

Flexibilisierung von KWK-Anlagen für wachsende Herausforderungen einer sicheren Strom- und Wärmeversorgung

J. Wolf¹, C. Pels Leusden¹, S. Köhler¹, J. Launer²

¹ Beuth Hochschule für Technik Berlin

² Reiner Lemoine Institut Berlin

Abstract

Durch den Einbau eines Wärme- oder Stromspeichers wird die Flexibilität einer Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlage erhöht. Eine Eigenschaft von Kraftwerken, die an Bedeutung gewinnt, je größer der Anteil von volatilen erneuerbaren Energien an der Stromversorgung ist. In der vorliegenden Arbeit wird anhand von drei Szenarien aufgezeigt, welchen Einfluss Wärme- oder Stromspeicher auf die Flexibilität und den Brennstoffverbrauch eines großen KWK-Systems haben. Für jedes Szenario wird eine Einsatzoptimierung durchgeführt. Das dazu erstellte Modell ist in der Programmiersprache Python geschrieben und verwendet das Open Energy Modelling Framework (oemof). Das Modell ist frei verfügbar und kann auch zur Einsatzoptimierung eigener Szenarien verwendet werden.

1. Einleitung

Die Energieversorgung Deutschlands und Europas befindet sich in einem Wandlungsprozess. Dieser ist im Stromsektor am weitesten vorangeschritten. Zur Erreichung der Klimaschutzziele sind auch Veränderungen in den Sektoren Wärme und Mobilität erforderlich. Bei der Stromversorgung wird sich der Zubau an Photovoltaik- und Windkraftanlagen fortsetzen. Der Rückbau der Kernenergie ist zeitlich definiert, ein Kohleausstieg ist unvermeidlich, aber hinsichtlich der zeitlichen Ausgestaltung offen. Daraus ergeben sich Herausforderungen, die nur mit Unsicherheiten quantifizierbar sind: Die Versorgungssicherheit muss auch in Phasen langer Dunkelflauten gewährleistet werden. Es ist anzunehmen, dass hohe Lastgradienten zu beherrschen sind. Ferner ist mit stark fluktuierenden Residuallasten umzugehen. Das schließt auch negative Residuallasten (Stromüberschuss) mit ein [1].

Derzeit werden vielfältige Lösungen für die Bewältigung dieser Herausforderungen diskutiert. Dazu gehören Netzausbau, Speichertechnologien, Lastmanagement und die Flexibilisierung des verbleibenden Kraftwerksparks. Der Umsetzung sind Grenzen gesetzt (z.B. planungsrechtliche Verzögerungen beim Netzausbau, ungünstige wirtschaftliche und regulatorische Randbedingungen beim Einsatz von Speichern). Ferner besteht noch kein Konsens, wie ein Mix der genannten Maßnahmen in verschiedenen Phasen des Transformationsprozesses der Energiewende aussehen soll.

Der Kraftwerkspark wird sich während des Transformationsprozesses der Energiewende signifikant verkleinern. Insbesondere für die Versorgungssicherheit in Dunkelflauten und die Beherrschung dynamischer Lastgradienten werden Kraftwerke aber weiterhin erforderlich sein. Bei einem zunehmend dekarbonisierten System wird Erdgas sukzessive durch synthetisch erzeugte Brennstoffe beim Betrieb dieser Kraftwerke ersetzt [1,2].

In dieser Arbeit wird die Eignung einer Kombination aus Sektorkopplung (Kraft-Wärme-Kopplung) und Kraftwerks-Flexibilisierung untersucht. Es wird beantwortet, welche Komponenten helfen, auf fluktuierende (ggf. negative) Residuallasten reagieren zu können. Dazu wird bei vorgegebenem Wärme- und Strombedarf der Betrieb für verschiedene Konfigurationen jeweils für ein Betriebsjahr stundenweise berechnet. Die hoch-dynamischen Fähigkeiten eines Kraftwerks im Sekundenbereich werden in diese Betrachtung nicht mit einbezogen, um den Berechnungsaufwand zu begrenzen.

2 Berechnungsgrundlage und Beschreibung der untersuchten Szenarien

Jedes Szenario setzt sich aus einer Konfiguration des Energiesystems (eingesetzte Komponenten) und den Zeitreihen der stündlichen Wärme- und Strombedarfe zusammen. Eine mögliche Konfiguration der Komponenten ist beispielhaft in Abbildung 1 dargestellt. Die Auswahl der Komponenten sowie deren Dimensionierung werden im folgenden Abschnitt beschrieben. Im Anschluss werden die in allen Szenarien verwendeten, identischen Zeitreihen für die Strom- und Wärmebedarfe erläutert. Die drei Szenarien unterscheiden sich lediglich in der Ab- und Anwesenheit eines Energiespeichers (ohne Speicher/mit Speicher) und in der Art des Speichers (Wärmespeicher/Stromspeicher).

2.1 Komponenten der untersuchten Energiesysteme

Heutige Anlagen zur Kraft-Wärme-Kopplung bestehen in der Regel aus einem Wärme-Kraft-Prozess (Kolbenmotor, Dampf- oder GuD-Kraftwerk) und einem zusätzlichen Wärmeerzeuger. Abwärme des Wärme-Kraft-Prozess liefert die Grundlast der Wärme, der Wärmeerzeuger liefert die Spitzenlast und dient als Backup. Negative Residuallasten werden durch Power-to-Heat (P2H) in Wärme umgewandelt. Unter Einbeziehung von Speichern kann so ein hochflexibles Gesamtsystem entstehen.

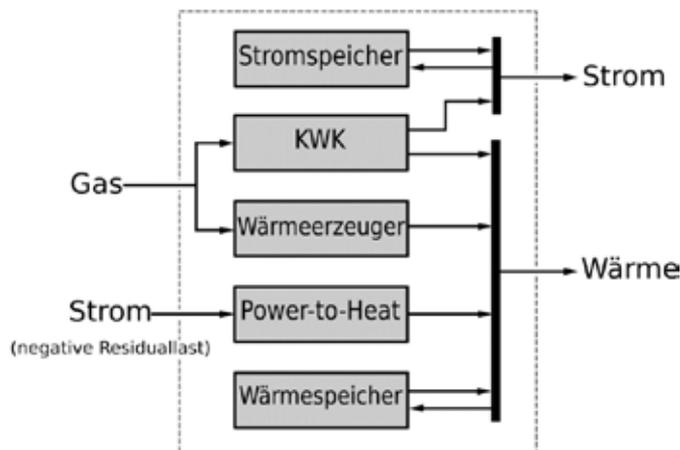


Abbildung 1: Schematische Darstellung des betrachteten Energiesystems. Hier beispielhaft dargestellt ist eine Konfiguration mit Strom- und Wärmespeicher

In den vorhergehenden Arbeiten [3] und [4] wurden Potentialanalysen solcher flexibilisierter KWK-Anlagen durchgeführt. Für das Gesamtsystem wurde ein Kennfeld aller möglichen Betriebszustände erstellt und mit Hilfe einer Jahresganglinie die Häufigkeit unterschiedlicher Betriebszustände analysiert. Daraus wurde abgeleitet, welche Variation der Stromerzeugung bei gegebenem Wärmebedarfsprofil möglich ist. Ähnliche Arbeiten wurden von Wenzl [1] vorgelegt, wobei die Wärmeabgabe nicht quantifiziert wurde.

Im Rahmen dieser Arbeit wird nun eine stundengenaue Berechnung erstellt. Hierzu wird exemplarisch eine Anlage untersucht, die im Maximum einen Wärmebedarf von 1GW_{th} und einen Strombedarf von 1GW_{el} decken kann. Die Anlage ist somit repräsentativ für die Wärmeversorgung eines Fernwärmenetzes einer Großstadt. Die Gesamtanlage besteht, wie aus Abbildung 1 zu entnehmen ist, aus einer KWK-Einheit, einem Wärmeerzeuger (Kessel), einer P2H-Einheit sowie einem Strom- bzw. Wärmespeicher. Die Anlagendimensionen sind in Tabelle 1 und Tabelle 2 zusammengefasst.

Die Parameter wurden aufgrund der nachfolgenden Überlegungen ermittelt: Für den Wärme-Kraft-Prozess wird eine GuD-Anlage mit Entnahme-Kondensations-Dampfturbine zugrunde gelegt. Die Berechnung erfolgte auf Basis von [4]. Die elektrische Maximalleistung richtet sich nach dem Maximalwert des Bedarfes 1GW_{el} . Die Mindestlast von 100MW_{el} ist ein Schätzwert. Der elektrische

Nennwirkungsgrad orientiert sich an dem heute verfügbaren Stand der Technik. Für den Mindestlastbetrieb wird gemäß [5] ein elektrischer Wirkungsgrad von 50% angesetzt. Die maximale Wärmeauskopplung ergibt sich aus den obigen Wirkungsgradannahmen, einer Mindestdampfmenge im Kondensator (Annahme: 10% der Nenn-Dampfmenge) und dem Wärmeverlust im Abgas (Annahme: 11,7%). Der Wärmeerzeuger wird so dimensioniert, dass die maximale Wärmeleistung des GuD und des Wärmeerzeugers zusammen 120% des Maximalbedarfs von 1GW_{th} beträgt. Der Wirkungsgrad wird mit 90% angenommen. Dieser Ansatz ist analog zu [3] gewählt. Die P2H-Anlage wird wie in [3] auf 15% des maximalen Wärmebedarfs mit einem Wirkungsgrad von 99% dimensioniert.

Tabelle 1: Systemkonfiguration und nicht-variierte Komponentengrößen und -eigenschaften

Größe	Einheit	
Elektr. Nennleistung KWK	MW_{el}	1000
Elektr. Mindestleistung KWK	MW_{el}	100
Max. Leistung P2H	MW_{th}	150
Elektr. Nennwirkungsgrad KWK	%	60
Elektr. Wirkungsgrad bei Mindestleistung KWK	%	50
Max. Wärmeauskopplung KWK	MW_{th}	500
Elektr. Leistung KWK bei max. Wärmeauskopplung	MW_{el}	925

Tabelle 2: Variation der Komponentengrößen in den untersuchten Systemkonfigurationen

		ohne Speicher	mit Wärmespeicher	mit Stromspeicher
Wärmespeicher Kapazität	MWh_{th}	0	2500	0
Stromspeicher Kapazität	MWh_{el}	0	0	100

Die Kapazitäten der Strom- und Wärmespeicher werden je nach Szenario variiert. Die Dimensionierung des Stromspeichers richtet sich dabei nach dem Verhältnis der spezifischen Investitionskosten von Strom- und Wärmespeichern. Es wird angenommen, dass die spezifischen Speicherkosten von Stromspeichern um den Faktor 25 über den Kosten für Wärmespeicher liegen. Die Szenarien „mit Wärmespeicher“ und „mit Stromspeicher“ weisen dann gleiche Investitionskosten auf.

2.2 Bedarfsprofile

Für die drei Szenarien werden die gleichen Verläufe (stündlich aufgelöste Zeitreihen) für die Bedarfe von Strom und Wärme angesetzt. Das Wärmebedarfsprofil basiert auf Fernwärmelastdaten aus dem Jahr 2012. Die Daten wurden anonymisiert und normiert vom AGFW bereitgestellt [6]. Der absolute Wärmebedarf in jeder Stunde des Jahres ergibt sich aus der Multiplikation der normalisierten Zeitreihe (prozentuale Werte) mit der Nennlast von 1GW_{th} . Die Wärmeleistung und die geordnete Jahresganglinie des Wärmebedarfs sind in Abbildung 2 dargestellt.

Um für den Strombedarf ein Szenario untersuchen zu können, welches repräsentativ für den fortschreitenden Ausbau regenerativer Einspeisung ist, wird eine Prognoserechnung für das Jahr 2040 zugrunde gelegt. Die Annahmen für die zukünftig installierte Nettostromerzeugungsleistung der erneuerbaren Energien (EE) basieren auf der Prognose für das Jahr 2040 des Basisszenarios der Studie für das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie „Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland“ [7]. Strommarktdaten [8] liefern die Verlaufsprofile (prozentuale Werte) der Einspeiseleistung von Photovoltaik und Windkraft für das Jahr 2012. Aus den Profilen (Zeitreihen) der Einspeiseleistung und der prognostizierten installierten Stromerzeugungsleistung ergibt sich eine Deckung des Strombedarfs aus EE von 53,6%. Dabei wird angenommen, dass die Netzlast sowie die Einspeisungen aus Wasserkraft und Biomasse unverändert bleiben. Es ergibt sich eine verbleibende Last, die vom konventionellen Kraftwerkspark aufgebracht werden muss (Residuallast).

Bei dieser Betrachtung kommt es weniger auf die Jahreszahl an, sondern auf den Zustand und die Charakteristika des deutschen Stromversorgungssystems mit rund 50% EE-Anteil. Der betrachtete Zustand stellt somit einen Zwischenstand des Transformationsprozesses dar.

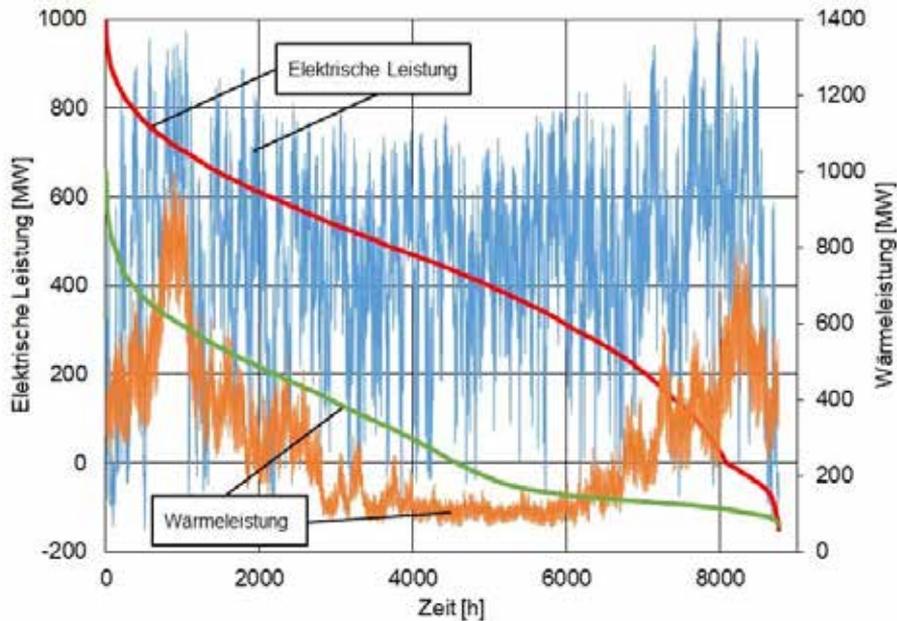


Abbildung 2: Elektrische Leistung (blau) und Wärmeleistung (orange) mit geordneten Jahresganglinien für Strom (rot) und Wärme (grün)

Tabelle 3: Kumulierte Energiemengen der verwendeten Zeitreihen für Strom- und Wärmelast

Größe	Einheit	
Jahreswärmebedarf	GWh _{th}	2558
Kumulierte positive Residuallast	GWh _{el}	3962
Kumulierte negative Residuallast	GWh _{el}	18

Für die folgende Betrachtung ist nun noch festzulegen, wie sich das hier untersuchte Energiesystem mit einer maximalen elektrischen Leistung von 1GW_{el} an der Deckung der berechneten Residuallast beteiligt. In der betrieblichen Realität würde sich dies durch die Marktbedingungen ergeben. Da die regulatorischen Randbedingungen und ein verlässliches Marktmodell nicht vorliegen, soll hier ein einfacher Ansatz zugrunde gelegt werden: Die Anlage soll linear zur Deckung der Residuallast beitragen. Hohe Residuallast bedeutet hoher Strombedarf aus konventionellen Anlagen und somit auch eine hohe Anlagenleistung der betrachteten Anlage. Für die Berechnungen wird von einer direkt proportionalen Zuordnung der Anlagenleistung zur Residuallast ausgegangen, wodurch sich der in Abbildung 2 blau dargestellte Lastverlauf für den Strombedarf ergibt. Die über das Jahr kumulierten Energiemengen der Stromlast (positive und negative Residuallast) sowie der Wärmelast sind in Tabelle 3 zusammengefasst.

In Abbildung 3 ist der der Strombedarf über den Wärmebedarf für alle Stunden des Jahres aufgetragen. Negative Residuallasten sind dabei als negative elektrische Leistung definiert. Ferner ist in Abbildung 3 der Betriebsbereich der GuD-Anlage eingezeichnet (orangene Linien). Dieser erstreckt sich im Kondensationsbetrieb (keine Wärmeentnahme) von P_{el}=100 bis 1000MW_{el}. Bei Wärmeauskopplung

sinkt die maximale elektrische Leistung, da zur Wärmebereitstellung Dampf aus der Dampfturbine entnommen wird (Bereich 1a). Bei maximaler Wärmeentnahme (sog. Entnahmebetrieb) fällt die erzeugbare elektrische Leistung auf 925MW_{el} . Elektrische Leistungen oberhalb dieser Grenze können nur durch reduzierte Wärmeentnahme bereitgestellt werden. Bei einer Stromerzeugung unterhalb von 925MW_{el} sinkt im Entnahmebetrieb die maximal auskoppelbare Wärmeleistung des GuD kontinuierlich bis auf ca. 35MW_{th} .

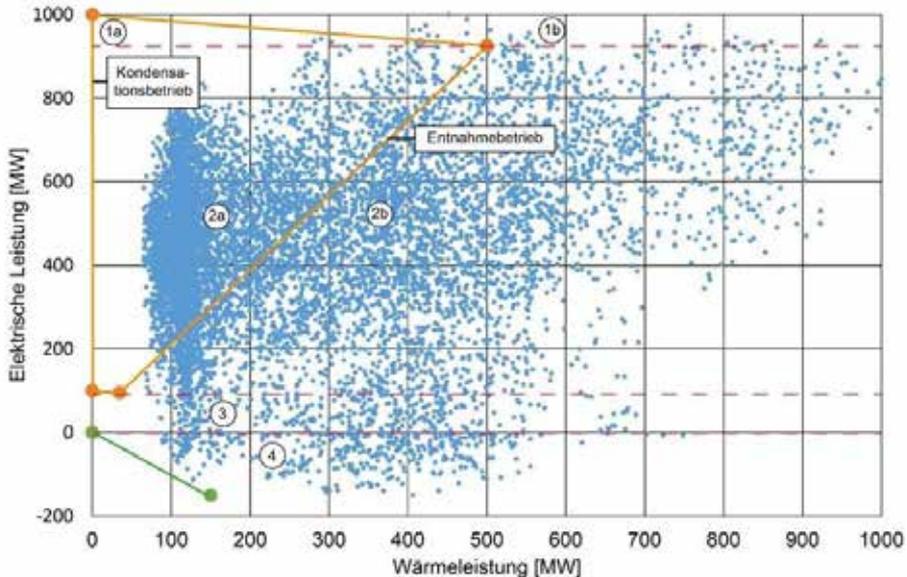


Abbildung 3: Strom- und Wärmebedarf in den einzelnen Stunden des Jahres (blaue Punkte), Betriebsbereich GuD-Anlage (orange), Betriebslinie P2H (grün)

Die entnommene Wärme kann durch sog. Mischbetrieb (nur Teilmenge an Dampf wird zur Wärmeauskopplung genutzt) beliebig nach unten reguliert werden (Bereich 2a). Höhere Wärmeleistungen (Bereiche 1b und 2b) erfordern einen zusätzlichen Wärmeerzeuger (Kessel und/oder Wärmespeicher). Die Betriebspunkte im Bereich 3 liegen unterhalb des Betriebsbereichs des GuD. Hier kann Strom durch das GuD nur über Bedarf erzeugt werden (Überschussstrom). Es ist zu erkennen, dass auch hier ein zusätzlicher Wärmeerzeuger erforderlich ist, um die Bedarfe zu decken. Bereich 4 umfasst die Betriebspunkte mit negativer Residuallast. Alle Wärmebedarfe in diesem Bereich liegen rechts von der Betriebslinie der P2H-Anlage (grüne Linie), so dass auch hier ein zusätzlicher Wärmeerzeuger zur Bedarfsdeckung erforderlich ist.

3. Modellierung

Das Modell des untersuchten Energiesystems besteht im Basisszenario („ohne Speicher“) aus einer Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlage (KWK), einem Spitzenlast-Wärmeerzeuger (Kessel) und einer Power-to-Heat-Anlage (P2H). In den zwei weiteren Szenarien wird das System zusätzlich mit einem Fernwärmespeicher („mit Wärmespeicher“) oder einer Batterie („mit Stromspeicher“) ausgestattet. Zweck des Modells ist die Ermittlung der Reduktion des Brennstoffverbrauchs eines definierten KWK-Systems durch den Einsatz eines Energiespeichers bei angestrebter Deckung von vorgegebenen Strom- und Wärmebedarfen.

Bei der Berechnung handelt es sich um eine Einsatzoptimierung, die als gemischt ganzzahlig-lineares Programm (MILP) abgebildet wird. Dazu wird das *Open Energy Modelling Framework (oemof)* eingesetzt [9]. Das in der Programmiersprache Python entwickelte Open-Source-Werkzeug oemof

bietet Pakete zu Simulation und Optimierung von Energiesystemen. Die in dieser Arbeit von oemof verwendeten Pakete sind *oemof-network*, mit dem das Energiesystem als Netzwerk aus Komponenten und Bussen erstellt wird und *oemof-solph*, zum Erstellen und Lösen des Optimierungsproblems. Als Löser wird der Open-Source-Solver COIN Branch and Cut (CBC) verwendet. Die zu minimierende Zielfunktion ist die der Brennstoffverbrauch des Energiesystems. Die Zeitschrittlänge beträgt 1 Stunde. Berechnungszeitraum ist ein Kalenderjahr (beginnend am 1. Januar).

Das Modell verwendet drei Zeitreihen mit jeweils stündlich aufgelösten normierten Werten: das Wärmelastprofil, ein Stromlastprofil mit der positiven Residuallast und ein Stromlastprofil mit der negativen Residuallast. Die zwei erstgenannten Zeitreihen bilden die zu deckenden Bedarfe, im Modell werden sie als Energiesenken abgebildet. Die Zeitreihe mit der negativen Residuallast wird wie eine Ressource behandelt, und als Energiequelle abgebildet. Die zweite Energiequelle im Modell ist Erdgas. Sie steht dem System zeitlich unabhängig zur Verfügung. Stromübertragung und -verteilung sowie das Fernwärmenetz werden nicht modelliert. Verluste, Leitungsengpässe o.ä., die sich bei der Verteilung ergeben könnten, werden im Modell nicht berücksichtigt. Ein möglicher Verkauf oder Einkauf von Strom aus dem öffentlichen Netz wird ebenfalls nicht berücksichtigt.

Die Optionen der Optimierung für jeden Zeitschritt sollen hier kurz dargestellt werden. Zur Deckung des Wärmebedarfs stehen folgende Möglichkeiten und deren Kombinationen zur Verfügung: Wärme mit dem GuD erzeugen, Wärme mit dem Kessel erzeugen und/oder Wärme aus Speicher entnehmen, wenn dieser gefüllt ist (nur in Szenario „mit Wärmespeicher“ möglich). Die P2H-Anlage erzeugt in allen Zeitschritten Wärme, in denen negative Residuallast auftritt. Zur Deckung des Strombedarfs steht in den Szenarien ohne Stromspeicher nur das GuD zur Verfügung. Im Szenario „mit Stromspeicher“ besteht zusätzlich die Möglichkeit, Strom aus der Batterie zu entnehmen, wenn diese geladen ist.

Die Komponenten Kessel und P2H werden jeweils durch ein einfaches Transformer-Modell repräsentiert, bei dem Eingangs- und Ausgangswert über einen konstanten Umwandlungsfaktor, den Wirkungsgrad, im Verhältnis stehen. Die Energiespeicher müssen aus Bilanzgründen zu Beginn und am Ende einer Berechnung (hier ein Kalenderjahr) den gleichen Ladezustand aufweisen. Im Laufe der Untersuchungen hat sich gezeigt, dass eine Erhöhung der Be- und Entladeleistung des Stromspeichers (alle weiteren Parameter unverändert) zu einem starken Anstieg der Rechenzeit bei der Einsatzoptimierung führt. Beim Wärmespeicher wurde ein derartiges Verhalten nicht beobachtet. Als Konsequenz wurde die Be- und Entladeleistung des Stromspeichers auf 12,5 MW_{el} begrenzt. Das Modell des GuD-Kraftwerks basiert auf dem Ansatz von [10], welches im generischen Modell für KWK-Anlagen des Pakets *oemof-solph* implementiert ist. Transientes Verhalten, wie bei Anfahrvorgängen oder beim Abkühlen und Aufwärmen werden im Modell nicht berücksichtigt.

Ein Steckbrief, ein sogenanntes Factsheet, des Modells mit umfangreichen Informationen findet sich unter dem Akronym *flexCHP* auf der OpenEnergy Platform [11]. Dort ist auch das Repository angegeben, auf dem der Programmcode eingesehen und das Modell heruntergeladen werden kann.

4. Ergebnisse

4.1 Ergebnisse der Betriebsoptimierung

Zunächst wird betrachtet, wie sich der Einsatz der Speicher auf die Betriebsführung auswirkt. Die Ergebnisse aus der Einsatzoptimierung der einzelnen Szenarien zeigt Tabelle 4. Alle drei Szenarien decken sowohl den Wärme- als auch den Strombedarf in jeder Stunde des Jahres. Dabei werden je nach Szenario 9 bis 15 GWh_{el} Strom zu viel produziert, weniger als 0,5% der Jahresproduktion. Die Anwesenheit eines Energiespeichers (Szenarien „mit Wärmespeicher“ und „mit Stromspeicher“) wirkt

Tabelle 4: Die Ergebnisse im Vergleich

		ohne Speicher	mit Wärmespeicher	mit Stromspeicher
Wärmeproduktion des Systems	GWh_{th}	2558	2558	2558
- davon aus dem GuD	GWh_{th}	1587	1665	1593
- davon aus dem Kessel	GWh_{th}	953	877	947
- davon aus der P2H-Anlage	GWh_{th}	18	18	18
Eingespeicherte Wärme	GWh_{th}	0	77	0
Stromproduktion des Systems	GWh_{el}	3977	3977	3972
Eingespeicherter Strom	GWh_{el}	0	0	13
Jahres Gas-Verbrauch des Systems	GWh_{th}	8237	8172	8223
Betriebsstunden GuD	h	8346	8344	8312
Betriebsstunden Kessel	h	4715	3530	4618
Überschussstrom des Systems	GWh_{el}	15	15	9
Überschusswärme	GWh_{th}	0	0	0

sich nur geringfügig auf den Brennstoffverbrauch des Systems aus. Der Einsatz eines Wärmespeichers führt jedoch zur Reduktion der Betriebsstunden des Kessels um 25% und einer Reduktion des Wärmebezugs aus dem Kessel um ca. 8%. Durch den Einsatz des Stromspeichers wird der Wärmebezug aus dem Kessel um ca. 0,5% reduziert.

4.2 Der Einfluss der Speicher auf den Betrieb der Anlage

Ein Energiespeicher im System ermöglicht dem GuD in einigen Stunden des Jahres seinen Betriebspunkt zu verändern. Das GuD kann die Wärme- oder Stromproduktion reduzieren oder erhöhen und in einen energetisch effizienteren Betriebspunkt fahren. Abbildung 4 zeigt die stündlichen Betriebspunkte des GuD in den drei unterschiedlichen Szenarien. Die Leistungen der weiteren Komponenten werden in dieser Darstellung nicht abgebildet.

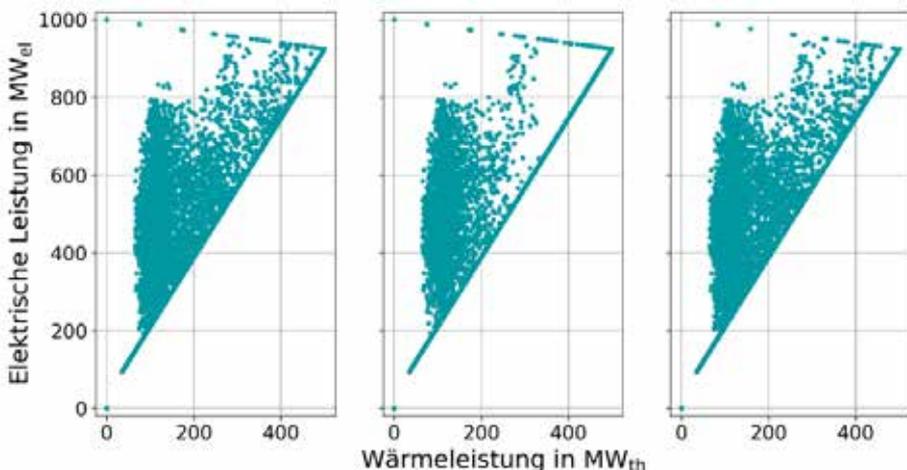


Abbildung 4: Betriebspunkte des GuD-Kraftwerks im betrachteten Jahr. Ohne Speicher (links), mit Wärmespeicher (mitte) und mit Stromspeicher (rechts)

Deutlich zu erkennen sind das charakteristische Kennfeld der Betriebszustände des GuD, sowie dessen Begrenzungen, wie sie in Abbildung 3 (orangene Linien) dargestellt sind. Von besonderem Interesse ist die Linie des Entnahmebetriebs, da hier der höchste energetische Wirkungsgrad vorliegt.

Durch den Einsatz des Wärmespeichers (Abbildung 4, mitte) dünnt sich das Feld insbesondere oberhalb von $Q=300\text{MW}_{\text{th}}$ und $P_{\text{el}}=600\text{MW}_{\text{el}}$ aus. Im folgenden Abschnitt wird gezeigt, dass diese Punkte zur Linie des Entnahmebetriebs verschoben werden und das GuD häufiger in seinem Wirkungsgrad-Optimum gefahren wird. Auch der Einsatz eines Stromspeichers (Abbildung 4, rechts) bewirkt die Verschiebung einiger Betriebsstunden in Richtung des Entnahmebetriebs des GuD. Die Auswirkungen durch den Einsatz des Stromspeichers sind jedoch deutlich geringer als beim Wärmespeicher und zeigen sich erst bei einer detaillierteren Betrachtung (siehe Abs. 4.4).

4.3 Der Einfluss des Wärmespeichers

Ein Vergleich der Systeme „mit Wärmespeicher“ und „ohne Speicher“ zeigt den Einfluss des Wärmespeichers auf das Betriebsverhalten. Bildet man die Stromproduktion des GuD in jeder Stunde des Jahres über die Gesamtwärmeproduktion (GuD, Kessel und P2H zusammen) in den entsprechenden Stunden ab, erhält man eine Punktwolke, wie sie in Abbildung 5 und Abbildung 6 (Symbol: Kreise) im Hintergrund dargestellt ist. Die roten Striche in der Abbildung markieren alle Stunden der Punktwolke, in denen der Wärmespeicher be- oder entladen wird. Die türkisfarbenen Striche geben für die jeweils entsprechende Stunde des Jahres den Betriebspunkt des Systems „ohne Speicher“ an. Jeder türkisfarbene Marker korrespondiert daher mit einem roten Marker.

Es ist eine deutliche Verschiebung der Betriebspunkte nach rechts zum Entnahmebetrieb mit besserem energetischen Wirkungsgrads des GuD zu erkennen, wenn der Wärmespeicher beladen wird. Der Wärmespeicher wird in diesen Zeitschritten ausschließlich durch das GuD beladen. Diese Wärme ist energetisch günstiger als die im Kessel erzeugte.

Wird der Speicher entladen (Abbildung 6), so finden sich entsprechende Betriebspunkte rechts der Betriebslinie des Entnahmebetriebs. Hier führt die Entladung des Wärmespeichers zu einer Reduktion der Kesselleistung. Liegt der Betriebspunkt aufgrund der Speicherentladung im Kennfeld des GuD, kommt der zusätzliche Wärmeerzeuger, anders als im System „ohne Speicher“, nicht zum Einsatz. Die Betriebsstunden des Kessels werden dadurch reduziert (vgl. Tabelle 4).

Zusätzlich ist festzustellen, dass sich in vielen Betriebsstunden des Szenarios „mit Wärmespeicher“ keine Änderungen gegenüber dem Betrieb ohne Speicher ergeben (kreisförmige Marker im Hintergrund von Abbildung 5 und Abbildung 6 ohne zusätzliche rote oder türkisfarbene Markierung). Der Grund hierfür kann in Abbildung 7 analysiert werden. Die eingespeicherte Energie (rot) ist vergleichbar mit der ausgespeicherten Energie (grün). Die Wärmeentnahme erfolgt dabei meist kurz nach der Beladung. Zusätzlich ist in der Abbildung das Wärmepotential dargestellt. Darunter ist jene Wärmemenge zu verstehen, die bei Entnahmebetrieb des GuD eingespeichert werden könnte. Ab der Betriebsstunde ca. 2900, liegt das Potential merklich über der tatsächlichen Einspeicherung. In diesem Bereich wird folglich nur so viel Wärme eingespeichert, wie später wieder entnommen wird. Diese Menge richtet sich nicht nach dem Angebot, sondern nach der Entnahme und der Speichergröße. In diesem Zusammenhang ergibt die Lösung ein anderes Verhalten als in einer realen Betriebsführung. Dem Modell liegen die vollständigen Verbrauchsinformationen des gesamten Jahres vor (sog. perfect foresight), so dass eine Speicherfüllung nur soweit stattfindet wie eine spätere Entnahme sie erfordert. Im realen Anlagenbetrieb liegen Verbrauchsinformationen nur als Prognose für einen begrenzten Zeitraum vor. Verfügbares Wärmepotential wird daher in der Regel so lange zur Speicherfüllung eingesetzt bis die Kapazität voll ausgenutzt ist.

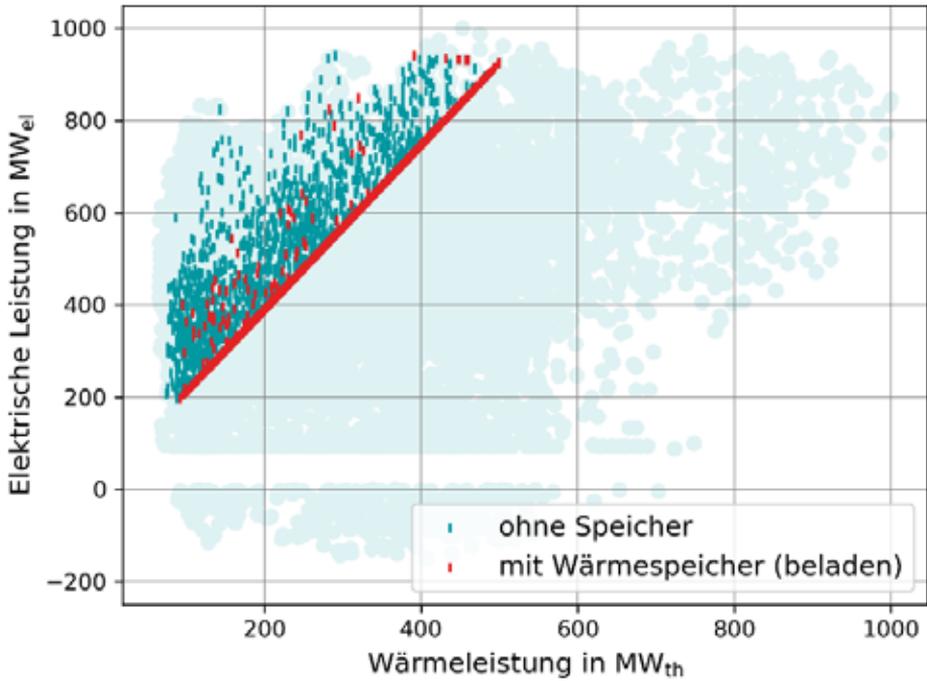


Abbildung 5: Stunden des Jahres in denen der Wärmespeicher beladen wird.

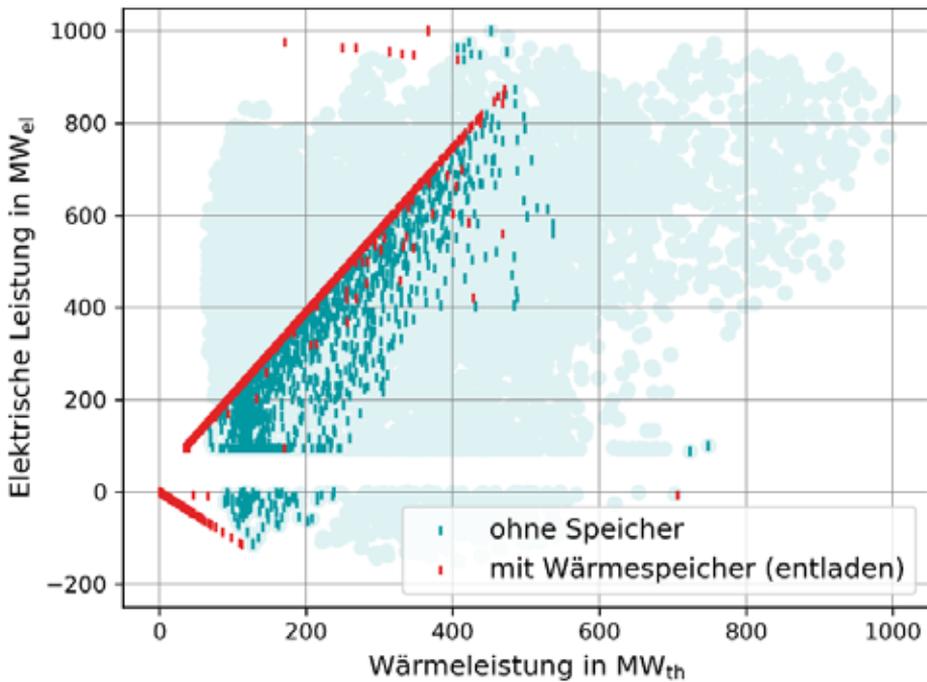


Abbildung 6: Stunden des Jahres in denen der Wärmespeicher entladen wird.

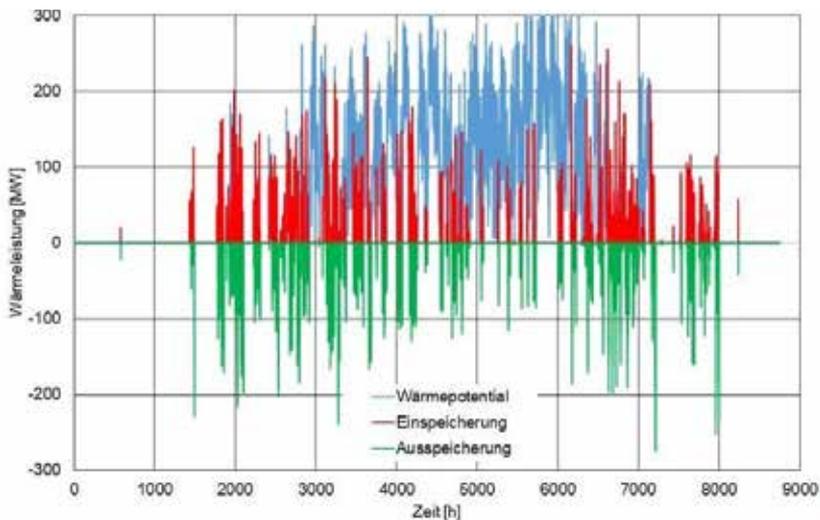


Abbildung 7: Wärmepotenzial und berechneter Speicherbetrieb im Szenario „mit Wärmespeicher“

4.4 Der Einfluss des Stromspeichers

Vergleicht man die Betriebspunkte der Szenarien „ohne Speicher“ und „mit Stromspeicher“, analog zu Abschnitt 4.3, miteinander und markiert dabei die Betriebszustände all jener Stunden im Jahr, in denen im System „mit Stromspeicher“ der Stromspeicher beladen oder entladen wird, so ergeben sich die in Abbildung 8 (beladen) und Abbildung 9 (entladen) dargestellten Punktwolken. Das Beladen des Stromspeichers ermöglicht dem GuD im Entnahmebetrieb zwischen 100 und 925 MW_{el} die Stromproduktion und damit auch die Wärmeproduktion zu erhöhen, wodurch die Leistung des Kessels reduziert werden kann. In Abbildung 8 ist dieser Effekt durch die vertikale Verschiebung von Betriebspunkten (von Türkis nach Rot) sichtbar. Die im Vergleich zum Wärmespeicher deutlich geringere Leistungsaufnahme des Stromspeichers (Wärmespeicher: 500 MW_{th}, Stromspeicher 12,5 MW_{el}) schlägt sich in einer entsprechend geringeren Reduktion der Kesselbetriebsstunden nieder (vgl. Tabelle 4).

In Zeiten, in denen der Strombedarf unter der elektrischen Mindestleistung des GuD liegt, nimmt der Stromspeicher die überschüssige Leistung auf (rot markierte Betriebspunkte auf der Horizontalen bei P_{el} = 100 MW_{el}). Hier verändert die Anwesenheit des Stromspeichers nicht den Betrieb des GuD, sondern reduziert den Stromüberschuss des Gesamtsystems (vgl. Tabelle 4). Aus Abbildung 9 ist zu entnehmen, dass in einzelnen Stunden des Jahres mit geringem Strombedarf (P_{el} < 100 MW_{el}) der Stromspeicher das GuD vollständig substituiert (rot markierte Betriebspunkte auf der Horizontalen bei P_{el}=0 MW_{el}). Im Szenario „ohne Speicher“ läuft das GuD in diesen Stunden weiter auf Mindestlast (türkisfarbene markierte Betriebspunkte in Abbildung 9). Es ist davon auszugehen, dass ein Anheben der Be- und Entladeleistung des Stromspeichers zu einem deutlichen Anstieg der Zeitschritte führen wird, in denen der Stromspeicher das GuD substituiert.

5. Zusammenfassung

Für drei Szenarien werden Einsatzoptimierungen mit dem Open-Source-Werkzeug oemof durchgeführt. Die Energiesysteme in den Szenarien unterscheiden sich hinsichtlich ihrer Speicherart und -kapazität. Zentraler Bestandteil der Systeme ist ein hochflexibles GuD-Kraftwerk, das Fernwärme liefert und die Deckung der Residualstromlast sicherstellt, wenn über 50% der jährlichen Stromeinspeisung in Deutschland aus EE kommen.

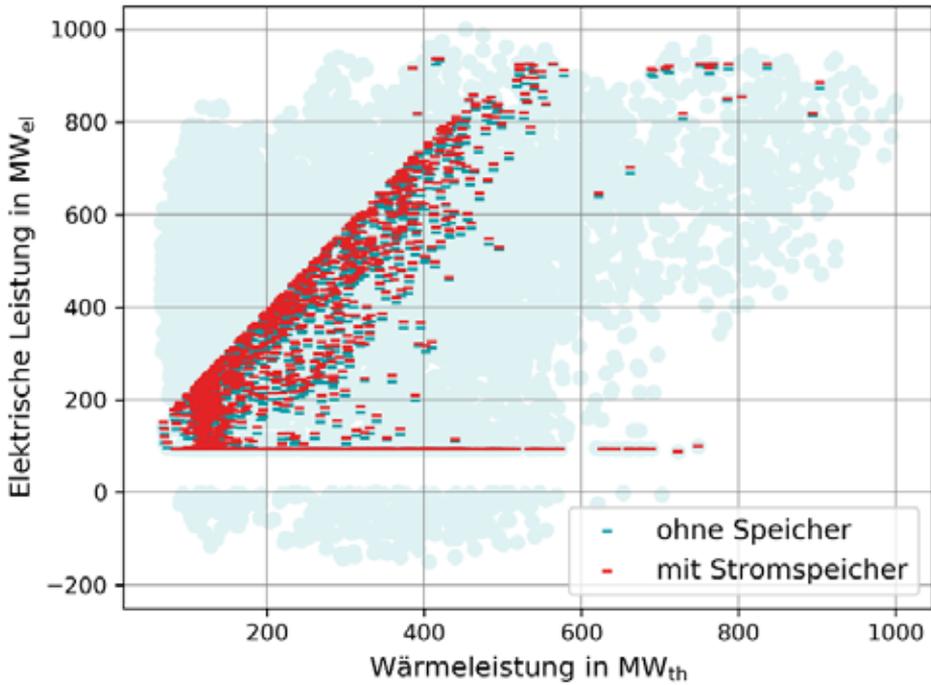


Abbildung 8: Stunden des Jahres in denen der Stromspeicher beladen wird.

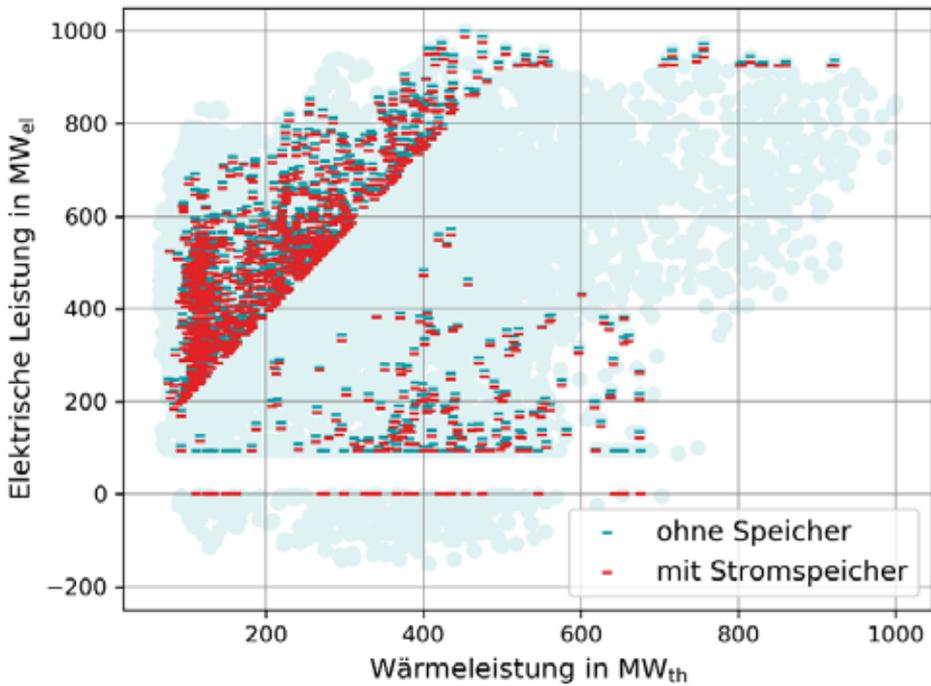


Abbildung 9: Stunden des Jahres in denen der Stromspeicher entladen wird.

Alle drei untersuchten Systeme können die Bedarfe für Strom und Wärme zu jeder Stunde decken. Der Einsatz eines Wärmespeichers führt zu Brennstoffeinsparungen, da das GuD in energetisch besseren Betriebszuständen betrieben wird. Der Effekt fällt jedoch gering aus, da die eingespeicherte Wärmemenge durch die Charakteristik einer energetisch optimierten Speicherentladung begrenzt wird. Auch der Stromspeicher erlaubt energetisch bessere Betriebszustände. Die Auswirkungen auf den Brennstoffbedarf sind aufgrund der geringeren Kapazität und Ladeleistung deutlich kleiner als beim Wärmespeicher. Dafür erlaubt der Stromspeicher die komplette Abschaltung des GuD bei geringem Strombedarf. Dadurch verringert sich der Stromüberschuss den das Energiesystem produziert.

Mit dem erstellten Modell lassen sich die Potentiale und Grenzen von komplexen Energiesystemen mit gekoppelter Strom- und Wärmeproduktion aufzeigen. Durch die Wahl geeigneter Stromlastzeitreihen kann dadurch die Flexibilität der Anlage und ihr Beitrag zu einer sicheren Versorgung analysiert werden.

6. Literaturverzeichnis

- [1] H. Wenzl, "Die dominierende Rolle bivalenter Power-to-Heat-Anlagen im zukünftigen Energieversorgungssystem," in *VDE Dialogplattform Power to Heat*, 2018.
- [2] "Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global - Schlussbericht," Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR); Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES), Ingenieurbüro für neue Energien (IFNE), 2012.
- [3] S. Köhler and C. Pels Leusden, "Potenzialanalyse flexibilisierter KWK-Anlagen," Kraftwerkstechnisches Kolloquium Dresden, 2014.
- [4] C. Pels Leusden and S. Köhler, "Provision of Balancing Power and Storage Capacity by Flexible CHP Systems," in *International Renewable Energy Storage Conference (IRES 2013)*, 2013.
- [5] S. Meinke, "Modellierung thermischer Kraftwerke vor dem Hintergrund steigender Dynamikanforderungen aufgrund zunehmender Windenergie- und Photovoltaikeinspeisung," Universität Rostock, 2012.
- [6] AGFW | Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK eV, Fernwärmelastdaten (Persönliche E-Mail). 2013.
- [7] Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung (ISI); Consentec GmbH; ifeu - Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg GmbH, Ed., "Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland - Modul 3: Referenzszenario und Basisszenario Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie," 2017.
- [8] "Open Power System Data." Data provided by Open Power System Data - Data Package Time series, version 2018-06-30. Primary data from European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E). DOI: 10.25832/time_series/2018-06-30, 2018.
- [9] S. Hilpert, C. Kaldemeyer, U. Krien, S. Günther, C. Wingenbach, and G. Plessmann, "The Open Energy Modelling Framework (oemof) - A new approach to facilitate open science in energy system modeling," *Energy Strateg. Rev.*, 2018.
- [10] E. Mollenhauer, A. Christidis, and G. Tsatsaronis, "Evaluation of an energy- and exergy-based generic modeling approach of combined heat and power plants," *Int. J. Energy Environ. Eng.*, vol. 7, no. 2, pp. 167–176, 2016.
- [11] "OpenEnergy Platform - Model Factsheet: flexCHP." [Online]. Available: <https://openenergy-platform.org/factsheets/models/158/>.

Die Arbeiten werden im Rahmen des Projektes oemof_heat, gefördert vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (FZK 03ET4047B), durchgeführt.