

Power-to-Heat-Anlagen in Nahwärmenetzen zur Unterstützung der Elektrizitätsnetze

Stefan Roth, Steven Rink*, Henri Oliveras, Ralf Levacher

Stadtwerke Saarlouis GmbH, Holtzendorffer Str. 12, 66740 Saarlouis, Tel.: +49 6831 9596-529, E-Mail: srink@swsls.de, www.swsls.de

Kurzfassung: Überschüssige elektrische Energie muss im Rahmen des Ausbaus der erneuerbaren Energieerzeugungsanlagen effizient genutzt werden. Die Umwandlung in Wärme stellt einen Lösungsansatz für eine gesamtheitliche Energiewende dar. In Saarlouis wurde anhand einer Demonstratoranlage im Rahmen von Feldtests und begleitenden Simulationen das Potenzial von elektrischen Heizelementen in Nahwärmesystemen bei der Unterstützung des Netzbetriebs untersucht. Die Power-to-Heat-Technologie konnte neben der regionalen Systembalance zudem auf der lokalen Ebene wirken, da Spannungshüben durch gezielte Einschaltvorgänge direkt am Entstehungsort entgegengewirkt wurde.

Keywords: Power-to-Heat, P2H, PtH, Heizelemente, Nahwärmenetz, Nahwärmesystem, Spannungsqualität, Spannungsband, Netzqualität, Systembalance, Wärmewende, Spartenkopplung, Flexibilität, Smart-Grid

1 Problemstellung und Motivation

Mit zunehmendem Anteil der volatilen Energie aus Wind und Sonne wird die Bereitstellung der zuverlässigen Stromversorgung vor neue Herausforderungen gestellt. Durch den massiven Zubau von Photovoltaikanlagen kommt es in Niederspannungsnetzen immer häufiger vor, dass die aktuelle Einspeiseleistung den lokalen Verbrauch übersteigt. Besonders in den Sommermonaten entstehen um die Mittagszeit und am Nachmittag große Energieüberschüsse. Windkraftanlagen sorgen zu windstarken Zeiten ebenfalls oftmals für ein Überangebot an elektrischer Energie, wobei die Leistungsspitzen witterungsabhängig ganzjährig und tagsüber sowie in der Nacht auftreten können. Die aktuellen Entwicklungen und Prognosen verdeutlichen, dass Erzeugungsüberschüsse die Netzbetreiber zukünftig vor große Herausforderungen bei der Gewährleistung der Netzstabilität stellen werden und daher adäquate Lösungen für den Umgang mit überschüssigen Energiemengen gefunden werden müssen. [1]

Neben der Beeinträchtigung der Systembalance können witterungsabhängige Erzeugungsanlagen in Zeiten hoher Einspeisung an kritischen Stellen Verletzungen des zulässigen Spannungsbands verursachen (vgl. Abbildung 1). Der Netzbetreiber wird zukünftig vermehrt in der Pflicht stehen, hierzu geeignete Gegenmaßnahmen einzuleiten. [2] Die Kappung der Einspeiseleistung als Gegenmaßnahme ist dabei sowohl ökonomisch wie auch ökologisch nicht sinnvoll.

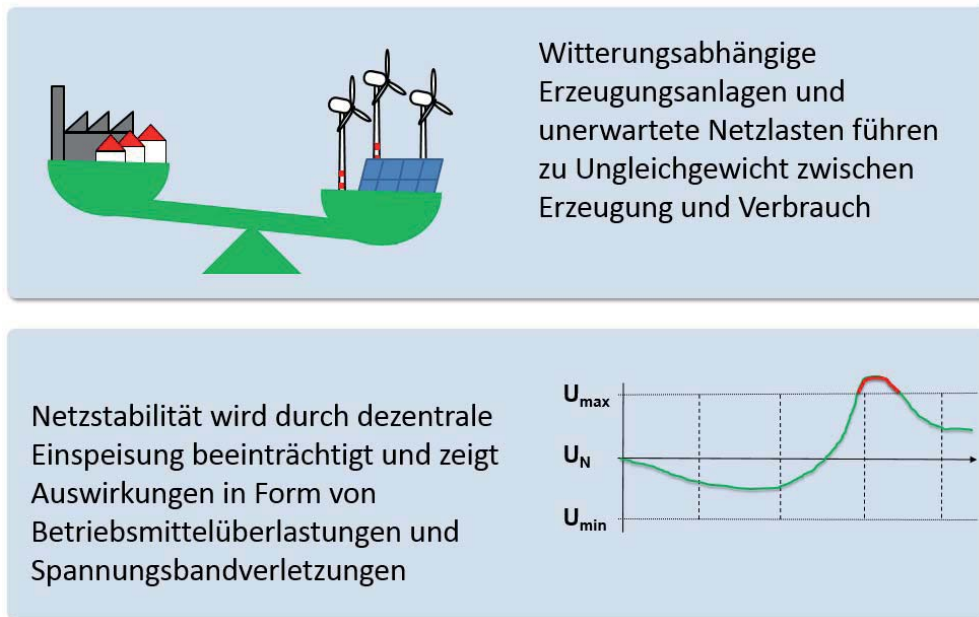
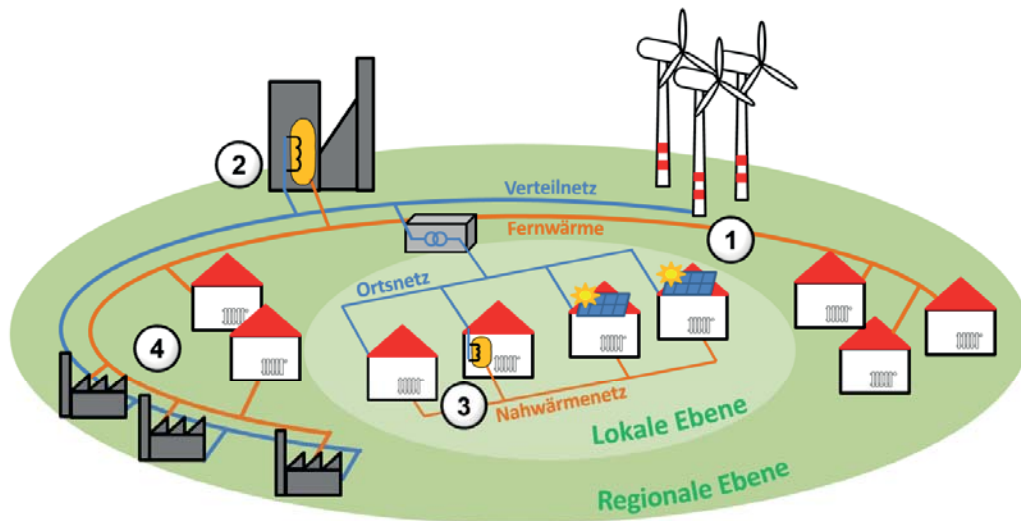


Abbildung 1: Herausforderungen für den Netzbetrieb durch volatile Einspeisung

Die Power-to-Heat-Technologie ermöglicht die effiziente Umwandlung von überschüssiger elektrischer Energie in Wärme. Dadurch kann die regionale Systembalance unterstützt werden, indem die ansonsten abgeregelte erneuerbare Energie dem Wärmesektor zugeführt wird. [3] Im Gegensatz zu großen Power-to-Heat-Anlagen in Fernwärmenetzen befinden sich Nahwärmenetze häufig direkt in der Nähe von dezentralen Erzeugungsanlagen (vgl. Abbildung 2). Daher kann neben der Systembalance auch die lokale Netzstabilität durch gezieltes Einschalten der elektrischen Heizelemente unterstützt werden, indem Spannungshüben und Betriebsmittelüberlastungen gezielt am Ort der Verursachung entgegengewirkt wird. Das kontrollierte Zuschalten elektrischer Heizelemente kann eine energieeffiziente Maßnahme darstellen, um Spannungsbandverletzungen lokal entgegenzuwirken. Wenn sich zeigt, dass der Einsatz von Zusatzheizungen maßgebliche Auswirkungen auf die Netzqualitätsparameter hat, so können durch den temporären Lastanstieg zusätzliche erneuerbare Erzeugungsanlagen in das Niederspannungsnetz integriert werden, ohne physikalische Netzausbaumaßnahmen durchführen zu müssen. Weiterhin wird mit der Power-to-Heat Technologie die Energiewende in ihrer Gesamtheit über alle Energieformen berücksichtigt. Der Einsatz von überschüssigem Strom zur Wärmeerzeugung stellt darüber hinaus eine effiziente und kostengünstige Möglichkeit zur Substituierung von fossilen Energieträgern dar und trägt somit zur Dekarbonisierung bei. [4]

Im Rahmen des Bundesforschungsprojekts „PolyEnergyNet“ wurde in Saarlouis eine Demonstratoranlage in einem Feldtestgebiet zur Untersuchung dieses Potenzials entwickelt und erprobt. [5]



- | | |
|---|---|
| ① Stromüberschüsse aus PV- und Windkraftanlagen | ③ Elektrische Heizelemente in den Speichern der Nahwärmenetze |
| ② Elektrische Heizelemente für die Versorgung des Fernwärmenetzes | ④ Nutzung als Prozess-, Brauch- und Heizwärme im Fern- und Nahwärmenetz |

Abbildung 2: Gegenüberstellung von Nahwärmenetzen auf der lokalen Ebene und Fernwärmenetzen auf der regionalen Ebene

2 Testaufbau und methodische Vorgehensweise

Im Testgebiet befindet sich ein Nahwärmenetz, das acht Wohngebäude mit jeweils vier Wohneinheiten über eine zentrale Gasheizung versorgt, die wiederum vom lokalen Gasnetz gespeist wird. Alle versorgten Gebäude verfügen über einen 300 Liter Warmwasserspeicher für das Trinkwasser. Diese Speicher sind über eine Flanschöffnung mit elektrischen Heizelementen mit 6 kW_{el} nachgerüstet worden (Abbildung 3).

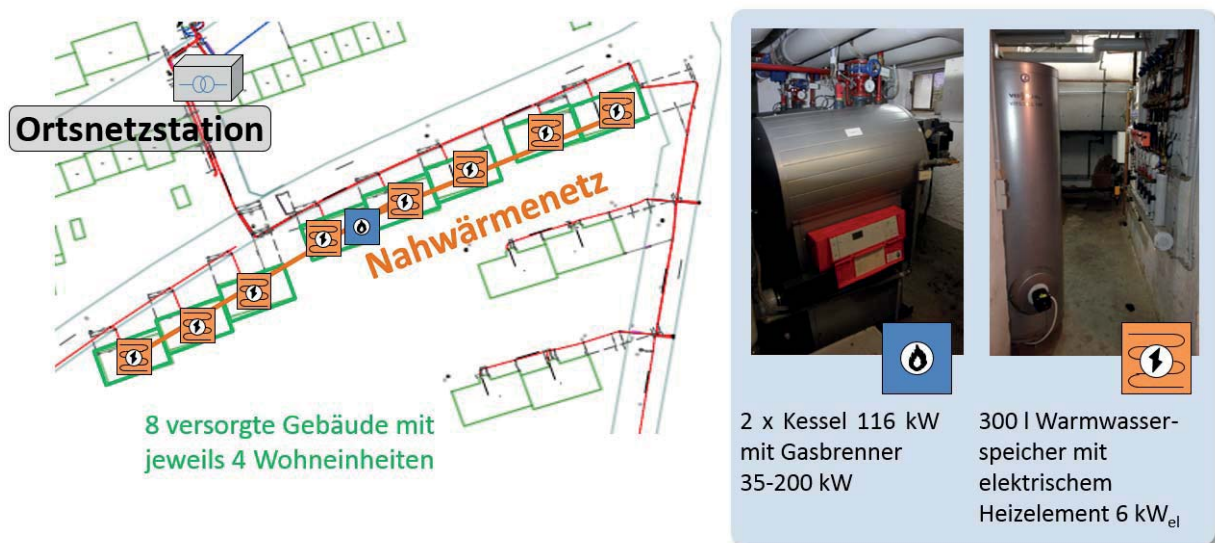


Abbildung 3: Power-to-Heat-Anlagen und zentraler Gasbrenner im Nahwärmesystem

Die Heizelemente ermöglichen es, die durch die lokalen Photovoltaikanlagen erzeugte, überschüssige elektrische Energie in Nutzwärme umzuwandeln und dem Nahwärmenetz zur Verfügung zu stellen. Die Zu- und Abschaltung erfolgt mittels Fernwirktechnik. Messsensorik in den Brauchwasserspeichern ermöglicht Erkenntnisse hinsichtlich der Wärmesenke zu unterschiedlichen Jahres- und Tageszeiten. Mittels Messtechnik in Ortsnetzstationen, Kabelverteiler und durch intelligente Messsysteme bei Anschlussnutzern, kann der Zustand des elektrischen Netzes vor, während und nach dem Power-to-Heat-Einsatz abgebildet werden (Abbildung 4).



Abbildung 4: Installierte Messtechnik in den Ortsnetzstationen – Messung mittels Kabelumbauwandlern im Zugang der Niederspannungshauptverteilung und an den einzelnen Abgängen sowie Kommunikationsanbindung (rechts)

Die verwendete Methode der Untersuchungen ist in Abbildung 5 dargestellt. Ausgehend von Recherchearbeit und Voruntersuchungen lassen sich erste Modelle bilden. Diese sollen anhand der Feldtestversuche präzisiert und evaluiert werden. Dabei werden zunächst die Photovoltaikleistung und der elektrische Energieverbrauch erfasst, um Überschüsse an elektrischer Energie zu erkennen. Zeigt die Wärmebedarfsmessung eine ausreichende Wärmesenke, können die elektrischen Heizelemente aktiviert werden. Die Messung der Netzqualitätsparameter vor und nach dem Einsatz der Energiewandlung lässt sich in der Studie auswerten und beschreiben. Mehrere Durchgänge in unterschiedlichen Netzsituationen, ergänzende Simulationen und Netzberechnungen lassen Zusammenhänge erkennen und ermöglichen es die im Vorfeld erstellten Modelle zu präzisieren. Dabei können die Modelle durch mehrere Testläufe sukzessive verbessert werden.

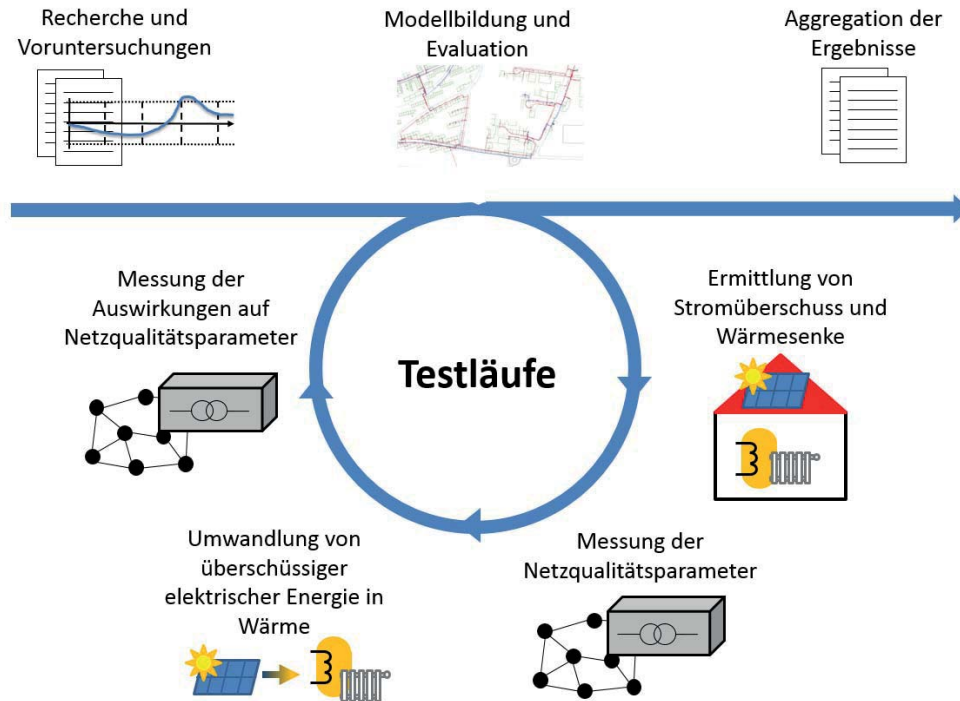


Abbildung 5: Darstellung der Methode der Untersuchungen

Durch die Modellierung und Simulation des Wärmenetzes in Modelica/Dymola soll zukünftig die zur Verfügung stehende Wärmesenke über die Zeit und damit die elektrische Leistung und Energie für Power-to-Heat Anlagen ermittelt werden.

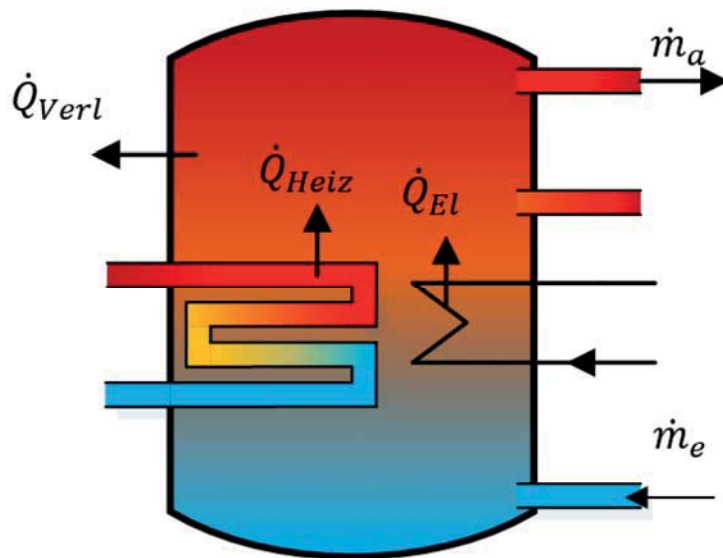


Abbildung 6: Wärmeströme eines Wärmespeichers im Nahwärmesystem

Abbildung 6 zeigt die thermodynamischen Wärmeströme innerhalb eines betrachteten Wasserspeichers. Die Energiebilanz lässt sich allgemein nach dem Ersten Hauptsatz der Thermodynamik für offene Systeme beschreiben [6]:

$$\frac{dU_i}{dt} = \sum \dot{Q}_i + \sum P_i + \sum_e \dot{m}_e \cdot \left(h_e + \frac{c_e^2}{2} + g \cdot z_e \right) - \sum_a \dot{m}_a \cdot \left(h_a + \frac{c_a^2}{2} + g \cdot z_a \right) \quad (2.1)$$

U_i Innere Energie

$\dot{Q}_i$ Wärmestrom über die Systemgrenze

P_i Arbeitsstrom über die Systemgrenze

Index e: Eingangsgrößen; a: Ausgangsgrößen

$\dot{m}$ Massenstrom

h spezifische Enthalpie

$0,5c^2$ Beitrag kinetische Energie, c : Strömungsgeschwindigkeit

$g \cdot z$ Beitrag potenzielle Energie, g : Erdbeschleunigung, z : Höhe über Bezugsniveau

Werden alle Parameter im Modelica/Dymola-Modell berücksichtigt sowie empirische Daten zur Wasserentnahme hinterlegt, lässt sich das System für verschiedenen Zeitpunkte berechnen sowie der Zustand prognostizieren. Um in einer ersten Näherung die technischen Parameter der Wasserspeicher zu berechnen, können verschiedene Vereinfachungen getroffen werden, wodurch beispielsweise das elektrisch zur Verfügung stehende Flexibilitätspotenzial bestimmt werden kann.

- Während der elektrischen Aufheizung findet keine Wasserentnahme statt
 $\rightarrow \dot{m}_e = 0, \dot{m}_a = 0$
- In Heizsystemen wird allgemein keine mechanische Arbeit in Form einer Energieumwandlung verrichtet $\rightarrow P_i = 0$

Durch die Anwendung der Vereinfachungen erhält man ein geschlossenes System, in dem kein Energietransport durch Massenströme verursacht wird. Die mögliche Betrachtung einer zusätzlichen Wasserentnahme während der Heizphase führt zu einer geringeren Erwärmung des Wassers, wodurch prinzipiell mehr Heizenergie zur Verfügung stehen würde. Auf Basis dieser Annahmen wird in jedem Fall die minimal zur Verfügung stehende elektrische Heizenergie berechnet.

Gleichung (2.1) ergibt sich nach Abbildung 6 nun zu:

$$\frac{dU_i}{dt} = \sum \dot{Q}_i = \dot{Q}_{Verl} + \dot{Q}_{Heiz} + \dot{Q}_{El} \quad (2.2)$$

Entsprechend den Herstellerangaben kann die Wärmeverlustenergie von ca. 1kWh/Tag in dieser Berechnung vernachlässigt werden. Zusätzlich wird im Einschaltzeitpunkt des elektrischen Heizstabs das Zulaufventil des Gasheizsystems geschlossen, wodurch keine Wärmezufuhr durch das konventionelle Heizsystem erfolgt ($\dot{Q}_{Heiz} \approx 0 \text{ W}$). Die Wärmekapazität eines einzelnen Wasserspeichers berechnet sich unter der Verwendung des Wirkungsgrads einer Power-to-Heat-Anlage von $\eta \approx 1$ folglich zu:

$$U_i = W_{el} = Q_{el} = c_W \cdot m \cdot \Delta\vartheta \quad (2.3)$$

Die spezifische Wärmekapazität c_W eines Stoffes wird in der Regel für einen bestimmten Druck und eine bestimmte Temperatur angegeben. Bei Wasser verhält sich die Wärmekapazität über den Bereich von 40-90 °C nahezu konstant. Aus diesem Grund wird mit dem konstanten Wert von $c_W = 4,185 \frac{\text{kJ}}{\text{kg} \cdot \text{K}}$ bzw. $4,185 \frac{\text{kJ}}{\text{l} \cdot \text{K}}$ ($\rho_{H2O} \approx 1 \frac{\text{kg}}{\text{l}}$) gerechnet. Umgerechnet auf die in der Elektrotechnik übliche Energieangabe in kWh ergibt sich:

$$c_W = 4,185 \frac{\text{kJ}}{\text{l} \cdot \text{K}} = 4,185 \cdot \frac{1}{3600} \frac{\text{kWh}}{\text{l} \cdot \text{K}} = 0,00116 \frac{\text{kWh}}{\text{l} \cdot \text{K}} \quad (2.4)$$

Um ein Liter Wasser mittels eines Heizelements um 1K zu erwärmen, wird demnach die Energiemenge von 0,00116kWh benötigt.

Das maximal nutzbare elektrische Potenzial kann nun auf Basis der Temperaturhysterese des Wasserspeichers ermittelt werden. Wärmespeicher für Brauchwasser werden in der Regel zwischen 45 – 70°C betrieben. Demzufolge beträgt die Energie pro 300l Wasserspeicher nach Gleichung (2.3):

$$W_{el} = 0,00116 \frac{kWh}{l \cdot K} \cdot 300 l \cdot 25 K = \mathbf{8,7 kWh} \quad (2.5)$$

Unter der Annahme eines linearen Temperaturanstiegs, können weitere Parameter wie die Zeit zum Anstieg um ein Grad t_{1K} als auch umgekehrt der Temperaturanstieg pro Minute $\frac{d\vartheta}{dt}$ grob abgeschätzt werden.

$$t_{1K} = 0,00116 \frac{kWh}{K \cdot l} \cdot \frac{300 l}{6 kW} = 0,058 \frac{h}{K} = 3,48 \frac{min}{K} \quad (2.6)$$

$$\frac{d\vartheta}{dt} = \frac{1}{t_{1K}} = 0,287 \frac{K}{min} \quad (2.7)$$

Werden die Power-to-Heat-Anlagen bei der minimalen Anfangstemperatur von 45 °C zugeschaltet, ist nach Gleichung (2.6) eine theoretische Einschaltdauer von 87 min möglich.

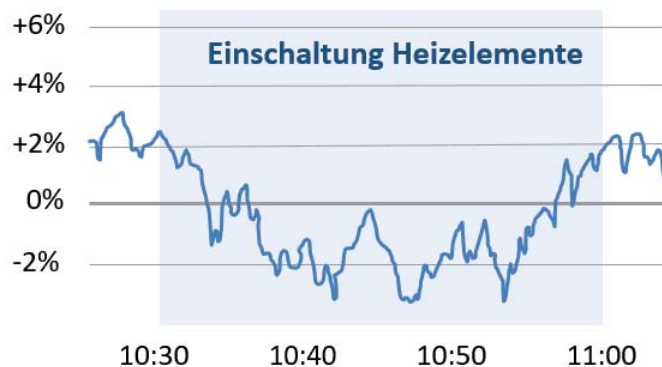
$$t_{max,P2H} = 3,48 \frac{min}{K} \cdot 25 K = 87 min \quad (2.8)$$

3 Unterstützung des lokalen Netzzustands

Die Power-to-Heat-Anlagen verhalten sich aus Netzsicht wie Verbraucher mit nahezu konstanter Impedanz. Um die Auswirkungen auf den Netzzustand beim Zu- bzw. Abschalten festzustellen, wie auch die Einflussparameter der Netzbetriebsmittel besser analysieren zu können wurden unterschiedliche Feldtestversuche durchgeführt. In Abbildung 7 sind die Messergebnisse eines exemplarischen Anwendungsfalls der Power-to-Heat-Anlagen an einem Sommertag mit hoher Einspeiseleistung durch Photovoltaikanlagen dargestellt. Das obere Diagramm zeigt den Spannungsverlauf einer Phase, gemessen am intelligenten Messsystem in der zentralen Wohneinheit des Nahwärmenetzes. Die Netzzrückwirkungen der Power-to-Heat-Anlagen sind deutlich zu erkennen. Rund sechs Prozent Spannungssenkung konnten durch Zuschaltung der Heizelemente im Testzeitraum erreicht werden. Die Temperaturverläufe der Speicherfühler sind im unteren Diagramm visualisiert. Die Brauchwasserspeicher hatten zu Beginn des Heizvorgangs unterschiedliche Temperaturen im Bereich von rund 50 °C bis 62 °C und dementsprechend unterschiedliche Endtemperaturen nach 30 Minuten elektrischer Beladung. Der Anstieg der Temperatur verläuft weitestgehend linear. Die Abweichungen ergeben sich durch Brauchwasserentnahmen durch die Anwohner sowie die Restheizwirkung des konventionellen Nahwärmesystems.

Spannungsverlauf an zentraler Wohneinheit

Abweichung von Nennspannung [%]



Temperaturverläufe der Speicherfühler

Temperatur[°C]

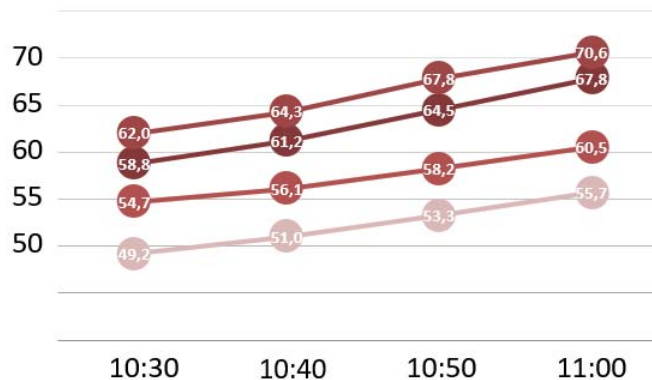


Abbildung 7: Elektrische und thermische Messergebnisse eines Testfalls

Die Aufzeichnung des Temperaturverlaufs des Brauchwasserspeichers über mehrere Tage gibt weiteren Aufschluss über das zur Verfügung stehende Flexibilitätspotenzial der Power-to-Heat-Anlagen. Abbildung 8 zeigt den exemplarischen Verlauf eines Übergangstags im Herbst. Wie deutlich zu erkennen ist, verläuft die Temperatur äußerst volatil im Intervall zwischen 47,5 °C und 55 °C. Direkt proportional zur Temperatur zeichnet sich das Flexibilitätspotenzial ab. Da die untere Hysteresentemperatur von 45 °C nicht erreicht wird, steht zu keinem Zeitpunkt das vollständige elektrische Potenzial von 8,7 kWh zur Verfügung. Wie die Messung verdeutlicht, müssen zuverlässige Prognosen zur erwartenden Speichertemperatur erstellt werden, um Power-to-Heat-Anlagen in ein Netzregelungskonzept oder einen Flexibilitätmarkt zu integrieren.

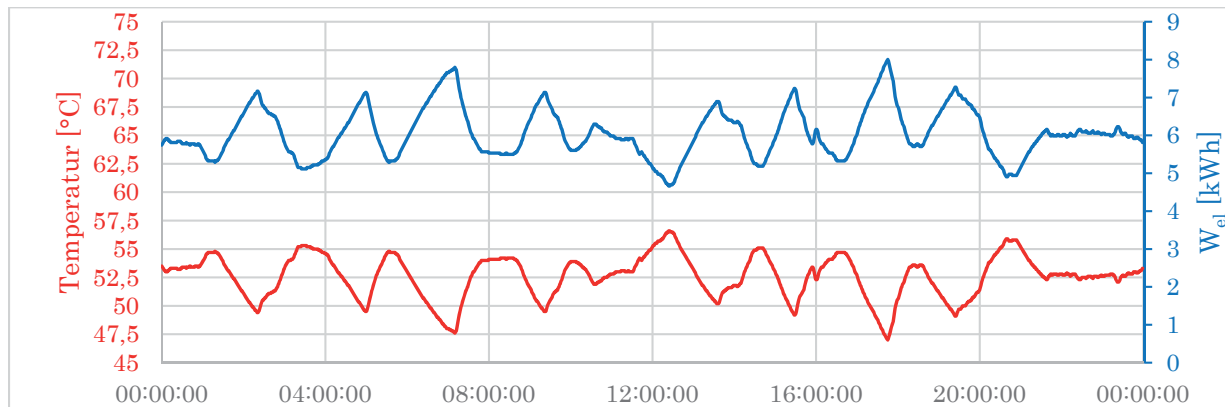
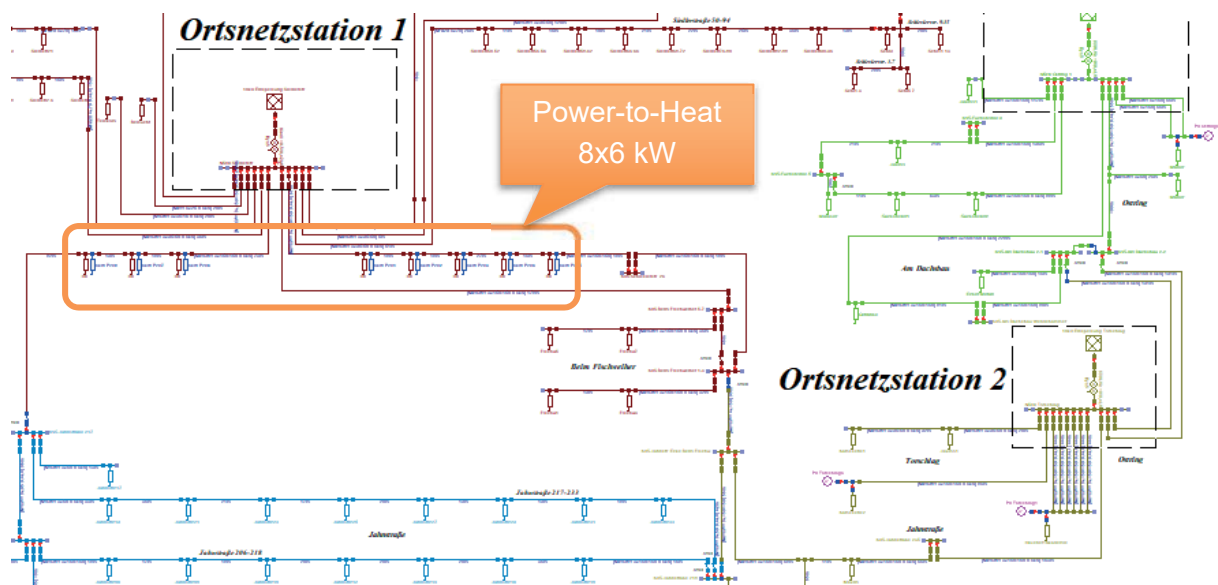
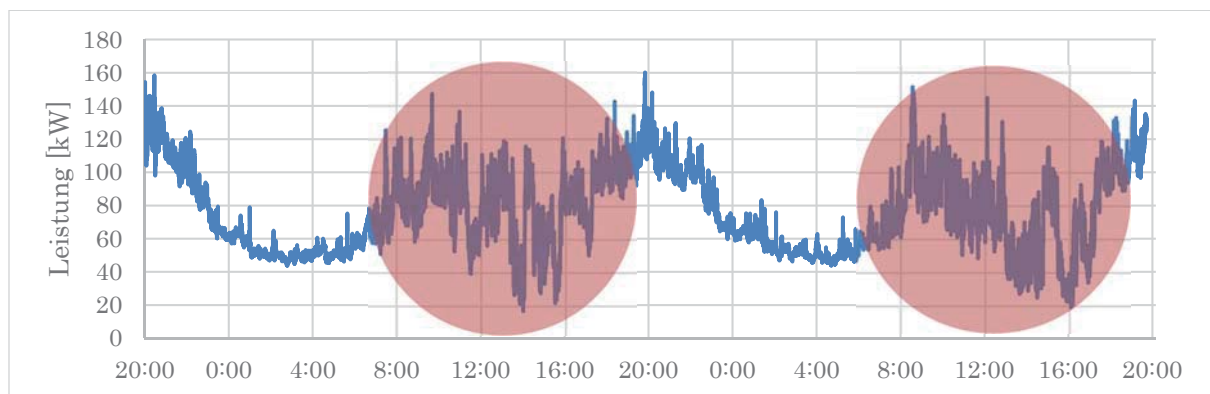


Abbildung 9 zeigt die elektrische Verortung der Power-to-Heat-Anlage in der Netztopologie. Je nach Schaltzustand des Niederspannungsnetzes ergeben sich unterschiedliche Einflüsse auf die Netzparameter wie Spannung und Strombelastung der Leitungen. Leitungsimpedanzen sowie die Kurzschlussleistung am Anschlussort der Anlage beeinflussen hierbei maßgebend den Betrag der Netzspannung.



Zuvor durchgeführte Lastflussberechnungen im Simulationsmodell ergaben erste Erkenntnisse über den Netzzustand nach Zuschalten der Power-to-Heat-Anlagen in verschiedenen Netzsituationen. Auf diese Weise konnte ausgeschlossen werden, dass durch das Zuschalten Leitungsüberlastungen auftreten, die die Versorgungssicherheit gefährden. Die Simulationsergebnisse zum obigen Anwendungsfall sind in Abbildung 10 dargestellt. Durch das Zuschalten wurde eine Spannungssenkung von in Summe 5,2 Prozent ermittelt, was in guter Näherung mit dem Feldtest übereinstimmt. Der Vergleich zwischen Simulation und Feldtest ermöglicht die weitere Präzision des Modells, sodass zukünftig die Erprobung weiterer bereits verfügbarer und noch nicht erschlossener Flexibilitäten möglich ist.

Weitere im Feldtestgebiet durchgeführte Messungen zeigen die Volatilität, die durch dezentrale Erzeugungsanlagen hervorgerufen wird. Exemplarisch ist in Abbildung 11 der Lastgang der Ortsnetzstation 1 illustriert.



Deutlich zu erkennen ist der relativ ausgewogene Lastgang zu Abend- und Nachtzeiten. Die volatile PV-Einspeisung sowie das Zu- und Abschalten von Verbrauchern durch die Anschlussnehmer führt über den Tag zu einem deutlich fluktuierenden Lastgang. Über den Tag verteilt kommt es zu Lastsprüngen von bis zu über 100 kW binnen Sekunden oder Minuten. Der weitere Zubau dezentraler Erzeugungsanlagen würde im betrachteten Gebiet bereits zu einer Lastflussumkehr in die Mittelspannungsebene führen. Ähnliche Erkenntnisse werden im gesamten Versorgungsgebiet bei einer hohen Durchdringung von PV-Anlagen erzielt. Höhere Übertragungsverluste, wie auch Komplikationen bei Netzschutzkonzepten könnten die Folge sein. Der netzdienliche Einsatz der Power-to-Heat-Anlagen und allgemeiner netzdienlicher Flexibilitäten, bietet an dieser Stelle die Möglichkeit, die dezentral erzeugte Energie lokal zu nutzen und somit zur Lastglättung und der lokalen Netzstabilität beizutragen.

4 Unterstützung der regionalen Energiebilanz

Neben der Einsatzmöglichkeit zur Stützung des lokalen Netzzustands und dem Verbrauch lokal erzeugter erneuerbarer Energien, besteht die Möglichkeit die Power-to-Heat Anlage auch in übergeordnete Systeme zu integrieren. Das im Feldtest erschlossene Nahwärmesystem bietet in Summe ein Flexibilitätspotenzial von 48 kW und maximal 69,6 kWh durch die Erwärmung von 2400 Liter Wasser. Wie in Abbildung 12 dargestellt, gibt es in der direkten Umgebung drei weitere baugleiche Nahwärmesysteme, wodurch sich in Summe ein Gesamtpotenzial von 0,18 MW und maximal 0,26 MWh bei der Erschließung aller Warmwasserspeicher ergibt (9000 l). Die Summe der elektrischen Leistung, lässt sich dabei durch die Leistungsklasse der Heizelemente beeinflussen. In Nah- bzw. Gebäudewärmenetzen sind Leistungen zwischen 2-12 kW möglich. Dementsprechend kann die Gesamtleistung auf maximal 0,36 MW erhöht werden.

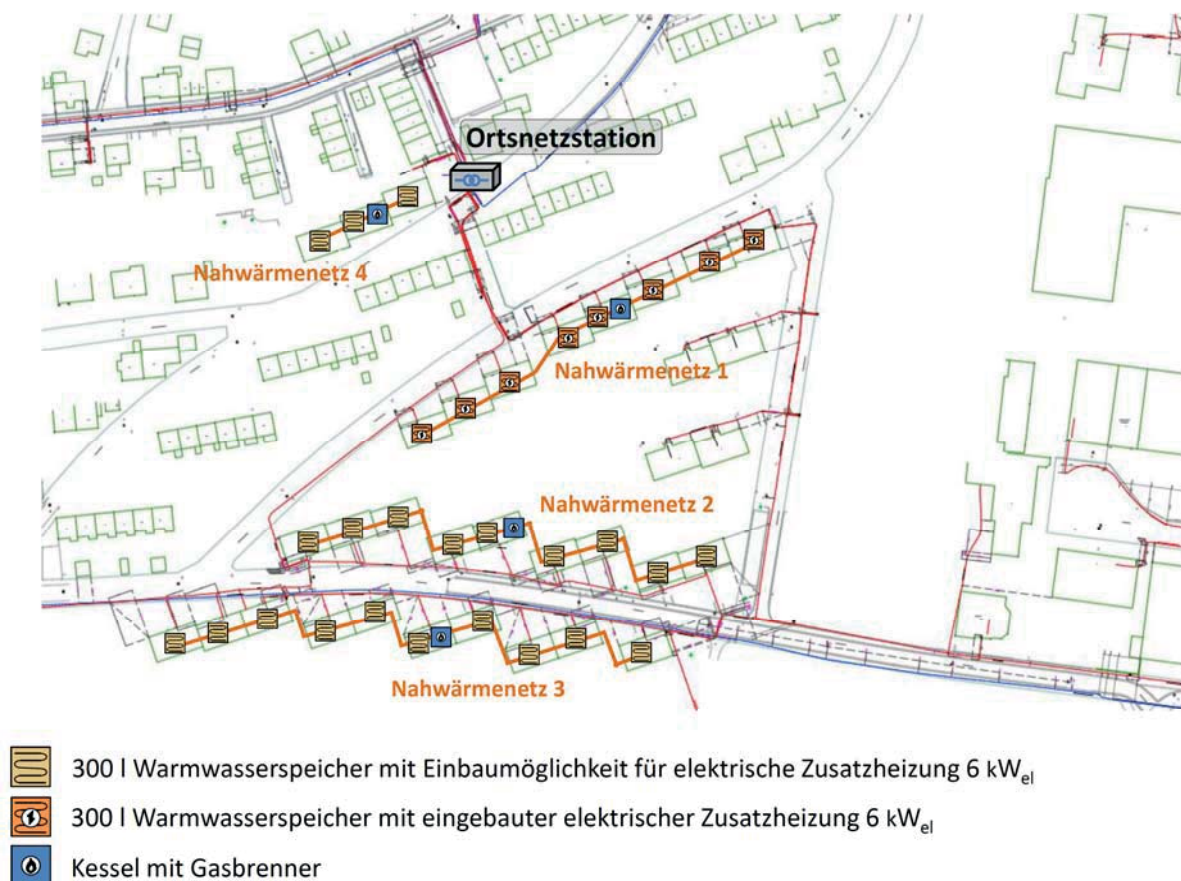


Abbildung 12: Nahwärmesetze im Feldtestgebiet

Weiterhin können zukünftig PV-Anlagenbetreiber nach Auslauf der EEG-Vergütung die gesamtwirtschaftliche Wertschöpfung ihrer Anlage steigern, indem Sie ihren Eigenverbrauch durch die Nachrüstung eines elektrischen Heizelements im ggf. vorhandenen Brauchwasserspeicher erhöhen. Im zukünftig zu erwartenden Flexibilitätmarkt [7], könnte der Anlagenbetreiber auf diese Weise zusätzliche Erlöse generieren sowie der Netzbetreiber sein Gesamtflexibilitätspotenzial erhöhen und die Anlagen in ein Netzregelungskonzept integrieren. Die weitere Aggregation solcher Anlagen in ähnlichen Nah- oder Gebäudewärmenetzen

erlaubt demnach neben dem in Kapitel 3 gezeigten Einfluss auf die lokale Netzstabilität eine Unterstützung der regionalen Energiebilanz.

Im Bundesforschungsprojekt Designetz der Forschungsinitiative SINTEG (BMWi) wird die Anbindung solcher Flexibilitäten an übergeordnete Systemlandschaften untersucht (Abbildung 13). Auf diese Weise kann das aggregierte Flexibilitätspotenzial perspektivisch vom

- Verteilnetzbetreiber (netzdienlich zur lokalen Netzstabilität)
- Energieversorger und Bilanzkreismanager
- und Übertragungsnetzbetreiber (durch einen Aggregator systemdienlich)

eingesetzt werden.

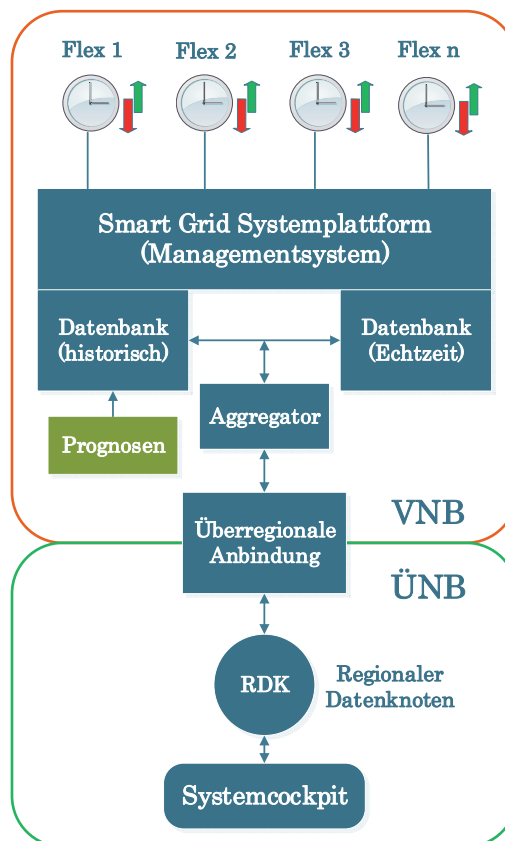


Abbildung 13: Schema einer Systemarchitektur zur Einbindung von Flexibilitäten auf unterschiedlichen Ebenen

5 Fazit und Ausblick

Mit der Anwendung der Demonstratoranlage konnte gezeigt werden, dass Power-to-Heat-Anlagen in Nahwärmenetzen das Potenzial besitzen, kurzzeitigen lokale Überspannungen mittels spartenübergreifenden Energietransfers entgegenzuwirken. Die Modellierung des Testnetzes in einem Netzberechnungsprogramm ermöglicht den Abgleich der Messergebnisse mit Simulationsergebnissen. Um die Replizierbarkeit und Skalierbarkeit der Erkenntnisse sicherzustellen, wurden die Netzzustände unterschiedlicher Netztopologien vor und nach dem Einsatz der Power-to-Heat-Anlagen ermittelt und ausgewertet. Weiterhin wurde die verfügbare Wärmesenke zu unterschiedlichen Tages- und Jahreszeiten messtechnisch erfasst und in Simulationen untersucht. Damit konnte gezeigt werden, dass die Demonstratoranlage sowie vergleichbare Power-to-Heat-Anlagen in Nahwärmesystemen den

lokalen Netzbetrieb bei örtlicher Nähe zu dezentralen Erzeugungsanlagen gezielt unterstützen können. Der systemdienliche Einsatz von Power-to-Heat Anlagen kann zudem das regionale Gleichgewicht von Erzeugung und Verbrauch unterstützen und damit ein wichtiges Instrument für ausbalancierte Energiezellen bilden. Diesen Zellen wird nach der VDE-Studie zum zellularen Ansatz eine große Bedeutung bei der Umstrukturierung der Energienetze zugesprochen. [9]

Perspektivisch besteht die Möglichkeit, die Power-to-Heat-Anlagen in das Regelkonzept von Automatisierungslösungen einzubinden und somit eine zuverlässige netzunterstützende Maßnahme für softwaregesteuerte Systeme bereitzustellen. Die Power-to-Heat-Technologie soll in den kommenden Untersuchungen keine bestehenden Technologien vollständig ablösen oder ersetzen. Vielmehr wird untersucht, wie sich Power-to-Heat in bereits bestehende Konzepte und Fahrpläne netzdienlich integrieren lässt und so ein wichtiger Baustein für eine energieträgerübergreifende Energiewende geschaffen werden kann.

Die Autoren danken dem Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) für die Fördermittel im Rahmen der Bundesforschungsprojekte „PolyEnergyNet“ und „Designetz“ sowie dem Projektträger Jülich (PtJ) für die Betreuung der Projekte.

6 Literaturverzeichnis

- [1] H.-M. Henning und A. Palzer, *Energiesystem Deutschland 2050 : Sektor- und Energieträgerübergreifende, modellbasierte, ganzheitliche Untersuchung zur langfristigen Reduktion energie-bedingter CO2-Emissionen durch Energieeffizienz und den Einsatz Erneuerbarer Energien*, Freiburg, 2013.
- [2] Deutsche Energie-Agentur DENA, *Ausbau- und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030*, Berlin, 2012.
- [3] Agora Energiewende, *„Power-to-Heat zur Integration von ansonsten abgeregeltem Strom aus Erneuerbaren Energien“*.
- [4] VDE-Studie, *Potenziale für Strom im Wärmemarkt bis 2050: Wärmeversorgung in flexiblen Energieversorgungssystemen mit hohen Anteilen an erneuerbaren Energien*, Frankfurt, 2015.
- [5] Roth, S., Oliveras, H., Levacher, R., *„In Saarlouis entsteht ein resilientes Polynetz,“ ew Spezial IV, S. 28-30*, 2016.
- [6] H.-D. Baehr und S. Kabelac, *Thermodynamik*, Springer Verlag, 2009.
- [7] Bundesnetzagentur, *„Flexibilität im Stromversorgungssystem,“* 2017.
- [8] VDE-Studie, *Der Zellulare Ansatz: Grundlage einer erfolgreichen, regionenübergreifenden Energiewende*, Frankfurt, 2015.
- [9] BDEW und ZVEI, *„Smart Grids in Deutschland,“* 2012.

