

Steuerung von Elektrowärmepumpen und anderen Verbrauchern in einem virtuellen Kraftwerk

Jean-Maurice Bußhoff, Christian Jungbluth, Ralf Schemm und Torsten Czielska

Können virtuelle Kraftwerke, bestehend aus kleinen, steuerbaren Verbrauchern wie z. B. Elektro-Wärmepumpen zukünftig wirtschaftlich sein? Dieser Frage geht eine aktuelle Untersuchung nach, in deren Fokus praxisnahe Anwendungsfälle von Wärmepumpen in unterschiedlichen Gebäudetypen stehen. Auf dieser Basis wird der Break-even für die organisatorische Umsetzung eines virtuellen Kraftwerks abgeschätzt. Abschließend wird diskutiert, wie ein passendes Geschäftsmodell für Energieversorger entwickelt werden kann.

Virtuelle Kraftwerke bündeln aktuell meist kleinere Erzeugungseinheiten und seltener auch größere Lasten. Ihren Einsatz finden sie in der Bereitstellung von Regelenergie oder auch in der Direktvermarktung insbesondere von EEG-Anlagen. Etabliert bei Anbietern haben sich bislang virtuelle Kraftwerke vor allem bestehend aus Windkraftanlagen, Biogasanlagen und BHKW [1, 2].

Kaum im Fokus für virtuelle Kraftwerke sind bislang kleinere, steuerbare Lasten, wie z. B. elektrische Wärmepumpen. Wesentliche Hemmnisse lagen hierbei in den Aufwänden und Kosten für die informations- und steuerungstechnische Anbindung der Anlagen an den Kraftwerkspool im Vergleich zu erwarteten Erlösen aus der Bewirtschaftung. Jedoch wird die Informations- und Kommunikationstechnologie fortlaufend kostengünstiger; regulatorische Treiber wie die Smart-Meter-Gesetzgebung führen dazu, dass in Zukunft viele Kunden mit Elektrowärmepumpen mit Smart Metern ausgerüstet werden. Mit dem Viertelstunden-Intraday-Handel ist eine Marktstufe

hinzugekommen, die zusätzliche Wertschöpfung aus der kurzfristigen Flexibilitätsbereitstellung verspricht.

Perspektivisch steigt zudem mit zunehmender erneuerbarer Stromerzeugung der Flexibilitätsbedarf, der wiederum die Flexibilitätsbereitstellung aus steuerbaren Lasten wirtschaftlich interessanter erscheinen lässt. Kann daher eine Erschließung des Potenzials kleiner Verbraucher wie Elektro-Wärmepumpen in virtuellen Kraftwerken zukünftig wirtschaftlich sein?

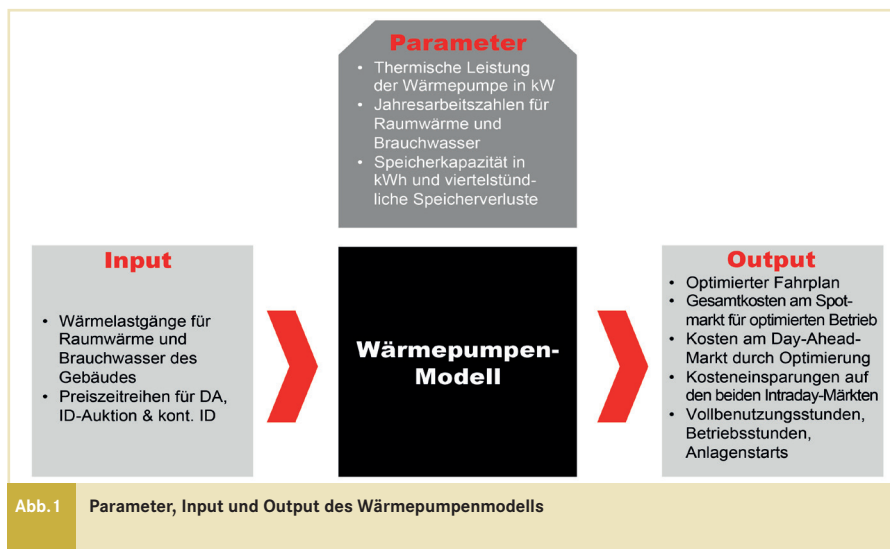
Unterschiedliche praxisnahe Anwendungsfälle

Diese Fragestellung wurde im Rahmen einer Masterarbeit der Hochschule Hamm-Lippstadt und der BET Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH untersucht. Hierzu wurden verschiedene, praxisnahe Anwendungsfälle von Wärmepumpen in unterschiedlichen Gebäudetypen modelliert und die Bewirtschaftung – d. h. die zeitliche Dispo-

sition – des Anlagenbetriebs nach den Preissignalen des Spotmarkts für Strom simuliert. Neben den hier erzielbaren Einsparungen bei den Strombeschaffungskosten wurden die zusätzlich auftretenden Kosten durch die durchzuführende Anlagenumrüstung ermittelt und diesen gegenübergestellt. Abschließend wurde abgeleitet, wie Stadtwerke und andere Versorger daraus ein passendes Geschäftsmodell aufbauen können [3].

Grundlage der Untersuchung war ein Simulationstool zur Kraftwerkseinsatzoptimierung am Spotmarkt für Strom. Es ermittelt sukzessive die ökonomisch optimale Bewirtschaftung von KWK- und Kondensationskraftwerken an den drei Marktstufen des Spotmarktes (Day-Ahead-Auktion, Intraday-Auktion und kontinuierlicher Intraday-Handel) unter Nebenbedingungen wie z. B. einer Wärmelast und zusätzlicher Wärmespeicher. Dieses Tool wurde für die Optimierung von Lasten und die Deckung von Wärmelasten auf unterschiedlichen Temperaturniveaus – Raumwärme und Brauchwarmwasser – adaptiert und für die Bewirtschaftung von Elektro-Wärmepumpen nutzbar gemacht.

Das so entwickelte Wärmepumpenmodell optimiert den Einsatz von Wärmepumpen an den drei beschriebenen Spotmarktstufen und ermittelt die Kosteneinsparung dieser Optimierung im Vergleich zu einer rein wärmegeführten, nicht kostenoptimierten Betriebsweise. Eingangsgrößen der Optimierung sind dabei die Wärmelastgänge für Raumwärme und Brauchwarmwasser sowie die Preiszeitreihen der drei Marktstufen des Spotmarktes für Strom [4]. Veränderliche Parameter des Modells sind einerseits die Auslegungsgrößen der Wärmepumpe (thermische Leistung) sowie die Größe des Heizungs-Wärmespeichers und dessen thermische Verluste (Abb. 1).



Mit diesem Modell wurden verschiedene Anwendungsfälle simuliert, jeweils mit den historisch beobachteten Strommarktpreisen des Jahres 2015 für die Gebäudetypen Einfamilienhaus (EFH) mit 140 m² Wohnfläche, kleines Mehrfamilienhaus (MFH) mit 460 m² Wohnfläche, großes Mehrfamilienhaus (GMH) mit ca. 1.200 m² Wohnfläche und Bürogebäude mit ca. 3.900 m² beheizter Fläche. Dabei wurden jeweils Anwendungsfälle der Gebäudetypen mit unterschiedlichem spezifischem Raumwärmebedarf – sprich Neubau- bzw. Sanierungsstandard – von 25, 50, 100 und 150 kWh/(m²·a) erstellt.

Zu den Anwendungsfällen wurden wiederum verschiedene Szenarien generiert, die sich durch die Auslegung von Wärmepumpe und Wärmespeicher unterschieden. Bei der Speicherauslegung wurde zudem die Wärmespeicherkapazität der Gebäude berücksichtigt und für größere Kapazitäten der Einsatz von thermischen Pufferspeichern angenommen. Verglichen wurde nun die Kosteneinsparung aus dem ökonomisch optimierten Betrieb der Wärmepumpen sowie die Differenzkosten aus unterschiedlicher Anlagen- und Speicherdimensionierung in den Szenarien im Vergleich zum Basisfall der Dimensionierung und einer rein wärmegeführten Betriebsweise. Die Dimensionierung der Basisfälle zeigt die unten dargestellte Tabelle.

Bereits preisoptimierter Betrieb eines bestehenden Systems ist wirtschaftlich möglich

In den Ergebnissen der Simulationsrechnungen zeigt sich, dass wie zu erwarten die Energiekosteneinsparungen am Spotmarkt für jeden Anwendungsfall mit dem Wärmebedarf sowie der Leistung bzw. Kapazität der installierten Wärmepumpe und des Speichers steigen. Abb. 2 zeigt diesen Zusammenhang für den Anwendungsfall EFH [5].

Dem gegenüber stehen aber die auftretenden Erweiterungskosten, bestehend aus drei Bestandteilen: a) den Mehr- oder Minderkosten der simulierten (größeren oder kleineren) Wärmepumpe zur Wärmepumpe im Basisfall, plus b) den Kosten für einen zusätzlichen bzw. größeren Wärmespeicher, plus c) den einmaligen und laufenden Kosten für die zusätzliche Steuerungs-, In-

Tab. Dimensionierung der Basisfälle

Spez. Wärmebedarf	EFH		MFH		GMH		Bürokomplex
	WP-Leistung	BW-Speicherkapazität	WP-Leistung	BW-Speicherkapazität	WP-Leistung	BW-Speicherkapazität	WP-Leistung
kWh/(m ² ·a)	kW _{th}	kW _{th}	kW _{th}	kW _{th}	kW _{th}	kW _{th}	kW _{th}
25	4,2		15,4		38,8		70,8
50	5,7	6,9	19,2	33,9	53,3	89,8	141,6
100	8,6	(≙120 l [11])	26,8	(≙585 l)	80,7	(≙1550 l)	283,2
150	11,4		37,1		107,3		424,9

WP: elektrische Wärmepumpe; BW: Brauchwarmwasser

formations- und Kommunikationstechnik (IKT) für die Anbindung der Elektro-Wärmepumpe an ein virtuelles Kraftwerk bzw. einen Vermarktungspool, der Einsatzoptimierung, Handel, Dispatch und Steuerung übernimmt. Die Investitionskosten für Elektro-Wärmepumpen und Warmwasser-Pufferspeicher wurden dazu bei Herstellern recherchiert und in eine größenabhängige Kostenfunktion überführt. Die Kosten für die IKT und die organisatorische Umsetzung des virtuellen Kraftwerks je Anwendungsfall wurden anhand verfügbarer Technik und Angeboten zu initial 300 bis 800 € abgeschätzt. Einmalige Kosten wurden unter Annahme eines Nutzungszeitraums von 15 Jahren und eines durchschnittlichen Kapitalkostensatzes von 4,6 % in jährliche Kosten überführt.

Die Simulationsrechnungen der Wärmepumpen ergaben unter den getroffenen Annahmen grundsätzlich folgendes Resümee:

- Steht keine Neuinvestition oder Ersatz der Wärmepumpe an, kann selbst der optimierte Betrieb des bestehenden Systems und die Ausstattung bestehender Wärmepumpenanlagen mit entsprechender Steuerungs- und Kommunikationstechnik wirtschaftlich vorteilhaft sein [6].
- Steht eine Neuinvestition oder ein Ersatz an, liefert eine im Vergleich zum Basisfall kleinere Dimensionierung der Wärmepumpen ohne zusätzlichen Pufferspeicher – also mit reiner Nutzung der Wärmekapazität des Gebäudes – bzw. mit eher kleinem zusätzlichem Pufferspeicher die wirtschaftlich besten Ergebnisse. Zwar sind in diesen

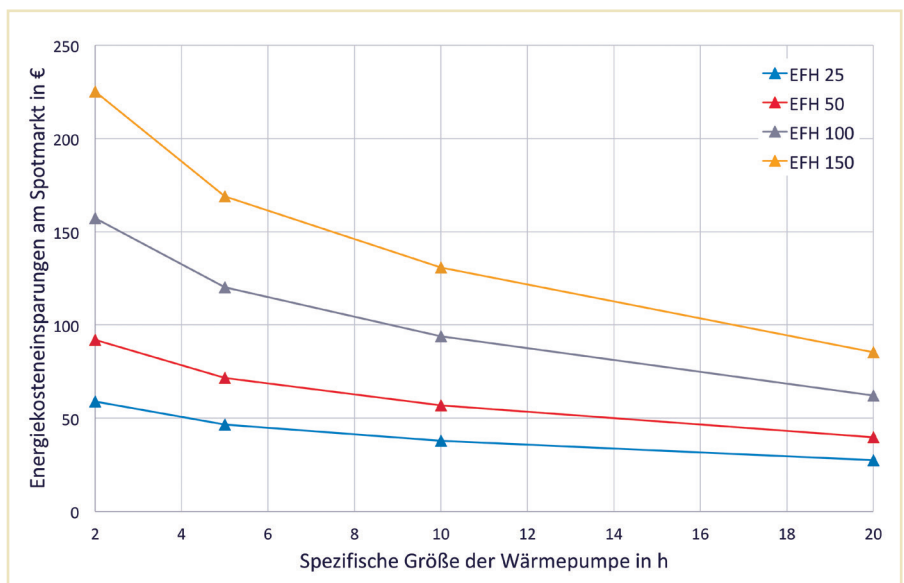


Abb.2 Einsparungen der Strombezugskosten für verschiedene Wärmepumpenauslegungen und Wärmebedarfsstandards im EFH [12]

Fällen die eingesparten Energiekosten am geringsten, dies wird jedoch überkompensiert durch niedrigere Investitionskosten. Nur in diesen Fällen lassen sich überhaupt Gewinne durch den stromgeführten Betrieb erwirtschaften.

■ Die Einsparpotenziale und Gewinne gegenüber der herkömmlichen Betriebsweise steigen dabei mit zunehmendem spezifischem Wärmeenergiebedarf (alte Gebäudestruktur) und mit zunehmender beheizter Fläche (größere Gebäude) an.

Abb. 3 zeigt am Beispiel des MFH in verschiedenen Anwendungsfällen mit unterschiedlichem spezifischem Raumwärmebedarf und für unterschiedliche Szenarien der Anlagenkonstellation Wärmepumpe + Speicher die Bandbreite des simulierten jährlichen Kosteneinsparpotenzials durch Bewirtschaftung am Spotmarkt in farbigen Linien. Dabei wurden die jährlichen Kosten der IKT-seitigen Ausrüstung der Anlage und der organisatorischen Umsetzung des virtuellen Kraftwerks nicht integriert, so dass die erzielten Werte einen Benchmark für diese Kosten zuzüglich des geforderten Gewinns darstellen. Es zeigt sich, dass unter den gegebenen Annahmen für MFH Kosteneinsparungen von ca. 100 bis 500 € pro Jahr erzielbar waren. Als grauer Bereich sind dabei die abgeschätzten jährlichen Kosten für die IKT-seitige Ausrüstung der Anlage aufgetragen. Wie beschrieben lässt sich hieraus ins-

besondere bei der optimierten Betriebsweise des bestehenden Systems (Basisfall) wie auch bei der optimierten Betriebsweise eines Systems mit kleinem Pufferspeicher die mögliche Wirtschaftlichkeit eines virtuellen Kraftwerks ableiten.

Für die anderen modellierten Gebäudetypen ergaben sich in ähnlicher Weise folgende jährliche Einsparungen bzw. Benchmarks für jährliche IKT-Ausrüstung und Umsetzung im virtuellen Kraftwerk:

- Bürogebäude: ca. 500 bis 5.000 € pro Jahr [7];
- GMH: ca. 300 bis ca. 1.700 € pro Jahr;
- EFH: ca. 30 bis 170 € pro Jahr.

Während sich für die beiden größeren Gebäudetypen Bürogebäude und GMH und in Teilen auch für den Gebäudetyp MFH eine Wirtschaftlichkeit des virtuellen Kraftwerksbetriebs auf Basis aktueller Gerätepreise zur Anlagensteuerung und Poolintegrationskosten und der historischen Strompreise des Jahres 2015 abzeichnet, ist im Falle des EFH lediglich der Anwendungsfall mit spezifischem Wärmebedarf von 150 kWh/(m²·a), also ein Gebäude mit vergleichsweise geringer Energieeffizienz, für ein mögliches Geschäftsmodell interessant. Im Ausblick ergab sich mit Simulationsrechnungen auf Basis von Preiszeitreihenprognosen am Spotmarkt für 2030 eine weitere

Steigerung der Beschaffungskosteneinsparungen von im Durchschnitt ca. 25 % im Vergleich zu den Simulationsrechnungen mit historischen Preisen.

Smart-Meter-Rollout als Geburtshelfer der Flexibilisierung kleiner Lasten

Zurzeit bestehen für die Zusammenschaltung vieler kleiner Lastenheiten wie elektrischer Wärmepumpen zu einem virtuellen Kraftwerk noch zwei wesentliche Hemmnisse:

- Im derzeitigen Bilanzierungsregime werden Lasten mit Jahresverbräuchen < 100 MWh mittels Standardlastprofilverfahren bilanziert, d. h. ein strompreisoptimierter Betrieb ist bilanziell erst bei höheren Verbräuchen möglich.
- Vergleichsweise hohe IKT-Kosten und fehlende Standardisierung in der Anlagensteuerung und Datenübertragung erschweren die Wirtschaftlichkeit.

Abhilfe schaffen könnte hier u.a. der 2017 gesetzlich in Kraft getretene Smart-Meter-Rollout, bei dem etappenweise Verbraucher unterschiedlicher Jahresverbrauchsklassen mit sog. intelligenten Messsystemen ausgestattet werden [8]. Dadurch sinkt die Jahresverbrauchsgrenze, ab der Verbraucher via Zählerstandsgangmessung viertelstündlich gemessen und bilanziert werden können [9], auf 6.000 kWh/a, und damit in einen Verbrauchsbereich, den elektrische Wärmepumpen in Gebäuden erreichen.

Die hierbei für die Datenübertragung vorgesehenen Smart-Meter-Gateways ermöglichen eine beidseitige Kommunikation und sind theoretisch in der Lage, Steuersignale für kundenseitige Anlagen zu übermitteln. Damit könnte eine ohnehin vorhandene Technologie ggf. Zusatzkostenarm zur Steuerung und Datenübertragung genutzt werden. Ein wichtiger Aspekt ist dabei eine Standardisierung in der Anlagensteuerung und ihrer Installation, bis hin dazu, dass die Hersteller ihre Anlagensteuerung bspw. als Open-Source-Anwendung für die Entwickler ausliefern. Als weitere Standardisierung wäre denkbar, dass die Anlagen ab Werk bereit für einen virtuellen Kraftwerksbetrieb – sozusagen „VKW-ready“ bzw. „VHP-ready“ – ausgerüstet sind [10], so dass sich

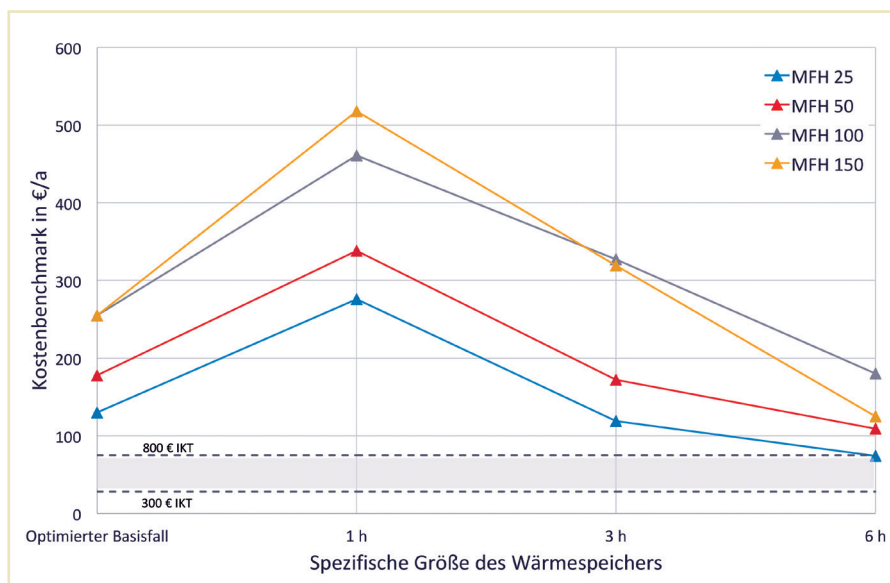


Abb. 3 Benchmark der Kosten für die IKT-seitige und organisatorische Umsetzung des virtuellen Kraftwerks je Anwendungsfall [13]

eine möglichst aufwandsarme Installation der Anlagensteuerung ergibt.

Break-even für die organisatorische Umsetzung eines virtuellen Kraftwerks

Neben den anlagenseitigen Kosten für die Steuerung der einzelnen Anlagen müssen vom Betreiber eines virtuellen Kraftwerks auch noch die Kosten zur Organisation und Bewirtschaftung des Kraftwerkpools getragen werden. Neben den einmaligen Kosten zur Einrichtung einer neuen Anlage in der IT-Landschaft des virtuellen Kraftwerks sind dies vor allem die laufenden Kosten für Bereitstellung und Betrieb von Einsatzsachoptimalisierung, Dispatch, Handel und Marktzugang, Bilanzkreismanagement, Abwicklung und Abrechnung (v.a. Personal, Soft- und Hardware).

Mit den oben skizzierten möglichen Einsparungen und abgeschätzten anlagenseitigen und poolseitigen Kosten können Zielgrößen an steuerbaren Anlagen ermittelt werden, die zur wirtschaftlichen Umsetzung eines neu errichteten virtuellen Kraftwerks benötigt werden. Exemplarisch wurde ermittelt, dass ca. 3.000 EFH oder ca. 1.000 MFH oder ca. 250 GMH oder ca. 130 Bürokomplexe für den wirtschaftlichen Betrieb eines neuen Virtuellen Kraftwerks nötig wären. Diese Anzahl kann etwas verringert werden, wenn auf einen aktiven, individuellen Stromhandel zugunsten eines automatisierten Handels verzichtet wird. Ganz erheblich sinken diese Zahlen, wenn ein bereits bestehendes, virtuelles Kraftwerk lediglich erweitert wird.

Fazit

Folgende Schlussfolgerungen können aus der Untersuchung gezogen werden:

- Unter den historischen Strommarktpreisen von 2015 erscheint eine Steuerung von Wärmepumpen nach Marktpreissignalen in bestimmten Anwendungsfällen auch bei bestehenden IKT-Kostenstrukturen wirtschaftlich, insbesondere für größere Gebäudetypen und geringe zusätzliche Speicherinvestitionen.
- Eine zu erwartende weitere Kostensenkung und Standardisierung von IKT macht

das Geschäftsfeld der Steuerung kleiner Verbraucher generell interessanter und wirtschaftlicher.

■ Grundvoraussetzung für ein solches virtuelles Kraftwerk ist die Bilanzkreiswirksamkeit der Steuerung. Dies erfordert viertelstündliche Messung und Bilanzierung auf Basis von Zählerstandsgängen durch den Netzbetreiber.

Weitere Voraussetzung für die erfolgreiche Umsetzung ist ein Geschäftsmodell, welches einen Kundennutzen transportiert und den Zugriff zur Flexibilität für den VKW-Betreiber sichert. Auch sind technische Restriktionen – z. B. Starthäufigkeiten der Wärmepumpen und resultierender Verschleiß – in der Optimierung und Steuerung zu berücksichtigen, die die Wirtschaftlichkeit des stromgeführten Einsatzes vermindern können.

Zurzeit gibt es zahlreiche Forschungsaktivitäten im Bereich der Flexibilisierung des Elektrizitätssystems, der Entwicklung lokaler, smarter Märkte und der Optimierung im Verteilnetz. Dabei kann die Vernetzung von Verbrauchsanlagen und deren zusätzliche Ausstattung mit Speichersystemen sowohl zur Flexibilisierung der Erzeugung (Marktdienlichkeit) als auch zur Optimierung der Verteilnetze (Netzdienlichkeit) einen positiven Beitrag leisten. Konzepte und Ideen für das Strommarktdesign der Zukunft sind hierbei noch in der Entwicklung. Es zeigt sich aber, dass selbst unter den bestehenden Regularien und Randbedingungen eine Steuerung kleiner, verteilter Lasten bereits sinnvoll und wirtschaftlich sein kann.

Anmerkungen

- [1] Aengenvoort, J.: Next Kraftwerke weitet Virtuelles Kraftwerk nach Polen aus, Pressemitteilung Next Kraftwerke GmbH, 16.06.2016,
- [2] Tranninger, J.: Deutschlands größtes Kraftwerk ist grün, Pressemitteilung Statkraft Markets GmbH, 10.9.2013
- [3] Urbansky, F.: Lohnen sich Wärmepumpen im virtuellen Kraftwerk? In: Sonne Wind & Wärme 03/2017, BVA Bielefelder Verlag, S. 37-39
- [4] Im kontinuierlichen Intradayhandel wurde hier der mengengewichtete Mittelwert der Geschäfte je Viertelstunde an der EPEX herangezogen.
- [5] Mit steigenden x-Werten sinkt in der Darstellung die Leistung der Wärmepumpen, vgl. Fußnote 12.
- [6] Unter der Annahme, dass die Trägheit des Gebäudes als Speicherkapazität für den flexibilisierten Betrieb –

Aufnahme von ca. einer Stunde Wärmepumpenlaufzeit – ausreicht.

[7] Gewinnspannen jeweils beginnend beim optimierten Normalfall und einem spezifischem Wärmebedarf von 25 kWh/(m²·a) bis zum Gebäude mit einem spezifischem Wärmebedarf von 150 kWh/(m²·a) und einer kleiner dimensionierten Wärmepumpe als im Normalfall

[8] Deutscher Bundestag: Gesetz über den Messstellenbetrieb und die Datenkommunikation in intelligenten Energienetzen (Messstellenbetriebsgesetz, MsbG), Bundesgesetzblatt Jahrgang 2016 Teil I Nr. 43, ausgegeben zu Bonn am 1. September 2016

[9] Unter 10.000 kWh kann vom Gesetzgeber weiterhin ein Standardlastprofilverfahren vorgegeben werden (§ 46 MsbG), jedoch ist gemäß § 40 EnWG die Bilanzierung auf Basis von Zählerstandsgängen auf Wunsch des Lieferanten zur Umsetzung von variablen Tarifen zu ermöglichen, sofern ein intelligentes Messsystem installiert ist.

[10] Weidner, O.: Meilenstein bei Vernetzung dezentraler Energieanlagen erreicht - Industriestandard VHP-ready 4.0 ab sofort im Einsatz, Pressemitteilung Vattenfall Europe Innovation GmbH, 12.11.2015.

[11] Fassungsvermögen für Wärmeträgermedium (Wasser) in Litern.

[12] Die spezifische Wärmepumpengröße bezeichnet die Dimensionierung der Wärmepumpe, die über die notwendige Laufzeit der Wärmepumpe zur Deckung des Wärmebedarfs am Tag des höchsten Wärmebedarfs vorgenommen wurde. „20 h“ bedeuten eine Auslegung der thermischen Leistung der Wärmepumpe, die eine 20-stündige Laufzeit am Tag des höchsten Wärmebedarfs notwendig macht. Bei den Simulationsrechnungen wurde jeweils ein Wärmespeicher unterstellt, dessen Speicherkapazität der thermischen Leistung der parametrisierten Wärmepumpe multipliziert mit drei Stunden entspricht ($Q_{sp} = P_{th,WP} \cdot \Delta t$, mit $\Delta t = 3$ h).

[13] Die spezifische Größe des Wärmespeichers von x h entspricht einer Speicherkapazität in Höhe der thermischen Nennleistung der parametrisierten Wärmepumpe multipliziert mit x Stunden ($Q_{sp} = P_{th,WP} \cdot \Delta t$, mit $\Delta t = x$ h). Die Wärmepumpe ist im dargestellten Beispiel auf 20 Stunden ausgelegt, vgl. Fußnote 12.

J. M. Bußhoff M. Sc., Technischer Betriebsführer für Windenergieanlagen, juwi Operations & Maintenance GmbH, Dr.-Ing. C. Jungbluth, Berater, BET Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH; Dr. R. Schemm, Kompetenzteamleiter, BET Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH; Prof. Dr.-Ing. T. Czesla, Studiengangleiter „Energietechnik und Ressourcenoptimierung“, Hochschule Hamm-Lippstadt