

# Verknüpfung eines urbanen Strom- und Fernwärmenetzes zu einem funktionalen Stromspeicher

M. PUCHEGGER, G. STEINDL

*Forschung Burgenland GmbH, Eisenstadt, Österreich*

T. NACHT

*Award Energy Research GmbH, Graz, Österreich*

**ABSTRACT:** Due to the rising share of fluctuating renewable energy sources, the future electricity production will not be able to adjust to the demand anymore. Therefore, flexibilities on the demand side have to be facilitated. The purpose of the project “Hybrid Grids DEMO” is the development and the „Living Lab“ test operation of a passive energysource- and network-wide distribution network management over a particularly multipliable approach. Thus, both short-term surplus electricity and thermal energy deficits, as well as variations over months in sources of renewable energy shall be compensated.

The main question to answer is: How can the energy supply and energy utilization system of a city be made more flexible so that the city can be used as big energy storage within the city and surrounding areas? Due to the initial situation there is a complex system with many degrees of freedom that needs to be optimized holistically and interdisciplinary. It causes legal, technical, economic and social challenges.

The paper shows tools for assessing the potential of a higher degree of flexibility of the system via shifting heating demand provided by electrical applications in decentralized objects and by central applications in heating networks.

Optimization of electrical driven heat generation in decentralized objects has to be done in accordance of two often contrary perspectives. When using distributed energy production in the objects (mainly PV), due to savings of network charges and taxes it is economic reasonable to use the energy directly in the object when produced, thus increasing the own consumption should be the goal. Otherwise the flexibility left for the energy suppliers to facilitate Demand Side Management for making use of low energy prices in electric wholesale after optimization of own consumption is lower than the overall flexibility of an object. Nevertheless, it is assumed that costumers will only accept interventions in their systems when their requirements are dealt with first. The paper presents a tool which shows how the operation of decentralized electrical heat applications can be done, satisfying the needs of all relevant parties.

Investigation of flexibility options in district heating networks are done with different separately examined measures. For each measure it has to be secured that the limits of the network are not violated. Therefore, a simulation model of the heating network was developed which is also shown within this paper.

## 1. EINLEITUNG

Da sich elektrische Energie nicht ohne Umwandlung (in z.B. chemische oder potentielle Energie) speichern lässt, muss im Elektrizitätssystem stets ein Gleichgewicht zwischen der ins Netz eingespeisten und der aus dem Netz entnommenen Leistung vorhanden sein. Derzeit wird dies hauptsächlich durch die Anpassung der Erzeugungsleistung an den momentanen Verbrauch gewährleistet. Dabei gilt es stets, temporär unterschiedliche Lasten abzudecken. Über das Fahrplanmanagement und geeignete Mechanismen bei Abweichungen wird dieses Gleichgewicht dabei zu jedem Zeitpunkt gewährleistet. Die Kosten für diese Mechanismen – welche durch Ausgleichsenergie- und in weiterer Folge Regelenergiebedarf entstehen - unterliegen weitestgehend den Strommarktmechanismen und werden meist verursachergetreu zugewiesen. Da aber auch die Preise für die fahrplanmäßige Energiebeschaffung zeitlichen Schwankungen unterliegen (vgl. z.B. EEX, 2016), ist ein günstiger Lastgang (hoher Bezugsanteil zu Zeiten niedriger Preise, niedriger Bezugs-

anteil zu Zeiten hoher Preise) auch bei Einhaltung der Fahrpläne ein wirtschaftlicher Vorteil für Energieversorger, der auch an KundInnen weitergegeben werden kann. Zu beachten ist zudem die Tatsache, dass Erneuerbare Energien immer mehr den Strompreisverlauf im Stromhandel beeinflussen (Sensfuß, 2013).

Demgegenüber steht aufgrund der Preisdifferenz zwischen Überschussenergieeinspeisung und Bezug der Trend, dass Betreiber von Eigenstromanlagen (derzeit vor allem Photovoltaik) Maßnahmen setzen, den in den Objekten erzeugten Strom möglichst selbst zu verbrauchen. Neben den positiven Effekten wie der möglichen Vermeidung von Einspeisespitzen sehen einige Marktakteure darin aber auch negative Auswirkungen auf die Netze und den Energiemarkt. So werden dem Markt dadurch wesentliche Erzeugungs- und Verbrauchsmengen entzogen, der Betreiber der Anlage profitiert davon, dass andere die Systemkosten des Netzes tragen (Behrens, 2015). Im Projekt „Demonstration einer smarten Verknüpfung der urbanen Strom-, Erdgas- & Fernwärmenetze zu funktionalen Stromspeichern“ oder kurz „Hybrid Grids DEMO“ wird daher versucht, mithilfe eines zentralen Optimierers durch eine passive, energieträger- und netzübergreifende Verteilnetzbetriebsführung unter Einbindung verschiedener Strommarktakteure ein an diese Rahmenbedingungen angepasstes Marktmodell für die Einbindung von kundenseitigen Flexibilitäten für Energieversorger zu schaffen, das auch die möglichst umfangreiche Integration von erneuerbarer Energie am Markt begünstigen soll. Die kundenseitigen Flexibilitäten werden dabei energieträgerübergreifend betrachtet. Neben dem Stromnetz und den darin nutzbaren Flexibilitäten wird auch eine Integration des Fernwärmenetzes als zusätzliche Flexibilität (Senke für Power to Heat) untersucht.

Es wird dabei davon ausgegangen, dass dem Trend zur Eigenverbrauchserhöhung unter derzeitigen Rahmenbedingungen nicht gegengesteuert wird, ohne eine Wertung der Vor- und Nachteile dieser Optimierungsmaßnahme zu treffen. Ein Marktmodell, das auch für Kundenanlagen mit Erzeugungseinheiten nutzbar ist, muss daher die Nutzung von Eigenverbrauchspotential als integralen Bestandteil des Marktmodells beinhalten und prioritär behandeln.

Dieses Paper stellt die Vorgehensweise bei der Untersuchung der Flexibilitäten im Wärmebereich (Raumwärme und Warmwasser) für Gebäude sowie das Simulationsmodell des Fernwärmenetzes in Kapitel 2 vor. Mit dem Tool zur Berechnung der Flexibilitäten im Wärmebereich soll die gemeinsame Optimierung des Eigenverbrauchs von Kundenanlagen und die Optimierung des Verbrauchs im Sinne der Ausnutzung günstiger Großhandelspreise erfolgen.

Die Maßnahmen im Bereich des Wärmenetzes werden anhand separater Wirtschaftlichkeitsberechnung und technischer Bewertung durchgeführt. Die Maßnahmen zur Optimierung des Wärmenetzes selbst sind nicht Teil dieses Papers und wurden zum Zeitpunkt der Verfassung noch nicht abschließend durchgeführt. Als Kontrollinstanz im Bereich des Wärmenetzes wird sodann eine Simulation durchgeführt, um etwaige Verletzungen der Netzparameter vor deren Implementierung im Echtbetrieb zu erkennen. Das Simulationsmodell für diese Kontrollinstanz wird in Kapitel 3 vorgestellt.

Das Projekt Hybrid Grids DEMO wird aus Mitteln des Klima- und Energiefonds gefördert und im Rahmen des Programms „Smart Cities Demo“ durchgeführt.

## 2. TOOL FÜR DEN EINSATZ VON SYSTEMFLEXIBILITÄTEN

Eines der Kernelemente des HGD-Ansatzes ist es, die bestehenden Flexibilitäten (bspw. Speicher) im System zu nutzen und dadurch den Lastverlauf in eine gewünschte Form zu bringen. Dabei soll ein energieträgerübergreifender Ansatz und Blickwinkel gewählt werden. Da es sich bei dem Projekt um ein Demonstrationsprojekt handelt, ist es notwendig und zielführend vor der Demophase in einem Simulationsbetrieb die Auswirkungen der Flexibilitätsnutzung zu ermitteln, um Rückschlüsse auf den Demobetrieb ziehen zu können.

Daher war es im Rahmen des Projektes notwendig, Modelle zu entwickeln, die das Verhalten der elektrischen und thermischen Verbraucher im System abbilden können und in Abhängigkeit der gewählten Betriebsweise die vorhandenen Flexibilitäten ausnutzt. Die Herausforderung bei der Erstellung dieses Modells liegt in der Kombination der Anforderungen, die sich aus Sicht der unterschiedlichen NutzerInnen, sowie der technischen Randbedingungen ergibt:

- **Endkunden:**  
Da der Endkunde als Bereitsteller der Flexibilität für das System agiert, muss für ihn durch die Nutzung der selbigen ein Vorteil (wirtschaftliche Einsparung, Erhöhung des Komforts) entstehen. Dieses Erkenntnis wurde aus NutzerInnen-Workshops mit potentiell interessierten TeilnehmerInnen erlangt. Ein wirtschaftlicher Vorteil für EndkundInnen lässt sich zum Beispiel erreichen, wenn die Flexibilität bei Vorhandensein einer PV-Anlage zur Eigenbedarfsoptimierung herangezogen wird.
- **Energieversorger:**  
Der Energieversorger ist für den Betrieb des zentralen Optimierers zuständig und muss sicherstellen, dass der Einsatz des Optimierers nicht zum Nachteil seiner KundInnen erfolgt. Zusätzlich ist es, aufgrund der Investitionen in Steuer- und Kommunikationsinfrastruktur für den Energieversorger zwingend notwendig, dass er ebenfalls einen sofortigen wirtschaftlichen Vorteil aus dem Betrieb des zentralen Optimierers generiert oder zumindest Geschäftsmodelle und damit zukünftige wirtschaftliche Vorteile vorbereiten kann.
- **Technische Randbedingungen:**  
Da im Vorfeld der Modellierung und Simulation die höchsten Potentiale für Flexibilitätsbereitstellung von privaten EndkundInnen im Bereich der Wärmeversorgung (Warmwasser und Raumwärme) festgestellt wurden, ist der wirtschaftlichen Betrachtungsebene noch eine technische Ebene hinzuzufügen. Für alle Lastverschiebungsmaßnahmen ist sicherzustellen, dass der Komfort der EndkundInnen keine Einbußen erfährt. Im Modell wird dieser Faktor über den Speicherstand des jeweiligen thermischen Speichers (Speichermasse des Gebäudes, Warmwasserspeicher, Heizungspufferspeicher etc.) berücksichtigt.

Diese Rahmenbedingungen bilden die Grundlage für die Erstellung des Modells zum Einsatz der im System vorhandenen Flexibilitäten.

## 2.1 AUFBAU DES TOOLS

Die wesentlichen Bestandteile des Flexibilitäts-Einsatztools sind in Abb. 1 dargestellt. In einem ersten Berechnungsschritt wird aufbauend auf den vorhandenen Daten zu Gebäudetyp, Heizsystem, Bruttogeschosfläche sowie Anzahl der BewohnerInnen der Heizbedarf des Gebäudes ermittelt. Da dieser maßgeblich von

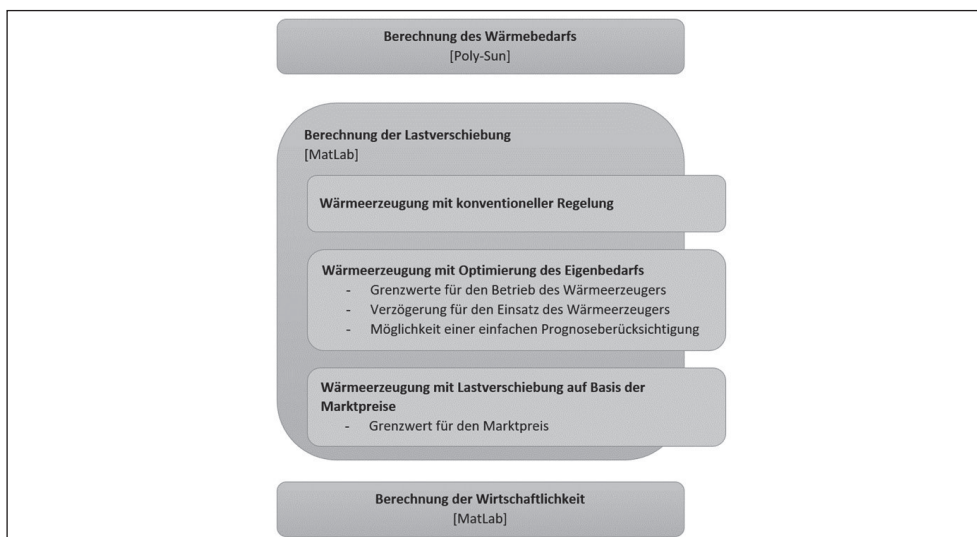


Abb. 1: Darstellung der Bestandteile des Modells für den Einsatz der Systemflexibilitäten

unterschiedlichsten Eingangsgrößen abhängig ist, werden in weiterer Folge zusätzliche Berechnungen mit anderen Gebäuden und unterschiedlichen Parametern durchgeführt. Die Modellierung des Gebäudes in Poly-Sun liefert den Wärmebedarf für ein Jahr auf Stundenbasis. Da die Berechnungen im Tool zugunsten der höheren Genauigkeit der Werte und analog zu den Abrechnungsmechanismen am Strommarkt, in 15-Minuten-Schritten erfolgt, müssen die Wärmebedarfswerte entsprechend angepasst und interpoliert werden.

Anschließend werden die Resultate an das Tool zur Berechnung des Flexibilitätseinsatzes weitergegeben. In allen Berechnungsschritten werden die technischen Rahmenbedingungen wie bspw. Speicherfüllstandsgrenzen, thermische bzw. elektrische Leistungsgrenzen der Wärmeerzeuger, minimale Einschalt Dauern etc. berücksichtigt. Bei der Berechnung werden sequentiell die drei in Abb. 1 dargestellten Schritte durchgeführt, die nachfolgend näher beschrieben werden:

- **Wärmeerzeugung mit konventioneller Regelung**  
Dieser Rechenschritt bildet die Grundlage für die nachfolgenden Berechnungen und stellt den Benchmark für die Betrachtung der Wirtschaftlichkeit bei EndkundInnen und dem Energieversorger dar. In dieser Berechnung wird die Wärmeerzeugung nach einer 2-Punkt Regelung eingesetzt. Das bedeutet, sobald der Speicherfüllstand eine untere Grenze erreicht, wird der Wärmeerzeuger eingeschaltet und solange betrieben, bis der maximale Füllstand des Speichers erreicht wird. Dabei wird weder auf externe Preissignale seitens des Energieversorgers noch auf eventuell vorhandene PV-Überschüsse Rücksicht genommen.
- **Wärmeerzeugung mit Optimierung des Eigenbedarfs:**  
In diesem Fall wird vom Standardbetrieb abgewichen und eine bevorzugte Nutzung von PV-Überschüssen für den Betrieb des Wärmeerzeugers herangezogen. Sobald ein ausreichend hoher Überschuss vorhanden ist, soll der Wärmeerzeuger aktiviert werden. Dabei werden die minimalen Laufzeiten des Wärmeerzeugers berücksichtigt. In den Zeiten, in denen kein PV-Überschuss vorhanden ist, wird auf die 2-Punkt-Regelung zurückgegriffen. Um die Nutzung des PV-Überschusses zu maximieren, wird die Möglichkeit einer Prognose berücksichtigt, um den Speicher vor dem Eintreten einer Überschusssituation auf geringem Ladezustand zu halten.

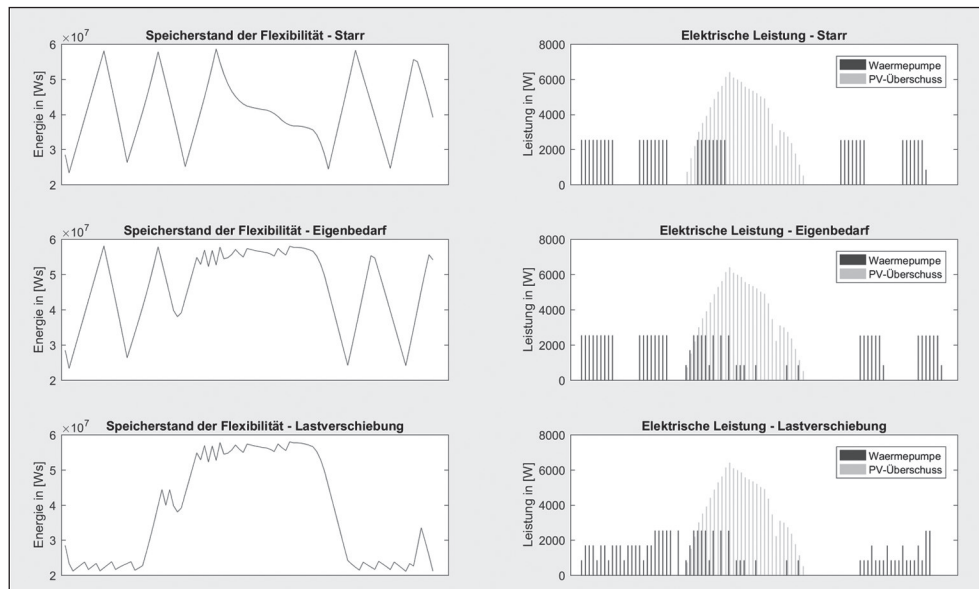


Abb. 2: Darstellung exemplarischer Ergebnisse des Tools für die Nutzung von Systemflexibilität

- Wärmeezeugung mit Lastverschiebung auf Basis von Marktpreisen  
Im letzten Schritt der Berechnungen wird versucht, einen wirtschaftlichen Vorteil für den Energieversorger zu generieren. Dieser Prozess geschieht auf Basis von „Marktpreisen“, wobei der zugrundeliegende „Markt“ abhängig vom gewählten Geschäftsmodell ist. Da den EndkundInnen durch diesen Betriebsmodus kein wirtschaftlicher Nachteil gegenüber der Eigenbedarfsoptimierung entstehen darf, wird in diesem Modell sichergestellt, dass der Einsatz der Wärmeezeugung der Eigenbedarfsoptimierung übernommen und eingehalten wird. Lediglich in Zeitpunkten, in denen keine Eigenbedarfsoptimierung stattfindet, wird die Flexibilität des Systems für den Energieversorger verwendet.

Da sich die Datengrundlage für das Modell gerade im Aufbau befindet, können hier nur exemplarische Testrechnungen dargestellt werden. Abb. 2 zeigt erste Ergebnisse eines Testlaufs des Tools für einen Tag.

Aus den Ergebnissen lassen sich die unterschiedlichen Betriebsführungen des Wärmeezeugers (in diesem Fall einer Wärmepumpe) sehr gut ablesen. Wird bei der konventionellen Betriebsführung der Wärmeezeuger stets noch blockweise betrieben, wird im Fall der Eigenbedarfsoptimierung bereits auf den Überschuss der RES-Erzeugung Rücksicht genommen. Im letzten betrachteten Fall wird der Wärmeezeuger nur minimal eingesetzt, da die Einsatzsituationen aus wirtschaftlicher Sicht für den Energieversorger nicht ideal sind. Zu bemerken ist an dieser Stelle, dass es sich um einen Testdatensatz handelt und der Wärmeezeuger mit sehr geringen Mindestlaufzeiten angenommen wurde. Die weitere Vorgehensweise beinhaltet die Feinjustierung dieser Parameter für das System, Untersuchungen unterschiedlicher Gebäude- und Anlagentypen sowie die Ausweitung des Zeitraums auf ein volles Jahr sowie auf mehrere Gebäude.

Im Anschluss an die Berechnungen des Flexibilitätseinsatzes erfolgt eine Berechnung der Wirtschaftlichkeit für die beteiligten Akteure. Dabei werden die Vollkosten aus dem Energieverbrauch der drei Berechnungsschritte miteinander verglichen.

### 3. WÄRMENETZ

Für Untersuchungen der Speicherfähigkeit des Wärmenetzes bzw. zur Netzoptimierung wird ein thermo-hydraulisches Simulationsmodell benötigt. Für eine einfache Kopplung mit anderen Simulationsumgebungen erfolgt die Implementierung in Matlab.

#### 3.1 THERMO-HYDRAULISCHES MODELL

Für die Zustandsberechnung des Wärmenetzes muss eine Entkopplung der thermischen und hydraulischen Berechnung erfolgen. Da sich hydraulische Druckstöße im Netz mit Schallgeschwindigkeit ausbreiten und somit um ein Vielfaches schneller sind als die thermischen Zustandsänderungen, kann für die hydraulische Berechnung ein quasi-stationärer Ansatz gewählt werden.

Die mathematische Beschreibung des Wärmenetzes erfolgt durch einen gerichteten Graphen bzw. dem Matrix-Modell (Strelow, 2002). Die Topologie des Netzes wird dabei durch eine reduzierte Knoten-Kanten-Inzidenzmatrix  $\mathbf{A}$  beschrieben. Die Massenflüsse, die auf Grund des aktuellen Wärmebedarfs der Wärmeübergabestationen bestimmt werden, werden durch die Matrix  $\mathbf{m}_{ext}$  spezifiziert. Bei einem Netz mit Baumstruktur, d.h. ohne Maschen in der Netzstruktur, können die Massenflüsse in den Rohrleitungen  $\mathbf{m}_{int}$  durch Lösen des linearen Gleichungssystems (1) berechnet werden. Eine Druckverlustberechnung mit iterativen numerischen Lösungsverfahren ist somit nicht erforderlich.

$$\mathbf{m}_{int} * \mathbf{A} = \mathbf{m}_{ext} \quad (1)$$

Die thermische Berechnung erfolgt mit dem sogenannten „Plug-Flow“ Modell (Dahm, 2001). Dabei wird in jedem Simulationszeitschritt ein sogenannter Plug erzeugt, welcher ein Massenelement mit konstanter Temperatur darstellt. Dieser Plug wird in jedem Simulationszeitschritt in der Rohrleitung weitertransportiert. Der Weg, den der Plug dabei zurücklegt, ist abhängig vom aktuellen Massenstrom und der Rohrgeometrie.

Am Ende der Rohrleitung wird eine Mischtemperatur über die während eines Simulationszeitschrittes austretenden Plugs gebildet. Diese Mischtemperatur ist die Eintrittstemperatur für den Plug der nachfolgenden Rohrleitung im nachfolgenden Zeitschritt. Der Wärmetransport entlang der Rohrleitung erfolgt ausschließlich durch diesen Massentransport, d.h. es findet keine Wärmeleitung zwischen den einzelnen Plugs statt.

Die thermischen Verluste des Mediums zum Erdreich werden durch ein thermisches Widerstandsmodell berechnet (Wallenten, 1991). Untersuchungen zeigen, dass 80 bis 90 % der Temperaturdifferenz in der Rohrisolierung abgebaut wird (Glück, 1985). Daher ist eine dynamische, rechenintensive Berechnung nicht erforderlich. Der resultierende Wärmedurchgangskoeffizient ist abhängig vom mechanischen Aufbau und der Verlegetiefe der Rohrleitung, der Wärmeleitfähigkeit des umschließenden Erdreichs sowie der Umgebungstemperatur. Eine gegenseitige thermische Beeinflussung des Vorlaufrohres und des Rücklaufrohres im Erdreich wurde vernachlässigt.

Durch eine Diskretisierung der Rohrleitung und Berechnung der Verluste durch eine finite Volumensmethode kann das Temperaturprofil in der Rohrleitung simuliert werden.

### 3.2 MODELVALIDIERUNG

Für die Validierung des Netzmodells wurden Messdaten des Nahwärmenetzes am Ökopark Hartberg von den Stadtwerken Hartberg zur Verfügung gestellt. Die Messung erfolgte im nördlichen Teilbereich des Netzes, welcher in Abb. 3 zu sehen ist. Die Knotenpunkte im Netz sind mit Großbuchstaben von A bis L und die Rohrleitungen von P1 bis P11 nummeriert. Die Wärmeübergabestationen sind als externe Massenflüsse mit E1 bis E6 beschriftet. Die Wärmeerzeugung erfolgt in der Energiezentrale (HP1).

Die Datenaufzeichnung einer Fernwärmeübergabestation erfolgte mit einer zeitlichen Auflösung von ca. 5 min. Aufgezeichnet wurden der aktuelle Wärmebedarf, der Massenstrom sowie Vor- und Rücklauf-temperatur. Die Messung der Temperatur erfolgte mit einer Genauigkeit von 1 K.

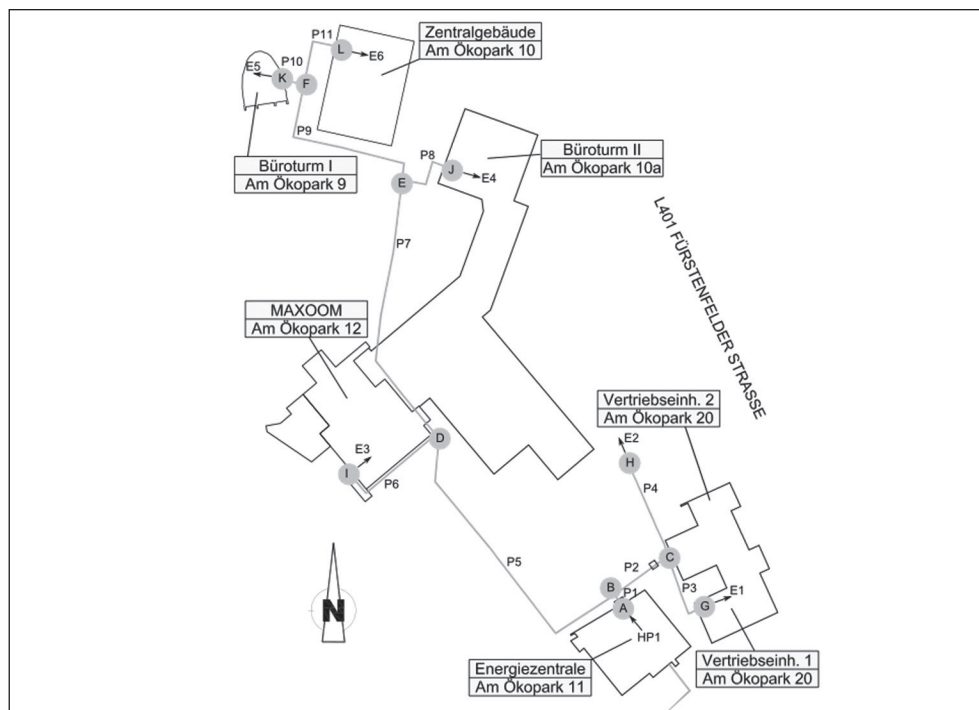


Abb. 3: Nahwärmenetz im Ökopark Hartberg (Ökoplan, 2015)

Für die Modellvalidierung wurde ein gemessenes Erzeugungs- bzw. Abnahmeprofil als Eingangsdaten für die Simulation herangezogen. Die simulierten Temperaturen an den verschiedenen Wärmeübergabestationen wurden anschließend mit den gemessenen Temperaturen verglichen.

Abb. 4 zeigt exemplarisch den gemessenen Temperaturverlauf der Einspeisung bei der Energiezentrale (HP1) sowie die gemessene und simulierte Temperatur beim Büroturm I (Knoten K). Das Modell ist in der Lage, die zeitliche Verzögerung sowie die thermischen Verluste gut abzubilden. Die simulierten Temperaturen besitzen eine maximale Abweichung von 1 K. Da die gemessenen Temperaturen in keiner besseren Auflösung vorhanden sind, ist dies ein akzeptables Ergebnis. Mit diesem validierten Netzmodell können nun weitere Untersuchungen zur Speicherfähigkeit des Netzes durchgeführt werden.

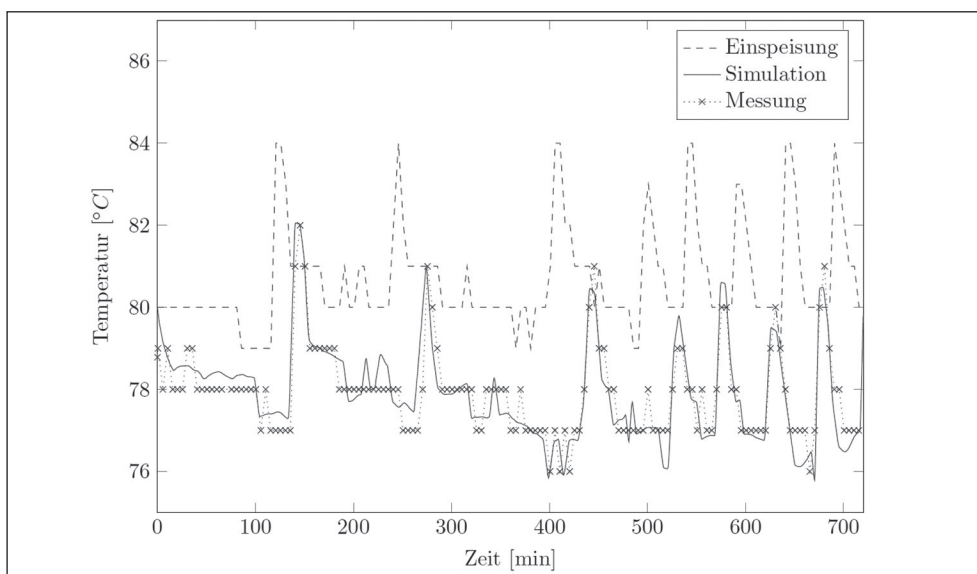


Abb. 4: Validierungsergebnis für Fernwärmeübergabestation am Knoten „K“

#### 4. SCHLUSSFOLGERUNG, ZUSAMMENFASSUNG, AUSBLICK

Das Elektrizitätssystem befindet sich im Umbruch. Einerseits bedingt der vermehrte Einsatz von nachhaltigen, in der Erzeugung nicht exakt voraussagbaren und schwer regelbaren erneuerbaren Energieerzeugungsanlagen einen erhöhten Aufwand bei der Einhaltung des Gleichgewichts zwischen Erzeugung und Nachfrage. Andererseits bieten vor allem elektrische Wärmeanwendungen enormes Potential, auch in Städten Flexibilitäten zur Verfügung zu stellen. Dieses Potential kann sowohl in dezentralen Kundenanlagen, als auch in zentralen Anlagen mit angelagertem Wärmenetz genutzt werden. Im Projekt Hybrid Grids DEMO soll in einem Demobetrieb gezeigt werden, wie ein solches Zusammenspiel funktionieren kann. Dieses Paper stellt einen Teil der dafür notwendigen Voruntersuchungen dar (Lastverschiebungstool für dezentrale Verbraucher, Kontrollsimulation Fernwärmenetz). Die beiden vorgestellten Tools sollen einen wesentlichen Beitrag zur Konzepterstellung sowie die Grundlage für die Entwicklung von Markt- und Tarifmodellen zur Gestaltung einer Win-Win-Situation für Energieversorger und KundInnen liefern. Im Zuge der weiteren Untersuchungen werden anhand verschiedener Szenarien und einer Parametervariation geeignete Umsetzungsmodelle (technisch, ökonomisch und ökologisch) entwickelt, welche dann im Demobetrieb getestet und deren Betrieb optimiert werden soll.



**LITERATUR**

- Behrens, S. (2015) Förderung der erneuerbaren Energien in Deutschland, Vortrag bei der OVE-Tagung am 15.10.2015 in Eisenstadt, Bonn
- Dahm, J. (2001) District Heating Pipelines in the Ground: Simulation Model. Url: [http://trnsys.de/download/de/ts\\_type\\_313\\_de.pdf](http://trnsys.de/download/de/ts_type_313_de.pdf), Abgerufen am 8.9.2016
- Glück, B. (1985) Heizwassernetze für Wohn- und Industriegebiete. Frankfurt (Main): Verlags- und Wirtschaftsges. d. Elektrizitätswerke ISBN: 3-8022-0095-0
- EEX (2016) Marktdaten Strompreisbörse EEX, <https://www.eex.com/de/marktdaten/strom/spotmarkt/auktion#!/2016/09/28>, Abgerufen am 27.09.2016
- Ökoplan (2015) Oekopark Hartberg: Fernwärme / Fernkälte, Ökoplan Energiedienstleistungen GesmbH
- Sensfuß, F. (2013): Analysen zum Merit-Order Effekt erneuerbarer Energien; Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung (ISI), Karlsruhe
- Strelow, O. (2002) Das Matrix-Modell, ein neues Berechnungsverfahren für die thermohydraulische Berechnung und dynamische Simulation von Fernwärmenetzen XXXIV. Kraftwerkstechnisches Kolloquium, Dresden
- Wallenten, P. (1991) Steady State Heat Loss from Insulated Pipes. Report TVBH-3017, Dept. of Building Physics, Lund Institute of Technology, Sweden

Kontakt Daten Autor(en):

Markus Puchegger  
Forschung Burgenland GmbH  
Steinamangerstraße 21; 7423 Pinkafeld  
E-Mail: [markus.puchegger@forschung-burgenland.at](mailto:markus.puchegger@forschung-burgenland.at)

Gernot Steindl  
Forschung Burgenland GmbH  
Campus 1, 7000 Eisenstadt  
E-Mail: [gernot.steindl@forschung-burgenland.at](mailto:gernot.steindl@forschung-burgenland.at)

Thomas Nacht  
4ward Energy Research GmbH  
Reiningshausstraße 13a, 8020 Graz  
E-Mail: [thomas.nacht@4wardenergy.at](mailto:thomas.nacht@4wardenergy.at)