

Temperaturflexibler Betrieb von Nahwärmenetzen (TFlex)

Andreas HAMMER¹⁽¹⁾, Christoph Sejkora⁽¹⁾, Thomas KIENBERGER⁽¹⁾

⁽¹⁾Lehrstuhl für Energieverbundtechnik, Montanuniversität Leoben

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 Rohrleitungsdämmung eine Senkung dieser Verluste erreicht werden.

In dieser Arbeit wurde eine neuartige Systemerweiterung untersucht, welche es ermöglicht die Netzverluste durch Installation von Wärmespeichern beim Kunden weiter signifikant zu reduzieren. Dabei wurde durch Simulation die Frage beantwortet, ob sich die Netzverluste bestehender Nahwärmenetze dadurch weiter verringern lassen, indem das Netz in Schwachlastzeiten abschaltet und der Wärmebedarf der Kunden aus zuvor geladenen dezentralen Speichern bedient wird. Um möglichst realitätsnah zu bleiben, wurden für die Berechnungen alle Material- und Wärmedaten von zwei, sich in Betrieb befindlichen Nahwärme-Netzen übernommen.

Es konnten die Netzverluste eines betrachteten Jahres um bis zu 34 % gesenkt werden, was bezogen auf die beiden untersuchten Netze Einsparungen der gesamten, in das Netz eingespeisten Wärmemenge um bis zu 6 % bedeutet. Die Auslegung der Speicher-Größen erfolgte für die Schwachlastzeit Sommer und wurde für die weiteren Saisonen beibehalten.

Keywords: Nahwärme, Fernwärme, Netzverluste, Speicher

1 Einleitung

Die Verluste von Nahwärmenetzen stellen einen der wesentlichsten Faktoren zur Wirtschaftlichkeit und Nachhaltigkeit dieser Gesamtsysteme dar. Derartige Nahwärmenetze sind nicht nur in ruralen Räumen verbreitet. Im Bereich von Städten werden Nahwärmenetze in der Regel im Agglomerationsgürtel betrieben [1],[2]. Bei Systemen im urbanen und suburbanen Kontext werden typischerweise Feuerungswärmeleistungen von 3,5 MW bis 5 MW installiert und Jahreswärmemengen von 7 GWh bis 15 GWh eingespeist.

Werden Jahresdauerlinien von typischen Nahwärmenetzen analysiert, so ist zu erkennen,

¹ Franz-Josef-Straße 18, 8700 Leoben, +43 3842 402-5406,
andreas.hammer@unileoben.ac.at, evt.unileoben.ac.at

dass in den Schwachlastzeiten der Sommermonate die Verluste des Netzes die von den Kunden abgerufene Wärmemenge übersteigt (Abbildung 1).

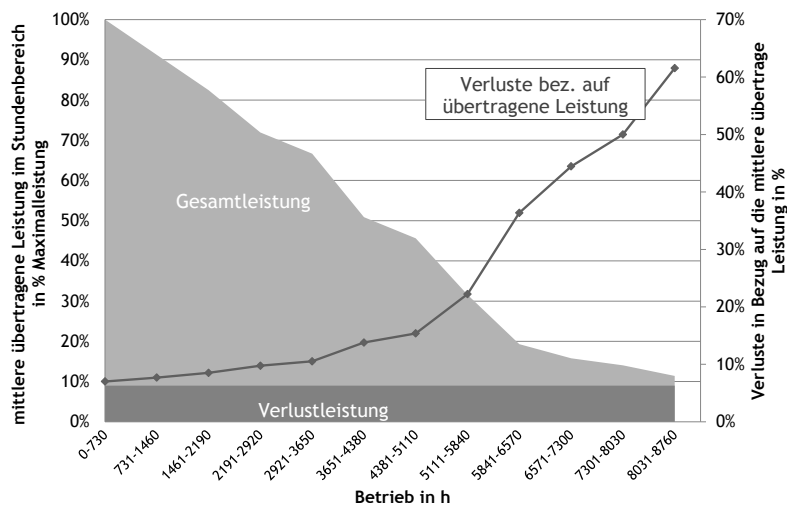


Abbildung 1: Jahresdauerlinie und auf die übertragene Leistung bezogene Verluste. Daten nach [3]

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].

1.1 Bisherige Maßnahmen zur Senkung der Netzverluste

Die Senkung der durchschnittlichen Netzverluste wurde durch die im Folgenden beschriebenen Maßnahmen erreicht:

1.1.1 Erhöhung der Wärmebedarfsdichte

Netze mit geringem Bedarf weisen aufgrund der lastunabhängigen Netzverluste einen weitaus höheren Verlustanteil auf als Netze mit hohem Abnahmebedarf (Abbildung 2).

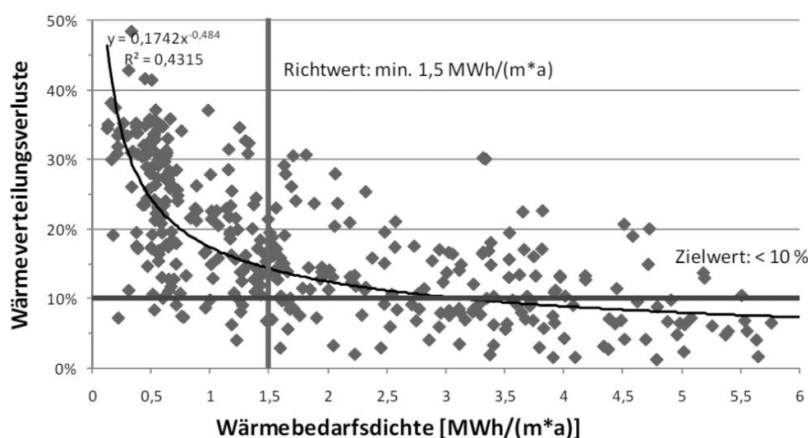


Abbildung 2: Netzverluste in Abhängigkeit der Wärmebedarfsdichte von 377 Nahwärmenetzen [5]

Carmen eV gibt als Richtwert eine minimale Wärmebedarfsdichte von 1,5 MWh/(Trm·a) vor [6]. Gemäß den Daten von Carmen eV. bedeutet eine Verdichtung der Abnahme von 0,5 MWh/(Trm·a) auf 1 MWh/(Trm·a) eine Verringerung der absoluten Verluste von rund 8 %.

1.1.2 Verbesserung der Wärmeverteilsysteme

In Punkto Verbesserung der Wärmeverteilsysteme werden zwei unabhängige Größen optimiert:

Das erste ist die Verringerung der verwendeten Leitungsquerschnitte und damit der für die Wärmeverluste maßgeblichen Leitungsoberflächen. Durch den Einsatz von Speicherelementen sowie dezentraler Solarthermie kann eine Entlastung des Netzes in der Lastspitze erfolgen und somit die Leitungsquerschnitte reduziert werden [7].

Die zweite Verbesserung basiert auf der Verringerung von Wärmeverlusten durch verbesserte Rohrleistungsdämmung. Durch eine Verwendung von sog. Doppelrohrsystemen verringert sich aufgrund der Integration von Vor- und Rücklaufleitung in einem Dämmsystem die mittlere Temperaturdifferenz gegenüber der Umgebung.

1.1.3 Verbesserung der Netzregelung

Die übertragene Leistung ist Abhängig von der sog. Spreizung zwischen Vor- und Rücklauf sowie des Netzvolumenstroms. Wird die Temperatur des Rücklaufs reduziert, sinken auch die Netzverluste. Als notwendige Randbedingung müssen dabei gewisse Vorlauftemperaturen eingehalten werden, um die Qualität der Wärmedienstleistung (z.B. Warmwasser 60 °C) zu gewährleisten. In den meisten Fällen wird zur Regelung des Netzes eine kombinierte Regelstrategie mit gleitender Vorlauftemperatur angewendet. Diese kombiniert die Regelung der Vorlauftemperatur mit der Regelung des Volumenstromes [8].

1.1.4 Integration von Solarthermie

Wird Solarthermie in Nahwärmenetze integriert, so dient dies nicht zur Verringerung der Netzverluste. Vielmehr steht dabei die Einsparung des sonst zur Wärmeerzeugung eingesetzten Brennstoffs im Vordergrund. In Österreich wurden mehrfach solarthermische Systeme in Wärmenetze eingebunden. Dies geschieht in großen Wärmenetzen üblicherweise bei einem Großabnehmer oder direkt beim Heizwerk.

1.1.5 Einsatz von Puffer-Systemen

Die bei den Wärmekunden installierte Spitzenleistung wird nur für wenige Stunden im Jahr benötigt. Selbst am kältesten Tag eines Jahres kann im Tagesdurchschnitt der Wärmebedarf mit rund 50 % der Spitzenleistung abgedeckt werden, ohne die angeforderte Wärmedienstleistung zu gefährden [9].

Werden Puffer zentral im Heizwerk installiert, so kann der oben erwähnte Vorteil der Reduzierung der Spitzenleistung nur für den Wärmeerzeuger wirksam werden. Die maximal zu übertragende Leistung wird nach wie vor durch volle Spitzenleistung definiert. Neben erhöhten Verlusten muss auch der entsprechende Leitungsquerschnitte mit einkalkuliert werden. Zentrale Puffer werden zur Reduktion der zu installierenden Kesselleistung als Stand der Technik durchaus eingesetzt. Als Beispiele dazu sollen die Heizwerke Nahwärme Eugendorf [1] sowie Nahwärme Gleinstätten genannt werden [10].

Werden die Puffer hingegen dezentral installiert, kann nicht nur die Leistung des Wärmeerzeugers in der Heizzentrale reduziert werden. Es kommt zudem zu Entlastung des Netzsystems.

1.2 Problemstellung und Projektidee TFlex:

Dadurch, dass die oben genannten Maßnahmen, dort wo wirtschaftlich sinnvoll einsetzbar, bereits maßgeblich umgesetzt wurden, konnten die Verluste von ca. 30 % auf rund 15 % minimiert werden. Eine weitere Senkung der Verluste ist somit ohne wirtschaftlich schwierige Eingriffe in das Netz schwer möglich.

Im Rahmen des hier durchgeführten Projektes sollte eine neuartige Systemerweiterung untersucht werden, welche es ermöglicht ohne teure Änderungen am Wärmenetz selbst, die Netzverluste weiter signifikant zu reduzieren: Die Projektidee sieht den Einsatz von dezentralen, bei den Kunden installierten Wärmespeichern vor.

Das Neue dabei ist, in den besonders verlustbehafteten Schwachlastzeiten das Netz abzuschalten, und den Wärmebedarf der Verbraucher aus zuvor bei verlustarmer Netzvolllast geladenen, dezentralen Speichern zu bedienen.

Durch TFlex soll ermittelt werden, ob durch die Einbindung von Wärmespeichern in Wärmenetzen die Verluste gesenkt werden können. Konkret geht es um die Reduktion der thermischen Verluste durch zeitweilige Abschaltung des gesamten Wärmenetzes während Schwachlastzeiten (Abbildung 3). Da thermische Verluste nicht von der übertragenen Leistung abhängen, wäre es zweckmäßig, das Wärmenetz immer bei möglichst hoher Leistung zu betreiben.

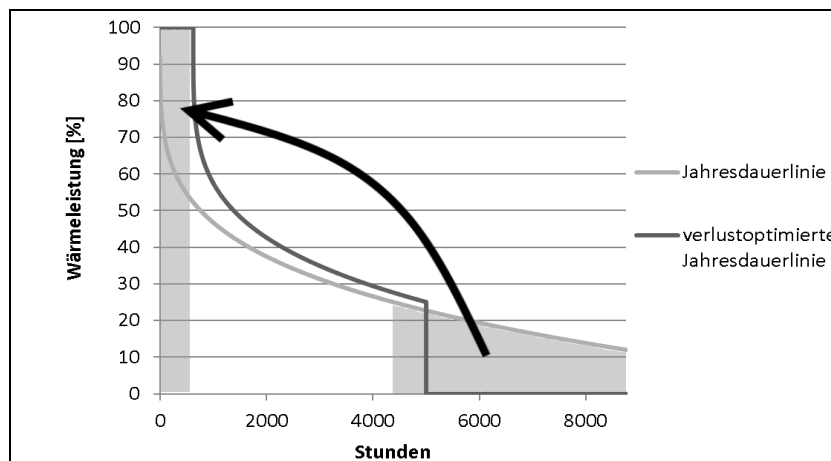


Abbildung 3: Verlustoptimierte Jahresdauerlinie TFlex (qualitative Darstellung)

Durch die Integration von Wärmespeichern wäre es möglich, das Netz in einem getakteten Modus zu betreiben. Während das Netz eingeschaltet ist, laden sich alle dezentralen Wärmespeicher auf. Sobald alle Speicher vollständig geladen sind, kann das Netz so lange ausgeschaltet werden, bis der erste Speicher eine gewisse untere Schwelle unterschritten hat. Je länger das Netz ausgeschaltet ist, desto geringer sind die Verluste.

2 Methodik

2.1 Ausgewählte Netze

Für die Untersuchung dieser Fragestellung wurden zwei repräsentative Nahwärmenetze ausgewählt, wie sie häufig in ähnlichen Konstellationen vorliegen. Damit sollte es ermöglicht werden, 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. Nahwärmenetz B wird von einem Biomasseheizwerk mit Wärme gespeist und hat im Vergleich zu Netz A eine deutlich stärker verzweigte Struktur (Abbildung 4)

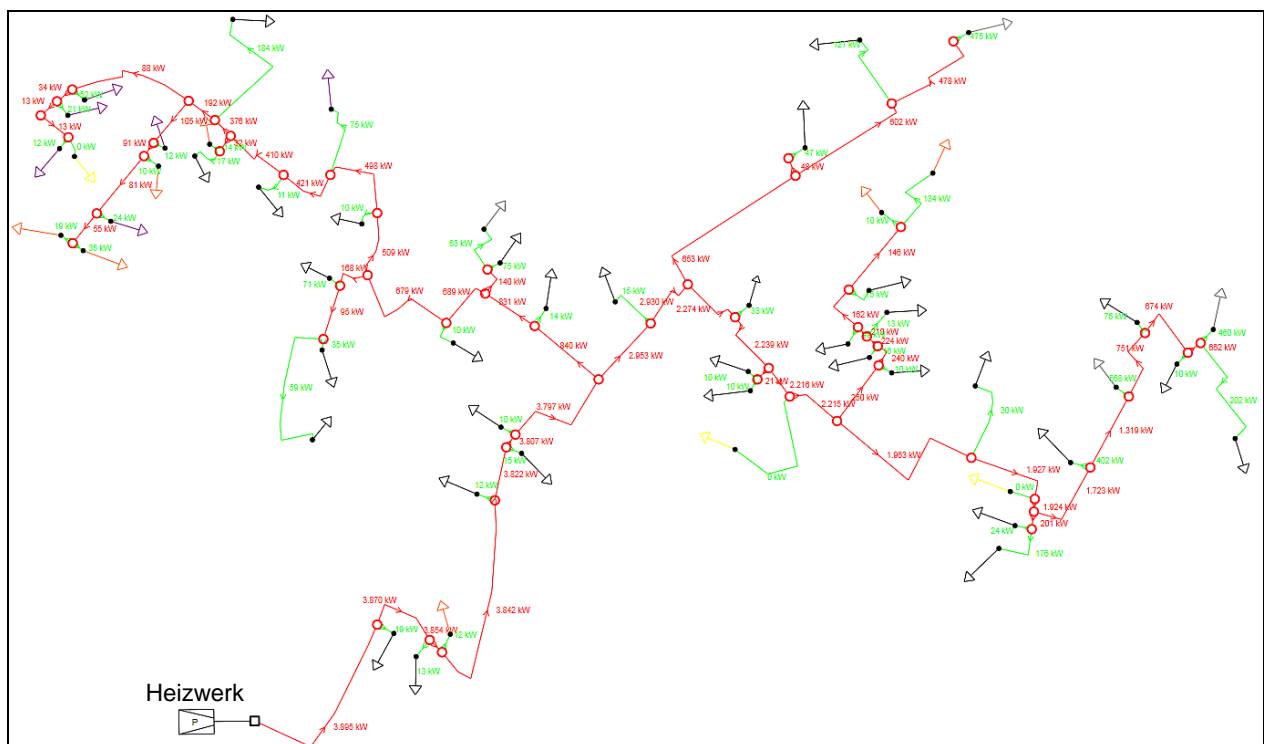


Abbildung 4: Netzstrukturen des ausgewählten Netzes B

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 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 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]	Wärmebedarfs- dichte [MWh/m \cdot a]
A	3,89	25	3.522	0,71
B	4,98	50	5.795	0,99

2.2 Simulationssoftware und Einbindung der Speicher

Für die Netzberechnungen wurde die kommerzielle Netzberechnungssoftware PSS Sincal® verwendet. PSS Sincal® ist ein Simulationsprogramm für elektrische Netze, welches die Möglichkeit bietet auch Wärme- und Kälte- Gasnetze zu simulieren. Jedoch ist es bei Wärme- und Kältenetzen nicht möglich Wärmespeicher einzubinden.

PSS Sincal® bietet jedoch eine COM-Schnittstelle an, über welche eine Simulation automatisiert werden kann. Mittels dieser COM-Schnittstelle kann ein Wärmespeicher mithilfe eines Verbrauchers und einer Einspeisung simuliert werden. Dabei wurde in PSS Sincal® jeder Speicher durch eine Kombination von Erzeuger (entspricht dem Laden des Speichers) und Verbraucher (entspricht dem Entladen des Speichers) abgebildet (Abbildung 5). Jedoch musste die gesamte Logik des Speichers in der Programmiersprache, welche die COM-Schnittstelle implementiert, umgesetzt werden.

In diesem Fall wurde die Kombination aus Matlab® und PSS Sincal® für die Lösung des Problems verwendet, wobei von Matlab® die Steuerung von Entladen und Laden bzw. das Ein- und Ausschalten des Netzes übernommen wurde.

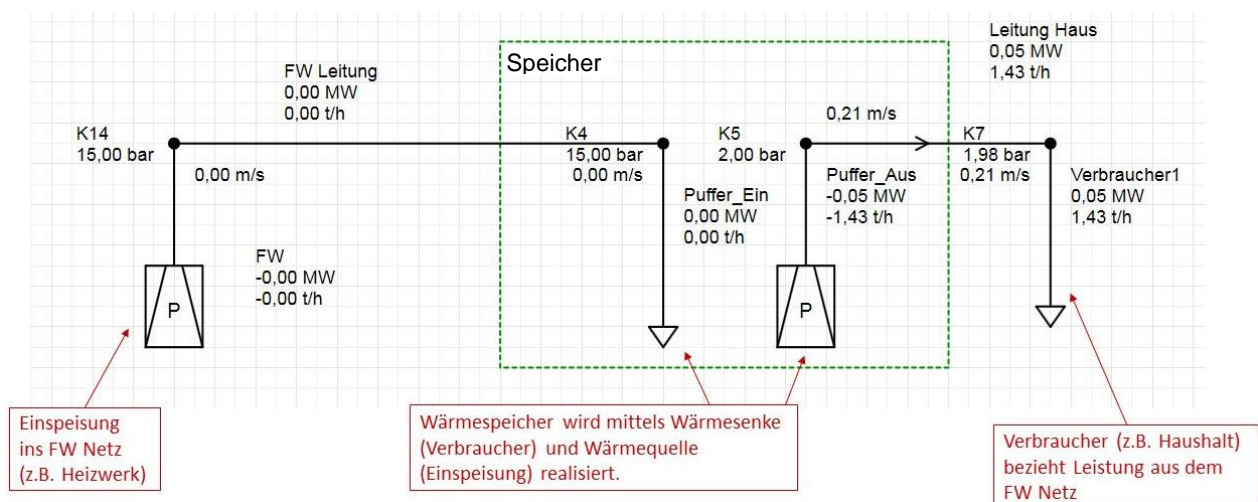


Abbildung 5: Einbindung des Wärmespeichers in PSS Sincal®

2.3 Speichermanagement über das „Plug Flow Model“

Für das Speichermanagement der Wärmespeicher wurde das „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. 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 entsteht im Speicher eine Reihe von Schichten, in denen sich durch unterschiedlich lange Verweilzeiten im Speicher individuelle Temperaturen einstellen. Dabei wird der Wärmestrom 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.

2.4 Netzregelungsstrategie

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

Folgende Logik-Vorgaben wurden implementiert:

- Wenn der erste Speicher beim Entladen seine „untere Grenze“ unterschreitet wird das gesamte Netz eingeschaltet und alle Speicher werden geladen.
- Sobald ein einzelner Speicher voll ist, beendet dieser den Ladevorgang und geht im nächsten Zeitschritt wieder in den Entlade-Modus, bis die „obere Grenze“ unterschritten wird und wieder geladen wird. Alle anderen Speicher werden weiter geladen, bis diese jeweils vollständig geladen sind.
- Erst wenn alle Speicher die „obere Grenze“ überschritten haben, wird das Netz wieder ausgeschaltet.
- Grenzen werden in Prozent und Temperatur angegeben: Für eine „untere Grenze“ 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. Für eine „obere Grenze“ 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.

Es ist zu beachten, dass die Vorlauftemperatur immer deutlich über jener der „oberen Grenze“ liegt und die beiden Grenzen nicht zu knapp gewählt werden, da die Temperatur im Speicher durch Wärmeverlust schon nach kurzer Zeit leicht abfällt und deshalb ein ständiges Nachladen verhindert wird.

2.5 Verwendung von Messdaten, Datenaufbereitung, Validierung des Modells

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

2.5.1 Netzspezifische Materialdaten

Die Leitungsverläufe für beide Netze A und B sowie auch die Art und Dimensionen der Rohrmaterialien wurden vollständig übernommen und als Basisdaten in das Netzsimulationsprogramm PSS Sincal® implementiert. Bei Netz A wurden Doppelrohre aus Kunststoffmaterial und Durchmesser bis DN 80 verwendet, bei Netz B kamen Einzelrohre aus Stahl (2 x verstärkt) bis zu einem Durchmesser von DN 125 zum Einsatz. Die für die Ermittlung der Wärmeverluste maßgeblichen spezifischen Wärmedurchgangszahlen wurden den Datenblättern der Rohrhersteller entnommen.

2.5.2 Verwendung zeitaufgelöster Verbrauchsdaten der Kunden

Um die Lastgänge der Wärmekunden möglichst realitätsnah einbinden zu können, wurde auf die gemessenen, zeitaufgelösten Wärmeverbrauchsdaten der Kunden zurückgegriffen. In Kooperation mit einem Netzbetreiber, der das Auslesen der Daten übernahm, erfolgte die Datenaufbereitung der Kundenverbrauchsdaten auf Stundenbasis.

Dies gestaltete sich oft recht aufwändig, da einerseits immer wieder Lücken in den Aufzeichnungen zu füllen waren, weil die Zähler beim Aufzeichnen aussetzten, oder andererseits bei vereinzelt Zählpunkten überhaupt nichts aufgezeichnet wurde. Dies wurde mit verschiedenen Methoden gelöst, wie simples Ausfüllen der Lücken bei kurzen Ausfällen, bis hin zur Verwendung von Lastgängen ähnlicher Verbraucher.

Nach Vorliegen aller vollständigen Lastgänge der Verbraucher wurden diese in das Modell des Netz-Simulationsprogramms geladen.

2.5.3 Validierung des Netzmodells

Der Simulationszeitraum, der natürlich auch schon für die Validierung festgelegt werden musste, wurde auf einen Zeitraum von insgesamt einem Jahr festgelegt. Dabei erfolgte noch eine Unterteilung in die meteorologischen Jahreszeiten, in denen die Parameter Boden-, Vor- als auch Rücklauftemperatur (aus Messdaten) als konstant angenommen wurden.

Mit dieser Konstellation konnte die Validierung der Modelle für beide Netze durchgeführt werden. Dabei wurden einerseits die in der Validierung simulierten Lastkurvenverläufe am Einspeisepunkt des Netzes mit jenen des Netzeingangszählers, andererseits auch die Energiemengen verglichen. Gegebenenfalls erfolgte auch eine Anpassung von Parametern wie spezifische Rohrverluste oder Bodentemperatur.

2.6 Wieder-Aufheizung des Netzes

Da das Netz während der Versorgung aus den dezentralen Pufferspeichern immer wieder abgeschaltet wird, kühlt dieses aus. Daher muss es beim darauffolgenden Einschaltvorgang wieder aufgeheizt werden. Da dies von der Netzberechnungssoftware PSS Sincal® nicht mitberücksichtigt wird, erfolgte eine externe Berechnung dieses zusätzlichen Energieaufwandes.

Dabei wurden Netzauskühlkurven mit Berücksichtigung der Bodentemperatur der jeweiligen Saison für einige repräsentative Rohrdurchmesser herangezogen, welche vom Projektpartner berechnet und zur Verfügung gestellt wurden. Mit Hilfe der Anzahl der Ein- und Ausschaltvorgänge, der durchschnittlichen Ausschaltdauer, der Aufteilung der

Wassermengen in den verschiedenen Rohrdimensionen und den oben erwähnten Temperaturen aus den Auskühlkurven, erfolgte die Berechnung der jeweiligen saisonale Energiemenge für die Summe aller Aufheizvorgänge.

3 Szenarien für Speicherimplementierung

Grundsätzlich gibt es verschiedenste Variationsmöglichkeiten, um Szenarien zu simulieren. Die hier gewählten Szenarien sind neben den beiden Netzen A und B die lokale Anordnung der Speicher und die Auslegung dieser auf eine meteorologische Jahreszeit bei gleichbleibenden anderen Parametern wie z.B. die Übernahme der saisonalen Vor- und Rücklauftemperaturen aus Messdaten.

3.1 Anordnung der Speicher: dezentral und als Clustern-Speicher

Bei der Anordnung der Speicher wurden die vollständig dezentrale Anordnung und eine Cluster-Variante untersucht.

Die vollständig dezentrale Anordnung sieht die Installation von Speichern bei jedem einzelnen Verbraucher vor. Dies gewährleistet die vollständige Abschaltung des gesamten Netzes bis hin zu jedem einzelnen Verbraucher. Bei Cluster-Anordnung werden mehrere Verbraucher einem Cluster-Speicher zugeordnet (Abbildung 6).

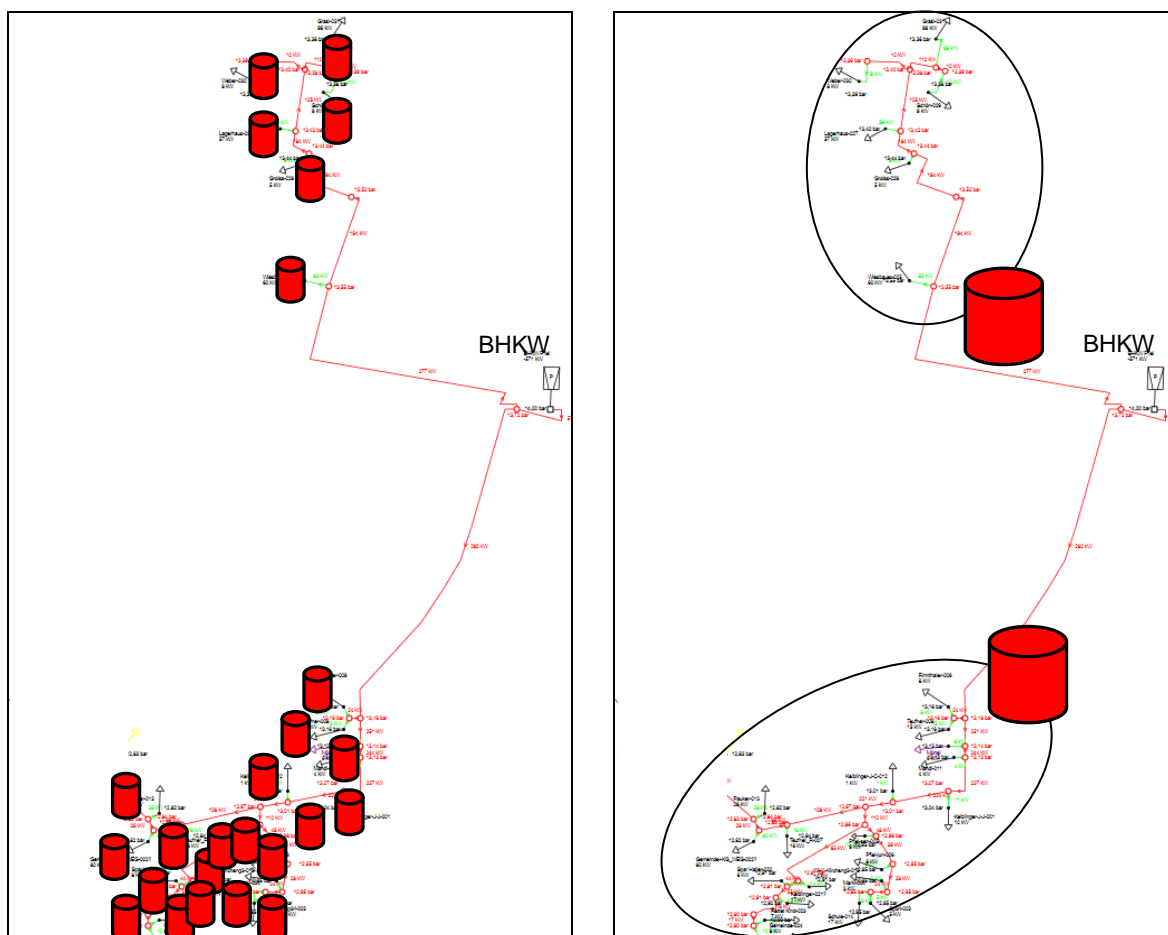


Abbildung 6: Positionierung der Speicher bei Netz A: Vollständig dezentral bei jedem Verbraucher (links) und zu Clustern zusammengefasst (rechts)

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.

Für das Netz A sind die Cluster-Anordnungen einfach zu treffen, da hier die Verbraucher in 2 Zonen verdichtet angeordnet sind. Für Netz B wurden insgesamt 8 Cluster-Speicher für verdichtete Verbrauchergruppen – meist kurze Stränge - installiert, die verbliebenen Verbraucher wurden mit dezentralen Speichern belassen.

3.2 Auslegungskriterien der Speicher

Da die Intention dieser Idee besonders auf die Reduktion der Netzverluste in Schwachlastzeiten abzielt, wurden die Speicher auf den meteorologischen Sommer – die Monate Juni, Juli und August – ausgelegt. Für Netz B erfolgte datenbedingt eine Ausweitung des Zeitraumes des Sommers auch noch auf einen Großteil des Septembers.

4 Ergebnisse

Nachdem, wie oben bereits beschrieben, die Speicher auf die Schwachlastzeiten im Sommer ausgelegt werden sollten, erfolgte auch für diese meteorologische Jahreszeit die meisten Berechnungen, um dem Optimum für die Speichergrößen zu erreichen.

Dabei ist es wichtig, dass alle Speicher in der Abschaltperiode des Netzes ähnlich stark entleert werden, wofür viele Simulationen und laufende Anpassungen der Speichergrößen notwendig waren (Abbildung 7). Eine völlig synchrone Anpassung ist natürlich nicht möglich, da die einzelnen Verbraucher ungleichmäßige Lastprofile aufweisen.

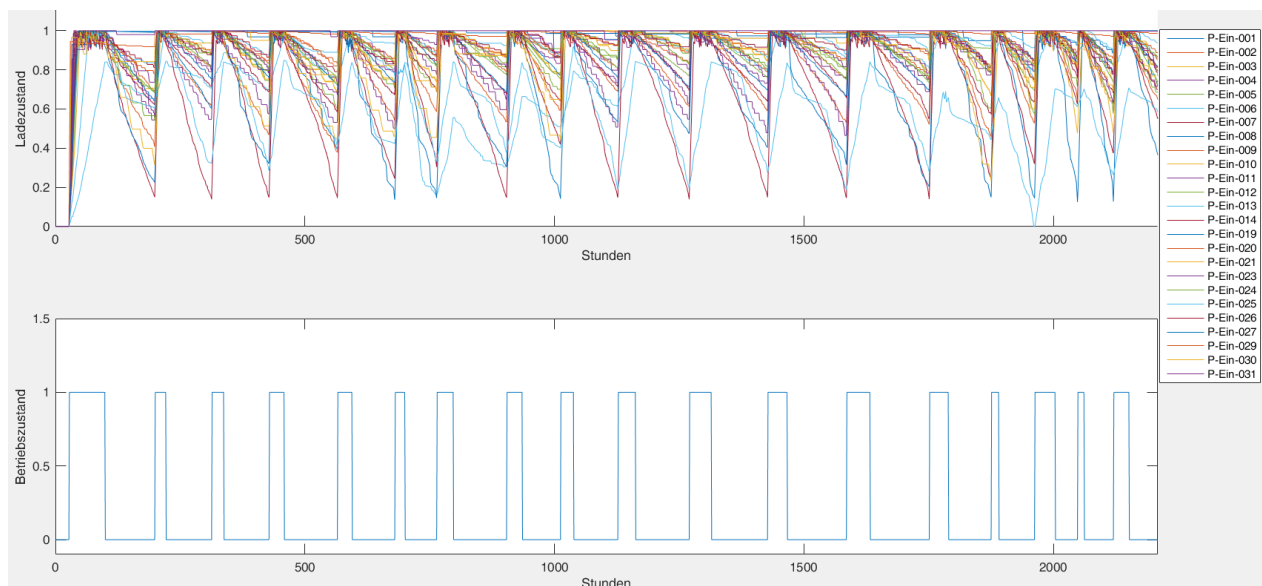


Abbildung 7: Ladezustände (oben) der dezentralen Speicher und Betriebszustand (unten) für Netz A im Sommer

Im Laufe der Berechnung hat sich herausgestellt, dass Ausschaltzeiten des Netzes von etwa 90 Stunden energetisch sich am günstigsten erweisen. Dies kann damit erklärt werden, dass hier ein Optimum zwischen Auskühlung des Netzes – und daher Minimieren des

Netzverlustes – und dem Auskühlen der Speicher unter die „Unter Grenze“ erreicht wird. Bei zu langer Speicherung sinken die Temperaturen in vielen Speichern unter die „Unter Grenze“ und es muss wieder geladen werden.

Nach der Optimierung der Speicher für den meteorologischen Sommer wurden mit diesen Speichergrößen die weiteren Jahreszeiten Herbst, Winter und Frühjahr simuliert.

In Abbildung 8 sind Ausschnitte von etwa 500 Betriebsstunden aus den grafischen Ergebnissen der Simulationen verschiedener Saisonen für Netz B zu sehen.

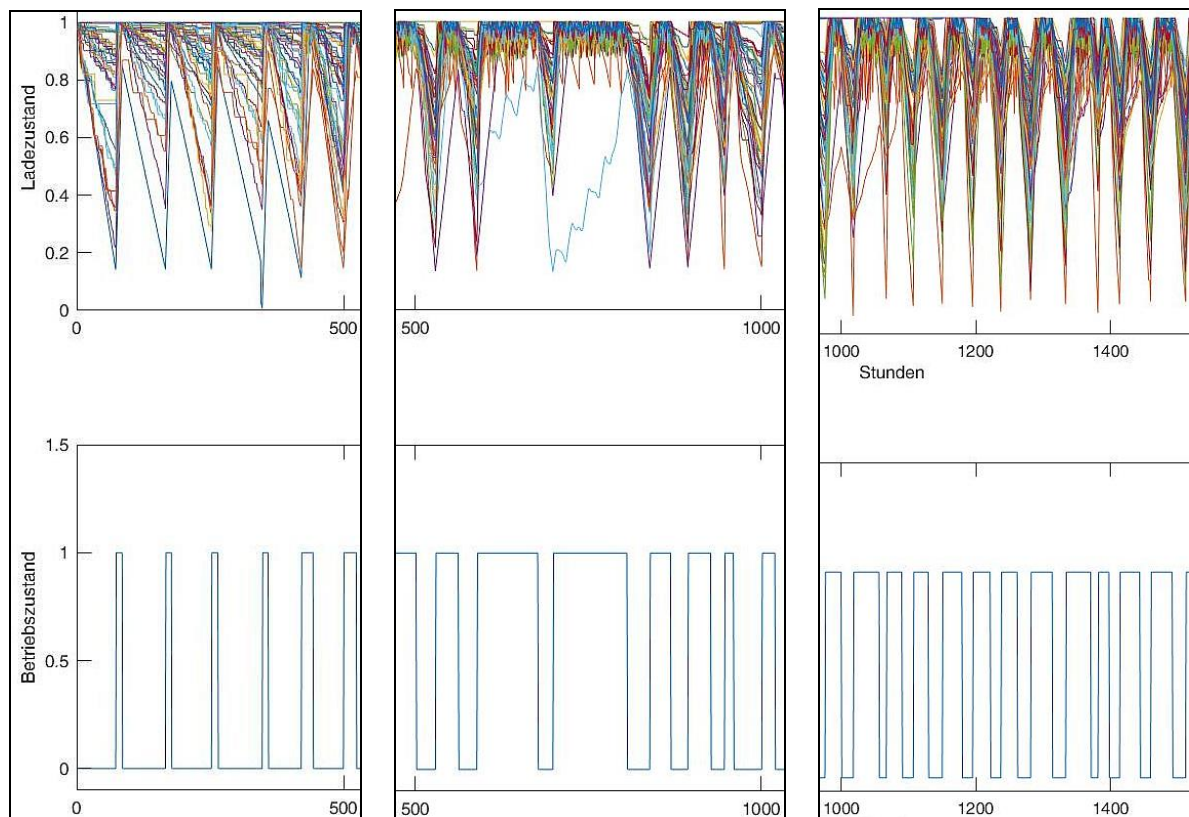


Abbildung 8: Vergleich der Ladezustände der dezentralen Speicher und Betriebszustände für Netz B im Sommer (links), Frühjahr (mitte) und Winter (rechts)

Dabei ist zu erkennen, dass im Sommer ein Großteil der Speicher geleert wird und die Stillstand-Zeiten des Netzes deutlich länger sind als die Betriebszeiten.

Im Gegensatz dazu sind im Frühjahr (auch Herbst) und im Winter die Betriebszeiten länger als die Stillstand-Zeiten. Dies ist damit zu begründen, dass einerseits die Abnahme hoch ist bzw. auch einige große Speicher sehr lange Ladezeiten haben, was einer Kombination aus großem Speichervolumen und gleichzeitiger starker Abnahme von Wärme geschuldet ist.

In Tabelle 2 sind die Detailergebnisse für die einzelnen Jahreszeiten von Netz A bei dezentraler Speicheranordnung aufgelistet. Darin sind auch die Einsparungen des Speicherbetriebes ohne Berücksichtigung des Energieaufwandes für das Wieder-Aufheizen des Netzes nach Netzstillstand und die Zeiten der durchschnittlichen, saisonalen Netzstillstände dargestellt. Die Spalte „Referenz Netzzähler“ ist jene ohne Speicherbetrieb in das Netz abgegebene Wärmemenge, die durch einen installierten Wärmehähler erfasst wurde und als Referenz dient.

Tabelle 2: Detaillierergebnisse Netz A bei dezentraler Speicheranordnung

Jahreszeit	Referenz Netzzähler [MWh]	Einsparung ohne Aufheizen [%]	Einsparung mit Aufheizen [MWh]	Einsparung mit Aufheizen [%]	Reduktion Netz- verluste [%]	Zeit Netz AUS [h]
Sommer	394,2	-13,1	28,0	-7,1	-20,7	89
Herbst	826,3	-10,7	43,2	-5,2	-20,6	29
Winter	1.416,2	-8,5	101,9	-7,2	-43,8	13
Frühjahr	890,8	-8,5	37,4	-4,2	-21,9	24
Jahr	3.527,5	-9,5	210,6	-6,0	-28,0	-

Demnach ist zu sehen, dass in Schwachlastzeiten wie Sommer, Herbst oder Frühjahr die Einsparungen durch zusätzliche Berücksichtigung des Wieder-Aufheizens etwa zur Hälfte reduziert werden. So sinkt die Einsparung (bezogen auf die Einspeisung in das Netz) im Frühjahr von -8,5% durch das Aufheizen des Netzes auf -4,2%. Dies ist damit zu begründen, dass in diesen Schwachlastzeiten die Netzstillstände, im Vergleich zum Winter, relativ lange sind, das Netz daher stärker abkühlt als im Winter und dadurch auch die benötigten Wärmemengen zum Wieder-Aufheizen größer sind.

Die erstaunlich große Einsparung der Netzverluste im Winter basiert auf der Tatsache, dass im Sommer bisher auch schon Netzteile ohne Abnahme nicht durchströmt, also quasi abgeschaltet waren und der Effekt des TFlex-Betriebes sich im Winter verstärkt zeigt.

Die Spalte „Reduktion der Netzverluste“ zeigt die Verringerung der Netzverluste im Vergleich zu den Netzverlusten ohne installierte Speicher. Die Verluste der Speicher selbst sind in allen dargestellten Werten schon inkludiert.

In Tabelle 3 sind die zusammengefassten Jahres-Ergebnisse für beide Netze A und B bzw. für die beiden Varianten der Speicheranordnung dargestellt, in der zu sehen ist, dass bis zu 34 % an Netzverlusten – verglichen an den Netzverlusten ohne Speicherbetrieb – eingespart werden können.

Tabelle 3: Zusammengefasste Jahres-Ergebnisse mit dezentralen Speichern und Cluster-Speichern für die Netze A und B

	Referenz Netzzähler [MWh]	Referenz Netzverlust [MWh]	Dezentrale Speicher		Cluster-Speicher	
			Netzverlust [MWh]	Reduktion Netzverlust [%]	Netzverlust [MWh]	Reduktion Netzverlust [%]
Netz A	3.527,5	752,5	541,9	-28,0	644,3	-14,4
Netz B	5.788,2	874,7	576,1	-34,1	622,8	-28,8

Die bei Netz B etwas größere Reduktion der Netzverluste kann auch mit der geringfügig größeren Isolationsstärke der Speicher von 12,5 cm gegenüber von 10 cm bei Netz A erklärt werden.

Die Ergebnisse zeigen bei beiden Netzen A und B denselben Trend: Die Installation von dezentralen Speichern bringt eine größere Reduktion der Netzverluste als die Zusammenfassung von mehreren Verbrauchern zu einem Cluster-Speicher. Dies ist damit zu erklären, dass bei Cluster-Speichern die zu Clustern zusammengefassten Netzabschnitte nicht abgeschaltet werden.

Bei Netz B fällt dieser Unterschied nicht so deutlich aus, weil nur etwa die Hälfte der Verbraucher einem Cluster-Speicher zugeordnet ist und der Rest auch mit dezentralen Speichern bedient wird.

5 Zusammenfassung und Fazit

Durch die Installation von dezentralen Speichern und die Abschaltung des Netzes in Schwachlastzeiten können die Netzverluste um bis zu 34 % reduziert werden. Die Einsparungen, bilanziert am Einspeisepunkt des Netzes, betragen je nach Speicherpositionen zwischen 3 % und 6 %.

Bei den Simulationen hat sich auch gezeigt, dass die Stärke der Isolation der Speicher-Dämmung einen großen Einfluss hat. Bei den hier durchgeführten Berechnungen wurde ein Wärmeleitkoeffizient λ von $0,03 \text{ W/m}\cdot\text{K}$ verwendet (PUR Hartschaum $0,020 - 0,030 \text{ W/m}\cdot\text{K}$ [11]).

Ein Vergrößern der Speicher, was auf den ersten Blick vorteilhaft erscheint und so die Hochfahrvorgänge reduziert, erfordert aber wieder längere Ladezeiten und ist mit der Problematik des Auskühlens unter die „Untere Grenze“ verbunden. Daher ist ein wichtiges Kriterium nicht nur die Dauer des Netz-Stillstandes, sondern auch die Betriebszeit. Es sollte der Quotient aus diesen beiden Parametern möglichst groß werden, um die Netzverluste zu minimieren. Dies kann mit verstärkter Speicher-Dämmung erreicht werden, aber auch mit einer erhöhten Ladeleistung der Speicher, was aber dann die Kapazitäten der meisten Netze und Wärmeerzeuger überschreiten würde.

Ein wichtiges Kriterium ist die Optimierung der Speicher auf eine Größe, dass alle einen ähnlichen Entladeverlauf aufweisen. Damit können unnötige Speichervolumen – und somit Wärmeverluste – vermieden werden.

Durch Clusterung mehrerer Verbraucher und Zuordnung zu einem Speicher können die spezifischen Speicherverluste reduziert werden, Teile des Netzes bleiben dann aber in Betrieb. Es hat sich jedoch gezeigt, dass durch Clusterungen die Netzverluste nicht so stark reduziert werden, jedoch kann dies aufgrund der geringeren Investitionskosten einen wirtschaftlichen Vorteil bringen.

Eine begleitende wirtschaftliche Betrachtung wurde im Projekt ebenfalls vorgesehen, jedoch lagen zum Zeitpunkt des Verfassens dieses Berichts noch keine abgesicherten Ergebnisse vor.

Danksagung

Die vorliegende Arbeit wurde mit Förderung der Österreichischen Forschungsförderungsgesellschaft mbH (FFG) im Programm „Stadt der Zukunft“ durchgeführt. Es wurde auch auf die von der Zentralanstalt für Meteorologie und Geodynamik (ZAMG) zur Verfügung gestellten Klimadaten zurückgegriffen.

Literatur

- [1] Bäuerlicher Waldbesitzerverband OÖ (2014): Gebündelte Kompetenz: Das Heizwerk in Eugendorf. In: Waldverband aktuell, 02.2014, S. 18–19. Online verfügbar unter http://www.waldverband-ooe.at/uploads/media/Ausgabe_2014_01_Waldverbandaktuell.pdf, zuletzt geprüft am 30.01.2017.
- [2] Braunendal, Andreas (2014): Sappi-Wärme in 550 Haushalten. In: JEGG Life Plus 2014, 09.2014, S. 27. Online verfügbar unter http://www.jegg-life.at/2014/3_2014/jegg_life_sep_2014.pdf, zuletzt geprüft am 30.01.2017.
- [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. (2010): Biomasseheizwerke erfolgreich planen und umsetzen. Beispiele aus Bayern. Online verfügbar unter <http://www.duesse.de/znr/pdfs/2010/2010-01-28-waerme-02.pdf>, zuletzt geprüft am 30.01.2017.
- [6] 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_Nahwaermetnetz_carmen_ev.pdf, zuletzt geprüft am 30.01.2017.
- [7] Hammerschmid, Alfred (2011): Heizwerkstuning – Praxisbeispiele zur erfolgreichen Optimierung von Biomasse-Nahwärmanlagen. Durch Optimierung zur Machbarkeit. BIOS Bioenergiesysteme GmbH. Linz, 27.05.2011.
- [8] Fraunhofer Umsicht (1998): Leitfaden Nahwärme. Hg. v. Fraunhofer IRB Verlag. Oberhausen.
- [9] Hammerschmid, Alfred (2013): Mikronetze und/oder Fernwärme: Was und wo ist die richtige Lösung? BIOS Bioenergiesysteme GmbH. TIS innovation park. Bozen, 2013.
- [10] Kuzmicki, Bettina (2007): Umweltfreundliche Wärme. Offizielle Eröffnung des ersten Biomassehofes nächste Woche in Pistorf. In: *Kleine Zeitung Süd & Südwest*, 23.03.2007, S. 27. Online verfügbar unter http://www.nahwaerme-gleinstaetten.at/fileadmin/user_upload/Pressemeldungen/Kleine_Zeitung_Logistikzentrum_2007_03.pdf, zuletzt geprüft am 30.01.2017.
- [11] Nierobis (2003): Information über Wärmedämmstoffe, <http://www.waermedaemmstoffe.com/htm/pur.htm>, zuletzt geprüft am 27.01.2017.