



Hamburgisches
WeltWirtschafts
Institut

POWER-TO-HEAT *in Hybridheizungen*

Die ökonomischen Potentiale der Vernetzung von Strom- und Wärmemarkt





Hamburgisches
WeltWirtschafts
Institut

Studie für das Institut für Wärme und Oeltechnik e.V. (IWO)

Power-to-Heat in Hybridheizungen: Die ökonomischen Potentiale der Vernetzung von Strom- und Wärmemarkt

**Michael Bräuninger, Lars Ehrlich, Jonas Klamka,
André Wolf**

Hamburg Institute of International Economics (HWWI)
Heimhuder Straße 71 | 20148 Hamburg

15.12.2014

Inhalt

1	Einleitung	3
2	Stromangebotsspitzen in der Zukunft: Prognoseszenarien	5
2.1	Ausgangslage	5
2.2	Prognose von Strompreisen und Angebotsspitzen	8
3	Netzregelung in Deutschland	13
3.1	Regelinstrumente	13
3.2	Marktentwicklung Regelenergie	16
4	Zukünftige Potentiale von Power-to-Heat als Regelinstrument	21
4.1	Öl- und Gasheizungen in Deutschland	21
4.2	Grundprinzip von dezentralem Power-to-Heat	28
4.3	Einzelwirtschaftliche Kosten-Nutzen-Analyse	28
4.3.1	Modellstruktur	29
4.3.2	Szenarien	30
4.3.3	Energiekosteneinsparung bei variablen Stromtarifen (Simulationsergebnisse)	33
4.3.4	Erlöspotential auf dem Markt für Regelenergie	34
4.3.5	Amortisationsrechnung	36
4.4	Gesamtwirtschaftliche Potentiale	38
4.4.1	Abfederung von Stromüberschusssituationen am Spot-Markt	38
4.4.2	Potentiale im Bereich negativer Regelenergie	42
4.4.3	Potentiale im Zusammenhang mit Strom aus dezentraler PV-Erzeugung	43
5	Handlungsempfehlungen	48
6	Fazit	51
7	Literatur	52
8	Anhang	55

1 | Einleitung

Energiewende – das stand in Deutschland geraume Zeit synonym einzig für Veränderungen im Erzeugungsmix von Strom. Tatsächlich hat die Politik lange den Eindruck vermittelt, ein Hochtechnologieland wie Deutschland könne einen Umstieg auf Erneuerbare Energieträger (EE) ohne größere Anpassungen in der Infrastruktur und den Verbrauchsgewohnheiten vollziehen. Die Erkenntnis, welche fundamentale Herausforderung die Umstellung von verlässlich regelbaren konventionellen Energieträgern auf natürlich fluktuierende Stromerzeugung aus Wind und Sonne mit sich bringt, blieb weitgehend auf die Fachzirkel beschränkt. Ein wichtiger Auslöser für die öffentliche Debatte waren zwei Studien zum Netzausbau seitens der Deutschen Energie-Agentur (dena), die einen Investitionsbedarf in das deutsche Übertragungsnetz in einer Größenordnung von einem zweistelligen Milliardenbetrag ermittelten.¹

Als ein Hauptproblem in diesem Zusammenhang wurde der Umgang mit starker Einspeisung von Strom aus Erneuerbaren Energien ins Netz wie z.B. in Starkwindphasen identifiziert. In solchen Situationen liegt eine potentielle Gefahr für die Netzstabilität. Seit 2009 haben die Netzbetreiber zwar nach § 11 Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) die Möglichkeit, die Einspeisung von EE-Anlagen in solchen Situationen bei Überlastung der Netzkapazität abzuregeln. Hierfür haben sie jedoch nach § 12 EEG den Anlagenbetreibern Entschädigungszahlungen in Höhe eines vereinbarten Umfangs zu leisten. Die massenhafte Abregelung von regenerativ erzeugtem Strom in Überschusssituationen, bei gleichzeitigem Einsatz fossiler Energieträger in der Wärmeversorgung, ist damit nicht nur allgemein volkswirtschaftlich ineffizient, sondern verursacht auch Kosten, die über die Netzentgelte auf die Endverbraucher umgelegt werden.

Die Bundesregierung hat auf die Problematik in der Folge mit mehreren Gesetzesvorhaben zur Förderung des Netzausbaus wie dem Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG), dem Netzausbaubeschleunigungsgesetz (NABEG) sowie der Novellierung des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) reagiert. Ziel war es, eine Beschleunigung der Planungsprozesse über Abbau verwaltungsrechtlicher Hürden zu erreichen. Die Früchte all dieser Anstrengungen sind bis heute weitgehend ausgeblieben: von den 1877 km vom Gesetzgeber im EnLAG verankerten und ursprünglich für 2015 geplanten Stromtrassen sind Mitte 2014 erst 352 km fertiggestellt. Die aus dem EE-Ausbau resultierenden Probleme werden so mittelfristig nicht allein durch Anpassungen in der Netzinfrastruktur gelöst werden können. Auch das Zwischenspeichern von Strom stellt angesichts mangelnder Kapazitäten und beschränkter Rentabilität kein Allheilmittel dar. Stattdessen wächst der Ruf nach ganzheitlichen Konzepten des Netzmanagements, welche die Regelung der Nachfrageseite einschließen.

Schon heute werden eine Reihe von Optionen im Bereich des Lastmanagements genutzt (vgl. 3.1). Noch bleiben aber viele Potentiale unausgeschöpft. Das betrifft vor allem den Einsatz von überschüssigem Strom zu Heizzwecken, auch Power-to-Heat (PtH) genannt. Die neue Bundesregierung hat in ihrem Koalitionsvertrag von Oktober 2013 eine solche Anwen-

¹ dena (2005); dena (2010)

derung von Überschussstrom im Wärmebereich explizit als eine zukünftige Option des Lastmanagements herausgestellt.

Bereits heute wird PtH für die Wärmeerzeugung in Fernwärmenetzen in Deutschland eingesetzt. Aufgrund des derzeitigen rechtlichen Rahmens findet dies jedoch in sehr beschränktem Maße statt und finanziert sich ausschließlich über die Bereitstellung negativer Regelleistung.² Wesentliche Kenngröße für den wirtschaftlichen Betrieb eines Wärmenetzes ist die Anschlussdichte und die damit einhergehenden Wärmeverluste im Verteilnetz.³ Gerade vor dem Hintergrund, dass mittel- bis langfristig die Wärmenachfrage durch Gebäudemodernisierung eher sinken wird und somit die Anschlussdichte in bestehenden Wärmenetzen unter einen kritischen Grenzwert fallen kann, erhöht dies das Risiko von Investitionen in wärmenetzbezogene PtH-Projekte. Dies gilt insbesondere für Wärmenetze in solchen Regionen, in denen schon heute ein wirtschaftlicher Betrieb aufgrund der geringen Anschlussdichte schwierig ist. In ländlichen Regionen existieren häufig weder Fernwärme- noch Gasnetze und die Wärmeversorgung muss durch nicht-leitungsgebundene Energieträger wie Heizöl erfolgen. Daher sind in diesen Gebieten traditionell Ölzentralheizungen weit verbreitet (vgl. 4.1). Diese könnten im Zuge einer Modernisierung auf moderne Brennwerttechnik über die Kombination mit einem Wärmespeicher sowie eines handelsüblichen Elektroheizers zu einem regelungstechnisch interessanten PtH-Hybridsystem (im Folgenden auch als Hybridheizung bezeichnet) ausgebaut werden. Über den Wärmespeicher wird es dem Hausbesitzer zusätzlich ermöglicht, weitere Komponenten wie beispielsweise eine Photovoltaik-Anlage in seine Wärmeversorgung einzubinden (vgl. 4.4.3). Letztlich wird eine solche Entscheidung aber immer auf Basis einer individuellen Kosten-Nutzen-Analyse zu treffen sein.

Das privatwirtschaftliche Kalkül, auf ein PtH-Hybridsystem mit moderner Brennwerttechnik aufzurüsten, ist einfach zu skizzieren. Der Anreiz, im Rahmen eines solchen Heizungssystems Strom zur Wärmeerzeugung einzusetzen ist dann besonders hoch, wenn der Bezug von Strom zur Wärmeerzeugung günstiger ist als der Einsatz fossiler Brennstoffe bzw. der Strom aus der eigenen Photovoltaik(PV)-Anlage. Niedrige Preise sind an der Strombörse vor allem in Situation starker Erzeugungsüberschüsse (z.B. bei Starkwind und/oder Schwachlastphasen) zu beobachten. Sofern diese Preisbewegungen sich auch im Endverbraucherpreis für Strom niederschlagen, würden sie eine zusätzliche Stromnachfrage zum Zwecke der Wärmeerzeugung induzieren. Diese könnte durch bislang nicht genutzten EE-Strom befriedigt, eine unerwünschte Abregelung von Windkraft und Photovoltaik so vermieden und ein Beitrag zur besseren Integration der Erneuerbaren Energieträger auf Verteilnetzebene geleistet werden. Da anders als bei Alternativsystemen wie monovalenten Wärmepumpen nicht permanent mit Strom geheizt wird, beschränkt sich die Nachfrageerhöhung auf diese Überschussituationen. Neben der individuellen Heizkostensparnis ergibt sich auch ein gesellschaftlicher Vorteil in Form erhöhter Netzstabilität, welche sich u.U. auch monetär durch verringerte Kosten für Systemdienstleistungen und somit letztlich durch geringere Netzentgelte bemerkbar machen kann.

² Vgl. Fraunhofer (2014)

³ Vgl. Wolff und Jagnow (2011)

In jüngster Zeit ist eine Reihe von Studien erschienen, die die Folgewirkungen hybrider Wärmeerzeugung für die Systemsicherheit im deutschen Stromnetz analysieren.⁴ Die Analysen wurden allerdings in Form von Potentialbetrachtungen vorgenommen, d.h. die Frage der einzelwirtschaftlichen Rentabilität des Heizens mit Strom wurde weitgehend ausgeblendet. Die identifizierten Potentiale werden aber letztlich nur dann auch realisiert werden können, wenn die Investitionsanreize auf Seiten der Heizungsbesitzer groß genug ausfallen. Die vorliegende Studie versucht diese Forschungslücke zu schließen. Aus einem individuellen Optimierungsansatz werden zeitliche Verläufe der Stromnachfrage zu Heizzwecken abgeleitet, welche anschließend als Grundlage für die Abschätzung zukünftiger Beiträge von PtH-Hybridsystemen zur Stromnetzstabilität dienen.

2 | Stromangebotsspitzen in der Zukunft: Prognoseszenarien

2.1 | Ausgangslage

Zu den Zeiten als Strom überwiegend aus nicht-regenerierbaren Energiequellen wie Atomkraft, Kohle und Gas gewonnen wurde, waren die Anforderungen an die Netzstabilität relativ einfach gefasst. Atom- und Braunkohlekraftwerke standen mit ausreichender Leistung für die Versorgung mit Grundlaststrom zur Deckung des permanenten Bedarfs bereit. Zeitliche Variabilität beschränkte sich weitgehend auf die Verbrauchsmuster im Tagesverlauf. Sie war in der Regel problemlos über das Zu- und Abschalten von Spitzenlastkraftwerken auszugleichen. Die Zusammensetzung des Strommixes hat sich im Verlauf der letzten Dekade jedoch deutlich gewandelt. So wurden im ersten Halbjahr 2014 schon 28,5 % des verbrauchten Stroms aus Erneuerbaren Energien gedeckt.⁵ Ein solches System mit einem zunehmend größeren Anteil regenerativer fluktuierender Energieträger wie Wind und Sonne stellt gänzlich andere Herausforderungen. Diese beinhalten sowohl eine zeitliche als auch eine räumliche Dimension.

In zeitlicher Perspektive bereitet die Synchronisierung von Erzeugung und Verbrauch Schwierigkeiten. Die tatsächliche Erzeugungsleistung von Windkraft- und Solaranlagen ist wetterabhängig und damit naturgemäß volatil. Vor allem nachts drohen bei Starkwindeinspeisung massive Ungleichgewichte im Netz. Zur Aufrechterhaltung der Netzspannung sind Netzbetreiber aktuell in solchen Fällen regelmäßig gezwungen, über den Einsatz vorgehaltener Ausgleichsenergie korrigierend in den Stromfluss einzugreifen. Das setzt die Einrichtung entsprechend umfassender Reservekapazitäten auf Seiten von Stromerzeugern und -verbrauchern voraus, was volkswirtschaftlich betrachtet die Kosten des Umstiegs erhöht. Die räumliche Dimension besteht in der wachsenden Distanz zwischen Erzeugung und Ver-

⁴ Ffe (2011); Münch et al. (2012); Böttger et al. (2014); Fraunhofer (2014)

⁵ BMWi (2014d)

brauch. Windkraft als Motor der Energiewende wird zum Großteil an Norddeutschlands Küsten genutzt, die Verbrauchszentren liegen jedoch in den wirtschaftsstärkeren südlichen Bundesländern. Daraus ergibt sich eine relativ starke Nord–Süd Diskrepanz in der Fähigkeit zur Eigenversorgung von Regionen. Die Folge ist zusätzlicher Druck auf die Netze speziell im Langstreckentransport.

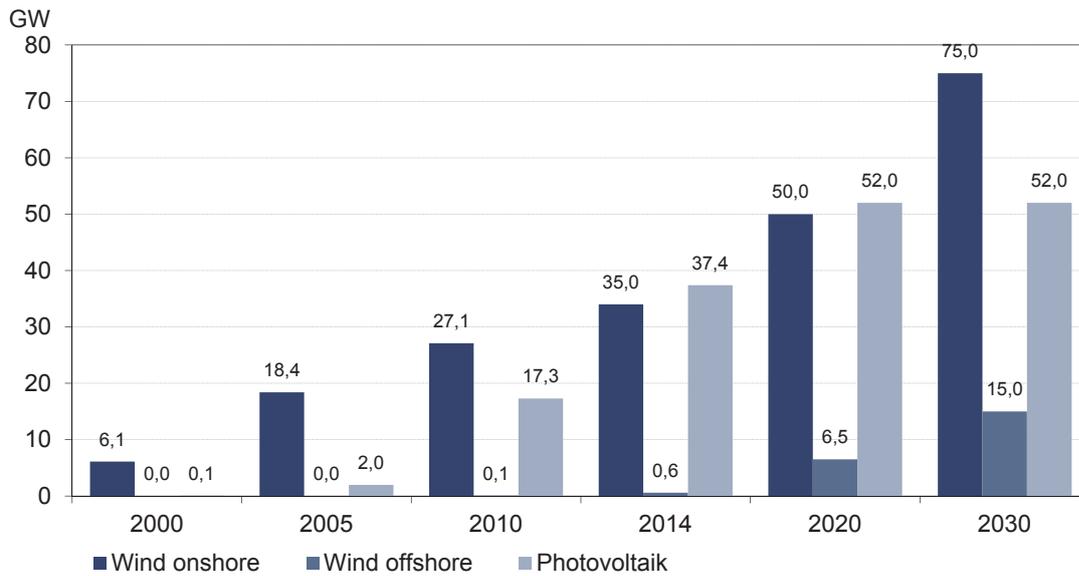
Die Prognosen zum weiteren Zubau von Windkraft- und Solaranlagen lassen auf eine Verschärfung dieser Entwicklung spätestens nach Abschaltung der letzten Kernkraftwerke 2022 schließen. Das im Auftrag des Bundesumweltministeriums (BMU) errechnete Leitszenario 2012⁶ geht von einer Verdreifachung der installierten Kapazitäten im Bereich Photovoltaik in der Zeitspanne 2010-2020 aus. Der in der aktuellen EEG-Novelle von 2014 vorgesehene Ausbaupfad sieht für Windkraft onshore und Photovoltaik bis 2030 einen Zubau von 2,5 Gigawatt pro Jahr vor. Für EEG-geförderte PV ist eine Ausbaugrenze von 52 GW festgesetzt. In 2030 würden die installierten Leistungen damit bei 75,0 GW für Windkraft onshore bzw. mindestens 52,0 GW für PV liegen (siehe Abbildung 1). Bei wachsender Anlageneffizienz und weiterhin hohen Endverbraucherpreisen für Strom wären im PV-Bereich auch darüber hinaus noch Kapazitätswüchse zu erwarten, da sich Neuanlagen dann schon allein über Einsparungen aus der Eigenversorgung rechnen könnten. Auch offshore Windenergie soll bis 2030 mit immerhin 15 GW Nennleistung signifikante Beiträge leisten, was die räumliche Problematik des Nord-Süd Transports noch verstärken dürfte. Damit einher geht ein deutlich höherer Anteil der Erneuerbaren Energieträger am Erzeugungsmix. Gemäß dem nationalen Aktionsplan für Erneuerbare Energie (NREAP) soll der Anteil von Wind onshore an der gesamten Brutto-Stromerzeugung von 7,3 % in 2012 auf 13,0 % in 2020 gesteigert werden. Der Anteil von Photovoltaik soll von 4,6 % auf immerhin 7,4 % steigen, Wind offshore von zuletzt weniger als 1 % auf 5,6 % in 2020.⁷

⁶ Daneben existieren eine Reihe weiterer Prognoseszenarien mit teilweise merklich abweichenden Werten, u.a. vom Bundesverband Erneuerbare Energie (BEE, 2009) und dem Energiewirtschaftlichen Institut Köln (EWI, 2013). Da die Plausibilität der zugrundeliegenden Annahmen im Einzelfall nur schwer zu beurteilen ist, beschränken wir uns auf das für den Zielzeitpunkt 2020 von politischer Seite anerkannte Szenario.

⁷ www.erneuerbare-energien.de

Abbildung 1

Entwicklung installierte Stromerzeugungskapazitäten nach EEG-Novelle 2014



Quelle: BMWI (2014c); HWWI (2014)

Für die Analyse der zu erwartenden Einspeisespitzen ist die Kenngröße der Residuallast hilfreich. Diese entspricht dem Lastgang, d.h. dem Stromverbrauch, abzüglich der Erzeugungsmengen nicht-regelbarer Kraftwerke innerhalb einer Zeitspanne. Sie drückt damit aus, wieviel Strom durch regelbare Kraftwerke zur Herstellung eines Ausgleichs von Erzeugung und Verbrauch noch bereitgestellt werden müsste. Zu den natürlich fluktuierenden und somit nicht-regelbaren Kraftwerken zählen vorrangig Solar- und Windkraftanlagen. Erhöhte Schwankungen in der Residuallast signalisieren vor diesem Hintergrund zunehmende Herausforderungen für das Netzmanagement als Ergebnis der Einspeisung von EE-Strom. Für die praktische Messung der Residuallast stehen uns zum einen viertelstündliche Erzeugungsprofile differenziert nach Photovoltaik und Wind onshore/offshore von Seiten der vier Übertragungsnetzbetreiber zur Verfügung. Diese wurden über Energieträger und Regelzonen aufaddiert und anschließend zu stündlichen Werten aggregiert. Zum anderen wurde zur Abbildung der Verbrauchsseite auf synthetische Lastprofile des Energieversorgers E.ON zurückgegriffen.⁸ Dabei wurde zur Ermittlung eines gesamtwirtschaftlichen Lastprofils ein gewichtetes Mittel der Profile „Gewerbe allgemein“ und „Haushalte“ angesetzt, wobei die Anteile von Wirtschaft und Haushalten am bundesweiten Jahresstromverbrauch 2012 als Gewichte dienen. Dieses Profil wurde anschließend mit dem Jahresverbrauch skaliert, um Schätzwerte für die absoluten Verbräuche in den Stunden des Jahres 2012 zu erhalten.

⁸ E.ON (2013)

2.2 | Prognose von Strompreisen und Angebotsspitzen

Ausgehend von dem ermittelten stündlichen Muster für 2012 wurde ein vergleichbares Muster für zwei zukünftige Zeitpunkte prognostiziert: 2020 und 2032. Auf diese Weise können kurz- und langfristige Entwicklungen gegenübergestellt werden. Als Grundlage für 2020 dienten aktuelle Schätzungen des Fraunhofer Instituts für Solare Energiesysteme zu den EE-Erzeugungskapazitäten in Juli 2014.⁹ Diese wurden auf Basis der in der EEG-Novelle 2014 definierten Ausbaukorridore bis 2020 fortgeschrieben, wobei als Wachstumswert jeweils das Mittel aus oberer und unterer Korridorgrenze angesetzt wurde. Für 2032 wurden die im Szenariorahmen des Netzentwicklungsplans (NEP) 2012 prognostizierten Kapazitätswerte zugrunde gelegt. Die geschätzten stündlichen Erzeugungsmengen in 2012 wurden auf das Niveau der erwarteten Jahreserzeugung 2020 hochskaliert. Das so erzeugte Muster entspricht einer Anwendung der Wetterlage in 2012 auf den Kraftwerkspark in 2020 bzw. 2032.

Die Prognose der Verbrauchsentwicklung ist mit größeren Schwierigkeiten verbunden. Sie unterliegt gegensätzlichen Einflüssen. Einerseits sollte fortschreitendes Wirtschaftswachstum verbrauchssteigernd auf Ebene von Wirtschaft und Haushalten (Anstieg der Zahl und Größe elektronischer Geräte) wirken. Andererseits könnten vermehrte Anstrengungen zur Verbesserung der Energieeffizienz in Deutschland den Stromverbrauch drosseln. In ihrem Energiekonzept 2010 hatte die Bundesregierung das Ziel formuliert, über Effizienzgewinne den Verbrauch bis 2020 um 10 % im Vergleich zu 2008 zu senken. Neuere Studien sind sich jedoch uneins über die Richtung der Entwicklung. So ermittelt Prognos (2011) eine Reduktion des deutschen Stromverbrauchs im Zeitverlauf, während enervis (2011) und das IER (2010) für denselben Zeitraum von einem Anstieg ausgehen. Vor diesem Hintergrund wurde in dieser Untersuchung ein konstantes Niveau als mittlerer Weg gewählt, d.h. für die Prognoseszenarien dasselbe Verbrauchsmuster wie für 2012 angesetzt.

Als Ergebnis wird 2020 eine im Mittel entsprechend gesunkene Residuallast verzeichnet (siehe Abbildung 2 bis 4). Die relativen Ausschläge im Zeitverlauf haben sich jedoch verstärkt. Für 2032 wird bedingt durch den weiteren EE-Ausbau eine noch stärkere Entwicklung in dieser Richtung simuliert. Für einzelne Tage im Jahr wird sogar eine in der Summe negative Residuallast entstehen, d.h. die regenerative Stromerzeugung übersteigt den erwarteten Stromverbrauch. Die Kapazitätsanforderungen an Stromspeicher und konventionelle Erzeugungsanlagen unterliegen entsprechend großen Schwankungen. Fällt die Residuallast unvorbereitet auf sehr niedrige Werte, z.B. bei unvorhergesehenen Anstiegen der Windgeschwindigkeit, kann dies als Anzeichen für eine Stabilitätsgefährdung im Netz interpretiert werden. Voraussetzung für die Identifizierung solcher Situationen aus den Daten ist die Festlegung eines unteren Grenzwertes. Dieser Grenzwert kann aus dem Zusammenhang zwischen Residuallast und Börsenstrompreis hergeleitet werden.¹⁰ Zwar wird nur ein geringer Anteil des erzeugten Stroms anonym über die Börse vermarktet, die Börsenpreise dienen aber nach dem Arbitrageprinzip auch als Referenzgröße für den über Direktverträge abgewickelten übrigen Handel.

⁹ Fraunhofer (2014c)

¹⁰ FfE (2011)

Abbildung 2

Residuallast in Deutschland 2012 (Tagessumme)

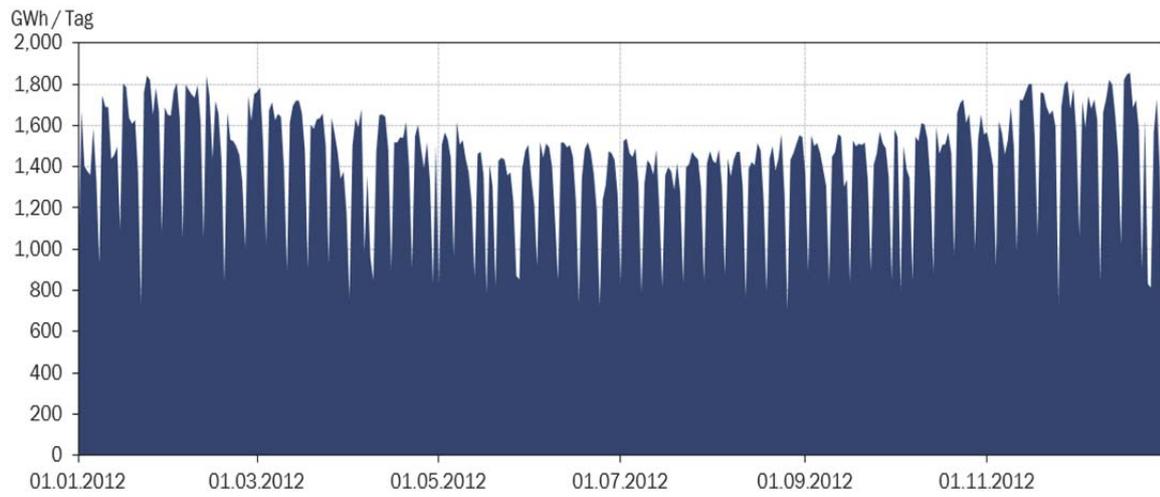


Abbildung 3

Prognose Residuallast in Deutschland 2020 (Tagessumme)

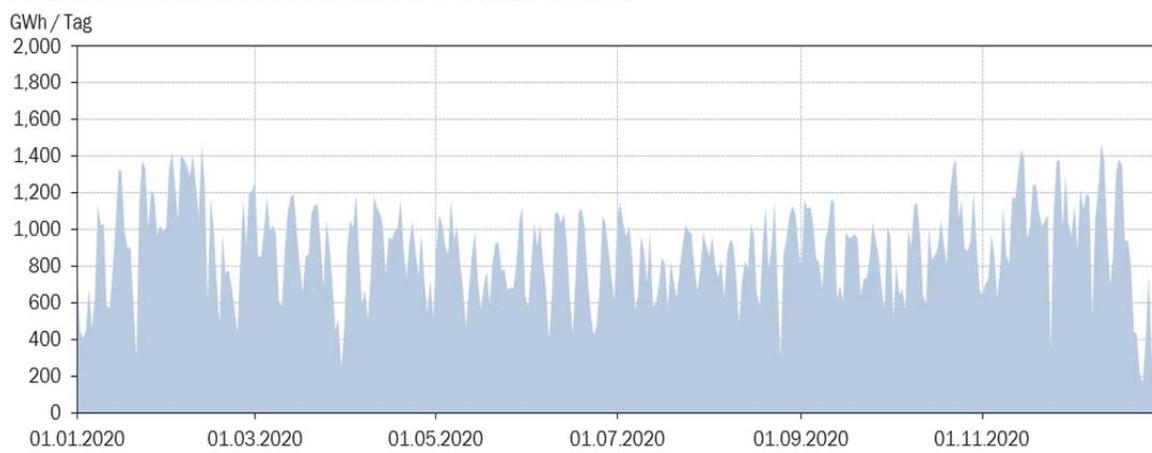
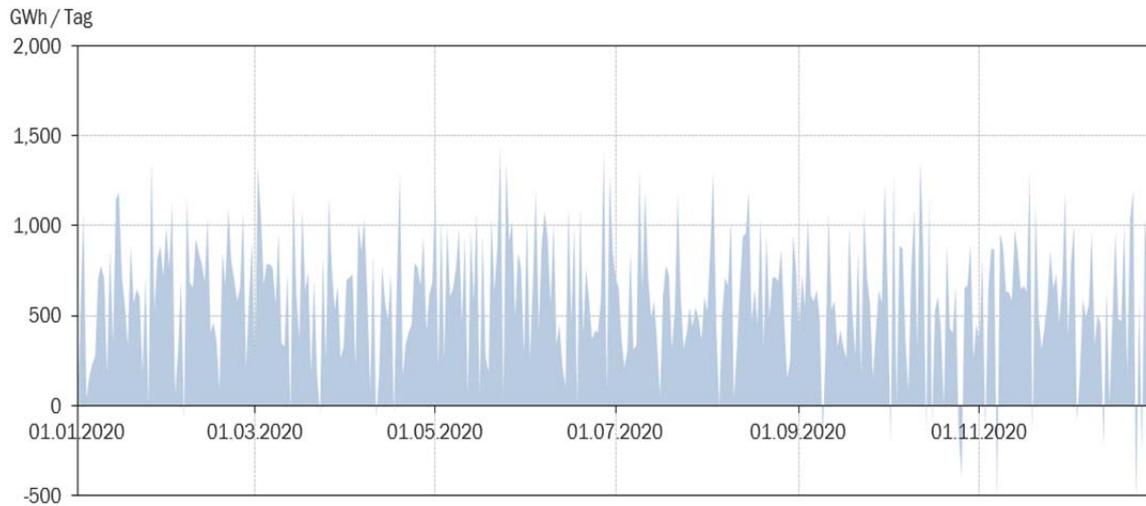


Abbildung 4

Prognose Residuallast in Deutschland 2032 (Tagessumme)



Quellen: EEX, Übertragungsnetzbetreiber, ENTSOE (2014); Eigene Berechnungen

Die Strombörse als organisierte Institution des Strom-Großhandels unterteilt sich in mehrere Marktsegmente. Die für den deutschen Raum relevante European Energy Exchange (EEX) mit Sitz in Leipzig ermöglicht Handel auf Spot und Futures Märkten. Am Spot-Markt werden Kontrakte über Stromlieferungen innerhalb kurzer Zeithorizonte geschlossen. Wichtigstes Subsegment ist der Day-Ahead-Markt: Hier werden Stromlieferungen für den folgenden Tag differenziert nach Tagesstunden gehandelt. Durch die Kurzfristigkeit des Handels stellen dessen Preisverläufe ein gutes Signal für unerwartete Erzeugungsschwankungen dar. Als ein extremes Beispiel lässt sich die Situation während der Weihnachtsfeiertage 2012 anführen: Ein starker kurzfristiger Anstieg im Angebot von Windstrom in der Nacht zum 25. Dezember führte am darauffolgenden Tag zu einem massiven Einbruch der Preise am Day-Ahead-Markt. Dies äußerte sich in stark negativen Preisen bis runter auf -200 €/MWh. Phänomene dieser Art sind Ausdruck des Anpassungsdrucks, der auf die konventionellen Stromerzeuger in solchen Situationen wirkt. Um diese zu zwingen, ihre Kraftwerke unter Inkaufnahme von An- und Abfahrtskosten kurzfristig runterzufahren, können im Einzelfall negative Preise nötig sein. Der Preis am Day-Ahead-Markt erscheint damit als guter Indikator für das Ausmaß an Fehlkoordination im temporären Erzeugungsmix (siehe Abb. 6).

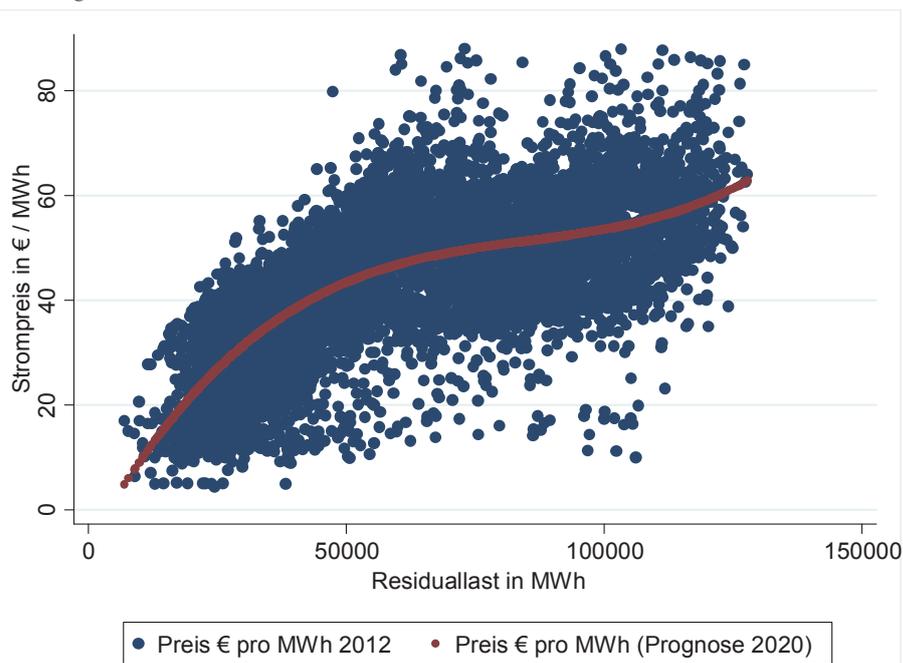
Um diese stündlichen Börsenpreise auch als Signal für zukünftige Überschussszenarien nutzen zu können, wurde zunächst die Art des funktionalen Zusammenhangs zur Residuallast etabliert. Dies geschah über einen einfachen polynominalen Regressionsansatz, in dem die stündlichen Preisen am Day-Ahead-Markt im Jahr 2012 auf eine Funktion der stündlichen Residuallast in 2012 regressiert wurden.¹¹ Als Funktionsform liefert ein Polynom 3. Grades einen hohen Erklärungsgehalt. Die resultierenden Koeffizientenschätzer sind sämt-

¹¹ Die Beobachtungen wurden zuvor um verzerrende Ausreißer in den Börsenpreisen bereinigt: Die 1% höchsten sowie die 1% niedrigsten Preise wurden eliminiert.

lich hoch signifikant. Auch das Bestimmtheitsmaß fällt mit einem Wert von 0,51 angesichts der potentiellen Vielzahl an nicht objektiv messbaren Handelsfaktoren (strategische Gebote, Kollusion etc.) relativ hoch aus. Die exakten Schätzwerte und Statistiken sind in Anhang A aufgeführt. Abbildung 5 illustriert den funktionalen Zusammenhang im Streudiagramm. Im Bereich höherer Residuallast flacht die Kurve leicht ab, da der Zusammenhang zum Börsenpreis hier nicht mehr so eng ist. In dem für uns interessanten Bereich niedriger Residuallast ist er dafür umso stärker.

Zusammenhang zwischen Börsenpreis und Residuallast (stündliche Daten)

Abbildung 5



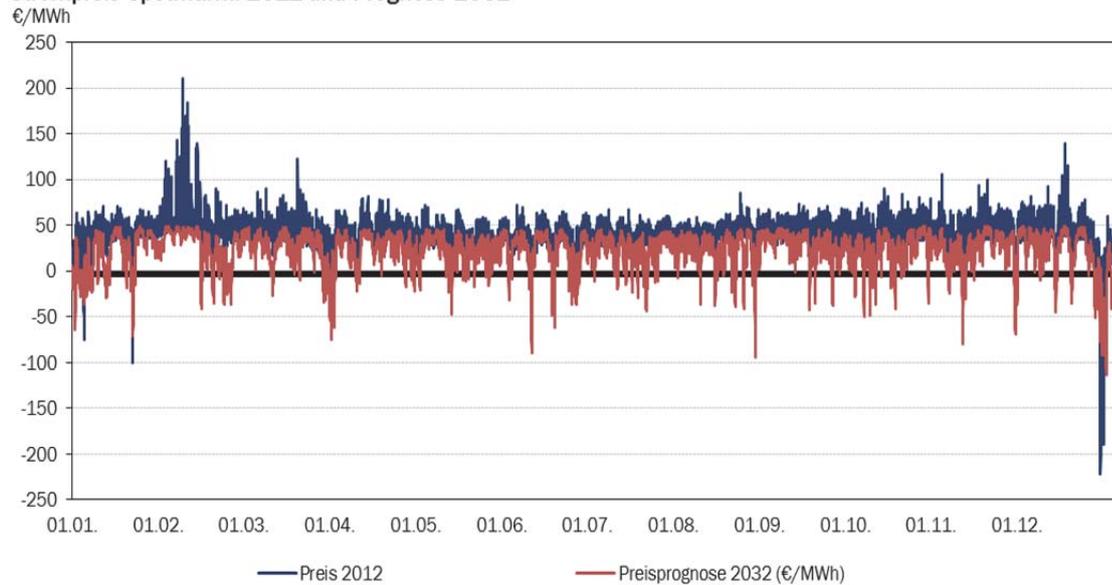
Quelle: HWWI (2014)

Aus diesem funktionalen Zusammenhang wurden dann Prognosewerte für die stündlichen Börsenpreise in den Jahren 2020 und 2032 abgeleitet, in dem die Schätzwerte für die Residuallast im betreffenden Jahr in die Funktion eingesetzt wurden. Abbildung 6 stellt die gewonnene Preiszeitreihe für 2032 dar. Als Folge des Schätzprozesses ist die Fluktuation etwas geglättet, extreme Preissprünge wie in der Ausgangszeitreihe treten nicht auf. Gleichzeitig liegt bedingt durch die gesunkene Residuallast das mittlere Preisniveau etwas niedriger. Negative Werte sind häufiger zu beobachten als noch in 2012. Von einem Erzeugungsüberschuss kann allerdings auch dann schon gesprochen werden, wenn der Börsenpreis soweit abgesunken ist, dass Grundlasterzeuger ihre Stromgestehungskosten nicht mehr decken können: Sie werden faktisch aus dem Markt gedrängt. Als preislicher Grenzwert für das Auftreten von Überschüssen wurde deshalb ein Wert von 30 €/MWh festgesetzt, was etwa dem aktuellen Niveau der Gestehungskosten von Grundlaststrom aus Kernkraft/Braunkohle

entspricht.¹² Der dazugehörige Grenzwert für die stündliche Residuallast beträgt gemäß unserem Regressionszusammenhang 28,5 GWh. Liegt der tatsächliche Wert darunter, wird die Differenz zum Grenzwert als Maß für den Angebotsüberschuss (in GWh) interpretiert. Dieser erreicht nach unseren Prognosen in 2032 stellenweise Niveaus von bis zu 30 GWh pro Stunde (siehe Abbildung 7). Werden bis dahin über die Fördergrenze hinaus zusätzliche PV-Kapazitäten zum Zwecke der Eigenversorgung geschaffen, würde das Überschusspotential sogar noch höher ausfallen. In Abschnitt 4 wird untersucht, welchen Beitrag PtH-Hybridssysteme mit ihrer Stromnachfrage zur Nutzbarmachung dieser potentiell abgeregelten Überschüsse leisten können.

Abbildung 6

Strompreis Spotmarkt: 2012 und Prognose 2032

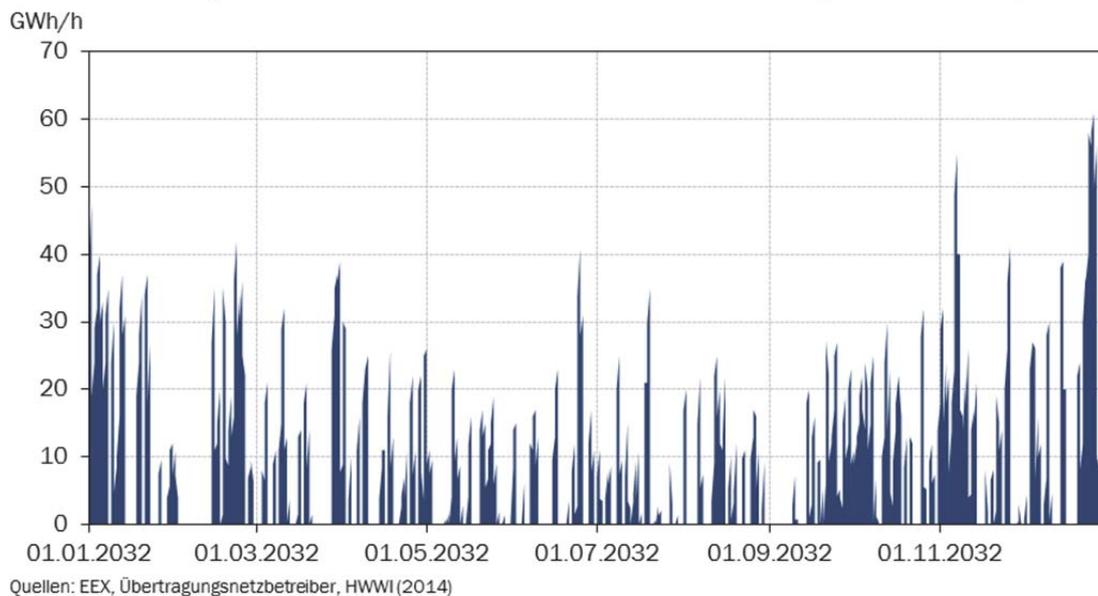


Quelle: EEX, HWWI (2014)

¹² Fraunhofer (2013)

Abbildung 7

Simulierter Angebotsüberschuss in 2032 im Jahresverlauf (Stundenbasis)



3 | Netzregelung in Deutschland

3.1 | Regelinstrumente

Wie im Abschnitt zuvor dargestellt, ist eine wesentliche Herausforderung der Integration fluktuierender Erneuerbarer Energieträger der Umgang mit den zunehmenden Ungleichgewichten von Erzeugung und Verbrauch. Es ist zu erwarten, dass es immer häufiger zu Situationen kommt, in denen mehr Strom erzeugt werden könnte, als zu dem Zeitpunkt benötigt wird. Um sowohl in der zeitlichen als auch in der räumlichen Dimension die Versorgungssicherheit in einem Energiesystem mit einem hohen Anteil Erneuerbarer Energien zu gewährleisten, werden neben dem Netzausbau auch der Einsatz von Speichertechnologien zur Entkopplung von Erzeugung und Verbrauch als wichtiger Baustein für mehr Flexibilität betrachtet.¹³

Die Technologien können nach Art der Speicherung der überschüssigen Energie in mechanische, elektrochemische und elektrische Speicherungsverfahren kategorisiert werden. Zusätzlich unterscheiden sich die Technologien stark nach ihrem Reifegrad, den Standortvoraussetzungen, dem Wirkungsgrad sowie der möglichen Dauer der Speicherung.

In Deutschland sind die mit Abstand am weitesten verbreiteten Speicher Pumpspeicherwerke (PSW). 2012 waren hierzulande 5,65 GW Erzeugungskapazität installiert.¹⁴ Bei PSW

¹³ BMWi (2014) und dena (2010b)

¹⁴ <http://epp.eurostat.ec.europa.eu>

handelt es sich um mechanische Speicher. Sie speichern den überschüssigen Strom in Form von potentieller Energie, in dem sie Wasser von einem niedrigeren in ein höher gelegenes Becken pumpen und bei Bedarf diese Energie rückverstromen. Der Vorteil von PSW ist die langjährige Erfahrung mit dieser Technologie sowie der relativ hohe Wirkungsgrad von ungefähr 80 %. Nachteile von PSW sind der große Flächenbedarf, die starken Eingriffe in die Umwelt und das Landschaftsbild und die Diskrepanz zwischen dem Standort der fluktuierenden Erzeuger im Norden und den möglichen Standorten für neue PSW im Süden, was die Möglichkeit des weiteren Ausbaus in Deutschland stark beschränkt.¹⁵

Eine weitere mechanische Speichertechnologie stellen die Druckluftspeicher (Compressed Air Energy Storage – CAES) dar. Derzeit liegen die Kosten für CAES jedoch noch deutlich oberhalb der Kosten von PSW. Weiterhin besteht die Möglichkeit überschüssige Energie durch elektrochemische Prozesse zu speichern. Eine häufig diskutierte Variante ist die Speicherung von synthetischem Methan, welches durch Methanisierung von durch Elektrolyse gewonnenem Wasserstoff entsteht, auch als Power-to-Gas bezeichnet. Diese Speichertechnologie befindet sich derzeit noch in der Demonstrationsphase, ist ebenfalls sehr kostspielig und besitzt bei der Rückverstromung einen sehr niedrigen Wirkungsgrad von 30 – 40 %.¹⁶

Zudem besteht mittlerweile Einigkeit darüber, dass die zukünftigen Anforderungen im Bereich Netzsicherheit nicht allein durch Anstrengungen auf Erzeugerseite und im Netzmanagement gestemmt werden können. Die Endnachfrager müssen vielmehr aktiv in Maßnahmen zur Netzstabilisierung eingebunden werden, indem Stromlasten je nach momentaner Erzeugungslage gezielt zu- oder abgeschaltet werden. Grundsätzlich kann eine solche Laststeuerung entweder zentral durch den jeweiligen Verteilnetzbetreiber oder dezentral als Entscheidung des einzelnen Verbrauchers erfolgen. Eine bereits heute genutzte Form von zentralem Lastmanagement stellt die vertraglich vereinbarte Abschaltung von Großverbrauchseinrichtungen bei Strommangel dar. Auf Grundlage von §13 Abs. 4a und 4b EnWG umfasst der Adressatenkreis all diejenigen direkt an das Hoch- oder Höchstspannungsnetz angeschlossene Einrichtungen, welche ihre Stromnachfrage auf Aufforderung zuverlässig um ein bestimmtes Maß reduzieren können.¹⁷ In Frage kommen hier vor allem kurzfristig regelbare Prozesse wie Belüftung und Kühlung in energieintensiven Industrieunternehmen.

Im Rahmen der dezentralen Laststeuerung besteht die Möglichkeit, zusätzlich Verbrauchsquellen in Privathaushalten zur Netzstabilisierung heranzuziehen. Dies kann über aktive Eingriffe des Konsumenten oder über automatisierte Regler geschehen. In jedem Fall muss eine Kommunikationstechnik eingerichtet werden, die Informationen über Ungleichgewichte im Netz möglichst zeitnah an die Verbrauchsstelle überträgt. Im Interesse der Anreizwirkung sollte dies vornehmlich in Form von Preissignalen geschehen, was entsprechend variable Stromtarife voraussetzt. Situationen von Stromüberschüssen können so über Preisenkungen zusätzliche Verbrauchsanreize induzieren, die zum Abbau des Ungleichgewichts im Netz beitragen.

¹⁵ dena (2010b)

¹⁶ Kondziella et al. (2013) und Monopolkommission (2013)

¹⁷ Die genaue Ausgestaltung ist in der Verordnung über Vereinbarungen zu abschaltbaren Lasten geregelt:

<http://www.gesetze-im-internet.de/bundesrecht/ablav/gesamt.pdf>

Regelpotential im Haushalt besteht z. B. bei Elektrogeräten wie Waschmaschinen und Kühlschränken. Auch hier setzt allerdings die beschränkte zeitliche Flexibilität im Verbrauch dem Potential gewisse Grenzen. Die Nutzung der Haushaltsgeräte ist in der Regel fest in den Tagesablauf eingebunden, die Bereitschaft das Nutzungsverhalten künftig an kurzfristigen Strompreissignalen auszurichten dürfte allgemein eher gering sein. Zudem nimmt das Potential an generierbarer Last zukünftig eher ab: die Haushaltsgeräte werden immer energieeffizienter, der Stromverbrauch pro Nutzungsvorgang sinkt.

Große Hoffnungen im Konsumentenbereich werden auch auf das Thema Elektromobilität gesetzt. Die prinzipiell flexibel aufladbaren Batterien mit ihren Speicherkapazitäten von 20-40 kW ermöglichen bei entsprechender Koordination über Preissignale ein Gegengewicht zu Erzeugungsschwankungen. Ein wahrscheinliches Problem wird aber auch hier die beschränkte Verbraucherflexibilität darstellen. So hat in einer Pilotstudie des Karlsruher Instituts für Technologie (KIT) ein Großteil der Probanden unabhängig vom Preisverlauf die Aufladung der Batterien stets in die Abendstunden gelegt.¹⁸ Ein derart fest an den Tagesablauf gebundener Aufladerythmus steht einer zeitnahen Abfederung irregulär auftretender Erzeugungsüberschüsse entgegen. Zudem hinkt der Fahrzeugbestand auch wegen der hohen Preise hinter den politischen gesteckten Zielen her, die von der Bundesregierung angepeilte Zielsetzung von 1 Millionen Elektroautos in 2020 wird als kaum noch realistisch betrachtet. Auch der Aufbau einer Infrastruktur an öffentlichen Ladesäulen steckt in Deutschland noch in den Kinderschuhen.

Besonders attraktive Flexibilitätspotenziale für Haushalte ergeben sich, wenn man die Betrachtung von der reinen Elektroseite um den Bereich Wärmeversorgung erweitert: Die für Heizung und Trinkwassererwärmung benötigte Wärme kann nicht nur mit Öl-/Gaskesseln bereitgestellt werden sondern auch durch zusätzlich eingebaute, elektrisch betriebene Wärmeerzeuger. Und zwar ohne jede Komfort- oder Verhaltenseinschränkung für die Nutzer. Durch die gerade in Ein- und Zweifamilienhäusern regelmäßig genutzten Wärmespeicher im Heizsystem ist zudem auch eine zeitliche Entkopplung von Wärmeerzeugung und –verbrauch möglich. Das ermöglicht es, Stromüberschüsse unabhängiger von der Höhe des temporären Wärmebedarfs zu nutzen. Es gibt keine Tendenzen, dass der Wärmeverbrauch deutscher Haushalte in Zukunft rapide abnehmen sollte. Bei einem Gesamtbestand von aktuell etwa 19 Millionen Öl- und Gasheizungen in Deutschland verspricht der Zubau von Power-to-Heat-Elementen (Ergänzung von Öl-/Gasheizungen um ins Heizsystem integrierte Elektroheizer) ein beträchtliches Reservoir an flexibel einsetzbarer Stromnachfrage, das unter anderem zur Aufrechterhaltung der Netzstabilität sowie einer besseren Integration des EE-Stroms eingesetzt werden kann. Da solche Hybridsysteme die Wärmeversorgung in Zeiten fehlender EE-Stromüberschüsse problemlos auch ohne Heizstrom sicherstellen können, entsteht im Gegensatz zu rein strombasierten Heizsystemen kein Bedarf an sicher verfügbaren Reservekraftwerkskapazitäten. Der Wert dieses Vorteils wird in den aktuellen Diskussionen zum Thema Kapazitätsmärkte besonders deutlich. Denn sie zeigt, wie schwierig eine Finan-

¹⁸ Paetz et al. (2012)

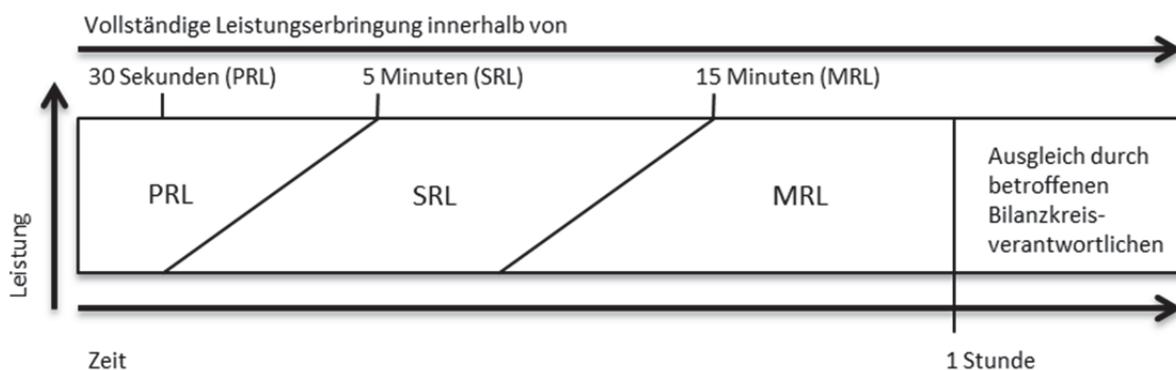
zierung solcher Reservekraftwerkskapazitäten ist. Die Implikationen dieser Eigenschaften auf individueller und gesamtwirtschaftlicher Ebene werden in Abschnitt 4 untersucht.

3.2 | Marktentwicklung Regelenergie

Kommt es zu Abweichungen zwischen Stromeinspeisung und Stromentnahme in den Übertragungs- und Verteilnetzen, sind die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) verpflichtet, die Frequenzabweichung durch den Einsatz von Regelenergie auszugleichen um die Netzstabilität zu gewährleisten.¹⁹ Die Abweichungen vom Fahrplan entstehen zum einen durch fehlerhafte Prognosen, was beispielsweise die Einspeisung fluktuierender Erneuerbarer Energien oder die Stromnachfrage angeht. Eine weitere Quelle sind Nachfrage- oder Angebotsausfälle wie bspw. Kraftwerksausfälle. Kommt es zu einer Überspeisung des Netzes, wird durch die ÜNB negative Regelleistung eingesetzt um den Überschuss abzubauen. Dies kann durch eine Drosselung der Erzeugung am Netz befindlicher Kraftwerke geschehen oder durch zusätzliche Last. Im Fall einer Unterspeisung des Netzes wird positive Regelenergie benötigt. Entsprechend wird die Erzeugung kurzfristig erhöht bzw. Last abgeworfen.

Die vier deutschen ÜNB schreiben den Bedarf an Regelleistung in einer gemeinsamen Auktion getrennt nach Regelleistungsprodukten auf einer Internet-Plattform aus und sind somit der einzige Nachfrager auf dem Regelenergiemarkt.²⁰ Die Regelleistungsprodukte unterscheiden sich in ihrer Qualität in erster Linie nach ihrer Reaktionszeit. In Abbildung 8 ist die zeitliche Hierarchie bei Abruf der Regelleistungsprodukte schematisch dargestellt.

Abbildung 8



Quelle: HWWI (2014)

Die höchsten Anforderungen werden an die Primärregelung (PRL) gestellt. Sie muss nach 30 Sekunden Vorlaufzeit in vollem Umfang zur Verfügung stehen. Bei der PRL wird als

¹⁹ Im europäischen Verbundnetz muss zu jedem Zeitpunkt eine Frequenz von 50 Hz (+/- 20 mHz) anliegen. Kommt es zu größeren Frequenzabweichungen droht der Schwarzfall (Stromausfall). <https://www.entsoe.eu>

²⁰ Für eine detaillierte Erläuterung des Verfahrens zur Ermittlung des Regelleistungsbedarfs sei an dieser Stelle auf <https://www.regelleistung.net/> verwiesen.

einziges Produkt nicht nach negativer und positiver Regelleistung unterschieden, sondern ein Gebot muss symmetrisch beide Richtungen beinhalten. Der Bedarf an PRL wird mittels einer eindimensionalen Auktion gedeckt. Durch den gebotenen Preis werden somit die Vorhaltung der Leistung als auch die Kosten eines etwaigen Abrufs vergütet.

Sekundär- (SRL) und Minutenreserveleistung (MRL) werden hingegen in einer zweidimensionalen Auktion ausgeschrieben. Es wird nach Leistungspreis für die Reservevorhaltung sowie Arbeitspreis für den tatsächlichen Abruf der Leistung unterschieden. Bei der Auswahl der Gebote werden in einem ersten Schritt die Gebote gemäß ihrem Leistungspreis, beginnend beim Niedrigsten, ausgewählt und der Bedarf gedeckt. Kommt es zum Abruf von Regelleistung wird unter den ausgewählten Geboten zuerst das mit dem niedrigsten Arbeitspreis aktiviert. Sowohl Leistungs- als auch Arbeitspreis werden nach dem Gebotspreisverfahren (pay-as-bid) vergütet. In Tabelle 1 werden die weiteren Eigenschaften der unterschiedlichen Regelernergiearten gegenüber gestellt.

Tabelle 1: Eigenschaften der drei Formen von Regelleistung

	Primärregelleistung (PRL)	Sekundärregelleistung (SRL)	Minutenreserveleistung (MRL)
Minimale Angebotsgröße	1 MW	5 MW	5 MW
Vorlaufzeit	30 Sekunden	5 Minuten	15 Minuten
Ausschreibungszeitraum	wöchentlich	wöchentlich	täglich
Produkte	eine Zeitscheibe	zwei Zeitscheiben; Haupt-/Nebenzzeit	sechs Zeitscheiben; Je 4h

Quelle: HWWI (2014)

Um am Regenergiemarkt als Anbieter teilnehmen zu dürfen, müssen die betreffenden Anlagen von den ÜNB präqualifiziert werden. Hierunter versteht man den Nachweis den potentielle Regelleistungsanbieter erbringen müssen, dass sie die zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit notwendigen Anforderungen erfüllen können.²¹ Aufgrund des hohen finanziellen und zeitlichen Aufwands des Präqualifizierungsverfahrens sowie der notwendigen Flexibilität zur Erbringung der Regelleistung sind vornehmlich große Kraftwerksbetreiber Anbieter auf dem Regenergiemarkt. Derzeit sind 20 Anbieter für Primärregelleistung, 27 für Sekundärregelleistung und 38 für Minutenreserveleistung präqualifiziert.²²

Im Fokus dieser Studie steht der Beitrag von Hybridheizungen zur Stromnetzstabilisierung. Da Hybridheizungen nur als Verbraucher Einfluss auf die Stabilität der Stromnetze nehmen können wird sich nachfolgend bei der Analyse des Regenergiemarktes ausschließ-

²¹ Für eine detaillierte Darstellung des derzeitigen Rechtsrahmens zur Präqualifizierung von Regelernergieanbietern sei an dieser Stelle auf die Internetplattform der Übertragungsnetzbetreiber <https://regelleistung.net/> verwiesen.

²² Präqualifizierte Anbieter gemäß der Anbieterliste auf <https://www.regelleistung.net> (Stand: 15.07.2014).

lich auf die Bereitstellung negativer Regelleistung beschränkt. Zunächst wird auf Basis historischer Daten dargestellt, wie sich die Kosten der Regelleistungsvorhaltung für negative MRL und SRL in den Jahren 2012 und 2013 entwickelt haben. Dabei werden die Leistungspreise für die unterschiedlichen Zeitscheiben der Minutenreserveleistung 2012 und 2013 analysiert.²³ Abschließend wird die Entwicklung des Regelleistungsbedarfs betrachtet und treibende und hemmende Einflüsse identifiziert.

Tabelle 2: Die Kosten der Vorhaltung von negativer Regelenergie 2012 und 2013

Gesamtkosten der Reservevorhaltung (SRL/MRL)	2012	2013
Gesamt	282 786 013 €	339 339 212 €
davon negative SRL	220 169 442 €	213 457 254 €
davon negative MRL	62 616 571 €	125 881 958 €

Quelle: HWWI (2014)

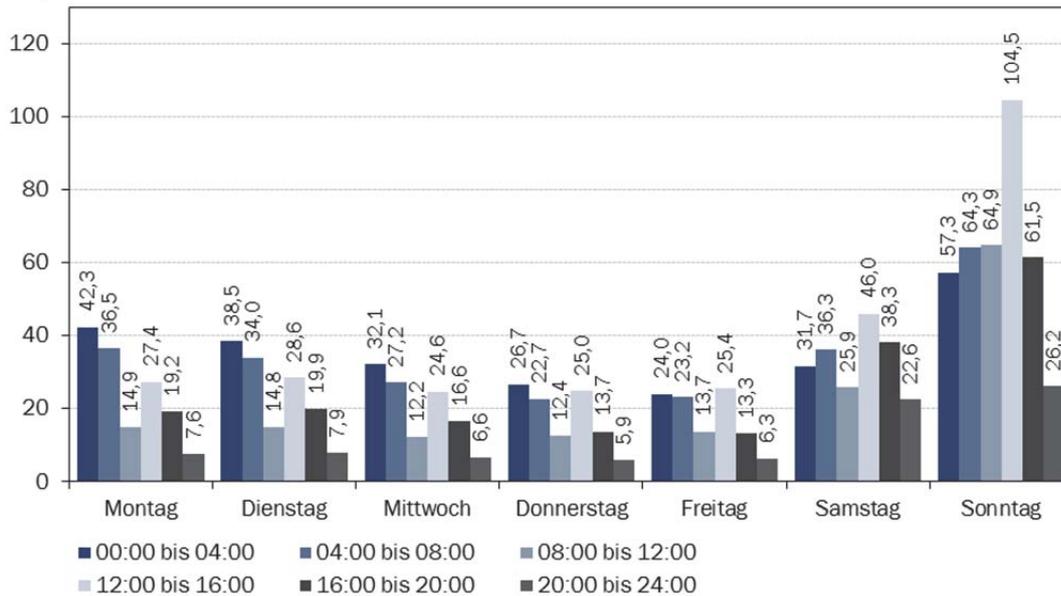
In Tabelle 2 sind die Kosten der Reservevorhaltung für SRL und MRL als Summe der gezahlten Leistungspreise für die Jahre 2012 und 2013 ausgewiesen. Im Vergleich mit 2012 sind die Kosten der Reservevorhaltung um ein knappes Fünftel gestiegen. Wesentlicher Treiber der Kostensteigerung waren dabei die Kosten für Minutenreserveleistung, welche sich nahezu verdoppelt haben. Dabei wird der Anstieg der Kosten der Reservevorhaltung sowohl durch das Niveau der Leistungspreise als auch die ausgeschriebenen Mengen bestimmt. Aus diesem Grund wird im Weiteren ein kurzer Überblick zu den Preis- und Mengenentwicklungen für negative Minutenreserveleistung geboten.

²³ Eine Analyse der Bereitstellung von negativer Sekundärenergieleistung wird nicht vorgenommen, da derzeit die Ausschreibungs- und Vorhaltungszeiträume (Wochenbasis) speziell für kleine Anbieter wie Gas- oder Öl-Hybridheizungen zu lang und daher mit zu hoher Unsicherheit verbunden sind.

Abbildung 9

**Mengengewichteter Durchschnittspreis in Euro/MW
im dritten Quartal 2013 nach Wochentag und Zeitscheibe**

Euro/MW



Quelle: HWWI (2014), bundesweite Feiertage wurden bei der Berechnung ausgeschlossen.

In Abbildung 9 sind exemplarisch die durchschnittlichen mengengewichteten Leistungspreise für Minutenreserveleistung im dritten Quartal 2013, differenziert nach Zeitscheibe und Wochentag, dargestellt.²⁴ Es lässt sich erkennen, dass sich die Leistungspreise der verschiedenen Produkte für negative Regelleistung in ihrer Höhe zum Teil stark voneinander unterscheiden. So lag im Jahr 2013 im dritten Quartal der durchschnittliche Leistungspreis der Zeitscheibe sonntags, 12:00 bis 16:00 Uhr, um mehr als das Siebzehnfache höher als der Preis der Zeitscheibe donnerstags, 20:00 bis 24:00 Uhr. Die Preise folgen im Laufe der Woche einem U-förmigen Pfad. Die durchschnittlich höchsten Preise werden am Sonntag erzielt. Alle Wochentage weisen weiterhin eine deutliche Diskrepanz zwischen den Nachtzeitscheiben (00:00 bis 08:00 Uhr) und den restlichen Stunden des Tages auf. Zwischen 2012 und 2013 sind die durchschnittlichen Leistungspreise aller Zeitscheiben gestiegen, im Schnitt um 134 %. Die deutlichsten Zuwächse lassen sich in der Mittagszeit verzeichnen. Die hohen Preise dieser Zeitscheibe (12:00 bis 16:00 Uhr) deuten auf die Mittagsspitze der Photovoltaikeinspeisung und eine damit einhergehend geringere Residuallast hin.²⁵

Das Niveau der Leistungspreise lässt sich zum Teil durch das Bieterverhalten erklären. Anbieter von Regelleistung richten die Höhe ihrer Gebote an ihren Opportunitätskosten aus. Derzeit sind die Hauptanbieter von Regelleistung konventionelle Kraftwerke und Pump-

²⁴ Im Anhang D sind die durchschnittlichen Leistungspreise für alle Quartale 2012 und 2013 dargestellt.

²⁵ Die hohen Preise der Zeitscheibe 12:00 bis 16:00 Uhr treten in dieser Form das erste Mal in 2013 auf. Vgl. Abbildungen in Anhang D.

speicherkraftwerke.²⁶ Aus diesem Grund wird im Folgenden näher auf die Gebotsabgabe eines konventionellen Kraftwerksbetreibers eingegangen.

Um negative Regelleistung bereitzustellen muss in diesem Fall die Erzeugung gedrosselt werden. Dies setzt zwingend voraus, dass die zur Regelleistung angebotene Menge zu dem Zeitpunkt auch erbracht wird um im Falle eines Abrufes die Netzfrequenz durch Absenkung der Erzeugung zu stabilisieren. Die Opportunitätskosten richten sich somit nach den Erlösmöglichkeiten der alternativen Vermarktung (bzw. Nicht-Vermarktung) am Spot-Markt. Orientierungsgrößen bei der Abgabe eines Gebotes für Regelleistung sind somit der erwartete Börsenstrompreis sowie die individuellen Stromgestehungskosten zum Zeitpunkt der Reservevorhaltung.²⁷ Speziell in Zeiten starker Einspeisung aus Erneuerbaren Energien und damit einhergehenden niedrigen Börsenpreisen erzeugen konventionelle Kraftwerke durch diesen must-run Block hohe Kosten für die Regelleistungsvorhaltung und –erbringung.²⁸

Neben den beschriebenen Entwicklungen des Preisniveaus von Regelleistung hat der ausgeschriebene Leistungsbedarf einen erheblichen Einfluss auf die Kosten der Reservevorhaltung. In Tabelle 3 ist die Entwicklung der vorgehaltenen Mengen von MRL dargestellt. Die durchschnittlich ausgeschriebene Menge ändert sich im Zeitverlauf. Während bei der SRL der Bedarf zwischen 2012 und 2014 um knapp 9 % (200 MW) gesunken ist, lässt sich bei der Minutenreserveleistung ein zeitweise steigender Bedarf erkennen. Zwischen dem ersten Quartal 2012 und dem ersten Quartal 2014 ist die durchschnittlich ausgeschriebene MRL zunächst um knapp 30 % (700 MW) gestiegen. In der zweiten Jahreshälfte 2014 ist der ermittelte Bedarf an negativer MRL jedoch wieder deutlich gesunken.

Tabelle 3: Ausgeschriebene Menge an Minutenreserveleistung im Zeitverlauf

Minutenreserveleistung	1.Quartal	2.Quartal	3.Quartal	4.Quartal
2012	2158 MW	2371 MW	2349 MW	2413 MW
2013	2452 MW	2423 MW	2716 MW	2720 MW
2014	2838 MW	2800 MW	2208 MW	2184 MW

Quelle: HWWI (2014)

Die zukünftige Entwicklung des Regelenergiemarkts wird von vielen Faktoren beeinflusst, welche in ihrer Stärke, Richtung und Interdependenz schwer zu beurteilen sind. Bezüglich des zukünftigen Bedarfs an Regelleistung kommen aktuelle Studien zu unterschiedlichen Schlussfolgerungen, insgesamt jedoch zu einem stagnierenden bis steigenden Bedarf.²⁹ Die dena (2014) geht bei der Abschätzung des zukünftigen Regelleistungsbedarf im Jahr 2030 von einem um bis zu 70 % gesteigerten Bedarf an negativer Minutenreserveleistung gegenüber 2011 aus. Wesentliche Treiber der Bedarfsmenge und der Leistungspreise sind die strukturellen Veränderungen auf dem Elektrizitätsmarkt.³⁰ Als bedarfserhöhend ist in erster

²⁶ Böttger und Bruckner (2014), dena (2014)

²⁷ Die (zeitpunktabhängigen) Stromgestehungskosten sind zusätzlich durch An- und Abfahrtskosten sowie durch einen nicht-optimalen Auslastungsgrad des Kraftwerks beeinflusst.

²⁸ Siehe hierzu auch Fraunhofer (2014)

²⁹ dena (2014)

³⁰ BMWi (2014c) bietet eine umfangreiche Übersicht zu den Entwicklungen der Energiemärkte.

Linie der zunehmende Ausbau fluktuierender Erneuerbarer Energien zu nennen. Dieser führt tendenziell zu stärkeren Schwankungen im Erzeugungsprofil und somit zu zusätzlichem Regelleistungsbedarf. Kontinuierliche Verbesserungen der Prognosegüte wirken diesem Trend jedoch entgegen. Weiterhin hat das fortschreitende Zusammenwachsen der nationalen Energiemärkte zu einem europäischen Strombinnenmarkt sowie die fortschreitende europäische Integration der nationalen Regelleistungsmärkte eine bedarfsdämpfende Wirkung. Hierdurch wird zunehmend der grenzüberschreitende Ausgleich von Einspeisespitzen ermöglicht und zusätzlicher Wettbewerb in den nationalen Regelenergiemärkten erzeugt. Der zukünftige Bedarf hängt ebenfalls von dem Einsatz neuer Informations- und Kommunikationstechnologien auf der Verteilnetzebene sowie der zunehmenden Nutzung von selbsterzeugtem Strom ab.

Insgesamt ist der Anstieg der Vorhaltungskosten für negative Minutenreserveleistung von 2012 bis 2013 sowohl auf einen Anstieg der benötigten Menge als auch auf ein durchweg höheres Preisniveau zurückzuführen. Steigt der Bedarf an Regelleistung weiterhin, kann dies tendenziell zu weiter steigenden Preisen führen. Durch den Markteintritt neuer Anbieter, deren Kosten unabhängig von der Vermarktung am Produktmarkt sind, können jedoch die Preise der Reservevorhaltung sinken. Welcher Effekt dabei mittel- bis langfristig überwiegt ist jedoch nicht absehbar.

4 | Zukünftige Potentiale von Power-to-Heat als Regelinstrument

4.1 | Öl- und Gasheizungen in Deutschland

Öl- und Gasheizungen haben in Deutschland den mit Abstand größten Anteil an der häuslichen Wärmeversorgung. Mit insgesamt rund 5,8 Mio. Stück mit Öl betriebener Heizungen und über 13 Mio. Gasheizkesseln stellen sie etwa 90 % der zentralen Wärmeerzeuger in Deutschland.³¹ Im Jahr 2012 wurden rund 378 Mrd. kWh von mit Öl und Gas beheizten privaten Haushalten für Raumwärme und Warmwasser aufgewendet. Damit betrug der Anteil von Gas und Heizöl als Energieträger an der Raumwärme- und Warmwassererzeugung in 2012 etwa 69 %.³²

Ziel ist es im Folgenden zu ermitteln, wieviel von diesem Heizenergieverbrauch durch Strom von einem potentiell Hybridheizungspark im Jahr 2020 respektive 2032 via Power-to-Heat gedeckt und welcher Beitrag damit zur Glättung und Nutzung von Stromangebotspitzen geleistet werden könnte. Darin inbegriffen ist - neben einer volkswirtschaftlichen Bewertung - die Quantifizierung der Frage, wieviel Strom (hypothetische) Hybridheizungsbesitzer während eines Jahres als Heizstrom nutzen können und nutzen wollen. Die Prognose

³¹ ZIV (2012), BDH (2013), eigene Berechnungen

³² UGR (2013) – Vorbericht Energie

se der zeitlichen Verfügbarkeit solch günstigen „Überangebotsstroms“ wurde in Abschnitt 2 analysiert und gibt Auskunft darüber, wann es sich prinzipiell lohnen würde, mit Überschussstrom anstatt Öl oder Gas zu heizen. Es besteht jedoch selbstverständlich nur dann auch ein Anreiz jenen (günstigen) Strom zu kaufen und als Heizstrom zu nutzen, wenn in den Zeitfenstern des zu Heizzwecken nutzbaren Stroms auch tatsächlich Wärmebedarf oder eine Wärmespeichermöglichkeit besteht. Für die quantitative Analyse ist es folglich unausweichlich, die Wärmenachfrage der (potentiellen) Haushalte mit PtH-Hybridsystem im Jahr 2020 und 2032 zu modellieren, um diese mit dem in Abschnitt 2 ermittelten Stromangebotsprofil zu verbinden.

Ein solches Wärmelastprofil muss in der Lage sein, auf individueller und aggregierter Ebene den Heizbedarf – gemessen durch den Endenergieverbrauch zur Wärmeherzeugung – während der betrachteten Periode angemessen widerspiegeln zu können. Aufgrund des volatilen Strommarktes und der relativ kurzen Zeitfenster von Stromüberangeboten ist auch beim Heizlastprofil eine hohe zeitliche Auflösung erforderlich. Nur so kann beurteilt werden, ob zu Zeiten von Stromüberschüssen auch Heizbedarf besteht.

Standardlastprofilverfahren

Als Hilfsmittel wurde in der vorliegenden Studie das Standardlastprofilverfahren des BDEW (bis 2007 BGW/VKU) verwendet. Dieses etablierte Verfahren wurde von der TU München im Auftrag der BGW/VKU entwickelt und im Jahr 2002 veröffentlicht. Zielsetzung war es, Lastgangprofile für nicht leistungsgemessene Energieverbraucher mit Hilfe bestimmter Eckdaten prognostizieren und bilanzieren zu können. Das Verfahren richtet sich vorwiegend an Stadt- oder Versorgungswerke, um eine „hinreichend genaue Prognose der Gasabnahme [von kleinen, nicht gemessenen Letztverbrauchern] in Abhängigkeit der Temperatur“ zu ermöglichen.³³ Damit hat dieses Verfahren das gleiche Ziel wie die vorliegende Studie – ohne physische Messung den Heizverlauf abzubilden – und ist deswegen als adäquat erscheinendes Werkzeug ausgewählt und verwendet worden.

Die Zielgruppe des ursprünglichen Standardlastprofilverfahrens ist in erster Linie der Endabnehmer vom Energieträger Erdgas. In der vorliegenden Studie wird das Verfahren zusätzlich auf den Energieträger Heizöl ausgeweitet, wobei davon ausgegangen wird, dass die Lastganglinie eines Endverbrauchers unabhängig vom Einsatz des jeweiligen Energieträgers Heizöl oder Gas ist. Diese Annahme erscheint plausibel vor dem Hintergrund, dass sich ein Endverbraucher in der Wahl seines täglich gewählten Heizverhaltens vermutlich nicht an der Art des verwendeten Brennstoffs, sondern ausschließlich an seinem persönlichen Wärmebedarf orientiert.

Heizlastprognose

Ziel ist es im Folgenden, mit Hilfe dieses Verfahrens die heterogene Heizungsstruktur der in Deutschland existierenden Haushalte sowie die zugehörigen unterschiedlichen regionalen Gegebenheiten adäquat in Wärmelastgängen mit hoher zeitlicher Auflösung abbilden zu können.

³³ BDEW (2013)

Dabei werden mithilfe ausgesuchter Parameter für bestimmte Endnutzungsgruppen ähnliche Verhaltensmuster unterstellt und in einem für die Verbrauchsgruppe repräsentativen Lastprofil zusammengefasst. Die zugeordneten Variablen für die Verbrauchsgruppen sind beispielsweise die verwendete Heizkesselart, der bauliche Wärmeschutz, die regionale Verteilung etc. Diese gruppenspezifisch ermittelten Standardlastprofile stellen selbstverständlich eine Vereinfachung dar. Es ist unwahrscheinlich, dass ein Haushalt an sämtlichen Tagen das Abnahmeprofil aufweisen wird, welches seinem Standardlastprofil entspricht. Vielmehr wird davon ausgegangen, dass das jeweilige Profil dem Durchschnitt entspricht, das von der jeweiligen Verbrauchergruppe abgenommen wird. Die Qualität der so ermittelten Lastprofile hängt somit eng von der Genauigkeit der gewählten Parameter für die Verbrauchergruppen ab.

Anhand nachfolgender Variablen wurde die Differenzierung in einzelne Verbrauchergruppen vorgenommen. Alle Parameter haben substantiellen Einfluss auf das (gruppenspezifische) Heizverhalten und damit auch auf das kumulierte Wärmelastprofil:

- Die Struktur des Heizungsbestandes und Heizkesselart (regionale Verteilung, Anzahl),
- die Struktur des zugehörigen Gebäudebestandes (baulicher Wärmeschutz, Wohnfläche),
- die damit verbundenen spezifischen Endenergieverbräuche der jeweiligen Kombinationen von Kesseltyp und Gebäude,
- regionale Klimafaktoren,
- sowie die Außentemperatur am entsprechenden Standort.

In der vorliegenden Studie wurden anhand dieser Parameter Wärmelastprofile der potentiellen Hybridheizungen für die Jahre 2020 und 2032 für insgesamt 32 (Szenario 1) respektive 48 (Szenario 2) unterschiedliche Verbrauchergruppen berechnet. Im ersten Schritt wurde die Bundeslandebene als regionale Basiseinteilung gewählt, um entsprechenden regionalklimatischen Gegebenheiten und Temperaturverläufen Rechnung zu tragen. Pro Bundesland wurde der Bestand an Öl- und Gasheizungen in einem weiteren Schritt in zwei (Szenario 1) bzw. drei (Szenario 2) unterschiedlichen Gruppen zusammengefasst, die sich entsprechend der Güte des unterstellten baulichen Wärmeschutzes differenzieren.

Bestand an Öl- und Gasheizungen heute

2013 gab es in Deutschland rund 5,8 Mio. mit Heizöl und über 13 Mio. mit Gas betriebene zentrale Wärmeerzeuger. Damit haben Gasheizungen mit rund 64 % den größten und Ölheizungen mit knapp 30 % den zweitgrößten Anteil am gesamten Bestand der zentralen Wärmeerzeuger in Deutschland.³⁴ Im Gegensatz zur Gruppe der Gas-Wärmeerzeuger sind mit Öl betriebene Heizungen nicht leitungsgebunden. Da in ländlichen Regionen oft weder Gas- noch Fernwärmeanschlüsse verfügbar sind, befinden sich Ölheizungen wegen der Leitungsunabhängigkeit verstärkt im ländlichen Raum. Die Gebäudestruktur in ländlichen Gebieten wird von Ein- und Zweifamilienhäusern (EFH) dominiert. Deswegen ist der Anteil der EFH

³⁴ ZIV (2012), BDH (2013), eigene Berechnungen

mit Ölheizung wesentlich größer als der Anteil von Mehrfamilienhäusern (MFH) mit Ölheizung. Hinsichtlich der exakten Verteilung existieren aufgrund Datenmangels gewisse Unschärfen. Nach Expertenabschätzungen lag der Anteil für EFH bei rund 85 %, während lediglich 15 % zum Beheizen von Mehrfamilienhäusern genutzt wurden. Bei Gasheizungen ergibt sich bei Mehrfamilienhäusern zusätzlich die Schwierigkeit, dass diese sowohl mit einem zentralen Heizungskessel, als auch mit vielen separaten Etagenheizungen – sog. Thermen – beheizt sein können. Gas-Etagenheizungen lassen sich technisch nicht ohne weiteres als PtH-Hybridsystem umrüsten, da in der Regel der Platz für die Aufstellung eines Pufferspeichers fehlt.

Aus diesem Grund wird in der Studie aus Vereinfachungsgründen bei Öl- und Gasheizungen von MFH abstrahiert und das Augenmerk im Fortgang der Untersuchung ausschließlich auf EFH gerichtet. Für alle EFH wird für das Jahr 2020 mit einer durchschnittlichen Wohnfläche von 130 qm gerechnet; für das Jahr 2032 werden 134 qm durchschnittliche Wohnfläche der Kalkulation zu Grunde gelegt, um dem im historischen Trend steigenden Wohnflächen Rechnung zu tragen.³⁵

In EFH und ZFH in Deutschland gab es 2013 ungefähr 4,95 Mio. Ölheizungen und 9,4 Mio. Gasheizungen.³⁶ Dieser Bestand an zentralen Wärmeerzeugern ist sehr heterogen, sowohl in seiner Altersstruktur als auch der regionalen Verteilung. Seit Mitte des 20. Jahrhunderts werden Öl- und Gasheizungen in großem Maßstab zur Raumwärmeerzeugung eingesetzt. Während dieser Zeit haben sich durch technologischen Fortschritt viele Änderungen in der Heiztechnik vollzogen. Heizkessel wurden stetig effizienter und erreichten höhere Nutzungsgrade und somit eine verbesserte Ausnutzung des physischen Energiegehalts dieser fossilen Energieträger. Diese Entwicklung lässt sich vereinfachend in drei Technologie-Stadien mit zugehörigen Kesseltypen abbilden.

Die ältesten noch gebräuchlichen Heizkessel sind die sowohl technisch als auch ökonomisch stark veralteten sog. Standard- bzw. Konstanttemperaturkessel. Diese Altbestände haben mit ca. 70 % typischerweise einen äußerst geringen Nutzungsgrad; fast ein Drittel der verwendeten Energie bleibt ungenutzt. Diese Kessel haben den verhältnismäßig größten Endenergieverbrauch und damit Brennstoffbedarf. Seit 1998 dürfen diese Geräte nicht mehr neuinstalliert werden. Der Restbestand in Ein- und Zweifamilienhäusern beträgt für Ölheizungen in Deutschland derzeit noch ungefähr 510 Tsd. Stück.³⁷ Bei Gasheizungen beträgt die Anzahl von Standardkesseln in EFH etwa 120 Tsd. Stück. Shell/BDH (2013) folgend wird die Annahme getroffen, dass sich veraltete Konstanttemperaturkessel tendenziell auch in veraltetem Gebäudebestand befinden. Es wird davon ausgegangen, dass der bauliche Wärmeschutz eines mit Standardkessel beheizten EFH durchschnittlich der WSchVO 78 entspricht und einen spezifischen Endenergieverbrauch von 263 kWh pro Quadratmeter Wohnfläche pro Jahr aufweist.³⁸

³⁵ Berechnung nach HWWI Wohnungsmarktmodell

³⁶ Shell/BDH (2013), eigene Berechnungen

³⁷ ZIV (2012), eigene Berechnungen

³⁸ Shell/BDH (2013)

Die zweite – und derzeit größte – Klasse des Heizkesselbestandes bilden die sog. Niedertemperaturkessel. Diese Technologie mit verbesserter Energienutzung - Nutzungsgrade je nach Bedingungen zwischen 85 % und 90 % - löste die Standardkessel in den 1980er Jahren ab. Obwohl zurzeit am meisten verbreitet, bildet dieser Kesseltyp nicht den Stand der modernen Heiztechnik ab. Nach der aktuellen EU-Verordnung zur Ökodesignrichtlinie 2009/125/EG darf auch dieser Gerätetyp wegen seiner zu geringen Energieeffizienz ab Ende 2017 nicht mehr neuinstalliert werden.³⁹ In Deutschland sind aktuell etwa 4 Mio. Öl- und 5,7 Mio. Gas-Niedertemperaturkessel in EFH installiert.⁴⁰ Es wird unterstellt, dass sich Niedertemperaturkessel in EFH befinden, deren baulicher Wärmeschutz im Durchschnitt der WSchVO 95 genügt, und einen spezifischen Endenergieverbrauch von 148 kWh pro Quadratmeter Wohnfläche pro Jahr besitzen.⁴¹

Die dritte Klasse der mit Heizöl oder Gas betriebenen zentralen Wärmeerzeuger bilden Brennwertkessel. Sie sind bei Gas etwa seit Mitte der 90er Jahre und bei Heizöl etwa seit dem Jahr 2000 erhältlich und dominieren den Neugerätemarkt. Im Vergleich zu Niedertemperaturgeräten erzielen Brennwertgeräte zwischen 10 % und 15 % Energieeinsparung, erreichen Nutzungsgrade zwischen 96 % und 99 % und gelten als Stand der Technik. Der Bestand an Ölbrennwertgeräten in EFH liegt derzeit bei etwa 480 Tsd.⁴² Die Anzahl der Gas-Brennwertkessel in EFH beträgt ungefähr 3,6 Mio. Es wird davon ausgegangen, dass diese modernen Brennwertkessel in sanierten bzw. teilsanierten Häusern installiert wurden. Der bauliche Wärmeschutz entspricht dem zu erwartenden Wärmestandard in 2016. Der angenommene spezifische Endenergieverbrauch für Wärme dieser EFH beträgt 97 kWh pro Quadratmeter Wohnfläche pro Jahr.

Bestand an Öl- und Gasheizungen im Jahr 2020 und 2032

Die Heizlastprofile der potentiellen PtH-Hybridssysteme im Jahr 2020 und 2032 müssen auf dem zu erwartenden zukünftigen Heizungsbestand basieren. Im Jahr 2020 wird sich der Bestand an Öl- und Gasheizungen voraussichtlich erheblich gewandelt haben. Dies gilt in verstärkter Weise für das Jahr 2032. Beispielsweise wird sich – die derzeitigen Installationszahlen betrachtend - die Anzahl an Brennwertkesseln wesentlich erhöhen und die Bestände veralteter Heizungen verdrängen.

Als potentielle Hybridheizungen werden alle ab dem Jahr 2014 neuinstallierten Brennwertkessel angesehen. Dieser der Analyse zugrundeliegende Bestand an Brennwertheizungen in den Jahren 2020 und 2032 wurde in der vorliegenden Studie mittels zweier Szenarien projiziert. Diese Szenarien sind keine Prognosen, sondern lediglich mögliche Entwicklungspfade.

³⁹ Mit Ausnahme von Gas-Etagenheizungen

⁴⁰ ZIV (2012), IWO (2013), eigene Berechnungen

⁴¹ Shell/BDH (2013)

⁴² BDH (2012)

In *Szenario 1* wurde der Trend der jüngeren Vergangenheit fortgeschrieben. Im Jahr 2013 wurden insgesamt knapp 68 Tsd. Ölheizungen neuinstalliert, von denen 46 Tsd. moderne Brennwerttechnik und knapp 22 Tsd. Niedertemperaturtechnik verwendeten. Ausgehend von diesen Neuinstallationszahlen und unter Berücksichtigung des kommenden faktischen Neuinstallationsverbotes von Niedertemperaturheizungen wird von 60 Tsd. Heizungsmodernisierungen mit Öl-Brennwertkesseln pro Jahr ausgegangen. Diese Entwicklung wird bis in das Jahr 2020 fortgeschrieben.⁴³ Den Trend der letzten Jahre bei Gasheizungen fortschreibend, wird von einer Neuinstallationszahl von 358 Tsd. Gas-Brennwertkesseln in EFH pro Jahr ausgegangen. Vereinfachend wurde dabei angenommen, dass die neuinstallierten Brennwertkessel in demselben Ausmaß die ältesten Heizkessel aus dem Bestand verdrängen. Entsprechend werden im *Szenario 1* in den Jahren 2014 bis 2020 rund 420 Tsd. Öl-Brennwertkessel sowie etwa 2,5 Mio. Gas-Brennwertkessel mit potentieller PtH-Technologie neuinstalliert. Die Anzahl an Konstanttemperatur- und Niedertemperaturkesseln verringert sich entsprechend in derselben Höhe. Für die erwarteten Bestände im Jahr 2032 wurde dieser Trend fortgeführt. Daraus ergeben sich weitere 720 Tsd. Neuinstallationen von Öl-Brennwertkesseln und etwa 4,3 Mio. neuinstallierte Gasheizungen mit Brennwerttechnik. Der Bestand an potentiellen Brennwertkesseln mit PtH-Technologie im Jahr 2032 beträgt damit in *Szenario 1* insgesamt 1,14 Mio. Öl- und 6,8 Mio. Gas-Brennwertkessel.⁴⁴

In *Szenario 2* wurde eine Verdopplung der derzeitigen Heizungsmodernisierung unterstellt und damit angenommen, dass pro Jahr rund 120 Tsd. Öl-Brennwertkessel und 716 Tsd. Gas-Brennwertheizungen in EFH neu eingebaut würden. Auch in diesem Szenario ersetzen die Neuinstallationen jeweils die ältesten Geräte im Bestand der Wärmeerzeuger. Damit ergeben sich in *Szenario 2* für den Bestand in 2020 rund 840 Tsd. potentielle Öl- sowie etwa 5 Mio. Gas-Brennwertkessel. Diesen verdoppelten Trend bis in das Jahr 2032 fortschreibend erreicht die Anzahl an Öl-Brennwertheizungen mit PtH-Technologie einen Wert von rund 2,3 Mio. Bei Gas werden in diesem Szenario bis 2032 alle Heizungen modernisiert und der Bestand an möglichen PtH-Brennwertkessel beträgt rund 9,5 Mio.

Um die Szenarien überschaubar zu halten, wurde von Sanierungsmaßnahmen des Wohngebäudebestandes weitgehend abstrahiert und vereinfachend davon ausgegangen, dass bei einem Austausch des Wärmeerzeugers im Zeitraum bis 2020 der vorhandene bauliche Wärmeschutz beibehalten wird. Das heißt, dass die bis zum Jahr 2020 neu eingebauten Brennwertkessel, die einen Standardkessel verdrängen, in einem EFH installiert sind, dessen baulicher Wärmeschutz lediglich der WSchV 78 entspricht. Der zugehörige spezifische Energieverbrauch für Wärme wird mit 152 kWh pro Quadratmeter Wohnfläche pro Jahr angenommen.⁴⁵ Brennwertkessel, die bis 2020 eine Niedertemperaturheizung ersetzen, befinden sich annahmegemäß in EFH mit einem baulichen Wärmeschutz, welcher der WSchV 95 genügt. Der unterstellte spezifische Endenergieverbrauch beträgt 134 kWh pro Quadratmeter Wohnfläche im Jahr. Für alle Heizungsmodernisierungen ab dem Jahr 2020 wurde angenommen, dass der bauliche Wärmeschutz dem erwarteten Mindeststandard 2016 entspricht und einen

⁴³ BDH (2014)

⁴⁴ Eine genaue Auflistung jeweiliger Bestandszahlen befindet sich in Anhang B

⁴⁵ Energieverbrauchswerte nach Prof. Oschatz (ITG) in Shell/BDH (2013)

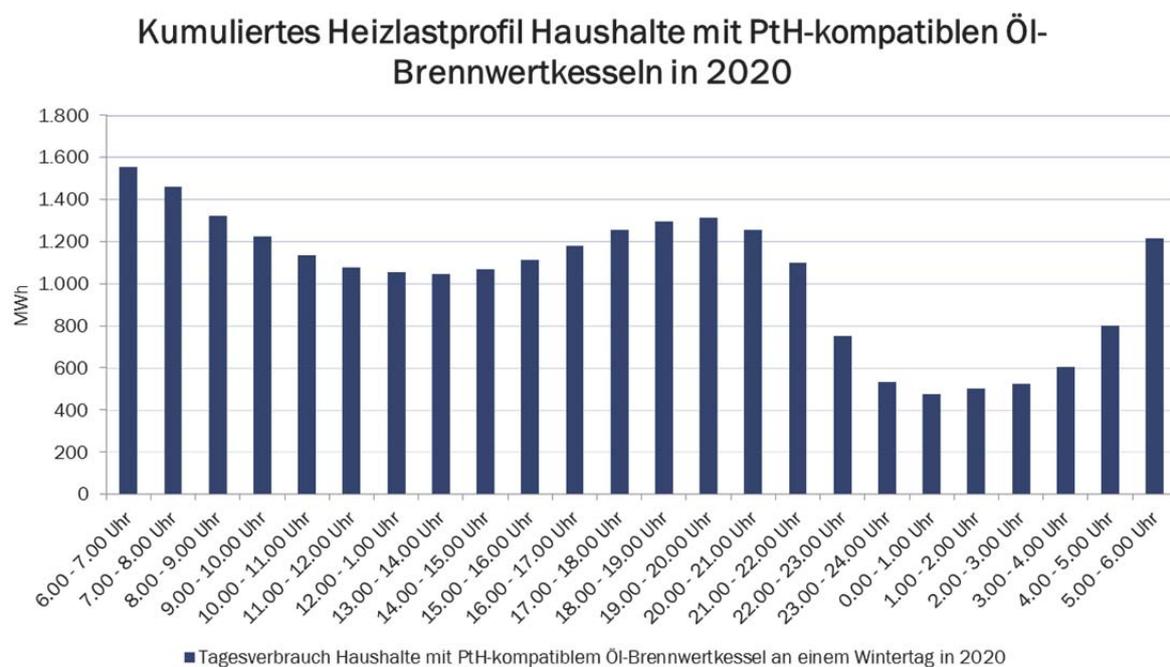
spezifischen Endenergieverbrauch von 97 kWh pro Quadratmeter Wohnfläche pro Jahr beträgt.

Heizlastprofile

Aus diesen Rahmenparametern wurden für alle Verbrauchergruppen mittels des Standardlastprofilverfahrens tägliche Verbrauchsprofile erstellt, welche die Heizlast je Stunde pro Tag in Abhängigkeit der Außentemperatur und regionaler Gegebenheiten widerspiegeln.⁴⁶ Die so erzeugten Heizlastprofile entsprechen damit einer Anwendung der Wetterlage in 2012 auf die Heizungsbestände in den Jahren 2020 und 2032.

Abbildung 10 zeigt exemplarisch den für einen Wintertag typischen Heizverlauf der kumulierten verbrauchten Endenergie zur Wärmebereitstellung aller EFH mit PtH-kompatiblen Öl-Brennwertkessel in 2020.

Abbildung 10

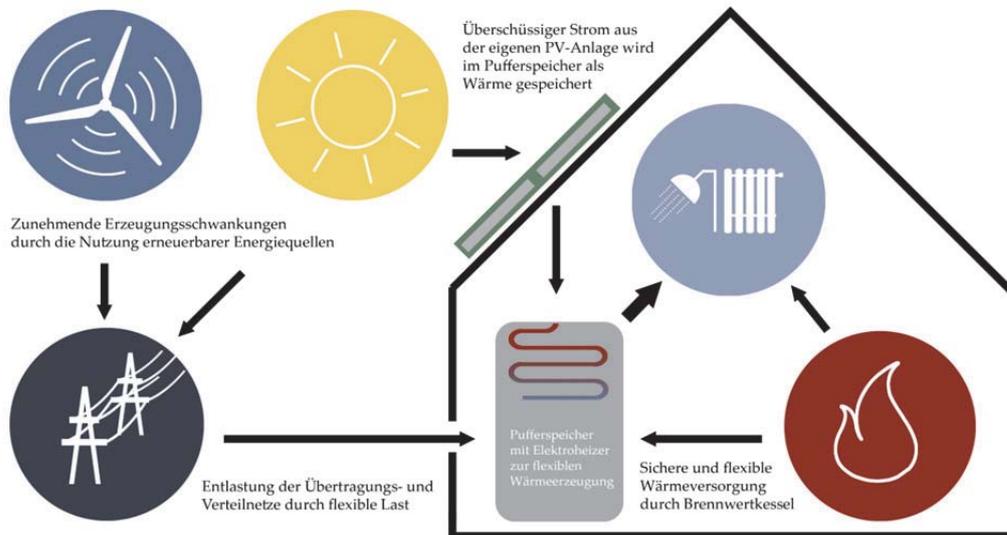


Quelle: HWWI (2014)

⁴⁶ Eine detaillierte Beschreibung der zugrunde liegenden Berechnungen ist in Anhang B zu finden.

4.2 | Grundprinzip von dezentralem Power-to-Heat

Abbildung 11



Quelle: HWWI (2014)

Abbildung 11 stellt schematisch die Funktionsweise eines dezentralen PtH-Hybridsystems mit Photovoltaikanlage dar. Durch die System-Kombination von moderner Brennwerttechnik mit einer elektrischen Heizvorrichtung (im folgenden Elektroheizer genannt) und Pufferspeicher wird eine bedingte Entkopplung der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energiequellen vom Strom- und Wärmeverbrauch ermöglicht. Der Elektroheizer dient dabei sowohl zur Verwertung des überschüssigen Stroms aus eigener Erzeugung für den Wärmeverbrauch, als auch in Situationen starker EE-Einspeisung zur Entlastung des Verteil- und Übertragungsnetzes. Durch den Hybridbetrieb mit einem modernen Brennwertkessel kann so überschüssiger Strom sinnvoll und flexibel zur Wärmeerzeugung eingesetzt, die Systemstabilität erhöht und u.U. anderweitig abgeregelter EE-Strom genutzt werden. Der Vorteil dieser Technologie gegenüber rein strombasierten Heizsystemen ist, dass keine zusätzlichen Erzeugungskapazitäten geschaffen werden müssen, um eine ständige Stromversorgung in ausreichendem Maß zu gewährleisten.

4.3 | Einzelwirtschaftliche Kosten-Nutzen-Analyse

Eine Diskussion der aus PtH erwachsenden volkswirtschaftlichen Potentiale kann nicht losgelöst von individuellen Rentabilitätsbetrachtungen erfolgen. Die individualökonomischen Anreize müssen mit der volkswirtschaftlichen Lenkungswirkung Hand in Hand gehen. Nur wenn sich für eine ausreichende Zahl an Heizungsbesitzern der Umstieg auf ein Hybridsystem in überschaubaren Zeiträumen amortisiert, erscheinen signifikante Beiträge

zur Integration potentiell abgeregelter Einspeisespitzen von EE-Strom als realistisch. Aus diesem Grund wurde zunächst der Frage nachgegangen, ob die aktuellen Rahmenbedingungen an den Strom- und Wärmemärkten den Zubau rentabel erscheinen lassen bzw. inwieweit Änderungen des Marktumfeldes die Rentabilität steigern könnten. Es ist offenkundig, dass die konkreten Ergebnisse einer solchen Kosten-Nutzen-Rechnung auch von haushaltsspezifischen Größen wie Wohnform und Haushaltsgröße abhängen. Da unser Interesse einer allgemeinen Einschätzung der Rentabilität gilt, abstrahieren wir im Folgenden von diesen Einflüssen, indem wir von einem charakteristischen Durchschnittshaushalt mit Öl- oder Gas-Brennwertheizung ausgehen. Konkret wird ein Einfamilienhaus betrachtet, dessen Wärmeverbrauch im Zeitverlauf einem deutschlandweiten Durchschnittswert entspricht. Dieser ermittelt sich aus dem deutschlandweit kumulierten Wärmeverbrauch der Brennwertheizungen innerhalb eines Zeitintervalls geteilt durch die prognostizierte Gesamtzahl an Öl- und Gas-Brennwertheizungen in Deutschland (siehe 4.1).⁴⁷ Das Haus verfügt über einen Pufferspeicher in Form eines Kombispeichers, d.h. einen Speicher, der sowohl zur Energiespeicherung für die Gebäudeheizung als auch zur Trinkwassererwärmung eingesetzt wird.

Diesem Wärmeverbrauchsprofil werden dann über einen formalen Optimierungsansatz kostenminimierende Wärmeerzeugungsprofile zugeordnet. Dabei werden Ergebnisse für zwei unterschiedliche Systeme errechnet und verglichen: ein System mit Brennwertheizung und Pufferspeicher (*Variante Basic*), ein Hybridsystem mit Brennwertheizung und Pufferspeicher mit integriertem Elektroheizer (*Variante Hybrid*). Mit Hilfe von Prognosen zu den Preisverläufen von Strom, Gas und Heizöl können hieraus Schätzungen zur Kostenersparnis des Umstiegs auf ein Hybridsystem im Vergleich zu reinen Öl- und Gasheizungen angestellt werden.

Die Bestimmung eines optimalen Erzeugungsprofils für ein System mit Wärmespeicherungsmöglichkeit ist ein inhärent dynamisches Problem. Bei Erwartung steigender Wärmegestehungskosten kann ein hohes Maß an Wärmeerzeugung heute auch dann sinnvoll sein, wenn der aktuelle Bedarf niedrig ist. Gleichzeitig kann so die Wärmeerzeugung zu Zeiten hoher Kosten zurückgefahren werden. Hinzu kommen zeitliche Schwankungen in der Preisdifferenz zwischen Strom und Gas bzw. Heizöl, welche die Wahl des Energieträgers zu einer zeitpunktabhängigen Entscheidung machen. Aus diesem Grund wurde zur Bestimmung der Kostenersparnis ein dynamisches Optimierungsmodell implementiert.

4.3.1 | Modellstruktur

Das Modell besteht aus einer Verknüpfung von ökonomischen Entscheidungen zum Energieträgereinsatz und den grundlegenden physikalischen Prinzipien der Wärmeerzeugung. Ausgangspunkt ist der in 4.1 ermittelte Endenergieverbrauch für Wärme in stündlicher Auflösung. Als vorgegebene Marktgrößen gingen der jeweilige Brennstoffpreis sowie

⁴⁷ Bei den so errechneten individuellen Verbrauchsprofilen fallen die Unterschiede zwischen Szenarien 1 und 2 aus 4.1 minimal aus. Im Rahmen der einzelwirtschaftlichen Analyse beschränken wir uns deshalb auf das aus Prognoseszenario 1 resultierende Profil, ein Vergleich beider Szenarien wird dann in der gesamtwirtschaftlichen Analyse in 4.4 vorgenommen.

stündliche Preispfade für Strom in die Berechnungen ein.⁴⁸ Auf dieser Grundlage entscheidet der Haushalt für jede Stunde, mit welchem Energieträger und in welchem Umfang Wärme erzeugt wird. Eine wichtige Restriktion stellt dabei zum einen der Temperaturzustand im Pufferspeicher dar. Zusätzliche Wärmezufuhr erhöht die Temperatur im Speicher, während Wärmeentnahme für Verbrauchszwecke sowie Stillstandsverluste (Abgabe von Speichervärme an die Umgebungsluft) sie verringern. Um ausreichenden Warmwasserkomfort sicherzustellen, darf die Speichertemperatur ein gewisses Minimalniveau zu keinem Zeitpunkt unterschreiten. Um Überhitzung zu vermeiden, darf sie gleichzeitig nie oberhalb eines gewissen Maximalniveaus liegen. Eine weitere natürliche Restriktion stellt die limitierte Leistungsfähigkeit des Elektroheizers dar. Sie begrenzt die innerhalb eines Zeitraums durch Strom Einsatz erzielbare Wärmemenge auf einen Maximalwert. Die formale Modellstruktur ist in Anhang B aufgeführt.

4.3.2 | Szenarien

Für die Trinkwassererwärmung wird im Speicher eine Mindest-Temperatur von 60 °C angenommen. Das betrifft die Temperatur am oberen Ende des Pufferspeichers. Für das zur Trinkwassererwärmung genutzte Trinkwasser wird eine Temperatur von 10 °C angesetzt. Diese stellt die Minimaltemperatur dar und wird beim unbeladenen Speicher als untere Speichertemperatur angenommen. Dies impliziert eine mittlere Speichertemperatur von etwa 35 °C. Dieser Wert wurde in unserer Rechnung als Minimaltemperatur gewählt. Als Maximaltemperatur wurde ein Niveau von 85 °C angesetzt, ein Wert der von handelsüblichen Pufferspeichern und Elektroheizern erreicht werden kann. Da sich der Elektroheizer beim Betrieb direkt im Wasser befindet, fällt der Wärmeverlust äußerst gering aus. Es ist somit angebracht, von einem Wirkungsgrad von annähernd 100 % auszugehen, d.h. 6 kWh eingesetzter elektrischer Energie werden in nahezu 6 kWh im Speicher aufgenommener Wärmeenergie überführt. In den Rechnungen wird von einem Elektroheizer mit 6 kW ausgegangen.

Hinsichtlich der Preisentwicklung von Heizöl, Gas und Strom wurde in den Simulationen zwischen mehreren Szenarien differenziert. Angesichts der Vielzahl unsicherer Einflussfaktoren wie dem Wachstum der Weltwirtschaft und der zukünftigen Erschließung neuer Ölvorkommen ist aber von großen Unsicherheiten in den Preisprognosen auszugehen. Diese wird in den Berechnungen durch die Gegenüberstellung von zwei Szenarien reflektiert, welche die Bandbreite an möglichen Preisentwicklungen widerspiegeln sollen: Zum einen ein Szenario, in dem der Heizölpreis bis zum Jahr 2020 gemäß einer linearen Trendfunktion wächst (*Brennstoffpreis Trend*). Daraus ergibt sich als Prognosewert ein Heizölpreis von 11,2 Cent pro kWh. Dies kann als ein gerade noch plausibler oberer Grenzwert für die Preisentwicklung interpretiert werden. Da die immensen Unsicherheiten eine Trendfortschreibung für den weiteren Zeitraum unseriös machen würden, wurde dieser Preiswert auch in den Simulationen für 2032 angesetzt. Zum anderen wurde ein konservatives Szenario betrachtet, das sowohl für 2020 als auch für 2032 von einem Preis auf dem (zum Untersuchungszeit-

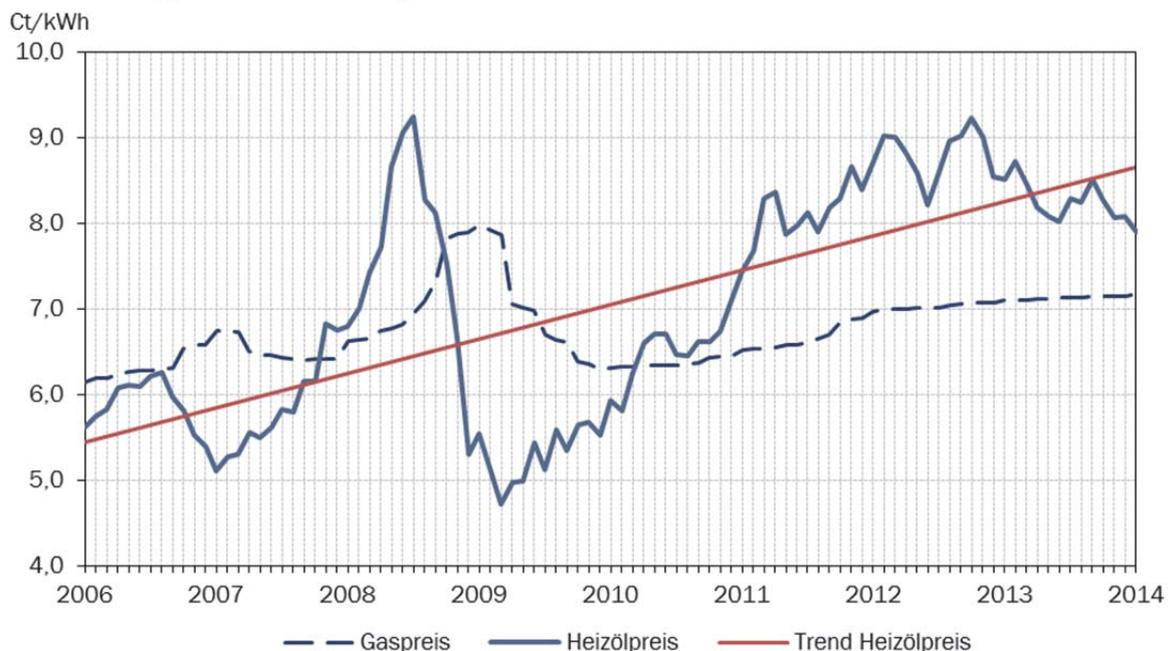
⁴⁸ Anders als bei den Strompreisen werden beim Gas- und Heizölpreis keine unterjährlichen Schwankungen in den Berechnungen berücksichtigt.

punkt) aktuellen Niveau von 7,9 Cent pro kWh ausgeht (*Brennstoffpreis konstant*). Dies kann in Anbetracht des Marktumfeldes als unterer Grenzwert eines plausiblen Prognosekorridors betrachtet werden.

Hinsichtlich der Entwicklung der Gaspreise ist auch zukünftig zumindest im langfristigen Trend von einer weitgehenden Bindung an die Heizölpreisentwicklung auszugehen. Zwar wurde die offizielle Preisbindung auf Endverbraucherebene vom Bundesgerichtshof 2010 für unrechtmäßig erklärt, ein Zusammenhang besteht jedoch weiterhin über entsprechende Klauseln in den Importverträgen. Vor diesem Hintergrund lassen wir in unseren Simulationen die Gaspreise proportional zu den Heizölpreisen entwickeln. Im Szenario *Brennstoffpreis Trend* führt das zu einem Gaspreis in Höhe von 10,2 Cent /kWh für 2020 und 2032. Im Szenario *Brennstoffpreis konstant* wird zu beiden Zeitpunkten entsprechend von einem Gaspreis auf dem aktuellen Niveau in Höhe von 7,2 Cent/kWh ausgegangen.

Abbildung 12

Entwicklung Heizöl- und Gaspreise



Quellen: BMWI (2014); Eigene Berechnungen

Grundlage der Prognose der Endverbraucherpreise für Strom bildet zunächst die in 2.2 prognostizierte Entwicklung der Börsenpreise (siehe Abbildung 6). Zu diesen in stündlicher Auflösung ermittelten Werten wurden staatlich beeinflusste Preiskomponenten hinzuge-rechnet. Diese machen zusammengenommen zurzeit etwa 50 % des Verbraucherpreises für Haushalte aus (siehe Abbildung 14). Dabei wurden in den Berechnungen zwei Szenarien gegenübergestellt. Zum einen wurde ein Preisszenario simuliert, in dem sämtliche aktuell im Strompreis enthaltenen staatlichen Preisbestandteile hinzugerechnet werden (**Szenario Status Quo**). Für Strom- und Mehrwertsteuer wurde dabei von den aktuell gültigen Steuersät-

zen ausgegangen.⁴⁹ Bei der Konzessionsabgabe wurde ebenfalls die aktuelle Gesetzeslage zugrunde gelegt, wobei die Ansiedlung in einer Gemeinde mit Einwohnerzahl zwischen 25 000 und 100 000 unterstellt wurde (Abgabe: 1,59 Cent/kWh). Ebenso wurden für die Höhe des Netzentgeltes und der EEG-Umlage die aktuellsten Werte herangezogen.⁵⁰ Im zweiten Preisszenario wird dann simuliert, welche Auswirkungen sich aus einer teilweisen Befreiung des zur PtH-Nutzung herangezogenen Stroms von diesen staatlichen Preiskomponenten in den beiden Simulationsjahren ergeben würden (**Szenario Förderung**). Hintergrund ist die Möglichkeit zukünftiger Gesetzesänderungen, nach denen der Stromverbrauch für PtH-fähige Hybridheizungen spezieller Förderung unterliegt. Im **Szenario Förderung** simulieren wir exemplarisch die Auswirkungen einer Reduktion der Stromnebenkosten für PtH-Strom auf insgesamt ca. 10 Cent/kWh, um die Sensitivität der Wirtschaftlichkeit von dezentralem PtH gegenüber der staatlichen Strompreisbelastung abzubilden. Neben dem Ziel der Senkung von CO₂-Emissionen in der Wärmeerzeugung kann dies auch unter dem Aspekt der Netzstabilität gerechtfertigt werden. Der Stromverbrauch der Hybridheizungen würde bei entsprechend zielgerichteter Steuerung über Preissignale eine Ent- statt Belastung der Netze implizieren. In diesem Sinne könnten Hybridheizungsbesitzer eine wertvolle Systemdienstleistung erbringen.

Abbildung 13

Zusammensetzung Strompreis Haushalte

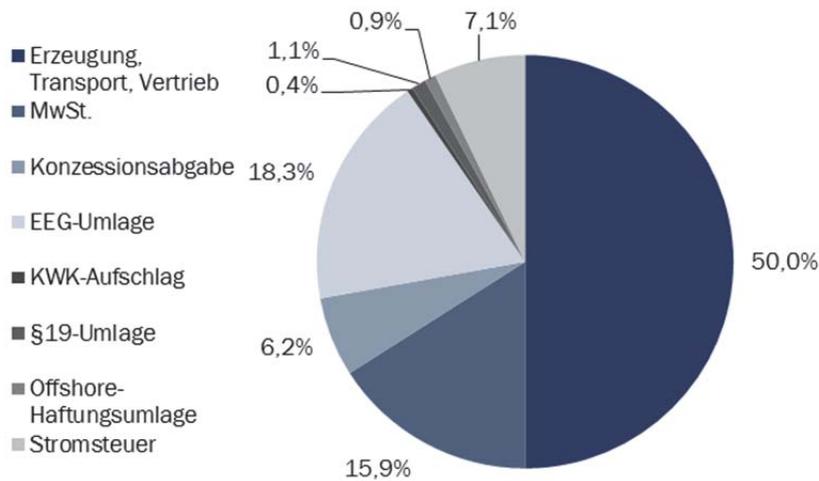
Szenario Status Quo	Szenario Förderung
Börsenpreis	Börsenpreis
+	+
ca. 16 ct/kWh für ∑ Netzentgelt 6,052 ct/kWh + EEG-Umlage 6,24 ct/kWh + Konzessionsabgabe 1,59 ct/kWh + Stromsteuer 2,05 ct/kWh	ca. 10 ct/kWh für ∑ Netzentgelt + EEG-Umlage + Konzessionsabgabe + Stromsteuer
+	+
MwSt 19 %	MwSt 19 %

⁴⁹ Die Stromsteuer beträgt in 2014 2,05 Cent / kWh, der Mehrwertsteuersatz beträgt 19 %.

⁵⁰ . Beim Netzentgelt entspricht das dem bundesweiten Durchschnittswert aus dem Jahr 2013 (6,052 Cent/kWh), bei der EEG-Umlage den festgelegten Wert für 2014 (6,24 Cent/kWh).

Abbildung 14

Zusammensetzung Strompreis Haushalte 2013



Quellen: BDEW, Stand: 10/2013

Unsere Simulationen des stündlich fluktuierenden Börsenpreises für Strom (siehe Abschnitt 2.2 und insbesondere Abbildung 6) dienen als Preisbasis für den Endverbraucherpreis, zu dem die jeweiligen fixen Preiskomponenten hinzuaddiert werden. Bei den Preisen für 2032 ist dabei eine Besonderheit zu beachten: Durch die bis dahin noch stärker zunehmende Preisfluktuation kann es geschehen, dass der simulierte Endverbraucherpreis auch nach Hinzuaddierung staatlicher Preiskomponenten noch im negativen Preis liegt. Ein negativer Endverbraucherpreis erscheint aber auch in einem radikal gewandelten Marktumfeld kaum vorstellbar. Aus diesem Grund wurde in solchen Fällen der Endverbraucherpreis in den Simulationen auf einen Schwellenwert von null heraufgesetzt.

4.3.3 | Energiekosteneinsparung bei variablen Stromtarifen (Simulationsergebnisse)

Zunächst wurden die jährliche Kostenersparnis sowie die Brennstoffersparnis in kWh aus dem Einsatz von PtH im Vergleich zur reinen Brennwertheizung für die verschiedenen Szenarien bestimmt (siehe Tabelle 4)⁵¹. Bei den ausgewiesenen Ergebnissen handelt es sich um einen Durchschnittswert über Öl- und Gasbrennwertheizungen. Resultate für einzelne Heizungstypen wurden gemittelt, die prognostizierten Bestände von Öl- und Gasbrennwertheizungen im jeweiligen Zieljahr dienten hierfür als Gewichte. Die Ergebnisse offenbaren eine starke Abhängigkeit der einzelwirtschaftlichen Rentabilität von den staatlich beeinflussten Strompreiskomponenten. Unter dem Szenario *Förderung* könnten im Falle weiterhin steigender Heizöl- und Gaspreise auch im Jahr 2020 schon spürbare Einsparungen durch PtH erzielt werden. Ohne staatliche Förderung ergibt sich aus unseren Simulationen für diesen Zeitraum keinerlei Einsparungspotential. Erwartungsgemäß fällt die simulierte Ersparnis für das

⁵¹ Dabei wurde von einem Pufferspeicher mit 500 Liter Speichervolumen ausgegangen.

Jahr 2032 allgemein deutlich höher aus. Hier machen sich die niedrigen Durchschnittspreise von Börsenstrom als Folge des verstärkten EE-Ausbaus bemerkbar. Im Falle steigender Gas- und Heizölpreise wäre unter dem Förderungsszenario in 2032 mit einer dreistelligen jährlichen Ersparnis zu rechnen. Auch bei konstanten Brennstoffpreisen käme man dann noch auf einen messbaren Wert. Ohne jegliche Befreiung von staatlichen Preiskomponenten bliebe dagegen auch in 2032 der erhoffte Ersparniseffekt aus.

Tabelle 4: Jährliche Ersparnis durch die Hybrid-Technologie bei variablen Stromtarifen

Monetäre Ersparnis (In €)				Ersparnis Brennstoffverbrauch (In kWh)			
Szenario Förderung		Szenario Status Quo		Szenario Förderung		Szenario Status Quo	
Brennstoff konstant	Brennstoff f Trend	Brennstoff konstant	Brennstoff Trend	Brennstoff konstant	Brennstoff f Trend	Brennstoff f konstant	Brennstoff f Trend
Jahr 2020							
2	43	0	0	237	2.739	0	0
Jahr 2032							
55	207	2	6	3.962	7.819	94	372

Quelle: HWWI (2014)

4.3.4 | Erlöspotential auf dem Markt für Regelenergie

Zur vollständigen Abbildung der Nutzenseite ist neben der Heizkostensparnis auch das Erlöspotential auf dem Markt für Regelenergie zu berücksichtigen. Hierzu wird ermittelt, welche zusätzlichen Einnahmen für einen Hybridheizungsbesitzer durch die Vorhaltung von Minutenreserveleistung pro Jahr theoretisch erzielbar sind. Es werden zunächst kurz die Rahmenbedingungen für Hybridheizungen als Regelleistungsanbieter dargestellt. Als nächstes wird für einen durchschnittlichen Haushalt ermittelt, an wieviel Tagen im Jahr Regelenergie angeboten werden könnte. In dem letzten Schritt werden darauf aufbauend die möglichen Erlöse anhand von drei Preisszenarien dargestellt.

Wie in Abschnitt 3.2 beschrieben, existiert für die Minutenreserveleistung eine Mindestgebotsgröße von 5 MW. Aufgrund der geringen Leistung des Elektroheizers ist es somit notwendig eine Vielzahl von Heizungen in einem Pool zusammenzufassen um die Mindestangebotsgröße zu erreichen. Wird davon ausgegangen, dass die Hybridheizungen im Zuge der Modernisierung mit einem 6 kW Elektroheizer und der notwendigen Kommunikationstechnik ausgestattet werden, sind bspw. mindestens 834 Teilnehmer notwendig, um 5 MW Minutenreserveleistung anzubieten.

Bevor ein Anbieter Regelleistung bereitstellen darf, muss er ein Präqualifikationsverfahren durchlaufen, um zu gewährleisten, dass er die Anforderungen zur Gewährleistung der Systemsicherheit erfüllt. Das derzeitige Verfahren zur Präqualifizierung von Regelenergieanbietern ist leistungsunabhängig. Das bedeutet für einen Pool von vielen kleinen Erzeugungseinheiten ungleich größere Präqualifikationskosten, da eine Prüfung für jede einzelne Heizungsanlage durchgeführt werden muss. In den letzten Jahren wurden mehrere Änderungen der Anforderungen an Regelenergieanbieter vorgenommen. In diesem Zug wurden bei-

spielsweise der Auktionsrhythmus von Sekundärregelleistung von monatliche auf wöchentliche Ausschreibungen verkürzt und die Mindestgebotsgröße für MRL von 10 MW auf 5 MW gesenkt, um neuen Regelenergieanbietern den Marktzutritt zu erleichtern und so für zusätzlichen Wettbewerb zu sorgen.⁵² Es ist zu erwarten, dass der Marktzugang in den kommenden Jahren weiter vereinfacht wird. Aus diesem Grund wird davon abgesehen, die Kosten der Präqualifizierung von Hybridheizungen abzuschätzen und die etwaigen Kosten bleiben unberücksichtigt. Weiterhin wird unterstellt, dass in neuen Heizungen bereits Informations- und Kommunikationstechnik verbaut ist und somit keine zusätzlichen Kosten für die Teilnahme am Regelenergiemarkt entstehen. Es wird ebenfalls davon abstrahiert, Kosten, die durch den Poolbetrieb sowie die Angebotserstellung entstehen, zu berücksichtigen. Diese einschränkenden Annahmen müssen bei der Betrachtung des theoretischen Erlöspotentials im Hinterkopf behalten werden.

Um abschätzen zu können, an wieviel Tagen im Jahr Regelenergie durch die gepoolten Heizungen angeboten werden kann, wird eine einfache Simulation durchgeführt. Damit im Falle eines Abrufs die Leistung gesichert ist, muss der Pufferspeicher über genügend freie Speicherkapazität in der betreffenden Zeitscheibe verfügen. Die Kapazität des Pufferspeichers stellt somit die Begrenzung für die Abgabe von Geboten dar. Sie hängt vom Heizverhalten des Haushalts sowie dem Volumen und den Bereitschaftsverlusten des Speichers ab. In der Simulation wird das Heizverhalten der Haushalte durch ein bundesweit durchschnittliches Wärmelastprofil (siehe 4.1, *Szenario 1*) abgebildet.⁵³ Es wird für jeden Tag in stündlicher Auflösung der Wärmeverbrauch und die temperaturabhängigen Bereitschaftsverluste im Pufferspeicher für drei verschiedene Größen (500, 750, 1000 Liter) eines durchschnittlichen Haushalts ermittelt. Um die begrenzte Kapazität des Pufferspeichers zu berücksichtigen, wird unterstellt, dass sich die Temperatur im Speicher maximal um die Wärmeerzeugung eines vierstündigen Regelleistungsabrufs (24 kWh) erhöhen darf.⁵⁴ Dieser entspricht bei einem 500 Liter (750/1000) Pufferspeicher 41 Kelvin (28/21). Kann innerhalb eines Tages diese zusätzliche Energie sinnvoll verbraucht werden, wird der Tag als gebotsfähiger Tag klassifiziert. Für einen Pufferspeicher mit einem Volumen von 500 Litern (750/1000) ergeben sich damit ungefähr 23 Tage (28/44) an denen es nicht möglich ist am Regelenergiemarkt teilzunehmen, da die Differenz zwischen Ist-Temperatur im Speicher und der zulässigen Maximaltemperatur kleiner ist als die Wärmeerzeugung durch einen potentiellen vierstündigen Regelenergieabruf.

Um die Erlöse aus der Teilnahme am Regelenergiemarkt bewerten zu können, müssen Annahmen bezüglich der Leistungspreise für die Minutenreserveleistung getroffen werden. Wie in Abschnitt 3.2 gezeigt, schwanken diese im Zeitverlauf deutlich und eine seriöse Prognose der zukünftigen täglichen Leistungspreise ist nicht möglich. Aus diesem Grund werden auf Basis der realisierten Auktionsergebnisse von 2013 für die erlösstärkste Zeitscheibe (0 bis 4 Uhr) drei Preispfade gebildet. Der erste Preispfad bildet die untere Grenze der möglichen Erlöse ab. Es wird für jeden Tag der niedrigste zur Deckung des Regelleistungsbedarfs be-

⁵² Bundesnetzagentur (2013)

⁵³ Im Anhang D befinden sich die Simulationsergebnisse für Szenario 1 und 2 für die Jahre 2012 und 2013.

⁵⁴ Dies stellt die absolute Obergrenze für die Wärmeerzeugung durch den Regelenergieabruf dar.

rücksichtigte Leistungspreis ermittelt. Im zweiten Preispfad wird für jeden Tag der mengen- gewichtete Durchschnittspreis als Gebotspreis unterstellt. Der dritte Preispfad stellt die obere Grenze der möglichen Erlöse dar und besteht aus dem jeweilig teuersten zur Deckung des Regelenergiebedarfs berücksichtigten Gebot. Zusammen bilden die drei Preispfade den gesamten Erlöskorridor für die betrachtete Zeitscheibe in dem Jahr 2013 ab.

Tabelle 5: Erlöspotentiale im Bereich negativer Regelleistung pro PtH-Anlage und Jahr für die Zeitscheibe 0 bis 4 Uhr im Jahr 2013

Preispfade 2013	500 Liter	750 Liter	1000 Liter
Minimum	23 €/a	24 €/a	25 €/a
Durchschnitt	64 €/a	67 €/a	68 €/a
Maximum	94 €/a	99 €/a	100 €/a

Quelle: HWWI (2014)

In Tabelle 5 sind die möglichen Erlöse pro Haushalt differenziert nach Preispfad und Speichergröße dargestellt. Abhängig vom betrachteten Preispfad und der Speichergröße, lassen sich Erlöse aus der Vorhaltung von negativer MRL zwischen 23 und 100 Euro pro Teilnehmer und Jahr realisieren.

4.3.5 | Amortisationsrechnung

Aus der geschätzten jährlichen Heizkostensparnis sowie den erzielbaren Erlösen am Regelenergiemarkt lassen sich Aussagen über die Amortisationsdauer des Umstiegs auf ein solches PtH-Hybridsystem treffen, sofern die Kostenseite Berücksichtigung findet. Es wird im Folgenden davon ausgegangen, dass im Zuge der Heizungsmodernisierung stets auch der in Ein- und Zweifamilienhäusern mit Öl-/Gasheizung typischerweise vorhandene Trinkwarmwasserspeicher erneuert wird. Um Power-to-Heat im Ein- und Zweifamilienhäusern mit möglichst hoher Flexibilität zur Deckung des Wärmebedarfs für Heizung und Trinkwassererwärmung einsetzen zu können, muss anstelle eines einfachen Trinkwarmwasserspeichers (ca. 150 Liter) ein Pufferspeicher (ca. 500 bis 1.000 Liter) einschließlich Trinkwasserstation installiert werden. Hierdurch ergeben sich Mehrkosten von etwa 1.100 € (1.800 € für einen Pufferspeicher mit Trinkwasserstation abzüglich 700 € für einen einfachen Trinkwarmwasserspeicher). Hinzu kommen die Kosten für die Integration des Elektroheizers in Höhe von etwa 700 € inklusive der benötigten Hydraulikkomponenten. Da die physische Systemintegration des Elektroheizers im Zuge der Heizungsmodernisierung auf relativ unkomplizierte Weise vorgenommen werden kann, können zusätzliche Installations- und Wartungskosten vernachlässigt werden. Die Gesamt-Investitionskosten der PtH-Lösung (Mehrkosten Pufferspeicher mit Trinkwasserstation + Elektroheizer) betragen somit 1.800 €. Dieser Wert wird für die Amortisationsrechnung genutzt.

Zur Bestimmung der Amortisationsdauer wurde zunächst die Heizkostensparnis aus der Existenz variabler Stromtarife für einzelne Jahre innerhalb des Zeitraums zwischen 2020 und 2032 geschätzt. Für die Berechnung des jährlichen geldwerten Nutzens wurden dann die geschätzten jährlichen Erlöse aus der Bereitstellung von negativer Regelenergie hinzuaddiert.⁵⁵ Da die zukünftige Entwicklung dieser Erlöse mit großer Unsicherheit verbunden ist, wurden dabei jeweils die errechneten Erlöse bei durchschnittlichem Preispfad in 2013 (siehe Tabelle 5) angesetzt. Auf eine Diskontierung dieser Beträge wurde verzichtet. Die Zeit in Jahren bis zum Erreichen einer vollständigen Kostendeckung ergibt sich dann aus der Relation zwischen dem aufsummierten geldwerten Nutzen über die Jahre und den einmaligen Beschaffungskosten (siehe Tabelle 6).⁵⁶ Unter dem *Szenario Förderung*, d.h. im Falle einer Senkung der staatlichen Preisbestandteile für PtH-Strom von ca. 16 auf ca. 10 ct/kWh würde sich die Investition bei weiterhin steigenden Brennstoffpreisen innerhalb von etwa zehn Jahren rentieren. Ohne staatliche Förderung blieben faktisch nur die Erträge aus der Teilnahme am Regelenergiemarkt zur Kostendeckung, was sich in Amortisationsdauern von über 25 Jahren niederschlagen würde.

Tabelle 6: Amortisationsdauer in Jahren für die Installation eines Elektroheizers

Szenario Förderung		Szenario Status Quo	
Brennstoff konstant	Brennstoff Trend	Brennstoff konstant	Brennstoff Trend
Investitionskosten PtH (€)			
1.800	1.800	1.800	1.800
Eingesparte Energiekosten 2020 (€/a)			
1,8	43,2	0	0
Eingesparte Energiekosten 2032 (€/a)			
55,1	206,9	2,2	6,6
Eingesparte Energiekosten als Ø über den betrachteten Zeitraum (€/a)			
28,5	125,1	1,1	3,3
Erlöse aus der Teilnahme am Regelenergiemarkt (€/a)			
64	64	64	64
Summe aus Ø-Energiekosteneinsparung und Erlösen aus der Teilnahme am Regelenergiemarkt (€/a)			
92,5	189,1	65,1	67,3
Amortisationsdauer (a)			
19,4	9,5	27,6	26,7

Quelle: HWWI (2014)

⁵⁵ Dabei wird erneut von einem Pufferspeicher mit 500 l Speichervolumen ausgegangen.

⁵⁶ Für die Erlöse aus der Vorhaltung von Minutenreserveleistung wurden die in Tabelle 5 dargestellten durchschnittlichen Erlöse 2013 zugrunde gelegt.

4.4 | Gesamtwirtschaftliche Potentiale

4.4.1 | Abfederung von Stromüberschusssituationen am Spot-Markt

Wie bereits erläutert, kann ein wesentlicher volkswirtschaftlicher Nutzen hybrider Wärmeerzeugung in der flexiblen Abfederung von Stromüberschusssituationen bestehen. Auf diese Weise kann auch ein wichtiger Beitrag zur Vermeidung von Stromausfällen geleistet werden. Die auf den Spiel stehenden volkswirtschaftlichen Kosten sind beträchtlich: Jüngste makroökonomische Schätzungen kommen zum Ergebnis, dass ein einstündiger Stromausfall in einer Stadt wie Hamburg Kosten in einer Größenordnung von mindestens 12 Millionen Euro verursachen würde.⁵⁷ Die Einbindung von Power-to-Heat in dezentrale Hybridheizungen kann in institutionalisierter Form über das Angebot von negativer Regelenergie geschehen (siehe Abschnitt 3.2 und 4.3.4). Die Stromnachfrage der PtH-Hybridheizungsbesitzer könnte aber auch über einen direkten Impuls am Spot-Markt wirken: Drohende Ungleichgewichte im Strommarkt könnten so schon vor ihrem Entstehen gedämpft werden. Die Voraussetzungen dafür wären unter dem unseren Simulationen zugrundeliegenden Strommarktdesign günstig. Ein stündlich fluktuierender Endverbraucherpreis für Strom veranlasst entsprechend kurzfristige Verbrauchsanpassungen (siehe Abbildung in Anhang C), welche durch ihren Zusammenhang zum aktuellen Börsenpreis vor allem in Zeiten hoher EE-Einspeisung zu einem Anstieg der Nachfrage führen.

Die Relevanz dieser zusätzlichen Nachfrage für die Systemstabilität hängt neben ihrem zeitlichen Muster auch von der Anzahl der Heizungsbesitzer ab, die sich im Zuge der Heizungsmodernisierung für PtH-fähige Hybridheizungen entscheiden. Die in Abschnitt 4.3 durchgeführte Wirtschaftlichkeitsrechnung verdeutlicht die vorhandenen monetären Anreize, allerdings wohlgerne für ein durchschnittliches Einfamilienhaus. Je nach Wohnform und Sanierungsgrad kann die individuelle Rentabilität stark variieren. Das effektive Gesamtpotential an Haushalten ist damit nicht direkt zu bestimmen. Auf Grundlage der Simulationsergebnisse kann aber eine Abschätzung getroffen werden, welche Effekte der Einbau eines PtH-Moduls bei einem bestimmten Anteil der Heizungsmodernisierungen auf die Stromnachfrage in 2020 sowie 2032 hat. Da dies auch zentral von der Anzahl der Heizungsmodernisierungen bis 2020/2032 abhängt, kommen wir hierfür auf die in 4.1 ermittelten zwei Ausbauszenarien BW1 und BW2 zurück. Als erstes wurde für das **Szenario BW1** untersucht, welcher Beitrag zum Abbau von Stromüberschusssituationen zu erwarten ist, wenn bei 20 % der Heizungsmodernisierungen PtH-fähige Hybridsysteme eingesetzt werden. Bei einer Gesamtzahl in diesem Szenario BW1 von 2 926 000 neuen Brennwertheizungen bis 2020 und 7 942 000 neuen Brennwertheizungen bis 2032 entspricht dies einer Anzahl von 585 200 bzw. 1 588 400 Haushalten. Bei einer Gesamtzahl in **Szenario BW2** von 5 852 000 neuen Brennwertheizungen bis 2020 und 11 715 000 neuen Brennwertheizungen bis 2032 entspricht dies einer Anzahl von 1 170 400 bzw. 2 343 000 Haushalten. Dabei wurde zum einen auf die in Ab-

⁵⁷ Piaszeck et al. (2013)

schnitt 2 geschätzten Zeitreihe der Überschusserzeugung für 2020 und 2032, zum anderen auf die in 4.3 erhaltenen Simulationsergebnisse zum individuellen Stromverbrauch zurückgegriffen. Aufgrund der hohen Preissensitivität dieses Verbrauchs wird zusätzlich zwischen den zwei Brennstoffpreisszenarien „konstant“ und „Trend“ aus 4.3 differenziert.

Tabelle 7: PtH-Überschussstromnutzungsquote zu den stündlichen Stromerzeugungsüberschüssen in 2020 und 2032

2020				
Szenario	Szenario BW1		Szenario BW2	
	Brennstoff konstant	Brennstoff Trend	Brennstoff konstant	Brennstoff Trend
Szenario Förderung	0,9 %	10,8 % ⁵⁸	1,9 %	21,7 %
Szenario Status Quo	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %

2032				
Szenario	Szenario BW1		Szenario BW2	
	Brennstoff konstant	Brennstoff Trend	Brennstoff konstant	Brennstoff Trend
Szenario Förderung	4,7 %	14,7 % ⁵⁹	7,8 %	25,2%
Szenario Status Quo	0,3 %	1,9 %	0,5 %	3,6 %

Quelle: HWWI (2014)

Tabelle 7 stellt die mittlere PtH-Überschussstromnutzungsquote (Verhältnis aus Stromnachfrage der Hybridheizungen und stündlicher Überschusserzeugung) zu den erwarteten Überschussstunden in den Jahren 2020 und 2032 dar. Ohne staatliche Vergünstigungen beim Strompreis (*Szenario Status Quo*) können in 2020 im Jahresmittel keine nennenswerten Beiträge zur Einspeiseglättung erzielt werden. Im Falle von *Szenario Förderung* und weiter steigenden Brennstoffpreisen liegt der Beitrag dagegen unter *Szenario BW1* bei 10,8 %, unter *Szenario BW2* sogar bei 21,7 %. Dies zeigt, dass bei entsprechenden Rahmenbedingungen mit PtH in Hybridheizungen ein nennenswerter Beitrag zur Stromnetzstabilisierung geleistet werden kann.

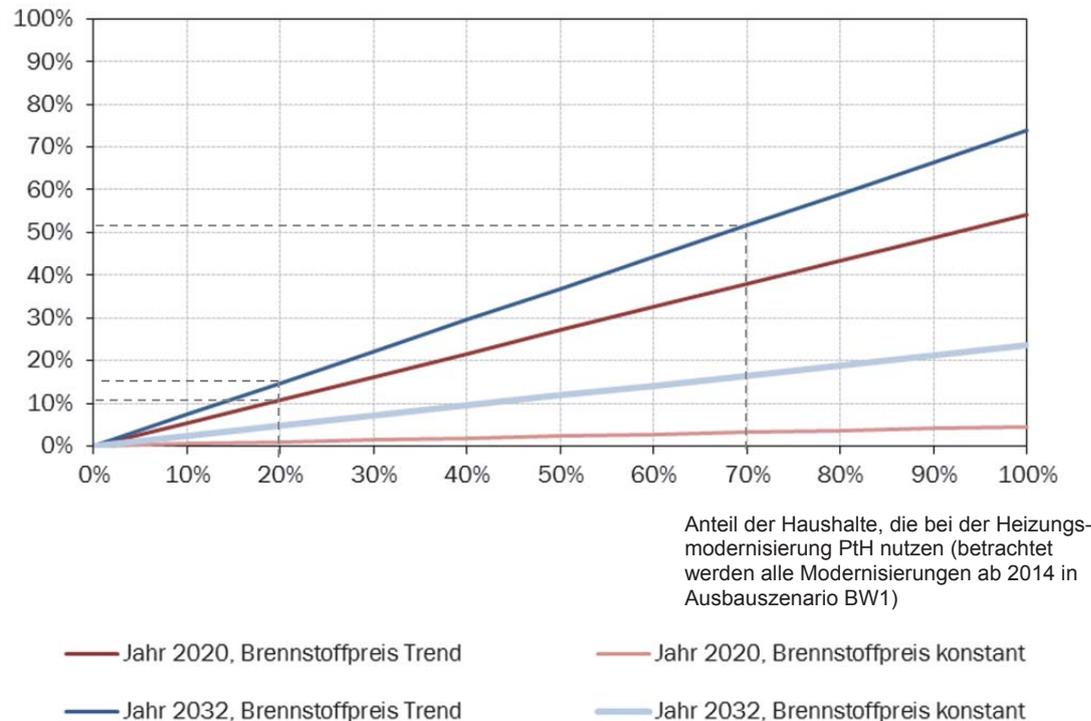
⁵⁸ Siehe auch Abbildung 14

⁵⁹ Siehe auch Abbildung 14

Abbildung 14

Relevanz von PtH-fähigen Hybridheizungen für die Nutzung von Stromüberschüssen bei Ausbauszenario BW1

PtH-Überschussstromnutzungsquote
(=Anteil des Überschussstroms,
der in PtH-fähigen Hybrid-
heizungen genutzt wird)



Quellen HWWI (2014)

Wird bei der Heizungsmodernisierung ein größerer Anteil als 20 % mit Elektroheizern ausgerüstet, steigt die PtH-Überschussstrom-Nutzungsquote für beide Beobachtungsjahre entsprechend noch weiter an. Abbildung 14 stellt die durchschnittliche PtH-Überschussstromnutzungsquote in 2020 und 2032 als Funktion des Anteils von PtH-fähigen Hybridheizungen bei der Modernisierung von Öl- und Gasheizungen dar. Dabei wurde jeweils das Förderungsszenario im Hinblick auf die Strompreisbelastung sowie das *Ausbauszenario BW1* zugrunde gelegt. Die Verläufe demonstrieren noch einmal die hohe Sensitivität gegenüber den preislichen Rahmenbedingungen. Im Falle steigender Gas- und Heizölpreise (Szenario Brennstoffpreis Trend) würde ein PtH-Anteil bei der Heizungsmodernisierung von etwa 70 % bis 2032 zu einer Nutzung von etwa 50 % der gesamten Stromerzeugungsüberschüsse in 2032 im Jahresmittel führen. Bei konstanten Brennstoffpreisen würde dies selbst bei vollständigem Umstieg nie erreicht werden, da der Elektroheizer zu selten zum Einsatz käme. Die dargestellten Mittelwerte liefern jedoch nur begrenzte Informationen über den Beitrag in Extremsituationen. Dazu wurden zusätzlich die 10 Stunden im Jahr mit den größten Erzeugungsüberschüssen (und damit der stärksten Stabilitätsgefährdung) herausgegriffen (siehe Tabelle 8).

Die Beiträge fallen bedingt durch die Kapazitätsgrenzen der Elektroheizer tendenziell etwas geringer aus als im Jahresmittel. Sie sind aber dennoch beachtlich, bedenkt man dass die Nachfrage der Hybridheizungen ja nur eines unter einer Vielzahl an Regelinstrumenten darstellt. Das gilt trotz wachsender Überschüsse auch für die Situation in 2032. Die Ursache liegt in den sehr niedrigen, teilweise negativen Börsenpreisen. Bei deren Weitergabe an die Endverbraucher ist das Heizen mit Strom zu diesen Zeiten stets vorzuziehen, das konkrete Auslastungsniveau hängt dann noch vom Verlauf des Wärmeverbrauchs ab.

Tabelle 8: PtH-Überschussstromnutzungsquote zu den Stunden der höchsten Erzeugungüberschüsse im Jahr

2020				
Tag	Stunde	Überschuss (GWh)	PtH- Überschussstrom- nutzungsquote BW1	PtH- Überschussstrom- nutzungsquote BW2
27.12.	04:00	37,4	3.0%	6.0%
27.12.	05:00	36,6	4.5%	9.0%
27.12.	03:00	36,1	2.4%	4.8%
09.06.	14:00	34,9	6.0%	12.1%
26.08.	15:00	34,6	7.2%	14.3%
27.12.	06:00	33,4	3.1%	6.3%
09.06.	13:00	33,2	5.3%	10.7%
26.12.	02:00	33,2	2.3%	4.7%
26.12.	01:00	33,2	1.4%	2.9%
26.12.	03:00	32,9	1.5%	3.0%
2032				
Tag	Stunde	Überschuss (GWh)	PtH- Überschussstrom- nutzungsquote BW1	PtH- Überschussstrom- nutzungsquote BW2
27.12.	04:00	68,4	4.6%	6.4%
27.12.	05:00	67,4	3.4%	4.9%
27.12.	03:00	66,4	3.7%	5.3%
27.12.	06:00	65,2	3.0%	4.7%
26.08.	15:00	63,1	5.0%	7.0%
25.12.	14:00	62,2	2.2%	3.7%
26.12.	01:00	62,1	6.3%	9.4%
26.08.	16:00	62,1	3.8%	5.7%
26.12.	02:00	61,8	2.2%	3.7%
09.06.	14:00	61,4	5.6%	8.1%

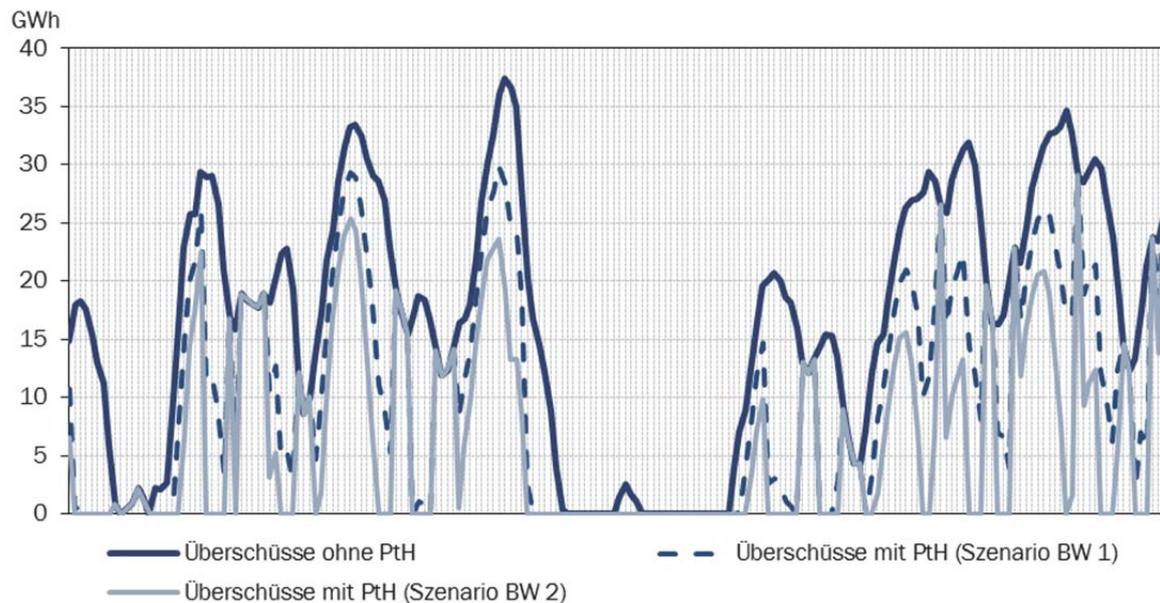
Quelle: HWWI (2014)

Abschließend ist in Abbildung 15 die vollständige Simulation der Erzeugungüberschüsse mit und ohne Stromnachfrage durch PtH für eine Beispielwoche dargestellt. Gewählt wurde die im Basisjahr 2012 besonders turbulente letzte Woche des Jahres. Skaliert auf die Erzeugungskapazitäten in 2020 ergeben sich in unserer Simulation fast durchweg hohe Überschüsse von zugleich hoher Volatilität. Die PtH-Aktivität der Hybridheizungen führt hier unter *Ausbauszenario BW1* sowie dem Szenario staatlicher Förderung zu einer merklichen Glättung

der Profile, wobei der Beitrag infolge des Speichermanagements naturgemäß zwischen den Stunden schwankt.

Abbildung 15

Stündliche Erzeugungüberschüsse im Zeitverlauf: Beispielwoche (24.12.-31.12.2020)



Quelle: HWWI (2014)

4.4.2 | Potentiale im Bereich negativer Regelenenergie

Wie in Abschnitt 3.2 dargestellt, haben sich die Kosten für die Vorhaltung von negativer Minutenreserveleistung zwischen 2012 und 2013 auf rund 125 Mio. Euro pro Jahr verdoppelt. Die ausgeschriebene Menge ist im gleichen Zeitraum um 26 % gestiegen und das Preisniveau hat sich ebenfalls deutlich erhöht.⁶⁰ Durch die Teilnahme neuer Anbieter von negativer Regelenenergie, die unabhängig von der Stromerzeugung sind, kann diesem Trend entgegengewirkt und deutliche Einsparpotentiale realisiert werden. Ausgehend von einem unterstellten durchschnittlichen Erlös von 60 Euro pro Jahr und Haushalt wird in Abbildung 16 gezeigt, wie sich das volkswirtschaftliche Einsparpotential in Abhängigkeit von der Anzahl der teilnehmenden Heizungen (bzw. der angebotenen Leistung) sowie der gewählten Zeitscheibe entwickelt.

Die höchsten Einsparpotentiale können in der Zeit von 0 bis 4 Uhr erzielt werden. Je nach angebotener Leistung können theoretisch zwischen 0,5 Mio. Euro (30 MW) und über 7 Mio. Euro (1.500 MW) pro Jahr gegenüber den tatsächlich angefallenen Kosten der Reservehaltung in 2013 eingespart werden. Dabei hängt das Einsparpotential selbstverständlich stark von den unterstellten Erlösen der Heizungsbesitzer sowie dem Einfluss der neuen Anbieter auf die Gebotsstrategien der etablierten Anbieter und dem Markteintritt weiterer Anbieter ab. Betrachtet man in Abbildung 16 beispielsweise das Einsparpotential der Zeitscheibe 12

⁶⁰ Die durchschnittlichen Leistungspreise aller Zeitscheiben sind zwischen 2012 und 2013 um ungefähr 134% gestiegen.

bis 16 Uhr lässt sich erkennen, dass bei einem jährlichen Erlös von 60 Euro pro Heizung nur 750 MW Regenergie günstiger als bisher angeboten werden können.

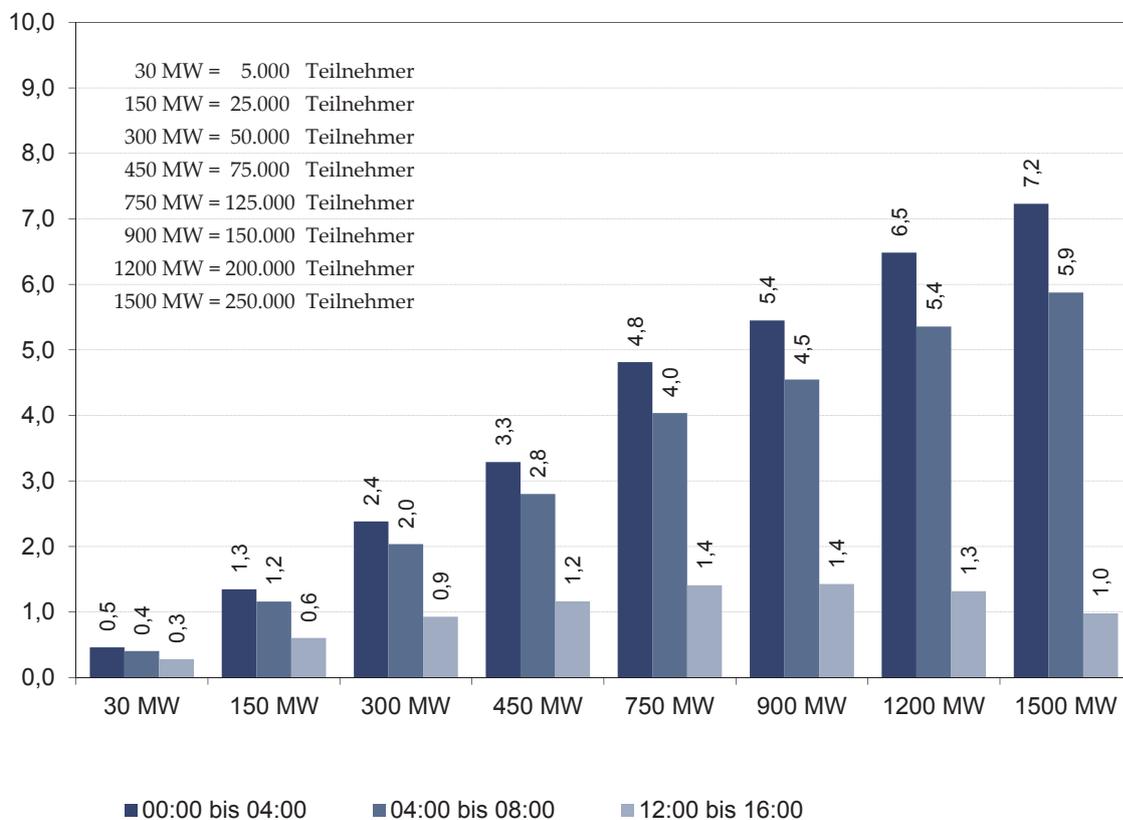
Die Analyse bestätigt, dass flexible Lasten speziell in Stunden niedriger konventioneller Stromerzeugung bei der Bereitstellung von Regelleistung Einsparpotentiale erzeugen können und somit über den privatwirtschaftlichen Nutzen hinaus gesamtwirtschaftlichen Nutzen erzeugen.

Abbildung 16

Einsparpotential bei der Vorhaltung von Minutenreserveleistung durch Hybridheizungen als Differenz zum Status Quo 2013

Unterstellt wird ein für alle Hybridheizungen (6 kW) durchschnittlicher Jahreserlös von 60 Euro.

Mio. Euro / Jahr



Quellen: HWWI (2014)

4.4.3 | Potentiale im Zusammenhang mit Strom aus dezentraler PV-Erzeugung

Ein zusätzliches Potential für den Einsatz von PtH verspricht die Koppelung eines PtH-Hybridsystems mit dezentralen Photovoltaik-Anlagen. Vorteile aus der Verknüpfung dieser Technologien ergeben sich sowohl für die Wärmegewinnung als auch für das Netzmanagement. Zum Jahresende 2013 lag die Anzahl installierter PV-Anlagen in Deutschland etwa bei

1,4 Millionen. Deren Gesamtnennleistung beträgt geschätzte 35,7 GW.⁶¹ Für das Jahr 2020 wird trotz sinkender Fördersätze mit einem weiteren Anstieg auf über 50 GW gerechnet. Ein großer Anteil dieser Anlagen ist in ländlichen Regionen zu finden. Dort ist auch die Ölheizung als Heiztechnik tendenziell stärker verbreitet. Gehen Ölheizungsbesitzer zukünftig verstärkt dazu über, PV-Strom aus Eigenerzeugung als zusätzliche Wärmequelle einzusetzen, verspricht dies eine spürbare Entlastung der ländlichen Verteilungsnetze: Der Strom wird nicht mehr ins Netz eingespeist, die Belastung speziell zur Zeit der Mittagsspitze verringert. Ein volkswirtschaftlicher Gewinn kann sich so in Form eines reduzierten Ausbaubedarfs der Stromnetze ergeben.

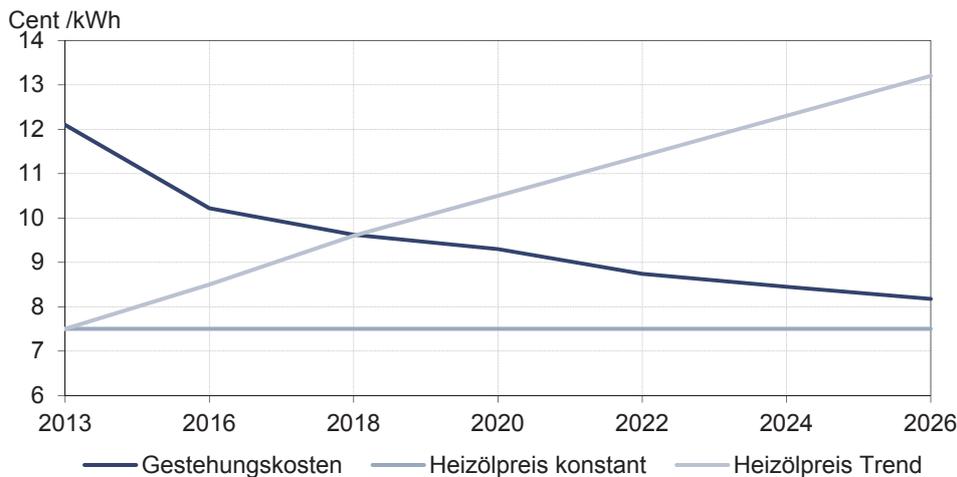
Eine Vorbedingung der Nutzbarmachung von PV-Strom für PtH ist die einzelwirtschaftliche Rentabilität des Eigenverbrauchs. Das ökonomische Kalkül ist folgendes: Durch die Nutzung von eigenerzeugtem Strom spart ein Haushalt zunächst Kosten pro kWh in Höhe des Verbraucherstrompreises. Demgegenüber stehen allerdings die entgangenen Erlöse aus der Netzeinspeisung. Folglich ist die Eigennutzung nur dann lukrativ, wenn der Verbraucherstrompreis die garantierte Einspeisevergütung übersteigt. Die Vergütungssätze sind als Anpassung an den EE-Ausbau und die technologische Entwicklung in den vergangenen Jahren immer weiter gesunken. Als politisch relevante Orientierungsgröße für ihre weitere Entwicklung dienen die Stromgestehungskosten für Neuanlagen. Diese wurden von uns mittels der anerkannten Methode der Levelized Cost of Electricity (LCOE) bis zum Jahr 2032 prognostiziert.⁶² Hierbei werden auf Basis der Kapitalwertmethode die durchschnittlichen Kosten pro erzeugte Kilowattstunde ermittelt, welche während der wirtschaftlichen Nutzungsdauer der Anlage gedeckt werden müssen. Die Ermittlung der Kosten erfolgt immer in Bezug auf den Installationszeitpunkt. Somit bleiben die gemäß dieser Methode ermittelten Stromgestehungskosten für eine errichtete Anlage während ihres Nutzungszeitraums identisch. Neben den Investitionskosten und der Nutzungsdauer (siehe Anhang E) hat die durchschnittliche Einstrahlung den stärksten Einfluss auf die Stromgestehungskosten. Bei der Berechnung wurde deshalb zwischen einem Standort in Nord- und Süddeutschland (1000 kWh/(m²a) und 1190 kWh/(m²a)) differenziert.

⁶¹ Fraunhofer-Institut (2014)

⁶² Für eine detailliertere Erläuterung der Methode und der gewählten Parameter sei an dieser Stelle auf die Ausführungen im Anhang E sowie Fraunhofer (2013) und IEA/OECD (2010) verwiesen. In Ueckerdt et al. (2013) wird die verwendete Methode in Bezug auf die Systemkosten der fluktuierenden Erneuerbaren Energien kritisch diskutiert und ein alternativer Ansatz vorgestellt.

Abbildung 17

Heizölpreise und PV-Gestehungskosten nach Installationszeitpunkt



Quellen: HWWI (2014)

Vergleicht man die in Abbildung 17 abgetragene Entwicklung der Gestehungskosten mit dem heutigen Niveau der Verbraucherpreise (2013: durchschnittlich 28,8 Cent /kWh), wird deutlich, dass bereits zum aktuellen Zeitpunkt die sogenannte Netzparität erreicht ist: Für Besitzer neu installierter PV-Anlagen ist die Eigennutzung des Stroms schon heute wirtschaftlich sinnvoll. Dies betrifft zurzeit allerdings nur die Direktnutzung des Stroms. Der Einsatz für Wärmezwecke über die Zwischenschaltung eines Elektroheizers (siehe Abschnitt 4.3.3) ist aktuell noch nicht rentabel. Dies wird exemplarisch für Ölheizungsbesitzer in Abbildung deutlich gemacht, indem zusätzlich die Entwicklung der Heizölpreise (getrennt nach den beiden Prognoseszenarien aus unseren Simulationen) abgetragen wird. Die Einspeisevergütung liegt zurzeit noch über den Kosten des Heizöleinsatzes pro kWh. Die Opportunitätskosten des Heizens mit Strom sind für PV-Anlagenbesitzer momentan noch höher als die vermiedenen Ausgaben für Heizöl.⁶³ Das wird sich jedoch nach aller Voraussicht schon in den nächsten Jahren ändern (in der Grafik unter Szenario Heizölpreis Trend im Jahr 2018): Die Gestehungskosten werden weiter sinken, gleichzeitig ist ein weiterer Anstieg des Heizölpreises wahrscheinlich.

Der Einsatz von Photovoltaikstrom zu Heizzwecken wäre dann im Vergleich zur Alternative der Einspeisung ins Netz ökonomisch vorteilhaft, da die vermiedenen Kosten für Heizöl die entgangenen EEG-Erlöse übersteigen würden. Nach unserer Simulation würde sich dieser ökonomische Vorteil unter Szenario *Brennstoffpreis Trend* für eine im Jahr 2020 installierte PV-Anlage auf einen Wert von etwa 1,2 Cent pro kWh an zu Wärmezwecken eingesetzten PV-Strom beziffern lassen.⁶⁴

Bei Annahme einer nicht wesentlich veränderten Klima- und Wetterlage lassen sich auch Aussagen über das physische Potential von PV-Strom, den Wärmeverbrauch von Haushal-

⁶³ Für PV-Anlagenbesitzer mit Gasheizung gilt dies ebenfalls, da der Gaspreis pro kWh noch etwas niedriger liegt.

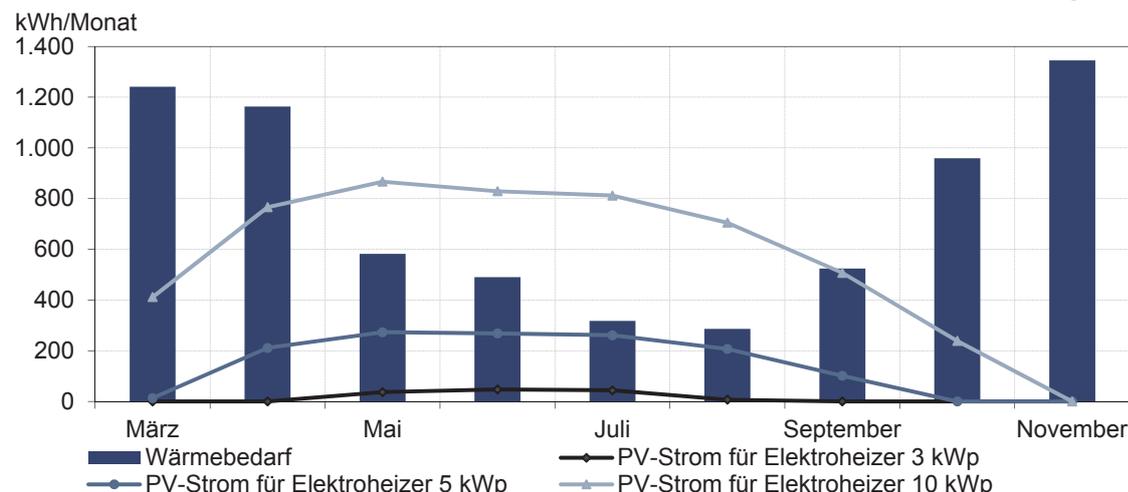
⁶⁴ Im Falle von Gasheizungen kommt man für 2020 auf eine Ersparnis von etwa 0,8 Cent/kWh (*Brennstoff Trend*)

ten bestimmter Größe zu decken, treffen. Dazu wurde zunächst die durchschnittliche Stromerzeugung im Jahresverlauf differenziert nach Standort und Anlagengröße geschätzt. Hierfür existieren verschiedene Webtools, die empirisch dokumentierte Schätzwerte auf Basis ortsabhängiger Temperaturprofile ausweisen. In diesem Fall wurde auf das Tool PVGIS, entwickelt vom Joint Research Centre der Europäischen Kommission, zurückgegriffen.⁶⁵ Es liefert nach Kalendermonaten differenzierte Werte zur Durchschnittserzeugung in sehr feiner räumlicher Auflösung. Dies ermöglicht, Erzeugungsprofile exakt an den Orten zu ermitteln, die zuvor schon zur Bestimmung der länderspezifischen Heizlastprofile dienten. So kann direkt beurteilt werden, inwieweit das örtliche Erzeugungspotential zur Deckung des Wärmeverbrauchs ausreicht.

Ausgegangen wird von einem Versorgungssystem, in dem der eigenerzeugte PV-Strom vorrangig in unmittelbarer Form als Haushaltsstrom verbraucht wird. Der restliche eigenerzeugte PV-Strom wird mittels eines Elektroheizers für die Wärmeerzeugung genutzt. Die dann noch verbleibende Restmenge würde in das öffentliche Stromnetz eingespeist. Um den Beitrag von PV-Strom für die Wärmeversorgung zu bestimmen, muss damit zunächst der PV-Ertrag, der normale Stromverbrauch und der Wärmebedarf geschätzt werden. Der monatliche Stromverbrauch wurde dabei wie folgt bestimmt: Es wurde von einem charakteristischen Jahresverbrauch für das Einfamilienhaus ausgegangen und dieser Wert mittels der schon in 4.1 herangezogenen Zeitprofile auf die Monate des Jahres verteilt. Dieser Jahresverbrauch beträgt 5950 kWh, was gemäß Schätzungen des Statistischen Bundesamtes dem Durchschnittswert für einen Vier-Personen-Haushalt im Jahr 2012 entsprach.⁶⁶ Der aus den Heizlastprofilen ermittelte monatliche Wärmeverbrauch wurde anschließend in Relation zum verbleibenden PV-Stromangebot gesetzt (und somit wie zuvor von einem Elektroheizer mit Wirkungsgrad von annähernd 100 % ausgegangen).

Abbildung 17

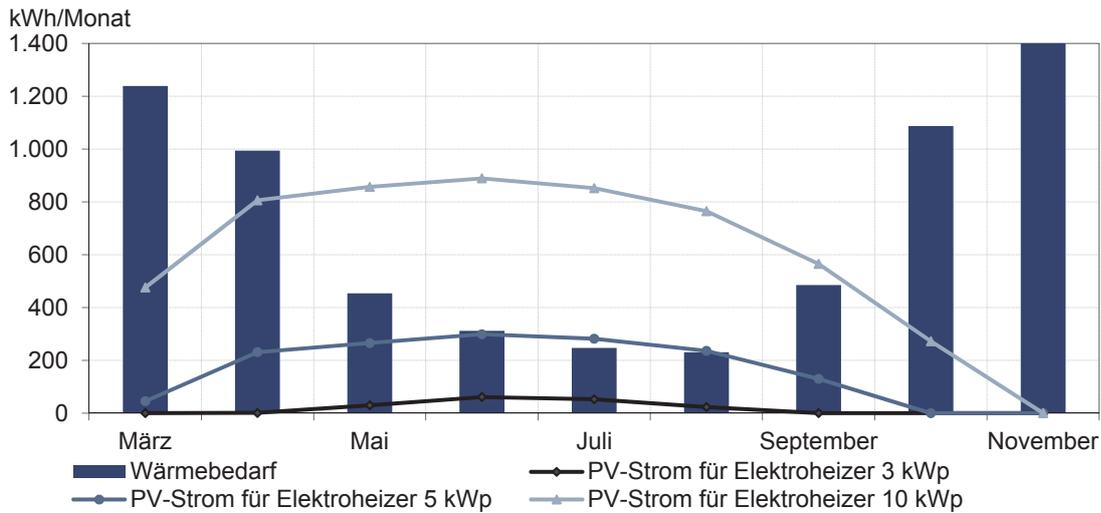
Monatlicher Wärmeverbrauch und PV-Überschüsse für ein Einfamilienhaus: Hamburg



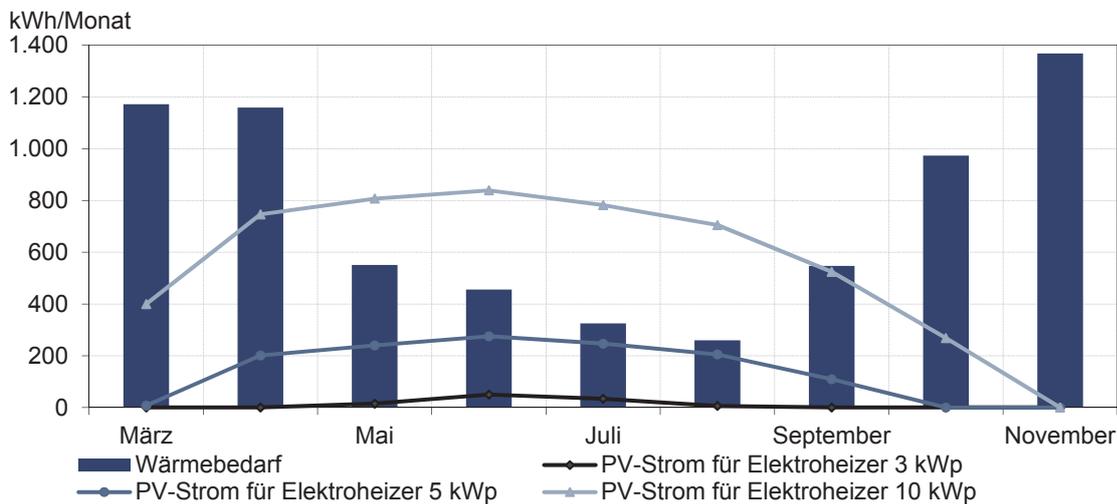
⁶⁵ <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps4/pvest.php>

⁶⁶ www.destatis.de

Monatlicher Wärmeverbrauch und PV-Überschüsse für ein Einfamilienhaus: Regensburg



Monatlicher Wärmeverbrauch und PV-Überschüsse für ein Einfamilienhaus: Düsseldorf



Quelle: Europäische Kommission, HWWI (2014)

Abbildung 17 stellt exemplarisch die jahreszeitabhängige Entwicklung für die Beispielstandorte Hamburg-Fuhlsbüttel (Nord), Regensburg (Süd) und Düsseldorf (West) dar⁶⁷. Naturgemäß weisen Wärmeverbrauch und PV-Überschussstrom nahezu spiegelbildliche Verläufe auf. Dies impliziert geringe Potentiale für den Winter, aber gleichzeitig auch sehr hohe Deckungsbeiträge für die Sommermonate. Diesen Schätzungen nach wäre eine PV-Anlage mit Kapazität 10 kWp an allen drei Standorten ausreichend, um den Wärmeverbrauch (dann vorrangig Warmwasser) des Einfamilienhauses in den Monaten Mai bis September nahezu vollständig zu decken. Aber auch bei einer kleineren 5 kWp Anlage wäre in den sonnenreichsten Monaten Juli und August ein Beitrag von PV-Strom zur Wärmeerzeugung in Höhe von über 80 % denkbar. Voraussetzungen für die Realisation dieser Potentiale sind dann noch ausreichend große Wärmespeicher sowie ein entsprechend intelligentes Speicherma-

⁶⁷ Unterstellt wurde eine durchschnittliche Wohnfläche von 130 m² sowie ein spezifischer Endenergieverbrauch für Wärme von 97 kWh/m²a.

nagement. Vergleichbare Muster ergeben sich auch an Standorten in den übrigen Bundesländern.

5 | Handlungsempfehlungen

Die Ergebnisse der vorangegangenen Analyse lassen sich in zwei grundlegenden Erkenntnissen zusammenfassen. Erstens, dezentrales PtH in Form von Hybridheizungen birgt mit seiner flexiblen Stromnachfrage ein enormes Potential für die Nutzbarmachung von überschüssigem EE-Strom. Günstig ist dabei die örtliche Nähe der dezentralen Hybridheizungen zu den EE-Erzeugungsanlagen. Bei allen künftigen Heizungsmodernisierungen könnten PtH-fähige Öl- und Gasheizungen zu vergleichsweise geringen Kosten als Regelinstrumente genutzt werden. Zweitens, zur Erreichung einer einzelwirtschaftlichen Rentabilität für Heizungsbesitzer sind Anpassungen in den rechtlichen Rahmenbedingungen auf mehreren Ebenen anzustreben:

- **Anpassungen in den staatlich regulierten Komponenten des Strompreises**

Die Ergebnisse der Simulationen in Abschnitt 4.3 haben gezeigt, wie sensitiv sich die Höhe der individuellen Ersparnis aus dem Umstieg auf ein Hybridsystem gegenüber der Anrechnung von Strompreis-Komponenten verhält. Eine Reduzierung oder Streichung einzelner fixer Preisanteile für die Besitzer von Hybridheizungen könnte so eine wünschenswerte Lenkungswirkung entfalten. Ökonomisch wäre dies vor allem im Hinblick auf die vom Endverbraucher getragenen Netzentgelte zu rechtfertigen. Diese machen gegenwärtig einen Anteil von 20-25 % am Strompreis aus. Im Wesentlichen dienen sie zur Deckung der Kosten aus Wartung und Ausbau der Stromnetze sowie der Kosten der Systemdienstleistungen (z.B. Frequenzhaltung, Spannungshaltung, Betriebsführung). Hybridheizungen mit Power-to-Heat-Technologie würden jedoch bei entsprechend zielgerichteter Steuerung über Preissignale eine Entlastung der Netze implizieren: Ungleichgewichte zwischen Erzeugung und Verbrauch würden gemildert, die Notwendigkeit diskretionärer Eingriffe verringert werden. Die Power-to-Heat-Hybridheizungsbesitzer erbringen in diesem Sinne eine Systemdienstleistung, welche über eine Reduzierung / den Wegfall der Netzentgelte entsprechend honoriert werden könnte. Volkswirtschaftlich positive Auswirkungen in längerer Frist könnten sich auch über eine Reduzierung des Ausbaubedarfs der Netze ergeben, wenn auch genaue Prognosen hier sehr schwierig sind. Sinken die Ausbauinvestitionen der Netzbetreiber, könnten längerfristig auch Haushalte ohne Hybridheizung über eine Verringerung der Netzentgelte finanziell profitieren. Derselbe gewünschte Effekt könnte sich auch aus einer Vergünstigung bei anderen staatlichen Preisbestandteilen wie der EEG-Umlage sowie Stromsteuer und Konzessionsabgabe ergeben.

- **Senkung der Zugangsbarrieren für Power-to-Heat in Hybridheizungen am Markt für Regelenergie**

Ein weiterer Beitrag zur Netzstabilisierung kann aus der Teilnahme von Power-to-Heat fähigen Hybridheizungen am Markt für Regelenergie resultieren. Auch hier sorgt die Energiewende für wachsende Bedarfe. Durch den steigenden Anteil wetterabhängiger Erzeugung wird das zeitliche Erzeugungsprofil volatiler, Prognosefehler können häufiger auftreten. Zudem werden durch die neuen Erzeugungsanlagen konventionelle Kraftwerke verdrängt und befinden sich seltener am Netz. Diese stellen derzeit jedoch den größten Anteil der Regelleistung bereit. Zusätzlicher Bedarf an Regelleistung trifft somit auf ein tendenziell sinkendes Angebot. Alternative Anbieter von Regelleistung werden insofern dringend benötigt, um die Kosten für Regelenergie zu begrenzen. Die Analyse in Abschnitt 4 zeigt, dass Hybridheizungen als flexible Lasten hierzu einen signifikanten Beitrag leisten können. Besonders der Umstand, dass Power-to-Heat-fähige Hybridheizungen unabhängig von der Stromerzeugung Regelleistung anbieten können, macht sie zu einer sinnvollen Ergänzung bei der Integration Erneuerbarer Energien. Die derzeitige Ausgestaltung des Regelenergiemarktes birgt jedoch für kleine, dezentrale Anbieter hohe Hürden. Die Teilnahme am Markt für Sekundärregelleistung ist durch die langen Ausschreibungs- und Vorhaltungszeiträume sehr schwierig. Ein weiteres Hindernis ist das leistungsunabhängige Präqualifizierungsverfahren, welches für Regelleistungspools mit vielen kleinen Einheiten deutlich höhere Kosten verursacht als für Pools mit wenigen großen Einheiten. Weitere Vereinfachungen für die Teilnahme am Regelenergiemarkt, wie die Verkürzung der Ausschreibungszeiträume und ein an die Möglichkeiten kleiner Erzeugungseinheiten angepasstes Präqualifizierungsverfahren, könnten sowohl die Kosten der Reservevorhaltung senken, als auch ein hohes Maß an Versorgungssicherheit in einem sich wandelnden Energiesystem gewährleisten.

- **Vermeidung einer staatlichen Belastung von eigengenutztem PV-Strom**

Speziell im Kontext der Energiewende ist darauf zu achten, dass die Potentiale, die sich aus der Nutzung von dezentralem PV-Strom für die Wärmeversorgung ergeben, nicht von politischer Seite behindert werden. Im Rahmen der Beratungen zu einem Gesetzesentwurf für die EEG-Reform 2014 wurden Überlegungen laut, auch bei Betreibern von Solaranlagen mit weniger als 10 kWp Nennleistung zukünftig den Eigenverbrauch selbst erzeugten PV-Stroms mit einem Anteil der EEG-Umlage zu belasten. In dem am 27. Juni 2014 vom Bundestag verabschiedeten Gesetzesentwurf wurden diese Überlegungen zwar wieder aufgegeben, die politische Debatte hierzu scheint aber noch nicht beendet. Ein Wegfall der Bagatellgrenze erscheint aus ökonomischer Perspektive ungerrecht: Die Besitzer von Kleinstanlagen würden für ihren Beitrag zur Entlastung der Netze noch bestraft. Unsere Analyse zeigt, dass sich hieraus zukünftig auch unerwünschte Rückwirkungen auf den Wärmemarkt ergeben könnten. Gefährdet die Belastung des Eigenverbrauchs für Besitzer von PV-Anlagen den ökonomischen Anreiz zur

Anschaffung eines Elektroheizers, würde dies effektiv eine Senkung des Heizöl- und Erdgasverbrauchs und damit von CO₂-Emissionen verhindern. So könnten sich Reformen in dieser Richtung auch klimapolitisch unverhofft als Fehlgriff erweisen. Gleiches gilt auch für die Stromsteuer. Nach § 9 StromStG ist Strom aus Erneuerbaren Energien von der Stromsteuer befreit, wenn dieser aus einem ausschließlich aus solchen Energieträgern gespeisten Netz oder Leitung entnommen wird. Die Aufrechterhaltung dieser Regelung ist vor dem Hintergrund der obigen Argumentation sicherzustellen.

- **Förderung des Ausbaus der Informations- und Kommunikationstechnik- (IKT) Infrastruktur**

Damit die Stromnachfrage der Hybridheizungen bei temporären Ungleichgewichten im Netz eine glättende Wirkung entfaltet, müssen die Preissignale im Großhandel an der Börse möglichst zeitnah an die Endverbraucher weitergeleitet werden. Ein Erzeugungsüberschuss kann über niedrige Börsenpreise so zum Anreiz von verstärktem Stromeinsatz auf Seiten der Hybridheizungsbesitzer führen. Eine technische Voraussetzung hierfür ist der Einsatz einer entsprechenden Informations- und Kommunikationstechnik auf der Verteilnetzebene. Einbau und Überwachung der hierfür benötigten Mess- und Steuerungseinrichtungen sowie der Kommunikationsmodule fällt in den Aufgabenbereich des jeweiligen Stromverteilnetzbetreibers. Da diese Investitionsentscheidungen aktuell in einem unsicheren Marktumfeld (technologischer Fortschritt, Entwicklung des Regulierungsrahmens) getroffen werden müssen, ist die Investitionsbereitschaft noch gering. Hier ist der Gesetzgeber gefordert, die Anrechenbarkeit dieser Art von Investitionen und ihrer Folgekosten in den Netzentgelten verbindlich zu regeln. Dies kann über eine entsprechende Anpassung von § 11 ARegV (dauerhaft nicht-beeinflussbare Kosten) oder § 23 ARegV (Investitionsmaßnahmen) geschehen.⁶⁸ Zudem besteht auf dem Weg zur Massentauglichkeit noch Normierungs- und Standardisierungsbedarf, vor allem was die technischen Eigenschaften der IKT anbelangt.⁶⁹ Schließlich sollten im Interesse der Verbraucherakzeptanz auch hinsichtlich der Art der übertragenen Information rechtlich klare Grenzen definiert werden.⁷⁰

Zusammengefasst ergeben sich Ansatzpunkte für ein Bündel diverser Maßnahmen, auch bedingt durch die technische und institutionelle Komplexität des Themas. Die einzelnen Schritte erscheinen jedoch für sich genommen als bei begrenzten Aufwand realisierbar. Entscheidend für ihre Umsetzbarkeit gegenüber der Vielfalt an Interessenträgern wird die Kommunikation der gesamtgesellschaftlichen Vorteile sein, gerade im Lichte der zukünftigen Herausforderungen. Die Realisierung der Potentiale von Power-to-Heat in Hybridhei-

⁶⁸ siehe hierzu auch die Studie von DNV Kema (2012)

⁶⁹ Siehe hierzu auch BMWi (2014b) und BMWi (2014c) Kap. 8.2.2.4.2

⁷⁰ Existierende Umfragen (CHECK24.de (2012), Picot et al. (2009)) verdeutlichen die Skepsis der Bürger gerade im Hinblick auf die Datensicherheit.

zungen könnte sich damit als eine wichtige Etappe auf dem Weg zur überfälligen Verknüpfung der Großprojekte „Stromwende“ und „Wärmewende“ erweisen.

6 | Fazit

Die vorliegende Studie hat die Potentiale von Power-to-Heat-fähigen dezentralen Hybridheizungen im Kontext der Energiewende aus einzel- und gesamtwirtschaftlicher Perspektive beleuchtet. Zunächst wurde deutlich, dass bei prognostiziertem Ausbautempo von Windkraft und Solarenergie im Jahr 2020 an wesentlich häufigeren Stunden im Jahr Erzeugungsüberschüsse in der Stromversorgung zu erwarten sind. Bis zu unserem weiteren Analysejahr 2032 wird sich die Lage durch weiteren EE-Ausbau und den dann abgeschlossenen Atomausstieg noch weiter verschärft haben. Es ist aus heutiger Perspektive nicht zu erwarten, dass der Umbau der Netzinfrastruktur mit diesen Entwicklungen ausreichend Schritt halten wird. Übertragungsnetzbetreiber werden deshalb zukünftig noch häufiger als heute gezwungen sein, die Produktion von EE-Stromerzeugungsanlagen zu drosseln um Ungleichgewichte im Stromnetz zu verhindern. Durch zunehmende Volatilität wächst der Bedarf an negativer Regelleistung. Existierende Regelinstrumente allein werden aller Voraussicht nach nicht in der Lage sein, diese Nachfrage vollständig zu decken. Power-to-Heat-Systeme könnten einen wichtigen Beitrag zur Schließung der Lücke leisten. Die Koppelung von strombasierter Wärmeerzeugung mit traditionellen, stromunabhängigen Heizenergieträgern wie Heizöl und Gas in einem solchen System offeriert hier zusätzliche Flexibilitätsoptionen. Der Einsatz von Strom zur Wärmeerzeugung kann so zielgerichtet auf Zeiten von Erzeugungsüberschüssen im Netz beschränkt werden. Das Entstehen von zusätzlicher Stromnachfrage in Zeiten von geringem Stromangebot kann damit sicher und dauerhaft vermieden werden. Zugleich werden durch das partielle Heizen mit Strom fossile Brennstoffe eingespart, mithin auch ein direkter Beitrag zur Ressourcenschonung und zum umweltpolitischen Ziel der Reduktion von Schadstoffemissionen geleistet.

Voraussetzung für die Umsetzbarkeit eines solchen zielgerichteten Einsatzes von PtH sind entsprechende Preissignale seitens des Strommarktes. Zeitweilig auftretende Erzeugungsüberschüsse müssen sich unmittelbar in niedrigen Strompreisen auf Endverbraucherebene niederschlagen, damit aus Sicht des Endverbrauchers ein Anreiz besteht, den überschüssigen Strom für Heizzwecke einzusetzen. Dazu sind Veränderungen am gegenwärtigen Strommarktdesign vorzunehmen. Die zeitliche Tarifflexibilität für Endkunden muss deutlich erhöht werden. Der Einbau der hierfür nötigen Informations- und Kommunikationstechnik sollte stärker forciert werden. Auch preisliche Vergünstigungen für den Stromeinsatz im Rahmen von dezentralem Power-to-Heat könnten die gewünschte Anreizwirkung erhöhen: Eine Entlastung/Reduzierung staatlicher Strompreisbestandteile wie dem Netzentgelt und der EEG-Umlage könnte dabei mit dem Gedanken der Systemdienstleistung gerechtfertigt werden: Zielgerichtetes PtH trägt zur Ausbalancierung von Stromerzeugung und -verbrauch bei, verringert so die Notwendigkeit von Maßnahmen wie der Abregelung überschüssigen

EE-Stroms oder der Vorhaltung von negativer Regelenergie. Der damit für die Allgemeinheit erbrachte Nutzen würde so über die Preisvergünstigungen entgolten.

Die einzelwirtschaftliche Kosten-Nutzen-Analyse des Umstiegs auf ein Hybridsystem hat gezeigt, dass bei optimalem Speichermanagement sowie einer Reduzierung der staatlichen Preisbestandteile von derzeit ca. 16 auf 6 ct/kWh für PtH-Überschussstrom jährliche Ersparnisse in Höhe von dreistelligen Eurobeträgen erzielt werden könnten. Diese steigen im Zeitverlauf, bedingt durch sinkende Börsenpreise für Strom, weiter an. In der Konsequenz würde sich die Anschaffung eines Elektroheizers aus Sicht eines Durchschnittshaushaltes mit Brennwertkessel schon innerhalb weniger Jahre amortisieren. Bei fehlender Entlastung wären dagegen keine nennenswerten Einsparungen im Bereich der Heizkosten zu erwarten.

Bei zunehmender Divergenz in der Preisentwicklung von Strom und Heizöl/Erdgas fällt aus gesellschaftlicher Perspektive auch der Beitrag zur Netzstabilität entsprechend hoch aus. Wenn etwa 20 % der bis 2020 angeschafften Brennwertheizungen mit Elektroheizern ausgerüstet würden, könnten zu den Zeiten extremer Erzeugungsspitzen im Jahr je nach Heizungszubau etwa 10 bis 20 % des ansonsten vermutlich abgeregelten Überschussangebots an Strom allein durch diese Variante von Power-to-Heat genutzt werden.

Ein aus räumlicher Sicht interessantes Potential verspricht die Variante von Öl-Hybridheizungen. Ölheizungen sind aufgrund nicht vorhandener Gasnetze vor allem im ländlichen Raum vorzufinden und befinden sich damit in unmittelbarer räumlicher Nähe zu EE-Anlagen. Regional begrenzte Überschüsse infolge unstenen Windes und Sonneneinstrahlung können so effektiv genutzt, das Stromnetz somit entlastet werden. Als Folge könnte so auch der Netzausbaubedarf langfristig verringert werden.

Ergänzend kann der nötige PtH-Strom auch aus der Leistung hauseigener PV-Anlagen gewonnen werden. Bei einer zukünftig weiter sinkenden Einspeisevergütung für Neuanlagen sowie steigenden Brennstoffpreisen wächst der finanzielle Anreiz, den nicht unmittelbar zur Deckung des Eigenverbrauchs als Haushaltsstrom eingesetzten PV-Strom zur Wärmezeugung zu nutzen. Mit einer 5 kW-Anlage könnte so bei effektivem Speichermanagement der Wärmebedarf während der Sommermonate an Standorten bundesweit zu mehr als 50 % durch eigenerzeugtem Strom gedeckt werden.

7 | Literatur

NEP (2012): 50Hertz Transmission GmbH/Amprion GmbH/TenneT TSO GmbH/TransnetBW GmbH – Netzentwicklungsplan Strom 2012 – 2. Überarbeiteter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber.

BDEW (2013): BDEW/VKU/GEODE – Leitfaden Abwicklung von Standardlastprofilen Gas. Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., Berlin.

BDH (2013): Marktentwicklung 2012. Bundesindustrieverband Deutschland Haus-. Energie- und Umwelttechnik e.V., Köln.

- BDH (2014): Marktentwicklung 2013. Bundesindustrieverband Deutschland Haus-, Energie- und Umwelttechnik e.V., Köln.
- BEE (2009): Stromversorgung 2020-Wege in eine moderne Energiewirtschaft. Bundesverband Erneuerbare Energie e.V., Berlin.
- BMU (2012): Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der Erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Deutschland und global. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit, Berlin.
- BMWi (2014): Zweiter Monitoring-Bericht „Energie der Zukunft“, Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, Berlin.
- BMWi (2014b): Smart Energy made in Germany „Erkenntnisse zum Aufbau und zur Nutzung intelligenter Energiesysteme im Rahmen der Energiewende, Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, Berlin.
- BMWi (2014c): Entwicklung der Energiemärkte Energiereferenzprognose, Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, Berlin.
- Böttger, D.; Bruckner, T. (2014): Kosten- und CO₂-Effekte von Power-to-Heat im Markt für negative Sekundärregelleistung, 13. Symposium Energieinnovation (EnInnov 2014), TU Graz (2014).
- BMWi (2014d): Energiewende direkt Ausgabe 26/2014, Newsletter des Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, http://www.bmwi-energiewende.de/EWD/Redaktion/Newsletter/2014/26/newsletter_2014-26.htmlBerlin.
- Böttger, D.; Götz M.; Lehr, N., Kondziella, H.; Bruckner, T. (2014): Potential of the Power-to-Heat Technology in District Heating Grids in Germany. Energy Procedia 46, S. 246–253.
- Bundesnetzagentur (2013): Monitoringbericht 2013, gemäß § 63 Abs. 3 i.V.m. § 35 EnWG und § 48 Abs. 3 i.V.m. § 53 Abs. 3 GWB, Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen und Bundeskartellamt, Bonn.
- CHECK24.de (2012): CHECK24-Kundenumfrage zur Akzeptanz des Smart Meterings - Schlechte Aussichten für digitale Zähler. Check24 Vergleichsportal, München.
- dena (2005): Dena – Netzstudie I. Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020. Deutsche Energie-Agentur GmbH, Berlin.
- dena (2010): Dena – Netzstudie II. Integration Erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung bis 2020. Deutsche Energie-Agentur GmbH, Berlin.
- dena (2010b): Analyse der Notwendigkeit des Ausbaus von Pumpspeicherwerken und anderen Stromspeichern zur Integration der Erneuerbaren Energien. Deutsche Energie-Agentur GmbH, Berlin.
- dena (2012): Dena-Verteilnetzstudie. Ausbau- und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030. Deutsche Energie-Agentur GmbH, Berlin.

dena (2014): dena-Studie Systemdienstleistungen 2030. Sicherheit und Zuverlässigkeit einer Stromversorgung mit hohem Anteil Erneuerbarer Energien. Deutsche Energie-Agentur GmbH, Berlin.

DNV Kema (2012): Anpassungs- und Investitionserfordernisse der Informations- und Kommunikationstechnologie zur Entwicklung eines dezentralen Energiesystems. Studie im Auftrag des Verbandes Kommunaler Unternehmen (VKU), Berlin.

enervis (2011): Atomausstieg bis zum Jahr 2020: Auswirkungen auf Investitionen und Wettbewerb in der Stromerzeugung. enervis energy advisors, Berlin.

E.ON (2013): Standardlastprofile. <http://www.eon-mitte.com/>

EWI (2013): Trendstudie Strom 2022-Belastungstest für die Energiewende. Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln, Köln.

FfE (2011): Hybride Heizsysteme mit nicht-leitungsgebundenen Energieträgern und Strom. Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH, München.

Fraunhofer (2013): Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien. Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, Freiburg.

Fraunhofer (2013b): Lastmanagement als Beitrag zur Deckung des Spitzenlastbedarfs in Süddeutschland. Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung, Karlsruhe.

Fraunhofer (2014): Power-to-Heat zur Integration von ansonsten abgeregeltem Strom aus Erneuerbaren Energien. Fraunhofer Institut für Windenergie und Systemtechnik, Kassel.

Fraunhofer (2014b): Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland. Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, Freiburg.

Fraunhofer (2014c): Stromerzeugung aus Solar- und Windenergie 2014. Vortrag von Prof. Dr. Bruno Burger, Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, Freiburg.

IER (2010): Die Entwicklung der Energiemärkte bis 2030 (Energieprognose 2009). Institut für Energiewirtschaft und rationelle Anwendung, Stuttgart.

IWO (2013): Marktsituation 2012, Präsentation

Kondziella, H.; Brod, K.; Bruckner, T.; Olbert, S.; Mes, F. (2013): Stromspeicher für die „Energiewende“ – eine aktorsbasierte Analyse der zusätzlichen Speicherkosten. In: Zeitschrift für Energiewirtschaft, 37 (4), S. 249–260.

Monopolkommission (2013): Energie 2013: Wettbewerb in Zeiten der Energiewende, Sondergutachten der Monopolkommission gemäß § 62 Abs. 1 EnWG, Bonn.

Münch, W.; Robra, M.; Volkmann, L.; Riegebauer, P.; Oesterwind, D. (2012): Hybride Wärmeerzeuger als Beitrag zur Systemintegration Erneuerbarer Energien. Energiewirtschaftliche Tagesfragen 62(5), S.44-48.

OECD/IEA (2010): Projected Costs of Generating Electricity. Organisation for Economic Cooperation and Development Nuclear Energy Agency (NEA) and International Energy Agency.

Paetz, A.-G.; Jochem, P.; Fichtner, W. (2012): Demand Side Management mit Elektrofahrzeugen - Ausgestaltungsmöglichkeiten und Nutzerakzeptanz, in: Tagungsbandbeitrag 12. Symposium Energieinnovation 2012. Karlsruher Institut für Technologie.

Piaszeck, S., Wenzel, L., Wolf, A. (2013): Regional diversity in the costs of electricity outages: results for German counties. HWWI Research Paper Nr.142.

Prognos (2011): Energieszenarien 2011. Prognos Institut, Basel, Köln, Osnabrück.

Picot, A.; Kranz, J.; Bilecki, S. (2009): Studie zur Akzeptanz von Smart Metern bei Endverbrauchern. Diskussionspapier Fakultät für Betriebswirtschaftslehre, Ludwig-Maximilians-Universität München.

Shell/BDH (2013): Klimaschutz im Wohnungssektor – wie heizen wir morgen?, Hamburg.

Tjaden, T.; Quaschnig, V.; Weniger, J. (2013): Heizen mit PV-Strom-Chancen für den Wärmemarkt. Sonne Wind & Wärme 03/2013.

Ueckerdt, F.; Hirth, L.; Luderer, G.; Edenhofer, O. (2013): System LCOE: What are the costs of variable renewables? Energy 63, S. 61 - 75.

UGR (2013) – Umweltökonomische Gesamtrechnung für 2012 – Vorbericht Energie, Energieverbrauch der privaten Haushalte für Wohnen (temperaturbereinigt), Wiesbaden.

Wolff, D., Jagnow, K. (2011): Überlegungen zu Einsatzgrenzen und zur Gestaltung einer zukünftigen Fern- und Nahwärmeversorgung; Wolfenbüttel/Braunschweig; nur online unter www.delta-q.de.

ZIV (2012): Sondererhebung 2012. Zentralinnungsverband der Schornsteinfeger.

8 | Anhang

Anhang A: Schätzergebnisse Regression

$p_t^{S_Börse}$: Stündlicher Börsenstrompreis

R_t : Geschätzte stündliche Residuallast

Geschätzter funktionaler Zusammenhang:

$$p_t^{S_Börse} = \beta_0 + \beta_1 \cdot R_t + \beta_2 \cdot R_t^2 + \beta_3 \cdot R_t^3 + \varepsilon_t$$

Schätzergebnisse:

	Koeffizient	Standardfehler	t-Wert	P-Wert
β_0	-6,818828	1,181502	5,77	0,000
β_1	-1,93e-08	0,02e-09	18,97	0,000
β_2	7,56e-14	5,01e-15	15,10	0,000
β_3	0,0017815	0,0000635	28,04	0,000

Teststatistiken:

Zahl Beobachtungen: 8609

F(3,8605): 3022,27

Prob > F: 0,0000

R-squared: 0,5131

Adj. R-squared: 0,5129

Anhang B: Standardlastprofilverfahren und Aufbau Simulationsmodell

Das Standardlastprofilverfahren nutzt eine unsymmetrische Sigmoidfunktion als wesentlichen Parameter der Lastprofilfunktion. Darin werden die Tagestemperatur sowie regionale (klimatische) Gegebenheiten berücksichtigt.

$$Q_D = \left[\frac{A}{1 + \left(\frac{B}{T-40}\right)^C} + D' \right] * \left[\frac{Q_N}{\sum_i^N h(T_{Di})} \right]$$

Q_D	= Tägliche Wärmemenge
A,B,C,D	= Regionen-spezifische Sigmoidkoeffizienten
Q_N	= jährlicher Wärmebedarf
T	= anzusetzende Temperatur
$h(T_{Di})$	= Sigmoidfunktion

Als anzusetzende Temperatur wurde in der vorliegenden Studie die geometrische Reihe des zu beobachtenden Tages sowie der drei vorherigen Tage am jeweiligen Standort verwendet, damit die Wärmespeicherfähigkeit von Gebäuden Berücksichtigung findet.

$$T = \frac{(T_t + 0,5 * T_{t-1} + 0,25 * T_{t-2} + 0,125 * T_{t-3})}{1 + 0,5 + 0,25 + 0,125}$$

Die Temperaturdaten stammen vom Deutschen Wetterdienst (DWD) und geben die durchschnittliche Tagestemperatur für das Jahr 2012 an. Die Daten wurden aus dem frei zugänglichen Online-Tool entnommen. Pro Bundesland wurde eine Wetterstation als jeweilige Referenzgröße für die Temperaturzeitreihe verwendet: Stuttgart-Echterdingen (Baden-Württemberg), Regensburg (Bayern), Berlin-Tegel (Berlin), Neuruppin (Brandenburg), Bremen (Bremen), Hamburg-Fuhlsbüttel (Hamburg), Fritzlar (Hessen), Schwerin (Mecklenburg-Vorpommern), Hannover (Niedersachsen), Düsseldorf (Nordrhein-Westfalen), Hahn (Rheinland-Pfalz), Saarbrücken-Ensheim (Saarland), Dresden-Kloztsche (Sachsen), Magdeburg (Sachsen-Anhalt), Schleswig (Schleswig-Holstein), Erfurt-Weimar (Thüringen).

Der jährliche Endenergieverbrauch wurde pro Haushalt eine Verbrauchergruppe mit Hilfe des spezifischen Wärmeverbrauchs und der Wohnfläche approximiert.

Die resultierende tägliche Wärmemenge wurde im abschließenden Schritt mit temperaturabhängigen Stundenfaktoren tagesspezifisch aufgeteilt.

Annahmen zur Entwicklung im Heizungs- und Gebäudebestand:

Nachfolgend sind die den Heizlastprofilen zugrundeliegenden Bestände an Wärmeerzeugern in EFH aufgeführt. Ausgangspunkt ist der Bestand 2013 der in zwei Szenarien jeweils für die Jahre 2020 und 2032 projiziert wird.

Energieverbrauchskennwerte nach Berechnung Institut für technische Gebäudeausrüstung (ITG) in Shell/BDH (2013) S. 35

KT: Konstanttemperaturkessel / Standardkessel

NT: Niedertemperaturkessel

BW: Brennwertkessel

BW-PtH: potentieller Brennwertkessel mit Power-to-Heat-Hybridtechnik

Ab 2014 neuinstallierte Brennwertkessel gelten als Power-to-Heat systemkompatibel.

Bestand in EFH 2013:

Art	Anzahl	Endenergieverbrauch
Öl-KT	509.559	263 kWh/(m ² a)
Öl-NT	3.957.736	148 kWh/(m ² a)
Öl-BW	479.875	97 kWh/(m ² a)
Gas-KT	117.300	263 kWh/(m ² a)
Gas-NT	5.747.700	148 kWh/(m ² a)
Gas-BW	3.570.000	97 kWh/(m ² a)

Szenario 1: Neuinstallationen gemäß jüngster Absatzzahlen (BDH 2014)

Bestand in EFH 2020:

Art	Anzahl	Endenergieverbrauch
Öl-KT	89.559	263 kWh/(m ² a)
Öl-NT	3.957.736	148 kWh/(m ² a)
Öl-BW	479.875	97 kWh/(m ² a)
Öl-BW-PtH*	420.000	152 kWh/(m ² a)
Gas-KT	0	263 kWh/(m ² a)
Gas-NT	3.359.000	148 kWh/(m ² a)
Gas-BW	3.570.000	97 kWh/(m ² a)
Gas-BW-PtH*	117.300	152 kWh/(m ² a)
Gas-BW-PtH**	2.388.700	134 kWh/(m ² a)

*aus KT 2014-2020

**aus NT 2014-2020

Bestand in EFH 2032:

Art	Anzahl	Endenergieverbrauch
Öl-KT	0	263 kWh/(m ² a)
Öl-NT	3.327.295	148 kWh/(m ² a)
Öl-BW	479.875	97 kWh/(m ² a)
Öl-BW-PtH*	420.000	152 kWh/(m ² a)
Öl-BW-PtH**	720.000	134 kWh/(m ² a)
Gas-KT	0	263 kWh/(m ² a)
Gas-NT	0	148 kWh/(m ² a)
Gas-BW	2.633.000	97 kWh/(m ² a)
Gas-BW-PtH*	117.300	152 kWh/(m ² a)
Gas-BW-PtH**	2.388.700	134 kWh/(m ² a)
Gas-BW-PtH***	4.296.000	97 kWh/(m ² a)

* aus KT 2014-2020

**aus NT 2014-2020

***aus NT und BW 2021-2032

*Szenario 2: Verdoppelung der Neuinstallationen*Bestand in EFH 2020:

Art	Anzahl	Endenergieverbrauch
Öl-KT	0	263 kWh/(m ² a)
Öl-NT	3.627.295	148 kWh/(m ² a)
Öl-BW	479.875	97 kWh/(m ² a)
Öl-BW-PtH*	509.559	152 kWh/(m ² a)
Öl-BW-PtH**	330.441	134 kWh/(m ² a)
Gas-KT	0	263 kWh/(m ² a)
Gas-NT	853.000	148 kWh/(m ² a)
Gas-BW	3.570.000	97 kWh/(m ² a)
Gas-BW-PtH*	117.300	152 kWh/(m ² a)
Gas-BW-PtH**	4.894.700	134 kWh/(m ² a)

* aus KT 2014-2020

**aus NT 2014-2020

Bestand in EFH 2032:

Art	Anzahl	Endenergieverbrauch
Öl-KT	0	263 kWh/(m ² a)
Öl-NT	2.187.295	148 kWh/(m ² a)
Öl-BW	479.875	97 kWh/(m ² a)
Öl-BW-PtH*	509.559	152 kWh/(m ² a)
Öl-BW-PtH**	330.441	134 kWh/(m ² a)
Öl-BW-PtH***	1.440.000	97 kWh/(m ² a)
Gas-KT	0	263 kWh/(m ² a)
Gas-NT	0	148 kWh/(m ² a)
Gas-BW	0	97 kWh/(m ² a)
Gas-BW-PtH*	117.300	152 kWh/(m ² a)
Gas-BW-PtH**	4.894.700	134 kWh/(m ² a)
Gas-BW-PtH***	4.423.000	97 kWh/(m ² a)

* aus KT 2014-2020

**aus NT 2014-2020

***aus NT und BW 2021-2032

Symbole

Index

$t = 1, \dots, T$: Stunden im Jahresverlauf ($T = 8760$)

$b \in \{\text{ö}, g\}$: Brennstoff (Heizöl, Gas)

Natürliche Konstante

c : Spezifische Wärmekapazität (Wasser= $4182 \frac{J}{kg \cdot C^\circ}$)

Parameter

η : Wirkungsgrad des Elektroheizers (relatives Maß 0-1)

m : Speichervolumen des Pufferspeichers in Litern

T^{min} : Einzuhaltende Minimaltemperatur im Wärmespeicher in Grad Celsius

T^{max} : Einzuhaltende Maximaltemperatur im Wärmespeicher in Grad Celsius

\bar{S} : Maximaler Stromverbrauch pro Stunde in kW (=Leistungsfähigkeit des Elektroheizers)

p^b : Angenommener Brennstoffpreis in Euro pro kWh (zeitlich konstant)

Exogene Variablen

p_t^S : Prognostizierter Strompreis in Euro pro kWh (stundenspezifisch)

V_t : Wärmeverbrauch (kWh) in t

Endogene Variablen

S_t : Zur Wärmerzeugung in Stunde t verbrauchter Strom in kWh

F_t^b : Zur Wärmerzeugung in Stunde t verbrannter Brennstoff in kWh

T_t : Temperatur im Wärmespeicher am Ende von Stunde t in Grad Celsius

$Q_t^{W,s}$: Durch Stromverbrauch dem Speicher zugeführte Wärmeleistung (kWh) in t
 $Q_t^{W,b}$: Durch Brennstoffverbrennung dem Speicher zugeführte Wärmeleistung (kWh) in t
 V_t^W : Dem Speicher für Heizzwecke entnommene Wärmeleistung (kWh) in t
 V_t^b : Der Brennstoffquelle für Heizzwecke entnommene Wärmeleistung (kWh) in t
 E_t : Bereitschaftsverlust an Wärmenergie im Speicher in kWh in t

Gleichungen

Zielfunktion:

$$\min. \sum_{t=1}^T p_t^s \cdot S_t + p^b \cdot F_t^b \quad (1)$$

Nebenbedingungen:

$$S_t \geq 0, S_t \leq \bar{S}, F_t^b \geq 0, T_t \geq T^{\min}, T_t \leq T^{\max} \quad (2)$$

$$Q_t^{W,s} = \eta \cdot S_t \quad (3)$$

$$Q_t^{W,b} = F_t^b - V_t^b \quad (4)$$

$$V_t = V_t^W + V_t^b \quad (5)$$

$$T_t = T_{t-1} + \Delta T_{t-1,t} \quad (6)$$

$$\Delta T_{t-1,t} = \frac{3600000 \frac{J}{kWh}}{c \cdot m} \cdot (Q_t^{W,s} + Q_t^{W,b} - V_t^W - E_t) \quad (7)$$

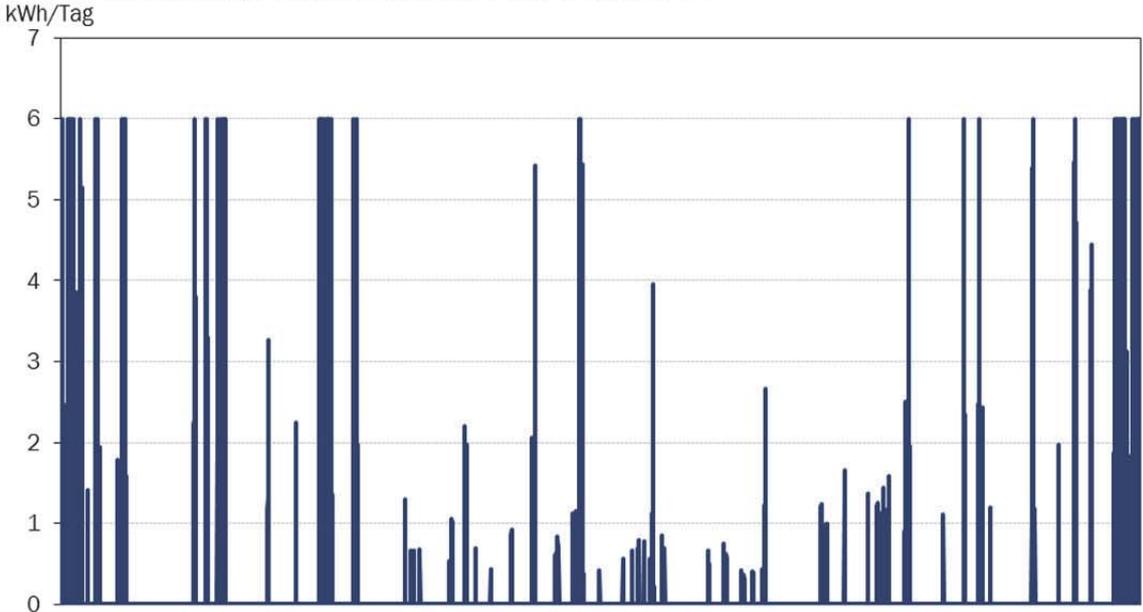
$$E_t = \frac{0.08532 \frac{kWh}{C} \cdot T_{t-1} - 2.11937}{24} \quad (8)$$

Erläuterungen

- (1): Zu minimierende Kosten der Wärmegewinnung im Jahresverlauf
- (2): Elementare Ungleichheitsbedingungen für den Energieträgereinsatz
- (3): Wärmegewinnung im Wärmespeicher in Abhängigkeit vom Stromverbrauch
- (4): Bestimmung der aus Brennstoffverbrennung in den Wärmespeicher überführten Wärme
- (5): Gewährleistung der Deckung des Wärmeverbrauchs
- (6): Zustandsgleichung für die Temperatur im Speicher
- (7): Bestimmung der Temperaturveränderung im Speicher in Abhängigkeit von zu- und abgeführter Energie sowie Stillstandsverlusten
- (8): Geschätzter Zusammenhang zwischen Wärmeverlust und Ausgangstemperatur bei Wärmespeichern gemäß EN 304 (bei Annahme eines linearen Verlusts im Zeitverlauf)

Anhang C: Stromverbrauchsprofile aus der Simulation

Stromverbrauchsprofil im Szenario Förderung 2032



Quelle: HWWI (2014)
500 l Speicherkapazität, Brennstoffpreisszenario Trend

Anhang D: Entwicklung der Märkte für Regelenergie

Entwicklung der ausgeschriebenen Mengen Sekundärregelleistung in MW für die Kalenderwochen der Jahre 2012 und 2013

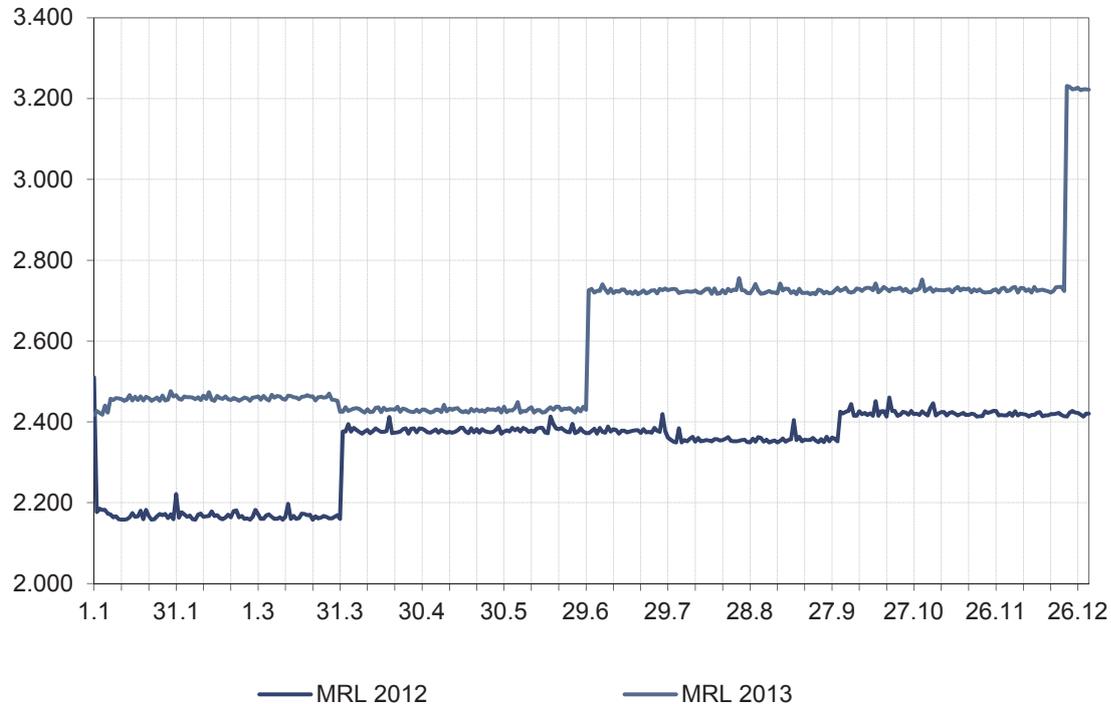
MW/Woche



Quellen: HWWI (2014)

Entwicklung der ausgeschriebenen Mengen Minutenreserveleistung in MW für die Jahre 2012 und 2013

MW/Tag



Quellen: HWWI (2014)

Jährliche Erlöspotentiale durch die Teilnahme am Minutenreservemarkt in Abhängigkeit von Speichervolumen und Preispfad.

Szenario 1: Hier kann variierend nach Speichervolumen an 44/28/23 Tagen pro Jahr keine Regelernergie angeboten werden. Gewichtet nach dem Bestand an Öl- und Gasheizungen (0,14/0,86).

2012	500	750	1000
Minimum	19,98 €/a	21,99 €/a	22,46 €/a
Durchschnitt	41,88 €/a	45,55 €/a	46,08 €/a
Maximum	57,29 €/a	62,22 €/a	62,81 €/a

2013	500	750	1000
Minimum	21,99 €/a	23,98 €/a	24,34 €/a
Durchschnitt	57,23 €/a	66,55 €/a	67,03 €/a
Maximum	91,85 €/a	97,80 €/a	98,40 €/a

Szenario 2: Hier kann variierend nach Speichervolumen an 44/28/24 Tagen pro Jahr keine Regelernergie angeboten werden. Gewichtet nach dem Bestand an Öl- und Gasheizungen (0,14/0,86)

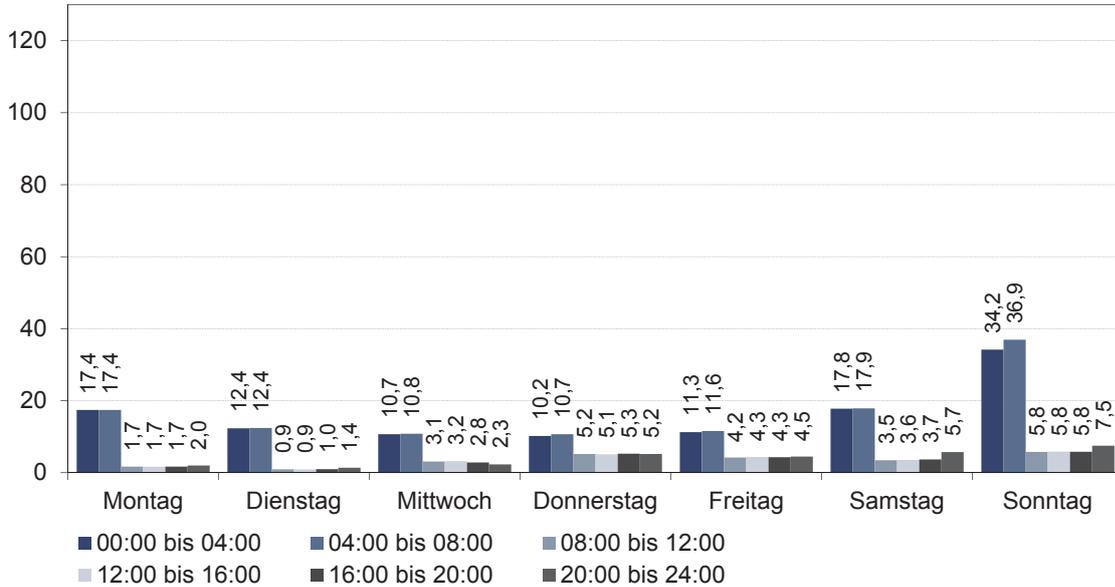
2012	500	750	1000
Minimum	19,95 €/a	21,89 €/a	22,20 €/a
Durchschnitt	41,80 €/a	45,35 €/a	45,84 €/a
Maximum	57,18 €/a	61,88 €/a	62,47 €/a

2013	500	750	1000
Minimum	22,90 €/a	24,26 €/a	24,85 €/a
Durchschnitt	64,02 €/a	66,96 €/a	67,99 €/a
Maximum	94,24 €/a	98,59 €/a	99,52 €/a

Quelle: HWWI (2014)

Mengengewichteter Durchschnittspreis in Euro/MW im ersten Quartal 2012 nach Wochentag und Zeitscheibe

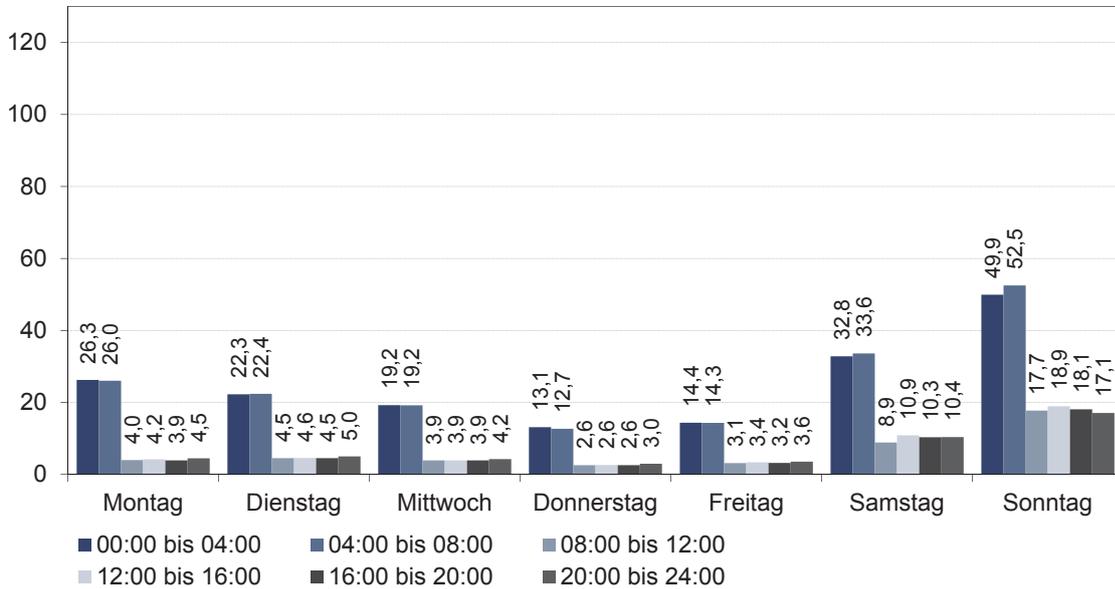
Euro/MW



Quellen: HWWI (2014), bundesweite Feiertage wurden bei der Berechnung ausgeschlossen.

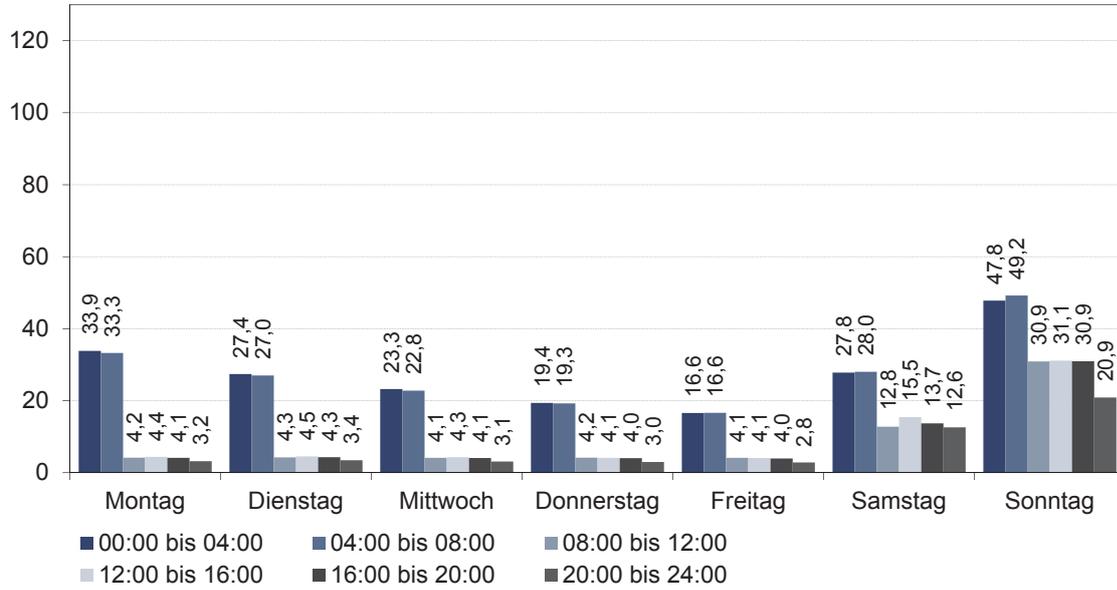
Mengengewichteter Durchschnittspreis in Euro/MW im zweiten Quartal 2012 nach Wochentag und Zeitscheibe

Euro/MW



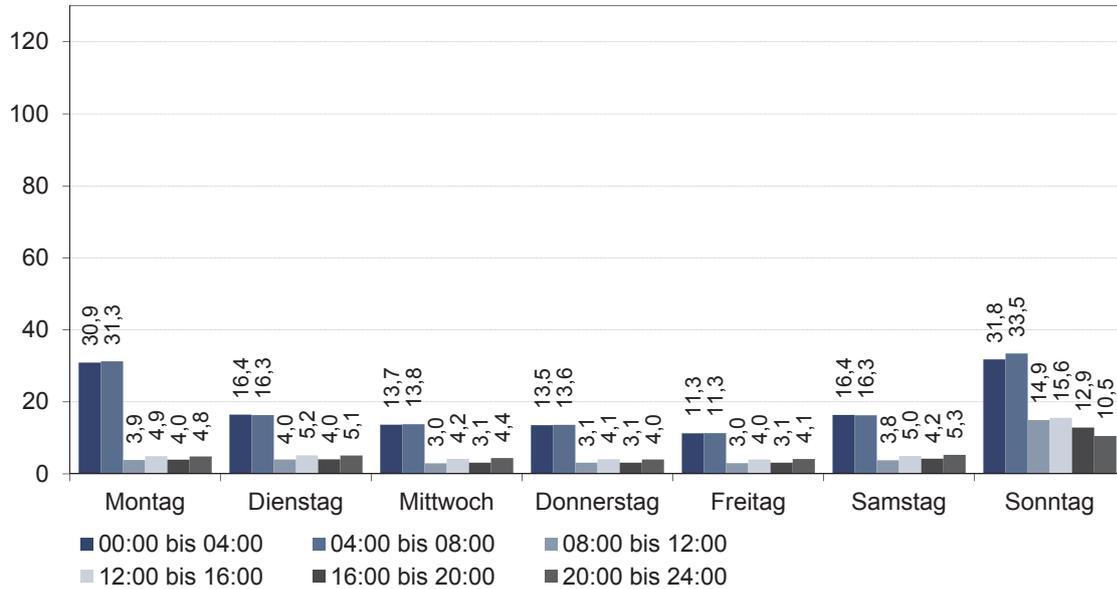
Quellen: HWWI (2014), bundesweite Feiertage wurden bei der Berechnung ausgeschlossen.

**Mengewichteter Durchschnittspreis in Euro/MW
im dritten Quartal 2012 nach Wochentag und Zeitscheibe**
Euro/MW



Quellen: HWWI (2014), bundesweite Feiertage wurden bei der Berechnung ausgeschlossen.

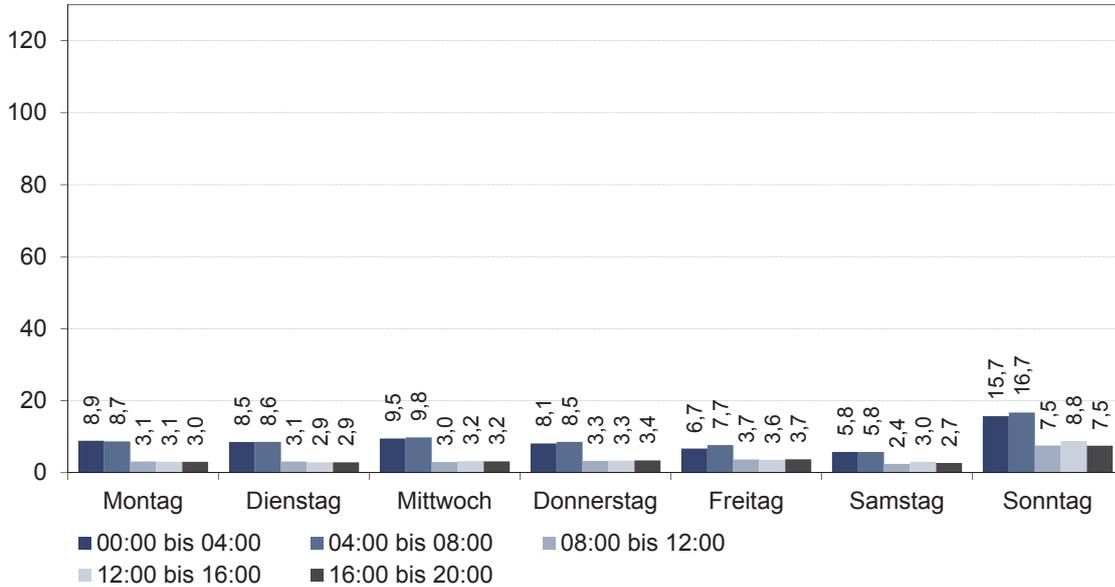
**Mengewichteter Durchschnittspreis in Euro/MW
im vierten Quartal 2012 nach Wochentag und Zeitscheibe**
Euro/MW



Quellen: HWWI (2014), bundesweite Feiertage wurden bei der Berechnung ausgeschlossen.

Mengengewichteter Durchschnittspreis in Euro/MW im ersten Quartal 2013 nach Wochentag und Zeitscheibe

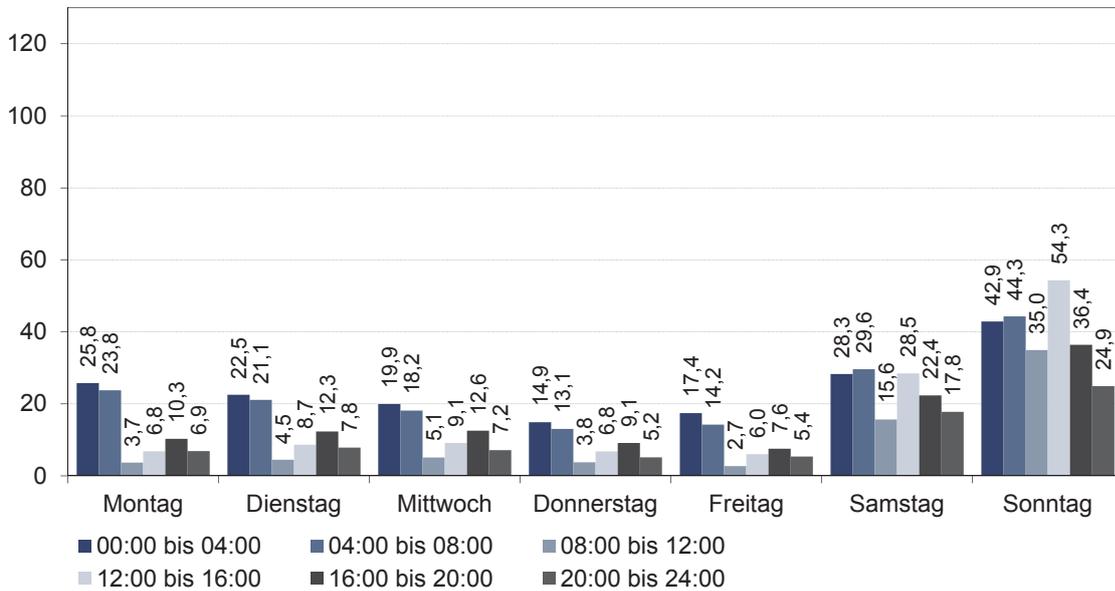
Euro/MW



Quelle: HWWI (2014), bundesweite Feiertage wurden bei der Berechnung ausgeschlossen.

Mengengewichteter Durchschnittspreis in Euro/MW im zweiten Quartal 2013 nach Wochentag und Zeitscheibe

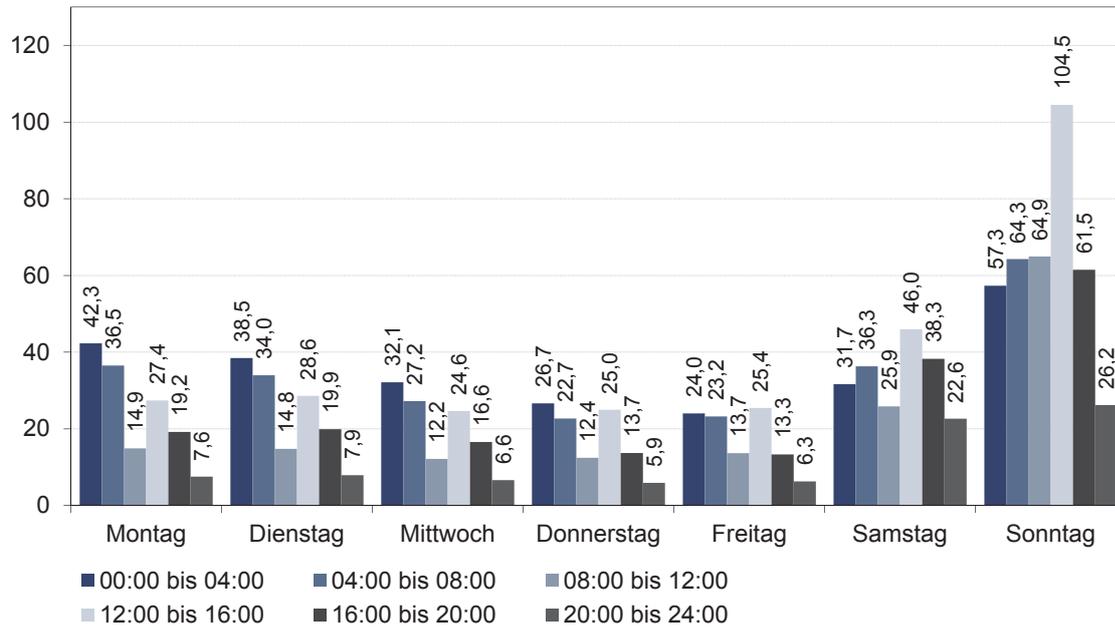
Euro/MW



Quelle: HWWI (2014), bundesweite Feiertage wurden bei der Berechnung ausgeschlossen.

Mengengewichteter Durchschnittspreis in Euro/MW im dritten Quartal 2013 nach Wochentag und Zeitscheibe

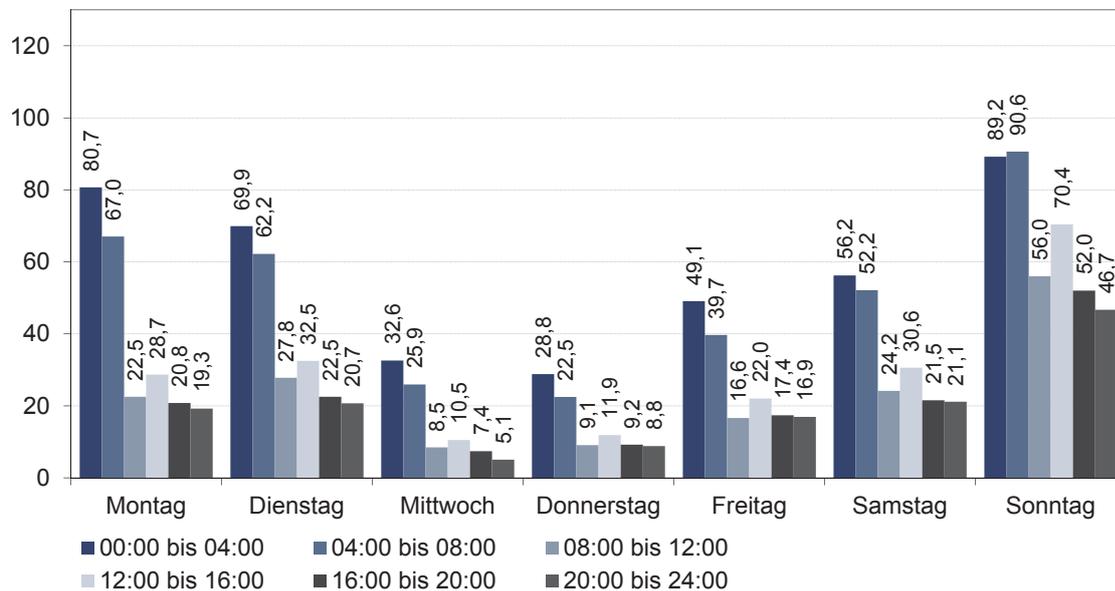
Euro/MW



Quelle: HWWI (2014), bundesweite Feiertage wurden bei der Berechnung ausgeschlossen.

Mengengewichteter Durchschnittspreis in Euro/MW im vierten Quartal 2013 nach Wochentag und Zeitscheibe

Euro/MW



Quelle: HWWI (2014), bundesweite Feiertage wurden bei der Berechnung ausgeschlossen.

Anhang E: Berechnung der Stromgestehungskosten (LCOE)

Eine häufig genutzte Methode zur Berechnung der durchschnittlichen Stromgestehungskosten ist die Ermittlung der sogenannten *Levelized Cost of Electricity (LCOE)*. Dabei werden auf Basis der Kapitalwertmethode die durchschnittlichen Kosten pro erzeugte Kilowattstunde ermittelt, welche während der wirtschaftlichen Nutzungsdauer der Anlage gedeckt werden müssen. Diese Methode ermöglicht es, unterschiedliche Erzeugungstechnologien miteinander zu vergleichen.

$$LCOE = \frac{I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{A_t}{(1+i)^t}}{\sum_{t=0}^n \frac{M_{el}}{(1+i)^t}}$$

mit I_0 als Investitionsausgaben in Euro, A_t als jährliche Gesamtkosten in Euro (inklusive fixe und variable Betriebskosten), M_{el} als erwartete Produktionsmenge im jeweiligen Jahr in kWh, i als realer kalkulatorischer Zinssatz, n als wirtschaftliche Nutzungsdauer in Jahren und t als Jahr der Nutzungsperiode (1,2,... n).

Bei der Berechnung haben wir uns an der Parameterwahl von Fraunhofer (2013) orientiert. Als Durchschnittspreis pro Kilowattpeak (kWp) Photovoltaik für kleine Aufdachanlagen bis 10 kWp wurden für das Jahr 2013 1550 Euro angenommen. Verdoppelt sich die weltweit installierte Kapazität an Photovoltaik fällt der Preis pro kWp um 15 %, dies entspricht einem Progress Ratio von 0,85. Die Entwicklung der weltweiten PV-Kapazitäten entspricht dabei Ausbauzielen des Mittelwert-Szenarios von Fraunhofer (2013) (2020: 581 GW, 2030: 2016 GW). Alle weiteren verwendeten Parameter sind in Tabelle 9 übersichtlich dargestellt.

Tabelle 9: Parameter zur Ermittlung der Stromgestehungskosten

Wirtschaftliche Nutzungsdauer	25 Jahre
Realer kalkulatorischer Zinssatz	2,4 %
Jährliche Degression Stromoutput	0,2 %
Jährliche Betriebskosten in Euro pro /kW	35
Stromerzeugung pro kWp in kWh/a	1000 bis 1190
Betrachteter Zeitraum	2013 bis 2032