art der Produkte. Ein befragtes Chemieunternehmen (Polymerchemie – Temperaturanforderungen etwa 80 bis 160 Grad Celsius) weist in einem Werk beispielsweise einem Wärmebedarf

von vier GWh pro Jahr auf. Es verfügt lediglich über einen Erdgas-Dampfkessel (keine KWK) und bezieht den Strom fremd (volle EEG-Umlage). In einem anderen Beispiel eines Chemieparks sind neben der Befreiung von Netzentgelten die Strombezugskosten so niedrig, dass sie fast das Niveau der Börsenpreise erreichen. Hier gibt es zudem kaum wirtschaftliche Anreize für eine neue KWK-Eigenerzeugung. Dieses Beispiel bietet damit grundsätzlich gute Voraussetzungen für PtH.

Papierfabriken eignen sich aufgrund des hohen und kontinuierlichen Wärmebedarfs sehr gut als Wärmesenken. Bei der Papierherstellung wird Wärme häufig in einem Temperaturbereich von 100 bis 150 Grad Celsius benötigt. Als Fallbeispiel kann ein Unternehmen mit durchschnittlich 14 MW Wärmebedarf genannt werden. Der Wärmebedarf besteht verhältnismäßig gleichmäßig und schwankt in der Regel zwischen 12 und 18 MW (rund 6.392 Volllaststunden bezogen auf die installierte thermische Leistung von etwa 19 MW). Bei einem weiteren Beispiel aus der Papierindustrie mit einem Jahresstromverbrauch von 250 GWh (40 Prozent Eigenstromerzeugung mit KWK-Anlagen) ist zudem die Verbrennung von Ersatzbrennstoffen aus Abfällen der Papierherstellung als Brennstoffbasis für die KWK-Anlage attraktiv, sodass auch aus diesem Grunde ein vermindertes Interesse an PtH besteht.

Branchenunabhängig sollten hier als besonders relevante Wärmesenken noch der Industriepark Brunsbüttel sowie die Raffinerie Heide genannt werden, da beide sehr große Energieverbräuche aufweisen und daher grundsätzlich ein hohes Potenzial für PtH aufweisen.

Grundsätzliches: Energieintensive Industrie

Unternehmen der energieintensiven Industrie weisen häufig geringe spezifische Strombezugskosten auf, da sie in der Regel auf den Strombezug nur reduzierte EEG-Umlagen und Netzentgelte zahlen. Damit können die Strombezugskosten nahe dem Börsenpreis liegen (zuzüglich sonstiger Umlagen und Abgaben sowie gegebenenfalls reduzierter Stromsteuer). Ein Einsatz von PtH kann sich für diese Unternehmen je nach Opportunitätskosten der Wärme und Abgaben auf den Strombezug schon heute bei einem Strompreis

von ein bis drei Cent pro Kilowattstunde lohnen. Prinzipiell wären somit in der stromintensiven Industrie aufgrund der Befreiungstatbestände gute wirtschaftliche Konditionen für PtH zu erwarten. Allerdings bestehen in diesem Bereich verschiedene Hemmnisse – so zum Beispiel im Bereich der Netzentgeltregulierung, welche historisch „gewachsen“ und nicht an die Erfordernisse einer fluktuierenden EE-Einspeisung angepasst ist. Hierfür sind neue generelle Rahmenbedingungen zu finden, die nicht PtH-spezifisch sind (siehe Abschnitt 3). So ist es für diese Unternehmen beispielsweise wichtig, die elektrische Leistung zu begrenzen, um einen Anstieg der maximalen Bezugsleistung zu vermeiden (PtH kann gegebenenfalls die maximale Bezugsleistung erhöhen). Grund hierfür ist, dass die Netzkostenbefreiung von den Vollbenutzungsstunden des Netzbezugs abhängt und der wirtschaftliche Anreiz der Netzentgeltbefreiung um ein Vielfaches höher ist als mögliche Erlöse durch PtH. Darüber hinaus besteht ein Hemmnis in der möglichen Zahlung eines Baukostenzuschusses an den Netzbetreiber aufgrund einer Erhöhung der Netzanschlussleistung durch PtH (siehe Abschnitt 3). Auf den Workshops im Rahmen der Studie wurde darauf hingewiesen, dass gegebenenfalls durch geeignete Contracting-Lösungen eine PtH-Nutzung erleichtert werden kann.

Grundsätzliches: Mittlere und kleine Unternehmen

Generell ist das Interesse bei der mittelständischen Industrie, bei vorhandener KWK-Anlage eine PtH Anlage zu ergänzen, gering. Das relativ hohe Strombezugskostenniveau und die bestehenden Regelungen zur Eigenstromerzeugung (derzeit keine Zahlung der EEG-Umlage) sprechen eher für eine betriebliche Optimierung der Eigenstromerzeugung. Wird durch die Novellierung des EEGs die Eigenerzeugung von Strom stärker belastet, kann sich dieser Anreiz jedoch deutlich abschwächen. Generell wurde im Rahmen des Projektes darauf hingewiesen, dass für mittelständische Betriebe die Strombezugskosten stärker wiegen als die Wärmekosten. Somit steht eine Optimierung der Strombezugskosten im Vordergrund.

Zusammenfassend bieten sich sowohl in der Industrie als auch im Bereich der Fernwärme in Schleswig-Holstein und

Hamburg deutliche Potenziale für die Integration von PtH, aber auch unterschiedliche Hemmnisse.

5.3 Analyse des möglichen Stromangebotes für PtH – heute

Abgeregelte Strommengen im Rahmen von Einspeisemanagement (EinsMan)

Das Mindestangebot an Strom, was durch PtH in Schleswig-Holstein und Hamburg integriert werden sollte, sind die EE-Strommengen aus Windkraft und Photovoltaik, die sonst abgeregelt werden müssten. Derzeit treten regionale Überschüsse aufgrund von Engpässen im Verteilnetz insbesondere in den Landkreisen Dithmarschen, Nordfriesland und zu einem deutlich geringeren Anteil in Schleswig-Flensburg auf. In Dithmarschen kam es dabei im Jahr 2012 über einen Zeitraum von fast 4.000 Stunden zu einer Überlastung von Netzmitteln und somit zu EinsMan-Eingriffen, die eine reduzierte Windenergieeinspeisung zur Folge hatten. Wie viel Leistung und Energie dies in den einzelnen Regionen ausmacht, ist nicht aus öffentlichen Daten zu rekonstruieren. Die insgesamt resultierende Ausfallarbeit betrug in ganz Schleswig-Holstein im Jahr 2011 308 GWh und im Jahr 2012 346 GWh. In beiden Jahren machten diese Mengen 3,5 Prozent der gesamten EE-Stromerzeugung in Schleswig-Holstein aus. Bundesweit betrug dieser Anteil nur 0,9 Prozent. Theoretisch könnte die Ausfallenergie lokal durch PtH genutzt werden.

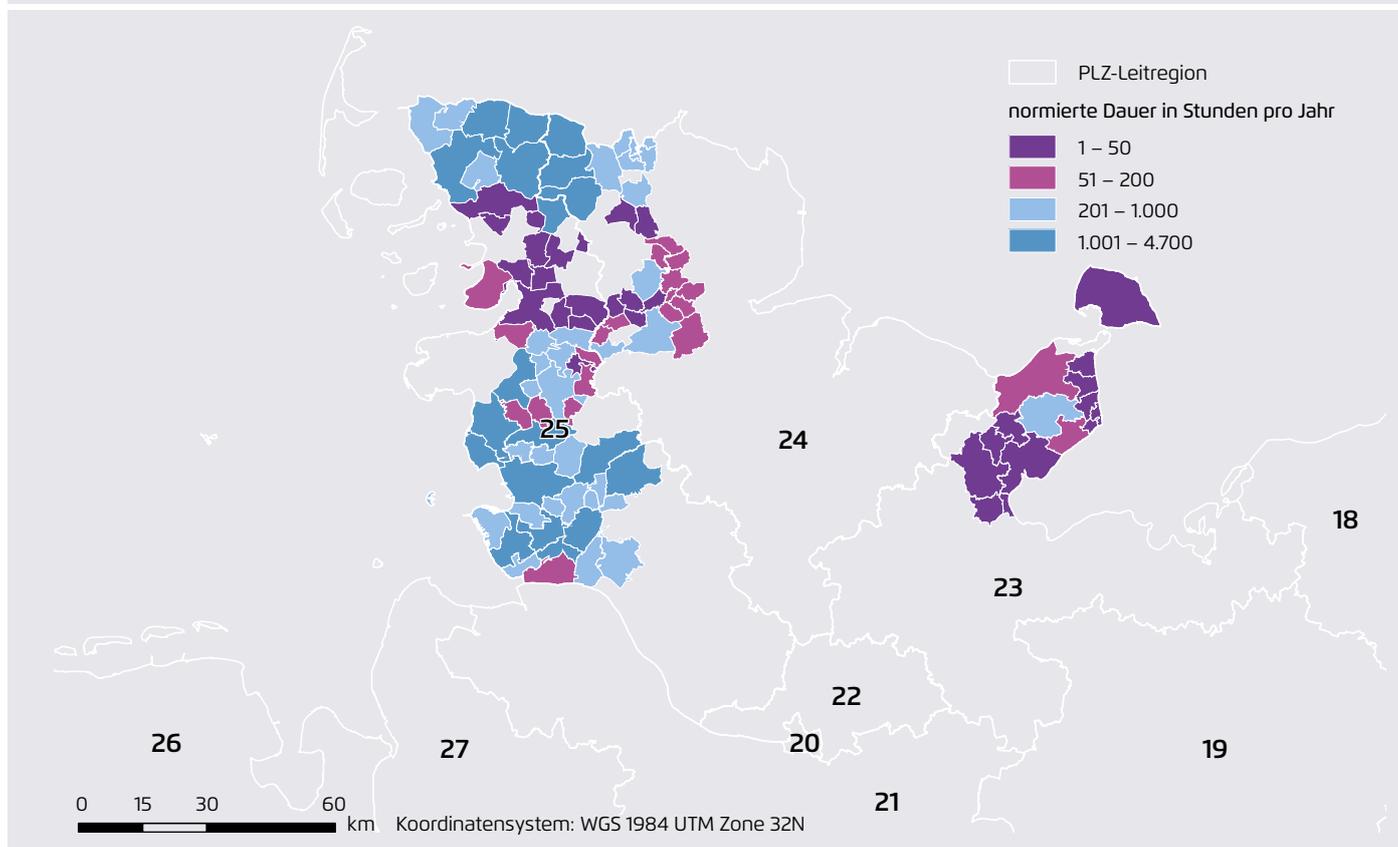
Differenzierung zwischen Engpässen auf Verteilnetz- und Übertragungsnetzseite

In der praktischen Nutzung ist zwischen lokal auftretenden Engpässen im Verteilnetz und Engpässen im Übertragungsnetz zu unterscheiden. Eine PtH-Nutzung kann aus technischer Sicht nur im nachgelagerten Netz des überlasteten Betriebsmittels einen Netzengpass effizient entlasten. Hieraus resultiert für Engpässe im Verteilnetz das Hemmnis, dass die abgeregelten EE-Anlagen und die PtH-Anlage sich am selben Ort befinden müssen und zudem eine Wärmesenke vorhanden sein muss.

In den häufig von EinsMan und lokalen Netzenpässen betroffenen Regionen gibt es jedoch nur vereinzelt große Wär-

Dauer und geografische Verteilung von EinsMan-Einsätzen nach Postleitzahlen im Jahr 2012

Abbildung 5-4



Ecofys 2013

ECOFYS

meverbraucher (Industriepark Brunsbüttel, Raffinerie Heide sowie einige mittelständische Unternehmen), die als Wärmesenken dienen könnten. Insbesondere an der Westküste sind Wärmesenken kaum vorhanden beziehungsweise werden durch Rohbiogas-Satelliten-BHKW abgedeckt. Eine Reduktion der KWK-Wärme würde in diesen Fällen zum „Gasabfackeln“ oder zur Reduktion der Fermenterauslastung führen, die von den Betreibern nicht erwünscht ist. Bis zur Fertigstellung der Westküstenleitung treten aber noch Engpässe in der Verteilnetzebene auf. Noch länger andauernde Engpässe auf Verteilnetzebene werden im Raum der Südostküste (Fehmarn) erwartet. Eine Entlastung dieses Gebietes ist aufgrund der geschilderten Problematik jedoch nur durch kleinere Wärmesenken zu kleinen Anteilen denkbar. Der Großteil des Wärmesenkenpotenzials befindet sich in den Verbrauchszentren Flensburg, Kiel und Lübeck sowie in Hamburg und kann nicht für eine PtH-Nutzung mit Strom aus dem EinsMan im Verteilnetz genutzt werden.

Grundsätzlich liegt damit der Hauptanwendungsfall von PtH in Schleswig-Holstein und Hamburg auf der Nutzbarmachung von EE-Stromüberschüssen, die aufgrund von Engpässen im Übertragungsnetz auftreten. Hier ergeben sich ausreichende Freiheitsgrade zur Einbindung von räumlich getrennten PtH-Anlagen. Ein Einsatz für Engpässe im Verteilnetz beziehungsweise in den unteren Spannungsebenen wird aber nicht ausgeschlossen.

Vorlaufzeiten für einen PtH-Einsatz und Pooling

Auf VNB-Seite sind die Vorlaufzeiten für Einspeisemaßnahmen relativ kurz und bewusst möglichst kurzfristig, denn je kürzer die Reaktionszeit ist, desto mehr Strom aus Erneuerbaren Energien kann aufgenommen werden. EinsMan wird aus dem laufenden Istbetrieb heraus durchgeführt, die notwendige Vorlaufzeit entspricht daher der Reaktionszeit der Windparkbetreiber. Auf ÜNB-Seite ist bezüglich der Vorlaufzeit beim *Redispatch* zwischen ku-

rativem und präventivem *Redispatch* zu unterscheiden. Auf Basis der Prognose wird versucht, präventiv mit längerer Vorlaufzeit zu handeln beziehungsweise EinsMan anzufordern. Im Bereich des kurativen *Redispatches* ist dafür keine ausreichende Vorlaufzeit realisierbar.

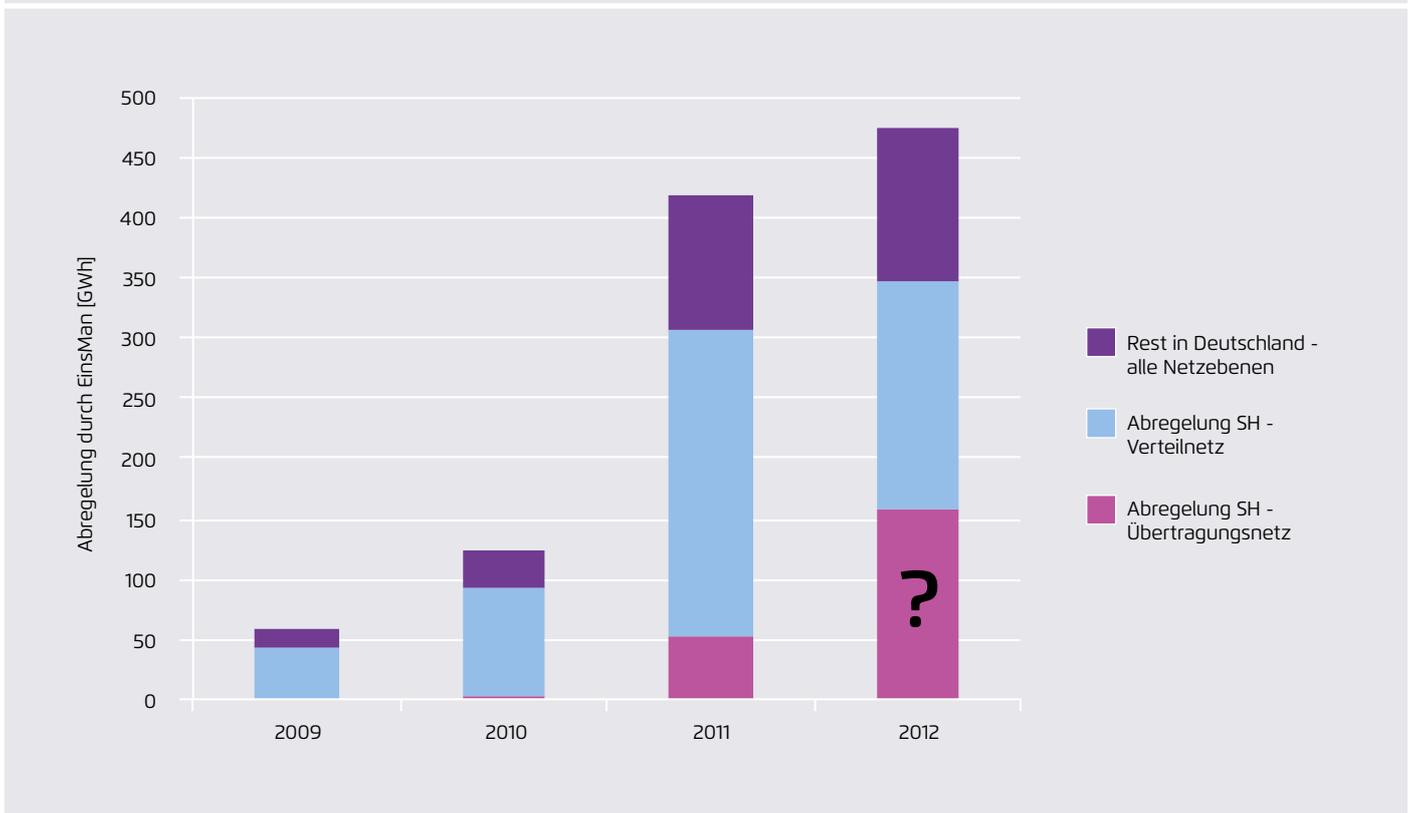
Aus Sicht der Stadtwerke sind bis zu 15 Minuten Vorlaufzeit für PtH ausreichend, um auf eine Einspeisemanagement-Anfrage zu reagieren. Gegebenenfalls kann dieses Zeitfenster auch weiter reduziert werden. Wärmespeicherprobleme (zum Beispiel bereits volle Speicher) können beispielsweise auch zwei Stunden vor einem möglichen Abruf nicht mehr gelöst werden. Insgesamt sollte eine technische Einbindung von PtH in den Netzbetrieb daher nicht durch möglicherweise notwendige Vorlaufzeiten beeinträchtigt sein. Ein Pooling von Anlagen beziehungsweise die Einbindung von Poolbetreibern ist ebenso realisierbar.

Netzengpassbedingte Abregelung in Schleswig-Holstein – heute

In Abbildung 5-5 ist die Entwicklung der durch EinsMan-Maßnahmen induzierten Abregelung von EE dargestellt. Im Jahr 2011 betrug die abgeregelte Strommenge in Schleswig-Holstein 308 GWh. Davon entfielen rund 83 Prozent auf das Verteilnetz und rund 17 Prozent auf das Übertragungsnetz [Quelle: Ecofys 2012]. Im Jahr 2012 stieg die Abregelung auf 346 GWh. Für die Verteilung der Abregelung auf die einzelnen Spannungsebenen wurden bisher keine Daten veröffentlicht, sodass die Aufteilung nur geschätzt werden konnte. Jedoch kann davon ausgegangen werden, dass bereits im Jahr 2012 der Anteil der Abregelung auf Übertragungsnetzebene im Verhältnis zum Verteilnetz angestiegen ist. Langfristig ist von einer deutlichen Dominanz der EinsMan-Fälle auf Übertragungsnetzebene auszugehen, insbesondere mit dem Abschluss des Baus der Westküstenleitung in Schles-

Entwicklung von EinsMan-Strommengen (Aufteilung der abgeregelten Energie auf Netzebenen im Jahr 2012 noch nicht veröffentlicht, Tendenz im Vergleich zu 2011 steigend)

Abbildung 5-5



Eigene Darstellung des Fraunhofer IWES

wig-Holstein (Inbetriebnahme des ersten Abschnitts ab 2016, Fertigstellung 2018).

Korrelation Börsenpreis und EinsMan

Die netzengpassbedingte Abregelung ist grundsätzlich von einer möglichen zukünftigen Situation zu unterscheiden, in der es aufgrund eines sehr hohen Angebots an EE zu einem nationalen Angebotsüberhang kommt und zusätzliche Flexibilitäten im Strommarkt nachgefragt werden. Grundsätzlich soll im Folgenden deutlich gemacht werden, dass für regionale und nationale EE-Überschüsse unterschiedliche Märkte benötigt werden, um eine EE-Abregelung zu vermeiden.

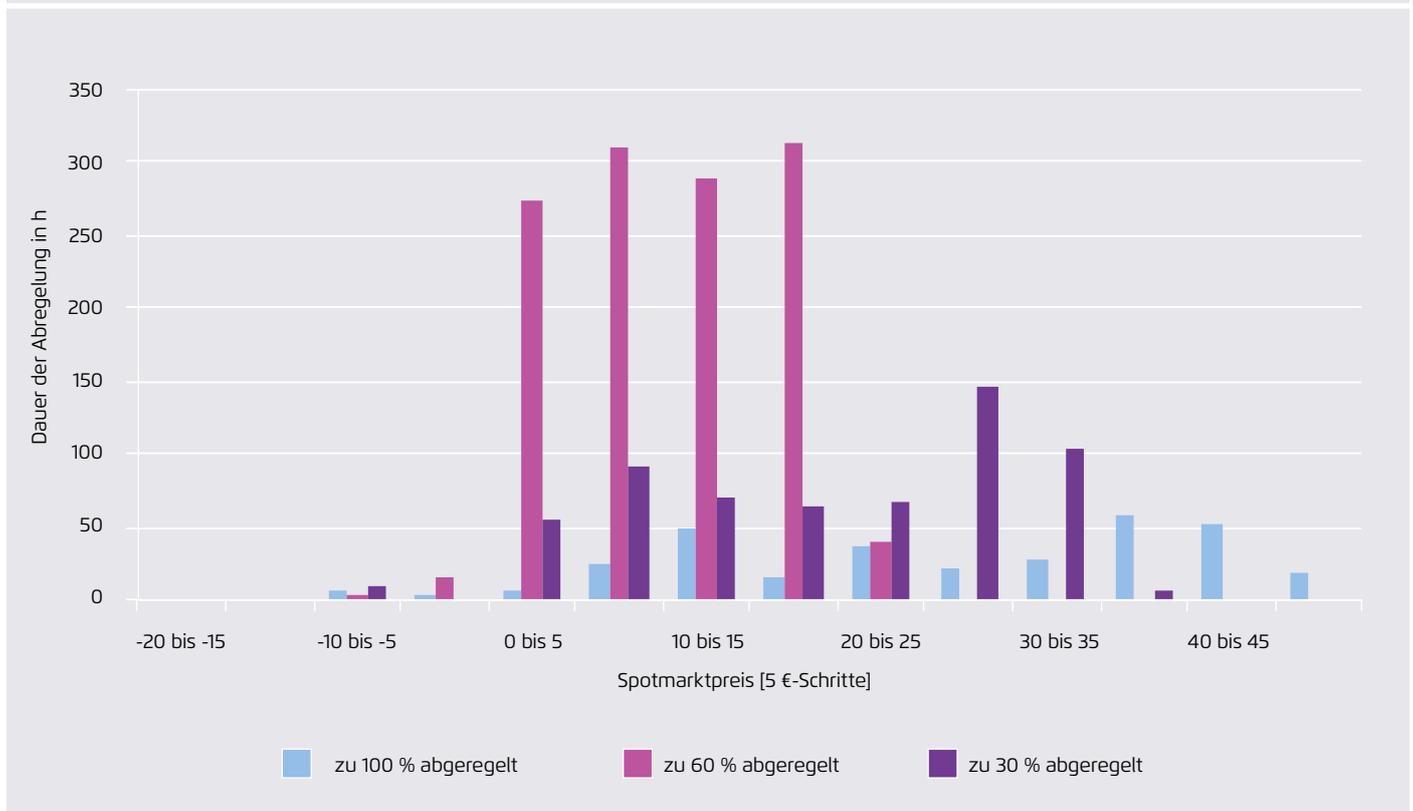
Abbildung 5-6 zeigt in diesem Zusammenhang die Korrelation zwischen der EE-Abregelung durch EinsMan-Maßnahmen und den zeitgleichen Börsenpreisen am Spotmarkt.

Für alle Einsätze, bei denen der Spotmarktpreis innerhalb eines Fünf-Euro-Schrittes liegt (zum Beispiel zwischen 10 und 15 Euro), wurde die Dauer der Einsätze aufsummiert.¹³⁰ Es ist zu erkennen, dass rund 54 Prozent der Stunden mit Abregelung in Zeiträume mit Spotmarktpreisen unterhalb von einem Cent pro Kilowattstunde fallen. Einerseits zeigt dies, dass die Ausfallarbeit häufig zeitgleich mit einem nationalen hohen Stromangebot an EE auftritt. Andererseits tritt die restliche Ausfallarbeit bei deutlich höheren Preisen zwischen ein bis fünf Cent pro Kilowattstunde auf, was zeigt, dass das nationale Stromangebot eher gering ist. Insgesamt korrelieren die EinsMan-Maßnahmen in Schleswig-Hol-

¹³⁰ Aufgrund der mangelnden Daten über die Windleistung an einzelnen Netzmitteln kann nicht auf die abgeregelte Leistung beziehungsweise die Energiemenge zu den jeweiligen Zeitpunkten geschlossen werden, sodass hier nur die Dauer der EinsMan-Einsätze dargestellt ist.

Abregeldauer aller EinsMan-Einsätze im Bereich der Schleswig-Holstein Netz AG für verschiedene Abregelungsstufen und gleichzeitiger Spotmarktpreis (*Day-ahead*)

Abbildung 5-6



Eigene Darstellung des Fraunhofer IWES

stein also nur sehr bedingt mit niedrigen Spotmarktpreisen. Dies zeigt, dass bei einem ausschließlich regionalen EE-Überschuss ein nationaler Markt keine ausreichenden Anreize für den Bedarf an zusätzlicher Flexibilität setzt. Tritt hingegen ein nationales Überangebot an EE auf, so können sich am Spotmarkt negative Preise bilden, die einen Bedarf an Flexibilität anzeigen.

Daher werden, solange eine Abregelung von EE aufgrund von Netzengpässen erfolgt, sowohl regionale als auch nationale Märkte für Flexibilität benötigt. Vor diesem Hintergrund wurde die folgende Analyse des Stromangebots für PtH in Schleswig-Holstein und Hamburg für regionale und nationale EE-Überschüsse separat untersucht. Ebenso adressieren die anschließenden Handlungsempfehlungen den nationalen (Einsatz von PtH bei negativen Preisen) und den regionalen Aspekt (Vermarktung von EinsMan-Strom) unabhängig voneinander.

5.4 Analyse des möglichen Stromangebotes für PtH – 2023

Bei einem weiteren Ausbau der EE ist davon auszugehen, dass ein größeres Nutzungspotenzial für PtH vorhanden ist. Dies kann aus Verzögerungen im Netzausbau oder einem bewussten kosteneffizienten Verzicht auf einen Netzausbau „bis zur letzten Kilowattstunde“ resultieren. Zum anderen kann es deutschlandweit durch einen Angebotsüberhang entstehen und zu niedrigen Strompreisen an der Börse führen. Im Folgenden werden zukünftige netzengpassbedingte regionale Potenziale für PtH in Schleswig-Holstein und Hamburg sowie nationale Potenziale aufgrund von einem Überangebot an Strom in Deutschland für das Jahr 2023 analysiert.

Grundlegendes EE-Ausbauszenario

Als Ausbauszenario für 2023 wird das Szenario B 2023 des Netzentwicklungsplans (NEP) 2013 zugrunde gelegt. Die Kerndaten für die installierten Leistungen der EE in Schleswig-Holstein und Hamburg im Jahr 2023 sind in Tabelle 5-2 zusammengefasst.

EE-Ausbau nach Szenario B 2023 des Netzentwicklungsplans 2013

Tabelle 5-2

	Schleswig-Holstein	Hamburg
Onshore-Windkraft	6,9 GW	0,1 GW
Offshore-Windkraft	2,5 GW	0 GW
Photovoltaik	2,4 GW	0,1 GW

Netzentwicklungsplan 2013

Abschätzung der regionalen EE-Überschüsse auf Basis des Szenarios B 2023 des NEP 2013

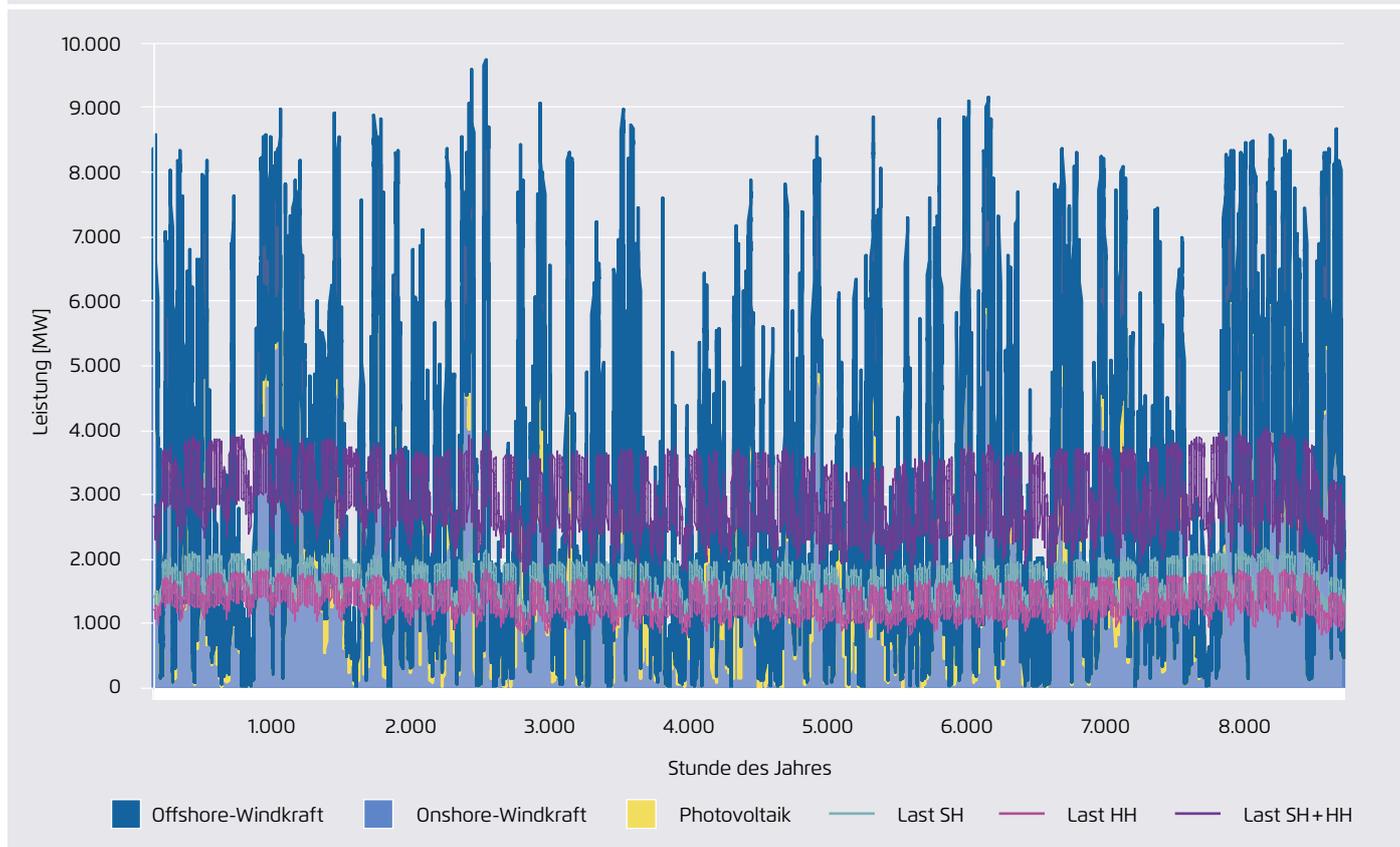
Für die Abschätzung der Stromüberschüsse in Schleswig-Holstein und Hamburg wurde auf eine Modellierung der europäischen Stromversorgung gemäß des Szenarios B 2023 (Wetterjahr 2011) des Fraunhofer IWES zurückgegriffen. Für den angenommenen Ausbau wurden vom Fraunhofer IWES die EE-Erzeugungszeitreihen simuliert und für Schleswig-Holstein und Hamburg ausgewertet.

Die Erzeugungs- und Verbrauchscharakteristik beider Bundesländer ist für ein Jahr in Abbildung 5-7 dargestellt. Dabei ist deutlich erkennbar, dass Schleswig-Holstein als Erzeugerland große EE-Mengen über das Jahr bereitstellt, während Hamburg aufgrund des großen Verbrauchs als Lastsenke dienen kann. Trotz einer Berücksichtigung der Lastsenke Hamburg treten in der Region Hamburg/Schleswig-Holstein im Jahr 2023 jedoch noch Leistungsüberschüsse in Höhe von bis zu 6,4 GW auf. In Summe tritt in 4.700 Stunden im Jahr eine negative Residuallast auf. Je nach Kapazität des Übertragungsnetzes (abhängig von der Geschwindigkeit des Netzausbaus) und des Szenarios ergeben sich unter der Annahme eines konstanten Stromverbrauchs entsprechende nicht transportierbare Stromüberschüsse, die ein theoretisches Potenzial für PtH darstellen.

Um eine Obergrenze für die Höhe dieser nicht transportierbaren Stromüberschüsse zu ermitteln, wird das deutsche Übertragungsnetz mit dem derzeitigen Ausbaustand simuliert. So lassen sich die nicht transportierbaren Stromüberschüsse im Jahr 2023 – und somit das netzengpassbedingte Potenzial für PtH in Schleswig-Holstein und Hamburg – un-

Residuallasten und EE-Einspeisung, Szenario B 2023 des NEP 2013, Wetterjahr 2011

Abbildung 5-7



Fraunhofer IWES

ter der Annahme abschätzen, dass bis dahin kein weiterer Netzausbau stattfindet (Extremfallbetrachtung).

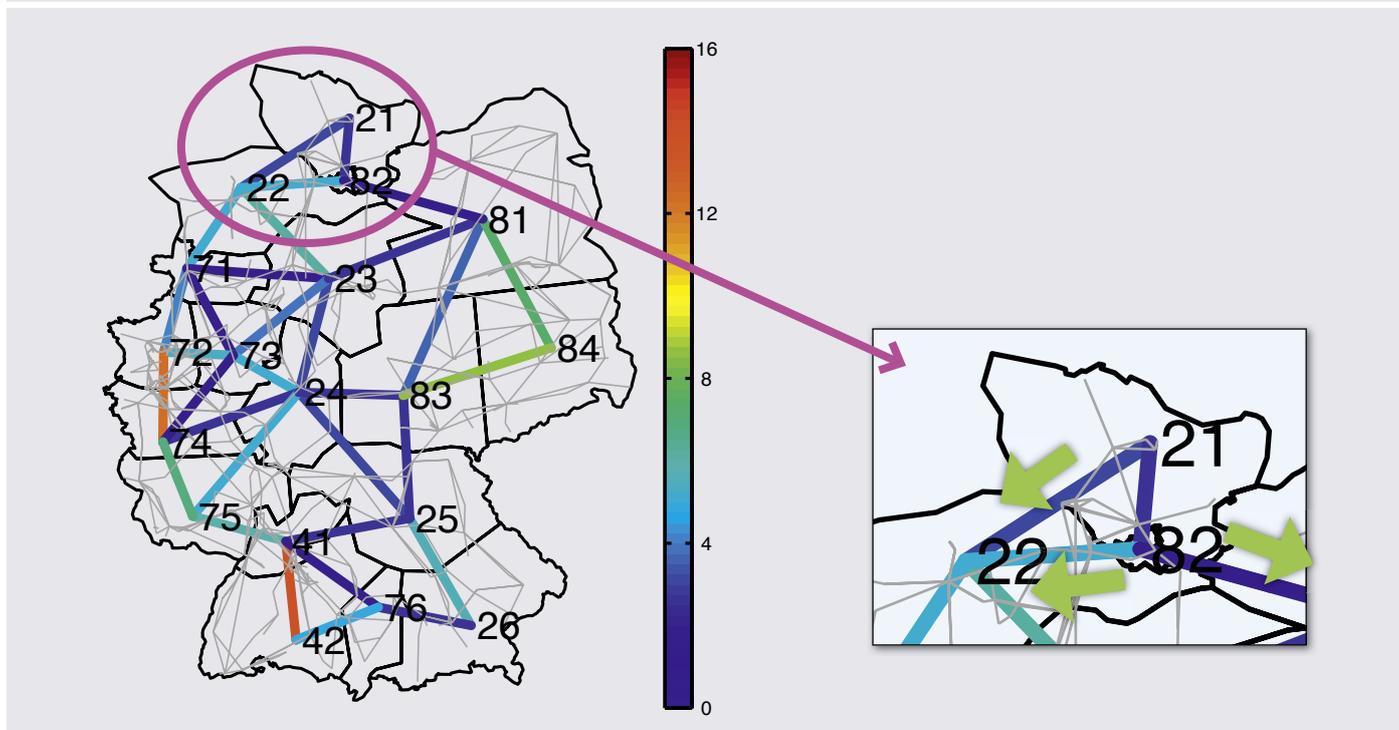
Die für die Potenzialabschätzung notwendigen Netzberechnungen innerhalb Deutschlands wurden in einem Netzmodell mit 18 Regionen durch vereinfachte Gleichstrom-Leistungsflüsse abgebildet. Die Aufteilung der Leistungsflüsse basiert auf den heutigen Übertragungskapazitäten. Dafür wurden die Leitungen, die in die Schleswig-Holstein und Hamburg umgebenden Regionen führen, zu Kuppelleitungen zusammengefasst (siehe Abbildung 5-8 umliegende Regionen: Nr. 22 und 81, entlastende Kuppelleitungen: von Region 21 nach 22, 82 nach 22 und 82 nach 81). Die Übertragungskapazität für die Wirkleistung wurde über alle Kuppelleitungen mit 9,5 GW angenommen und entspricht dem heutigen Ausbaustand. Wobei je nach Aufteilung der Leistungsflüsse die Kuppelleitungen trotz Bedarf nicht immer voll ausgelastet werden.

Im Ergebnis verbleibt in dem so untersuchten Extremfall (kein weiterer Netzausbau) trotz der vorhandenen Übertragungsleistung von 9,5 GW im Szenario B 2023 des NEP 2013 ein Transportbedarf in 3.000 Stunden pro Jahr (siehe Abbildung 5-9). Stromflüsse aus Dänemark wurden hierbei bereits in einer vorgelagerten europäischen Strommarktsimulation des IWES für den NEP-Szenariorahmen berücksichtigt. In Summe ergeben sich Stromüberschüsse in Höhe von 2,7 TWh (siehe Abbildung 5-9). Dieses Potenzial fällt im Fall eines erfolgreichen Netzausbaus geringer oder im Fall eines schnelleren EE-Ausbaus (beispielsweise NEP-Szenario C 2023) höher aus. Weitere detaillierte Analysen sind erforderlich, um die hier vorgenommene grobe Extremfallbetrachtung weiter zu detaillieren.

Auch wenn die leistungsspezifischen Kosten für PtH im Vergleich zu anderen Technologien relativ gering sind, ist auch hier – ebenso wie beim Netzausbau – ein Ausbau bis zur

Netzregionenmodell des Fraunhofer IWES zur Auswertung der Übertragungsnetzengpässe von Schleswig-Holstein und Hamburg

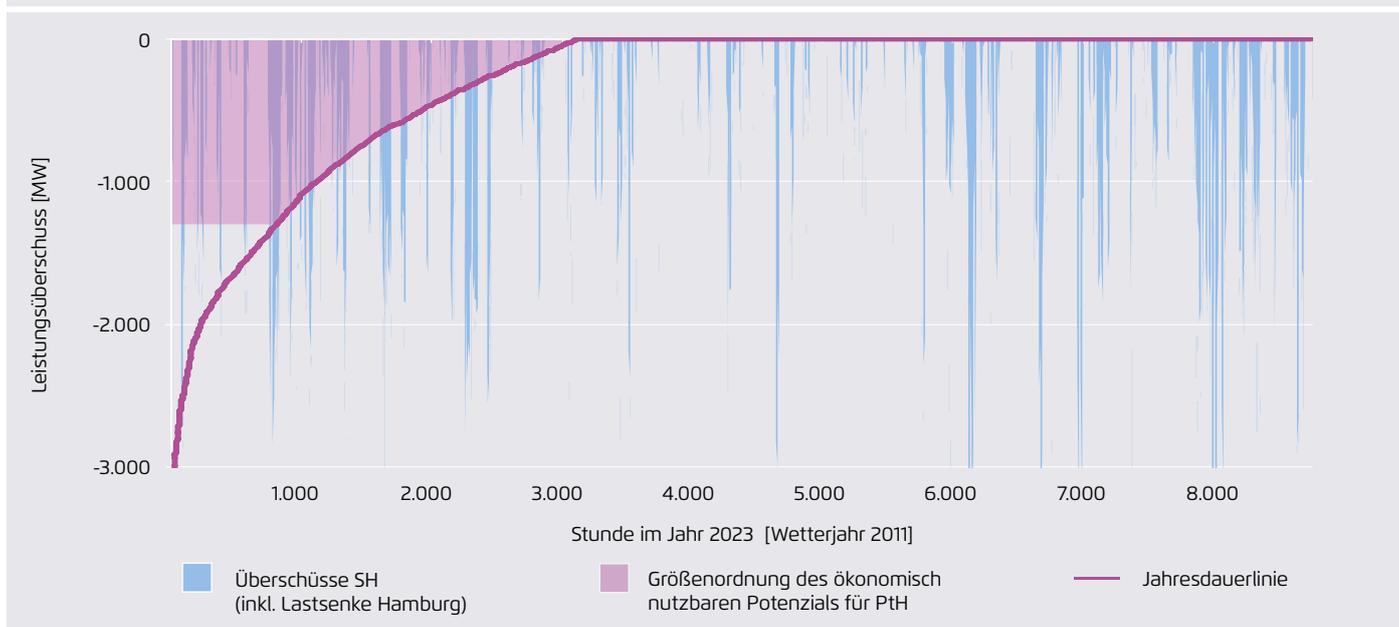
Abbildung 5-8



Fraunhofer IWES

Extremfallbetrachtung – Stromüberschüsse Schleswig-Holsteins und Hamburgs auf Basis des Szenarios B 2023 des NEP 2013 ohne weiteren Netzausbau

Abbildung 5-9



Fraunhofer IWES

„letzten Kilowattstunde“ wirtschaftlich nicht sinnvoll. Dies bedeutet, dass sich das Potenzial für PtH um die Leistungsüberschüsse reduziert, die nur mit einer geringen Anzahl von Stunden pro Jahr auftreten. Überschlägig lohnt sich die Nutzung von PtH angesichts der Investitionskosten volkswirtschaftlich ab einer Größenordnung von 800 Stunden pro Jahr. Neben den Investitionskosten ist dies jedoch aus betriebswirtschaftlicher Sicht stark abhängig von den eingesparten Deckungsbeiträgen aus vermiedenen Wärmegestehungskosten und von den Finanzierungsbedingungen (siehe auch Abschnitt 4.4 und Abschnitt 6.1). In Bezug auf die Extremfallbetrachtung reduziert sich das ökonomische Potenzial auf rund 2,3 TWh, das mit einer PtH-Leistung von maximal 1,3 GW nutzbar gemacht werden kann (siehe Abbildung 5-9).

In der Regel sollte das primäre Ziel sein, Netzengpässe und damit Einspar-Eingriffe durch Netzausbau zu vermeiden. In dem Fall, das PtH deutlich kostengünstiger ist als der Netzausbau, kann sich bei Netzengpässen volkswirtschaftlich jedoch auch folgende Rangfolge ergeben: Zunächst Netzausbau, dann PtH und EE-Abregelung als letzte Option. Für PtH bedeutet dies, dass langfristig und dauerhaft ein Potenzial als Ausgleichsoptionen aufgrund von Übertragungsnetzengpässen vorhanden sein kann. Die Höhe des Potenzials ist hierbei maßgeblich durch die Kosten des Netzausbaus im Vergleich zu PtH bestimmt.

Abschätzung der nationalen Stromüberschüsse für das Szenario B 2023 des NEP 2013

Im Folgenden wird abgeschätzt, wie häufig in Deutschland für das Jahr 2023 ein nationaler Angebotsüberhang entsteht und somit zusätzliche Flexibilität im System benötigt wird, um eine Abregelung von EE zu vermeiden.

Dabei ist das Auftreten solcher Situationen stark von folgenden Einflussfaktoren und deren Entwicklung in der Zukunft abhängig:

- der Flexibilisierung des Kraftwerksparks (vor allem von der Anzahl der grundlasteinspeisenden Anlagen und der Flexibilität der Braun- und Steinkohlekraftwerke),
- der Höhe der *Must-run*-Kapazität,
- dem Ausbau der Netzverbindung zu den Nachbarländern,

- dem Dargebot an EE-Erzeugung (Ausbautempo der EE und Wetterjahr),
- dem zukünftigen Stromverbrauch und
- der Entwicklung von Flexibilitätsanwendungen im Gesamtsystem (beispielsweise Lastmanagement).

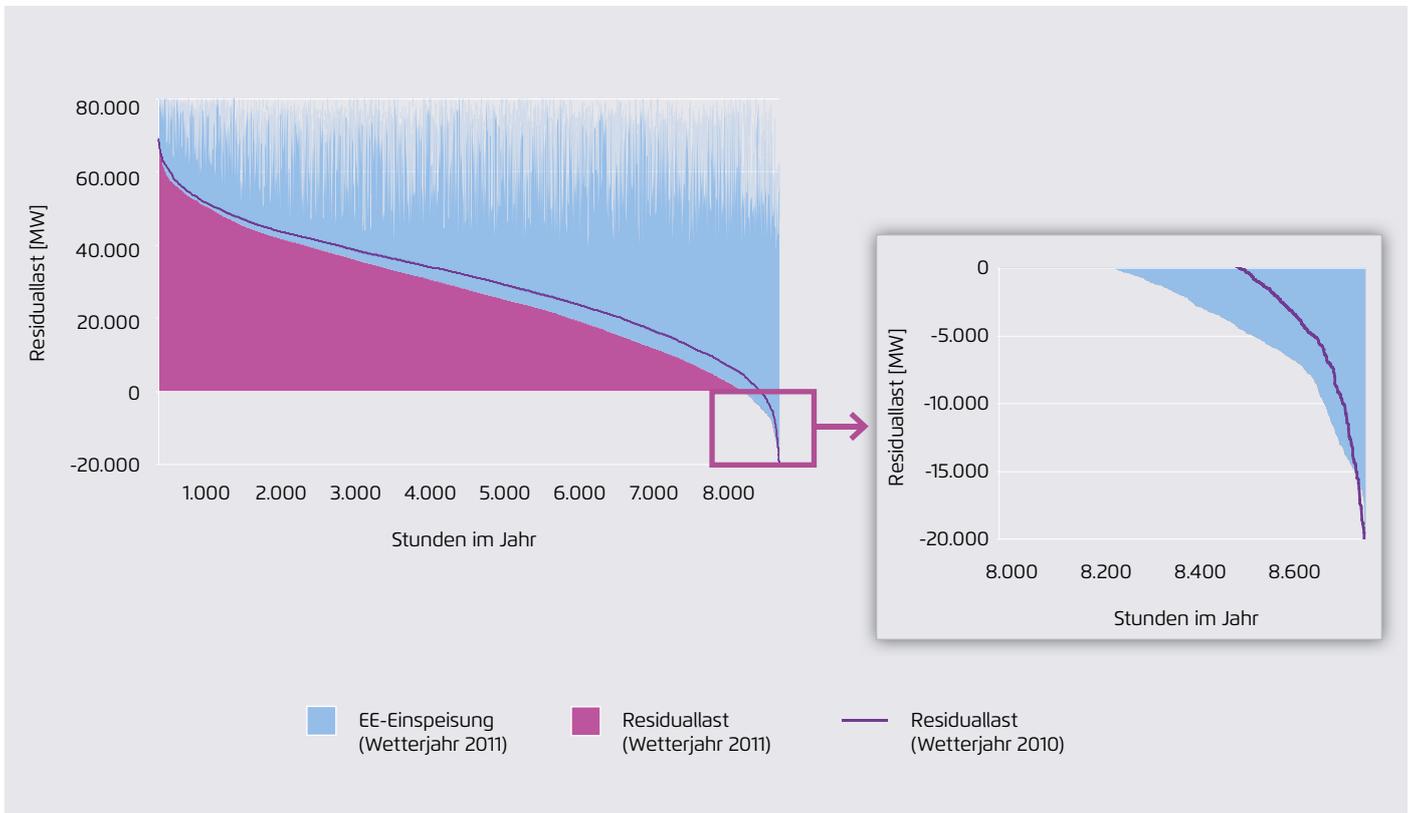
Da die zukünftige Entwicklung dieser Einflussfaktoren für die Zukunft nur schwer zu prognostizieren ist, wurden folgende vereinfachende Annahmen getroffen:

- Die Höhe der *Must-run*-Kapazität und der grundlasteinspeisenden Kraftwerke (Laufwasserkraft, Klär- und Gichtgas, feste Biomasse und Müll) gleicht sich im Jahr 2023 mit der Höhe der Netto-Exportkapazität in alle Nachbarländer zuzüglich der Flexibilität durch Pumpspeicher aus.
- Das Ausbautempo der EE und die Höhe des Stromverbrauchs erfolgt analog zum Szenario B 2023 des NEP 2013. Um den Einfluss unterschiedlicher Wetterjahre aufzuzeigen, wurden sowohl das Jahr 2011 (leicht überdurchschnittliches Windjahr) als auch das Jahr 2010 (sehr schlechtes Windjahr) berücksichtigt.
- Zusätzliche Flexibilität, die einen Angebotsüberhang reduzieren könnte (zum Beispiel Lastmanagement), wird nicht berücksichtigt.

Somit kann eine quantitative Bewertung der Situationen mit nationalem Angebotsüberhang vereinfacht durch eine Residuallastanalyse als Extremfallbetrachtung bezüglich der Obergrenze abgeschätzt werden. Dafür wird auf Basis der vom Fraunhofer IWES ermittelten nationalen EE-Einspeisung und der Stromnachfrage eine stündlich aufgelöste Residuallast gebildet und ausgewertet. In Stunden mit negativer Residuallast liegt dann ein nationaler Stromüberschuss vor. Die Residuallast für alle Stunden in den Wetterjahren 2011 und 2010 ist in Abbildung 5-10 (links) dargestellt. Negative Residuallastwerte sind in Abbildung 510 (rechts) in einem Bildausschnitt vergrößert. Insgesamt ergibt sich für das Jahr 2023 mit dieser groben Abschätzung eine Strommenge von 1,5 TWh für das Wetterjahr 2010 und 2,8 TWh für das Wetterjahr 2011, die ohne den Einsatz von zusätzlicher Flexibilität abgeregelt werden müsste. Die Strommengen verteilen sich auf rund 260 beziehungsweise 520 Stunden im Jahr.

Nationale EE-Einspeisung, Residuallast und Überschüsse (Szenario B 2023 des NEP 2013 Basis-Szenario, Wetterjahr 2010 und 2011)

Abbildung 5-10



Fraunhofer IWES

Anzumerken ist, dass die Ergebnisse stark von den getroffenen Annahmen abhängen. Übersteigt beispielsweise die *Must-run*-Kapazität die vorhandene Flexibilität im System (Exportkapazitäten, Pumpspeicher) um fünf Gigawatt, tritt ein Stromüberschuss bereits bei einer Residuallast in Höhe von fünf Gigawatt auf. Die Menge der nationalen Stromüberschüsse steigt dann je nach Wetterjahr auf 2,2 bis 4 Terawattstunden bei einem Auftreten von 570 bis 983 Stunden im Jahr.

Insgesamt lassen die Ergebnisse folgende Schlussfolgerungen zu:

→ Im Jahr 2023 werden sehr wahrscheinlich nationale Stromüberschüsse auftreten, die ohne zusätzliche Flexibilität nicht integriert werden können und zur Abregelung von EE-Erzeugung führen.

- Die Häufigkeit und Menge dieser Überschüsse ist dabei sehr stark von einer Vielzahl an Einflussfaktoren abhängig (vor allem: Exportkapazität, Flexibilität des Kraftwerksparks, *Must-run*-Kapazität). Ein Auftreten von Stromüberschüssen könnte daher je nach zukünftiger Entwicklung des Gesamtsystems und je nach Wetterjahr in einer Bandbreite von 0 bis 1.000 Stunden im Jahr liegen.
- PtH als zusätzliche Flexibilität bietet die Möglichkeit, eine Abregelung von EE zu vermeiden. Die Höhe des Potenzials hierfür ist jedoch nur schwer zu prognostizieren, könnte aber im Extremfall im Jahr 2023 in einer Größenordnung von bis zu vier Terawattstunden pro Jahr liegen.

Davon unabhängig können sich bei einer unzureichenden Flexibilisierung des konventionellen Kraftwerksparks häufiger negative Preise bilden, als dies unter ökologisch und ökonomisch optimalen Bedingungen der Fall wäre (also bei

einem vollständigen Herunterfahren aller konventionellen Kraftwerke, die keine für die Systemstabilität relevante *Must-run*-Erzeugung darstellen). Aufgrund dieses Zusammenhangs treten negative Preise auch bereits heute auf. Ein entsprechendes wirtschaftliches Potenzial für PtH kann sich somit aufgrund negativer Preise am Strommarkt bereits früher und häufiger ergeben als in der obigen Auswertung dargestellt.

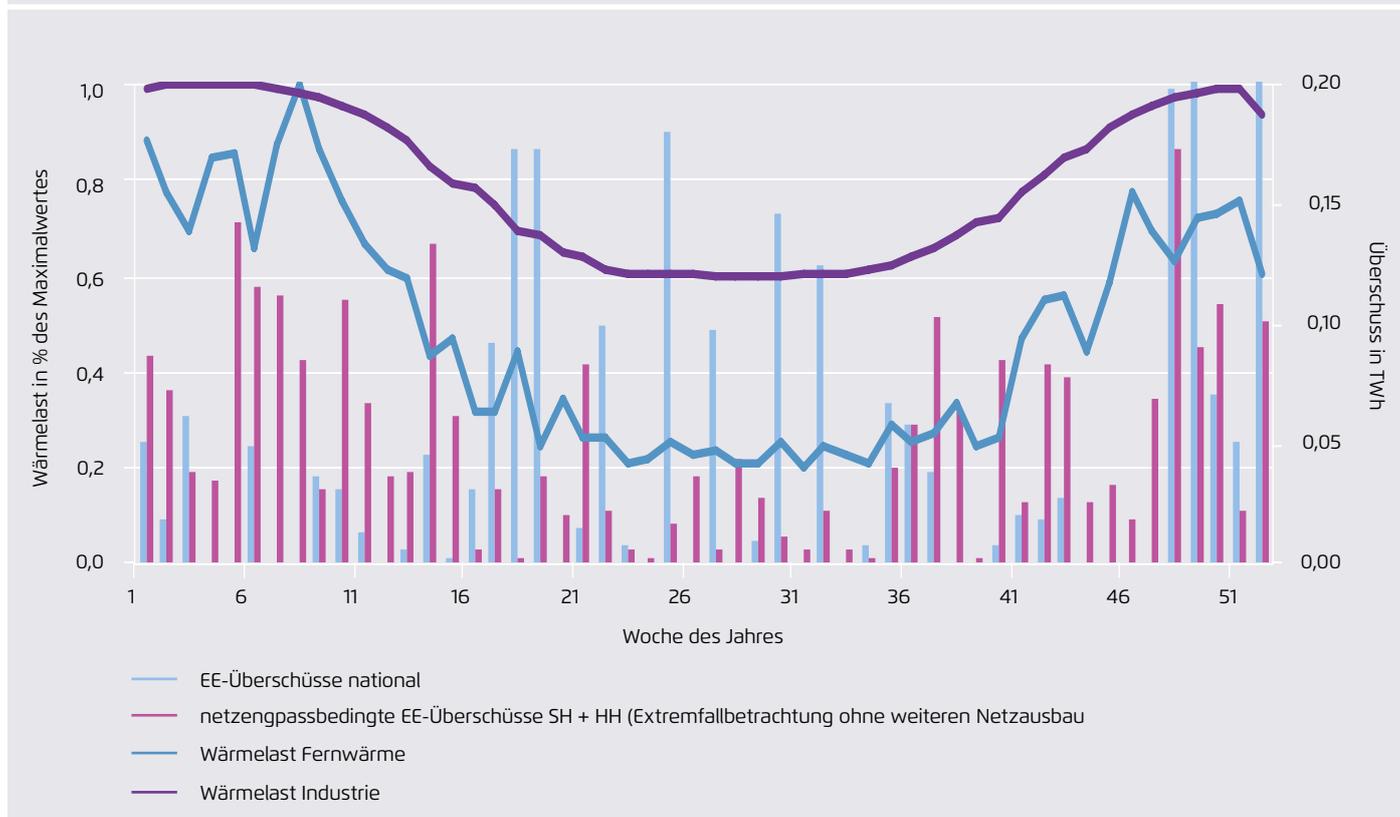
Vor dem Hintergrund dieser Schlussfolgerungen wird im folgenden Kapitel ein Vorschlag für die volkswirtschaftlich sinnvolle Nutzung von PtH bei negativen Preisen entwickelt.

Zeitliche Korrelation von EE-Überschüssen und Wärmenachfrage

In Abbildung 5-11 ist die Korrelation zwischen den in dieser Studie ermittelten Stromüberschüssen für das untersuchte Szenario und der typischen Wärmenachfrage in einem Fernwärmenetz und in einem beispielhaften Industrieunternehmen grafisch dargestellt. Die abgebildeten Balken stellen zum einen die wöchentlichen Stromüberschüsse im regionalen Kontext (netzengpassbedingt, für Schleswig-Holstein und Hamburg) und zum anderen im nationalen Kontext für ganz Deutschland dar. Die abgebildeten Linien charakterisieren beispielhaft die Wärmenachfrage im Bereich der Fernwärme und der Industrie. Ein zeitgleiches Auftreten von Überschüssen und Wärmenachfrage ermöglicht die direkte Nutzung von Strom für PtH zur Deckung der Wärmenachfrage.

Saisonaler Verlauf eines Fernwärme- und Industrielastgangs sowie regionale und nationale EE-Überschüsse des Wetterjahres 2011

Abbildung 5-11



Die Auswertung zeigt, dass die deutschlandweiten Stromüberschüsse zu 48 Prozent im Sommerhalbjahr und zu 52 Prozent im Winterhalbjahr auftreten. Die Überschüsse im Winter ergeben sich durch eine hohe Windenergieeinspeisung. Im Sommer fallen Überschüsse deutschlandweit vor allem bei gleichzeitiger Einspeisung aus Photovoltaik und Windenergie an. Die in Schleswig-Holstein und Hamburg für 2023 ermittelten netzengpassbedingten Überschüsse sind mit 69 Prozent wesentlich stärker im Winterhalbjahr gelagert, da in Schleswig-Holstein im Vergleich zum bundesweiten Durchschnitt auch in Zukunft deutlich mehr Windenergie als Photovoltaik genutzt wird. Die Wärmenachfrage in Fernwärmenetzen und in den Wärmesenken in der Industrie tritt schwerpunktmäßig im Winterhalbjahr auf. In dem in Abbildung 5-11 dargestellten typischen Wärmelastgang in der Industrie sinkt die Nachfrage im Sommer auf rund 60 Prozent im Vergleich zum Winter ab. In Fernwärmenetzen sinkt die Wärmenachfrage im Sommer wesentlich deutlicher auf nur 20 bis 30 Prozent des durchschnittlichen Wärmebedarfs im Winter.

Insbesondere für die regionalen Überschüsse in Schleswig-Holstein und Hamburg ergibt sich somit ein guter zeitlicher Zusammenhang zwischen Wärmenachfrage und der Verfügbarkeit von Strom, der sonst abgeregelt würde. Insgesamt zeigt sich, dass sowohl bei den Überschüssen im regionalen als auch im nationalen Kontext keine grundsätzlichen Einschränkungen durch die zeitliche Verfügbarkeit der Wärmesenken bestehen.

6 Anpassungsvorschläge für eine Integration von Power-to-Heat zur Vermeidung von EE-Abregelung

Im Koalitionsvertrag von CDU, CSU und SPD zur 18. Legislaturperiode findet sich bezüglich *Power-to-Heat* folgende Aussage:

„In einem Strommarkt mit einem weiter zunehmenden Anteil von Strom aus erneuerbaren Energien werden wir Strom, der sonst abgeregelt werden müsste, für weitere Anwendungen, etwa im Wärmebereich, nutzen.“

Dies betrifft folgende Sachverhalte:

- die **Abregelung von EE-Anlagen bei Netzengpässen**
- die **Abregelung von EE-Anlagen bei negativen Börsenpreisen** in der Direktvermarktung mittels Marktprämie oder zukünftig im Rahmen der verpflichtenden Direktvermarktung

In diesem Kapitel werden zwei Anwendungen diskutiert, welche die Abregelung in diesen beiden Fällen vermeiden beziehungsweise reduzieren sollen:

Vorschlag I – Versteigerung von EinsMan-Strom:

- Verkauf von EinsMan-Strom an PtH-Anlagen, also Strom, der sonst beim Einspeisemanagement (EinsMan) abgeregelt würde

Vorschlag II – PtH-Einsatz bei negativen Preisen:

- Anpassung der Strombezugs-Grenzkosten für PtH, sodass PtH eingesetzt wird, bevor EE-Anlagen in der Marktprämie abgeregelt werden und grundsätzlich bereits bei geringeren negativen Preisen genutzt werden. Dabei wird gleichzeitig sichergestellt, dass keine zusätzliche Erzeugung aus fossilen Kraftwerken angereizt wird.

Im ersten Vorschlag können Erlöse aus dem EinsMan-Stromverkauf an den PtH-Anlagenbetreiber genutzt werden, um damit die Netzentgelte zu entlasten. Beim zweiten Vorschlag werden Kosten für die EEG-Umlage eingespart,

wenn der Einsatz von PtH die negativen Preise dämpft und damit die EEG-Differenzkosten verringert. In beiden Fällen entsteht ein ökologischer Nutzen, da die EE-Erzeugung anderweitig nicht integriert werden kann.

Bei den Vorschlägen ist zu berücksichtigen, dass diese Anwendungen aus Sicht eines PtH-Anlagenbetreibers stark im Wettbewerb mit der Vorhaltung von Regelleistung stehen. Aufgrund der derzeit hohen Leistungspreise im Regelleistungsmarkt ist dieses Geschäftsmodell derzeit noch am attraktivsten. Wie das Beispiel Dänemark zeigt, ist im Regelleistungsmarkt mittelfristig allerdings eine weitgehende Marktsättigung durch einen weiteren PtH-Ausbau zu erwarten. Gleichzeitig können dann neue Einsatzfelder wie die Verwendung von EinsMan-Strom und negative Börsenpreise an Bedeutung gewinnen und für die Investitionssicherheit relevant werden. Die Bedeutung der möglichen Anpassungsvorschläge für eine optimale Integration von PtH zur Vermeidung von EE-Abregelung ist damit auch in Hinblick auf die Zeitachse zu bewerten.

Um in Schleswig-Holstein bereits kurzfristig in Hinblick auf die bereits bestehenden Netzengpässe aktiv zu werden und innovative Betriebskonzepte zur Nutzbarmachung von EinsMan-Strom zu erproben, wird für die EinsMan-Vermarktung eine Pilotphase vorgeschlagen. Diese verbindet eine anteilige Finanzierung der Anlagen im Rahmen der Klimaschutzinitiative des Bundes mit der Gegenleistung einer verpflichtenden Leistungsvorhaltung für EinsMan-Strom.

Wichtig erscheint zukünftig auch eine kurzfristigere Ausschreibung von Sekundärregelleistung (von wöchentlich auf täglich), um die betriebswirtschaftlichen Freiheitsgrade auf verschiedenen Märkten (Kombination von Regelleistung- und Spotmarkt; Kombination von EinsMan und Spotmarkt statt Regelleistung) ausnutzen zu können und die Effizienz des Gesamtsystems zu erhöhen.

Des Weiteren gibt es für PtH im Anwendungsbereich der Industrieprozesswärme Ausnahmeregelungen bezüglich der Strombezugskosten für die energieintensive Industrie, aber auch spezielle Hemmnisse aufgrund der Netzentgeltregulierung, die einer grundsätzlichen Reform bedürfen. In dem Fall, wo Sonderregelungen der energieintensiven Industrie hinsichtlich Stromsteuer oder Netzentgelte bestehen, ist tendenziell davon auszugehen, dass Regelleistung auch langfristig das attraktivere Geschäftsmodell für Industrieprozesswärme bleiben wird, da hier neben dem Leistungspreis auch der Arbeitspreis eine zusätzliche Einkommensoption sein kann.

6.1 Versteigerung von EinsMan-Strom – Modell

Motivation

PtH kann zur Vermeidung von netzengpassbedingter EE-Abregelung (Einspeisemanagement, EinsMan-Maßnahmen) eingesetzt werden. Derzeit von EE-Abregelung betroffene Regionen befinden sich insbesondere in Schleswig-Holstein. Der Einsatz von PtH kann hier ökologisch sinnvoll eine Nutzbarmachung dieses Stroms ermöglichen und wirtschaftlich zu einer Entlastung der Netzentgelte führen. Durch den erwarteten Rückgang der Preise für negative Regelleistung kann ein neuer Markt zudem eine wirtschaftliche Alternative für PtH darstellen und somit dazu beitragen, das Potenzial von PtH zu heben.

Potenzialbewertung, technische Nutzbarkeit und Handlungsbedarf

2012 betrug die Ausfallarbeit allein in Schleswig-Holstein 346 Gigawattstunden EE-Strom (3,5 Prozent der EE-Stromerzeugung in Schleswig-Holstein). Schätzungsweise 20 Prozent dieses EinsMan-Stroms wurden aufgrund von Netzengpässen im Übertragungsnetz abgeregelt und sind somit aus technischer Sicht für PtH nutzbar.¹³¹ Für die Zukunft ist

davon auszugehen, dass der Anteil von übertragungsnetzbedingten EinsMan-Maßnahmen stark ansteigt und in den nächsten Jahren dominierend wird, sodass sich das technisch nutzbare Potenzial im Vergleich zu heute erhöht.

Mit längerfristigem Blick auf 2023 ist die Umsetzungsdauer des Netzausbaus der entscheidende Einflussfaktor bei der Potenzialbewertung. Die in Abschnitt 5.1 durchgeführte Extremfallbetrachtung zeigt, dass die netzengpassbedingte EE-Abregelung für Schleswig-Holstein und Hamburg im Jahr 2023 bis zu 2,3 Terawattstunden betragen kann (im Szenario B 2023 des NEP 2013 ohne einen weiteren Ausbau des Übertragungsnetzes). Diese Ausfallarbeit könnte aufgrund der guten netztechnischen Einbindungsmöglichkeiten von PtH und den ausreichend vorhandenen Wärmesenken im Bereich der Fernwärme und der Industrie zu großen Teilen genutzt werden.

Bisher ist es nicht möglich, den durch EinsMan betroffenen Strom zu nutzen beziehungsweise zu erwerben. Um dies zu ermöglichen, sind neue Rahmenbedingungen notwendig, die es ermöglichen, diesen EinsMan-Strom zu versteigern.

Umsetzung

In einer Pilotphase mit wenig potenziellen Teilnehmern auf der Nachfrageseite kann das innovative Betriebskonzept EinsMan für PtH mit einem festen noch festzulegenden Mindestpreis erprobt werden. Bei höherer Anzahl an PtH-Anlagenbetreibern sollte zum Zielzustand einer Versteigerung von EinsMan-Strom gewechselt werden. Je nach Dynamik der Entwicklung kann dieser Zeitpunkt 2018 oder gegebenenfalls auch schon davor erreicht werden. Eine Übersicht über die wichtigsten Eckpunkte des Modells findet sich in Tabelle 6-1.

131 Eine Nutzbarkeit setzt voraus, dass die PtH-Anlage in unmittelbarer Nähe zu einer Wärmesenke installiert ist und dass sich die sonst abgeregelten Anlagen in einem vorgelagerten Netz befinden. Dadurch kann die PtH-Anlage bei Strombezug auf den im nachgelagerten Netz auftretenden Engpass entlastend wirken. Diese Voraussetzungen sind in der Regel bei einem Engpass im Verteilnetz nur schwer zu erfüllen. Eine mögliche

Einbindung von EinsMan-Entscheidungen aufgrund von Netzengpässen im Verteilnetz für PtH ist anhand der konkreten Rahmenbedingungen und Anforderungen vor Ort zu prüfen. In jedem Fall ist der VNB aber an der Umsetzung beteiligt, weil der Netzanschluss der alternativ abzuregelnden Windkraftanlagen und der anzufordernden PtH-Anlagen auf VNB-Ebene liegt.

Nutzbarmachung von EinsMan-Strom

Tabelle 6-1

	Pilotphase (2015-2017)	Zielzustand (ab 2018): Versteigerung von EinsMan-Strom
Verkaufspreis für EinsMan-Strom	gleicher, noch festzulegender Mindestpreis für alle PtH-Anlagen	Preis ist Ergebnis einer Versteigerung zeitabhängige Blockgebote – Gebots-meldung der PtH-Betreiber an Netzbetreiber (Blockgebote analog Sekundärregelleistung) Versteigerungsfrist z. B. Anmeldung in Anlehnung an Sekundärregelleistung, aber zeitlich nachgelagert zum Handel von Regelleistungs- (heute 11 Uhr) und <i>Day-ahead</i> -Markt (heute 12 Uhr) noch festzulegender Mindestpreis
Vergabe des EinsMan-Stroms	an alle auf den Netzengpass entlastend wirkender PtH-Anlagen, bei mehreren Anlagen anteilige Vergabe gemäß Leistung der PtH-Anlagen	Nach <i>Merit Order</i> der Gebote aller auf den Netzengpass entlastend wirkender PtH-Anlagen (höchste Gebote zuerst)
Sonstiges	Investitionszuschuss für eine begrenzte Anzahl von PtH-Anlagen über die Klimaschutzinitiative des Bundes, verbunden mit einer Gegenleistung → einer verpflichtenden EinsMan-Teilnahme	Teilmöglichkeit ist auch dann gegeben, wenn kein Leistungszuschlag am zeitlich vorgelagerten Regelleistungsmarkt erteilt wurde. Eine zukünftige parallele Teilnahme am Regelleistungsmarkt und an EinsMan-Versteigerung ist zu prüfen

Folgende Anforderungen sind zudem für die Realisierbarkeit der Vorschläge wesentlich, da sie aus Sicht eines PtH-Anlagenbetreibers – und damit auch grundsätzlich – ein EinsMan-Strombezugskonzept aus wirtschaftlicher Sicht ermöglichen:

- Für den von PtH bezogenen EinsMan-Strom sind keine Steuern und Abgaben zu zahlen, sodass Gebote für den Strombezug unterhalb der vermiedenen Wärmegestehungskosten der PtH-Anlagenbetreiber liegen können.
- Der EinsMan-Strom sollte für PtH zudem mit einem Primärenergiefaktor von null gewertet werden: Dadurch kann das Hemmnis eines sich durch PtH verschlechternen Primärenergiefaktors im entsprechenden Fernwärmenetz vermieden werden. Da es sich beim Strombezug, um ansonsten abgeregelten, emissionsfreien Strom aus Erneuerbaren Energien handelt, ist ein entsprechender Primärenergiefaktor auch aus fachlicher Sicht korrekt.

Pilotphase

Beschreibung des Verfahrens:

- einfache Meldung der PtH-Leistung (zum Beispiel 30 Megawatt) seitens des Anlagenbetreibers beim ÜNB/VNB – gegebenenfalls Pooling der Anlagen kleinerer Leistungsklassen durch einen privatwirtschaftlichen Poolkordinator und Aggregation je Netzknoten
- Zuordnung der PtH-Anlage zu einem EinsMan-Netzgebiet durch den Netzbetreiber, in dem die Anlage netzentlastend wirken kann (gegebenenfalls leitungsspezifisch)
- Bei Notwendigkeit zum EinsMan in einem betroffenen Netzgebiet verkauft der Netzbetreiber den Strom, der sonst abgeregelt würde, an PtH-Anlagen in dem betreffenden Netzgebiet. Bei mehreren PtH Anlagen kann zum Beispiel eine anteilige Vergabe gemäß Leistung der PtH-Anlagen erfolgen.
- Kann der Netzengpass nicht beseitigt werden, erfolgt normales Einspeisemanagement.
- Als Mindestpreis wird ex ante ein einheitlicher Preis für den Strombezug (Arbeitspreis) festgelegt.

- Der Arbeitspreis wird als Vergütung für den EinsMan-Strom vom PtH-Anlagenbetreiber an den ÜNB gezahlt; der Erlös wird zur Reduktion der Netzentgelte genutzt.
- Es wird ein Investitionszuschuss für eine begrenzte Anzahl von PtH-Anlagen über die Klimaschutzinitiative des Bundes gezahlt; als Gegenleistung ist der Zuschuss mit einer verpflichtenden EinsMan-Teilnahme verbunden.
- Die Teilnahme am Regelleistungsmarkt ist entsprechend für einen noch festzulegenden Zeitraum und ein noch festzulegendes Zeitfenster innerhalb eines Jahres für bezuschusste Anlagen nicht möglich.

Zielzustand Versteigerung

Beschreibung des Verfahrens:

- PtH-Betreiber können sich bei ihrem zuständigen ÜNB/VNB anmelden. Der PtH-Betreiber macht dem ÜNB/VNB ein Angebot, wie viel er bereit ist, für den sonst abgeregelten Strom zu zahlen. Die Gebote werden transparent veröffentlicht.
- Die PtH-Anlage wird seitens des ÜNB/VNB zu einem EinsMan-Netzgebiet zugeordnet, in dem diese netzentlastend eingesetzt werden kann.
- Im Fall der Notwendigkeit eines EinsMan-Einsatzes versucht der ÜNB/VNB nun zuerst den Netzengpass zu beseitigen, indem er PtH-Anlagen anfordert, die auf den Netzengpass entlastend wirken. Anlagen mit den höchsten Geboten werden dabei zuerst abgerufen.
- Reicht die Leistung der relevanten netzentlastend wirkenden PtH-Anlagen nicht aus, um den Netzengpass zu beseitigen, erfolgt zusätzlich normales EinsMan.
- Um unabhängig von der PtH-Leistung im Markt eine Entlastung der Netzentgelte zu ermöglichen, wird ein noch festzulegender Mindestpreis für den EinsMan-Strombezug eingeführt.
- Die Gebote erfolgen als zeitabhängige Blockgebote. Um eine bessere Integration zu anderen Märkten zu unterstützen, orientiert sich der Gebotszeitraum an der Sekundärregelleistung (derzeit wöchentlich, zukünftig mindestens täglich). Die Gebotsabgabe muss zudem erst nachgelagert zum Handel auf dem Regelleistungs- (heute 11 Uhr) und Day-ahead-Markt (heute 12 Uhr) erfolgen.

- Eine Teilmöglichkeit ist somit auch dann gegeben, wenn kein Leistungszuschlag am zeitlich vorgelagerten Regelleistungsmarkt erteilt wurde. Ein parallele Teilnahme am RL-Markt und an der EinsMan-Versteigerung ist für die Zukunft zu prüfen.¹³²

Stärken und Herausforderungen des Konzepts

Das Versteigerungsmodell ermöglicht einen technisch, ökologisch und ökonomisch effizienten Einsatz von PtH im Rahmen des EinsMan. Der Vorschlag berücksichtigt zudem die Kompatibilität zu anderen Märkten. Durch die Auktion kann für den EinsMan-Strom ein Preis ermittelt und zur Entlastung der Netzentgelte eingesetzt sowie der sonst abgeregelte Strom ökologisch sinnvoll genutzt werden. Das Konzept ist zudem verhältnismäßig einfach umzusetzen.

Herausfordernd ist, dass die potenzielle Teilnehmeranzahl an netzentlastenden PtH-Anlagen umso geringer ist, je kleiner das für den Netzengpass infrage kommende „Marktgebiet“ ist. Bei einer geringen Anzahl von Anbietern können sich gegebenenfalls nur Preise nahe dem Mindestgebot einstellen. Bei Engpässen im Übertragungsnetz ist jedoch davon auszugehen, dass PtH-Anlagen und Wärmesenken in Zukunft in ausreichender Anzahl zur Verfügung stehen, um auch Wettbewerb anzureizen. Wettbewerb kann sich zudem auch bei geringer Teilnehmerzahl durch die gewünschte Abrufhäufigkeit und die unterschiedlichen vermiedenen Wärmegestehungskosten ergeben. Das Arbeitspreisgebot wird somit je nach Wettbewerb zwischen dem Mindestpreis und den höchsten vermiedenen Wärmegrenzkosten liegen. Grundsätzlich besteht zudem eine Unsicherheit, ob ein ausreichender betriebswirtschaftlicher Anreiz für PtH gegeben ist. Dies ist auch von den erzielbaren Erlösen in anderen Märkten abhängig. Das Mindestgebot sollte so gewählt sein, dass zum einen Deckungsbeiträge für PtH möglich sind und dass zum anderen im Fall mangelnden Wettbewerbs immer noch eine Entlastung der Netzentgelte erreicht wird und die

¹³² Theoretisch könnten sich Synergien bei einer zukünftigen parallelen Teilnahme an beiden Märkten ergeben (zum Beispiel bei zeitgleichem negativem Regelleistungs- und EinsMan-Bedarf). Hierbei ist jedoch die besondere Bedeutung der Regelleistung als Systemdienstleistung zu berücksichtigen.

gegebenenfalls beim ÜNB/VNB auftretenden Implementierungskosten kompensiert werden können.

Anwendungsbeispiel: Versteigerung von EinsMan-Strom

Im Folgenden wird für das vorgeschlagene Modell in vier Schritten das Vorgehen von der Gebotsabgabe bis zur Bewirtschaftung eines Netzengpasses aufgezeigt. Hierbei wird durch zwei Beispiele mit viel und wenig Wettbewerb unter den PtH-Anlagenbetreibern auf das daraus resultierende, unterschiedliche Gebotsverhalten eingegangen. Zudem soll die aus technischer Sicht notwendige Poolbildung (Zuordnung von PtH-Anlagen zu Netzregionen, in denen sie netzentlastend wirken können) exemplarisch deutlich gemacht werden. In der Praxis muss diese Zuordnung aus netztechnischen Überlegungen durch den ÜNB/VNB vorgenommen werden.

Zur Vereinfachung wird hier von drei unterschiedlichen Netzregionen oder Pools sowie drei PtH-Anlagen, die an der Versteigerung teilnehmen, ausgegangen. Die Situation ist zur Veranschaulichung in Abbildung 6-1 dargestellt.

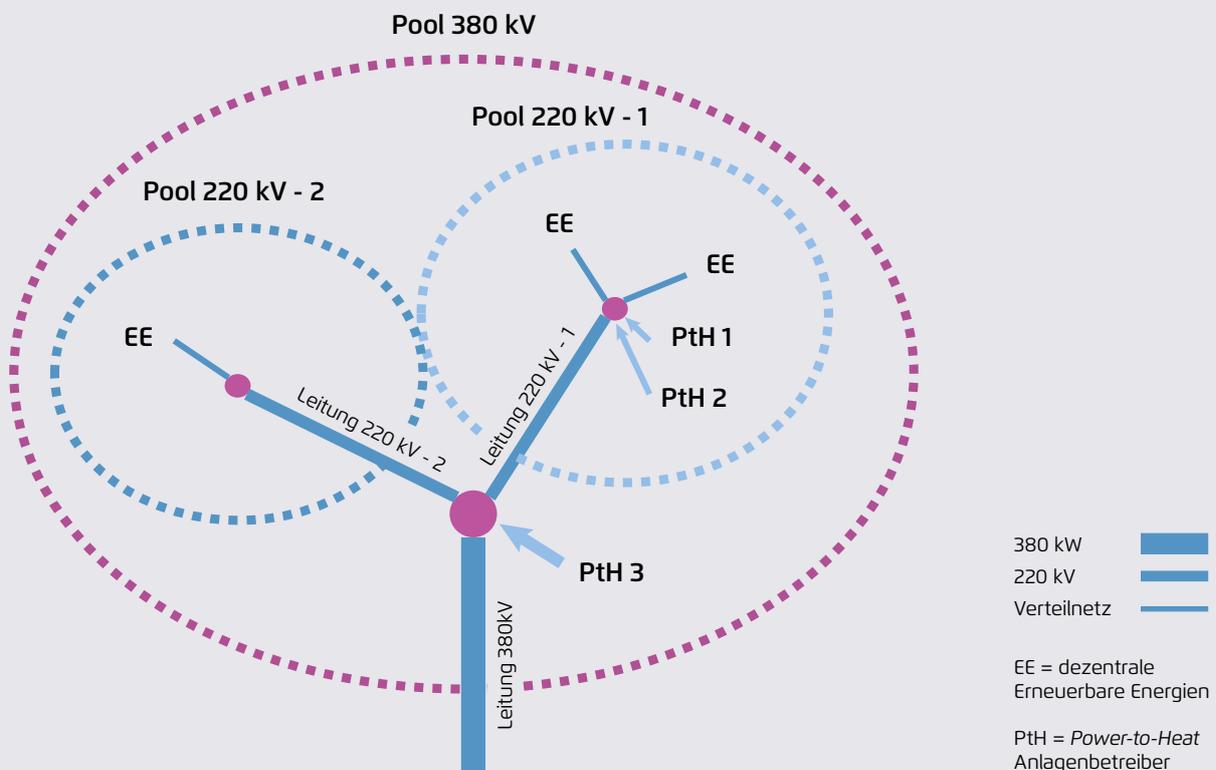
Versteigerung: Alle PtH-Anlagenbetreiber bieten für die nächste Woche/für den nächsten Tag auf den EinsMan-Strom. Das Mindestgebot beträgt 0,5 Cent pro Kilowattstunde.

Beispiel „viel Wettbewerb“ (PtH-Leistung ist größer als der EinsMan-Bedarf):

Im Fall, dass mehr PtH-Anlagenleistung verfügbar ist als EinsMan-Bedarf, stellt sich (theoretisch) ein Preis nahe den vermiedenen Wärmegegestehungskosten der Bieter ein. Die PtH-Anlagen erwirtschaften keinen oder einen niedrigen

Schematische Darstellung der Zuordnung von PtH-Anlagen zu leitungsspezifischen Pools

Abbildung 6-1



Eigene Darstellung

Deckungsbeitrag. Hier im Beispiel wurden unterschiedliche Gebote angenommen:

- PtH-Anlage 1 (50 MW) bietet 1,5 ct/kWh
- PtH-Anlage 2 (30 MW) bietet 0,8 ct/kWh
- PtH-Anlage 3 (10 MW) bietet 2,0 ct/kWh

Beispiel „wenig Wettbewerb“ (PtH-Leistung ist kleiner als der EinsMan-Bedarf):

Wenn grundsätzlich mehr EinsMan-Bedarf besteht, als PtH-Anlagenleistung vorhanden ist, stellt sich (theoretisch) ein Preis für alle Anlagen nahe dem Mindestgebot ein und die PtH-Anlagen erwirtschaften einen hohen Deckungsbeitrag. Hier im Beispiel angenommen:

- Alle PtH-Anlagen bieten nur das Mindestgebot von 0,5 ct/kWh.

Poolzuordnung: Der ÜNB/VNB ordnet für den EinsMan-Zeitraum jede Anlage in einen leitungs- oder netz-regionenspezifischen Anlagenpool ein.

Die Zuordnung erfolgt grundsätzlich in Abhängigkeit vom Standort der Anlage (siehe Abbildung 6-1): Die PtH-Anlagen 1 und 2 können Netzengpässe in der 220-Kilovolt-Leitung 1 sowie in der 380-Kilovolt-Leitung beeinflussen, da beide an einem vorgelagerten Netzknoten angeschlossen sind. Sie werden daher in beide leitungsspezifische Anlagenpools aufgenommen (Pool 380 kV sowie Pool 220 kV-1). PtH-Anlage 3 wird nur dem Anlagenpool der 380-Kilovolt-Leitung zugeordnet, da die Anlage keinen Einfluss auf Netzengpässe in der 220-Kilovolt-Ebene hat. Im Pool 220 kV-2 gibt es keinen PtH-Anbieter – Netzengpässe in der Leitung 220 kV-2 können daher nicht durch PtH beseitigt werden.

Abrufreihenfolge: ÜNB/VNB erstellt eine Abrufreihenfolge entsprechend der Gebote für jeden Pool.

Zur Verdeutlichung ist die Abrufreihenfolge, die sich aus den in Punkt 1 genannten Gebotshöhen in den Beispielen „viel Wettbewerb“ und „wenig Wettbewerb“ ergibt, in Abbildung 6-2 dargestellt. Für das Beispiel viel Wettbewerb, in dem die PtH-Leistung größer als der EinsMan-Bedarf ist,

ergibt sich aufgrund der unterschiedlichen Gebote für jeden Pool eine absteigende Abrufreihenfolge von hohen nach niedrigen Geboten. Für den Pool 380 kV (PtH-Anlagen 1-3) wird beispielsweise die PtH-Anlage 3 zuerst abgerufen.

Für das Beispiel „wenig Wettbewerb“, in dem weniger PtH-Anlagen verfügbar sind als EinsMan-Bedarf besteht, wurden nur gleiche Preise angenommen (alle Teilnehmer bieten nur das Mindestgebot von 0,5 Cent pro Kilowattstunde). Ein Abruf kann dann nur anteilig oder nach zweitrangigen Kriterien erfolgen.

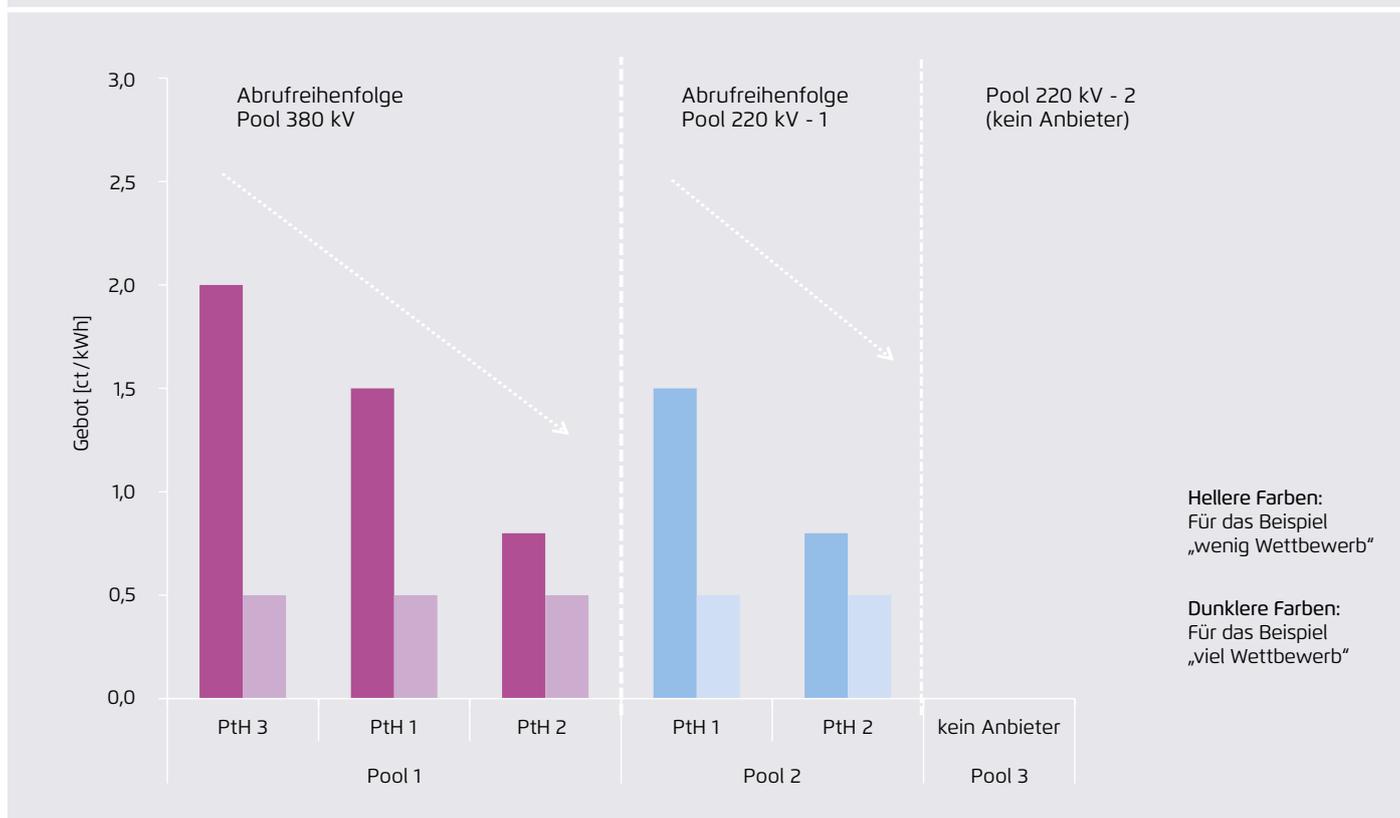
Beseitigung des Netzengpasses: Ein auftretender Netzengpass induziert einen PtH-Abruf oder Einspeisemanagement.

Die Beseitigung eines Netzengpasses wird im Folgenden beispielhaft nur für den Fall mit viel Wettbewerb erläutert. Es wird angenommen, dass in der 380-Kilovolt-Leitung ein Netzengpass auftritt, der mit 40 Megawatt zusätzlichem Stromverbrauch beseitigt werden kann:

Zur Behebung des Engpasses fragt der ÜNB gemäß der Abrufreihenfolge die PtH-Anlage mit dem höchsten Gebot ab (im Fall viel Wettbewerb: PtH-Anlage 3 mit einer Leistung von zehn MW und einem Gebot von zwei ct/kWh). Zusätzlich werden 30 MW von der PtH-Anlage mit dem zweithöchsten Gebot benötigt (PtH-Anlage 1 mit einer Leistung von 50 MW und einem Gebot von 1,5 ct/kWh). Bei Strombezug ist der Netzengpass beseitigt. Falls beide Anlagen oder PtH-Anlage 1 nicht verfügbar sind, würde die Anfrage von PtH-Anlage 2 (Leistung 30 MW, Gebot 0,8 ct/kWh) erfolgen und eine zusätzliche Einspeisemanagement-Maßnahme durchgeführt werden.

Im Fall einer gleichen Gebotshöhe von Anlagen (zum Beispiel hier im Fall mit wenig Wettbewerb) werden entweder alle Anlagen abgerufen oder wenn mehr Leistung verfügbar ist als benötigt, ein nachrangiges Kriterium genutzt (zum Beispiel anteiliger Abruf).

Abrufreihenfolge je leitungsspezifischem Pool für die Beispiele „wenig Wettbewerb“ (PtH-Leistung ist kleiner als der EinsMan-Bedarf) und „viel Wettbewerb“ (PtH-Leistung ist größer als der EinsMan-Bedarf) Abbildung 6-2



Eigene Darstellung

Betriebswirtschaftliche Betrachtung

Im Folgenden wird die betriebswirtschaftliche Perspektive des PtH-Anlagenbetreibers betrachtet. Dies ist relevant, um in Abhängigkeit des Arbeitspreises für den Strombezug einschätzen zu können, ob für einen PtH-Anlagenbetreiber die EinsMan-Vermarktung grundsätzlich eine relevante Vermarktungsoption darstellen kann. Zudem können Aussagen über einen geeigneten Mindestpreis abgeleitet werden.

Im Folgenden wird daher eine exemplarische Bandbreite möglicher jährlicher Erlöse dargestellt und in Bezug zu den Kosten für eine PtH-Anlage gesetzt. Die Erlöse fallen je nach anrechenbaren vermiedenen Wärmegestehungskosten und je nach mittlerer Zahlung für den EinsMan-Strom sehr unterschiedlich aus. Zudem ist die Anzahl der Einsatzstunden entscheidend.

Die Ergebnisse sind in Tabelle 6-2 dargestellt. Bei 350 Betriebsstunden¹³³ könnten die Erlöse bei Opportunitätskosten von 3 ct/kWh bis 4,5 ct/kWh und einem zu zahlenden Arbeitspreis von 0,5 ct/kWh bis 2 ct/kWh zwischen 18 Prozent und 72 Prozent der annuitätischen Kosten der PtH-Anlage variieren. Bei 800 Betriebsstunden läge der Erlös bei 41 Prozent bis 164 Prozent der Kosten. Eine entsprechend hohe Anzahl an Betriebsstunden ist allerdings nur bei einem verzögerten Netzausbau zu erwarten.

¹³³ Aus den Angaben der Netzbetreiber zum EinsMan geht hervor, dass bereits heute an den Netzmitteln der „Mittelachse“ (Umspannwerke in Flensburg und Audorf) Überlastungen auftraten, die EinsMan-Einsätze mit einer Gesamtdauer von 347 Stunden hervorriefen. Da die Engpässe auf 220-kV-Ebene auftreten, könnte PtH hier grundsätzlich in Verbindung mit einer geeigneten Wärmesenke netzentlastend wirken.

Jährliche Erlösmöglichkeiten für PtH im EinsMan-Vermarktungsmodell in Abhängigkeit der wichtigsten Einflussfaktoren

Tabelle 6-2

Jährliche Erlöse in Prozent der annuitätischen Kosten*					
zu zahlender Arbeitspreis (ct/kWh)		Opportunitätskosten der Wärmeerzeugung (ct/kWh)			
		3,0	3,5	4,0	4,5
		(Betrieb in 350 Stunden – Situation vergleichbar mit heute) ¹			
	0,5	45 %	54 %	63 %	72 %
	1,0	36 %	45 %	54 %	63 %
	1,5	27 %	36 %	45 %	54 %
	2,0	18 %	27 %	36 %	45 %
		(Betrieb in 800 Stunden – möglich bei verzögertem Netzausbau)			
	0,5	103 %	123 %	144 %	164 %
	1,0	82 %	103 %	123 %	144 %
1,5	62 %	82 %	103 %	123 %	
2,0	41 %	62 %	82 %	103 %	

* Beispielanlage mit 10 MW, 150 €/kW Investition, Abschreibungsdauer 10 Jahre (5 Prozent Zinsen)

Die annuitätischen Kosten wurden hier mit rund 19.500 Euro pro Megawatt bei Investitionskosten in Höhe von 150 Euro pro Kilowattstunde, einer Abschreibungsdauer von zehn Jahren und einem Zinssatz von fünf Prozent angenommen. Bei deutlich anspruchsvolleren Finanzierungsbedingungen (fünf Jahre Abschreibung, zehn Prozent Zinsen) betragen die annuitätischen Kosten in etwa das Doppelte, sodass sich die Refinanzierungsbeiträge in Prozent in etwa halbieren (Tabelle siehe Anhang Tabelle 0-7).

Insgesamt wird deutlich, dass durch eine EinsMan-Vermarktung aus PtH-Sicht zwar relevante Erlöse erzielbar sind, die absolute Höhe unter anderem jedoch stark von den Kosten des Strombezugs abhängig ist. Die Kosten der Finanzierung für die Investition in PtH-Anlagen stellen eine zusätzliche, sehr relevante Variable dar. Die teilnehmenden PtH-Anlagenbetreiber können eine ausreichende Refinanzierungsbasis voraussichtlich nur erreichen, wenn auch zusätzliche Erlöse auf anderen Märkten erzielt werden können.

6.2 Versteigerung von EinsMan-Strom – Rechtliche Umsetzung

Die Handlungsempfehlungen sehen in der ersten vorgestellten Variante vor, PtH-Anlagen beziehungsweise andere zuschaltbare Lasten einzusetzen, um Strom aus volatilen Erneuerbaren Energien in Wärme umzuwandeln, dessen Einspeisung aufgrund von Engpässen im Übertragungs- oder Verteilnetz eigentlich abgeregelt werden müsste. Die Projektpartner haben hierzu ein Modell entwickelt, das in der Einführungsphase eine Anmeldeoption beim ÜNB/VNB (Pilotphase) und in der Folgezeit ein Versteigerungsmodell beinhaltet. Neben dem ökologischen Aspekt, EE-Strom nicht zu „verschenken“, dient dieses Modell auch dazu, die Netzentgelte zu entlasten, indem die Einnahmen der Netzbetreiber für die Abgabe des Überschussstroms¹³⁴ eingesetzt werden, um die Kosten für die Abregelung von EE-, Grubengas- und KWK-Anlagen zu dämpfen (EinsMan-Kosten, § 12 EEG 2012). Ein wesentlicher Unterschied zwischen der

¹³⁴ Sowohl in der Pilotphase als auch im Versteigerungsmodell erhält der Netzbetreiber immer einen Mindestarbeitspreis.

Auktionierung von Regelleistung beziehungsweise abschaltbaren Lasten und dem EinsMan-Modell besteht dabei darin, dass der Zahlungsfluss (Arbeitspreis) vom Anbieter der zuschaltbaren Last immer zum Netzbetreiber erfolgt.

Um dieses Modell für die Praxis erschließen zu können, sind verschiedene rechtliche Anpassungen vorzunehmen:

- Zunächst muss sichergestellt werden, dass der Überschussstromnutzung in PtH-Anlagen oder durch andere zuschaltbare Lasten ein Vorrang vor der Abregelung von volatil erzeugenden EE-Anlagen eingeräumt wird. Nur soweit der Engpass durch den Anlagenabruf nicht beseitigt werden kann, soll nach § 11 EEG 2012 ein Einspeisemanagement (EinsMan) durchgeführt werden.
- Darüber hinaus ist zu prüfen, wie sich das Anmelde- beziehungsweise Auktionsmodell rechtlich in das Energiewirtschaftsrecht einfügen lässt und wie die finanzielle Abwicklung einzupassen ist.
- Weiterhin ist es erforderlich, dass für den Überschussstrom, der ansonsten abgeregelt werden würde (im Folgenden als „EinsMan-Strom“ bezeichnet) keine Entgelte, Abgaben, Umlagen und Steuern anfallen. Hier sind also sehr weitreichende Befreiungstatbestände beziehungsweise eine umfassende Generalbefreiung zu entwickeln. Im Ergebnis soll der Anbieter zuschaltbarer Lasten für den EinsMan-Strom ausschließlich einen Arbeitspreis zahlen. Eingesparte Wärmegestehungskosten sollen zudem – anders als beim kostenbasierten *Redispatch*¹³⁵ – nicht eingepreist werden.
- Schließlich sollen auch Anpassungen des Primärenergiefaktors vorgenommen werden.

Im Folgenden sollen die wesentlichen Rechtsfragen einer kurzen Prüfung unterzogen werden. Dabei geht es sowohl um die praktischen Fragen der einfach-gesetzlichen Umsetzbarkeit als auch um verfassungs- und gegebenenfalls europarechtliche Hindernisse. Die Ausführungen basieren auf dem EEG 2012. Die mögliche Änderungen im Zuge der

laufenden Novellierung sind angesichts der Unsicherheiten über die genaue Ausgestaltung im weiteren Gesetzgebungsverfahren in der hier vorliegenden Untersuchung nicht berücksichtigt worden.

Rechtliche Umsetzbarkeit des EinsMan-Modells

Das angedachte EinsMan-Modell sieht vor, dass die ÜNB/VNB vorrangig vor der Abregelung von volatil erzeugenden EE-Anlagen im Rahmen des Einspeisemanagements nach § 11 EEG 2012 PtH-Anlagen beziehungsweise andere zuschaltbare Lasten als zusätzliche Verbraucher aktivieren. Dies erfordert zunächst eine Erweiterung des Voraussetzungskatalogs in § 11 Abs. 1 EEG 2012. Zudem bedürfen Anmeldeoption beziehungsweise Versteigerungsmodell einer rechtlichen Einkleidung im Rahmen der Vorschriften zur Systemverantwortung der Netzbetreiber nach §§ 13, 14 EnWG. Schließlich sind zur regulatorischen Behandlung der finanziellen Abwicklung des EinsMan-Modells Anpassungen in der Härtefallregelung des § 12 EEG 2012 vorzunehmen.

Grundlagen des Einspeisemanagements (§ 11 EEG 2012)¹³⁶, Verhältnis zur Systemverantwortung nach § 13 EnWG

Die Regelung zum Einspeisemanagement dient dazu, einerseits eine pragmatische Lösung für den Umgang mit Netzengpässen zu finden und andererseits den Vorrang der Abnahme, Übertragung und Verteilung von Strom aus EE, Grubengas und KWK (§ 8 Abs. 1 EEG 2012, § 4 Abs. 1 KWKG) so weit wie möglich sicherzustellen.¹³⁷ Um bei auftretenden Netzengpässen die Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems zu gewährleisten, ist es unter den Voraussetzungen des § 11 EEG 2012 zulässig, EE-, Grubengas- und KWK-Anlagen in ihrer Einspeiseleistung zu drosseln. Das EinsMan steht jedoch nicht für sich alleine, sondern bildet vielmehr eine Spezialvorschrift zur Systemverantwortung der Netzbetreiber in §§ 13, 14 EnWG (vgl.

135 vgl. Consentec/Frontier Economics: *Methodische Fragen bei der Bewirtschaftung innerdeutscher Engpässe im Übertragungsnetz (Energie)*, S. 5

136 vgl. hierzu J. Vergoßen: *Das Einspeisemanagement nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz*, 2012

137 G. Wustlich/V. Hoppenbrock, in: M. Altrock/V. Oschmann/C. Theobald (Hrsg.): *EEG*, 4. Aufl. 2013, § 11 EEG Rn. 2

§ 13 Abs. 2a S. 3 EnWG).¹³⁸ Vom EinsMan betroffene Anlagenbetreiber sind nach § 12 EEG 2012 zu entschädigen. Die Pflicht zur Optimierung, Verstärkung und zum Ausbau der Stromnetze zur Sicherstellung des Abnahmevorrangs für EE und Grubengas (§ 9 EEG 2012) bleibt im Übrigen unberührt.

Folgende Voraussetzungen müssen gegeben sein, um eine Abregelung nach § 11 EEG 2012 zu rechtfertigen:

- Vorliegen einer unmittelbar oder mittelbar an das Netz eines Netzbetreibers angeschlossenen EE-, Grubengas- oder (hocheffizienten¹³⁹) KWK-Anlage, deren Einspeiseleistung via Fernsteuerung angepasst werden kann. § 6 Abs. 1 und 2 EEG 2012 enthält entsprechende technische Vorgaben.
- Vorliegen eines Netzengpasses¹⁴⁰ im jeweiligen Netzbereich beziehungsweise im vorgelagerten Netz (höhere Netzebene)
- Wahrung des Abnahmevorrangs: Zunächst müssen nichtprivilegierte Anlagen abgeregelt werden. Eine Ausnahme besteht nur für sogenannte *Must-run-Units*¹⁴¹ (egal ob konventionell oder erneuerbar).
- Vorheriger Abruf der verfügbaren Daten über die Isteinspeisung in der betroffenen Netzregion. Diese Daten sind nach § 11 Abs. 3 S. 2 Hs. 2 EEG 2012 den von der EinsMan-Maßnahme Betroffenen auf Verlangen vorzulegen.

Im Rahmen der von § 11 EEG 2012 privilegierten Anlagen ergibt sich eine bestimmte Abschaltreihenfolge, die sich teilweise unmittelbar, teilweise mittelbar aus der Norm

138 G. Wustlich/V. Hoppenbrock, in: M. Altröck/V. Oschmann/C. Theobald (Hrsg.): EEG, 4. Aufl. 2013, § 11 EEG Rn. 4

139 G. Wustlich/V. Hoppenbrock, in: M. Altröck/V. Oschmann/C. Theobald (Hrsg.): EEG, 4. Aufl. 2013, § 11 EEG Rn. 22

140 TransmissionCode 2007, S. 76: „Ein Engpass besteht, wenn das (n-1)-Kriterium nicht eingehalten wird oder der Netzbetreiber die begründete Erwartung hat, dass bei Akzeptanz aller bereits bekannten oder prognostizierten Fahrplanmeldungen ohne durch ihn veranlasste Sondermaßnahmen das (n-1)-Kriterium nicht eingehalten werden kann.“

141 BR-Drs. 341/11, S. 125: „Hier geht es um die netztechnisch bedingte Mindestlast, die sich z.B. aus dem Erfordernis der Vorhaltung einer Momentanreserve und aus Regelleistungsverpflichtungen ergibt.“

ergibt; insbesondere sind kleine Photovoltaikanlagen erst nach allen anderen Anlagen abzuregeln (§ 11 Abs. 1 S. 2 EEG 2012), zudem ist insgesamt die größtmögliche Strommenge aus EE und KWK abzunehmen (§ 11 Abs. 1 S. 3 EEG 2012). Das bedeutet, dass fluktuierende Einspeiser (Windkraft, Photovoltaik) erst nach Einspeisern mit Verschiebungspotenzial (Biomasse, KWK allgemein) geregelt werden dürfen.¹⁴²

Das EinsMan betrifft ausschließlich EE, Grubengas und KWK in Netzengpasssituationen. Soweit es beispielsweise um bloße, ständig auftretende Frequenzschwankungen geht, ist § 13 EnWG einschlägig.¹⁴³ Zudem ermächtigt § 11 EEG 2012 nur zur Abregelung von Anlagen, also zum Reduzieren der Einspeiseleistung.¹⁴⁴ Das Hochfahren von Erzeugungsanlagen, die Erbringung von Regelleistung oder die Durchführung von Redispatch-Maßnahmen ist wiederum nur nach § 13 EnWG zu veranlassen (vgl. hierzu auch § 2 Abs. 2 EnWG). Aus dem Verhältnis von § 11 EEG 2012 und § 13 EnWG ergibt sich deshalb eine übergeordnete Abschaltreihenfolge¹⁴⁵:

- (1) netzbezogene Maßnahmen, insbesondere Netzschaltungen; § 13 Abs. 1 S. 1 Nr. 1 EnWG
- (2) marktbezogene, vertraglich vereinbarte Maßnahmen gegenüber nichtprivilegierten Anlagen; § 13 Abs. 1 S. 1 Nr. 2 EnWG
- (3) marktbezogene, vertraglich vereinbarte Maßnahmen gegenüber privilegierten Anlagen (soweit solche Verträge geschlossen wurden); § 13 Abs. 2a S. 2 EnWG
- (4) entschädigungslose Notmaßnahmen gegenüber nichtprivilegierten Anlagen; § 13 Abs. 2 EnWG

142 so G. Wustlich/V. Hoppenbrock, in: M. Altröck/V. Oschmann/C. Theobald (Hrsg.): EEG, 4. Aufl. 2013, § 11 EEG Rn. 53 ff.

143 G. Wustlich/V. Hoppenbrock, in: M. Altröck/V. Oschmann/C. Theobald (Hrsg.): EEG, 4. Aufl. 2013, § 11 EEG Rn. 73

144 R. Walter/A. Huber: *Einspeisemanagement im EEG*, in: H. Loibl/M. Maslaton/H. Freiherr v. Bredow/R. Walter (Hrsg.): *Biogasanlagen im EEG*, 3. Aufl. 2013, S. 173 ff., Rn. 20 f.

145 angelehnt an die Übersicht bei G. Wustlich/V. Hoppenbrock, in: M. Altröck/V. Oschmann/C. Theobald (Hrsg.): EEG, 4. Aufl. 2013, § 11 EEG Rn. 78 f.

- (5) **bei Netzengpässen:** Drosselung von EE-, Grubengas- oder KWK-Anlagen, soweit bis auf die *Must-run-Units* bereits alle nichtprivilegierten Anlagen abgeregelt wurden; § 13 Abs. 2a S. 3 EnWG unter Verweis auf § 11 EEG 2012 (EinsMan)
- (6) wenn es nicht speziell um Netzengpässe geht: Drosselung von EE-, Grubengas- oder KWK-Anlagen, soweit bis auf die *Must-run-Units* bereits alle nichtprivilegierten Anlagen abgeregelt wurden; § 13 Abs. 2a S. 4, 5 EnWG

Im Zuge einer sich an die EEG-Novelle 2014 anschließenden Novelle des Energiewirtschaftsrechts dürften auch Anpassungen von Einspeisemanagement und Systemverantwortung diskutiert werden.¹⁴⁶ Hierzu sind bislang jedoch keine näheren Details bekannt (Diskussionsstand März 2014).

Rechtliche Umsetzbarkeit des Vorrangs für die Nutzung von EinsMan-Strom durch zu-schaltbare Lasten

Das vorgeschlagene Modell zur Nutzung von EinsMan-Strom in PtH-Anlagen beziehungsweise durch andere zu-schaltbare Lasten setzt in der Situation an, in der die Voraussetzungen von § 11 Abs. 1 EEG 2012 in seiner derzeitigen Fassung vorliegen, also insbesondere ein Netzengpass droht und bis auf die *Must-run-Units* alle nichtprivilegierten Erzeugungsanlagen nach § 13 Abs. 1 und 2 EnWG bereits abgeregelt wurden, ohne dass die Gefahr vollständig beseitigt werden konnte. Statt nun direkt die Abregelung privilegierter Anlagen zuzulassen, könnte **als weitere Voraussetzung des Einspeisemanagements in § 11 Abs. 1 EEG 2012 eingefügt werden, dass vor Durchführung einer Abregelung von volatil erzeugenden EE-Anlagen sichergestellt werden muss, dass Überschüsse aus Windenergie und Photovoltaik durch zuschaltbare Lasten aufgenommen werden (Vorrangregelung)**. Die Rechtsfolge der Nichtabregelung setzt dabei voraus, dass solche Lasten auch tatsächlich existieren und durch ihre örtliche Lage geeignet sind, den Netzengpass zu verhindern oder dessen Umfang zu reduzieren, sowie die tatsächliche Abnahme des Stroms durch diese Anlagen. Soweit keine konkret einsetzbaren zuschaltbaren Lasten

existieren und eingesetzt werden, wird – wie bislang – eine Abregelung durchgeführt.

Zwar betrifft das EinsMan neben EE-Anlagen noch KWK- sowie Grubengasanlagen. Der Anwendungsbereich der angedachten Normergänzung soll jedoch nur für Strom aus volatilen EE-Quellen gelten, denn nur bei diesen Anlagen führt eine Abregelung immer dazu, dass EE-Strom „verschenkt“ wird.

Rechtliche Umsetzbarkeit von Anmeldeoption (Pilotphase) und Versteigerungsmodell

Um zu gewährleisten, dass die Auswahl der zuschaltbaren Lasten in einem förmlichen Verfahren erfolgt, sind weitere Rechtsanpassungen erforderlich. Diese sind regelungssystematisch am sinnvollsten in § 13 EnWG umzusetzen, da § 11 EEG 2012 – wie bereits erläutert – nur die Reduktion der Einspeiseleistung von EE-, Grubengas- und KWK-Anlagen in den Blick nimmt. Über die Verpflichtung zur vorrangigen Heranziehung von zuschaltbaren Lasten hinaus muss **sichergestellt werden, dass die Auswahl unter mehreren Anbietern in einem transparenten und diskriminierungsfreien Verfahren zu erfolgen hat**. Diese Verfahrensanforderung lässt sich zum einen aus Art. 15 Abs. 6 der Elektrizitäts-Richtlinie (RL 2009/72/EG), zum anderen auch aus den innerstaatlichen Anforderungen an die Beschaffung von Regelenergie (§ 22 Abs. 1 S. 1 EnWG) sowie von ab- und zuschaltbaren Lasten (§ 13 Abs. 4a S. 1 EnWG¹⁴⁷; dazu so-gleich) ableiten.

Bereits nach der jetzigen Rechtslage kann der Einsatz ab- und zuschaltbarer Lasten vertraglich vereinbart werden (vgl. § 13 Abs. 1 Nr. 2 EnWG). Hierzu enthält § 13 Abs. 4a, 4b EnWG nähere Vorgaben. Aus Absatz 4a folgt, dass Netzbetreiber – soweit dies wirtschaftlich und technisch vertretbar ist – ein diskriminierungsfreies und transparentes Ausschreibungsverfahren (wohl im Sinne einer öffentlichen Bekanntmachung zur Angebotsabgabe zu verstehen) durchzuführen haben, wenn sie zu- oder abschaltbare Lasten beschaffen wollen. Die technischen Anforderungen sind

146 vgl. EEG-Entwurf vom 28.03.2014, S. 56

147 vgl. C. König, in: F.-J. Säcker (Hrsg.): *Energierrecht*, Band 1, 3. Aufl. 2014, § 13 EnWG Rn. 80

zuvor, soweit möglich, zu vereinheitlichen; für die Ausschreibung ist eine gemeinsame Internetplattform einzurichten beziehungsweise einzusetzen. Weiterhin wird auf die Möglichkeit verwiesen, dass die Bundesregierung „zur Verwirklichung einer effizienten Beschaffung und zur Verwirklichung einheitlicher Anforderungen“ durch Rechtsverordnung nähere Regeln für ein sich wiederholendes oder für einen bestimmten Zeitraum geltendes Ausschreibungsverfahren vorgeben kann (§ 13 Abs. 4a S. 5 EnWG). In den Sätzen 6 und 7 wird dies noch näher präzisiert:

„In der Rechtsverordnung können insbesondere Regelungen zu technischen Anforderungen an Ab- oder Zuschaltleistung aus ab- oder zuschaltbaren Lasten, zu Anforderungen an eine Präqualifikation, die zur Teilnahme an einem Ausschreibungsverfahren berechtigt, zum Verfahren der Angebotserstellung, der Zuschlagserteilung und zum Abruf der Ab- oder Zuschaltleistung getroffen werden. Daneben können in der Rechtsverordnung den Anbietern von Ab- oder Zuschaltleistung aus ab- oder zuschaltbaren Lasten Meldepflichten bezüglich der Verfügbarkeit der Ab- oder Zuschaltleistung gegenüber den Betreibern von Übertragungsnetzen auferlegt werden, und es können Regelungen für einen rückwirkenden Wegfall der Vergütung für ab- oder zuschaltbare Lasten bei vorsätzlicher oder grob fahrlässiger Verletzung dieser Meldepflichten vorgesehen werden.“

§ 13 Abs. 4b EnWG eröffnet der Bundesregierung darüber hinaus die Möglichkeit, ÜNBs¹⁴⁸ durch Rechtsverordnung zu verpflichten, Ausschreibungen nach Absatz 4a durchzuführen und eingegangene Angebote bis zu einer Gesamtab- oder Zuschaltleistung von jeweils 3.500 Megawatt anzunehmen. Hiervon hat die Regierung mit der Verordnung zu abschaltbaren Lasten (AbLaV)¹⁴⁹ Gebrauch gemacht. Für zuschaltbare Lasten gibt es bislang keine eigene Verordnung.¹⁵⁰

148 könnte über § 14 EnWG auch für VNBs gelten (nicht abschließend geprüft)

149 Verordnung zu abschaltbaren Lasten vom 28. Dezember 2012 (BGBl. I S. 2998)

150 vgl. C. König, in: F.-J. Säcker (Hrsg.): *Energierrecht*, Band 1, 3. Aufl. 2014, § 13 EnWG Rn. 62

Für die hier vorgestellte Nutzung von EinsMan-Strom ist § 13 Abs. 4b EnWG nicht unmittelbar einschlägig, da es nicht darum geht, eine bestimmte Gesamtleistung an zuschaltbarer Last zu kontrahieren, sondern gezielt darum, EinsMan-Strom in zuschaltbaren Lasten einzusetzen, statt eine Abregelung durchzuführen. Der Blickwinkel ist also ein anderer. Die Prüf- und Heranziehungspflicht bei vorhandenen zuschaltbaren Lasten soll – wie dargestellt – direkt in § 11 EEG 2012 integriert werden. Auch **§ 13 Abs. 4a EnWG** ist zunächst nicht heranziehbar, da die Norm dem Wortlaut nach nur auf marktbezogene Maßnahmen und nicht auf Notmaßnahmen im Sinne von § 13 Abs. 2 EnWG beziehungsweise das EinsMan nach § 11 EEG 2012 bezogen ist. **Dennoch erscheint es sinnvoll, diese Norm und damit die enthaltene Verordnungsermächtigung für die Zuschaltung von Lasten zur Aufnahme von Überschussstrom fruchtbar zu machen.** Dies ließe sich etwa dadurch bewerkstelligen, dass in § 13 Abs. 4a S. 1 EnWG die Beschränkung der Anwendbarkeit auf „vertraglich vereinbarte ab- und zuschaltbare Lasten nach Absatz 1 Satz 1 Nummer 2“ gestrichen wird. Nach ihrer systematischen Positionierung nimmt die Norm bereits jetzt nicht zwangsläufig Bezug auf marktbezogene Maßnahmen – andernfalls wäre die Einordnung nach Absatz 1b und damit vor der Regelung zu den Notmaßnahmen in Absatz 2 logischer gewesen.¹⁵¹ Alternativ zur Anpassung von § 13 Abs. 4a EnWG könnte auch in einem neuen Absatz des § 13 EnWG eine neue Verordnungsermächtigung speziell für die Aufnahme von EinsMan-Strom geschaffen werden.

Die Regierung könnte dann, gestützt auf den geänderten § 13 Abs. 4a EnWG beziehungsweise eine neugeschaffene Verordnungsermächtigung eine **Verordnung über zuschaltbare Lasten erlassen**¹⁵², die genauere Vorgaben zum Anmelde- beziehungsweise Versteigerungsverfahren – etwa, in welchen Zeiträumen Auktionen vorzunehmen sind – enthält. Hier könnten auch detaillierte Präqualifikationsbe-

151 Die Erklärung für diese Positionierung liefert C. König, in: F.-J. Säcker (Hrsg.): *Energierrecht*, Band 1, 3. Aufl. 2014, § 13 EnWG Rn. 131: Der Grund liegt wohl in der Vorgängerregelung, die einen Bezug zur Haftungsfreistellung in Absatz 4 aufwies.

152 Die VO kann speziell auf EinsMan-Strom bezogen werden. Denkbar ist aber auch, bei dieser Gelegenheit allgemeine Regelungen über zuschaltbare Lasten zu erlassen.

dingungen aufgestellt werden. Insbesondere erscheint es im Zuge der Schaffung der Verordnungsermächtigung und der Verordnung sinnvoll zu prüfen, inwieweit die zuschaltbaren Lasten eine bestimmte Stromabnahmedauer garantieren sollten – um zu gewährleisten, dass eine möglichst große Menge des Stromüberschusses (EinsMan-Strom) abgenommen werden kann. PtH-Anlagen sind in besonderer Weise geeignet, dieser Anforderung zu genügen, da sie keinen natürlichen Zeitbeschränkungen unterliegen und potenziell über viele Stunden hinweg Strom aufnehmen und in Wärme umwandeln können. Wenn eine Anlage die Präqualifikationsbedingungen erfüllt, kann der Abschluss einer Rahmenvereinbarung erfolgen.

Auch für die vorgesehene **Pilotphase** könnte die Verordnung auf die geänderte Fassung von § 13 Abs. 4a EnWG gestützt werden. Hier könnte man sich den Passus „soweit dies wirtschaftlich und technisch vertretbar ist“ zunutze machen. Eine Ausschreibung ist etwa dann entbehrlich, wenn sie mit einem unverhältnismäßigen Aufwand verbunden ist.¹⁵³ Da zunächst mit nur wenigen teilnehmenden PtH-Anlagen zu rechnen ist, lässt sich vertreten, dass der Aufwand, den ein Ausschreibungsverfahren mit sich bringen würde, anfangs wirtschaftlich unangemessen ist. Umfassende Rechtssicherheit kann auch insoweit durch eine eigenständige Verordnungsermächtigung geschaffen werden.

Rechtliche Umsetzbarkeit der finanziellen Abwicklung hinsichtlich des EinsMan-Stroms

Das EinsMan-Modell sieht vor, dass die EE-Anlagenbetreiber für den EinsMan-Strom, der an sich abgeregelt werden müsste, auch im Falle der Nutzung in einer PtH-Anlage nur die Härtefallentschädigung nach § 12 Abs. 1 EEG 2012 erhalten. Für sie ändert sich in finanzieller Hinsicht also nichts. Die Entschädigung umfasst nach Satz 1 grundsätzlich „95 Prozent der entgangenen Einnahmen zuzüglich der zusätzlichen Aufwendungen und abzüglich der ersparten Aufwendungen.“ Nur wenn die entgangenen Einnahmen in einem Jahr ein Prozent der Jahreseinnahmen übersteigen, sind die betroffenen Betreiber ab diesem Zeitpunkt

vollständig zu entschädigen (§ 12 Abs. 1 S. 2 EEG 2012). Die Regelung müsste allerdings modifiziert werden, da derzeit eine Entschädigung nur dann anfällt, wenn die Einspeisung „wegen eines Netzengpasses im Sinne von § 11 Absatz 1 [EEG 2012] reduziert“ wird. Die neue Fassung müsste eine **Gleichbehandlung von Einspeisereduzierung und Nichtreduzierung wegen Strombezugs für zuschaltbare Lasten enthalten**, wozu ein Verweis auf die Vorrangregelung in § 11 Abs. 1 EEG „n. F.“ genügen würde.

Der Netzbetreiber, der die Entschädigung zu leisten hat, kann nach § 12 Abs. 2 S. 1 EEG 2012 „die Kosten nach Absatz 1 bei der Ermittlung der Netzentgelte in Ansatz bringen, soweit die Maßnahme erforderlich war und er sie nicht zu vertreten hat“ (EinsMan-Kosten). Wie bereits vorweggenommen, sollen diese durch das EinsMan-Modell entlastet werden. Dies lässt sich dadurch bewerkstelligen, dass die **Einnahmen, die der Netzbetreiber aus den gezahlten EinsMan-Arbeitspreisen generiert, bei den Kosten für die Entschädigungszahlungen in Abzug gebracht werden müssen**. Auch hier ist also eine Anpassung des Wortlauts erforderlich. Die Erforderlichkeit der EinsMan-Maßnahme ist bereits zu bejahen, wenn die Voraussetzungen von § 11 Abs. 1 EEG („n. F.“) eingehalten wurden.¹⁵⁴

In der weiteren Novellierung von EEG und EnWG ist mittelfristig mit Änderungen auch im Bereich des Einspeisemanagements zu rechnen. Diese betreffen gegebenenfalls auch die Entschädigungsregelung des § 12 EEG 2012. Im Koalitionsvertrag¹⁵⁵ heißt es hierzu:

„Spitzenlast kann bei neuen Anlagen im begrenzten Umfang (weniger als 5 Prozent der Jahresarbeit) unentgeltlich abgeregelt werden, soweit dies die Kosten für den Netzausbau senkt und dazu beiträgt, negative Börsenstrompreise zu vermeiden. Zudem werden wir die Entschädigungsregelung im Einspeisemanagement so verändern, dass sie verstärkt Anreize dafür setzt, die Netzsituation bei

153 so C. König, in: F.-J. Säcker (Hrsg.): *Energierecht*, Band 1, 3. Aufl. 2014, § 13 EnWG Rn. 59

154 V. Hoppenbrock, in: M. Altröck/V. Oschmann/C. Theobald (Hrsg.): *EEG*, 4. Aufl. 2013, § 12 EEG Rn. 82

155 Koalitionsvertrag von CDU, CSU und SPD, 18. Legislaturperiode, S. 55

der Standortwahl von Neuanlagen besser zu berücksichtigen (Härtefallregelung). In der bestehenden Härtefallregelung wird die Höhe der Entschädigung abgesenkt, wenn wegen eines Netzengpasses nicht eingespeist werden kann. Der Einspeisevorrang für die Erneuerbaren Energien wird beibehalten.“

Inwiefern sich solche oder ähnliche Anpassungen auf die Umsetzung des EinsMan-Modells auswirken, lässt sich derzeit noch nicht beurteilen.

Rechtliche Umsetzbarkeit der Stromkostenbefreiungen für den Bezug von EinsMan-Strom

Der Bezug von Überschussstrom zur Nutzung in zuschaltbaren Lasten soll von sämtlichen Entgelten, Abgaben, Umlagen und Steuern befreit sein. Bei der rechtlichen Umsetzung dieser Privilegierung ist **entscheidend, dass die Befreiung vom jeweiligen Strompreiskostenbestandteil an die Nutzung von EinsMan-Strom geknüpft wird**. Die jeweils zu normierenden Befreiungstatbestände sollten zu diesem Zweck Rechtsgrundverweisungen auf die Vorrangregelung in § 11 Abs. 1 EEG „n. F.“ beziehungsweise allgemein das Einspeisemanagement enthalten. **Denkbar wäre auch**, eine Generalbefreiungsnorm für EinsMan-Strom in § 11 EEG 2012, § 13 EnWG oder der Verordnung zu zuschaltbaren Lasten einzufügen. Hierdurch wäre nach außen auch deutlich dokumentiert, dass die Stromkostenbefreiungen für EinsMan-Strom nur dazu dienen, durch den günstigen Bezug von Überschussstrom Abregelungen von volatil erzeugenden EE-Anlagen zu verhindern – und nicht etwa zur Förderung der Wirtschaft oder ähnlichen Nebenzwecken gedacht sind. Potenzielle neue Umlagen wären automatisch mit umfasst, ohne dass es eines zusätzlichen gesetzgeberischen Eingreifens bedürfte.

Rechtliche Zulässigkeit der angedachten Novellierungen

Die vorgestellten rechtlichen Anpassungen zur Umsetzung des EinsMan-Modells in geltendes Recht sind **vorbehaltlich einer abschließenden Detailprüfung¹⁵⁶ verfassungsrecht-**

lich zulässig. Näher untersucht wurde insbesondere die Zulässigkeit der Stromkostenbefreiungen unter Grundrechtsgesichtspunkten. Auf eine Prüfung der Vorschriften des EU-Rechts wurde angesichts des laufenden Beihilfverfahrens¹⁵⁷ in Bezug auf das EEG 2012 verzichtet. Konkrete Aussagen können hierzu erst nach formellem Abschluss des Verfahrens getroffen werden.

Soweit Anbieter zuschaltbarer Lasten EinsMan-Strom quasi kostenfrei erhalten (mit Ausnahme des zu zahlenden Arbeitspreises), sind sie deutlich bessergestellt als andere Strombezieher. Eine ausführliche Darlegung aller verbundenen Fragestellungen würde den Rahmen des Vorhabens und dieser Handlungsempfehlungen sprengen, deshalb sei an dieser Stelle nur auf folgende wichtige Punkte hinzuweisen:

- Bei der Verwirklichung des EinsMan-Modells sind drei **Grundrechte** näher betroffen: der Gleichheitsgrundsatz (Art. 3 Abs. 1 GG), die Berufsfreiheit (Art. 12 Abs. 1 GG) sowie die allgemeine Handlungsfreiheit (Art. 2 Abs. 1 GG). Ungleichbehandlungen sind anhand der Willkürformel beziehungsweise anhand des Verhältnismäßigkeitsgrundsatzes zu beurteilen. Eingriffe in Freiheitsrechte sind im Ergebnis immer am Verhältnismäßigkeitsgrundsatz zu messen.¹⁵⁸ Das angedachte Modell führt zwar nicht dazu, dass Dritte stärker belastet werden, da nur Überschussstrom privilegiert ist, der sonst abgeregelt würde. Darauf kommt es aber für die Grundrechtsbetroffenheit nicht an – es genügt für die Frage des Vorliegens einer Ungleichbehandlung beziehungsweise nach einem Eingriff in den Schutzbereich eines Grundrechts bereits, dass PtH-Anlagen gegenüber der Gesamtheit der nichtprivilegierten Stromabnehmer bevorteilt werden sollen.
- Zur **Rechtfertigung** lässt sich vorliegend ausführen, dass der volatil erzeugte EE-Strom, der für zuschaltbare Lasten zur Verfügung gestellt wird, im Falle der Abregelung „verloren“ wäre. Nur dieser nun doch verwendbare EinsMan-Strom ist von Entgelten, Abgaben, Umlagen und Steuern

157 Eröffnungsbeschluss vom 18.12.2013, SA.33995 (2013/C)

158 H.D. Jarass, in: H.D. Jarass/B. Pieroth: GG, 12. Aufl. 2012, Art. 3 GG Rn. 17, Art. 20 GG Rn. 80 ff.

156 Eine abschließende Prüfung kann erst anhand eines konkreten Gesetzesvorschlages erfolgen.

befreit. Darüber hinaus sollen die Netzentgelte entlastet werden: Die Kosten für Entschädigungen für die Abregelung von EE-, Grubengas- und KWK-Anlagen, die die Netzbetreiber nach § 12 Abs. 1 EEG 2012 in Engpasssituationen zu leisten haben, werden in der Regel über die Netzentgelte weitergewälzt (§ 12 Abs. 2 EEG 2012). Diese Kosten sollen im EinsMan-Modell gedämpft werden, indem die Einnahmen für EinsMan-Strom (Arbeitspreise) mit den Kosten für die Abregelung¹⁵⁹ verrechnet werden. Kurz gesagt: Die auf EinsMan-Strom beschränkte Kostenbefreiung dient legitimen Zwecken des Allgemeinwohls und führt nicht zu Belastungen Dritter, sondern vielmehr bestenfalls sogar zu Entlastungen aufgrund zusätzlicher Einnahmen.¹⁶⁰

- Der Gesetzgeber darf zwar nicht beliebig Ausnahmen zu einer bestimmten Grundregel schaffen, jedoch wird die Grenze der Verfassungswidrigkeit erst dann überschritten, „wenn damit das System des Gesetzes ohne zureichende sachliche Gründe verlassen wird“.¹⁶¹ Ein solcher Grad ist vorliegend aber nicht erreicht.
- Hinweis: Auch eine Beschränkung des Anwendungsbereichs auf PtH-Anlagen (gegebenenfalls weiter beschränkt auf bivalente oder hybride Systeme) dürfte sich verfassungsrechtlich rechtfertigen lassen. Insoweit sei auf die Argumentationslinien unter 6.4 verwiesen.

Primärenergiefaktor

Zur Beseitigung des mittelfristig zu erwartenden Hemmnisses für Fernwärmenetzbetreiber durch den sich verschlechternden f_p beim zunehmenden Einsatz von PtH-Anlagen im Fernwärmesystem sollte wärmeseitig für den Anwendungsfall des Einsatzes als EinsMan-Maßnahme ein **reduzierter f_p „EinsMan“** eingeführt und die Berechnung des f_p für Fernwärmenetze für den Fall des Einsatzes von PtH-Anlagen angepasst werden. Ein verbesserter f_p ist gerechtfertigt gegenüber dem schlechteren f_p bei anderen Einsatzarten, da

159 beziehungsweise für die Nichtabregelung zur Nutzung in zuschaltbaren Lasten (§ 12 Abs. 1 EEG „n. F.“)

160 Auf die ausführlichere Prüfung zur EEG-Umlageverringering im Spotmarktmodell (PtH-Einsatz bei negativen Preisen) sei hingewiesen (siehe 6.4).

161 BVerfGE 18, 315 (334)

der verwendete Strom zum einen bilanziell aus Erneuerbaren Energien erzeugt und ansonsten abgeregelt und mit hin verloren gehen würde. Zum anderen liegt in der vorgeschlagenen Anwendungsform (Kombination mit KWK zum Einsatz als negative Regelenergie oder für das EinsMan) eine zentrale, **effiziente Nutzung** vor, die im Gegensatz zur dezentralen Nutzung in beispielsweise Nachtspeicherheizungen ökonomisch und ökologisch sachgerechter ist und als Baustein der Systemdienstleitungen netzdienlich die Integration der Erneuerbaren Energien in den Strommarkt unterstützt. Vergleichbar damit wurde der f_p für den Strommix ebenfalls in der EnEV 2014 abgesenkt, um der Tatsache Rechnung zu tragen, dass der Anteil Erneuerbarer Energien am Strommix kontinuierlich steigt. Da mit Wärme aus PtH ebenso der Anteil Erneuerbarer Energien in der Fernwärmeversorgung erhöht und fossile Energieträger substituiert werden, sollte dieser umweltschonende und effiziente Energieeinsatz auch beim f_p des eingesetzten Stroms Berücksichtigung finden.

Zur Umsetzung dieser Reduzierung sind mehrere Handlungsalternativen möglich, die auf der Ebene des gesetzlich normierten f_p für den eingesetzten Strom und auf der Ebene der konkreten Berechnung des f_p des jeweiligen Fernwärmenetzes ansetzen können.

Regelungen auf der Ebene des gesetzlich normierten f_p für Strom

- Neuer, statischer, pauschaler Primärenergiefaktor für EinsMan-Maßnahmen

Wird die PtH-Anlage zum Anbieten von EinsMan-Strom eingesetzt, könnte ein gesonderter f_p „EinsMan“ geschaffen werden, der günstiger als der bisherige Faktor ist und dem Umstand Rechnung trägt, dass der Strom als Systemdienstleistung verwendet wird. Dieser Faktor wird einmalig statisch festgelegt und bei der konkreten Berechnung des jeweiligen Fernwärmenetzes zugrunde gelegt. Der f_p sollte dabei deutlich geringer festgesetzt werden als bislang, gegebenenfalls könnte er auf null reduziert werden.

Regelungen der konkreten Berechnung des f_p für das Fernwärmenetz

→ Dynamische Berechnung des Primärenergiefaktors im Einzelfall

Zunächst könnte ein dynamischer f_p je nach konkreter Einspeisesituation in das jeweilige Fernwärmenetz rechtlich normiert werden. In diesem Fall müsste der Fernwärmenetzbetreiber (nach einer bestimmten zeitlichen Auflösung) die verwendeten Energieträger für die Wärmeerzeugung und die Zeiten des Einsatzes der PtH-Anlage ex post erfassen und gegebenenfalls melden. In der Folge würde für das jeweilige Fernwärmenetz kein statischer, sondern ein f_p mit einer gewissen Bandbreite (beispielsweise $f_{p,FW} = 1,52-1,60$) bescheinigt werden. Die praktische Umsetzbarkeit dieser Option ist fraglich, da sie zwar den tatsächlichen f_p exakt erfassen würde, zugleich aber ein hoher administrativer Aufwand zu erwarten ist und die Vereinbarkeit mit den Anforderungen der EnEV 2014 fraglich ist, wenn die Bandbreite beispielsweise in ungünstigen Zeiten oder Jahren dazu führt, dass die Anforderungen an den Jahres-Primärenergiebedarf nicht erfüllt werden. Zudem widerspräche dieser Lösungsansatz dem derzeitigen System der AGFW-Bescheinigungen, die einen festen f_p für den Zeitraum von drei beziehungsweise zehn Jahren festschreiben (Ziff. 2.1 der Geschäftsordnung).

→ Statischer Durchschnittsfaktor im Einzelfall

Als weitere Handlungsalternative könnte für das jeweilige Fernwärmenetz ein statischer f_p berechnet und bescheinigt werden. Dies könnte unter Zugrundlegung eines deutlich reduzierten f_p für den Strom, dem Verhältnis der Leistung der KWK-Anlage(n) im Fernwärmesystem zur PtH-Anlage und Erfahrungswerten zur Abrufung der PtH-Anlage für Einsparmaßnahmen berechnet werden. Im Ergebnis steht im Gegensatz zur vorgenannten Alternative ein fester Wert, der unabhängig vom tatsächlichen Einsatz der PtH-Anlage gilt. Der Vorteil dieser Variante ist der geringe administrative Aufwand im Betrieb, jedoch unter Hinnahme der Tatsache, dass die Werte nicht präzise sind.

→ Nichtberücksichtigung des Anteils aus PtH bis zu einem bestimmten Schwellenwert aus Gründen der Systemdienstleistung

Ferner könnte festgelegt werden, dass bei den derzeit noch geringen Abrufzeiten von PtH-Anlagen deren Anteil an der Wärmeerzeugung für die Berechnung und Bescheinigung des f_p bis zu einem bestimmten Höchstanteil nicht berücksichtigt wird. Dadurch würde verhindert, dass – solange noch der ungünstige f_p gilt – sich der f_p des Fernwärmesystems verschlechtert. Da die Informationen hierüber nur der Betreiber des Fernwärmesystems hat, müsste dieser zugleich verpflichtet werden, ein Überschreiten des Höchstanteils zu melden.

→ Möglichkeit für Fernwärmenetzbetreiber, PtH-Einsatz gesondert in der Bescheinigung über die energetische Bewertung der Fernwärme auszuweisen

Neben der Reduzierung des f_p bietet als letzte Handlungsoption die Geschäftsordnung zum AGFW-Arbeitsblatt FW 309-1 bereits jetzt die Möglichkeit, dass dem Fernwärmenetzbetreiber aus Transparenzgründen und wegen des vermuteten positiven Marketingeffekts bescheinigt werden kann, dass Strom aus Erneuerbaren Energien (mit einem bestimmten f_p) unterstützend zur Wärmeerzeugung eingesetzt wurde. Das ist darin begründet, dass das Muster der f_p -Bescheinigung in Anlage 1 der Geschäftsordnung zum Arbeitsblatt FW 309-1 nur ein Muster und demnach nicht bindend ist. Nach Angaben des AGFW nutzen f_p -Gutachter diese Möglichkeit in der Praxis bereits.

Rechtliche Verortung der Anpassungen

Für den in PtH-Anlagen eingesetzten Strom ist der in DIN V 18599-1:2007-2 und DIN V 4701-10:2006-12 sowie der neu in der EnEV 2014 normierte Verdrängungsmixfaktor von derzeit $f_{p,verd} = 2,8$ anzuwenden. Dies ergibt sich aus der Sonderregelung in **Ziff. 4.6 Satz 2 AGFW-Arbeitsblatt FW-309-1** in der derzeit geltenden Fassung.¹⁶² Eine Anpassung des f_p hat daher in diesen Regelwerken zu erfolgen. Da die EnEV durch die Fassung 2014 jüngst novelliert wurde und der Verdrängungsmixfaktor nunmehr ausdrücklich in der Verordnung und nur noch unter Bezugnahme auf die DIN V 18599-1:2011-12 geregelt ist, könnte der reduzierte f_p in Ziff. 2.1.1 der Anlage 1 der EnEV 2014 angepasst werden. Alternativ oder korrespondierend dazu könnten Einzelheiten der vorgenann-

¹⁶² Ziff. 4.5 Satz 2 in der ab Mai 2014 geltenden Fassung

ten Handlungsoptionen bezüglich der konkreten Berechnung des f_p für das Fernwärmenetz im AGFW-Arbeitsblatt FW-309-1 in Ziff. 4.5 und gegebenenfalls der Geschäftsordnung dazu geregelt werden. Die Ergänzung des AGFW-Arbeitsblattes bietet sich zum einen an, weil diese wesentlich einfacher und schneller umzusetzen ist als die Anpassung der EnEV 2014 oder der in Bezug genommenen DIN-Verordnungen. Zum anderen enthält das Arbeitsblatt im Abschnitt 4 ausdrücklich anlagenspezifische Bilanzierungsregeln, sieht also spezielle Regeln für Technologien wie PtH vor. Zudem ist das Arbeitsblatt die speziellere Materie im Verhältnis zur EnEV, um Regelungen für Fernwärmenetze zu treffen.

Ergebnis

Zur Verwirklichung des EinsMan-Modells sind diverse Anpassungen der derzeitigen Rechtslage erforderlich. Entscheidend ist die Erweiterung des Voraussetzungskatalogs in § 11 Abs. 1 EEG: Soweit zuschaltbare Lasten zur Verfügung stehen, sind diese zur Aufnahme von Überschussstrom einzusetzen. Näheres zum Verfahren ist in einer Verordnung über zuschaltbare Lasten festzulegen. Die Entschädigungsregelung in § 12 EEG 2012 ist zu modifizieren. Das Modell dürfte sich regelungstechnisch in das bestehende System einfügen lassen, ohne dass hierdurch systematische Brüche entstehen. Ungleichbehandlungen sowie Eingriffe in Freiheitsrechte erscheinen gerechtfertigt. Der Einführung eines reduzierten f_p für den Einsatz von Überschussstrom aus nachweislich Erneuerbaren Energien für EinsMan-Maßnahmen stehen aus rechtlicher Sicht ebenfalls keine systematischen Bedenken entgegen.

6.3 Power-to-Heat-Einsatz bei negativen Preisen – Modell

Motivation

Der Betrieb einer PtH-Anlage über den Spotmarkt ist derzeit zum Großteil nicht wirtschaftlich. Dabei gibt es Situationen, in denen ein Einsatz bereits heute ökologisch und ökonomisch sinnvoll ist: Dies sind in der Regel Zeitfenster mit hoher EE-Einspeisung und geringer Stromnachfrage, in denen sich am Spotmarkt der EEX negative Preise bilden. Der Einsatz von PtH als zusätzlicher Verbraucher würde in diesen Phasen den Preis an der Börse stützen und damit:

- die EEG-Umlage entlasten (ökonomischer, volkswirtschaftlicher Nutzen) und
- die Abregelung von Windenergie in der Marktprämie vermeiden (ökologischer Nutzen)

Im Folgenden wird zunächst gegenübergestellt, bei welchem Börsenpreis PtH unter heutigen Rahmenbedingungen eingesetzt werden kann und wann ein Einsatz aus energie-wirtschaftlicher Sicht sinnvoll wäre. Darauf aufbauend wird eine Handlungsempfehlung in Form einer Reduktion der EEG-Umlage für den Fremdstrombezug von PtH abgeleitet.

Grenzpreis am Spotmarkt für PtH unter aktuellen Rahmenbedingungen

Der derzeitige spotmarktinduzierte Einsatz von PtH – also die Wärmeproduktion durch PtH mit Fremdstrombezug über die Börse – ist unter den aktuellen Rahmenbedingungen nur bei extrem negativen Preisen betriebswirtschaftlich sinnvoll. Bei welchem Preis eine bestehende PtH-Anlage innerhalb eines Wärmeversorgungssystems (zum Beispiel Fernwärmenetz) eingesetzt wird (Grenzpreis), hängt vor allem von den folgenden Faktoren ab:

- den Opportunitätskosten der Wärmeerzeugung
- der Höhe der Steuern und Umlagen auf den Strombezug (EEG-Umlage, Netzentgelte, Steuern etc.)

Die Opportunitätskosten der Wärme sind vor allem von der Art der alternativen Wärmeerzeugung abhängig. Hierbei stellt sich die Frage, ob ein teurer Erdgasspitzenlastkessel substituiert werden kann (Winter) oder die Leistung der KWK-Anlage reduziert werden müsste (Übergangszeit und Sommer). Des Weiteren haben der Wirkungsgrad der Anlage, die Brennstoffkosten, sonstige Vergünstigungen bei der Wärmeproduktion wie zum Beispiel eine Steuerbefreiung bei Anlagen mit weniger als zwei Megawatt oder vermiedene Netzentgelte einen Einfluss auf die Höhe der Kosten.¹⁶³ Zu-

¹⁶³ Gegebenenfalls stellt sich auch die Frage, ob ein KWK-Bonus zu Abschreibungszwecken auf die Grenzkosten der KWK angerechnet wird, was aber aufgrund der Tatsache, dass das KWKG die Förderdauer an der Zahl der Vollbenutzungsstunden und nicht anhand von Jahren bemisst, nicht berücksichtigt wird.

sätzlich ist der Einsatz der KWK wiederum selbst vom Börsenpreis abhängig.

Aufgrund dieser komplexen Zusammenhänge kann ein allgemein gültiger Grenzpreis für PtH unabhängig von den alternativ genutzten Wärmeerzeugern nicht ermittelt werden. Die in den Simulationen vorgenommene Anrechnung der vermiedenen Wärmegestehungskosten eines Erdgaskessels als Wärmegutschrift stellt, wie schon in Kapitel 4 auf Seite 59 erläutert, lediglich eine Näherung zu in großer Bandbreite auftretenden Fernwärmeerzeugungskosten dar (zum Beispiel Größe und Einsatzbedingungen der KWK-Anlage und der Spitzen- und Reservekessel). Deshalb ist zu erwarten, dass die Attraktivität der vorgeschlagenen Umlagereduzierung nicht für alle KWK-Anlagen gleich wirkt oder auskömmlich ist. Dabei unterliegt die Studie der Prämisse zu gewährleisten, dass – im Sinne des Koalitionsvertrages – nur EE-Strom, welcher sonst abgeregelt werden müsste, verwendet wird, und dass keine konventionellen Kraftwerke durch PtH mehr Strom produzieren (siehe Kapitel 1). Diese Forderung wird durch den Vergleichsmaßstab, der sich an der Opportunität eines Spitzenlastkessels bemisst, abgesichert, weil diese bei den Wärmeerzeugungskosten eine Obergrenze darstellt. Können demgegenüber nur geringere anlegbare Erzeugungskosten angerechnet werden, lohnt der Einsatz nur bei noch niedrigeren Preisen als minus zwei Cent pro Kilowattstunde.

Als Vereinfachung für die folgenden Analysen bietet sich daher an, nur den Grenzpreis zu betrachten, der für die Verdrängung eines Erdgaskessels ausschlaggebend ist. Die hier verwendete und vereinfachte Rechnung zur Ermittlung des Grenzpreises ist in Tabelle 6-3 dargestellt. Der zugrundegelegte Wärmepreis für PtH ergibt sich dabei aus den Kosten des Strombezugs zuzüglich der Steuern und Abgaben und unter Berücksichtigung des PtH-Wirkungsgrades. Der Wärmepreis des Erdgaskessels ergibt sich aus den Brennstoffpreisen und dem Wirkungsgrad der Anlage. Hier wurde wie in Kapitel 4 angenommen, dass die Erdgaspreise in großen Versorgungssystemen 3,8 Cent pro Kilowattstunde (Steinkohleheizkraftwerk/Erdgas-GuD) und in kleinen Systemen 4,6 Cent pro Kilowattstunde (BHKW) betragen. Im Fall des BHKW sind zudem die Steuern und Abgaben um einen Cent pro Kilowattstunde höher, da das Fernwärmesystem an einer niedrigeren Spannungsebene mit höheren Netzentgelten liegt. Unter Berücksichtigung dieser Annahmen kann davon ausgegangen werden, dass unter den aktuellen Rahmenbedingungen der Wärmepreis für den Erdgaskessel und der Wärmepreis für PtH erst bei einem Strompreis von etwa minus 6,8 bis minus 6,9 Cent pro Kilowattstunde identisch sind. Nur wenn der Börsenpreis unterhalb des Grenzpreises liegt, kann PtH wirtschaftlich eingesetzt werden. Aufgrund der vereinfachenden Annahmen sind diese Grenzpreise hier als Richtwerte zu verstehen und unterliegen in der Praxis zudem gegebenenfalls weiteren Einflüssen.

Veranschaulichung eines exemplarischen Grenzpreises von PtH bei ausschließlicher Nutzung eines Erdgaskessels (im Winter oder wenn die KWK-Anlage bei negativen Preisen vom Strommarkt verdrängt ist) Tabelle 6-3

Kosten in ct/kWh		Steinkohle-KWK	Erdgas-GuD-KWK	Erdgas-BHKW
PtH	Steuern u. Abgaben	11,0	11,0	12,0
	Börsenstrompreis	-6,8	-6,8	-6,9
	Wärmepreis	4,2	4,2	5,1
Erdgaskessel	Erdgaspreis	3,8	3,8	4,6
	Wärmepreis*	4,2	4,2	5,1

* gerundet, bei einem Wirkungsgrad von 90 Prozent

Sinnvolle Höhe des Grenzpreises für den spotmarkt-basierten Einsatz von PtH

Um die Kostenbelastung der EEG-Umlage durch negative Preise zu reduzieren, sollte PtH bereits bei möglichst geringen negativen Preisen eingesetzt werden. Aus ökologischen Gründen sollte dies vor der Abregelung von EE stattfinden. Zudem sollte die Stromnachfrage nicht unnötig erhöht werden, solange noch konventionelle kohlenstoffdioxidemittierende Kraftwerke am Netz sind. Daher muss der Grenzpreis für einen effizienteren Einsatz von PtH in einer Höhe liegen, die dies gewährleistet.

Somit stellt sich die Frage, bei welchen negativen Preisen konventionelle Anlagen, die keine systemrelevante *Must-run*-Erzeugung darstellen, nicht mehr am Netz sind. In diesem Zusammenhang besteht derzeit noch das Problem, dass konventionelle Kraftwerke teilweise negative Regelleistung vorhalten und die Erzeugung, solange sie nicht abgerufen wird, am Spotmarkt anbieten. Aufgrund der Erlöse durch die Leistungsvorhaltung sind diese in der Lage, deutlich negative Preise am Spotmarkt zu bieten beziehungsweise zumindest zu tolerieren. Durch die zunehmende Vorhaltung von Regelleistung durch PtH, Biogasanlagen in der Direktvermarktung oder mittelfristig der Windenergie an diesem Markt wird diese konventionelle regelleistungsbedingte *Must-run*-Kapazität jedoch reduziert. Zukünftig sind daher hauptsächlich die Anfahrkosten entscheidend, wie niedrig konventionelle Kraftwerke ihre Stromerzeugung anbieten können. Unter ausschließlicher Berücksichtigung der Anfahrkosten kann davon ausgegangen werden, dass konventionelle Kraftwerke (zumindest Steinkohle- und Gaskraftwerke) bei Preisen von etwa minus zwei Cent pro Kilowattstunde nicht mehr im Markt sind. Bei einem „Durchlaufen“ würden diese Kraftwerke trotz vermiedener Anfahrkosten in Summe Verluste erwirtschaften. Ein Grenzpreis von minus zwei Cent pro Kilowattstunde sollte daher aus energiewirtschaftlicher Sicht die Obergrenze für einen PtH-Einsatz darstellen.

Gleichzeitig sollte ein PtH-Einsatz die Abregelung von EE in der Marktprämie vermeiden. Derzeit werden etwa 80 Prozent der Windenergieleistung in Deutschland unter der Marktprämie direkt vermarktet. Teilweise sind die Anlagen

bereits fernsteuerbar und reagieren durch eine Reduktion der Einspeisung auf negative Preise am Markt. Der derzeitige Anreiz zur Abregelung von Windkraftanlagen besteht etwa bei Preisen im Bereich der negativen Marktprämie – also je nach Höhe der individuellen, monatlichen Marktprämie zwischen minus fünf und minus sieben Cent pro Kilowattstunde (abhängig von der EEG-Vergütung der Anlage und dem monatlichen Marktwertfaktor für Windenergie). Bei einem Grenzpreis in Höhe von minus zwei Cent pro Kilowattstunde kann ein PtH-Einsatz also vor der Abregelung von Windenergieanlagen in der Marktprämie erfolgen, so dass die Erzeugung nicht abgeregelt werden muss.

Somit erscheint aus volks- und energiewirtschaftlicher Sicht ein Grenzpreis für PtH in Höhe von minus zwei Cent pro Kilowattstunde als zielführend. Einerseits werden dadurch PtH-Anlagen vor dem ökologisch nachteiligen Abregeln von emissionsfreien EE-Anlagen am Markt teilnehmen und andererseits wird keine zusätzliche und unnötige konventionelle Erzeugung angereizt. Auf Basis dieses Grenzpreises wird daher im Folgenden eine geeignete Abgabenbefreiung für PtH ermittelt.

Höhe der notwendigen Abgabenbefreiung für PtH und Vorschlag zur Reduktion der EEG-Umlage

Wie in Tabelle 6-3 dargestellt und im Vorherigen erläutert, wird PtH derzeit im Falle des Fremdstrombezugs frühestens bei Börsenpreisen von minus 6,8 bis minus 6,9 Cent pro Kilowattstunde eingesetzt. Dies ergibt sich aus den unterschiedlich hohen Netzentgelten je nach Spannungsebene sowie den weiteren Abgaben und Umlagen (in Summe 11 bis 12 Cent pro Kilowattstunde) und der Anrechnung einer Wärmegutschrift, welche sich durch den Gaskessel und die Gasbezugskosten bestimmen (4,2 bis 5,1 Cent pro Kilowattstunde).

Ziel sollte es sein, einen PtH-Einsatz bei Börsenpreisen ab etwa minus zwei Cent pro Kilowattstunde zu ermöglichen. Daher sollte eine Reduktion der Abgabenlast in Höhe von circa fünf Cent pro Kilowattstunde erfolgen. Theoretisch kommen hierbei alle Abgaben und Steuern infrage:

- EEG-Umlage
- Netzentgelte
- Stromsteuer
- weitere Umlagen und Abgaben

Da jedoch eine verhältnismäßig hohe Befreiung erfolgen sollte, sind vor allem die weiteren Umlagen, aber auch die Netzentgelte und die Stromsteuer aufgrund ihrer verhältnismäßig geringen Höhe wenig geeignet. Um auf die erforderliche Höhe der Befreiung zu kommen, müssten mehrere neue Tatbestände im Recht ermöglicht werden. Daher wird vorgeschlagen, für PtH eine auf 1,5 Cent pro Kilowattstunde reduzierte EEG-Umlage einzuführen. In dem in Tabelle 6-3 genannten Beispiel betragen die PtH-Grenzkosten dann circa zwei Cent pro Kilowattstunde.

Um auch einen Anlageneinsatz in KWK-Systemen mit geringeren als den hier angenommenen Opportunitätskosten zu ermöglichen, müsste eine Abgabenbefreiung entsprechend höher ausfallen. Aufgrund der Einfachheit wird dennoch eine einheitliche Höhe der Befreiung empfohlen. Durch eine fixe reduzierte EEG-Umlage werden zudem negative Steuerungswirkungen auf den PtH-Anlageneinsatz durch weitere Erhöhungen der EEG-Umlage vermieden. Sie bestehen jedoch weiterhin bei anderen Steuern und Abgaben und führen bei einer Erhöhung (zum Beispiel der Netzentgelte) dazu, dass PtH erst bei stärker negativen Preisen eingesetzt wird.

Insgesamt ergibt sich bei der Festlegung der genauen Höhe der Abgabenbefreiung eine Unschärfe, da die Einflüsse auf den jeweiligen Grenzpreis wie oben beschrieben vielfältig und nicht einheitlich zu bestimmen sind. Generell sollten die Rahmenbedingungen daher bei mangelnder oder suboptimaler Anreizwirkung angepasst werden.

Bewertung der Anreize aus betriebswirtschaftlicher Sicht

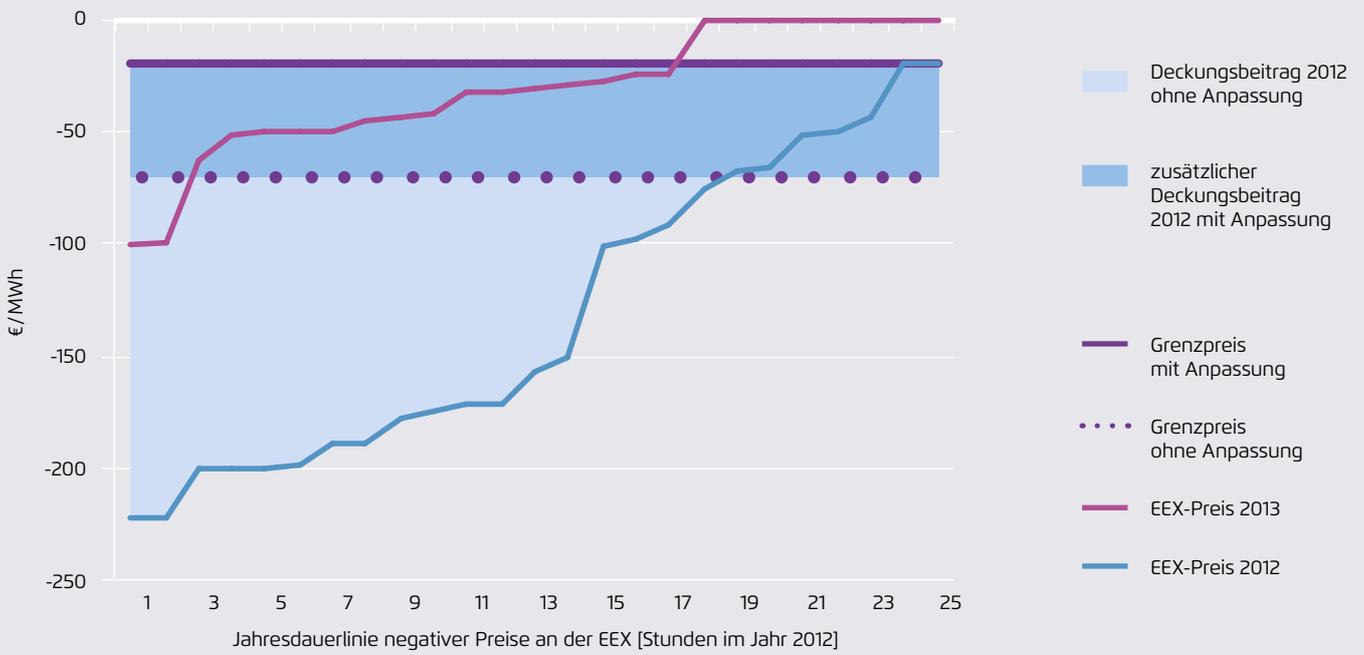
Insgesamt ist davon auszugehen, dass aufgrund der geringen installierten PtH-Leistungen die Wirkung auf den Markt in den nächsten Jahren noch gering ist. In Abbildung 6-3 ist beispielhaft für die Jahre 2012 und 2013 skizziert, inwieweit sich bei negativen Preisen Deckungsbeiträge für PtH ergeben können. Ersichtlich ist, dass sich aus betriebswirtschaftlicher Sicht durch die Anpassung der Rahmen-

bedingungen eine Verbesserung ergibt (häufigerer Einsatz und höhere Deckungsbeiträge). Grundsätzlich sind aufgrund der geringen Anzahl von Stunden mit deutlich negativen Preisen allerdings nur sehr geringe Deckungsbeiträge für die Refinanzierung der PtH-Anlagen zu erwirtschaften (Größenordnung 2.000 Euro je Megawatt pro Jahr). Aus diesem Grund wird der Einsatz am Spotmarkt ausschließlich möglich sein, wenn auch die Rahmenbedingungen für einen Einsatz von PtH innerhalb einer EinsMan-Vermarktung und der Regelleistung günstig sind. Eine zunehmende Attraktivität kann sich erst bei verstärkten Situationen mit negativen Preisen ergeben. Dies bedeutet, dass allein durch diese Änderung noch keine Ausbaudynamik bei PtH gefördert wird. Vielmehr stellt die Änderung einen ersten Schritt zur Verbesserung der Rahmenbedingung für eine effizientere PtH-Nutzung dar, dessen Wirkung sich gegebenenfalls erst mittelfristig zeigt.

Mittelfristig wird die Anzahl an Situationen zunehmen, in denen negative Preise aufgrund eines Angebotsüberschusses an Strom auftreten können. In einer groben Abschätzung kann hierbei bis 2023 von 200 bis 500 Stunden pro Jahr ausgegangen werden, wobei die tatsächliche Anzahl von vielen Entwicklungsfaktoren abhängig ist (siehe Abschnitt 5.4). Die mögliche Anzahl an negativen Preisen kann jedoch auch deutlich darüber liegen, wenn der Markt auf ein hohes Dargebot an Strom sehr preissensitiv reagiert. Gleichzeitig ist es möglich, dass extrem negative Preisspitzen, wie in den Jahren 2012 und 2013 am Markt beobachtet (bis zu minus 20 Cent pro Kilowattstunde beziehungsweise minus 200 Euro je Megawattstunde), nicht mehr auftreten, da über die Marktprämie auch Erneuerbare Energien einen Anreiz zum Abregeln haben (ab etwa minus 7 Cent pro Kilowattstunde beziehungsweise 70 Euro je Megawattstunde). Für PtH bedeutet dies, dass Deckungsbeiträge in Zukunft zwar häufiger zu erwirtschaften sind, aber gegebenenfalls durch die Höhe der negativen Marktprämie günstiger EE-Anlagen begrenzt sind. Ein weiterer Einflussfaktor auf die mögliche Anzahl der Stunden mit negativen Preisen und entsprechend auf den Deckungsbeitrag ist das Wetter – in Abbildung 6-4 wird dies beispielhaft anhand der Wetterjahre 2011 und 2010 verdeutlicht.

Systematik des Erlöspotenzials aufgrund negativer Preise für PtH – beispielhaft für 2012 und 2013 mit und ohne Umsetzung der Handlungsempfehlung

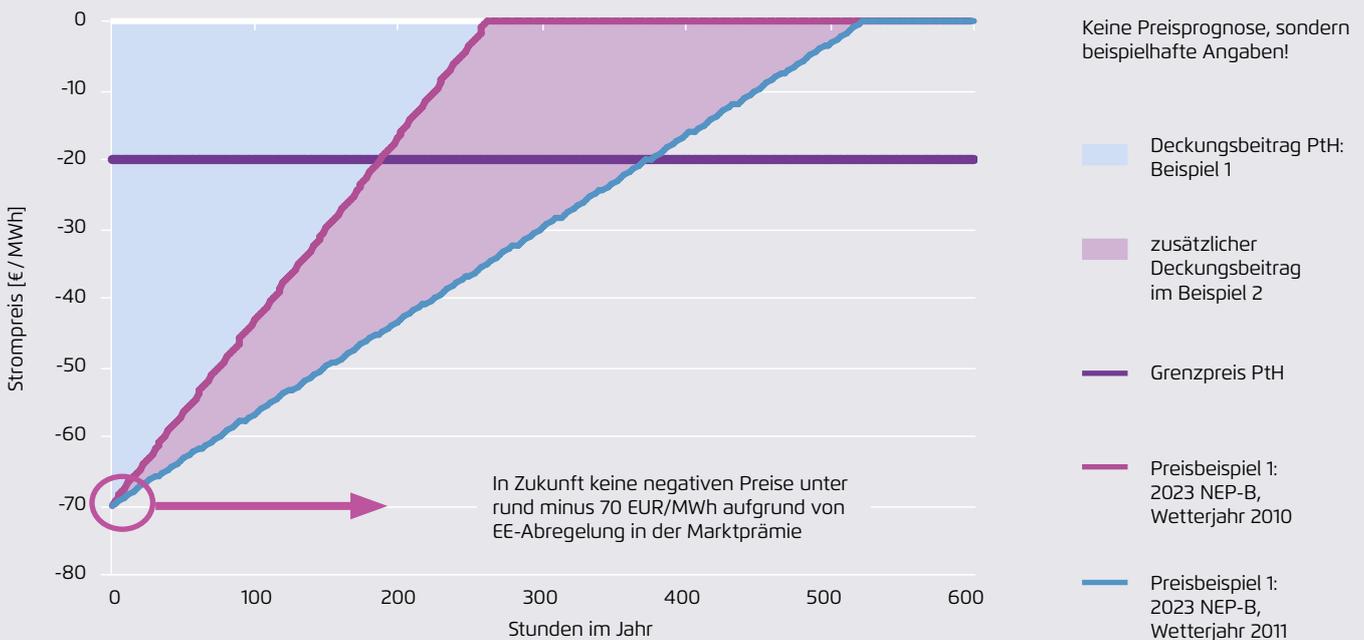
Abbildung 6-3



Eigene Darstellung

Mögliche Deckungsbeiträge für PtH in Zukunft

Abbildung 6-4



Eigene Darstellung

Volkswirtschaftliche Bewertung

Aus volkswirtschaftlicher Sicht ist der Vorteil des vorliegenden Vorschlags, dass PtH vor der Abregelung von Windkraftanlagen in der Direktvermarktung eingesetzt wird und die sonst abgeregelten EE-Strommengen im Wärmesektor integriert werden. Drei positive Wirkungen sind dabei besonders hervorzuheben: Erstens sinken die Gesamtkosten des Energiesystems, da EE-Strom mit Grenzkosten von null den Einsatz von kostenpflichtigem Gas im Wärmesektor verdrängt. Zweitens erhöht es den EE-Anteil im Wärmesektor und hilft so, das EE-Wärmeziel von 14 Prozent bis 2020 zu erreichen. Drittens wird die EEG-Umlage reduziert, wenn PtH-Anlagen negative Preise stützen. Im Fall, dass ein negativer Preis in Höhe von beispielsweise minus sechs Cent pro Kilowattstunde auf minus zwei Cent pro Kilowattstunde reduziert wird, sinken die Differenzkosten für den gesamten, zu dieser Zeit vermarkteten EE-Strom um vier Cent pro Kilowattstunde.

Insgesamt führt die Senkung der EEG-Umlage für Strom aus PtH zu keinen zusätzlichen Kosten für die restlichen Stromkunden. Im Status quo leistet der abgeregelte Strom keinen Beitrag zu der EEG-Umlage, da diese de facto nie anfällt („hohe spezifische Umlage multipliziert mit einer Menge von null“). In Zukunft würde auch dieser Strom zumindest einen geringen Beitrag leisten („geringe spezifische Umlage in Höhe von 1,5 Cent pro Kilowattstunde multipliziert mit einer Menge größer als null“). Damit stellt die Abgabenreduktion der EEG-Umlage auf 1,5 Cent pro Kilowattstunde keine Förderung dar.

6.4 Power-to-Heat-Einsatz bei negativen Preisen – rechtliche Umsetzung

Das zweite Modell zur ökologisch und ökonomisch sinnvollen Nutzung von PtH betrifft den Spotmarktbezug von Strom. Unabhängig von Engpassituationen gibt es Zeitfenster mit hoher Einspeisung fluktuierender EE und geringer Stromnachfrage, in denen sich geringe oder negative Börsenpreise bilden können. Negative Preise führen dazu, dass die EEG-Umlage höher ausfällt und Windenergieanbieter in der Direktvermarktung ihre Anlagen abregeln, sodass Strom aus Erneuerbaren Energien „verloren“ geht.

PtH-Anlagen könnten hier einen zusätzlichen Verbrauch generieren, der diesen Effekten entgegensteuert.

Die Bestandsaufnahme der derzeitigen Rechtslage und deren energiewirtschaftlichen Auswirkungen hat jedoch ergeben, dass die Anlagen aufgrund der hohen staatlich induzierten Strompreiskostenbestandteile erst bei sehr stark negativen Preisen – neben einer davon unabhängigen, aber im Volumen stark beschränkten Teilnahme am Regenergiemarkt – wirtschaftlich betrieben werden könnten. Dies könnte sich ändern, wenn – wie vorgeschlagen – die EEG-Umlage beim Strombezug für PtH auf 1,5 Cent pro Kilowattstunde festgeschrieben wird.

Die Projektpartner streben jedoch keine umfassende Privilegierung von PtH an, sondern bevorzugen eine Beschränkung auf bivalente oder hybride Systeme (vgl. die in der Studie herangezogene Definition von PtH unter 2.1). Die PtH-Anlage soll nur der zeitweisen Substitution eines anderen Wärmeerzeugers dienen, sodass ein zusätzlicher Verbrauch generiert wird. Nachtspeicherheizungen, die nur dem Lastmanagement zu dienen geeignet sind, fallen damit aus dem Anwendungsbereich heraus.

Die folgenden rechtlichen Ausführungen basieren auf dem EEG 2012. Die möglichen Änderungen im Zuge der laufenden Novellierung sind angesichts der Unsicherheiten über die genaue Ausgestaltung im weiteren Gesetzgebungsverfahren in der hier vorliegenden Untersuchung nicht berücksichtigt worden.

Rechtliche Umsetzbarkeit einer verringerten EEG-Umlage für PtH

Die bislang bereits vorhandenen Ausnahmetatbestände hinsichtlich der EEG-Umlage¹⁶⁴ unterscheiden sich in ihrer Konzeption voneinander:

- § 37 Abs. 3 S. 2 EEG: Eigenverbrauch – Komplettbefreiung
- § 37 Abs. 4 EEG: Zwischenspeicherung – Komplettbefreiung

¹⁶⁴ zu beachten: Die EEG-Novelle 2014 dürfte hier einige Änderungen mit sich bringen.

- § 39 EEG: Grünstromprivileg – Verringerung der Umlage um zwei Cent pro Kilowattstunde¹⁶⁵
- § 40 ff. EEG: besondere Ausgleichsregelung für stromintensive Unternehmen und Schienenbahnen – prozentuale Verringerung beziehungsweise Deckelungsbetrag auf maximal 0,05 Cent pro Kilowattstunde

Inhaltlich ist die neu zu schaffende Ausnahmeregelung für PtH am ehesten mit der Regelung zur Zwischenspeicherung vergleichbar (§ 37 Abs. 4 EEG 2012), da in beiden Fällen eine Umwandlung von Strom in eine andere Energieform erfolgt; bei PtH geht es um Wärme, bei der Zwischenspeicherung beispielsweise um Lageenergie oder chemische Energie. Ein wesentlicher Unterschied ist aber, dass die Zwischenspeicherung auf Rückverstromung angelegt ist und auch nur im Falle der Wiedereinspeisung in das Netz für die allgemeine Versorgung (§ 3 Nr. 7 EEG2012) eine Umlagebefreiung greift.¹⁶⁶ Im Ergebnis dürfte die EEG-Umlage im Falle der Zwischenspeicherung zumindest einmal (beim Letztverbraucher oder wenn keine Rückverstromung stattfindet) anfallen.

Nimmt man die angedachte Rechtsfolge in den Blick, wonach die EEG-Umlage beim Strombezug für PtH auf 1,5 Cent pro Kilowattstunde begrenzt werden soll, so ähnelt diese Regelung der Rechtsfolge der besonderen Ausgleichsregelung (§§ 40 ff. EEG 2012). Hier wird die Umlage je nach Konstellation und bezogener Strommenge auf einen bestimmten Prozentbetrag der „normalen“ Umlage begrenzt (zehn Prozent, ein Prozent) beziehungsweise auf den Wert von 0,05 Cent pro Kilowattstunde (§ 41 Abs. 3, § 42 EEG 2012) festgesetzt. Deckelungsregelungen finden sich im Übrigen auch bei der KWK-Umlage (§ 9 Abs. 7 S. 2 und 3 KWKG), bei der Offshore-Haftungsumlage (§ 17f Abs. 5 S. 2 und 3 EnWG), der StromNEV-Umlage (§ 19 Abs. 2 S. 14 Halbs. 2 StromNEV in Verbindung mit § 9 Abs. 7 KWKG) sowie der Konzessionsabgabe (§ 2 KAV).

Ziel der Umlagebefreiung für zwischengespeicherten Strom ist ausweislich der Gesetzesbegründung, dass so „Hemmnisse für eine notwendige Entwicklung von Spei-

chern beseitigt“¹⁶⁷ werden können. Ziel der besonderen Ausgleichsregelung für stromintensive Unternehmen und Schienenbahnen ist, „die Stromkosten dieser Unternehmen zu senken und so ihre internationale und intermodale Wettbewerbsfähigkeit zu erhalten“ (§ 40 S. 2 EEG 2012).¹⁶⁸ Die Zielsetzung der Umlageverringerung für PtH-Anlagen ist dagegen eine andere. Hier geht es im Kern weder darum, die Entwicklung einer neuen Technologie zu fördern – die Umwandlung von Strom in Wärme ist altbekannt und technologisch ausgereift –, noch um die Gewährleistung der Wettbewerbsfähigkeit bestimmter Unternehmen. Die Begünstigung für PtH-Anlagen soll vielmehr der Stützung der Transformation des Energiesystems selbst dienen, etwa indem ein weiterer Anstieg der EEG-Umlage abgemildert wird. Diese systemstützende Zielsetzung ist im bestehenden Recht ohne Weiteres umsetzbar.

Die angedachte Deckelungsregelung für PtH lässt sich also nach Inhalt, Rechtsfolge und Zielsetzung in das vorhandene Rechtskonstrukt des EEG einfügen. Hierzu wäre eine neue Norm zu schaffen. Zu beachten ist, dass das Ausnahmeregime der EEG-Umlage im Zuge der Novellierung des EEG diversen Änderungen unterliegen dürfte, die insbesondere den Eigenverbrauch sowie die besondere Ausgleichsregelung betreffen.

Verfassungsrechtliche Zulässigkeit der Umlageverringerung

Die Prüfung der verfassungsrechtlichen Zulässigkeit einer Deckelung der EEG-Umlage für PtH auf 1,5 Cent pro Kilowattstunde kann sich an der Beurteilung der Zulässigkeit der besonderen Ausgleichsregelung nach §§ 40 ff. EEG 2012 (in der aktuell gültigen Fassung) orientieren. Alle derzeitigen Ausnahmetatbestände hinsichtlich der EEG-Umlage treffen die Energieversorgungsunternehmen beziehungsweise im Ergebnis (wirtschaftlich) die nichtprivilegierten Stromabnehmer, denn nach der Systematik des EEG-Ausgleichsmechanismus werden die Kosten für die Differenz zwischen gezahlter EEG-Vergütung und erzielten Einnahmen durch den Stromverkauf auf weniger Schultern verteilt bezie-

165 soll nach dem Willen der Bundesregierung abgeschafft werden

166 vgl. BT-Drs. 17/8877, S. 24

167 BT-Drs. 17/6363, S. 33

168 BT-Drs. 16/8148, S. 64

ungsweise müssen die nichtprivilegierten Stromabnehmer für die Vergünstigungen der Privilegierten aufkommen.¹⁶⁹ Denkbar ist vorliegend zudem, dass gerade weitere Anbieter von Flexibilitätsoptionen, die Strom verbrauchen (insbesondere andere zuschaltbare Lasten), im Vergleich zu PtH-Betreibern benachteiligt werden. Betroffene Grundrechte sind die allgemeine Handlungsfreiheit (Art. 2 Abs. 1 GG), gegebenenfalls die Berufsfreiheit (Art. 12 Abs. 1 GG) sowie der Gleichheitsgrundsatz (Art. 3 Abs. 1 GG). Es kann jedoch vorweggenommen werden, dass die Privilegierung von PtH-Anlagen verfassungsrechtlich gerechtfertigt werden kann.

Eingriff in die allgemeine Handlungsfreiheit (beziehungsweise die Berufsfreiheit) der nichtprivilegierten Stromverbraucher

Da die vorgeschlagene Maßnahme nicht zu einer Erhöhung der EEG-Umlage für die übrigen, nicht privilegierten Stromverbraucher führt (siehe oben 6.3 a. E.), liegt **bereits kein grundrechtsrelevanter Eingriff in die allgemeine Handlungsfreiheit (Art. 2 Abs. 1 GG) oder die Berufsfreiheit (Art. 12 Abs. 1 GG)** vor. Aber selbst wenn man eine solche Erhöhung unterstellen würde und daher das Vorliegen eines Eingriffs in die allgemeine Handlungsfreiheit beziehungsweise im Einzelfall auch in die Berufsfreiheit zu bejahen wäre, so hätte dies keine Auswirkungen, **denn jedenfalls wären die Grundrechtseingriffe in Art. 2 Abs. 1 und Art. 12 Abs. 1 GG verhältnismäßig und damit gerechtfertigt.**¹⁷⁰ Eine Regelung ist dann verhältnismäßig, wenn sie einen legitimen Zweck verfolgt, geeignet, erforderlich und angemessen ist.¹⁷¹

Die Deckelung der EEG-Umlage für PtH-Betreiber auf 1,5 Cent pro Kilowattstunde dient unmittelbar der Transformation hin zu einem Energiesystem, das im Wesentlichen auf Erneuerbare Energien gestützt ist, indem sie zur bes-

169 H. Posser/S. Altenschmidt, in: W. Frenz/H.-J. Müggendorf (Hrsg.): *EEG*, 3. Aufl. 2013, § 37 EEG Rn. 29 f.

170 Die Prüfung von Art. 12 Abs. 1 GG folgt einem eigenen Prüfungsregime (sogenannte Stufenlehre), diese stellt jedoch nur eine Konkretisierung der Verhältnismäßigkeitsprüfung dar, vgl. H.D. Jarass, in: H.D. Jarass/B. Pieroth: *GG*, 12. Aufl. 2012, Art. 12 Rn. 40.

171 H.D. Jarass, in: H.D. Jarass/B. Pieroth: *GG*, 12. Aufl. 2012, Art. 20 GG Rn. 80 ff.

seren Integration von Stromüberschüssen beiträgt. Sie ist dazu geeignet, weil sie den Einsatz von Elektroheizkesseln – im Gegensatz zum Status quo – wirtschaftlich machen kann. Diese können dann eingesetzt werden, um Stromüberschüsse aus Erneuerbaren Energien, die sonst abgeregelt würden, aufzunehmen und in Wärme umzuwandeln. Die Projektpartner erwarten, dass durch den zusätzlichen Verbrauch negative Preise gedämpft werden können. Dies wiederum kann dazu führen, dass die EEG-Umlage entlastet wird. Einer unterstellten Mehrbelastung der Nichtprivilegierten stünde also entgegen, dass durch die Bekämpfung negativer Preise die Differenz zwischen EEG-Vergütung und erzielbarem Markt- oder Börsenpreis geringer ausfallen kann. Die Deckelungshöhe ist so gewählt, dass PtH-Anlagen bei leicht negativen Börsenpreisen wirtschaftlich eingesetzt werden können. Die angedachte Regelung soll der Systemintegration von Stromüberschüssen dienen und nicht dazu, den Einsatz von PtH-Anlagen auch bei positiven Preisen attraktiv zu machen.

Eine gleich geeignete, weniger belastende Regelung ist nicht ersichtlich.¹⁷² Die Entlastungshöhe basiert auf energiewirtschaftlichen Gesamtrechnungen, die eine unnötige Überförderung ausschließen sollen. Die Deckelung der Umlage auf 1,5 Cent pro Kilowattstunde ist so gewählt, dass sie ihren Zweck erfüllt, aber unerwünschte Effekte vermeidet (höhere Erzeugung konventioneller Kraftwerke, PtH-Einsatz bei positiven Preisen).

Schließlich ist die Verringerungsnorm für PtH auch angemessen, da sie „in angemessenem Verhältnis zu dem Gewicht und der Bedeutung des Grundrechts“¹⁷³ steht. Das Bundesverfassungsgericht (BVerfG) verlangt, dass im Rahmen der Prüfung festzustellen ist, „unter welchen Voraussetzungen und wie viele Grundrechtsträger wie intensiven Beeinträchtigungen ausgesetzt sind“.¹⁷⁴ Wie bereits dargestellt (siehe oben 6.3 am Ende) entsteht für die nichtprivilegierten Stromabnehmer keine zusätzliche finanzielle Be-

172 H.D. Jarass, in: H.D. Jarass/B. Pieroth: *GG*, 12. Aufl. 2012, Art. 20 GG Rn. 85

173 BVerfGE 67, 173

174 BVerfGE 100, 376

einträchtigung, sondern ist sogar eine Entlastung bezweckt. Selbst bei einer solchen Belastung würde die avisierte bessere Integration von Stromüberschüssen in das Gesamtsystem eine wichtige Zielsetzung in einem zunehmend volatil geprägten Energiesystem darstellen. Einem unterstellten geringfügigen Grundrechtseingriff stünde damit eine bedeutsame Zielsetzung gegenüber, sodass auch dann von einer verfassungsrechtlichen Rechtfertigung auszugehen wäre.

Verstoß gegen den Gleichheitsgrundsatz

Wo bestimmte Gruppen privilegiert werden, steht immer auch eine Ungleichbehandlung der übrigen Beteiligten im Raum, sodass Art. 3 Abs. 1 GG näher zu prüfen ist. Ein Verstoß gegen den Gleichheitsgrundsatz liegt vor, wenn Gleiches ungleich oder Ungleiches gleich behandelt wird und für die Differenzierung keine Rechtfertigung besteht.¹⁷⁵ Im Fall der Privilegierung bivalenter beziehungsweise hybrider **PtH-Anlagen liegen zwar Ungleichbehandlungen vor**¹⁷⁶ – **diese sind jedoch verfassungsrechtlich gerechtfertigt.**

Das BVerfG zieht abhängig vom betroffenen Regelungsgegenstand eine bloße Willkürformel („hinreichend wichtiger Grund“¹⁷⁷) heran oder führt eine vollständige Verhältnismäßigkeitsprüfung durch.¹⁷⁸ Vorliegend werden Privilegierte und Nichtprivilegierte bei der EEG-Umlage – das liegt in der Natur der Sache – ungleich behandelt. Diese Ungleichbehandlung ist jedoch verhältnismäßig und damit gerechtfertigt, wie sich bereits aus den Ausführungen zur allgemeinen Handlungsfreiheit ergibt, denn sie dient der besseren Integration von Stromüberschüssen und der Entlastung der EEG-Umlage.

175 H.D. Jarass, in: H.D. Jarass/B. Pieroth: GG, 12. Aufl. 2012, Art. 3 GG Rn. 7 ff., 14 ff.

176 Dies gilt natürlich nicht, soweit andere Beteiligte von eigenen Privilegierungsvorschriften profitieren (z. B. Stromspeicher nach § 37 Abs. 4 EEG). Hier fehlt es bereits an einer Ungleichbehandlung.

177 BVerfGE 100, 174

178 H.D. Jarass, in: H.D. Jarass/B. Pieroth: GG, 12. Aufl. 2012, Art. 3 GG Rn. 17

Neben der groben Abgrenzung zwischen Privilegierten und Nichtprivilegierten sind zwei weitere Vergleichsgruppen in den Blick zu nehmen, die nach Vorstellung der Projektpartner in diesem Modell nicht gefördert werden sollen: die Betreiber aller übrigen zuschaltbaren Lasten sowie PtH-Betreiber, die ihren Elektroheizkessel nicht in hybride oder bivalente Systeme einbinden. Auch insoweit dürfte jedoch die verfassungsrechtliche Rechtfertigung zu bejahen sein. Dass gerade und **nur PtH-Anlagen** – und nicht alle zuschaltbaren Lasten¹⁷⁹ – durch die Neuregelung gefördert werden sollen, lässt sich mit der Eigenart von PtH-Anlagen begründen. Diese tragen dazu bei, die Interaktion von Strom- und Wärmesektor stärker zu forcieren und bieten auf diese Weise gegenüber anderen Lasten einen förderungswürdigen Mehrwert. Neben der Aufnahme von Überschussstrom, der ansonsten abgeregelt würde, kann so der Anteil Erneuerbarer Energien im Wärmesektor erhöht werden. Die weitere Beschränkung auf **bivalente oder hybride Systeme** dürfte sicherstellen, dass eine zeitweise Substitution von Brennstoffen erfolgt und zusätzlicher Verbrauch geschaffen wird. Die energietechnisch unerwünschten Nachtspeicherheizungen fallen so aus dem Anwendungsbereich heraus.¹⁸⁰ Der Vorteil gegenüber dem reinen Lastmanagement besteht in dem zusätzlichen Effekt, dass nicht nur der Stromverbrauch an die Gegebenheiten im Netz angepasst werden kann, sondern darüber hinaus fossile Brennstoffe effektiv eingespart werden können.

Hinweis zur beihilferechtlichen Zulässigkeit

Die EU-Kommission hat am 18. Dezember 2013 gegen die Bundesrepublik Deutschland ein Beihilfeverfahren hinsichtlich des EEG 2012 eröffnet (Artikel 108 Absatz 2 AEUV).¹⁸¹ In ihrer Schlussfolgerung trägt sie Folgendes vor: „Die Kommission hat zum jetzigen Stand der Dinge Zweifel an der Vereinbarkeit des Fördermechanismus für Strom aus erneuerbaren Energiequellen und für Strom aus Grubengas, sofern der Finanzierungsmechanismus Einfuhren betrifft, die im Rahmen des EEG förderfähig gewesen wären, wenn

179 insoweit anders als im EinsMan-Modell

180 vgl. IFEU: *Nutzung von Strom aus erneuerbaren Energien in Wärmeanwendungen*, 2012, S. 8 f

181 Eröffnungsbeschluss vom 18.12.2013, SA.33995 (2013/C)

sie in Deutschland erzeugt worden wären, sowie an der Vereinbarkeit der Begrenzung der EEG-Umlage für energieintensive Unternehmen mit dem Vertrag über die Arbeitsweise der Europäischen Union.¹⁸² Die weitere Entwicklung insoweit bleibt abzuwarten (Stand: März 2014); hieraus dürften sich auch Rückschlüsse ableiten lassen, wie eine Verringerung der EEG-Umlage für PtH-Anlagen aus Sicht des Europarechts zu beurteilen sein wird. Für die Vereinbarkeit mit dem europäischen Recht spricht die Systembezogenheit der angedachten Rechtsänderung.¹⁸³ Nebenzwecke, wie etwa die Förderung der Wirtschaft, werden nicht verfolgt.

Ergebnis

Eine Regelung, die für PtH-Anlagen, die in bivalente oder hybride Systeme eingebunden sind, die EEG-Umlage auf 1,5 Cent pro Kilowattstunde begrenzt, erscheint verfassungsrechtlich zulässig. Eingriffe in Art. 2 Abs. 1, 3 Abs. 1 und 12 Abs. 1 GG sind gerechtfertigt. Dies ergibt sich in erster Linie aus dem Ziel der Deckelungsregelung, die Abregelung von EE-Anlagen bei stark negativen Preisen zu verhindern.

Eine Anpassung des Primärenergiefaktors ist in diesem Modell nicht angedacht.

182 SA.33995 (2013/C), S. 60

183 vgl. hierzu auch S. Schlacke/J. Kröger: *Die Privilegierung stromintensiver Unternehmen im EEG – Eine unionsrechtliche Bewertung der besonderen Ausgleichsregelung* (§§ 40 ff. EEG), NVwZ 2013, S. 313 ff.

Abbildungs- und Tabellenverzeichnis

Abbildung Z-1: Übersicht über betrachtete Anwendungsfelder für PtH	7
Abbildung Z-2: Mögliche <i>Power-to-Heat</i> -Strombezugskonzepte	10
Abbildung Z-3: Anfallende Strompreisbestandteile möglicher PtH-Strombezugskonzepte	11
Abbildung Z-4: Illustrative betriebswirtschaftliche Betrachtung des Einsatzes von PtH bei negativen Preisen	12
Abbildung 2-1: Leistungspreise für negative Sekundärregelleistung HT/NT (in EUR/MW je 12h-Zeitscheibe und Woche), 2012 bis 2013	20
Abbildung 2-2: Leistungspreise für negative Minutenreserve (in EUR/MW je 4-Stunden-Produkt), 2012 bis 2013	21
Abbildung 2-3: Arbeitspreis für negative Sekundärregelleistung HT/NT, 2012 bis 2013	22
Abbildung 2-4: Arbeitspreis für negative Minutenreserve, 2012 bis 2013	22
Abbildung 2-5: Preisverfall bei der Minutenreserve	23
Abbildung 2-6: Mögliche PtH-Strombezugskonzepte	24
Abbildung 2-7: Spezifische Investitionskosten für große Heißwasserspeicher	27
Abbildung 2-8: Kosteneffizienz des Wärmespeichers in Abhängigkeit der Vollbenutzungsstunden des BHKW	28
Abbildung 2-9: Negative Strompreise Westdänemark 2011 und 2012	31
Abbildung 2-10: Beispielverlauf Anlageneinsatz des Fernwärmesystems in Ringkøbing	32
Abbildung 2-11: Installierte PtH-Leistung in Dänemark	34
Abbildung 3-1: Anfallende Strompreisbestandteile möglicher PtH-Strombezugskonzepte	51
Abbildung 4-1: Wärmelast des Fernwärmenetzes (links in zeitlicher Reihenfolge) und Auslegung des 80 MW _{th} -GuD gemäß der geordneten Jahresdauerlinie der Wärmelast (rechts)	59
Abbildung 4-2: Anlageneinsatz für das Fernwärmenetz mit Steinkohleheizkraftwerk in zeitlicher Auflösung – derzeitige Regelung (links) und mögliche zukünftige Regelung (rechts) auf Basis des <i>Day-ahead</i> -Marktes im Jahr 2012	62
Abbildung 4-3: Anlageneinsatz im Fernwärmenetz mit Steinkohle-HKW für zwei exemplarische Wochen bei derzeitiger Regelung	63
Abbildung 4-4: Anlageneinsatz im Fernwärmenetz mit Steinkohle-HKW für zwei exemplarische Wochen bei möglicher zukünftiger Regelung	63
Abbildung 4-5: Wärmelastdeckung (Jahresdauerlinien) für das Fernwärmenetz mit GuD-Heizkraftwerk – derzeitige Regelung (links) und mögliche zukünftige Regelung (rechts) auf Basis des <i>Day-ahead</i> -Marktes im Jahr 2012	64
Abbildung 4-6: Anlageneinsatz erste Januarwoche für das Fernwärmenetz mit GuD-Heizkraftwerk bei derzeitiger Regelung (links) und möglicher zukünftiger Regelung (rechts)	65
Abbildung 4-7: Eingesetzte Optionen der Wärmeerzeugung mit Erdgas-BHKW in Abhängigkeit des Strommarktpreises und der Höhe des Wärmebedarfs – derzeitige Regelung (links) und mögliche zukünftige Regelung (rechts) auf Basis des <i>Day-ahead</i> -Marktes im Jahr 2012	66
Abbildung 4-8: Abschätzung der Erlöse für PtH im Regelleistungsmarkt und bei Fremdstrombezug über die Börse in verschiedenen Wärmeversorgungssystemen sowie Abschätzung der jährlichen Kosten	68
Abbildung 5-1: Jahresverlauf Wärmesenkenpotenzial für PtH im Bereich Fernwärme	73
Abbildung 5-2: Jahresverlauf Wärmesenkenpotenzial für PtH im Bereich Industrie	74
Abbildung 5-3: Größe ausgewählter Fernwärmenetze in Schleswig-Holstein und Hamburg	75
Abbildung 5-4: Dauer und geografische Verteilung von EinsMan-Einsätzen nach Postleitzahlen im Jahr 2012	79
Abbildung 5-5: Entwicklung von EinsMan-Strommengen (Aufteilung der abgeregelten Energie auf Netzebenen im Jahr 2012 noch nicht veröffentlicht, Tendenz im Vergleich zu 2011 steigend)	80

Abbildungs- und Tabellenverzeichnis

Abbildung 5-6:	Abregelungsdauer aller EinsMan-Einsätze im Bereich der Schleswig-Holstein Netz AG für verschiedene Abregelungsstufen und gleichzeitiger Spotmarktpreis (<i>Day-ahead</i>)	81
Abbildung 5-7:	Residuallasten und EE-Einspeisung, Szenario B 2023 des NEP 2013, Wetterjahr 2011	83
Abbildung 5-8:	Netzregionenmodell des Fraunhofer IWES zur Auswertung der Übertragungsnetzengpässe von Schleswig-Holstein und Hamburg	84
Abbildung 5-9:	Extremfallbetrachtung – Stromüberschüsse Schleswig-Holsteins und Hamburgs auf Basis des Szenarios B 2023 des NEP 2013 ohne weiteren Netzausbau	84
Abbildung 5-10:	Nationale EE-Einspeisung, Residuallast und Überschüsse (Szenario B 2023 des NEP 2013 Basis-Szenario, Wetterjahr 2010 und 2011)	86
Abbildung 5-11:	Saisonaler Verlauf eines Fernwärme- und Industrielastgangs sowie regionale und nationale EE-Überschüsse des Wetterjahres 2011	87
Abbildung 6-1:	Schematische Darstellung der Zuordnung von PtH-Anlagen zu leitungsspezifischen Pools	93
Abbildung 6-2:	Abrufreihenfolge je leitungsspezifischem Pool für die Beispiele wenig Wettbewerb (hellere Farben: PtH-Leistung ist kleiner als der EinsMan-Bedarf) und viel Wettbewerb (dunklere Farben: PtH-Leistung ist größer als der EinsMan-Bedarf)	95
Abbildung 6-3:	Systematik des Erlöspotenzials aufgrund negativer Preise für PtH – beispielhaft für 2012 und 2013 mit und ohne Umsetzung der Handlungsempfehlung	109
Abbildung 6-4:	Mögliche Deckungsbeiträge für PtH in Zukunft	109
Abbildung 0-1:	Anlageneinsatz für das Fernwärmenetz mit Steinkohle-Heizkraftwerk in zeitlicher Auflösung – derzeitige Regelung (links) und mögliche zukünftige Regelung (rechts) auf Basis des <i>Day-Ahead</i> -Marktes in 2012	siehe Anhang
Abbildung 0-2:	Wärmelastdeckung (Jahresdauerlinien) für das Fernwärmenetz mit Steinkohle-Heizkraftwerk – derzeitige Regelung (links) und mögliche zukünftige Regelung (rechts) auf Basis des <i>Day-Ahead</i> -Marktes in 2012	siehe Anhang
Abbildung 0-3:	Eingesetzte Optionen der Wärmeerzeugung mit Steinkohle-Heizkraftwerk in Abhängigkeit des Strommarktpreises und der Höhe des Wärmebedarfs – derzeitige Regelung (links) und mögliche zukünftige Regelung (rechts) auf Basis des <i>Day-ahead</i> -Marktes in 2012	siehe Anhang
Abbildung 0-4:	Anlageneinsatz für das Fernwärmenetz mit GuD-Heizkraftwerk in zeitlicher Auflösung – derzeitige Regelung (links) und mögliche zukünftige Regelung (rechts) auf Basis des <i>Day-ahead</i> -Marktes in 2012	siehe Anhang
Abbildung 0-5:	Wärmelastdeckung (Jahresdauerlinien) für das Fernwärmenetz mit GuD-Heizkraftwerk – derzeitige Regelung (links) und mögliche zukünftige Regelung (rechts) auf Basis des <i>Day-Ahead</i> -Marktes in 2012	siehe Anhang
Abbildung 0-6:	Eingesetzte Optionen der Wärmeerzeugung mit GuD-Heizkraftwerk in Abhängigkeit des Strommarktpreises und der Höhe des Wärmebedarfs – derzeitige Regelung (links) und mögliche zukünftige Regelung (rechts) auf Basis des <i>Day-ahead</i> -Marktes im Jahr 2012	siehe Anhang
Abbildung 0-7:	Anlageneinsatz für das Fernwärmenetz mit Erdgas-BHK in zeitlicher Auflösung – derzeitige Regelung (links) und mögliche zukünftige Regelung (rechts) auf Basis des <i>Day-Ahead</i> -Marktes in 2012	siehe Anhang
Abbildung 0-8:	Wärmelastdeckung (Jahresdauerlinien) für das Fernwärmenetz mit Erdgas-BHKW – derzeitige Regelung (links) und mögliche zukünftige Regelung (rechts) auf Basis des <i>Day-Ahead</i> -Marktes in 2012	siehe Anhang

Abbildungs- und Tabellenverzeichnis

Abbildung 0-9:	Eingesetzte Optionen der Wärmeerzeugung mit Erdgas-BHKW in Abhängigkeit des Strommarktpreises und der Höhe des Wärmebedarfs – derzeitige Regelung (links) und mögliche zukünftige Regelung (rechts) auf Basis des <i>Day-Ahead</i> -Markt in 2012	siehe Anhang
<hr/>		
Tabelle Z-1:	Vorschläge zur Versteigerung von Strom aus Erneuerbaren Energien der sonst aufgrund von Netzengpässen abgeregelt würde (EinsMan-Strom)	14
Tabelle 2-1:	Eckdaten des Regelleistungsmarktes	19
Tabelle 2-2:	Historischer Vergleich von Steuern und Abgaben auf Heizstrom in Dänemark und Deutschland	33
Tabelle 4-1:	Technische und ökonomische Daten für die Simulation der Fernwärmenetze	61
Tabelle 5-1:	Wärmeerzeugung (Endenergie inkl. Netzverluste) nach Energieträger in Schleswig-Holstein und Hamburg, 2010	72
Tabelle 5-2:	EE-Ausbau nach Szenario B 2023 des Netzentwicklungsplan 2013	82
Tabelle 6-1:	Nutzbarmachung von EinsMan-Strom	91
Tabelle 6-2:	Jährliche Erlösmöglichkeiten für PtH im EinsMan-Vermarktungsmodell in Abhängigkeit der wichtigsten Einflussfaktoren	96
Tabelle 6-3:	Veranschaulichung eines exemplarischen Grenzpreises von PtH bei ausschließlicher Nutzung eines Erdgaskessels (im Winter oder wenn die KWK-Anlage bei negativen Preisen vom Strommarkt verdrängt ist)	106
Tabelle 0-1:	Elektrokessel in Deutschland	siehe Anhang
Tabelle 0-2:	Elektrokessel in Dänemark	siehe Anhang
Tabelle 0-3:	Großwärmepumpen in Dänemark	siehe Anhang
Tabelle 0-4:	Auswertung Krafwerkseinsatz Steinkohle-Heizkraftwerk Day-Ahead-Markt in 2012	siehe Anhang
Tabelle 0-5:	Auswertung Krafwerkseinsatz GuD-Heizkraftwerk Day-Ahead-Markt in 2012	siehe Anhang
Tabelle 0-6:	Auswertung Krafwerkseinsatz Erdgas-BHKW Day-Ahead-Markt in 2012	siehe Anhang
Tabelle 0-7:	Jährliche Erlösmöglichkeiten für PtH im EinsMan-Vermarktungsmodell in Abhängigkeit der wichtigsten Einflussfaktoren (hohe Finanzierungsanforderungen)	siehe Anhang

Literaturverzeichnis

Agora Energiewende (2012a): *Erneuerbare Energien und Stromnachfrage im Jahr 2022*. Illustration der anstehenden Herausforderungen der Energiewende in Deutschland

Agora Energiewende (2012b): *Brauchen wir einen Kapazitätsmarkt?* Dokumentation der Stellungnahmen der Referenten der Diskussionsveranstaltung am 24.8.2012 im ProjektZentrum Berlin der Stiftung Mercator

Bundesumweltministerium (2012a): *Die wichtigsten Änderungen der EEG-Novelle zur Photovoltaik 2012*, Hintergrundpapier auf www.erneuerbare-energien.de

Bundesumweltministerium (2012b): *Vergütungssätze, Degression und Berechnungsbeispiele nach dem neuen Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) vom 04. August 2011 (EEG 2012)*, Hintergrundpapier auf www.erneuerbare-energien.de

Bundesumweltministerium (2012c): *Bericht der Arbeitsgruppe Interaktion der Plattform Erneuerbare Energien; Anhang „Flexibilitätsoptionen: Potenziale und Hemmnisse“*.

Consentec/r2b (2010a): *„Voraussetzung einer optimalen Integration erneuerbarer Energien in das Stromversorgungssystem“*, Studie im Auftrag des Bundeswirtschaftsministeriums

Consentec/r2b (2010b): *Förderung der Direktvermarktung und der bedarfsgerechten Einspeisung von Strom aus Erneuerbaren Energien*; Studie im Auftrag des Bundeswirtschaftsministeriums

Consentec (2012): *Praktikabel umsetzbare Ausgestaltung einer Strategischen Reserve*, Gutachten im Auftrag des BDEW.

Cramton, P., Ockenfels, A. (2011): *Economics and design of capacity markets for the power sector*. *Zeitschrift für Energiewirtschaft* (36) 2, S. 113-134

Düsseldorfer Institut für Wettbewerbsökonomie (DICE) (2011): *Vor- und Nachteile alternativer Kapazitätsmechanismen in Deutschland*, Gutachten im Auftrag der RWE AG.

Deutsche Energie-Agentur (dena) (2012): *Präsentationen auf der Conference on Capacity Mechanisms: Experiences in various European Countries*, zum Download unter <http://www.dena.de/veranstaltungen/archiv/conference-on-capacity-mechanisms-experiences-in-various-european-countries.html>

DIW/Fraunhofer ISI/CPI (2011): *Untersuchung des Energie-sparpotentials für das Nachfolgemodell ab dem Jahr 2013ff zu den Steuerbegünstigungen für Unternehmen des Produzierenden Gewerbes sowie der Land- und Forstwirtschaft bei der Energie- und Stromsteuer*, Gutachten im Auftrag des Bundesfinanzministeriums.

DLR/Fraunhofer IWES/IfnE (2012): *Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global*; Studie im Auftrag des Bundesumweltministeriums

DWD (2012): *Datenbank der monatlichen Temperaturen in Deutschland*, verfügbar unter www.dwd.de (unter Klimadaten online frei > Klimadaten Deutschland > Messstationen > Monatswerte)

EnBW (2012): *Entwicklung der Märkte für Flexibilität: Inwieweit wird eine flexible Fahrweise konventioneller Kraftwerke angereizt?*; Präsentation auf dem DENA Dialogforum „Retrofit und Flexibilisierung konventioneller Kraftwerke“

ECF (2010): *Roadmap 2050 – a practical guide to a prosperous, low carbon Europe*.

Agora Energiewende (2012a): *Erneuerbare Energien und Stromnachfrage im Jahr 2022*. Illustration der anstehenden Herausforderungen der Energiewende in Deutschland

Agora Energiewende (2012b): *Brauchen wir einen Kapazitätsmarkt?* Dokumentation der Stellungnahmen der Referenten der Diskussionsveranstaltung am 24.8.2012 im ProjektZentrum Berlin der Stiftung Mercator

Literaturverzeichnis

Bundesumweltministerium (2012a): *Die wichtigsten Änderungen der EEG-Novelle zur Photovoltaik 2012*, Hintergrundpapier auf www.erneuerbare-energien.de

Bundesumweltministerium (2012b): *Vergütungssätze, Degression und Berechnungsbeispiele nach dem neuen Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) vom 04. August 2011* (EEG 2012), Hintergrundpapier auf www.erneuerbare-energien.de

Bundesumweltministerium (2012c): *Bericht der Arbeitsgruppe Interaktion der Plattform Erneuerbare Energien*; Anhang „Flexibilitätsoptionen: Potenziale und Hemmnisse“.

Consentec/r2b (2010a): *„Voraussetzung einer optimalen Integration erneuerbarer Energien in das Stromversorgungssystem“*, Studie im Auftrag des Bundeswirtschaftsministeriums

Consentec/r2b (2010b): *Förderung der Direktvermarktung und der bedarfsgerechten Einspeisung von Strom aus Erneuerbaren Energien*; Studie im Auftrag des Bundeswirtschaftsministeriums

Consentec (2012): *Praktikabel umsetzbare Ausgestaltung einer Strategischen Reserve*, Gutachten im Auftrag des BDEW.

Cramton, P., Ockenfels, A. (2011): *Economics and design of capacity markets for the power sector*. *Zeitschrift für Energiewirtschaft* (36) 2, S. 113-134

Düsseldorfer Institut für Wettbewerbsökonomie (DICE) (2011): *Vor- und Nachteile alternativer Kapazitätsmechanismen in Deutschland*, Gutachten im Auftrag der RWE AG.

Deutsche Energie-Agentur (dena) (2012): *Präsentationen auf der Conference on Capacity Mechanisms: Experiences in various European Countries*, zum Download unter <http://www.dena.de/veranstaltungen/archiv/conference-on-capacity-mechanisms-experiences-in-various-european-countries.html>

DIW/Fraunhofer ISI/CPI (2011): *Untersuchung des Energie-sparpotentials für das Nachfolgemodell ab dem Jahr 2013ff*

zu den Steuerbegünstigungen für Unternehmen des Produzierenden Gewerbes sowie der Land- und Forstwirtschaft bei der Energie- und Stromsteuer, Gutachten im Auftrag des Bundesfinanzministeriums.

DLR/Fraunhofer IWES/IfnE (2012): *Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global*; Studie im Auftrag des Bundesumweltministeriums

DWD (2012): *Datenbank der monatlichen Temperaturen in Deutschland*, verfügbar unter www.dwd.de (unter Klimadaten online frei > Klimadaten Deutschland > Messstationen > Monatswerte)

EnBW (2012): *Entwicklung der Märkte für Flexibilität: Inwieweit wird eine flexible Fahrweise konventioneller Kraftwerke angereizt?*; Präsentation auf dem DENA Dialogforum „Retrofit und Flexibilisierung konventioneller Kraftwerke“

ECF (2010): *Roadmap 2050 – a practical guide to a prosperous, low carbon Europe*.

Literaturverzeichnis

Agora Energiewende (2012a): *Erneuerbare Energien und Stromnachfrage im Jahr 2022*. Illustration der anstehenden Herausforderungen der Energiewende in Deutschland

Agora Energiewende (2012b): *Brauchen wir einen Kapazitätsmarkt?* Dokumentation der Stellungnahmen der Referenten der Diskussionsveranstaltung am 24.8.2012 im ProjektZentrum Berlin der Stiftung Mercator

Bundesumweltministerium (2012a): *Die wichtigsten Änderungen der EEG-Novelle zur Photovoltaik 2012*, Hintergrundpapier auf www.erneuerbare-energien.de

Bundesumweltministerium (2012b): *Vergütungssätze, Degression und Berechnungsbeispiele nach dem neuen Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) vom 04. August 2011 (EEG 2012)*, Hintergrundpapier auf www.erneuerbare-energien.de

Bundesumweltministerium (2012c): *Bericht der Arbeitsgruppe Interaktion der Plattform Erneuerbare Energien; Anhang „Flexibilitätsoptionen: Potenziale und Hemmnisse“*.

Consentec/r2b (2010a): *„Voraussetzung einer optimalen Integration erneuerbarer Energien in das Stromversorgungssystem“*, Studie im Auftrag des Bundeswirtschaftsministeriums

Consentec/r2b (2010b): *Förderung der Direktvermarktung und der bedarfsgerechten Einspeisung von Strom aus Erneuerbaren Energien*; Studie im Auftrag des Bundeswirtschaftsministeriums

Consentec (2012): *Praktikabel umsetzbare Ausgestaltung einer Strategischen Reserve*, Gutachten im Auftrag des BDEW.

Cramton, P., Ockenfels, A. (2011): *Economics and design of capacity markets for the power sector*. *Zeitschrift für Energiewirtschaft* (36) 2, S. 113-134

Düsseldorfer Institut für Wettbewerbsökonomie (DICE) (2011): *Vor- und Nachteile alternativer Kapazitätsmechanismen in Deutschland*, Gutachten im Auftrag der RWE AG.

Deutsche Energie-Agentur (dena) (2012): *Präsentationen auf der Conference on Capacity Mechanisms: Experiences in various European Countries*, zum Download unter <http://www.dena.de/veranstaltungen/archiv/conference-on-capacity-mechanisms-experiences-in-various-european-countries.html>

DIW/Fraunhofer ISI/CPI (2011): *Untersuchung des Energie-sparpotentials für das Nachfolgemodell ab dem Jahr 2013ff zu den Steuerbegünstigungen für Unternehmen des Produzierenden Gewerbes sowie der Land- und Forstwirtschaft bei der Energie- und Stromsteuer*, Gutachten im Auftrag des Bundesfinanzministeriums.

DLR/Fraunhofer IWES/IfnE (2012): *Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global*; Studie im Auftrag des Bundesumweltministeriums

DWD (2012): *Datenbank der monatlichen Temperaturen in Deutschland*, verfügbar unter www.dwd.de (unter Klimadaten online frei > Klimadaten Deutschland > Messstationen > Monatswerte)

EnBW (2012): *Entwicklung der Märkte für Flexibilität: Inwieweit wird eine flexible Fahrweise konventioneller Kraftwerke angereizt?*; Präsentation auf dem DENA Dialogforum „Retrofit und Flexibilisierung konventioneller Kraftwerke“

ECF (2010): *Roadmap 2050 – a practical guide to a prosperous, low carbon Europe*.

Agora Energiewende (2012a): *Erneuerbare Energien und Stromnachfrage im Jahr 2022*. Illustration der anstehenden Herausforderungen der Energiewende in Deutschland

Agora Energiewende (2012b): *Brauchen wir einen Kapazitätsmarkt?* Dokumentation der Stellungnahmen der Referenten der Diskussionsveranstaltung am 24.8.2012 im ProjektZentrum Berlin der Stiftung Mercator

Literaturverzeichnis

Bundesumweltministerium (2012a): *Die wichtigsten Änderungen der EEG-Novelle zur Photovoltaik 2012*, Hintergrundpapier auf www.erneuerbare-energien.de

Bundesumweltministerium (2012b): *Vergütungssätze, Degression und Berechnungsbeispiele nach dem neuen Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) vom 04. August 2011* (EEG 2012), Hintergrundpapier auf www.erneuerbare-energien.de

Bundesumweltministerium (2012c): *Bericht der Arbeitsgruppe Interaktion der Plattform Erneuerbare Energien*; Anhang „Flexibilitätsoptionen: Potenziale und Hemmnisse“.

Consentec/r2b (2010a): *„Voraussetzung einer optimalen Integration erneuerbarer Energien in das Stromversorgungssystem“*, Studie im Auftrag des Bundeswirtschaftsministeriums

Consentec/r2b (2010b): *Förderung der Direktvermarktung und der bedarfsgerechten Einspeisung von Strom aus Erneuerbaren Energien*; Studie im Auftrag des Bundeswirtschaftsministeriums

Consentec (2012): *Praktikabel umsetzbare Ausgestaltung einer Strategischen Reserve*, Gutachten im Auftrag des BDEW.

Cramton, P., Ockenfels, A. (2011): *Economics and design of capacity markets for the power sector*. *Zeitschrift für Energiewirtschaft* (36) 2, S. 113-134

Düsseldorfer Institut für Wettbewerbsökonomie (DICE) (2011): *Vor- und Nachteile alternativer Kapazitätsmechanismen in Deutschland*, Gutachten im Auftrag der RWE AG.

Deutsche Energie-Agentur (dena) (2012): *Präsentationen auf der Conference on Capacity Mechanisms: Experiences in various European Countries*, zum Download unter <http://www.dena.de/veranstaltungen/archiv/conference-on-capacity-mechanisms-experiences-in-various-european-countries.html>

DIW/Fraunhofer ISI/CPI (2011): *Untersuchung des Energie-sparpotentials für das Nachfolgemodell ab dem Jahr 2013ff*

zu den Steuerbegünstigungen für Unternehmen des Produzierenden Gewerbes sowie der Land- und Forstwirtschaft bei der Energie- und Stromsteuer, Gutachten im Auftrag des Bundesfinanzministeriums.

DLR/Fraunhofer IWES/IfnE (2012): *Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global*; Studie im Auftrag des Bundesumweltministeriums

DWD (2012): *Datenbank der monatlichen Temperaturen in Deutschland*, verfügbar unter www.dwd.de (unter Klimadaten online frei > Klimadaten Deutschland > Messstationen > Monatswerte)

EnBW (2012): *Entwicklung der Märkte für Flexibilität: Inwieweit wird eine flexible Fahrweise konventioneller Kraftwerke angereizt?*; Präsentation auf dem DENA Dialogforum „Retrofit und Flexibilisierung konventioneller Kraftwerke“

ECF (2010): *Roadmap 2050 – a practical guide to a prosperous, low carbon Europe*.

Publikationen von Agora Energiewende

Alle Publikationen finden Sie auf unserer Internetseite:
www.agora-energiewende.de

AUF DEUTSCH

12 Thesen zur Energiewende

Ein Diskussionsbeitrag zu den wichtigsten Herausforderungen im Strommarkt (Lang- und Kurzfassung)

Ausschreibungen für Erneuerbare Energien

Welche Fragen sind zu prüfen?

Das deutsche Energiewende-Paradox. Ursachen und Herausforderungen

Eine Analyse des Stromsystems von 2010 bis 2030 in Bezug auf Erneuerbare Energien, Kohle, Gas, Kernkraft und CO₂-Emissionen

Der Spotmarktpreis als Index für eine dynamische EEG-Umlage

Vorschlag für eine verbesserte Integration Erneuerbarer Energien durch Flexibilisierung der Nachfrage

Effekte regional verteilter sowie Ost-/West-ausgerichteter Solarstromanlagen

Eine Abschätzung systemischer und ökonomischer Effekte verschiedener Zubauszenarien der Photovoltaik

Ein radikal vereinfachtes EEG 2.0 und ein umfassender Marktdesign-Prozess

Konzept für ein zweistufiges Verfahren 2014-2017

Ein robustes Stromnetz für die Zukunft

Methodenvorschlag zur Planung – Kurzfassung einer Studie von BET Aachen

Entwicklung der Windenergie in Deutschland

Eine Beschreibung von aktuellen und zukünftigen Trends und Charakteristika der Einspeisung von Windenergieanlagen

Kapazitätsmarkt oder Strategische Reserve: Was ist der nächste Schritt?

Eine Übersicht über die in der Diskussion befindlichen Modelle zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit in Deutschland

Kostenoptimaler Ausbau der Erneuerbaren Energien in Deutschland

Ein Vergleich möglicher Strategien für den Ausbau von Wind- und Solarenergie in Deutschland bis 2033

Lastmanagement als Beitrag zur Deckung des Spitzenlastbedarfs in Süddeutschland

Endbericht einer Studie von Fraunhofer ISI und der Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft

Negative Strompreise: Ursache und Wirkungen

Eine Analyse der aktuellen Entwicklungen – und ein Vorschlag für ein Flexibilitätsgesetz

Positive Effekte von Energieeffizienz auf den deutschen Stromsektor

Endbericht einer Studie von der Prognos AG und dem Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft (IAEW)

Publikationen von Agora Energiewende

Reform des Konzessionsabgabenrechts

Gutachten vorgelegt von Raue LLP

Strommarktdesign im Vergleich: Ausgestaltungsoptionen eines Kapazitätsmarkts

Dokumentation der Stellungnahmen der Referenten für die Diskussionsveranstaltung am 10. Juni 2013 in Berlin

Stromverteilnetze für die Energiewende

Empfehlungen des Stakeholder-Dialogs Verteilnetze für die Bundesrepublik – Schlussbericht

Vergütung von Windenergieanlagen an Land über das Referenzertragsmodell

Vorschlag für eine Weiterentwicklung des Referenzertragsmodells und eine Anpassung der Vergütungshöhe

Vorschlag für eine Reform der Umlage-Mechanismen im Erneuerbare Energien Gesetz (EEG)

Studie des Öko-Instituts im Auftrag von Agora Energiewende

Zusammenhang von Strombörsen und Endkundenpreisen

Studie von Energy Brainpool

AUF ENGLISCH

12 Insights on Germany's Energiewende

An Discussion Paper Exploring Key Challenges for the Power Sector

A radically simplified EEG 2.0 in 2014

Concept for a two-step process 2014-2017

Benefits of Energy Efficiency on the German Power Sector

Final report of a study conducted by Prognos AG and IAEW

Comparing Electricity Prices for Industry

An elusive task – illustrated by the German case

Comparing the Cost of Low-Carbon Technologies: What is the Cheapest Option?

An analysis of new wind, solar, nuclear and CCS based on current support schemes in the UK and Germany

Cost Optimal Expansion of Renewables in Germany

A comparison of strategies for expanding wind and solar power in Germany

Load Management as a Way of Covering Peak Demand in Southern Germany

Final report on a study conducted by Fraunhofer ISI and Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft

The German Energiewende and its Climate Paradox

An Analysis of Power Sector Trends for Renewables, Coal, Gas, Nuclear Power and CO₂ Emissions, 2010-2030

Wie gelingt uns die Energiewende?

Welche konkreten Gesetze, Vorgaben und Maßnahmen sind notwendig, um die Energiewende zum Erfolg zu führen? Agora Energiewende will helfen, den Boden zu bereiten, damit Deutschland in den kommenden Jahren die Weichen richtig stellt. Wir verstehen uns als Denk- und Politiklabor, in dessen Mittelpunkt der Dialog mit den relevanten energiepolitischen Akteuren steht.



Agora Energiewende

Rosenstraße 2 | 10178 Berlin

T +49. (0)30. 284 49 01-00

F +49. (0)30. 284 49 01-29

www.agora-energiewende.de

info@agora-energiewende.de

