



STIEBEL ELTRON
Technik zum Wohlfühlen

 **Energieservice**
Westfalen Weser



Wind-Solar-Wärmepumpenquartiere

Praxiserfahrungen und Planungshilfen für den erneuerbaren Betrieb von Wärmepumpenquartieren mit minimiertem Primärenergiebedarf

Autoren

Dr. Tobias Ohrdes¹, Elisabeth Schneider¹

Michael Knoop², Oliver Bast²

Jochen Hagemeier³, Norbert Darnauer³

Ann-Kathrin Klaas⁴, Verena Spielmann⁴, Dr.-Ing. Ernst-August Wehrmann⁴

Verbundpartner

¹Institut für Solarenergieforschung Hameln (Verbundkoordinator)

²STIEBEL ELTRON GmbH & CO. KG

³Energieservice Westfalen Weser GmbH

⁴Technische Universität Clausthal, Institut für Elektrische Energietechnik und Energiesysteme

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Das dieser Veröffentlichung zugrunde liegende Verbundprojekt wurde mit Mitteln des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie unter den Förderkennzeichen 03ET1444A, 03ET1444B, 03ET1444C, 03ET1444D aufgrund eines Beschlusses des deutschen Bundestages gefördert. Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autoren.

Herausgeber

Institut für Solarenergieforschung GmbH
Am Ohrberg 1
31860 Emmerthal

ISBN 978-3-9816770-2-7
1. Auflage: August 2021

Inhalt

Inhalt	1
Zusammenfassung.....	3
1 Einleitung.....	7
1.1 Wärmeversorgung mit Wärmepumpen	7
1.2 Forschungsprojekt: Wind-Solar-Wärmepumpen-Quartier	8
2 Lernen aus der Praxis	10
2.1 Quartier 1: Solarsiedlung am Ohrberg bei Hameln	10
2.1.1 Betriebserfahrung	10
2.1.2 Was kann optimiert werden und welche Fehler können vermieden werden?	12
2.2 Quartier 2: Effizienzhaus-Plus-Siedlung in Hügelschart	14
2.2.1 Betriebserfahrung	14
2.2.2 Was kann optimiert werden und welche Fehler können vermieden werden?	15
3 Wie können Wärmepumpenquartiere mit erneuerbaren Energien versorgt und Primärenergie eingespart werden?.....	16
3.1 Einleitung.....	16
3.2 Grundlagen der Simulationen	16
3.3 Wärmepumpenquelle	17
3.4 Dimensionierung der EE-Anlagen für Quartiere.....	19
3.5 Energiemanagement für Wärmepumpen mit optimierter Gebäudetechnik.....	22
3.5.1 Betriebsstrategien von Wärmepumpen.....	22
3.5.2 Thermische Speicher	22
3.5.3 Wärmepumpentypen (invertergeregelt oder fix-speed)	24
3.6 Batteriespeicher	25
3.7 Vergleich von dezentralen und zentralen Betriebsstrategien.....	26
4 Welche Anforderungen stellen erneuerbar betriebene Wärmepumpenquartiere an die elektrischen Verteilnetze?.....	29
4.1 Einleitung.....	29
4.2 Grundlagen der Simulationen	29
4.3 Standardlastprofile	29
4.3.1 Haushalt.....	29
4.3.2 Wärmepumpe	30
4.4 Gleichzeitigkeit	33
4.5 Netzauslastung	34
4.5.1 Ist-Situation	35
4.5.2 Auswirkungen des Wärmepumpentyps und -betriebs	36

4.5.3	Zukünftige Extremsituationen und Einfluss der Netztopologie	37
4.5.4	Einfluss des Heizstabbetriebs	42
4.6	Unterbrechbare Verbrauchseinrichtung nach §14a EnWG.....	42
5	Literaturverzeichnis.....	44

Zusammenfassung

Wärmepumpen (WP) bieten großes Potenzial zur Reduzierung des Primärenergiebedarfs und der CO₂-Emissionen im Wärmesektor. Besonders hoch fallen diese Reduzierungen aus, wenn der Strom für die Wärmepumpen aus erneuerbaren Energiequellen wie Windenergie oder Photovoltaikanlagen stammt. Bei der Planung und Umsetzung der Wärmeversorgung von einzelnen Gebäuden und ganzen Quartieren mittels Wärmepumpe ergeben sich auf verschiedenen Ebenen allgemeine und technische Fragestellungen. Diese Fragestellungen wurden im Rahmen des Forschungsprojekts Wind-Solar-Wärmepumpenquartier an Hand von Messungen in realen Wärmepumpen-Quartieren und mittels Simulationsstudien untersucht. Die Ergebnisse sind in diesem Bericht zusammengefasst und sollen Hilfestellungen sowie Anregungen zur Planung und Umsetzung von regenerativ betriebenen Wärmepumpenquartieren geben. Dabei gliedert sich der Bericht in die drei folgenden Themenbereiche:

Lernen aus der Praxis: Im Rahmen des Projekts wurden zwei Wärmepumpenquartiere untersucht, die sich im Wesentlichen in der Art der Wärmequelle und in ihrem Baujahr unterscheiden. Die bis zu 20-jährigen Betriebserfahrungen und Messdaten aus den Wärmepumpenquartieren liefern umfangreiche Erkenntnisse. Diese lassen eine Bewertung zu, ob innovative Konzepte auch langfristig effizient betrieben werden können und wo noch Handlungsbedarf besteht.

Wie können Wärmepumpenquartiere mit erneuerbaren Energien versorgt und Primärenergie (PE) eingespart werden? Bei der Planung von Wärmepumpenquartieren ergeben sich viele Fragestellungen: Welche Wärmequelle ist die beste für die Wärmeversorgung im Quartier? Wie kann der Strombedarf der Wärmepumpen aus erneuerbaren Energieanlagen wie Windenergie und Photovoltaik gedeckt werden? Was sind die relevanten Parameter für eine optimale Auslegung der Windenergie- und Photovoltaik-Anlagen? Welchen Beitrag können Betriebsstrategien und thermische oder elektrische Speicher für einen erneuerbaren Betrieb leisten? Auf Basis von Simulationsstudien werden diese Fragestellungen hinsichtlich der Primärenergieeinsparung untersucht und anhand ihrer Wirksamkeit bewertet.

Welche Anforderungen stellen erneuerbar betriebene Wärmepumpenquartiere an die elektrischen Verteilnetze? Wie wirkt sich der Wärmepumpenbetrieb auf die Netzauslastung aus? Welchen Einfluss haben Photovoltaikanlagen auf den Netzbetrieb? Welche weiteren Belastungsfaktoren lassen sich identifizieren? An Hand von verschiedenen Belastungsszenarien wird aufgezeigt, welche Verbraucher und Erzeuger wichtig für die Auslegung der Netze sind und welchen Einfluss die Wahl der Wärmequelle und der Betriebsstrategien der Wärmepumpen auf die Auslastung des Netzes haben.

Wie können Wärmepumpenquartiere mit erneuerbaren Energien versorgt und Primärenergie eingespart werden?

1. Wärmepumpe mit geeigneter Wärmequelle: 40 % - 50 % Primärenergie-Einsparung gegenüber Gas-Heizsystemen

Wärmepumpen nutzen Umweltwärme aus der Luft, dem Erdreich oder Abwärme unter Einsatz eines geringen Anteils elektrischer Energie für die Wärmeversorgung von Gebäuden. Wie hoch der Strombedarf ist, hängt dabei u.a. von der Temperatur der Umweltwärmequelle ab. Je geringer die Differenz zwischen Quelltemperatur und Senkentemperatur im Jahresverlauf ist, desto weniger elektrische Energie benötigt die Wärmepumpe. Bei Verwendung von Luft-WP werden durchschnittliche Jahresarbeitszahlen (JAZ) von 3,1 erreicht [1]. Im betrachteten Quartier Hügelschart wurden überdurchschnittliche JAZ von 3,3 ermittelt. Erdreich-WP, deren Quellwärme aus dem Grundwasser oder mittels Erdwärmesonden oder Erdwärmekollektoren gewonnen wird, erreichen

durchschnittliche JAZ von 4,1 [1]. Die Quellenwärmebereitstellung kann außerdem über ein kaltes Nahwärmenetz erfolgen, an dem die Wasser-WP angeschlossen sind. Das kalte Nahwärmenetz kann wiederum aus einer Erdwärmequelle oder auch aus Abwärme von Betrieben gespeist werden. Je nach Temperaturniveau der Quelle können auch hier JAZ von 4 - 5 erreicht werden. Gegenüber Quartieren mit Gas-Brennwert-Heizung lässt sich allein durch den Einsatz von Wärmepumpen unter Verwendung des aktuellen Strommixes in Deutschland der Primärenergiebedarf um 40 % - 50 % senken (siehe Abbildung 1, Szenario 0). Außerdem ermöglicht der Einsatz von WP weitere Primärenergieeinsparungen durch die folgenden Maßnahmen.

2. Nutzung von Photovoltaik- und Windenergie: weitere 19 % - 30 % Primärenergie-Einsparung

Der Betrieb einer WP ist CO₂-arm und primärenergiesparend, wenn der Strombedarf zu einem hohen Anteil an erneuerbare Energien (EE) gedeckt wird. Auf Grund des jahreszeitlichen und täglichen Verlaufs der Einspeisung von PV-Anlagen kann diese insbesondere für die Trinkwarmwassererwärmung oder zur Deckung des Haushaltsstrombedarfs verwendet werden. Im Jahresverlauf können so bei einem EE-Erzeugungs-Verbrauchsverhältnis von 1:1 30% - 40% des Gesamtstromverbrauchs im Quartier aus PV-Anlagen gedeckt werden und damit etwa 19 % PE eingespart werden (siehe Abbildung 1, Szenario 1). Windenergie steht vorwiegend im Winterhalbjahr zur Verfügung und eignet sich daher gut zur Deckung des Raumwärmebedarfs. Hieraus lässt sich auch das optimale Verhältnis von installierter PV- und Windenergie ableiten: Für ein Gebäude mit durchschnittlichem Heizenergiebedarf (SFH45) liegt das optimale Verhältnis von PV- zu Wind-Energieerzeugung bei 1:3. Werden thermische und elektrische Speicher verwendet, die eine Lastverschiebung auf Tagesebene ermöglichen, verschiebt sich das Verhältnis in Richtung PV zu 1:1,2. Außerdem wird der Anteil der Heizenergie am Gesamtenergiebedarf der Gebäude wichtig: So ergibt sich bei einem Gebäude mit relativ geringem Heizenergiebedarf (SFH15) ein optimales PV-Wind-Verhältnis von 1:0,9, während bei einem Gebäude mit hohem Heizenergieanteil (SFH100) das optimale PV-Wind-Verhältnis bei 1:1,75 liegt. Der Einsatz von Wind und PV in einem WP-Quartier erhöht bereits ohne Speicher die PE-Einsparung von ca. 50 % auf bis zu 80 % gegenüber einem Quartier mit Gas-Heizsystem (siehe Abbildung 1, Szenario 2). Der Zubau von PV- und Windenergieanlagen ist somit die Voraussetzung für eine signifikante Senkung des Primärenergiebedarfs.

3. Energiemanagement für WP mit optimierter Gebäudetechnik: bis zu weitere 15 % Primärenergie-Einsparung

Um den Strom aus EE-Anlagen noch besser lokal nutzen zu können und den PE-Bedarf weiter zu senken, können flexible invertergeregelte Wärmepumpen mit Energiemanagementsystem verwendet werden. Diese WP können ihre elektrische Leistung anpassen und so besser dem Angebot an PV- und Windstrom folgen. Eine weitere Möglichkeit zur Erhöhung der Nutzung lokaler EE ist die thermische Speicherung von überschüssigem EE-Strom in Heizungs-Pufferspeichern oder der Gebäudemasse. Auf diese Weise wird z.B. zur Mittagszeit die Temperatur im Trinkwarmwasserspeicher oder Heizungspufferspeicher erhöht, sodass mehr Energie zwischengespeichert werden kann und weniger Strom zu Zeiten eines geringen EE-Angebots benötigt wird. Demgegenüber stehen allerdings höhere Wärmeverluste durch die höheren Speichertemperaturen. Durch Nutzung flexibler WP in Verbindung mit thermischen Speichern und einem Energiemanagementsystem können weitere 2 % - 15 % PE eingespart werden.

4. Batteriespeicher: weitere 7 %-9 % Primärenergie-Einsparung

Mit elektrischen Batteriespeichern in den Gebäuden lässt sich der Strom aus den erneuerbaren Energiequellen, der nicht zeitgleich im Gebäude verbraucht werden kann, zwischenspeichern. Mit

einer Speicherkapazität von 1,5 kWh pro 1 kW PV-Anlagenleistung lassen sich etwa 60 % des elektrischen Strombedarfs der Gebäude durch PV-Anlagen decken. Damit erhöht sich in einem WP-Quartier die PE-Einsparung durch den Batteriespeicher um 9 %-Punkte von 70% auf 79% gegenüber einem Quartier mit Gas-Heizsystem (siehe Abbildung 1 Szenario 5). Die dezentralen Batteriespeicher könnten bei Anpassung rechtlicher Rahmenbedingungen auch zur lokalen Speicherung von Windenergie verwendet werden. Hiermit kann die erneuerbare Deckung des Gesamtstrombedarfs auf 75% erhöht werden. Der Batteriespeicher führt bei einer Kombination mit Wind und PV auf Grund der höheren Gleichzeitigkeit von Wind und PV mit dem Bedarf zu einer etwas geringeren Steigerung der PE-Einsparung um 7 %-Punkte von 82% auf 89% gegenüber einem Quartier mit Gas-Heizsystem (siehe Abbildung 1, Szenario 6).

5. Quartiersweite Energienutzung und koordiniertes Energiemanagement: weitere 2 % Primärenergie-Einsparung

Während die vorgenannten Maßnahmen im Wesentlichen gebäudebezogen umgesetzt werden können, ergeben sich im Kontext von Quartieren noch weitere Potenziale zur PE-Einsparung. Wird z.B. ermöglicht, dass im Gebäude erzeugter erneuerbarer Strom nicht nur im jeweiligen Gebäude, sondern auch von anderen Gebäuden im Quartier genutzt oder gespeichert werden kann, erhöht sich die Deckung aus erneuerbaren Energien um 1 % (ohne Batteriespeicher) bzw. 10 % (mit Batteriespeicher). Wird der Betrieb der einzelnen WP zusätzlich quartierweit koordiniert, können bis zu weitere 4% des Gesamtstrombedarfs im Quartier erneuerbar gedeckt werden. Dies entspricht einer Erhöhung der PE-Einsparung um 2%-Punkte von 89% auf 91% gegenüber einem Quartier mit Gas-Heizsystemen (siehe Abbildung 1, Szenarien 7 und 8).

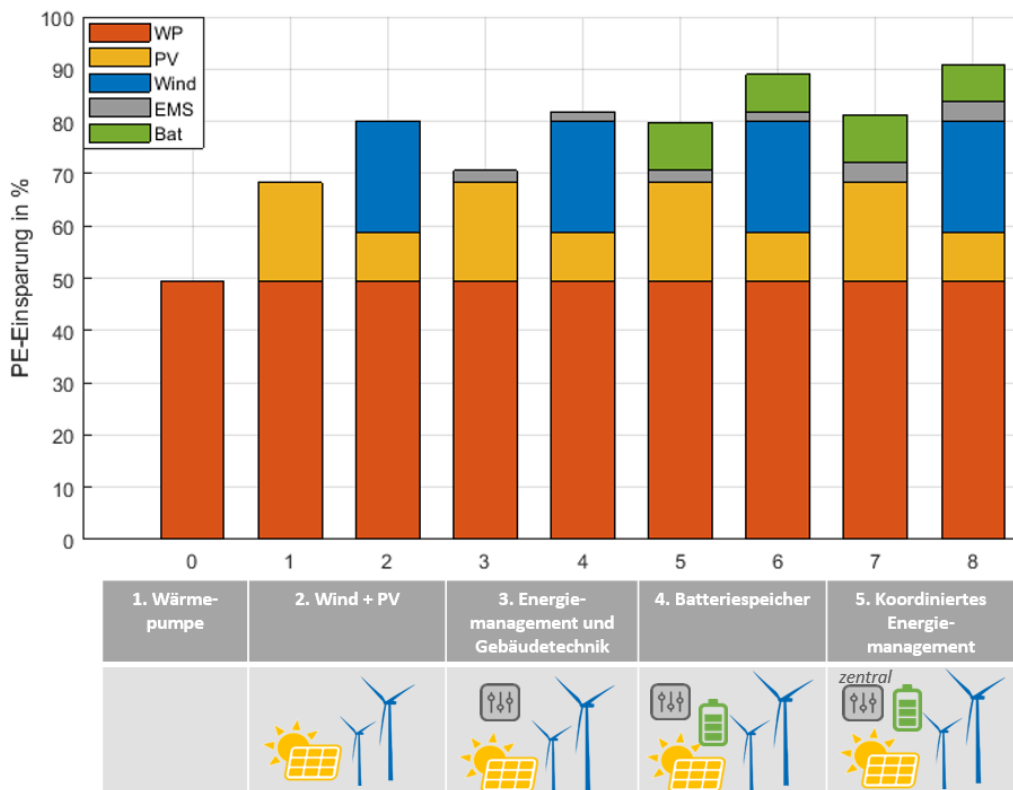


Abbildung 1: Primärenergieeinsparung durch Umsetzung verschiedener Maßnahmen: 1. Einsatz von WP anstatt Gas-Heizungen (Szenario 0). 2. Einsatz von 4,8 kW PV (1) bzw. 1,4 kW Wind und 2,1 kW PV (2) pro Gebäude. 3. Einsatz eines Energiemanagements auf Gebäudeebene und optimierter Anlagentechnik bei Verwendung von PV (3) bzw. Wind und PV (4). 4. Einsatz eines 6,3 kWh Batteriespeichers in Kombination mit PV (5) bzw. Wind und 2,1 kW PV (6). Einsatz eines quartiersweit koordinierten Energiemanagements in Kombination mit PV (7) bzw. Wind und PV (8). Der durchschnittliche Haushaltsstromverbrauch pro Gebäude beträgt 2813 kWh pro Jahr, der Wärmepumpenstrombedarf 1863 kWh pro Jahr.

Welche Anforderungen stellen erneuerbar betriebene Wärmepumpenquartiere an die elektrischen Verteilnetze?

Können aktuelle Standardlastprofile auf Wärmepumpenquartiere angewendet werden?

Die Standardlastprofile für Haushalte konnten anhand der Messdaten der Wärmepumpenquartiere weitestgehend bestätigt werden. Die Lastprofile der Wärmepumpen hängen von der Regelstrategie und den Sperrzeiten des Netzbetreibers ab. Wärmebedarfsgeführte Wärmepumpen haben häufig einen erhöhten Strombezug in den frühen Morgenstunden, wohingegen eigenverbrauchsgeführte Wärmepumpen in Verbindung mit PV-Anlagen vermehrt in den Mittagsstunden in Betrieb gehen. Verfolgen alle Gebäude die gleiche Betriebsstrategie bzw. die gleiche Zielgröße, führt dies zu einer höheren Gleichzeitigkeit der WP.

Wie stark belasten Wärmepumpen die Verteilnetze und welche Rolle spielt die Wärmequelle?

Die Wahl der Wärmequelle der Wärmepumpe hat bereits Einfluss auf die Netzbelastung: Luft-WP führen in kalten Monaten zu einer höheren Netzbelastung als Wärmepumpen, die an einem kalten Nahwärmenetz angebunden sind oder Erdwärme nutzen. Auf Grund der besonders im Winter niedrigeren Lufttemperaturen im Vergleich zu Erd- und Nahwärmenetztemperaturen kommt es an sehr kalten Tagen zu vermehrtem Einsatz der elektrischen Zusatzheizung und entsprechend zu einer höheren Netzbelastung. Die Erfahrungen aus der Praxis zeigen, dass dies auch im Falle von kalten Nahwärmenetzen bei Störungen der Quellenversorgung auftreten kann. In der Simulation ist die Netzbelastung durch WP vergleichbar mit der durch Elektroautos. In der Praxis wird dies stark vom Nutzungsprofil der Autos abhängen. Wallboxen von E-Autos haben zwar eine höhere Anschlussleistung im Vergleich zu Wärmepumpen, jedoch ist deren Gleichzeitigkeit geringer als bei WP.

Das Bundeswirtschaftsministerium plant bei der nächsten Novelle des EnWG §14a anzupassen, der den netzdienlichen Anschluss von Wärmepumpen und anderen unterbrechbaren Verbrauchern regelt. Die Novellierung dieses Paragraphen könnte großen Einfluss auf die Regelung von unterbrechbaren Verbrauchern haben und sollte bei der Planung von Wärmepumpenquartieren beachtet werden.

Wie stark belasten PV-Anlagen das Verteilnetz?

In Wärmepumpenquartieren stellen die Wärmepumpen nicht die Höchstbelastung im elektrischen Verteilnetz dar, sondern die PV-Anlagen, da sie eine höhere Gleichzeitigkeit aufweisen. Bei einer großen Anzahl an PV-Anlagen im Quartier, die eine ähnliche Ausrichtung aufweisen, werden vermehrt kritische Netzzustände verzeichnet. Neben den Knotenspannungen sind die Strangströme sowie die Leistung am Ortsnetztransformator Kennzeichen kritischer Netzzustände. Die Höhe des Strangstroms hängt neben dem Verbraucherverhalten vor allem von der Anzahl der Haushalte, die an diesem Strang angeschlossen sind, ab. Die Scheinleistung am Ortsnetztransformator wird bei hoher Durchdringung durch die PV-Anlagen bestimmt, da diese auch bei unterschiedlichen Ausrichtungen eine höhere Gleichzeitigkeit aufweisen als Wärmepumpen und Elektroautos.

1 Einleitung

1.1 Wärmeversorgung mit Wärmepumpen

Der Ausbau von Photovoltaik- und Windkraftanlagen schreitet immer weiter voran, sodass im Jahr 2020 mehr als 50,7 % des Stroms in Deutschland aus erneuerbaren Energien erzeugt wurde [2]. Der Stromverbrauch hat aber in privaten Haushalten lediglich einen geringen Anteil am Endenergieverbrauch. 83 % der Endenergie entfallen auf Raumwärme und Trinkwarmwassererzeugung [3], siehe Abbildung 2. Der Anteil an erneuerbarer Wärme am Endenergieverbrauch in privaten Haushalten hat sich in den letzten Jahren dagegen kaum verändert und beträgt derzeit nur 14 % [4]. Neben der Erschließung der Potentiale bei den erneuerbaren Wärmetechnologien bietet eine Kopplung von Strom- und Wärmeverbrauch über eine effiziente, auf erneuerbar erzeugtem Strom basierende Wärmeversorgung die Chance, diesen Anteil nachhaltig zu erhöhen.

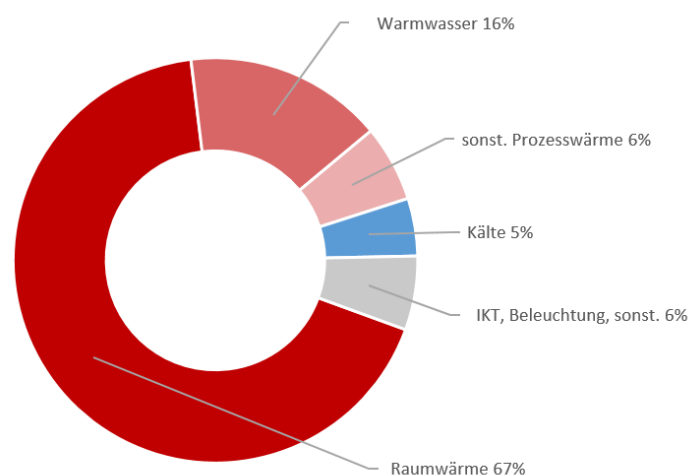


Abbildung 2: Anteiliger Energieverbrauch nach Anwendungsbereich am Endenergieverbrauch von privaten Haushalten. Eigene Darstellung, Daten aus [3] für 2019.

Einen wichtigen Baustein für eine erneuerbare Energieversorgung in Gebäuden bildet daher die Wärmepumpe. Wärmepumpen beziehen den Großteil der Heizwärme aus der Umwelt, wie z.B. aus der Luft, dem Grundwasser oder dem Erdreich. Um die Umweltenergie für die Gebäudeheizung nutzbar zu machen, wird ein geringer Anteil an elektrischer Energie benötigt. Je nach Umweltenergiequelle kann eine Wärmepumpe unter Einsatz von 1 kWh elektrischer Energie auf diese Weise 3 bis 5 kWh Wärme erzeugen.

Die Effizienz einer Wärmepumpe wird durch die Leistungszahl (Coefficient of Performance / COP) angegeben. Diese setzt die abgegebene Wärmeleistung ins Verhältnis zur benötigten elektrischen Leistung. Der COP ist stark abhängig von der Temperatur der Wärmequelle einerseits und der Temperatur der Wärmesenke andererseits, wie z.B. dem Heiztemperaturniveau im Gebäude. Je geringer die Differenz zwischen Quellen- und Senktemperatur ist, desto effizienter arbeitet die Wärmepumpe. Da Quellen- und Senktemperaturen im Jahresverlauf variieren, wird zur Effizienzbewertung in Anwendungen üblicherweise die Jahresarbeitszahl (JAZ) betrachtet. Die JAZ setzt die im Jahresverlauf erzeugte Wärmemenge ins Verhältnis zur aufgewendeten elektrischen Energie und bildet somit ein energetisch gewichtetes Mittel des COP. Es ist stets auf den zugrundeliegenden Bilanzierungsraum (d.h. welche Komponenten des Heizsystem werden bei der energetischen Betrachtung berücksichtigt) zu achten, wenn diese Kennzahlen miteinander verglichen werden sollen.

Je größer die JAZ ist, desto effizienter ist die Wärmepumpe und entsprechend geringer ist der Stromverbrauch. Hohe Quellen- und niedrige Senkentemperaturen steigern die JAZ. Als Wärmeverteilsystem im Gebäude bieten sich daher Flächenheizungen wie Fußbodenheizungen an, da diese mit vergleichsweise geringeren Vorlauftemperaturen von bis zu 35 °C arbeiten. Auch auf der Quellenseite gibt es verschiedene Optionen für Umweltwärmequellen: Bei der Nutzung von Erdwärme werden regelmäßig höhere Jahresarbeitszahlen erreicht im Vergleich zur Nutzung der Außenluft. Dies liegt daran, dass die Temperatur der Erdwärme über das gesamte Jahr relativ konstant ist. Ein auf dieses Temperaturniveau abgestimmtes Wärmepumpensystem arbeitet das ganze Jahr über vergleichsweise effizient. Eine Luft-Wärmepumpe nutzt die Umgebungsluft, sodass die Quellentemperatur gerade im Winter gering ist. Wenn die Wärmepumpe gegen eine höhere Temperaturdifferenz arbeiten muss, benötigt sie mehr elektrische Energie, wodurch der COP sinkt. Mit Luftwärmepumpen werden im Durchschnitt JAZ von 3,1 erreicht, mit Erdreichwärmepumpen JAZ von 4,1 [5]. Eine weitere Wärmequelle für Wärmepumpen kann ein Nahwärmenetz darstellen. Hierzu eignen sich insbesondere kalte Nahwärmenetze mit einer Temperatur von üblicherweise 5-20 °C. Als Quelle für kalte Nahwärmenetze kann wiederum das Erdreich, aber auch Flusswasser oder Abwärme aus Betrieben dienen. Auf Grund der ganzjährig relativ konstanten Quellentemperaturen können Wärmepumpen, die an einem kalten Nahwärmenetz betrieben werden JAZ von mehr als 4 erreichen [6].

Auf Grund der Nutzung von Umweltenergie bieten Wärmepumpen erhebliches Potenzial zur Reduzierung der CO₂-Emissionen der Gebäudeheizung im Vergleich zu fossil betriebenen Heizungen mit Öl oder Gas. Diese Einsparungen werden umso größer, je höher der Anteil an erneuerbaren Energien im Strommix ist, mit dem die Wärmepumpe betrieben wird. Wie der Anteil an lokal erzeugtem Strom aus Windkraft- (WKA) und Photovoltaikanlagen (PV) zur Versorgung von Gebäuden und Quartieren erhöht werden kann, wurde in einem Forschungsprojekt am Institut für Solarenergieforschung Hameln (ISFH) zusammen mit den Verbundpartnern Technische Universität Clausthal, STIEBEL ELTRON und Energieservice Westfalen Weser untersucht.

1.2 Forschungsprojekt: Wind-Solar-Wärmepumpen-Quartier

Das dieser Veröffentlichung zu Grunde liegende Forschungsprojekt *EnEff:Stadt Verbundvorhaben Wind-Solar-Wärmepumpen-Quartier*¹ hatte das Ziel, am Beispiel zwei realer Wärmepumpenquartiere die Möglichkeiten der Primärenergieeinsparung sowie die Auswirkungen einer hohen Durchdringung von Wärmepumpen auf die elektrischen Verteilnetze zu untersuchen. Hierzu wurden Strategien entwickelt, wie solche Quartiere zu einem hohen Anteil mit Strom aus Wind- und Photovoltaikanlagen versorgt werden können. Im Projekt dienten zwei Wärmepumpenquartiere, die sich in der Art der Umweltwärmequellen und der Gebäudetechnik unterscheiden, als Untersuchungsobjekte, in denen umfangreiche Messungen durchgeführt wurden.

Die Mehrzahl der Gebäude in beiden Quartieren wurde hierzu mit Messtechnik ausgestattet, die eine getrennte Erfassung des Haushaltsstromverbrauchs, der elektrischen Leistung der Wärmepumpe und sofern vorhanden die Leistungen von PV-Anlagen, Batteriespeichern, Windkraftanlagen und Parameter des elektrischen Verteilnetzes und des kalten Nahwärmenetzes in einer zeitlichen Auflösung von 10 Sekunden bis 5 Minuten ermöglicht. Die erhobenen Messdaten und auch Betriebsdaten der vergangenen Jahre ermöglichen eine Bewertung der Konzepte im aktuellen Ist-Zustand, dienen aber auch der Entwicklung eines Simulationsmodells für die Energieversorgung von Quartieren.

¹ gefördert durch das BMWi, Förderkennzeichen: 03ET1444A, 03ET1444B, 03ET1444C und 03ET1444D

Das Modell vereint die Berechnung der Heizleistungen einzelner Gebäude eines Wohngebiets, die Umsetzung temperaturgeführter Regelungsstrategien für Wärmepumpen und die detaillierte Abbildung der Anlagentechnik im Gebäude mit einer Berechnung elektrischer Verteilnetze. Hierbei werden Gebäude über ein Knotenmodell mit wenigen bauphysikalischen Kennwerten abgebildet und ihnen Versorgungskomponenten (Photovoltaik- und Solarthermieanlagen, Batterie- und Warmwasserspeicher, Wärmepumpen und Heizsysteme) individuell zugeordnet. Der Haushaltsstrom- und Trinkwarmwasserbedarf der Gebäude sowie meteorologische Bedingungen des Standortes gehen als Eingangszeitreihen in das Simulationsmodell ein.

Mittels Simulationen unter Verwendung der Messdaten aus den Quartieren werden die eingangs beschriebenen Fragestellungen am Beispiel der Siedlung am Ohrberg (Niedersachsen) untersucht und verschiedene Szenarien hinsichtlich der erneuerbaren Deckung des Energiebedarfs und der Primärenergie-Einsparung bewertet. Details zur Modellierung und den hier beschriebenen Ergebnissen können im Abschlussbericht des Forschungsprojekts nachgelesen werden.

2 Lernen aus der Praxis

2.1 Quartier 1: Solarsiedlung am Ohrberg bei Hameln

Die Solarsiedlung am Ohrberg bei Hameln in Niedersachsen ist ein um das Jahr 2000 entstandenes Quartier bestehend aus 71 Niedrigenergie-Einfamilienhäusern und ist in Abbildung 3 dargestellt. Alle Gebäude sind mit Solarthermieanlage, Trinkwarmwasserspeicher und Wasser-Wasser-Wärmepumpe, die an ein kaltes Nahwärmenetz angeschlossen ist, ausgestattet. Das kalte Nahwärmenetz ist eine Besonderheit in diesem Quartier: Es stellt das gesamte Jahr über eine relativ konstante Quelltemperatur von mindestens 10 °C für die Wärmepumpen zur Verfügung.



Abbildung 3: Solarsiedlung am Südhang des Ohrbergs bei Hameln. Im Hintergrund befindet sich das Institut für Solarenergieforschung Hameln. Quelle: ISFH

Die Wärmeversorgung in der Ohrbergsiedlung wurde ursprünglich über ein 2-stufiges Konzept bestehend aus dezentralen Wasser-Wasser-Wärmepumpen (WP) in den Gebäuden, deren Quellseite über ein kaltes Nahwärmenetz versorgt wurde, umgesetzt. Die Wärme im kalten Nahwärmenetz wurde mittels zweier Großwärmepumpen bereitgestellt, deren Quellseiten mit Weserwasser versorgt wurden.

Die zentralen Großwärmepumpen konnten auf Grund häufiger Verunreinigungen durch das Weserwasser nicht weiter betrieben werden. Daher wurde eine Gasheizung im Technikurm verbaut und zudem die Abwärme des ISFH in das kalte Nahwärmenetz eingebunden, um den Wärmebedarf des kalten Nahwärmenetzes zu decken.

Um detaillierte Aussagen über den Energiebedarf der Wärmepumpen und Haushalte treffen zu können, wurden mehr als die Hälfte aller Gebäude mit Messtechnik ausgestattet, die es ermöglicht, in Intervallen von 10 Sekunden die elektrische Leistung zu erfassen. Zusätzlich wurden Photovoltaikanlagen, der Ortsnetztransformator und das kalte Nahwärmenetz mit Messtechnik ausgestattet. Wetterdaten sowie Daten von lokalen Windkraftanlagen vervollständigen das gesamte energetische Monitoring des Quartiers.

2.1.1 Betriebserfahrung

Im Rahmen dieses Projekts wurden 37 Gebäude der Ohrbergsiedlung mit Messtechnik ausgestattet. Auf Basis der Mess- und Betriebsdaten werden die Energiebedarfe und der Wärmepumpenbetrieb

analysiert und Lastprofile sowie Gleichzeitigkeitsgrade berechnet. Die für den Betrieb der gesamten Wärmeversorgung durchschnittlich pro Jahr aufgewendete Energie ist in Abbildung 4 dargestellt.

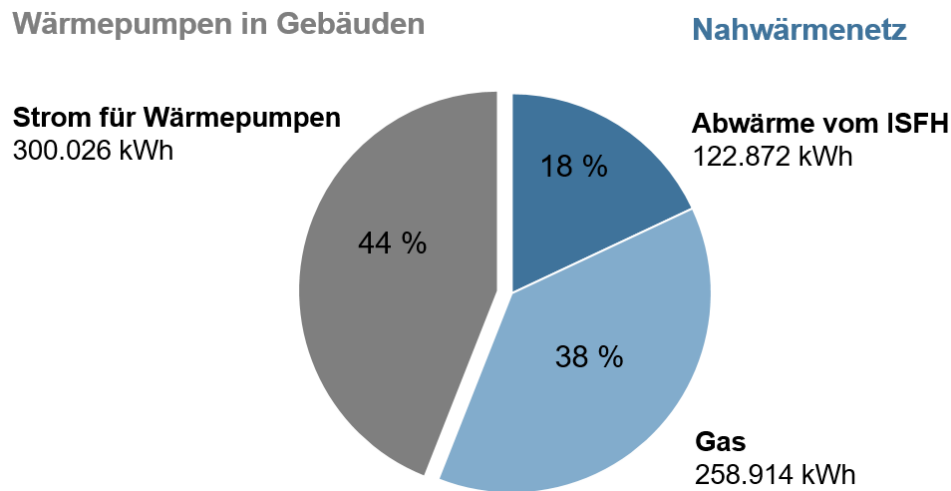


Abbildung 4: Durchschnittliche Jahresenergien für die Jahre 2014-2018 basierend auf Betriebsdaten. Quelle: Betriebsdaten von Energieservice Westfalen Weser und ISFH

Die Wärme für das Nahwärmenetz wird dabei zu etwa zwei Dritteln vom Gaskessel bereitgestellt und zu einem Drittel durch Abwärme vom ISFH. Neben dem hohen Einsatz nicht-regenerativer Primärenergie (Gas) im Nahwärmenetz weisen auch die WP in den Gebäuden erhebliche Effizienzmängel auf, wie sich aus dem mit 44% Anteil am Gesamtenergiebedarf relativ hohen Anteil elektrischer Energie für die WP ablesen lässt. Da im aktuellen Projekt nicht jede der WP mit zusätzlichen Wärmemengenzählern ausgestattet wurde, lässt sich nur eine Gesamtjahresarbeitszahl basierend auf dem vom Versorger eingesetzten Strom und der abgerechneten Wärmemenge ermitteln. Basierend auf den Betriebsdaten über 5 Jahre wurde eine durchschnittliche Jahresarbeitszahl (JAZ) von 2,27 berechnet, obwohl für dieses Konzept theoretische JAZ von größer als 4 erreichbar wären. Eine geringe JAZ bedeutet, dass weniger Energie aus dem Nahwärmenetz bezogen wird und mehr Strom für die WP in den Gebäuden eingesetzt werden muss. Die geringen JAZ sind dabei auf einen häufigen Heizstabbetrieb in den WP zurückzuführen, der durch Defekte, Nutzereinstellungen oder ggf. unzureichende Temperaturen im Nahwärmenetz verursacht werden kann (siehe Abbildung 5).

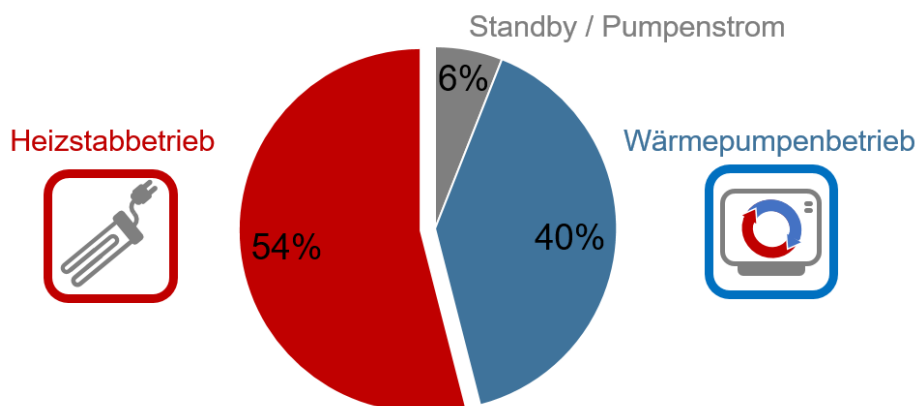


Abbildung 5: Anteile des Stromverbrauches für Heizstabbetrieb, Standby und Kompressor (Wärmepumpen)-Betrieb. Quelle: Messungen des ISFH in 37 Gebäuden im Zeitraum Juni 2018 – Mai 2019

In den Jahren 2001-2002 wurden direkt nach Inbetriebnahme der Wärmeversorgung in einem weiteren Begleitforschungsprojekt [7] auch die JAZ einzelner WP ermittelt. Bereits damals ergab sich eine große Schwankungsbreite in den JAZ der einzelnen WP von 1,6 – 5,1. Mit einer durchschnittlichen JAZ von 3,7 blieb die Effizienz der WP damals schon hinter den Erwartungen zurück. Die aktuellen Ergebnisse zeigen, dass sich diese im Laufe der 20 Betriebsjahre weiter verringert hat.

Der ursprüngliche klimaschonende Ansatz des Versorgungskonzepts ist im aktuellen Zustand nicht mehr gegeben. Es besteht somit Handlungsbedarf sowohl bei den Wärmepumpen in den Gebäuden als auch bei der Wärmequelle des kalten Nahwärmenetzes, um eine effiziente Wärmeversorgung zu erreichen.

2.1.2 Was kann optimiert werden und welche Fehler können vermieden werden?

Das Wärmeversorgungskonzept in der Solarsiedlung am Ohrberg teilt sich in drei Bereiche, die jeweils für sich betrachtet und optimiert werden können:

Wärmepumpen in den Wohnhäusern

Die in den Wohnhäusern installierten Wärmepumpen (WP) befanden sich in der Vergangenheit im Eigentum des Versorgers, die Abrechnung mit den Kunden erfolgte nach gelieferter Wärmemenge. Weil der Lieferant keine Möglichkeit hatte, den Betrieb der einzelnen WP zu überwachen, fielen Störungen, die den Ausfall der Wärmepumpe und damit einen Heizstabbetrieb zur Folge hatten, in der Regel erst sehr spät, oftmals erst nach der Jahresablesung im Rahmen der Verbrauchsabrechnung, auf. Der Kunde hatte den Betrieb der Wärmepumpe oftmals nicht im Blick, weil sich eine ineffiziente Betriebsweise nicht auf seine Heizkosten auswirkte.

Bei der Konzeption neuer Quartiere mit WP sollte daher darauf geachtet werden, dass der Betreiber, sofern die dezentral installierten WP in seiner Verantwortung stehen, die Betriebsweise der WP zeitnah erfassen und auswerten kann, um bei Störungen oder ineffizientem Betriebsverhalten schnell reagieren zu können.

Weil die Nachrüstung eines Monitorings in dem mittlerweile 20 Jahre alten Quartier mit sehr viel Aufwand verbunden gewesen wäre, wählte der Betreiber einen anderen Weg: Die WP wurden dem Kunden übertragen und die Lieferung von der fertigen Wärme auf eine Bereitstellung des Kaltwassers mit pauschalierter Abrechnung umgestellt. Damit fällt der Strombezug der WP in die Zuständigkeit des Nutzers, welcher nun ein wirtschaftliches Interesse an dem optimalen Betrieb der WP hat.

Kaltes Nahwärmenetz

Das Kaltwassernetz wurde hydraulisch nicht optimal betrieben. Die ursprünglich in der Technikzentrale eingesetzten Netzpumpen mit konstanter Förderhöhe wurden vor einigen Jahren durch dezentral vor den jeweiligen WP eingebaute Pumpen ersetzt. Damit sollte eine Einsparung des Pumpenstroms erreicht werden. Dieses Konzept erwies sich aber als nicht tauglich, weil bei weit von der Technikzentrale entfernten Hausanschlüssen nicht mehr genug Kaltwasser gezogen werden konnte. In der Folge war bei diesen Häusern die WP kaum, dafür aber der Heizstab fast ständig in Betrieb. Im Ergebnis wurde dann mehr elektrische Energie für den Heizstabbetrieb aufgewendet, als durch die Aufgabe der zentralen Netzpumpen eingespart werden konnte.

Nun sind die zentralen Netzpumpen wieder im Einsatz, nach dem Einbau frequenz geregelter Antriebe jetzt allerdings in der Förderhöhe regelbar. Als Regelgröße dient dabei der hydraulisch am ungünstigsten gelegene Punkt, der sogenannte Schlechtpunkt. In den nächsten Jahren wird sich zeigen, wieviel Einsparung an Pumpenstrom damit erreicht werden kann. Auf jeden Fall wird durch die

Messaufnahme am Schlechtpunkt erreicht, dass den Wärmepumpen nun immer genug Kaltwasser für einen optimalen Betrieb zur Verfügung steht.

Bei der Konzeption neuer Netze ist auf jeden Fall auf eine gut durchdachte Hydraulik zu achten, um die Wärmepumpen optimal betreiben zu können, dabei aber auch nicht mehr Wassermengen im Netz zu bewegen, als nötig. Denn das führt nicht nur zu einem erhöhten Energieaufwand für den Strom der Netzpumpen, sondern auch zu einem unnötigen Wärmeverlust im ungedämmten Netz.

Wärmequelle für das kalte Nahwärmenetz

In dem bestehenden Kaltwassernetz hatte sich schon nach wenigen Betriebsjahren gezeigt, dass die Entnahme von Wasser aus der Weser mit einigen Problemen behaftet ist. Dazu zählt vor allem das regelmäßige Versanden der Einlaufstrecke, aber auch die Aggressivität des Wassers, welche in den Wärmetauschern und Pumpen zu häufigen und nicht unerheblichen Korrosionsschäden führte. Aus wirtschaftlichen Gründen hat der Betreiber dieses Konzept dann aufgegeben, auch wenn es energetisch betrachtet funktionierte.

Als neue Wärmequelle dient nun zum einen Abwärme aus dem Institut für Solarenergieforschung, zum anderen ein Erdgas-Brennwertgerät. Letzteres wurde so ausgelegt, dass es auch ohne die ggf. einmal nicht zur Verfügung stehende Abwärme aus dem ISFH genügend Leistung zur Erwärmung des Kaltwassernetzes hat. Durch den nun erforderlichen Einsatz von fossilen Energieträgern erhöhten sich jedoch die CO₂-Emissionen und der Primärenergiebedarf im Vergleich zum ursprünglich regenerativen Versorgungskonzept.

Im Rahmen des Forschungsvorhabens wurde deshalb nach Alternativen mit regenerativer Energiebereitstellung gesucht. Zwei davon wurden sowohl energetisch als auch technisch für umsetzbar befunden und deshalb auch wirtschaftlich näher betrachtet. Parallel dazu wurde auch eine Optimierung der bestehenden Erwärmung mittels Erdgas durch den Zubau eines Blockheizkraftwerkes untersucht:

- a) Wärmegewinnung aus Grundwasser durch Bau eines Förderbrunnens in der Nähe der Weser
- b) Wärmegewinnung aus oberflächennaher Geothermie mittels eines Erdwärmeflächenkollektors
- c) Zubau eines Blockheizkraftwerkes

Wenngleich sich die Varianten a) und b) energetisch durchaus brauchbar zeigten, ließen sie dennoch keine wirtschaftliche Darstellung zu. Das lag zum einen natürlich daran, dass durch die vorhandene Technikzentrale und das bestehende Netz viele Randbedingungen zu berücksichtigen wären, die bei der Konzeption neuer Siedlungen mit Kaltwassernetzen einfacher und damit kostengünstiger zu erreichen wären. Andererseits zeigt sich aber auch hier, dass die Gewinnung von Umweltwärme mit hohen Investitionen in technische Anlagen verbunden ist, die beim aktuellen Marktpreis für Wärme nicht in vertretbarem Maße zurückfließen.

Der Betreiber entschied sich deshalb aus wirtschaftlichen Gründen für den Zubau eines Blockheizkraftwerkes. Damit kann er sich wirtschaftlich optimieren, weil der dort erzeugte Strom für die Netzpumpen usw. eingesetzt werden kann und nicht mit hohen gesetzlichen Umlagen belastet wird. Aber er reduziert damit auch die CO₂-Emissionen, weil der mittels Kraft-Wärme-Kopplung erzeugte Betriebsstrom nicht mehr in Kondensationskraftwerken produziert wird, die die Abwärme ungenutzt an die Umwelt abgeben.

Bei der Konzeption neuer Netze sollte bei der Erschließung einer oder mehrerer regenerativer Wärmequellen darauf geachtet werden, dass diese sowohl mit möglichst geringen Investitionskosten

zu bekommen sind als auch mit wenig Betriebskosten und geringerem technischen Aufwand über einen langen Zeitraum zu betreiben sind.

2.2 Quartier 2: Effizienzhaus-Plus-Siedlung in Hügelschart

Das zweite Quartier bildet die 2016 erbaute Effizienzhaus-Plus-Siedlung Hügelschart bei Friedberg in Bayern [8]. Gegenüber der Siedlung am Ohrberg dient hier als WP-Quelle kein zentrales Wärmenetz, sondern die Umgebungsluft. Auch die Gebäudetechnik unterscheidet sich weitgehend zur Ohrbergsiedlung: Jedes der 13 Gebäude ist mit einer Luft-Wärmepumpe, einem Heizungs- sowie Trinkwarmwasserspeicher ausgestattet. Die Wärmepumpen sind mit optimierter Wärmerückgewinnung in die automatisierte Gebäudebelüftung integriert und können neben Beheizung und Warmwasserbereitung das Gebäude auch kühlen. Zusätzlich verfügt jedes Gebäude über eine Photovoltaik-Anlage mit Batteriespeicher. Ein Energiemanagementsystem sorgt dafür, dass die thermischen und elektrischen Speicher optimal genutzt werden, um den lokal erzeugten Strom der Photovoltaik-Anlage möglichst im eigenen Haus zu verwenden. Auch in diesem Quartier werden umfangreiche Messdaten aus der Gebäudetechnik erhoben, die eine Bewertung der Wärmepumpen, Speichernutzung und des Energiemanagements zulassen.



Abbildung 6: Effizienzhaus-Plus-Siedlung Hügelschart. Quelle: STIEBEL ELTRON

2.2.1 Betriebserfahrung

Über einen Auswertez Zeitraum von 2½ Jahren wird eine durchschnittliche solare Deckung des elektrischen Verbrauchs von 55 % im Gebäude erzielt. Die zeitgleiche Nutzung des PV-Stromes durch die Wärmepumpe liegt hierbei, aufgrund des eingesetzten Energiemanagements auf dem gleichen Niveau wie für die restlichen elektrischen Verbraucher. Unter rechnerischer Einbeziehung der durch die Wärmepumpe genutzten Umweltwärme werden 78 % des Gebäudeenergiebedarfes aus lokal verfügbaren, regenerativen Quellen gedeckt.

Durch das in die WP integrierte Monitoring der Betriebsdaten können in diesem Quartier auch Aussagen über die Betriebsweise und die Effizienz einzelner WP getroffen werden. Die Verteilung der Laufzeiten des Wärmepumpenbetriebes ist abhängig von unterschiedlichen Reglereinstellungen und individuellen Verbräuchen in den Gebäuden. Gemittelt über alle Gebäude ist der Verdichter zu 69% aus, zu 18% im Heiz-, zu 8% im Warmwasser- und zu 5% im Kühlbetrieb.

Die WP erreichen für Heiz- und Warmwasserbetrieb Jahresarbeitszahlen von 3,1 bis 3,6 wie in Abbildung 7 dargestellt. Die durchschnittliche JAZ für alle Gebäude liegt mit 3,3 in einem für Luft-WP überdurchschnittlichen Bereich (vergleiche hierzu die Feldtests in [5] [1]).

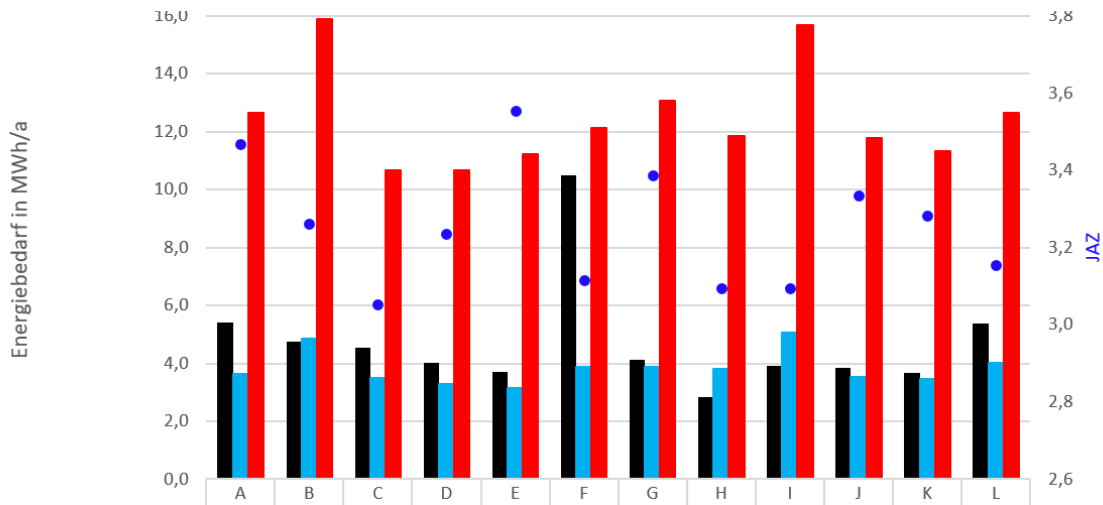


Abbildung 7: Jährlicher Haushaltsstromverbrauch (schwarze Balken), WP-Stromverbrauch (blaue Balken) und Wärmeabgabe der WP (rote Balken) sowie Jahresarbeitszahlen der WP (blaue Punkte) der Gebäude in Hügelschart (anonymisiert A-L)

2.2.2 Was kann optimiert werden und welche Fehler können vermieden werden?

Die Gebäude des Quartiers Hügelschart zeigen das Potential einer innovativen Anlagentechnik auf, die mehr und mehr zum Standard im Neubau wird. Thermische sowie elektrische Speicher, die Photovoltaikanlage und eine PV-eigenverbrauchsoptimierte Wärmepumpenregelung bieten optimale Voraussetzungen für eine ökologisch nachhaltige Gebäudeversorgung. Diese könnte zum einen durch die Einbeziehung von Elektroautos weiter verbessert werden. Zum anderen könnten eine fortlaufende intensive Überwachung des Anlagenbetriebs und die auf individuelle Verbräuche und Umgebungsbedingungen reagierende Optimierung der Anlagenkonfiguration den effizienten Betrieb weiter verbessern. Die maximale Überhitzung des Pufferspeichers könnte zudem durch eine neue WP-Regelung am prognostizierten Wärmebedarf des Gebäudes (bis zu den nächsten PV-Überschüssen) ausgerichtet werden. Dadurch könnte die Temperatur des Pufferspeichers und somit die Leistungsaufnahme der WP an einigen Tagen reduziert und gleichzeitig die Jahresarbeitszahl gesteigert werden.

3 Wie können Wärmepumpenquartiere mit erneuerbaren Energien versorgt und Primärenergie eingespart werden?

3.1 Einleitung

Die Auswahl und Auslegung der Gebäudetechnik hat einen wesentlichen Einfluss darauf, erneuerbare Energien für das Gebäude nutzbar zu machen und folglich den Primärenergiebedarf zu reduzieren.

Der Nutzungsanteil von PV- und Windenergie lässt sich durch Anpassung bzw. Verschiebung elektrischer Gebäudelasten erhöhen. Steuerungsstrategien für Wärmepumpen bieten Lastverschiebungspotentiale unter Nutzung thermischer und elektrischer Speicher. Wärmepumpen gibt es in verschiedenen Ausführungen, sie unterscheiden sich sowohl in der verwendeten Wärmequelle als auch in der Möglichkeit der Leistungsanpassung. Während fix-speed-Wärmepumpen nur in einer Leistungsstufe betrieben werden können, lässt sich bei invertergeregelten Wärmepumpen die Drehzahl des Kompressors variieren, wodurch die Wärmepumpe in ihrer Leistung flexibel ist.

Insgesamt gibt es eine Vielzahl an möglichen Systemkonzepten. Im Folgenden werden die einzelnen Maßnahmen bzw. Komponenten vorgestellt und anhand von Simulationsstudien hinsichtlich ihres Primärenergie-Einsparungspotentials bewertet. Dies soll als Orientierungshilfe für die Auslegung von Gebäudetechnik dienen.

Folgende Maßnahmen werden betrachtet:

- verschiedene Wärmequellen für die Wärmepumpen
- optimale Dimensionierung von PV- und Windenergie
- Anlagentechnik und Betriebsstrategien
 - WP-Steuerungen
 - Einsatz thermischer Speicher
 - invertergeregelte WP vs. fix-speed WP
- Nutzung von Batteriespeichern
- quartiersweite WP-Steuerungen

3.2 Grundlagen der Simulationen

Im Rahmen des Projekts wurde ein Simulationsmodell für Strom und Wärme in Quartieren entwickelt und mit den Messdaten validiert. Das Modell ermöglicht es auf Gebäudeebene alle wichtigen Komponenten der Gebäudeenergieversorgung vereinfacht in Simulationen abzubilden. Zudem bezieht das Modell eine Berechnung des elektrischen Verteilnetzes mit ein. Auf diese Weise können bei Variation der Wetterdaten, der Gebäudestruktur sowie -ausstattung und der Netzstruktur die Wärme- und Stromlastgänge für verschiedene Quartiere im zeitlichen Verlauf ermittelt werden. Unter dynamischen Bedingungen können so Steuerungen auf Gebäude- und Quartiersebene abgebildet werden, sodass die Entwicklung und Bewertung von Betriebsstrategien für Wärmepumpenquartiere ermöglicht wird.

In den folgenden Simulationsstudien wurden verschiedene Komponenten und Parameter variiert. Sofern im Text nicht anders erläutert, bezieht sich das verwendete Ausgangsszenario immer auf ein SFH45² Gebäude nach Task 44 [9], welches mit einer invertergeregelten Wasser-Wasser-WP an einem Nahwärmenetz mit konstanter Temperatur von 12 °C betrieben wird. Der TWW-Speicher weist ein Volumen von 300 L, der Heizspeicher ein Volumen von 1000 L auf. Werden EE-Anlagen verwendet, so werden diese so dimensioniert, dass die Summe der jährlichen EE-Erzeugung gleich der Summe des

² Einfamilienhaus mit einem Heizenergiebedarf von 45 kWh/(m²*a).

jährlichen Energiebedarfs des Gebäudes entspricht. Als Wetterdaten für die Simulationen werden (ebenfalls sofern nicht im Text explizit anders erläutert) die Messdaten der Ohrbergsiedlung in Emmerthal bei Hameln von Juni 2018 bis Mai 2019 verwendet. Die für die Simulationen angenommenen Energiebedarfe des Gebäudes sind in Abbildung 8 dargestellt.

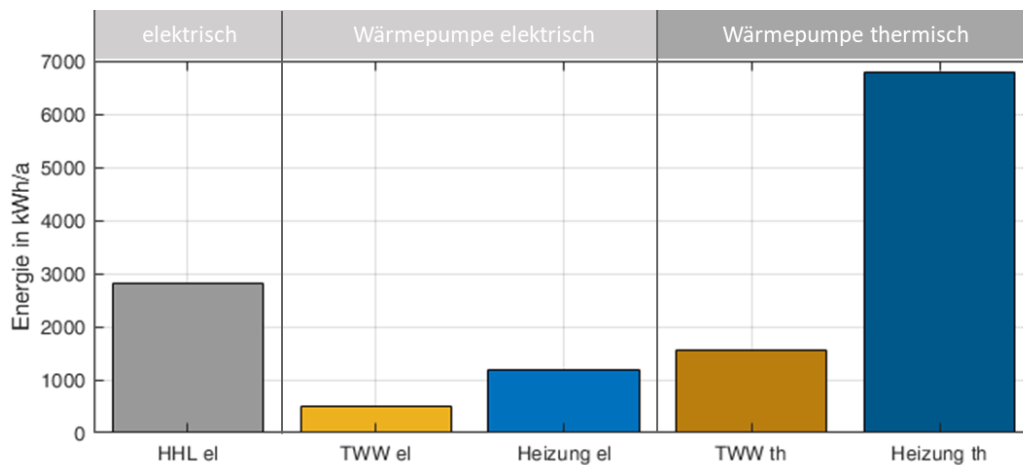


Abbildung 8: Jahresenergiebedarfe des betrachteten SFH 45 – Gebäudes.

Der Haushaltsstrombedarf wurde in Anlehnung an die Messungen im Quartier am Ohrberg ermittelt. Der Trinkwarmwasserbedarf wurde mit Hilfe des „DHW-Calc“-Programms der Uni Kassel [6] kalkuliert. Der Heizenergiebedarf resultiert aus dem Dämmstandard des Gebäudes nach Task 44 sowie den verwendeten Wetterdaten. Der zur Wärmebereitstellung benötigte WP-Strombedarf wurde anhand von Simulationen ermittelt.

Die in den folgenden Grafiken dargestellten PE-Bedarfe wurden statisch anhand der Faktoren für den nicht erneuerbaren Anteil nach DIN V 18599³ berechnet. Für den Netzstrom ergibt sich ein Faktor von 1,8; für EE-Energie wird ein Faktor von 0 berücksichtigt. Die berechneten PE-Bedarfe sind somit proportional zu statisch berechneten CO₂-Emissionen, die prozentualen PE-Einsparungen sind folglich mit den CO₂-Einsparungen äquivalent. Die CO₂-Emissionen und PE-Einsparungen beziehen sich ausschließlich auf die Energie für Anlagenbetrieb und berücksichtigen keine produktions- bzw. entsorgungsbedingten Energiebedarfe der Anlagenkomponenten. Die Wärmeerzeugung des Nahwärmenetzes wird als regenerativ angenommen und in den PE-Berechnungen nicht mit bilanziert.

3.3 Wärmepumpenquelle

Häufig genutzte Wärmepumpenquellen sind die Außenluft und das Erdreich. Während die Temperatur der Außenluft im Jahresverlauf stark schwankt, verhalten sich die Temperaturen des Erdreichs und von Nahwärmenetzen übers Jahr nahezu konstant. In den kalten Monaten, in denen ein erhöhter Wärmebedarf vorliegt, haben Erdreich- und Nahwärmenetz-gekoppelte WP einen deutlichen Effizienzvorteil. Hinzukommt, dass Luft-WP gegenüber Wasser- oder Sole-WP selbst bei gleicher Quellentemperatur etwas niedrigere COPs aufweisen⁴.

In Abbildung 9 links ist die anhand von Simulationen bestimmte Jahresarbeitszahl einer Wasser-Wasser-WP in Abhängigkeit von der übers Jahr konstanten Quellentemperatur dargestellt. Betrachtet wurde eine fix-speed WP in einem Gebäudetyp SFH 45 nach Task 44 [9] Die Grafik zeigt, dass eine höhere Quellentemperatur zu einer Erhöhung der JAZ führt: pro Kelvin Quellentemperatur steigt die

³ DIN V 18599-1 Energetische Bewertung von Gebäuden – Berechnung des Nutz-, End-, und Primärenergiebedarfs für Heizung, Kühlung, Lüftung, Trinkwarmwasser und Beleuchtung – Teil 1

⁴ siehe z.B. Angaben zu Betriebspunkten in den WP-Herstellerdatenblättern.

JAZ hier um etwa 0,075. Abbildung 9 rechts vergleicht eine Nahwärmenetz-gekoppelte WP mit einer Luft-WP für unterschiedliche Gebäudetypen nach Task 44 [1].

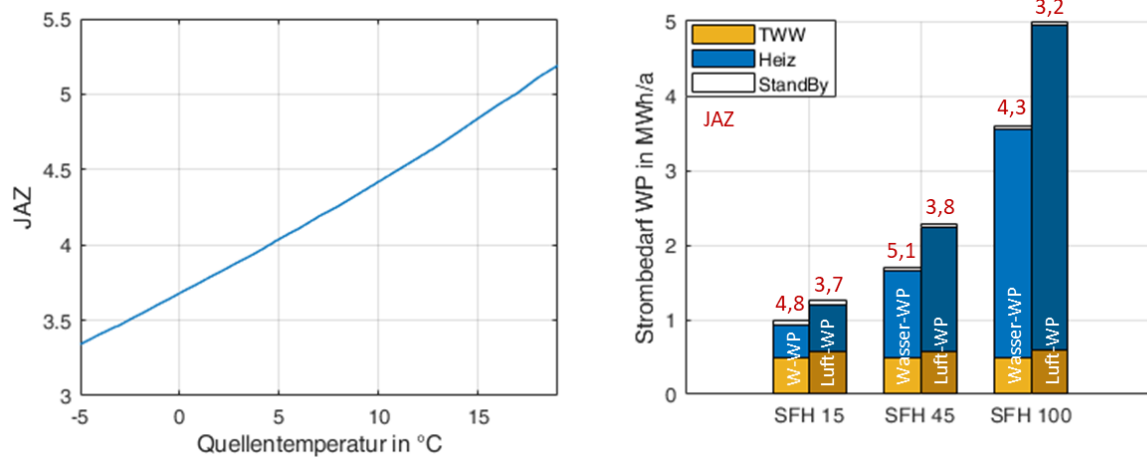


Abbildung 9: Vergleich verschiedener WP-Quellen. Linke Grafik: JAZ in Abhängigkeit von der Quelltemperatur (Wasser-Wasser-WP (fix-speed), SFH 45), rechte Grafik: Strombedarf einer W-WP (invertergeregelt) und einer L-WP (invertergeregelt) jeweils für verschiedenen Gebäudetypen.

Die Zahl hinter „SFH“ (Single Family House, dt.: Einfamilienhaus) steht dabei für den flächenspezifischen Jahresheizenergiebedarf in kWh/(m²*K). Dargestellt wird der Jahresstrombedarf jeweils einer invertergeregelteten WP. Wie bereits oben beschrieben, zeigt die Grafik den grundsätzlichen Effizienzvorteil der Wasser-WP gegenüber der Luft-WP. Die höhere JAZ der Wasser-WP führt folglich zu einem niedrigeren Strombedarf bei gleicher Heizleistung. Beim Vergleich der drei dargestellten Gebäudetypen ist festzustellen, dass die JAZ des SFH 45 für beide WP-Typen am höchsten liegen, gefolgt von den JAZ des SFH 15. Die JAZ des SFH 100 liegen am niedrigsten. Die JAZ wird hier von zwei verschiedenen Effekten beeinflusst: Die TWW-Bereitung benötigt gegenüber der Heizwärmebereitung deutlich höhere Temperaturen, die zu einer Reduzierung der JAZ führen. Je größer der TWW-Anteil am Gesamtenergiebedarf des Gebäudes, desto geringer die JAZ. Der andere Effekt ist, dass mit steigendem Heizenergiebedarf eines Gebäudes auch die benötigte Heizkreistemperatur steigt, somit die JAZ für den Heizbetrieb mit abnehmender Gebäudedämmung sinkt. Diese beiden gegenläufig wirkenden Effekte führen dazu, dass hier die höchsten JAZ mit dem SFH 45 erreicht werden. Der Gesamtenergiebedarf ist aber beim SFH 15 auf Grund des kleinsten Heizenergiebedarfs am geringsten.

Zu den hier dargestellten JAZ der Luft-WP ist ergänzend anzumerken, dass diese unter eher günstigen Randbedingungen simuliert wurden: Der in der Simulation betrachtete Bivalenzpunkt⁵ (-10 °C) in Kombination mit den verwendeten Wetterdaten führt im gesamten Simulationszeitraum zu keinem Heizstabbetrieb. Käme es aufgrund niedrigerer Außentemperaturen oder eines höheren Bivalenzpunktes zum Heizstabbetrieb, würde dieses zu einer Verringerung der JAZ führen.

FAZIT: Die Verwendung einer Wasser-Wasser-WP gegenüber einer Luft-WP führt bezogen auf den elektrischen Heizenergiebedarf bei einem SFH 45 zu einer Stromeinsparung von etwa 25%, folglich auch zu einer PE-Einsparung von ca. 25%. Bezogen auf den elektrischen Gesamtenergiebedarf des Gebäudes ergibt sich somit eine PE-Einsparungen von ca. 11%.

⁵ Der Bivalenzpunkt beschreibt die Temperatur der Quelle, unter der eine Zusatzheizung, wie ein elektrischer Heizstab, eingesetzt werden muss, um den Wärmebedarf decken zu können.

3.4 Dimensionierung der EE-Anlagen für Quartiere

Die Kombination von PV- und Windenergie ist eine effektive Maßnahme, den Primärenergiebedarf eines Gebäudes zu reduzieren. Um für WP-Quartiere das optimale Verhältnis zwischen PV- und Windenergie zu ermitteln, werden zunächst die elektrischen Lasten eines Quartiers analysiert. Diese weisen, wie in Abbildung 10 unten beispielhaft für ein SFH 45 dargestellt, unterschiedliche

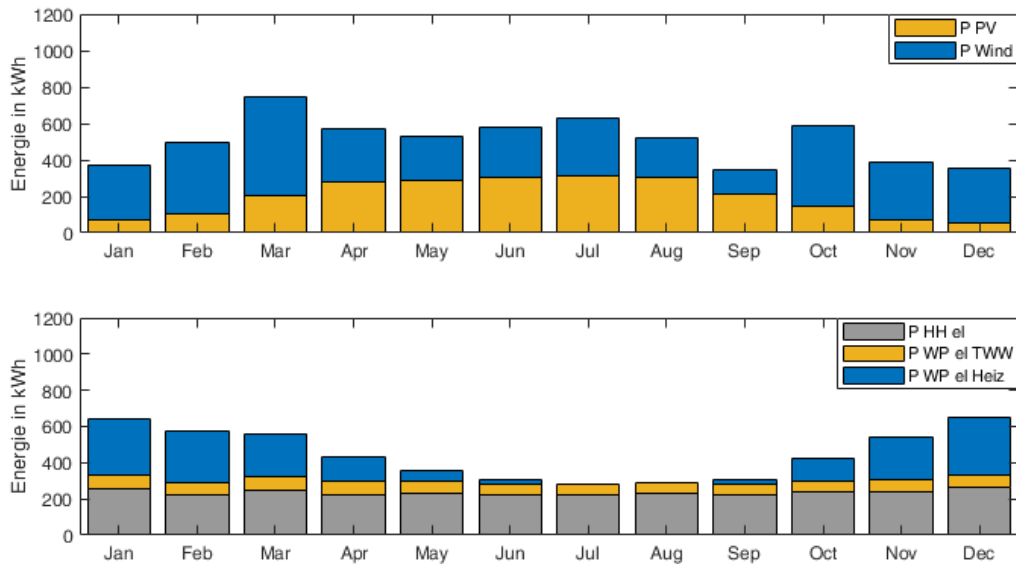


Abbildung 10: oben: Jahresverlauf der erzeugten Energiemengen von PV und WKA in monatlichen Intervallen, Energiemenge PV:Wind = 1:1 (installierte PV-Leistung 2,1 kWp, installierte Windleistung 1,4 kW), verwendete Wetterdaten: DWD TRY 2015 Ohr (Emmerthal); Abbildung unten: Jahresverlauf der elektrischen Lasten eines SFH45 in monatlichen Intervallen, WP-Quelle: Nahwärmenetz mit konstant 12 °C.

charakteristische Jahresverläufe auf: Während sich die elektrische Haushaltslast und die Wärmepumpenenergie zur Trinkwarmwasserbereitung übers Jahr nahezu konstant verhalten (bei Luft-WP gibt es eine stärkere Abhängigkeit von der Außentemperatur als bei der dargestellten Wasser-Wasser-WP), zeigt die Wärmepumpenenergie zur Heizenergiebereitstellung eine deutliche Abhängigkeit zur Außentemperatur, was zu einem Bedarfsmaximum im Winter führt. Dem gegenüber stehen die ebenfalls jahreszeitabhängigen Verfügbarkeiten von PV- und Windenergie: In Abbildung 10 oben werden die Erzeugungsleistungen lokaler PV- und Windkraftanlagen dargestellt (DWD TRY 2015 Ohr/Emmerthal). Werden diese Erzeugungsverläufe den Lastverläufen gegenübergestellt, ist zu erkennen, dass der Heizenergiebedarf einen ähnlichen Verlauf wie die Windenergieerzeugung aufweist. Zur Deckung von Haushaltsstrom und TWW-Bedarf ist dagegen eine möglichst konstante Erzeugungsleistung erforderlich, die sich durch die Kombination von PV- und Windenergie annähern lässt. Bei der Auslegung der benötigten Wind- und PV-Leistungen im Quartier sind folglich die benötigten Mengen an Heizenergie und jahreszeitlich konstanter Lasten zu berücksichtigen. Hier gilt es das optimale Verhältnis zwischen PV- und Windenergie zu finden, welches die größtmögliche PE-Einsparung im Quartier erreicht.

Abbildung 11 stellt die anhand von Quartierssimulationen ermittelten PE-Einsparungen in Abhängigkeit von den erzeugten PV- und Windenergiemengen dar. Die PE-Einsparungen beziehen sich auf den elektrischen Energiebedarf eines Gebäudes am Standort Ohr/Emmerthal bei Hameln. Dabei wird grundsätzlich die mit EE-Anlagen erzeugte Jahresenergiemenge so angesetzt, dass sie dem Jahresenergiebedarf des Gebäudes entspricht. Zusätzlich sind in den Grafiken anhand diagonaler Linien Gebäudetypen mit unterschiedlichen Gesamtenergieverbräuchen dargestellt. Wie bereits in Abschnitt 3.2 gezeigt, wird für jeden Gebäudetypen ein Haushaltsstrombedarf von 2820 kWh/Jahr

sowie ein thermischer TWW-Bedarf von 1550 kWh/Jahr (elektrisch etwa 500 kWh/Jahr) angesetzt. Der elektrische WP-Bedarf zum Heizen variiert je nach Dämmstandard und wird in der Grafik anteilig vom Gesamtenergiebedarf dargestellt. Anhand dieser Angaben lässt sich für verschiedene Dämmstandards das optimale Verhältnis zwischen PV- und Windenergie ermitteln, welches durch die blau gestrichelte Linie dargestellt ist.

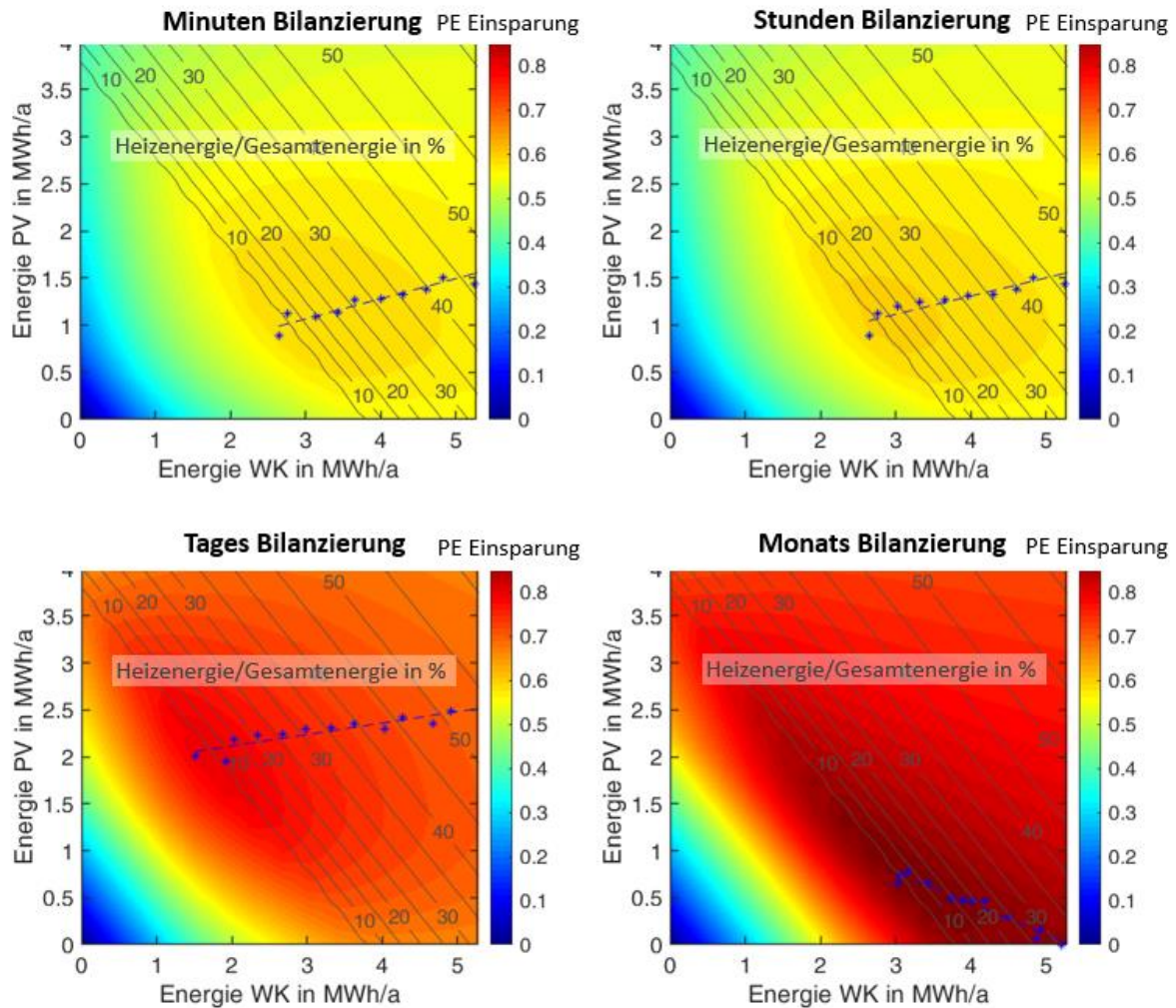


Abbildung 11: PE-Einsparung (ggü. WP-Referenzsystem ohne EE) in Abhängigkeit von der PV- und Windenergieerzeugung pro Gebäude sowie vom Dämmstandard (elektrischer Heizenergieanteil) des Gebäudes für verschiedene Bilanzierungsintervalle, DWD TRY 2015 Ohr/Emmerthal.

Als zusätzliche Dimension wurden verschiedene Lastverschiebungspotentiale des Gebäudeenergiesystems berücksichtigt. Lastverschiebungen können durch Maßnahmen wie elektrische Speicher oder auf EE-Verbrauch optimierte WP-Steuerungen in Kombination mit thermischen Speichern ermöglicht werden. Zur Berücksichtigung dieser wurden verschiedene Intervallgrößen betrachtet, innerhalb derer ein Ausgleich zwischen EE-Erzeugung und Verbrauch berechnet wird. Die Minutenbilanzierung entspricht dabei einem Energiesystem ohne Lastverschiebung. Die Tagesbilanzierung beinhaltet ein Lastverschiebungspotential, welches z.B. durch Energiespeicherung innerhalb 24-Stunden-Bilanzen Last und EE-Erzeugung in Übereinstimmung bringt. Hier ist anzumerken, dass dies im Regelfall nicht die Speicherkapazität der Lastenergiemenge eines Tages erfordert, sondern deutlich geringere Kapazitäten ausreichen. Die exakte pro Tag benötigte Speicherkapazität schwankt aufgrund der saisonalen Verfügbarkeit der EE. Entspricht die Speicherkapazität der Lastenergiemenge eines durchschnittlichen Tages, kann das Tageslastverschiebungspotential als gesichert angesehen werden. Ergänzend zu den Grafiken in

Abbildung 11 werden die jeweiligen Optima des PV-/Windenergieverhältnisses für die drei Gebäudetypen SFH 15, SFH 45 und SFH 100 in Tabelle 1 dargestellt.

Anhand der Grafiken und Tabelle lassen sich folgende Zusammenhänge zeigen:

- Je niedriger der Dämmstandard des Gebäudes, also je höher der Heizenergiebedarf ggü. der Gesamtenergie, desto stärker verschiebt sich das Optimum des Verhältnis von PV- zu Windenergie zu mehr Windenergie.
- Je größer das Betrachtungsintervall, desto höhere PE-Einsparungen können erreicht werden.
- Die Minuten- und Stundenbilanz unterscheiden sich kaum bzgl. PE-Einsparung und „Lage“ des Optimums in der PV- und Windenergiezusammensetzung

Bei Betrachtung der PE-Einsparungen der unterschiedlichen Bilanzierungsintervalle unter Berücksichtigung der jeweils für die Lastverschiebung erforderlichen Speicherkapazität, ist ein deutlicher PE-Gewinn der Tages- gegenüber der Stundenbilanzierung bei verhältnismäßig geringer zusätzlicher Speicherkapazität zu erkennen, während der geringere PE-Zugewinn der Monats- gegenüber der Tagesbilanz nur unter Einsatz sehr großer Speicherkapazitäten möglich wird.

Tabelle 1: Optimales Verhältnis zwischen PV- und Windenergie für verschiedenen Gebäudetypen nach Task 44.

	SFH 15	SFH 45	SFH 100
Heizenergie/Gesamtenergie	ca. 10 %	ca. 25 %	ca. 45 %
Optimum Verhältnis PV-/Windenergie Minuten Bilanzierung	0,36 : 1	0,33 : 1	0,30 : 1
Optimum Verhältnis PV-/Windenergie Stunden Bilanzierung	0,38 : 1	0,34 : 1	0,30 : 1
Optimum Verhältnis PV-/Windenergie Tages Bilanzierung	1,11 : 1	0,84 : 1	0,57 : 1
Optimum Verhältnis PV-/Windenergie Monats Bilanzierung	0,19 : 1	0,06 : 1	0,00 : 1

Um die PV- und Windenergieanteile in die zu installierende Anlagenleistung umzurechnen, sind diese anhand der ortsspezifischen Volllaststunden für PV- und Windenergieanlagen, dargestellt in Tabelle 2, umzurechnen.

Tabelle 2: Volllaststunden für PV und WKA an den betrachteten deutschen Standorten.

Standort	PV [h]	Wind [h]
Ohr TRY 2015	1123,3	2679,3
Potsdam TRY 2010	1162,5	3353,2
Augsburg TRY 2015	1192,2	1804,4
Ohr Messdaten Jun'18-Jul'19	1243,2	1860,7

Während die PV-Volllaststunden an den verschiedenen deutschen Standorten nahezu identisch sind, variieren die Volllaststunden für WKA deutlich⁶.

FAZIT: Die „einfachste“ und wirkungsvollste Maßnahme zur Reduzierung des Primärenergiebedarfs in Wärmepumpenquartieren besteht in der kombinierten Nutzung von lokal erzeugter Wind- und PV-Energie. Da sich diese Technologien im Jahresverlauf sehr gut ergänzen, können sie bei einem Erzeugungs-/Bedarfsverhältnis von 1:1 ohne Lastverschiebung bereits 55-60% des PE-Bedarfs eines SFH45 einsparen. Mit einem sinnvollen Lastverschiebungspotential (durch bspw. einen haushaltüblich dimensionierten Batteriespeicher und/oder Energiemanagementsystem) kann eine PE-Einsparung von 70-80 % erreicht werden.

3.5 Energiemanagement für Wärmepumpen mit optimierter Gebäudetechnik

Die im folgenden Abschnitt dargestellten Simulationsergebnisse beziehen sich auf ein Gebäude nach SFH 45 – Standard und wurden anhand der gemessenen Wetterdaten in Ohr/Emmerthal für den Zeitraum Juni 2018 bis Mai 2019 simuliert. Die angesetzten Jahresenergiemengen für die HHL, TWW und Heizenergie wurden bereits in Abschnitt 3.2 dargestellt.

3.5.1 Betriebsstrategien von Wärmepumpen

Betriebsstrategien für Wärmepumpen bezeichnen in diesem Bericht Steuerungen von Wärmepumpen, die einer definierten Zielgröße folgen. Eine Betriebsstrategie für eine Wärmepumpe oder ein ganzes Quartier kann dabei verschiedene Zielgrößen haben: Im Quartier Hängelshart sorgt zum Beispiel das Gebäudeenergiemanagement dafür, dass die Wärmepumpe vorrangig zu Zeiten läuft, in denen Strom aus der Photovoltaikanlage zur Verfügung steht. Die Wärmepumpe kann hierfür den Heizungswasserspeicher verwenden, um PV-Strom für Raumwärme zu speichern. Eine solche Betriebsstrategie ist auf ein einzelnes Gebäude beschränkt. Diese Betriebsstrategie verfolgt als Zielgröße die Eigenverbrauchsoptimierung von PV-Strom. Für ganze Quartiere kann es aber auch sinnvoll sein, alle Gebäude in eine Steuerung einzubeziehen. So könnte z.B. mit einer zentral koordinierten Steuerung vermieden werden, dass alle Wärmepumpen gleichzeitig laufen, wodurch eine zusätzliche Belastung des elektrischen Verteilnetzes vermieden wird. In quartiersweiten Betriebsstrategien können auch andere erneuerbare Energien z.B. aus Windkraftanlagen einbezogen werden, die insbesondere im Winter (zu Zeiten hohen Wärmebedarfes) höhere Erträge als PV-Anlagen liefern.

Gegenüber dem unregelmäßigen Wärmepumpenbetrieb, der ausschließlich wärmebedarfsgeführt arbeitet, lässt sich durch ein Energiemanagement (EMS) welches auf eine Maximierung der EE-Nutzung optimiert ist, eine deutliche Primärenergieeinsparungen erzielen, wie im Folgenden dargestellt wird.

Das hier betrachtete Wärmepumpenmanagement berücksichtigt Prognosen für die EE-Erträge (PV und ggf. auch Wind) sowie für den Wärmebedarf durch Heizung und TWW. Zur Lastverschiebung werden die verfügbaren thermischen Speicherkapazitäten berücksichtigt. Eine detaillierte Beschreibung der WP-Betriebsstrategien wurde in [10] veröffentlicht.

3.5.2 Thermische Speicher

Für die Lastverschiebung der TWW-Bereitung kann ein TWW-Speicher verwendet werden. Alternativ gibt es TWW-Systeme mit Durchlauferhitzern, diese eignen sich jedoch nicht für die Kombination mit einer Wärmepumpe, da kurzfristig sehr hohe thermische Leistungen bereitgestellt werden müssen und sie somit keine Möglichkeit der Lastverschiebung bieten. Des Weiteren gibt es Kombispeicher, die

⁶ Weitere Informationen zu Volllaststunden von WKA in Deutschland sind in der Veröffentlichung vom Umweltbundesamt [16] zu finden.

sowohl Heiz- als auch Trinkwarmwasser bereithalten. Deren Nachteil liegt jedoch darin, dass ein Teil der Wärme der Trinkwarmwasserzone auf die Heizwasserzone übergeht, somit wird ein Teil der Wärme, der auf einem für die Wärmepumpe ungünstigerem hohen Temperaturniveau erzeugt wird, auf einem niedrigeren Temperaturniveau genutzt. In den folgenden Betrachtungen wird daher ein separater TWW-Speicher mit einem Volumen von 300 L betrachtet. Zur Lastverschiebung im Heizbereich, kann die thermische Gebäudekapazität durch Raumtemperaturerhöhung verwendet werden, sowie – sofern vorhanden – ein zusätzlicher Heizspeicher.

Die Lastverschiebung wird dadurch erzeugt, dass eine gegenüber dem Normalbetrieb größere Temperaturbandbreite des Speichers genutzt wird. Dabei ist zu berücksichtigen, dass höhere Speichertemperaturen sowie zusätzliche Speichervolumina zu mehr Wärmeverlusten führen. Des Weiteren verringern höhere Zieltemperaturen die WP-Effizienz. Um durch zu hohe Temperaturen die Systemeffizienz nicht zu stark zu verringern, aber auch um Komfortgrenzen der Bewohnenden nicht zu unterschreiten, werden im EMS maximale und minimale Temperaturbereiche definiert. In den hier durchgeführten Simulationen wurden die zur Lastverschiebung zulässigen Temperaturbereiche gegenüber dem wärmebedarfsgeführten Betrieb verdreifacht bzw. verdoppelt. Der Temperaturbereich des Heizspeichers umfasst somit 22,5 K (statt 7,5 K), der TWW-Speicher 15 K (statt 5 K) und das Gebäude 2 K (statt 1 K).

Anhand von Simulationen wird ermittelt, ob die Nutzung eines Heizspeichers energetisch sinnvoll ist. Ein Trinkwarmwasser-Speicher ist in jedem Fall vorhanden. In Abbildung 12 sind die Primärenergiebedarfe von Gebäudesimulationen mit und ohne Heizspeicher für verschiedene Versorgungsszenarien mit und ohne EE sowie mit und ohne EMS dargestellt. Die Abbildung zeigt, dass im Referenzszenario (ohne die Nutzung von EE) der PE Bedarf für das System mit Heizspeicher etwa gleich dem System ohne Heizspeicher ist. Dennoch treten hier unterschiedliche Effekte auf: Die Nutzung des Heizspeichers führt grundsätzlich zu einem Mehrbedarf an Heizenergie, da

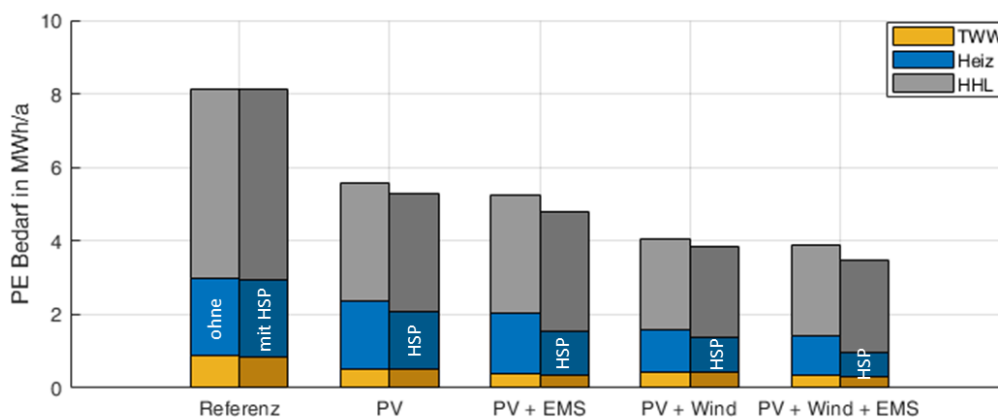


Abbildung 12: Primärenergiebedarf verschiedener Simulationsszenarien: ohne EE-Anlagen (Referenz), mit PV-Anlage (4,2 kWp), mit PV (2,1 kWp) und WKA-Anlage (1,4 kW), beide EE-Erzeugungsvarianten jeweils ohne und mit EMS. Die jeweils im linken Balken dargestellten Szenarien sind ohne Heizspeicher, die jeweils im rechten Balken dargestellten Szenarien beinhalten eine Heizspeicher mit 1 m³ Speichervolumen.

Speicherverluste auszugleichen sind (bei dem betrachteten Gebäudetyp von etwa 3,5%). Dem entgegen wirkt in dem betrachteten Fall allerdings eine leichte Verbesserung der JAZ (von etwa 0,1), da die WP den Speicher in einem für sie effizienteren Betriebspunkt beladen kann. Diese Effekte können je nach WP-Typ und Heizspeicherbetriebstemperatur (z.B. bei höhere Heiztemperaturen für weniger gedämmte Gebäude) variieren. Ob ein Heizspeicher ohne die Nutzung von EE energetisch sinnvoll ist, ist sehr systemabhängig und für den Einzelfall zu prüfen. Bei Verwendung einer fix-speed-WP ist ein Heizspeicher in der Regel zu empfehlen, da dieser gegenüber der direkten Heizkreisbeladung

zu einer Herabsetzung des durchschnittlichen Heiztemperaturniveaus führen kann und somit die Wärmepumpeneffizienz steigert. Des Weiteren wird so ein übermäßiges Takten der WP vermieden und führt somit zu einer komponentenschonenderen Betriebsweise.

In den Szenarien mit Nutzung von EE zeigt sich eine PE-Einsparung bei Verwendung eines Heizspeichers. Selbst bei den Varianten ohne EMS ist dies der Fall, da die Verwendung des Heizspeichers einen kontinuierlicheren Betrieb bei niedrigeren WP-Leistungen ermöglicht, welcher zu einer besseren Nutzung des EE-Angebots führt. Hier werden durch den Heizspeicher etwa 5% des PE-Bedarfs eingespart. Bei den Varianten mit EMS werden sowohl Heizspeicher als auch Trinkwarmwasserspeicher gezielt bei EE-Überschuss beladen, die so zusätzlich den Netzstrombezug der WP und folglich den PE-Bedarf verringern. Bei dem hier betrachteten SFH 45 bewirkt die Lastverschiebung durch die Heizspeichernutzung einen Vorteil von etwa 10 % PE-Einsparung bezogen auf den Gesamtenergiebedarf des Gebäudes. Bezogen auf den elektrischen WP-Bedarf zum Heizen liegen die PE-Einsparungen hier bei 25 % (nur PV) bis 33 % (PV + Wind). In Kombination mit EE und EMS ist ein Heizspeicher eine effizienzsteigernde Maßnahme.

FAZIT: Die Nutzung eines WP-EMS in Kombination mit einem Heizspeicher ist eine sinnvolle Maßnahme, die bei einem SFH45-Gebäude die Nutzung EE deutlich steigern und zu einer PE-Einsparung von 30-40% der elektrischen Heizenergie führen kann (gegenüber einem WP-Heizsystem ohne EMS). Bezogen auf die Gesamtenergie des Gebäudes ergeben sich PE-Einsparungen von 12-16%. Diese Einsparungen gelten nur für Systeme ohne Batteriespeicher. Ist ein Batteriespeicher vorhanden, führt das EMS in Kombination mit den thermischen Speichern tendenziell zu einer leichten PE-Bedarferhöhung. Von einem zusätzlichen Heizspeicher ist in diesem Fall folglich abzuraten.

3.5.3 Wärmepumpentypen (invertergeregelt oder fix-speed)

Invertergeregelt Wärmepumpen weisen gegenüber fix-speed-Geräten folgende Vorteile auf: In Kombination mit EE-optimierten Betriebsstrategien haben sie die Möglichkeit, die elektrische Leistungsaufnahme der EE-Leistung anzupassen und so den EE-Deckungsanteil im System zusätzlich zu erhöhen. Des Weiteren ermöglicht die Leistungsregulierung längere Betriebsintervalle und reduziert folglich Taktverluste (durch Aufheizen und Abkühlung des WP-Gehäuses). Dieser Vorteil ist insbesondere bei Systemen ohne Heizspeicher, in denen die WP direkt die Fußbodenheizung versorgt, hervorzuheben.

In Abbildung 13 sind die Primärenergieeinsparungen beider WP-Typen gegenüber dem jeweiligen Referenzszenario ohne EE für verschiedene Szenarien dargestellt. Im Referenzszenario zeigt sich, dass bereits ohne die Nutzung EE ein geringer Effizienzvorteil der invertergeregelt gegenüber der fix-speed WP besteht. Es ist zu berücksichtigen, dass sich die hier gezeigten Ergebnisse auf die Kennlinien und Regelungen von ausgewählten WP beziehen. Je nach Hersteller und Typ können die Ergebnisse leicht abweichen. In Kombination mit der Nutzung von EE können die invertergeregelt WP durch die Anpassung ihres elektrischen Leistungsbezugs auf die Erzeugungsleistung (oder Überschussleistung) der EE-Anlagen höhere Deckungsgrade erzielen und somit gegenüber fix-speed WP zusätzliche PE-Einsparungen erreichen, siehe Szenarien „PV+EMS“ und „PV+Wind+EMS“. Auch ohne Nutzung eines EMS haben die invertergeregelt WP den Vorteil, dass sie, sofern sie so wie hier häufiger und länger im Teillastbetrieb arbeiten, die anfallende EE zu höheren Anteilen nutzen können. Dies ist insbesondere bei einer kombinierten Nutzung von PV- und Windenergie der Fall.

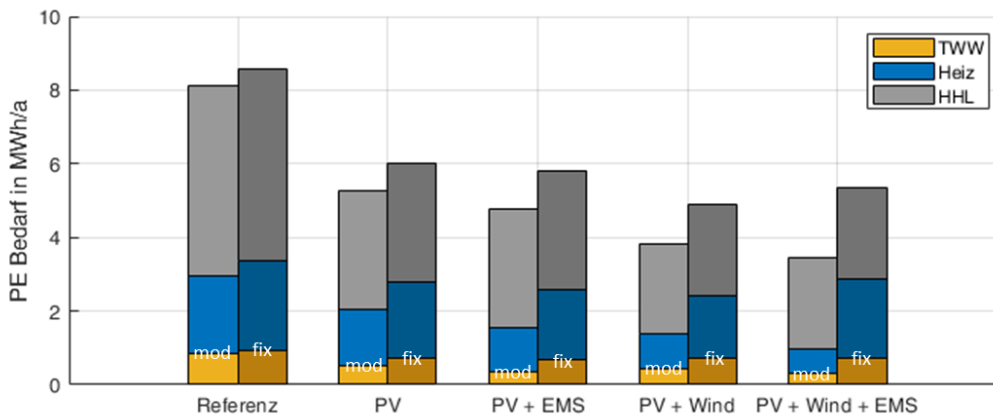


Abbildung 13: Primärenergieenergiebedarfe von intervergeregelter WP (linke Balken) und fix-speed-WP (rechte Balken) in verschiedenen Systemkonfigurationen

Anhand der Grafik ist zu erkennen, dass sich das EMS - wider Erwarten - bei der fix-speed-WP in Kombination mit Wind und PV nachteilig auf den PE-Bedarf auswirkt. Dies ist auf das EMS zurückzuführen, welches für die alleinige Nutzung von PV-Energie entwickelt wurde und nur bedingt für die Nutzung mit Windenergie geeignet ist. Während das EMS in Kombination mit der invertergeregelter Wärmepumpe zu einer Verringerung des PE-Bedarfs von etwa 10% führt, erzeugt es mit der fix-speed-WP einen PE-Mehrbedarf von etwa 9%.

FAZIT: Die Nutzung eines WP-EMS in Kombination mit einer invertergeregelter WP führt durch die anpassungsfähige WP-Leistung ebenfalls zu einer Erhöhung der EE-Deckung und kann bei einem SFH45 den PE-Bedarf der Heizenergie um 40-60% verringern (gegenüber einem WP-Heizsystem ohne EMS). Bezogen auf die Gesamtenergie ergeben sich so Einsparungen von 20-30%.

3.6 Batteriespeicher

Batteriespeicher haben gegenüber den oben beschriebenen Maßnahmen den Vorteil, dass dadurch nicht nur die thermischen Lasten verschoben werden können, sondern auch die elektrische HHL. Der Batteriespeicher wird so geregelt, dass er für einen minimalen Leistungsaustausch am Hausanschlusspunkt sorgt. In Abbildung 14 werden die PE-Bedarfe der bereits bekannten Szenarien jeweils mit und ohne Batteriespeicher dargestellt. Die Grafik zeigt, dass in den Szenarien mit Batteriespeicher und EE (nur PV oder PV + Wind) ein EMS keinen signifikanten Vorteil bewirkt. Es ist sogar zu erkennen, dass das EMS in Kombination mit Batteriespeicher sogar zu leicht höheren PE-Bedarfen des TWW und der Heizenergie führen kann. Dies ist auf die durch das EMS erzeugten höheren Speichertemperaturen zurückzuführen, die zu höheren Speicherverlusten sowie zu niedrigeren WP-JAZ führen. Für das Szenario mit PV und EMS gibt es in Summe noch eine minimale PE-Einsparung gegenüber dem Szenario ohne EMS, während in Kombination mit PV und Wind sich das EMS insgesamt sogar leicht nachteilig auswirkt.

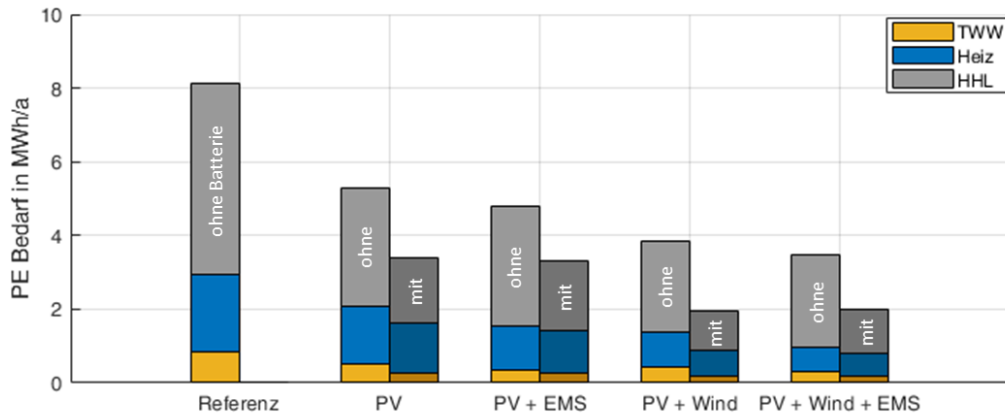


Abbildung 14: Vergleich verschiedener Szenarien mit und ohne Batteriespeicher (Batteriekapazität 6,3 kWh)

FAZIT: Da der Batteriespeicher neben Lastverschiebungen des WP-Strombedarfs auch Lastverschiebungen des Haushaltsstroms zulässt, ist er eine effektive Maßnahme zur Erhöhung der EE-Nutzung. Bei einer sinnvollen Dimensionierung (hier 6,3 kWh) und je nach Kombination mit Wind und PV erreicht er im SFH45 PE-Reduktion von ca. 30% bis 50%. Batteriespeicher haben allerdings den Nachteil, dass sie recht hohe Investitionskosten erfordern. Wird ein Batteriespeicher verwendet, bringen weitere Maßnahmen wie zusätzliche thermische Speicher oder ein EMS für die Wärmepumpe kaum oder keine Vorteile.

3.7 Vergleich von dezentralen und zentralen Betriebsstrategien

Nachdem im voranstehenden Abschnitt verschiedenen Systemkonfigurationen auf Gebäudeebene betrachtet wurden, werden im Folgenden Komponenten und Maßnahmen zur PE-Einsparung auf Quartiersebene betrachtet. Dazu wurden verschiedene Jahressimulationen eines Quartiers durchgeführt, welches in Anlehnung an die Solarsiedlung am Ohrberg (Emmerthal) parametrisiert wurde. Es wurden Wetterdaten aus Messungen in Emmerthal für den Zeitraum Juni 2018 - Mai 2019 verwendet. Das Quartier umfasst 71 Einfamilienhäuser im Niedrighausenergiestandard (spezifischer Heizenergiebedarf um etwa 50 kWh/(m²*a), ähnlich SFH 45), die jeweils mit Wasser-Wasser-Wärmepumpen (invertergeregelt) ausgestattet und an ein Nahwärmenetz mit einer konstanten Temperatur von 12 °C angeschlossen sind. Des Weiteren sind die Gebäude jeweils mit einem Heizspeicher von 1 m³ und einem TWW-Speicher von 400 L ausgestattet. Die installierten Leistungen der EE-Anlagen wurden in allen Szenarien so gewählt, dass das Verhältnis zwischen EE-Erzeugung und Quartiersbedarf in der Jahresbilanz bei 1:1 liegt.

Es wurden verschiedene Quartiersszenarien simuliert, dabei wurde das Modell sukzessiv um weitere Komponenten/Maßnahmen zur Lastverschiebung erweitert. In Tabelle 3 werden die einzelnen Szenarien dargestellt. Anhand der Simulationsergebnisse wurden die PE-Einsparungen ermittelt. Diese beziehen sich auf ein identisches WP-Referenzquartier ohne die Nutzung von EE, Batteriespeichern oder EMS. Dabei wurden zwei verschiedene Bilanzierungsräume betrachtet: In der Variante „Gebäudebilanz“ wurden die PE-Einsparungen jeweils auf Gebäudeebene (am Hausanschlusspunkt) ermittelt und anschließend zur Bildung des Quartiers-Mittelwerts verwendet. In Variante „Quartiersbilanz“ wurde die PE-Einsparung übers gesamte Quartier berechnet, was einer Bilanzierung am Ortsnetztransformator entspricht. Die Ergebnisse sind in Abbildung 15 dargestellt.

Tabelle 3: Simulierte Quartiersszenarien. Die Angaben zu Anlagentechnik beziehen sich auf ein Gebäude.

Szenario	PV-Leistung in kWp	WK-Leistung in kW	Batteriekapazität in kWh	EMS
Referenz	0	0	0	ohne
1	4,2	-	-	ohne
2	4,2	-	-	PV-verbrauchsoptimiert (inkl. Prognose), dezentral
3	4,2	-	6,3	ohne
4	2,1	1,4	-	ohne
5	2,1	1,4	-	EE-verbrauchsoptimiert (inkl. Prognose), dezentral
6	2,1	1,4	6,3	EE-verbrauchsoptimiert (inkl. Prognose), dezentral
7	2,1	1,4	6,3	EE-verbrauchsoptimiert (inkl. Prognose), zentral koordiniert

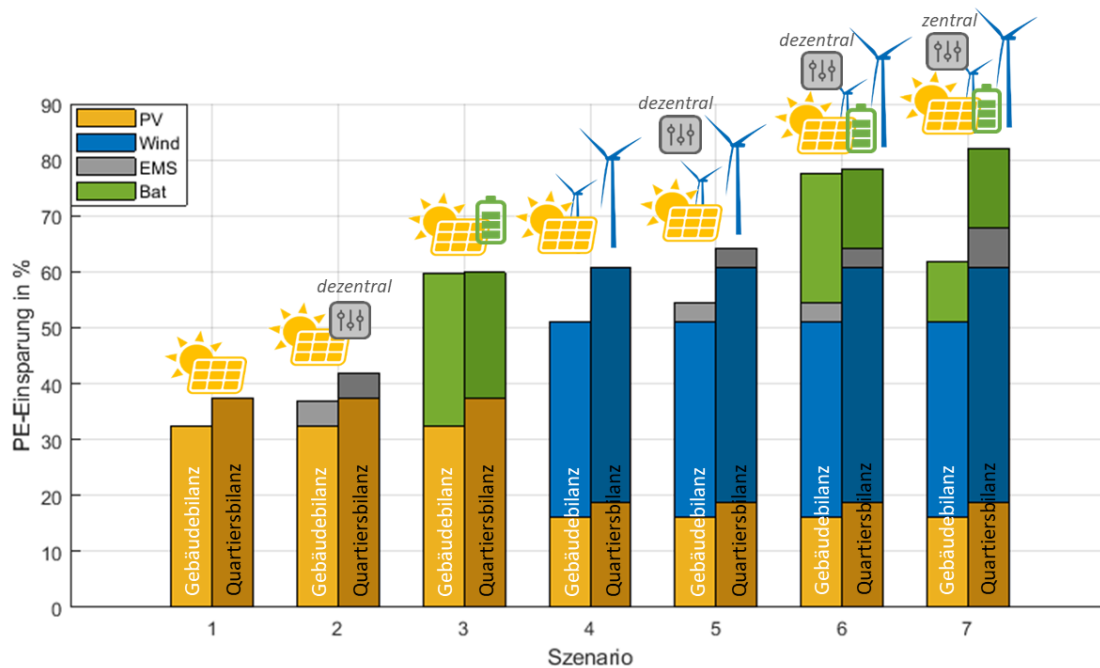


Abbildung 15 Anhand von Quartierssimulationen ermittelte PE-Einsparungen der Szenarien aus Tabelle 3

Die Grafik zeigt sehr deutlich, dass die energetische Bilanzierung auf Quartiersebene gegenüber der Gebäudebilanzierung zu deutlich höheren PE-Einsparungen führt. Dies ist darauf zurückzuführen, dass die Summe der Lasten einer Mehrzahl von Gebäuden tendenziell zu einer Glättung der Lastprofile führt. Somit treten auf Quartiersebene weniger, und in Relation zur Erzeugungsleistung geringere, Lastspitzen auf, wodurch die verfügbaren EE besser genutzt werden können. Bei dem Vergleich zwischen den Szenarien 1 und 2 ist festzustellen, dass in Kombination mit nur PV die Quartiersbilanzierung gegenüber der Gebäudebilanzierung etwa die gleiche zusätzliche PE-Einsparung bewirkt (ca. 5%), wie eine Einzelgebäudebetrachtung mit zusätzlichem EMS. In Kombination mit Windenergie und PV (Szenarien 4 und 5) ist der Vorteil der quartiersweiten Bilanzierung mit zusätzlichen 10% PE-Einsparung deutlich höher, als die zusätzliche Einsparung von knapp 4% durch ein ergänztes EMS in der Gebäudebilanz. Dies ist auf die Vergleichsmäßigung der EE-Erzeugungsleistung gegenüber nur PV-Erzeugung zurückzuführen, die durch die Kombination aus Windkraft und halbiertes

PV-Leistung erreicht wird und zu einer besseren Bedarfsdeckung führt. Szenario 3 und 6 zeigen, dass die Nutzung eines Batteriespeichers die PE-Einsparungen beider Bilanzräume angleicht. Folglich hat ein Batteriespeicher bei weniger glatten Lastprofilen ein höheres Ausgleichspotential.

Beim Vergleich der Quartiersbilanzen der Szenarien 3 und 4 ist zu erkennen, dass die Berücksichtigung von Windenergie (1,4 kW) mit PV (2,1 kWp) im Quartier identische PE-Einsparungsgewinne bewirkt wie die Nutzung von nur PV (4,2 kWp) mit zusätzlichem Batteriespeicher. Szenario 6 und 7 sind von der Anlagentechnik komplett identisch, allerdings wird das EMS, welches in Szenario 6 dezentral auf Gebäudeebene angewendet wird, in Szenario 7 quartiersweit verwendet. Es wird in der Regelung folglich die quartiersweite EE-Erzeugung betrachtet und die WP ebenfalls so betrieben, dass ein möglichst hoher Anteil an EE zur Wärmebereitstellung genutzt wird. Die Batteriespeicher werden so betrieben, dass sie am Ortsnetztransformator für einen maximalen Leistungsausgleich sorgen. In der Quartiersbilanzierung ist zu erkennen, dass durch die Zentralisierung des EMS eine weitere PE-Einsparung von etwa 4% erreicht wird. Bezogen auf die Gebäudebilanzierung verringert sich, wie zu erwarten, die PE-Einsparung durch das zentrale EMS, da in der Steuerung EE-Leistungen berücksichtigt werden, die im einzelnen Gebäude nicht vorhanden sind. Auf Gebäudeebene ist das dezentrale EMS die sinnvollere Regelstrategie.

Insgesamt wird deutlich, dass es effizienter ist den PE-Bedarf über größere Bilanzkreise zu minimieren, da die Bedarfsprofile so deutlich geglättet und Lastspitzen reduziert werden. Die Bedarfsdeckung durch EE wird dadurch begünstigt. Darüber hinaus ist anzumerken, dass je mehr Maßnahmen zur Lastverschiebung kombiniert werden, desto weniger wirkungsvoll wird jede einzelne Maßnahme. Da die elektrische Haushaltslast in der Regel den größten Anteil des Gesamtstrombedarfs ausmacht, bewirken Maßnahmen, die diesen ebenfalls in die Lastverschiebung bzw. EE-Deckung mit einbeziehen, die größten Primärenergieeinsparungen.

FAZIT: Zusammenfassend ist festzuhalten, dass im betrachteten Quartier mit invertergeregelten WP bei einem EE-Erzeugungs-Verbrauchsverhältnis von 1:1, durch die alleinige Nutzung von PV PE-Einsparung im Gesamtquartiersstrombedarf von etwa 38% erreicht werden. Ein EMS kann diese auf etwa 42% steigern. Durch die Halbierung der PV-Erzeugung und die Ergänzung durch Windenergie werden bereits ohne EMS PE-Einsparungen im Gesamtstrombedarf von 61% erreicht. Werden zusätzlich Batteriespeicher (6,3 kWh/Gebäude) und ein quartierszentrales EMS verwendet, liegt die PE-Einsparung im Quartier bei 82%.

4 Welche Anforderungen stellen erneuerbar betriebene Wärmepumpenquartiere an die elektrischen Verteilnetze?

4.1 Einleitung

Die Verteilnetzplanung steht angesichts zunehmend elektrifizierter Haushalte vor neuen Herausforderungen. Neben den klassischen elektrischen Verbrauchern werden vor allem in Einfamilienhaussiedlungen immer häufiger elektrische Wärmepumpen, PV-Anlagen und Wallboxen für Elektrofahrzeuge verbaut. Dadurch ändern sich nicht nur die installierten Hausanschlussleistungen, sondern auch die zeitlichen Verläufe der Verbrauchsleistung. Im Folgenden werden verschiedene Aspekte der Netzplanung und Netzauslastung von Wärmepumpenquartieren untersucht. Die Netzplanung wird sehr individuell von den Netzbetreibern vorgenommen, weswegen hier lediglich Anregungen gegeben werden.

4.2 Grundlagen der Simulationen

Zur Analyse der Lastprofile und der Gleichzeitigkeitsgrade werden die im Rahmen des Projekts aufgezeichneten Messdaten der elektrischen Leistungen in den beiden Quartieren herangezogen sowie die in Kapitel 3.7 beschriebenen Ergebnisse der Simulationsszenarien. Für das Quartier Ohrberg liegen Messdaten von 40 Haushalten von Anfang Mai 2018 bis Ende Mai 2019 vor. Nicht betrachtet werden Haushalte mit PV-Anlagen (3 Haushalte), deren PV-Leistung nicht separat von der Haushaltslast gemessen wurde, und Haushalte mit einer großen Anzahl von Messfehlern (6 Haushalte). Im Quartier Hügelschart wurden die Leistung am Netzanschlusspunkt und die Leistung der Wärmepumpe für neun Haushalte über einen Zeitraum von Mitte März 2019 bis Mitte April 2020 ausgewertet. Sechs dieser Messungen eignen sich für die Auswertung der Leistung am Netzanschlusspunkt, sieben für die Auswertung der Wärmepumpen-Leistung.

Es werden außerdem die Simulationsszenarien 1, 2 und 7 aus Kapitel 3.7 analysiert. Szenario 1 umfasst wärmebedarfsgeführte Wärmepumpen in einem mit Solarenergie versorgten Quartier, im Folgenden „Wärmebedarf“ genannt. In Szenario 2 werden diese Wärmepumpen nach der verfügbaren PV-Leistung dezentral auf Gebäudeebene gesteuert, im Folgenden „dezentral PV“ genannt. In Szenario werden PV-, Windenergieanlagen und Batteriespeicher mit einem auf Quartiersebene zentral koordiniertem Energiemanagement modelliert, nachfolgend „zentral EE“ genannt. Anhand des Simulationsmodells wird außerdem die Netzauslastung für verschiedene Extremszenarien und für verschiedene Netztopologien untersucht, die im weiteren Verlauf näher erläutert werden.

4.3 Standardlastprofile

Standardlastprofile werden von Energieversorgern genutzt, um den zeitlichen Verlauf der Bezugsleistung der von Ihnen belieferten Kunden zu prognostizieren.

4.3.1 Haushalt

Der Verband der Elektrizitätswirtschaft e.V. (VDEW, heute BDEW) hat 1999 repräsentative Lastprofile herausgegeben (sogenannte Standardlastprofile, SLP). Datengrundlage bilden rund 1200 Einzelkunden-Lastgänge verschiedener Energieversorgungsunternehmen. Die Lastgänge werden in elf Kundengruppen eingeteilt: eine Haushaltskundengruppe, sieben Gewerbekundengruppen und drei Landwirtschafts-Kundengruppen. Die Standardlastprofile sind auf einen Jahresverbrauch von 1000 kWh/a normiert und in Wochentag (Werktag, Samstag, Sonntag) und Jahreszeit (Winter, Sommer, Übergangszeit) unterteilt. Für das Standardlastprofil H0 (Haushalt) ergeben sich somit neun Zeitreihen mit je 96 Viertelstundenmittelwerten [11].

Die Messdaten des Haushaltslastbedarfs des Quartiers Ohrberg wurden aufbereitet, sodass ebenfalls viertelstündige normierte Lastprofile je Wochentag und Jahreszeit zur Verfügung stehen. Die Ergebnisse sind in Abbildung 16 zu sehen.

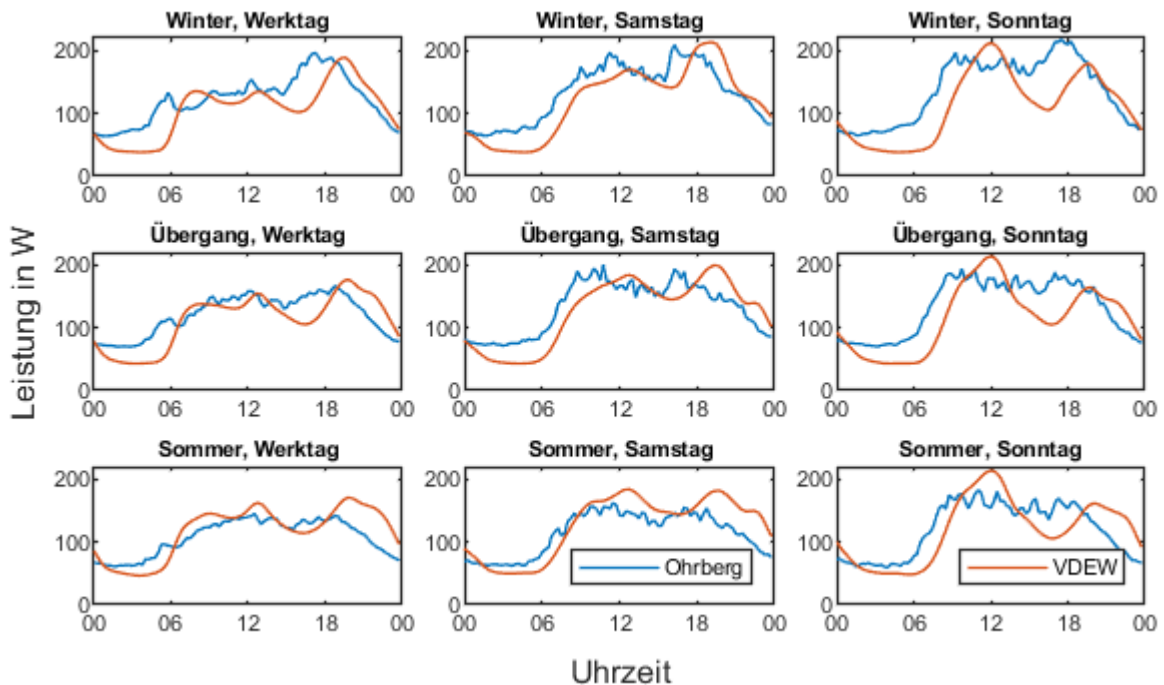


Abbildung 16: Standardlastprofile der Messungen im Ohrberg-Quartier (blau) und des VDEW (rot)

Die Lastprofile der Ohrberg-Messdaten zeigen im Winter insgesamt eine etwas höhere Leistung als die Standardlastprofile (Abbildung 16 erste Zeile). Auffällig ist, dass der qualitative Verlauf der gemessenen Lastprofile um etwa eine Stunde nach vorne verschoben ist. Außerdem ist die Grundlast der Messdaten höher und die Senke zwischen Mittags- und Abends-Peak ist weniger deutlich als bei den SLP.

In der Übergangszeit (Abbildung 16 zweite Zeile) ist die Leistung der gemessenen Lastprofile insgesamt ähnlich hoch wie die Leistung der Standardlastprofile. Ansonsten sind die gleichen Unterschiede wie bei den Winter-Lastprofilen auffällig: Die Grundlast der Messdaten ist höher, die Peaks sind weniger ausgeprägt und die Lastprofile sind zeitlich etwas nach vorne verschoben.

Im Sommer weisen die gemessenen Lastprofile der Ohrberg-Siedlung durchschnittlich eine etwas niedrigere Leistung auf als die Standardlastprofile (Abbildung 16 dritte Zeile). In den Messdaten sind keine Mittags- oder Abends-Peaks zu erkennen. Die Grundlast ist nur unwesentlich höher als bei den Standardlastprofilen. Die zeitliche Verschiebung der Lastprofile ist weniger auffällig als in den beiden anderen Jahreszeiten. Die Sommerzeit wurde bei der Berechnung der Lastprofile beachtet.

Der Verlauf der Haushaltslastprofile im untersuchten Quartier entspricht grundsätzlich den Standardlastprofilen. Falls im Betrieb von (Wärmepumpen)-Quartieren größere Abweichungen auftreten, müssen eventuell eigene Lastprofile ermittelt werden.

4.3.2 Wärmepumpe

Auch für den Leistungsbezug von Wärmepumpen werden Standardlastprofile erstellt. Das in [12] dargestellte Verfahren zur Erstellung von Lastprofilen für unterbrechbare Verbrauchseinrichtungen orientiert sich an den Standardlastprofilen des VDEW. Dieses Verfahren kann für

Elektrospeicherheizungen, Wärmepumpen, Elektrodirektheizungen und andere gesteuerte Elektro-Wärmegeräte angewendet werden. Aus Messungen der elektrischen Leistung von Wärmepumpen, des Jahresenergiebedarfs und der täglich gemittelten Außentemperatur wird ein temperaturabhängiges normiertes Lastprofil berechnet.

Die Bezugstemperatur wird üblicherweise vom Energieversorger festgelegt und beträgt im Weiteren Verlauf 17°C. Zusätzlich wird eine Begrenzungskonstante gesetzt. Die Begrenzungskonstante K ist 1, wenn auch oberhalb der Bezugstemperatur elektrische Leistung bezogen wird, z.B. bei Wärmepumpen zur Trinkwarmwasserbereitung. Bei reinen Heizungsanlagen wird $K = 0$ gesetzt. Zur Bestimmung der Wärmepumpenlastprofile werden die gemessenen Wetterdaten in Ohr genutzt. Für das Hügelschart-Quartier werden die Messdaten der Wetterstation Altomünster-Maisbrunn des Deutschen Wetterdiensts verwendet. Abbildung 17 zeigt die Lastprofile der Wärmepumpe ermittelt aus den Messdaten der Quartiere Ohrberg und Hügelschart im Vergleich zu vier Beispiellastprofilen von der Westfalen-Weser Netz GmbH und drei willkürlich gewählten Netzbetreibern für eine über den Tag gemittelte Außentemperatur von 0 °C, 10 °C und 17 °C oder wärmer. Der unruhige Verlauf der Lastprofile der Messungen ist auf die begrenzte Datengrundlage zurückzuführen (Ohrberg: Messungen von 31 Haushalten, Hügelschart: Messungen von 7 Haushalten).

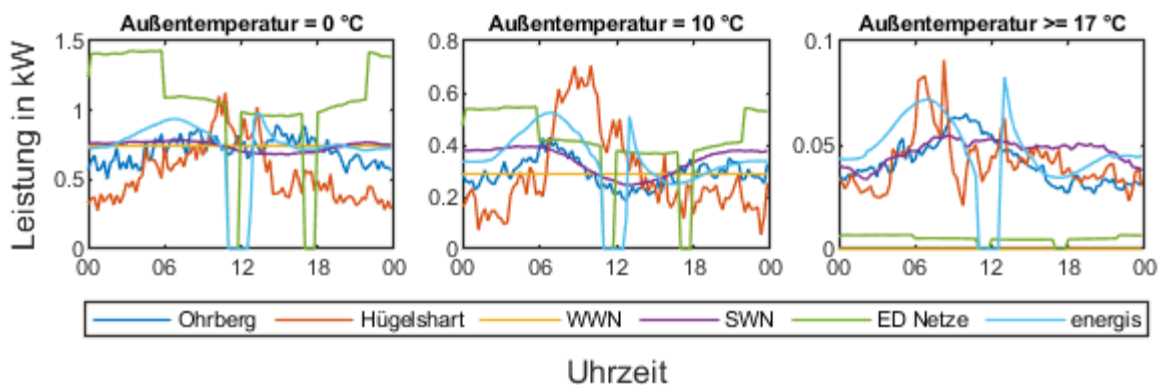


Abbildung 17: Lastprofile der Wärmepumpe der Messungen und vier ausgewählten Netzbetreibern

Bei einer Außentemperatur von 0°C (Abbildung 17 links) weisen die Lastprofile der Netzbetreiber ED-Netze und Energis Sperrzeiten in der Mittags- und Abendzeit auf. Die Lastprofile der WWN und der SWN nehmen einen (annähernd) konstanten Verlauf der Wärmepumpenleistung an. Das gemessene Lastprofil des Quartiers Ohrberg ist ebenfalls nahezu konstant. Das gemessene Lastprofil des Quartiers Hügelschart zeigt mittags ein Maximum, das in den anderen Lastprofilen nicht wiederzufinden ist und das auf die eigenverbrauchsoptimierte Betriebsweise der Wärmepumpen zurückzuführen ist. Bis auf das Lastprofil der ED-Netze weisen die Lastprofile einen vergleichbaren Tagesenergiebedarf auf.

In Abbildung 17 sind mittig die Lastprofile der Wärmepumpe für eine Tagesmitteltemperatur von 10°C dargestellt. Die gemessenen Lastprofile des Ohrberg-Quartiers haben große Ähnlichkeit mit den Lastprofilen des SWN und der energis (ohne Sperrzeiten). Die Hügelschart-Lastprofile weisen wieder einen Peak am Vormittag auf, den die anderen Lastprofile nicht verzeichnen.

Die tagesgemittelte Außentemperatur von 17°C gilt in den Berechnungen als Bezugstemperatur. Wird die Bezugskonstante K zu null gesetzt, ist das Lastprofil der Wärmepumpe für Außentemperaturen größer oder gleich 17°C ebenfalls null (siehe Lastprofil WWN). Bei den anderen Lastprofilen beträgt die Begrenzungskonstante $K = 1$, das bedeutet, dass davon ausgegangen wird, dass die Wärmepumpe auch bei höheren Außentemperaturen Leistung bezieht, z.B. für Kühlung oder

Trinkwarmwasserbereitung. Die gemessenen Lastprofile weisen einen ähnlichen Tagesenergiebedarf auf wie die Lastprofile der SWN und der energis. Das Lastprofil der ED Netze zeigt einen deutlichen niedrigeren Tagesenergiebedarf. Die Verläufe verhalten sich ähnlich wie bei anderen Außentemperaturen, wobei das Lastprofil der energis, ebenso wie das gemessene Lastprofil des Hügelschart-Quartiers, einen Peak am Vormittag aufweist, der auf die Trinkwarmwasserbereitung zurückzuführen ist. Im Quartier Ohrberg ist dieser Peak nicht ausgeprägt, da hier die Trinkwarmwasserbereitung im Wesentlichen über die Solarthermieanlagen und nicht die WP erfolgt.

Die gemessenen Lastprofile der Wärmepumpe werden außerdem mit den Simulationen des Quartiersmodells Ohrberg verglichen. Dabei werden die Szenarien *Wärmebedarf* (1) und *Dezentral PV* (2) und *Zentral EE* (7) der Simulation zum Vergleich herangezogen (siehe Kapitel 3.7). In Abbildung 18 sind die Lastprofile der Messungen (oben links) und die Lastprofile der Simulationen für eine Außentemperatur von 0°C dargestellt. Szenario *Wärmebedarf* und *Zentral EE* zeigen eine Leistungsspitze am Morgen, wohingegen in Szenario *dezentral PV* die Leistung während des gesamten Vormittags höher ist als in den verbleibenden Stunden des Tages. Hier sind zusätzlich eine höhere Leistung in den Mittagsstunden und eine deutliche Leistungsminderung in den Nachmittagsstunden für die Wärmepumpen mit fixer Leistung zu erkennen. In Szenario *Wärmebedarf* und *Zentral EE* zeigen sich kaum Unterschiede zwischen den invertergeregelten Wärmepumpen und den Wärmepumpen mit fixer Leistung. Die Lastprofile der Messungen zeigen im Vergleich keine Leistungsspitzen.

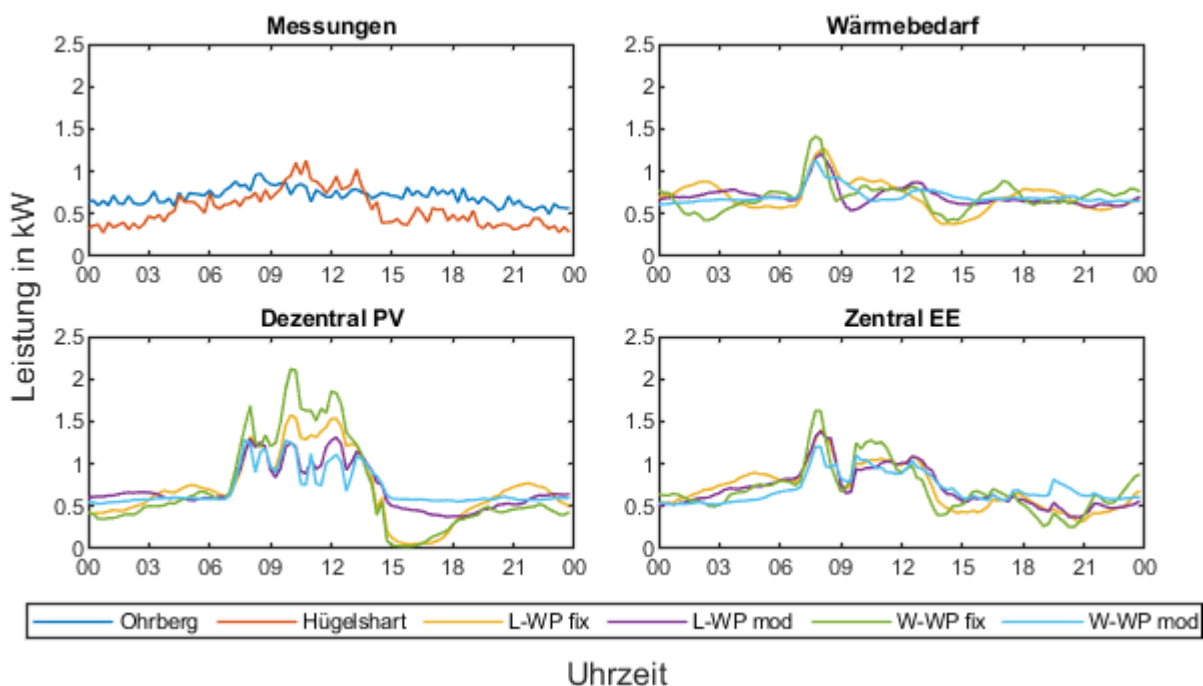


Abbildung 18: Tageslastprofile von Wärmepumpen. Vergleich der Messungen und der Simulation anhand der Lastprofile der Wärmepumpe für eine tagesgemittelte Außentemperatur von 0°C (L: Luft-Wasser-WP, W: Wasser-Wasser-WP, fix: fix-speed-WP, mod: invertergeregelte WP)

Abbildung 19 zeigt die Lastprofile der Messungen und der Simulationen der Wärmepumpe für eine über den Tag gemittelte Außentemperatur von 10 °C und 17 °C und mehr. Da der Leistungsbezug der verschiedenen Wärmepumpen innerhalb der Szenarien sehr ähnlich verläuft, wurde der Verlauf anhand der vier Wärmepumpenvarianten je Szenario gemittelt.

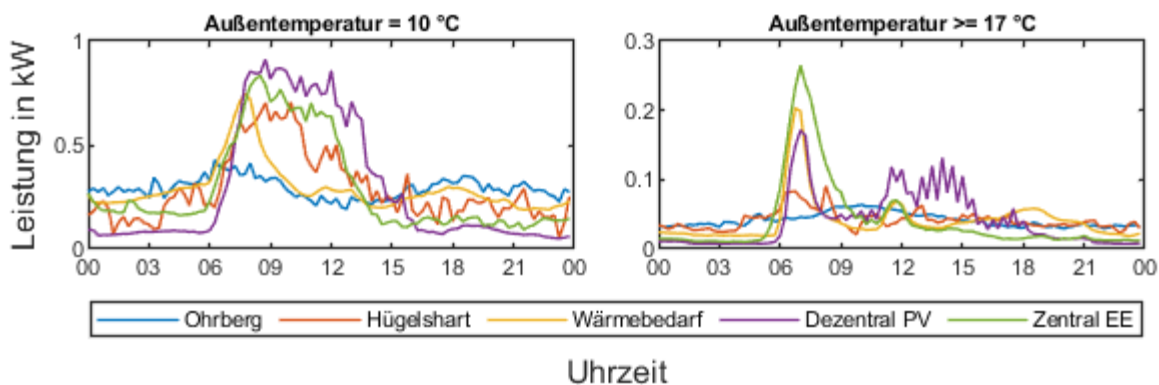


Abbildung 19: Tageslastprofile von Wärmepumpen. Vergleich der Messungen und der Simulation anhand der Lastprofile der Wärmepumpe für eine tagesgemittelte Außentemperatur von 10°C und 17°C und mehr

Bei einer Außentemperatur von 10 °C (Abbildung 19 links) zeigt das Lastprofil der Messungen im Quartier Hügelschart eine Leistungsspitze am Vormittag, die bei allen drei Szenarien der Simulation in ähnlicher Form zu sehen ist. Bei den wärmebedarfsgeführten Wärmepumpen in Szenario *Wärmebedarf* ist die Leistungsspitze schmäler als in Szenario *Dezentral PV* und *Zentral EE*, die Grundlast ist dagegen höher. Abbildung 19 rechts zeigt die Lastprofile der Wärmepumpe für eine Außentemperatur von 17 °C und mehr. Hier sind deutliche Leistungsspitzen in der Simulation zu erkennen, die in den Messungen der beiden Quartiere nicht zu erkennen sind. Die Grundlast ist in Szenario *Dezentral PV* und *Zentral EE* geringer als in den Messungen und im Szenario *Wärmebedarf*.

Wärmebedarfsgeführte Wärmepumpen weisen zu jeder Jahreszeit eine Leistungsspitze in den frühen Morgenstunden auf, wobei die Höhe der Leistung mit der Außentemperatur skaliert. Bei eigenverbrauchsgeführten Wärmepumpen verlängert sich die Spitze zu einem Plateau in den Mittagsstunden, um das Solarenergieangebot auszunutzen. Die Messungen zeigen, dass die Wärmepumpen in den beiden untersuchten Quartieren variabler angesteuert werden als in den Simulationen, wodurch sich ein gleichmäßigerer Verlauf der Lastprofile ergibt.

4.4 Gleichzeitigkeit

Der Gleichzeitigkeitsfaktor g gibt an, wie hoch die maximale Netzlast im Verhältnis zur Summe der maximalen Einzellasten der angeschlossenen Verbraucher ist⁷.

$$g = \frac{P_{max,Netz}}{\sum P_{max,HH}}$$

Der Gleichzeitigkeitsfaktor der gemessenen Haushaltslasten im Quartier Ohrberg beträgt 0,149. Die höchste Netzlast wurde am 23. Dezember 2018 gemessen. Wird die Leistung am Hausanschlusspunkt (Summe aus Haushaltslast und Wärmepumpenlast, inkl. PV-Einspeisung) betrachtet, beträgt die Gleichzeitigkeit 0,352. Hier tritt die höchste Netzlast am 25. Januar 2019 auf. Der Gleichzeitigkeitsfaktor der Leistung am Netzanschlusspunkt im Quartier Hügelschart beträgt 0,891, wobei die höchste Netzlast am 5. August 2019 auftritt. Zum gleichen Zeitpunkt beträgt die Gleichzeitigkeit der PV-Anlagen 0,989, da in diesem Quartier alle PV-Anlagen die gleiche Ausrichtung aufweisen. Verteilen sich die PV-Anlagen zu je ein Viertel auf östliche, südliche, westliche Ausrichtung und Flachdach, verringert sich der Gleichzeitigkeitsfaktor um ca. 5% (keine Verschattung oder technische Restriktionen berücksichtigt).

⁷ DIN VDE 0100-510:2014-10 Errichten von Niederspannungsanlagen

Abbildung 20 zeigt die Gleichzeitigkeitsfaktoren der Wärmepumpen der Messungen in den Quartieren Ohrberg und Hügelschart sowie der Simulationsszenarien *Wärmebedarf*, *Dezentral PV* und *Zentral EE* aus Kapitel 3.7. Der Gleichzeitigkeitsfaktor der Wärmepumpen im Ohrberg-Quartier beträgt 0,452. Die maximale Netzlast der Wärmepumpen tritt am 25. Januar 2019 auf. Zu diesem Zeitpunkt befanden sich die Wärmepumpen größtenteils aufgrund eines Ausfalls des kalten Nahwärmenetzes und geringen Außentemperatur von -2 °C im Tagesdurchschnitt im Heizstabbetrieb. Im Hügelschart-Quartier wird für die Wärmepumpen ein Gleichzeitigkeitsfaktor von 0,563 berechnet und diese Höchstlast wurde am 1. Januar 2020 gemessen. In den Simulationsszenarien für das Ohrberg-Quartier liegt der Gleichzeitigkeitsfaktor für alle Wärmepumpenvarianten über 0,8.

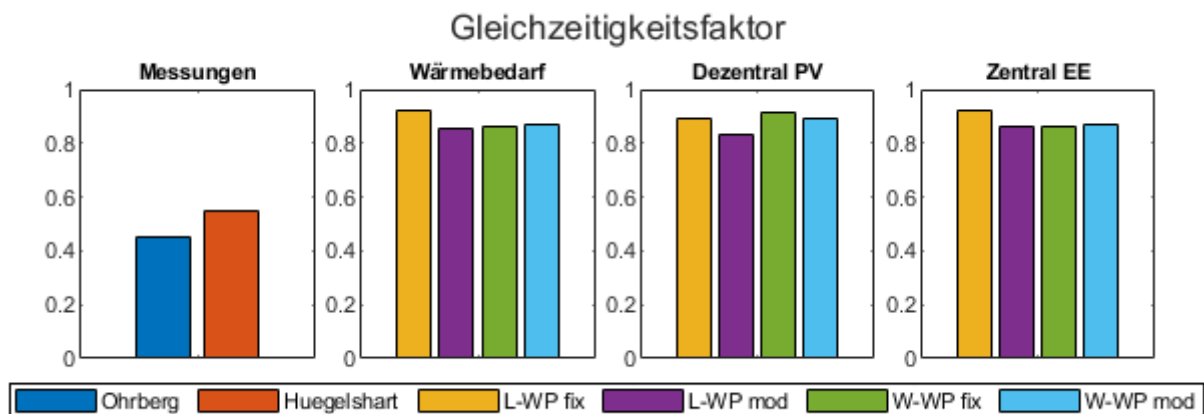


Abbildung 20: Gleichzeitigkeitsfaktor der Wärmepumpen der Messungen und Simulationen (L: Luft-Wasser-WP, W: Wasser-Wasser-WP, fix: fix-speed-WP, mod: invertergeregelte WP)

In der Simulation ist der Gleichzeitigkeitsfaktor von wärmebedarfs- und eigenverbrauchsgeführten Wärmepumpen gleich hoch. Die Messungen zeigen, dass eigenverbrauchsgeführte Wärmepumpen (Hügelschart) in Verbindung mit einer PV-Anlage einen höheren Gleichzeitigkeitsfaktor aufweisen, als wärmebedarfsgeführte Wärmepumpen (Ohrberg), jedoch weiterhin deutlich geringer als in der Simulation.

4.5 Netzauslastung

Die Verringerung des Primärenergiebedarfs in einem Quartier bedeutet meistens, dass Verbraucher elektrifiziert werden, die traditionell fossile Energiequellen nutzen (Heizung, Mobilität). Dieser Trend, im Zusammenhang mit dem vermehrten Ausbau von PV-Anlagen im privaten Bereich, führt zu höheren Belastungen in vorhandenen Niederspannungsnetzen. Im Folgenden werden diese Belastungen mithilfe des Quartiersmodells, das im Rahmen des Projekts erstellt wurde, anhand von Extremszenarien simuliert.

Die einphasige Lastflussberechnung im Quartiersmodell basiert auf dem Verfahren in [13] und nutzt den Newton-Raphson-Algorithmus. Als Bezugsknoten (Slack) wird der Ortsnetztransformator gewählt. An sämtlichen anderen Knoten werden Wirk- und Blindleistung vorgegeben (Lastknoten). Eingangsdaten der Lastflussberechnung sind die Leistungen an den Netzknoten sowie die Netztopologie. Als Ergebnis der Berechnung werden die Scheinleistungen sowie die Ströme und Spannungen an jedem Knoten ausgegeben. Die Grenzen der Spannungsabweichungen sind in der Norm DIN EN 50160 geregelt:

„Unter normalen Betriebsbedingungen:

- Müssen 95% der 10-Minuten-Mittelwerte des Effektivwerts der Versorgungsspannung jedes Wochenintervalls innerhalb des Bereichs $U_n \pm 10\%$ liegen, und
- Müssen alle 10-Minuten-Mittelwerte des Effektivwerts der Versorgungsspannung innerhalb des Bereichs $U_n + 10\% / -15\%$ liegen.“⁸

Der Strangstrom wird durch das verlegte Kabel begrenzt und der Ortsnetztransformator begrenzt die Scheinleistung, die mit dem übergelagerten Mittelspannungsnetz ausgetauscht wird.

Die Netzauslastung wird für vier Basisszenarien (im Folgenden mit B gekennzeichnet), zwei Simulationsszenarien mit unterschiedlichen Betriebsstrategien (im Folgenden *Wärmebedarf* bzw. *dezentral PV* gekennzeichnet) und drei Extremszenarien (im Folgenden mit E gekennzeichnet) berechnet. Die Basis-Szenarien stellen die Ist-Situation im Ohrberg-Quartier dar. Die Monate Juli (B1) und Januar (B2) wurden gewählt, da im Juli die höchste Einspeisung und im Januar die höchste Wärmelast gemessen wurde. In den Simulationsszenarien werden verschiedene Wärmepumpen (Luft-Wasser- und Wasser-Wasser-Wärmepumpe mit fixer und modulierender Leistung) untersucht. Szenario *Wärmebedarf* bildet eine wärmebedarfsgeführte Regelung der Wärmepumpen ab, in Szenario *dezentral PV* ist eine PV-eigenverbrauchsoptimierte Regelung implementiert. Bei beiden Szenarien liegen Simulationsdaten über ein Jahr vor. Diese Szenarien werden für das Ohrberg-Quartier untersucht, dessen Netztopologie in Abbildung 21 dargestellt ist. In den Extremszenarien werden Extremsituationen (sehr hohe Einspeisung im Juni, sehr hohe Last im Januar) anhand der Netztopologie im Ohrberg-Quartier und zweier Typnetze aus der Literatur untersucht.

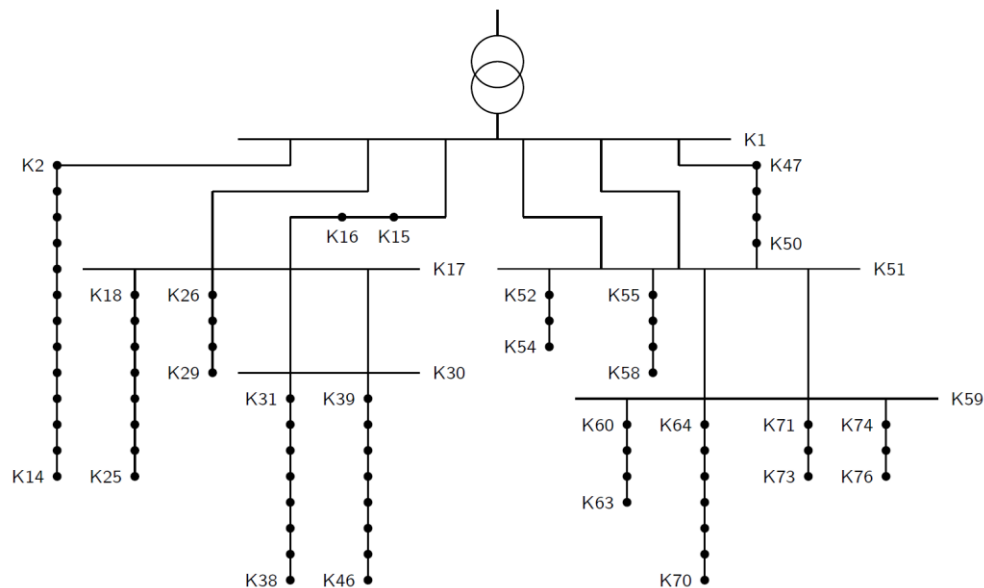


Abbildung 21: Netztopologie des Ohrberg-Quartiers

4.5.1 Ist-Situation

In den Basisszenarien B1 und B2 wird von einer konstanten Spannung am Ortsnetztransformator (ONT) ausgegangen, ebenso in den Simulations- und den Extrem-Szenarien. In den Szenarien B1T und B2T wird die Messung der Spannung am Ortsnetztransformator als Eingangsgröße (Spannung am Slack) für

⁸ DIN EN 50160:2011-02 Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen, Kapitel 4.2.2.2 Prüfverfahren

die Netzberechnung genutzt. Dadurch wird der Einfluss des überlagerten Mittelspannungsnetzes auf die Spannung im Niederspannungsnetz abgebildet.

In Abbildung 22 ist der Boxplot der Knotenspannungen an Knoten 46, an dem die höchsten Spannungsabweichungen im Netz verzeichnet werden, für verschiedene Szenarien dargestellt. Die Spannung am Ortsnetztransformator, die in den Szenarien B1T und B2T eingesetzt wird, ist jeweils in der Mitte der beiden Grafiken in Abbildung 22 dargestellt. Im Sommer (Abbildung 22 links) entspricht die maximale positive Spannungsabweichung im Niederspannungsnetz der Spannungsabweichung am Netzverknüpfungspunkt und die maximale negative Spannungsabweichung ist geringer als am Verknüpfungspunkt zum Mittelspannungsnetz. Im Winter (Abbildung 22 rechts) ist die maximale Spannungsabweichung, positiv wie negativ, höher wenn die variable ONT-Spannung berücksichtigt wird. Allerdings liegt die maximale Spannungsabweichung an Knoten 46 weiterhin unterhalb $\pm 5\%$.

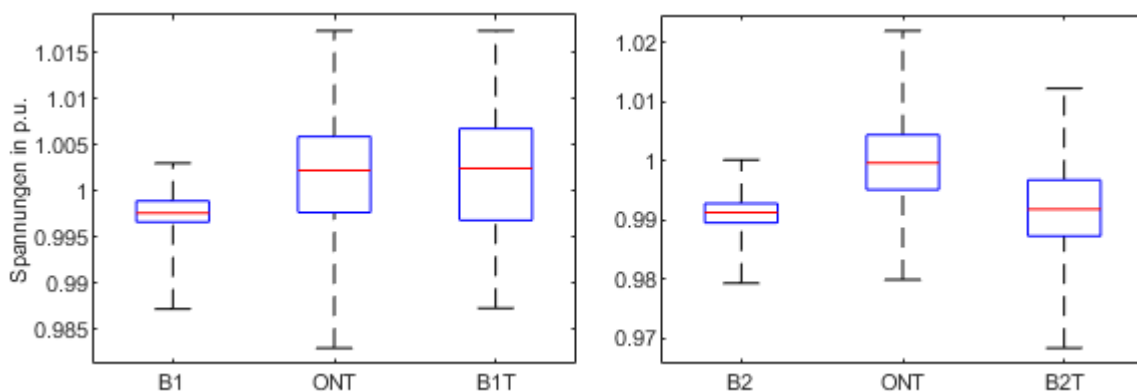


Abbildung 22: Boxplot der Knotenspannungen an Knoten 46 und am ONT im Ohrberg-Netz in Abhängigkeit vom Basis-Szenario

Der Einfluss des Netzzustandes des Mittelspannungsnetzes auf die Knotenspannungen im Niederspannungsnetz hängt vor allem davon ab, welche Erzeuger und Verbraucher im Mittelspannungsnetz angeschlossen sind. Dominieren in beiden Netzen die Verbraucher, wird sich die Spannungsabweichung addieren. Wenn in beiden Netzen die Erzeuger dominieren, hängt es von der Art der Erzeugung (Wind oder PV) und deren Gleichzeitigkeit ab. Eine einfache Art, diese Problematik zu umgehen, ist der Einsatz von regelbaren Ortsnetztransformatoren.

4.5.2 Auswirkungen des Wärmepumpentyps und -betriebs

Die Simulationsszenarien *Wärmebedarf* und *Dezentral PV* im Ohrberg-Quartier stellen die wärmebedarfs- und die PV-eigenverbrauchsoptimierte Regelung der Wärmepumpen dar. Die Simulation umfasst einen Zeitraum vom einem Jahr, sodass sowohl die Sommermonate mit hoher PV-Einspeisung (Spannungserhöhung an Strangenden), als auch die Wintermonate mit hoher elektrischer Last (Spannungsverringern an den Strangenden) berücksichtigt werden. Innerhalb dieser Szenarien wurde weiterhin der Wärmepumpen-Typ variiert: es wurden Luft-Wasser- und Wasser-Wasser-Wärmepumpen als fix-speed-WP (fix) und als invertierge-regelte WP (mod) untersucht.

In Abbildung 23 ist der Boxplot der Knotenspannungen an Knoten 46 für die verschiedenen Szenarien und Wärmepumpen-Typen dargestellt. Die maximale positive Spannungsabweichung an Knoten 46 (Knoten mit der höchsten Spannungsabweichung) ist abhängig von der PV-Einspeisung im Netz und variiert hinsichtlich Szenario und Wärmepumpen-Typ nicht. Die maximale negative Abweichung ist abhängig von der Leistung und der Gleichzeitigkeit der Wärmepumpen. Die invertierge-regelte Luft-Wasser-Wärmepumpe zeigt die maximale negative Abweichung, bei der Wasser-Wasser-

Wärmepumpe ist die maximale negative Abweichung am geringsten. Allerdings liegen die Spannungsabweichungen weiterhin im Rahmen von $\pm 4\%$.

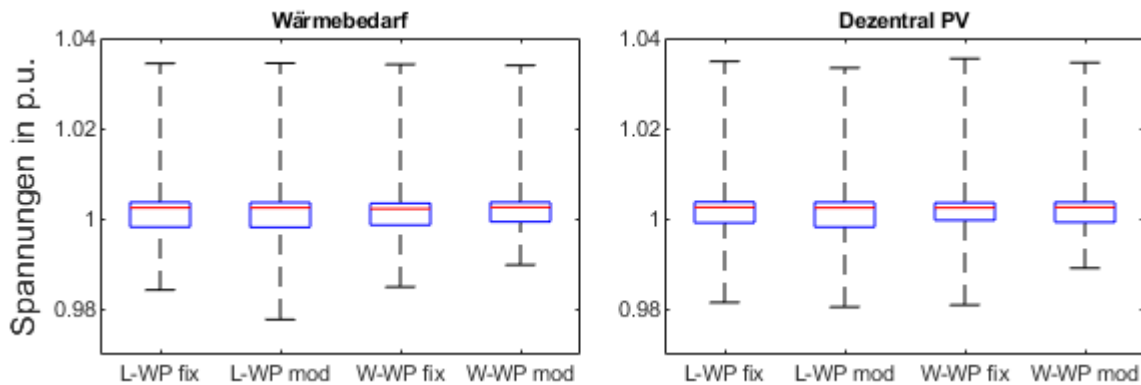


Abbildung 23: Boxplot der Knotenspannung an Knoten 46 im Ohrberg-Netz je Szenario und Wärmepumpen-Variation (L: Luft-Wasser-WP, W: Wasser-Wasser-WP, fix: fix-speed-WP, mod: invertorgeregelte WP)

Abbildung 24 links zeigt das über den gesamten Simulationszeitraum berechnete Maximum des Strangstroms im am stärksten betroffenen Strang des Netzes. Das Maximum liegt bei allen Szenarien bei ca. 100 A, wobei in Szenario *dezentral PV* die invertorgeregelten Wärmepumpen einen positiven Effekt auf den Strangstrom haben. Die Kabel sind auf einen maximalen Strom von 275 A ausgelegt. Dieser Grenzwert wird hier somit nicht annähernd erreicht.

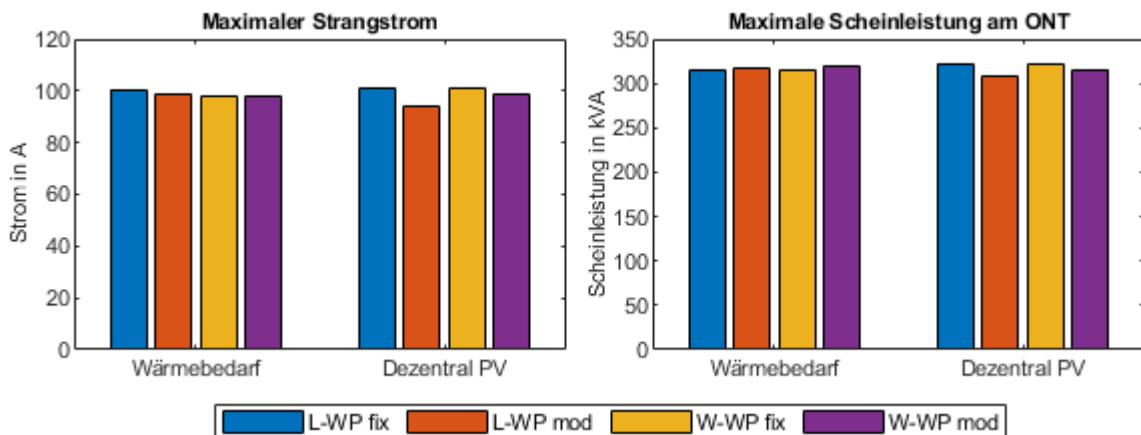


Abbildung 24: Maximum des größten Strangstroms im Simulationszeitraum im Ohrberg-Netz je Szenario und Wärmepumpen-Variation (L: Luft-Wasser-WP, W: Wasser-Wasser-WP, fix: fix-speed-WP, mod: invertorgeregelte WP)

In Abbildung 24 rechts ist das Maximum der Scheinleistung am Ortsnetztransformator innerhalb des Simulationszeitraums von einem Jahr dargestellt. Das Maximum liegt in jedem Szenario bei ca. 300 kVA. Der ONT weist eine Nennleistung von 400 kVA auf, sodass auch hier der Grenzwert nicht überschritten wird. In Szenario *dezentral PV* ist der gleiche positive Effekt der invertorgeregelten Wärmepumpen zu erkennen wie beim Strangstrom.

4.5.3 Zukünftige Extremsituationen und Einfluss der Netztopologie

Um zukünftige Extremsituationen in den Niederspannungsnetzen abzubilden, werden drei extreme Lastsituationen in den Quartieren herangezogen. Szenario E1 entspricht der höchsten Erzeugung, die im Juli 2018 auftrat. Szenario E2a und E2b stellen die höchste Last dar (Januar 2019) und unterscheiden sich in der Technologie der Wärmepumpe. Die Parameter der Extremszenarien sind in Tabelle 4 dargestellt.

Tabelle 4: Parameter der Extremszenarien zur Bewertung der Netzauslastung

	PV	E-Kfz	Gebäudetyp	Solar-thermie	TWW	Wärmepumpe	WP-Quelle
E1	100 %, 10 kWp	keine	Massivbau, 125 m ²	ja	-50 %	100 %, Typ 3	konstant
E2a	keine	100 %, 11 kW	Massivbau, 200 m ²	nein	Unverändert	100 %, Typ 4	Luft
E2b	keine	100 %, 11 kW	Massivbau, 200 m ²	nein	Unverändert	100 %, Typ 3	konstant

Es ist zu beachten, dass vor allem das Szenario E1 einen Worst Case darstellt, da alle PV-Anlage die gleiche Nennleistung und Ausrichtung aufweisen und keine Abregelung der Leistung vorgesehen ist⁹. Vor allem aus Netzsicht ist dies problematisch, da somit eine Gleichzeitigkeit von 1 in der Einspeisung vorausgesetzt wird. Dies ist in der Realität nicht der Fall, wodurch die Netzbelastung durch die PV-Anlagen geringer ausfällt.

Zur Beurteilung der Ergebnisse im Ohrberg-Quartier wird die Gesamtsimulation für zwei weitere Netztopologien durchgeführt. Nach [14] wird ein vorstädtisches Gebiet mit Ein- oder Zweifamilienhäusern und einem unverzweigten Netz gewählt. Das Netz weist 162 Haushalte verteilt auf sechs gleich lange Stränge auf und wird im Folgenden *Wellßow* genannt. Der Netzplan ist in Abbildung 25 dargestellt.

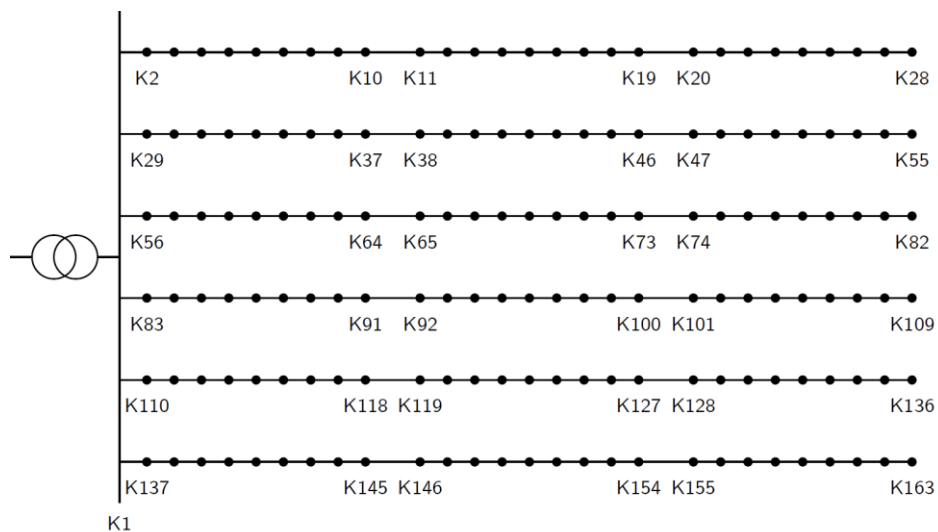


Abbildung 25: Netztopologie des Typnetzes Wellßow (niederdichte Ein- oder Zweifamilienhäusersiedlung, unverzweigtes Netz) nach [14]

Das Typnetz *Scheffler* entspricht einer niederdichten Ein- und Zweifamilienhaussiedlung [15]. Bei der Netztopologie handelt es sich um ein verzweigtes Netz, das für die folgende Simulation jedoch an den dafür vorgesehenen Kuppelstellen aufgetrennt wird. Das Typnetz weist somit neun unterschiedlich lange Stränge auf, an die insgesamt 168 Haushalte angeschlossen sind. Abbildung 26 zeigt den Netzplan des Typnetzes.

⁹ Begrenzung der maximalen Wirkleistungseinspeisung am Verknüpfungspunkt der Anlage mit dem Netz ist auf 70 Prozent der installierten Leistung begrenzt (§9 Satz 2 EEG)

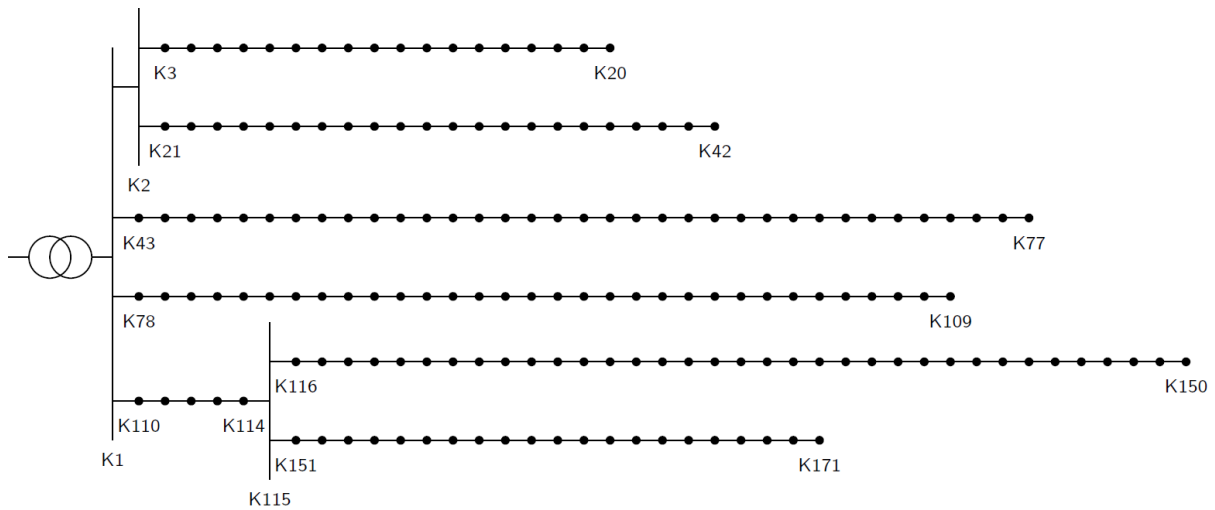


Abbildung 26: Netztopologie des Typnetzes Scheffler (Ein- und Zweifamilienhaussiedlung niedriger Dichte, verzweigtes Netz) nach [15]

In Tabelle 5 sind die netztopologischen Parameter der Typnetze und des Basisnetzes im Ohrberg-Quartier dargestellt. Die Stränge in den Typnetzen sind länger und weisen mehr Hausanschlusspunkte auf als im Ohrberg-Netz. Die Typnetze stellen somit eine für die Spannungsverteilung im Netz schlechtere Situation dar als die vorliegende Netzstruktur des Ohrberg-Quartiers. Kabeltyp und Transformatornennleistung sind in allen drei Netzen identisch.

Tabelle 5: Parameter der Typnetze

Typnetz	Anzahl HA	Anzahl Knoten	Stranglängen	Hausanschlüsse pro Strang	Abstand zwischen HA	Kabeltyp	Bemessungsleistung ONT
Ohrberg	71	76	43 bis 294 m	3 bis 13	16 m	NAYY 4x150	400 kVA
Wellßow [14]	162	163	452 m	27	16 m	NAYY 4x150	400 kVA
Scheffler [15]	168	171	96 bis 331 m	18 bis 35	15 m	NAYY 4x150	400 kVA

Die höchste Knotenspannungsabweichung hängt von der Länge des Strangs und von der Leistung der angeschlossenen Verbraucher ab. Im Ohrberg ist der am Knoten mit der höchsten Spannungsabweichung in allen Szenarien Knoten 46. Im Wellßow-Netz sind alle Stränge gleich lang, deswegen hängt die Belastung der Strangenden von der Haushaltslast, den Wärmepumpen und den Elektrofahrzeugen ab. Die PV-Einspeisung ist für alle Haushalte identisch. Im Sommer zeigt Knoten 28 die höchste Spannungsabweichung, im Winter Knoten 55. Im Typnetz Scheffler ist es Knoten 150, der die höchste Spannungsabweichung verzeichnet.

Abbildung 27 zeigt die Verteilung (Boxplot) der Knotenspannungen für die am stärksten von der Spannungsabweichung betroffenen Knoten je Szenario und Typnetz. Zusätzlich ist die Knotenspannung an Knoten 46 im Basisszenario B1 bzw. B2 dargestellt. In den Extremszenarien E1 und E2L im Typnetz Scheffler übersteigt die maximale Knotenspannungen den Grenzwert von $\pm 10\%$.

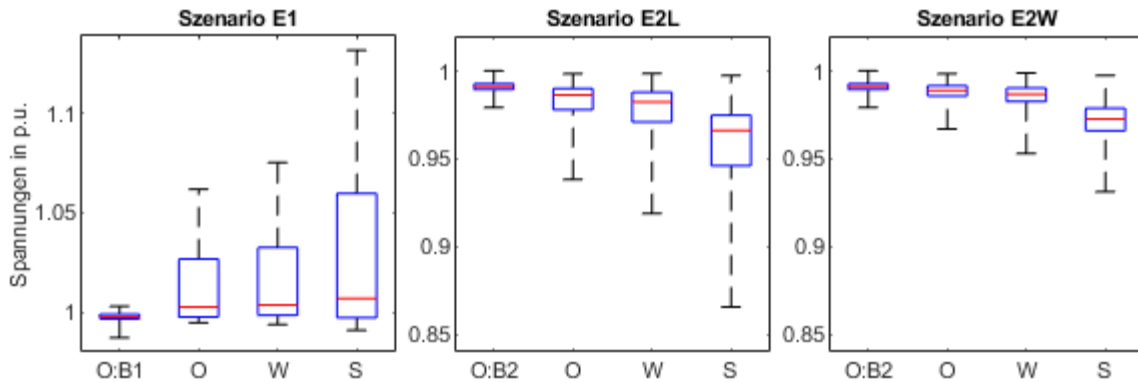


Abbildung 27: Verteilung (Boxplot) der zeitabhängigen Knotenspannungen des am stärksten betroffenen Knotens je Szenario und Typnetz (O: Ohrberg, W: Wellßow, S: Scheffler)

In Szenario E1 im Scheffler-Netz liegt der Anteil der 10-Minuten-Mittelwerte jedes Wochenintervalls der Knotenspannungen, der innerhalb der Grenze von $\pm 10\%$ liegen, bei 89,8%, 95,4%, 91,6% und 96,5% je Woche. Nur 93,6% der 10-Minuten-Mittelwerte liegen innerhalb von +10% und -15%. Beide Kennwerte, die in der DIN EN 50160 angegeben sind, werden somit verletzt. Im selben Typnetz in Szenario E2L liegt das Wochenmittel bei 93,7%, 94,4% und in zwei Wochen bei 100%. Alle 10-Minuten-Mittelwerte liegen im Intervall von +10% und -15%. Hier wird somit der erste Kennwert verletzt. Bei der Interpretation der Ergebnisse muss jedoch beachtet werden, dass es sich bei diesen Szenarien um worst-case-Betrachtungen handelt: In Szenario E1 weisen alle PV-Anlagen die gleiche installierte Leistung und Ausrichtung und keine Wirkleistungsbegrenzung auf. Auch die unterbrechbaren Verbraucher Wärmepumpe und Elektro-Auto-Ladung in den Szenarien E2L und E2W werden nicht anhand von Netzparametern begrenzt.

Neben den Spannungen sind auch die Ströme in den Kabeln und die Leistung am Ortsnetztransformator relevante Parameter der Netzauslastung. Abbildung 28 zeigt das Maximum des Betrags des Strangstroms im Netz für alle Typnetze und Extremszenarien. Die rote Linie gibt den Grenzstrom (275 A) der Kabel an. Der größte Strangstrom tritt jeweils am Anschluss an die Sammelschiene des ONT des Stranges mit den meisten Hausanschlüssen. Im Ohrberg-Netz sind die Stränge vergleichsweise kurz (zwischen 3 und 13 Anschlüsse pro Strang), sodass die Kabel zu keinem Zeitpunkt thermisch überlastet werden. In beiden Typnetzen und in allen drei Szenarien wird der Grenzwert jedoch überschritten. Das Scheffler-Typnetz weist einen sehr langen Strang mit 62 Hausanschlüssen auf, wodurch der Strangstrom dort sehr hoch wird. Im Wellßow-Netz sind die Strangströme geringer, da die Hausanschlüsse gleichmäßig auf die sechs Stränge verteilt sind.

Um einen Richtwert für den maximalen Strangstrom in Abhängigkeit von der Anzahl der Hausanschlüsse je Strang zu errechnen, wird der Strom je Strang durch die Anzahl Hausanschlüsse geteilt. Für das Extremszenario E1 nimmt dieser Richtwert Werte von 12,3 bis 15,9 A/HA unabhängig von Strang und Typnetz an. In Extremszenario E2L ergeben sich spezifische Strangströme von 11,4 bis 14,2 A/HA. Bei Wasser-Wärmepumpen (Extremszenario E2W) liegt der Richtwert deutlich niedriger, bei ca. 5,9 bis 7,4 A/HA. Um eine einheitliche Verteilung der Strangströme zu erreichen, sollten die Hausanschlüsse somit gleichmäßig auf die Stränge verteilt werden.

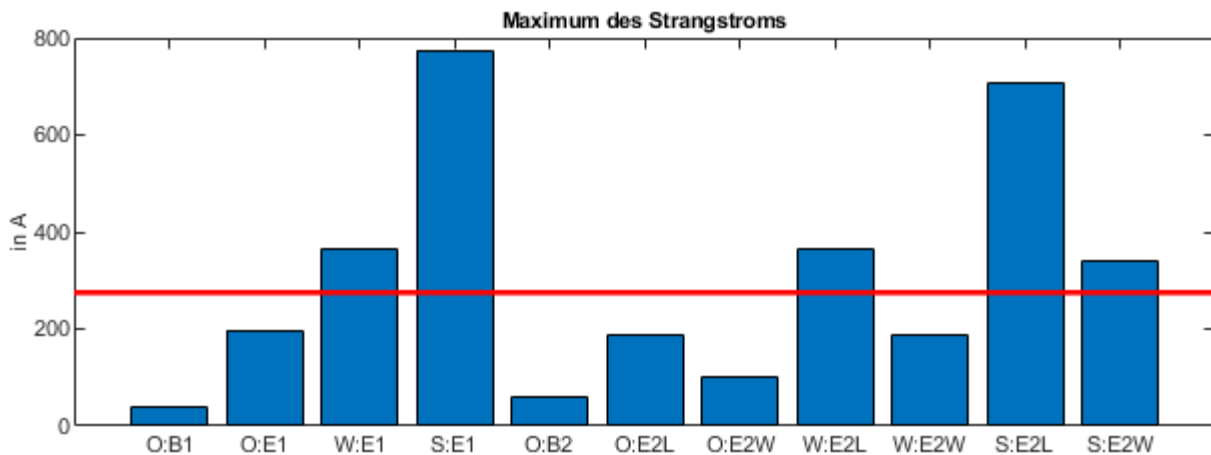


Abbildung 28: Maximum des Betrags des Strangstroms im Netz je Typnetz und Szenario (O: Ohrberg, W: Wellßow, S: Scheffler)

In Abbildung 29 ist das Maximum des Betrags der Scheinleistung am Ortsnetztransformator dargestellt. Der Ortsnetztransformator ist auf eine Nennleistung von 400 kVA ausgelegt (rote Linie im Diagramm). Die Scheinleistung hängt fast ausschließlich von der Anzahl der Haushalte ab, nur die Verluste (grün) werden durch die Netztopologie beeinflusst, skalieren jedoch auch mit der insgesamt im Netz umgesetzten Leistung. Die Messungen (M1 und M2) und die Basisszenarien (B1 und B2) zeigen keine Verletzung des Grenzwertes. Im Sommer-Extremszenario E1 steigt die Scheinleistung am ONT aufgrund der PV-Einspeisung (10 kWp je Gebäude, südliche Ausrichtung) im Quartier über den Grenzwert. Bei unterschiedlicher Ausrichtung der Anlagen (je ein Viertel nach Osten, Süden, Westen, Flachdach) verringert sich die Einspeiseleistung um 11%. Mit einer zusätzlichen Begrenzung der Einspeiseleistung auf 70% der Nennleistung nach §9 EEG würde die maximale Scheinleistung im Extremszenario E1 auf 427 kVA (Ohrberg), 1075 kVA (Wellßow) und 1114 kVA (Scheffler) fallen, wodurch der Transformator jedoch weiterhin überlastet werden würde.

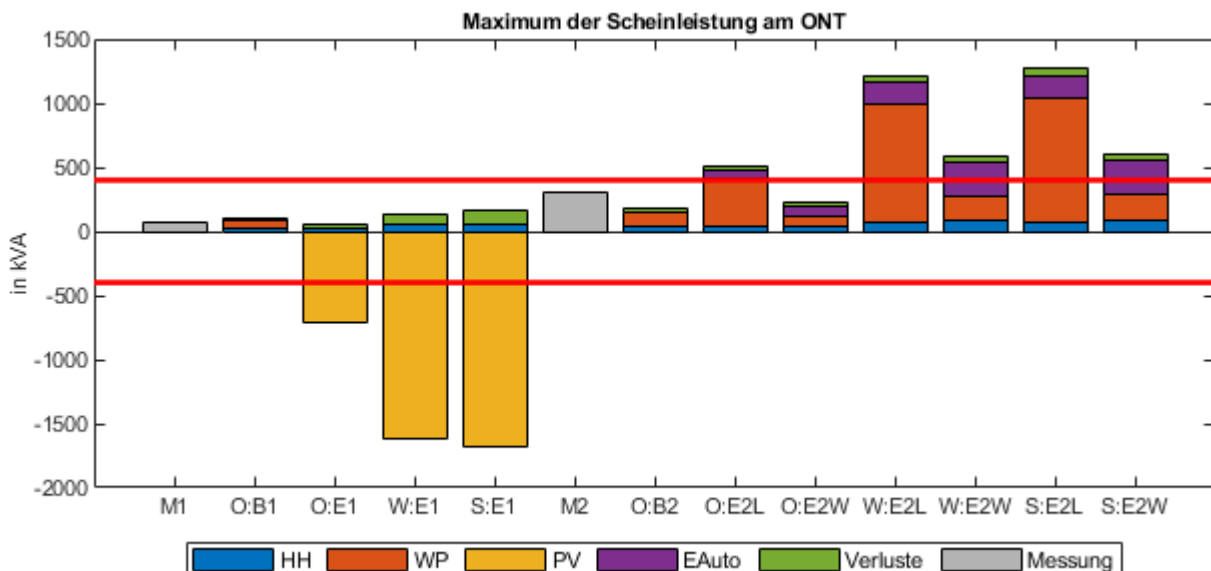


Abbildung 29: Maximum des Betrags der Scheinleistung am Ortsnetztransformator (positiv: Bezug, negativ: Rückspeisung) je Verursacher, Typnetz und Szenario (O: Ohrberg, W: Wellßow, S: Scheffler) (rot: Grenzwert des ONT)

In den Winter-Extremszenarien (E2L und E2W) weisen die Wärmepumpen und die Elektrofahrzeuge den größten Anteil an der Scheinleistung im Quartier auf. Die Luft-Wärmepumpen schalten bei einer Temperatur unter 0°C in den Heizstabbetrieb, wodurch die Leistungsaufnahme auf 6 kW bzw. teilweise

12 kW steigt. Die Bezugsleistung der Wasser-Wärmepumpen ist deutlich geringer. Die Ladeleistung der Elektrofahrzeuge ist mit 11 kW für den Hausbetrieb vergleichsweise hoch angesetzt.

Die maximale Bezugsleistung in den Winter-Szenarien ist insgesamt geringer als die maximale Einspeiseleistung im Sommer-Szenario (E1), sodass der Ortsnetztransformator bei einem Durchdringungsgrad von 100% aller elektrischen Komponenten auf die erwartete PV-Einspeiseleistung ausgelegt werden sollte. Die spezifische Scheinleistung in den Sommerszenarien liegt zwischen 9,1 und 9,3 kVA/HA bei einer PV-Anlage mit 10 kWp. Bei einer Luft-Wärmepumpe (4,24 kW_{el} mit 6 kW_{el} Heizstab) und einer Ladestation für Elektrofahrzeuge mit 11 kW liegt der Richtwert in Extremszenario E2L zwischen 7,1 und 7,6 kVA/HA. In Extremszenario E2W nimmt der Richtwert Werte zwischen 3,2 und 3,6 kVA/HA an.

4.5.4 Einfluss des Heizstabbetriebs

Luft-Wärmepumpen schalten bei kälteren Außentemperaturen automatisch in den Heizstabbetrieb, um die Deckung des Wärmebedarfs garantieren zu können. Dieses Verhalten wirkt sich auf die Netzbelastung aus, da der Heizstab eine höhere Anschlussleistung aufweist als die Wärmepumpe. Das Extremszenario E2L (Bivalenzpunkt: 0 °C) wird für einen Bivalenzpunkt von -10 °C für das Ohrberg-Quartier erneut berechnet, um den Einfluss des Bivalenzpunktes abschätzen zu können. In Abbildung 30 ist die Verteilung der Knotenspannung am Knoten 46, der maximale Strangstrom sowie der maximale Scheinleistung am Ortsnetztransformator für beide Simulationen dargestellt. Alle drei Parameter sind bei einem Bivalenzpunkt von -10°C deutlich niedriger. Vor allem bei der Scheinleistung wird durch den geringeren Bivalenzpunkt die Grenzüberschreitung vermieden. Bei der Parametrierung des Bivalenzpunktes muss jedoch berücksichtigt werden, dass der Wärmebedarf des Gebäudes auch bei kalten Außentemperaturen gedeckt werden muss.

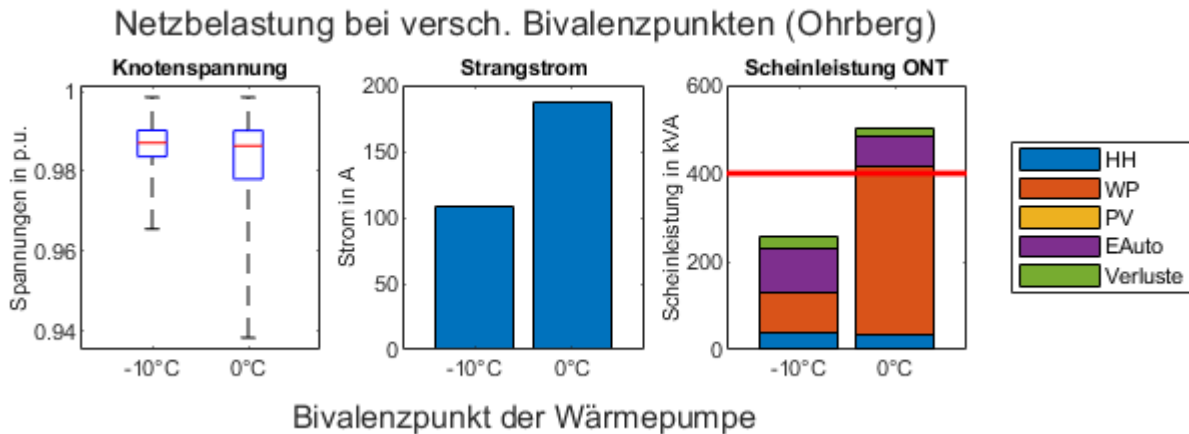


Abbildung 30: Verteilung (Boxplot) der Knotenspannung, maximaler Strangstrom und maximale Scheinleistung am Ortsnetztransformator für das Ohrberg-Netz in Abhängigkeit vom Bivalenzpunkt der Wärmepumpe

4.6 Unterbrechbare Verbrauchseinrichtung nach §14a EnWG

Wärmepumpen werden häufig als unterbrechbare Verbrauchseinrichtung nach §14a des EnWG angeschlossen, um von einem geringeren Wärmepumpen-Tarif durch die Reduzierung des Netzentgeltes zu profitieren:

„Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen haben denjenigen Lieferanten und Letztverbrauchern im Bereich der Niederspannung, mit denen sie Netznutzungsverträge abgeschlossen haben, ein reduziertes Netzentgelt zu berechnen, wenn mit ihnen im Gegenzug die netzdienliche Steuerung von

steuerbaren Verbrauchseinrichtungen, die über einen separaten Zählpunkt verfügen, vereinbart wird.“
(§14a Satz 1 EnWG¹⁰)

Ein Entwurf zur Reform dieses Paragraphen wurde im Dezember 2020 vom Bundeswirtschaftsministerium veröffentlicht. Die dort enthaltenen Änderungen stellten die Spitzenlastglättung mit steuerbaren Verbrauchseinrichtungen wie Wärmepumpen und Elektroautos in den Vordergrund. Der Entwurf sah vor, dass die Netzbetreiber die Anschlussleistung von Kunden mit Wärmepumpen oder Elektroautos bis zu zwei Stunden am Tag drosseln bzw. abschalten dürfen. Der Entwurf ist auf starke Kritik gestoßen und wurde im Januar 2021 wieder zurückgezogen. Es wird derzeit mehrheitlich davon ausgegangen, dass ein neuer Entwurf frühestens Ende 2021 veröffentlicht wird.

¹⁰ Energiewirtschaftsgesetz vom 7. Juli 2005 (BGBl. I S. 1970, 3621), das zuletzt durch Artikel 2 des Gesetzes vom 21. Dezember 2020 (BGBl. I S. 3138) geändert worden ist

5 Literaturverzeichnis

- [1] D. Günther, J. Wapler, R. Langner, S. Helmling, M. Miara, D. Firscher, D. Zimmermann, T. Wolf und B. Wille-Hausmann, „Abschlussbericht Wärmepumpen in Bestandsgebäuden - WPsmart im Bestand,“ Fraunhofer ISE, 2020.
- [2] Fraunhofer ISE, „Energy Charts - Jährlicher Anteil erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung in Deutschland im Jahr 2020,“ [Online]. Available: <https://energy-charts.de>. [Zugriff am 17.05.2020].
- [3] AG Energiebilanzen e.V., „Anwendungsbilanzen zur Energiebilanz Deutschland - Endenergieverbrauch nach Energieträgern und Anwendungszwecken 2009-2019,“ Berlin, 2020.
- [4] AG Energiebilanzen e.V., „Auswertungstabellen zur Energiebilanz Deutschland,“ 2019.
- [5] Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, „WP Monitor Feldmessung von Wärmepumpenanlagen,“ Freiburg, 2014.
- [6] S. Buffaa, M. Cozzinia, M. D’Antonia, M. Baratierib und R. Fedrizzia, „5th generation district heating and cooling systems: A review of existing cases in Europe,“ *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Nr. 104, pp. 504-522, 2019.
- [7] L. Toelle und J. Otto, „Qualitätssicherung mit Informations- und Beratungskampagne bei der Realisierung einer Solarsiedlung,“ ISFH, Emmerthal, 2002.
- [8] „Effizienzhaus-Plus-Siedlung,“ [Online]. Available: <https://www.effizienzhausplussiedlung.de>.
- [9] R. Dott, M. Haller, J. Ruschenburg, F. Ochs und J. Bony, The Reference Framework for System Simulations of the IEA SHC Task 44 / HPP Annex 38, Part B Buildings and Space Heat Load, Institut Energie am Bau, Fachhochschule Nordwestschweiz, 2013.
- [10] E. Schneider, T. Ohrdes, A.-K. Fries, M. Knoop, O. Bast und J. Behnisch, „Renewable-Energy-Driven Heat Pumps for Districts to Reduce Primary Energy Demand,“ in *EuroSun 2020*, 2020.
- [11] H. Meier, C. Fünfgeld, T. Adam und B. Schieferdecker, „Repräsentative VDEW-Lastprofile,“ Verband der Elektrizitätswirtschaft e.V., Frankfurt (Main), 1999.
- [12] T. Hartmann, T. Mühlhaus, H. Neumann, H. Reuter und H. Röschmann, „Lastprofile für unterbrechbare Verbrauchseinrichtungen,“ Verband der Netzbereiber VDN e.V. beim VDEW, Frankfurt (Main), 2003.
- [13] B. Oswald, „Berechnung stationärer und nichtstationärer Vorgänge mit Symmetrischen Komponenten und Raumzeigern,“ Springer Vieweg, Wiesbaden, 2013.
- [14] W. Wellßow, M. Ostermann, M. Arnold und M. Weisenstein, „Synthetische NS-Netzmodelle für wissenschaftliche Untersuchungen,“ Technische Universität Kaiserslautern, 2019.
- [15] J. Scheffler, „Bestimmung der maximal zulässigen Netzanschlussleistung photovoltaischer Energiewandlungsanlagen in Wohnsiedlungsgebieten,“ Chemnitz, 2002.

[16] I. Lütkehus, H. Salecker und K. Adlunger, „Potential der Windenergie an Land,“ Umweltbundesamt, Dessau-Roßlau, 2013.