



House of
Energy Markets
& Finance

Marktorientierter Betrieb von Wärmepumpen

Fallstudienbasierte Evaluierung von Flexibilitäts- und Kosteneinsparpotenzialen aus dem Projekt „Die Stadt als Speicher“

Andreas Dietrich, Christoph Weber
15. Symposium Energieinnovation
Graz, 15.02.2018

UNIVERSITÄT
DUISBURG
ESSEN

Offen im Denken

Agenda

Einleitung

1

Methodik

2

Evaluation für das Jahr 2015

3

Preissimulationen für das Jahr 2030

4

Evaluation für das Jahr 2030

5

Fazit / Ausblick

6

Die Stadt als Speicher

- „Energietechnische und -wirtschaftliche Bündelung vielfältiger lokaler Speicherkapazitäten innerhalb städtischer Lastzentren zum Ausgleich der Fluktuation erneuerbarer Einspeiser“
- Wichtige Teilziele des Projekts u. A.:
 - Entwurf eines Koordinations- und Aggregationskonzeptes
 - Einbettung in das energiewirtschaftliche Umfeld und Produktgestaltung
 - Einjährige Demonstrationsphase: „Feldtest“
- Projektlaufzeit:
01/2014 bis 02/2018



Wärmepumpen

- Ca. 800.000 installierte Anlagen in Deutschland Ende 2017
 - Branchenschätzungen: 4 bis 8 Mio. Anlagen bis 2030 und 8 bis 17 Mio. Anlagen bis 2050
- Allgemeine Erwartungen:
 - Schlüsselrolle für erfolgreiche Dekarbonisierung des Wärmesektors
 - Wesentlicher Beitrag zum Ausgleich der fluktuierenden Stromerzeugung aus EE
 - Zeitliche Entkopplung von Stromverbrauch und Wärmebedarf durch Nutzung thermischer Speicher
 - Betriebsführung der Wärmepumpen kann sich am Dargebot der EE ausrichten
- Zentrale Voraussetzung für systemdienlichen Einsatz der Flexibilität:
 - Abweichung vom gängigen Konzept der ausschließlich wärmebedarfsgeführten Fahrweise
 - Einsatz von und kurzfristigen (Spot-) Marktpreisen als primäre Führungsgröße
 - Praktische Umsetzung: Anlagensteuerung über zentrale Instanz („Aggregator“) oder lokale Intelligenz, bei laufend aktualisierten Informationen zu Temperaturen, Wärmebedarfen und Preisen
 - **Ökonomische Anreize: Stromlieferanten müssen durch die kurzfristige Bewirtschaftung der Flexibilität Beschaffungskostenvorteile erzielen können, die auf Endkundenseite zu Betriebskostensenkungen führen**

Einleitung

1

Methodik

2

Evaluation für das Jahr 2015

3

Preissimulationen für das Jahr 2030

4

Evaluation für das Jahr 2030

5

Fazit / Ausblick

6

Modellierung der Betriebsweisen

- Wärmebedarfsgeführter Betrieb/Status Quo
 - Simulationsmodell (Matlab ©), Vereinfachte Abbildung einer Speichertemperatur-Hysteresesteuerung
- Marktorientierter Betrieb
 - Lineares MIP Optimierungsmodell (GAMS ©), Minimierung der Betriebskosten
 - Täglich rollierende Planung mit 36 Stunden „perfect foresight“
 - Optimierung im 1h- oder 1/4h-Day-Ahead-Spotmarkt
- Weitere Charakteristika der Modellierung
 - Außentemperaturabhängige Leistungszahlen (COP)
 - Wärmebedarfsprofile: stochastische Simulationen
 - Vereinfachte Abbildung von Speicherverlusten und Heizkreis, keine Betrachtung des thermischen Gebäudeverhaltens
 - Basisjahr für Spotmarktpreise und Außentemperaturen (Herten, NRW): 2015

Anlagencharakteristika für die Fallstudie

- Zugrunde gelegt werden die zu Beginn des Feldtests (09/2016) bekannten Anlagenparameter

		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)

- Während des Feldtests: Anpassungen im Aggregationskonzept/Live-Optimierer u. a. von max. elektrischer Leistung und Speicher-Temperaturdifferenzen (hier nicht berücksichtigt)

Modellierung zukünftiger stündlicher Spotmarktpreise (Jahr 2030)

- Erweitertes Fundamentalmodell
 - Stündliche (teil lineare) Merit-Order des Deutschen Kraftwerksparks
→ Spotmarktpreis = Grenzkosten des letzten zur (Residual-)Lastdeckung erforderlichen konventionellen Kraftwerks, abgebildet durch Kraftwerksklassen
 - U. a. berücksichtigt: Verfügbarkeiten, KWK-Must-Run, Pumpspeicher, Im-/Export
 - Nachgelagertes stochastisches Modell:
 - Einbeziehen von nicht fundamental reproduzierbarer Einflussfaktoren
 - Basierend auf Verteilungen der historischen Fehler des Fundamentalmodells (2012-2015)
- Zugrunde gelegter Szenariorahmen für 2030: NEP 2017 (Netzentwicklungsplan Strom der ÜNB)
 - Modellparametrierung gemäß der Szenarien A,B,C2030, Basisjahr 2015
 - Zu beachten sind die Erwartungen für Szenario B2030 und C2030:
 - Kein Unterschied bei CO₂- und Brennstoffkosten
 - Zubau von Gas- und Pumpspeicherkraftwerken: ca. 10 GW
 - Flexibilisierung von KWK-Must-Run

Einleitung

1

Methodik

2

Evaluation für das Jahr 2015

3

Preissimulationen für das Jahr 2030

4

Evaluation für das Jahr 2030

5

Fazit / Ausblick

6

Kosteneinsparpotenziale

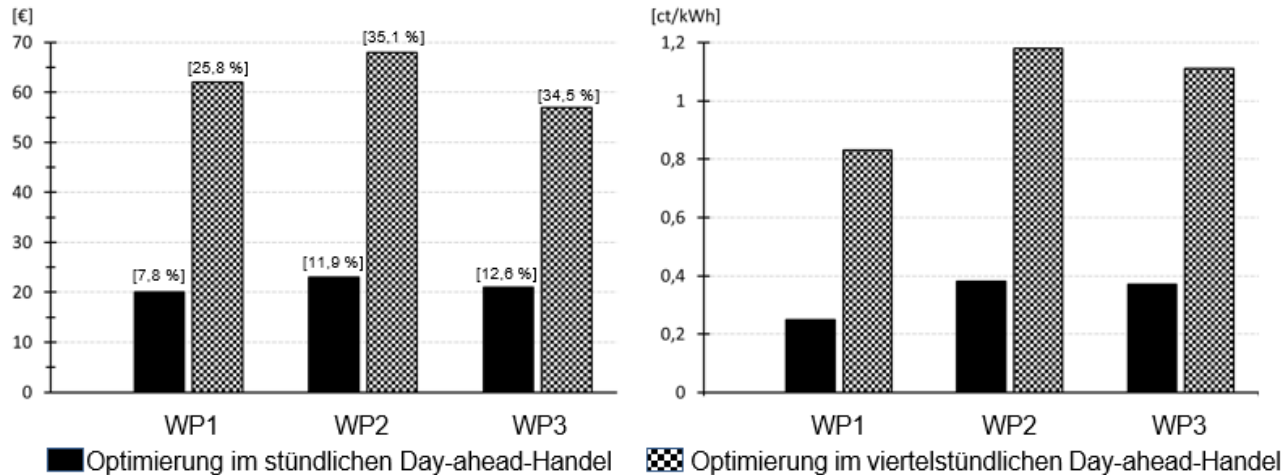


Abbildung1: Lieferantenseitige Kosteneinsparpotenziale durch marktorientierten Betrieb im Jahr 2015

- Lieferantenseitige Beschaffungskosten können signifikant gesenkt werden, absolute Höhe der Einsparungen jedoch gering (niedrige Gesamtstromverbräuche, 4.800-7.500 kWh p. a.)
- In Praxis:
 - Prognosefehler für Wärmebedarfe, Spotmarktpreise und Anlagenverfügbarkeiten
→ Hier gezeigte Potenziale i. d. R. nicht in voller Höhe realisierbar
 - Risikoadjustierte Aufteilung des Flexibilitätswertes zwischen Aggregator und Endkunde
 - Wirtschaftliche Potenziale erfordern vorteilhaftes Kosten-Nutzen-Verhältnis für alle Akteure
z. B. relevant: (annualisierte) Kosten für Implementierung und Aufrechterhaltung der Funktionsfähigkeit des „virtuellen Speichers“

Flexibilitätspotenziale

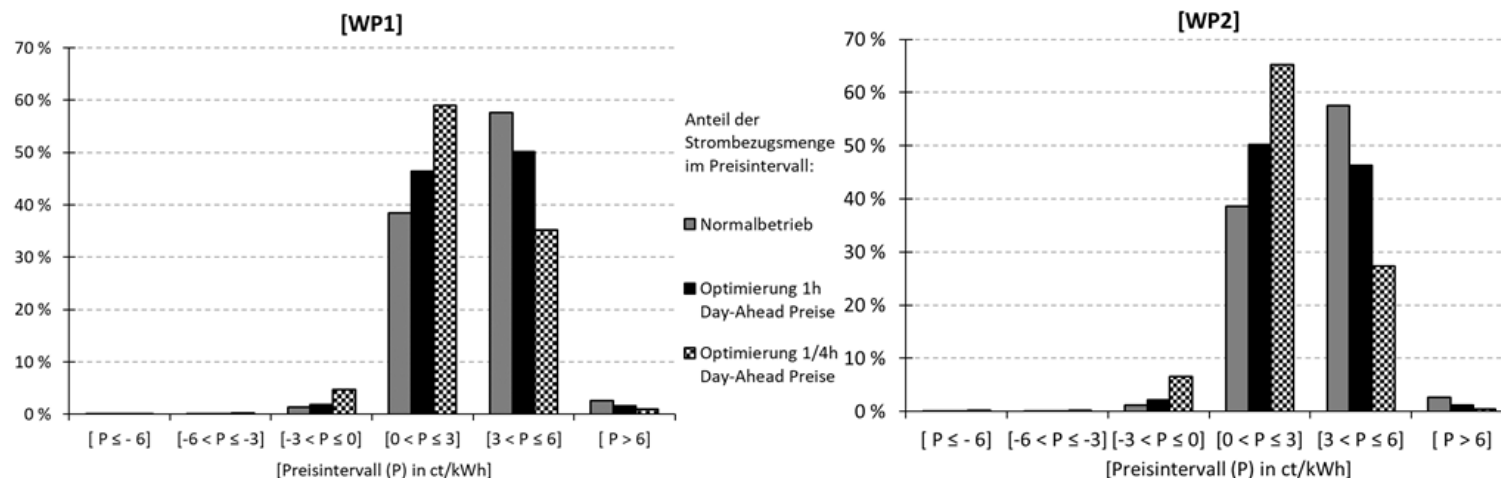


Abbildung 2: Strombezug in Preisintervallen bei unterschiedlicher Fahrweise, Wärmepumpe 1 und 2

- Vorhandenes Flexibilitätspotenzial wird beim marktorientierter Betrieb zumeist systemdienlich einsetzt
- Entkopplung von Wärmebedarfsdeckung und Strombezug kann auslegungsbedingt jedoch nur in begrenztem Maße bzw. nur für wenige Stunden gelingen
 - Die hier untersuchten Wärmepumpen können bei mehrstündigen Knappheitssituationen im Stromsystem (hohe Marktpreise) und gleichzeitigem hohen Wärmebedarf nur wenig Beitrag zur Systemstabilisierung leisten (Zwang zum Strombezug)
 - Ebenso sind, insbesondere außerhalb der Heizperiode, die Möglichkeiten zur Kompensation von länger andauernden Erzeugungsüberschüssen (niedrige Marktpreise) stark begrenzt

Einfluss des außentemperaturabhängigen COP auf das Optimierungskalkül

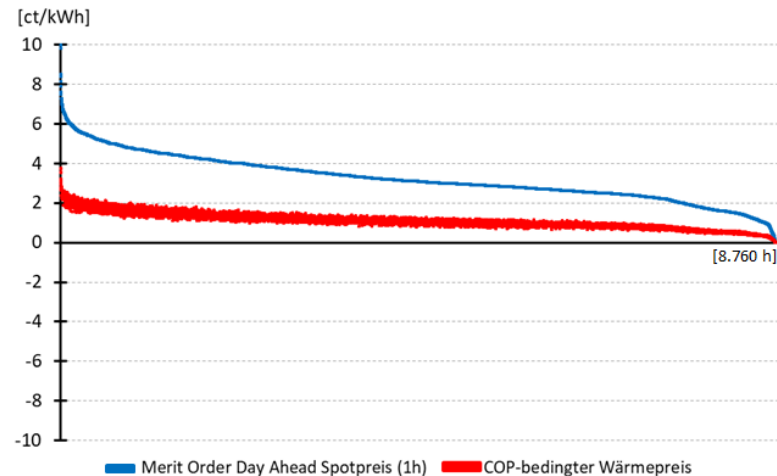


Abbildung 3: Geordnete Dauerlinie der Marktpreise und korrespondierende COP-bedingte Wärmepreise (Wärmepumpe 2)

- Ein zeitvariabler, außentemperaturabhängiger COP hat zur Folge, dass die Ausnutzung minimaler Beschaffungspreise nicht zur Minimierung der Betriebskosten führt
- Relevant für die Optimierung ist der Wärmepreis (Quotient aus Börsenpreis und COP)
- In Abhängigkeit von der Korrelation zwischen Börsenpreisen und (lokalen) Außentemperaturen können sich Anlagenfahrweisen ergeben, die von einem optimalen systemdienlichen Betrieb aus Sicht des Gesamtsystems/Strommarktes abweichen

Einleitung

1

Methodik

2

Evaluation für das Jahr 2015

3

Preissimulationen für das Jahr 2030

4

Evaluation für das Jahr 2030

5

Fazit / Ausblick

6

Ergebnisüberblick

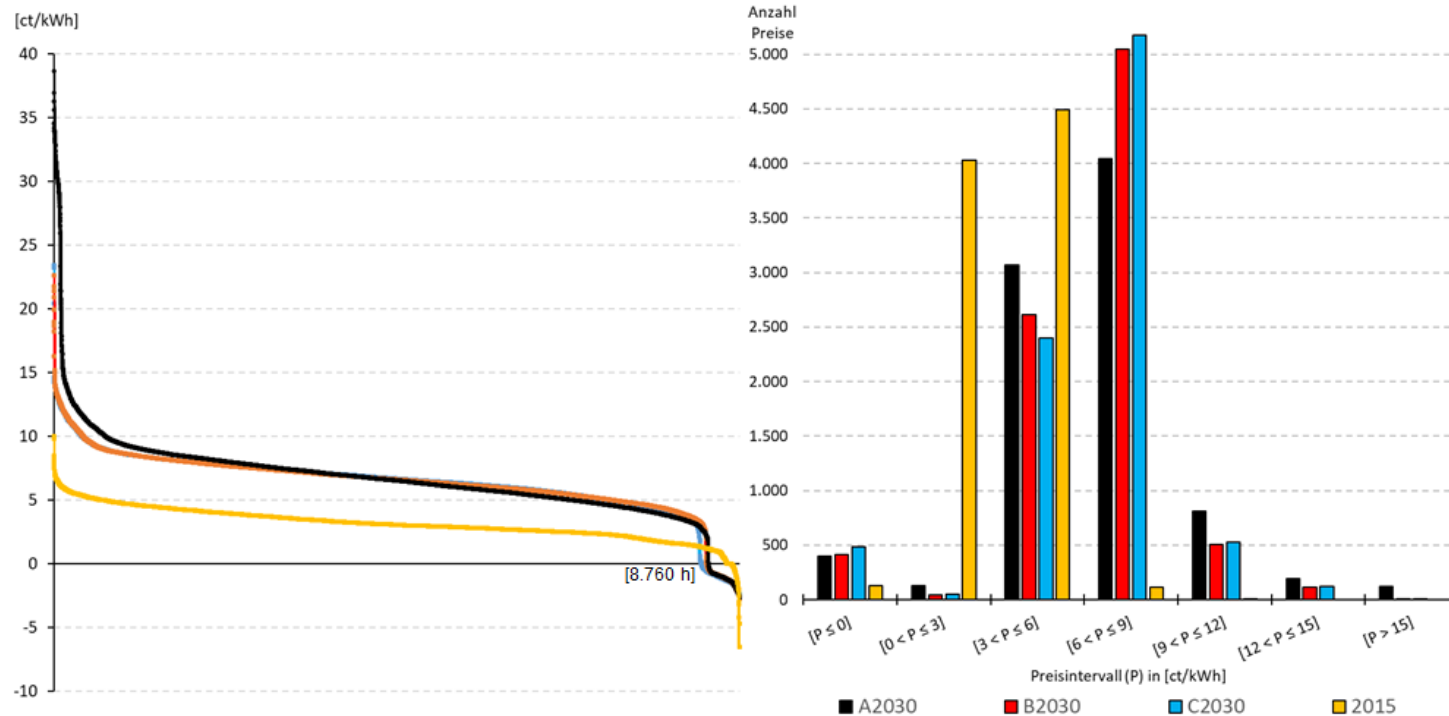


Abbildung 4: Geordnete Preisdauerlinien und Preisverteilungen der Preissimulation und Vergleich zum Jahr 2015

	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

Einleitung

1

Methodik

2

Evaluation für das Jahr 2015

3

Preissimulationen für das Jahr 2030

4

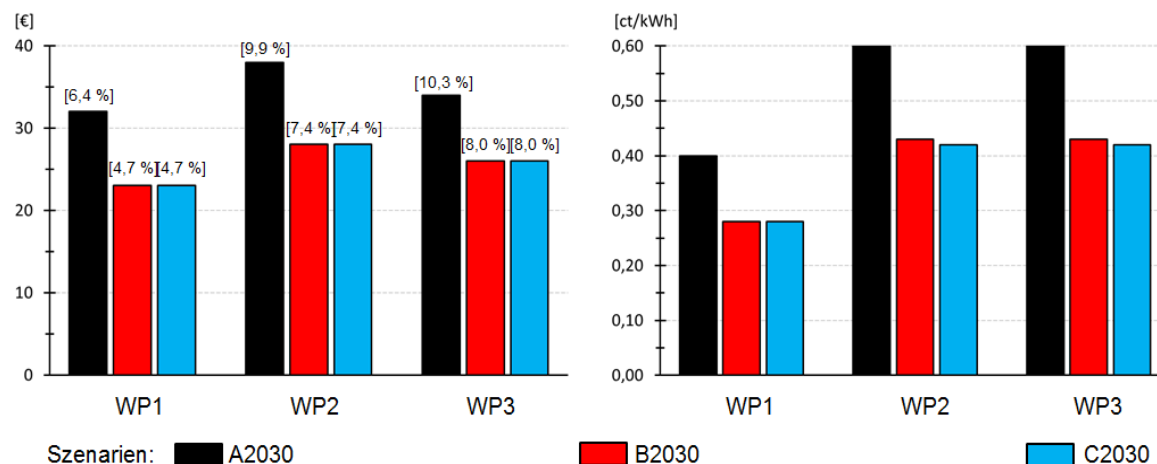
Evaluation für das Jahr 2030

5

Fazit / Ausblick

6

Kosteneinsparpotenziale 2030



(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

- Deutliche Verbesserung der Einsparpotenziale nur im Szenario A2030
- Absolute Vorteile der marktorientierten Bewirtschaftung sind jedoch weiterhin niedrig
- Die annähernde Verdoppelung der durchschnittlichen lieferantenseitigen Beschaffungskosten (auf ca. 6,5 bis 6,7 ct/kWh) kann nur sehr begrenzt aufgefangen werden
- Geringere relative Einsparungen als im Jahr 2015:
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.

Möglichkeiten zur Erhöhung der Einsparpotenziale

- (Teil-) Bewirtschaftung der Flexibilität auf weiteren Märkten
 - Märkte, 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.
 - 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.

Sensitivitätsbetrachtung für veränderte Systemauslegung (Szenario A2030)

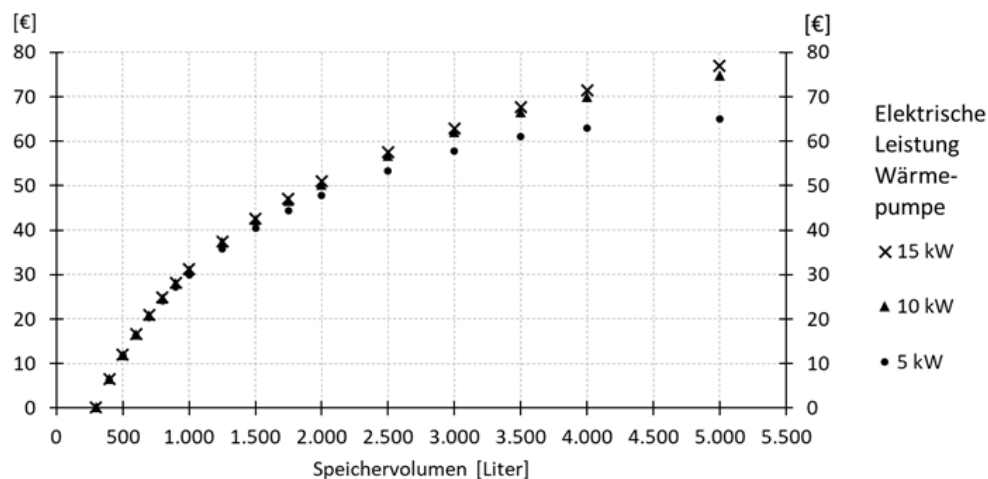


Abbildung 6: Zusätzliche Einsparpotenziale durch veränderte Systemauslegung im Szenario A2030 (Wärmepumpe 2, verglichen zur Basiskonfiguration mit 5 kW_{el} und 300 Liter Speichervolumen)

- Ausgeprägte (absolute) Mehrwerte werden nur bei sehr großen Speichervolumen ab 1.000 Liter generiert
- Nennenswerte Vorteile durch eine Verdoppelung der elektrischen Leistung kommen hier erst ab Speichervolumina von 2.500 Liter zum Tragen
- Insgesamt erscheint es fraglich ob sich anlagenseitige Investitionen in eine Verbesserung der Flexibilität durch die erzielbaren Einsparungen in einem angemessenen Zeitraum refinanzieren können
- Möglichkeiten zur Vergrößerung des Speichervolumens zumeist allein aus räumlichen Gründen begrenzt

Einleitung

1

Methodik

2

Evaluation für das Jahr 2015

3

Preissimulationen für das Jahr 2030

4

Evaluation für das Jahr 2030

5

Fazit / Ausblick

6

Kernergebnisse der Fallstudie

- Kleine Wärmepumpensysteme können bei marktorientierter Betriebsweise zum Ausgleich von Überschüssen bzw. Knappheiten im Stromsystem beitragen.
- Dieser Ausgleich kann i. d. R. aber nur für kurze Zeiträume, d. h. im Stundenbereich, und in relevantem Ausmaß ausschließlich während der Heizperiode erfolgen.
- Die durch gezieltes Ausnutzen von niedrigen bzw. negativen Börsenstrompreisen realisierbaren Betriebskosteneinsparung fallen in ihrer absoluten Höhe niedrig aus.
- Die hier ermittelten Einsparpotenziale sind voraussichtlich nicht ausreichend, um Endkunden im Haushalts-/Kleingewerbesegment zu einer freiwilligen Bereitstellung der Flexibilität zu motivieren und zugleich Aggregatoren angemessen entlohnen zu können.
- Unter den hier betrachteten Rahmenbedingungen für die Zukunftsszenarien kann auch für das Jahr 2030 davon ausgegangen werden, dass von den (Day-Ahead) Spotmärkten nur geringe Preissignale ausgehen, die einen zusätzlichen Bedarf an Flexibilität andeuten.
- 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.

Vielen Dank für Ihre Aufmerksamkeit!

Dipl.-Kfm. Andreas Dietrich
House of Energy Markets and Finance
Universität Duisburg-Essen
Weststadttürme | Berliner Platz 6-8 | 45127 Essen | Germany
Tel. +49 201/183-3994 | Fax +49 201/183-2703
Email: andreas.dietrich@uni-due.de
www.ewl.wiwi.uni-due.de