

Dezentrale PV-Systeme: Wirtschaftlichkeit der Kombination von PV-Eigenverbrauch mit angebotsabhängigem Windstromtarif

Jann Binder¹, Daniel Müller¹, Dirk Pietruschka²

¹Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg
(ZSW), Industriestr. 6, 70565 Stuttgart, Tel.: +49 711 7870 209

jann.binder@zsw-bw.de, www.zsw-bw.de

²Hochschule für Technik, Stuttgart

Einleitung

Mit steigender fluktuierender Energieerzeugung steigt der Bedarf an Möglichkeiten zur Zwischenspeicherung von elektrischer Energie. Eine Alternative zu großen Speichern stellt die aktive Nutzung der Speicherkapazitäten und variablen Lasten von Privathaushalten dar. Über ein Smart-Grid können diese zu einem virtuellen Kraftwerk bzw. einer variablen Last zusammengeschlossen und von einer zentralen Leitwarte gesteuert werden. Ein angebotsabhängiger Stromtarif dient dem Endverbraucher als Anreiz, sich der aktuellen Angebotslage anzupassen. Es ist jedoch davon auszugehen, dass sich die Nutzung eines angebotsabhängigen Stromtarifs negativ auf den Eigenverbrauch und somit auf die Wirtschaftlichkeit einer vorhandenen PV-Anlage auswirkt. Das Ziel dieser Untersuchung ist es, die Wirtschaftlichkeit einer Hausenergieversorgung mit Wärmepumpe und Photovoltaikanlage, in Abhängigkeit von Optimierungsszenarien und variablen Systemparametern, zu analysieren.

Ansatz

Als Grundlage der Wirtschaftlichkeitsanalyse dient eine Simulation der Hausenergieversorgung über ein Jahr. In stündlichen Intervallen werden mit hinterlegten Strahlungs-, Temperatur-, Wind- und Bedarfsdaten die Energieflüsse bilanziert und für die finanzielle Betrachtung auf eine Laufzeit von 20 Jahren hochgerechnet. Um die Ergebnisse zu vergleichen, werden unterschiedliche Optimierungsszenarien untersucht. Als BASIS-Szenario dient eine Wärmepumpenheizung mit herkömmlichem Wärmepumpenstromtarif ohne weitere regenerative Energiequellen. Im zweiten Szenario (EV) wird die eigenverbrauchsoptimierte Betriebsweise untersucht. Neben einer Wärmepumpe besteht dieses System aus einem thermischen Pufferspeicher, Photovoltaikanlage sowie PV-Batteriespeichersystem. Auf maximalen Windstrombezug ohne Photovoltaik und Batterie wird das dritte Szenario (WIND) ausgelegt. Das letzte Szenario (KOOP) berücksichtigt die kooperative Nutzung von PV-Anlage und angebotsabhängigem Windstromtarif. Der Windstromtarif wird bei Überschreiten eines Grenzwertes an Stromerzeugung aus Windenergie vom Stromversorger, um Über-

schüsse abzubauen, angeboten und kann vom Endverbraucher direkt für die Wärmepumpe und Haushaltsgeräte genutzt werden. Über vorgegebene Zeitfenster wird der solare Eigenverbrauch „tagsüber“ priorisiert, während dieser Zeit wird Windstrom nur zur Bedarfsdeckung verwendet und nicht im thermischen Puffer zwischengespeichert. Innerhalb der einzelnen Szenarien werden zudem noch Systemparameter variiert, um technische und wirtschaftliche Zusammenhänge festzustellen. Angelehnt an das Projekt „EnVisaGe – kommunale netzgebundene Energieversorgung“ wird im Szenario WIND und KOOP ein kaltes Nahwärmenetz als Wärmequelle der Wärmepumpe verwendet [1]. Um unterschiedliche Dämmstandards zu untersuchen wird die Normheizlast (3,2 kW, 3,7 kW und 4,5 kW) und somit auch der spezifische Heizenergiebedarf (27,5 kWh/m²a, 35 kWh/m²a und 50 kWh/m²a) variiert. Der Einfluss der Speicherkapazität wird durch Variation des Pufferspeichervolumens (1 m³ und 2 m³) und des maximalen Energieinhalts des Lithium-Ionen PV-Speichersystems (3,5 kWh und 5 kWh) analysiert. Durch den auf den Maximalwert des Windertrags normierten Grenzwert des Windstromtarifes (0,5, 0,65 und 0,8) wird die Häufigkeit des Windstromangebotes modifiziert. Weitere konstante Annahmen sind eine Nutzfläche des Einfamilienhauses von 140 m², ein elektrischer Energiebedarf von 3887 kWh/a für die Haushaltsgeräte, 12,5 kWh/m²a Warmwasserwärmebedarf und eine 7 kW_p PV-Anlage mit spezifischem Ertrag von 900 kWh/kW_p. Für die finanzielle Berechnung werden aktuelle Investitionskosten zugrunde gelegt. Der Normalstromtarif unterliegt einer angenommenen jährlichen Steigung von 3,5 % und der Wärmepumpentarif 4 %/a. Bei Nutzung des kalten Nahwärmenetzes als Quelle der Wärmepumpe verringern sich die Investitionskosten da keine private geothermische Wärmequelle installiert werden muss. Jedoch wird angenommen, dass für jede, dem Nahwärmenetz entnommene, Kilowattstunde thermische Energie 3 Cent berechnet werden. Des Weiteren wird für das PV-Batteriespeichersystem das KfW-Förderprogramm 275 berücksichtigt. Die Ergebnisse der Simulation bestehen aus den technischen sowie den wirtschaftlichen Daten. Zu den technischen Ergebnissen gehören die Energiebezüge und zu den wirtschaftlichen die Gesamtkosten der Energieversorgung über die Laufzeit sowie die spezifischen Kosten je Energieeinheit Elektrizität und Wärme. Die Kosten werden hierzu aufgeteilt in ein thermisches und ein elektrisches System. Das thermische System beinhaltet neben den Kosten des Heizsystems auch die verschiedenen Anteile der Antriebsenergie der Wärmepumpe. Im elektrischen Teilsystem sind die Energiekosten zur Versorgung der Haushaltsgeräte enthalten. Über die Kosten des Eigenverbrauchs werden die mit dem PV-System verbundenen Kosten, falls vorhanden, auf das thermische und elektrische System aufgeteilt.

Ergebnisse

Normheizlast	3,2 kW	3,7 kW	4,5 kW
Gesamtkosten [€]	52.808	55.353	59.675
Spez. Kosten Elektrizität [ct/kWh]	40,6	40,6	40,6
Spez. Kosten Wärme [ct/kWh]	18,9	17,6	16,3

Tabelle 1: Simulationsergebnisse für das Szenario BASIS.

Im Szenario EV, siehe Abb. 1, lässt sich mit Haushaltgeräten, Wärmepumpe, thermischem sowie elektrischem Speicher, eine Eigenverbrauchquote zwischen 2835 kWh/a (45 %) und 3465 kWh/a (55 %) sowie eine Autarkie von 48 % bis 60 % erreichen. Dabei ist eine ggf. mögliche Verschiebung von Lasten im Bereich des Haushaltsstroms nicht berücksichtigt, eine Priorisierung der Aufladung des thermischen Speichers bei Überschuss des PV Stroms jedoch schon. Durch eine Erhöhung der Speicherkapazitäten kann der Eigenverbrauch weiter erhöht werden (vgl. [2]). Wird das PV-Speichersystem von 3,5 kWh auf 5 kWh erweitert erhöht sich der Eigenverbrauch im Schnitt um 4,7 Prozentpunkte. Bei Verdopplung des Pufferspeichervolumen von 1 m³ auf 2 m³ um 3,8 Prozentpunkte. Mit den angenommenen Investitionskosten erweist sich jedoch nur die Erweiterung des PV-Batteriespeichers als wirtschaftlich. Über die Laufzeit von 20 Jahren lässt sich im Szenario EV der Stromtarif (spez. Kosten Elektrizität) ungefähr auf heutigem Niveau halten. Trotz höherer Investitionskosten reduzieren sich die Gesamtkosten der Energieversorgung im Vergleich zum Basisszenario (vgl. Tabelle 1) um bis zu 9.000 €.

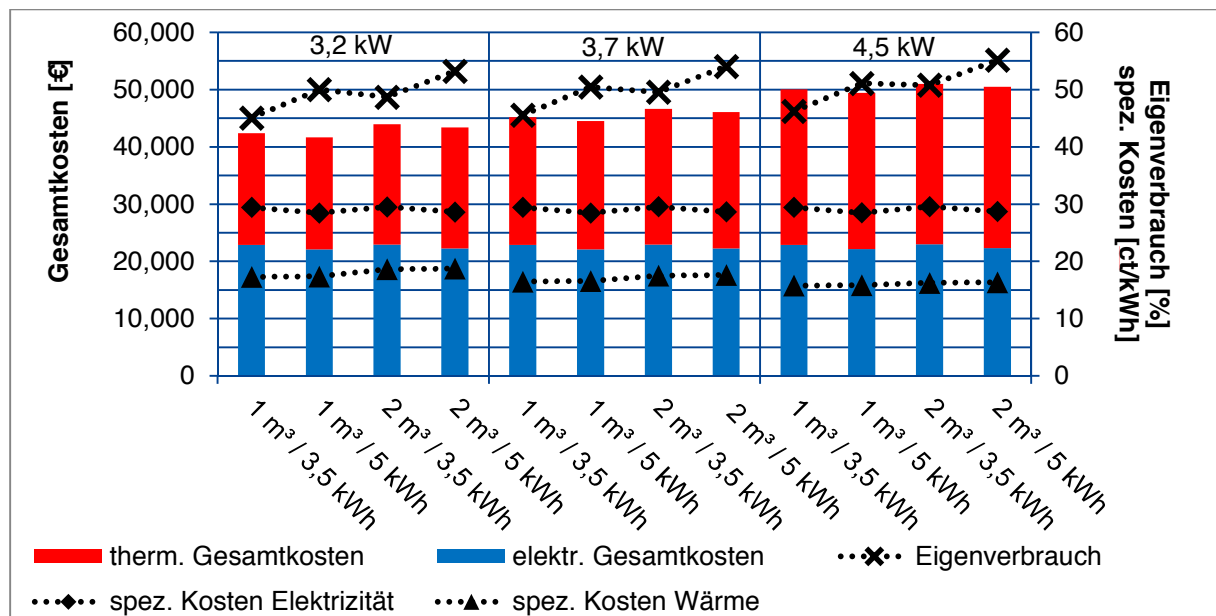


Abb. 1: Simulationsergebnisse für das Szenario EV. Gesamtkosten, spezifische Energiekosten und der Eigenverbrauch. Parameter sind Normheizlast in kW, Volumen des Pufferspeichers in m³ und nominalen Energieinhalts des PV-Speichersystems in kWh.

Der Bezug von günstigen Windstrom im WIND Szenario, siehe Abb. 2, variiert zwischen 607 kWh/a und 1791 kWh/a, wobei der Einfluss des Grenzwertes weit größer ist als der der anderen Parameter. Das entspricht einem Anteil am gesamten Bedarf von 12 % und 29 %. Im Vergleich dazu wird beim Szenario EV eine Autarkie zwischen 48 % und 60 % erreicht. Bei gleichen Systemparametern sinkt der Windstrombezug um mehr als 50 % durch die Erhöhung des Grenzwertes von 0,5 auf 0,8. Auch wenn in diesem Szenario das kalte Nahwärmenetz noch einen positiven Einfluss auf die Kosten der Wärmebereitung besitzt, lässt sich nicht das Niveau des auf Eigenverbrauch optimierten Szenarios erreichen. Da eine Volumensteigerung des thermischen Pufferspeichers, wie im Szenario EV, die Kosten erhöht, werden bei 0,8 Windstromgrenzwert und 2 m³ Pufferspeicher fast die Kosten des Basisszenarios

erreicht. Der Anteil der Haushaltsgeräte am Windstromtarif hängt nur vom Windstromgrenzwert ab, dadurch ergeben sich bei 0,8 Grenzwert spezifische Kosten für die Elektrizität welche beinahe denen des Normaltarifs über die Laufzeit entsprechen.

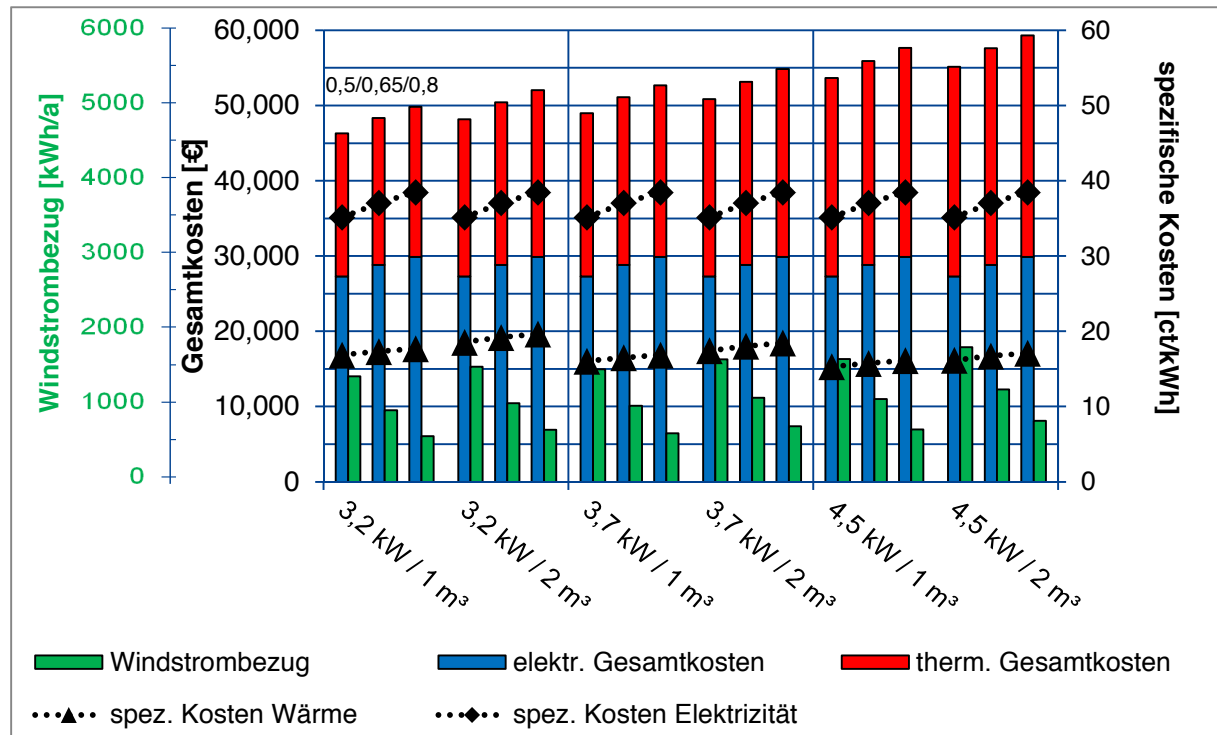


Abb. 2: Simulationsergebnisse für das Szenario WIND. Gesamtkosten, spezifische Energiekosten und der Windstrombezug. Parameter sind die Normheizlast in kW, Volumen des Pufferspeichers in m³ und der Windgrenzwert (0,5/0,65/0,8).

Das kooperative Szenario, Simulationsergebnisse in Abb. 3, spiegelt eine Kombination aus dem auf Eigenverbrauch und dem auf Windstrom optimierten Szenario wieder. Daher ergeben sich die gleichen prinzipiellen Abhängigkeiten für die Szenarien EV, WIND und KOOP. Die Kombination aus kleinem thermischen Pufferspeicher (1 m³) und großem PV-Batteriespeicher (5 kWh) ist wiederum am kostengünstigsten. Bei Verwendung des größeren Akkus sinken die Gesamtkosten im Schnitt um 495 €. Wird hingegen das Volumen des Pufferspeichers verdoppelt, steigen die Gesamtkosten um 1.199 €. Im kooperativen Szenario variieren der Windstrombezug zwischen 369 und 1112 kWh pro Jahr und der Eigenverbrauch zwischen 43,9 und 54,3 %. Der Großteil des Rückgangs des Windstrombezugs ist der Steuerung, dem eingeführten Zeitfenster zur Priorisierung der Photovoltaik, geschuldet. So bleibt dadurch nur noch ungefähr die Hälfte der ursprünglich im Szenario WIND vorhandenen Zeit zur expliziten Zwischenspeicherung des Windstroms erhalten. Hingegen reduziert sich durch die Beladung des thermischen Speichers mit Windstrom der Eigenverbrauch nur um wenige Prozentpunkte. Mit der Kombination von Eigenverbrauch, Windstrombezug und kaltem Nahwärmenetz als Quelle der Wärmepumpe lassen sich zwischen 2.591 € und 5.426 € im Vergleich zum eigenverbrauchsoptimierten Szenario einsparen und die spezifischen Kosten für Elektrizität und Wärme weiter senken.

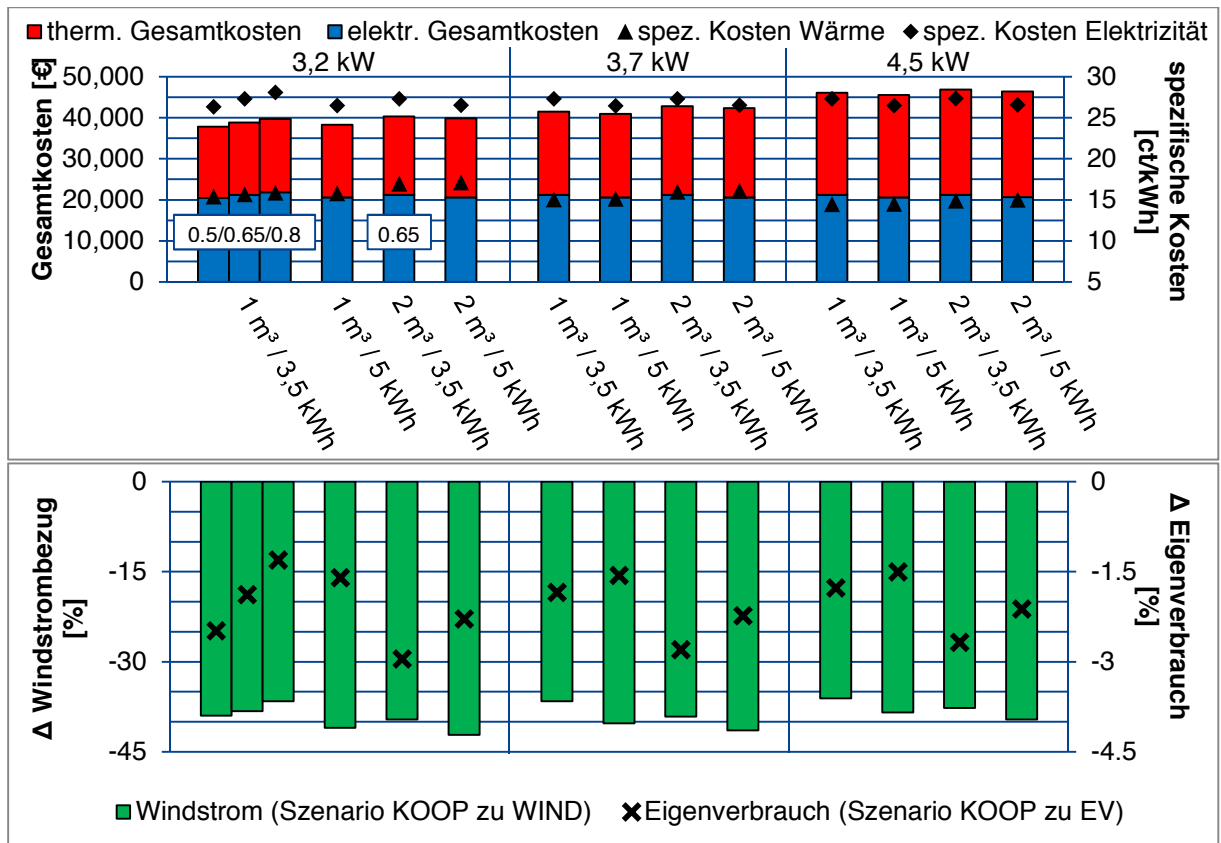


Abb. 3: Simulationsergebnisse für das Szenario KOOP. Bild oben: Gesamtkosten und spez. Kosten; Bild unten: Rückgang des Windstrombezugs im Vergleich mit Szenario WIND und Rückgang des Eigenverbrauchs im Vergleich mit Szenario EV. Parameter für die Szenarien sind die Normheizlast in kW, der maximale Energieinhalt des elektrischen Speichers in kWh, das Volumen des thermischen Wasserspeichers in m³ und für die Parameterkombination (3,2 kW, 1 m³, 3,5 kWh) der Grenzwert ab dem der günstige Windstromtarif angeboten wird (0,5/0,65/0,8). Für die Anderen ist nur der Windstromgrenzwert 0,65 dargestellt.

Fazit

Den Vergleich der Gesamtkosten, aus Investitionen und Energiebezug über 20 Jahre, für die verschiedenen Szenarien zeigt Abb. 5. Die Kosten sinken für die Szenarien in der Reihenfolge, in der der Netzbezug reduziert wird (Abb. 4). Die Verringerung des Netzbezugs liegt bei Eigenverbrauchsoptimierung bei 3181 kWh/a und erreicht im auf Windstrombezug optimierten Szenario lediglich 1117 kWh/a. Im kooperativen Szenario wird der Energiebezug um 3762 kWh/a verringert.

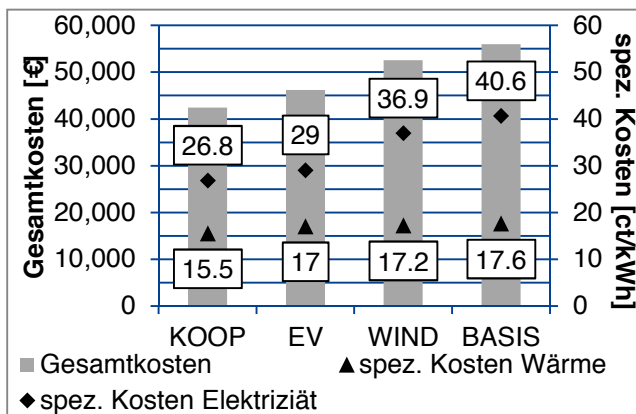


Abb. 5: Durchschnittliche Gesamtkosten und mittlere spezifische Energiekosten über 20 Jahre der Szenarien.

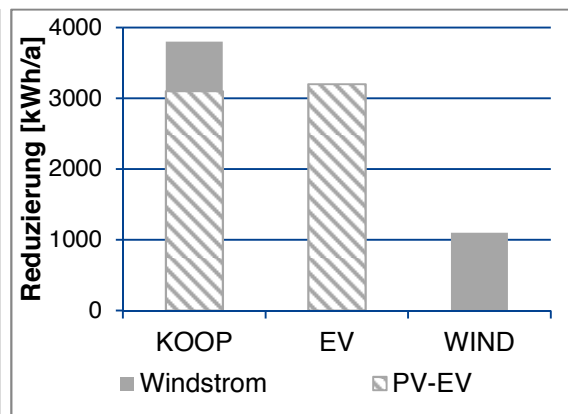


Abb. 4: Mittelwerte des reduzierten Netzbezugs zu Normaltarif durch Windstrombezug und Eigenverbrauch der Optimierungsszenarien.

Im Vergleich zum eigenverbrauchsoptimierten Szenario geht die Eigenverbrauchsquote im kooperativen Szenario von durchschnittlich 50 % auf 48,9 % zurück während sich der Windstrombezug um ungefähr 40 % verringert. In Summe wird jedoch trotz Rückgang des Eigenverbrauchs und des Windstrombezugs im kooperativen Szenario am wenigsten Energie zu Normaltarif aus dem Netz bezogen.

Die Verdoppelung des Pufferspeichervolumens sorgt im Schnitt für einen Anstieg der Gesamtkosten um 1.438 € (739 bis 2.206 €), wohingegen die höhere Kapazität des PV-Batteriespeichers die Gesamtkosten um 521 € (354 bis 694 €) verringert. Der Preisanstieg durch den Pufferspeicher reduziert sich mit steigendem Wärmebedarf bis auf die Hälfte. In allen Szenarien sind die Systemzusammenstellungen mit 1 m³ Pufferspeicher und, wenn vorhanden, 5 kWh PV-Batteriespeicher die kostengünstigsten. Mit den getroffenen Annahmen und der in der Simulation genutzten wärmegeführten Speicherladeregulierung amortisiert sich die Erhöhung des thermischen Speichervolumens über 1 m³ hinaus also in keinem Fall. Jedoch können intelligente Ladealgorithmen basierend auf der Modellprädiktion die Nutzung des Speichers erhöhen, damit den Netzbezug weiter reduzieren [3] und die Wirtschaftlichkeit verbessern.

Anhand des kooperativen Szenarios zeigt sich, dass sich Wind- und Sonnenergie ergänzen können und es für den Endverbraucher finanziell lohnenswert ist einen geringfügigen Rückgang des Eigenverbrauchs, zugunsten zeitweiser Nutzung des angebotsabhängigen Windstromtarifes, in Kauf zu nehmen und somit auch einen gewissen Beitrag zur Netzstabilisierung zu leisten.

Die Autoren bedanken sich für die Förderung der Arbeit durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie im Rahmen des Förderprogramms EnEff:Wärme und EnEff:Stadt innerhalb des Projektes „EnVisaGe“ (FKZ 03ET1116A).

Literatur

- [1] Pietruschka, D., Kluge, J.: Kalte Nahwärme: agrothermische Wärmeversorgung einer Plusenergiesiedlung, bbr (03-2013), S. 58-63
- [2] Binder, J., Müller, D., Kelm, T.: Increasing PV Self-Consumption and Domestic Energy Autonomy using Heat-Pumps, Thermal Storage and Battery Storage, 6th International Renewable Energy Storage Conference and Exhibition (IRES 2011), Berlin
- [3] Matthiä, B., Binder, J., Schott, B.: Reduzierte Netzbelastung und optimierter Eigenverbrauch von dezentralen PV-Speichersystemen durch modellprädiktive Betriebsführung von Speichern, OTTI-Konferenz „Zukünftige Stromnetze für Erneuerbare Energien“ (2014), Berlin