

# Über den Einfluss von Preisschwankungen verschiedener Energieträger auf den Betrieb eines Energieknotens

Markus SCHINDLER\*<sup>a</sup>, Lukas GNAM<sup>b</sup> and Markus PUCHEGGER<sup>a</sup>

<sup>a</sup> *Forschung Burgenland GmbH, Eisenstadt, Österreich*

<sup>b</sup> *Fachhochschule Burgenland, Pinkafeld, Österreich*

\* *Corresponding Author: Markus Schindler, markus.schindler@forschung-burgenland.at*

**Abstract.** In dem vorliegenden Artikel wird der Einfluss von Preisschwankungen bei Energieträgern auf den Betrieb eines Energieknotens, welcher die Sektoren Wärme aus Biomasse und Gas sowie Strom aus Windenergie koppelt, untersucht. Der Einfluss der einzelnen Preise auf das Betriebsverhalten des Energieknotens wird mittels eines gemischt-ganzzahligen Optimierungsmodells untersucht. Dabei werden drei unterschiedliche Szenarien betrachtet: Im ersten Szenario werden die historischen Parameter aus dem Jahr 2016 für das Modell verwendet. Im zweiten Szenario wird nur der Strompreis im Optimierungsmodell variiert und auf die aktuell sehr hohen Strompreise angepasst. Für Gas und Biomasse gilt hier die Annahme langfristiger Lieferverträge mit Fixpreisen. Im dritten Szenario werden alle Preisentwicklungen von Biomasse und Erdgas auch mitberücksichtigt. In den Ergebnissen zeigt sich, dass das optimale Betriebsverhalten dabei von den verschiedenen Kosten für die Energieträger abhängt. Signifikante Änderungen ergeben sich dann, wenn die Wärmeproduktion mittels Gaskessel billiger wird als die Wärmeproduktion mittels Biomasse. Vor allem in den Pandemie Jahren zeigt sich eine deutliche Diskrepanz zwischen den Zielen eines kostenminimalen Betriebs und jenem der Nachhaltigkeit.

**Keywords:** Energiepreise, Erneuerbare Energiequellen, Fernwärme, Gemischtganzzahlige Optimierungsmodelle

## 1 EINLEITUNG

Will man die notwendigen CO<sub>2</sub>-Reduktionen erreichen, um den Klimawandel in vertretbaren Grenzen zu halten, so ist ein Umbruch unseres Energiesystems notwendig. Verschiedene Forschungsarbeiten haben sich in den letzten Jahren und Jahrzehnten mit möglichen Szenarien der Dekarbonisierung des Energiesystems beschäftigt [1]. Alle diese Szenarien haben im Wesentlichen drei Thesen gemein. Erstens, das Energiesystem der Zukunft ist bestimmt von fluktuierend auftretender erneuerbarer Stromerzeugung. Während das Elektrizitätssystem in der Vergangenheit durch zentrale und steuerbare Großkraftwerke mit Energie versorgt wurde, ist durch die steigende Marktdurchdringung von erneuerbarer Stromerzeugung wie Wind und Photovoltaik (PV) der Trend zu dezentraler und fluktuierend auftretender, also nur bedingt steuerbarer Erzeugung, vorhanden. Zweitens, die Sektorkopplung nimmt eine bedeutende Rolle für die Erreichung der Klimaschutzziele ein. Die Versorgung mit einem hohen Anteil an

erneuerbarem Strom führt zu bestimmten Zeiten zu hohen Überschüssen, zu anderen Zeiten zu einem Engpass. Das bedingt Flexibilitäten im Energiesystem, in denen energieträgerübergreifend neue Freiheitsgrade geschaffen werden können. Zudem sind einige Energiesektoren aktuell in höherem Ausmaß fossil geprägt als die Stromerzeugung (z.B. Verkehr, Wärme). Eine Nutzung von erneuerbarem Strom in diesen Sektoren ist daher ein wesentlicher Erfolgsfaktor zum Gelingen der Energiewende. Drittens, die elektrolytische Herstellung von Wasserstoff aus erneuerbarem Strom nimmt für die Erreichung der Klimaziele eine bedeutende Stellung ein [2].

Das Burgenland ist auf dem Weg, sich als eine Modellregion für das Energiesystem der Zukunft zu etablieren. Bereits heute kann dieses Bundesland, bedingt durch den Windausbauboom der 2000er Jahre bilanziell gesehen, 150% des benötigten Stroms erneuerbar erzeugen. Der durch das Erneuerbaren Ausbau Gesetz [3] initiierte PV-Ausbau wird diese Situation noch weiter verbessern. Somit stellt sich im Burgenland schon sehr früh die Frage der Vermarktung erneuerbarer Stromüberschüsse bzw. deren Verwertung in anderen Sektoren. Zu diesem Zwecke laufen im Burgenland aktuell mehrere Forschungsprojekte, so auch das Projekt Hybrid DH Demo, das sich zum Ziel gesetzt hat, erneuerbaren Strom, der rund um Neusiedl erzeugt wird, in der Stadt zu verwenden [4]. Dazu wurde ein Konzept entwickelt, das den Strom über eine Direktleitung, und somit ohne anfallende Netzgebühren vom Windpark in einen Energieknoten transportiert, wo er in andere Sektoren umgewandelt werden kann. Dies passiert aktuell mittels Wärmepumpen und Einspeisung in das städtische Fernwärmenetz, ein Elektrolyseur zur Erzeugung von Wasserstoff wurde konzipiert und simulationstechnisch modelliert.

Die techno-ökonomische Optimierung dieses Energieknotenpunkts wurde anhand von historischen Daten bereits publiziert [5]. In diesem Beitrag soll der Fokus daraufgelegt werden, inwiefern sich die aktuell sehr hohen Strompreise auf die Betriebsoptimierung auswirken. Dazu werden drei Szenarien untersucht. Das Basisszenario aus 2016 enthält die Preise zum Zeitpunkt der Konzeptionierung des Energy Hubs.

## **2 METHODIK**

Um den Einfluss der Preisänderungen auf die Fernwärmeproduktion in Neusiedl bewerten zu können, ist ein mathematisches Modell für den Energy Hub notwendig. In dem Energieknoten ist es möglich, Fernwärme aus drei verschiedenen Energieträgern zu gewinnen. Fernwärme kann über den Biomassekessel mit einer Nennleistung von 2.600 kW gewonnen werden. Des Weiteren ist es möglich, Fernwärme über eine Wärmepumpenkaskade zu erzeugen. Diese kann nur mittels Strom aus dem Windpark betrieben werden, d.h., es besteht kein Anschluss an das öffentliche Netz. Als Backup gibt es dann zusätzlich noch einen Gaskessel. Die Einsatzoptimierung erfolgt mittels gemischt-ganzzahligem Optimierungsmodell, welches die Be-

triebskosten als Zielfunktion minimiert, wobei die Stromkosten der Wärmepumpe mit Opportunitätskosten für nicht eingespeisten Strom anhand der stündlichen „Day-Ahead“-Börsenstrompreise bewertet werden. Auf Basis dieses Modells werden mehrere Szenarien für die Preisentwicklung betrachtet. Das erste Szenario bezeichnet das Basis-Szenario, hier werden die Preise für Biomasse, Erdgas und Strom [6] aus dem Jahr 2016 als Input-Parameter verwendet. Der zur Verfügung stehende Strom aus Windenergie wird durch die tatsächliche Produktion aus 2016 als Zeitreihe definiert. Auch der Bedarf an Fernwärme wird durch die jeweiligen Betriebsdaten aus diesem Jahr hinterlegt. Im zweiten Szenario (Stromszenario) gilt für alle Parameter bis auf den Strompreis die „Ceteris paribus“-Klausel, das heißt es werden nur die Preisdaten an das jeweilige Jahr angepasst, alle physikalischen Zeitreihen (Temperatur, Fernwärmebedarf, Windproduktion) bleiben die gleichen wie im Basisszenario. Dabei werden die „Day-Ahead“-Daten der EXAA [6] für die Jahre 2018 bis 2021 herangezogen. Die Preise für Erdgas und Biomasse werden aufgrund langfristiger Lieferverträge beibehalten. Im dritten Szenario (Energieszenario) werden die Preisänderungen für alle Energieträger in den Jahren 2018 bis 2021 miteinbezogen, dabei wird der Gaspreis über den Österreichischen Gaspreisindex [7] angepasst und der Biomassepreis über den Index des Oberösterreichischen Biomasseverbandes [8]. Der Fernwärmebedarf und die Windproduktion sind hierbei die gleichen Zeitreihen wie in den vorherigen Szenarien.

### **3 ERGEBNISSE**

In Abbildung 1 sind die erzeugten Wärmemengen für die verschiedenen Energieträger zu sehen. Dabei ist auf den ersten Blick ersichtlich, dass die Änderungen in den Wärmeproduktionen im Stromszenario zwar jährlichen Schwankungen unterliegen, diese aber in keinem Fall so signifikant ausfallen wie im Energieszenario. Dies liegt vor allem daran, dass im Stromszenario die Wärmegestehungskosten aus Biomasse immer günstiger sind wie die Wärmegestehungskosten aus Gas sind. Die Fluktuation in diesem Szenario entsteht somit lediglich durch den Strompreis. Für das Jahr 2021 zeigt sich, dass die Windwärmeproduktion signifikant zurückgeht und die Differenz Großteils durch Wärme aus Biomasse ausgeglichen wird. Der Gaskessel kommt nur im Jahr 2021 – dem Jahr mit sehr hohen Strompreisen, zum Einsatz.

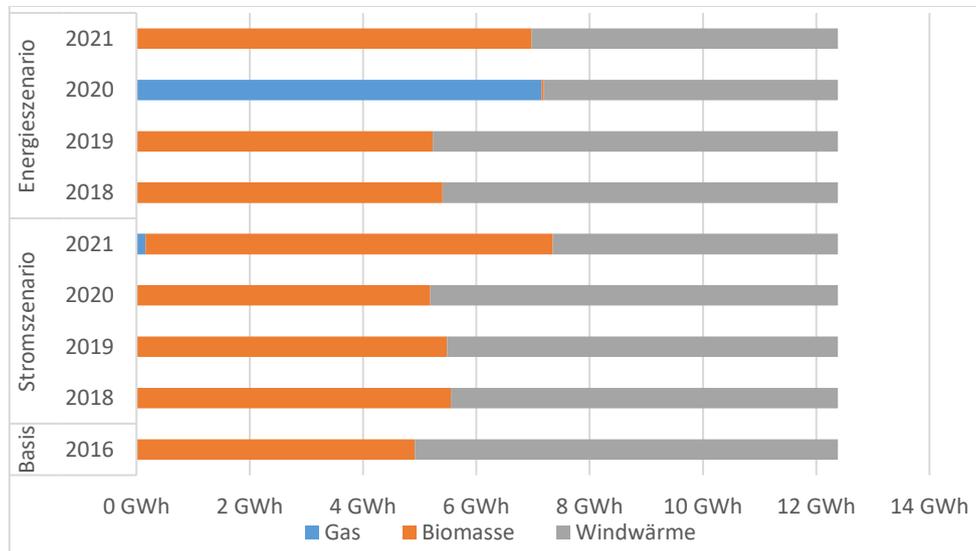


Abbildung 1 Aufteilung der Wärmeproduktion aus den verschiedenen Sektoren im Stromszenario zuzüglich des Basisszenarios

Im Energieszenario (vgl. Abbildung 1) zeigt sich vor allem im Pandemiejahr 2020 eine starke Abweichung von den anderen Ergebnissen. Die Produktion durch die Power-to-Heat Anlage bricht hier am stärksten gegenüber dem Basisszenario 2016 ein. Gleichzeitig wird auch die Produktion von Fernwärme aus Biomasse massiv zurückgefahren. Das Verhalten der Anlage lässt sich vor allem darauf zurückführen, dass im Jahr 2020 die Nachfrage nach Gas zurückgegangen ist und somit der Preis an den Weltmärkten kollabiert ist. Der Preis für Biomasse sank 2020 jedoch in einem viel geringeren Ausmaß, somit kam es in diesem Jahr zu dem Fall, dass die Fernwärmeproduktion aus Gas die günstigste Möglichkeit darstellt. Für das Jahr 2021 zeigt sich in den Ergebnissen das die Windwärmeproduktion bedingt durch die hohen Strompreise auf einem ähnlich niedrigen Niveau wie im Jahr 2020 bleibt. Aufgrund des extrem gestiegenen Gaspreises wird wieder Biomasse bevorzugt zur Wärmeproduktion herangezogen.

#### 4 ZUSAMMENFASSUNG

In diesem Beitrag wird der Einfluss von Preisschwankungen auf den Betrieb eines Energieknotens, welcher ein Wärmenetz versorgt, betrachtet. Dabei zeigt sich, dass bei ökonomischer Betriebsoptimierung die Jahresproduktionsmengen an Wärme aus den einzelnen Energiemengen aufgrund der schwankenden Energiepreise durchaus variieren können. Besonders interessant sind die Ergebnisse für das Jahr 2020, hier zeigt sich ein massiver Anstieg im Gasverbrauch, der für den kostenoptimalen Betrieb notwendig ist. Es kommt besonders deutlich hervor, dass ein kosteneffizienter Betrieb nicht unbedingt einen CO<sub>2</sub>-armen Betrieb bedeutet. Der Einfluss von CO<sub>2</sub>-Steuern unterschiedlicher Höhe auf dieses Betriebsverhalten könnte in

weiteren Untersuchungen Aufschluss über deren Wirksamkeit im konkreten Anwendungsfall geben.

## 5 DANKSAGUNG

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

## 6 QUELLEN

- [1] E. Papadis und G. Tsatsaronis, „Challenges in the decarbonization of the energy sector,“ *Energy*, 15 August 2020.
- [2] Fraunhofer Cluster of Excellence "Integrierte Energiesysteme", „13 Thesen: Wie die deutsche Energiewende gelingen kann,“ Fraunhofer Gesellschaft, 2020.
- [3] „Erneuerbaren Ausbau Gesetz,“ [Online]. Available: <https://www.ris.bka.gv.at/GeltendeFassung.wxe?Abfrage=Bundesnormen&Gesetzesnummer=20011619>. [Zugriff am 07 01 2022].
- [4] M. Schindler, L. Gnam und T. Nacht, „A simulation study on the integration of wind in a district heating system,“ in *Conference: Proceedings of the e-Nova International Conference on Sustainable Technologies (e-Nova)*, Pinkafeld, 2020.
- [5] L. Gnam, C. Pfeiffer, M. Schindler und M. Puchegger, „Forecasting and Optimization Approaches Utilized for Simulating a Hybrid District Heating System,“ in *Proceedings of the Grid Service Markets Symposium (GSM)*, Lucerne, 2020.
- [6] Austrian Power Grid, „DAY-AHEAD PREISE,“ [Online]. Available: <https://www.apg.at/de/markt/Markttransparenz/Uebertragung/EXAA-Spotmarkt>. [Zugriff am 12 01 2022].
- [7] Österreichische Energieagentur, „Österreichischer Gaspreisindex - ÖGPI®,“ [Online]. Available: [https://www.energyagency.at/fileadmin/dam/pdf/energie\\_in\\_zahlen/Berechnung\\_Monatswerte\\_OEGPI\\_2019.pdf](https://www.energyagency.at/fileadmin/dam/pdf/energie_in_zahlen/Berechnung_Monatswerte_OEGPI_2019.pdf). [Zugriff am 12 01 2022].
- [8] Biomasseverband OÖ, „Index "Energie aus Biomasse",“ [Online]. Available: <https://www.biomasseverband-ooe.at/fachinfo-links/index-energie-aus-biomasse.html>.