

Einbindung von Solarthermie in den intermittierenden, temperaturflexiblen Betrieb von Nahwärmenetzen

Andreas Hammer⁽¹⁾, Christoph Sejkora⁽¹⁾, Johann Jungwirth⁽²⁾, Horst Striessnig⁽³⁾, Harald Kaufmann⁽³⁾, Thomas Kienberger⁽¹⁾

⁽¹⁾Lehrstuhl für Energieverbundtechnik, Montanuniversität Leoben, ⁽²⁾Lehrstuhl für Wirtschafts- und Betriebswissenschaften, Montanuniversität Leoben, ⁽³⁾nahwaerme.at

Franz-Josef-Straße 18, 8700 Leoben, andreas.hammer@unileoben.ac.at,
<http://evt.unileoben.ac.at/>

Kurzfassung:

Die Verluste von Nahwärmenetzen stellen einen der wesentlichsten Faktoren zur Wirtschaftlichkeit und Nachhaltigkeit dieser Gesamtsysteme dar. Bei neu errichteten Nahwärmenetzen konnte durch Maßnahmen wie Erhöhung der Wärmebedarfsdichte, die Verringerung der Leitungsquerschnitte oder eine verbesserte Rohrleitungsämmung eine Senkung dieser Verluste erreicht werden.

In bereits publizierten Vorarbeiten [1,2] wurde gezeigt, dass die hohen Verluste im Schwachlastbetrieb des Sommers dadurch verringert werden können, indem das Netz in Schwachlastzeiten abschaltet und der Wärmebedarf der Kunden aus zuvor mit Volllast geladenen dezentralen Speichern bedient wird. Mit dieser Fahrweise konnte eine Reduktion der aufzuwendenden Energiemenge im Ausmaß von rund 5-6 % gezeigt werden.

Darauf aufbauend soll in dieser Arbeit die Frage beantwortet werden, wie weit sich die für die Wärmeversorgung aufzuwendende Energie weiter senken lässt, wenn bei intermittierendem, temperaturflexiblem Betrieb von Nahwärmenetzen zusätzlich Solarthermie in die dezentralen Speicher eingebunden wird.

Die gezeigten Ergebnisse basieren auf zeitaufgelösten solaren Erträgen, die aus den Einstrahlungsdaten der Zentralanstalt für Meteorologie und Geodynamik (ZAMG) berechnet wurden.

Werden diese in die dezentralen Speicher des bereits veröffentlichten Gesamtmodells eingebunden, kann am Einspeisepunkt des betrachteten Nahwärmenetzes eine Steigerung der jährlichen Einsparung im Vergleich zum temperaturflexiblen, intermittierenden Betrieb ohne solaren Eintrag von ursprünglichen 6 % auf beachtliche 49 % errechnet werden.

So positiv sich die Einbindung von Solarthermie bezüglich einer Ressourcenschonung auswirkt, in einer begleitenden Untersuchung bezüglich der Wirtschaftlichkeit konnte jedoch bei heutigen Randbedingungen kein positives Ergebnis erzielt werden.

Keywords: Nahwärme, Netzverluste, Speicher, Solarthermie

1 Einleitung

Die Verluste von Nahwärmenetzen stellen einen der wesentlichsten Faktoren zur Wirtschaftlichkeit und Nachhaltigkeit dieser Gesamtsysteme dar.

Werden Jahresdauerlinien von typischen Nahwärmenetzen analysiert, so ist zu erkennen, dass in den Schwachlastzeiten der Sommermonate die Verluste des Netzes oftmals die von den Kunden abgerufene Wärmemengen übersteigen (Abbildung 1).

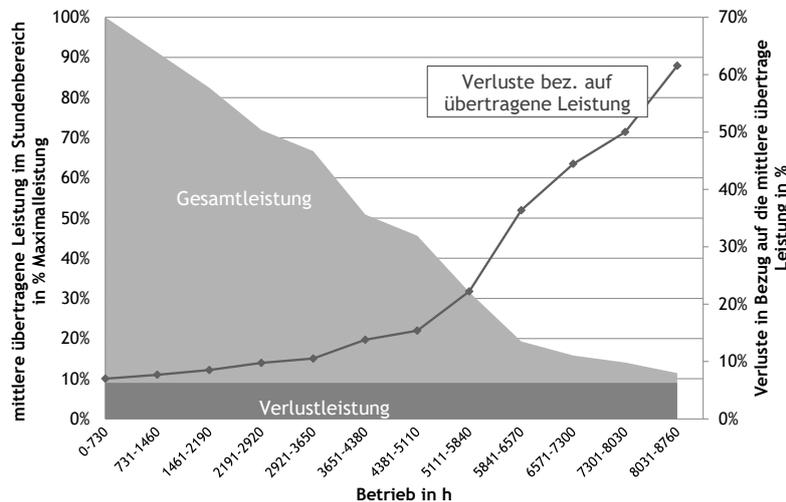


Abbildung 1: Jahresdauerlinie und auf die übertragene Leistung bezogene Verluste. Daten nach [3]

Dies wurde seitens der relevanten Stakeholder der Branche erkannt und Maßnahmen zur Verringerungen dieser Verluste gesetzt. Während vor 10 Jahren Systeme mit Betriebsverlusten im Bereich von 30 % durchaus nicht ungewöhnlich waren, konnte bei heute neu errichteten Nahwärmenetzen, ein entsprechendes Qualitätscontrolling vorausgesetzt, durchwegs eine Reduktion der Verluste auf rund 15 % erreicht werden [4]. Diese Maßnahmen sind Erhöhung der Wärmebedarfsdichte auf mindestens 1,5 MWh/(T_{rm}·a) [5], die Verbesserung der Wärmeverteilsysteme (verbesserte Dämmung, Doppelrohrsysteme), Verbesserung der Netzregelung [6], Integration von Solarthermie meist bei Großabnehmern und durch Installation von dezentralen Puffern.

1.1 Problemstellung und Projektidee Einbindung von Solarthermie in den intermittierenden, temperaturflexiblen Betrieb von Nahwärmenetzen:

Eine weitere Senkung der Verluste unter die oben erwähnten 15 % ist somit ohne wirtschaftlich schwer darstellbare Eingriffe in das bestehende Netz kaum möglich.

Die in dieser Arbeit gezeigten Ergebnisse wurden im Rahmen des vom österreichischen Klima- und Energiefonds geförderten Projekts „TFlex“ [7] generiert. In diesem Projekt wurde eine neuartige Systemerweiterung untersucht werden, welche es ermöglicht ohne teure Änderungen am Wärmenetz selbst, die Netzverluste bestehender Netze weiter signifikant zu reduzieren: Die Projektidee sah den Einsatz von dezentralen, bei den Kunden installierten Wärmespeichern vor, welche vom Netz mit Volllast geladen werden. Sobald die Speicher voll sind, schaltet sich das Netz aus und die Verbraucher werden aus den dezentralen Speichern

versorgt. Damit kann der besonders verlustbehaftete Betrieb in Schwachlastzeiten vermieden werden (Abbildung 2). Je länger das Netz in diesem getakteten Betrieb ausgeschaltet ist, desto geringer sind die Verluste.

Durch diesen temperaturflexiblen TFlex-Betrieb, bei dem das Netz im ausgeschalteten Zustand abkühlt und somit in Summe verminderte Verluste aufweist, konnte eine Reduktion der aufzuwendenden Energie im Ausmaß von 5 bis 6 % erreicht werden [1,2] bzw. Tab. 3.

In den weiterführenden Arbeiten, welche in diesem Paper vorgestellt werden, wurde nun untersucht, wie sich die dezentrale Einbindung von solarer Energie in die vorhandenen dezentralen Speicher auswirkt. Dadurch sollte sich die Ausschaltzeit des Netzes weiter erhöhen. Dies reduziert zwar die Volllaststunden des Netzes, doch die Jahresdauerlinie sollte dabei weiter nach links verschoben (Abbildung 3) und die in das Netz eingespeiste Energie reduziert werden. Jedoch wird dann die Auslastung geringer und die spezifischen kapitalgebundenen Kosten erhöhen sich.

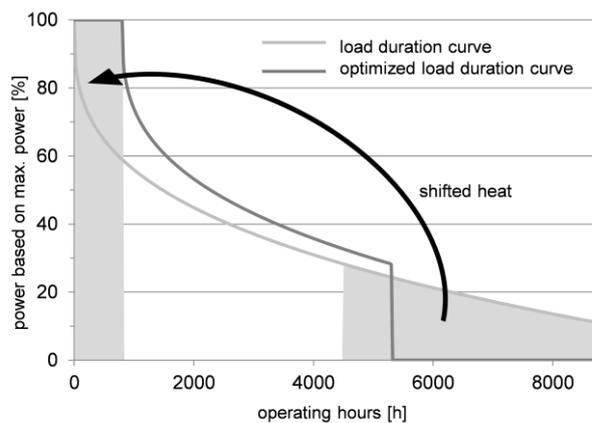


Abbildung 2: Verlustoptimierte Jahresdauerlinie mit Einbindung dezentraler Speicher (qualitative Darstellung)

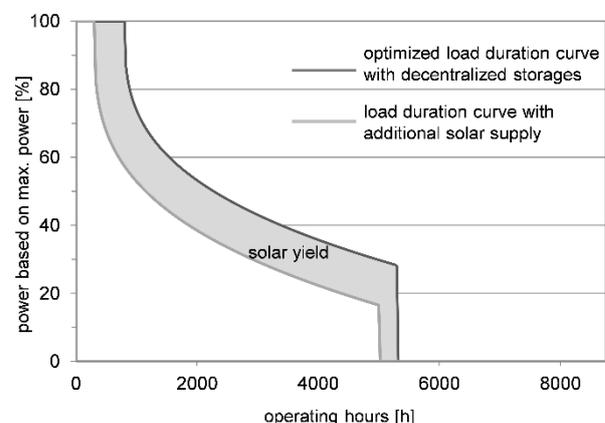


Abbildung 3: Verlustoptimierte Jahresdauerlinie mit Einbindung dezentraler Speicher und solarer Energie (qualitative Darstellung)

2 Methodik

2.1 Ausgewählte Netze

Für die Untersuchung dieser Fragestellung wurden zwei repräsentative Nahwärmenetze ausgewählt, wie sie häufig in ähnlichen Konstellationen vorliegen. Damit wird es ermöglicht, Überlegungen und Ergebnisse auch auf möglichst viele andere, sich in Betrieb befindliche Netze zu übertragen.

Das Nahwärmenetz A wird von der Abwärme eines BHKW gespeist und hat zwei ausgeprägte Hauptstränge, wobei der südliche Strang einen Ortsteil versorgt und der nördlich verlaufende Strang in ein Gewerbegebiet führt (Abbildung 7). Nahwärmenetz B wird von einem Biomasseheizwerk mit Wärme gespeist und hat im Vergleich zu Netz A eine deutlich stärker verzweigte Struktur.

Die Nennleistungen der einzelnen Verbraucher im Netz A liegen zwischen 12 kW und 300 kW, wobei eine maximale Leistung von 1,8 MW eingespeist wird und die Netzverluste im Jahresmittel 21,3 % betragen. In Netz B liegen die Nennleistungen der einzelnen Verbraucher zwischen 10 kW und 450 kW, die maximal in das Netz eingespeiste Leistung bei 4,5 MW und die Netzverluste im Jahresmittel bei 15,1 %. Weitere wichtige netzspezifische Daten der beiden Netze sind in Tabelle 1 angeführt.

Tabelle 1: Basisdaten der beiden Netze

Netz	Trassenlänge [km]	Anzahl der Verbraucher [-]	Jahreswärme-Menge Q_j [MWh]	Wärmebedarfsdichte [MWh/m ² a]
A	3,89	25	3.522	0,71
B	4,98	50	5.795	0,99

2.2 Einstrahlungsmodell

Für die Berechnung der Einstrahlung wurde, neben den von der ZAMG bezogenen Einstrahlungsdaten, das Modell von Perez verwendet, welches ein sogenanntes 3-Komponentenmodell mit direkten, diffusen und reflektierten Anteilen darstellt. Dabei wird beim Modell von Perez der diffuse Strahlungsanteil in weitere 3 verschiedene Komponenten – „isotropic diffuse“, „circumsolar diffuse“ und „horizon diffuse“ - aufgeteilt (Glg. 1, Abbildung 4), um eine höhere Genauigkeit zu erreichen. [8]

$$I_T = I_b R_b + I_d (1 - F_1) \left(\frac{1 + \cos \beta}{2} \right) + I_d F_1 \frac{a}{b} + I_d F_2 \sin \beta + I \cdot \rho_g \left(\frac{1 - \cos \beta}{2} \right) \quad (1)$$

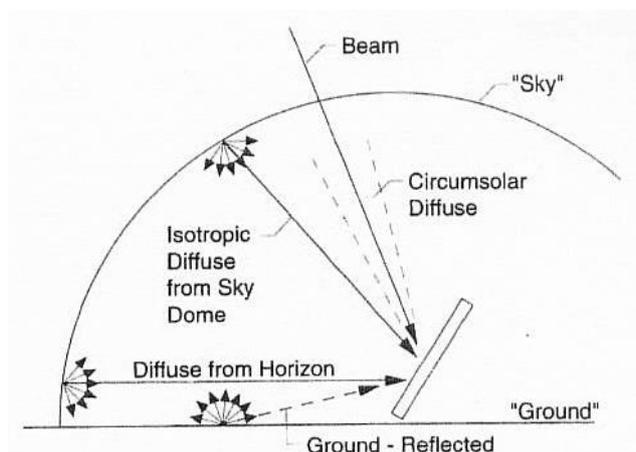


Abbildung 4: Direkte, diffuse und reflektierte Strahlung auf eine geneigte Fläche (8)

Dabei ist in Glg. (1) I_T die Einstrahlung auf die geneigte Fläche, I_b die direkte Strahlung, R_b Verhältnis von I_T zur gemessenen Einstrahlung auf eine horizontale Fläche, I_d diffuse Einstrahlung, F_1 und F_2 die Brightness Koeffizienten und ρ_g der diffuse Koeffizient der

Reflexion. Die notwendigen Eingabeparameter sind die gemessene Strahlung auf eine horizontale Fläche (von ZAMG), Breitengrad Φ und die Neigung β des Kollektors.

Das Ergebnis ist eine Zeitreihe von Einstrahlungswerten auf den Kollektor mit definierter Neigung und Ausrichtung.

2.3 Kollektormodell

Die Leistung des Kollektors ist von mehreren Faktoren abhängig. Neben der einfallenden Strahlungsleistung aus dem Einstrahlungsmodell (siehe 2.2) und der Kollektorfläche ist dies die Umgebungstemperatur, der Wirkungsgrad des Kollektors selbst sowie die Temperatur des Wärmeträgermedium im Kollektor. Für die Ermittlung des Wirkungsgrades wurde auf eine Wirkungsgradbeziehung in Abhängigkeit des Kollektortyps, der Temperaturdifferenz zwischen dem Wärmeträgermedium und der Außentemperatur zurückgegriffen. Wie in Tabelle 2 ausgeführt, werden die jeweiligen Wirkungsgradbeziehungen in Form eines quadratischen Polynoms dargestellt.

Tabelle 2: Typische Wirkungsgradbeziehungen als Funktion der Temperaturdifferenz ($T_A - T_U$) [9]

Kurve Nr.	Kollektortyp	Wirkungsgradbeziehung η nach Gl. (3.9)
1	Kissenabsorber	$\eta = 0.91 - 12 \cdot \frac{(T_A - T_U)}{i}$
2	Flachkollektor mit guter selektiver Schicht	$\eta = 0.8634 - 4.04 \cdot \frac{(T_A - T_U)}{i} - 0.006 \cdot i \left(\frac{(T_A - T_U)}{i} \right)^2$
3	Vakuurröhren	$\eta = 0.836 - 0.79 \cdot \frac{(T_A - T_U)}{i} - 0.009 \cdot i \left(\frac{(T_A - T_U)}{i} \right)^2$
4	Vakuumflachkollektor	$\eta = 0.8099 - 2.61 \cdot \frac{(T_A - T_U)}{i} - 0.008 \cdot i \left(\frac{(T_A - T_U)}{i} \right)^2$
5	Vakuumflachkollektor mit seitlicher und rückwärtiger Isolierung	$\eta = 0.7901 - 4.17 \cdot \frac{(T_A - T_U)}{i} - 0.011 \cdot i \left(\frac{(T_A - T_U)}{i} \right)^2$
6	Flachkollektor mit Glas-Folien-Abdeckung	$\eta = 0.7851 - 2.78 \cdot \frac{(T_A - T_U)}{i} - 0.013 \cdot i \left(\frac{(T_A - T_U)}{i} \right)^2$

Weiters wurde bei der Berechnung der Kollektorleistung auch das instationäre Verhalten des Kollektors in Form der jeweiligen Aufheizcharakteristika berücksichtigt. Diese Aufheizcharakteristika wurde mit einer Differenzialgleichung, welche über die solare Einstrahlung, der Wärmekapazität des Fluides und der Energiebilanz am Kollektor gebildet wurde, beschrieben. Erst wenn die Strahlungsleistung groß genug ist um den Kollektor auf eine vorgegebene Mindesttemperatur zu erwärmen und diese Temperatur dann erreicht ist, kann Energie in den Speicher geliefert werden.

Da für keine der beiden Gemeinden eine Erfassung der für Solarenergie geeigneten Flächen vorhanden war (Solardachkataster oder ähnliches), mussten diese zunächst bestimmt werden. Dazu wurde auf die Luftbilder der Geographischen Informationssysteme [10] und [11] zurückgegriffen. Mit den angebotenen Vermessungswerkzeugen wurden die, auf die Horizontale projizierten Dachflächen, sowie deren Azimutwinkel bestimmt. Für die Neigung der Flächen wurde der Dachtyp (Giebeldach- oder Flachdach), anhand der Luftbildaufnahmen

2.5 Speichermanagement über das „Plug Flow Model“

Für das Speichermanagement der Wärmespeicher wurde ein „Plug Flow Model“ verwendet. Dabei wird beim Laden des Speichers die entsprechende Menge an Wasser von oben in den Speicher gedrückt, sodass im Speicher diese neue Schicht zuoberst angeordnet ist. Gleichzeitig wird dieselbe Menge Wasser – zumeist kühleres – nach unten aus dem Speicher gedrückt. Wird Wasser aus dem Speicher für den Verbraucher benötigt, so wird die entsprechende Menge von oben aus dem Speicher entnommen und der Rücklauf des Verbrauchers dem Speicher von unten zugeführt. Dieser Ablauf ist in Abbildung 6 dargestellt. Falls in einem Zeitschritt sowohl geladen als auch entladen wird, so erfolgt zuerst das Laden des Speichers und dann erst das Entladen.

Durch diese Vorgehensweise entstehen im Speicher eine Reihe von Schichten, in denen sich durch unterschiedlich lange Verweilzeiten im Speicher individuelle Temperaturen einstellen. Dabei wird der Wärmeverlust durch den Mantel, den Boden und die Decke des Speichers berücksichtigt, und der nach außen fließende Wärmestrom für jede Schicht und jeden Zeitschritt berechnet. Entsprechend dieser Wärmemengen erfolgt die Absenkung der Temperatur jeder einzelnen Schicht. Die thermischen Verluste für einen Zeitschritt werden jeweils im Vorhinein berechnet, d.h. die thermischen Verluste des Speichers werden zuerst bestimmt, erst dann wird ge- oder entladen.

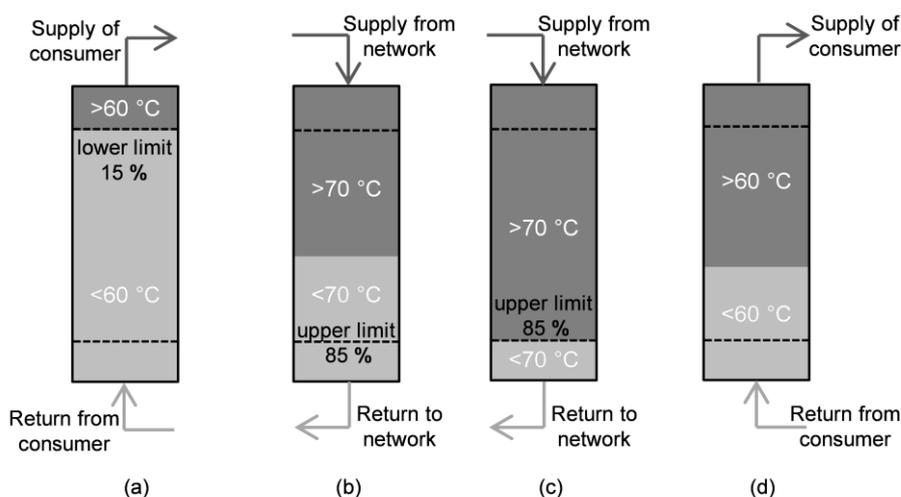


Abbildung 6: Speichermanagement und Regelstrategie für das Netz in Abhängigkeit des Speicherzustandes: (a) Erreichen des unteren Limits, (b) Laden aus dem Netz, (c) Erreichen des oberen Limits, (d) Versorgung des Verbrauchers

2.6 Netzregelungsstrategie und solare Ladung der Speicher

Die Netzregelungsstrategie, d.h. nach welcher Strategie das Netz ein- bzw. ausgeschaltet wird, bestimmen vorwiegend die Speicher.

Folgende Logik-Vorgaben wurden implementiert (Abbildung 6):

- Wenn der erste Speicher beim Entladen sein „unteres Limit“ unterschreitet (a) wird das gesamte Netz eingeschaltet und alle Speicher werden geladen (b).

- Sobald ein einzelner Speicher voll ist (c), beendet dieser den Ladevorgang und geht im nächsten Zeitschritt wieder in den Entlade-Modus (d). Alle anderen Speicher werden weiter geladen, bis diese jeweils vollständig geladen sind.
- Erst wenn alle Speicher das „obere Limit“ überschritten haben, wird das Netz wieder ausgeschaltet.
- Grenzen werden in Prozent und Temperatur angegeben: Für ein „unteres Limit“ von z.B. von 15 % und 60 °C bedeutet dies, wenn weniger als 15 % eines Speichers eine Temperatur von mindestens 60 °C haben, wird das Netz eingeschaltet (a). Für ein „obere Limit“ von z.B. 85 % und 70 °C bedeutet dies, wenn mehr als 85 % des Speichers eine Temperatur von mindestens 70 °C haben, gilt der Speicher als vollständig geladen (c).

Die Möglichkeit zur Speicherung von solarer Energie ist jedoch unabhängig vom Status des Netzes und nur von der gegebenen Kapazität der Speicher abhängig, wobei die Programmlogik einer solaren Ladung Vorrang gegenüber jener aus dem Nahwärmenetz gibt.

2.7 Verwendung von Messdaten, Datenaufbereitung, Validierung des Modells

Um die Simulation auf eine möglichst realistische Basis zu stellen, wurden viele Parameter und Daten der beiden betrachteten Netze übernommen.

Bezüglich netzspezifischer Daten sind das die Leitungslängen und Rohrdimensionen (Doppelrohre für Netz A und Einzelrohre für Netz B), sowie ihre spezifischen Wärmedurchgangszahlen.

Um die Lastgänge der Wärmekunden möglichst realitätsnah einbinden zu können, wurde auf die gemessenen, auf Stundenbasis zeitaufgelösten Wärmeverbrauchsdaten der Kunden der beiden Netze zurückgegriffen.

In einer Validierung des Netzmodells wurden die simulierten mit den gemessenen, eingespeisten Energiemengen verglichen und gegebenenfalls Parameter wie Rohrverluste und Bodentemperatur angepasst. Damit konnten Abweichungen zwischen Simulation und Realität im Bereich von 0,15 % der Jahreswärmemenge erzielt werden.

2.8 Speicheranordnung und Auslegungskriterien

In bereits veröffentlichten Arbeiten aus dem gegenständlichen Projekt TFlex [1,2] konnte gezeigt werden, dass sich insbesondere zwei Speicheranordnungen als günstig erweisen: Die vollständig dezentrale Anordnung sieht die Installation von Speichern bei jedem einzelnen Verbraucher vor und gewährleistet die vollständige Abschaltung des gesamten Netzes bis hin zu jedem einzelnen Verbraucher. Bei Cluster-Anordnung werden mehrere Verbraucher einem Cluster-Speicher zugeordnet (Abbildung 7).

Diese Clusterung senkt die spezifischen Investitionskosten für die Speicher, hat jedoch den Nachteil, dass der Teil des Netzes vom Speicher bis zu den jeweils zugeordneten Verbrauchern ständig in Betrieb ist.

Da die den Arbeiten zugrundeliegende Idee besonders auf die Reduktion der Netzverluste in Schwachlastzeiten abzielt, wurden die Speicher auf den meteorologischen Sommer ausgelegt. Ausschaltzeiten von etwa 90 Stunden stellten sich energetisch als am Günstigsten heraus,

wobei sich Speichergrößen von 3 m³ bis zu 400 m³ bei einem industriellen Verbraucher ergaben und eine Korrelation zur Jahreswärmemenge und weniger zur Anschlussleistung festgestellt wurde.

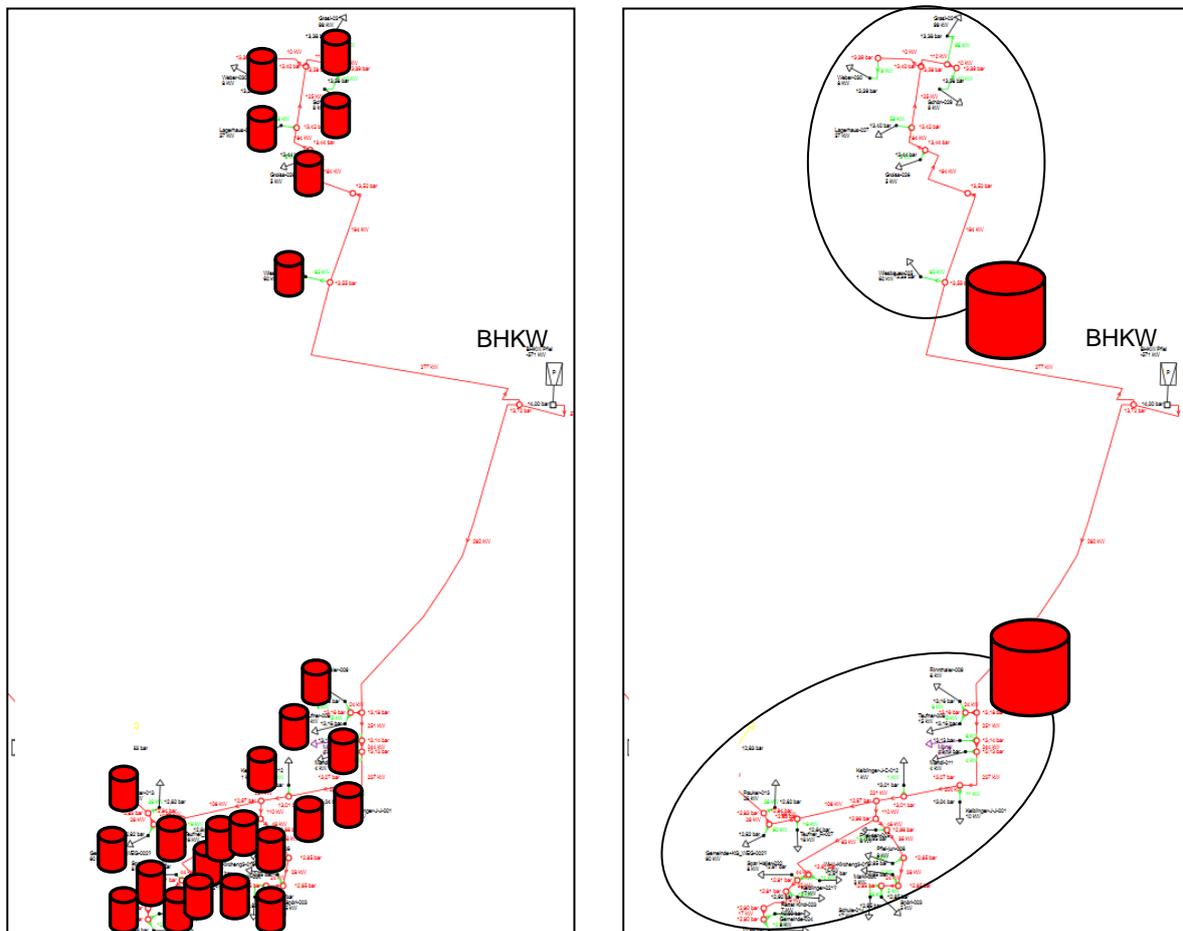


Abbildung 7: Positionierung der Speicher bei Netz A: Vollständig dezentral bei jedem Verbraucher (links) und zu Clustern zusammengefasst (rechts)

Die oben erwähnten Ausschaltzeiten stellen das Optimum zwischen Einsparung durch Netzstillstand und den Speicherverlusten dar. Die günstige Ausschaltzeit von 90 Stunden ergab sich durch Suchen des Minimums der in das Netz eingespeisten Wärme bei Änderung der Speichergrößen.

2.9 Methoden wirtschaftlichen Begleitung

Zur Entwicklung einer technisch-ökonomisch optimierten Systemgestaltung wurden die modellierten Nahwärmesysteme einer wirtschaftlichen Betrachtung unterzogen. Diese beinhaltet neben einer dynamischen Investitionsrechnung die ökonomische Bewertung der einzelnen Konzepte. Zur Generierung von Referenzwerten wurde von den betrachteten Standorten jener mit der umfangreicheren Realkostenaufzeichnung ausgewählt (Netz B).

Aus den vorangegangenen Simulationsergebnissen wurden folgende Systemkonzepte wirtschaftlich betrachtet:

- S0: Referenzszenario mit Realkosten

- S1: Speicherszenario mit dezentralen Speichern bei jedem Abnehmer
- S2: Speicherszenario mit Clusterspeichern
- S3: Solarthermie Integration (geeignete Dachflächen) in Szenario S1
- S4: Solarthermie Integration (geeignete Dachflächen) in Szenario S2
- S5: Solarthermie Integration (30 % der Fläche) in Szenario S2

Die wirtschaftliche Analyse geht in der Betrachtung aller Szenarien von Neuinvestitionen aus. Im Zuge der Erlös- und Kostenerhebung wurde in kapital-, verbrauchs- und betriebsgebundene Kosten sowie laufende und einmalige Erlöse differenziert. Ausgeklammert wurden Miet- bzw. Grundstückskosten für die Aufstellung der Wärmespeicher und der Solarthermieanlagen. Die dynamische Investitionsrechnung basiert auf der Kapitalwertmethode, wobei ein kalkulatorischer Zinssatz von 4 % und ein Betrachtungszeitraum von 25 Jahren angenommen wurden.

Um die Effizienz der einzelnen Konzepte zu betrachten, wurden Kennzahlen für die Dimensionen Gesamtsystem sowie Kosten und Ökologie erarbeitet und ausgewertet. Betriebliche und teilweise finanzielle Risiken auf Basis der Inputparameter Wärmeabnahme, Brennstoffkosten, Finanzierungszeitraum, Förderquote, Investitionskosten, Zinssatz und Netzverluste wurden mithilfe einer Sensitivitätsanalyse untersucht.

Zur Untersuchung der Robustheit der Ergebnisse aus der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung wurde zusätzlich eine Risikoanalyse mittels einer Monte-Carlo Simulation auf Basis der erhobenen Risiken durchgeführt. Betrachtet wurde neben Preissteigerungsraten bei Biomasse, Zweitbrennstoff, Strom, Entsorgung und Hilfsstoffe auch die Wärmeabnahmemenge. Als mathematisches Modell wurde jenes der Investitionsrechnung herangezogen.

3 Ergebnisse

Das Kapitel Ergebnisse wurden in energetische und wirtschaftlichen Ergebnisse unterteilt.

3.1 Reduktion der eingespeisten Energie bei Einbindung des solaren Ertrags

Es wurden Lastprofile der solaren Gewinne für die drei Kollektorarten Flach-, Vakuumflach- und Vakuumröhrenkollektor mit Berücksichtigung der Kollektorkennlinien und den Außentemperaturen errechnet (Abbildung 8).

Bei den Netzsimulationen mit Speichern und den Erträgen der Solarkollektoren wurden die Speichergrößen gleich belassen wie nach der Optimierung ohne solare Einspeisung im bereits veröffentlichten Projektteil. Diese Ergebnisse ohne solare Einspeisung sind als Vergleich in Tabelle 3 in den Spalten „Vergleich Projektteil ohne Solar“ (Varianten S1 und S2) dargestellt. Im ersten Simulationsdurchgang wurden alle für die solare Nutzung geeigneten Dachflächen in die Berechnung miteingebunden, wobei aus wirtschaftlichen Gründen nur Flachkollektoren berücksichtigt wurden. Überschüssige Energie, die bei den gegebenen Speichergrößen weder sofort genutzt oder eingespeichert werden konnte, wurde nicht mehr berücksichtigt. Diese ungenützte Energie steht beispielsweise für PV-Kollektoren zur Verfügung.

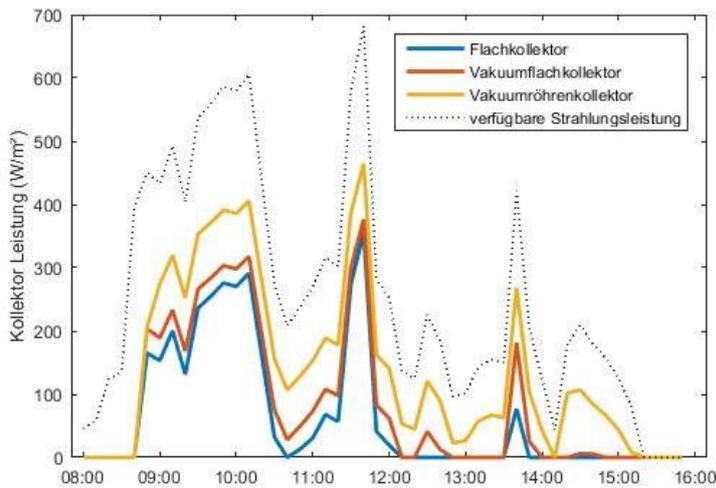


Abbildung 8: Beispielhafter Tagesleistungsverlauf für verschiedene Kollektoren eines Wintertags für Netz A [12]

Bei den Varianten mit den Cluster-Speichern wurden ebenfalls die Modulflächen der Dächer als Richtwert für die Einspeisung in die Speicher herangezogen. Da die verfügbaren Dachflächen den Bedarf an solarer Energie in den Schwachlastzeiten bei Weitem überstiegen, erfolgte in den Simulationsrechnungen für die wirtschaftlich interessanten Varianten mit den Cluster Speichern (Variante S4) eine Reduktion auf etwa 30 % der verfügbaren Flächen (Variante S5).

Da nur Speicher in Form von Cluster-Anordnungen wirtschaftlich positiv darstellbar sind, wurde auch nur für diese Varianten eine Berechnung mit reduzierten Kollektorflächen durchgeführt. In Tabelle 3 sind die Ergebnisse der verschiedenen Varianten S3, S4 und S5 dargestellt, wobei als Vergleich auch die Werte des Referenzszenarios S0 und die beiden Varianten ohne solare Einspeisung (S1 und S2) aus dem bereits publizierten Projektteil als Vergleich angeführt sind.

Tabelle 3: Jahresergebnisse für die Netze A und B bei Einsatz von Speichern und optimierten Solarerträgen

Speicherkonfiguration		„Dezentral + solar“			„Cluster + solar“		
Netz	Vergleich Netzzähler S0 [MWh]	Vergleich Projektteil ohne Solar S1 [%]	Einspeisung + Solar S3 [MWh]	Summe Einsparung mit Solar S3 [%]	Vergleich Projektteil ohne Solar S2 [%]	Einspeisung + Solar S4/S5 [MWh]	Summe Einsparung mit Solar S4/S5 [%]
A	3.527,5	-5,3	2.192,0	-37,9	-3,1	1.794,3	-49,1
A / S5 30 % Solarflächen	3.527,5				-3,1	2.512,6	-28,8
B	5.788,2	-5,2	3.381,3	-41,6	-4,4	3.379,6	-41,6
B / S5 30 % Solarflächen	5.788,2				-4,4	4.052,6	-30,0

3.2 Ergebnisse der wirtschaftlichen Berechnungen

Die Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung für Netz B weisen für das Referenzszenario, dem Netz ohne Speicher und demnach hohen Verlusten, eine Amortisationszeit von 21 Jahren auf. Mit einer Amortisation nach 22 Jahren erzielt auch das Szenario mit Clusterspeichern ohne Solarthermieunterstützung einen positiven Kapitalwert. Dabei ist die Amortisationszeit quasi gleich lang, jedoch werden 3,1 bzw. 4,4 % an Energie eingespart. Der Einsatz von dezentralen Speichern lässt sich dagegen nicht wirtschaftlich darstellen. Die Wärmeeinspeisung der Solarthermieanlagen auf allen geeigneten Dächern erzielt bei den übrigen Szenarien mit Einbindung der Solarthermie aufgrund der hohen Investitionskosten bei 25jähriger Betrachtung ebenfalls einen negativen Kapitalwert. Bei Betrachtung der reduzierten Solarfläche konnte das Ergebnis zwar deutlich verbessert werden, jedoch war eine wirtschaftliche Auslegung auch hier nicht gegeben.

Während die verbrauchsgebundenen Kosten der adaptierten Nahwärmenetze durch die Integration von Speicher und Solarthermie sinken, steigen neben den Investitionskosten die Betriebskosten aufgrund der zunehmenden Komplexität und der zusätzlichen Komponenten im Netz an. In den Szenarien mit ausschließlich dezentralen Speichern und allen solaren Szenarien wurde daher kein wirtschaftliches Ergebnis erzielt.

Die Bewertung der Ökoeffizienz wurde mithilfe der eingesparten Brennstoffmenge durchgeführt. Durch das Wärmespeicher-Clustering kann der Biomasseeinsatz um bis zu 53 Tonnen jährlich verringert werden. Die Ressourcenschonung im Fall der Solarthermie-Einbindung beträgt ein Vielfaches, beispielsweise im Szenario mit reduzierten Solarflächen bis zu 990 Tonnen Biomassebrennstoff pro Jahr.

Bei der Sensitivitätsanalyse der Szenarien stellte sich heraus, dass der größte Einfluss von der Höhe der Wärmeabnahme ausgeht, gefolgt von den Biomassebrennstoffkosten, dem Betrachtungszeitraum und der Förderquote. Vergleichsweise geringen Einfluss haben dagegen die relativen Änderungen der Speicherinvestitionskosten, des kalkulatorischen Zinssatzes oder der Netzverluste.

Im Fall der Solarthermie-Szenarien weisen in der Sensitivitätsanalyse die Investitionskosten und die Förderquote den größten Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit aus. Von Bedeutung ist zudem auch die Wärmeabnahme. Auch der kalkulatorische Zinssatz hat deshalb einen bedeutenderen Einfluss als die Brennstoffkosten.

In der Risikoanalyse wiederum haben demnach Änderungen beim Wärmepreisindex und dem Biomasseindex die größten Auswirkungen auf den Kapitalwert.

4 Zusammenfassung und Fazit

Bei den Simulationen wurden die bereits publizierten [1,2], optimierten Speichergrößen für den temperaturflexiblen, intermittierenden Betrieb ohne solaren Eintrag verwendet (Tabelle 3).

Aus wirtschaftlichen Gründen wurden nur Flachkollektoren berücksichtigt. Das Laden der Speicher über solare Einträge hat der gegenständlichen Arbeit Vorrang gegenüber dem Laden aus dem Nahwärmenetz. Überschüssige Energie, die weder sofort genutzt bzw. gespeichert werden konnte, wurde nicht mehr berücksichtigt. Im ersten Szenario wurden alle für die solare Nutzung geeigneten Dachflächen in die Berechnung miteingebunden. Beim Szenario mit den

Cluster-Speichern wurden zunächst ebenfalls die für Modulmontage verfügbaren Dachflächen als Berechnungsgrundlage für die Einspeisung in die Speicher herangezogen.

Dabei konnte am Einspeisepunkt des Nahwärmenetzes eine Steigerung der jährlichen Einsparung für Netz A von ursprünglichen 6,0 % im temperaturflexiblen, intermittierenden Betrieb mit dezentralen Speichern aber ohne solaren Eintrag, auf 37,9 % errechnet werden. Für Netz B konnte die jährlichen Einsparung von 5,2 % auf 41,6 % erhöht werden. In der Variante mit den Cluster-Speichern, bei der eine Gruppe von Verbrauchern von jeweils einem Speicher versorgt wird, wurden Einsparungen von 49,1 % für das Netz A und 41,9 % für das Netz B errechnet.

Da die Erträge aus den insgesamt verfügbaren Dachflächen für die Installation von Modulen den Bedarf an solarer Energie in den Schwachlastzeiten bei weitem übersteigen, erfolgte in einem weiteren Szenario eine Reduktion der Flächennutzung auf etwa 30 %. In den wirtschaftlich interessanten Varianten mit den Cluster Speichern konnte mit diesen optimierten Solarflächen Einsparungen von 28,8 % für das Netz A und für das Netz B von 30 % errechnet werden. Für die Schwachlastzeit im Sommer kann dies sogar bedeuten, dass für die Cluster-Varianten das Heizwerk überhaupt ausgeschaltet und die Energie ausschließlich über die Solaranlagen bereitgestellt werden kann.

So positiv sich die Einbindung von Solarthermie bezüglich einer Ressourcenschonung bzw. Primärenergieeffizienz auswirkt, in einer begleitenden Untersuchung bezüglich der Wirtschaftlichkeit konnte auf Basis heutiger Rahmenbedingungen jedoch kein positives Ergebnis erzielt werden.

Danksagung

Die Autoren bedanken sich bei der Österreichischen Forschungsförderungsgesellschaft mbH (FFG) (Programm „Stadt der Zukunft“) für die Förderung und bei der Zentralanstalt für Meteorologie und Geodynamik (ZAMG) für die Zurverfügungstellung der Temperatur- und Einstrahlraten.

Literatur

- [1] Hammer, A., Sejkora, C., Kienberger, Th.: Temperaturflexibler Betrieb von Nahwärmenetzen (TFlex), IEWT, Wien, 2017
- [2] Hammer, Andreas; Sejkora, Christoph; Kienberger, Thomas (2018): Increasing district heating networks efficiency by means of temperature-flexible operation. In: Sustainable Energy, Grids and Networks 16, S. 393-404. DOI: 10.1016/j.segan.2018.11.001.
- [3] Pex, Bernhard (2012): Nahwärmenetze und Heizwerke -Erfolgsfaktoren und Erfahrungen. Fachtagung: Wärme aus Biomasse – Stand der Technik und Perspektiven. CARMEN e.V., 2012.
- [4] Lamers, Gottfried (2014): Förderungsregime für Biomasse ab 2015. 18. österreichischer Biomassetag. Österreichischer Biomasseverband. Salzburg, 20.10.2014.
- [5] CARMEN e.V. (2012): Merkblatt Nahwärmenetze und Bioenergieanlagen. Ein Beitrag zur effizienten Wärmenutzung und zum Klimaschutz. Hg. v. CARMEN e.V. Straubing. Online

verfügbar unter https://www.carmen-ev.de/files/festbrennstoffe/merkblatt_Nahwaermernetz_carmen_ev.pdf, zuletzt geprüft am 30.01.2017.

- [6] Fraunhofer Umsicht (1998): Leitfaden Nahwärme. Hg. v. Fraunhofer IRB Verlag. Oberhausen.
- [7] T. Kienberger, A. Hammer, L. Kriechbaum, B. Böckl, J Vopava, K. Karner, M. Theissing, J. Bärnthaler, M. Rogetzer, J. Jungwirth, H. Biedermann, H. Strießnig, H. Kaufmann: Temperaturflexibilisierung im Schwachlastbereich des Betriebs von Nahwärmenetzen, TFlex, Berichte aus der Energie- und Umweltforschung 04/2017, Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie Radetzkystraße 2, 1030 Wien
- [8] Duffie, John und Beckmann, William: Solar Engineering of Thermal Processes. Wiley, Hoboken, 2006
- [9] Stieglitz, Robert ; Heinzl, Volker: Thermische Solarenergie : Grundlagen, Technologie, Anwendungen. Berlin, Heidelberg : Springer, 2012
- [10] NÖ Atlas 4.0. URL: <http://atlas.noel.gv.at/>
- [11] SAGISonline. URL: <https://www.salzburg.gv.at/sagisonline>
- [12] Jagersberger, Lukas: Potential für solare Einspeisung in FW-Netze, Bachelorarbeit, Montanuniversität Leoben, 2017