

7.2 Biowärme Hirschegg, Stmk.

7.2.1 Allgemeine Anlagenbeschreibung

| | |
|--|--|
| <u>Projektname:</u> | Biowärme Hirschegg |
| <u>Adresse:</u> | 8584 Hirschegg |
| <u>Art der Anwendung:</u> | Solare Einspeisung in ein Wärmenetz (kommunales Nahwärmenetz Hirschegg) |
| <u>Wärmeverbraucher:</u> | 16 Nahwärmenetzanschlüsse mit insg. ca. 400 kW (Volksschule, Gasthaus, Kleinkaufhaus, Gemeindeamt und Wohnungen) |
| <u>Bruttokollektorfläche:</u> | 102 m ² , Flachkollektor (Riposol P2600) |
| <u>Ausrichtung:</u> | Süd |
| <u>Neigung:</u> | 30° auf dem Heizhausdach aufgeständert |
| <u>Energiespeichervolumen:</u> | 20 m ³ |
| <u>Hauptheizungssystem:</u> | Biomassekessel 400 kW (manuell zündend), Ölkessel 80 kW (Sommer und Spitzenlast, Notkessel) |
| <u>Solarer Deckungsgrad:</u> | 2,7 % (Messung) |
| <u>Spezifischer Ertrag:</u> | 283 kWh/m ² a (Messung bezogen auf die Apertur- fläche) |
| <u>Projektstatus:</u> | Monitoringphase beendet mit Juli 2013 |
| <u>Zuständigkeit Begleitforschung:</u> | AEE INTEC |

Das Nahwärmenetz Hirschegg umfasste zum Zeitpunkt des Monitorings 16 Abnehmer, beispielsweise die örtliche Volksschule, das Gemeindeamt, Gasthäuser, ein Kleinkaufhaus sowie einzelne Privatwohnungen. Die Länge des Nahwärmenetzes wird seitens des Betreibers mit 2.000 m angegeben, die prognostizierten Versorgungstemperaturen in der Heizperiode liegen bei 85/60°C bzw. bei 65/40°C in den Sommermonaten. Die Wärmeversorgungsanlage wurde im September 2011 in Betrieb genommen und im Juli 2012 um eine solarthermische Anlage erweitert. Eine Vergrößerung des Nahwärmenetzes ist in Planung und sollte in den nächsten Jahren schrittweise erfolgen. Die einjährige Monitoringphase des solarunterstützten Wärmeversorgungssystems wurde mit August 2013 beendet. Wie in

Abbildung 19 ersichtlich, wurden auf dem Dach des Heizhauses Flachkollektoren mit einer Bruttokollektorfläche von insgesamt 102 m² installiert. In Kombination mit einem 20 m³ fassenden Energiespeicher und einem 80 kW Ölkessel (Sommer- und Spitzenlastkessel) soll ein sowohl ökologisch als auch ökonomisch optimierter Sommerbetrieb der Wärmeversorgungsanlage (Vermeidung von Teillastbetriebsstunden des manuell zündenden Biomassekessels) erreicht werden.



Abbildung 19: Ansicht des Heizwerks der Anlage „Biowärme Hirschegg“ mit den aufgeständerten Kollektoren (links) sowie eine Detailaufnahme der vorderen Kollektorreihen (rechts), Bildquelle: AEE INTEC

7.2.2 Hydraulik- und Messkonzept

Das gesamte Wärmeversorgungssystem zur Anlage „Biowärme Hirshegg“ ist als Blockschaltbild in Abbildung 20 dargestellt. Dabei bildet der 20 m³ fassende Pufferspeicher die hydraulische Zentrale, denn sowohl alle Wärmeinputs (Solaranlage, Biomasse- und Ölkessel) als auch der Wärmeoutput (Verbrauch im Nahwärmenetz) erfolgen über den Speicher. Alle Wärmeerzeuger sind dabei hinsichtlich der hydraulischen Anschlüsse am Speicher völlig entkoppelt. Die Solaranlage verfügt über drei Anschlüsse in der oberen Speicherhälfte. Die beiden anderen Wärmeerzeuger speisen oben in den Pufferspeicher ein und entnehmen den Rücklauf im untersten Bereich des Speichers. Die Versorgung der Wärmeverbraucher erfolgt über ein für diese Anwendung typisches Zwei-Leiter-Netz. Das Monitoringkonzept umfasst vier Wärmemengenzähler, 14 Temperatursensoren und einen Drucksensor im Solarprimärkreislauf sowie einen Globalstrahlungssensor in der Kollektorebene.

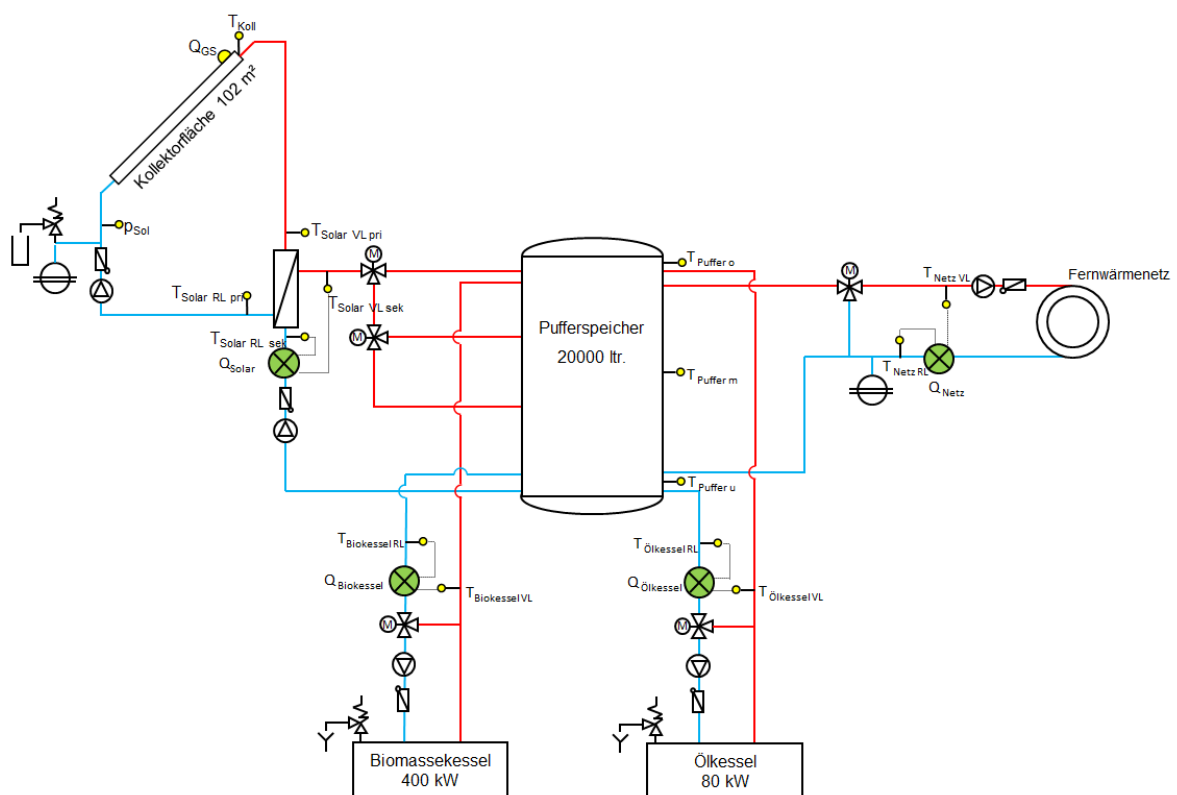


Abbildung 20: Hydraulik- und Messkonzept der Anlage „Biowärme Hirshegg“ (grün: Volumenstromzähler; gelb: Temperatur-, Druck- und Einstrahlungssensoren)

Die Beschreibung der einzelnen Messpunkte ist nachfolgend zusammengefasst:

Solar-Primärkreis

Q_{GS}

T_{Koll}

p_{sol}

$T_{Solar\ VL\ pri}$

$T_{Solari\ RL\ pri}$

Globalstrahlungssensor

Kollektortemperatur

Drucksensor Primärkreis

Solarvorlauftemperatur Primärkreis

Solarrücklauftemperatur Primärkreis

Solar-Sekundärkreis & Speicher

$T_{Solar\ VL\ sek}$

$T_{Solar\ RL\ sek}$

Q_{Solar}

$T_{Puffer\ o}$

Solarvorlauftemperatur Sekundärkreis

Solarrücklauftemperatur Sekundärkreis

Wärmemengenzähler Solar

Pufferspeichertemperatur Oben

$T_{\text{Puffer m}}$
 $T_{\text{Puffer u}}$

Pufferspeichertemperatur Mitte
Pufferspeichertemperatur Unten

Nachheizung

$T_{\text{Biokessel VL}}$
 $T_{\text{Biokessel RL}}$
 $Q_{\text{Biokessel}}$
 $T_{\text{Ölkessel VL}}$
 $T_{\text{Ölkessel RL}}$
 $Q_{\text{Ölkessel}}$

Vorlauftemperatur Biomassekessel-Nachheizung
Rücklauftemperatur Biomassekessel-Nachheizung
Wärmemengenzähler Biomassekessel-Nachheizung
Vorlauftemperatur Ölkessel-Nachheizung
Rücklauftemperatur Ölkessel-Nachheizung
Wärmemengenzähler Ölkessel-Nachheizung

Fernwärmenetz

$T_{\text{Netz VL}}$
 $T_{\text{Netz RL}}$
 Q_{Netz}

Vorlauftemperatur Fernwärmenetz
Rücklauftemperatur Fernwärmenetz
Wärmemengenzähler Fernwärmenetz

7.2.3 Energiebilanz

In Abbildung 21 ist der gesamte Wärmeinput in den Energiespeicher als auch der Wärmeoutput (Wärmemenge ans Nahwärmenetz) gegenübergestellt. Dabei ist der Wärmeeintrag durch die solarthermische Anlage (gelb), durch den Biomassekessel (grün) und durch den Ölkessel (grau) dargestellt. Der violette Balken zeigt die ins Nahwärmenetz eingespeiste Wärmemenge.

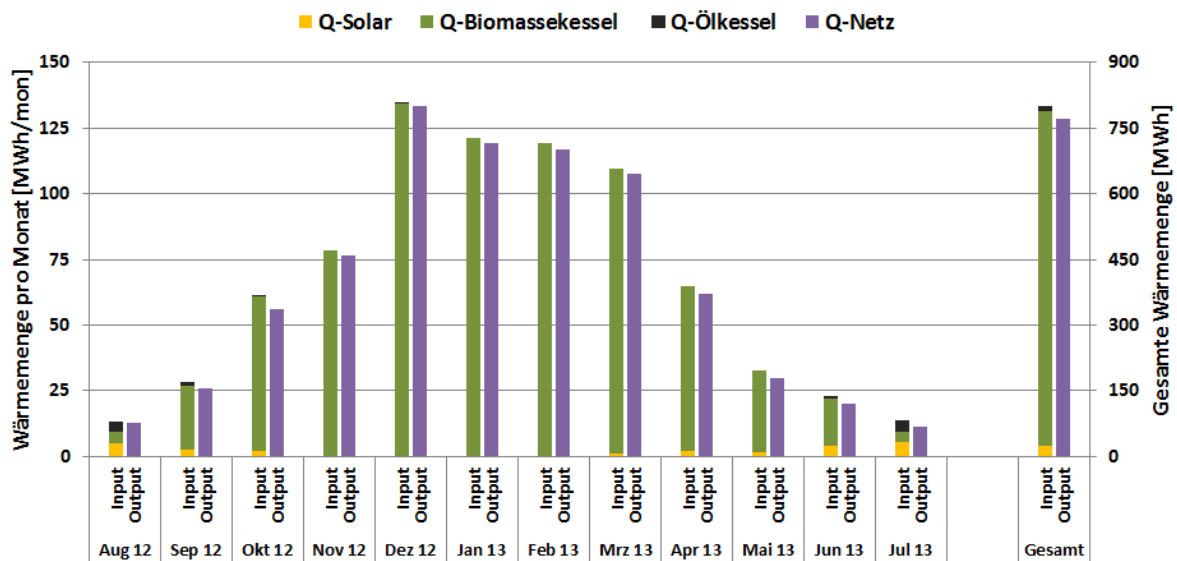


Abbildung 21: Energiebilanz der Anlage „Biwärme Hirscheegg“ (August 2012 bis Juli 2013)

Die Differenz zwischen den Wärmeinputs und Wärmeoutputs ergibt sich aufgrund von Wärmeverlusten des Energiespeichers sowie durch Rohrleitungsverluste zwischen den jeweiligen Wärmemengenzählern und dem Energiespeicher. Diese betragen beim Projekt „Biwärme Hirscheegg“ im Monatsmittel 2,3 MWh bzw. rund 4 % des Gesamtenergieeintrags.

7.2.4 Vergleich Simulation - Messwerte

Die im Rahmen des Einreichprozesses vom Betreiber beigestellte Anlagensimulation basierte auf einer Verbrauchsannahme mit konstantem wöchentlichen Wärmebedarf (rund. 10 MWh) über ein Kalenderjahr. Da diese Annahme nicht annähernd den realen Betriebsbedingungen entspricht (Sommerschwachlast, Winterspitzenlast) und somit ein Vergleich der Messergebnisse mit den Benchmarks aus der Einreichphase keinen Sinn

ergeben würde, wurde seitens des Begleitforschungsteams eine neuerliche Simulationsrechnung, angepasst an den tatsächlichen zeitlichen Verlauf des Wärmebedarfs, mit Hilfe des Simulationsprogramms T*Sol, durchgeführt.

Abbildung 22 zeigt einen Vergleich des simulierten solaren Ertrags (rote Linie) mit dem gemessenen solaren Ertrag (blau schraffierte Fläche). Die Ergebnisse der Simulation prognostizierten einen kumulierten Jahressolarertrag von 337 kWh/m²a (bezogen auf die Aperturfläche). Der gemessene solare Ertrag nach Ende der einjährigen Monitoringphase beträgt 287 kWh/m²a. Wie in Abbildung 22 deutlich ersichtlich, sind die solarthermischen Erträge speziell in den Monaten November bis Februar hinter den Prognosewerten zurückgeblieben. Die Ursache dieser Abweichung kann auf die wesentlich geringeren realen Einstrahlungsleistungen in diesem Zeitraum zurückgeführt werden. Dies zeigt ein Vergleich der gemessenen Einstrahlung mit den Einstrahlungsdaten aus der Simulation, der eine sehr ähnliche Abweichung wie beim spezifischen Solarertrag ergibt (Abbildung 22, blau strichliert und orange strichliert). Konkret basiert die Simulation auf einem Wetterdatensatz mit langjährigen Durchschnittswerten am Standort Hirschegg, der im Zeitraum von August bis Februar eine Einstrahlung von 650 kWh/m² vorsieht. Tatsächlich beträgt die gemessene Einstrahlung im selben Zeitraum nur 504 kWh/m², sprich um rund 22% weniger. Ab Juni ist zwar ein Ansteigen der gemessenen Einstrahlung sowie des solaren Ertrags erkennbar, die gemessene Einstrahlung bleibt bis zum Ende der Monitoringphase trotzdem rund 17% hinter den langjährigen Durchschnittswerten zurück und beträgt 1121 kWh/m²a. Da Differenz zwischen gemessenen und simulierten solaren Ertrag beträgt 16%, weshalb als Ursache für den geringen Messwert zu großen Teilen die reduzierte Einstrahlungsleistung schuld trägt, unter dem Prognosewert.

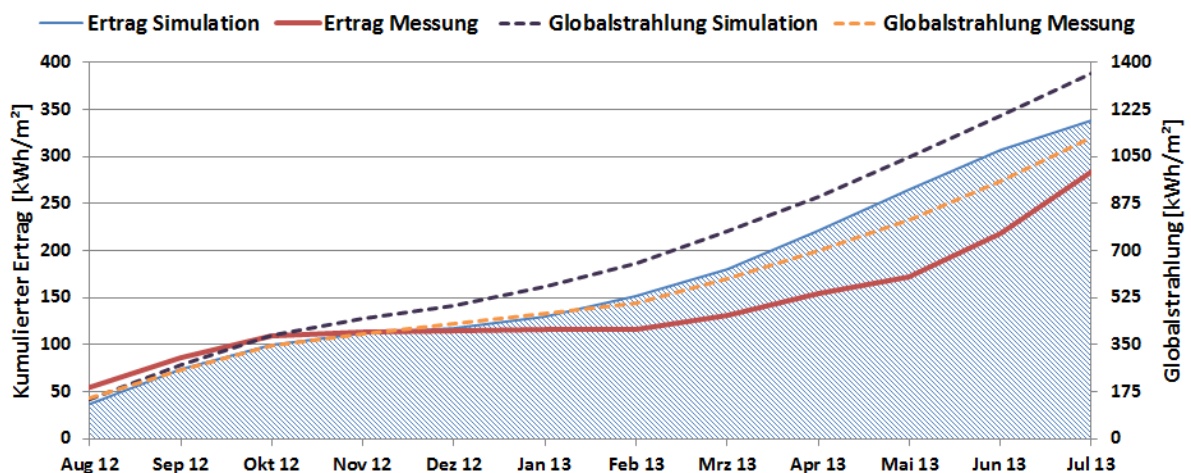


Abbildung 22: Vergleich des gemessenen spezifischen Solarertrags und der gemessenen Globalstrahlung mit dem Simulationswert des spezifischen Ertrags bzw. dem Klimadatensatz aus der Simulation für die Anlage „Biomasse Hirschegg“ (August 2012 bis Juli 2013)

Abbildung 23 zeigt eine Gegenüberstellung des prognostizierten, simulierten solaren Deckungsgrades (roter Balken) mit dem gemessenen solaren Deckungsgrad (blauer Balken). Basierend auf den Ergebnissen der Simulation wurde ein Jahresdeckungsgrad von 4,2 % prognostiziert. Nach Abschluss der einjährigen Monitoringphase konnte ein etwas niedriger solarer Deckungsgrad von 2,7% erreicht werden. Zu Beginn des Monitoringszeitraums, im August 2012, wurde der erwartete solare Deckungsgrad aufgrund eines geringeren tatsächlichen Wärmeverbrauchs und eines etwas höheren spezifischen Solarertrags deutlich überschritten. In der Kernheizperiode sowie in den Monaten April, Mai und Juni lag der gemessene Deckungsgrad aufgrund der stark reduzierten Einstrahlung bzw. aufgrund eines erhöhten Wärmeverbrauchs deutlich hinter

den Prognosen zurück. Im Juli 2013 konnte, bedingt durch die vergleichsweise hohe Einstrahlung, die Prognose wieder deutlich überschritten werden.

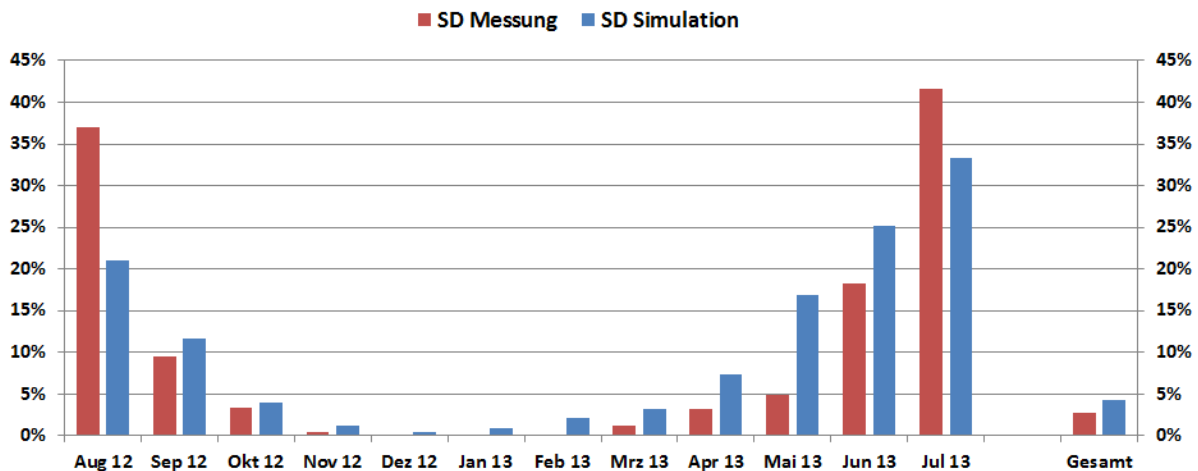


Abbildung 23: Vergleich des gemessenen solaren Deckungsgrades mit dem Simulationswert für die Anlage „Biowärme Hirschegg“ (August 2012 bis Juli 2013)

Abbildung 24 zeigt einen Vergleich des in der Simulation berücksichtigten Wärmeverbrauchs mit dem tatsächlich aus dem Wärmenetz nachgefragten Verbrauch. Da die im Rahmen des Einreichprozesses vom Betreiber beigestellte Anlagensimulation auf einer Verbrauchsannahme mit konstantem wöchentlichen Wärmebedarf (rund 10 MWh) über ein Kalenderjahr basierte, wurde für eine neuerliche Anlagensimulation und die Generierung von Benchmarks eine realistische Verteilung des Wärmeverbrauchs durch das Begleitforschungsteam durchgeführt. Bis Februar 2013 zeigten Prognose und reale Messwerte des Wärmeverbrauchs eine sehr gute Übereinstimmung. Ein erhöhter Wärmeverbrauch konnte speziell in den Monaten März 2013 bis Juni 2013 gemessen werden. Bis zum Ende des Betrachtungszeitraums liegt der gemessene Verbrauch bei 770 MWh bzw. rund 8% über dem Prognosewert.

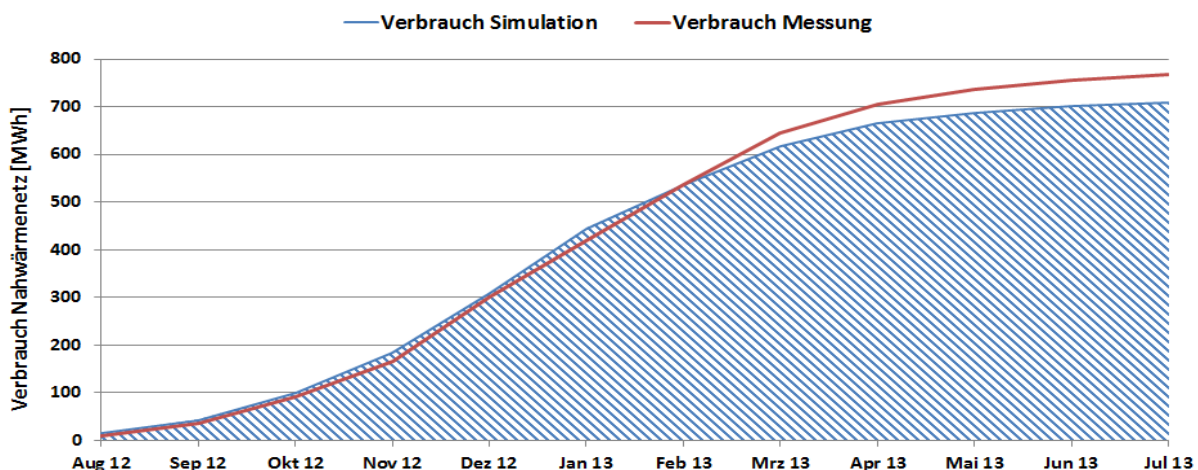


Abbildung 24: Vergleich des gemessenen Verbrauchs mit dem Simulationswert für die Anlage „Biowärme Hirschegg“ (August 2012 bis Juli 2013)

7.2.5 Detailbetrachtung und Optimierungspotenziale

Basierend auf den installierten und erfassten Sensoren wurden im Betrachtungszeitraum Analysen und Plausibilitätsprüfungen der Betriebsweise der einzelnen hydraulischen Kreise sowie das Zusammenspiel des Gesamtsystems durchgeführt. Abbildung 25 zeigt hierzu eine Detailbetrachtung des Solarsystems an einem wolkenlosen Tag im September 2012 (7. September). Die dargestellten Messergebnisse zeigen dabei auf den ersten Blick

einen durchwegs zufriedenstellenden Betrieb. Bei Pufferspeichertemperaturen um die 50°C betragen die Vorlauftemperaturen auf der Sekundärseite des Solarsystems knapp über 80°C. Die etwas kleineren Temperaturdifferenzen auf der Vorlaufseite (bis zu ca. 5 K) deuten im Vergleich zu den Temperaturdifferenzen an den Rückläufen (bis zu ca. 12 K) auf einen etwas kleineren Massendurchsatz im Sekundärkreis (im Vergleich zum Primärkreis) hin, unbedingter Handlungsbedarf ist dadurch aber nicht gegeben. Bei genauer Betrachtung sticht aber ein Detail ins Auge. Die Solarpumpen schalten erst ein, wenn die Temperaturdifferenz zwischen dem Kollektorfühler und dem Pufferspeicher im unteren Bereich ca. 28 K übersteigt. Das Ausschalten erfolgt bei Unterschreitung der Kollektortemperatur von ca. 70°C, obwohl die Pufferspeichertemperatur im unteren Bereich mit ca. 50°C deutlich darunter liegt. Auch bei den üblichen Taktungsvorgängen in der Start- bzw. in der Abschaltphase trat das Phänomen wiederholt auf.

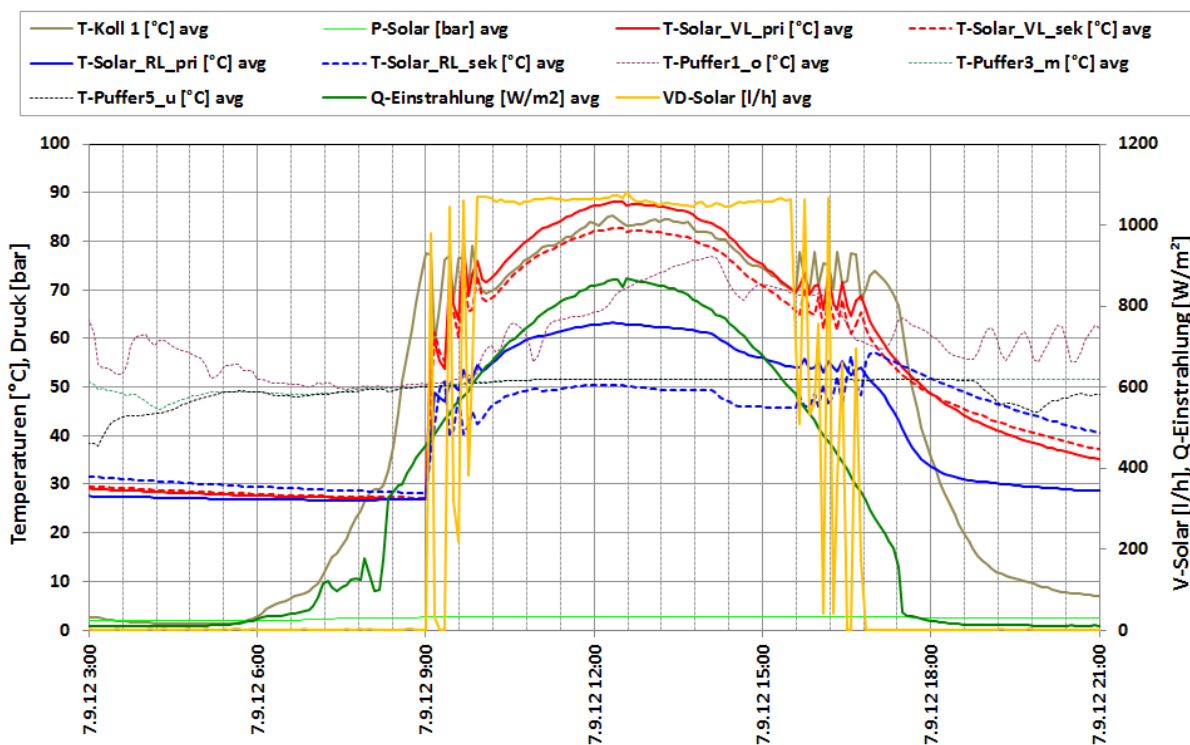


Abbildung 25: Beispielhafter Temperaturverlauf im Primär- und im Sekundärkreis des Solarsystems, zuzüglich des Verlaufs des Drucks, der Pufferspeichertemperaturen, der Globalstrahlung und des Volumenstroms im Sekundärkreis (07.09.2012)

Im Rahmen der Problemanalyse wurden drei einstrahlungsreiche Septembertage nebeneinander dargestellt (9.9. bis 11.9., siehe Abbildung 26, linke Seite). Deutlich ist ersichtlich, dass die Solaranlage immer bei einer fixen Kollektortemperatur (ca. 78°C) und unabhängig von der Speichertemperatur im unteren Bereich eingeschaltet wird. So wird beispielsweise die Solaranlage am 9.9. bei einer Kollektortemperatur von 78°C eingeschaltet, obwohl der Pufferspeicher auch im unteren Speicherteil bereits 90°C aufweist.

Diese festgestellte Optimierungsmaßnahme (Änderung des Regelalgorithmus in einer Weise, sodass Ein- und Ausschaltzeitpunkte in Abhängigkeit von Kollektortemperatur und Speichertemperatur bestimmt werden), wurde seitens des Begleitforschungsteams an den Betreiber kommuniziert und vom zuständigen Regelungsunternehmen in Verbindung mit anderen Regelungsanpassungen (Änderung der Speicherbeladung durch die beiden Kessel – Lastmanagement) Anfang März 2013 umgesetzt. Die Wirkung nach der durchgeführten Regelanpassung ist in Abbildung 26, rechte Seite, dargestellt. An den drei dargestellten Tagen (19.6. bis 21.6.) ist deutlich die Änderung des Regelalgorithmus

erkennbar. Das Ein- und Ausschalten findet seit der Optimierung in Abhängigkeit von der Kollektortemperatur und Speichertemperatur statt. Liegt die Kollektortemperatur 10 K über der Puffertemperatur-Unten ($T\text{-Puffer5_u}$), startet die solarthermische Anlage. Ist der Temperaturunterschied Kollektortemperatur zu Puffertemperatur-Unten ($T\text{-Puffer5_u}$) geringer als 2 K, stoppt die Einspeisung der solarthermischen Anlage.

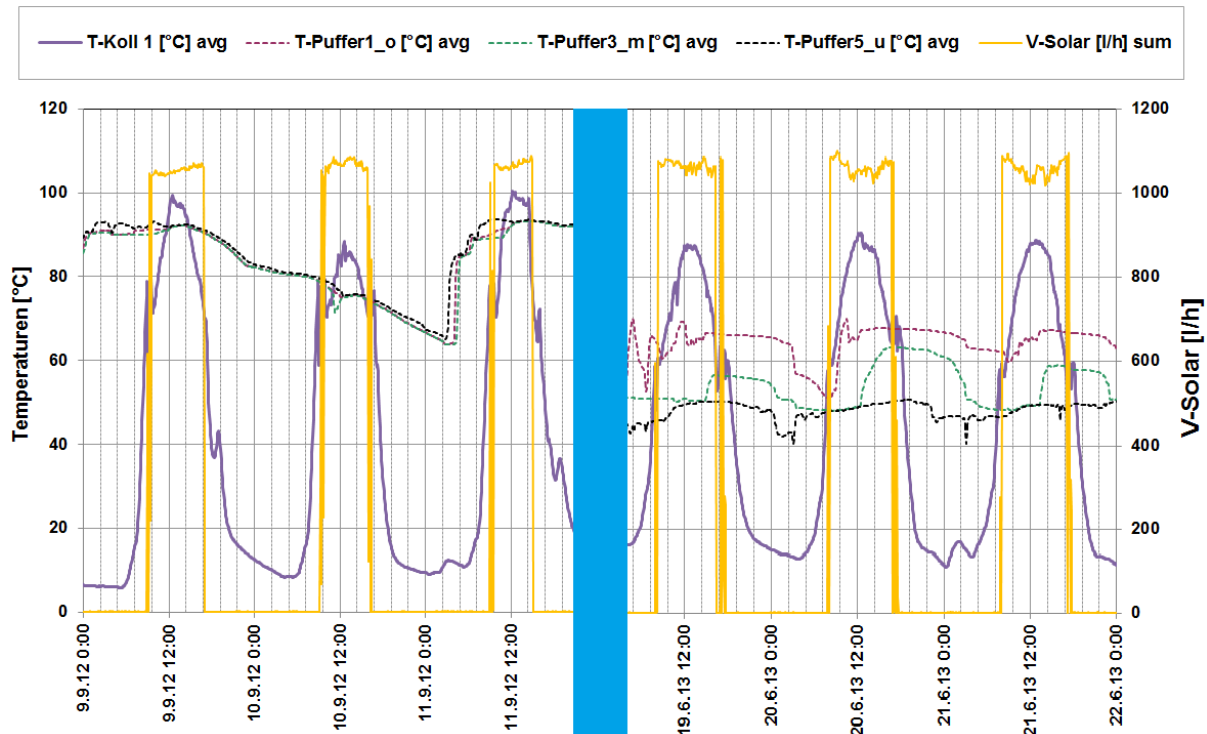


Abbildung 26: Beispielhafter Temperaturverlauf des Kollektors und des Pufferspeichers, zuzüglich des Volumenstroms im Solarsekundärkreis (09.09.2012 bis 11.09.2012 vor der Optimierung und, 19.06.2013 bis 21.06.2013 nach der Optimierung)

Durch die Analyse des Gesamtanlagenbetriebsverhaltens in der Kernheizperiode konnte eine Optimierungsmaßnahme betreffend den Ladezustand des Pufferspeichers durch den Biomassekessel festgestellt werden. Abbildung 27, linke Seite, zeigt dazu von 16. bis 31. Dezember 2012 die Betriebssysteme des Biomassekessels, des Nahwärmenetzes sowie die Temperaturen im Pufferspeicher. Aus dem Volumenstromverlauf ist eine nahezu konstante Betriebsweise des Biomassekessels über diesen Zeitraum zu erkennen. Dabei beträgt der Volumenstrom konstant rund $19 \text{ m}^3/\text{h}$ und die Temperaturdifferenz liegt zwischen 5 und 10 K. Neben dem Dauerbetrieb des Biomassekessels mit geringer Leistungsbandbreite (110 bis 220 kW) ist besonders auffällig, dass der gesamte Pufferspeicher vom Biomassekessel durchgehend auf 85°C gehalten wird. Neben dem Effekt, dass die Solaranlage aufgrund des heißen Pufferspeichers keine, oder nur reduziert Wärme in das System einbringen kann, stellt der dauerhaft auf hohen Temperaturen gehaltene Speicher erhebliche Wärmeverluste dar. Zusätzlich verzichtet der Betreiber der Wärmeversorgungsanlage bei dieser Betriebsweise auf die Vorteile, welche ein dynamisches Lastmanagement mit sich bringen würde. Die Ursache dieses Betriebsverhaltens bildete ein spezieller Regelalgorithmus, der sich an den Durchschnittstemperaturen aller fünf Speichersensoren über die gesamte Speicherhöhe orientiert.

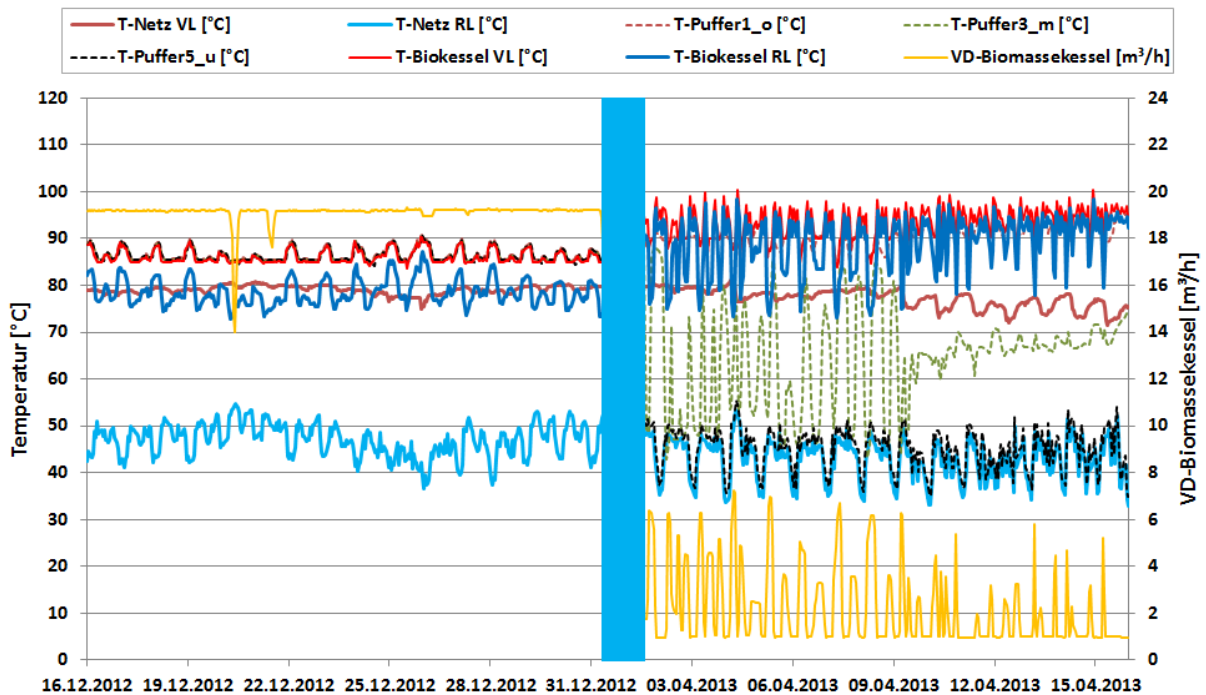


Abbildung 27: Beispielhafter Temperaturverlauf des Biomassekesselkreislaufs, des Netzes und des Pufferspeichers zuzüglich des Verlaufs des Volumenstroms des Biomassekessels (16.12.2012 bis 31.12.2012 vor der Optimierung und, 01.04.2013 bis 16.04.2013 nach der Optimierung)

Diese festgestellte Optimierungsmaßnahme (Änderung des Regelalgorithmus betreffend die Beladung des Pufferspeichers durch die beiden Kessel - Lastmanagement) wurde in Verbindung mit anderen Regelungsanpassungen (Regelung des Solarsystems) Anfang März 2013 umgesetzt. Nach Rücksprache mit dem Betreiber wurde das Regelkonzept dahingehend umgestellt, dass sich die Beladung des Pufferspeichers nur mehr an den beiden obersten Sensoren orientiert. Nur zu Spitzenlastzeiten (bei tiefen Außentemperaturen bzw. zur Deckung der Morgenspitze) werden weitere Teile des Pufferspeichers für die Beladung freigegeben. Die Einbindung des Ölkessels wurde in ähnlicher Form angepasst, nur dass sich der Ölkessel aufgrund der raschen Reaktionszeiten alleine am obersten Speichersensor orientiert. Der Nachweis der Wirkung der Maßnahme ist in Abbildung 27, rechte Seite (Zeitraum vom 1. bis 16. April), dargestellt. Der Volumenstrom des Biomassekessels liegt nicht mehr konstant bei rund $19 \text{ m}^3/\text{h}$ sondern ist variabel und liegt je nach Anforderung zwischen $1 \text{ m}^3/\text{h}$ und $7 \text{ m}^3/\text{h}$. Weiters wird nicht mehr der gesamte Pufferspeicher auf Temperatur gehalten. Deutlich sind Temperaturdifferenzen zwischen den unterschiedlichen Pufferspeicherhöhen erkennbar.

Ist der Biomassekessel in Betrieb, schaltet sich der Ölkessel nur zu, wenn die Temperaturen im Pufferspeicher oben durch die Biomasseanlage nicht gehalten werden können, sprich bei sehr kalten Tagen. In diesem, in der Heizperiode sehr häufig auftretenden Betriebszustand, konnte eine hydraulische Fehlströmung über den Ölkessel festgestellt werden (Abbildung 28, linke Seite). Diese hatte zur Folge, dass trotz ausgeschaltetem Ölkessel Temperaturen bis zu 45°C am Ölkesselvorlauf gemessen wurden. Das Auftreten von Wärmeverlusten in Folge der Fehlströme konnte nach Rücksprache mit dem Betreiber durch die Aktivierung eines Zwei-Wege-Ventils in diesem hydraulischen Kreislauf vermieden werden. (Abbildung 28, rechte Seite).

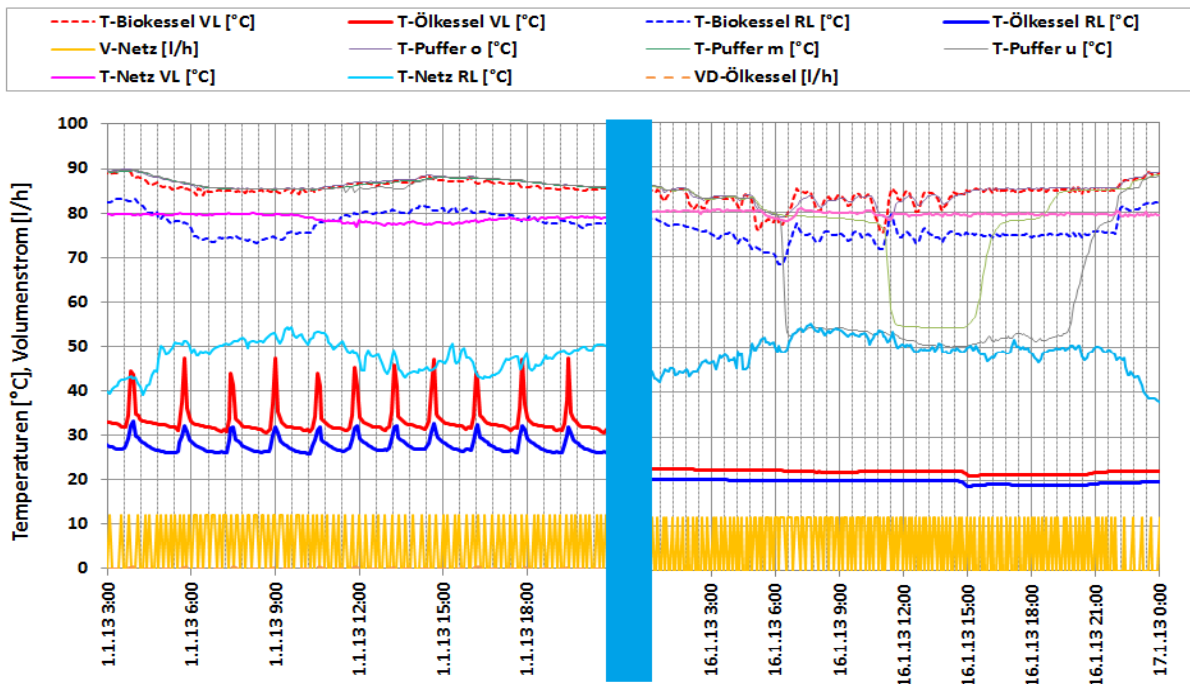


Abbildung 28: Beispielhafter Temperaturverlauf der beiden Nachheizungskreisläufe (Biomasse und Öl) zuzüglich des Verlaufs der Netz- und Pufferspeichertemperaturen sowie der Volumenströme im Nahwärmenetz- und Ölkesselkreislauf vor (01.01.2013, links) und nach (16.01.2013, rechts) der Optimierung

Eine weitere Auffälligkeit, nämlich stark schwankende Vorlauftemperaturen am Eintritt in das Nahwärmenetz, konnte bereits im ersten Monat der einjährigen Monitoringphase festgestellt werden. Die Ursache für Vorlauftemperaturschwankungen zwischen 60°C und 85°C im August 2012 bildete ein fehlerhafter Vorlauftemperaturmischer. Nach Rücksprache mit dem Betreiber erfolgte der Tausch des Mischers, was schlussendlich zur Lösung des Problems führte. Abbildung 29 zeigt hierzu die Netzbetriebsweise vor und nach der Optimierung.

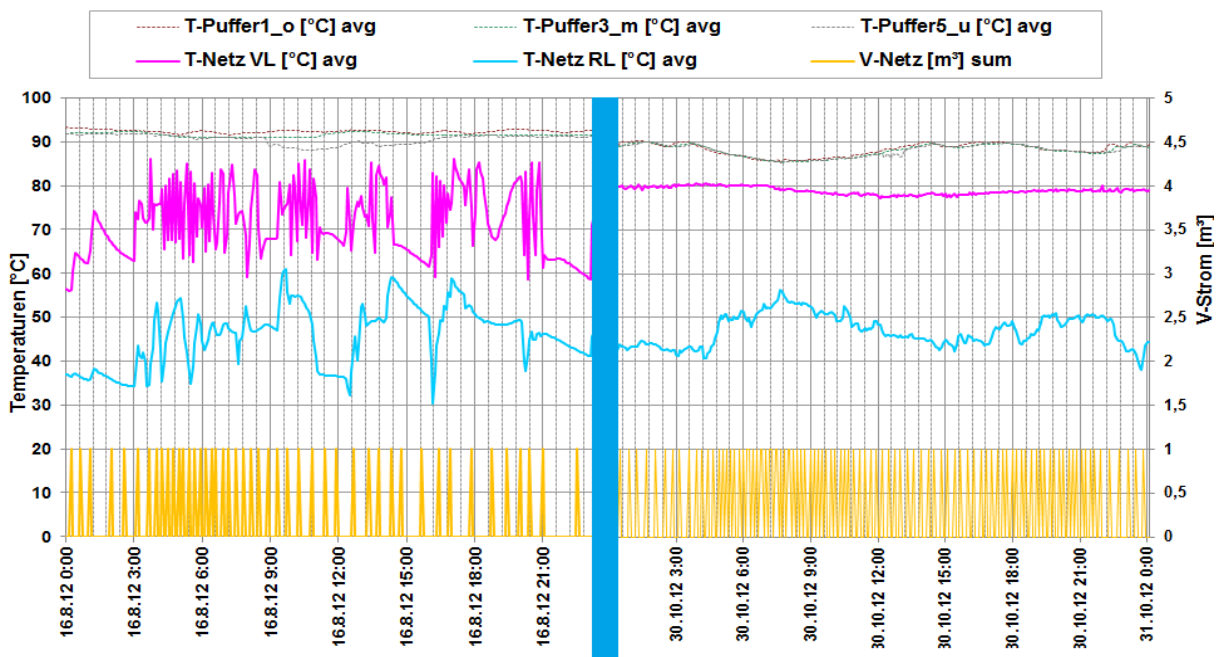


Abbildung 29: Temperaturverlauf der Vor- und Rücklauftemperatur des Nahwärmenetzes und des Pufferspeichers zuzüglich des Verlaufs des Netzvolumenstroms vor (16.08.2013, links) und nach (30.10.2013, rechts) der Optimierung

Der Jahresverlauf der durchschnittlich, täglichen Netzvorlauf- und Netzurücklauf-temperaturen sind in folgender Abbildung 30 dargestellt. Des Weiteren ist der Leistungsverlauf über das Jahr der einzelnen Wärmeerzeuger auf Basis von Tagesmittelwerten angeführt. Deutlich erkennbar ist das sich über den Jahresverlauf hinweg ändernde Temperaturniveau des Netzes. Liegt die Rücklauf-temperaturniveau ganzjährig zwischen 40 °C und 50 °C, so ändert sich das Temperaturniveau der Netzvorlauf-temperatur im Jahresverlauf. Die durchschnittliche Netzvorlauf-temperatur erreicht ihr Maximum in den Wintermonaten mit rund 80 °C und ihr Minimum in den Sommermonaten mit unter 70 °C. Weiters ist am Leistungsverlauf der Eintrag der einzelnen Wärmeerzeuger erkennbar. In der Zeit zwischen September und Juni kommt dieser hauptsächlich vom Biomassekessel. In den Monaten Juli und August erfolgt der Eintrag über die Solaranlage, den Ölkessel als auch über den Biomassekessel. Laut Betreiber ist der Einsatz des Biomassekessels in den Sommermonaten (Juli, August) im Allgemeinen nicht vorgesehen. Die Gründe für die Inbetriebnahme des Biomassekessels in den Monaten Juli und August des Betrachtungszeitraums ergaben sich laut Anlagenbetreiber aufgrund von einzelnen ungeplanten Gegebenheiten (bspw. konnte durch Bauarbeiten kein Öl geliefert werden, etc.)

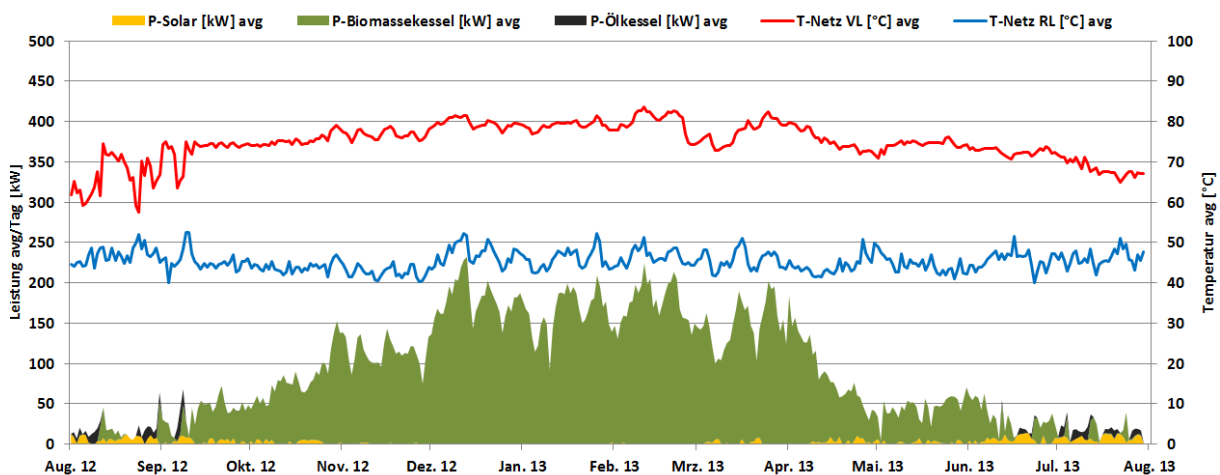


Abbildung 30: Verlauf der Netzvor- und Netzurücklauf-temperaturen zuzüglich des Leistungsverlaufs der einzelnen Wärmeerzeuger im Betrachtungszeitraum auf Basis von Tagesmittelwerten (August 2012 bis Juli 2013).

7.2.6 Anlagen Status Quo

Aufgrund der umgesetzten Optimierungsmaßnahmen zeigt der Anlagenbetrieb des Projekts „Biowärme Hirschegg“ nach Abschluss der einjährigen Monitoringphase einen soliden Betriebszustand. Neben zwei kleineren Optimierungen (hydraulischer Fehlstrom über den Ölkessel; starkes Schwingen der Netzvorlauf-temperatur) wurden noch zwei weitere schwerwiegende Verbesserungspotenziale detektiert und deren Umsetzung veranlasst. Zum einen betraf das den Regelalgorithmus für die Solarkreisläufe (Ein- und Ausschaltverhalten) und zum anderen die optimierte Beladung des Pufferspeichers durch die beiden Kesselsysteme (Lastmanagement). Nach Rücksprache mit dem Betreiber wurden die erforderlichen Verbesserungsarbeiten Anfang März durchgeführt und die Wirkung dieser umgesetzten Optimierungsmaßnahmen konnte messtechnisch deutlich nachgewiesen werden.

Das zum Zeitpunkt der Einreichung angestrebte Ziel, die Einsatzzeit des Ölkessels auf annähernd null Stunden zu reduzieren, konnte mit der aktuell installierten Kollektorfläche nicht erreicht werden. Um zukünftig die Verwendung des fossilen Energieträgers Öl im Sommer weiter zu verringern, müsste daher eine Erweiterung der solarthermischen Anlage angedacht werden.