

MARKTORIENTIERTER BETRIEB VON WÄRMEPUMPEN: FALLSTUDIENBASIERTE EVALUIERUNG VON FLEXIBILITÄTS- UND KOSTENEINSPARPOTENZIALEN AUS DEM PROJEKT „DIE STADT ALS SPEICHER“

Andreas Dietrich, Christoph Weber

Universität Duisburg Essen, Berliner Platz 6-8, 45127 Essen, Telefon: 0201/1832399
E-Mail: andreas.dietrich@uni-due.de, christoph.weber@uni-due.de, www.uni-due.de

Kurzfassung:

Dieser Beitrag untersucht die sich aus einem marktorientierten Betrieb von kleinen Wärmepumpensystemen ergebenden Flexibilitäts- und Kosteneinsparpotenziale. Die modellbasierte Evaluierung wird anhand einer Fallstudie für drei konkrete Anlagen und für das Jahr 2015 vorgenommen. Darüber hinaus erfolgt auch eine Abschätzung möglicher zukünftiger Entwicklungen anhand von Börsenpreissimulationen für das Jahr 2030.

Zur Bestimmung der marktorientierten Betriebsweisen wurde ein lineares Optimierungsmodell entwickelt, welches neben technischen Anlagenparametern, (Day-ahead) Spotmarktpreisen und auf stochastischen Simulationen basierenden objektspezifischen Wärmebedarfszeitreihen auch die Außentemperaturabhängigen Arbeitszahlen berücksichtigt. Die Simulationen der Spotmarktpreise für die Zukunftsszenarien basieren auf einem um eine stochastische Komponente erweiterten Fundamentalmodell, welches hinsichtlich der Annahmen zur Entwicklung der energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen gemäß den Szenarien des Netzentwicklungsplans 2017 parametrisiert wurde.

Die Ergebnisse zeigen, dass kleine Wärmepumpensysteme über Flexibilitätspotenziale verfügen, die bei einer marktorientierten Betriebsweise zum Ausgleich von Stromerzeugungsüberschüssen bzw. -knappheiten im Stromsystem beitragen können. Bedingt durch die geringen nutzbaren Speicherkapazitäten und die Saisonalität des Heizwärmebedarfs kann dieser Ausgleich i. d. R. aber nur für kurze Zeiträume, d. h. im Stundenbereich, und in relevantem Ausmaß ausschließlich während der Heizperiode erfolgen. Die Möglichkeiten zur Betriebskosteneinsparung durch das gezielte Ausnutzen von niedrigen bzw. negativen Börsenstrompreisen sind daher begrenzt und fallen, auch wegen der geringen (jährlichen) Gesamtstromverbrauchsmengen, in ihrer absoluten Höhe mit 20 bis 66 € p. a. niedrig aus. Zudem wird ersichtlich, dass die Kosteneinsparpotenziale in hohem Maße von der Marktpreisvolatilität abhängen. Die Preissignale der (Day-Ahead) Spotmärkte im Jahr 2015 deuten jedoch nicht auf einen zusätzlichen Bedarf an Flexibilität hin. Unter den Rahmenbedingungen der hier betrachteten Zukunftsszenarien kann auch für das Jahr 2030 davon ausgegangen werden, dass die monetären Anreize für einen marktorientierteren Betrieb von kleinen Wärmepumpensystemen von geringer praktischer Relevanz sind. Möglichkeiten zur Verbesserung der Anreize könnten sich eröffnen, sobald kostengünstige Lösungen für eine Erhöhung der Anlagenflexibilität bereitstehen und/oder die Flexibilitätsvermarktung in anderen Kurzfristmärkten mit attraktiveren Preisstrukturen erfolgt.

Keywords: Lastseitige Flexibilität, Wärmepumpen, virtueller Speicher, virtuelles Kraftwerk, demand side management

1 Einleitung

In Deutschland kommen zur Deckung des Wärmebedarfs im Wohngebäudebereich zunehmend Wärmepumpensysteme zum Einsatz. Ende 2017 betrug die Anzahl der installierten Anlagen rund 800.000. Für die Zukunft wird erwartet, dass Wärmepumpen eine führende Position bei den Heizungssystemen einnehmen; Branchenschätzungen gehen von etwa 4 bis 8 Millionen Anlagen bis 2030 und ca. 8 bis 17 Millionen bis 2050 aus [1]. Wärmepumpen können dabei eine Schlüsselrolle für die Dekarbonisierung des Wärmesektors übernehmen, indem sie mit Strom aus vorwiegend erneuerbaren Energiequellen betrieben werden. In diesem Kontext sollen sie auch wesentlich zum Ausgleich der fluktuierenden Stromproduktion beitragen: Die Nutzung thermischer Speicherkapazitäten ermöglicht eine zeitliche Entkopplung von Stromverbrauch und Wärmebedarf, wodurch sich die Betriebsführung der Wärmepumpen am Dargebot der erneuerbaren Energien ausrichten kann [2]. Zentrale Voraussetzung für diesen systemdienlichen Einsatz der Flexibilität ist, dass vom gängigen Konzept der ausschließlich wärmebedarfsgeführten Fahrweise abgewichen wird und kurzfristige (Spot-) Marktpreise als primäre Führungsgröße dienen. Dies bedeutet für die praktische Umsetzung, die Anlagen bei laufend aktualisierten Informationen zu Temperaturen, Wärmebedarfen und Preisen entweder über eine zentrale Instanz oder durch lokale intelligente Energiemanagementsysteme zu steuern. Zusätzlich ist erforderlich, dass Stromlieferanten durch die kurzfristige Bewirtschaftung der Flexibilität Beschaffungsvorteile erzielen können, die auf Endkundenseite zu Betriebskostensenkungen führen.

In diesem Zusammenhang ist im Rahmen des Projektes „Die Stadt als Speicher“ untersucht worden, inwieweit in städtischen Lastzentren bereits vorhandene Lasten und Erzeugungsanlagen dazu genutzt werden können, die fluktuierende Einspeisung erneuerbarer Energien auszugleichen. Ziel ist es, die Zeitpunkte der Einspeisung bzw. Stromentnahme von dezentralen Energieanlagen so zu koordinieren, dass das entstehende Gesamtsystem als virtueller elektrischer Energiespeicher dient. Die erzeugungs- bzw. lastseitigen Verschiebepotentiale von BHKWs, Wärmepumpen und Elektrospeicherheizungen werden hierbei durch den Einsatz von thermischen Speichern bereitgestellt bzw. erweitert. Aufbauend auf der Entwicklung eines technischen Koordinationskonzeptes zur Steuerung der Anlagen ist die Praxistauglichkeit des virtuellen Speichers während eines einjährigen Feldtests erprobt worden. Neben der Analyse der technischen Verschiebepotentiale steht dabei auch die ökonomische Bewertung und die Entwicklung von marktfähigen Produkten in Form von Endkundertarifen im Fokus.

Dieser Beitrag stellt Teilergebnisse des Projektes vor. Präsentiert werden die Ergebnisse einer modellbasierten Evaluation der Flexibilitätspotenziale von Wärmepumpen und der sich aus einem marktorientierten Betrieb ergebenden Möglichkeiten zur Kosteneinsparung. Untersucht werden drei exemplarische Systemkonfigurationen, basierend auf der Anlagen- und Versorgungssituation realer Wohngebäude in der Stadt Herten, Nordrhein-Westfalen. Über die Potenzialermittlung für das Jahr 2015 hinaus erfolgt auch eine Abschätzung möglicher zukünftiger Entwicklungen anhand von Börsenpreissimulationen für das Jahr 2030.

2 Methodik

Die Quantifizierung der Flexibilitäts- und Kosteneinsparpotenziale erfolgt anhand eines Vergleiches zwischen den Fahrweisen im wärmegeführten Normalbetrieb und denen im marktorientierten Betrieb. Diese Potenziale werden anhand von Simulations- bzw. Optimierungsmodellen für einen einjährigen Betrachtungszeitraum ermittelt. Dabei werden die Flexibilitätspotenziale aus den verschobenen Strombezugsmengen zwischen vorab definierten Preisintervallen bestimmt, d. h. es wird angenommen, dass die Preise im Spotmarkthandel als verlässlicher Indikator für die Situation im gesamten Stromversorgungssystem (Überschuss bzw. Knappheit an Strom) dienen. Die Kosteneinsparpotenziale entsprechen dem Marktwert der Flexibilitätsoption. Dieser ergibt sich aus der Differenz zwischen den zu Spotmarktpreisen bewerteten (lieferantenseitigen) Strombeschaffungskosten der Fahrweisen.

2.1 Modellierung der Betriebsweisen

Zur Bestimmung der Fahrweisen im marktorientierten Betrieb ist ein deterministisches gemischt-ganzzahliges lineares Optimierungsmodell entwickelt worden, welches die Betriebskosten für einen jährlichen Betrachtungszeitraum über eine täglich rollierende Optimierung mit jeweils 36-stündlichem Planungshorizont und unter der Restriktion der jederzeitigen Wärmelastdeckung minimiert. Dabei wird für die Analyse im Jahr 2015 unterstellt, dass die Bewirtschaftung bzw. die Optimierung der Wärmepumpen entweder im stündlichen oder im viertelstündlichen Day-Ahead-Handel zu entsprechenden Börsenpreisen der EPEX Spot erfolgt. Bedingt durch die Struktur der Börsenpreissimulationen für das Jahr 2030 (s. u.) ist die Betrachtung der Zukunftsszenarien auf den stündlichen Handel beschränkt.

Die Modellierung der Wärmepumpen berücksichtigt neben der Begrenzung der möglichen Stromaufnahme durch minimale und maximale Leistungsgrenzen insbesondere auch die zeit- bzw. temperaturvariable thermische Abgabeleistung. Hierfür werden außen-temperaturabhängige Leistungszahlen (COP) zugrunde gelegt, welche über die Kennfelder und die vorgegebenen Vorlauftemperaturen der entsprechenden Anlagen vorab ermittelt werden [3]. Verluste im Warmwasserspeicher werden in dem Modell über eine vom Speichertemperaturniveau unabhängige, konstante Verlustleistung sowie einen temperaturabhängigen Wärmeverlust vereinfacht abgebildet. Diese werden u. a. auf Grundlage der spezifischen U-Werte der Speicher, ihren Umgebungstemperaturen sowie der Speichervolumina bestimmt [4]. Als Wärmelastprofile kommen auf stochastischen Simulationen basierende objektspezifische Wärmebedarfszeitreihen zum Einsatz [5]. Hierfür zugrunde gelegt wird das Außentemperaturprofil der Stadt Herten im Jahr 2015 und die jeweiligen jährlichen Heiz- und Warmwasserenergiebedarfe.

Zur Bestimmung der Fahrweisen im wärmegeführten Normalbetrieb (keine Optimierung anhand von Marktpreissignalen) wird eine in der Praxis übliche Speichertemperatur-Hysteresesteuerung nachgebildet [6].

2.2 Modellierung zukünftiger Spotmarktpreise

Die Simulationen der zukünftigen Spotmarktpreise (Jahr 2030) basieren auf einem um eine stochastische Komponente erweiterten Fundamentalmodell [7, 8]. Dessen Parametrierung

beruht auf den Annahmen zur Entwicklung der energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen gemäß den Szenarien des Netzentwicklungsplans 2017 [9]. Eine Übersicht über die den Szenarien zugrundeliegenden zentralen Annahmen wird in Anhang 1 gegeben.

Das Fundamentalmodell ermittelt die stündlichen Börsenstrompreise auf Grundlage einer Merit-Order des deutschen Kraftwerksparks. D. h. der Preis in der jeweiligen Stunde entspricht den Grenzkosten des letzten zur Residuallastdeckung benötigten konventionellen Kraftwerks. Die Residuallast bestimmt sich aus der Brutto-Stromnachfrage abzüglich der Produktion aus erneuerbaren Energieträgern und der KWK-Must-Run Erzeugung, korrigiert um die Produktion bzw. den Verbrauch der Pumpspeicher und unter Berücksichtigung des stündlichen Außenhandelssaldos. Der konventionelle Kraftwerkspark ist im Modell in Form von Technologieklassen abgebildet. Innerhalb dieser Klassen wird angenommen, dass sich die jeweils installierten Kraftwerkskapazitäten in einer Spanne zwischen einem Mindest- und einem Maximalwirkungsgrad gleichmäßig verteilen. Dies führt zu einer stückweise linearen Merit-Order bzw. Angebotsfunktion in der auch die stündlichen Verfügbarkeiten der konventionellen Kraftwerke, welche auf Basis historischer Daten approximiert werden, berücksichtigt sind. Weitere Details dieser Modellierung und dessen Validierung sind in [10] dargestellt.

Um die Realitätsnähe der simulierten Preise zu verbessern, wird ein nachgelagertes stochastisches Modell angewendet. Hiermit werden Einflussfaktoren auf die Preisbildung, die sich mit dem Fundamentalmodell nicht reproduzieren lassen, einbezogen. Basierend auf dem Ansatz von [11] werden die Preise der Zukunftsszenarien aus einer deterministischen (Fundamentalmodell) und einer stochastischen Komponente zusammengesetzt. Letztere wird aus der Differenz zwischen dem Fundamentalpreis (Merit-Order) und dem tatsächlichen Preis (Prognosefehler) in historischen Daten bestimmt.

2.3 Konfiguration der untersuchten Wärmepumpensysteme und Struktur der historischen Spotmarktpreise

Tabelle 1 gibt einen Überblick über die Charakteristika der im Rahmen der Fallstudie untersuchten und im Projekt „Die Stadt als Speicher“ betrachteten konkreten Wärmepumpensysteme.

Tabelle 1: Anlagenparameter der untersuchten Wärmepumpensysteme (WP)

		WP1 (Sole-Wasser)	WP2 (Luft-Wasser)	WP 3 (Sole-Wasser)
Elektrische Leistung	[kW _{el}]	3,3 9,3*	5,0	3,0 12,0*
Speichervolumen (Wasser)	[Liter]	300	300	1.000
Max. Temperaturdifferenz Speicher	[°C]	22	15	7
Umgebungstemperatur Speicher	[°C]	15	20	20
Nutzbare Speicherkapazität	[kWh _{th}]	7,7	5,2	8,1
Außentemperaturabhängiger COP	[-]	5,3 – 5,5	2,3 – 4,0	5,3 – 5,5
Jahreswärmebedarf	[kWh _{th}]	38.800	15.550	24.780

*unter Verwendung eines zusätzlich installierten Heizstabs (bivalenter Betrieb)

Für den Marktwert einer Flexibilitätsoption gilt, dass dieser entscheidend durch die Fähigkeiten und die Möglichkeiten zur Ausnutzung von (erwarteten) Preisdifferenzen getrieben wird. Die durch einen marktorientierten Betrieb erzielbaren Kosteneinsparungen werden daher nicht nur

durch das Ausmaß der technisch verfügbaren Anlagenflexibilität, sondern auch wesentlich durch die an den Märkten vorliegenden Preisstrukturen bestimmt. Deren zentrale Charakteristika sind mit ihrer historischen Entwicklung in Tabelle 2 aufgeführt.

Tabelle 2: Historische Entwicklung der Day-Ahead-Spotmarktpreise (EPEX Spot).

Jahr	2012	2013	2014	2015	2016	2017
	Day-Ahead-Stundenhandel					
Mittelwert [ct/kWh]	4,26	3,78	3,28	3,16	2,90	3,42
Standardabweichung [ct/kWh]	1,87	1,65	1,28	1,27	1,24	1,76
Ø tägliche Standardabweichung [ct/kWh]	1,15	1,12	0,88	0,86	0,71	0,92
Stunden mit negativen Preisen	57	64	64	128	96	145
	Intraday-Eröffnungsauktion (Day-Ahead-Viertelstundenhandel)*					
Mittelwert [ct/kWh]	-	-	-	3,16	2,93	3,40
Standardabweichung [ct/kWh]	-	-	-	1,49	1,37	1,88
Ø tägliche Standardabweichung [ct/kWh]	-	-	-	1,16	0,89	1,15
Viertelstunden mit negativen Preisen	-	-	-	739	531	642

*Einführung im Dezember 2014

Für Flexibilitäten, deren zeitliches Verschiebepotenzial vergleichsweise gering ist (Stunden bis wenige Tage), sind insbesondere die Charakteristika der untertägigen Preisschwankungen ausschlaggebend. Die Analyse der historischen Day-Ahead-Spotmarktpreise zeigt, dass im Jahr des Untersuchungszeitraums (2015) nur sehr geringe Volatilitäten (gemessen anhand der Standardabweichung) zu beobachten waren. Ebenso befand sich in diesem Zeitraum das durchschnittliche Preisniveau auf einem sehr niedrigen Stand.

3 Ergebnisse der Evaluation

Vor dem Hintergrund der angewendeten Methoden und dem spezifischen Kontext des Projektes „Die Stadt als Speicher“ sind für die Interpretation der hier dargestellten Ergebnisse folgende zentrale Aspekte zu berücksichtigen: Die berechneten Flexibilitäts- bzw. Kosteneinsparpotenziale sind als theoretische Obergrenzen für die Vermarktung im Day-Ahead-Sporthandel zu interpretieren: Aufgrund von Prognosefehlern für Wärmebedarfe, Spotmarktpreise und Anlagenverfügbarkeiten hätten sie in der Praxis i. d. R. nicht in voller Höhe realisiert werden können. Weiterhin ist wesentlich, dass die hier aufgezeigten Kosteneinsparungen nicht alleine dem Besitzer der Flexibilitätsoption (Endkunde bzw. Betreiber der Wärmepumpe) zugutekommen können. Solange ein direkter Marktzugang für Endkunden nicht gegeben ist und Mindestgebotsgrößen an den Märkten existieren, muss die Bewirtschaftung der Flexibilität über einen „Aggregator“ erfolgen, was eine Aufteilung des Flexibilitätswertes erfordert. Anreize zur Bereitstellung und zur Bewirtschaftung der Flexibilität entstehen erst, sobald für alle beteiligten Akteure auch wirtschaftliche Potenziale vorliegen. Diese lassen sich nur aus einem vorteilhaften Kosten-Nutzen Verhältnis ableiten. Als Kosten sind hierbei nicht nur die (annualisierten) Kosten für die Implementierung und Aufrechterhaltung der technischen und organisatorischen Funktionsfähigkeit des „virtuellen Speichers“ relevant. Vielmehr sind aus Endkundensicht auch Opportunitätskosten in Form von alternativen Strombezugstarifen zu berücksichtigen.

Bei der Interpretation der im Folgenden genannten Einsparpotenziale ist zusätzlich bedeutsam, dass die relative Einsparung aus Endkundensicht deutlich niedriger ausfällt: Für Endkunden sind nicht die lieferantenseitigen Strombeschaffungskosten entscheidungs-

relevant, sondern die in hohem Maße mit Steuern, Abgaben und Umlagen belasteten Endkundenpreise.

3.1 Potenzialermittlung für das Jahr 2015

Abbildung 1 stellt die Ergebnisse der Modellrechnungen für die erzielbaren Kosteneinsparungen durch marktorientierten Betrieb dar. Dabei wird wie erwähnt auf die Einsparungen bei der lieferantenseitigen Strombeschaffung abgehoben.

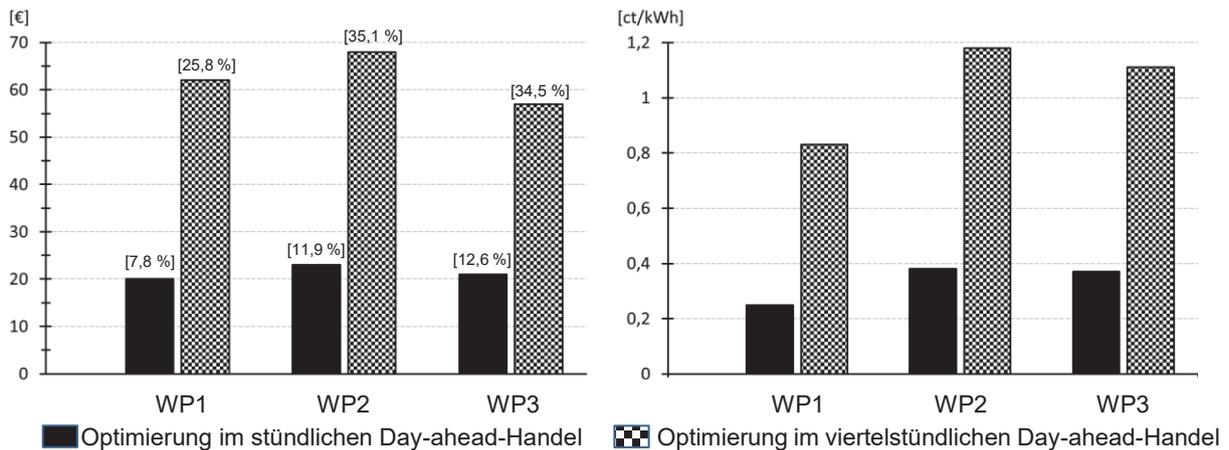


Abbildung1: Lieferantenseitige Kosteneinsparpotenziale durch marktorientierten Betrieb im Jahr 2015

Ersichtlich ist, dass die Einsparpotenziale mehr als doppelt so hoch ausfallen, sobald die Optimierung gegen viertelstündliche anstatt gegen stündliche Day-Ahead-Preise erfolgt. Dies ist eine Folge der bislang zu beobachtenden wesentlich höheren Preisvolatilitäten im Viertelstundenmarkt (s. Tabelle 2.). Insbesondere die Preisschwankungen zwischen der ersten und der letzten Viertelstunde innerhalb einer Stunde eröffnen hier Einsparpotenziale.

Dennoch zeigt sich, dass insgesamt nur begrenzte Einsparpotenziale bestehen. Prozentual sind diese im Viertelstundenhandel zwar bedeutend, den absoluten Flexibilitätswerten kann jedoch nur eine geringe Anreizwirkung zugeschrieben werden: Unter der Annahme einer fairen, nicht risikoadjustierten Aufteilung des Flexibilitätswertes zwischen Aggregator und Endkunden (50/50) lägen die jeweiligen jährlichen Vorteile aus der marktorientierten Betriebsweise nur zwischen ca. 10 und 35 €. Ursächlich hierfür sind die niedrigen Stromverbrauchsmengen (ca. 4.800 – 7.500 kWh/a) und die auslegungsbedingte geringe Flexibilität der betrachteten Anlagen. Niedrige maximale Speichertemperaturen führen zu kleinen nutzbaren Temperaturdifferenzen und damit nur zu geringen thermischen Speicherkapazitäten. Die Entkopplung von Wärmebedarfsdeckung und Strombezug kann daher nur in begrenztem Maße bzw. nur für wenige Stunden gelingen. Dies bedeutet auch, dass die Wärmepumpen bei mehrstündigen Knappheitssituationen im Stromsystem (hohe Marktpreise) und gleichzeitigem hohen Wärmebedarf kaum einen Beitrag zur Systemstabilisierung leisten können, da ein Zwang zum Strombezug besteht. Ebenso sind, insbesondere außerhalb der Heizperiode, die Möglichkeiten zur Kompensation von länger andauernden Erzeugungsüberschüssen (niedrige Marktpreise) stark begrenzt.

Die Analyse der Fahrweisen der Wärmepumpen zeigt jedoch, dass ein marktorientierter Betrieb das vorhandene Flexibilitätspotenzial zumeist systemdienlich einsetzt. Abbildung 2

zeigt dies anhand der zwischen den Preisintervallen verschobenen (jährlichen) Strombezugs-
 mengen für Wärmepumpe 1 und 2.

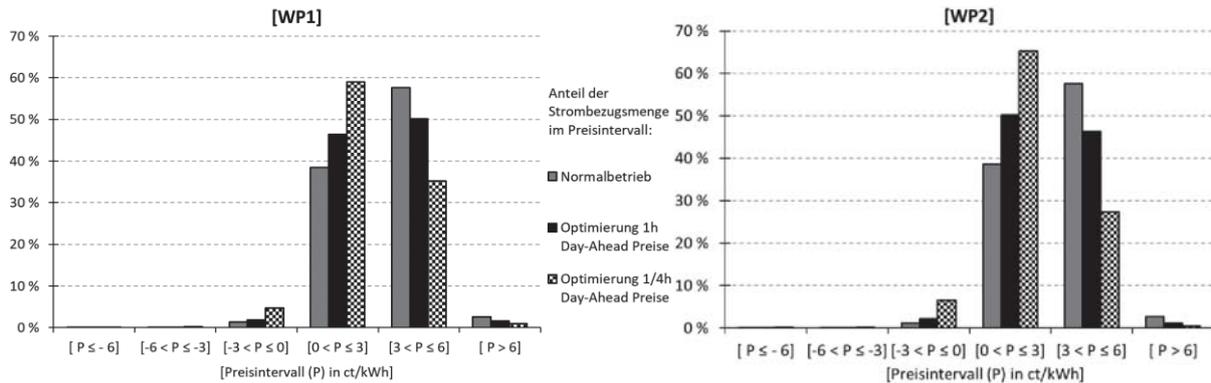


Abbildung 2: Strombezug in Preisintervallen bei unterschiedlicher Fahrweise, Wärmepumpe 1 und 2

In diesem Zusammenhang ist auch das Optimierungskalkül des hier verwendeten Modellierungsansatzes zu reflektieren. Im Rahmen der Kostenminimierung sind die Wärmepreise eines jeden Zeitschrittes relevant, die sich aus dem Quotienten von Börsenpreis und COP ergebenden. Ein zeitvariabler, außentemperaturabhängiger COP hat zur Folge, dass die Ausnutzung minimaler Beschaffungspreise nicht zur Minimierung der Betriebskosten führt [12]. Begründet ist dies darin, dass sich die Rangfolge der Börsenpreise eines Tages i. d. R. von der entsprechenden Rangfolge der Wärmepreise unterscheidet. Ein Bezug zu günstigen Börsenpreisen geht daher nicht immer mit den niedrigstmöglichen Wärmepreisen einher. In Abbildung 3 wird dies verdeutlicht, indem der Börsenstrompreis in absteigender Reihenfolge aufgetragen wird und der Wärmepreis der zugehörigen Stunde auf dem gleichen x-Achsenabschnitt aufgetragen wird. Der oszillierende Verlauf der Wärmepreise kennzeichnet eine abweichende Rangfolge im Jahresverlauf und deutet ebenso auf eine abweichende Rangfolge im Tagesverlauf hin. In Abhängigkeit von der Korrelation zwischen Börsenpreisen und (lokalen) Außentemperaturen können sich hieraus Anlagenfahrweisen ergeben, die von einem optimalen systemdienlichen Betrieb aus Sicht des Gesamtsystems/Strommarktes abweichen.

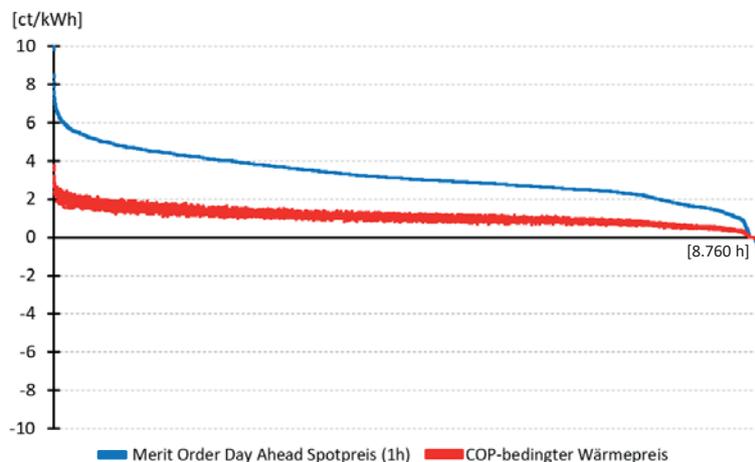


Abbildung 3: Geordnete Dauerlinie der Marktpreise und korrespondierende COP-bedingte Wärmepreise (Wärmepumpe 2)

3.2 Potenzialermittlung für das Jahr 2030

3.2.1 Ergebnisse der Preissimulation

Abbildung 4 und Tabelle 3 geben einen zusammenfassenden Überblick über die wesentlichen Charakteristika der für die Zukunftsszenarien simulierten Börsenpreise.

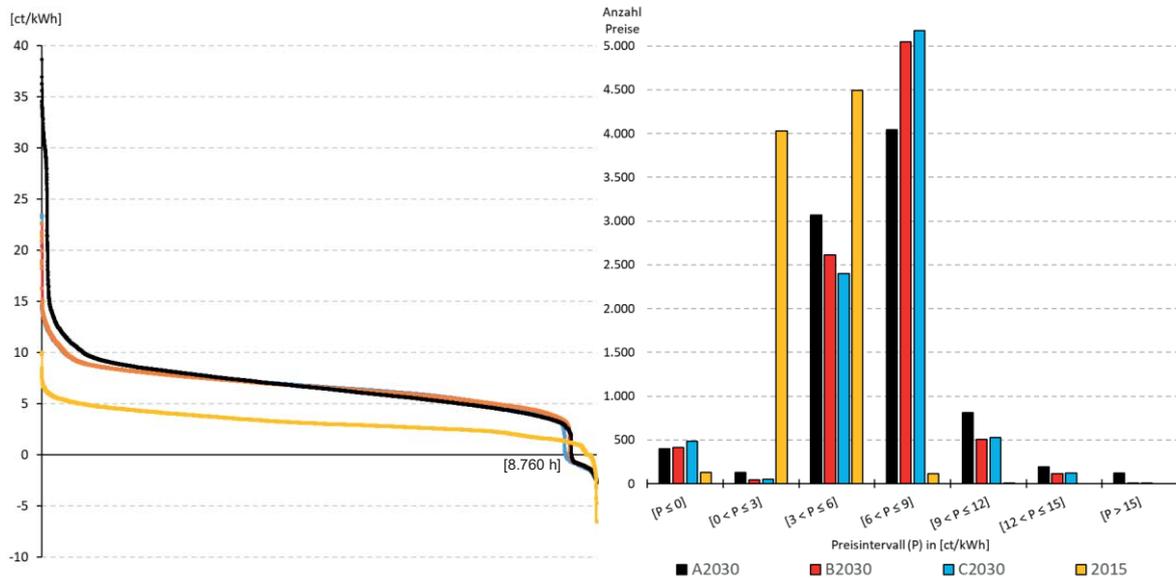


Abbildung 4: Geordnete Preisdauerlinien und Preisverteilungen der Preissimulation und Vergleich zum Jahr 2015

Tabelle 3: Statistische Kennzahlen der Preissimulation und Vergleich zum Jahr 2015

	Maximum [ct/kWh]	Minimum [ct/kWh]	Mittelwert [ct/kWh]	Standardabw. [ct/kWh]	Ø tägl. Standardabw. [ct/kWh]	Anzahl negativ [h]
Preise Szenario A2030	38,62	-2,68	6,67	3,67	1,57	397
Preise Szenario B2030	22,63	-2,76	6,42	2,44	1,12	417
Preise Szenario C2030	23,41	-2,44	6,40	2,52	1,11	486
Preise historisch 2015	9,98	-7,99	3,16	1,27	1,16	128

Folgende Punkte fallen dabei ins Auge:

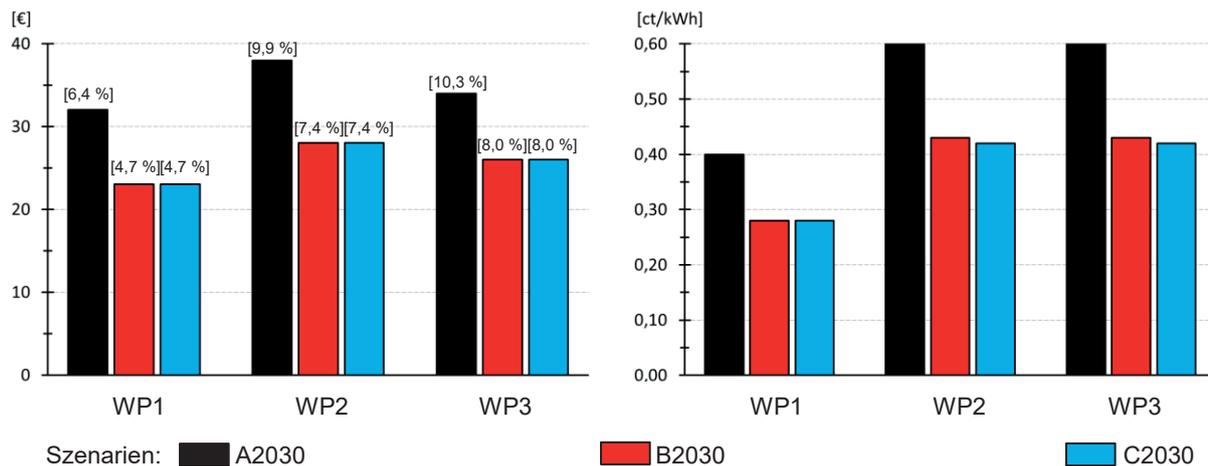
- Im Vergleich zu den Preisen des Basisjahres 2015 weisen alle Szenarien ein in etwa verdoppeltes durchschnittliches Preisniveau auf. Dieses liegt in einem Bereich welcher für das Jahr 2030 in [13], [14], [15] und [16] mit 4,7 bis 8,0 ct/kWh beziffert wird.
- Es kommt zu einem beträchtlichen Anstieg der Maximalpreise und der Stunden mit negativen Preise, letztere fallen jedoch (betragsmäßig) wesentlich geringer aus.
- Einhergehend mit stark wachsenden Anteilen von sehr hohen sowie von negativen Preisen lässt sich ein signifikanter Anstieg der gesamten Preisvolatilität beobachten. Allerdings sinkt das Ausmaß der untertägigen Preisschwankungen (Ø tägliche Standardabweichung) im Szenario B2030 und C2030.

- Szenario A2030 weist die höchsten Knappheitspreise und die höchste Preisvolatilität auf, obwohl in diesem Szenario die Stromerzeugung aus EE am niedrigsten ist.
- Die Unterschiede zwischen den Szenarien B2030 und C2030 sind äußerst gering, deutliche Abweichungen zeichnen sich nur im Bereich niedriger/negativer Preise ab.

Wesentliche Erklärungsansätze für diese Effekte liefern die szenarienspezifischen Annahmen des Netzentwicklungsplans Strom 2017 (NEP), vgl. Anhang 1. Von besonderer Relevanz sind die sich aus den Brennstoff- und CO₂-Preisen ergebenden Grenzkosten-Unterschiede zwischen den konventionellen Erzeugungstechnologien. Diese fallen im Szenario A2030 am höchsten aus und unterscheiden sich zwischen den Szenarien B2030 und C2030 nicht. Weiterhin wird für diese Szenarien im NEP erwartet, dass ein Zubau konventioneller Flexibilitäten in Form von Gas- und Pumpspeicherkraftwerken von bis zu ca. 10 GW erfolgt, mit entsprechend glättender Wirkung auf die simulierten Börsenpreise. Auch wird für das Szenario C2030 von einer erheblichen Flexibilisierung der KWK-Must-Run Erzeugung ausgegangen.

3.2.2 Kosteneinsparpotenziale

Die marktorientierte Betriebsweise von Wärmepumpen führt auch in den Zukunftsszenarien für die hier betrachteten Systemauslegungen nicht zu viel höheren Kostensenkungspotenzialen. Ausgehend von rund 20 € im Jahr 2015 (bei der Optimierung gegen stündliche Day-Ahead-Preise) lassen sich für die Szenarien B2030 und C2030 nur Steigerungen zwischen 3 und 5 € beobachten. Nur im Szenario A2030 ergeben sich deutlich verbesserte Einsparpotenziale (Steigerungen um 12 bis 15 €). Relativ betrachtet erscheinen die Zunahmen der Einsparpotenziale mit bis zu 65 % im Szenario A2030 für Wärmepumpe 2 zwar hoch, die absolut erzielbaren Kostensenkungen sind jedoch nach wie vor begrenzt, vgl. Abbildung 5.



(Aufgrund von leicht schwankenden Strombezugsmengen zwischen den Szenarien im optimierten Betrieb können Durchschnittswerte (ct/kWh) bei nahezu identischen Gesamtkosten unterschiedlich ausfallen)

Abbildung 5: Lieferantenseitige Kosteneinsparpotenziale durch marktorientierten Betrieb (Day-Ahead-Stundenhandel) für das Jahr 2030

Ein wesentliches Ergebnis ist auch, dass die annähernde Verdoppelung der durchschnittlichen lieferantenseitigen Beschaffungskosten (auf ca. 6,5 bis 6,7 ct/kWh) in den Zukunftsszenarien durch eine marktorientierte Fahrweise, die sich an stündlichen Marktpreisen orientiert, kaum aufgefangen werden kann. Die in Kap. 3.1 aufgezeigte Problematik der niedrigen bzw. nur kurzzeitig verfügbaren Flexibilität führt dazu, dass sich der Marktwert der Flexibilität in

Szenario A2030 nicht proportional zur Vergrößerung der Preisvolatilität erhöht. In den Szenarien B2030 und C2030 hemmt die (im Mittel) geringe untertägige Volatilität den Zuwachs der Flexibilitätswerte. Dementsprechend fallen die relativen Einsparpotenziale in den Zukunftsszenarien geringer aus als im Jahr 2015.

Die Ergebnisse deuten darauf hin, dass (unter den hier angenommenen Rahmenbedingungen) auch im Jahr 2030 kaum finanzielle Anreize für einen marktorientierten Betrieb von kleinen Wärmepumpensystemen entstehen. Solange die für die Zukunftsszenarien unterstellten stündlichen Börsenpreise als gegeben betrachtet werden, könnten dennoch folgende Faktoren zur Erhöhung der wirtschaftlichen Potenziale beitragen.

- **(Teil-) Bewirtschaftung der Flexibilität auf weiteren Märkten**

Märkte für Fahrplanenergie, deren Handelsschluss sich näher am Erfüllungszeitpunkt befindet als im stündlichen Day-Ahead-Handel und/oder die ein anderes Auktionsdesign aufweisen (bspw. „Pay-as-bid“), könnten sich durch höhere Preisvolatilitäten auszeichnen, z. B. der Intraday-Sporthandel. Ebenso kommen Märkte und Produkte für Regelleistung als zusätzliche Erlösquellen in Frage. Da jedoch für die Entwicklung des Markt- und Produktdesigns wie für die Preise auf diesen Märkten keine szenarienspezifischen Prognosen vorliegen, ist eine Quantifizierung der Potenziale hier nicht möglich.

- **Verbesserung der Anlagenflexibilität durch veränderte Systemauslegung**

Zukünftige Wärmepumpensysteme könnten im Vergleich zu den hier untersuchten Anlagen aus dem Bestand durch Nachrüstung oder veränderte Auslegung im Neubau über größere Speichervolumina und/oder höhere elektrische Leistungen verfügen. Ebenso könnte über eine Anhebung der maximalen Speichertemperatur die nutzbare Speicherkapazität vergrößert werden. Gleiches gilt für die Nutzung der thermischen Trägheit des Gebäudes unter Ausnutzung der zulässigen Raumtemperaturtoleranzen.

3.3 Sensitivitätsbetrachtung für veränderte Systemauslegung

Eine exemplarische Beurteilung des möglichen finanziellen Mehrwerts der verbesserten Anlagenflexibilität wird hier für Wärmepumpe 2 im Szenario A2030 vorgenommen. Abbildung 6 stellt die durch eine Vergrößerung von Speichervolumen bzw. der elektrischen Leistung erzielbaren zusätzlichen Flexibilitätswerte dar.

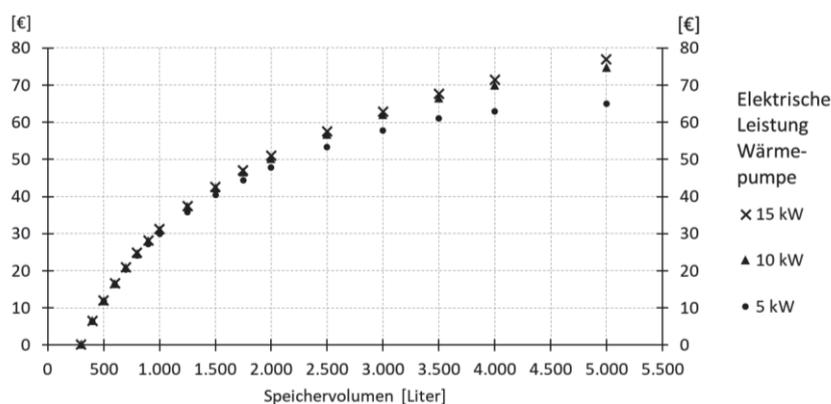


Abbildung 6: Zusätzliche Einsparpotenziale durch veränderte Systemauslegung im Szenario A2030 (Wärmepumpe 2, verglichen zur Basiskonfiguration mit 5 kW_{el} und 300 Liter Speichervolumen)

Ausgehend von einem erzielbaren Beschaffungskostenvorteil von ca. 38 € in der Basis-konfiguration könnten durch die veränderte Systemauslegung im Szenario A2030 zusätzliche Einsparpotenziale von bis zu rund 75 € entstehen. Allerdings werden ausgeprägte (absolute) Mehrwerte nur bei sehr großen Speichervolumen ab 1.000 Liter generiert. Weiterhin zeigt sich, dass nennenswerte Vorteile durch eine Verdoppelung der elektrischen Leistung hier erst ab Speichervolumina von 2.500 Liter zum Tragen kommen. Darüber hinaus gehende Leistungserhöhungen bieten nur geringe zusätzliche Betriebskostensparnisse. Insgesamt erscheint es fraglich ob sich anlagenseitige Investitionen in eine Verbesserung der Flexibilität durch die erzielbaren Einsparungen in einem angemessenen Zeitraum refinanzieren können (vgl. [12]). Weiterhin sind die Möglichkeiten zur Vergrößerung des Speichervolumens zumeist allein aus räumlichen Gründen begrenzt.

4 Fazit

Die Analysen dieser Fallstudie haben gezeigt, dass kleine Wärmepumpensysteme über Flexibilitätspotenziale verfügen, die bei einer marktorientierten Betriebsweise zum Ausgleich von Stromerzeugungsüberschüssen bzw. -knappheiten beitragen können. Bedingt durch die geringen nutzbaren thermischen Speicherkapazitäten und die Saisonalität des Heizwärmebedarfs kann dieser Ausgleich i. d. R. aber nur für kurze Zeiträume, d. h. im Stundenbereich, und in relevantem Ausmaß ausschließlich während der Heizperiode erfolgen. Die Möglichkeiten zur Betriebskosteneinsparung durch das gezielte Ausnutzen von niedrigen bzw. negativen Börsenstrompreisen sind daher begrenzt und fallen, auch bedingt durch die geringen (jährlichen) Gesamtstromverbrauchsmengen, in ihrer absoluten Höhe nur sehr niedrig aus. Die für das Jahr 2015 und für die Zukunftsszenarien im Jahr 2030 ermittelten Einsparpotenziale aus einer Flexibilitätsvermarktung in den Day-Ahead-Spotmärkten sind voraussichtlich nicht ausreichend, um Endkunden im Haushalts-/Kleingewerbesegment zu einer freiwilligen Bereitstellung der Flexibilität zu motivieren. Dies gilt umso mehr, sobald Teile der Kosteneinsparungen für Transaktionskosten (Bewirtschaftung der Flexibilität durch einen Aggregator) und/oder für die Refinanzierung von Investitionen in die Anlagenflexibilisierung aufgewendet werden müssen.

Die Ergebnisse verdeutlichen auch, dass der Wert einer Flexibilitätsoption, und damit die Kosteneinsparpotenziale, in hohem Maße von der Marktpreisvolatilität abhängt. In den vergangenen Jahren gingen von den (Day-Ahead) Spotmärkten jedoch nur geringe Preissignale aus, die einen zusätzlichen Bedarf an Flexibilität andeuten. Unter den hier betrachteten Rahmenbedingungen für die Zukunftsszenarien kann auch für das Jahr 2030 davon ausgegangen werden, dass die monetären Anreize für einen marktorientierteren Betrieb von kleinen Wärmepumpensystemen von geringer praktischer Relevanz sind. Möglichkeiten zur Verbesserung der Anreize könnten sich jedoch eröffnen, sobald kostengünstige Lösungen für eine Erhöhung der Anlagenflexibilität bereitstehen und/oder die Flexibilitätsvermarktung in anderen Kurzfristmärkten mit attraktiveren Preisstrukturen erfolgt.

5 Literatur

- [1] Bundesverband Wärmepumpe e. V. (2017): Pressemitteilung; <https://www.waermepumpe.de/presse/pressemitteilungen/details/bwp-marktzahlen-2017-waermepumpen-absatz-waechst-deutlich/>.
- [2] ETG Taskforce Wärmemarkt (2015): Potenziale für Strom im Wärmemarkt bis 2050; Energietechnische Gesellschaft im VDE.
- [3] Marti J., et al. (2009): Simulation von Wärmepumpensystemen in Polysun 4 – Schlussbericht; Bundesamt für Energie (BFE), Bern, 2009.
- [4] Recknagel H. (Hg.) (2007): Taschenbuch für Heizung und Klimatechnik. Einschließlich Warmwasser- und Kältetechnik; 75. Aufl. München, Oldenbourg Industrieverlag.
- [5] Kippelt S. et al. (2016): Stochastic simulation of thermal load profiles; 2016 IEEE International Energy Conference (ENERGYCON), Leuven, 2016, S. 1-6.
- [6] Winkel M. (2015): Simulation und Analyse des kombinierten Einsatzes thermischer Energieausgleichsoptionen zum elektrischen Last- und Erzeugungsmanagement in Wohnsiedlungen; UMSICHT Schriftenreihe Nr. 74.
- [7] Kallabis T., Pape C., Weber C. (2016): The plunge in German electricity futures prices - Analysis using a parsimonious fundamental model; Energy Policy, Jg. 2016 Nr. 95, S. 280-290
- [8] Pape C., Hagemann S., Weber C. (2016): Are fundamentals enough? Explaining price variations in the German day-Ahead and intraday power market; Energy Economics, Jg. 2016 Nr. 54, S. 376-387.
- [9] Deutsche Übertragungsnetzbetreiber (2017): Netzentwicklungsplan Strom 2030, Version 2017.
- [10] Beran P., Pape C., Weber C. (2018): Modelling German Electricity Wholesale Spot Prices with a Parsimonious Fundamental Model – Validation & Application; HEMF Working Paper No. 01/2018; <https://ideas.repec.org/p/dui/wpaper/1801.html>.
- [11] Pape C., et al. (2017): Forecasting the distributions of hourly electricity spot prices - Accounting for serial correlation patterns and non-normality of price distributions, HEMF Working Paper No. 05/2017; <https://ideas.repec.org/p/dui/wpaper/1705.html>.
- [12] Felten B., Weber C. (2017): Modeling the value of flexible heat pumps, HEMF Working Paper No. 09/2017; https://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract_id=3051621.
- [13] ewi,gws,prognos (2014): Entwicklung der Energiemärkte – Energiereferenzprognose; Großhandel base; https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/entwicklung-der-energiemaerkte-energiereferenzprognose-endbericht.pdf?__blob=publicationFile&v=7.
- [14] energybrainpool (2017): Trends in the development of electricity prices – EU Energy Outlook 2050, power prices EU 28.
- [15] insight e (2015): Quantifying the “merit-order” effect in European electricity prices, reference price; http://www.innoenergy.com/wp-content/uploads/2016/03/RREB_III-Merit_order_Final.pdf.
- [16] Statnett (2016) Long-Term Market Analysis, The Nordic Region and Europe 2016-2040; http://www.statnett.no/Documents/Nyheter_og_media/Nyhetsarkiv/2016/Long-term%20Market%20Analysis%20The%20Nordic%20Region%20and%20Europe%202016-2040.pdf.

Anhang 1: Zusammenfassung der wesentlichen Charakteristika der Zukunftsszenarien gemäß Netzentwicklungsplan Strom 2017 [9]

		Referenz 2015 (ENTSO-E, BMWi, NEP)	Szenario A2030 (NEP)	Szenario B2030 (NEP)	Szenario C2030 (NEP)
Brutto-Jahreshöchstlast*	[GW]	88,29	86,10	86,10	86,10
Brutto-Stromverbrauch*	[TWh]	550,93	539,82	571,08	603,52
Konventionelle Erzeugungskapazitäten	[GW]	Referenz 2015	Szenario A2030	Szenario B2030	Szenario C2030
Kapazität Kernenergie		10,80	-	-	-
Kapazität Braunkohle		21,10	11,50	9,50	9,30
Kapazität Steinkohle		28,60	21,70	14,80	10,80
Kapazität Erdgas		30,30	30,50	37,80	37,80
Kapazität Öl		4,20	1,20	1,20	0,90
Kapazität sonstige konventionelle und Abfall		3,25	2,50	2,40	2,40
Summe Kapazität konventionell		98,25	67,40	65,70	61,20
EE- Erzeugungskapazitäten	[GW]	Referenz 2015	Szenario A2030	Szenario B2030	Szenario C2030
Erzeugungsmengen	[TWh]				
Kapazität Wind onshore		41,20	54,20	58,50	62,10
<i>Erzeugung Wind onshore</i>		69,42	116,05	124,8	132,18
Kapazität Wind offshore		3,40	14,30	15,00	15,00
<i>Erzeugung Wind offshore</i>		8,14	61,33	64,31	64,31
Kapazität Photovoltaik		39,30	58,70	66,30	76,80
<i>Erzeugung Photovoltaik</i>		34,82	55,53	60,79	69,83
Kapazität Biomasse		7,00	3,69	4,07	4,53
<i>Erzeugung Biomasse</i>		33,83	32,3	35,64	39,68
Kapazität Wasserkraft		5,60	3,96	4,73	5,27
<i>Erzeugung Wasserkraft</i>		13,71	16,87	20,16	22,46
Kapazität sonstige erneuerbare		0,62	0,84	0,84	0,85
<i>Erzeugung sonstige erneuerbare</i>		7,33	7,33	7,33	7,48
Summe Kapazität erneuerbare		104,70	135,68	149,44	164,55
Summe Erzeugung erneuerbare		167,25	289,41	313,04	335,94
Anteil am Bruttoverbrauch**	[%]	28	52	53	54
Kapazität Pumpspeicher	[GW]	9,44	11,90	11,90	11,90
Verbrauch Pumpspeicher	[TWh]	6,74	9,90	10,40	11,40
Erzeugung Pumpspeicher	[TWh]	4,86	10,59	10,99	11,88
Import***	[TWh]	1,27	1,05	17,82	34,55
Export***	[TWh]	46,50	47,05	15,42	8,15
Brennstoff- und CO₂-Preise		Referenz 2015	Szenario A2030	Szenario B2030	Szenario C2030
Braunkohle	[€/MWh _{th}]	4,31	3,10	3,10	3,10
Steinkohle	[€/MWh _{th}]	7,30	10,56	9,46	9,46
Erdgas	[€/MWh _{th}]	22,19	32,00	29,00	29,00
Rohöl	[€/MWh _{th}]	30,43	61,40	53,40	53,40
CO ₂ -Zertifikate	[€/t]	7,74	23,00	28,00	28,00

* Eigene Berechnungen: Ohne Kraftwerks-Eigenverbrauch, incl. Verluste im Übertragungs- und Verteilnetz

** Eigene Berechnungen: Incl. Kraftwerkeigenverbrauch und Verluste im Übertragungs- und Verteilnetz

*** Eigene Berechnungen: Angepasst auf NEP-Saldo

NEP: Netzentwicklungsplan

Danksagung

Die Autoren danken dem Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) für die Förderung des Projektes „Die Stadt als Speicher“ (FKZ: 0325527) sowie den Hertener Stadtwerken für die freundliche Kooperation.