

Forschungsbericht für

bdew

Energie. Wasser. Leben.



Universität Stuttgart

IER Institut für Energiewirtschaft und
Rationelle Energieanwendung

**Beitrag des Gewerbes im
Smart Market mit Fokus
auf erdgasspezifische
Anwendungen**



Martin Steurer

Thomas Haasz

Nikolai Klempp

Ulrich Fahl

Kai Hufendiek

Februar 2016

Beitrag des Gewerbes im Smart Market mit Fokus auf erdgasspezifische Anwendungen

Impressum

Herausgeber

BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.

Reinhardtstr. 32

10117 Berlin

Bearbeiter

Martin Steurer, Dipl.-Ing.

Thomas Haasz, M. Sc.

Nikolai Klempf, Dipl.-Ing.

Dr. rer. pol. Ulrich Fahl

Prof. Dr.-Ing. Kai Hufendiek

IER Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung

Universität Stuttgart

Heßbrühlstr. 49a

70565 Stuttgart

Veröffentlichung: Februar 2016

Management Summary

Die vorliegende Studie untersucht, welchen aktiven Beitrag der Sektor Gewerbe, Handel, Dienstleistung (GHD) zum Ausgleich der steigenden volatilen Energieerzeugung aus erneuerbaren Energien - insbesondere aus Sicht der Erdgasversorgung und bivalenter Anwendungen Erdgas/Strom - leisten kann. Dazu wird das GHD-Segment zum einen hinsichtlich des Energieeinsatzes und erdgasseitiger Erschließungsmöglichkeiten, zum anderen hinsichtlich sinnvoller Flexibilitätspotentiale untersucht.

Erschließungspotential

Erdgas dominiert den heutigen Energieeinsatz im GHD-Segment. Im Jahr 2013 entfiel mit 37 % der höchste Teil des Endenergieverbrauchs in diesem Segment von ca. 400 TWh auf Erdgas. Bezogen auf die Wärmebereitstellung in diesem Segment mit den Bereichen Raumheizung, Warmwasser und Prozesswärme hat Erdgas mit 146 TWh einen Marktanteil von über 50 %.

Erdgas hat im GHD-Segment noch erhebliches Potential, insbesondere im Bereich Raumwärme. Zwar ist aufgrund zunehmender Gebäudedämmung mit einem Rückgang der Wärmenachfrage auch im GHD-Bereich zu rechnen. Es bieten sich jedoch sinnvolle Möglichkeiten, den Marktanteil von Erdgas im Wärmemarkt noch zu steigern. Mehr als ein Fünftel der heutigen Wärmenachfrage wird durch heizölbasierte Technologien gedeckt. Elektrospeicherheizungen machen gut 2 % des Raumwärmebedarfs aus.

Erdgas-Anschlüsse lohnen sich auch zukünftig. Substituierbare Wärmetechnologien sind in relevantem Umfang auch in Gebieten zu finden, in denen ein Gasnetzanschluss in der Straße existiert. Somit besteht ein Potential zur Erschließung dieser Mengen durch effiziente Erdgas-Technologien wie Brennwertkessel oder Anlagen mit Kraft-Wärme-Kopplung (KWK).

Das Erschließungspotential ist in den Gewerken büroähnliche Betriebe, Heime, Gaststätten und Beherbergungsbetriebe sowie im Handel insgesamt am größten. Weitere Potentiale sollten in Schulen und Universitäten, Krankenhäusern, im Baugewerbe sowie in Herstellungsbetrieben geprüft werden. Über eine Untersuchung der Verteilung der Unternehmensgrößen und des Anteils in städtischen und ländlichen Räumen wurde der Erschließungsaufwand in den jeweiligen Branchen abgeschätzt. Hier zeigt sich, dass büroähnliche Betriebe zwar das höchste Potential aufweisen, jedoch aufgrund ihrer Größenstruktur mit hohem Erschließungsaufwand verbunden wären. Im Gegensatz dazu sind in den Branchen Heime,

Gaststätten und Beherbergung verstärkt mittlere und große Betriebe anzutreffen, sodass hier mit einem niedrigeren Erschließungsaufwand zu rechnen ist.

Flexibilisierungsoptionen

Ein System mit hohem Anteil volatiler erneuerbarer Energien braucht Flexibilität. Die Energieverordnungen der Bundesregierung geben eine klare Richtung vor. Um den energiebedingten CO₂-Ausstoß zu senken, wird neben der Energieeffizienz insbesondere die Nutzung der erneuerbaren Energiequellen Wind und Photovoltaik gefördert. Angesichts der dezentralen und dargebotsabhängigen Charakteristik dieser Technologien wird Flexibilität - insbesondere auf der Nachfrageseite - immer wichtiger, um die erneuerbare Einspeisung in die vorhandene Infrastruktur möglichst gut integrieren zu können. Da Erdgas aufgrund seiner geringen CO₂-Intensität die ideale Ergänzung eines solchen CO₂-armen Erzeugungssystems ist, gewinnt die Verknüpfung des Erdgas- und des Strommarktes zunehmend an Bedeutung.

Wesentliche Situationen mit Flexibilitätsbedarf sind Engpass- und Überschuss-Situationen, die lokal oder systemweit entstehen können. Engpässe können sowohl im Erdgas- als auch im Stromnetz sowie in beiden Systemen gleichzeitig auftreten. Überschuss-Situationen sind im Stromnetz ein in der Bedeutung stark steigendes Thema aufgrund des steigenden Einsatzes dezentraler und dargebotsabhängiger Erzeugung.

Verbraucher im GHD-Segment können einen wichtigen Beitrag zur Flexibilisierung des Energiesystems leisten. Bereits heute bestehen Flexibilitätsmöglichkeiten durch die Anpassung der Fahrweise von Erzeugungsanlagen mit Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) oder die intelligente Nutzung von Warmwasserspeichern. Insbesondere durch die Installation bivalenter Technologien, mit denen je nach Marktsituation Erdgas oder Strom für die Bereitstellung von Energiedienstleistungen wie Warmwasser oder auch Raumwärme eingesetzt wird, kann das Flexibilitätspotential noch erheblich gesteigert werden.

Zur Bereitstellung von Flexibilität stehen geeignete, marktreife Technologien zur Verfügung. Im Rahmen der Studie wurden Pufferspeicher, Power-to-Heat-Technologien und Erdgastechnologien, die elektrische Wärme- oder Kälteerzeugung substituieren können, sowie KWK-Anlagen analysiert und speziell hinsichtlich ihres Flexibilitätspotentials untersucht.

Die höchsten Potentiale liegen in den Substitutionen im Wärmebereich. Da der Endenergieverbrauch im Wärmegasmarkt um Faktor 8,5 größer ist als im Wärmestrommarkt, besteht theoretisch ein größeres Potential für Power-to-Heat als für die Substitution von Strom durch Erdgas. Dennoch besteht für Erdgas-Technologien wie Spitzenkessel, die flexibel Wärmestrom-Technologien substituieren können, ein erschließbares Potential in der Größenordnung von 1 GW, das in Situationen mit Stromengpass aktiviert werden könnte.

Solange es keine anhaltenden Strom-Überschüsse gibt, nimmt Power-to-Heat keine wesentlichen Mengen aus dem Gasmarkt. Bei Power-to-Heat wird Überschussstrom genutzt, um vorübergehend Erdgas bei der Wärmeerzeugung zu substituieren. Der wesentliche Teil der Wärmebereitstellung geschieht weiterhin durch die Erdgas-Technologie. Besonders attraktiv sind bei Power-to-Heat die vergleichsweise geringen Investitionskosten, durch die sich eine Investition bereits bei relativ wenigen Volllaststunden rechnet.

Pufferspeicher bestehen heute vor allem im Warmwasserbereich. Mit Speicherdauern von drei bis zehn Stunden können sie in Engpasssituationen im Erdgas-Netz einen Beitrag leisten und stehen auch zur Verfügung, wenn gleichzeitig ein Engpass im Stromnetz besteht. Dies könnte zunehmend interessant werden, wenn im Zuge der Energiewende die Engpasskapazität von Erdgas-Kraftwerken zunehmend gefragt ist und diese unterbrechungsfrei beliefert werden sollen. Für den Neubau haben Pufferspeicher jedoch im Vergleich zu Power-to-Heat oder Spitzenkesseln relativ hohe Investitionskosten, sodass die Installation von Gasspeichern in der Regel die günstigere Variante ist, um gasseitigen Engpässen vorzubeugen.

Die Möglichkeit zur Flexibilisierung von KWK-Anlagen besteht technisch, der Förderrahmen nach KWKG 2012 schafft dazu jedoch keinen Anreiz. Im Vergleich zur Industrie ist der KWK-Bestand im GHD-Segment noch relativ gering. Es bestehen Ausbaupotentiale. Simulationen zum flexibilisierten Betrieb von BHKWs haben insbesondere aufgezeigt, dass bei typischer Dimensionierung des BHKWs und ggf. eines Pufferspeichers hohe Volllaststunden erreicht werden können, die wenig Möglichkeiten durch Eingriffe in die Steuerung des BHKWs bieten, um zusätzliche Erlöse bei Strommangel zu erwirtschaften. Eine Steuerung, die sich stärker am Strommarkt und an den Netzbedürfnissen orientiert, kann allerdings in Stromüberschusssituationen eine positive Wirkung für das Gesamtsystem erzielen. Die Wärmenachfrage muss dann über einen Pufferspeicher oder den ohnehin vorhandenen Spitzenkessel bereitgestellt werden. Dies führt jedoch zu geringeren Speicher- und BHKW-Auslastungen, was auf Basis der Vergütungsregeln der KWK-Förderung nach Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG) von 2012 keinen wirtschaftlichen Vorteil bietet. Das Anfang 2016 in Kraft getretene Gesetz zur Neuregelung des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes wirkt dem durch Aussetzen der KWK-Vergütung bei Spotmarktpreisen kleiner oder gleich Null nach §7 Abs. 8 ein Stück weit entgegen.

Flexibilität hat einen Wert und muss sich für den Kunden lohnen. Die spezifischen Kosten von Technologien wie Power-to-Heat oder flexiblen Spitzenkesseln sind relativ gering, sodass sich Investitionen an geeigneten Standorten bereits bei einem spezifischen Erlös von 2 ct/kWh und etwa 300 Volllastbenutzungsstunden im Jahr rechnen können. Das Signal zunehmend volatiler Marktpreise bei einem signifikanten Preisspread müsste dazu jedoch in irgendeiner Weise beim Endkunden einschließlich entsprechender Regelungen zu Netzentgelten, Abgaben, Umlagen und Steuern ankommen. Reduktion oder Wegfall dieser letzteren Komponenten im Falle von strommarktkonformem oder netzdienlichem Einsatz von Flexibilität verbessert die Wirtschaftlichkeit erheblich und ist aufgrund der in der bisherigen Struktur sehr geringen Anreizwirkung im Hinblick auf förderliche Änderungen am Regulierungsrahmen zu empfehlen. Im Weißbuch des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie wird bereits eine Überarbeitung der Netzentgeltstruktur angesprochen, um Anreize für Großverbraucher zur Teilnahme an Flexibilitätsmärkten zu schaffen. Hier wäre zu empfehlen, dies auch auf kleinere Verbraucher auszudehnen.

Größe ist von Vorteil. Da Aufwände wie Installations- und Wartungsarbeiten oder die Implementierung von Steuerungstechnik nicht proportional zur Anlagengröße steigen, lohnen sich Investitionen insbesondere für Unternehmen mit relativ großer Bezugsleistung. Allerdings ist zu erwarten, dass mit steigendem Potentialbedarf auch kleinere Potentiale erschlossen werden müssen.

Inhalt

MANAGEMENT SUMMARY	I
1 EINFÜHRUNG	1
2 STATUS QUO IM GEWERBEGASMARKT	3
Das Wichtigste vorab	3
Energiebilanz für das GHD-Segment.....	4
Erdgasseitiges Erschließungspotential.....	8
3 FLEXIBILITÄT: TREND UND CHANCE	11
Das Wichtigste vorab	11
Entwicklung des Flexibilitätsbedarfs.....	15
Möglichkeiten zur Flexibilisierung	19
4 TECHNOLOGISCHE FLEXIBILITÄTSOPTIONEN	22
Das Wichtigste vorab	22
Überblick zur techno-ökonomischen Charakterisierung	27
Pufferspeicher	30
Erdgasanwendungen ermöglichen flexible Integration von Erneuerbaren	31
Erdgas substituiert Strom	33
Multiple Flexibilität.....	34
Vergleich von Investitionsoptionen in Neuanlagen	37
5 GESAMTWIRTSCHAFTLICHES FLEXIBILITÄTSPOTENTIAL.....	40
Das Wichtigste vorab	40
Flexibilisierungspotentiale	43
Entwicklungspfad.....	47
Sensitivitätsrechnung	47
6 ZUSAMMENFASSUNG UND FAZIT	50
ANHANG.....	53
LITERATURVERZEICHNIS.....	73

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 2-1: Endenergieverbrauch für Raumheizung , Warmwasser und Prozesswärme nach Energieträger im GHD-Segment in Deutschland 2013	3
Abbildung 2-2: Branchenspezifischer Endenergiebedarf im GHD-Segment nach Energieträgern 2013.....	5
Abbildung 2-3: Branchenspezifischer Endenergiebedarf im GHD-Segment nach Anwendung 2013	6
Abbildung 2-4: Endenergiebedarf nach Anwendung und Energieträger in den Gewerken Büroähnliche Betriebe sowie Beherbergung, Gaststätten, Heime 2013	7
Abbildung 2-5: Branchenspezifischer Endenergiebedarf für Raumheizung, Warmwasser und Prozesswärme nach Energieträgern, Gebäudebestand, geographische Verteilung und Betriebsgröße.....	10
Abbildung 3-1: Jahresverteilung der Strom-Residuallast im Jahr 2014 sowie bei analogem Wetterjahr für das Jahr 2050 (Entwicklungspfad entsprechend Zielszenario der Energiereferenzprognose)	12
Abbildung 3-2: Beispiele für Situationen mit hoher und niedriger Residuallast aus dem Jahr 2013.....	15
Abbildung 3-3: Entwicklung der installierte Kraftwerkskapazität und der Bruttostromerzeugung in Deutschland nach Energieträger für die Jahre 2011 bis 2050	16
Abbildung 3-4: Entwicklung der Tagesverläufe der Residuallast in Deutschland 2020-2050 anhand von zwei Beispielen im Sommer und im Winter	17
Abbildung 3-5: Prognose für die Entwicklung der Erdgas- und Strompreise in den Jahren bis 2050	18
Abbildung 3-6: Preise und Volumen am Intraday-Markt für das deutsche Marktgebiet während der partiellen Sonnenfinsternis am 20.3.2015	18
Abbildung 3-7: Übersicht über relevante Situationen, Flexibilitätsmechanismen und -technologien	19
Abbildung 4-1: Wirtschaftlichkeit der Ergänzung eines bestehenden Warmwasserspeichers um eine Steuerung zum flexiblen Einsatz bei einem mittelgroßen Bürobetrieb	24
Abbildung 4-2: Wirtschaftlichkeit der Installation einer Power-to-Heat-Anlage mit Widerstandserhitzer als Ergänzung zu einem Gasbrennwertkessel bei einem mittelgroßen Bürobetrieb	25
Abbildung 4-3: Wirtschaftlichkeit der Installation einer Power-to-Heat-Anlage mit elektrischer Wärmepumpe als Ergänzung zu einem Gasbrennwertkessel bei einem mittelgroßen Bürobetrieb	25
Abbildung 4-4: Wirtschaftlichkeit der Installation eines Gasbrennwertkessels (Flex-Kessel) in Ergänzung zu einer elektrischen Wärmepumpe bei einem mittelgroßen Bürobetrieb	26
Abbildung 4-5: Wirtschaftlichkeit der Ergänzung einer bestehenden KWK-Anlage um einen Pufferspeicher und eine Steuerung zum flexiblen Einsatz bei einem mittelgroßen Bürobetrieb.....	26
Abbildung 4-6: Mögliche Speicherdauer von Pufferspeichern in Abhängigkeit des spezifischen Speichervolumens über alle GHD-Branchen für einen typischen Winter (Testreferenzjahr) und einen extremen Winter	31

Gewerbegas im Smart Market

Abbildung 4-7 Wirtschaftlichkeit der Installation einer Power-to-Heat-Anlage mit Widerstandserhitzer als Ergänzung zu einem Gasbrennwertkessel bei einem kleinen Bürobetrieb	32
Abbildung 4-8: Wirtschaftlichkeit der Installation einer Power-to-Heat-Anlage mit Widerstandserhitzer als Ergänzung zu einem Gasbrennwertkessel bei einem großen Bürobetrieb	32
Abbildung 4-9: Wirtschaftlichkeit der Installation einer Power-to-Heat-Anlage mit Widerstandserhitzer als Ergänzung zu einem Gasbrennwertkessel bei einem mittelgroßen Bäckereibetrieb	33
Abbildung 4-10: Wirtschaftlichkeit der Installation einer Gas-to-Cold-Anlage (durch Gaswärmepumpe angetriebene Absorptionskälteanlage, die zusätzlich zu Kompressionskältemaschine installiert wird)	34
Abbildung 4-11: Vergleich eines wärmegeführten BHKWs in einem mittelgroßen Handelsbetrieb ohne Pufferspeicher (oben) und mit Pufferspeicher (100 l/kW _{th} unten).....	36
Abbildung 4-12: Strommarktorientierte Betriebsweise eine BHKWs in einem mittelgroßen Handelsbetrieb mit Pufferspeicher (100 l/kW _{th}) mit Fokus auf Abschaltungen des BHKWs bei negativen Spotmarktpreisen. .	37
Abbildung 4-13: Wirtschaftlichkeitsvergleich von Erdgasbrennwertkessel (BWK), Wärmepumpe und BHKW unter ansteigenden Erdgas- sowie Strompreisen bei einem kleinen Bürobetrieb	38
Abbildung 4-14: Wirtschaftlichkeitsvergleich von Erdgasbrennwertkessel (BWK), Wärmepumpe und BHKW unter ansteigenden Erdgas- sowie Strompreisen bei einem großen Bürobetrieb	39
Abbildung 5-1: Wirtschaftliche Potentiale für Power-to-Heat in Abhängigkeit der Vollastbenutzungsstunden und Erlöse im GHD-Sektor im Winter für Widerstandserhitzer und elektrische Wärmepumpe	41
Abbildung 5-2: Wirtschaftliche Potentiale für Power-to-Heat mit Widerstandserhitzern in Abhängigkeit der Vollastbenutzungsstunden und Erlöse im GHD-Sektor im Sommer und im Winter	44
Abbildung 5-3: Wirtschaftliche Potentiale für Power-to-Heat mit elektrischen Wärmepumpen in Abhängigkeit der Vollastbenutzungsstunden und Erlöse im GHD-Sektor im Winter und im Sommer	44
Abbildung 5-4: Einsatz einer Flexibilitätstechnologie (elektrischer Widerstandserhitzer, orange) in Kombination mit der Referenztechnologie (Erdgasbrennwertkessel, blau) für Spotmarktpreise aus den Jahren 2013 und 2014	45
Abbildung 5-5: Optimierter Einsatz eines Widerstandserhitzers anhand von Energieträgerpreisen in einem großen büroähnlichen Betrieb bei Verzicht auf Netznutzungsentgelte und EEG-Umlage 2013	46
Abbildung 5-6: Ausblick der wirtschaftlichen Potentiale für Power-to-Heat mit Widerstandserhitzern im GHD-Sektor im Winter für die Jahre 2020 und 2025	47
Abbildung 5-7: Wirtschaftliche Potentiale für Power-to-Heat im GHD-Sektor mit Widerstandserhitzern im Winter und im Sommer bei einem Zinssatz von 5 %	49
Abbildung 5-8: Wirtschaftliche Potentiale für Power-to-Heat im GHD-Sektor mit Widerstandserhitzern im Winter und im Sommer bei einem Zinssatz von 15 %	49
Abbildung 0-1: Endenergiebedarf nach Anwendung und Energieträger im gesamten Gewerke Beherbergungen, Gaststätten, Heime sowie im Teilgewerk Heime 2013	55
Abbildung 0-2: Endenergiebedarf nach Anwendung und Energieträger in den Teilgewerken Gaststätten und Beherbergungen 2013	55
Abbildung 0-3: Endenergiebedarf nach Anwendung und Energieträger in den Gewerken Handel und Landwirtschaft 2013	56
Abbildung 0-4: Endenergiebedarf nach Anwendung und Energieträger in den Gewerken Schulen, Universitäten und Krankenhäuser 2013	56
Abbildung 0-5: Endenergiebedarf nach Anwendung und Energieträger in den Gewerken Baugewerbe und Herstellungsbetriebe 2013	57

Gewerbegas im Smart Market

Abbildung 0-6: Endenergiebedarf nach Anwendung und Energieträger in den Teilgewerken Metallgewerbe und KFZ-Gewerbe 2013	57
Abbildung 0-7: Endenergiebedarf nach Anwendung und Energieträger in den Teilgewerken Holzgewerbe sowie Papier- und Druckgewerbe 2013	58
Abbildung 0-8: Endenergiebedarf nach Anwendung und Energieträger in den Gewerken Bekleidung, Spedition und Bäder 2013	58
Abbildung 0-9: Endenergiebedarf nach Anwendung und Energieträger in den Gewerken Flughäfen und Nahrungsmittelgewerbe 2013.....	59
Abbildung 0-10: Endenergiebedarf nach Anwendung und Energieträger in den Teilgewerken Backgewerbe und Fleischereien 2013	59
Abbildung 0-11: Endenergiebedarf nach Anwendung und Energieträger in den Gewerken Gartenbau und Wäschereien 2013	60
Abbildung 0-12: Wirtschaftlichkeit der Installation eines Gasbrennwertkessels (Flex-Kessel) in Ergänzung zu einer elektrischen Wärmepumpe bei einem kleinen Bürobetrieb	61
Abbildung 0-13: Wirtschaftlichkeit der Installation eines Gasbrennwertkessels (Flex-Kessel) in Ergänzung zu einer elektrischen Wärmepumpe bei einem großen Bürobetrieb.....	61
Abbildung 0-14: Ausblick der wirtschaftlichen Potentiale für Power-to-Heat mit Widerstandserhitzern im GHD-Sektor im Winter und im Sommer für das Jahr 2020	62
Abbildung 0-15: Ausblick der wirtschaftlichen Potentiale für Power-to-Heat mit Widerstandserhitzern im GHD-Sektor im Winter und im Sommer für das Jahr 2025	62
Abbildung 0-16: Ausblick der wirtschaftlichen Potentiale für Power-to-Heat mit Widerstandserhitzern im GHD-Sektor im Winter und im Sommer für das Jahr 2030	63
Abbildung 0-17: Ausblick der wirtschaftlichen Potentiale für Power-to-Heat mit Widerstandserhitzern im GHD-Sektor im Winter und im Sommer für das Jahr 2050.....	63
Abbildung 0-18: Wirtschaftliche Potentiale für Power-to-Heat mit elektrischen Wärmepumpen im GHD-Sektor im Winter und im Sommer 2013	64
Abbildung 0-19: Ausblick der wirtschaftlichen Potentiale für Power-to-Heat mit elektrischen Wärmepumpen im GHD-Sektor im Winter und im Sommer für das Jahr 2020.....	64
Abbildung 0-20: Ausblick der wirtschaftlichen Potentiale für Power-to-Heat mit elektrischen Wärmepumpen im GHD-Sektor im Winter und im Sommer für das Jahr 2025.....	65
Abbildung 0-21: Ausblick der wirtschaftlichen Potentiale für Power-to-Heat mit elektrischen Wärmepumpen im GHD-Sektor im Winter und im Sommer für das Jahr 2030.....	65
Abbildung 0-22: Ausblick der wirtschaftlichen Potentiale für Power-to-Heat mit elektrischen Wärmepumpen im GHD-Sektor im Winter und im Sommer für das Jahr 2050.....	66

Tabellenverzeichnis

Tabelle 3-1: Überblick über Flexibilitätsoptionen des Gewerbegas-Markts in Situationen mit Flexibilitätsbedarf mit qualitativer Bewertung	13
Tabelle 3-2: Beschreibung der ausgewählten Flexibilitätsoptionen	14
Tabelle 3-3: Beschreibung von Flexibilitätsoptionen, dazu gehörigen relevanten Technologien und qualitative Bewertung.....	20
Tabelle 4-1: Techno-ökonomische Charakteristika relevanter Technologien	28
Tabelle 5-1: Überblick über erschließbare Potentiale der analysierten Flexibilitätsoptionen	40
Tabelle 5-2: Theoretisch maximale und erschließbare Potentiale der analysierten Flexibilitätsoptionen im Gewerbegasmarkt in Deutschland 2013	43
Tabelle 0-1: Zuordnung der analysierten GHD-Branchen zur Klassifikation der Wirtschaftszweige	53
Tabelle 0-2: Branchenweite Auswertung des Barwerts für die Ergänzung eines Erdgasbrennwertkessels mit einem Widerstandserhitzer in Abhängigkeit des Zinssatzes und der Betriebsgröße für historische Spotmarktpreise der Jahre 2013 und 2014 sowie für Situationen, in denen der Strompreis um die Bestandteile Netzentgelt und/oder EEG-Umlage entlastet ist	67
Tabelle 0-3: Größenklassen von KWK-Anlagen und KWK-Zuschlag nach dem Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz 2014.....	72

Abkürzungsverzeichnis

AGEB	Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V.
BHKW	Blockheizkraftwerk
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
BMVBS	Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung
BNetzA	Bundesnetzagentur
BWK	Brennwertkessel
bzw.	beziehungsweise
CAPEX	Capital expenditure, Investitionsausgaben
COP	Coefficient of Performance (Leistungszahl)
EEG	Erneuerbare Energien Gesetz
EEWärmeG	Gesetz zur Förderung Erneuerbarer Energien im Wärmebereich
EEX	European Energy Exchange
e.V.	eingetragener Verein
GHD	Gewerbe, Handel, Dienstleistungen
f./ff.	Folgende/Fortfolgende
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
KWKG	Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz
NE-Metalle	Nichteisen-Metalle
PV	Photovoltaik
u. a.	unter anderem

u. ä.	und ähnliche
VBH	Volllastbenutzungsstunde(n)
VDE	Verband der Elektrotechnik, Elektronik und Informationstechnik e.V.
VDI	Verein Deutscher Ingenieure e.V.
VDMA	Verein Deutscher Maschinenbau e.V.
vgl.	vergleiche
WZ	Klassifikation der Wirtschaftszweige
z. B.	zum Beispiel

Einheiten

kWh	Kilowattstunden
MWh	Megawattstunden
GWh	Gigawattstunden
TWh	Terrawattstunden
kW	Kilowatt
MW	Megawatt
GW	Gigawatt
l	Liter
m²	Quadratmeter
m³	Kubikmeter
h	Stunde
a	Jahr
ct	Eurocent

Indizes

el	elektrisch
th	thermisch
H_s	Brennwert

1 Einführung

Vor dem Hintergrund der öffentlichen Diskussion zur Energiewende hat diese Studie zwei wesentliche Zielsetzungen. Zum einen wird das Segment Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD) in den Fokus gerückt, das sonst häufig nicht im Mittelpunkt steht, und hinsichtlich seiner Verbrauchsstruktur analysiert. Zum anderen werden angesichts der Trends zur dezentralen Energieversorgung mit hohen Anteilen volatiler erneuerbarer Energien und zum Zusammenwachsen von Strom-/Wärmeerzeugung und Strom-/Wärmenutzung **neue, flexible Lösungsmöglichkeiten zur Systemintegration** untersucht und bewertet.

Die Studie bringt diese beiden Aspekte zusammen und beleuchtet speziell für das GHD-Segment **Möglichkeiten zur Nachfrageflexibilisierung** im Erdgasbereich und durch das Zusammenspiel der Energieträger Erdgas und Strom. Damit soll sie einen Beitrag zur Identifikation von ökonomisch sinnvollen Umsetzungsoptionen leisten und die Verknüpfungen und gegenseitigen Beeinflussungen des Erdgas- und Strommarktes am Beispiel des GHD-Segments aufzeigen.

In **Kapitel 2** wird zunächst die **Verbrauchsstruktur im Gewerbemarkt** dargestellt. Dabei stehen die Rolle von Erdgas in den verschiedenen Anwendungsbereichen und sinnvolle erdgasseitige Erschließungsmöglichkeiten im Fokus. Relevante energetische und statistische Daten werden aufbereitet und stehen als Grundlage für die Bewertung von Marktchancen zur Verfügung.

Kapitel 3 analysiert den **Trend zur Flexibilität** und die Chancen, die er birgt. Dazu werden zum einen quantitative Zusammenhänge zum Einfluss der zunehmenden Zahl an dargebotsabhängigen und dezentralen Erzeugungsanlagen auf das Energiesystem präsentiert. Zum anderen wird aufgezeigt, mit welchen Mechanismen der Gewerbegas-Markt konkret auf die aufkommenden Flexibilitätsanforderungen reagieren und aktiv Flexibilität bereitstellen kann.

Die **konkreten technologischen Umsetzungsoptionen** zur Bereitstellung von Flexibilität im Gewerbegasmarkt behandelt **Kapitel 4**. Die hier gezeigten technischen und ökonomischen Kenndaten bilden die Grundlage für die Ermittlung und Bewertung konkreter Flexibilitätspotentiale.

Kapitel 5 zeigt schließlich **technisch machbare Potentiale** auf und beschreibt in Abhängigkeit des entstehenden Flexibilitätsbedarfs, welcher Teil dieser Potentiale **sinnvoll zu erschließen** ist. Grundlage für die angegebenen Potentiale und ihrer Bewertung sind detaillierte Analy-

sen und Berechnungen auf Basis einer umfangreichen Datenbasis, die für diese Studie zusammengestellt wurde.

Das vorliegende Dokument ist so strukturiert, dass wesentliche Erkenntnisse den jeweiligen Kapiteln vorangestellt sind. Es folgen jeweils vertiefende Abschnitte mit näheren Hintergründen, Fakten und Analysen. Zum Zweck einer klaren Argumentation und anschaulichen Darstellung sind viele Details, die die Grundlage zu den Analysen gebildet haben, nicht oder nicht ausführlich im Hauptteil beschrieben. Entsprechende Detaildarstellungen sowie eine Dokumentation der **wissenschaftlichen Methodik** finden sich jedoch im **Anhang**, auf den bei Interesse verwiesen wird.

Die Studie versteht sich als **Anstoß und Grundlage für eine Diskussion** zu den behandelten Themen. Sie erhebt nicht den Anspruch, alle aufkommenden Fragen abschließend zu beantworten. Die Inhalte wurden sehr sorgfältig in intensiver Diskussion zusammengestellt und die Analysen nach den Regeln wissenschaftlichen Arbeitens durchgeführt und dokumentiert. Die genannten Zahlenwerte bleiben dabei jedoch Abschätzungen, eine Haftung für die aufgeführten Werte sowie für daraus sich ableitende Aktivitäten oder Geschäftsvorgänge kann nicht übernommen werden.

2 Status quo im Gewerbe­gasmarkt

In der öffentlichen Diskussion zur Energiewende stehen die privaten Haushalte und die Industrie im Mittelpunkt. Dabei ist der **GHD-Sektor in Deutschland ein großer Energieverbrauchssektor insbesondere für Wärme**. In diesem Abschnitt werden der Energieeinsatz im GHD-Sektor sowie erdgasseitige Erschließungsmöglichkeiten beschrieben.

Das Wichtigste vorab

2013 betrug der Endenergieverbrauch im GHD-Segment knapp **400 Terrawattstunden (TWh)**, der größtenteils durch die Energieträger Erdgas (37%), Strom (33%) und Heizöl (14%) gedeckt wurde. Der mit Abstand größte Anteil des Verbrauchs fällt für die Anwendung **Raumheizung (54%)** an.

Mit Fokus auf den Wärmemarkt mit den Bereichen Raumheizung, Warmwasser und Prozesswärme ergibt sich das in Abbildung 2-1 dargestellte Bild. Der Energieträger **Erdgas hat hier mit 146 TWh bereits einen Marktanteil von über 50 %**. Wesentliche ggf. substituierbare Verbräuche entfallen jedoch auch auf **Heizöl (über 20 %)** und Strom (7 %, hiervon ein gutes Viertel für Elektrospeicheröfen).

Deckung des Endenergiebedarfs für Wärmeanwendungen im GHD-Segment 2013

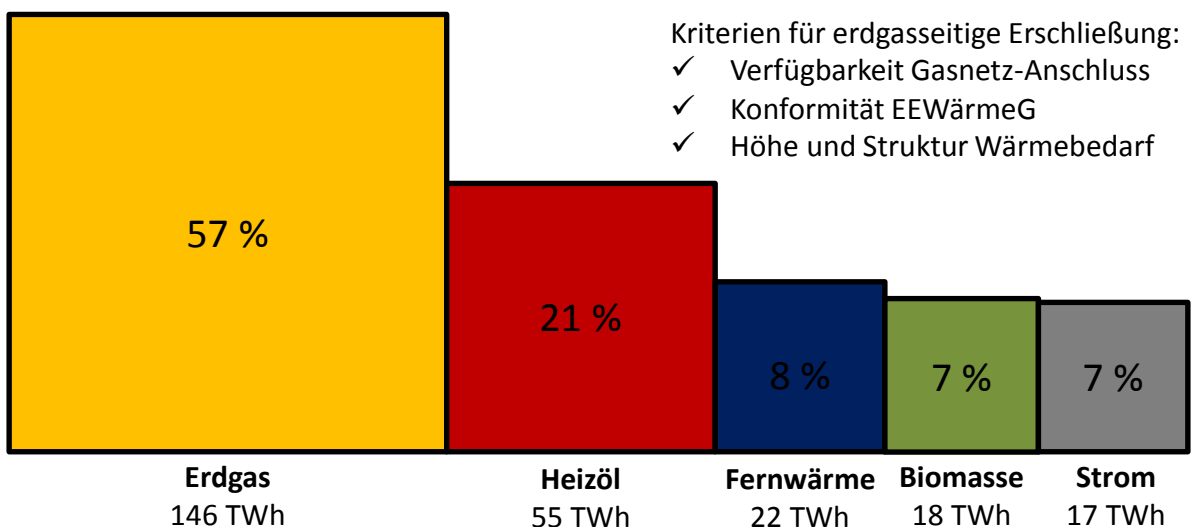


Abbildung 2-1: Endenergieverbrauch für Raumheizung , Warmwasser und Prozesswärme nach Energieträger im GHD-Segment in Deutschland 2013 (Eigene Berechnung nach Schломann et al. 2015)

Aufgrund zunehmender Gebäudedämmung und effizienter Anwendungstechnologien wird sich der Gesamt-Wärmemarkt in den kommenden Jahren zwar vermutlich verkleinern. Durch **Substitution von beispielsweise Heizöl-Feuerung** könnte der Marktanteil von erdgasbasierten Technologien wie Brennwertkesseln jedoch weiter gesteigert werden. Welche Potentiale konkret erschlossen werden können, hängt im Einzelfall immer von der Situation beim Endkunden ab. Diese wird maßgeblich von den folgenden Faktoren beeinflusst:

- Zur **Verfügbarkeit eines Gasnetz-Anschlusses** lassen sich Erkenntnisse aus der aktuellen BDEW-Studie „Wie heizt Deutschland?“ ziehen, die auf einer umfangreichen Marktanalyse beruht. Demnach ist durchschnittlich **in knapp der Hälfte der Gebäude in bewohnten Gebieten, die heute eine Öl-Zentralheizung nutzen, bereits eine Gasleitung in der Straße vorhanden**.
- Das **Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz (EEWärmeG)**, Stand Juli 2014, schreibt vor, dass in Neubauten der Wärme- und Kälteenergiebedarf durch die anteilige Nutzung von Erneuerbaren Energien gedeckt werden muss. Bei Gebäuden der öffentlichen Hand gilt dies prinzipiell auch für grundlegend renovierte Gebäude. Diese Pflicht entfällt jedoch, wenn eine Gemeinde oder ein Gemeindeverband überschuldet ist, was in Deutschland derzeit überwiegend der Fall ist.¹
- Die **Höhe und Struktur des Wärmebedarfs** beim Endkunden ist neben Witterungsverhältnissen und Gebäudedämmung insbesondere von **Branche und Größe des Endkunden** abhängig. Eine besonders hohe Zahl an Gebäuden mit hohem Wärmebedarf ist im GHD-Segment in den Branchen büroähnliche Betriebe, Beherbergung und Gaststätten, Handel sowie in öffentlichen Gebäuden zu finden.

Energiebilanz für das GHD-Segment

Der gesamte Endenergieverbrauch im Sektor Gewerbe, Handel, Dienstleistungen lag im Jahr 2013 bei 397 TWh. Davon entfielen 147 TWh auf Erdgas und weitere 130 TWh auf Strom, sodass diese beiden Energieträger bereits einen Anteil von 70 % am Endenergieverbrauch des Sektors ausmachten. Deutliche geringere Anteile entfielen in absteigender Reihenfolge auf Heizöl (14 %), Kraftstoffe (6 %), Fernwärme (6 %) und Holz (4 %) (Schloman et al. 2015).

Abbildung 2-2 zeigt den branchenspezifischen Endenergiebedarf im GHD-Segment nach Energieträgern für das Jahr 2013. Die Branchen des GHD-Sektors werden anhand des Wärmebedarfs in die drei Gruppen hoher Bedarf (> 40 TWh/a, grün umrandet), mittlerer Bedarf (≥ 5 TWh/a und ≤ 40 TWh/a, gelb umrandet) sowie geringer Bedarf (< 5 TWh/a, rot umrandet) unterteilt.

Die genaue Zuordnung der dargestellten Gewerbe-Branchen zur Klassifikation der Wirtschaftszweige des Statistischen Bundesamtes (Ausgabe 2008) ist im Anhang A in Tabelle 0-1 zu finden. Bei drei Branchen (Beherbergung, Gaststätten und Heime, Herstellungsbetriebe sowie Nahrungsmittelgewerbe) werden aufgrund der heterogenen Struktur auch die jeweiligen Unterbranchen dargestellt und untersucht.

¹ Vergleiche §9 (2a) EEWärmeG. Gemäß §3 (4) können die Bundesländer für bereits errichtete Gebäude, die keine öffentlichen Gebäude sind, eine Pflicht zur Nutzung von Erneuerbaren Energien festlegen. Davon wird in der Novelle des baden-württembergischen Erneuerbare-Wärme-Gesetz von Juli 2015 Gebrauch gemacht.

Gewerbegas im Smart Market - Status quo im Gewerbegasmarkt

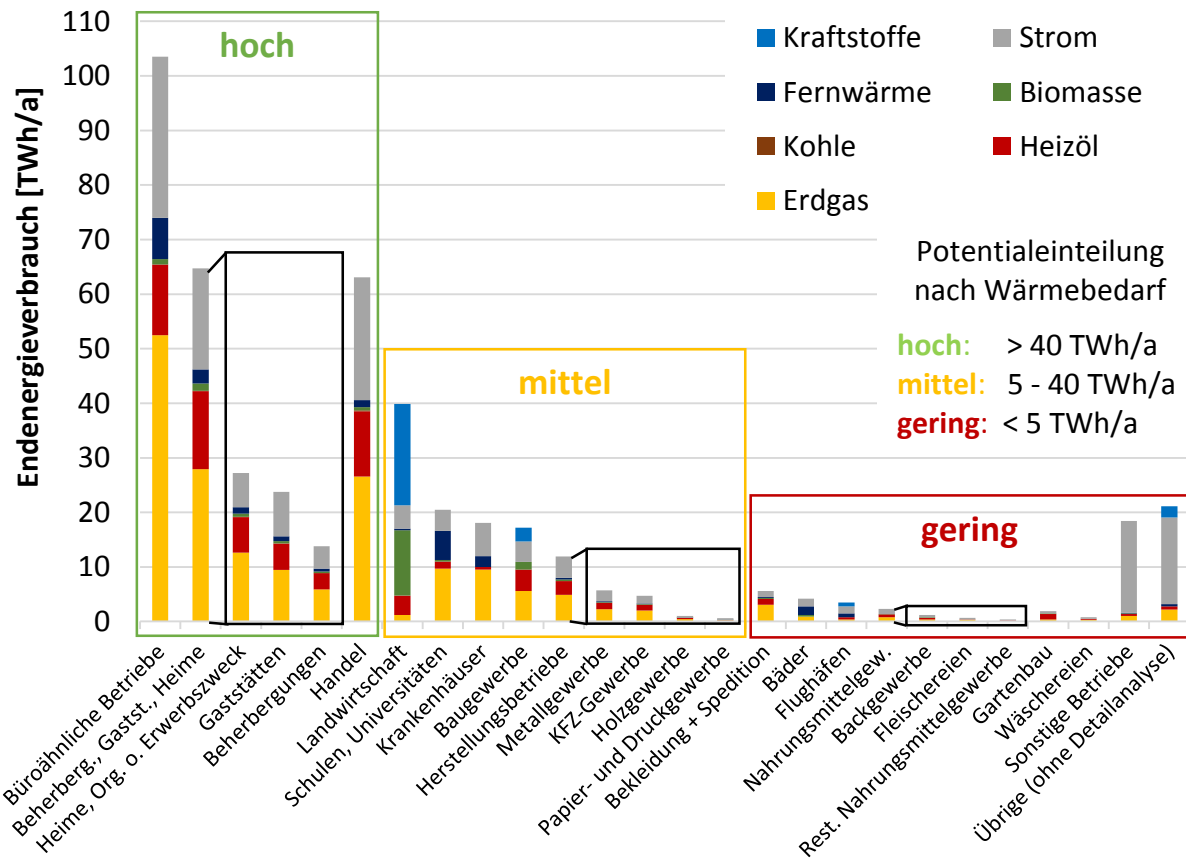


Abbildung 2-2: Branchenspezifischer Endenergiebedarf im GHD-Segment nach Energieträgern 2013 (Eigene Berechnung nach Schломann et al. 2015)

Aus Abbildung 2-2 geht hervor, dass innerhalb des GHD-Segments die Gruppe der büroähnlichen Betriebe den größten Endenergieverbrauch von etwa 104 TWh/a aufweist, was bereits 26 % des Endenergieverbrauchs des Sektors entspricht. Weitere Branchen mit hohem Endenergieverbrauch sind Beherbergung, Gaststätten, Heime (64 TWh/a) sowie Handel (63 TWh/a). Klassische Gewerbe-Branchen wie beispielsweise Bäckereien oder Fleischereien weisen einen vergleichsweise geringen absoluten Endenergieverbrauch auf. Dabei ist allerdings zu berücksichtigen, dass im Nahrungsmittelgewerbe nur Betriebe bis 19 Mitarbeiter zum GHD-Segment gerechnet werden, während größere Betriebe der Industrie zugeordnet werden.

Für die nachfolgende Potentialbestimmung für erdgasseitige Erschließungsmöglichkeiten im GHD-Segment werden alle Branchen des Sektors untersucht. Die im Anschluss folgende Untersuchung des Flexibilitätpotentials im Gewerbegasmarkt fokussiert jedoch auf die Branchen, die einen hohen oder mittleren Endenergieverbrauch aufweisen, da mit diesen Gruppen bereits der wesentliche Teil des Flexibilitätpotentials analysiert werden kann (grün bzw. gelb umrandet, wobei die Landwirtschaft aufgrund des geringen absoluten Erdgaseinsatzes ausgeklammert wird). Zur Illustration der Möglichkeiten zur Flexibilitätserbringung auch in Branchen mit absolut niedrigem Verbrauch wird zusätzlich das Backgewerbe in einem Exkurs beleuchtet.

In Abbildung 2-3 erfolgt die Aufschlüsselung des Endenergieverbrauchs nach Anwendungsart in den einzelnen Branchen des GHD-Sektors. Über den gesamten Sektor werden 54 % des

Gewerbegas im Smart Market - Status quo im Gewerbegasmarkt

Endenergieverbrauchs für Raumheizung eingesetzt. Mechanische Energie (14 %) und Beleuchtung (12 %) sind weitere Anwendungen mit einem hohen Anteil am Endenergieverbrauch. Alle übrigen Anwendungsarten weisen einen Anteil am Endenergieverbrauch von unter 10 % auf. Insbesondere in der Gruppe der Branchen mit einem hohen Endenergieverbrauch dominiert der Wärmebedarf zur Raumheizung. In der Landwirtschaft, im Baugewerbe und beim Militär (unter Übrige zusammengefasst) spielt mechanische Energie eine überproportional wichtige Rolle.

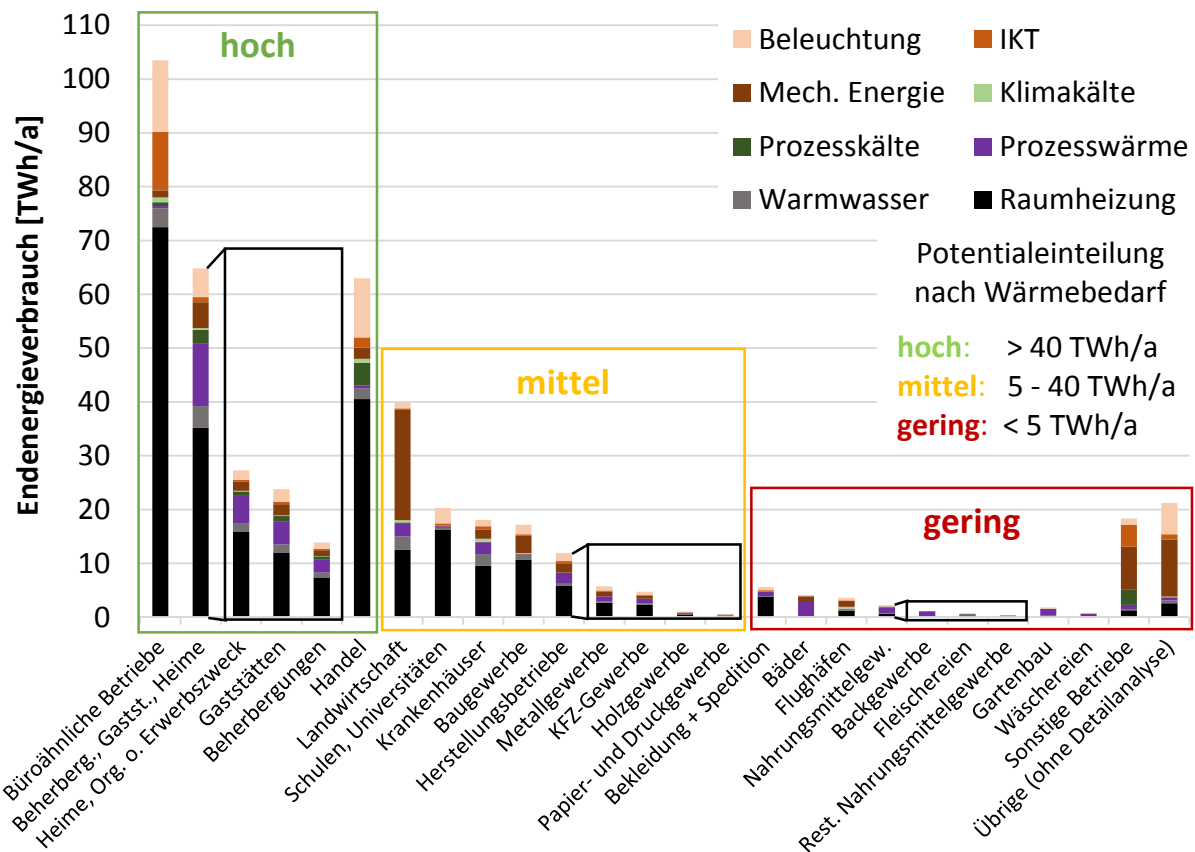


Abbildung 2-3: Branchenspezifischer Endenergiebedarf im GHD-Segment nach Anwendung 2013 (Eigene Berechnung nach Schломann et al. 2015)

Für die beiden Gruppen mit dem höchsten Endenergieverbrauch zeigt Abbildung 2-4 beispielhaft den Endenergieverbrauch nach Anwendungsart und Energieträger. Die entsprechenden Darstellungen für alle weiteren GHD-Branchen finden sich im Anhang B (Abbildung 0-1 bis Abbildung 0-11).

Aus Abbildung 2-4 wird ersichtlich, dass bereits über 70 % des Raumheizungsbedarfs büroähnlicher Betriebe durch Erdgas bereitgestellt wird. Heizöl hat einen Anteil am Endenergieverbrauch für Raumheizung von knapp 17 %, sodass hier in Abhängigkeit der Abdeckung des Erdgasnetzes Erschließungspotentiale für Erdgasanwendungen bestehen können. Der Erdgasanteil in der Branchengruppe Beherbergung, Gaststätten und Heime ist im Vergleich zu büroähnlichen Betrieben mit 61 % etwas geringer. Im Gegensatz zu büroähnlichen Betrieben werden in dieser Gruppe 27 % der Heizungssysteme mit Heizöl betrieben. Der absolute Einsatz von Heizöl in Heizungssystemen unterscheidet sich zwischen den beiden Gruppen nur um 2,5 TWh/a.

Gewerbegas im Smart Market - Status quo im Gewerbegasmarkt

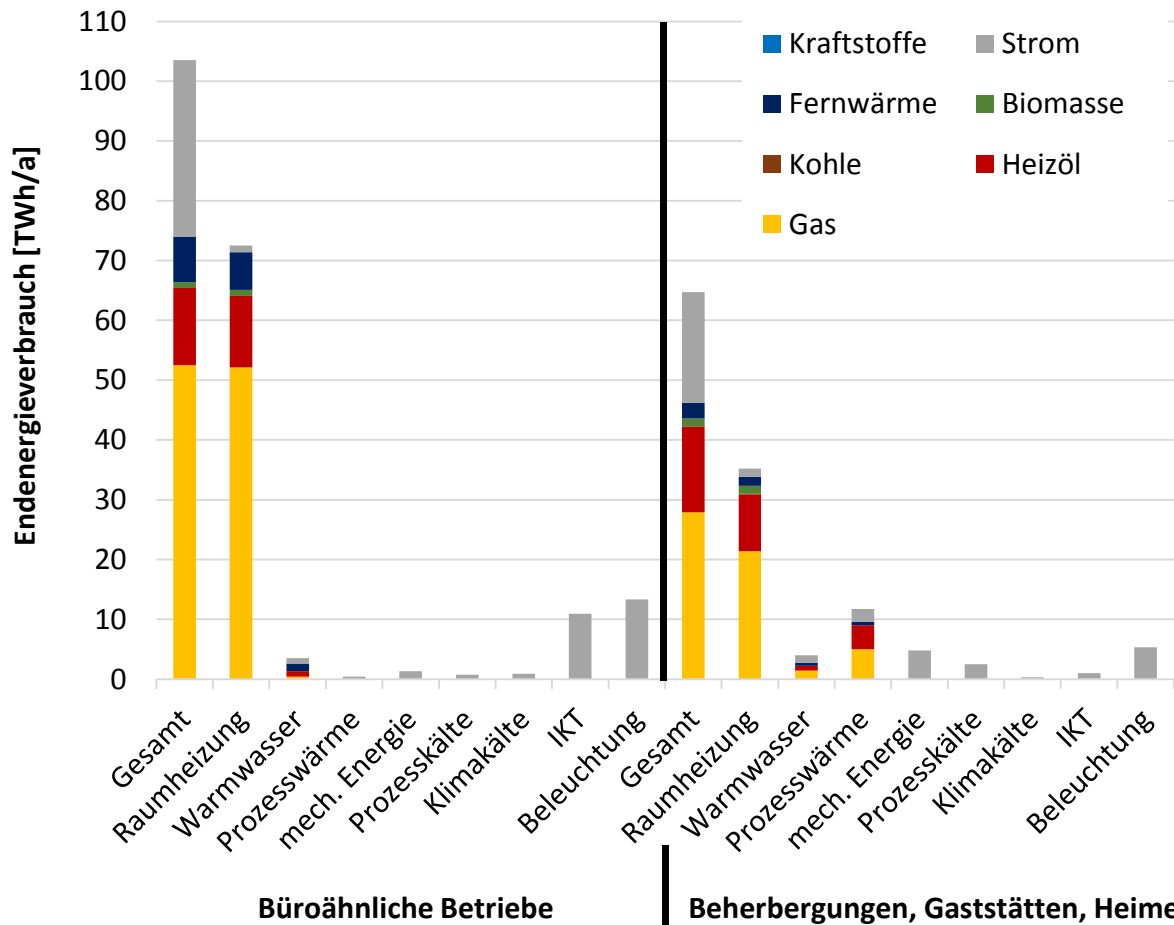


Abbildung 2-4: Endenergiebedarf nach Anwendung und Energieträger in den Gewerken Büroähnliche Betriebe sowie Beherbergung, Gaststätten, Heime 2013 (Eigene Berechnung nach Schломann et al. 2015)

Strom wurde in 2013 vergleichsweise wenig zu Heizungszwecken verwendet. Dabei entfielen etwa 84 % des Stromverbrauchs für Raumheizungen auf Elektrospeicherheizungen und 16 % auf elektrische Wärmepumpen (BNetzA 2014). Stattdessen wird der Energieträger Strom primär in Beleuchtungssystemen und für Informations- und Kommunikationstechnologie eingesetzt. Insbesondere in der Nahrungsmittelindustrie sowie in Beherbergungsbetrieben, Gaststätten und Heimen, die teilweise ähnliche Prozesscharakteristika aufweisen, wird Strom auch für Prozess- und Klimakälte sowie Prozesswärme und mechanische Energie eingesetzt.

Aus der Analyse des Energieverbrauchs nach Anwendungsarten geht eindeutig hervor, dass Raumwärme die größte Bedeutung im Sektor Gewerbe, Handel und Dienstleistungen hat. Weiterhin besteht in Abhängigkeit der Abdeckung des Erdgasnetzes Erschließungspotential für Erdgas in Heizungssystemen. Es kann weiterhin gefolgert werden, dass aufgrund des hohen Anteils der Raumwärme am Endenergieverbrauch erhebliches theoretisches Flexibilisierungspotential für hybride Heizungssysteme mit Power-to-Heat in den Wintermonaten besteht.

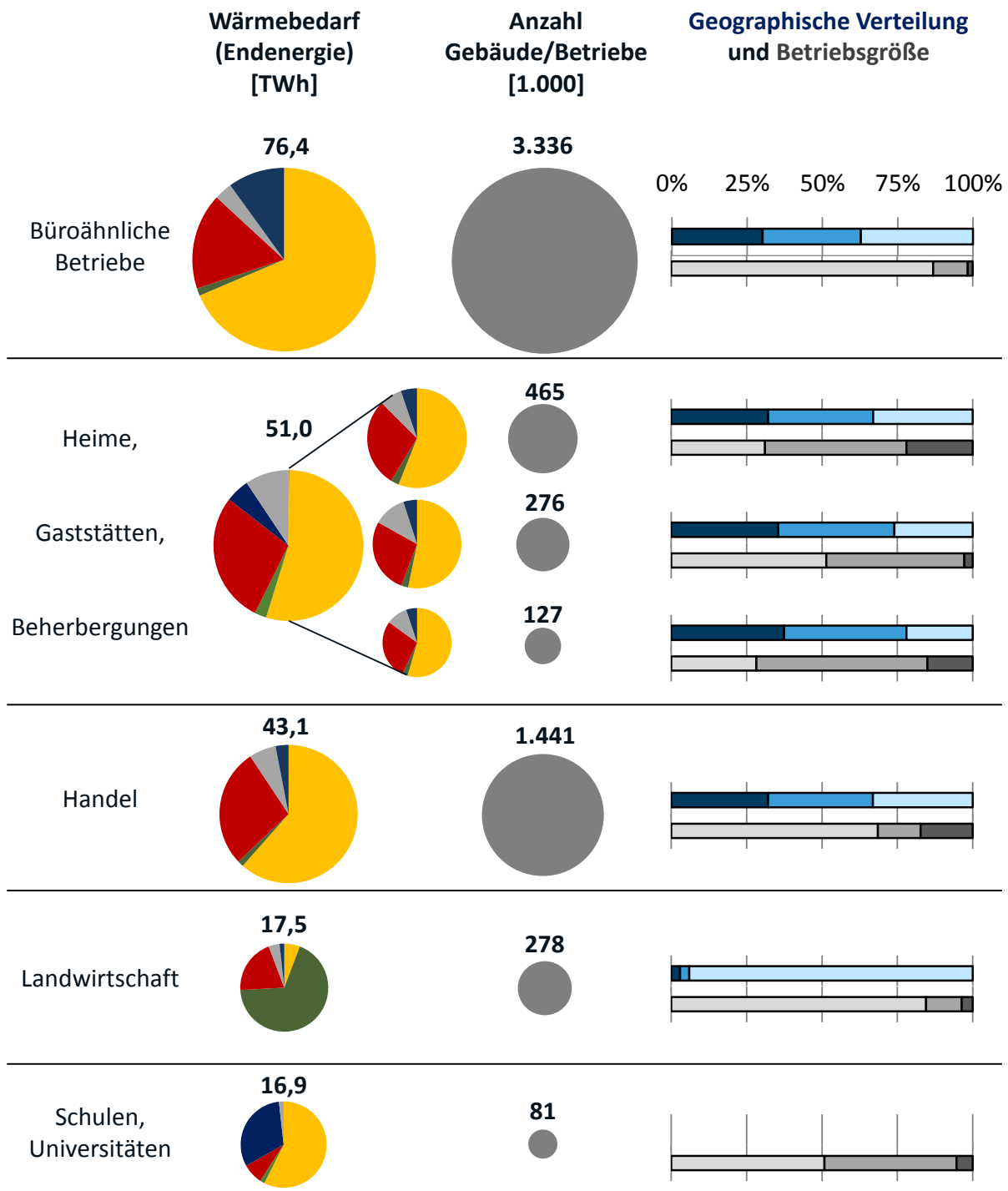
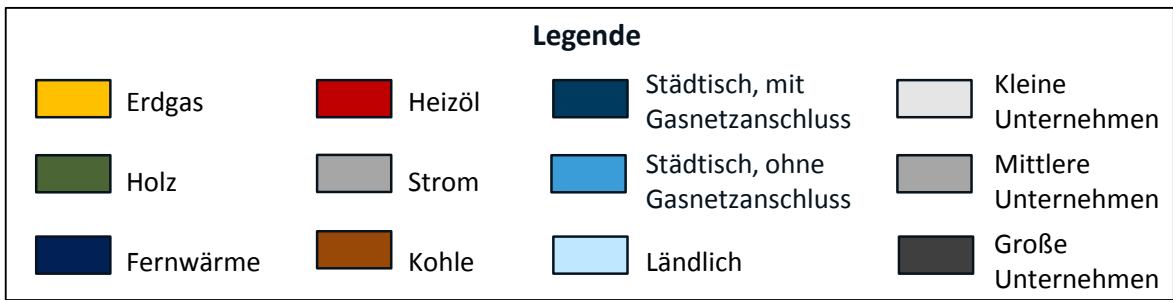
Erdgasseitiges Erschließungspotential

Im vorangegangenen Abschnitt wurde bereits erörtert, dass heizölbasierte Heizungssysteme durch erdgasbasierte Systeme substituiert werden können, wenn ein entsprechender Gasanschluss in der Straße oder bereits im Gebäude vorhanden ist. Heizölbasierte Heizungssysteme wurden ausgewählt, da Heizöl nach Erdgas der am häufigsten eingesetzte Energieträger zur Bereitstellung von Raumwärme in Sektor Gewerbe, Handel und Dienstleistungen ist.

Abbildung 2-5 zeigt den Energieträgereinsatz zur Wärmebereitstellung nach Branche, die Anzahl der Betriebe oder Gebäude sowie die Größenstruktur und die Verteilung zwischen ländlichen und städtischen Betrieben. Städtische Betriebe werden weiter nach der Verfügbarkeit eines Gasnetzanschlusses unterteilt. Dazu wird ein Faktor aus der BDEW-Studie „Wie heizt Deutschland?“ verwendet, der angibt, welche Gebäude in bewohnten Gebieten mit einer heizölbasierten Heizung auch auf Erdgas umgestellt werden könnten, da der Anschluss bereits in der Straße oder dem Gebäude vorhanden ist. Die Größeneinteilung erfolgt anhand des Wärmebedarfs, wobei große Betriebe einen Wärmebedarf von mehr als 500 MWh/a pro Betrieb aufweisen müssen. Mittlere Unternehmen decken die Bandbreite von 50 bis 500 MWh/a ab, während kleine Betriebe in dieser Studie einen Wärmebedarf von weniger als 50 MWh/a haben.

Durch die Angabe der Gebäude- bzw. der Betriebszahl und der Betriebsgröße in einer Gruppe kann der spezifische Erschließungsaufwand für weitere Erdgasanwendungen zur Bereitstellung von Raumwärme abgeschätzt werden. Dazu ist jedoch zu berücksichtigen, ob sich der jeweilige Betrieb in einer ländlichen oder städtischen Umgebung befindet, da für ländliche Unternehmen keine Angaben zur Abdeckung mit einem Gasnetzanschluss vorliegen.

Gewerbegas im Smart Market - Status quo im Gewerbegasmarkt



Gewerbegas im Smart Market - Status quo im Gewerbegasmarkt

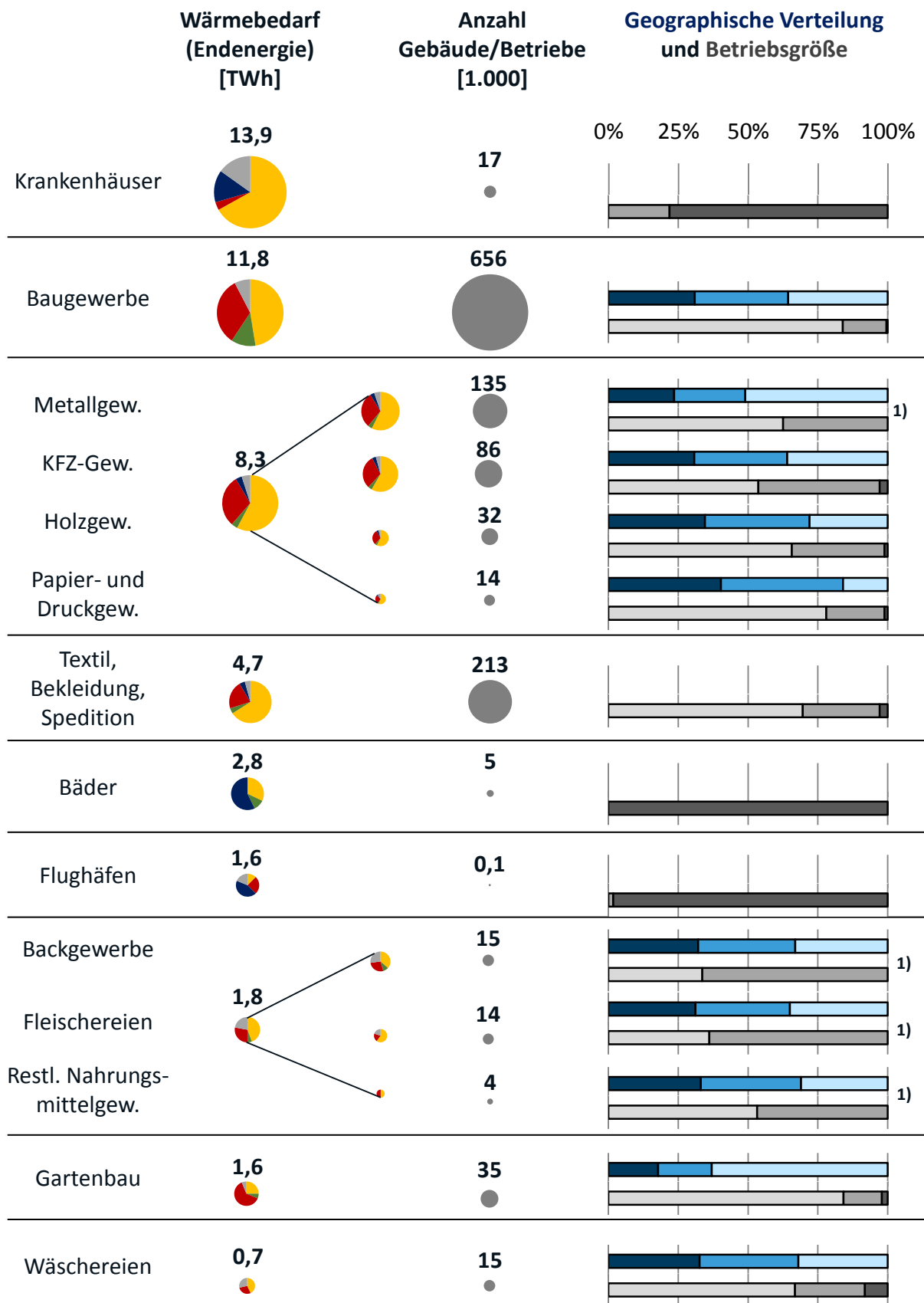


Abbildung 2-5: Branchenspezifischer Endenergiebedarf für Raumheizung, Warmwasser und Prozesswärme nach Energieträgern, Gebäudebestand, geographische Verteilung und Betriebsgröße (Eigene Darstellung nach Schlomann et al. 2015)
1) nur Betriebe bis 19 Mitarbeiter

3 Flexibilität: Trend und Chance

Im Weißbuch „Ein Strommarkt für die Energiewende“ der Bundesregierung² wird der Stellenwert von Flexibilität im Rahmen der Energiewende deutlich betont: „**In Zukunft wird Flexibilität deutlich wertvoller werden als heute.** Aufgrund deutlich höherer Anteile von Wind und Sonnenenergie im System werden zukünftig Einspeisesituationen, in denen hoher und kurzfristiger Flexibilitätsbedarf besteht, zum alltäglichen Geschäft gehören. Der kurzfristige Handel mit Flexibilität wird für Marktteilnehmer daher immer wichtiger.“

In diesem Abschnitt wird beschrieben, welche neuen **Flexibilitätsanforderungen** sich aus energiepolitischen Zielen und energiewirtschaftlichen Trends ergeben und weshalb der starke Ausbau erneuerbarer Stromerzeugung **zunehmenden Einfluss auf den Gasmarkt** hat. Auf dieser Basis werden **Chancen zur Nutzung** des Flexibilitätsbedarfs im Gewerbegas-Bereich analysiert. Dazu werden **konkrete Mechanismen und Technologien** zur Bereitstellung von Flexibilität vorgestellt.

Das Wichtigste vorab

Mit steigendem Anteil von Wind und Photovoltaik an der Stromerzeugung verändert sich zunehmend die sogenannte **Residuallast**. Damit wird die Verbrauchernachfrage bezeichnet, die nach Abzug der dargebotsabhängigen Einspeisung aus erneuerbaren Energien übrig bleibt und von den steuerbaren Kraftwerken gedeckt werden muss. Bislang konnte die Brutto-Stromnachfrage in einzelnen Stunden maximal zu etwa zwei Dritteln aus erneuerbaren Energien gedeckt werden.

Wie Abbildung 3-1 deutlich macht, wird sich dies aller Voraussicht nach jedoch in den kommenden Jahren deutlich ändern. Während im Jahr 2014 die Residuallast immer positiv war (roter und gelber Bereich in Abbildung 3-1), wird es zukünftig zunehmend zu Situationen mit negativer Residuallast, also „**Stromüberschüssen**“ (grün in Abbildung 3-1) kommen. Beispielhaft ist das Jahr 2050 gezeigt, da für dieses Jahr noch Ziele des Energiekonzepts der Bundesregierung³ definiert sind.

Dabei zeigt sich, dass vor allem in den Mittagsstunden häufig mit Stromüberschüssen zu rechnen sein wird. Gleichzeitig muss bei einem geringen Dargebot von Wind und Sonne (ins-

² Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, Juli 2015; seit September 2015 liegt auf der Basis des Weißbuchs ein Referentenentwurf für ein Gesetz zur Weiterentwicklung des Strommarktes (Strommarktgesetz) vor

³ Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung von September 2010, im Juni 2011 durch ein Energiepaket ergänzt (insbesondere Ausstieg aus der Kernenergie bis 2022)

besondere in den sonnenschwachen Morgen- und Abendstunden und bei Windflaute im Winter) ein hoher Teil der Nachfrage durch thermische Kraftwerke gedeckt werden („Strommangel“, rot im Diagramm).

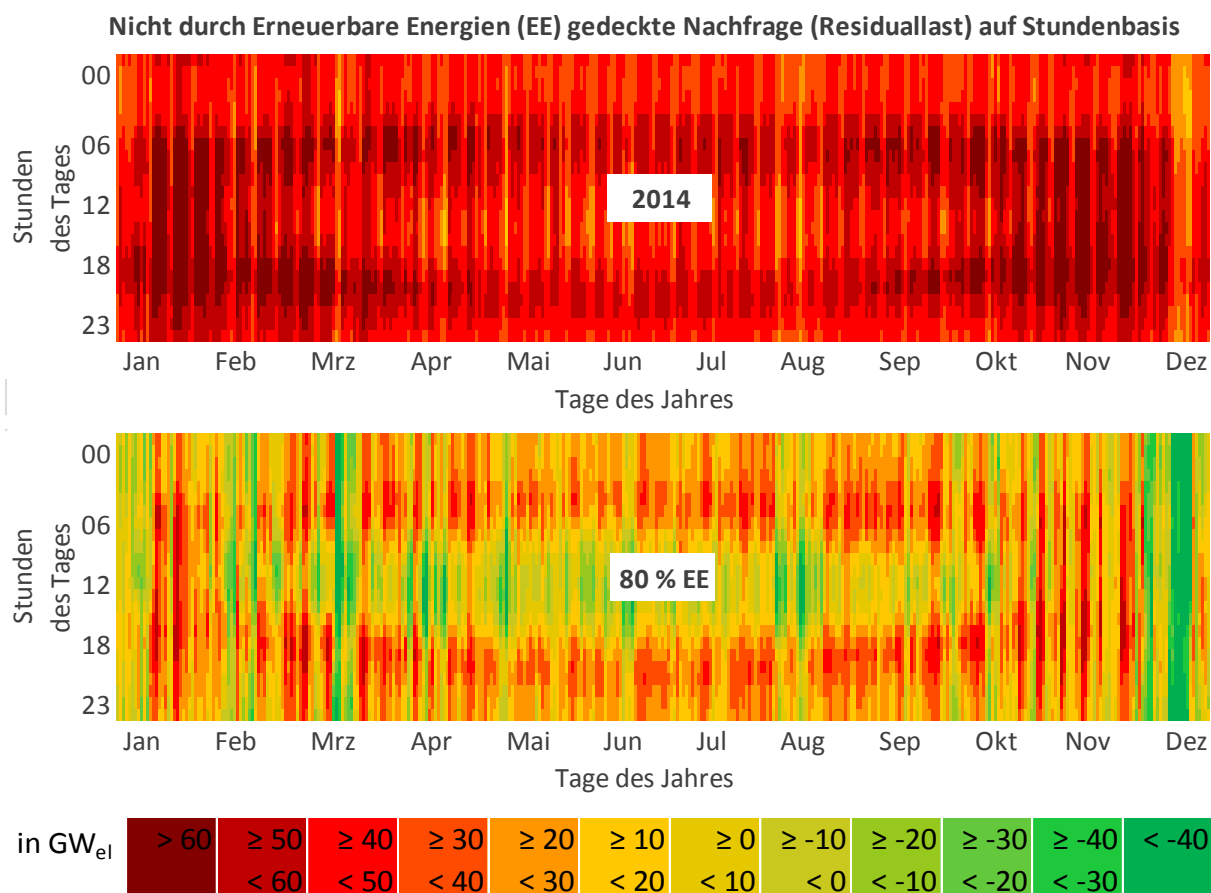


Abbildung 3-1: Jahresverteilung der Strom-Residuallast im Jahr 2014 sowie bei analogem Wetterjahr für das Jahr 2050 (Entwicklungspfad entsprechend Zielszenario der Energierferenzprognose)

Zwar findet der Ausbau dargebotsabhängiger erneuerbarer Energien aufgrund der EEG-Förderung insbesondere im Strommarkt statt. Erdgas- und Strommarkt wachsen jedoch stärker zusammen, da zunehmend vor allem kurzfristige Zeiträume ohne ausreichende Erzeugung aus Erneuerbaren ausgeglichen werden müssen. Dieser **Flexibilitätsbedarf im Strommarkt wird sich auch immer deutlicher auf den Gasmarkt auswirken**. Drei Gründe dafür:

1. Für Situationen mit hoher Stromnachfrage, aber niedrigem Dargebot aus erneuerbaren Energien, werden **schnell regelbare Kraftwerke wie Gasturbinen** immer wichtiger. Um eine sichere Stromversorgung zu gewährleisten, müssen diese zunehmend **unterbrechungsfrei** aus dem Gasnetz **beliefert werden**.
2. Für Situationen mit niedriger Stromnachfrage, aber hohem Dargebot aus erneuerbaren Energien, stellt sich zukünftig die Frage, wie mit Stromüberschüssen umgegangen wird. Einen vielversprechenden Ansatz stellen dabei Konzepte zum sektorübergreifenden Stromeinsatz wie **Power-to-Heat und Power-to-Gas** dar.
3. **KWK-Anlagen** werden heute überwiegend wärmegeführt gefahren. Bei zunehmenden Fluktuationen bei der Stromeinspeisung wird eine Orientierung der Fahrweise am Strommarkt wichtiger.

Wie kann der Gewerbegasmarkt konkret auf die aufkommenden Anforderungen reagieren und aktiv Flexibilität bereitstellen? Tabelle 3-1 gibt einen Überblick darüber, welche Flexibilitätsoptionen in den verschiedenen Situationen mit Flexibilitätsbedarf zur Verfügung stehen und bewertet diese qualitativ. Die Flexibilitätsoptionen in schwarzer Schrift (im Gegensatz zu den grau eingefärbten) werden aufgrund der vorgenommenen Potential- und Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen von den Autoren als die in den jeweiligen Situationen sinnvollsten und relevantesten Optionen angesehen. Die einzelnen identifizierten Flexibilitätsoptionen werden in Tabelle 3-2 beschrieben. Tabelle 3-3 (S. 20 ff.) beinhaltet zusätzlich die dazu gehörigen relevanten Technologien sowie eine ausführlichere qualitative Bewertung. Die Technologien, die für die hier genannten Flexibilitätsoptionen zur Verfügung stehen, werden in Kapitel 4 im Detail charakterisiert. Gesamtflexibilitätspotentiale sind in Kapitel 5 dargestellt.

Tabelle 3-1: Überblick über Flexibilitätsoptionen des Gewerbegas-Marktes in Situationen mit Flexibilitätsbedarf mit qualitativer Bewertung

Gasnetz	Engpass ⁴	Engpass	Kein Engpass	Nicht relevant
Stromnetz	Kein Engpass	Engpass	Engpass	Überschuss
Flexibilitätsoptionen Bestand	Pufferspeicher: Nutzung zeitlich begrenzt Prozessumstellung: geringes Potential im GHD-Segment	Pufferspeicher: Nutzung zeitlich begrenzt Prozessumstellung: geringes Potential im GHD-Segment	KWK-Zuschaltung: Vorabbetrieb oder Einspeicherung/ Rückkühlung überschüssiger Wärme	KWK-Abschaltung: kein Anreiz bei KWK-Förderung nach KWKG 2012 ⁵
Flexibilitätsoptionen neue Anlagen	Pufferspeicher: Wirtschaftlichkeit bei Investition kritisch Power-to-Heat: insbesondere bei Stromüberschuss	Pufferspeicher: Wirtschaftlichkeit bei Investition kritisch	Flex-Kessel: Potential aktuell relativ gering Gas-to-Cold: Wirtschaftlichkeit kritisch	Power-to-Heat: sehr hohes, relativ günstig erschließbares Potential Power-to-Gas: kein Anwendungsfall für GHD

Die betrachteten Situationen sind drei Engpasssituationen (Engpass nur im Gasnetz, im Gasnetz und im Stromnetz sowie nur im Stromnetz) und eine Überschussituation (Überschuss im Stromnetz). Diese Situationen können sowohl systemweit als auch nur regional oder lokal (Netzengpässe) auftreten. Bei den Flexibilitätsoptionen wird zwischen **Möglichkeiten im aktuellen Anlagenbestand und Optionen bei neuen Anlagen** unterschieden.

Bei Bestandsoptionen wird auf Technologien zurückgegriffen, die bisher bereits in relevantem Umfang im GHD-Segment bestehen. Für die Nutzung als Flexibilitätsoption ist jedoch in der Regel eine **Investition in Steuerungstechnik** notwendig. Bei neuen Anlagen ist neben Steuerungstechnik eine **Investition in Energietechnik** notwendig. Beispielsweise muss zur

⁴ Ein Engpass bezeichnet in dieser Studie eine mengen- oder kapazitätsseitige Knappheitssituation.

⁵ Nach §7 Abs. 8 des am 1. Januar 2016 in Kraft getretenen Gesetzes zur Neuregelung des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes (KWKG 2016) besteht insofern ein Anreiz, da die KWK-Vergütung bei Spotmarktpreisen kleiner oder gleich Null ausgesetzt wird. Aufgrund des Veröffentlichungsdatums des KWKG 2016 im Dezember 2015 konnte dies im Rahmen der Analysen in der vorliegenden Arbeit nicht systematisch berücksichtigt werden.

Nutzung von Power-to-Heat bei bestehender auf Erdgas oder anderen Energieträgern basierender Wärmetechnologie ein zusätzlicher elektrischer Wärmeerzeuger installiert werden.

Tabelle 3-2: Beschreibung der ausgewählten Flexibilitätsoptionen

Pufferspeicher:	Nach vorherigem Beladen überbrückt ein Warmwasserspeicher die Engpasssituation, indem er vorübergehend die Erdgas-Technologie bei der Wärmeerzeugung durch Entladung substituiert.
Prozessumstellung:	Eine Erdgas-Anwendung (z. B. im Prozesswärmebereich) mit zeitlicher Flexibilität verschiebt ihren Erdgas-Verbrauch auf einen Zeitpunkt vor oder nach der Engpasssituation.
Power-to-Heat:	Zusätzlich zu einer bestehenden Erdgastechnologie wird ein elektrischer Wärmeerzeuger (Widerstandserhitzer oder elektrische Wärmepumpe) installiert. Dieser substituiert in Situationen mit Stromüberschuss (und ggf. bei Erdgas-Engpass) vorübergehend die Erdgas-Wärmeerzeugung.
Flex-Kessel:	Zusätzlich zu einem bestehenden elektrischen Wärmeerzeuger (z. B. Elektrische Wärmepumpe) wird eine Erdgastechnologie installiert (z. B. Erdgas-Brennwertkessel). Diese substituiert in Situationen mit Stromengpass (sofern nicht gleichzeitig ein Engpass im Gasnetz vorliegt) vorübergehend die elektrische Wärmeerzeugung.
Gas-to-Cold:	Zusätzlich zu einer bestehenden elektrischen Kältetechnologie (Kompressionskältemaschine) wird eine Erdgastechnologie installiert (z. B. Erdgas-Wärmepumpe in Verbund mit Absorptionskälteanlage). Diese substituiert in Situationen mit Stromengpass (sofern nicht gleichzeitig ein Engpass im Gasnetz vorliegt) vorübergehend die elektrische Kälteerzeugung.
KWK-Zuschaltung:	Eine bestehende KWK-Anlage wird stromgeführt gefahren und produziert Strom und Wärme, obwohl aktuell keine oder nur eine geringe Wärmenachfrage besteht. Die überschüssige Wärme wird in einen Speicher gefahren und kann später genutzt werden oder wird über eine direkte Kühlung als Verlust abgegeben.
KWK-Abschaltung:	Eine bestehende KWK-Anlage wird abgeschaltet, obwohl Wärmenachfrage besteht. Diese wird entweder aus einem vorher beladenen Pufferspeicher oder durch einen Erdgas-Spitzenkessel gedeckt.
Power-to-Gas	Diese Option zur Flexibilisierung steht nicht im Fokus dieser Studie.

Entwicklung des Flexibilitätsbedarfs

Das Energiekonzept der Bundesregierung⁶ beschreibt das Ziel eines bis 2050 zu weiten Teilen dekarbonisierten Energiesystems. Wesentliche Säulen sind dabei die Halbierung des Endenergieverbrauchs und eine Steigerung des Anteils erneuerbarer Energien am Brutto-Endenergieverbrauch auf 60 %. Bei den erneuerbaren Energien wird insbesondere auf die dargebotsabhängigen Quellen Wind und Solar gesetzt.

Zwischen 2000 und 2013 hat sich die installierte Leistung von Wind- und Photovoltaik-Anlagen zur Stromerzeugung auf zusammen über 70 GW_{el} bereits mehr als verzehnfacht (BMWi 2014). Dies hat zunehmenden Einfluss auf die Residuallast (Begriffserklärung siehe Seite 11). Abbildung 3-2 zeigt Beispiele für Situationen mit hoher und niedriger Residuallast, wie sie im Jahr 2013 aufgetreten sind.

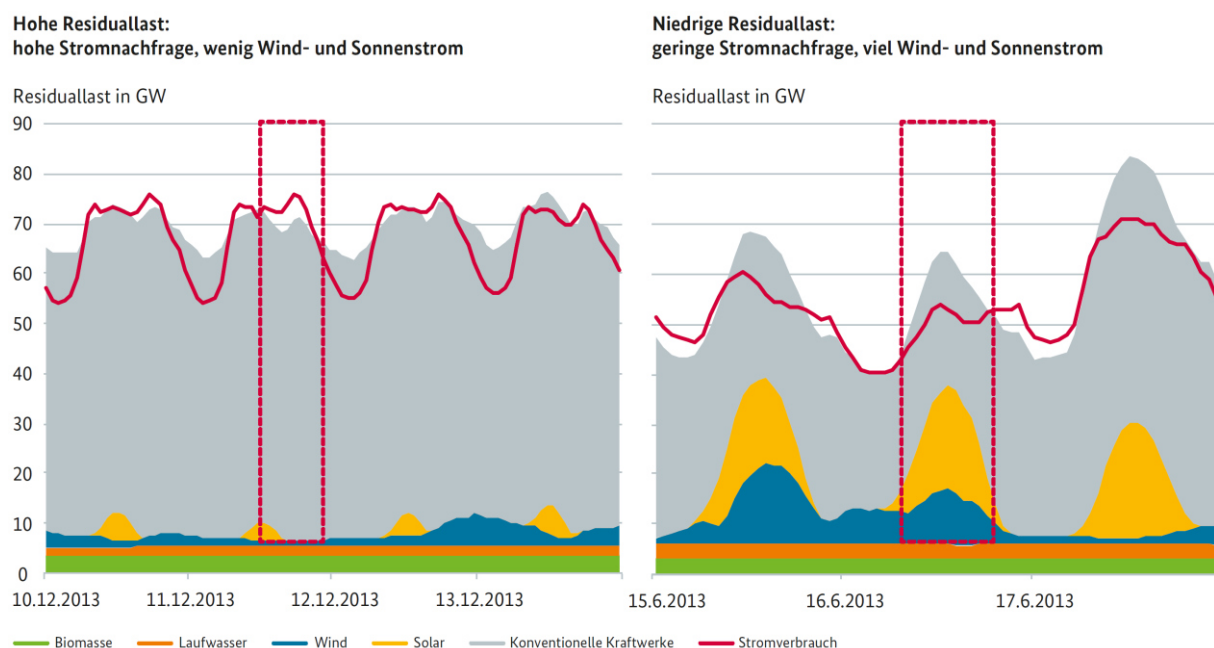


Abbildung 3-2: Beispiele für Situationen mit hoher und niedriger Residuallast aus dem Jahr 2013 (Quelle: Connect/Weißbuch „Ein Strommarkt für die Energiewende“)

Zwar kommt es heute auch in Situationen mit geringer Stromnachfrage und hohem Dargebot aus Wind und Sonne noch nicht zu einer systemweiten Überdeckung der Nachfrage durch erneuerbare Einspeisung. In den Verteilnetzen ergibt sich aber in besonders windkraft- und PV-reichen Gebieten bereits ein anderes Bild, da lokal Einspeisungen größer als die Nachfrage sein können bzw. teilweise so große Überschüsse erzeugt werden, dass diese nicht mehr abtransportiert werden können.

Im Jahr 2013 wurden laut Monitoringbericht der Bundesnetzagentur 555 GWh und damit knapp ein halbes Prozent der EEG-Erzeugungsmenge im Rahmen von Einspeisemanagement-Maßnahmen abgeregelt. Dafür mussten Entschädigungszahlungen von ca. 44 Millionen € geleistet werden. Der Report schreibt, dass mittlerweile alle Regionen Deutschlands von Einspeisemanagementmaßnahmen betroffen sind, wobei 95 % der gesamten Ausfallarbeit

⁶ Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung von September 2010, im Juni 2011 durch ein Energiepaket ergänzt (insbesondere Ausstieg aus der Kernenergie bis 2022)

auf die nördlichen Bundesländer entfällt. Im Vergleich zu 2012 stieg die Ausfallarbeit um 44 % an.

Abbildung 3-3 zeigt, wie sich der Trend bei der Stromerzeugung in Zukunft fortsetzen könnte, wenn die energiepolitischen Ziele der Bundesregierung erreicht werden. Dargestellt sind links die Entwicklung der installierten Kraftwerkskapazität und rechts die Entwicklung der Stromerzeugung in Deutschland nach Energieträger bis 2050. Die Daten sind der aktuellen Energiereferenzprognose (Schlesinger et al. 2014) entnommen (Zielszenario).

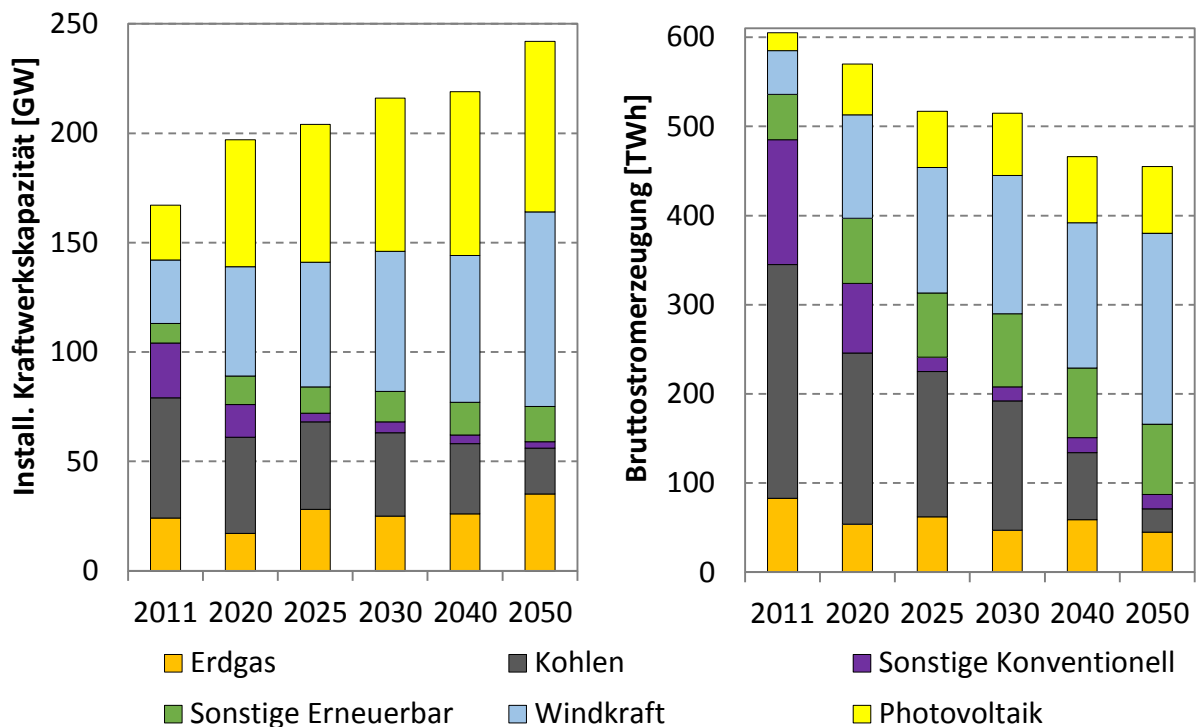


Abbildung 3-3: Entwicklung der installierte Kraftwerkskapazität und der Bruttostromerzeugung in Deutschland nach Energieträger für die Jahre 2011 bis 2050 (Eigene Darstellung nach Schlesinger et al. 2014)

Die Grafiken machen zwei Aspekte deutlich. Zum einen, dass weiterhin mit einem kräftigen Ausbau der Stromerzeugung aus Wind und Photovoltaik gerechnet werden kann (blau und gelb in Abbildung 3-3). Zum anderen, dass erdgasbetriebene Kraftwerke (orange in Abbildung 3-3) eine wichtige Rolle beim Ausgleich der fluktuierenden Eigenschaften dieser Technologien einnehmen.

Beim zukünftigen Ausbau von Wind und PV ist ersichtlich, dass in wenigen Jahren ihre installierte Leistung deutlich über der Jahreshöchstlast in Deutschland (aktuell im Bereich um 80 GW_{el}) liegen wird (linke Grafik). Dies wirkt sich kontinuierlich auf die über das ganze Jahr produzierten Energiemengen (rechte Grafik) aus.

In einzelnen Stunden kann es bereits bald zu systemweiten Überschüssen kommen, später dann auch in vielen Stunden des Jahres. Abbildung 3-4 zeigt, basierend auf Berechnungen der Deutschen Energieagentur (dena), eine mögliche Entwicklung der Residuallast in den Jahren 2020 bis 2050 anhand von zwei beispielhaften Tagen im Sommer und im Winter. In Abbildung 3-1 wurde bereits der deutliche Unterschied im Jahresverlauf der Residuallast zwischen 2011 und 2050 anschaulich dargestellt.

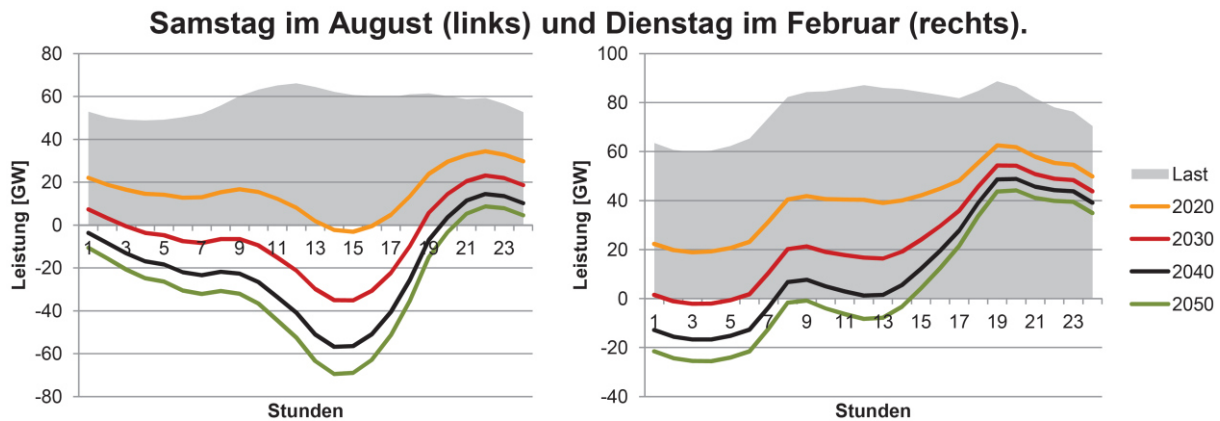


Abbildung 3-4: Entwicklung der Tagesverläufe der Residuallast in Deutschland 2020-2050 anhand von zwei Beispielen im Sommer und im Winter (Quelle: Völker et al. 2012)

Die gezeigten hohen Überschüsse der Residuallast liegen noch in der Zukunft. Diese sind zunächst auch nur eine bilanzielle Größe, da Deutschland in das europäische Verbundsystem integriert ist. Aus drei Gründen werden Überschusseffekte dennoch schon deutlich früher relevant:

1. Elektrische Grenzkuppelkapazitäten sind zwar in relevantem Umfang vorhanden, die Netze der Nachbarn sind jedoch zeitweise heute schon hoch belastet, wie etwa die Diskussion um die Errichtung von Phasenschiebern an der Grenze zu Nachbarländern zeigt. Hinzu kommt, dass die meisten der umliegenden Länder ebenfalls in EE-Anlagen investieren und somit eine ähnliche "Erzeugungs- und Verbrauchsschere" bekommen können.
2. Aus verschiedenen Gründen (u. a. Bereitstellung von Systemdienstleistungen) besteht heute eine Mindeststromerzeugung aus steuerbaren Kraftwerken (sogenannter „Must-Run-Sockel“). Diese kann vermutlich mittelfristig bei hohem erneuerbarem Dargebot nicht vollständig abgebaut werden.
3. Wie oben bereits ausgeführt, sind lokale Überschüsse in vielen Verteilnetzen bereits heute Realität.

Zur wachsenden Bedeutung erdgasbetriebener Kraftwerke beim Ausgleich der fluktuierenden Eigenschaften von Wind und Photovoltaik, zeigt Abbildung 3-3, dass ihre installierte Leistung laut Energiereferenzprognose ab Beginn des kommenden Jahrzehnts merklich ansteigen soll, während diese bei allen anderen fossilen Energieträgern kontinuierlich zurückgeht (linke Grafik). Auf die produzierte Energiemenge wirkt sich das jedoch nicht in gleichem Maße aus (rechte Grafik).

Historisch existieren viele Erdgas-Kraftwerke mit unterbrechbaren Gaslieferverträgen. Aufgrund der zunehmenden Bedeutung der Erdgas-Kraftwerke für die Versorgungssicherheit im Stromnetz (Bereitstellen von Spitzenleistung, Abfahren von kurzfristigen Leistungsschwankungen) müssen diese zukünftig häufiger mit unterbrechungsfreien Verträgen ausgestattet werden und somit auch in Gas-Knappheitssituationen beliefert werden, was bereits politisch diskutiert wird.

Die beschriebenen Effekte werden sich auch in den Börsenpreisen für Strom widerspiegeln. Abbildung 3-5 zeigt eine mögliche Entwicklung gemäß den Analysen der aktuellen Energiere-

ferenzprognose (Schlesinger et al. 2014). Dabei verringert sich der durchschnittliche Spotmarktpreis für Strom (rechte Grafik) zunächst weiter und steigt ab dem kommenden Jahrzehnt wieder an, da konventionelle Überkapazitäten kontinuierlich aus dem Markt gehen. Für den Endkunden-Strompreis im GHD-Segment ist der Trend umgekehrt dargestellt, da zunächst eine steigende und dann eine sinkende EEG-Umlage erwartet wird. Zum Vergleich zeigt die linke Grafik in Abbildung 3-5 die erwartete Entwicklung beim Grenzübergangspreis für Erdgas. Die beschriebenen Trends sind naturgemäß hohen Unsicherheiten unterworfen und werden unter Fachleuten kontrovers diskutiert.

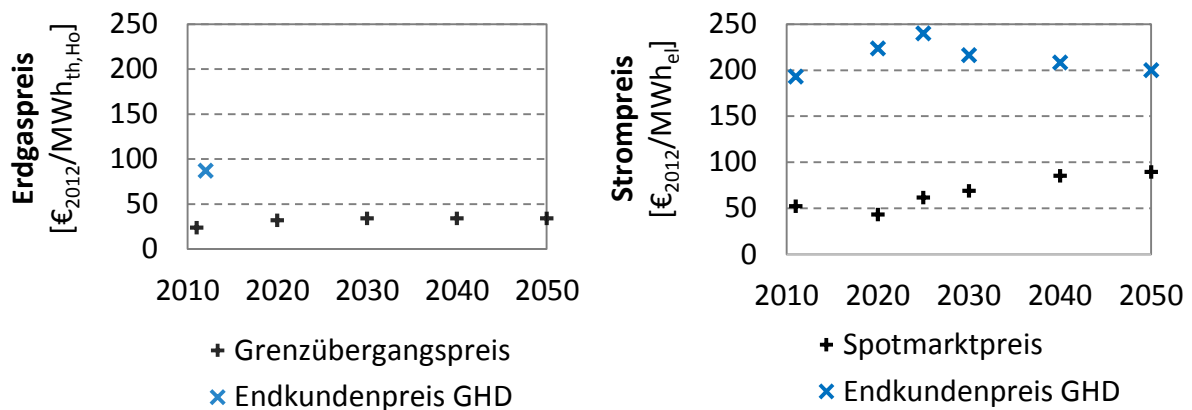


Abbildung 3-5: Prognose für die Entwicklung der Erdgas- und Strompreise in den Jahren bis 2050 (Eigene Darstellung nach Schlesinger et al. 2014, AGEB 2014)

Neben dem Jahres-Durchschnittspreis ist jedoch insbesondere der zeitliche Verlauf des Strompreises wesentlich. Es ist zu erwarten, dass dieser wesentlich volatil wird und erhebliche Preisdifferenzen aufweisen kann. Einen Eindruck, wie dieser Effekt aussehen könnte, gab die partielle Sonnenfinsternis am 20.3.2015. Abbildung 3-6 zeigt den starken Einfluss der Dargebotsschwankung aus Photovoltaik auf die Struktur der Intraday-Preise an der Börse. Dargestellt ist der Zeitraum von 9:15 Uhr bis 13 Uhr in ¼ Stunden.

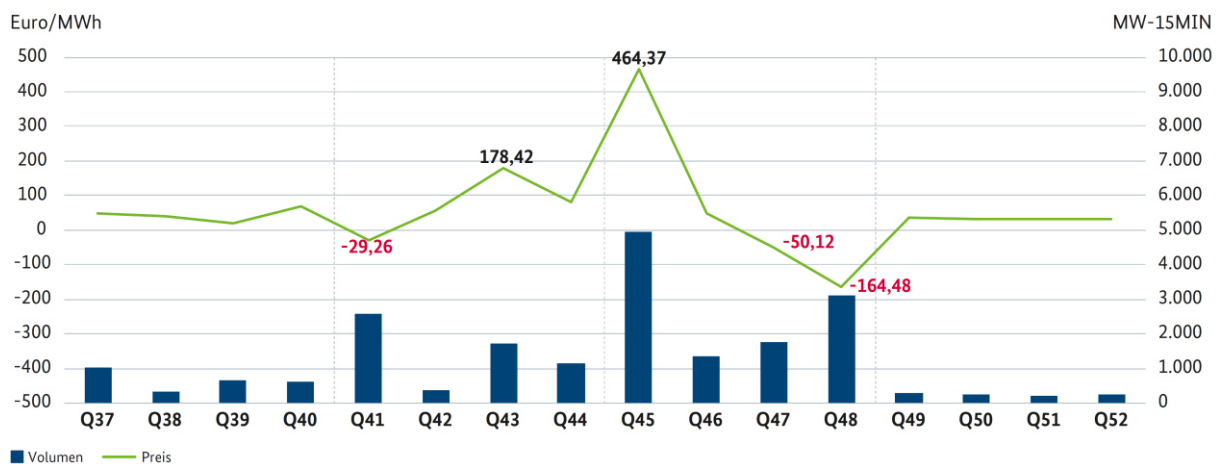
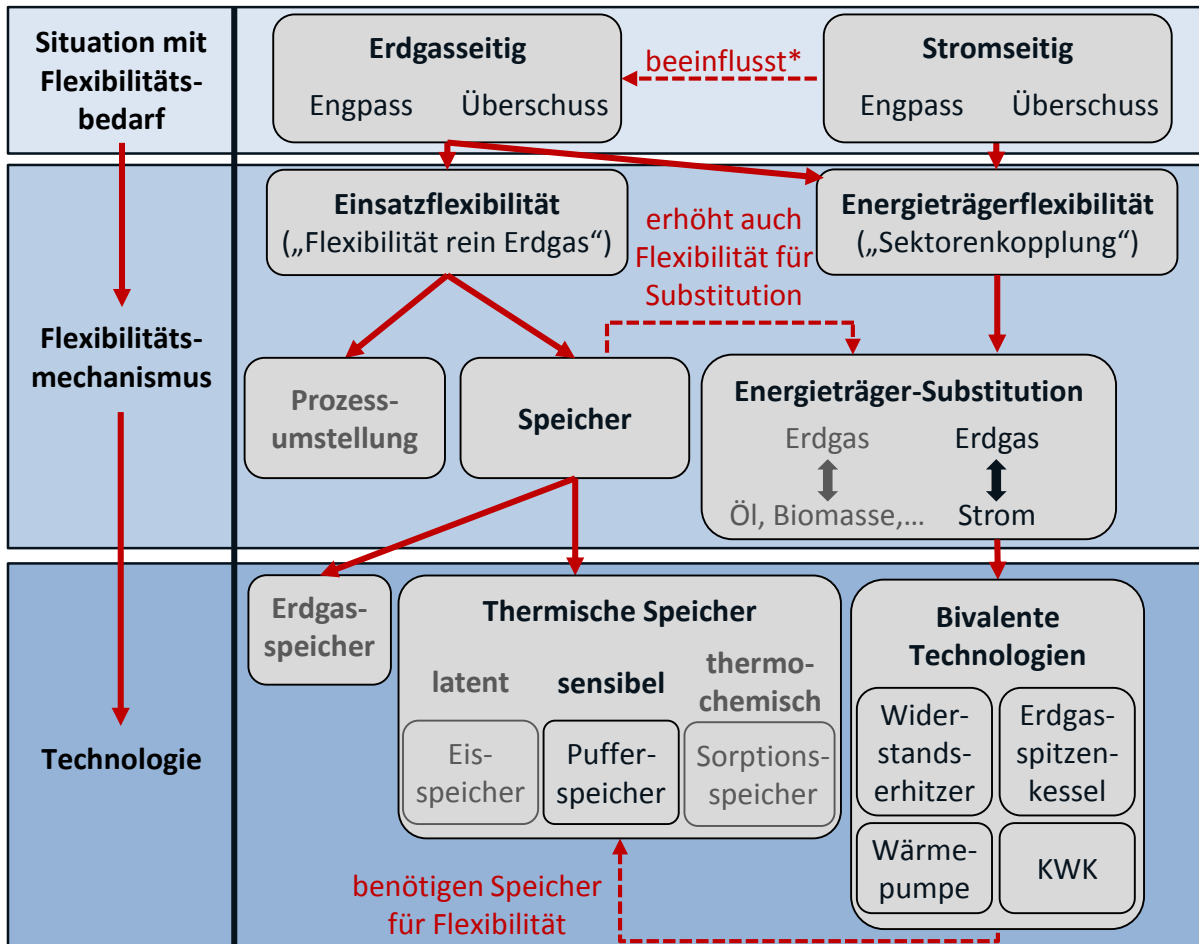


Abbildung 3-6: Preise und Volumen am Intraday-Markt für das deutsche Marktgebiet während der partiellen Sonnenfinsternis am 20.3.2015 (Quelle: EPEX Spot/ BMWi 2015)

Ein solcher Preisverlauf bietet die Möglichkeit durch Flexibilität Kosten einzusparen oder zusätzliche Deckungsbeiträge zu erwirtschaften.

Möglichkeiten zur Flexibilisierung

In Ergänzung zu Tabelle 3-1 (Seite 13) zeigt Abbildung 3-7 den Zusammenhang zwischen Situationen mit Flexibilitätsbedarf, den zur Verfügung stehenden Flexibilitätsmechanismen im Gewerbegas-Bereich und den Technologien, mit denen diese umgesetzt werden können.



Grau: In dieser Studie nicht näher betrachtet

- * Beispiele für stromseitige Engpass-/Überschussituationen mit erdgasseitigen Auswirkungen:
- Engpass: Einsatz von Erdgaskraftwerken mit unterbrechungsfreien Erdgaslieferverträgen
 - Überschuss: Einsatz von Power-to-Heat- oder Power-to-Gas-Technologien

Abbildung 3-7: Übersicht über relevante Situationen, Flexibilitätsmechanismen und -technologien

Flexibilitätssituationen sind die im vorherigen Abschnitt beschriebenen Engpass- und Überschuss-Situationen im Strom- bzw. im Gasmarkt. Bei den in diesen Situationen anwendbaren Flexibilitätsmechanismen wird zwischen der rein erdgasseitigen Einsatzflexibilität und der mit anderen Energieträgern gekoppelten Flexibilität unterschieden. Für die rein erdgasseitige Flexibilität gibt es die Möglichkeit zur Umstellung von Erdgasanwendungen oder zur Speicherung. Bei der Sektorenkopplung ist die bivalente Auslegung mit Möglichkeit zur Substitution zwischen Erdgas und einem anderen Energieträger charakteristisch.

Die dargestellten Flexibilitätsoptionen (siehe dazu auch Tabelle 3-1) werden in Tabelle 3-3 beschrieben, relevanten Technologien zugeordnet und qualitativ bewertet. Die hier lediglich qualitativ beschriebenen Technologien werden in Kapitel 4 technisch und ökonomisch cha-

rakterisiert. Gesamtflexibilitätspotentiale werden in Kapitel 5 erhoben. Die qualitative Bewertung an dieser Stelle beruht auf den quantitativen Analysen, die im Rahmen der Kapitel 4 und 5 durchgeführt wurden.

Tabelle 3-3: Beschreibung von Flexibilitätsoptionen, dazu gehörigen relevanten Technologien und qualitative Bewertung

Pufferspeicher:	Nach vorherigem Beladen überbrückt ein Warmwasserspeicher die Engpasssituation, indem er vorübergehend die Erdgas-Technologie bei der Wärmeerzeugung substituiert.
Relevante Technologien:	Warm- und Heißwasserspeicher
Bewertung:	Heute bestehende Pufferspeicher können nur geringe Zeiträume überbrücken. Zum Ausbau des Speichervolumens sind Investitionen notwendig. Dennoch ist diese Option interessant für Situationen mit Engpass im Gas- und Stromnetz.
Prozessumstellung:	Eine Erdgas-Anwendung (z. B. im Prozesswärmebereich) mit zeitlicher Flexibilität verschiebt ihren Erdgas-Verbrauch auf einen Zeitpunkt vor oder nach der Engpasssituation.
Relevante Technologien:	Branchenspezifisch (z.B. Backöfen im Bäckereigewerbe)
Bewertung:	Der Gewerbegas-Markt wird von Raumwärme- und Warmwasseranwendungen dominiert. Die Potentiale für Prozessumstellungen sind daher vergleichsweise gering.
Power-to-Heat:	Zusätzlich zu einer bestehenden Erdgastechnologie wird ein elektrischer Wärmeerzeuger installiert. Dieser substituiert in Situationen mit Stromüberschuss (und ggf. bei Erdgas-Engpass) vorübergehend die Erdgas-Wärmeerzeugung.
Relevante Technologien:	elektrische Wärmepumpe oder Widerstandserhitzer
Bewertung:	Ein sehr hohes Potential steht zur Verfügung. Ein relevanter Teil davon kann zu vergleichsweise geringen Kosten erschlossen werden. Bisher sind in Deutschland Situationen mit erneuerbarem „Überschuss-Strom“ nur lokal aufgrund von Netzengpässen aufgetreten. In den kommenden Jahren könnte es jedoch auch zu systemweiten Überschüssen kommen.
Flex-Kessel:	Zusätzlich zu einem bestehenden elektrischen Wärmeerzeuger (z. B. Elektrische Wärmepumpe) wird eine Erdgastechnologie installiert. Diese substituiert in Situationen mit Stromengpass (sofern nicht gleichzeitig ein Engpass im Gasnetz vorliegt) vorübergehend die elektrische Wärmeerzeugung.
Relevante Technologien:	Erdgas-Brennwertkessel
Bewertung:	Ein Teil des Potentials kann zu relativ geringen Kosten erschlossen werden und damit einen Beitrag in Situationen mit Stromknappheit leisten.

Bewertung: (Fortsetzung Flex-Kessel)	Im GHD-Segment ist der Wärmestromeinsatz jedoch gering, so dass die absoluten Potentiale gering sind. Bei elektrischen Prozesswärmeanwendungen (wie z. B. Industriespülmaschine) und Elektrospeicheröfen, die in Bezug auf den Verbrauch eine wesentliche Rolle spielen, ist zudem fraglich, ob sie durch Gastechнологien substituiert werden können.
Gas-to-Cold:	Zusätzlich zu einer bestehenden elektrischen Kältetechnologie (Kompressionskältemaschine) wird eine Erdgastechnologie installiert. Diese substituiert in Situationen mit Stromengpass (sofern nicht gleichzeitig ein Engpass im Gasnetz vorliegt) vorübergehend die elektrische Kälteerzeugung.
Relevante Technologien:	Erdgas-Wärmepumpe im Verbund mit Absorptionskälteanlage
Bewertung:	Sowohl aus physikalischer als auch aus wirtschaftlicher Sicht ist diese Option kritisch zu bewerten, da Erdgas-Wärmepumpen im Vergleich zu elektrischen Wärmepumpen bei vergleichbaren Kosten eine deutlich geringere Leistungszahl (COP) aufweisen.
KWK-Zuschaltung:	Eine bestehende KWK-Anlage wird angefahren und produziert Strom und Wärme, obwohl aktuell keine oder nur eine geringe Wärmenachfrage besteht. Die überschüssige Wärme wird in einen Speicher gefahren und kann später genutzt werden bzw. wird als Verlust abgegeben.
Relevante Technologien:	KWK-Anlage, Pufferspeicher
Bewertung:	Der KWK-Bestand im GHD-Segment ist im Vergleich zur Industrie gering. Die meisten KWK-Anlagen im Bestand verfügen nicht über Pufferspeicher in relevanten Größenordnungen. Wenn ausreichend dimensionierte Pufferspeicher vorhanden sind, besteht aufgrund der Förderstruktur nach KWKG 2012 ein Anreiz, die KWK-Anlage mit möglichst vielen Volllaststunden zu betreiben. Dadurch steht das Potential nur selten zur Verfügung. Theoretisch könnte der Wärmeüberschuss auch über einen Rückkühler an die Umgebung abgegeben werden, wenn keine Speicherkapazität zur Verfügung steht. Dies ist jedoch weniger energieeffizient, da keine Nutzung der Wärme erfolgt.
KWK-Abschaltung:	Eine bestehende KWK-Anlage wird abgeschaltet, obwohl Wärmenachfrage besteht. Diese wird entweder aus einem vorher beladenen Pufferspeicher oder durch einen Erdgas-Spitzenlastkessel gedeckt.
Relevante Technologien:	KWK-Anlage, Spitzenkessel/Pufferspeicher
Bewertung:	Die meisten KWK-Anlagen im Bestand verfügen über ausreichend dimensionierte Spitzenlastkessel. Das Abschalten der KWK-Anlage könnte wärmeseitig kompensiert werden. Die KWK-Förderstruktur nach KWKG 2012 lässt dies in der Regel jedoch betriebswirtschaftlich unattraktiv erscheinen.

4 Technologische Flexibilitätsoptionen

Zur Bereitstellung von Flexibilität stehen im GHD-Segment die in Tabelle 3-3 aufgelisteten technologischen Optionen zur Verfügung. Auf sie wird in diesem Abschnitt näher eingegangen. Hierzu werden zum einen techno-ökonomische Kenndaten zu allen Optionen ermittelt, wie zum Beispiel Wirkungsgrad, technische Lebensdauer, Investitions- und Fixkosten. Zum anderen wird untersucht, wie diese Technologien zur Flexibilitätsbereitstellung genutzt werden können und unter welchen Bedingungen dies aus wirtschaftlicher Sicht attraktiv wird.

Die vorgenommene Wirtschaftlichkeitsbetrachtung der analysierten Technologien erfolgt dabei ausschließlich in Bezug auf die Flexibilitätsbereitstellung dieser Technologien. Davon abweichend wird ab S. 37 in einem kurzen Exkurs auf die Situation bei Neuanlagen im Heizungsbereich eingegangen. Die Analysen in diesem Abschnitt bilden die Grundlage für die Erhebung des erschließbaren Flexibilisierungspotentials im Gewerbegas-Markt auf gesamtwirtschaftlicher Ebene in Kapitel 5.

Das Wichtigste vorab

Die Investition in eine Flexibilitätstechnologie wird dann als rentabel angesehen, wenn die Investitions- und Fixkosten innerhalb der technischen Lebensdauer einschließlich einer im jeweiligen Betrieb festgelegten Verzinsung erwirtschaftet werden können. Je höher die **Zahl der Vollastbenutzungsstunden** (VBH) der Technologie liegt, desto geringer muss der **Erlös je Vollastbenutzungsstunde** sein. Ein Erlös wird dann erzielt, wenn durch den Betrieb der Flexibilitätstechnologie Einsparungen oder/und Zusatzerlöse gegenüber dem Einsatz der Referenztechnologie erzielt werden.

Dies wird am **Beispiel der Option Power-to-Heat mit Widerstandserhitzer** näher erläutert. In einem GHD-Betrieb wird ein Erdgas-Brennwertkessel als Referenztechnologie im Normalfall zur Wärmebereitstellung genutzt, da die variablen Kosten bei durchschnittlichem Erdgasbezugspreis unter denen von vergleichbaren Stromanwendungen bei durchschnittlichem Strombezugspreis liegen. Gibt es jedoch (beispielsweise in einer Situation mit Stromüberschuss) ein abweichendes Preissignal, kann vorübergehend ein elektrischer Widerstandserhitzer (Flexibilitätstechnologie) statt des Gaskessels zur Wärmebereitstellung genutzt werden. Kann dadurch temporär Strom mit niedrigeren variablen Kosten an Stelle von Erdgas eingesetzt werden, entsteht ein Erlös in Höhe der Einsparung im Vergleich zur Referenz. In die variablen Kosten fließt neben dem Bezugspreis für Erdgas oder Strom der Wirkungs-

grad der Technologien ein, wobei dieser bei Brennwertkessel und Widerstandserhitzer relativ ähnlich ist.

Um die Option Power-to-Heat mit Widerstandserhitzer nutzen zu können, sind **Investitionen** in den Widerstandserhitzer selbst, gegebenenfalls in einen kleinen Pufferspeicher zur Unterbringung des Widerstandserhitzers, in eine adäquate informationstechnische Steuerung sowie in die Installation der Anlagen notwendig. Diese Investitionen müssen sich unter Berücksichtigung von Zinssätzen durch die Erlöse innerhalb der VBH refinanzieren.

Dabei ist eine Stunde mit einem Preissignal zugunsten niedriger variabler Kosten der Flexibilitätstechnologie nicht mit einer Volllastbenutzungsstunde gleichzusetzen. Die Flexibilitätstechnologie kann nur mit ihrer maximalen Leistung genutzt werden, wenn auch die entsprechende Wärmenachfrage gegeben ist oder ein füllbarer Speicher vorhanden ist. Bei geringerem Wärmebedarf, beispielsweise im Sommer, fallen die Erlösmöglichkeiten der Flexibilitätstechnologie entsprechend geringer aus. Vorteile für die Flexibilitätstechnologie können sich durch einen höheren Wirkungsgrad beziehungsweise eine höhere Leistungszahl im Vergleich zum Erdgas-Kessel im Teillastbetrieb ergeben. Daher basieren die nachfolgend dargestellten Untersuchungen auf einer Berechnung in stündlicher Zeitauflösung in die sowohl eine typische stündliche Wärmenachfrage als auch ein stündliches Strompreissignal eingegangen sind.

Die Wirtschaftlichkeit von Flexibilitätstechnologien ist dabei maßgeblich von **Höhe und Struktur der Wärmenachfrage** abhängig (analog gilt dies bei Gas-to-Cold für die Kältenachfrage). Daher ergeben sich wesentliche Unterschiede vor allem zwischen kleinen und großen Betrieben (Höhe und Profil des Wärmebedarfs), aber auch zwischen Betrieben unterschiedlicher Branchen (unterschiedliche Wärmebedarfsprofile). Für die Einsatzmöglichkeiten der Flexibilitätstechnologien speziell im Bereich der Raumwärme spielt auch die **Witterung** eine wichtige Rolle.

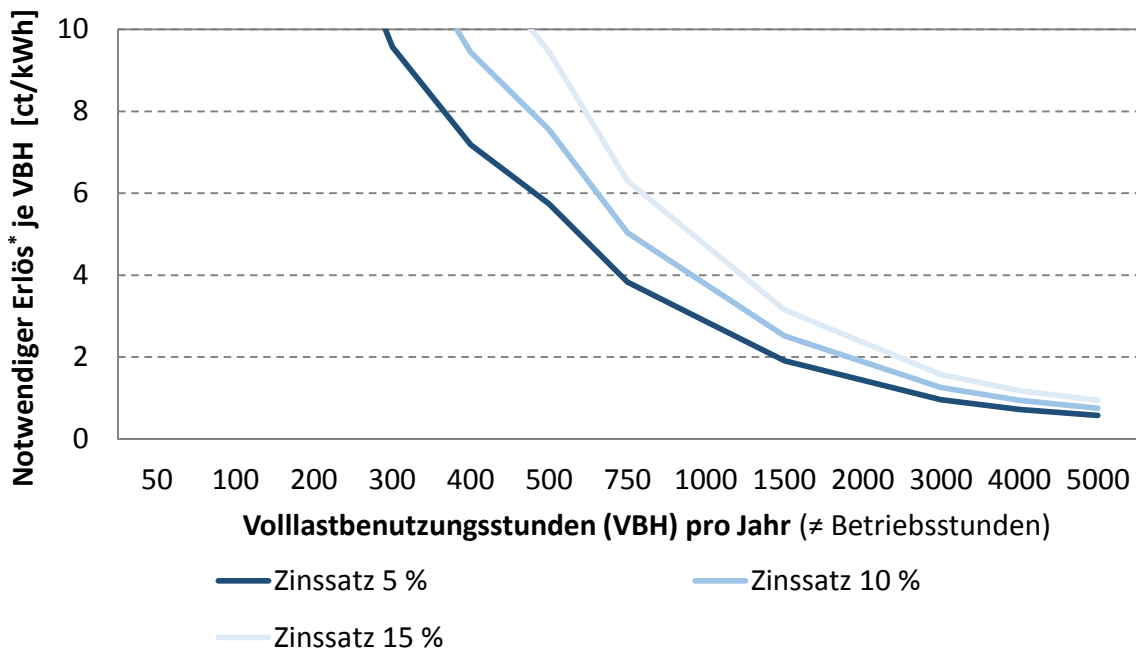
Am **Beispiel eines mittelgroßen Bürobetriebs** mit einem jährlichen Wärmebedarf von 55 MWh als typischem GHD-Betrieb werden in Abbildung 4-1 bis Abbildung 4-5 die fünf betrachteten Technologien charakterisiert, die hinsichtlich der Wirtschaftlichkeit am besten abschneiden, d. h. die niedrigsten Kosten pro VBH aufweisen. Die fünf Optionen sind die Ergänzung eines bestehenden Warmwasserspeichers um eine Steuerung zum flexiblen Betrieb (für den Fall Gasengpass), die Installation einer Power-to-Heat-Anlage mit Widerstandserhitzer oder mit elektrischer Wärmepumpe (für den Fall Stromüberschuss), die Installation eines Flex-Kessels (für den Fall Stromengpass) sowie die Ergänzung einer KWK-Anlage um einen Pufferspeicher und eine Steuerung zur flexiblen Fahrweise (für gas- oder stromseitigen Engpass oder Überschuss). Dabei ist jeweils für **verschiedene Zinssätze** (5 %, 10 %, 15 %) der für eine Wirtschaftlichkeit notwendige Erlös je Volllastbenutzungsstunde der Flexibilitätstechnologie über den VBH pro Jahr aufgetragen.

Für die Flexibilitätstechnologien Power-to-Heat und flexibler KWK-Betrieb (hier KWK- Abschaltung) ist zusätzlich in grau ein **Korridor an Volllastbenutzungsstunden** eingezeichnet. Dieser ergibt sich unter der Annahme, dass in **Situationen mit systemweisem erneuerbarem Stromüberschuss, wie sie um das Jahr 2030 auftreten könnten** (politisches Ziel 50 % Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch angenommen), die jeweilige Flexibilitäts-

technologie betrieben wird. Auch hier ergibt sich aufgrund der gleichmäßigeren Auslastung der KWK-Anlage ein Unterschied zur Power-to-Heat-Anwendung. Wie in Abschnitt 3 näher erläutert, können aufgrund begrenzter Netzkapazitäten im lokalen Kontext bereits deutlich eher und häufiger Überschussituationen auftreten als im systemweiten Kontext.

Als Ergebnis kann festgestellt werden, dass **Power-to-Heat mit Widerstandserhitzer unter Wirtschaftlichkeitsgesichtspunkten im Vergleich der betrachteten Optionen am besten abschneidet**. Im Vergleich der Wirtschaftlichkeit von Technologien, die nicht nur bei Stromüberschuss sinnvoll sind, schneiden der **Flex-Kessel** und der **flexible Betrieb von KWK-Anlagen** ähnlich gut ab. Dabei steht der Regulierungsrahmen nach KWKG 2012⁷ im Fall von KWK-Anlagen (KWK-Vergütung) derzeit jedoch häufig einer wirtschaftlich sinnvollen Flexibilisierung dieser Anlagen entgegen.

Ergänzung Warmwasserspeicher um Steuerung, mittelgroßer Bürobetrieb (55 MWh_{th}/a)

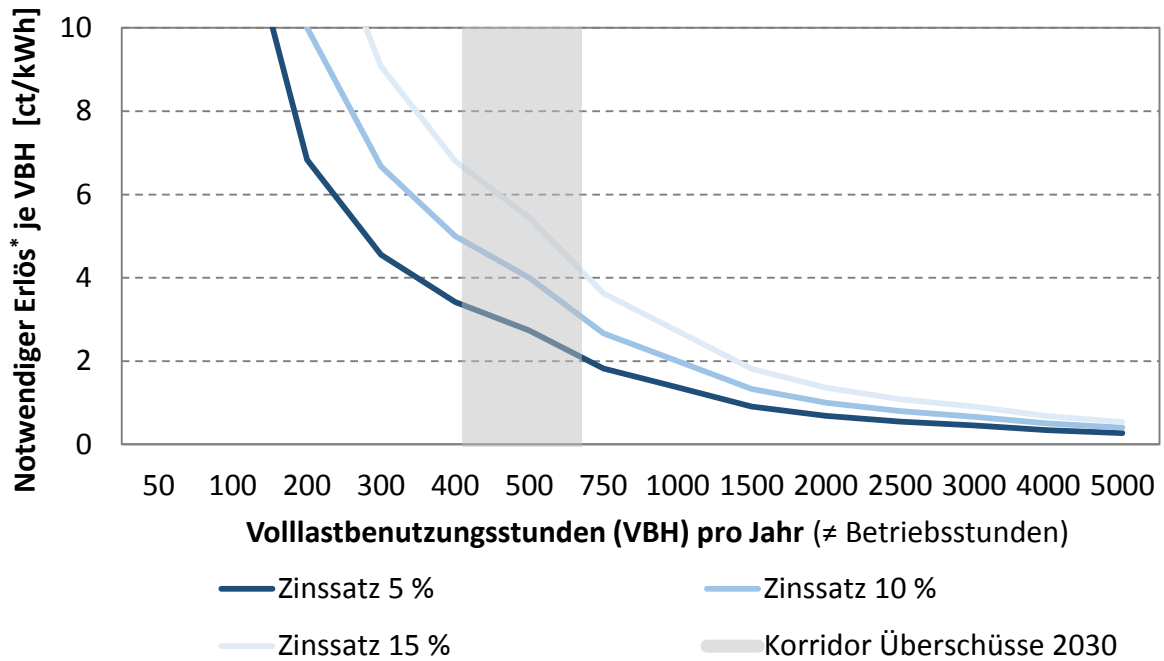


* Notwendiger durchschnittlicher Erlös durch Ausnutzung eines erdgasseitigen Preissignals, um die Investition in die Flexibilitätsoption über ihre Lebensdauer zu refinanzieren.

Abbildung 4-1: Wirtschaftlichkeit der Ergänzung eines bestehenden Warmwasserspeichers um eine Steuerung zum flexiblen Einsatz bei einem mittelgroßen Bürobetrieb

⁷ Nach §7 Abs. 8 des am 1. Januar 2016 in Kraft getretenen Gesetzes zur Neuregelung des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes (KWKG 2016) besteht insofern ein Anreiz, da die KWK-Vergütung bei Spotmarktpreisen kleiner oder gleich Null ausgesetzt wird. Aufgrund des Veröffentlichungsdatums des KWKG 2016 im Dezember 2015 konnte dies im Rahmen der Analysen in der vorliegenden Arbeit nicht systematisch berücksichtigt werden.

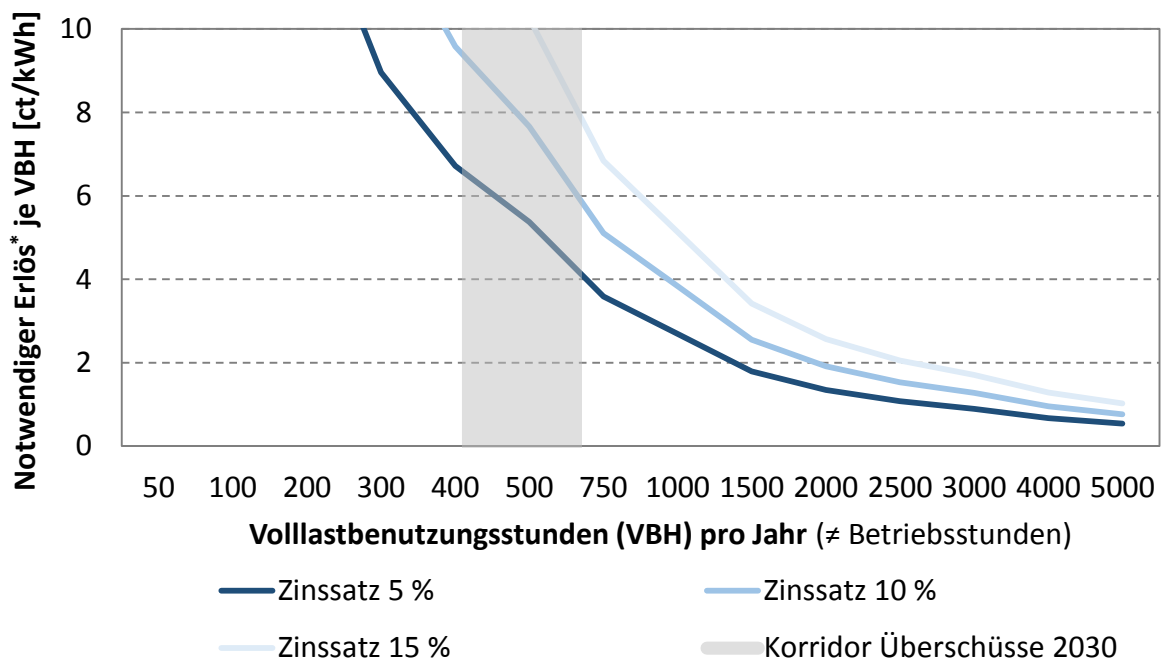
Power-to-Heat mit Widerstandserhitzer, mittelgroßer Bürobetrieb (55 MWh_{th}/a)



* Notwendiger durchschnittlicher Energieträgerpreisspread, um die Investition in die Flexibilitätsoption über ihre technische Lebensdauer zu refinanzieren.

Abbildung 4-2: Wirtschaftlichkeit der Installation einer Power-to-Heat-Anlage mit Widerstandserhitzer als Ergänzung zu einem Gasbrennwertkessel bei einem mittelgroßen Bürobetrieb

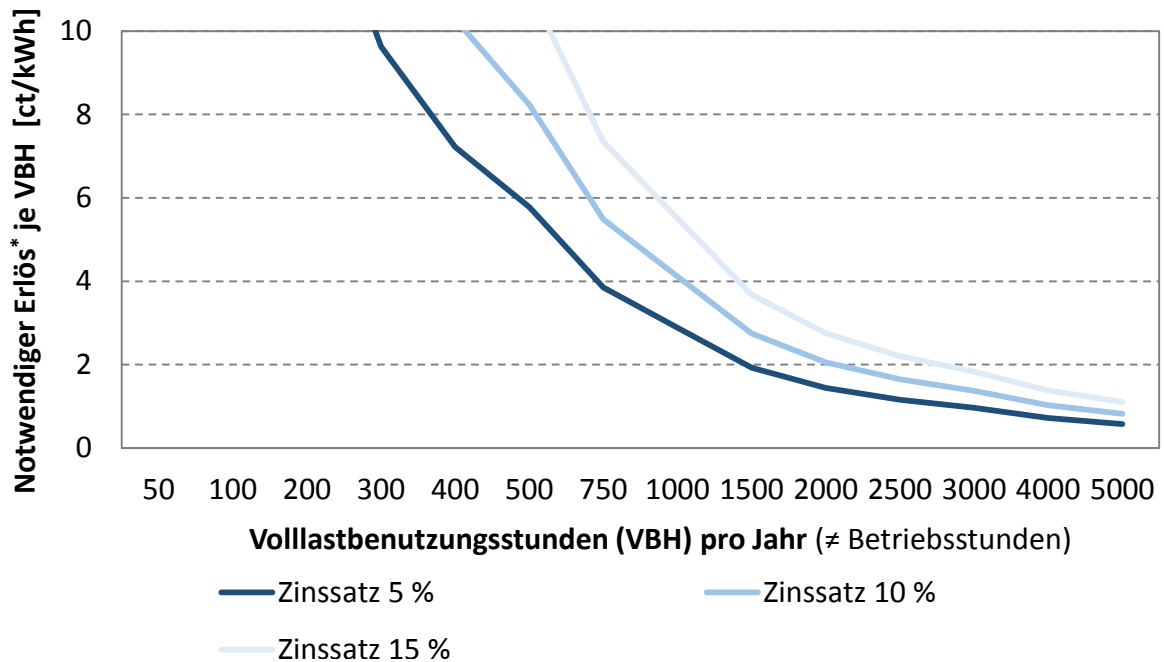
Power-to-Heat mit elektrischer Wärmepumpe, mittelgroßer Bürobetrieb (55 MWh_{th}/a)



* Notwendiger durchschnittlicher Energieträgerpreisspread, um die Investition in die Flexibilitätsoption über ihre technische Lebensdauer zu refinanzieren.

Abbildung 4-3: Wirtschaftlichkeit der Installation einer Power-to-Heat-Anlage mit elektrischer Wärmepumpe als Ergänzung zu einem Gasbrennwertkessel bei einem mittelgroßen Bürobetrieb

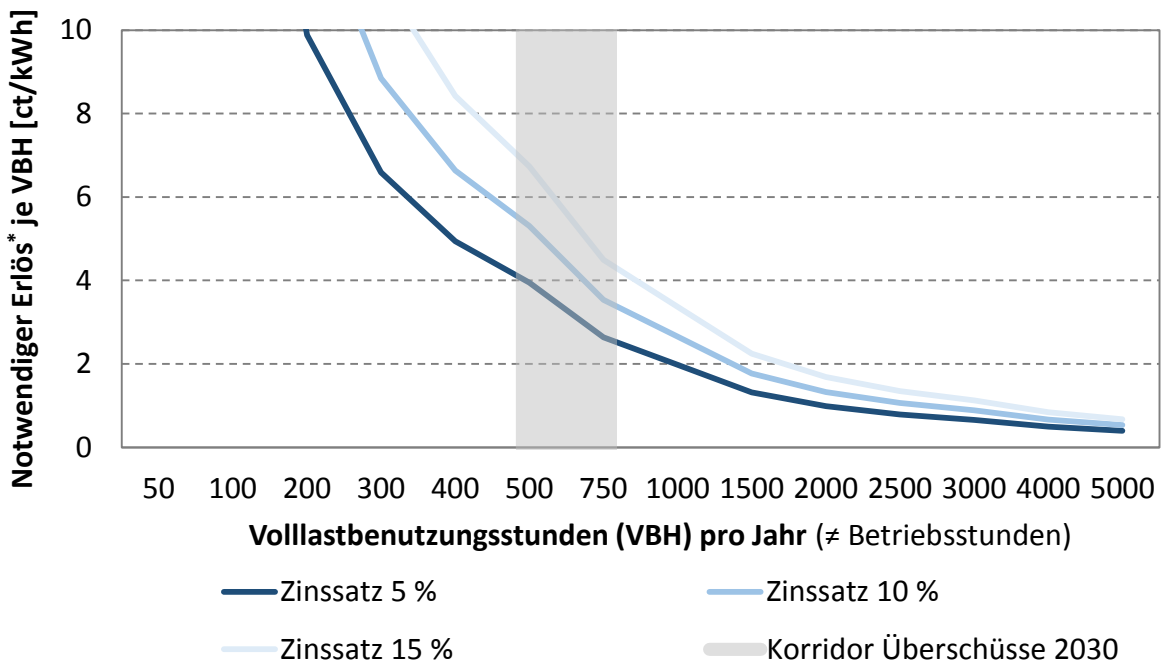
Flex-Kessel in Ergänzung zu el. Wärmepumpe, mittelgroßer Bürobetrieb (55 MWh_{th}/a)



* Notwendiger durchschnittlicher Energieträgerpreisspread, um die Investition in die Flexibilitätsoption über ihre technische Lebensdauer zu refinanzieren.

Abbildung 4-4: Wirtschaftlichkeit der Installation eines Gasbrennwertkessels (Flex-Kessel) in Ergänzung zu einer elektrischen Wärmepumpe bei einem mittelgroßen Bürobetrieb

Ergänzung KWK um Speicher und Steuerung, mittelgroßer Bürobetrieb (55 MWh_{th}/a)



* Notwendiger durchschnittlicher Erlös durch strommarktorientierte Fahrweise, um die Investition in die Flexibilitätsoption über ihre technische Lebensdauer zu refinanzieren.

Abbildung 4-5: Wirtschaftlichkeit der Ergänzung einer bestehenden KWK-Anlage um einen Pufferspeicher und eine Steuerung zum flexiblen Einsatz bei einem mittelgroßen Bürobetrieb

Überblick zur techno-ökonomischen Charakterisierung

Es erfolgt ein Überblick der wesentlichen techno-ökonomischen Charakteristika der betrachteten Flexibilitätstechnologien. Zum Einstieg wird für die Sammelbegriffe Warm- und Heißwasserspeicher, Widerstandserhitzer und Wärmepumpe kurz erläutert, welche konkreten Technologien darunter zusammengefasst werden.

Warm- und Heißwasserspeicher werden in die drei Kategorien Pufferspeicher, Brauchwasserspeicher und Kombispeicher unterteilt. Pufferspeicher werden in Heizungssystemen eingesetzt und mit Heizungswasser befüllt, sodass kein Korrosionsschutz notwendig ist. Brauchwasserspeicher können Brauchwasser oder Trinkwasser bevorraten und werden daher aus emailliertem Edelstahl oder Kunststoff gefertigt. In Kombispeichern kann sowohl Heizungswasser als auch Trinkwasser gespeichert werden, weshalb sie als geschachteltes Tanksystem ausgeführt werden. Die Investitionskosten für Speicher steigen von Pufferspeichern bis zu Kombispeichern aufgrund der Materialanforderungen sowie den Vorkehrungen zum Korrosionsschutz an (Gebhardt et al. 2002). Da die Investitionskosten für Pufferspeicher im Vergleich zu den beiden anderen Speicherkonzepten am geringsten sind, werden in dieser Studie ausschließlich Pufferspeicher berücksichtigt.

Widerstandserhitzer beschreiben die Gruppe von Heizstäben und Flansch-Heizkörpern. Aufgrund der Verfügbarkeit von Produkten am Markt werden bis zu einer Leistung von $10 \text{ kW}_{\text{el}}$ Heizstäbe als Widerstandserhitzer in der nachfolgenden Analyse verwendet und in größeren Leistungsklassen Flansch-Heizkörper. Da Flansch-Heizkörper einen Schaltschrank benötigen, wird dieser ab einer Leistung von $10 \text{ kW}_{\text{el}}$ in den Investitionskosten berücksichtigt. Als weitere Technologie in der Gruppe der Widerstandserhitzer wurden Elektro-Strömungserhitzer untersucht, jedoch aufgrund höherer spezifischer Investitionskosten nachfolgend nicht weiter betrachtet.

Eine ähnliche Unterteilung wird auch bei **Wärmepumpen** vorgenommen. Bis zu einer Heizleistung von $40 \text{ kW}_{\text{el}}$ werden in der Studie Luft/Wasser-Wärmepumpen verwendet, während bei einer Heizleistung von mehr als $40 \text{ kW}_{\text{el}}$ Sole/Wasser-Wärmepumpen als Flexibilitätsoption unterstellt werden. Diese Unterteilung wird einerseits aufgrund am Markt verfügbarer Produkte vorgenommen. Andererseits sinken die spezifischen Kosten der notwendigen Bohrung für eine Sole/Wasser-Wärmepumpe bei zunehmender Heizleistung, sodass diese im Vergleich zu einer Luft/Wasser-Wärmepumpe in der techno-ökonomische Analyse besser abschneidet.

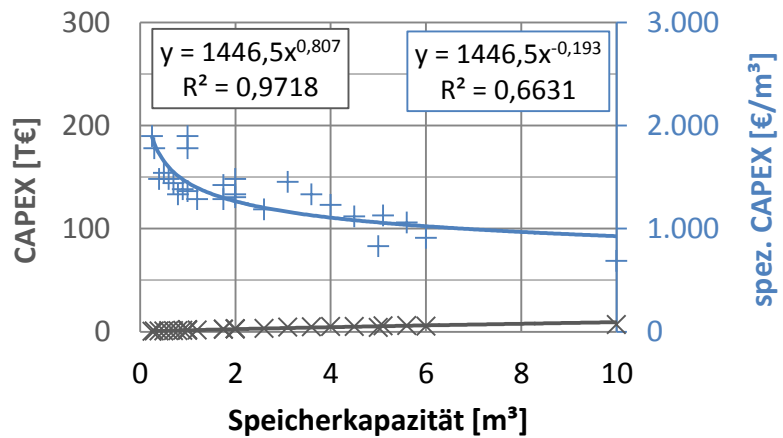
Tabelle 4-1 zeigt die wesentlichen techno-ökonomischen Kenndaten aller untersuchten Technologien, wie sie in die weiteren Analysen eingegangen sind. Darin aufgeführt sind Wirkungsgrad/Speicherverluste/Leistungszahl, technische Lebensdauer, fixe Betriebskosten sowie eine Regressionskurve zu den Investitionskosten (CAPEX) bzw. spezifischen Investitionskosten in Abhängigkeit der Leistung/Kapazität.

Tabelle 4-1: Techno-ökonomische Charakteristika relevanter Technologien

Pufferspeicher

Speicherverluste: 0,5 %/h
 techn. Lebensdauer: 25 a
 fixe Betriebskosten: 1,5 %

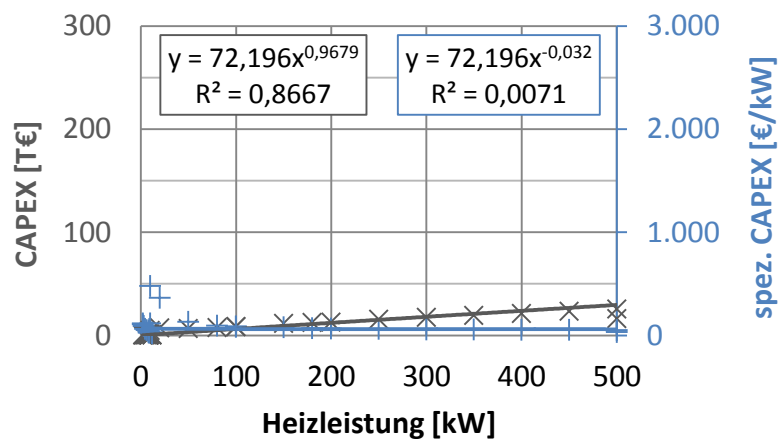
Quellen:
 Schulz und Brandstätt 2013, Spieker und Tsatsaronis 2011, Gebhardt et al. 2002



Elektrische Widerstandserhitzer

Wirkungsgrad: 99 %
 techn. Lebensdauer: 20 a
 fixe Betriebskosten: 2 %

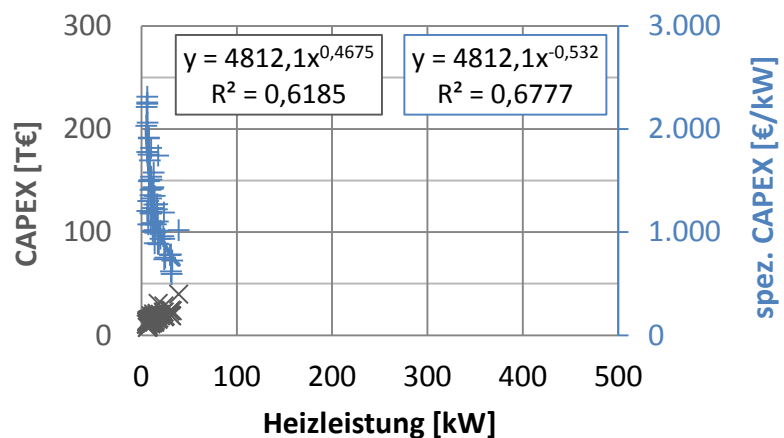
Quellen:
 VDI 2012a, VDE 2015, Heatsystems 2015, Killus Technik 2015, Gebhardt et al. 2002



Luft/Wasser-Wärmepumpe

Leistungszahl (COP): 3,3
 techn. Lebensdauer: 18 a
 fixe Betriebskosten: 2,5 %

Quellen:
 Wolf et al. 2014, BMVBS 2012

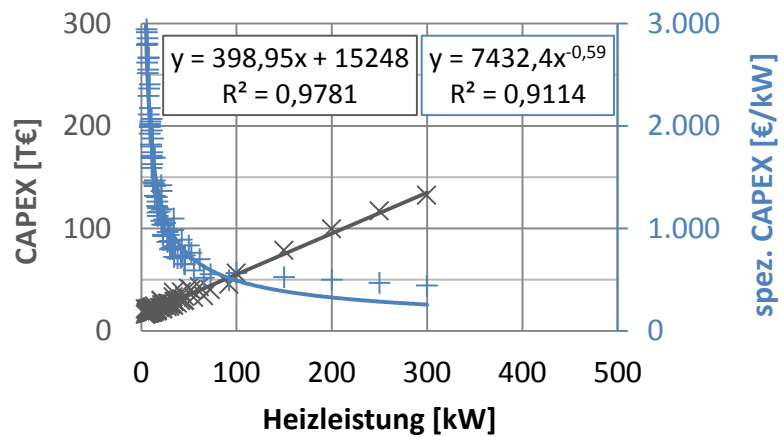


Sole/Wasser-Wärmepumpe

Leistungszahl (COP): 4,4
 techn. Lebensdauer: 15 a
 fixe Betriebskosten: 4,5 %

Quellen:

Wolf et al. 2014,
 BMVBS 2012

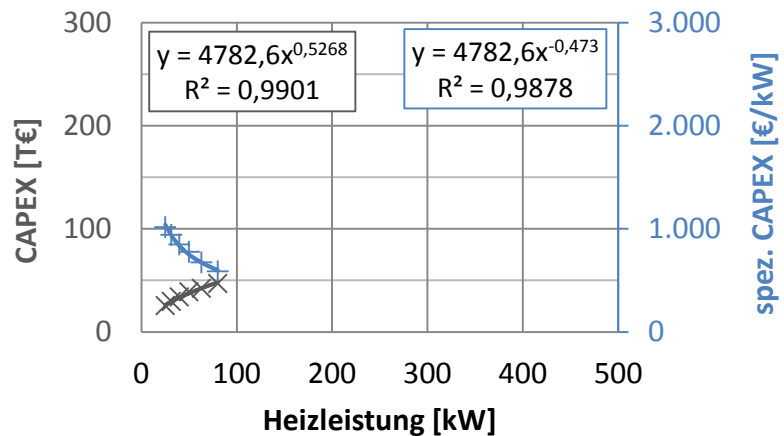


Erdgas-Wärmepumpe

Leistungszahl (COP): 1,5
 techn. Lebensdauer: 15 a
 fixe Betriebskosten: 4,5 %

Quelle:

Wolf et al. 2014

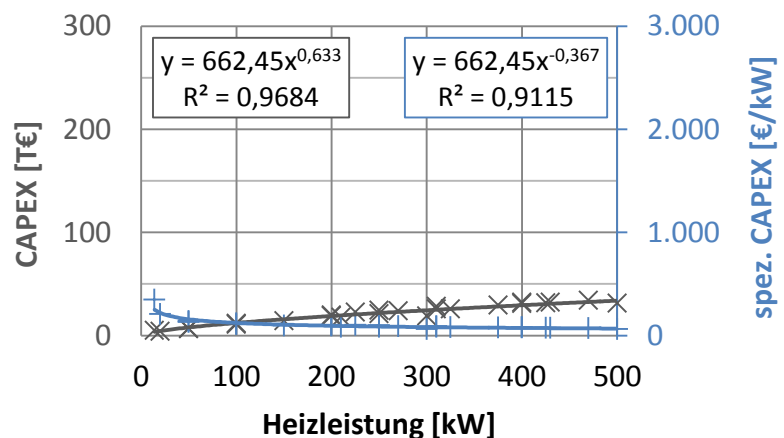


Erdgasbrennwertkessel

Wirkungsgrad: 94 %
 techn. Lebensdauer: 18 a
 fixe Betriebskosten: 2 %

Quellen:

VDI 2012a, VDI 2012b,
 BMVBS 2012, Geb-
 hardt et al. 2002,
 Wolf Heiztechnik
 2015

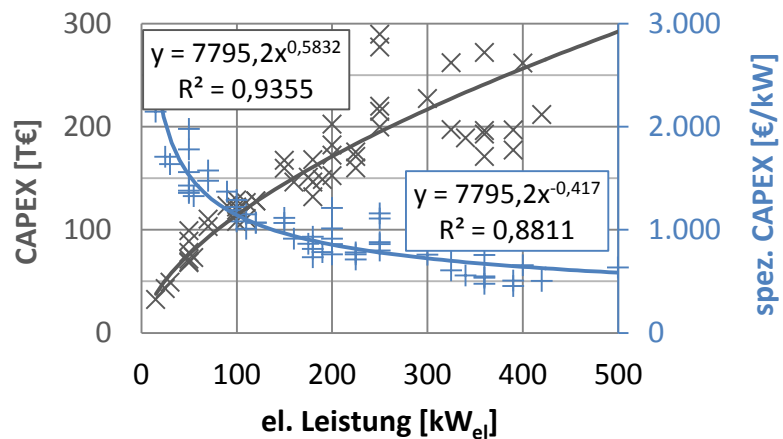


Erdgas-Blockheizkraftwerk

Wirkungsgrad_{el}: 39 %
 Wirkungsgrad_{th}: 47 %
 techn. Lebensdauer: 15 a
 fixe Betriebskosten: 8 %

Quellen:

VDI 2012a, ASUE
 2011, Blesl et al.
 2009, Schulz und
 Brandstätter 2013,
 Gebhardt et al. 2002



Basierend auf der gezeigten techno-ökonomischen Charakterisierung werden im Folgenden weitere Analysen zu den jeweiligen Technologien dargestellt. Bei „Pufferspeichern“ wird auf die mögliche Speicherdauer eingegangen. Unter „Erdgasanwendungen ermöglichen flexible Integration von Erneuerbaren“ (Power-to-Heat) wird der Unterschied zwischen Betrieben verschiedener Größen und Branchen verdeutlicht. Im Fall „Erdgas substituiert Strom“ wird auf das wirtschaftlich weniger günstige Gas-to-Cold eingegangen. Schließlich wird unter „multiple Flexibilität“ der Unterschied zwischen verschiedenen Fahrweisen von KWK-Anlagen erläutert.

Pufferspeicher

Pufferspeicher werden in Heizungssystemen als sensible Wärmespeicher ausgeführt. Dies bedeutet, dass die Speicherung der Energie über eine Temperaturerhöhung des Speichermediums erfolgt (Kaygusuz 1999). In Heizungssystemen wird Wasser als Speichermedium eingesetzt, wobei die Speicherkapazität direkt von der Temperaturdifferenz im spezifischen Heizungssystem abhängt und daher keine allgemeine Aussage zur Speicherkapazität möglich ist. (Pielke 2010) gibt zwischen Vor- und Rücklauftemperatur eine Temperaturdifferenz von 33 °C an, während es bei (Arndt 2008) 45 °C sind.

Um die maximal möglichen Einsatzzeiten eines Pufferspeichers zu ermitteln, wird von einer Temperaturdifferenz von 45 °C ausgegangen. Die resultierenden Speicherkapazitäten werden dem Wärmebedarf und der Spitzenleistung eines repräsentativen Betriebes für einen typischen Wintertag und einen extremen Wintertag für alle Branchen des GHD-Segments gegenübergestellt. Die resultierenden Speicherdauern sind in Abbildung 4-6 dargestellt, wobei keine Gewichtung mit der Anzahl der Betriebe oder dem Energieverbrauch der Branche vorgenommen wurde. Bei maximaler Dimensionierung sind Einsatzzeiten bis etwa 10 Stunden möglich, wobei für viele Branchen aufgrund der Bedarfsstruktur von niedrigeren Speicherdauern auszugehen ist. Bei höherem Wärmebedarf (extremer Winter) sinkt die mögliche Einsatzzeit um 1,5 bis 2 Stunden.

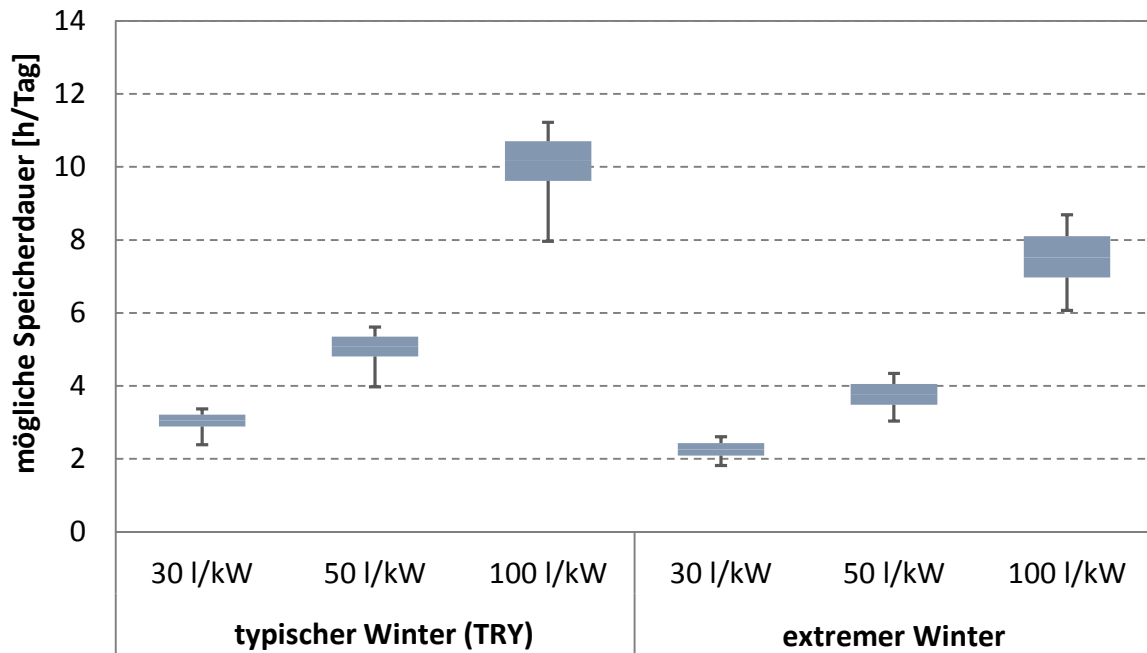


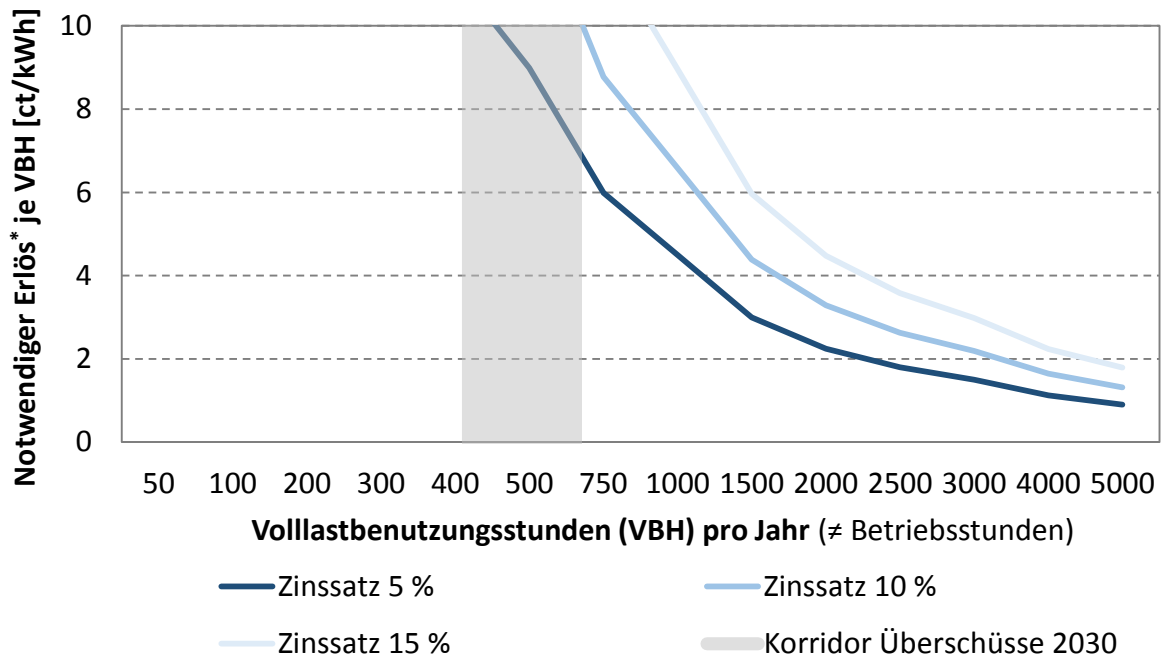
Abbildung 4-6: Mögliche Speicherdauer von Pufferspeichern in Abhängigkeit des spezifischen Speichervolumens über alle GHD-Branchen für einen typischen Winter (Testreferenzjahr) und einen extremen Winter

Erdgasanwendungen ermöglichen flexible Integration von Erneuerbaren

Abbildung 4-7 bis Abbildung 4-9 zeigen analog zu Abbildung 4-2 die Wirtschaftlichkeit der Installation einer Power-to-Heat-Anwendung mit Widerstandserhitzer in drei verschiedenen typischen Betrieben. Diese sind ein kleiner Bürobetrieb mit einem Jahreswärmebedarf von 5,5 MWh, ein großer Bürobetrieb mit 550 MWh/a sowie ein mittelgroßer Bäckereibetrieb mit 55 MWh/a Wärmebedarf. Aus Abbildung 4-7 und Abbildung 4-8 ergibt sich, dass die Größe des Betriebs einen sehr deutlichen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit einer Flexibilitätstechnologie hat. So liegt der notwendige Erlös, den der große Bürobetrieb in jeder Vollbenutzungsstunde erzielen muss, etwa um den Faktor acht niedriger als der des kleinen Bürobetriebs. Ursächlich dafür sind die geringeren spezifischen Kosten für die notwendigen Investitionen. Dies gilt sowohl für die Anlage selbst (in diesem Fall der Widerstandserhitzer) als auch für die Steuerungstechnik und die Installation, die auch bei kleinen Betrieben anfallen, aber nur auf eine geringe Anlagengröße umgelegt werden können.

Bäckereibetriebe haben im Vergleich zu büroähnlichen Betrieben ein deutlich abweichendes Wärmelastprofil. Charakteristisch sind Bedarfsspitzen in den frühen Morgenstunden sowie eine vergleichsweise kontinuierliche Wärmenachfrage über das Jahr ohne sehr deutlichen Rückgang in den Sommermonaten. Wie aus Abbildung 4-9 hervorgeht, ist bei gleichem Jahreswärmebedarf der Unterschied zu einem mittelgroßen Bürobetrieb (Abbildung 4-2) in Bezug auf die spezifischen Kosten je Volllaststunde dennoch nicht sehr groß. Der Bäckereibetrieb hat etwa 2 % geringere Kosten pro Volllaststunde. Ein merklicher Unterschied ergibt sich jedoch in Bezug auf die in Stunden mit Stromüberschuss erreichbaren Volllaststunden (grauer Korridor). Aufgrund einer geringeren Korrelation des Wärmebedarfs mit möglichen Stromüberschusssituationen, liegen diese bei Bäckereibetrieben typischerweise etwas niedriger. Dafür bestehen auch im Sommer Potentiale.

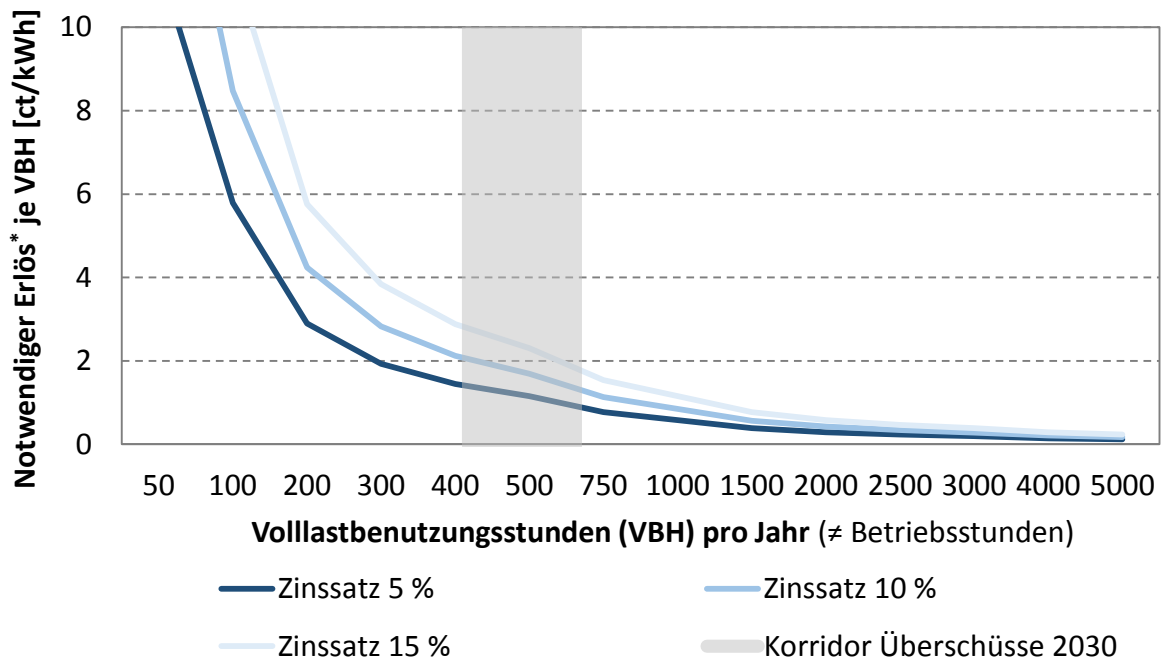
Power-to-Heat mit Widerstandserhitzer, **kleiner Bürobetrieb** (5,5 MWh_{th}/a)



* Notwendiger durchschnittlicher Energieträgerpreisspread, um die Investition in die Flexibilitätsoption über ihre technische Lebensdauer zu refinanzieren.

Abbildung 4-7 Wirtschaftlichkeit der Installation einer Power-to-Heat-Anlage mit Widerstandserhitzer als Ergänzung zu einem Gasbrennwertkessel bei einem kleinen Bürobetrieb

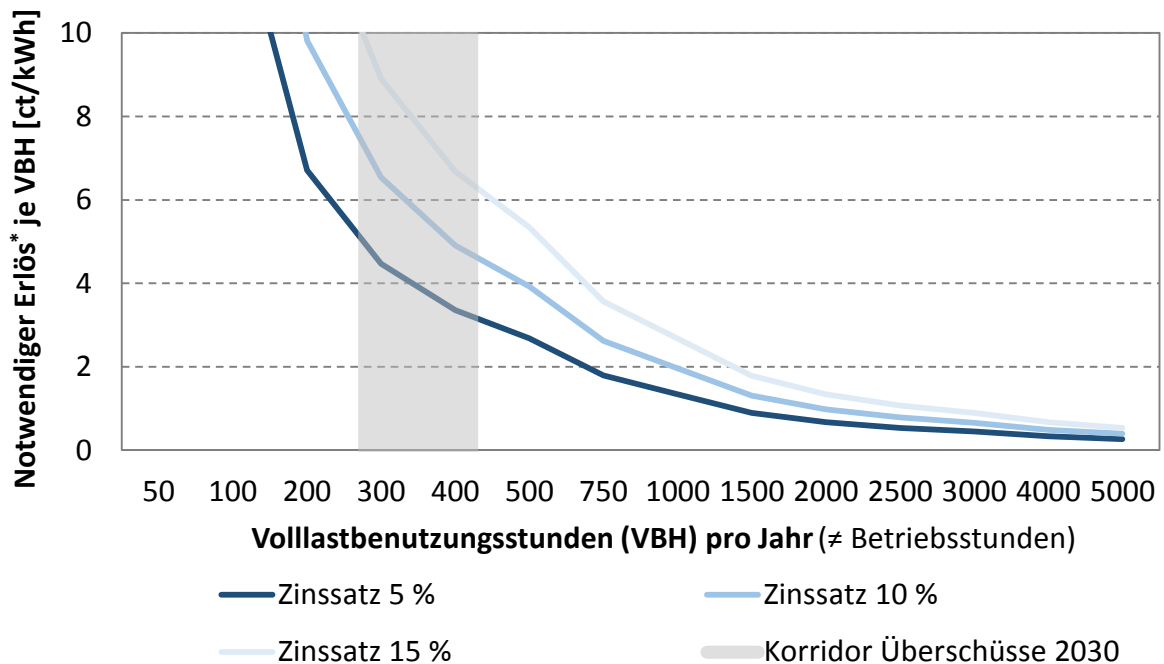
Power-to-Heat mit Widerstandserhitzer, **großer Bürobetrieb** (550 MWh_{th}/a)



* Notwendiger durchschnittlicher Energieträgerpreisspread, um die Investition in die Flexibilitätsoption über ihre technische Lebensdauer zu refinanzieren.

Abbildung 4-8: Wirtschaftlichkeit der Installation einer Power-to-Heat-Anlage mit Widerstandserhitzer als Ergänzung zu einem Gasbrennwertkessel bei einem großen Bürobetrieb

Power-to-Heat mit Widerstandserhitzer, **mittelgroßer Bäckereibetrieb** (55 MWh_{th}/a)



* Notwendiger durchschnittlicher Energieträgerpreisspread, um die Investition in die Flexibilitätsoption über ihre technische Lebensdauer zu refinanzieren.

Abbildung 4-9: Wirtschaftlichkeit der Installation einer Power-to-Heat-Anlage mit Widerstandserhitzer als Ergänzung zu einem Gasbrennwertkessel bei einem mittelgroßen Bäckereibetrieb

Erdgas substituiert Strom

Flex-Kessel

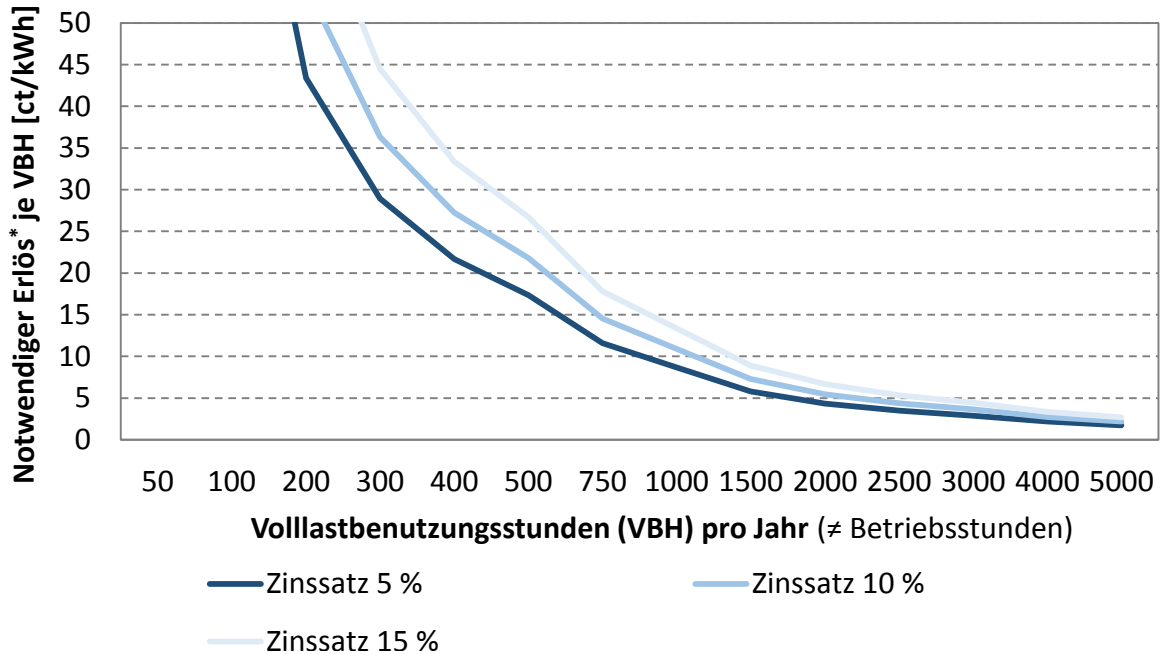
Der Flex-Kessel ist der Umkehrfall zu Power-to-Heat. Eine elektrisch betriebene Referenztechnologie (Wärmepumpe) wird durch einen Erdgas-Brennwertkessel ergänzt. Während Power-to-Heat insbesondere in Stunden negativer residualer Last beziehungsweise sehr geringer bis negativer Strompreise zum Einsatz kommen kann, soll bei einer Wärmepumpe als Referenztechnologie der Erdgasbrennwertkessel bei Stromknappheit beziehungsweise hohen Strompreise eingesetzt werden. Darüber hinaus ist zu berücksichtigen, dass der Wechsel zum Erdgasbrennwertkessel auch bei niedrigen Außentemperaturen denkbar wäre, wenn die Leistungszahl (COP) der Wärmepumpe sinkt und gegebenenfalls eine geringere Preisdifferenz zwischen Strom und Erdgas für den kostengünstigeren Betrieb des Erdgasbrennwertkessels sprechen würde. Wie Abbildung 4-4 zeigt, schneidet die Option unter dem Aspekt der Wirtschaftlichkeit im Vergleich zu anderen Flexibilitätstechnologien weniger gut als Power-to-Heat ab, jedoch auf ähnlichem Niveau wie die Flexibilisierung von KWK-Anlagen und deutlich besser als Gas-to-Cold. In Anhang C (Abbildung 0-12 und Abbildung 0-13) sind zudem der Fall eines kleinen und der eines großen büroähnlichen Betriebs gegenübergestellt.

Gas-to-Cold

Abbildung 4-10 zeigt die wirtschaftliche Charakterisierung der Installation einer Gaswärmepumpe, die in Strommangelsituationen eine Absorptionskälteanlage antreibt und damit die Kälteerzeugung einer elektrischen Kompressionskältemaschine substituiert. Die Skalierung der Abszisse zeigt bereits, dass die Wirtschaftlichkeit von Gas-to-Cold in einer anderen Grö-

ßenordnung als bei den anderen dargestellten Technologien liegt. Zudem liegen die möglichen Vollastbenutzungsstunden deutlich unter denen bei Wärmeanwendungen, da der Kühlbedarf in unseren Breiten für Bürobetriebe geringer ist (VDE 2012 gibt 450 VBH an).

Gas-to-Cold mit Gaswärmepumpe und Absorptionskälteanlage (Achse bis 50ct/kWh)



* Notwendiger durchschnittlicher Energieträgerpreisspread, um die Investition in die Flexibilitätsoption über ihre technische Lebensdauer zu refinanzieren.

Abbildung 4-10: Wirtschaftlichkeit der Installation einer Gas-to-Cold-Anlage (durch Gaswärmepumpe angetriebene Absorptionskälteanlage, die zusätzlich zu Kompressionskältemaschine installiert wird)

Da bei Gas-to-Cold nicht der Wärmebedarf sondern der Kältebedarf ausschlaggebend ist, wurde für die gezeigte Beispielrechnung ein Bürogebäude mit 600 m² Bürofläche und einem spezifischen Kältebedarf von 10 kWh/m² a (VDMA 2011) gewählt. Spezifische Investitionskosten für die jeweiligen Technologien wurden den Regressionsfunktionen aus der Veröffentlichung „Kühlen und Klimatisieren mit Erdgas“ (BDEW 2006) entnommen. Daraus geht bereits hervor, dass die spezifischen Investitionskosten einer Gasmotorwärmepumpe im Vergleich zu einer Absorptionswärmepumpe ca. 20 % höher sind, weshalb hier nur die Absorptionswärmepumpe untersucht wird.

Multiple Flexibilität

Für KWK-Anlagen oder Blockheizkraftwerke (BHKW) bestehen verschiedene mögliche Betriebsweisen. Bei der Versorgung eines Gebäudes oder Betriebs ist die wärmegeführte Betriebsweise weit verbreitet, in der das BHKW den Wärmebedarf des Objekts abfährt. Ober- oder unterhalb der Nenn- bzw. Mindestleistung erfolgt die Bereitstellung der Wärme über einen Spitzenlastkessel oder über einen Pufferspeicher, wobei dieser in der betrachteten Betriebsweise nicht erforderlich ist, aber zur Verringerung der Taktung genutzt werden kann.

Bei stromgeführter Betriebsweise kann in Abhängigkeit des momentanen elektrischen Leistungsbedarfs eine Einspeisung in das öffentliche Netz erfolgen. Im Gegensatz zur wärmegeführten Betriebsweise fährt das BHKW in der stromgeführten Fahrweise einen Stromlastgang nach. Sollte der Wärmebedarf nicht über das BHKW gedeckt werden können, erfolgt

die Wärmebereitstellung über einen Spitzenlastkessel beziehungsweise einen Pufferspeicher, der bei niedriger Wärmelast geladen wird.

Dabei kann zwischen einer netzorientierten bzw. strommarktbezogenen Betriebsweise unterschieden werden, bei der über die Preise Überschuss- oder Knappheitssituationen im öffentlichen Stromnetz berücksichtigt werden (Schulz 2007).

Die Auslegung eines BHKWs orientiert sich an einer zu erreichenden Anzahl Volllaststunden, wobei die notwendige thermische Leistung über die Dauerlinie des Wärmelastgangs ermittelt wird. Eine typische Dimensionierung sollte 5.000 Volllaststunden pro Jahr gewährleisten (Schulz 2007). Je kleiner der Speicher dimensioniert ist, desto geringer ist die Flexibilität.

Die Dimensionierung eines Pufferspeichers erfolgt anhand von Richtwerten, die eine Spannweite von 50 bis 100 l/kW_{th} umfassen (Arndt 2008). Dies beeinflusst die Möglichkeit zur zeitlichen Entkopplung der Wärmeerzeugung und des Wärmebedarfs (Jossen 2012).

In Abbildung 4-11 wird der Einsatz eines wärmegeführten BHKWs („Wärme-BHKW“) ohne und mit Pufferspeicher für einen typischen mittelgroßen Handelsbetrieb verglichen. Während das BHKW ohne Pufferspeicher entsprechend der Dimensionierung 5.000 Volllaststunden in einem Jahr erreicht, werden durch die Kombination mit Pufferspeicher (100 l/kW_{th}) über 6.600 Volllaststunden realisiert. Insbesondere in der Übergangszeit und im Sommer kann die Flexibilität des Pufferspeichers genutzt werden, um die Fahrweise des BHKWs von der Wärmenachfrage zu entkoppeln. Ist kein Pufferspeicher vorhanden, erfolgt in dieser Zeit die Wärmebereitstellung praktisch vollständig über den Spitzenlastkessel.

In Abbildung 4-12 ist eine verstärkt strommarktorientierte Fahrweise für den gleichen Anwendungsfall dargestellt. In dieser Betrachtung wurden Spotmarktstrompreise von 2014 sowie eine Ganglinie für die Wärmenachfrage berücksichtigt und angenommen, dass bei negativen Spotmarktpreisen ein Überangebot besteht, sodass ein Steuersignal ausgegeben und das BHKW abgeschaltet wird. Die Wärmebereitstellung kann zu diesen Zeitpunkten über den Pufferspeicher oder den Spitzenlastkessel erfolgen. Da Stunden mit negativen Preisen insbesondere in den Wintermonaten aufgetreten sind und der Pufferspeicher nicht geladen war, erfolgt die Wärmebereitstellung i. d. R. über den Spitzenlastkessel.

Die Analyse der Wirtschaftlichkeit in Abbildung 4-5 zeigt, dass die spezifischen Erlöse je VBH bei einer Investition in Speicher und Steuerung für einen flexiblen Betrieb von KWK-Anlagen in derselben Größenordnung ist wie bei der Option Flex-Kessel in Ergänzung zur elektrischen Wärmepumpe. Hierbei ist anzumerken, dass nach dem KWKG 2012 für den flexiblen Betrieb von KWK-Anlagen ein Anreizproblem besteht, da dem BHKW-Betreiber durch die Abschaltung bei Stromüberangebot Erlöse entsprechend KWKG 2012 entgehen. Ein Erreichen der notwendigen VBH ist folglich fraglich⁸.

⁸ Nach §7 Abs. 8 des am 1. Januar 2016 in Kraft getretenen Gesetzes zur Neuregelung des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes (KWKG 2016) besteht insofern ein Anreiz, da die KWK-Vergütung bei Spotmarktpreisen kleiner oder gleich Null ausgesetzt wird. Aufgrund des Veröffentlichungsdatums des KWKG 2016 im Dezember 2015 konnte dies im Rahmen der Analysen in der vorliegenden Arbeit nicht systematisch berücksichtigt werden.

Gewerbegas im Smart Market - Technologische Flexibilitätsoptionen

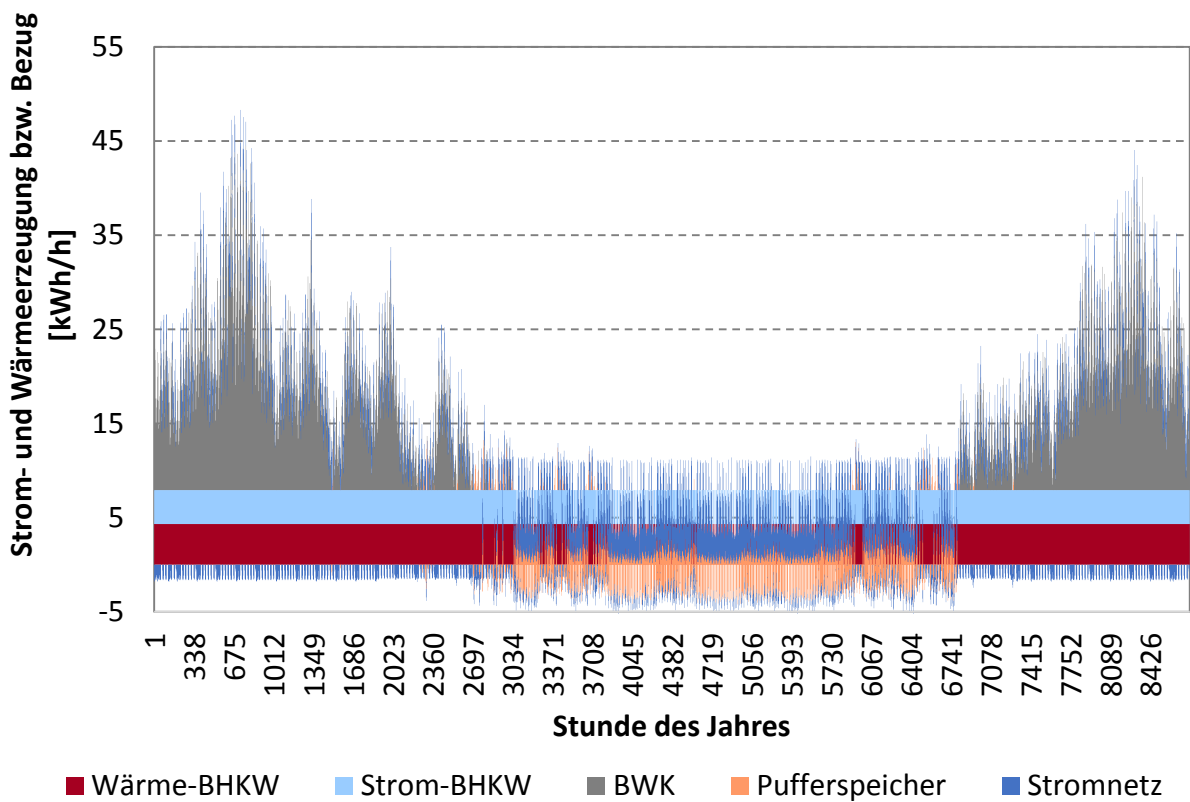
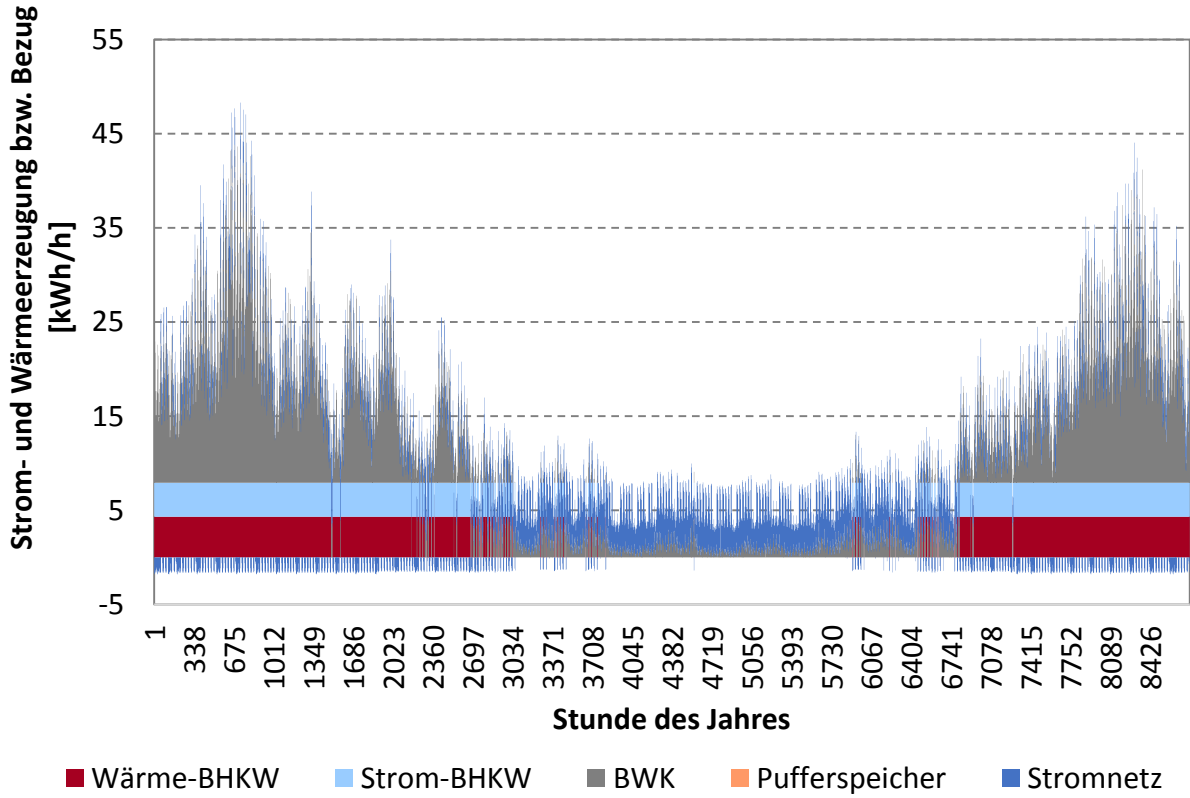


Abbildung 4-11: Vergleich eines wärmegeführten BHKWs in einem mittelgroßen Handelsbetrieb ohne Pufferspeicher (oben) und mit Pufferspeicher (100 l/kW_{th} unten).

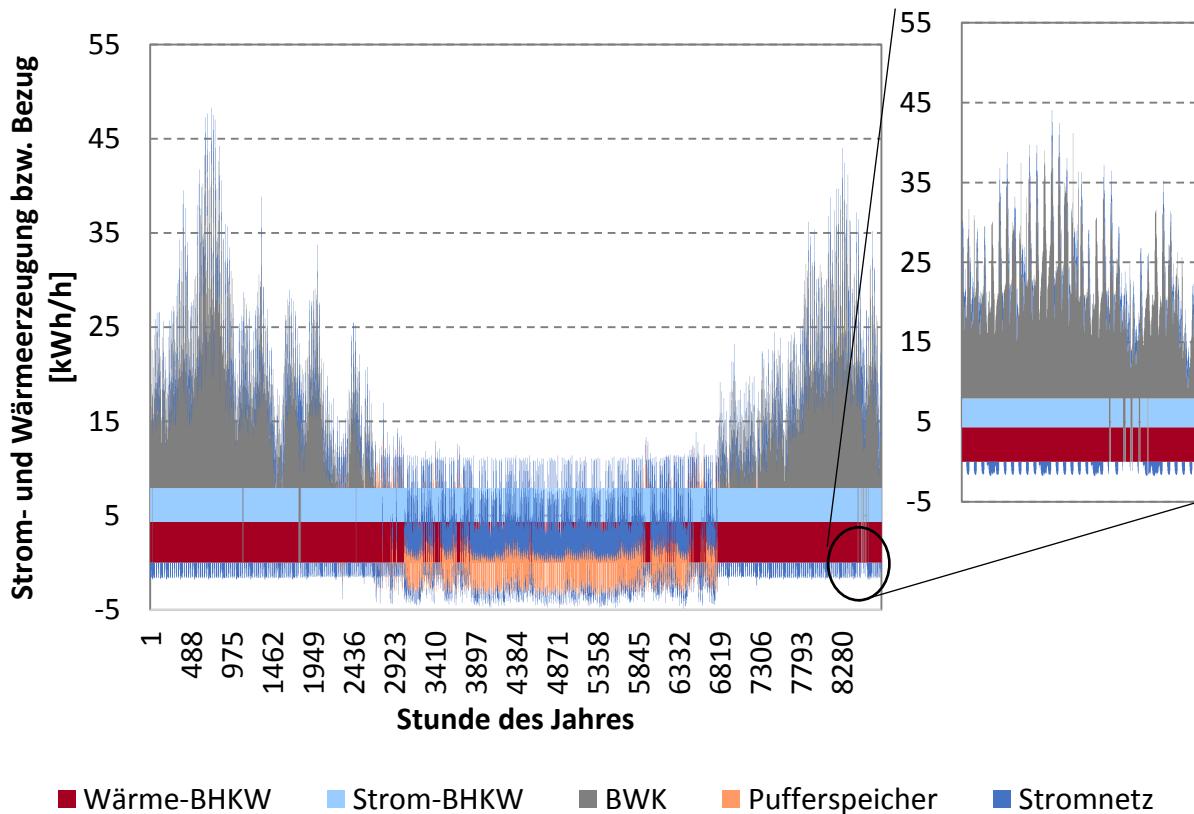


Abbildung 4-12: Strommarktorientierte Betriebsweise einer BHKWs in einem mittelgroßen Handelsbetrieb mit Pufferspeicher (100 l/kW_{th}) mit Fokus auf Abschaltungen des BHKWs bei negativen Spotmarktpreisen.

Vergleich von Investitionsoptionen in Neuanlagen

Bei Neuanlagen wird beim Vergleich von Investitionsoptionen angenommen, dass keine Bestandsanlagen vorhanden sind oder diese das Ende ihrer technischen Lebensdauer erreicht haben und daher ausgetauscht werden müssen. Es erfolgt eine Gegenüberstellung der jährlichen Kosten für Erdgasbrennwertkessel, Wärmepumpen und BHKWs. In dieser Betrachtung erfolgt keine separate Bewertung von Flexibilitätsoptionen. Stattdessen wird eine Wirtschaftlichkeitsbetrachtung für unterschiedliche Branchen und Unternehmensgrößen in Abhängigkeit des Strompreises durchgeführt. Es erscheint **in Anbetracht zukünftig stärkerer Preisvolatilität bei signifikantem Preisspread jedoch sinnvoll**, bei Investitionsentscheidungen zunehmend nicht nur den erwarteten Energieträger-Durchschnittspreis für die Wahl einer Technologie, sondern auch die **Möglichkeiten zur Ergänzung um Flexibilitätstechnologien zu berücksichtigen**.

Abbildung 4-13 zeigt exemplarisch die jährlichen Kosten für einen Erdgasbrennwertkessel mit vier variablen Erdgaspreisen, die aus den Erdgaspreisen der Energiereferenzprognose für 2020, 2030 und 2040 sowie der Differenz aus dem Grenzübergangspreis und dem GHD-Erdgaspreis aus 2012 ermittelt wurden (Schlesinger et al. 2014, Schломann et al. 2015). Die variablen Kosten der Wärmepumpe hängen direkt von den angenommenen Strompreisen für den Sektor GHD ab, die schrittweise von 18 ct/kWh bis zu 24 ct/kWh gesteigert werden, um

das Spektrum möglicher GHD-Strompreise der Energierferenzprognose im Referenz- und Zielszenario bis 2050 abzudecken.

Für BHKWs wird im Technologievergleich der durchschnittliche GHD-Erdgaspreis von 8,7 ct/kWh (Schlomann et al. 2015) sowie eine Einspeisevergütung von 5,3 ct/kWh beziehungsweise 2,8 ct/kWh entsprechend dem KWK Index der EEX für das zweite Quartal 2011 und 2015 angesetzt (EEX 2015). Weiterhin erhält das BHKW für jede erzeugte Kilowattstunde Strom die KWK-Vergütung in Abhängigkeit der installierten Leistung entsprechend dem Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz sowie gegebenenfalls eine Gutschrift der Stromsteuer, wenn der erzeugte Strom dem Eigenverbrauch zugeführt wird. Die Auslegung erfolgt auf 5.000 VBH inklusive eines Spitzenlastkessels aber ohne Pufferspeicher.

Vergleich Investitionsoptionen in Neuanlagen, **kleiner Bürobetrieb** (5,5 MWh_{th}/a)

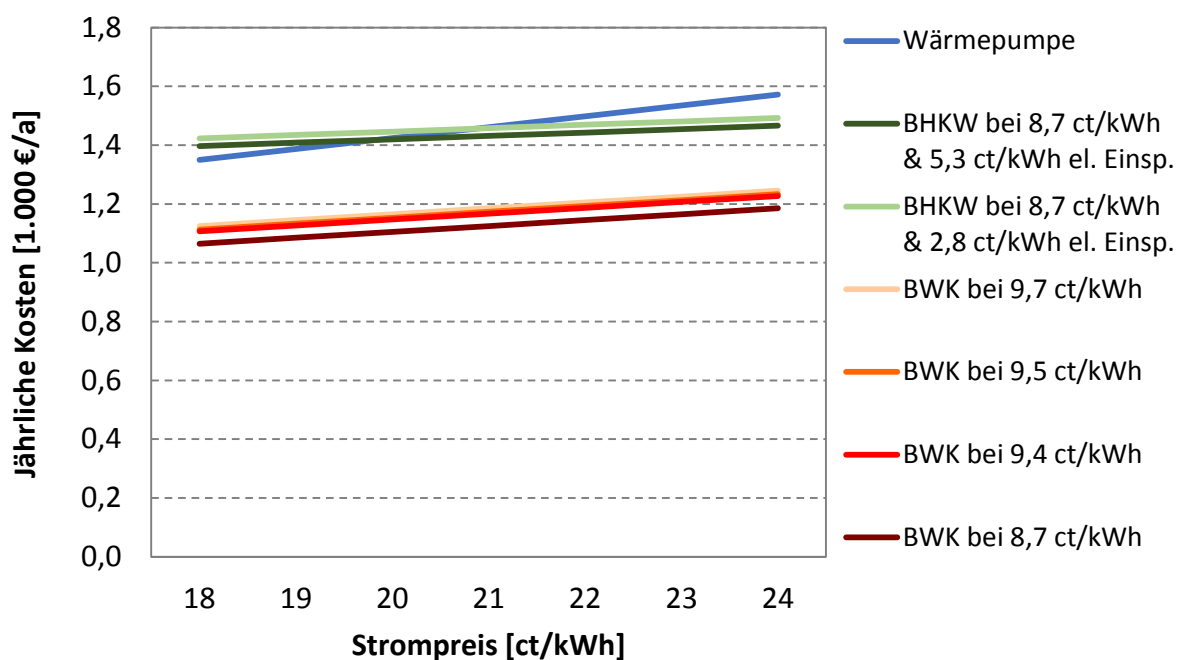


Abbildung 4-13: Wirtschaftlichkeitsvergleich von Erdgasbrennwertkessel (BWK), Wärmepumpe und BHKW unter ansteigenden Erdgas- sowie Strompreisen bei einem kleinen Bürobetrieb

Die Untersuchung zeigt, dass für die meisten kleinen Betriebe einer Branche der Erdgasbrennwertkessel (BWK) die kostengünstigste Investitionsoption ist, während Wärmepumpe und BHKW tendenziell höhere jährliche Kosten aufweisen, wobei insbesondere die Situation der BHKWs von der ausgehandelten Einspeisevergütung abhängig ist.

Bei zunehmender Unternehmensgröße (siehe Abbildung 4-14 für einen großen Bürobetrieb mit dem hundertfachen Wärmebedarf des kleinen Bürobetriebs) wird die Wärmepumpe wirtschaftlich, da die vergleichsweise hohe Anfangsinvestition einem höheren Wärmebedarf gegenüber steht. Der Vorteil der Wärmepumpe durch den vergleichsweise hohen COP sinkt jedoch bei steigenden Strompreisen. Sollte der angenommene COP nicht erreicht werden, sinkt die Wirtschaftlichkeit der Wärmepumpe auch bei größeren Unternehmen rapide.

Die Wirtschaftlichkeit eines BHKWs ist stark von der Höhe und der zeitlichen Struktur der Wärme- und Stromnachfrage abhängig. Weiterhin profitieren BHKWs bei steigenden Strompreisen von der Eigenerzeugung, sodass sie bei hohen Strompreisen und einer Einspeisever-

gütung in Höhe des KWK-Index des zweiten Quartals 2011 mit Erdgasbrennwertkesseln konkurrieren beziehungsweise bei großen Betrieben geringere jährliche Wärmebereitstellungskosten erreichen können.

Vergleich Investitionsoptionen in Neuanlagen, **großer Bürobetrieb** (550 MWh_{th}/a)

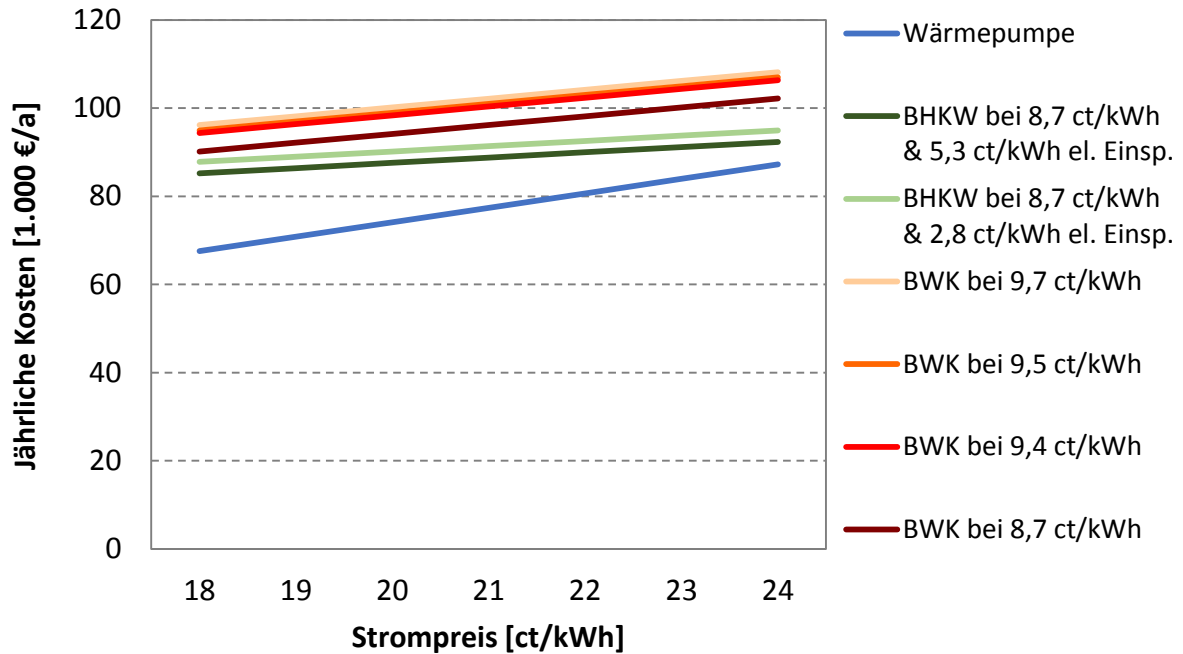


Abbildung 4-14: Wirtschaftlichkeitsvergleich von Erdgasbrennwertkessel (BWK), Wärmepumpe und BHKW unter ansteigenden Erdgas- sowie Strompreisen bei einem großen Bürobetrieb







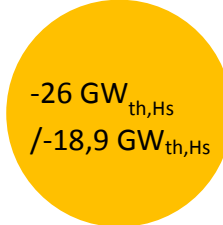


5 Gesamtwirtschaftliches Flexibilitätspotential

In diesem Abschnitt werden theoretisch maximale sowie erschließbare Potentiale der beschriebenen Flexibilitätsoptionen über alle GHD-Branchen dargestellt und auf die gesamtwirtschaftlichen Potentiale der wichtigsten Technologien eingegangen. Für diese wird ebenfalls ein Entwicklungspfad für die kommenden Jahre sowie ausgewählte Sensitivitätsanalysen aufgezeigt.

Das Wichtigste vorab

Tabelle 5-1 zeigt einen Überblick über die **erschließbaren Potentiale** der analysierten Flexibilitätsoptionen. Mit einem im Winter im Median erschließbaren Potential um 25 GW weist die Option **Power-to-Heat** mit Abstand das höchste Potential dieser Untersuchung auf. Die weiteren Optionen erreichen maximal ein gutes Achtel dieses Werts. Flexibilisierbare Energiemengen zu den gezeigten Leistungen sowie theoretisch maximal erschließbare Potentiale, auch zu den nicht dargestellten Flexibilitätsoptionen Prozessumstellung, KWK-Zuschaltung und Gas-to-Cold, sind in Tabelle 5-2 (S. 43) zu finden.

Tabelle 5-1: Überblick über erschließbare Potentiale der analysierten Flexibilitätsoptionen

Gasnetz	Engpass	Engpass	Kein Engpass	Nicht relevant
Stromnetz	Kein Engpass	Engpass	Engpass	Überschuss
Erschließbare Potentiale Flexibilitätsoptionen (gelb: Erdgas grau: Strom + Zuschaltung - Abschaltung)	$\pm 2,7 \text{ GW}_{\text{th,Hs}}$  Puffer-speicher	$\pm 2,7 \text{ GW}_{\text{th,Hs}}$  Puffer-speicher	$+1 \text{ GW}_{\text{th,Hs}}$ $-0,6 \text{ GW}_{\text{el}}$   Flex-Kessel	$-3,4 \text{ GW}_{\text{th,Hs}}$  $-1 \text{ GW}_{\text{el}}$  KWK-Abschaltung $-26 \text{ GW}_{\text{th,Hs}}$  $/-18,9 \text{ GW}_{\text{th,Hs}}$ Power-to-Heat (Dunkelgrau: Widerstandserhitzer Hellgrau: Wärmepumpe) $+24,7 \text{ GW}_{\text{el}}$  $+5,1 \text{ GW}_{\text{el}}$ 

Bei Power-to-Heat wird zwischen den technologischen Optionen **Widerstandserhitzer** und **Wärmepumpe** unterschieden. Bei Widerstandserhitzern ergibt sich aufgrund der geringen

Wirkungsgrad-Differenz ein elektrisches Zuschaltpotential, das nur geringfügig kleiner ist als die erdgasseitige Abschaltung. Im Fall elektrischer Wärmepumpen als Flexibilitätstechnologie ist das erschließbare elektrische Zuschaltpotential bei etwas niedrigerer erdgasseitiger Abschaltung wesentlich geringer. Grund dafür ist die hohe Leistungszahl, die für elektrische Wärmepumpen angenommen wird. Beide Potentiale sind alternativ und nicht additiv zu sehen.

Aufgrund des im Vergleich zu den anderen Optionen sehr großen Potentials für Power-to-Heat wurde hier eine **vertiefte Betrachtung wirtschaftlicher Potentiale** durchgeführt. Abbildung 5-1 zeigt für die Optionen Widerstandserhitzer und elektrische Wärmepumpe das wirtschaftliche Flexibilitätspotential in Abhängigkeit der VBH der investierten Technologie und der in diesen Stunden durchschnittlich erzielbaren Erlöse **für die Wintermonate** (Dezember bis März). Die blauen Säulen geben jeweils das im Median verfügbare Potential an. Die roten Abweichungsbalken stellen das Spektrum zwischen minimal (am mildesten Wintertag) und maximal (am kältesten Wintertag) zur Verfügung stehendem Potential dar.

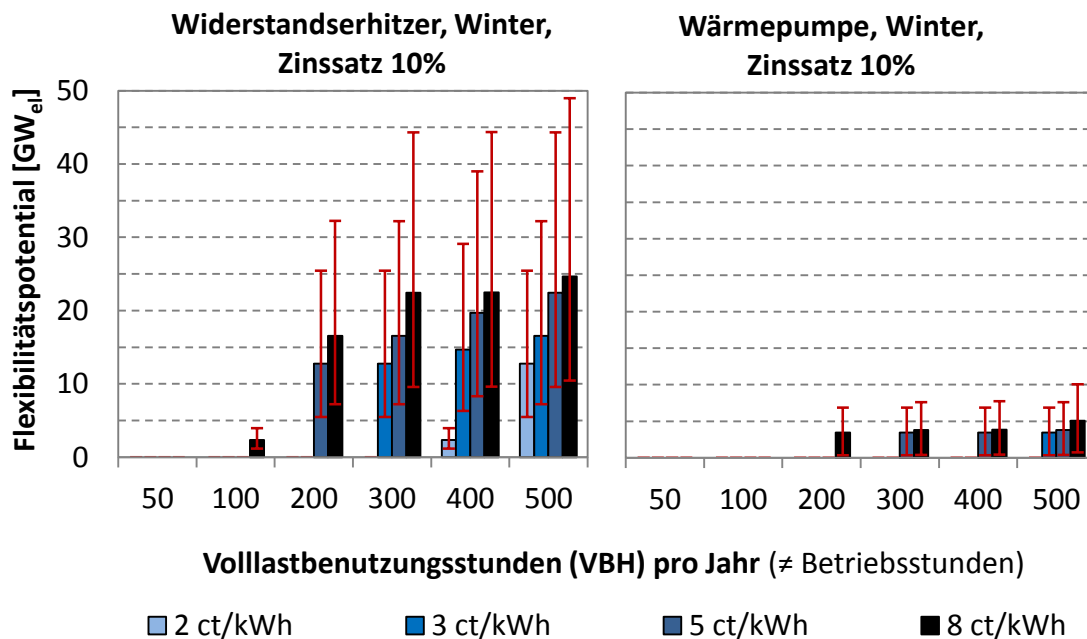


Abbildung 5-1: Wirtschaftliche Potentiale für Power-to-Heat im GHD-Sektor in Abhängigkeit der Volllastbenutzungsstunden und Erlöse im Winter für Widerstandserhitzer und elektrische Wärmepumpe

Die dargestellten Erlöse von zwei, drei, fünf und acht Eurocent je Kilowattstunde bedeuten, dass in der jeweiligen Höhe eine **Einsparung gegenüber dem Einsatz der Referenztechnologie** als erzielbar angenommen wird. In diesem Fall ist die Referenztechnologie ein Brennwärtekessel zur Bereitstellung von Raumwärme oder Warmwasser, der mit Erdgas befeuert wird. Die tatsächlich erzielbaren Erlöse hängen dabei nicht nur von der konkreten Preisentwicklung an den Märkten für Strom und Gas sowie den jeweils für die entsprechenden Endabnehmer angebotenen Konditionen ab, sondern auch von den **Regelungen zu Netzentgelten, Abgaben, Umlagen und Steuern, wie z. B. dem EEG**.

Volllastbenutzungsstunden (VBH) sind nicht zu verwechseln mit Betriebsstunden, da häufig Situationen auftreten, in denen der Wärmebedarf niedriger liegt als im Auslegungsfall. Es sind daher je nach Wärmebedarfsprofil und Abrufsituationen deutlich mehr Betriebsstunden erforderlich, um auf eine bestimmte Zahl VBH zu kommen.

Wird die angegebene elektrische Leistung mit den jeweiligen VBH multipliziert, ergibt sich der durch die Power-to-Heat-Anwendung zusätzlich verbrauchte Strom. Der substituierte Erdgaseinsatz (Leistung bzw. Arbeit) liegt bei den Widerstandserhitzern im Bereich des elektrischen Potentials (ca. 5 % höher), da die Nutzungsgrade von Widerstandserhitzern (99 % angenommen) und Erdgas-Brennwertkessel (94 % angenommen) vergleichbar sind. Beim Einsatz von elektrischen Wärmepumpen für Power-to-Heat liegt der substituierte Erdgaseinsatz etwa um den Faktor 3,7 über dem Stromeinsatz (Leistung bzw. Arbeit), da hier die Arbeitszahl der Wärmepumpe berücksichtigt werden muss. **Wärmepumpen kommen aufgrund der höheren Investitionen später in die Wirtschaftlichkeit als Widerstandserhitzer**, jedoch schwächt sich dieser Effekt mit zunehmendem Wärmebedarf eines Betriebs ab, da die Wärmepumpe dann spezifisch günstiger wird.

In Tabelle 5-1 sind als erschließbar angegebene Power-to-Heat-Potentiale solche definiert, die wirtschaftlich umgesetzt werden können, wenn bei 500 VBH durchschnittlich 8 ct/kWh Erlös werden können. 500 VBH entsprechen rund einem Sechstel der jährlichen Wärmenachfrage, die durch die Flexibilitätstechnologie gedeckt würde. Höhere Werte erscheinen für die vorliegende Betrachtung nicht adäquat. Ebenso gilt dies für den Erlös von 8 ct/kWh, welcher in etwa dem aktuellen durchschnittlichen Erdgas-Bezugspreis beim Endkunden im GHD-Gewerbe entspricht (Schlomann et al. 2013).

Zur Einordnung dieses Werts: Der durchschnittliche GHD-Strompreis liegt aktuell um etwa Faktor 2,5 über diesem Wert. Es geht also nur um absehbar wenige Stunden, in denen am Strommarkt sehr niedrige bis negative Preise erreicht werden, deren **Signal in irgendeiner Weise beim Endkunden einschließlich entsprechender Regelungen zu Netzentgelten, Abgaben, Umlagen und Steuern ankommen müsste**. Reduktion oder Wegfall dieser letzteren Komponenten im Falle von strommarktkonformem oder netzdienlichem Einsatz von Flexibilität verbessert die Wirtschaftlichkeit erheblich und ist aufgrund der in der bisherigen Struktur sehr geringen Anreizwirkung im Hinblick auf **förderliche Änderungen am Regulierungsrahmen** zu empfehlen. Im Weißbuch des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie wird bereits eine Überarbeitung der Netzentgeltstruktur angesprochen, um Anreize für Großverbraucher zur Teilnahme an Flexibilitätsmärkten zu schaffen (BMW 2015). Hier wäre zu empfehlen, dies auch auf kleinere Verbraucher auszudehnen.

Nähere Betrachtungen zum **Sommerpotential (wesentlich geringer)**, zur möglichen **zukünftigen Entwicklung** und zur **Robustheit** der wirtschaftlichen Power-to-Heat-Potentiale gegenüber sensitiven Einflussfaktoren sind im folgenden Abschnitt bzw. in Anhang D dargestellt.

Das nach Power-to-Heat größte Flexibilisierungspotential stellt die **Abschaltung von Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen** wie Blockheizkraftwerken dar. Hier könnten sich durch Vergütung nach dem neuen KWKG 2016 statt nach KWKG 2012 wirtschaftliche Potentiale ergeben, sofern der Spotmarktpreis für Strom häufig genug Null oder negativ ist (vgl. § 7 Abs. 8).

Für **Pufferspeicher** ist insbesondere das Potential im Zusammenhang mit der **Warmwasserbereitung** interessant, da hier bereits ein relativ hoher Bestand existiert. Investitionen in große Pufferspeicher sind bei gewerblichen Betrieben wirtschaftlich schwer darstellbar.

Die Flexibilitätsoption Flex-Kessel schneidet von der Wirtschaftlichkeit der Investition her ähnlich gut ab wie die Flexibilisierung von KWK-Anlagen. Das aktuell erschließbare Potenti-

al liegt mit einer zuschaltbaren Gasleistung von ca. 1 GW_{th, Hs} bzw. einer abschaltbaren elektrischen Leistung von ca. 600 MW_{el} absolut gesehen in einer relevanten Größenordnung. Im Vergleich mit den anderen untersuchten Optionen liegt es jedoch niedriger, da der Wärmestrommarkt im Gewerbe heute vergleichsweise klein ist und Nachtspeicherheizungen und Prozesswärmeanwendungen hier eine wesentliche Rolle spielen, die aufgrund der angenommenen Erdgasanschluss- sowie der baulichen Situation vor Ort als nicht kompatibel mit der Flex-Kessel-Option angesehen werden. Bei steigendem Einsatz von Elektrowärmepumpen könnte sich das verfügbare Potential in Zukunft jedoch erhöhen.

Flexibilisierungspotentiale

Zu den sieben in dieser Studie untersuchten Flexibilitätsoptionen gibt Tabelle 5-2 das theoretisch maximale sowie das erschließbare Potential jeweils sowohl als flexibilisierbare Energiemenge als auch als Leistung erdgas- und stromseitig an.

Tabelle 5-2: Theoretisch maximale und erschließbare Potentiale der analysierten Flexibilitätsoptionen im Gewerbegasmarkt in Deutschland 2013

Flexibilitätsmechanismus			Rein Erdgas		Substitution			KWK		
Flexibilitätsoption			Pufferspeicher	Prozessumstellung	Power-to-Heat		Flex-Kessel	Gas-to-Cold	Zuschaltung	Abschaltung
					Widerstandserh.	Wärmepumpe				
Theoretisch maximales Potential	Erdgas	TWh _{th, Hs}	+/-0,5*	+/-10,8	-146,1		22,7	27,7	27,4	-27,4
		GW _{th, Hs}	+/-55,3	+/-4,1	-55,3		8,2	23,6	6,8	-6,8
	Strom	TWh _{el}	-	-	136,5	30,7	-16,6	-13,3	8,5	-8,5
		GW _{el}	-	-	51,7	11,6	-6,0	-11,3	2,1	-2,1
Erschließbares Potential	Erdgas	TWh _{th, Hs}	+/-0,01*	≈0	-13,0		0,5	≈0	≈0	-1,7
		GW _{th, Hs}	+/-2,7	≈0	-26,0		1,0	≈0	≈0	-3,4
	Strom	TWh _{el}	-	-	12,4	2,6	-0,3	≈0	≈0	-0,5
		GW _{el}	-	-	24,7	5,1	-0,6	≈0	≈0	-1,0

*bei Pufferspeichern ist das Potential für einen Speicherzyklus angegeben, bei anderen für ein Jahr

Eine Betrachtung der gesamtwirtschaftlichen Potentiale von Power-to-Heat mit Widerstandserhitzern sowohl für den Winter- als auch für den Sommer-Fall zeigt Abbildung 5-2. Die analoge Darstellung für Power-to-Heat mit elektrischer Wärmepumpe ist in Abbildung 5-3 gegeben. Die blauen Säulen geben jeweils das im Median verfügbare Potential an, während die roten Abweichungsbalken das Spektrum zwischen minimal und maximal zur Verfügung stehendem Potential darstellen. Klar erkennbar ist, dass das verfügbare Potential aufgrund des niedrigeren Wärmebedarfs in den Sommermonaten wesentlich geringer ist als in den Wintermonaten.

Gewerbegas im Smart Market - Gesamtwirtschaftliches Flexibilitätspotential

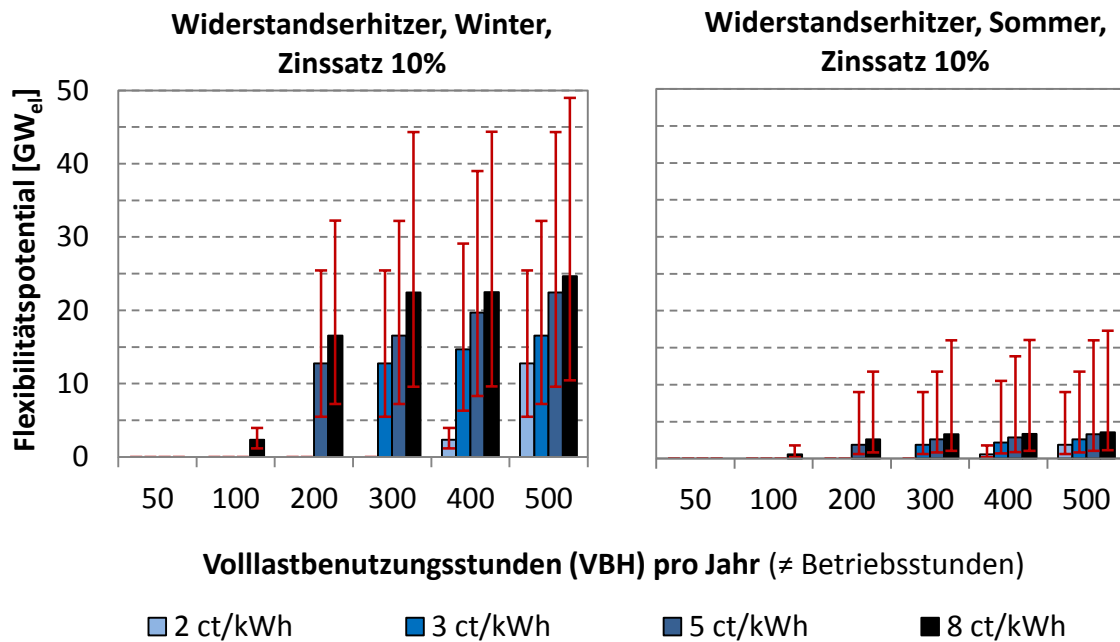


Abbildung 5-2: Wirtschaftliche Potentiale für Power-to-Heat mit Widerstandserhitzern im GHD-Sektor in Abhängigkeit der Volllastbenutzungsstunden und Erlöse im Sommer und im Winter

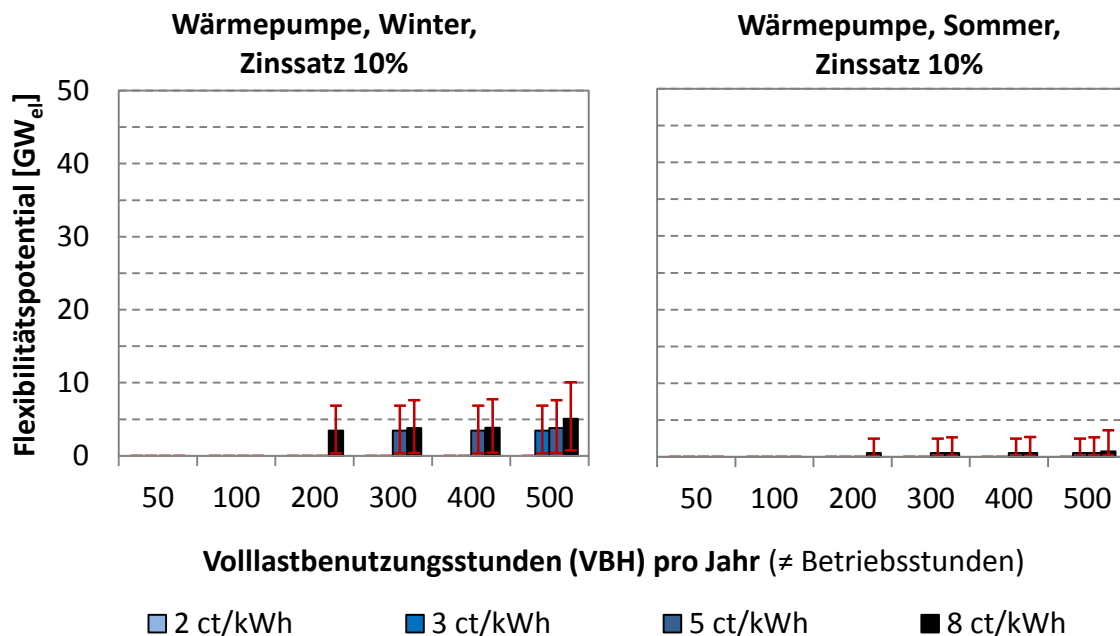


Abbildung 5-3: Wirtschaftliche Potentiale für Power-to-Heat mit elektrischen Wärmepumpen im GHD-Sektor in Abhängigkeit der Volllastbenutzungsstunden und Erlöse im Winter und im Sommer

Da die Wirtschaftlichkeit wesentlich von den Preisentwicklungen im Gas- und Strombereich abhängen, die sich in einer sehr großen Bandbreite zukünftig entwickeln können, wurde für die Analyse der Wirtschaftlichkeit beispielhaft auf historische Daten zurückgegriffen. Neben der Auswertung notwendiger Erlöse in Abhängigkeit der VBH werden daher zusätzlich **historische Spotmarktpreise** eingesetzt, um einerseits mögliche Einsatzsituationen für Flexibilität im GHD Segment aufzuzeigen und andererseits zu analysieren, ob bei einer Weiterreichung der Preissignale an Endkunden eine Investition in eine Flexibilitätsoption refinanziert werden könnte.

Abbildung 5-4 stellt den Einsatz einer Flexibilitätsoption in Kombination mit der Referenztechnologie dar. Die Flexibilitätsoption wird immer dann eingesetzt, wenn der Spotmarktpreis für den verwendeten Energieträger, unter Berücksichtigung der zugehörigen Wirkungsgrade, unter dem Spotmarktpreis des Energieträgers der Referenztechnologie liegt. Neben dem aufgezeigten Einsatz wird auch untersucht, ob die Investition über das Preisdelta der Energieträger und ihre technische Lebensdauer einen positiven Nettobarwert erzielen kann.

Für die untersuchten Situationen mit Spotmarktpreisen der Jahre 2013 und 2014 ist dies für einen mittelgroßen büroähnlichen Betrieb zu verneinen. Obwohl im Beispiel für 2014 eine VBH-Zahl von 420 erreicht wird (bei 1.360 Benutzungsstunden), ist der Energieträgerpreisspread in diesen Stunden nicht ausreichend, um die Investition in die Flexibilitätsoption zu refinanzieren. Bei einer angenommenen kalkulatorischen Verzinsung von 5 % könnte bei historischen Preisen lediglich bei großen büroähnlichen Betrieben, Gaststätten, Schulen, Universitäten, Krankenhäusern, Herstellungsbetrieben und Betrieben des Baugewerbes (jeweils mit einem Jahreswärmebedarf größer 550 MWh/a) ein positiver Barwert erreicht werden. Im Anhang E (Tabelle 0-2) sind die vollständigen Ergebnisse für alle Branchen mit hohem und mit mittlerem Gesamtwärmebedarf dargestellt.

Die zukünftige Entwicklung der Wirtschaftlichkeit kann – abhängig von den jeweils eintretenden Preisentwicklungen – davon erheblich abweichen. Die für eine Wirtschaftlichkeit notwendige Preisentwicklung kann anhand der oben aufgezeigten spezifischen Kosten der Flexibilitätsoptionen pro VBH abgeschätzt werden. Einen erheblichen Einfluss auf die dargestellten Wirtschaftlichkeitsberechnungen haben ebenfalls die getroffenen Annahmen zu notwendigen Investitionen in Informations- und Kommunikationstechnik. Bei insgesamt sehr heterogenen Angaben der angefragten Hersteller wurden den Berechnungen konservative Abschätzungen zu Grunde gelegt. Bei einer günstigen Kostenentwicklung in diesem Bereich können Investitionen in Flexibilitätstechnologien bereits deutlich früher wirtschaftlich dargestellt werden.

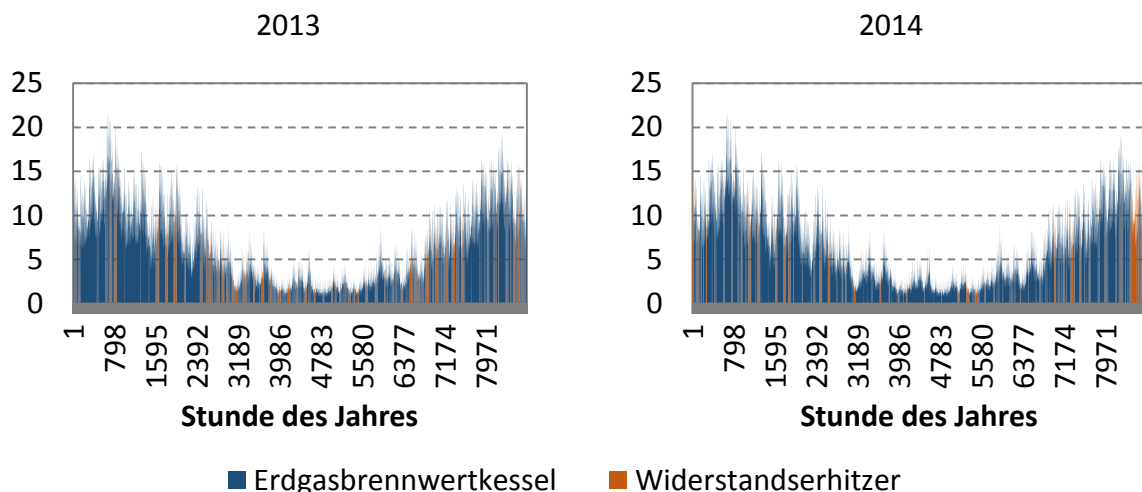


Abbildung 5-4: Einsatz einer Flexibilitätstechnologie (elektrischer Widerstandserhitzer, orange) in Kombination mit der Referenztechnologie (Erdgasbrennwertkessel, blau) für Spotmarktpreise aus den Jahren 2013 (links) und 2014 (rechts)

Bedingung für die dargestellten Analysen zur Wirtschaftlichkeit ist die Übermittlung der entsprechenden Spotmarktpreise an die Endkunden. Ob eine vergleichbare Preisgestaltung für GHD-Betriebe angeboten werden wird, ist derzeit nicht abzusehen.

Im Weißbuch des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie wird darüber hinaus eine Überarbeitung der Netzentgeltstruktur angedeutet, um Anreize für Großverbraucher zur Teilnahme an Flexibilitätsmärkten zu schaffen (BMWi 2015). Könnte dies auch auf die hier untersuchten Betriebsgrößen Anwendung finden, so würde dies die Wirtschaftlichkeit positiv beeinflussen. Vor diesem Hintergrund wird im Sinne einer Extremwertanalyse untersucht, ob bei historischen Preisen, die im Mittel dem GHD-Durchschnittspreis entsprechen, ein Verzicht auf Netzentgelte (nur Arbeitspreis-Komponente) zu Zeiten mit Stromüberschuss zu einem wirtschaftlichen Einsatz eines Widerstandserhitzers führen könnte.

Die Simulation eines großen büroähnlichen Betriebes zeigt, dass die Investition in einen Widerstandserhitzer bei Verzicht auf die Netznutzungsentgelte unabhängig vom angesetzten Zinssatz nicht refinanziert werden kann. Ein vergleichbares Ergebnis liefert die Simulation mit historischen Preisen, bei denen auf die EEG-Umlage des Jahres 2013 verzichtet wurde, um einen Anreiz zur Teilnahme an Flexibilitätsmärkten zu schaffen.

In Abbildung 5-5 ist der Einsatz eines Widerstandserhitzers in einem großen büroähnlichen Betrieb dargestellt, wenn sowohl auf die Netznutzungsentgelte sowie die EEG-Umlage verzichtet werden würde. Es ist zu erkennen, dass die Flexibilitätsoption in einigen Stunden des Jahres aufgrund der niedrigeren Energieträgerpreise für Strom im Vergleich zu Erdgas eingesetzt werden würde. Die erzielten Erlöse sind jedoch nicht ausreichend, um die Investitionskosten des Widerstandserhitzers zu refinanzieren. Für diesen Vergleich wurden Gasspotmarktpreise verwendet, um auch für Gas ein zeitlich variierendes Preissignal nutzen zu können. Allerdings wurde dieses skaliert, sodass es im Jahresmittel den durchschnittlichen GHD-Gaspreis widerspiegelt. Auch zu diesen Rechnungen sind die vollständigen Ergebnisse für alle Branchen mit hohem und mit mittlerem Gesamtwärmebedarf in Anhang E (Tabelle 0-2) zu finden.

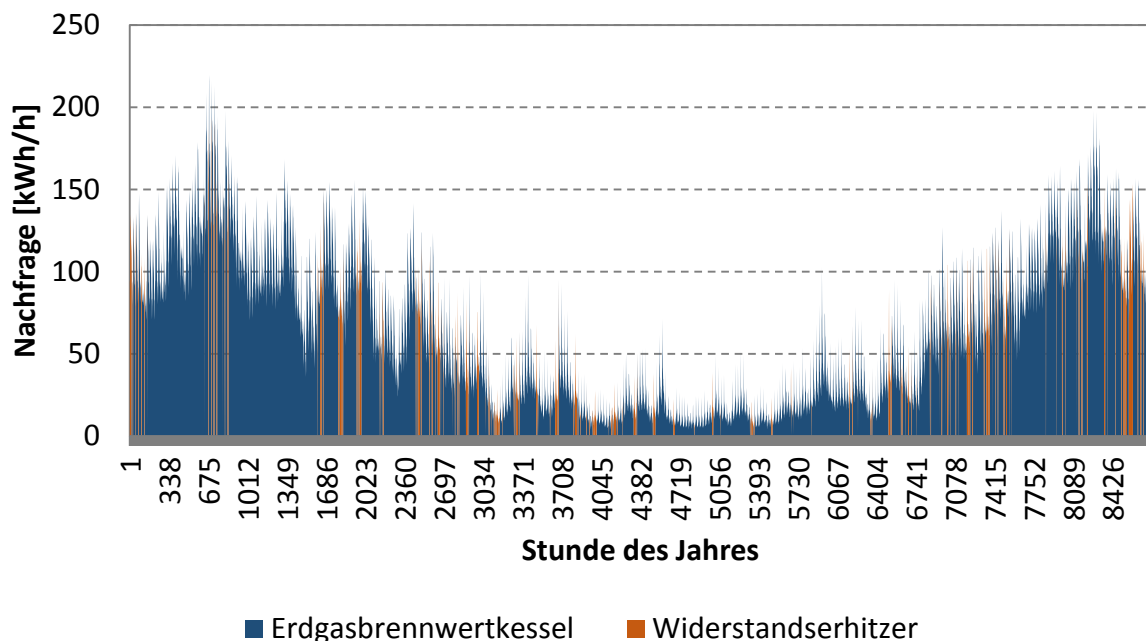


Abbildung 5-5: Optimierter Einsatz eines Widerstandserhitzers anhand von Energieträgerpreisen in einem großen büroähnlichen Betrieb bei Verzicht auf Netznutzungsentgelte und EEG-Umlage 2013

Insgesamt ist festzustellen, dass auf Basis historischer Preise bislang kaum mit einer Wirtschaftlichkeit für die betrachteten Flexibilitätsoptionen zu rechnen ist. Es ist jedoch davon auszugehen, dass sich dies – sollte der Flexibilitätsbedarf in den Märkten zukünftig steigen – in der Zukunft ändern könnte.

Entwicklungspfad

Abbildung 5-6 zeigt einen Ausblick auf die zukünftige Entwicklung erschließbarer Power-to-Heat-Potentiale im GHD-Sektor für die Jahre 2020 und 2025. Zugrunde gelegt sind die branchenspezifischen Entwicklungstrends bei Wärmebedarf und Erdgaseinsatz, die in der Energiereferenzprognose (Schlesinger et al. 2014) hinterlegt sind.

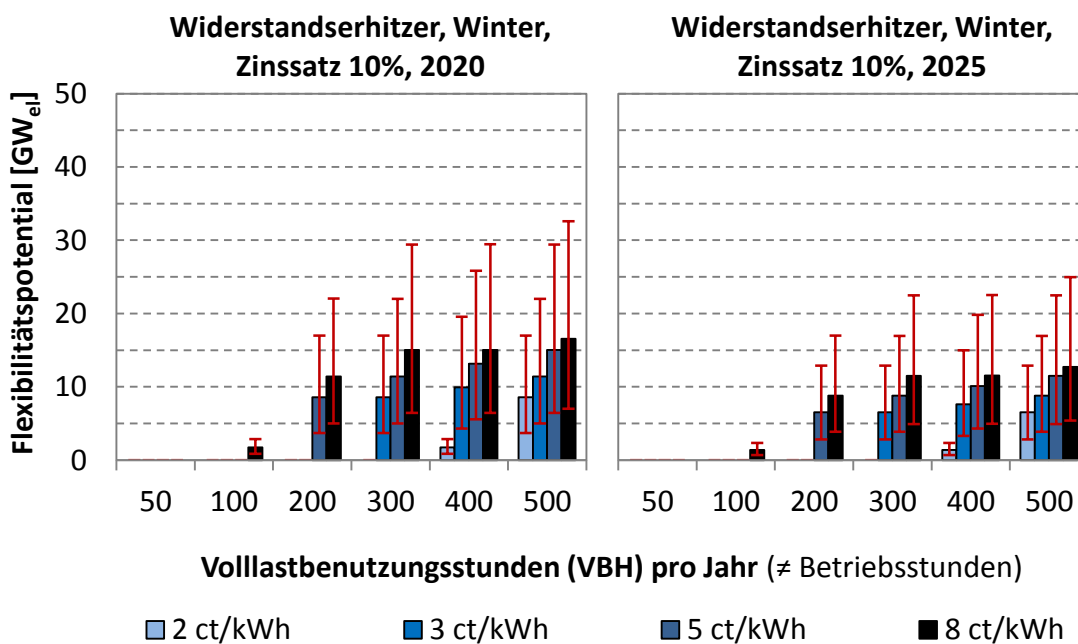


Abbildung 5-6: Ausblick der wirtschaftlichen Potentiale für Power-to-Heat mit Widerstandserhitzern im GHD-Sektor im Winter für die Jahre 2020 und 2025

Das Potential für Power-to-Heat-Anwendungen nimmt erkennbar ab, da aufgrund zunehmender Gebäudedämmung der Wärmebedarf rückläufig ist. Die mögliche Entwicklung ist auch für die Sommerfälle und für Power-to-Heat mit Wärmepumpe sowie für die noch weiter in der Zukunft liegenden Jahre 2030 und 2050 in Anhang C (Abbildung 0-14 bis Abbildung 0-22) dargestellt. Dennoch verbleibt ein nennenswertes Potential im Bereich von 10 GW_{el}.

Sensitivitätsrechnung

Zur Validierung der dargestellten Ergebnisse wurden Sensitivitätsrechnungen zu relevanten Einflussfaktoren durchgeführt. Die bereits gezeigte Darstellung wirtschaftlicher Power-to-Heat-Potentiale enthält bereits die Sensitivitäten der Abhängigkeit von den VBH der investierten Technologien und den in diesen Stunden durchschnittlich benötigten Erlösen. Zusätzlich wurden zwei weitere Aspekte untersucht, bei denen ein merklicher Einfluss auf die verfügbaren Power-to-Heat-Potentiale erwartet wird.

Zum einen wird der Einfluss der Witterung beleuchtet. Zum anderen wird der bei den Wirtschaftlichkeitsuntersuchungen zu Grunde gelegte kalkulatorische Zinssatz variiert. Diese Analyse steht auch stellvertretend für den Einfluss anderer ökonomischer Parameter wie Investitions- und Fixkosten oder Lebensdauern, die sich auf die jährlich zu zahlende Annuität einer Investition in die jeweilige Flexibilitäts-Technologie auswirken.

Witterungseinflüsse

Zur Untersuchung des Witterungseinflusses wurden anstatt der Wärmelastprofile eines Normal-Wetterjahres (Testreferenzjahr des Deutschen Wetterdienstes) für alle untersuchten Branchen Wärmelastprofile für einen extrem kalten Winter hinterlegt. Im Ergebnis erhöhte sich dadurch der Median des verfügbaren Potentials um maximal 5 %. Ein ähnlicher Effekt in die andere Richtung ist bei einem milden Winter zu erwarten, sodass sich hier das Median-Potential leicht verringert. Der Einfluss unterschiedlicher Witterungsbedingungen auf das Power-to-Heat-Potential ist im Sommer weniger spürbar, da hier der Anteil der weitgehend witterungsunabhängigen Warmwasser- und Prozesswärmebereitstellung bei der Potentialbereitstellung dominiert.

Es kann daher gefolgert werden, dass das zur Verfügung stehende Power-to-Heat-Potential über ein Jahr betrachtet kaum durch extreme Witterungsverhältnisse beeinflusst wird. Dennoch besteht ein deutlicher Zusammenhang zwischen dem aktuell verfügbaren Potential und der Außentemperatur bzw. dem Raumwärmebedarf, der stets zu berücksichtigen ist.

Einfluss des kalkulatorischen Zinssatzes

In der zweiten Sensitivitätsuntersuchung wurde der in den Wirtschaftlichkeitsrechnungen zu Grunde gelegte Zinssatz von im Referenzfall 10 % um je 5 Prozentpunkte nach unten und nach oben variiert. Wie in Abbildung 5-7 und Abbildung 5-8 klar erkennbar ist, hat dies maßgeblichen Einfluss auf die Höhe wirtschaftlicher Power-to-Heat-Potentiale bei definierten Volllaststunden und Erlösen. Wird ein Zinssatz von 5 % unterstellt, stellen sich bei sonst gleichen Bedingungen deutlich höhere wirtschaftliche Potentiale ein. Bei einem Zinssatz von 15 % tritt der umgekehrte Effekt ein, sodass geringere wirtschaftliche Potentiale erreicht werden.

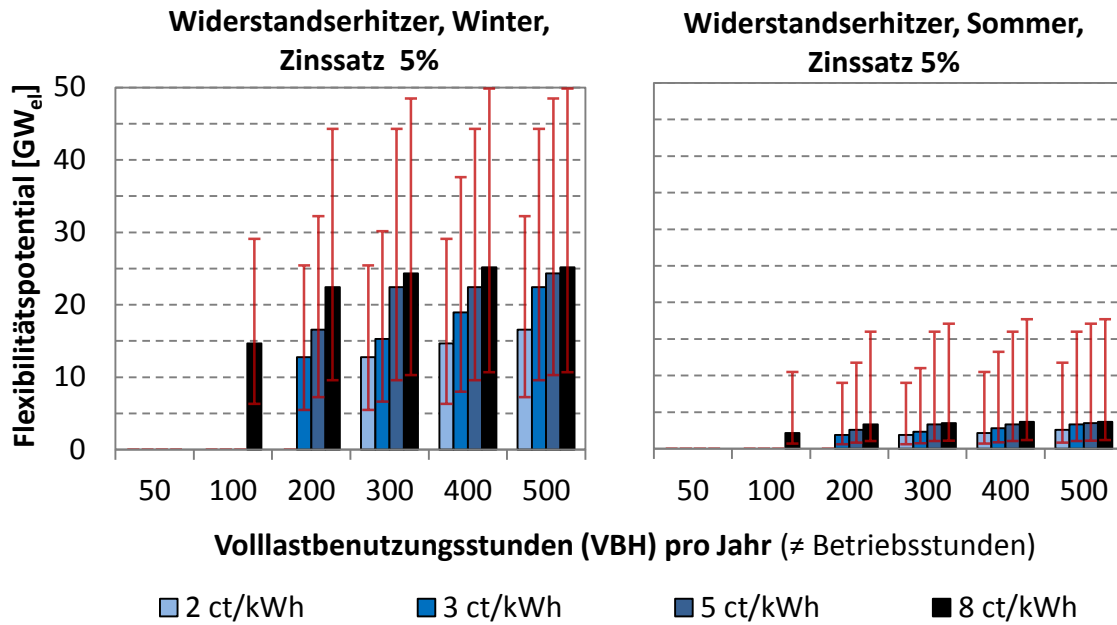


Abbildung 5-7: Wirtschaftliche Potentiale fur Power-to-Heat mit Widerstandserhitzern im GHD-Sektor im Winter und im Sommer bei einem Zinssatz von 5 %

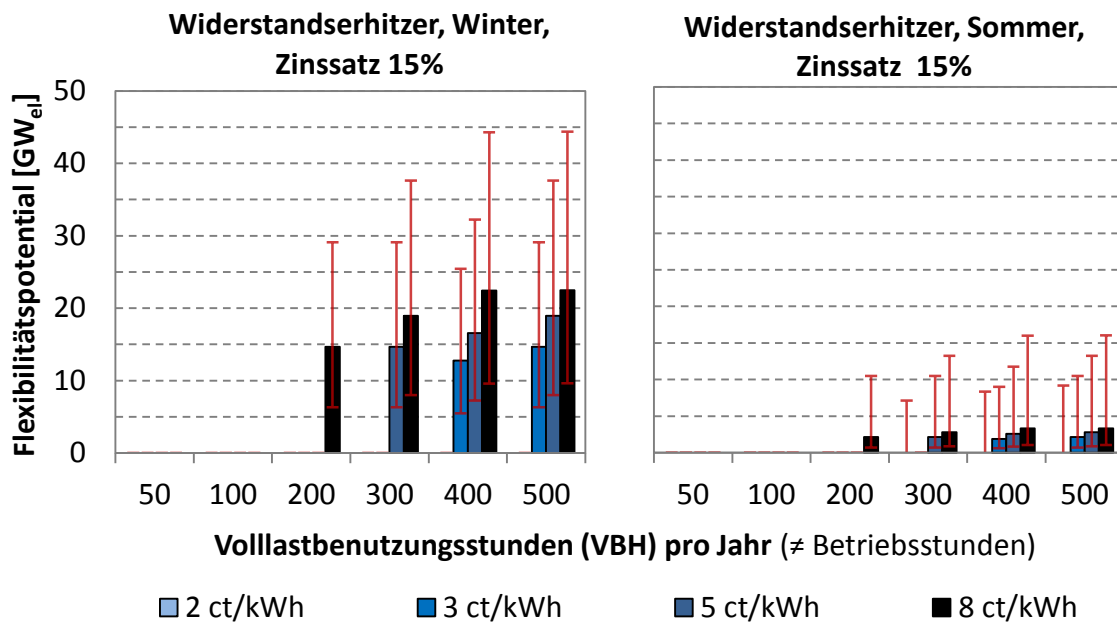


Abbildung 5-8: Wirtschaftliche Potentiale fur Power-to-Heat mit Widerstandserhitzern im GHD-Sektor im Winter und im Sommer bei einem Zinssatz von 15 %

6 Zusammenfassung und Fazit

Der Sektor Gewerbe, Handel und Dienstleistungen hatte 2013 einen Anteil von etwa 15 % am Endenergieverbrauch Deutschlands (AGEB 2014). Gemessen am Anteil am Energieverbrauch war Raumheizung mit 54 % die bedeutendste Anwendung, gefolgt von mechanischer Energie mit 14 % und Beleuchtung mit 12 %. Im Hinblick auf die verwendeten Energieträger entfiel der größte Anteil mit 37 % auf Erdgas, gefolgt von Strom mit 33 % und Heizöl mit 14 % (Schlomann et al. 2015). Im Rahmen der vorliegenden Studie wird auf Basis dieser grundlegenden Charakterisierung des Sektors Gewerbe, Handel und Dienstleistungen zunächst eine Untersuchung von Erschließungspotentialen für weitere Erdgasanwendungen durchgeführt, um im zweiten Schritt realisierbare Flexibilitätspotentiale durch die Kombination von Erdgas- mit Stromanwendungen zu ermitteln.

Erschließungspotential

Die Untersuchung von Erschließungspotentialen zeigt, dass insbesondere in der Anwendung **Raumwärme** noch bedeutende Heizöl-Mengen verwendet werden, die prinzipiell durch Erdgas substituiert werden können. Eine wesentliche Voraussetzung für die Erschließung dieser Absatzpotentiale ist der lokale Zugang zum Gasnetz. Zur Verfügbarkeit von Gasnetzanschlüssen gibt die aktuelle BDEW-Studie „Wie heizt Deutschland?“ Auskünfte, die auf einer umfangreichen Marktanalyse beruht. Demnach ist in ca. der Hälfte der Gebäude in bewohnten Gebieten, die heute eine Öl-Zentralheizung nutzen, eine Gasleitung in der Straße vorhanden.

Die Ergebnisse zum Erschließungspotential zeigen, dass **insbesondere in büroähnlichen Betrieben, Heimen, Gaststätten und Beherbergungsbetrieben sowie im Handel insgesamt ein hohes Substitutionspotential** besteht. Weitere Potentiale sollten in Schulen und Universitäten, Krankenhäusern, im Baugewerbe sowie in Herstellungsbetrieben geprüft werden. In den übrigen Branchen des GHD-Sektors besteht bundesweit gesehen insgesamt nur ein geringes Potential zur Steigerung des Erdgasabsatzes. Durch die Kombination dieser Informationen mit der Verteilung der **Unternehmensgrößen** in den jeweiligen Branchen kann der **Erschließungsaufwand** abgeschätzt werden. Hier zeigt sich, dass büroähnliche Betriebe in Summe zwar das höchste Erschließungspotential aufweisen, jedoch aufgrund ihrer Größenstruktur häufig mit hohem Erschließungsaufwand verbunden wären. Im Gegensatz dazu sind in den **Branchen Heime, Gaststätten und Beherbergung** verstärkt mittlere und große Betriebe anzutreffen, sodass hier mit einem niedrigeren Erschließungsaufwand zu rechnen ist.

Flexibilisierungsoptionen

Neben dem Erschließungspotential von Erdgas im Sektor Gewerbe, Handel und Dienstleistungen ist **Flexibilität** in diesem Kontext ein vergleichsweise neues Thema, zu dem die vorliegende Studie eine Diskussionsgrundlage liefert. Flexibilität wird, begrenzt auf den Gasmarkt, aufgrund guter großtechnischer Speichermöglichkeiten und der vorhandenen Speicherkapazitäten nur in Ausnahmefällen benötigt. Exemplarisch für einen gasseitigen Versorgungsengpass steht die Situation von Februar 2012, die sich insbesondere in Baden-Württemberg und Bayern bemerkbar machte, da die Versorgung bestimmter Industrie- und Gewerbekunden ganz oder teilweise unterbrochen wurde (BNetzA 2012). Zukünftig könnte im Zuge der Energiewende vermehrt Bedarf vor allem nach unterbrechungsfrei belieferten Erdgaskraftkraftwerken bestehen, um die Versorgungssicherheit im Stromsystem zu gewährleisten.

Neben einem rein gasseitigen Flexibilitätsbedarf könnte zukünftig die **Verknüpfung von Energieträgermärkten** an Bedeutung gewinnen. Erste Effekte können bereits im heutigen Energiesystem beobachtet werden. So haben beispielsweise die Stadtwerke Nürnberg und Flensburg Elektrodenkessel neu installiert, um über Power-to-Heat in das jeweilige Fernwärmenetz einzuspeisen (Biedermann und Kolb 2014). Durch den zunehmenden Ausbau der dargebotsabhängigen Erzeugung aus Windkraft- und PV-Anlagen verändert sich die residuale Stromlast. In Zeitpunkten hoher Einspeiseleistungen der genannten Quellen kann es zukünftig zu Stromüberschüssen kommen, die entweder gespeichert, durch Lastverschiebung genutzt oder abgeworfen werden können. Power-to-Heat könnte in diesem Kontext eine Flexibilitätsoption sein, die für den GHD-Sektor wirtschaftlich attraktiv ist und gleichzeitig aber auch zu Auswirkungen auf die Erdgasversorgung führt.

Um diese Potentiale zwischen den Energieträgern Erdgas und Strom zu heben, stehen bivalente Technologien zur Bereitstellung der Nutzenergie zur Verfügung. Der Fokus der Studie liegt auf Erdgasbrennwertkesseln als Referenztechnologie, die um **Widerstandserhitzer oder elektrische Wärmepumpen** ergänzt werden, da hier das mit Abstand höchste Potential vorliegt. Ebenso wird die Ergänzung elektrischer Wärmeerzeuger um Erdgastechnologien im bivalenten Betrieb betrachtet. Weiterhin erfolgt eine Untersuchung zu Pufferspeichern sowie Möglichkeiten zur flexibilisierten Betriebsweise von gasgetriebenen Blockheizkraftwerken (BHKWs).

Im Bereich **bivalenter Anwendungen**, in denen Erdgasbrennwertkessel durch **Widerstandserhitzer** ergänzt werden (Power-to-Heat), wurde das größte technische sowie wirtschaftliche Potential für Flexibilität im GHD-Sektor identifiziert. Über die Betrachtung notwendiger Erlöse (beispielsweise als temporärer Preisunterschied zwischen dem Bezugspreis für Erdgas und Strom zu interpretieren) wird ermittelt, wie viele Volllastbenutzungsstunden (VBH) pro Jahr notwendig sind, um die Investitionskosten über die technische Lebensdauer zu refinanzieren.

Große Betriebsstätten sind dabei **im Vorteil**, da bereits bei vergleichsweise wenigen Volllaststunden und einem unterstellten Zinssatz von 10 % Preisdifferenzen von zwei bis fünf Eurocent je Kilowattstunde zur wirtschaftlichen Realisierbarkeit der Potentiale führen können. Durch die Kombination des theoretischen Potentials mit der wirtschaftlichen Charakterisierung der Einzelmaßnahmen kann das wirtschaftliche Potential bestimmt werden. Bei

300 VBH pro Jahr, einem Erlös von 3 ct/kWh und einem kalkulatorischen Zinssatz von 10 % kann im GHD-Sektor bereits ein **Flexibilitätpotential von über 10 GW** erschlossen werden. Deren Verfügbarkeit ist jedoch eng an die Wärmenachfrage gekoppelt und besteht daher **vor allem in den Wintermonaten**.

Bivalente Anwendungen, bei denen elektrische Wärmepumpen durch **Erdgas-Spitzenkessel** ergänzt werden (Flex-Kessel), können ebenfalls bereits **bei vergleichsweise geringem VBH-Wert und spezifischem Erlös kostendeckend betrieben werden**. Das aktuell erschließbare Flexibilitätpotential liegt hier in einer Größenordnung von **1 GW** und könnte in Situationen mit Strommangel einen relevanten Beitrag leisten. Bei steigendem Einsatz von Elektrowärmepumpen könnte sich das verfügbare Potential **in Zukunft noch erhöhen**.

Im Hinblick auf das **Erdgasnetz** ist anzumerken, dass zukünftig in Situationen mit Strommangel **höhere Gleichzeitigkeiten** im Gasverbrauch für Heizung und Stromerzeugung zu erwarten sind. Dies wäre eine neue zukünftige Herausforderung.

Pufferspeicher ermöglichen im GHD-Sektor in Abhängigkeit der Branche und der Auslegung in typischen Betrieben Speicherdauern von etwa drei bis zehn Stunden an einem typischen Wintertag. Sollten gasseitige Engpasssituationen auftreten, könnten Pufferspeicher bei entsprechender **Bewirtschaftung Lastspitzen im Tagesverlauf** abfedern. Da mit Engpasssituationen im Gasnetz jedoch eher in Extremsituationen mit lange anhaltenden kalten Temperaturen (vgl. Februar 2012 in Süddeutschland) zu rechnen ist, reduziert sich ein möglicher Beitrag von Pufferspeichern aufgrund geringerer Speicherdauern bei hohem Wärmebedarf für die untersuchten typischen Betriebe um bis zu 26 %.

Die Simulationen zum **flexibilisierten Betrieb von BHKWs** haben insbesondere aufgezeigt, dass bei der gewählten Auslegung des BHKWs und der Dimensionierung des Pufferspeichers bereits hohe Volllaststunden erreicht werden, die **wenig Möglichkeiten** durch Eingriffe in die Steuerung des BHKWs bieten, um **zusätzliche Erlöse bei Strommangel** zu erwirtschaften. Eine Steuerung, die sich stärker an Strommarkt und Netzbedürfnissen orientiert, kann vor allem in **Stromüberschussituationen eine positive Wirkung** für das Gesamtsystem erzielen. Die Wärmenachfrage muss dann über einen Pufferspeicher oder den ohnehin vorhandenen Spitzenlastkessel bereitgestellt werden. Dies führt jedoch zu geringeren Speicher- und BHKW-Auslastungen, was **auf Basis der nach KWKG 2012 geltenden Vergütungsregeln keinen wirtschaftlichen Vorteil** bietet.

Die **Vergütungsstruktur der KWK-Förderung nach KWKG 2016** enthält unter §7 Abs. 8 die Ergänzung, dass „kein Anspruch auf Zahlung von Zuschlägen“ besteht für den Fall, dass „die Stundenkontrakte an der europäischen Strombörse EPEX Spot SE in Paris Null oder negativ sind“. Somit könnten sich durch Vergütung nach dem neuen KWKG 2016 statt nach KWKG 2012 wirtschaftliche Potentiale ergeben, sofern der Spotmarktpreis für Strom häufig genug Null oder negativ ist.

Anhang

A Zuordnung der betrachteten GHD-Branchen

Tabelle 0-1: Zuordnung der analysierten GHD-Branchen zur Klassifikation der Wirtschaftszweige

Einteilung wie verwendet (nach Schломann et al. 2015)		Einteilung DeStatis nach WZ 2008	
Nr.	Bezeichnung	WZ 2008	Bezeichnung
1	Baugewerbe	42, 43	Baugewerbe
2	Büroähnliche Betriebe		Büroähnliche Betriebe
	Kreditinstitute und Versicherungen	64-66	Kreditgewerbe, Versicherungsgewerbe
	Verlagsgewerbe	58	Verlagsgewerbe
	Sonstige betriebliche Dienstleistungen	4-Steller aus 38, 39, .. 96	Sonst. betriebl. Dienstleistungen
	Gebietskörperschaften und Sozialversicherungen	84	Gebietskörperschaften/Sozialversich.
	Deutsche Post / Postdienste	53	Post
	Telekommunikation	60, 61	Telekom
	Deutsche Bahn AG		Deutsche Bahn AG
3	Herstellungsbetriebe		Herstellungsbetriebe
	Metallgewerbe	25-29, 32	Metallgewerbe
	KFZ-Gewerbe	30.9, 33.17, 45.2	KFZ-Gewerbe
	Holzgewerbe	31, 95.24	Holzgewerbe
	Papier- u. Druckgewerbe	16.2	Holzverarbeitung
		17.2, 18	Papier- u. Druckgewerbe
4	Handel		Handel
	Einzelhandel - food	47.1, 47.2, 47.4-47.7	Einzelhandel und Handel mit Kfz und Teilen und Tankstellen
	Einzelhandel - nonfood	45.1, 45.3, 45.4, 47.3	
	Großhandel - food		Großhandel
	Großhandel - nonfood		
	Handelsvermittlungen		

Gewerbegas im Smart Market - Anhang

5 Krankenhäuser, Schulen, Bäder		Krankenhäuser, Schulen, Bäder
Krankenhäuser	86.1	Krankenhäuser
Schulen	85	Schulen
Bäder	96.04.0	Bäder
6 Beherbergung, Gaststätten, Heime		Beherbergung, Gaststätten, Heime
Beherbergungsgewerbe	55	Beherbergung
Gaststättengewerbe	56	Gaststätten
Organisationen ohne Erwerbszweck und Heime	87, 88.9, 91, 93, 94	Org. ohne Erwerbszweck, Heime
7 Nahrungsmittelgewerbe		Nahrungsmittelgewerbe
Backgewerbe	10.7	Backgewerbe
Fleischereien / Metzgereien	10.1, 10.2	Fleischereien
Restl. Nahrungsmittelgewerbe	10.3-10.9, 11.0	Restl. Nahrungsmittelgewerbe
8 Wäschereien	96.01	Wäschereien
9 Landwirtschaft	01.1, 01.2, 01.4, 01.5	Landwirtschaft
10 Gartenbau	01.3, 01.61, 81.30	Gartenbau
11 Flughäfen	52.23	Flughäfen
12 Textil, Bekleidung, Spedition		Textil, Bekleidung, Spedition
Bekleidung, Leder, Textil	13, 14, 15	Bekleidung, Leder, Textil
Spedition, Lagerei,	49.4	Spedition
Verkehrsvermittlung	52.1, 52.2	Lagerei
13 Nicht über FB erfasste Betriebe		Nicht über FB erfasste Betriebe
Marktstände u.ä.	47.8	Marktstände u.ä.
NE-Metalle, Kunststoffe, Gummi	22, 23	NE-Metalle, Kunststoff, Gummi
Kühlhäuser		
Wasser- und Abwasserversorgung		
Rechenzentren		
nicht Berücksichtigte des GHD-Sektors		nicht Berücksichtigte des GHD-Sektors
14 Übrige		Übrige
Straßenbeleuchtung		Straßenbeleuchtung
Gemeinschaftliche Anlagen MFH		Gemeinschaftliche Anlagen MFH
Militär		Militär
Sonstige		Sonstige

B Branchenspez. Verbrauch nach Energieträger und Anwendung

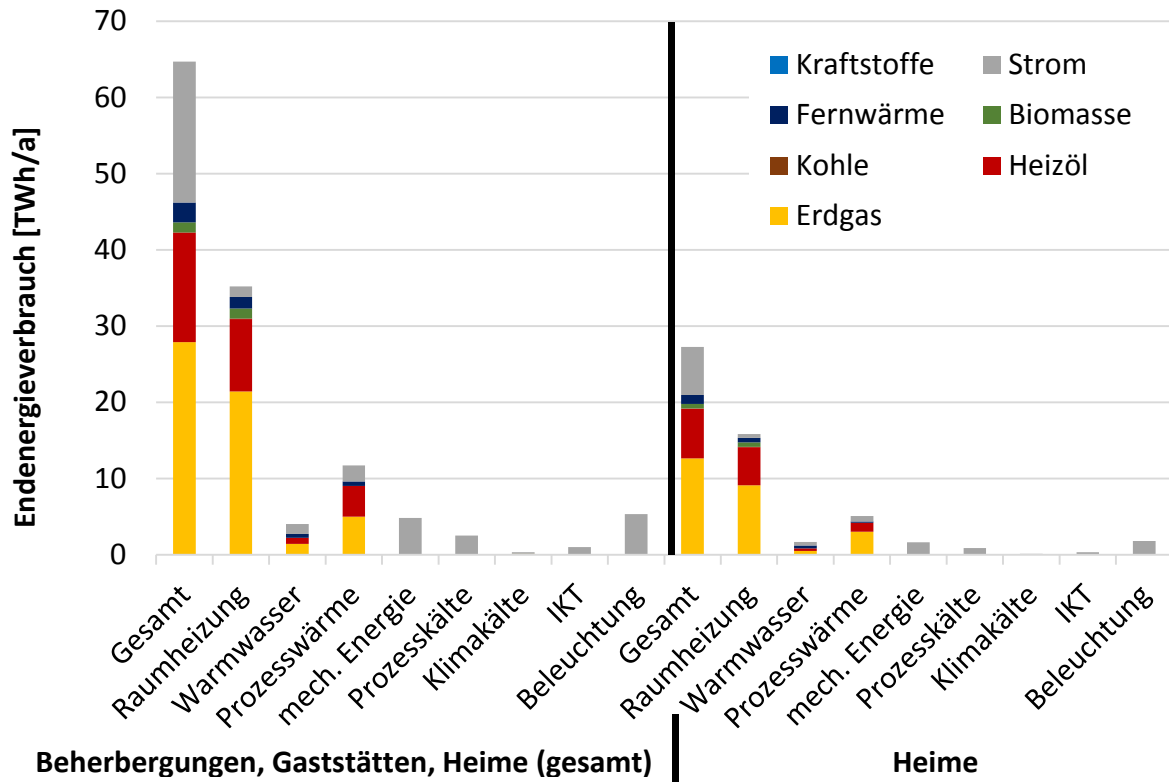


Abbildung 0-1: Endenergiebedarf nach Anwendung und Energieträger im gesamten Gewerk Beherbergungen, Gaststätten, Heime sowie im Teilgewerk Heime 2013

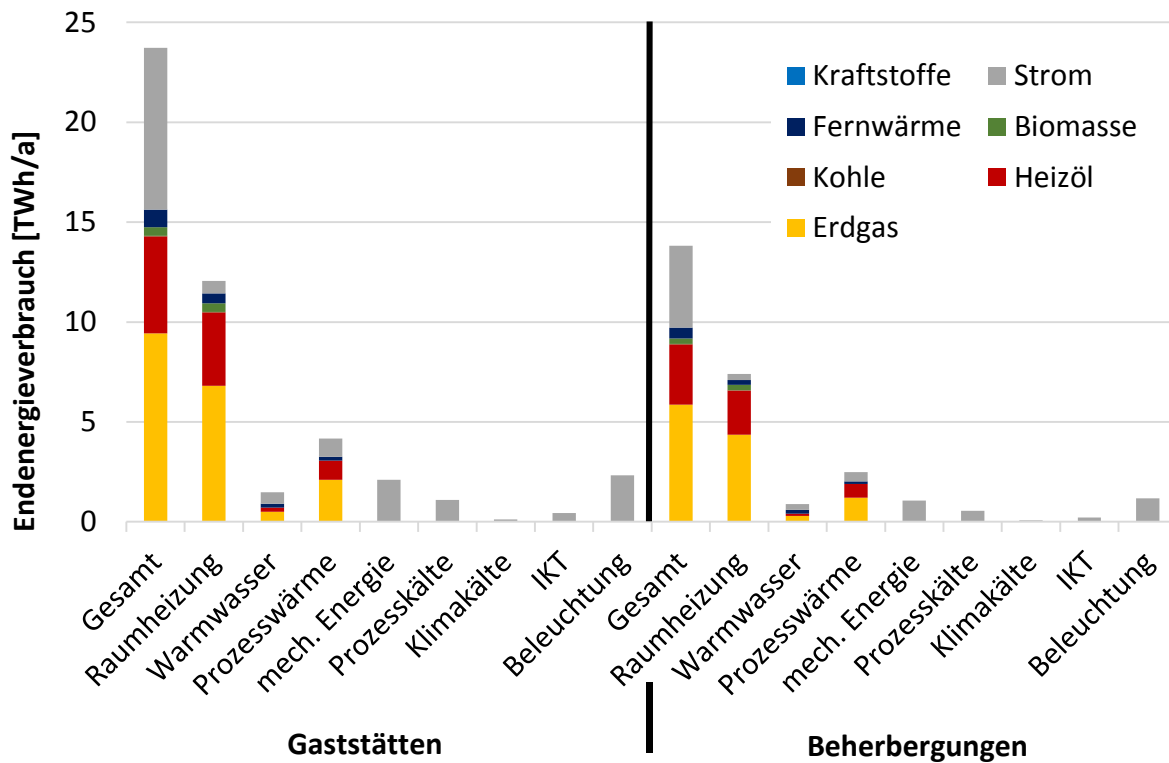


Abbildung 0-2: Endenergiebedarf nach Anwendung und Energieträger in den Teilgewerken Gaststätten und Beherbergungen 2013

Gewerbegas im Smart Market - Anhang

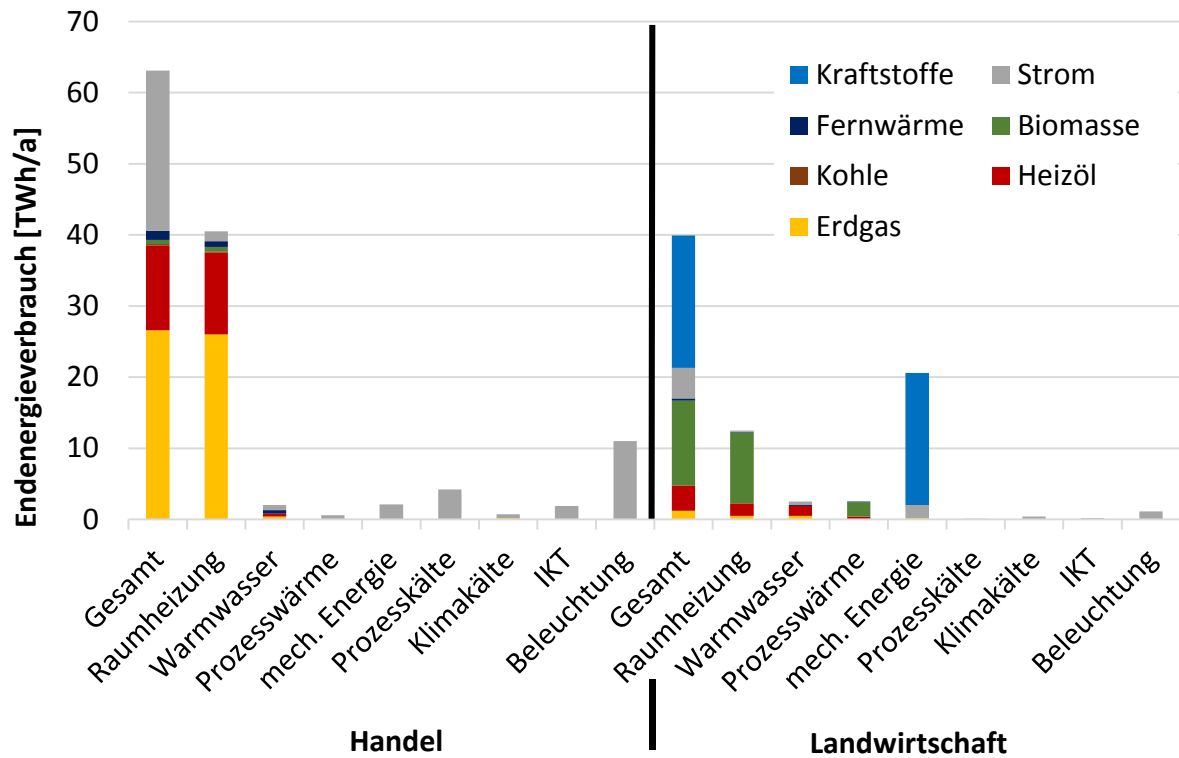


Abbildung 0-3: Endenergiebedarf nach Anwendung und Energieträger in den Gewerken Handel und Landwirtschaft 2013

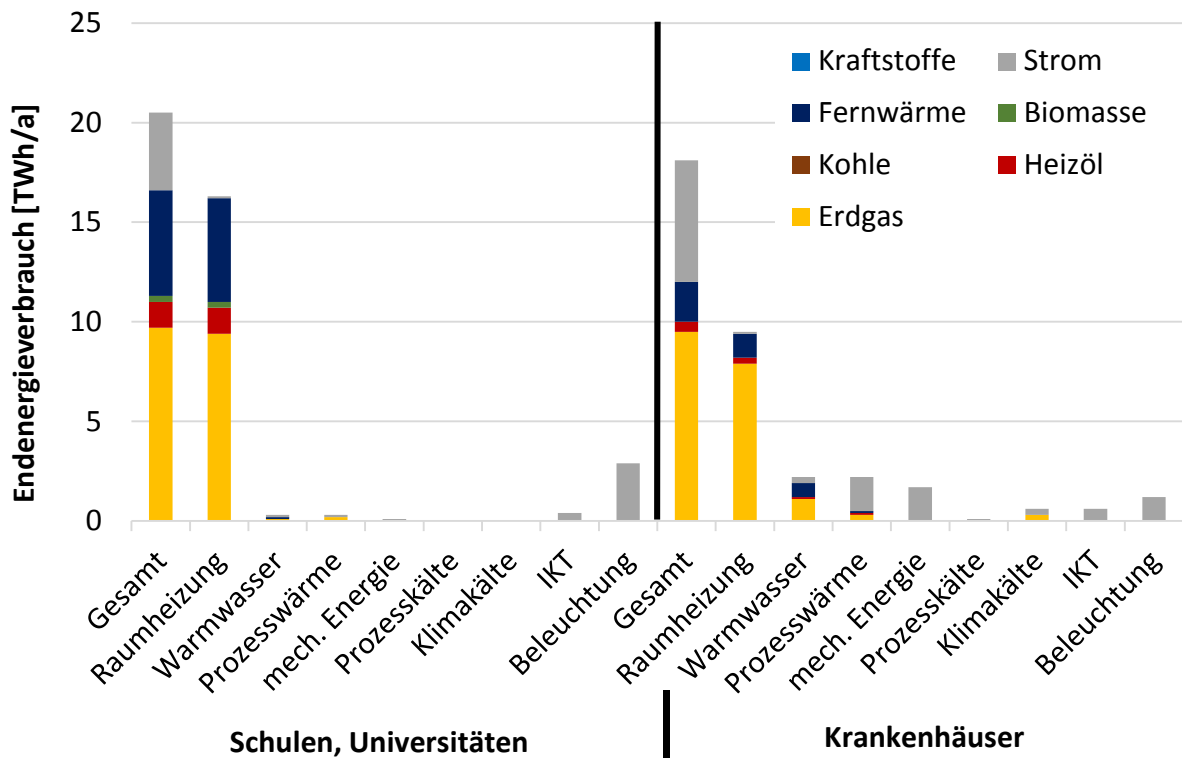


Abbildung 0-4: Endenergiebedarf nach Anwendung und Energieträger in den Gewerken Schulen, Universitäten und Krankenhäuser 2013

Gewerbegas im Smart Market - Anhang

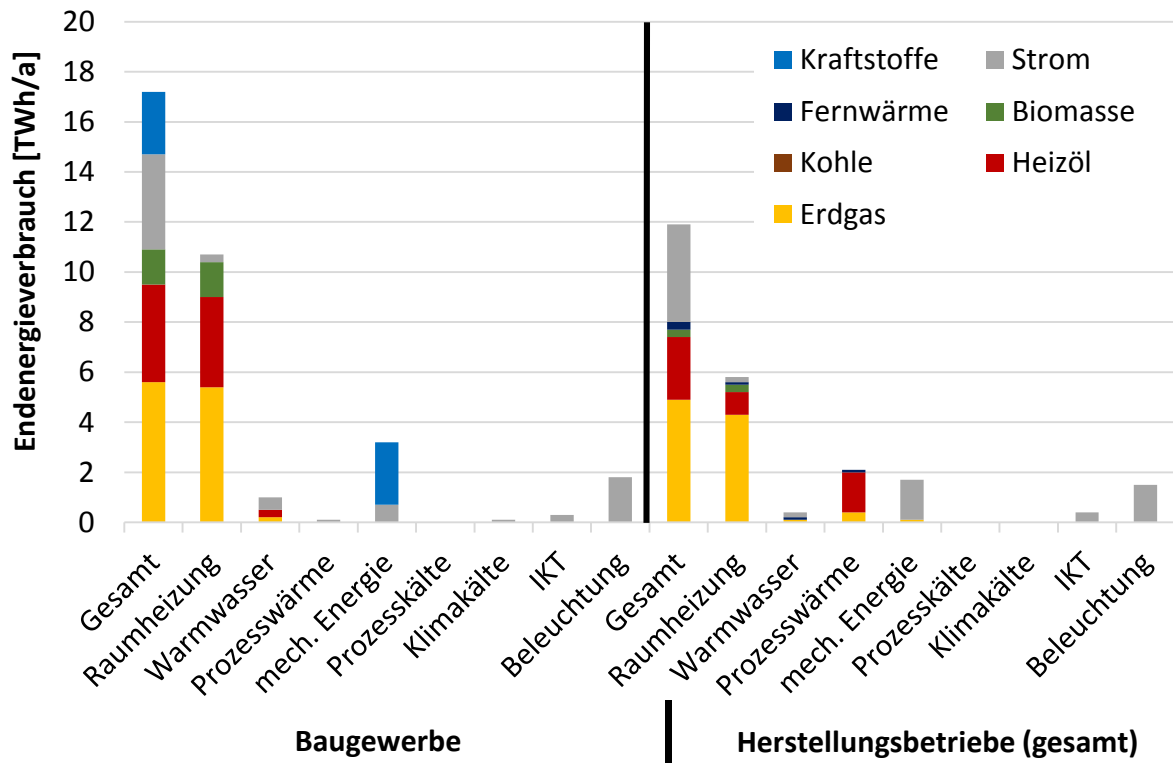


Abbildung 0-5: Endenergiebedarf nach Anwendung und Energieträger in den Gewerken Baugewerbe und Herstellungsbetriebe 2013

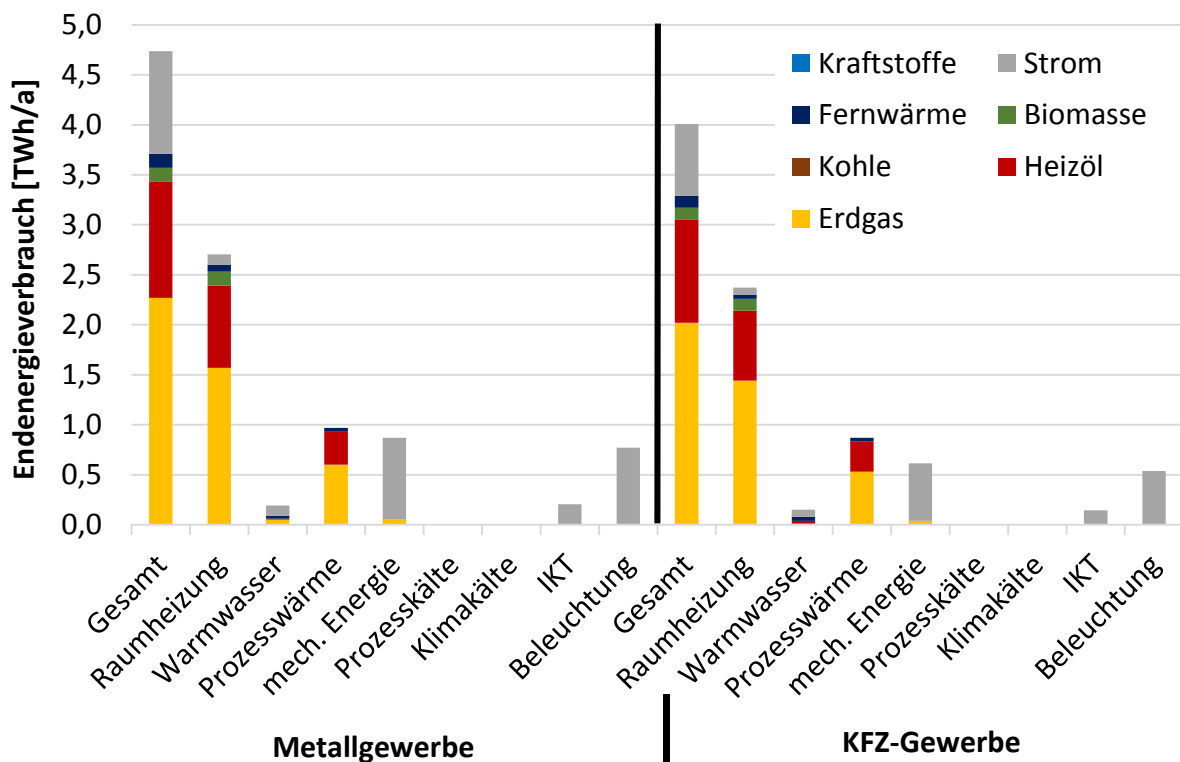


Abbildung 0-6: Endenergiebedarf nach Anwendung und Energieträger in den Teilgewerken Metallgewerbe und KFZ-Gewerbe 2013

Gewerbegas im Smart Market - Anhang

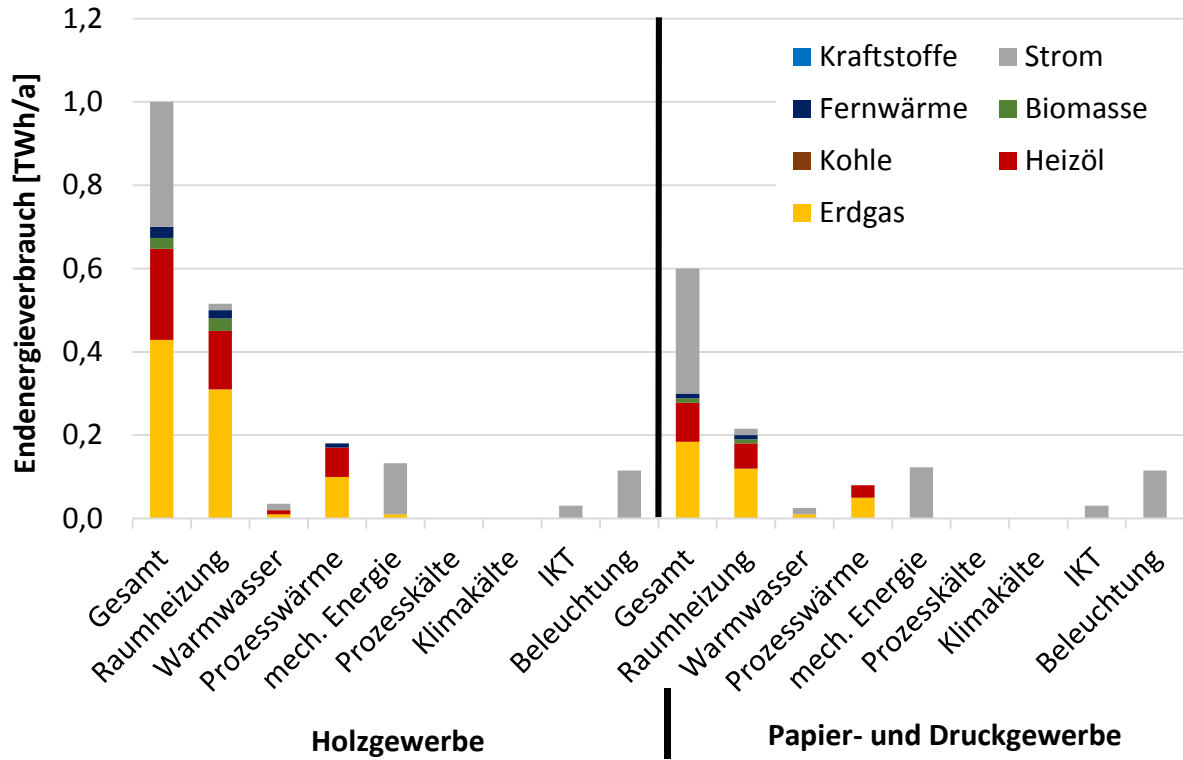


Abbildung 0-7: Endenergiebedarf nach Anwendung und Energieträger in den Teilwerken Holzgewerbe sowie Papier- und Druckgewerbe 2013

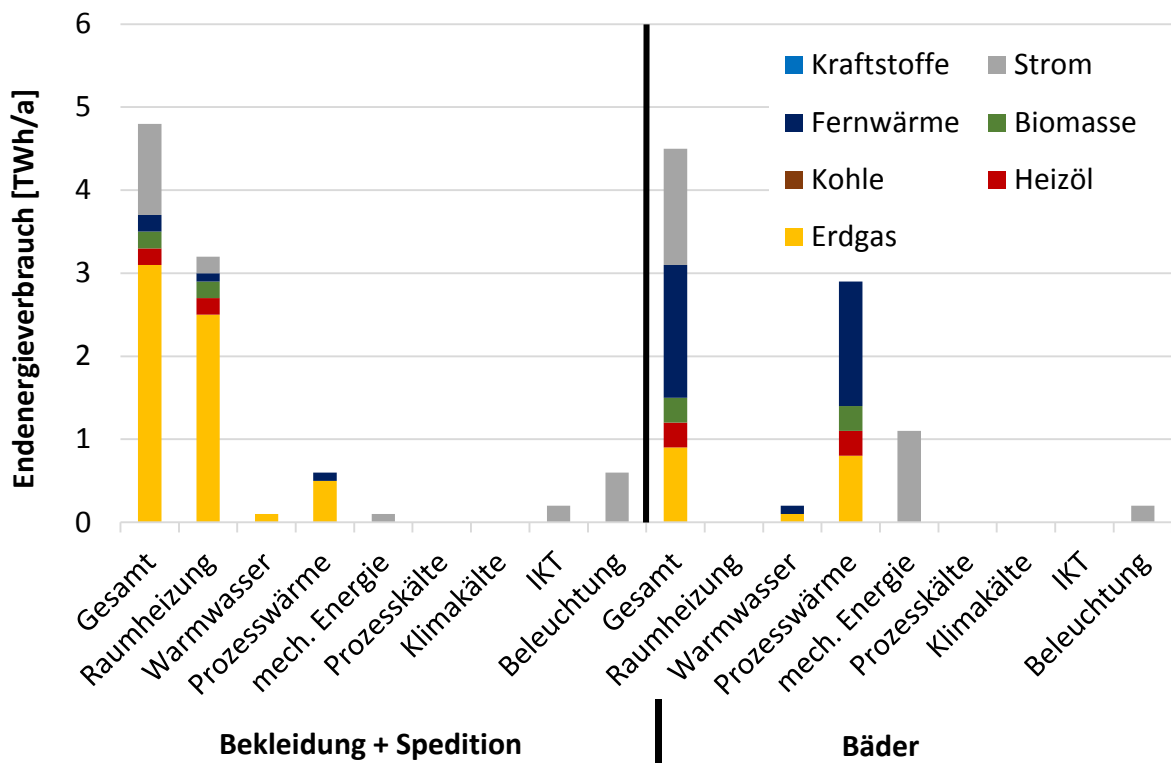


Abbildung 0-8: Endenergiebedarf nach Anwendung und Energieträger in den Gewerken Bekleidung, Spedition und Bäder 2013

Gewerbegas im Smart Market - Anhang

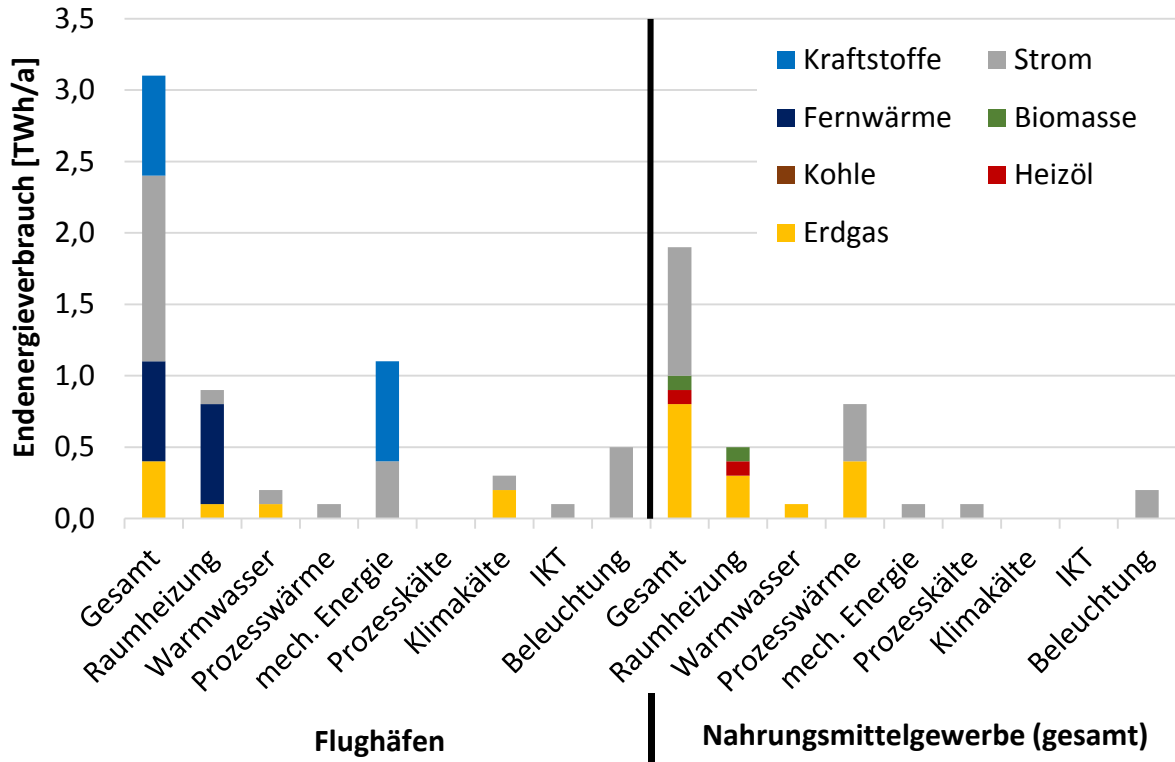


Abbildung 0-9: Endenergiebedarf nach Anwendung und Energieträger in den Gewerken Flughäfen und Nahrungsmittelgewerbe 2013

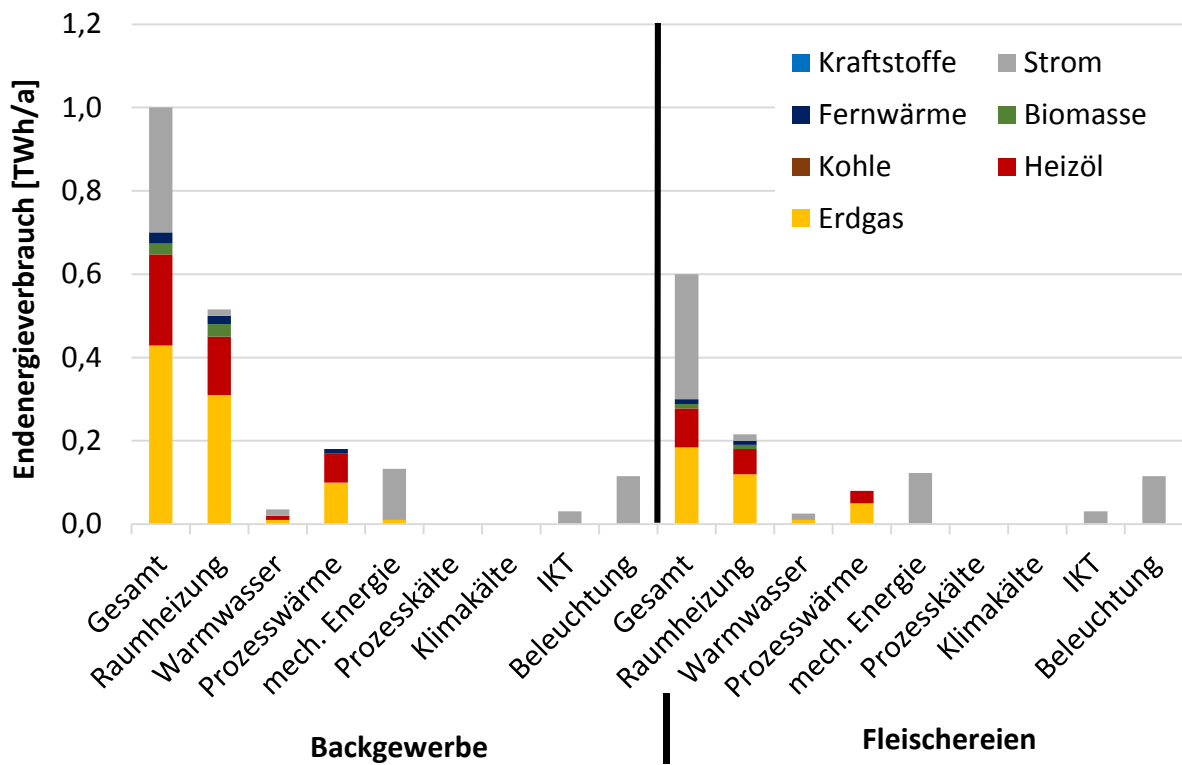


Abbildung 0-10: Endenergiebedarf nach Anwendung und Energieträger in den Teilgewerken Backgewerbe und Fleischereien 2013

Gewerbegas im Smart Market - Anhang

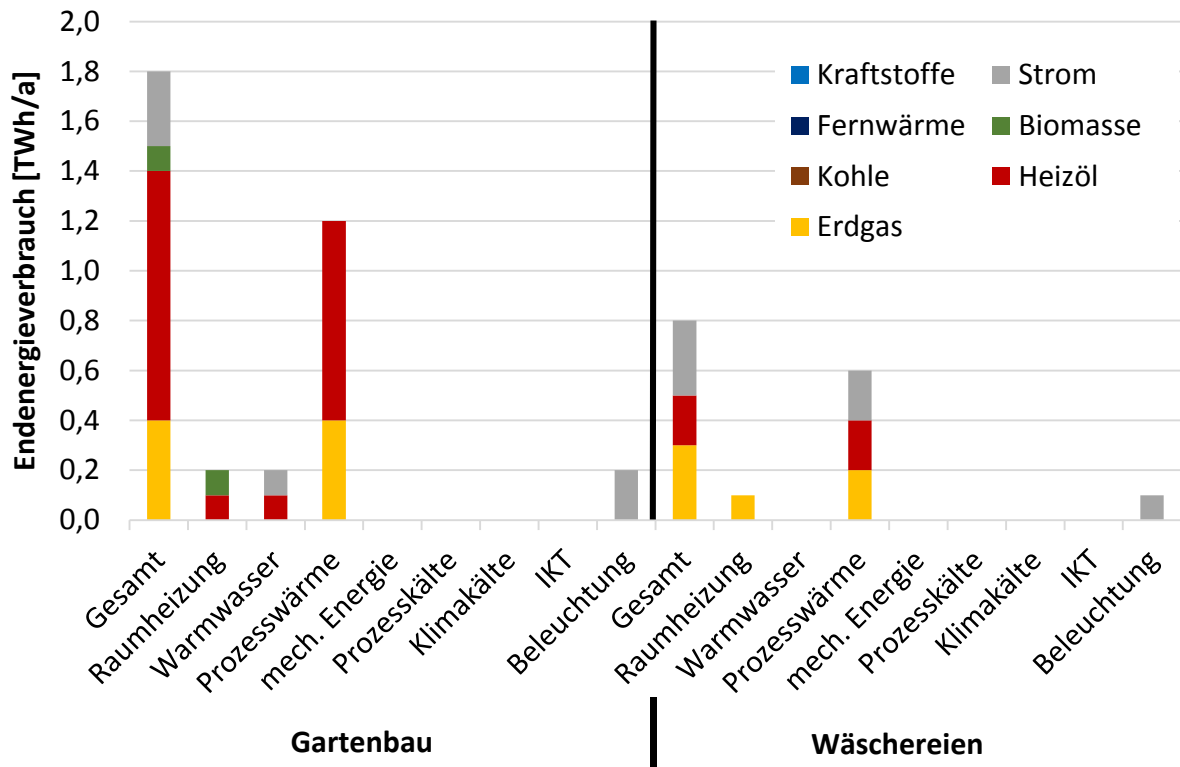
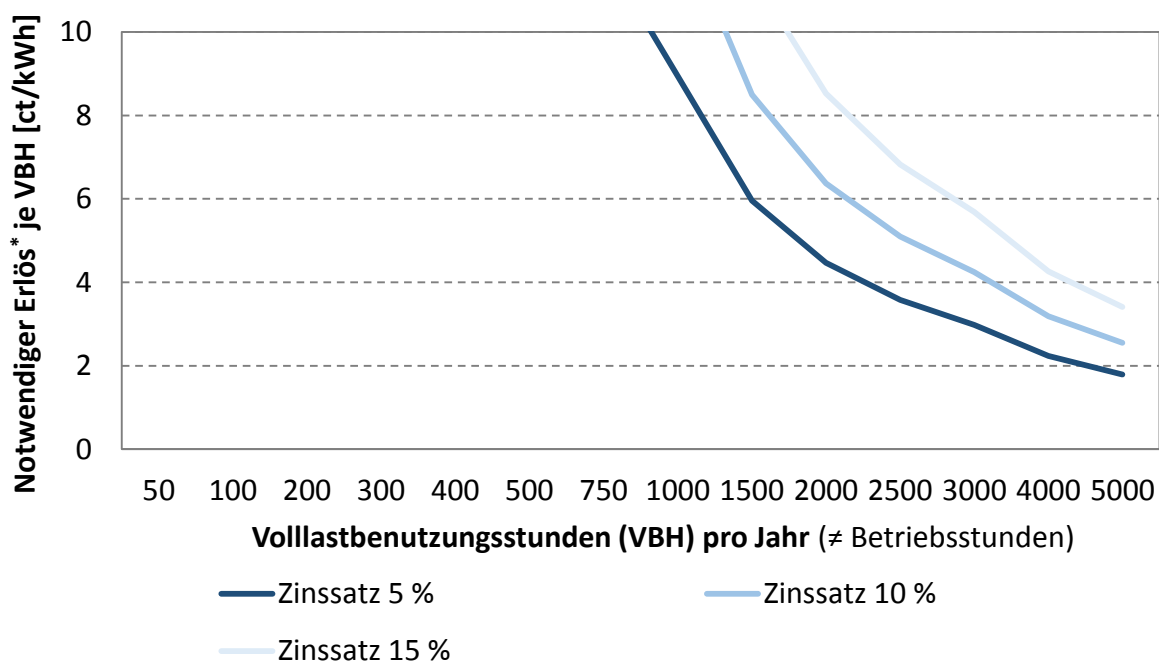


Abbildung 0-11: Endenergiebedarf nach Anwendung und Energieträger in den Gewerken Gartenbau und Wäschereien 2013

C Größenabhängige Wirtschaftlichkeit Flex-Kessel

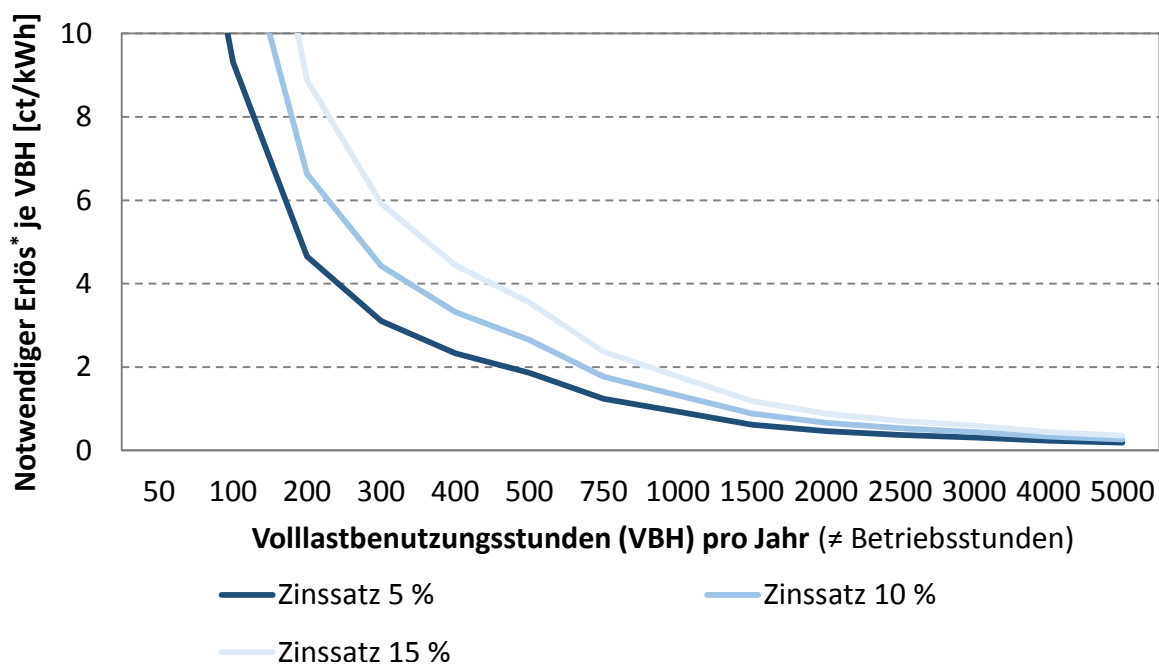
Flex-Kessel in Ergänzung zu el. Wärmepumpe, **kleiner Bürobetrieb** (5,5 MWh_{th}/a)



* Notwendiger durchschnittlicher Energieträgerpreisspread, um die Investition in die Flexibilitätsoption über ihre technische Lebensdauer zu refinanzieren.

Abbildung 0-12: Wirtschaftlichkeit der Installation eines Gasbrennwertkessels (Flex-Kessel) in Ergänzung zu einer elektrischen Wärmepumpe bei einem kleinen Bürobetrieb

Flex-Kessel in Ergänzung zu el. Wärmepumpe, **großer Bürobetrieb** (550 MWh_{th}/a)



* Notwendiger durchschnittlicher Energieträgerpreisspread, um die Investition in die Flexibilitätsoption über ihre technische Lebensdauer zu refinanzieren.

Abbildung 0-13: Wirtschaftlichkeit der Installation eines Gasbrennwertkessels (Flex-Kessel) in Ergänzung zu einer elektrischen Wärmepumpe bei einem großen Bürobetrieb

D Entwicklungspfad des Power-to-Heat-Potentials

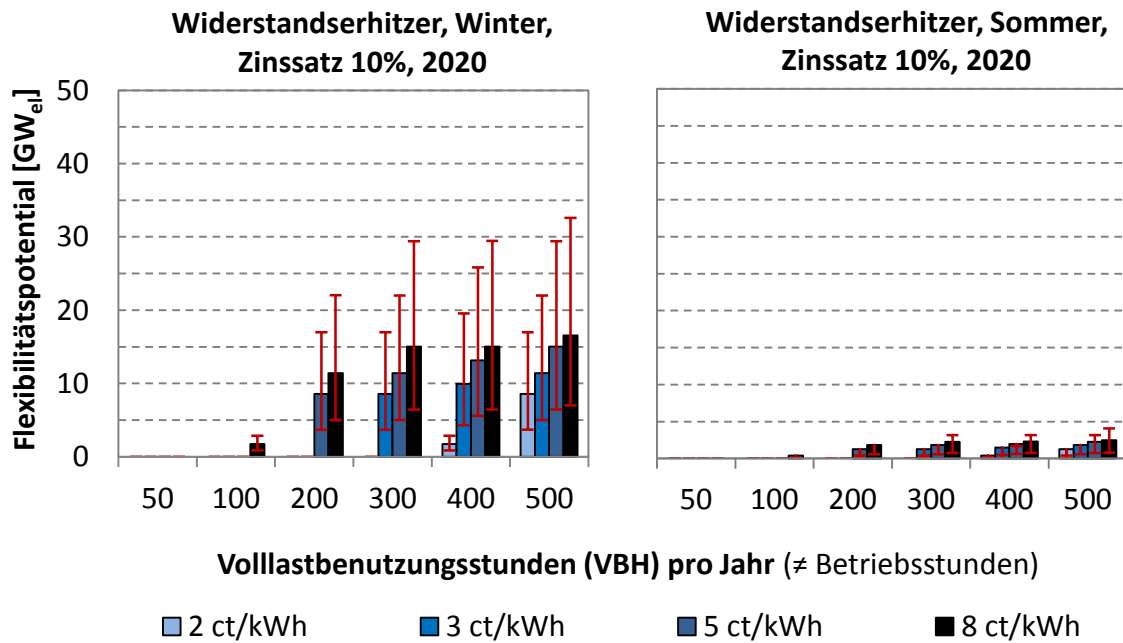


Abbildung 0-14: Ausblick der wirtschaftlichen Potentiale fur Power-to-Heat mit Widerstandserhitzern im GHD-Sektor im Winter und im Sommer fur das Jahr 2020

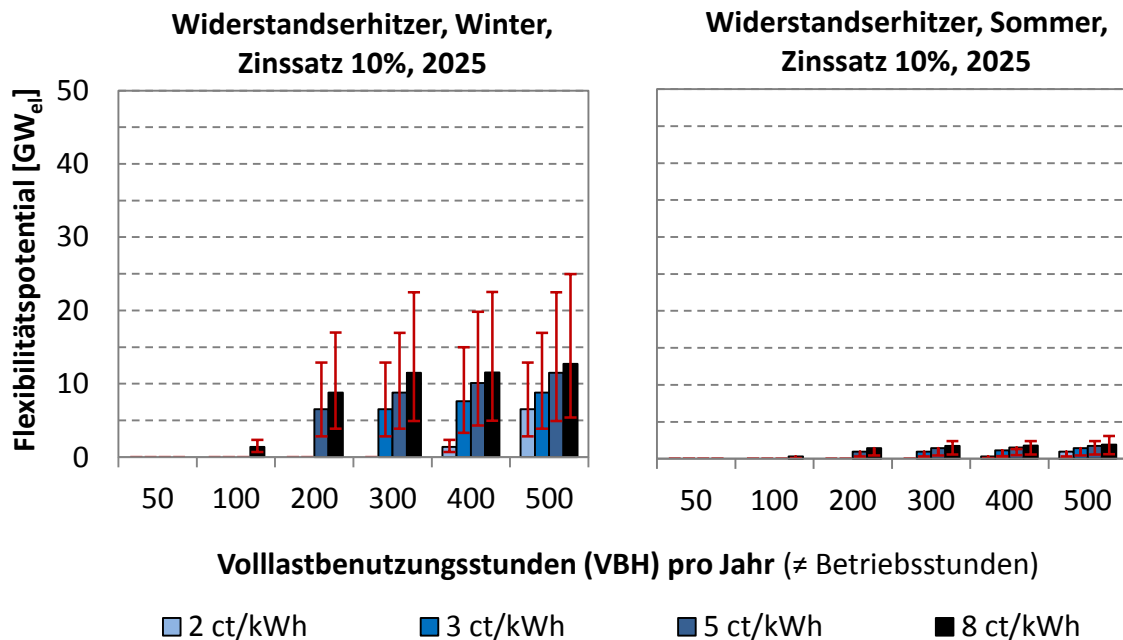


Abbildung 0-15: Ausblick der wirtschaftlichen Potentiale fur Power-to-Heat mit Widerstandserhitzern im GHD-Sektor im Winter und im Sommer fur das Jahr 2025

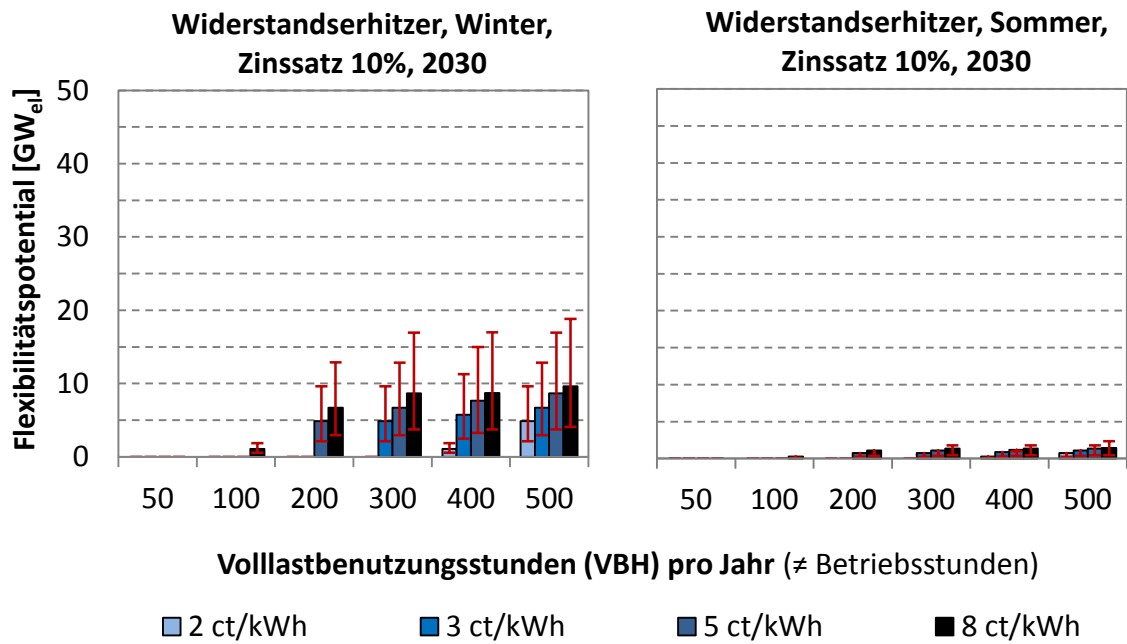


Abbildung 0-16: Ausblick der wirtschaftlichen Potentiale fur Power-to-Heat mit Widerstandserhitzern im GHD-Sektor im Winter und im Sommer fur das Jahr 2030

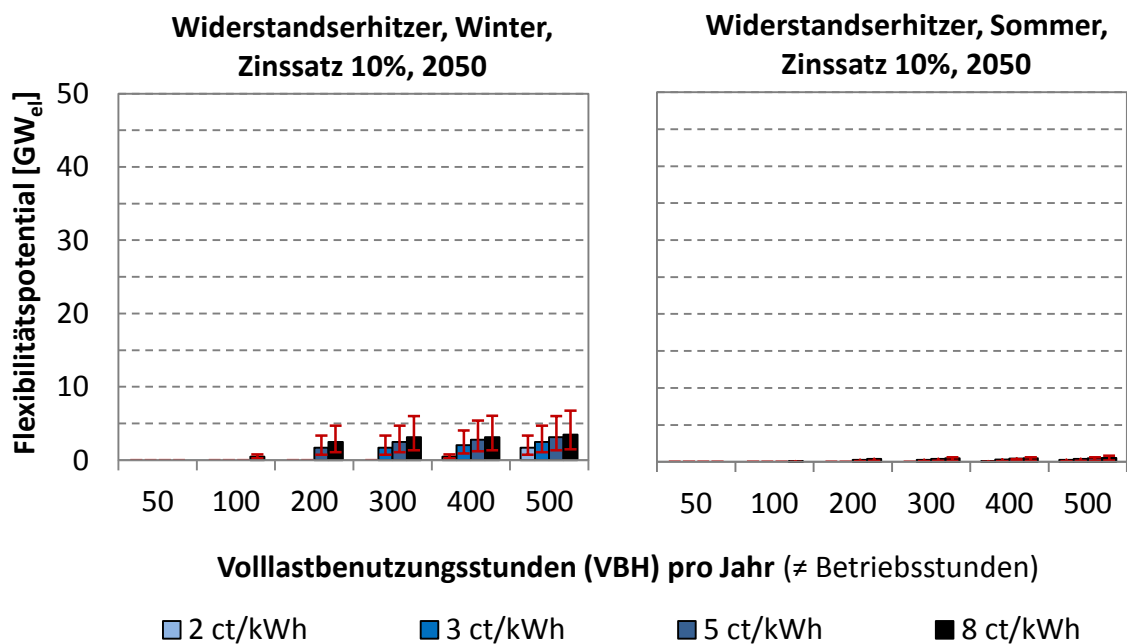


Abbildung 0-17: Ausblick der wirtschaftlichen Potentiale fur Power-to-Heat mit Widerstandserhitzern im GHD-Sektor im Winter und im Sommer fur das Jahr 2050

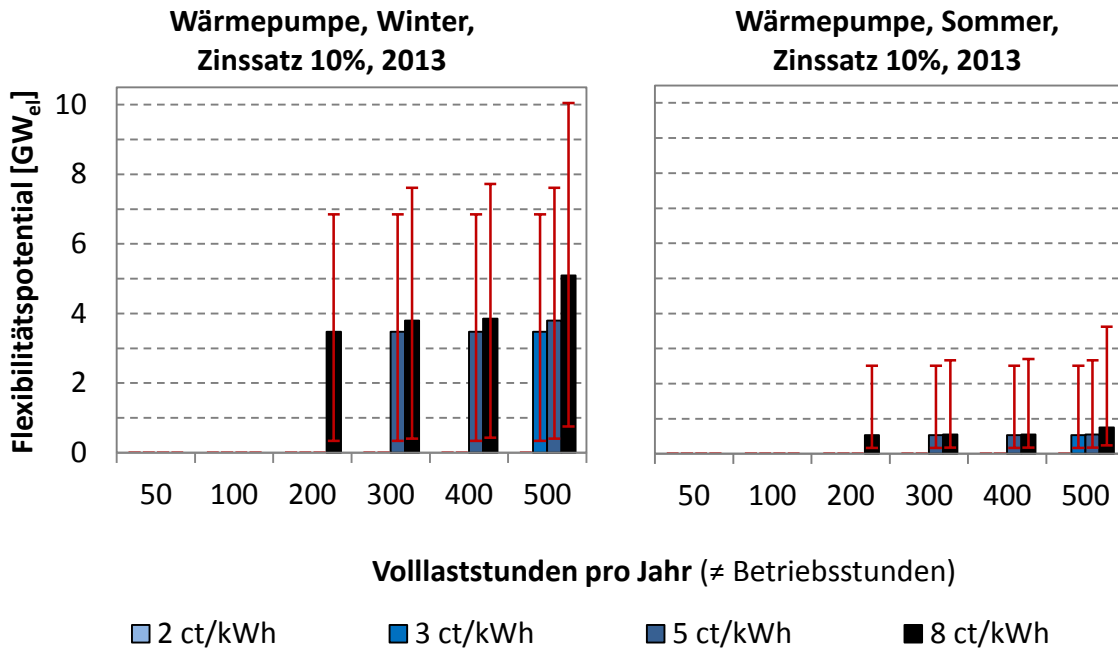


Abbildung 0-18: Wirtschaftliche Potentiale für Power-to-Heat mit elektrischen Wärmepumpen im GHD-Sektor im Winter und im Sommer 2013 (Achse skaliert bis 10 GW_{el})

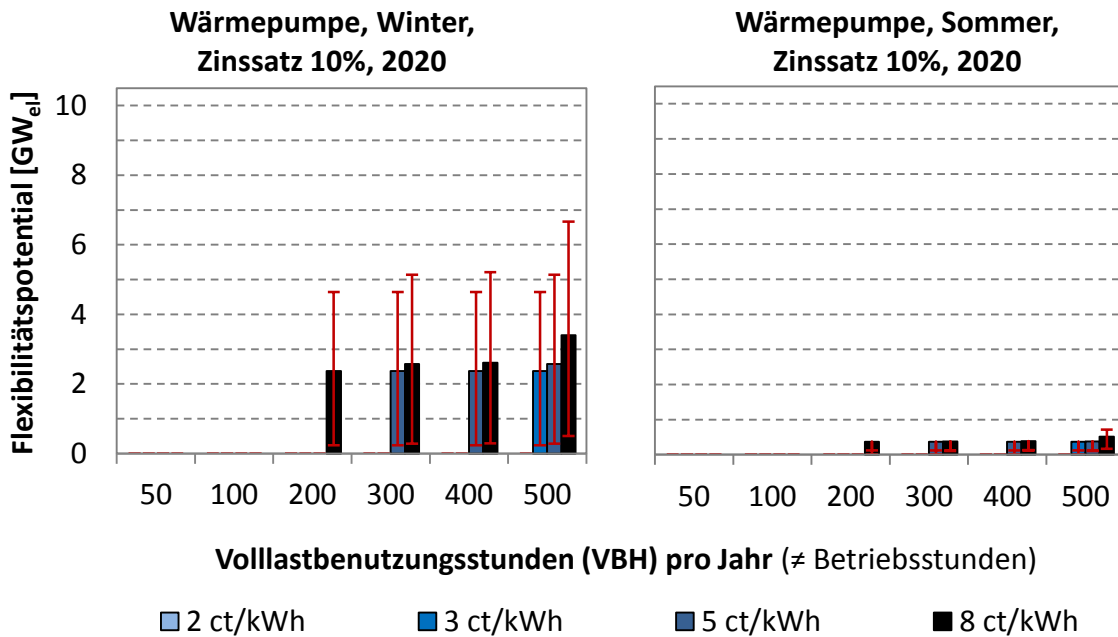


Abbildung 0-19: Ausblick der wirtschaftlichen Potentiale für Power-to-Heat mit elektrischen Wärmepumpen im GHD-Sektor im Winter und im Sommer für das Jahr 2020

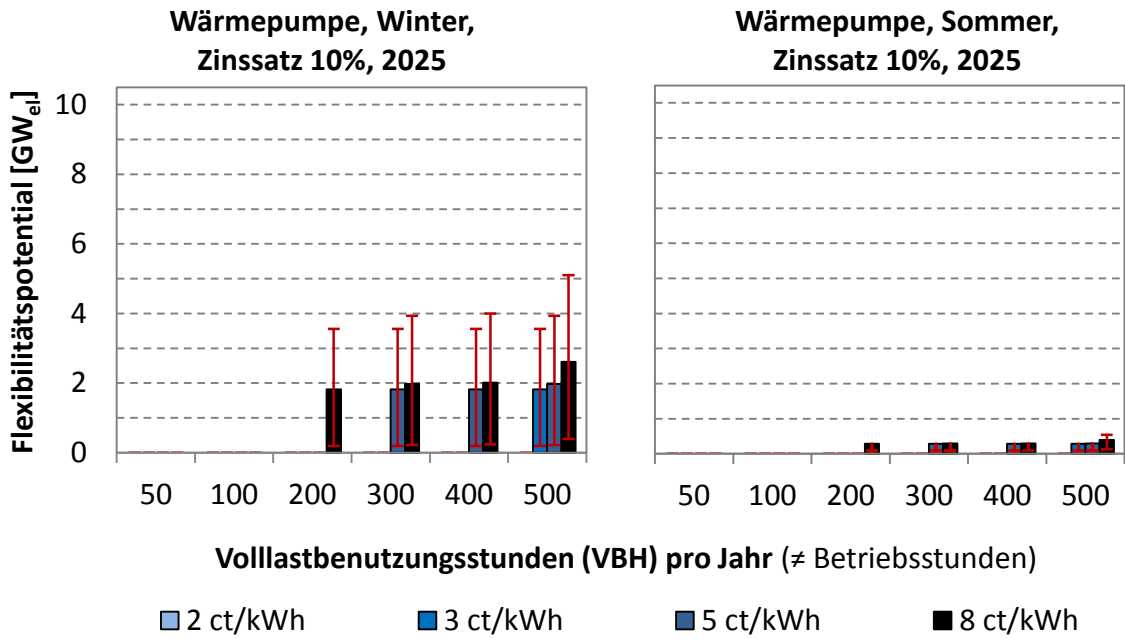


Abbildung 0-20: Ausblick der wirtschaftlichen Potentiale fur Power-to-Heat mit elektrischen Warmepumpen im GHD-Sektor im Winter und im Sommer fur das Jahr 2025

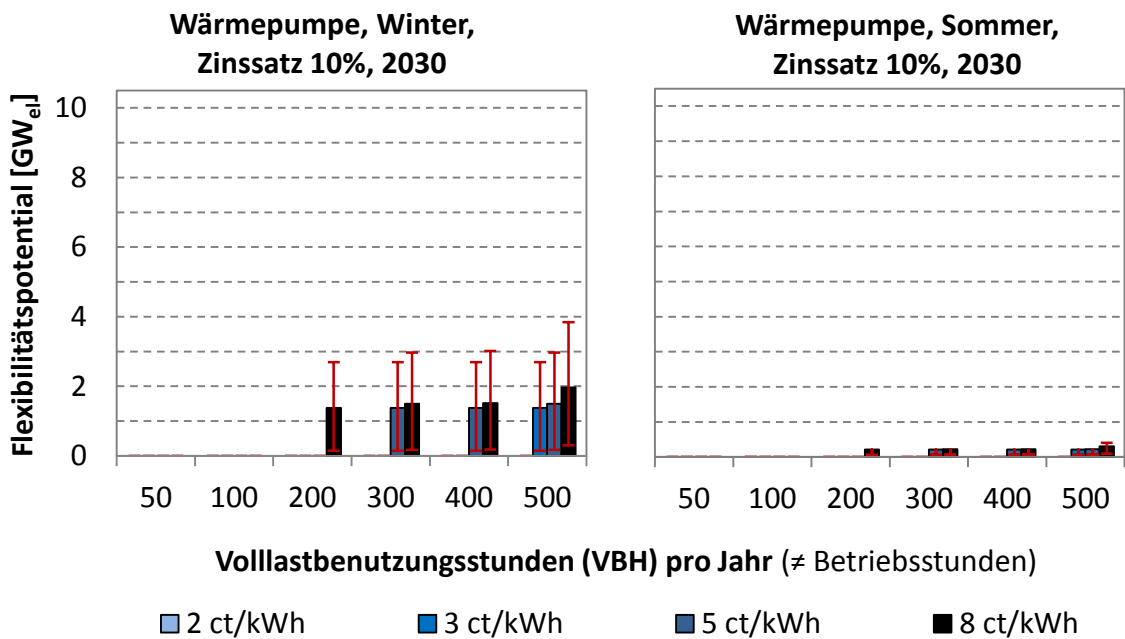


Abbildung 0-21: Ausblick der wirtschaftlichen Potentiale fur Power-to-Heat mit elektrischen Warmepumpen im GHD-Sektor im Winter und im Sommer fur das Jahr 2030

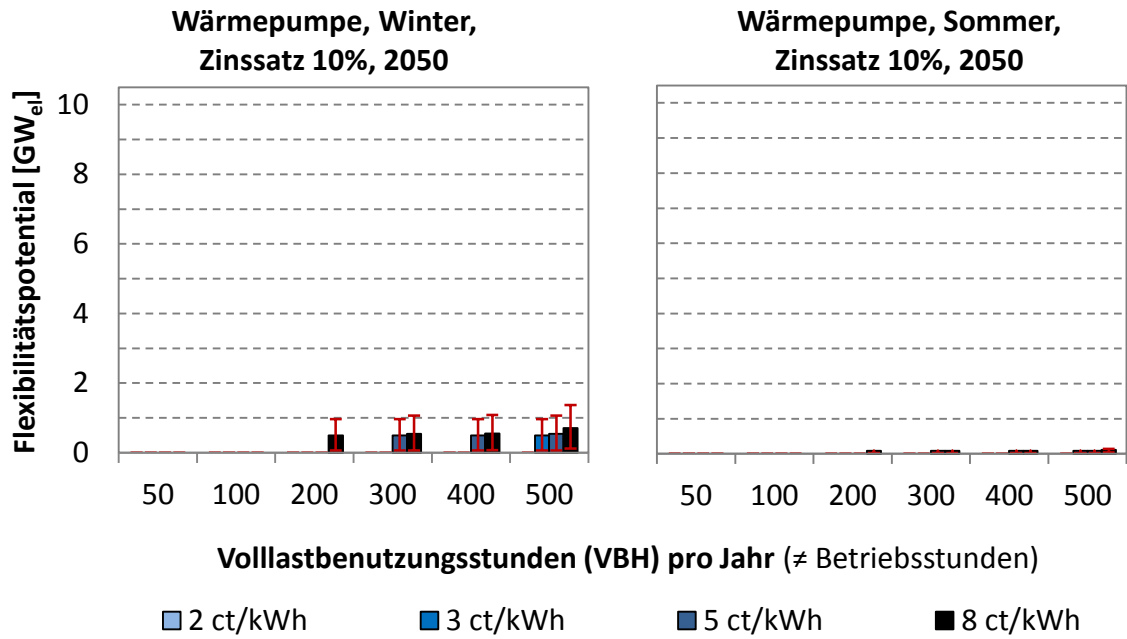


Abbildung 0-22: Ausblick der wirtschaftlichen Potentiale für Power-to-Heat mit elektrischen Wärmepumpen im GHD-Sektor im Winter und im Sommer für das Jahr 2050

E Wirtschaftlichkeitsbetrachtung bei historischen Preisen

Tabelle 0-2: Branchenweite Auswertung des Barwerts für die Ergänzung eines Erdgasbrennwertkessels mit einem Widerstandserhitzer in Abhängigkeit des Zinssatzes und der Betriebsgröße für historische Spotmarktpreise der Jahre 2013 und 2014 sowie für Situationen, in denen der Strompreis um die Bestandteile Netzentgelt und/oder EEG-Umlage entlastet ist

Nettobarwert [€]			2013				2014			
Branche	Größe	Zinssatz	Spotmarktpreise	ohne Netzentgelte	ohne EEG-Umlage	ohne	Spotmarktpreise	ohne Netzentgelte	ohne EEG-Umlage	ohne
						Netzentgelte und EEG-Umlage				Netzentgelte und EEG-Umlage
Büroähnliche Betriebe	klein	5%	-1.041	-1.204	-1.204	-1.161	-1.088	-1.205	-1.205	-1.108
		10%	-1.093	-1.204	-1.205	-1.175	-1.125	-1.205	-1.205	-1.139
		15%	-1.123	-1.205	-1.205	-1.183	-1.146	-1.205	-1.205	-1.157
	mittel	5%	-2.026	-3.653	-3.656	-3.225	-2.491	-3.660	-3.658	-2.697
		10%	-2.545	-3.657	-3.659	-3.365	-2.863	-3.662	-3.660	-3.004
		15%	-2.842	-3.659	-3.660	-3.444	-3.075	-3.663	-3.661	-3.179
	groß	5%	1.814	-15.535	-15.565	-10.880	-2.660	-15.617	-15.591	-4.919
		10%	-3.725	-15.577	-15.597	-12.396	-6.781	-15.633	-15.615	-8.324
		15%	-6.887	-15.600	-15.616	-13.262	-9.133	-15.641	-15.628	-10.268
Beherbergung	klein	5%	-955	-1.559	-1.560	-1.406	-1.132	-1.562	-1.561	-1.208
		10%	-1.148	-1.561	-1.561	-1.456	-1.269	-1.562	-1.562	-1.321
		15%	-1.258	-1.562	-1.562	-1.484	-1.347	-1.563	-1.562	-1.385
	mittel	5%	-4.724	-6.536	-6.539	-6.075	-5.253	-6.543	-6.540	-5.483
		10%	-5.303	-6.540	-6.542	-6.226	-5.664	-6.546	-6.543	-5.821
		15%	-5.633	-6.543	-6.545	-6.311	-5.899	-6.547	-6.545	-6.014
	groß	5%	-943	-13.024	-13.044	-9.951	-4.471	-13.073	-13.051	-6.003
		10%	-4.801	-13.054	-13.067	-10.954	-7.211	-13.087	-13.072	-8.258
		15%	-7.003	-13.071	-13.081	-11.527	-8.775	-13.096	-13.084	-9.545
Gaststätten	klein	5%	-766	-1.101	-1.102	-1.015	-857	-1.102	-1.102	-900
		10%	-873	-1.102	-1.102	-1.043	-935	-1.103	-1.102	-965
		15%	-934	-1.102	-1.103	-1.059	-980	-1.103	-1.103	-1.002
	mittel	5%	-319	-2.332	-2.335	-1.814	-868	-2.340	-2.336	-1.128
		10%	-962	-2.337	-2.339	-1.984	-1.337	-2.343	-2.340	-1.515
		15%	-1.329	-2.340	-2.342	-2.080	-1.605	-2.344	-2.342	-1.735
	groß	5%	5.260	-11.510	-11.538	-7.197	694	-11.580	-11.547	-1.478
		10%	-96	-11.553	-11.572	-8.607	-3.216	-11.601	-11.579	-4.700
		15%	-3.155	-11.578	-11.592	-9.412	-5.448	-11.613	-11.596	-6.539
Heime und Organisationen ohne Erwerbszweck	klein	5%	-1.093	-1.412	-1.413	-1.327	-1.176	-1.414	-1.413	-1.218
		10%	-1.195	-1.413	-1.413	-1.355	-1.252	-1.414	-1.414	-1.280
		15%	-1.253	-1.414	-1.414	-1.371	-1.295	-1.414	-1.414	-1.316
	mittel	5%	-4.966	-6.882	-6.885	-6.369	-5.467	-6.890	-6.887	-5.716
		10%	-5.578	-6.886	-6.888	-6.536	-5.919	-6.892	-6.890	-6.090
		15%	-5.927	-6.889	-6.890	-6.631	-6.178	-6.893	-6.891	-6.303
	groß	5%	-1.615	-17.577	-17.603	-13.302	-5.783	-17.645	-17.619	-7.863
		10%	-6.709	-17.614	-17.631	-14.693	-9.557	-17.660	-17.643	-10.978
		15%	-9.617	-17.635	-17.648	-15.487	-11.711	-17.668	-17.656	-12.756

Gewerbegas im Smart Market - Anhang

Handel	klein	5%	-948	-1.204	-1.204	-1.134	-990	-1.205	-1.204	-1.027
		10%	-1.030	-1.204	-1.205	-1.157	-1.059	-1.205	-1.205	-1.084
		15%	-1.076	-1.205	-1.205	-1.170	-1.097	-1.205	-1.205	-1.116
	mittel	5%	-3.236	-5.793	-5.797	-5.095	-3.659	-5.803	-5.799	-4.026
		10%	-4.052	-5.799	-5.802	-5.322	-4.340	-5.806	-5.803	-4.592
		15%	-4.518	-5.802	-5.804	-5.451	-4.730	-5.807	-5.805	-4.915
	groß	5%	-1.292	-14.077	-14.099	-10.586	-3.405	-14.129	-14.108	-5.244
		10%	-5.371	-14.105	-14.120	-11.720	-6.814	-14.140	-14.126	-8.070
		15%	-7.699	-14.121	-14.132	-12.368	-8.761	-14.147	-14.137	-9.684
Schulen, Uni- versitäten	klein	5%	-1.049	-1.087	-1.087	-1.077	-1.059	-1.087	-1.087	-1.064
		10%	-1.062	-1.087	-1.087	-1.080	-1.068	-1.087	-1.087	-1.072
		15%	-1.068	-1.087	-1.087	-1.082	-1.073	-1.087	-1.087	-1.076
	mittel	5%	-1.898	-3.786	-3.789	-3.279	-2.385	-3.795	-3.792	-2.630
		10%	-2.500	-3.790	-3.793	-3.444	-2.833	-3.797	-3.795	-3.001
		15%	-2.845	-3.793	-3.795	-3.539	-3.089	-3.798	-3.796	-3.213
	groß	5%	2.221	-16.662	-16.695	-11.595	-2.648	-16.751	-16.723	-5.107
		10%	-3.807	-16.707	-16.730	-13.246	-7.133	-16.768	-16.748	-8.813
		15%	-7.249	-16.733	-16.749	-14.188	-9.694	-16.778	-16.763	-10.929
Krankenhäuser	klein	5%	-1.703	-1.703	-1.703	-1.703	-1.703	-1.703	-1.703	-1.703
		10%	-1.703	-1.703	-1.703	-1.703	-1.703	-1.703	-1.703	-1.703
		15%	-1.703	-1.703	-1.703	-1.703	-1.703	-1.703	-1.703	-1.703
	mittel	5%	-1.521	-2.135	-2.136	-1.979	-1.701	-2.138	-2.137	-1.778
		10%	-1.717	-2.137	-2.138	-2.030	-1.840	-2.139	-2.138	-1.893
		15%	-1.829	-2.138	-2.138	-2.059	-1.919	-2.139	-2.138	-1.958
	groß	5%	9.297	-21.410	-21.459	-13.598	330	-21.535	-21.477	-3.564
		10%	-508	-21.485	-21.519	-16.149	-6.634	-21.571	-21.531	-9.294
		15%	-6.106	-21.529	-21.554	-17.605	-10.610	-21.591	-21.562	-12.566
Baugewerbe	klein	5%	-1.518	-1.697	-1.697	-1.652	-1.570	-1.698	-1.697	-1.593
		10%	-1.575	-1.697	-1.697	-1.667	-1.611	-1.698	-1.697	-1.626
		15%	-1.608	-1.697	-1.698	-1.675	-1.634	-1.698	-1.698	-1.645
	mittel	5%	-1.129	-2.917	-2.920	-2.470	-1.653	-2.924	-2.921	-1.879
		10%	-1.699	-2.920	-2.922	-2.615	-2.057	-2.925	-2.924	-2.211
		15%	-2.025	-2.923	-2.924	-2.698	-2.288	-2.926	-2.925	-2.401
	groß	5%	3.633	-14.241	-14.270	-9.772	-1.601	-14.310	-14.285	-3.859
		10%	-2.066	-14.277	-14.297	-11.224	-5.642	-14.324	-14.308	-7.185
		15%	-5.320	-14.298	-14.312	-12.053	-7.949	-14.333	-14.320	-9.083
Metallgewerbe	klein	5%	-1.564	-1.797	-1.797	-1.735	-1.612	-1.798	-1.798	-1.644
		10%	-1.638	-1.797	-1.798	-1.755	-1.671	-1.798	-1.798	-1.693
		15%	-1.681	-1.798	-1.798	-1.766	-1.705	-1.798	-1.798	-1.721
	mittel	5%	-1.552	-2.951	-2.953	-2.577	-1.841	-2.956	-2.955	-2.036
		10%	-1.998	-2.954	-2.955	-2.698	-2.196	-2.958	-2.956	-2.329
		15%	-2.253	-2.955	-2.957	-2.768	-2.398	-2.958	-2.957	-2.496
	groß	5%	-1.550	-1.550	-1.550	-1.550	-1.550	-1.550	-1.550	-1.550
		10%	-1.550	-1.550	-1.550	-1.550	-1.550	-1.550	-1.550	-1.550
		15%	-1.550	-1.550	-1.550	-1.550	-1.550	-1.550	-1.550	-1.550

Gewerbegas im Smart Market - Anhang

KFZ-Gewerbe	klein	5%	-1.566	-1.915	-1.915	-1.822	-1.638	-1.916	-1.916	-1.687
		10%	-1.677	-1.915	-1.916	-1.852	-1.727	-1.916	-1.916	-1.760
		15%	-1.741	-1.916	-1.916	-1.869	-1.777	-1.917	-1.916	-1.801
	mittel	5%	-1.526	-3.617	-3.621	-3.059	-1.959	-3.626	-3.623	-2.250
		10%	-2.193	-3.622	-3.624	-3.240	-2.489	-3.628	-3.626	-2.688
		15%	-2.574	-3.625	-3.626	-3.344	-2.791	-3.629	-3.628	-2.938
	groß	5%	-213	-17.640	-17.670	-12.985	-3.816	-17.715	-17.690	-6.242
		10%	-5.773	-17.679	-17.699	-14.498	-8.235	-17.729	-17.713	-9.892
		15%	-8.947	-17.700	-17.715	-15.362	-10.757	-17.738	-17.725	-11.975
Holzgewerbe	klein	5%	-1.514	-1.766	-1.767	-1.700	-1.576	-1.767	-1.767	-1.610
		10%	-1.594	-1.767	-1.767	-1.721	-1.637	-1.768	-1.767	-1.660
		15%	-1.640	-1.767	-1.767	-1.734	-1.672	-1.768	-1.768	-1.689
	mittel	5%	-1.262	-2.777	-2.780	-2.377	-1.638	-2.784	-2.781	-1.840
		10%	-1.745	-2.781	-2.782	-2.507	-2.002	-2.785	-2.783	-2.140
		15%	-2.021	-2.782	-2.784	-2.581	-2.210	-2.786	-2.785	-2.312
	groß	5%	1.529	-11.102	-11.123	-7.763	-1.608	-11.155	-11.137	-3.291
		10%	-2.501	-11.130	-11.144	-8.848	-4.644	-11.166	-11.154	-5.794
		15%	-4.802	-11.146	-11.156	-9.468	-6.377	-11.172	-11.163	-7.223
Papier- und Druckgewerbe	klein	5%	-1.526	-1.707	-1.707	-1.659	-1.571	-1.708	-1.707	-1.595
		10%	-1.583	-1.707	-1.707	-1.674	-1.614	-1.708	-1.708	-1.631
		15%	-1.616	-1.707	-1.708	-1.683	-1.639	-1.708	-1.708	-1.651
	mittel	5%	-1.197	-3.009	-3.012	-2.530	-1.647	-3.017	-3.014	-1.888
		10%	-1.775	-3.013	-3.015	-2.686	-2.083	-3.018	-3.017	-2.248
		15%	-2.105	-3.016	-3.017	-2.775	-2.331	-3.019	-3.018	-2.453
	groß	5%	3.027	-15.098	-15.128	-10.306	-1.474	-15.174	-15.148	-3.890
		10%	-2.756	-15.138	-15.159	-11.864	-5.831	-15.190	-15.172	-7.481
		15%	-6.057	-15.161	-15.176	-12.754	-8.318	-15.199	-15.186	-9.531

F Methodik

Erstellung der Wärmelastprofile

Normierte Wärmelastprofile wurden in stündlicher Auflösung für alle Branchen des Sektors Gewerbe, Handel und Dienstleistungen mittels Gleichung 0-1 erstellt (Hellwig 2003).

$$h_{std,i} = F_{wt} \times \left(\frac{A}{1 + \left(\frac{B}{\vartheta_{A,i} - \vartheta_{A0}} \right)^C} + D \right) \times SF \quad \text{Gleichung 0-1}$$

mit:

$h_{std,i}$: Wärmelast der Stunde i

F_{wt} : Wochentagsfaktor

A, B, C : Koeffizienten der Sigmoidfunktion

D : temperaturunabhängiger Warmwasser-/ Prozessenergieverbrauch

ϑ_A : Außentemperatur der Stunde i

ϑ_{A0} : Stetigkeitskonstante

SF : Stundenfaktor

Das Verfahren nach Hellwig (2003) zur Bestimmung von Wärmelastprofilen beruht auf Messungen der Außentemperatur sowie auf Wärmelastmessungen einzelner Verbraucher. Über eine Korrelationsanalyse wurde die Wachstumsfunktion für die Wärmelast in Abhängigkeit der Außentemperatur ermittelt, die aufgrund ihres s-förmigen Verlaufs Sigmoidfunktion genannt wird. Zur Bestimmung des Wärmelastgangs müssen einzelne Verbraucher mit ihrer Jahreswärmenachfrage einem Profil zugeordnet werden. Weiterhin werden stündliche Temperaturzeitreihen für den Standort benötigt. Der Deutsche Wetterdienst teilt Deutschland für die Datensätze der Testreferenzjahre in 15 Regionen ein, die jeweils durch eine repräsentative Messstation vertreten werden. Für die Berechnung der normierten Lastprofile wurden aufgrund einer möglichst hohen Flächenabdeckung die Regionen 4 und 13 ausgewählt und die enthaltenen Temperaturzeitreihen für das Testreferenzjahr, einen extremen Winter und einen extremen Sommer genutzt (BBSR 2013).

Berechnung der Wirtschaftlichkeit bei historischen Spotmarktpreisen

Die Berechnung der Wirtschaftlichkeit bei historischen Preisen erfolgt anhand der Nettobarwertmethode (Klatecki 2011). Es wird von konstanten Zahlungen über die gesamte Lebensdauer der Investitionsoption ausgegangen. Für ein Jahr erfolgt die Berechnung der Einsparungen durch die Flexibilitätsoption über historische Spotmarktpreise, wobei der Einsatz der Flexibilitätsoption zu Zeitpunkten erfolgt, in denen der Spotmarktpreis für den Energieträger der Investition unterhalb des Spotmarktpreises des Energieträgers der Referenztechnologie liegt, wobei die jeweiligen Wirkungsgrade der Technologien im Kostenvergleich für die Einsatzzeiten berücksichtigt werden. Die Summe der jährlichen diskontierten Einsparungen wird in der Nettobarwertmethode den Investitionskosten und Anbindungskosten für die

Informations- und Kommunikationsinfrastruktur gegenübergestellt (siehe Gleichung 0-2). Ist der Nettobarwert positiv, sollte die Investition vorgenommen werden, da die Investitionskosten inklusive der angestrebten Verzinsung über die technische Lebensdauer erwirtschaftet werden.

$$C_0 = -I + \sum_{t=1}^T \frac{E_t}{(1+i)^t} \quad \text{Gleichung 0-2}$$

mit:

C_0 : Nettobarwert
 $-I$: Investitionskosten
 T : technische Lebensdauer
 E_t : Einnahmen im Jahr t
 i : Zinssatz

Energieträgerpreisspreadberechnung für unterschiedliche Volllaststunden

Die Berechnung des Energieträgerpreisspreads wird über die Annuität der Investitionskosten für die Flexibilitätsoption errechnet, da ohne historische Spotmarktpreise keine Einsatzzeiten bestimmt werden können. Daher wird der Energieträgerpreisspread als Quotient der Annuität und der in den Volllaststunden bereitgestellten Wärmenachfrage bestimmt. Zur Berechnung der Annuität wird zunächst der Annuitätenfaktor (siehe Gleichung 0-3) für die verwendeten Zinssätze berechnet (Ott 2011), um durch Multiplikation mit den Investitionskosten die Annuität zu errechnen.

$$ANF = \frac{i \times (1+i)^t}{(1+i)^t - 1} \quad \text{Gleichung 0-3}$$

mit:

ANF : Annuitätenfaktor
 i : Zinssatz
 t : technische Lebensdauer

Berechnung von Investitionsoptionen ohne Bestandsanlagen

Zunächst wird eine Dimensionierung für die drei zu vergleichenden Investitionsoptionen Erdgasbrennwertkessel, Wärmepumpe und BHKW durchgeführt. Der Erdgasbrennwertkessel und die Wärmepumpe werden jeweils auf die Bereitstellung der maximalen Wärmenachfrage ausgelegt, während im Fall des BHKWs über die Dauerlinie der Wärmenachfrage eine Dimensionierung auf 5.000 Volllaststunden erfolgt. Zusätzlich wird ein Spitzenlastkessel auf die maximale Wärmenachfrage dimensioniert, um die Wärmenachfrage gegebenenfalls ohne BHKW decken zu können. Es wird für jede Investitionsoption die Annuität der gesamten Investitionssumme über den Annuitätenfaktor errechnet. In den jährlichen Kosten werden neben der Annuität noch die Energieträgerkosten für die Wärme- und Stromnachfrage be-

rücksichtigt. Dies ist notwendig, da sonst kein Vergleich der reinen Wärmebereitstellungstechnologien mit einem BHKW möglich wäre.

Für das BHKW wird weiterhin die stündliche Betriebsweise auf Basis der Wärmenachfrage ermittelt. Sobald die Wärmenachfrage größer als die Mindestleistung des BHKWs ist, wird die Wärmenachfrage über das BHKW und gegebenenfalls den Spitzenlastkessel gedeckt. Der erzeugte Strom wird entweder direkt im Betrieb eingesetzt oder in das öffentliche Netz eingespeist. Als Vergütung für die Einspeisung wird der KWK Index der EEX verwendet. Für die im Betrieb genutzte Strommenge erfolgt neben der KWK-Vergütung eine zusätzliche Gutschrift in Höhe der Stromsteuer. Für die gesamte erzeugte Strommenge wird entsprechend dem Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz eine Vergütung berücksichtigt, die in Tabelle 0-3 zusammengefasst ist.

Tabelle 0-3: Größenklassen von KWK-Anlagen und KWK-Zuschlag nach dem Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz 2014.

Leistungsklassen	Vergütung [ct/kWh]
<= 50 kW	5,41
> 50 kW <= 250 kW	4
> 250 kW <= 2 MW	2,4

Literaturverzeichnis

AGEB 2014 Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e. V.: Auswertungstabellen zur Energiebilanz Deutschland 1990 bis 2013. Berlin 2014.

ASUE 2011 Arbeitsgemeinschaft für Sparsamen und Umweltfreundlichen Energieverbrauch e. V.: BHKW-Kenndaten 2011 – Module, Anbieter, Kosten. Verfügbar unter: <http://www.bhkw-infozentrum.de/download/asue-bhkw-kenndaten-0311.pdf>. Abgerufen am: 27.7.2015.

Arndt 2008 Arndt, U.: Optimierung von KWK-Systemen zur Hausenergieversorgung mittels prüfstandsgestützter Simulation. Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik der Technischen Universität München. München 2008.

Biedermann und Kolb 2014 Biedermann F.; Kolb, M.: Faktenblatt Power To Heat. Wetzlar 2014. Verfügbar unter: https://www.ffegmbh.de/download/informationen/528_ihk_hessen_waerme/fb_power-to-heat.pdf. Abgerufen am: 25.8.2015.

Blesl et al. 2009: Blesl, M.; Kempe, S.; Ohl, M.; Fahl, U.; König, A.; Jenssen, T.; Eltrop, L.: Wärmeatlas Baden-Württemberg - Erstellung eines Leitfadens und Umsetzung für Modellregionen. Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung. Universität Stuttgart. Stuttgart 2009.

BBSR 2013 Bundesinstitut für Bau-, Stadt- und Raumforschung (2013): Aktualisierte und erweiterte Testreferenzjahre (TRY) von Deutschland für mittlere und extreme Witterungsverhältnisse. Verfügbar unter: http://www.bbsr-energieeinsparung.de/EnEVPortal/DE/Regelungen/Testreferenzjahre/Testreferenzjahre/TRY2011_Datensatz1_2.zip?__blob=publicationFile&v=5. Abgerufen am: 31.3.2015.

BMWi 2014 Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2014): Erneuerbare Energien in Zahlen - Nationale und internationale Entwicklung im Jahr 2013. Berlin 2014.

- BMWi 2015 Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2015): Ein Strommarkt für die Energiewende. Ergebnispapier des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (Weißbuch). Berlin 2015.
- BMVBS 2012 Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung (2012): Ermittlung von spezifischen Kosten energiesparender Bauteil-, Beleuchtungs-, Heizungs- und Klimatechnikausführungen bei Nichtwohngebäuden für die Wirtschaftlichkeitsuntersuchungen zur EnEV 2012. Verfügbar unter: http://www.bbsr.bund.de/BBSR/DE/Veroeffentlichungen/BMVBS/Online/2012/DL_ON082012.pdf?__blob=publicationFile&v=2. Abgerufen am: 27.8.2015.
- BNetzA 2012 Bundesnetzagentur: Bundesnetzagentur zum Zustand der leitungsgebundenen Energieversorgung im Winter 2011/12. Verfügbar unter: http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2012/NetzBericht_ZustandWinter11_12.pdf.pdf?__blob=publicationFile&v=2. Abgerufen am: 15.6.2015
- BNetzA 2014 Bundesnetzagentur, Bundeskartellamt: Monitoringbericht 2014. Bonn 2014.
- EEX 2015 European Energy Exchange (2015): KWK Index. Verfügbar unter: <https://www.eex.com/de/marktdaten/strom/spotmarkt/kwk-index#!/2015/04/01>. Abgerufen am: 24.8.2015.
- Gebhardt et al. 2002 Gebhardt, M.; Kohl, H.; Steinrötter, T.: Ableitung von Kostenfunktionen für Komponenten der rationellen Energienutzung - Preisatlas. Institut für Energie- und Umwelttechnik e.V. (IUTA). Duisburg-Rheinhausen 2002.
- Heatsystems 2015 Heatsystems Elektro-Wärmetechnik: Persönliche Kommunikation.
- Hellwig 2003 Hellwig, M.: Entwicklung und Anwendung parametrisierter Standard-Lastprofile. Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik der Technischen Universität München. München 2003.
- Jossen 2012 Jossen, A.: Multikriterielle Regelung mit temperaturbasierter Speicherzustandsbestimmung für Mini-KWK-Anlagen. Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik der Technischen Universität München. München 2012.
- Kaygusuz 1999 Kaygusuz, K.: The Viability of Thermal Energy Storage. In: Energy Sources 21(8). S. 745-755.
- Killus Technik 2015 Killus Technik: Persönliche Kommunikation.

- Klatecki 2011 Klatecki, P.: Kaufmännische Kennzahlen und deren Basisdaten bei Investitionen. In: Beneke, F. Schalm S. (Hrsg.): Prozesswärme: Energieeffizienz in der industriellen Thermoprozesstechnik. Eine Sonderpublikation der Zeitschriften Gaswärme International und Elektrowärme International. S. 272-283. Vulkan Verlag. Essen 2011.
- Ott 2011 Ott, S.: Investitionsrechnung in der öffentlichen Verwaltung. Gabler Verlag. Wiesbaden 2011.
- Pielke 2010 Pielke, M.: Technisch-wirtschaftliche Systembetrachtung zur netzorientierten Integration von Mini-Blockheizkraftwerken. Fakultät für Elektrotechnik, Informationstechnik, Physik der Technischen Universität Carolo-Wilhelmina zu Braunschweig. Braunschweig 2010.
- Schlesinger et al. 2014 Schlesinger, M.; Lindenberger D.; Lutz, C. et al.: Entwicklung der Energiemärkte – Energiereferenzprognose. Basel/Köln/Osnabrück 2014. Verfügbar unter: <http://bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/entwicklung-der-energiemaerkte-energiereferenzprognose-endbericht,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>. Abgerufen am 28.1.2015.
- Schlomann et al. 2013 Schlomann, B.; Steinbach, J.; Kleeberger, H.; Geiger, B.; Pich, A.; Gruber, E.; Mai, M.; Gerspacher, A.; Schiller, W.: Energieverbrauch des Sektors Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD) in Deutschland für die Jahre 2007 bis 2010 – Endbericht an das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi). Karlsruhe, München, Nürnberg 2013.
- Schlomann et al. 2015 Schlomann, B.; Wohlfahrt, K.; Kleeberger, H.; Geiger, B.; Pich, A.; Gruber, E.; Gerspacher, A.; Holländer, E.; Roser, A.: Energieverbrauch des Sektors Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD) in Deutschland für die Jahre 2011 bis 2013 - Schlussbericht an das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). Karlsruhe, München, Nürnberg 2014.
- Schulz 2007 Schulz, C.: Systembetrachtung zur Integration von Mini-Blockheizkraftwerken in das elektrische Versorgungsnetz. Fakultät für Elektrotechnik, Informationstechnik, Physik der Technischen Universität Carolo-Wilhelmina zu Braunschweig. Braunschweig 2007.
- Schulz und Brandstätter 2013 Schulz, W.; Brandstätter, C.: Flexibilitätsreserven aus dem Wärmemarkt. Ponte Press. Bochum 2013.

- Spieker und Tsatsaronis 2011 Spieker, S.; Tsatsaronis, G.: Dimensionierung von Mini-KWK-Anlagen zur Teilnahme am liberalisierten Strommarkt. Optimierung in der Energiewirtschaft 2011. VDI Berichte 2157. S. 241-258.
- VDE 2012 Verband der Elektrotechnik, Elektronik und Informationstechnik e. V.: Demand Side Integration - Lastverschiebungspotenziale in Deutschland. Frankfurt am Main 2012.
- VDE 2015 Verband der Elektrotechnik, Elektronik und Informationstechnik e. V.: Potential für Strom im Wärmemarkt bis 2050 - Wärmeversorgung in flexiblen Energieversorgungssystemen mit hohen Anteilen an erneuerbaren Energien. Frankfurt am Main 2015.
- VDI 2012a Verein Deutscher Ingenieure: VDI 2067 Blatt 1. Wirtschaftlichkeit gebäudetechnischer Anlagen - Grundlagen und Kostenberechnung. Düsseldorf 2012.
- VDI 2012b Verein Deutscher Ingenieure: VDI 2067 Blatt 40. Wirtschaftlichkeit gebäudetechnischer Anlagen - Energieaufwand der Erzeugung. Düsseldorf 2012.
- VDMA 2011 Verein Deutscher Maschinenbau e.V. Allgemeine Lufttechnik: Energiebedarf für Kältetechnik in Deutschland - Eine Abschätzung des Energiebedarfs von Kältetechnik in Deutschland nach Einsatzgebieten. Frankfurt am Main 2011.
- Völker et al. 2012 Völker, J.; Agricola, A.-C.; Moser, A. et al.: Integration der erneuerbaren Energien in den deutsch-europäischen Strommarkt. Berlin 2012.
- Wolf et al. 2014 Wolf, S.; Fahl, U.; Blesl, M.; Voß, A.; Jakobs, R.: Analyse des Potenzials von Industriewärmepumpen in Deutschland - Forschungsbericht. Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung. Universität Stuttgart. Stuttgart 2014.
- Wolf Heiztechnik 2015 Wolf Heiztechnik: Persönliche Kommunikation.