

# ITE

Institut für die Transformation  
des Energiesystems

## **Nutzung von Überschuss-Strom für Fernwärme: Direkte Wandlung oder Wärmepumpe?**

Gunther Gehlert, Marlies Wiegand, Frank Schiller

Schriftenreihe Interdisziplinäre Energieforschung des ITE

Heft Nr. 2

## Nutzung von Überschuss-Strom für Fernwärme:

### Direkte Wandlung oder Wärmepumpe?

#### Abstract

For times of oversupply in the power grid, electricity day-ahead-prices may fall below zero, hence giving an incentive to turn on power-to-heat plants. This study compares the potential of direct heating (immersion heating principle) with a heat pump for the reference capacity of 1 MW, laying emphasis on the use case of German public utilities. Day-ahead-prices over the period of one year and theoretical assumptions are assessed. The comparison focuses on the critical net electricity price, the run time and the profitability of the two PtH principles. The investment costs of the heat pump are higher but the calculated run time per year is also much higher so that the payback time was found to be 5.3 years whereas the investment in a direct heating does not pay back over 10 years.

#### Impressum

Fachhochschule Westküste  
Institut für die Transformation des Energiesystems (ITE)  
Markt 18 | 25746 Heide | + 49 481 123769-0 | [ite@fh-westkueste.de](mailto:ite@fh-westkueste.de)

Schriftenreihe Interdisziplinäre Energieforschung des ITE  
ISSN 2748-0070 (Online) | ISSN 2748-0062 (Print)  
Heft Nr. 2 | 05 - 2021 | DOI <https://doi.org/10.48591/37ze-vs27>

Verfasserinnen und Verfasser: Prof. Dr.-Ing. Gunther Gehlert ([gehlert@fh-westkueste.de](mailto:gehlert@fh-westkueste.de)),  
Marlies Wiegand, Dr. Frank Schiller

Gestaltung: Karsten Neumann, Marlies Wiegand  
Korrektur: Carsten Friede

Publikationen als pdf: [www.fh-westkueste.de/ite](http://www.fh-westkueste.de/ite)

Die Deutsche Nationalbibliothek verzeichnet diese Publikation in der Deutschen Nationalbibliografie; detaillierte bibliografische Daten sind im Internet über <http://dnb.dnb.de> abrufbar.

# Inhaltsverzeichnis

## Symbole

<b>1</b>	<b>Einführung</b>	<b>1</b>
<b>2</b>	<b>Problemstellung</b>	<b>1</b>
<b>3</b>	<b>Annahmen und Methoden</b>	<b>2</b>
3.1	Standort und Anbindung	2
3.2	Temperaturniveaus	2
3.3	Technische Vergleichsbasis	2
<b>4</b>	<b>Wirtschaftlicher Rahmen</b>	<b>3</b>
4.1	Wärmepreis	3
4.2	Strompreis	3
4.3	Investitionskosten	4
4.4	Wartungskosten	6
<b>5</b>	<b>Wirtschaftlicher Betrieb der PtH-Anlagen</b>	<b>6</b>
5.1	Wirtschaftlichkeitsberechnung: Amortisationszeit	7
5.2	Wirtschaftlichkeitsberechnung: ROI nach zehn Jahren	7
<b>6</b>	<b>Ergebnisse und Diskussion</b>	<b>8</b>
<b>7</b>	<b>Fazit</b>	<b>8</b>

## Symbole

$c_p$	Wärmekapazität	$\frac{J}{kg \cdot K}$
$COP$	Coefficient of Performance (Nutzwärme pro el. Energie bei der WP)	$\frac{kWh_{th}}{kWh_{el}}$
$\eta$	Wirkungsgrad (Nutzwärme pro el. Energie bei der DW)	$\frac{kWh_{th}}{kWh_{el}}$
DB	Deckungsbeitrag bezogen auf eine wählbare Zeit	$\frac{€}{t}$
$K_0$	Investitionskosten einer bekannten Leistungsgröße	€
$K_{Inv}$	Investitionskosten	€
$K_{el,DayAhead}$	Day-Ahead Strombörsenpreis	$\frac{€}{MWh}$
$K_{Wärme}$	Wärmepreis	$\frac{€}{MWh}$
$\dot{m}$	Massenstrom	$\frac{kg}{s}$
$n$	Exponent	-
$P$	Leistung	W
$P_0$	Bekannte Leistungsgröße	W
$\dot{Q}$	Wärmestrom	W
Rol	Return on Invest (Kapitalrücklauf nach Abschreibung)	%
$t_{Amort}$	Amortisationszeit	a
$T_{VL}$	Vorlauftemperatur	K
$T_{RL}$	Rücklauftemperatur	K

## 1 | Einführung

Bei einem zeitweisen Überangebot von Strom aus Windkraft oder solarer Strahlungsenergie muss das Unternehmen, das das Stromübertragungsnetz betreibt, Kapazitäten herunter regeln. Dabei könnte der Stromüberschuss auch in den Wärmesektor umgeleitet werden. Dies würde den privaten Stromverbraucherinnen und -verbrauchern Kosten ersparen. Bislang zahlen diese über die EEG-Umlage die Kosten für abgeregelte Windparks oder für die Abkopplung ganzer Regionen hinter den Netzknotenpunkten („EinsMan-Abregelungen“). Im Wärmesektor wird eine Steigerung des Anteils erneuerbarer Energien dringend für die Dekarbonisierung benötigt. Wenn Strom zur Wärmeversorgung eingesetzt wird, wird dies in Fachkreisen „Power-to-Heat“ (PtH) genannt und im Bereich Sektorenkopplung verortet. Sektorenkopplung meint die Nutzung elektrischer Energie über den Stromsektor hinaus, z. B. für die Bereiche Wärme, Verkehr oder Industrie sowie die Nutzung von Abwärme, die z. B. bei der Umwandlung von Energie freigesetzt wird. PtH-Anlagen sind derzeit schon bei einigen Stadtwerken geplant oder in Betrieb (im Norden Deutschlands z. B. in Flensburg oder in Rostock [1, 2]). Die aus den zeitweisen Stromüberschüssen generierte Wärme wird jeweils in Wärmenetze eingespeist. In einem vom BMWi geförderten 'Reallabor' werden bis 2026 an fünf Standorten Großwärmepumpen in bestehende Fernwärmesysteme integriert [3]). Viele aktuelle Energiewendesenarien für Deutschland im Jahr 2050 prognostizieren einen steigenden Anteil der Fernwärme am gesamten Wärmebedarf für Raumwärme und Warmwasser, der zu einem Großteil durch Großwärmepumpen bereitgestellt wird [4].

## 2 | Problemstellung

Erste Erfahrungen mit PtH-Anlagen zeigen, dass sich der Betrieb nur schwer wirtschaftlich darstellen lässt. Die meiste Zeit des Jahres ist eine Wärmeerzeugung mittels Erdgaskessel oder -BHKW z. Z. kostengünstiger. Das führt dazu, dass diese PtH-Anlagen selten in Betrieb sind. Einzig bei sehr niedrigen oder gar negativen Strompreisen an der Börse lohnt sich der Betrieb dieser Anlagen betriebswirtschaftlich.

Ein Grund für diese schlechte Wirtschaftlichkeit liegt in der bislang installierten Technik der PtH-Anlagen selbst. Viele Anlagen arbeiten nach dem Prinzip der Direktheizung bzw. -wandlung (z.B. Tauchsieder, Elektrodenkessel, Durchlauferhitzer; im Folgenden abgekürzt mit „DW“). Der Strom wird dabei maximal im Verhältnis 1:1 in Wärme umgewandelt.

Umsetzbar ist jedoch auch eine Umwandlung nach dem Wärmepumpenprinzip (WP). Bei Wärmepumpen wird je nach den Temperaturniveaus von Umwelt- und Nutzwärme ein Vielfaches des eingesetzten Stroms in Nutzwärme umgewandelt. Bei gleicher jährlicher Laufzeit kann demnach ein Vielfaches an Wärme erzeugt und vertrieben werden. Neben der besseren Effizienz könnte auch die jährliche Laufzeit dieser Wärmepumpen die der DW-Anlagen deutlich übersteigen. Das kritische Niveau, auf das die Strompreise durch ein Stromüberangebot fallen müssen, damit die Wärmepumpe noch wirtschaftlich arbeitet, liegt nämlich nicht ganz so niedrig wie im Fall der DW-Anlagen.

► **Die vorliegende Studie vergleicht die Laufzeit und Wirtschaftlichkeit von Direktwandlung in Wärme und Wandlung mittels Wärmepumpe und schafft so eine Entscheidungsgrundlage für Stadtwerke oder andere Wärmenetzbetreibende.**

Überschüssiger Strom lässt sich in Wärme umwandeln. Sollten Stadtwerke dazu eher das Prinzip der Direktheizung oder das der Wärmepumpe wählen?

### 3 | Annahmen und Methoden

#### 3.1 | Standort und Anbindung

Der Standort und die Anbindung haben einen großen Einfluss auf die Laufzeit und die Wirtschaftlichkeit von PtH-Anlagen. Vom Standort abhängig sind die zu entrichtenden gesetzlich vorgegebenen Strompreisbestandteile, von denen EEG-Umlage, Netzentgelte und Umsatzsteuer die größten Anteile ausmachen. Ist die PtH-Anlage auf dem Stadtwerkegelände errichtet, so entfallen die meisten staatlich induzierten Strompreisbestandteile. Einzig die Stromsteuer (20,5 €/MWh) ist nach geltender Rechtslage zu entrichten, da die PtH-Anlage derzeit als „Letztverbraucher“ des Stroms behandelt wird, obgleich daraus durch Wandlung ein anderes Produkt (Wärme) bereitgestellt wird. Diese Regelung wurde 1998 ursprünglich mit dem Ziel des ressourcenschonenden Umgangs mit dem Gut Strom eingeführt. Heute ist sie allerdings eine nennenswerte Hürde für den weiteren Ausbau erneuerbarer Stromerzeuger sowie für die Sektorenkopplung und bedarf daher einer Überarbeitung. Bei der Einbindung von PtH-Anlagen ist sicherzustellen, dass die erzeugte Wärme jederzeit abgenommen werden kann. Dies erfordert ggf. Wärmespeicher, die zwischen PtH-Anlage und Fernwärmenetz eingebunden werden (siehe auch [1]). Da jedoch Wärmespeicher für beide zu vergleichenden Technologien (DW und WP) gleichermaßen notwendig sind, sind sie für den Vergleich nicht relevant und wurden in der Studie nicht betrachtet.

#### 3.2 | Temperaturniveaus

Von großer Bedeutung sind Vor- und Rücklauftemperaturen des Fernwärmenetzes. Hieraus ergeben sich:

- Der Massenstrom des durch die PtH-Anlage erwärmten Wärmeträgers (hier: Wasser)

$$\dot{Q} = \dot{m} \cdot c_p \cdot (T_{VL} - T_{RL}) \quad (1)$$

- Der Coefficient of Performance (COP) der Wärmepumpe bei gegebenem Umwelt- (Quellen-) Temperaturniveau

Es werden Vor- und Rücklauftemperaturen des Fernwärmenetzes von 99°C und 65°C angenommen.

Für die Wärmepumpen-Technologie ist weiterhin das Temperaturniveau der Wärmequelle entscheidend. In dieser Studie wird davon ausgegangen, dass am Standort der PtH-Anlage weitere konventionelle Wärmequellen (Wärme- oder BHKW) in Betrieb sind, wodurch deren Abgase als Wärmequelle ausreichend vorhanden sind und für die Wärmepumpe genutzt werden können. Die Abgastemperatur wurde über das Jahr einheitlich als 65 °C angenommen.

Die Standortbedingungen sind elementar für die Beurteilung der Wirtschaftlichkeit.

#### 3.3 | Vergleichsbasis

Die beiden PtH-Technologien DW und WP wurden bezogen auf eine Stromleistungsaufnahme von 1 MW verglichen. Diese Größenordnung dient der einfachen rechnerischen Skalierbarkeit.

Für die DW wurde ein Wirkungsgrad von 99,6% angenommen. Die abgegebene Wärme ist hier somit  $996 \text{ kW}_{\text{th}} / \text{MW}_{\text{el}}$

Für die WP wurde ein Kreisprozess mit dem Kältemittel R717 (Ammoniak) ausgelegt. Das Temperaturniveau des Kältemittels wurde hierbei auf 55°C im Verdampfer bzw. 100°C (70 bar) im Kondensator gewählt, wobei ca. ein Drittel der Nutzwärme vom überhitzten Dampf erzeugt wird und das Kältemittel eine maximale Temperatur von

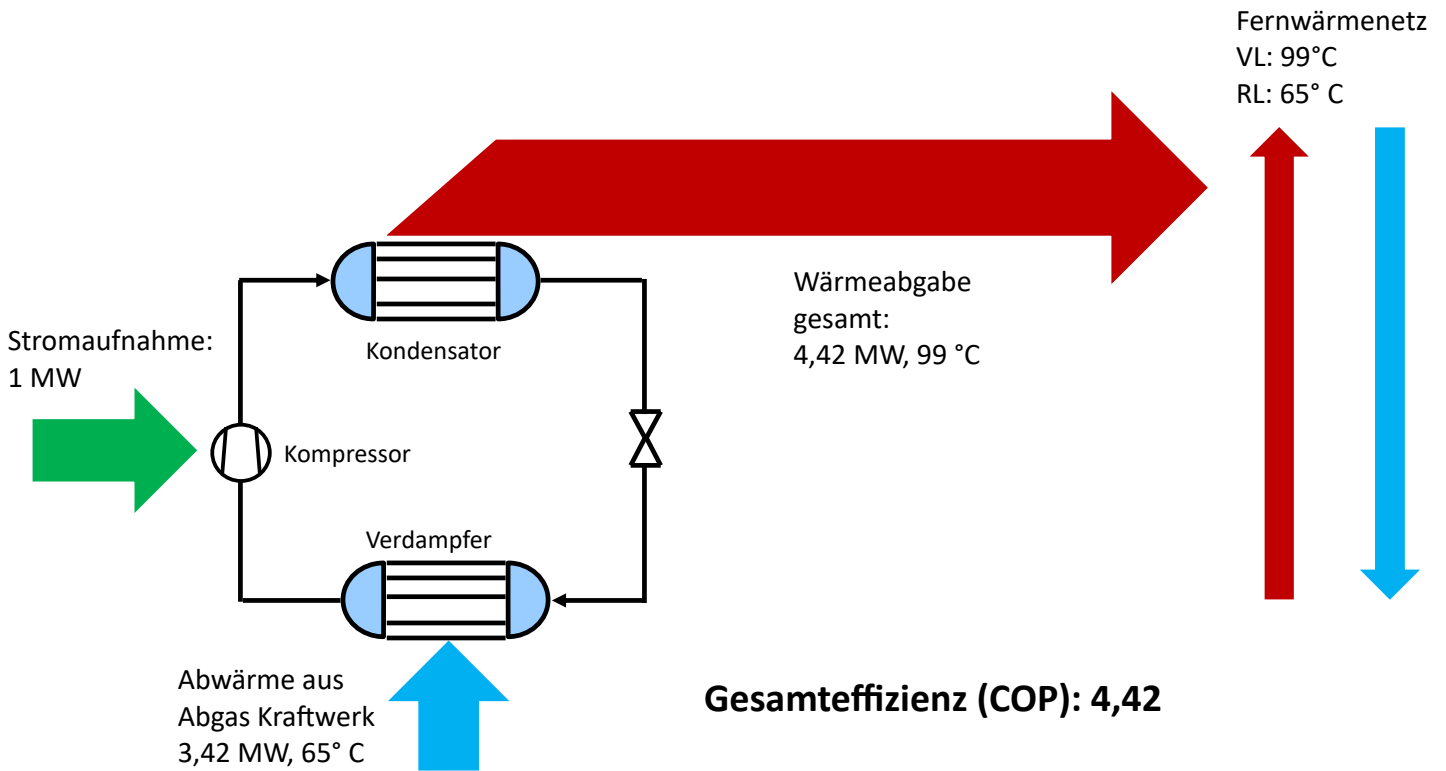


Abb. 1: Einbindung und Temperaturniveaus für die Wärmepumpe (Kältemittel: Ammoniak).

ca. 160°C annimmt. Für den verlustbehafteten Kompressor wurde ein isentroper Wirkungsgrad von 0,65 angenommen. Mit diesen Randbedingungen ergibt sich (wie auch in Abb. 1 zu erkennen) ein abgeschätzter COP von 4,42.

werden können. Mit der Differenz zwischen Endkundschaftspreis und internem kalkulatorischen Wärmepreis steht ein weiterer Deckungsbeitrag für interne Kosten (z. B. Verwaltung und Vertrieb) zur Verfügung.

## 4 | Wirtschaftlicher Rahmen

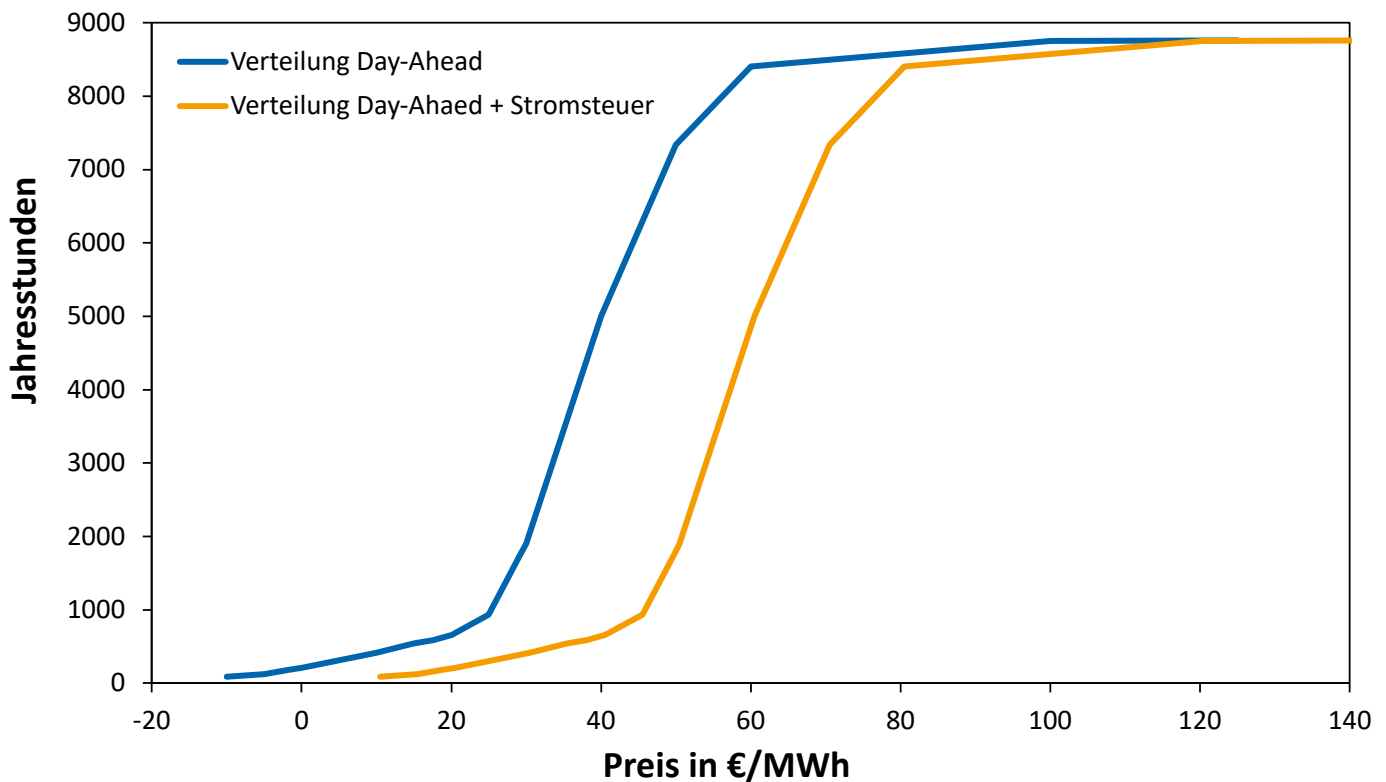
### 4.1 | Wärmepreis

Der kalkulatorische Wärmepreis wurde auf konstant 18,75€/ MWh gesetzt. Dieser Wert ist zu verstehen als interner Wert, den die Abteilung „Wärmeerzeugung“ dem Vertrieb als Einkaufspreis nennt. Dieser Wert stellt sicher, dass sowohl Großkundschaft als auch Kleinverbraucherinnen und -verbraucher mit der Wärme beliefert

### 4.2 | Strompreis

Der effektiv zu entrichtende Preis für Strom ist für Betrieb oder Stillstand der PtH-Anlage von entscheidender Bedeutung. In dieser Studie wurde der zeitliche Verlauf des Day-Ahead-Auktionspreises, welcher vom Fraunhofer-Institut ISE veröffentlicht wird [5], für das gesamte Jahr 2019 ausgewertet. Werden diese Day-Ahead-Preise in ansteigender Reihenfolge angeordnet, so ergibt sich eine Strompreis-Summenverteilung, wie sie in Abb. 2 dargestellt ist. Weiterhin ist in Abb. 2 der mit der Stromsteuer beauf-

Ausgewertet wurden Day-Ahead-Auktionspreise für Strom (brutto) über ein Jahr. Wie lange hätte die jeweilige Anlage wirtschaftlich laufen können?



**Abb. 2:** Strompreisverteilungen 2019; blau: Day-Ahead-Börsenpreis; orange: Day-Ahead-Börsenpreis plus Stromsteuer (20,5€ / MWh).

schlagte Börsenpreis dargestellt, da dieser für Stadtwerke von besonderer Bedeutung ist (siehe: [Abschnitt 3.1](#)). Auf der Abszisse ist das gesamte in 2019 aufgetretene Preisspektrum von -20 bis +140€ / MWh aufgetragen. Die Ordinate zeigt die Häufigkeit in Stunden pro Jahr. Mit dieser Art Darstellung lässt sich erkennen, dass z.B. der Day-Ahead-Börsenpreis an 5000 h/Jahr kleiner war als 40€ / MWh.

### 4.3 | Investitionskosten

Die Ermittlung der Investitionskosten für Leistungsgrößen von 1 MW ist ohne eine Einholung von Angeboten schwierig. Für kleinere Leistungsgrößen wie Tauchsieder-einsätze für Wärmespeicher in Haushalten oder kleinere Wärmepumpen sind Kosten online verfügbar. In dieser Studie wurden

basierend auf kleineren Leistungsgrößen und deren Kosten Wurzelfunktionen (Funktionen mit Exponenten  $0,5 < n < 1$ ) gebildet, um auf größere Leistungsgrößen schließen zu können. Die Investitionskosten für eine kleine Leistungsgröße  $K_0$  müssen hierbei bekannt sein (Gl. 2).

$$K_{Inv}(P) = K_0 \cdot \left(\frac{P}{P_0}\right)^n \quad (2)$$

Für jede Technologie wird eine günstige und eine ungünstige Wurzelfunktion gebildet. Die tatsächlichen Investitionskosten werden im dazwischen liegenden Vertrauensintervall vermutet (Abb. 3 und Abb. 4). Zusätzlich zu dieser Art Abschätzung wurde versucht, für die gewählte Leistungsgröße von 1 MW<sub>el</sub> weitere Kosteninformationen zu recherchieren, um diesen Ansatz weiter zu un-



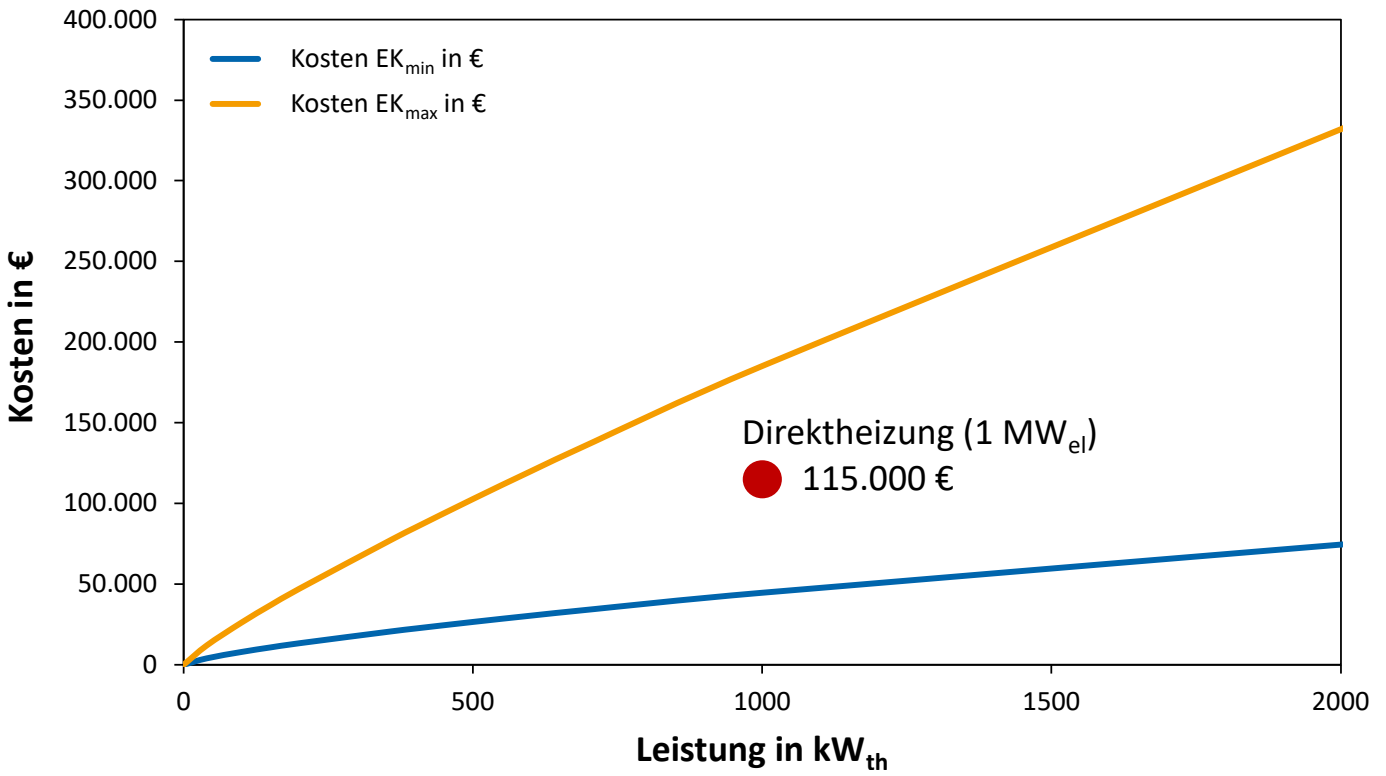


Abb. 3: Kostenschätzung Elektrodenkessel in Relation zur Leistung.

termauern. Für Elektrodenkessel (Direktheizung) werden spezifische Investitionskosten von 100 bis 300€/kW genannt [6, 7], wobei der obere Wert Gebäudekosten einschließt, welche in dieser Studie vernachlässigt wurden. Aus diesem kombinierten Ansatz wurden die Investitionskosten für die Direktheizung zu ca. 115 T € abgeschätzt (Abb. 3). Für die Wärmepumpe konnten für Leistungsgrößen bis 40 kW<sub>el</sub> tatsächliche Preislisten recherchiert werden (z. B. [8]), wobei in diesen Preisen keine 'schlüsselfertige' Installation enthalten ist. Für kleinere Erdreichwärmepumpen bis 50 kW<sub>th</sub> ist in [9] eine Kostenfunktion gegeben, wobei die Daten aus dem Jahr 2011 stammen. Für Großwärmepumpen existieren nur wenige aktuelle Informationen bezüglich ihrer schlüsselfertigen Investitionskosten. In Quelle [10] wurden Daten aus dem Jahr 2012 zu Investitionskosten für Wärmepum-

pen bis zu einer thermischen Leistung von 183 kW<sub>th</sub> zusammengetragen und aus diesen Daten eine Regressionskurve erstellt. Für die spezifischen Kosten (in € / kW<sub>th</sub>) lautet die Regressionsformel (Gl. 3):

$$K_{WP} = 2610,2 \frac{\text{€}}{\text{kW}_{th}} \cdot \dot{Q}^{-0,558} \quad (3)$$

mit:  $\dot{Q}$  in kW<sub>th</sub>  
 und:  $K_{WP}$  in  $\frac{\text{€}}{\text{kW}_{th}}$

Allerdings lässt sich Gl. 3 nicht auf höhere Leistungsgrößen extrapolieren. Die Investitionskosten würden dadurch deutlich unterschätzt.

Im Rahmen des laufenden BMBF-Projekts Quarree100 [11] wurden für Anlagengrößen von 1500 bis 2500 kW<sub>th</sub> spezifische Modulkosten von ca. 350 € / kW<sub>th</sub> abgeschätzt.

Die Datenlage zur Abschätzung der Investitionskosten ist dünn. Es wurde mit Vertrauensintervallen gearbeitet.

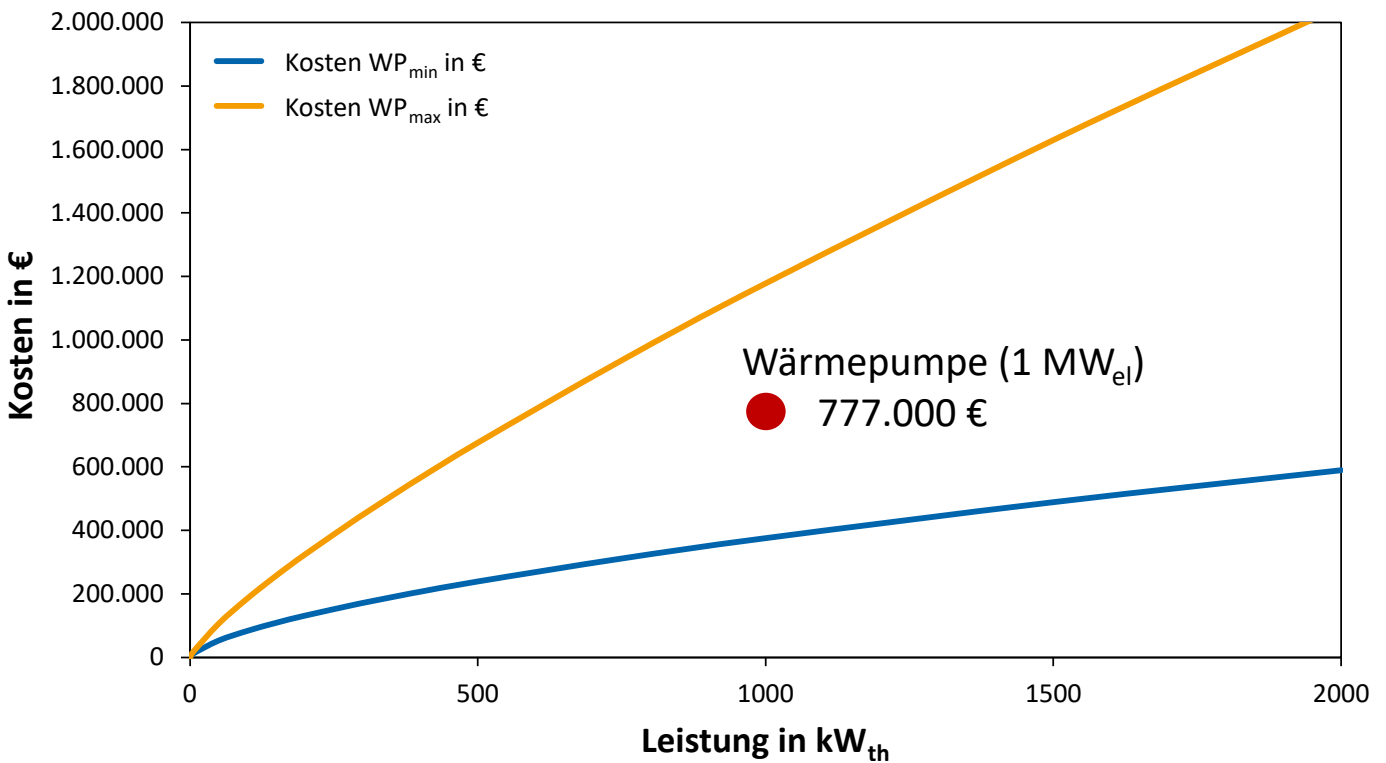


Abb. 4: Kostenschätzung Wärmepumpe.

In dem genannten Projekt wurde von Jahresarbeitszahlen von 2,1 ausgegangen, so dass 2100 kW<sub>th</sub> etwa der Leistungsgröße 1 MW<sub>el</sub> entspricht. Unter Berücksichtigung von Zubehör- und Installationskosten wurden für diese Studie daher Investitionskosten von 777 T € angesetzt (siehe Abb. 4).

#### 4.4 | Wartungskosten

Für die jährlichen Wartungskosten wurden einheitlich 4% der Investitionskosten angesetzt.

### 5 | Wirtschaftlicher Betrieb der PtH-Anlagen

Für einen wirtschaftlichen Betrieb beider Varianten von PtH-Anlagen muss der Reinerlös größer als Null sein. Der Reinerlös ergibt sich aus dem Verkauf von Wärme minus

der Kosten für Strom (inkl. der Stromsteuer). Aus diesen Überlegungen lässt sich ein kritischer Day-Ahead-Börsenpreis errechnen, bis zu dem die PtH-Anlage einen Reinerlös größer Null erwirtschaftet (Gl. 4):

$$K_{el,DayAhead} = K_{Wärme} \cdot \eta - \text{Stromsteuer} \quad (4)$$

Für die Direktheizung ergibt sich (Gl. 5):

$$K_{el,DayAhead} = 18,75 \frac{\text{€}}{\text{MWh}} \cdot 0,996 - 20,50 \frac{\text{€}}{\text{MWh}} = -1,825 \frac{\text{€}}{\text{MWh}} \quad (5)$$

Ein positiver Reinerlös erfordert Bruttostrompreise unter -1,83 € / MWh (Direktheizung) bzw. unter +62,38 € / MWh (Wärmepumpe).

Für die Wärmepumpe ergibt sich (Gl. 6):

$$\begin{aligned}
 K_{el,DayAhead} &= 18,75 \frac{\text{€}}{\text{MWh}} \\
 &\cdot 4,42 - 20,50 \frac{\text{€}}{\text{MWh}} \\
 &= +62,375 \frac{\text{€}}{\text{MWh}} \quad (6)
 \end{aligned}$$

Diese Rechnungen zeigen, dass die Direktheizung nur bei deutlich negativen Strombörsenpreisen einen Reinerlös erwirtschaftet. Die Wärmepumpe hingegen erfüllt die notwendige Randbedingung noch bei deutlich höheren Strompreisen.

Nun kann mit Hilfe des kritischen Strombörsenpreises anhand der blauen Kurve in Abb. 2 diejenige jährliche Laufzeit abgelesen werden, bei der ein Reinerlös von mindestens 0 erwirtschaftet wird.

- Bei der Direktheizung war der kritische Strompreis an 178 Stunden im Jahr 2019 erfüllt oder unterboten.
- Die Wärmepumpe hätte demgegenüber an 8428 Stunden den notwendigen Reinerlös von mindestens 0€/ MWh erwirtschaftet.

Für den wirklichen Reinerlös muss die Kurve aus Abb. 2 an möglichst vielen Haltepunkten ausgewertet werden. Denn je kleiner der Strompreis, desto höher der Reinerlös zu diesem Zeitpunkt.

Für die Direktheizung wurden die Reinerlöse für Strombörsenpreise von -10, -5 und -1,83 € / MWh ermittelt und aufsummiert.

Für die Wärmepumpe wurden die Reinerlöse für Day-Ahead-Börsenpreise in folgender Abstufung ermittelt und aufsummiert:

10; -5; -1,83; 0; 10; 15; 17,5; 20; 25; 30; 40; 50; 60 und 62,37 € / MWh.

### 5.1 | Wirtschaftlichkeitsberechnung: Amortisationszeit

Die Wirtschaftlichkeit dieser beiden PtH-Anlagen wurde auf zwei Arten ausgewertet. In Variante 1 wurde die unverzinsten Amortisationszeit berechnet. Die Amortisationszeit wurde in dieser Studie vereinfachend berechnet (Gl. 7):

$$t_{Amort} = \frac{K_{Invest}}{(\sum Reinerlös - K_{Wartung})_{p.a.}} \quad (7)$$

### 5.2 | Wirtschaftlichkeitsberechnung: RoI nach zehn Jahren

In einer zweiten Variante der Wirtschaftlichkeitsberechnung wurde die PtH-Anlage jeweils über zehn Jahre linear abgeschrieben. Somit gilt für den durch die PtH-Anlage erwirtschafteten Deckungsbeitrag vereinfachend (Gl. 8):

$$\begin{aligned}
 DB_{p.a.} &= (\sum Reinerlös \\
 &- K_{Wartung} - Abschreibung)_{p.a.} \quad (8)
 \end{aligned}$$

Der „Return of Invest“ (RoI) nach zehn Jahren berechnet sich vereinfachend nach (Gl. 9):

$$RoI = \frac{(\sum DB)_{\text{über 10 Jahre}}}{K_{Invest}} \quad (9)$$

2019 lagen für die Direktheizung weniger als 180 Stunden lang passende Strompreise vor, die Wärmepumpe hätte 96% des Jahres wirtschaftlich laufen können.

## 6 | Ergebnisse und Diskussion

Die Ergebnisse dieser Studie sind in Tab. 1 dargestellt. Aufgrund der deutlich niedrigeren Investitionskosten fallen auch Abschreibung und Wartung für die Direktheizung (DH) deutlich geringer aus als die entsprechenden Positionen für die Wärmepumpe (WP). Da die DH jedoch nur an 178 Stunden pro Jahr überhaupt einen Reinerlös größer als Null erwirtschaftet, kann letzterer nicht einmal die Wartungskosten gegenfinanzieren. Somit wird schon durch die Wartung ein jährlicher Verlust verursacht. Insgesamt ist diese Variante nicht wirtschaftlich.

Bei der Wärmepumpe hingegen ist die jährliche Laufzeit um Größenordnungen höher und auch der Reinerlös kann sowohl Wartung als auch Abschreibung leicht kompensieren. Somit ergibt sich hier eine Amortisationszeit von 5,3 Jahren und ein RoI nach zehn Jahren in Höhe von 91% der Investition. Kritisch anzumerken ist bei der Variante der WP, dass durch die lange jährliche Laufzeit von 8428 Stunden ( $\hat{=}$  351 Tagen) das Leistungspotenzial begrenzt ist. Diese Laufzeit reicht weit in die Sommermonate hinein, in denen Wärme fast ausschließlich für Trinkwarmwasser benötigt wird. Somit kann eine Großwärmepumpe nur als Ergänzung zu anderen Wärme- und Stromerzeugern installiert werden. Eine komplette Verdrängung von anderen Wärmeerzeugern auf dem Stadtwerkegelände würde bedeuten, dass auch die Quellenwärme durch Abgase entfiele, was deutlich negative Auswirkungen auf den COP der Wärmepumpe und damit das Rechenergebnis hätte.

## 7 | Fazit

PtH-Anlagen können einen Beitrag zur Energiewende leisten, indem sie die Sektoren Strom und Wärme koppeln. Insbesondere in Regionen, die den Netzknotenpunk-

ten vorgelagert sind, kann eine Umleitung von Überschuss-Strom in den Wärmesektor Abregelungen im Zuge des Einspeisemanagements (EinsMan) verhindern oder reduzieren. Was auf den ersten Blick positiv besetzt ist und als sinnvoll wahrgenommen wird, entpuppt sich als schwierig, wenn es darum geht, die PtH-Anlagen wirtschaftlich zu betreiben. Mit dieser Studie wird aufgezeigt, dass die Gründe für diese wirtschaftlich schwer darstellbaren Konzepte nicht nur in den regulatorischen Rahmenbedingungen liegen, sondern auch technische Ursachen dafür existieren. Insbesondere die bei Energieversorgungsunternehmen üblicherweise umgesetzte Direktwandlung (DW) von Strom zu Wärme lässt sich schwer darstellen, weil der Wärmepreis weit unter den durchschnittlichen Gestehungskosten für Strom liegt. Dementsprechend niedrig muss der augenblickliche Strombörsenpreis sein, damit eine DW überhaupt einen Reinerlös erwirtschaftet. In dieser Studie lag der kritische Strombörsenpreis im negativen Bereich (-1,83 € / MWh).

Eine Wärmepumpe (WP) kann im Vergleich dazu deutlich wirtschaftlicher betrieben werden. Der Grund dafür ist, dass die WP ein Vielfaches an Wärme in Bezug auf den aufgenommenen Strom produziert. Durch diesen Umstand lässt sich bei gleicher jährlicher Laufzeit nicht nur ein Vielfaches an Wärme produzieren und verkaufen, sondern auch die jährliche Laufzeit, bei der ein positiver Reinerlös erwirtschaftet wird, liegt um ein Vielfaches höher. Beides führt dazu, dass der kritische Strombörsenpreis um Größenordnungen höher liegt (in dieser Studie: +62,38 € / MWh). Die WP hat somit ein hohes jährliches Laufzeit- und Ertragspotential und kann ausreichend Deckungsbeitrag erwirtschaften, um die vergleichsweise hohen Investitions-, Abschreibungs- und Wartungskosten zu kompensieren.

Die Wärmepumpe hat ein hohes Laufzeit- und Ertragspotential, das die hohen Investitionskosten kompensiert.

**Tab. 1:** Kosten, Laufzeit, Erlöse und Wirtschaftlichkeit von Direktheizung und Wärmepumpe im Vergleich.

	Investitionskosten [€]	Abschreibung (10a) [€/a]	Wartungskosten in [€/a]	Laufzeit [h/a]	Reinerlöse [€/a]	Reinerlöse-Wartung [€/a]	Amortisationszeit [a]	Deckungsbeitrag [€/a]	Deckungsbeitrag nach 10a	RoI nach 10a
<b>PtH 1 (DW)</b>	115.000	11.500	4.600	178	819	-3.781	-	-15.281	-152.810	< 0%
<b>PtH 2 (WP)</b>	777.000	77.700	31.080	8428	179.202	148.122	5,3	70.422	704.220	91%

## Literatur

- [1] Stadtwerke Flensburg. Fernwärmenetze als Grundlage der Wärmewende, o. J. URL <https://blog.stadtwerke-flensburg.de/artikel/waermenetze-als-grundlage-fuer-die-waermewende>. Abgerufen am 04.01.2021.
- [2] Stadtwerke Rostock. Power-to-Heat für die Stadtwerke, o. J. URL <https://www.swrag.de/aktuelles/presse/presse-2020/power-to-heat-fuer-die-stadtwerke>. Abgerufen am 04.01.2021.
- [3] Faunhofer ISE. Reallabor Großwärmepumpen - Reallabore der Energiewende, 2021. URL <https://www.ise.fraunhofer.de/de/forschungsprojekte/reallabor-grosswaermepumpen.html>. Abgerufen am 12.04.2021.
- [4] Christian Maaß, Paula Möhring, Alexandra Purkus, Matthias Sandrock, Leona Freiberger, and Britta Kleinertz. *Grüne Fernwärme für Deutschland - Potenziale, Kosten, Umsetzung: Kurzstudie im Auftrag des BDEW*. Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., Hamburg - München, 2021.
- [5] Faunhofer ISE. Börsenstrompreise / Energy-Charts, 2021. URL [https://energy-charts.info/charts/price\\_spot\\_market/chart.htm?l=de&c=DE](https://energy-charts.info/charts/price_spot_market/chart.htm?l=de&c=DE). Abgerufen am 04.01.2021.
- [6] F. Biedermann; M. Kolb. Faktenblatt Power-to-Heat. Endbericht der Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH (FfE), München, November 2014. Im Auftrag von: Arbeitsgemeinschaft der Hessischen Industrie- und Handelskammern, Wetzlar.
- [7] Fraunhofer IWES, Kassel. Power-to-Heat zur Integration von ansonsten abgeregeltem Strom aus Erneuerbaren Energien. Studie, Agora Energiewende Rosenstraße 2 | 10178 Berlin, Juni 2014.
- [8] Alpha Innotec. Preis- und Typenliste. Preisliste, März 2016.
- [9] D. Wolff; K. Jagnow. Überlegungen zu Einsatzgrenzen und zur Gestaltung einer zukünftigen Fern- und Nahwärmeversorgung. Endbericht, Wolfenbüttel/Braunschweig, Mai 2011. URL <http://www.delta-q.de>.
- [10] S. Wolf; U. Fahl; M. Blesl; A. Voß; R. Jakobs. Analyse des Potenzials von Industrierärmepumpen in Deutschland. Endbericht, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Universität Stuttgart, Dezember 2014. Forschungsprojekt gefördert vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) und der Energie Baden-Württemberg AG (EnBW).
- [11] Entwicklungsagentur Region Heide. Quarree 100 home, o. J. URL <https://quarree100.de/>. Abgerufen am 05.01.2021.

