

Kosten- und CO₂-Effekte von Power-to-Heat im Markt für negative Sekundärregelleistung

Diana Böttger, Thomas Bruckner

Universität Leipzig, Institut für Infrastruktur und Ressourcenmanagement

Grimmaische Straße 12, D-04109 Leipzig

Tel. +49 (0) 341/ 97 33 518, Fax +49 (0) 341/ 97 33 538

E-Mail: diana.boettger@wifa.uni-leipzig.de

Internetadresse: <http://www.wifa.uni-leipzig.de/iirm/energiemanagement.html>

Kurzfassung: Zur Sicherstellung einer zuverlässigen Stromversorgung werden verschiedene Systemdienstleistungen benötigt. Zurzeit werden diese – u.a. bedingt durch das derzeitige Marktdesign – vorwiegend von konventionellen Kraftwerken erbracht. So ist Sekundärregelleistung in Deutschland für einen Zeitraum von einer Woche vorzuhalten, was eine Markteintrittsbarriere z.B. für erneuerbare Energien darstellt. Die Vorhaltung negativer Sekundärregelleistung kann im Fall geringer Residualstromnachfrage zu einer hohen Must-Run Stromerzeugung von Grundlastkraftwerken führen. Da sich in solchen Zeiten in der Regel geringere Großhandelspreise einstellen, führt dies zu hohen Opportunitätskosten. Zukünftig kann sich dieser Konflikt noch verstärken, wenn der Anteil der wetterabhängigen Stromerzeugung weiter zunimmt.

Power-to-Heat-Anlagen in Fernwärmenetzen könnten negative Sekundärregelleistung sehr flexibel und verhältnismäßig preisgünstig bereitstellen. Im Rahmen der vorliegenden Analyse wird deshalb untersucht, welchen Einfluss es auf die Kosten und die CO₂-Emissionen der Stromerzeugung hätte, wenn im Markt für negative Sekundärregelleistung 1.000 MW_{el} in Form von Power-to-Heat-Anlagen zur Verfügung stehen würden. Die entsprechenden Analysen werden für das Jahr 2012 und für einen Zeitpunkt nach Ende der Kernenergienutzung in der BRD (Jahr 2025) durchgeführt.

Im gesamten Jahr 2012 betragen die Kosten für die Vorhaltung negativer Sekundärregelleistung für die letzten 1.000 MW rund 123 Mio. €. Sie liegen somit deutlich über den Kapitalkosten der Power-to-Heat-Anlagen in Höhe von 40 Mio. € bei heutigen Anlagenpreisen. Weiterhin wäre es mithilfe der Power-to-Heat-Anlagen möglich gewesen, die CO₂-Emissionen des Stromsektors im gesamten Jahr 2012 um 0,5 % (1,36 Mio. t) zu reduzieren. Dieser Effekt resultiert aus der Vermeidung eines Teils der Must-Run Stromerzeugung von Grundlastkraftwerken, die ansonsten in Zeiten geringer Residuallasten für Systemdienstleistungen am Netz bleiben müssen.

Im Jahr 2025 könnten die Power-to-Heat-Anlagen zu einer Reduktion der volkswirtschaftlichen Stromerzeugungskosten in Höhe von 100 - 200 Mio. € beitragen. Diese Einsparung würde deren Kapitalkosten deutlich übersteigen. Der positive Effekt fiel bei zu erwartenden Kostensenkungen der Power-to-Heat-Anlagentechnik noch größer aus. Zusätzlich könnten mithilfe der Power-to-Heat-Anlagen die CO₂-Emissionen des Stromsektors in Deutschland um 0,6 - 1 % (1,3 - 2 Mio. t) gesenkt werden.

Keywords: Power-to-Heat, Fernwärmeversorgung, Regelleistung, Strommarktmodell

1 Einführung

Der Markt für Regelleistung zur Absicherung der Stabilität des Stromnetzes nimmt unter den Systemdienstleistungen eine wichtige Rolle ein. Derzeit wird Regelleistung vorwiegend durch thermische Kraftwerke bereitgestellt, die in diesem Marktsegment sowohl positive (Leistungserhöhung) als auch negative Reserve (Leistungsabsenkung) bereithalten. Insbesondere die Vorhaltung von negativer Regelleistung führt aufgrund der technisch erforderlichen Mindestleistung thermischer Kraftwerke zu einer nicht unerheblichen sogenannten Must-Run Erzeugung, die als fester Sockel auf der Angebotsseite im Strommarkt verbleibt. Darüber hinaus beträgt der Gebotszeitraum für Sekundärregelleistung aktuell eine Woche, sodass die eingesetzten Kraftwerke ihre Leistung auch für den gesamten Zeitraum vorhalten müssen. Anlagen zur Nutzung fluktuierender erneuerbarer Energien können derzeit kaum Sekundärregelleistung bereitstellen, da sich die Prognosegüte für den Zeitraum einer Woche sehr stark verschlechtert. Vor diesem Hintergrund wird deutlich, dass im Fall einer geringen Residualstromnachfrage die systemtechnisch bedingte Verpflichtung thermischer Kraftwerke zur Reservevorhaltung zusätzliche CO₂-Emissionen und eine erhöhte Volatilität des Strompreises am Spotmarkt verursacht – teilweise mit erheblichen negativen Preisen. Eine kosten- und klimapolitisch günstige Alternative bieten bivalent betriebene Elektrokessel (Power-to-Heat) in der Fernwärmeerzeugung, die neben der Bereitstellung negativer Sekundärregelleistung auch stabilisierend auf den Spotmarktpreis wirken.

Die Anwendung von Power-to-Heat in der Fernwärmeerzeugung bietet diverse Vorteile. Die Errichtung der Anlagentechnik ist vergleichsweise kostengünstig und aufgrund der Marktreife der Technologie und des geringen Anpassungsaufwands der Infrastruktur im Strom- und Fernwärmesektor sofort umsetzbar. Durch die Koppelung des Strom- und Wärmesektors können die bestehenden und ausbaufähigen Speicherpotenziale des Wärmenetzes umgehend für die überschüssigen Strommengen aus dem Stromnetz genutzt werden. Zudem ist die Umwandlung von überschüssigem Strom in Wärme mit einem energetischen Wirkungsgrad von 98 % sehr effizient.

Insgesamt beträgt das technische Power-to-Heat-Potenzial allein in den großen Fernwärmenetzen in der Regelzone der 50Hertz Transmission GmbH 5,6 GW_{el} (Götz *et al.* 2013). Im Rahmen der vorliegenden Analyse wird deshalb untersucht, welchen Einfluss es auf die Kosten und die CO₂-Emissionen der Stromerzeugung hätte, wenn im Markt für negative Sekundärregelleistung 1.000 MW_{el} in Form von Power-to-Heat-Anlagen zur Verfügung stehen würden. Die entsprechenden Analysen werden für das Jahr 2012 und für einen Zeitpunkt nach Ende der Kernenergienutzung in der BRD (Jahr 2025) durchgeführt.

Im folgenden zweiten Kapitel werden die Methodik der Untersuchung sowie die getroffenen Annahmen dargestellt. Im dritten Kapitel werden die erhaltenen Ergebnisse vorgestellt und diskutiert. Kapitel 4 fasst die Erkenntnisse zusammen.

2 Methodik und verwendete Daten

Mithilfe des Strommarktmodells MICOES-Europe wird der stündliche Kraftwerkseinsatz aller deutschen Kraftwerke unter Einbeziehung der Stromtransfers mit den über Grenzkuppelstellen verbundenen Nachbarländern untersucht. Im Modell werden der

Großhandelsstrommarkt (Day-ahead) sowie der Regelenergiemarkt (Sekundär- und Minutenreserve) abgebildet.

Zunächst wird eine Untersuchung für das historische Jahr 2012 durchgeführt. Hierfür werden die relevanten Daten dieses Jahres (Stromverbrauch, Einspeisung aus erneuerbaren Energien, Brennstoff- und CO₂-Preise, Kraftwerksverfügbarkeiten etc.) dem Modell in Form von Parametern vorgegeben. Dabei wird ein Szenario, in dem 1.000 MW Power-to-Heat-Anlagen für negative Sekundärregelleistung zur Verfügung stehen, einem Referenzszenario ohne Power-to-Heat-Anlagen gegenübergestellt.

Ergänzend erfolgt eine Analyse für das Jahr 2025, in dem Deutschland einen Anteil von erneuerbaren Energien in Höhe von 54 % am Nettostromverbrauch erreicht sowie endgültig aus der Nutzung der Kernenergie ausgestiegen sein wird. Auch für dieses Analysejahr werden Szenarien ohne Power-to-Heat-Anlagen und mit 1.000 MW Power-to-Heat-Anlagen im Markt für negative Sekundärregelleistung betrachtet. Bezüglich des Bedarfes an Regelleistung sowie der Gebotsstruktur werden Sensitivitäten untersucht.

2.1 Strommarktmodell MICOES-Europe

Das Strommarktmodell MICOES-Europe¹ ist ein Fundamentalmmodell des europäischen Kraftwerksparks, das mittels gemischt-ganzzahliger Optimierung Abschätzungen für die Spotmarktpreise der einzelnen modellierten Länder berechnet. Für jede Stunde der zu analysierenden Stützjahre identifiziert das Strommarktmodell diejenigen Kraftwerke, die den Strombedarf und die Nachfrage nach Regelleistung zu minimalen Kosten decken. In der folgenden Abbildung 1 ist das verwendete Strommarktmodell schematisch dargestellt.

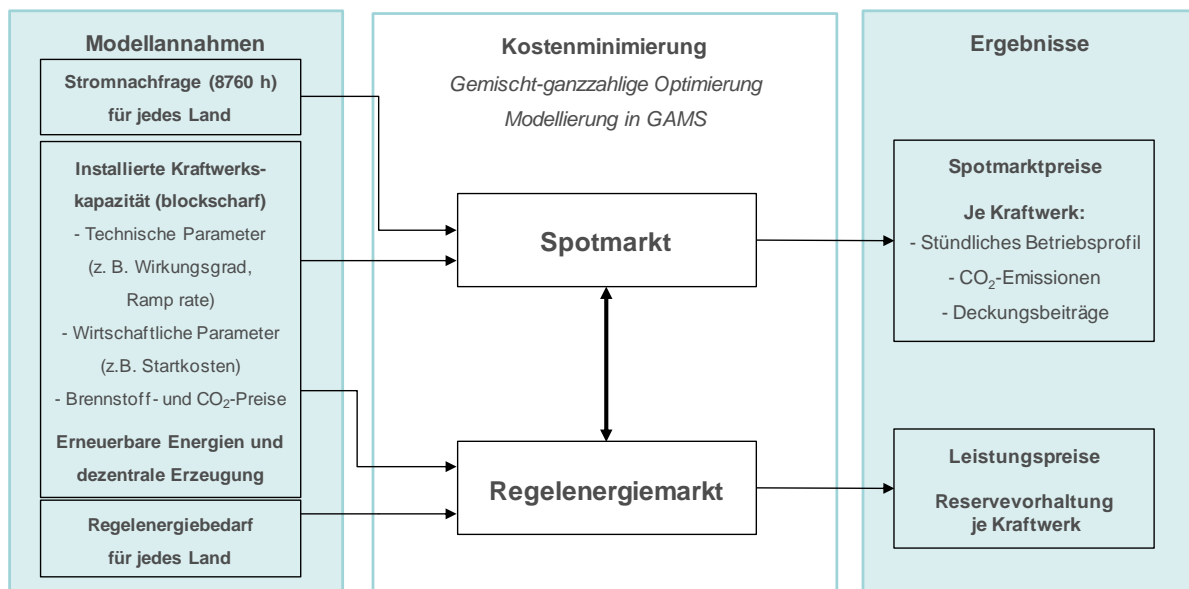


Abbildung 1: Schematische Darstellung des Strommarktmodells MICOES Europe (Mixed Integer Cost Optimization of Electricity Systems for Europe)

¹ Eine vereinfachte Version dieses Modells wurde ursprünglich am Institut für Energietechnik der TU Berlin entwickelt (Theofilidi 2008). Am Institut für Infrastruktur und Ressourcenmanagement der Universität Leipzig wurde es um die Abbildung des europäischen Auslandes, der Regelenergiemärkte sowie einer detaillierten Modellierung von Pumpspeicherkraftwerken und KWK-Anlagen ergänzt.

Als Eingangsdaten für das Strommarktmodell dient neben der stündlich vorgegebenen Stromnachfrage jedes betrachteten Landes und dem Bedarf an Regelleistungsvorhaltung insbesondere eine Datenbank mit den in Europa befindlichen Kraftwerken. Folgende technische und wirtschaftliche Parameter gehen dazu blockscharf in das Modell ein:

- Wirkungsgrade
- Maximalleistung
- minimal zulässige Leistung
- maximale Leistungsänderungsgeschwindigkeiten
- minimale Betriebs- und Stillstandzeiten
- Kraftwerksanfahrkosten (unter Berücksichtigung der vorherigen Stillstandszeit)
- für ausgewählte Kraft-Wärme-Kopplungs(KWK)-Anlagen zusätzlich
 - stundenscharfe Wärmebedarfsdeckung der Fernwärmeversorgung
 - Stromverlust bei KWK-Wärmeauskopplung für Entnahme-Kondensationsanlagen
- Brennstoff- und CO₂-Preise sowie zusätzliche variable Kosten.

Außerdem ist eine Datenbank der installierten Leistungen und erzeugten Strommengen der erneuerbaren Energien hinterlegt. Die Stromeinspeisung fluktuierender erneuerbarer Energien (Windkraft, Photovoltaik - PV) wird im Modell auf Grundlage synthetisch erstellter Zeitreihen für alle betrachteten Länder berücksichtigt. Darüber hinaus erfolgt eine stundenscharfe Modellierung des Beitrags der wärmegeführten, dezentralen Erzeuger (dezentrale KWK) in Abhängigkeit von der Außentemperatur, des Wochentags sowie der Jahres- und Uhrzeit.

Da außer Deutschland 15 weitere europäische Länder abgebildet werden können, wird auch der Stromtransfer zwischen einzelnen europäischen Ländern unter Berücksichtigung der Kapazitäten an den Grenzkuppelstellen im Modell zugelassen. Alle in der Datenbank verfügbaren Kraftwerke werden im Modell unter dem Ziel der Kostenminimierung eingesetzt, um die Stromnachfrage auf dem Spotmarkt wie auch den Bedarf auf dem Regelleistungsmarkt optimal zu decken.

Im Ergebnis liefert das Modell MICOES-Europe für jedes Land stündliche Spotmarktpreise für Strom sowie die stündlichen Betriebsprofile (Strommengen, Benutzungsstunden) aller Kraftwerke sowie deren CO₂-Emissionen und Deckungsbeiträge.

2.2 Annahmen für das Analysejahr 2012

2.2.1 Allgemeine Annahmen

Die Untersuchung des historischen Jahres 2012 erfolgt auf Grundlage von veröffentlichten Daten zur Einspeisung von erneuerbaren Energien, des Stromverbrauchs (vgl. ENTSO-E 2013), der ausgeschriebenen Regelleistung sowie der Brennstoff- und CO₂-Preise.

In Deutschland trugen erneuerbare Energien 2012 mit 143 TWh zur Stromerzeugung von insgesamt 629 TWh (AG Energiebilanzen 2013) bei. Dies entspricht einem Anteil von knapp 23 %. Die veröffentlichten stündlichen Wind und PV-Einspeisezeitreihen (EEX Transparency 2013) werden im Modell vorgegeben, ebenso wie der Kraftwerkspark des Jahres 2012

(Bundesnetzagentur 2013). Zur Berechnung der variablen Kosten der thermischen Kraftwerke wurden die in Tabelle 1 wiedergegebenen Brennstoff- und CO₂-Preise verwendet.

Tabelle 1: Verwendete Brennstoff- und CO₂-Preise des Jahres 2012 (Quellen: (50Hertz Transmission *et al.* 2013), (BAFA 2013a), (BAFA 2013b), (Destatis 2013), (EEX 2013), sowie eigene Annahmen)

Uran	3,60	€/MWh _{fuel}
Braunkohle	1,50	€/MWh _{fuel}
Steinkohle	11,42	€/MWh _{fuel}
Erdgas	29,22	€/MWh _{fuel}
Leichtes Heizöl	73,47	€/MWh _{fuel}
Schweres Heizöl	49,20	€/MWh _{fuel}
CO ₂ -Zertifikate	7,42	€/t CO ₂

2.2.2 Annahmen zum Regelle Energiemarkt

Im Jahresdurchschnitt wurden 2.090 MW an positiver und 2.130 MW an negativer Sekundärregelleistung ausgeschrieben (sowohl für Haupt- als auch Nebenzeit). Hinzu kam ein durchschnittlicher Bedarf an Minutenreserve von 1.700 MW (positiv) und 2.300 MW (negativ). (ÜNB 2013)

Bei der Modellierung des Regelle Energiemarktes werden nur thermische Kraftwerke sowie Pumpspeicherkraftwerke berücksichtigt. Der (steigende) Anteil von virtuellen Kraftwerken, die Regelleistung bereitstellen, ist auf Grund der kaum zu ermittelnden Marktanteile nicht enthalten. Weiterhin wird vereinfachend angenommen, dass deutsche Kernkraftwerke keine Sekundär- oder Minutenreserve bereitstellen. Eine grenzüberschreitende Bereitstellung von Regelleistung wird ebenfalls nicht betrachtet.

2.3 Annahmen für das Analysejahr 2025

Im Jahr 2025 nach vollzogenem Ausstieg aus der Nutzung der Kernenergie werden erneuerbare Energien annahmegemäß einen Anteil von 54 % am Stromverbrauch erreicht haben. Der gewünschte fortschreitende weitere Ausbau der Stromerzeugung auf Basis wetterabhängiger Stromerzeuger (Windkraft-, Photovoltaikanlagen) wird dann noch stärker mit der Must-Run Stromerzeugung konventioneller Kraftwerke, die bisher für Systemdienstleistungen notwendig sind, konkurrieren.

2.3.1 Allgemeine Annahmen

Für das Jahr 2025 wurden verschiedene Annahmen zur zukünftigen Entwicklung des Strommarktes getroffen. Die meisten relevanten Annahmen wurden aus dem aktuellen Netzentwicklungsplan 2013 (50Hertz Transmission *et al.* 2013) übernommen. Demnach wird im Jahr 2025 ein Kraftwerkspark mit 61,5 GW an konventionellen Kraftwerken (15 GW Braunkohle, 22 GW Steinkohle, 24 GW Erdgas, 1 GW Heizöl) einer mehr als doppelt so hohen installierten Leistung von Anlagen auf Basis von erneuerbaren Energien gegenüberstehen (135 GW). Eine Übersicht zur installierten Leistung sowie der angenommenen Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien enthält Tabelle 2².

² Was den Ausbau der Offshore Windenergie betrifft, wurde diese Zielsetzung der Bundesregierung mittlerweile auf 15 GW in 2030 nach unten korrigiert. (FAZ 2014)

Tabelle 2: Angenommener Ausbau an erneuerbaren Energien in Deutschland im Jahr 2025 (Quellen: (50Hertz Transmission *et al.* 2013) und (DLR *et al.* 2012))

	Installierte Leistung [GW]	Stromerzeugung [TWh]
Biomasse	9,5	53,5
Geothermie	0,7	4,1
Photovoltaik	62,1	55,7
Wasserkraft	4,8	22,8
Windkraft offshore	16,7	61,1
Windkraft onshore	41,4	91,2

Als Grundlage für die wetterabhängig einspeisenden erneuerbaren Energien dient das Wetterjahr 2012. Für das Jahr 2025 wird von einem Nettostromverbrauch in Deutschland in Höhe von 535 TWh (50Hertz Transmission *et al.* 2013) ausgegangen. Die Grenzkuppelstellen Deutschlands sollen bis dahin auf 30 GW ausgebaut sein, was einen räumlichen Ausgleich wetterabhängig einspeisender erneuerbarer Energien erleichtert. Annahmen für zu erwartende Brennstoffpreise wurde aus dem Szenario „B“ („mäßiger Anstieg“ der Leitstudie 2011 (DLR *et al.* 2012) übernommen. Der Preis für CO₂-Emissionszertifikate wurde mit knapp 30 €/t abgeschätzt.

2.3.2 Annahmen zum Regelle Energiemarkt

Im Business-as-usual Szenario wird von einem Regelleistungsbedarf in Höhe des Bedarfs des Jahres 2012 ausgegangen und angenommen, dass die heutige Gebotsstruktur beibehalten wird. In einer Sensitivitätsanalyse dazu wird der Fall betrachtet, dass der Ausbau der fluktuierenden erneuerbaren Energien zu einem Anstieg des Regelleistungsbedarfs führt. In Anlehnung an Ziegenhagen (2013) wird damit von einem zusätzlichen Bedarf von 3 GW an positiver und 2 GW an negativer Reserve ausgegangen. Beide Werte werden jeweils hälftig auf den 2012er Bedarf für Sekundär- und Minutenreserve addiert. Eine größere Flexibilität im Hinblick auf die Blockgebotsstruktur wird ebenfalls untersucht.

Weiterhin wird ebenso wie im Jahr 2012 eine Bereitstellung von Regelleistung ausschließlich aus thermischen Großkraftwerken und Pumpspeichern betrachtet. Zu erwarten ist, dass im Jahr 2025 auch virtuelle Kraftwerke (bestehend aus erneuerbaren Energien, KWK-Anlagen, Stromverbrauchern, Batterien, etc.) in nennenswertem Umfang diese Systemdienstleistung anbieten werden. Dies wurde in dieser Untersuchung jedoch nicht berücksichtigt.

3 Ergebnisse

Die erhaltenen Ergebnisse für ein Szenario ohne Power-to-Heat-Anlagen und ein Szenario mit 1.000 MW an Power-to-Heat-Anlagen in deutschen Fernwärmenetzen zur Vorhaltung negativer Sekundärregelleistung werden im Folgenden dargestellt.

3.1 Ergebnisse für das Analysejahr 2012

Für das Jahr 2012 werden die möglichen Kosteneffekte durch die Verfügbarkeit von Power-to-Heat-Anlagen auf Basis der veröffentlichten Gebotsdaten für negative Sekundärregelleistung abgeschätzt. Die Effekte auf CO₂-Emissionen werden modellgestützt mit Hilfe des Strommarktmodells MICOES-Europe ermittelt.

3.1.1 Kosteneffekte

Eine Auswertung der veröffentlichten Gebotsdaten für negative Sekundärregelleistung im Jahr 2012 zeigt in der Abbildung 2, dass die Kosten für die Vorhaltung der letzten 1.000 MW des Bedarfs in Höhe von insgesamt 2.130 MW (im Jahresmittel) für die Hauptzeit (arbeitsmäßig, 8 - 20 Uhr) und für die Nebenzeit in fast allen Wochen zwischen 1 und 3 Mio.€ (mit Spitzenwerten > 5 Mio. €) schwankten.

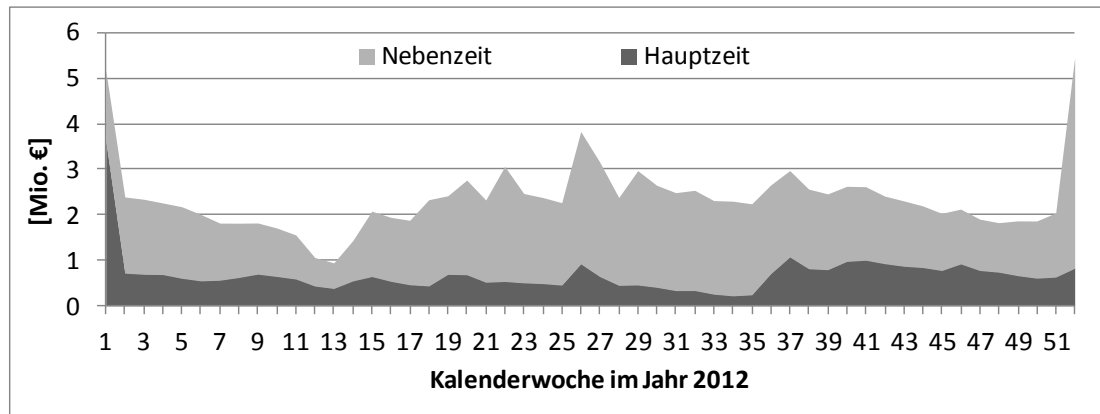


Abbildung 2: Kosten durch Leistungspreise für die jeweils letzten 1.000 MW des Bedarfs an negativer Sekundärregelleistung in 2012 (Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von Daten von ÜNB (2013))

Im gesamten Jahr 2012 betrugen die Kosten für die Vorhaltung negativer Sekundärregelleistung für die letzten 1.000 MW rund 123 Mio. €. Die annuitätischen Kapitalkosten für Power-to-Heat-Anlagen und Wärmespeicher hätten mit 58 Mio. € (Götz *et al.* 2013) hingegen deutlich darunter gelegen.

3.1.2 CO₂-Effekte

Die Situation des Strommarktes im Jahr 2012 wurde mithilfe des Strommarktmodells MICOES-Europe auf der Basis aller zur Verfügung stehenden Marktdaten (vgl. Abschnitt 2.2) simuliert. Aus den Ergebnissen lässt sich schließen, dass für die Vorhaltung von negativer Sekundärregelleistung überwiegend Braunkohlekraftwerke sowie KWK-Anlagen auf Basis von Erdgas oder Steinkohle eingesetzt wurden.

Wäre es allerdings möglich, mithilfe der angenommenen installierten Power-to-Heat-Leistung von 1.000 MW annähernd die Hälfte des Bedarfs der Übertragungsnetzbetreiber an negativer Sekundärregelleistung abzudecken, so ließe sich der Marktanteil von Braunkohlekraftwerken deutlich reduzieren. Zusätzlich konnte eine Rückwirkung vom Regelleistungsmarkt auf den Day-ahead Großhandelsmarkt festgestellt werden. Da die Braunkohlekraftwerke für den Regelleistungsmarkt nicht mehr in der gleichen Größenordnung benötigt würden, würde sich auch die Stromerzeugung aus Braunkohlekraftwerken für die Stromnachfragedeckung in Zeiten geringer Residuallasten reduzieren. Der noch benötigte Strom würde in flexibleren Kraftwerken erzeugt werden.

Diese Änderung des Strommixes durch die Verfügbarkeit von Power-to-Heat-Anlagen am Regelleistungsmarkt hätte im Jahr 2012 eine Reduktion der CO₂-Emissionen um 1,36 Mio. t erreicht, was einer Reduktion um 0,5 % der 2012 emittierten Menge des Stromsektors entspricht. Hierbei wurde allein der Aspekt der Reservevorhaltung berücksichtigt. Der Abruf von Regenergie ist an dieser Stelle noch nicht betrachtet.

3.2 Ergebnisse für das Analysejahr 2025

Für das Jahr 2025 wurden sowohl Kosten- als auch CO₂-Effekte modellgestützt ermittelt. Dabei wurde für den Business-as-usual Fall angenommen, dass der Bedarf an Regelleistung auf dem heutigen Niveau verbleibt und die Gebotsstruktur in ihrer heutigen Form beibehalten wird. In Sensitivitätsbetrachtungen werden diese beiden Annahmen variiert.

3.2.1 Business-as-usual Szenario

Aus der Simulation des Strommarktes für das Jahr 2025 kann abgeleitet werden, dass Power-to-Heat-Anlagen in einer Größenordnung von 1.000 MW_{el} die volkswirtschaftlichen Kosten³ um 100 Mio. € sowie die CO₂-Emissionen des Stromsektors um 1 % (2 Mio. t) senken könnten.

Abbildung 3 zeigt für jede Woche des Jahres 2025 die durch Power-to-Heat-Anlagen möglichen Kosten- bzw. CO₂-Einsparungen (jeweils wöchentlich bilanziert). Je höher der Anteil der Stromerzeugung aus Wind- und Photovoltaikanlagen ist, desto höhere Kosteneinsparungen sowie höhere Reduktionen an CO₂-Emissionen sind möglich. Power-to-Heat-Anlagen können in diesen Zeiten negative Sekundärregelleistung kostengünstiger und umweltschonender bereitstellen und damit die Integration der erneuerbaren Energien unterstützen.

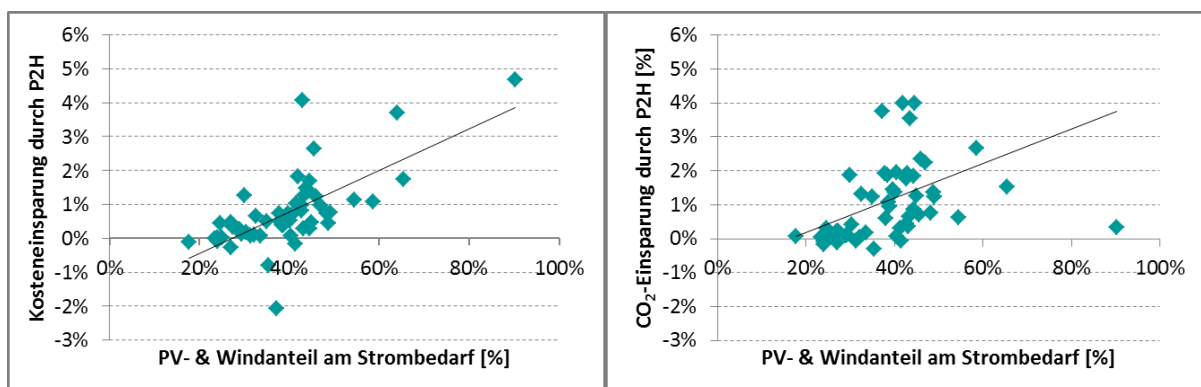


Abbildung 3: Mögliche Kosteneinsparung (links) bzw. CO₂-Emissionsreduktion (rechts) durch Power-to-Heat (P2H)-Anlagen in Abhängigkeit des Anteils von Wind- und Photovoltaikstromerzeugung an der Stromnachfrage auf Wochenbasis mit Kennzeichnung des linearen Trends (Quelle: Modellergebnisse MICOES-Europe)

3.2.2 Sensitivitätsanalysen

Die obigen Ergebnisse gelten für die Annahmen, dass der Bedarf an Regelleistung auf dem Niveau von 2012 verbleibt und gleichzeitig das Marktdesign weiterhin wöchentliche Ausschreibungen vorsieht. Wird die Gebotsfrist von wöchentlichen Ausschreibungen auf kürzere Gebotszeiträume verändert, so ist eine Verringerung des Konfliktes zwischen Must-Run Erzeugung konventioneller Kraftwerke und erneuerbaren Energien zu erwarten. Wird

³ Die angegebene Kostenreduktion bezieht sich auf vermiedene CO₂- und Brennstoffkosten von Kraftwerken und Kesseln sowie vermiedene Kraftwerksanfahrkosten. Da dieser Wert mit einem Modell, welches perfekte Voraussicht unterstellt, berechnet wurde, ist dies als untere Grenze zu verstehen. In der Realität können (bedingt durch den nicht optimalen Kraftwerkseinsatz aufgrund von Prognosefehlern) tatsächlich noch höhere Kosten auftreten und damit durch Power-to-Heat-Anlagen u.U. noch höhere Kosteneinsparungen realisiert werden.

eine (extreme) Verkürzung der Gebotszeiträume auf 1-Stunden-Gebote sowohl für Sekundär- als auch für Minutenreserve angenommen, so könnten Power-to-Heat-Anlagen die volkswirtschaftlichen Kosten immerhin noch um 57 Mio. € sowie die CO₂-Emissionen des Stromsektors um 0,64 % (1,3 Mio. t) senken. Bei einem zu erwartenden steigenden Bedarf nach Regelleistung erhöht sich das Kostensenkungspotenzial von Power-to-Heat-Anlagen auf bis zu 200 Mio. €, wie in Tabelle 3 dargestellt ist. Geht man von einem steigenden Regelleistungsbedarf aus, so müssen weitere teurere Kraftwerke für die Leistungsvorhaltung eingesetzt werden. Können in diesem Fall auch Power-to-Heat-Anlagen negative Sekundärregelleistung vorhalten, so werden diese teureren Kraftwerke nicht benötigt, was den Kosteneinspareffekt vergrößert.

Tabelle 3: Übersicht zu Kosten- und CO₂-Effekten der Power-to-Heat-Technologie in 2025 unter verschiedenen Annahmen bzgl. des Regelleistungsbedarfs sowie der Gebotsstruktur

Szenarioannahmen	Heutige Blockgebotsstruktur		Flexible 1h-Blöcke	
	Kosteneffekt	CO ₂ -Effekt	Kosteneffekt	CO ₂ -Effekt
Regelleistungsbedarf wie in 2012	-0,6 % -100 Mio. €	-1,0 % -2,0 Mio. t CO ₂	-0,3 % -57 Mio. €	-0,6 % -1,3 Mio. t CO ₂
Erhöhter Regelleistungsbedarf	-1,2 % -195 Mio. €	-0,8 % -1,7 Mio. t CO ₂	-0,8 % -128 Mio. €	-0,8 % -1,7 Mio. t CO ₂

4 Zusammenfassung und Ausblick

Power-to-Heat-Anlagen in Fernwärmenetzen können die systembedingte Nutzung von Grundlastkraftwerken im Must-Run-Betrieb auflösen und flexibel und kostengünstig negative Sekundärregelleistung bereitstellen. Allein die Verfügbarkeit der Power-to-Heat-Technologie in Fernwärmenetzen zur Vorhaltung negativer Sekundärregelleistung kann sowohl im Hinblick auf volkswirtschaftliche Kosten als auch auf CO₂-Emissionen zu Einsparungen führen.

Bei steigenden Anteilen von erneuerbaren Energien und Kostensenkungen der Power-to-Heat-Anlagentechnik ist in den nächsten Jahren damit zu rechnen, dass die eingesparten Kosten die Investitionskosten übersteigen.

Der Abruf von Regelenergie, der in der vorliegenden Analyse noch nicht berücksichtigt wurde, sollte hierbei in weiteren Arbeiten zusätzlich noch genauer untersucht werden, ebenso wie die internationale Zusammenarbeit bei der Regelleistungsvorhaltung sowie die Teilnahme virtueller Kraftwerke im Regelleistungsmarkt.

Literatur

50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH (2013): *Netzentwicklungsplan Strom*, Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart, 2013.

AG Energiebilanzen (2013): *Bruttostromerzeugung in Deutschland von 1990 bis 2012 nach Energieträgern*, abgerufen am 06.11.2013 von <http://www.ag-energiebilanzen.de/>

BAFA (2013a): *Drittlandskohlepreis*, abgerufen am 23.05.2013 von

<http://www.bafa.de/bafa/de/energie/steinkohle/drittlandskohlepreis/index.html>

BAFA (2013b): *Aufkommen und Export von Erdgas – Entwicklung der Grenzübergangspreise ab 1991*, abgerufen am 23.05.2013 von

http://www.bafa.de/bafa/de/energie/erdgas/ausgewaehlte_statistiken/egasmon.pdf

Bundesnetzagentur (2013): *Kraftwerksliste*, abgerufen am 12.04.2013 von

<http://www.bundesnetzagentur.de>

Destatis (2013): *Lange Preisreihen für Leichtes und Schweres Heizöl, Motorenbenzin und Dieselmotorenkraftstoff*, abgerufen am 23.05.2013 von

https://www.destatis.de/DE/Publikationen/Thematisch/Preise/Erzeugerpreise/ErzeugerpreisePreisreiheHeizoelPDF_5612402.pdf

DLR, IWES, IfNE (2012): *Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global*, Stuttgart, Kassel, Teltow, 2012.

EEX (2013): *EU Emission Allowances - Preise und Handelsvolumen*, abgerufen am

23.05.2013 von <http://www.eex.com>

EEX Transparency (2013): *Erwartete und tatsächliche Produktion Wind und Solar*, abgerufen

am 12.04.2013 von <http://www.transparency.eex.com/de/>

ENTSO-E (2013): *Consumption data*, abgerufen am 03.04.2013 von

<https://www.entsoe.eu/data/data-portal/consumption/>

FAZ (2014): *Gabriel legt umfangreiche Energiewende-Reform vor*, abgerufen am 23.01.2014

von <http://www.faz.net/aktuell/wirtschaft/wirtschaftspolitik/weniger-oekostrom-umlage-gabriel-legt-umfangreiche-energiewende-reform-vor-12757688.html>

Götz, M., Kondziella, H., Böttger, D., Bruckner, T. (2013): *Economic Potential of the “Power-to-Heat” Technology in the 50Hertz Control Area*, 8th Conference on Energy Economics and Technology “Energy Policies and Market Design in Europe” an der TU Dresden am 19.04.2013.

Theofilidi, M. (2008): *Development of a mixed-integer optimization model for unit commitment and its application to the German electricity market*, Masterarbeit, TU Berlin.

ÜNB (2013): *Internetplattform zur Vergabe von Regelleistung: Ausschreibungen - Übersicht/ Ergebnisse*, abgerufen am 27.06.2013 von

<https://www.regelleistung.net/ip/action/ausschreibung/public>

Ziegenhagen, I. (2013): *Impact of increasing wind and PV penetration rates on control power capacity requirements in Germany*, Masterarbeit, Universität Leipzig.