

# Dynamische Simulation zur Flexibilisierung der Energieerzeugung durch Integration eines Wärmespeichers in ein Fernwärmenetz

Elias Hashemian Nik(\*), Wolfgang Sanz

Institut für Thermische Turbomaschinen und Maschinendynamik,  
Technische Universität Graz,  
Inffeldgasse 25, 8010 Graz, Tel.: +43 (0)316 873-7226,  
wolfgang.sanz@tugraz.at, www.ttm.tugraz.at

**Kurzfassung:** Diese Studie untersucht die Erhöhung der operativen Flexibilität eines Fernwärmenetzes durch Integration eines Wärmespeichers. Ein optimiertes Lade- und Entladeverhalten des Wärmespeichers in Kombination mit einer Kraft-Wärme-Kopplung ermöglichen ein effektives Ausnutzen von Spitzenstrompreisen. Dies wird durch die größtmögliche Verlagerung der Stromproduktion in die Tagestunden erzielt. Mit einem dynamischen Simulationsmodell im Softwareprogramm IPSEpro der SimTech GmbH wurde eine Studie in Anlehnung an das Grazer Fernwärmenetz erstellt. Die Kraft-Wärme-Kopplungsanlage in Mellach (240 MWel ohne Wärmeauskopplung und 170 MWel bei maximaler Wärmeauskopplung von 465 MWth) stellt vereinfacht den einzigen Strom- und Wärmeproduzenten dar. Eine Modellbibliothek mit den Komponenten eines Fernwärmenetzes und einem Wärmespeicher wurde erstellt. Mehrere Simulationen mit unterschiedlichen Speichergrößen wurden über einer beispielhaften Heizperiode durchgeführt. Die detaillierten Simulationsergebnisse werden für eine Analyse der Energiebereitstellung herangezogen. In einer Wirtschaftlichkeitsstudie werden die Resultate der Simulationen mit unterschiedlichen Speichergrößen und finanziellen Rahmenbedingungen genutzt, um eine Investitionsempfehlung für das modellierte System bereitzustellen. Dazu werden Annahmen für einen konstanten Tages- und Nachtstromtarif getroffen. Eine Sensitivitätsanalyse dient zur Evaluierung der Einflüsse von Abweichungen der finanziellen Rahmenbedingungen auf das wirtschaftliche Ergebnis. Der Wärmespeicher mit einem Volumen von 40 000 m<sup>3</sup> (entspricht 1 480 MWth oder etwa 13% der maximal erzeugbaren Wärme innerhalb eines Tages) erzielte die größten zusätzlichen jährlichen Einnahmen verglichen zum Referenzszenario ohne Wärmespeicher. Die technische Analyse zeigt, dass Wärmespeicher mit einem Volumen größer als 40 000 m<sup>3</sup> nicht vollständig ausgenutzt werden. Eine Sensitivitätsanalyse deutet an, dass auch eine Größe von 30 000 m<sup>3</sup> empfehlenswert sein kann, falls Änderungen in den finanziellen Rahmenbedingungen die Wirtschaftlichkeit der Investition geringer beeinflussen sollen. Das individuell konfigurierbare Modell kann weiters eingesetzt werden, um andere Lade- und Entladestrategien anhand historischer Daten zu optimieren.

**Keywords:** Fernwärme, Wärmespeicher, Flexibilisierung, Simulationsmodell

## 1 Inhalt

Der Fokus der Studie liegt auf einem Simulationsmodell für ein Fernwärmenetz mit Wärmespeicher und Kraft-Wärme-Kopplungsanlage (KWK-Anlage). Die Simulation dient zur

Bestimmung der Auswirkung auf die Flexibilität des Systems bei Integration von Wärmespeichern unterschiedlicher Größe in ein Fernwärmenetz.

Da Strompreise in den Nachtstunden generell niedriger sind und eine niedrigere Wärmeleistung der KWK-Anlage in einer höheren elektrischen Leistung resultiert, ist es von Vorteil, wenn mehr Wärme während der Nacht produziert wird. Die überproduzierte Wärme wird in einem Wärmespeicher gespeichert und tagsüber abgerufen. Dies erlaubt wiederum eine höhere Stromproduktion zu Zeiten, wenn der Strompreis am Markt höher liegt. Mit den Daten über die Stromproduktion und den Kapital- und Betriebskosten kann anschließend berechnet werden, welche Speichergrößen wirtschaftlich am sinnvollsten wäre.

Konkret wird ein Fernwärmenetz in Anlehnung an das Grazer Netz untersucht. Die KWK-Anlage in Mellach repräsentiert in dieser Studie den einzigen Wärmeproduzenten. Die maximale thermische Leistung beträgt 465 MW<sub>th</sub> bei 170 MW<sub>el</sub> und die maximale elektrische Leistung 240 MW<sub>el</sub>. Die Studie analysiert ausschließlich den wirtschaftlichen Vorteil aufgrund der Integration des Wärmespeichers. Auf andere Vorteile, wie etwa die verminderte Abhängigkeit von Spitzenlastkraftwerken oder den Bedarf kleinerer Anlagengrößen, wird nicht näher eingegangen. Die Simulationssoftware IPSEpro der SimTech GmbH wurde für diese Studie genutzt [1]. Die einzelnen Komponentenmodelle werden in der Form einer Bibliothek in dem Model Development Kit (MDK) definiert und kompiliert. Mithilfe der Bibliothek wird in der Process Simulation Environment (PSE) ein System aufgebaut und anschließend über eine vordefinierte Heizperiode simuliert. Die Ergebnisse der Simulation dienen der technischen Analyse und der Wirtschaftlichkeitsstudie.

## 2 Modellierung und Simulation

Die MDK-Bibliothek enthält die Komponenten des zu simulierenden Systems. Die mathematischen und logischen Zusammenhänge der einzelnen Komponenten ergeben das zu lösende Gleichungssystem für die Software. Abbildung 1 stellt die in PSE zu einem System zusammengeführten Komponenten dar. Zu den definierten Komponenten zählen die KWK-Anlage und der Wärmeverbraucher. Dieser Verbraucher stellt repräsentativ alle Verbraucher als eine Einheit dar und ist über einen Wärmetauscher mit dem Primärkreislauf verbunden. In dieser Studie wird damit der Wärmeverbrauch des Fernwärmenetzes der Stadt Graz simuliert. Weiters werden der Wärmespeicher, eine Kontrolleinheit des Wärmespeichers, der Wärmetauscher und die Rohrleitungen modelliert. Der Wärmespeicher wird als Eintanksystem modelliert und besteht aus einem Stahltank mit einer beweglichen Trennschicht. Die Trennschicht trennt das Warmwasser vom Kaltwasser. Das Warm- und Kaltwasser verdrängt sich gegenseitig beim Laden und Beladen. Beim Ladevorgang wird Vorlaufwasser in den Wärmespeicher gepumpt und damit der Warmwassergehalt erhöht. Die gleiche Menge wird als Kaltwasser dem Rücklauf zugeführt. Beim Entladevorgang wird Rücklaufwasser in den Wärmespeicher gepumpt und damit der Kaltwassergehalt erhöht. Wieder wird die gleiche Menge als Warmwasser dem Vorlauf zugeführt.

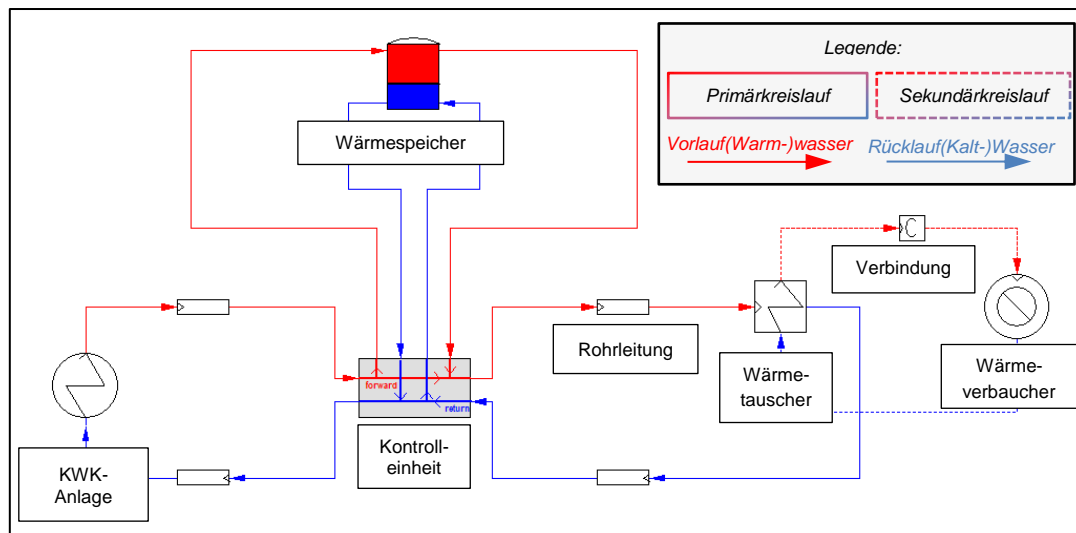


Abbildung 1: Systemaufbau des Fernwärmenetzes mit Primär- und Sekundärkreislauf in IPSEpro.

Wie bereits erwähnt, verfolgt das Lade- und Entladeverhalten das Ziel, möglichst viel Strom tagsüber und deshalb Wärme nachts zu produzieren. Dazu wird möglichst die volle Kapazität des Wärmespeichers verwendet. Die Limitierungen der Wärmeproduktion ergeben sich aus der zulässigen maximalen und minimalen Wärmeleistung der KWK-Anlage, der Lade- und Entladegeschwindigkeit und der Größe des Wärmespeichers. Die minimale Wärmeleistung der KWK-Anlage kann gesetzt werden.

Die Wärmeverluste des Wärmespeichers und jene der Rohrleitungen zwischen der KWK-Anlage, dem Wärmespeicher und dem Wärmeverbraucher werden berücksichtigt. In der Studie wird der Wärmespeicher in der Nähe des Wärmeverbrauchers platziert und damit ein niedrigerer Wärmeverlust zwischen Wärmespeicher und Wärmeverbraucher als zwischen KWK-Anlage und Wärmespeicher angenommen. Die Vorlauf- und Rücklauftemperaturen werden außentemperaturabhängig geführt.

Um die Wirtschaftlichkeit und den Einfluss von verschiedenen Wärmespeichergrößen auf das System zu beschreiben, wird die Simulation mit unterschiedlichen Speichergrößen durchgeführt. Ebenso wird ein Referenzszenario ohne Wärmespeicher simuliert. Die Simulation wird über eine Heizperiode von 243 Tagen durchgeführt und Ergebnisse werden jeweils alle 360 Sekunden durch die Software protokolliert. Als Tagesstunden wurden die Stunden zwischen 8 und 20 Uhr gewählt, während die Nachtstunden zwischen 20 und 8 Uhr liegen.

Abbildung 2 zeigt den modellierten Wärmeverbrauch für die Heizperiode. Der Wärmeverbrauch wurde in Abhängigkeit der Tageszeit und historischer Daten der Außentemperatur bestimmt. Der Wärmeverbrauch ist in kälteren Perioden höher als in wärmeren. Die täglichen Spitzenverbrauchszeiten sind die Morgen- und Abendstunden. Um den Einfluss des unterschiedlichen Wärmeverbrauchs im Verlauf der Heizperiode erkenntlich zu machen, werden zwei unterschiedliche Perioden dargestellt. Die Außentemperaturverläufe dieser Perioden sind in Abbildung 3 dargestellt. Die 72-stündige Periode im Oktober und im Februar sind jeweils repräsentativ für wärmere und kältere Tage. Die Nachtstunden sind in den folgenden Abbildungen grau und die Tagesstunden weiß hinterlegt.

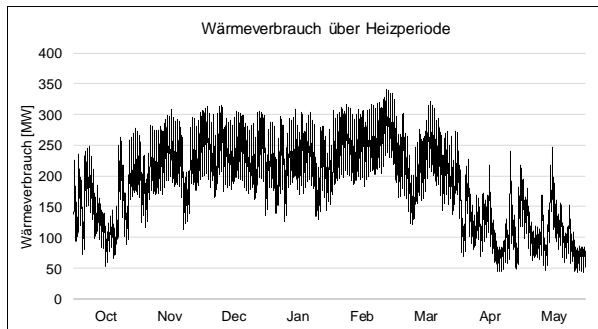


Abbildung 2: Wärmeverbrauch über die Heizperiode.

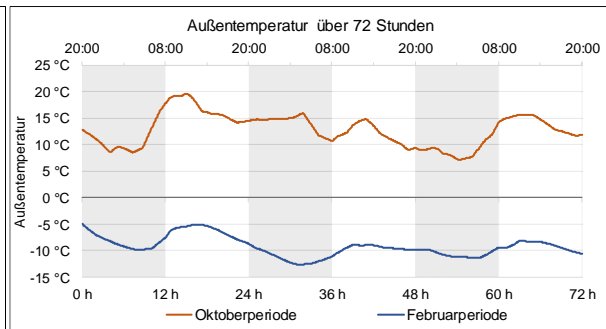


Abbildung 3: Außentemperatur über 72 Stunden für die Oktober- und Februarperiode.

## 2.1 Wirtschaftlichkeitsstudie

Für die Wirtschaftlichkeitsstudie wird die in der Simulationsperiode in den Tages- und Nachtstunden erzeugte elektrische Energie herangezogen. Sie wird mit dem angenommenen Tages- und Nachtstromtarif multipliziert, um den Umsatz für die Tages- und Nachtstunden zu berechnen. Die finanziellen Rahmenbedingungen sind in Tabelle 1 aufgelistet. Es werden Annahmen zu den Investitionskosten, Betriebskosten, Zinsfuß, Preissteigerung und Nutzungsdauer getroffen. Damit können schließlich jährliche Gesamtkosten je Kubikmeter Speichergröße nach VDI Richtlinie 2067 Blatt 1 berechnet werden [2]. Mit dem Gesamtumsatz und den Gesamtkosten kann anschließend in Relation zum Referenzszenario die Veränderung der jährlichen Einnahmen berechnet werden.

Tabelle 1: Finanzielle Rahmenbedingungen und jährliche Gesamtkosten nach Annuitätenmethode.

Finanzielle Rahmenbedingungen für Annuitätenmethode		
	Einheit	
Simulationszeit	s	20991 600
	Tage	243
<b>Investitionskosten des Speichers</b>	EUR/m <sup>3</sup>	<b>450</b>
<b>Betriebskosten des Speichers im ersten Jahr</b>	EUR/m <sup>3</sup>	<b>3</b>
<b>Zinsfuß</b>	% p.a.	<b>4,0%</b>
<b>Preissteigerung</b>	% p.a.	<b>1,0%</b>
<b>Nutzungsdauer</b>	a	<b>20</b>
Annuitätenfaktor	[-]	0,0736
Preisdynamischer Annuitätenfaktor	[-]	1,0869
Kapitalkosten	EUR/(a*m <sup>3</sup> )	33,11
Betriebskosten	EUR/(a*m <sup>3</sup> )	3,26
<b>Gesamtkosten des Speichers</b>	EUR/(a*m <sup>3</sup> )	<b>36,37</b>
<b>Nachttarif Strom</b>	EUR/MWh <sub>el</sub>	<b>30</b>
<b>Tagestarif Strom</b>	EUR/MWh <sub>el</sub>	<b>60</b>

Um die optimale Speichergröße für das System zu bestimmen, werden unterschiedliche Speichergrößen simuliert. Die Speichergrößen sind in Tabelle 2 aufgelistet. Die maximal nutzbare Kapazität bezieht sich auf die maximal speicherbare Warmwassermenge und die Temperaturdifferenz am Wärmetauscher. Sie stellt einen Durchschnittswert dar, da die Vor- und Rücklauftemperatur außentemperaturabhängig im Laufe der Heizperiode schwanken. Die Lade- und Entladerate wird auf 2000 kg/s limitiert.

Tabelle 2: Simulierte Wärmespeichergößen und deren Eigenschaften.

Wärmespeichergößen								
		Kein Speicher						
Volumen Wärmespeicher	m <sup>3</sup>	0	10 000	20 000	30 000	40 000	50 000	60 000
Max. nutzbare Kapazität	MWh <sub>th</sub>	0	370	740	1 110	1 480	1 850	2 200
Innerer Durchmesser	m	-	21,7	27,3	31,3	34,4	37,1	39,4
Höhe	m	-	27,8	35,0	41,0	41,1	47,5	50,5

### 3 Ergebnisse

In diesem Kapitel werden die Ergebnisse der Simulationen analysiert und für den Vergleich der Speichergößen herangezogen. Die Ergebnisse der Heizperiode werden für die Wirtschaftlichkeitsstudie verwendet.

#### 3.1 Technische Analyse

Zur technischen Analyse wird beispielhaft das Szenario mit einem 20 000 m<sup>3</sup> Wärmespeicher herangezogen.

Abbildung 4 vergleicht den Wärmebedarf, die thermische Leistung der KWK-Anlage und den Ladezustand über die 72-stündige Oktoberperiode. Der Ladezustand gibt das Verhältnis von Warmwasservolumen zum gesamten Speichervolumen an. Der Ladezustand steigt beim Laden und sinkt beim Entladen. Die Steigung der Ladezustandskurve gibt die Geschwindigkeit des Lade- und Entladevorgangs wieder. In den Nächten steigt die thermische Leistung bis an das Maximum (465 MW<sub>th</sub>) an. Sobald der Wärmespeicher bis an die gesetzte Toleranz von 96% vollgeladen ist, sinkt die thermische Leistung wieder und deckt den Wärmebedarf und die Wärmeverluste ab. Zu Beginn der Tage fällt die thermische Leistung bis zum Minimum (0 MW<sub>th</sub>) ab. Die thermische Leistung folgt dem Minimum so lange, bis der Wärmespeicher wieder vollständig bis an die gesetzte Toleranz von 5% entladen ist. In diesem Zeitraum kann die maximale Menge an Strom erzeugt werden.

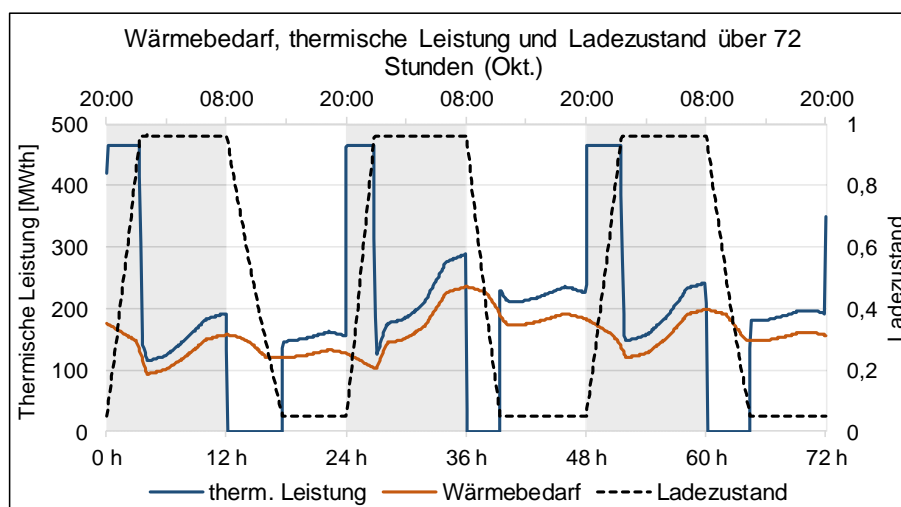


Abbildung 4: Wärmebedarf, thermische Leistung und Ladezustand über 72 Stunden im Oktober für einen 20 000 m<sup>3</sup> Wärmespeicher.

Relevant für den Ladestatus ist die Lade- und Entladerate des Wärmespeichers. In Abbildung 5 und Abbildung 6 werden die Massenflüsse und der Ladestatus für die wärmere Oktober- und die kältere Februarperiode verglichen. Das Lade- und Entladelimit wird während der gewählten Oktoberperiode nie erreicht. Jedoch limitiert das Entladelimit während der Februarperiode die Entladung. Gleichzeitig ist die Laderate während der Februarperiode niedriger. Hier zeigt sich der Effekt des höheren Wärmeverbrauchs während kälteren Perioden. Der höhere Wärmeverbrauch führt zu einer geringeren speicherbaren Wärmeleistung.

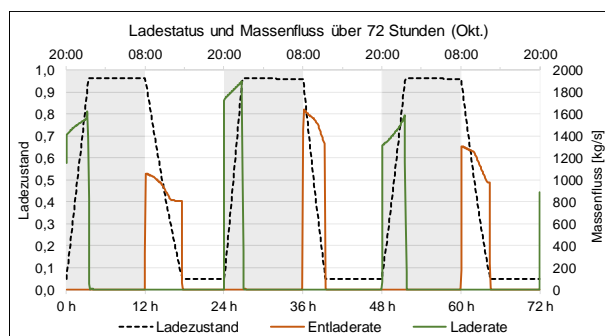


Abbildung 5: Ladestatus und Massenfluss über 72 Stunden (Oktober).

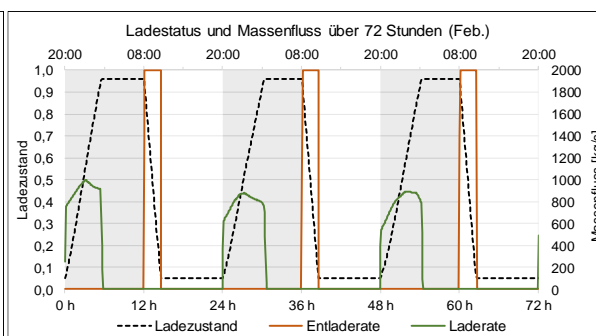


Abbildung 6: Ladestatus und Massenfluss über 72 Stunden (Februar).

Der Einfluss der veränderten thermischen Leistung auf die Erzeugung der elektrischen Leistung ist von wesentlicher Bedeutung. Abbildung 7 vergleicht die elektrische und thermische Leistung für die Szenarien mit und ohne Wärmespeicher über die Oktoberperiode. So wie in der Zielsetzung festgelegt, verlagert sich im Szenario mit Wärmespeicher die Elektrizitätsproduktion in die Tagestunden durch die erhöhte Wärmeproduktion in den Nachtstunden.

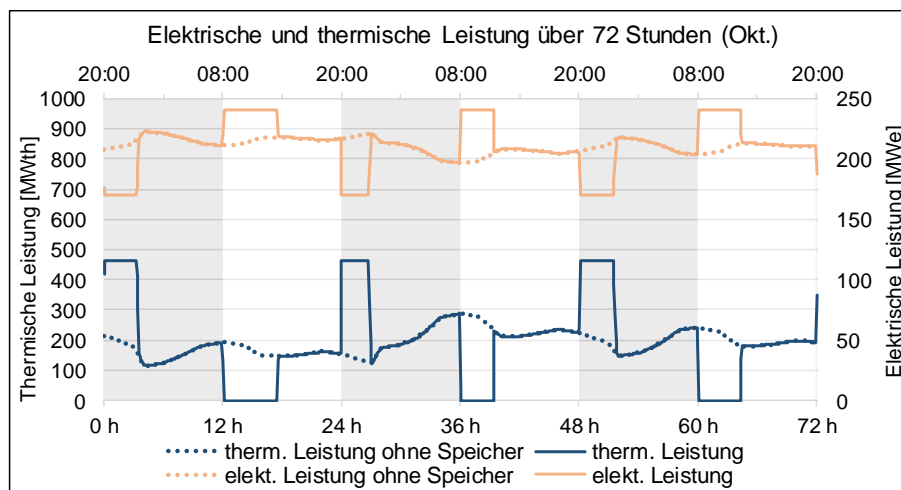


Abbildung 7: Elektrische und thermische Leistung über 72 Stunden.

### 3.2 Vergleich von Speichergrößen

Für eine Investitionsentscheidung ist eine Gegenüberstellung der Ergebnisse für die verschiedenen Speichergrößen sinnvoll. Die unterschiedliche thermische Leistung für die Szenarien mit verschiedenen Speichergrößen für die Oktober- und Februarperiode ist in Abbildung 8 und Abbildung 9 dargestellt. Während der wärmeren Oktoberperiode erlaubt der

größte gerechnete Wärmespeicher mit einem Volumen von 60 000 m<sup>3</sup> der KWK-Anlage, tagsüber keine Wärme mehr zu produzieren. Verglichen dazu musste die KWK-Anlage im Szenario mit einem 30 000 m<sup>3</sup> Wärmespeicher bereits nach einigen Stunden wieder Wärme bereitstellen. Während der kälteren Februarperiode verlief die thermische Leistung für die Szenarien mit einem 30 000 und 60 000 m<sup>3</sup> Wärmespeicher nahezu ident. Dasselbe Lade- und Entladeverhalten lässt darauf schließen, dass der größere Wärmespeicher nur gering mehr Wärme über die Nacht speichern konnte.

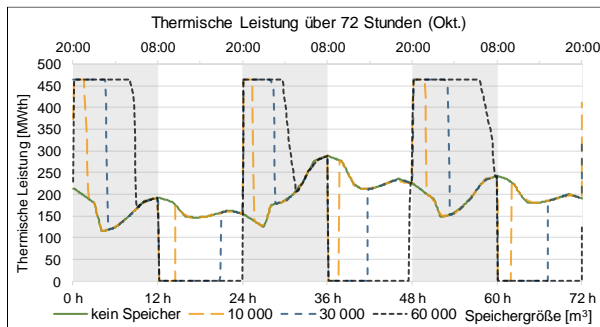


Abbildung 8: Thermische Leistung über 72 Stunden für Szenarien mit verschiedenen Speichergößen. (Oktober).

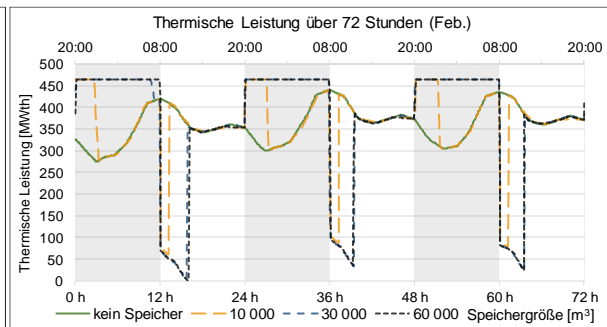


Abbildung 9: Thermische Leistung über 72 Stunden für Szenarien mit verschiedenen Speichergößen. (Februar).

Ausschlaggeben für den unterschiedlichen Verlauf der thermischen Leistung ist insbesondere der Ladestatus. Der Verlauf des Ladestatus für die wärmere Oktober- und die kältere Februarperiode für die verschiedenen Speichergößen ist in Abbildung 10 und Abbildung 11 dargestellt. Während den drei 24-stündigen Zyklen im Oktober wurden alle Speichergößen bis zum Ende der Nacht immer vollständig aufgeladen. Während dieses Zeitraums ist nur der 60 000 m<sup>3</sup> Speicher nicht immer vollständig entladen worden. Einerseits wurden während der Februarperiode die Speicher innerhalb sehr kurzer Zeit vollständig entladen. Andererseits konnte nicht einmal der 30 000 m<sup>3</sup> Speicher in der Nacht immer vollständig geladen werden. Der 60 000 m<sup>3</sup> Wärmespeicher wurde hier maximal zu etwa 50% geladen. Der Unterschied zwischen den zwei Perioden kann wieder anhand des weitaus höheren Wärmeverbrauchs während der Februarperiode begründet werden. Durch den höheren Wärmeverbrauch sind die Laderaten nicht hoch genug, um größere Speicher innerhalb der zwölf Nachtstunden vollständig laden zu können.

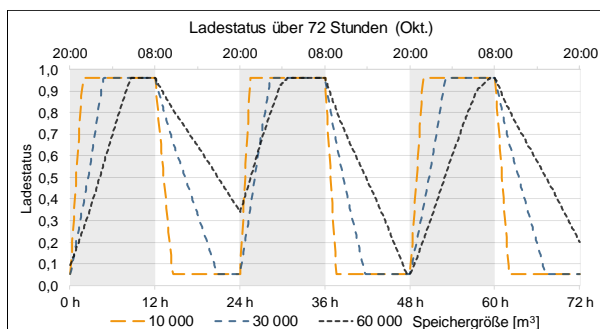


Abbildung 10: Ladestatus über 72 Stunden für Szenarien mit verschiedenen Speichergößen (Oktober).

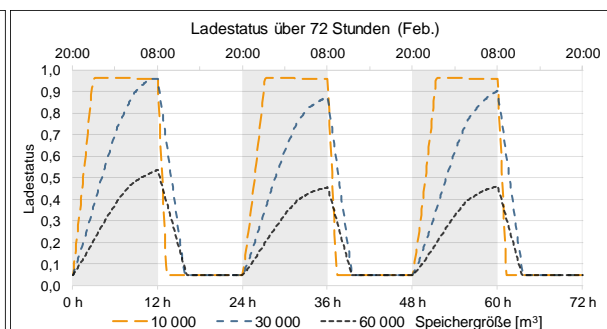


Abbildung 11: Ladestatus über 72 Stunden für Szenarien mit verschiedenen Speichergößen (Februar).

Über die Heizperiode ergeben sich unterschiedliche Jahresdauererkennlinien wie in Abbildung 12 ersichtlich. Im Szenario ohne Wärmespeicher erreicht die KWK-Anlage nie die

angenommene maximale oder minimale thermische Leistung. Je größer der Wärmespeicher gewählt wurde, desto länger wurde die maximale oder minimale thermische Leistung gefahren.

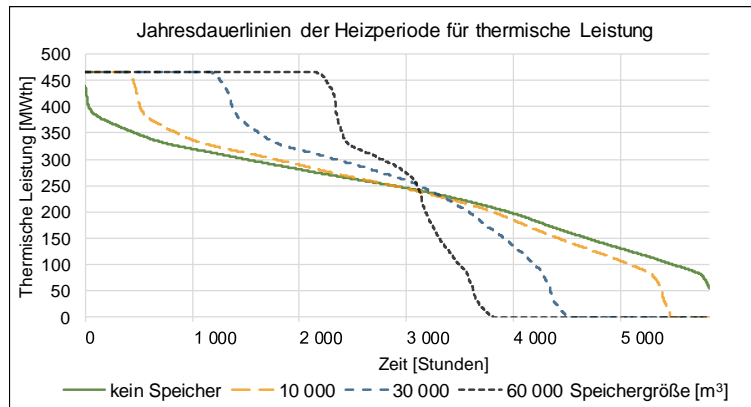


Abbildung 12: Jahresdauerlinien der Heizperiode für die thermische Leistung für Szenarien mit verschiedenen Speichergößen.

Die Anzahl der Ladezyklen ergibt sich aus der entladenen Menge an Warmwasser während der Heizperiode geteilt durch die maximale Kapazität des Speichers. In Abbildung 13 und Abbildung 14 werden die Anzahl der Ladezyklen und die Lade- und Entladestunden für die verschiedenen Speichergößen während der Heizperiode dargestellt. Die Anzahl der Ladezyklen ist ein gutes Maß für die Ausnutzung der Speichergöße. Aufgrund der gewählten Heizperiode von 243 Tagen und der Lade- und Entladereserve im Speicher sind theoretisch maximal 222 Ladezyklen möglich. Der Speicher mit einem 30 000 m<sup>3</sup> Volumen durchläuft annähernd gleich viele Ladezyklen wie der 10 000 m<sup>3</sup> Speicher, während für größere Speicher die Anzahl deutlich abnimmt. Bei Zunahme der Speichergöße nimmt zunächst die Anzahl der Entladestunden stärker als die Anzahl der Ladestunden zu. Ab einem Speichervolumen von 30 000 m<sup>3</sup> gleicht sich die Anzahl der Lade- und Entladestunden bei einer Vergrößerung des Speichers wieder an. Weniger Lade- als Entladestunden für ein Szenario deuten auf eine höhere Lade- als Entladegeschwindigkeit hin. Dies wird verursacht, wenn während der Ladephase in der Nacht die Differenz aus maximaler thermischer Leistung und Wärmeverbrauch größer ist als der Wärmeverbrauch in der Entladephase am Tag. Das Verhältnis von Lade- zu Entladestunden wird zudem durch die Limitierung der Lade- und Entladerate beeinflusst.

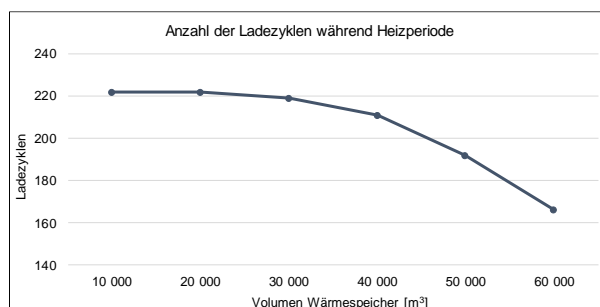


Abbildung 13: Anzahl der Ladezyklen während der Heizperiode für verschiedene Speichergößen.

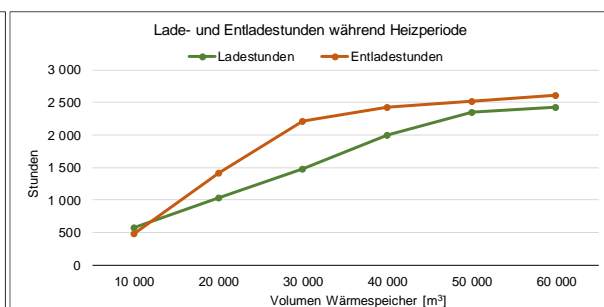


Abbildung 14: Anzahl der Lade- und Entladestunden während der Heizperiode für verschiedene Speichergößen.



### 3.3 Wirtschaftlichkeitsstudie

Der Gesamtumsatz setzt sich aus dem Umsatz der Tages- und Nachtstunden zusammen. Abbildung 15 und Abbildung 16 zeigen die Umsätze für die Szenarien mit unterschiedlichen Wärmespeichergößen. Bei größer werdenden Speichervolumen sinkt der nächtliche Umsatz und der Tagesumsatz steigt. Da jedoch der Tagetarif höher als der Nachtarif ist, steigt auch der Gesamtumsatz mit zunehmender Speichergöße. Die Zunahme im Gesamtumsatz bei Vergrößerung des Speichers flacht jedoch ab einem Speichervolumen von etwa 40 000 m<sup>3</sup> ab.

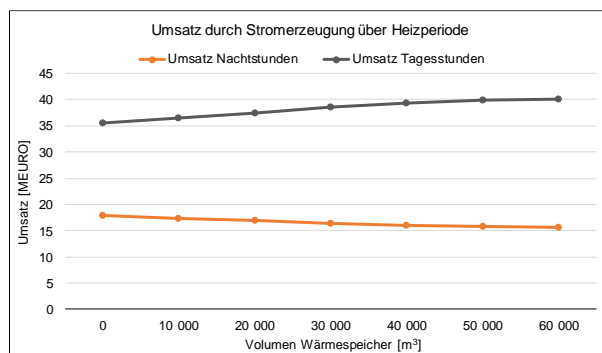


Abbildung 15: Umsatz in Tages- und Nachtstunden durch Stromerzeugung über die Heizperiode für Szenarien mit verschiedenen Speichergößen.

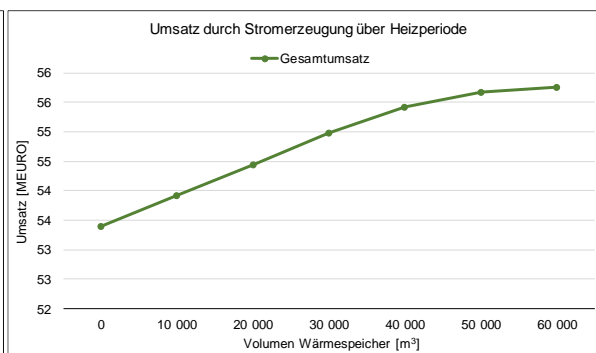


Abbildung 16: Gesamtumsatz durch Stromerzeugung über die Heizperiode für Szenarien mit verschiedenen Speichergößen.

Mithilfe der Annuitätenmethode kann schließlich der Unterschied an jährlichen Einnahmen berechnet werden [2]. Die Ergebnisse sind in Abbildung 17 dargestellt. Das Szenario mit dem 40 000 m<sup>3</sup> Wärmespeicher erzielte die größten zusätzlichen Einnahmen verglichen zum Referenzszenario ohne Wärmespeicher mit einem Betrag von etwa 570 000 Euro im Jahr. Alle getesteten Speichergößen sind profitabel. Die Profitabilität sinkt jedoch ab einem Speichervolumen von etwa 40 000 m<sup>3</sup> beträchtlich.

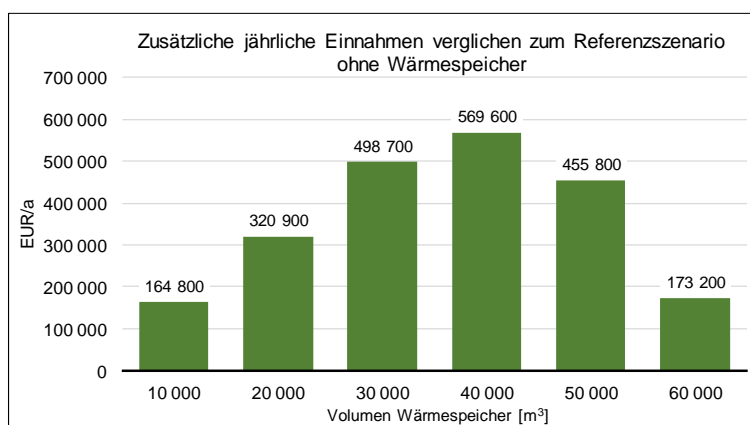


Abbildung 17: Zusätzliche jährliche Einnahmen in Szenarien mit verschiedenen Speichergößen verglichen zum Referenzszenario ohne Wärmespeicher.

Eine Sensitivitätsanalyse gibt Aufschluss über den Einfluss der wirtschaftlichen Parameter auf das finanzielle Endergebnis. Abbildung 18 bis Abbildung 21 zeigen den Einfluss von möglichen Veränderungen der Kapitalkosten, des Zinsfußes, der Tages- und Nachtarife auf die jährlichen Einnahmen. Wärmespeicher über 40 000 m<sup>3</sup> sind durch eine Änderung in einer der vier untersuchten Rahmenbedingungen wesentlich stärker beeinflusst. Der Wärmespeicher mit einem Volumen von 30 000 m<sup>3</sup> weist eine etwas geringere Sensitivität als jener mit 40 000 m<sup>3</sup> auf, während die Sensitivitäten der Wärmespeicher von 30 000 m<sup>3</sup> und darunter

nahezu ident sind. Relative Änderungen im Tagesstromtarif haben einen größeren Einfluss als relative Änderungen im Nachtstromtarif aufgrund des absolut höheren Ausgangswertes des Tagesstromtarifs von 60 EUR/kWh zu 30 EUR/kWh nachts.

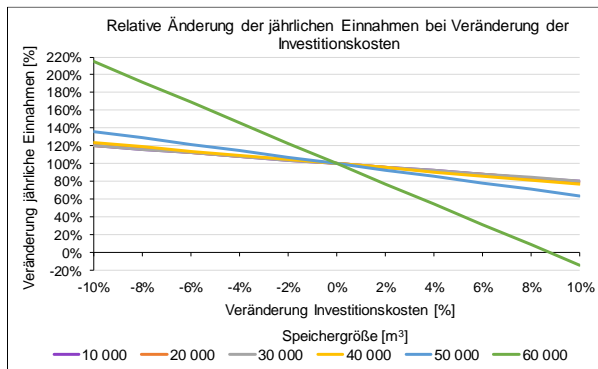


Abbildung 18: Relative Änderung der jährlichen Einnahmen bei Änderung der Investitionskosten.

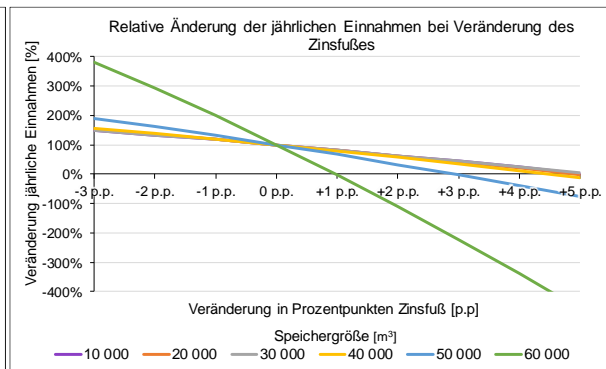


Abbildung 19: Relative Änderung der jährlichen Einnahmen bei Änderung des Zinsfußes in Prozentpunkten.

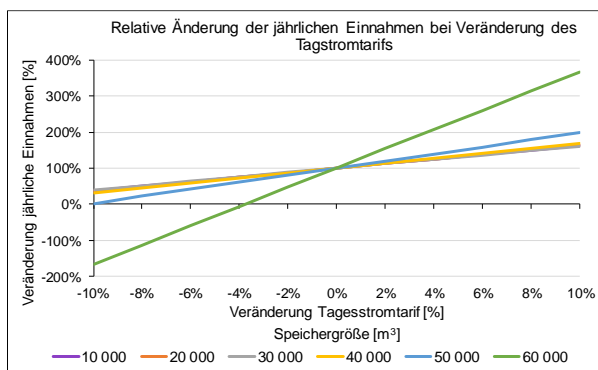


Abbildung 20: Relative Änderung der jährlichen Einnahmen bei Änderung des Tagesstromtarifs.

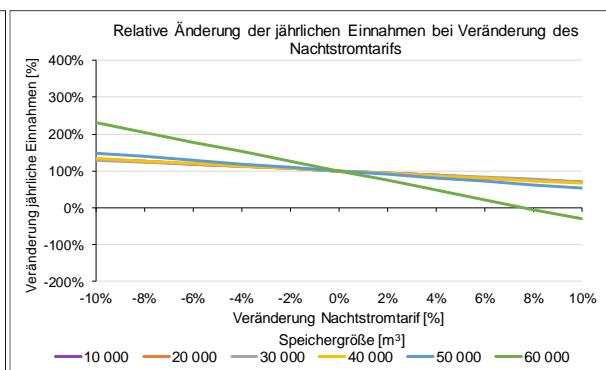


Abbildung 21: Relative Änderung der jährlichen Einnahmen bei Änderung des Nachtstromtarifs.

## 4 Fazit und Ausblick

Die Ergebnisse der Simulationen geben Aufschluss über den Effekt der Integration eines Wärmespeichers auf ein Fernwärmenetz. Es konnte gezeigt werden, dass mit den gewählten technischen und finanziellen Rahmenbedingungen eine Investition empfehlenswert wäre. Die größten zusätzlichen Einnahmen werden von einer Speichergöße von 40 000 m<sup>3</sup> (entspricht 1 480 MWth oder etwa 13% der maximal erzeugbaren Wärme innerhalb eines Tages) erwartet. Noch größere Wärmespeicher stellten sich als weniger wirtschaftlich heraus, da ihre Kapazitäten nicht mehr so effektiv ausgenutzt werden. Die Sensitivitätsanalyse deutet darauf hin, dass auch eine Größe von 30 000 m<sup>3</sup> empfehlenswert sein kann, falls Änderungen in den finanziellen Rahmenbedingungen die Wirtschaftlichkeit der Investition geringer beeinflussen sollen. Vor allem wenn genauere Daten für ein Fernwärmenetz vorhanden sind und diese in das Simulationsmodell eingehen, kann das Ergebnis eine gute Hilfestellung für eine mögliche Investitionsentscheidung sein. Gleichzeitig sollten dennoch andere mögliche Vor- und Nachteile einer Integration berücksichtigt werden. Der wirtschaftliche Aspekt zählt als nur einer von mehreren relevanten Kriterien.

Bei der Evaluierung der Ergebnisse sind die Limitierungen des Simulationsmodells zu berücksichtigen. Die Wärmeproduktion wurde auf einen Erzeuger vereinfacht. Die Wärmeverluste in den Rohrleitungen wurden geschätzt. Das System wurde ohne jegliche Trägheit simuliert und die Speicherfähigkeit des Wassers im Rohrleitungssystem nicht berücksichtigt. Auch der Strompreis wurde vereinfacht angenommen, indem ein konstanter Preis jeweils für die Tages- und Nachtstunden gewählt wurde.

Aufgrund der Modularität des Simulationsmodells und der hohen Konfigurierbarkeit in IPSEpro sind mehrere Adaptionen für das Modell in Zukunft vorstellbar. Genauere Daten des Wärmeverbrauchers wären der wirksamste Schritt, um die Aussagekraft der Ergebnisse zu erhöhen. Die Zeit- und Wegabhängigkeit des umlaufenden Wassers könnte ausführlicher modelliert werden. Ebenso könnte der Wärmeverlust im System genauer beschrieben werden. Die Ergänzung des Drucks als Eigenschaft würde das Hinzufügen von weiteren Komponenten eines Fernwärmenetzes in die Modellbibliothek erlauben.

Das Simulationsmodell kann zum Optimieren von komplexen Lade- und Entladestrategien genutzt werden. Historische Daten in Kombination mit Echtzeit-Wetterdaten und Strompreisen können zusammen mit Vorhersagemodellen genutzt werden, um etwa Spitzenverbrauchslasten vorherzusagen. Der Wärmespeicher kann mit diesen Vorhersagen rechtzeitig aufgeladen werden. Ebenso werden mit dem Simulationsmodell zahlreiche Einflüsse auf ein Fernwärmenetz analysierbar.

## Referenzen

- [1] SimTech Simulation Technology, "IPSEpro", <http://simtechnology.com/CMS/index.php/ipsepro> (Aufgerufen 4. Oktober, 2019).
- [2] VDI 2067 Blatt 1: Wirtschaftlichkeit gebäudetechnischer Anlagen – Grundlagen und Kostenberechnung, 2012-09.