



TECHNISCHE
UNIVERSITÄT
WIEN
Vienna University of Technology

DIPLOMARBEIT

Technische Anforderungen zur Einbindung solarthermischer Energie in ein Wärmenetz und Analyse des ökologischen Potentials am Beispiel von Wien Energie Fernwärme GmbH

ausgeführt zum Zwecke der Erlangung des akademischen Grades eines
Diplom-Ingenieurs unter der Leitung von

UNIV.PROF. DIPL.-ING. DR.TECHN. REINHARD HAAS
und

DIPL.-ING. DR.TECHN. LUKAS KRANZL

E373 - Institut für elektrische Anlagen und Energiewirtschaft

Eingereicht an der Technischen Universität Wien
Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik

VON

ARNO SAM, BSc
0426250

Wien, im Juni 2011

Kurzfassung

Die Reduzierung schädlicher Treibhausgasemissionen in der Energieversorgung erfordert den Einsatz neuer Technologien für erneuerbare Energien, wie der Gewinnung von Wärme durch solarthermische Anlagen. Die Integration dieser Technik in bestehende Wärmenetze bedarf einer genauen technischen, ökonomischen und ökologischen Analyse.

Die Einbindung einer Solaranlage in ein Wärmenetz kann einerseits direkt, in das Verteilungssystem, oder indirekt, in das Verbrauchersystem erfolgen. Im Zuge dieser Diplomarbeit wurde eine Anlage mit indirekter Einbindung in ihren Eigenschaften und Verhalten analysiert. Ökologische Aspekte wie CO₂-Emissionen und Primärenergiefaktoren wurden speziell für *Wien Energie Fernwärme GmbH* und anhand eines Modells für exemplarische Fernwärmestrukturen mit unterschiedlichem Kraftwerksmix untersucht.

Die Analyse zeigt, dass die bestehende Dualität zwischen Wärmenachfrage und solarem Angebot den Gebrauch von solarthermischer Energie stark einschränkt. Für eine zuverlässige Wärmebereitstellung bedarf es großer Wärmespeicher und/oder der erforderlichen Wärmebereitstellung durch das Verbundnetz, wodurch zusätzliche Kosten entstehen.

Berechnungen bezüglich der Einsparung von CO₂-Emissionen zeigen ein Maximum im Frühjahr. Begründet wird das durch die Tatsache, dass hier jene Emissionen reduziert werden, die meist von Spitzen- oder Mittellastkraftwerken stammen. Diese Kraftwerke stoßen in der Regel mehr schädliche Treibhausgase aus, als reine Grundlastkraftwerke im Sommerbetrieb. Es besteht hierbei jedoch eine deutliche Abhängigkeit von der unterschiedlichen Kraftwerksstruktur.

Für die Kraftwerksstruktur von *Wien Energie Fernwärme GmbH* ist zu sagen, dass eine Substituierung von bestehenden KWK- Kraftwerken und Abfallbehandlungsanlagen wenig sinnvoll ist, da diese Energieerzeuger zusätzlich zur Wärmeerzeugung weitere Aufgaben übernehmen.

Langfristig gesehen könnte es jedoch durch nachhaltige Energieeinsparungen und der Forcierung erneuerbarer Energien zu einer Veränderung der Kraftwerksstruktur kommen. Die solare Fernwärmetechnik hat dann durchaus Potential in Form von dezentraler Unterstützung der Wärmebereitstellung und in Kombination mit Niedrigenergiehäusern bzw. jeglicher Art von Flächenheizungen und Niedrigtemperaturheizsystemen.

Abstract

The reduction of greenhouse emissions in energy supply demands new renewable energy technologies as, for instance, solar heating systems. The integration of such systems in existing district heating grids needs a technical, economical and ecological analysis, especially according to the structure of the existing district heating stations.

The integration of a solar heating system in a district heating grid occurs either at the supplier side or at the consumer side. In this diploma thesis, a heating system at the consumer end was analyzed according to performance and behavior. Another analysis carried out about greenhouse gas emissions and primary energy factors focusing on *Wien Energie Fernwärme GmbH*, but also for sample models of district heating structures.

The existing duality between heat demand and solar-heat supply limits the usage of solar thermal energy for heating purpose in big district heating grids. Besides, additional heat redundancy must always be given. The most useful way solar heat production could be used, is during spring or fall, as shown in the analysis of the reduction of the greenhouse gases. The reason for this is which kind of heating stations operates at which time and the possibility to replaced them by solar thermal systems.

To substitute existing cogeneration or incineration plants of the district heating station structure of *Wien Energie Fernwärme GmbH* seems senseless, because these energy generators are used for additional functions besides heat production. Solar thermal grid-integration also leads under certain conditions to a decrease in the efficiency of the district heating grid.

In the long term basis, a change of the structure of the district heating stations by sustainable energy savings and promotion of renewable energies is perhaps possible. Furthermore the technology for solar district heating has potential in combination with low-energy houses or rather any kind of surface heating and low temperature heating systems.

Danksagung

Mein erster Dank gilt Univ.Prof. DI Dr. Reinhard Haas für die Annahme und Betreuung dieser Diplomarbeit. Herrn DI Gerhard Fida danke ich für die Idee und die Ermöglichung der Arbeit seitens der Firma *Fernwärme Wien*.

Besonderen Dank bin ich DI Martin Höller, meinem Mentor und Betreuer seitens *Fernwärme Wien* verpflichtet, der auf jede Frage die richtige Antwort weiß und mich mit seinem Wissen und Ideen stets unterstützte. Ebenfalls bedanke ich mich beim Team der Abteilung "*Forschung und Entwicklung*", für technisches Feedback und das positive Arbeitsklima.

Bei DI Dr. Lukas Kranzl möchte ich mich für die Unterstützung auf universitärer Seite und den vielen konstruktiven Anregungen und Vorschlägen zur Optimierung dieser Arbeit bedanken.

Bedanken möchte ich mich außerdem bei meinen Freunden und Kollegen, für die gemeinsamen, endlos langen Lernstunden und -tage und der humorvollen Motivation während schwierigen Lernphasen. Besonderer Dank gilt auch meiner Freundin Christina, die mir stets zur Seite stand und mich während meines Studiums mental unterstützte.

Zwar zuletzt genannt, gilt aber der wichtigste Dank meinen Eltern, die mich stets auf den richtigen Weg führten und mich darin in jeder Art und Weise unterstützten, sodass meine Ausbildung und Studium zum Erfolg wurde.

Ohne euch wäre das Ganze nicht möglich gewesen!

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	1
2	Grundlagen der zentralen und solaren Wärmeversorgung	5
2.1	Physikalische Gleichungen	5
2.2	Zentrale Wärmeversorgung – Fernwärme	7
2.2.1	Wien Energie Fernwärme GmbH	7
2.2.2	Andere große österreichische Wärmenetzbetreiber	14
2.3	Solare Wärmeerzeugung	16
2.3.1	Grundprinzip einer Solaranlage	17
2.3.2	Arten von Solarkollektoren	20
2.3.3	Wirkungsgrade	28
2.3.4	Solarer Deckungsgrad	34
2.3.5	Systemnutzungsgrad	34
2.4	Klimatologische Aspekte	36
3	Technische Realisierung einer solaren Fernwärmeeinspeisung	43
3.1	Direkte Einbindung in das Verteilsystem	44
3.1.1	Vorlaufanhebung	44
3.1.2	Rücklaufanhebung	45
3.1.3	Vorlaufeinspeisung	46

3.2	Indirekte Einbindung in das Verbrauchersystem	48
3.3	Pilotanlagen österreichischer Fernwärmenetzbetreiber	50
3.3.1	Grazer <i>UPC Arena</i>	50
3.3.2	Wasserwerk Andritz	53
3.3.3	Fernheizwerk Graz-Süd / AEVG	54
3.3.4	Messehalle Wels	55
4	Analyse einer Messanlage bei indirekter Einbindung	57
4.1	Ausgangssituation	57
4.2	Technische Anlagendetails	58
4.2.1	Solaranlage	58
4.2.2	Verbraucher	59
4.2.3	Messtechnik	60
4.3	Analyse	63
4.3.1	Wärmeerzeugung	63
4.3.2	Wärmespeicherung	66
4.3.3	Verbrauch von Energie	66
4.3.4	Fazit	72
5	Wirtschaftliche und ökologische Aspekte	77
5.1	Allgemeine Aspekte für solarthermische Großanlagen in Wärmenetzen . .	77
5.1.1	Kennzahlen für solarthermische Großanlagen	77
5.1.2	Analyse für die Kraftwerkstruktur von <i>Fernwärme Wien</i>	79
5.1.3	Beschreibung von Primärenergiefaktoren und Treibhausgasemissionen am Beispiel von <i>Fernwärme Wien</i>	81

5.2	Ökologische Analyse der solaren Einbindung in unterschiedliche Erzeugerstrukturen	85
5.2.1	Modellbeschreibung	86
5.2.2	Vergleich von Primärenergiebedarf und Treibhausgasemissionen .	88
5.2.3	Einbindung eines solaren Anteils von 5%, 10% und 15%	90
5.3	Wirtschaftliche Betrachtung	95
5.3.1	Verkauf von Wärme	95
5.3.2	Contracting	98
5.3.3	Eigenfinanzierte Anlagen im Fernwärmenetz	102
5.3.4	Fremd-errichtete Anlagen im Fernwärmenetz	103
6	Schlussbetrachtung	105
	Literaturverzeichnis	109
	Abbildungsverzeichnis	115
	Tabellenverzeichnis	117
A	Ergänzendes Material	119

1. Einleitung

Der fortschreitende Klimawandel hat seinen Ursprung im Ausstoß von Treibhausgasen wie Kohlendioxid (CO_2), Stickoxiden (NO_x), Ammoniak (NH_3) oder Methan (CH_4). Diese Emissionen sind hauptsächlich von LKW-Verkehr, motorisiertem Individualverkehr (PKW und Motorrad) und Industrien zu verantworten. Dazu zählen auch Emissionen von Kraftwerken die zur Energieversorgung benötigt werden. Im Bereich der Energieversorgung kann eine Reduktion von schädlichen Treibhausgasemissionen durch die vermehrte Verwendung von CO_2 -armer bzw. CO_2 -neutraler Energiegewinnung erreicht werden. Für die Elektrizitätserzeugung sind hierbei speziell Wasserkraftwerke und Windkraftanlagen zu nennen. Im Wärmesektor wird zur CO_2 -neutralen Energiebereitstellung vorrangig Biomasse und Sonnenenergie verwendet.

Sonnenenergie stammt aus einer, in menschlichen Zeitmaßstäben betrachtet, unerschöpflichen Quelle. Unsere Sonne ist zudem der größte Energielieferant der Erde [RUMMICH 2006]. Energie aus der Sonne kann direkt und indirekt genutzt werden. Indirekt, da viele Energiequellen ihren Ursprung aus der Sonnenenergie beziehen wie z. B.:

Regen und Schnee ermöglichen ferner die Nutzung von Wasserkraft zur Erzeugung von Elektrizität.

Umweltwärme, durch Sonnenenergie entstanden, ist zur Erzeugung von Nutzwärme durch Wärmepumpen verwendbar.

Photosynthese, ist der Grundstein der Energiegewinnung durch Biomasse.

Um nur einige Beispiele zu nennen.

Die direkte Nutzung der Sonnenenergie kann z. B. durch Solarzellen (Photovoltaik) oder Solarkollektoren erfolgen. Solarkollektoren dienen zur Herstellung von thermischer Nutzenergie, also Wärme. Mithilfe von Solarzellen kann Elektrizität erzeugt werden.

Die Effizienz der Umwandlung von Sonnenenergie in die jeweilige Energie der Technik wird durch den Wirkungsgrad beschrieben. Nach dem derzeitigen Stand der Technik ergibt sich für die thermische Energieerzeugung im Durchschnitt ein Wirkungsgrad von 50- 60 %. Bei Photovoltaik ist der Wirkungsgrad geringer und liegt bei ca. 13- 20 %.

Diese Diplomarbeit befasst sich mit der thermischen Energieerzeugung durch Solar Kollektoren und die Einbindung der gewonnenen Wärme in Wärmenetze. Die in einem privaten Haushalt verwendete Energie setzt sich zu 60 % aus Heizung und Warmwasserbereitung zusammen. Die benötigte Wärme kann einerseits lokal durch einen Heizkessel erzeugt werden, oder wird über ein Wärmenetz, gespeist durch zentrale thermische Kraftwerke, geliefert. Die Wärmeerzeugung erfolgt meist durch die Verbrennung von fossilen Brennstoffen wie Erdgas oder Erdöl, aber auch durch Biomasse oder Abfall.

Im privaten Sektor nimmt die Wärmeerzeugung mittels Solaranlage eine immer bedeutendere Rolle ein. Die Realisierung von Solargroßanlagen, die genügend Energie für eine sinnvolle Einbindung in ein Wärmenetz erzeugen, sind in Österreich bis auf einige Pilotprojekte, noch eher eine Seltenheit. Das Interesse an der Technik zur solaren Wärmeerzeugung steigt zunehmend und selbst größere Fernwärmenetzbetreiber überlegen solarthermische Anlagen in die Energieerzeugerstruktur zu integrieren.

Die Vorteile von Solarenergie sind durchaus überzeugend: Die lokale Energieversorgung wird unabhängiger von schwankenden Rohstoffpreisen oder eventueller Energieknappheit durch z. B. Lieferengpässe bei Erdgas oder Erdöl. Außerdem ist Solarenergie eine schadstoffarme, emissionsfreie Energieform und damit im Betrieb unbelastend für Klima und Umwelt.

Ziel dieser Arbeit ist einerseits die Analyse der technischen Anforderungen einer Solaranlage, für eine sinnvolle und effektive Verwendung zur Einbindung in ein Fernwärme Verbundnetz und den möglichen Auswirkungen der Einbindung auf das Wärmenetz. Andererseits soll das ökologische¹ und ökonomische Potential speziell für *Wien Energie Fernwärme GmbH* und in weiterer Folge in einem Modell für verschiedene Wärmenetzstrukturen untersucht werden.

¹In Bezug auf die CO₂ Emissionen.

Die vorliegende Diplomarbeit gliedert sich, abgesehen von dieser Einleitung, in weitere fünf Kapitel:

Die thematisch relevanten Grundlagen der Wärmeversorgung werden in Kapitel 2 behandelt. Nach der Beschreibung einfacher Berechnungen, die hinreichend genau für die energetische Betrachtung der konsumierten thermischen Energie und der thermischen Leistung formuliert sind, werden zunächst die Eigenschaften und Strukturen eines großen Fernwärmebetreibers anhand von *Wien Energie Fernwärme GmbH* erläutert. Anschließend wird der Bereich der solaren Wärmeerzeugung behandelt. Der Abschluss dieses Kapitels bietet einen Exkurs in die Klimatologie, wobei hier die Sonne mit ihren Eigenschaften als Energielieferant beschrieben wird.

Diese Informationen beschreiben das essentielle Grundverständnis zur technischen und wirtschaftlichen Analyse der Einbindung solarthermischer Energie in ein Wärmenetz.

In Kapitel 3 wird die technische Realisierung der solaren Einbindung in Wärmenetze dargestellt. Hier wird die direkte Art der Einbindung in das Verteilsystem und die indirekte Art in das Verbrauchersystem erklärt. Außerdem werden bereits realisierte Solargroßanlagen österreichischer Fernwärmenetzbetreiber beschrieben.

Kapitel 4 beschreibt den Aufbau und die Analyse durch Messungen an einer Solaranlage, die im Verbrauchersystem im Netz von *Wien Energie Fernwärme GmbH* eingebunden ist. Der Betrachtungszeitraum der Messungen sind die Sommermonate des Jahres 2010.

Das 5te Kapitel zeigt die wirtschaftlichen und besonders die ökologischen Aspekte der Integration solarthermischer Anlagen in Wärmenetze auf. Hier wird einerseits der Nutzen einer Einbindung diskutiert, andererseits wird anhand eines Modells mit exemplarisch erstellten Fernwärmestrukturen der Primärenergiebedarf und die Treibhausgasemissionen beschrieben und im Zuge einer Analyse bei Berücksichtigung eines Energieanteil von 5 %, 10 % und 15 % die Einsparung an CO₂-Emissionen berechnet.

Den Abschluss bildet Kapitel 6, in dem die Ergebnisse der Arbeit noch einmal zusammengefasst und Schlussfolgerungen gezogen werden.

In der vorliegenden Arbeit wird öfters der Begriff “Energieverbrauch“ verwendet oder von “verbrauchter Energie“ geschrieben. Die Verwendung dieser Begriffe dient dem leichteren Verständnis und Lesefluss. Es soll hier aber darauf hingewiesen werden, dass nach [PRECHTL 1994] Energie insgesamt weder erzeugt, noch vernichtet werden kann, sondern lediglich in eine andere Energieform umgewandelt werden kann. Energie ist eine Erhaltungsgröße.

Diese Diplomarbeit entstand durch die Unterstützung und in Kooperation mit *Wien Energie Fernwärme GesmbH*, Spittelauer Lände 45 in 1090 Wien, in weiterer Folge “*Fernwärme Wien*“ genannt.

2. Grundlagen der zentralen und solaren Wärmeversorgung

Das folgende Kapitel soll Einblicke in die Grundlagen der Wärmeversorgung geben. Die Informationen sind auf das in dieser Arbeit behandelte Thema angepasst. Es werden zuerst die grundsätzlich geltenden physikalischen Gleichungen beschrieben. Anschließend wird auf die Thematik der zentralen Wärmeversorgung “Fernwärme“ und “Solaranlagen“ näher eingegangen. Den Abschluss dieses Kapitels bietet ein Exkurs in die Klimatologie.

2.1. Physikalische Gleichungen

1. Hauptsatz der Wärmelehre:

Der erste Hauptsatz besagt, dass die innere Energie dU eines Systems sowohl durch Energie in Form von Wärme dQ oder Arbeit dW verändert werden kann [BRAUNER 2009]:

$$dQ + dW = dU \quad (2.1)$$

In abgeschlossenen Systemen ist die innere Energie konstant und demzufolge ist ihre Änderung gleich Null. Der erste Hauptsatz der Wärmelehre beschreibt damit die Energie als Erhaltungsgröße. Energie kann nur von einer Energieform in eine andere überführt werden. Sie kann insgesamt weder erzeugt, noch vernichtet werden.

2. Hauptsatz der Wärmelehre:

Der zweite Hauptsatz nach der Formulierung von Rudolf Clausius (1822-1888) besagt, dass Wärme von selbst nie von einem Körper niedriger Temperatur auf einen höheren Temperatur übergehen kann. “Der von selbst ablaufende Vorgang, dass die Wärmemenge Q von einem Körper höherer Temperatur auf einen Körper niedrigerer Temperatur übergeht ist also irreversibel“ [BRAUNER 2009]. Der zweite Hauptsatz der Wärmelehre hat dadurch bei der Betrachtung der Umwandlung thermischer Energie in andere Energieformen erhebliche technische Auswirkungen.

Thermische Energie:

Wärme ist eine physikalische Größe. Ihre Einheit ist Joule (J)¹. Die Wärmemenge, die durch Wasser (H₂O) abgegeben werden kann, berechnet sich speziell aus

$$Q = V \cdot c_{H_2O} \cdot \rho_{H_2O} \cdot (T_{VL} - T_{RL}) \quad (2.2)$$

mit Q ... Wärmemenge (in J bzw. Ws)

V ... Volumen (in m³)

c_{H_2O} ... spezifische Wärmekapazität von Wasser = 4187 J/(kg · K)

ρ_{H_2O} ... Dichte von Wasser = 0,998203 g/cm³ (bei 20 °C)

T_{VL} ... Temperatur des Vorlaufs

T_{RL} ... Temperatur des Rücklaufs

Mit Hilfe einer Zahlenwertgleichung soll nun schrittweise die Darstellung des Zahlenwerts der Wärmemenge in Bezug auf die Einheit kWh durch die Zahlenwerte von Volumen und Temperaturen in Bezug auf die Einheiten m³ bzw. K erfolgen²:

$$Q_{kWh} \cdot kWh = V_{m^3} \cdot m^3 \cdot (T_{VLK} \cdot K - T_{RLK} \cdot K) \cdot 4187 \frac{J}{kgK} \cdot 1 \cdot \frac{g}{cm^3} \quad (2.3)$$

$$Q_{kWh} \cdot kWh = V_{m^3} \cdot m^3 \cdot K \cdot (T_{VLK} - T_{RLK}) \cdot 4187 \frac{W}{kgK} \cdot \frac{h}{3600} \cdot \frac{g}{cm^3} \quad (2.4)$$

$$Q_{kWh} = V_{m^3} \cdot (T_{VLK} - T_{RLK}) \cdot \frac{4187}{3600} \cdot m^3 \cdot K \cdot \frac{Wh}{10^3gK} \cdot \frac{g}{10^{-6}m^3} \cdot \frac{1}{kWh} \quad (2.5)$$

durch Kürzen der Einheiten ergibt sich schlussendlich das Ergebnis der Zahlenwertgleichung für die Wärmemenge in Bezug auf die Einheit kWh:

$$Q_{kWh} = 1,1631 \cdot V_{m^3} \cdot (T_{VLK} - T_{RLK}) \quad (2.6)$$

Diese Art der Darstellung der thermischen Energie ist für Fernwärmebetreiber hinreichend genau für die energetische Betrachtung der konsumierten Energie.

Die Übertragung von Wärme ist der Transport von thermischer Energie. Dieser Wärmestrom oder Wärmeleistung ($[\dot{Q}] = \frac{J}{s} = W$) berechnet sich mit dem Volumenstrom $[\dot{V}] = \frac{m^3}{s}$

$$\dot{Q} = \dot{V} \cdot c_{H_2O} \cdot \rho_{H_2O} \cdot (T_{VL} - T_{RL}) \quad (2.7)$$

¹Wobei gilt: 1 · J = 1 · Ws (Wattsekunde).

²Die Dichte von Wasser wird hierbei näherungsweise mit $1 \frac{g}{cm^3}$ angenommen.

2.2. Zentrale Wärmeversorgung – Fernwärme

Die Wärmeversorgung durch Fernwärme geschieht über ein Wärmeverteilnetz, das von zentralen Heizkraftwerken gespeist wird. Nach [BRAUNER 2009] zeichnet sich die Energieumwandlung in Großanlagen durch geringere relative Investitionskosten sowie geringeren Material- und Energieaufwand für die Herstellung der zentralen Anlagen. Kunden werden bei Wartung und Bedienung entlastet, außerdem können zentrale Maßnahmen für den Umweltschutz³ getroffen werden. Der Transport der Energie erfolgt über Übergangs- und Verteilnetze.

Im Folgenden wird die Funktionsweise eines Fernwärmeunternehmens anhand des größten österreichischen Fernwärmeanbieters behandelt. Dabei werden Themen wie Wärmeerzeugung, Wärmeverteilung und technische Richtlinien des Unternehmens analysiert.

2.2.1. Wien Energie Fernwärme GmbH

Nach [WIENERENERGIE 08/09] zählt *Fernwärme Wien*, durch die Versorgung von etwa 5.600 Großkunden und ca. 290.000 Privatkunden, was rund einem Drittel aller Wiener Haushalte entspricht, mit Raumwärme und Warmwasser, zu den größten Fernwärmeunternehmen Europas. Die Wärme bezieht das Unternehmen von insgesamt 11 Kraftwerken mit einer insgesamt installierten Leistung von 3.271 MW bei einer jährlichen Wärmeerzeugung von rund 5.517 GWh. Außerdem werden in autonomen Heizzentralen 62,85 GWh (52 MW Leistung) an thermischer Energie erzeugt.

2.2.1.1. Wärmeerzeugung

In vier thermischen Abfallbehandlungsanlagen von *Fernwärme Wien* (Tabelle 2.1) wird, bei einer insgesamten Leistung von 240 MW, Wärme zur Deckung der Grundlast erzeugt. Diese entsteht durch die Verbrennung von Hausmüll, Industrie- und Gewerbeabfällen (Sondermüll) und Klärschlamm. Im Geschäftsjahr 2008/2009 wurden rund 943.000 Tonnen Abfall, inklusive 328.000 Tonnen Klärschlamm und Sondermüll, zu brauchbarer Wärme umgewandelt. *Fernwärme Wien* produziert für ihre Grundlast rund 1.510 GWh pro Jahr an Wärme aus diesen Kraftwerken.

³Entstickung, Entschwefelung, Entstaubung

Tabelle 2.1.: Installierte Leistung von Grundlast. Wärmeerzeugung durch thermische Abfallbehandlung

Standort	Thermische Leistung [MW]
Spittelau	60
Flötzersteig	51
Simmeringer Haide	75
Pfaffenua	54
	240

Wien Energie betreibt an verschiedenen Standorten in Wien 7 Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) Kraftwerke. Die gewonnene Energie wird von *Wien Energie Wienstrom* und *Fernwärme Wien* gleichermaßen verwendet. Beim Einsatz der Kraft-Wärme-Kopplung wird elektrische Energie erzeugt, wobei anfallende thermische Umwandlungsverluste als nutzbare Wärme verwendet werden können. Durch diese Kombination kann der im Brennstoff enthaltene Energiegehalt optimal ausgenutzt werden, wodurch ein Wirkungsgrad von bis zu 95% erreicht werden kann [BRAUNER 2009]. Die Wärmeerzeugung ist hier quasi ein nicht unerhebliches Nebenprodukt der Stromerzeugung.

Die 7 KWK- Kraftwerke (Tabelle 2.2) sind zur Wärmeerzeugung hauptsächlich in der Übergangszeit und im Winter in Betrieb. Sie dienen zur Deckung der Mittellast und bilden mit einer installierten Leistung von 1.575 MW den größten Teil der Kraftwerke. *Fernwärme Wien* produzierte im betrachteten Zeitbereich 3.736 GWh an Wärme.

In Tabelle 2.3 ist die dritte Gruppe der Kraftwerke von *Fernwärme Wien*, die Spitzenkessel, aufgelistet. Diese Art der Kraftwerke ist hauptsächlich im Winter zu Spitzenzeiten in Betrieb. Mit einer installierten Leistung von 1.450 MW fungieren sie gleichzeitig als Ausfallreserve. Befeuert werden sie hauptsächlich mit Erdgas, je nach Angebot und Energiepreis können in einigen Kraftwerken auch Heizöl schwer bzw. extra leicht als Brennstoff eingesetzt werden. Die Spitzenkessel tragen mit knapp 260 GWh pro Jahr den geringsten Teil zur Wärmeerzeugung bei.

Die Werte der Erzeugung thermischer Energie von Grund-, Mittel- und Spitzenlast sind auf Seite 10 in Tabelle 2.4 noch einmal aufgelistet.

Tabelle 2.2.: Installierte Leistung von Mittellast mit Kraft-Wärme-Kopplung als Wärmeerzeugung

Standort	Thermische Leistung [MW]
Simmering Block 1	450
Simmering Block 2	150
Simmering Block 3	350
Simmering Biomasse	37
Raffinerie Schwechat	168
Leopoldau	170
Donaustadt Block 3	250
1.575	

Tabelle 2.3.: Installierte Leistung von Spitzenlast mit Erdgas und Heizöl als Brennstoff

Standort	Thermische Leistung [MW]
Arsenal	340
Kagran	200
Inzersdorf	340
Spittelau	400
Leopoldau	170
1.450	

Zusätzlich wird thermische Energie in Form von Industrieabwärme in das Wärmenetz eingespeist. An zwei Einspeisestandorten gibt es hierfür insgesamt eine installierte Leistung von 6 MW.

Fernwärme Wien betreibt außerdem ca. 150 autonome Heizzentralen, sogenannte Kesselhäuser, in denen mit Erdgas als Brennstoff, insgesamt eine thermische Leistung von 52 MW bereitgestellt wird. Kesselhäuser stellen für *Fernwärme Wien* eine vorausschauende Marktperspektive dar. So wird Kunden außerhalb des eigentlichen Fernwärme Verteilnetzes der Bezug von Wärme, zu Konditionen der *Fernwärme Wien* ermöglicht. Diese Wärmebezieher werden in das Fernwärmenetz integriert sobald ein Netzausbau im jeweiligen Bereich realisiert wird.

Tabelle 2.4.: Wärmeerzeugung

	Thermische Energie [GWh]
Grundlast*	1.521
Mittellast	3.736
Spitzenlast	260
	5.517

* inkl. Industrieabwärme

Das Wiener Modell: Die Energieerzeugung von *Fernwärme Wien* beruht auf einem Modell, das auch international unter dem Begriff "Wiener Modell" bekannt ist. Dabei wurden alle kalorischen Kraftwerke in Wien mit Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) ausgestattet. Die Wärmeerzeugung erfolgt zu 67% aus Abwärme der Stromerzeugung. Das Modell umfasst außerdem die Verwertung von Abfall zur Energiegewinnung in den vier thermischen Abfallbehandlungsanlagen Spittelau, Flötzersteig, Simmeringer Haide und Pfaffenau. Der wesentliche Vorteil des "Wiener Modells" liegt bei der energieeffizienten und umweltschonenden Wärmeerzeugung. Nach [WIENERENERGIE 08/09] werden durch den kombinierten Einsatz der KWK und den Abfallverbrennungsanlagen pro Jahr rund 3,3 Mio. Tonnen CO₂ im Vergleich zur getrennten thermischen Stromerzeugung vermieden.

In Abbildung 2.1a ist noch einmal die Aufteilung der Wärmeerzeugung von Grund-, Mittel- und Spitzenlast in prozentueller Weise vom Geschäftsjahr 2008/2009 dargestellt⁴. Man kann hier deutlich den wesentlichen Teil der Produktion aus Mittellast Kraftwerken (67%) erkennen. Spitzenkraftwerke produzierten im betrachteten Zeitraum lediglich einen Anteil von 4,6%. Die Grundlast stellt mit 28,4% das Fundament der Wärmeerzeugung dar.

Interessant ist der direkte Vergleich zur installierten Leistung (Abbildung 2.1b). Den größten Anteil mit 47,4% hat man auch hier bei der Mittellast durch KWK Kraftwerke. Es fällt aber speziell der vergleichsweise enorme Anteil der Spitzenlast Kraftwerke (43,6%) auf. Der Grund dieses hohen Anteils liegt in der schon erwähnten erforderlichen

⁴In die Berechnung der Grundlast sind hier die thermischen Abfallbehandlungsanlagen, sowie Heizzentralen, als auch die Wärmeerzeugung durch Industrierwärme berücksichtigt.

Ausfallreserve für die restlichen Kraftwerke. Die Grundlast nimmt mit einem Anteil von 9 % wiederum den Part der Basisversorgung ein.

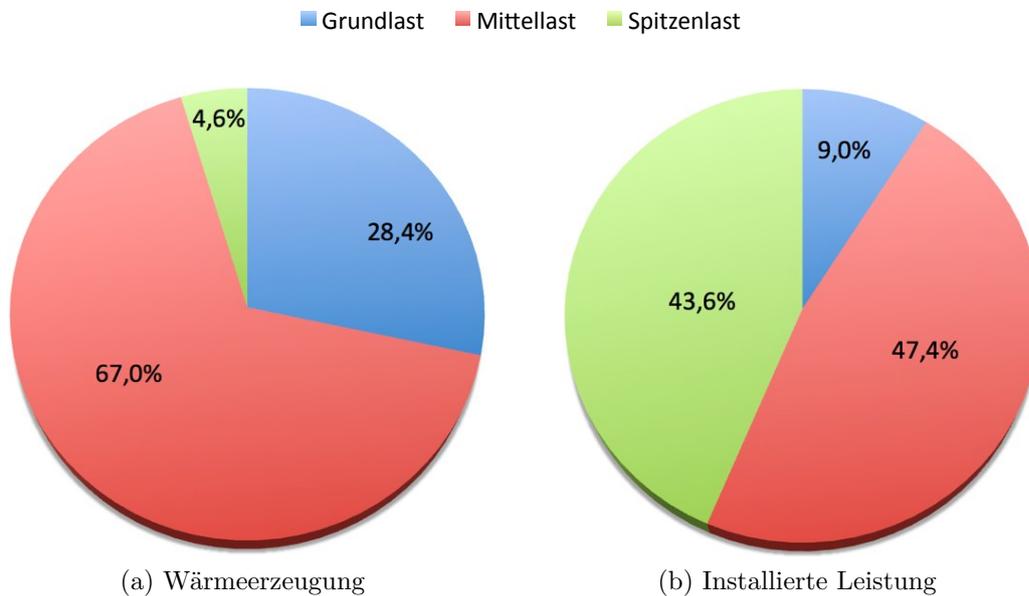


Abbildung 2.1.: Prozentuelle Aufteilung der Wärmeerzeugung und installierter Leistung im Geschäftsjahr 2008/2009

Zusammenfassend zeigt Abbildung 2.2 sehr anschaulich die Anteile der Energiegewinnung der Kraftwerke (in GWh - primäre vertikale Achse) im Verlauf eines Jahres. Deutlich erkennbar ist, dass die thermischen Abfallbehandlungsanlagen Pfaffenau, Flötzersteig, Spittelau, die Sondermüllverbrennungsanlage Simmeringer Haide und die KWK OMV Raffinerie das ganze Jahr über mit einer fast kontinuierlichen Energieproduktion aktiv sind. Diese Grundlast reicht selbst im Sommer aus, um Warmwasser und Wärme für Großkunden und Sonderabnehmer bereit zustellen. Der Großteil der KWK Kraftwerke wird in der Übergangszeit und im Winter für die Wärmeproduktion für Heizzwecke benötigt. Dazu zählen, mit einem verhältnismäßig sehr kleinen Anteil, auch die auf einen Bereich zusammengefassten Spitzenkraftwerke.

Die in Abbildung 2.2 dargestellte strichlierte Linie zeigt als Mittelwert für die Jahre 2009- 2010 den Verlauf der Heizgradtage (sekundäre vertikale Achse). Unter den Heizgradtagen versteht man die Summe der Differenzen zwischen Raumtemperatur und dem Tagesmittel der Außentemperatur über einen bestimmten Zeitraum. Ein Heiztag gilt dann als solcher, wenn die Außentemperatur eine bestimmte Grenze unterschreitet.

2. Grundlagen der zentralen und solaren Wärmeversorgung

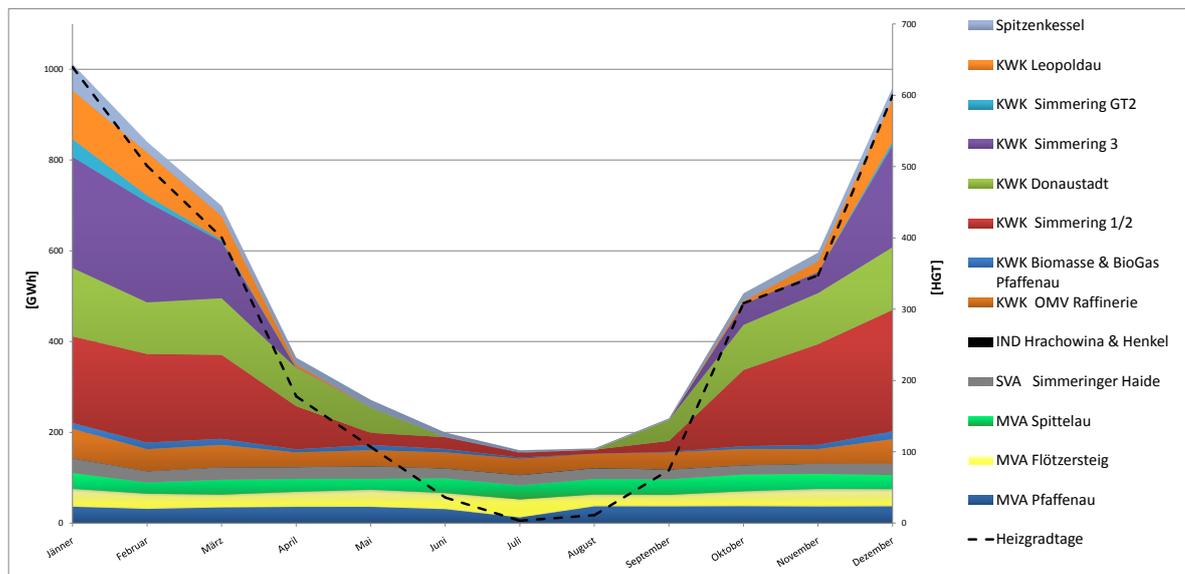


Abbildung 2.2.: Energieauslastung der Kraftwerke, als Mittelwerte über die Jahre 2009 - 2010

2.2.1.2. Wärmeverteilung

Fernwärme Wien betreibt ein Verbundnetz mit einer Gesamtlänge von 1.119 km. Das Verteilnetz gliedert sich in einen Primärteil und einen Sekundärteil, wobei die Primärleitungen 542,7 km und die Sekundärleitungen 576,3 km des Verteilnetzes ausmachen.

Im Primärnetz zirkulieren ca. 80.000 m³ Wasser mit einer Vorlauftemperatur von bis zu 145 °C. Bei maximalen Drücken von rund 21,5 bar bleibt das Wasser trotz der hohen Temperaturen flüssig und ist damit leichter verteilbar. Durch Gebietsumformerstationen⁵, sogenannten "GUFO's", wird die Wärme an Sekundärnetze übergeben. Die im Vergleich zum Primärnetz kleineren Sekundärnetze herrschen Drücke von sechs bis zehn Bar. Es beinhaltet in Summe ca. 16.000 m³ Wasser bei Temperaturen von bis zu 90 °C.

Die Aufteilung in Primär- und Sekundärnetz bringt den Vorteil, dass Wärme im Primärnetz schnell und in großer Menge transportiert werden kann. Durch das Sekundärnetz gelangt die Wärme dann ohne weitere aufwendige Hausübergabestationen zum Verbraucher. Dieses Prinzip reduziert Kosten und erhöht durch das engvermaschte Ringnetz die Ausfallsicherheit.

⁵Gebietsumformerstationen sind vom Prinzip her große Wärmetauscher.

2.2.1.3. Technische Richtlinien

Die technischen Richtlinien⁶ von *Fernwärme Wien* beschreiben die Vorschriften von Auslegung, Einbau und Betrieb von Fernwärmeleitungen, Hausstationen und Hausanlagen und beruhen auf mittlerweile 40 Jahren Erfahrung.

Die Beschreibung der technischen Richtlinien würde den Rahmen dieser Arbeit sprengen und ist hier zweckmäßig nicht erforderlich. Anhand eines Auszuges aus den technischen Auslegungsbedingungen für das Primär- und Sekundärnetz soll dennoch beispielhaft die Relevanz der Kenntnis der technischen Richtlinien dargelegt werden. In Abbildung 2.3 sind diese technischen Auslegungsbedingungen dargestellt. Abgebildet sind die Temperaturkurven für Vorlauf- und Rücklauf Temperatur im allgemeinen Geltungsbereich für das Primärnetz (2.3a) und das Sekundärnetz (2.3b)⁷. Man erkennt generell einen gleitenden Verlauf der Kurven abhängig von der Aussentemperatur. Dieses Prinzip der Temperaturänderung im Wärmenetz nennt man “gleitende Fahrweise“.

Besonders zu erwähnen ist die Kurve der minimalen Vorlauftemperatur (1A). Die Einbindung von solarthermisch erzeugter Energie in ein Wärmenetz ist speziell von der Vorlauftemperatur abhängig. Die Vorlauftemperatur im Primärnetz liegt bis zu einer Aussentemperatur von 12 °C bei 80 °C. Mit sinkender Aussentemperatur steigt die Temperaturkurve linear an und erreicht bei -15 °C eine minimale Vorlauftemperatur von 145 °C. Im Sekundärnetz liegt der Knickpunkt bei 63 °C bei einer Aussentemperatur von 4 °C. Auch hier steigt die minimale Vorlauftemperatur bei sinkender Aussentemperatur linear an, sodass bei -15 °C eine Vorlauftemperatur von 90 °C verfügbar ist. Durch diese gleitende Fahrweise ermöglicht *Fernwärme Wien* eine effiziente Energienutzung im Netz um im Winter ausreichend Wärme zum Heizen bereitzustellen und um im Winter und Sommer Abnehmern eine Warmwassertemperatur von 50 °C am Wasserhahn zu garantieren.

⁶Die technischen Richtlinien sind für Installateure, Planer und andere Interessierte nach kostenloser Registrierung unter www.fernwaeme-partner.at abrufbar.

⁷Es gibt spezielle Ausnahmen für Teilbereiche des Wärmenetzes von *Fernwärme Wien*. Die Existenz soll hiermit erwähnt sein, jedoch nicht thematisiert werden. Die speziellen Geltungsbereiche sind den technischen Richtlinien “Technische Auslegungsbedingungen“ [FWW-TR-TAB 2009] zu entnehmen.

2. Grundlagen der zentralen und solaren Wärmeversorgung

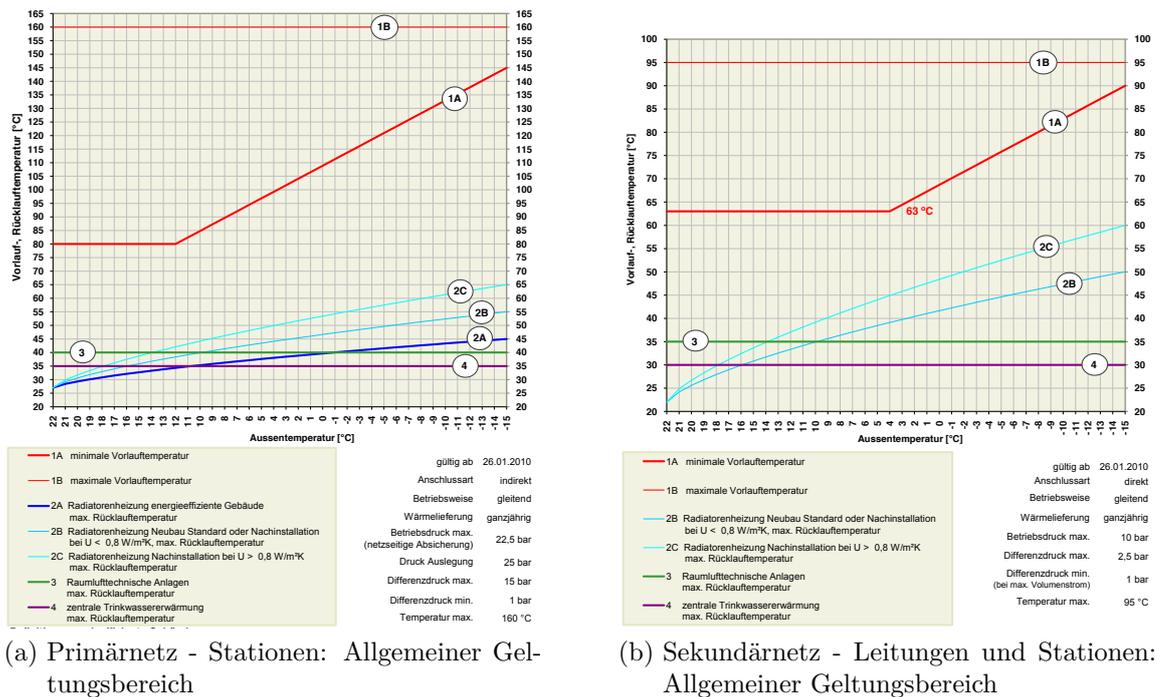


Abbildung 2.3.: Technische Auslegungsbedingungen [FWW-TR-TAB 2009]

2.2.2. Andere große österreichische Wärmenetzbetreiber

Für den Vergleich von Fernwärmenetzen untereinander sollen im Folgenden wichtige Kenngrößen weiterer großer österreichischer Wärmenetze dargestellt werden. Die Informationen stammen im wesentlichen aus [BÖHMER und GÖSSL 2009], [BUCAR et al. 2004] und den Geschäftsberichten der jeweiligen Energieunternehmen. Tabelle 2.5 zeigt im Anschluss zusammenfassend eine Auflistung der wichtigsten Kennzahlen der größten österreichischen Fernwärmenetze.

Das Grazer Fernwärmenetz ist mit einer Länge von 263 km das zweitgrößte Wärmenetz in Österreich. Das von der *Energie Graz* betriebene Netz wird von sechs Kraftwerken gespeist. Darunter befindet sich neben Kohle- und Erdöl-befeuerten Kraftwerken auch eine thermische Solaranlage mit einer installierten Leistung von ca. 800 kW. Die thermische Nennleistung aller Kraftwerke beträgt ca. 760 MW, wobei der Wärmeabsatz im Jahr 2009 785,3 GWh betrug. Die Temperaturen im Grazer Fernwärmenetz werden in Abhängigkeit von der Außentemperatur geregelt und liegen im Vorlauf zwischen 70 und 120 °C und im Rücklauf bei 50 – 60 °C.

In Linz befindet sich das größte Fernwärmenetz Oberösterreichs. Das Netz hat eine Gesamtlänge von 190 km, wobei sich das Netz in einen Primärteil mit 141 km und einen Sekundärteil mit 49 km gliedert. Die installierte Leistung der Wärmekraftwerke von *Linz AG* beträgt knapp 470 MW. Der Wärmeabsatz betrug im Jahr 2008 911 GWh. Die Vorlauftemperatur des Wärmenetzes liegt im Sommer bei 80 °C und steigt im Winter gleitend auf bis zu 130 °C. Die Rücklauftemperatur beträgt etwa 57 °C.

Salzburg AG betreibt in der Stadt Salzburg ein Fernwärmenetz mit einer Länge von 150 km, wovon ca. 60 km als Dampfnetz betrieben werden. Die Temperaturen im Netz sind wiederum abhängig von der Außentemperatur und liegen im Sommer zwischen 95 °C (VL) bzw. 75 °C (RL) und im Winter gleitend bis 120 °C (VL) bzw. 65 °C (RL). Im Dampfnetz herrscht eine Vorlauftemperatur von 180 °C und eine Rücklauftemperatur zwischen 50 °C und 65 °C. Gespeist wird das Netz durch 5 Kraftwerke, die eine maximale thermische Leistung von ca. 250 MW aufweisen. *Salzburg AG* verzeichnete im Jahr 2008 eine Wärmeabgabe von 779 GWh.

Tabelle 2.5.: Vergleich der vier größten österreichischen Fernwärmenetze

Wärmenetz	Max. thermische Leistung* [MW]	Abgesetzte Energie [GWh]	Netzlänge** [km]
Fernwärme Wien	3.271	5.517	1.119
Energie Graz	760	785	263
Linz AG	470	911	190
Salzburg AG	250	779	150

* Summe aller Kraftwerke.

** Summe Primär- und Sekundärnetze.

2.3. Solare Wärmeerzeugung

Bei der solaren Wärmeerzeugung unterscheidet [OBERZIG 2008] zwischen passiven und aktiven Systemen:

Passive Systeme: Die Arbeitsleistung bei diesen Systemen basiert auf der Anwendung von Materialien, die die Energie der Sonne aufnehmen und speichern. Erreicht wird das auch durch eine spezielle Bauweise (z. B. südorientierte Fensterflächen). Auf die Anwendung von Hilfsenergie zur Wärmegewinnung oder -verteilung (z. B. Pumpen) kann verzichtet werden.

Aktive Systeme: Bei diesen Systemen wird die Sonnenenergie durch Solarkollektoren aufgefangen und in thermische Energie umgewandelt. Die erhaltene Wärme wird über einen Systemkreislauf zum Ort der Wärmenutzung transportiert. Der Transport erfolgt durch Pumpen, für die Hilfsenergie benötigt wird.

In weiterer Folge werden diese aktiven Systeme zur solaren Wärmeerzeugung betrachtet. Solaranlagen haben nach [OBERZIG 2008] folgende positive Eigenschaften:

- Bewährte Technik deren Qualität durch europäische Normen und Prüfungen gesichert ist
- Erschließung einer unerschöpflichen Energiequelle
- Reduktion der CO₂-Emissionen aus fossiler Energiegewinnung
- Keine Schadstoffemissionen vor Ort
- Steigerung von Wohnkomfort und Wert der Liegenschaft

Solaranlagen können abhängig von erreichbarer Leistung und Auslastung zu unterschiedlichen Verwendungsarten genutzt werden.

Die einfachste und grundlegende Methode ist jene zur Brauchwassererwärmung. Um Solaranlagen für Raumheizung nutzen zu können braucht man energetisch effizientere Anlagen, die auch im Winter genug Wärmeertrag bringen. Hierbei können einerseits große Wärmespeicher von Vorteil sein, um Energie aus Sommer oder Herbst im Winter bereitstellen zu können, andererseits erreicht man auch bei bestimmter Ausrichtung der Solarkollektoren mehr Ertrag in der Übergangszeit und im Winter. Bei der solaren

Raumheizung werden, wenn man von modernen Flächenheizungen absieht, höhere Temperaturen benötigt, als bei der Brauchwassererwärmung.

Zur Prozesswärmeerstellung, also der Erzeugung von Wärme für verschiedene technische Verfahren wie z. B. Trocknungsprozesse in der Landwirtschaft, wird ein Mitteltemperaturbereich von 250 °C benötigt.

Ausschlaggebend für die Nutzungsart einer Solaranlage ist die Verwendung der entsprechenden Sonnenkollektoren. Auf die Eigenschaften der häufigsten Solarkollektoren wird in Kapitel 2.3.2 näher eingegangen.

2.3.1. Grundprinzip einer Solaranlage

Im grundsätzlichen Aufbau besteht eine Solaranlage aus einem Solarkreis und einem Heizkreis. Diese zwei geschlossenen Kreisläufe sind über einen Wärmetauscher verbunden. In Abbildung 2.4 ist so eine Kombination mit den wichtigsten Elementen dargestellt, welche im folgenden Anhand ihrer Aufgabe kurz erklärt werden.

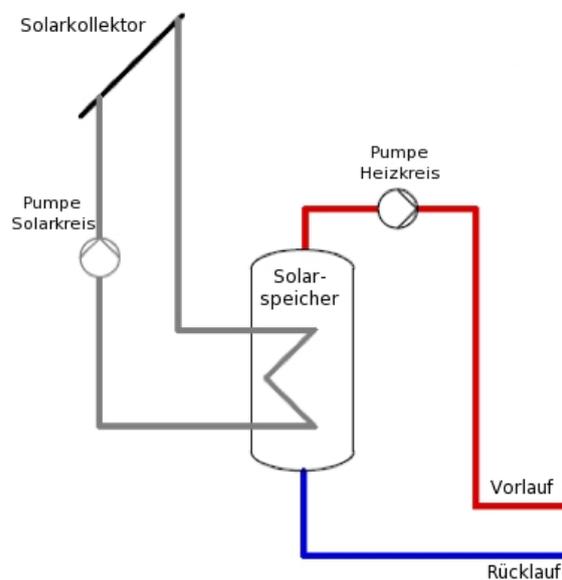


Abbildung 2.4.: Grundschemata einer Solaranlage

Solarkollektoren: Das Herzstück einer Solaranlage sind die Solarkollektoren. Diese haben die Aufgabe, die einfallende Sonnenstrahlung aufzufangen und in brauchbare Nutzwärme umzuwandeln. Das geschieht durch Wärmeabsorption auf einem Absorber und der Weitergabe dieser über eine Wärmeträgerflüssigkeit in das Heizsystem.

Solarkollektoren gibt es in verschiedenen Bauformen (siehe Kapitel 2.3.2) und Einbaumöglichkeiten. Die gebräuchlichste Form der Kollektorintegration ist die “Aufdach“-Montage. Es gibt aber auch Systeme zur “Indach“-Integration, dem Einsatz auf der Fassade eines Gebäudes und alleinstehende Kollektoren. Kollektorflächen, die sich ständig der direkten Sonnenstrahlung ausrichten, nennt man nachführende Systeme.

Der Ertrag der Solarkollektoren ist abhängig von seiner Ausrichtung, also Neigungswinkel und Horizontalwinkel der Himmelsrichtung (Azimutwinkel). Solarkollektoren erreichen ihren maximalen Ertrag in Mitteleuropa bei Südausrichtung⁸ und einem Neigungswinkel von 45° [SOLARS 2010]. Je nach Verwendungszweck ist es sinnvoll die Kollektoren steiler oder flacher⁹ aufzustellen. Solarkollektoren sollten jedoch mit einem Neigungswinkel von über 30° aufgestellt werden. Ab diesem Winkel kann der durch Regen entstehende Selbstreinigungseffekt ausgenutzt werden. Bei der Angabe von Kollektorflächen unterscheidet man zwischen der Brutto-, und der Nettofläche. Dabei ist die Bruttofläche die Fläche des gesamten Kollektormoduls. Die Nettofläche bezieht sich auf die eigentliche Absorberfläche. Flächenangaben von Solaranlagen in der vorliegenden Arbeit beziehen sich hauptsächlich auf die Bruttofläche.

Solarspeicher: Das von den Solarkollektoren erhitzte Wärmeträgerfluid gibt seine Energie über einen Wärmetauscher in den Solarspeicher ab. Dieser Pufferspeicher hat erstens die Aufgabe, wie der Name schon sagt, Wärme zu speichern, zweitens bewirkt er eine Glättung von Leistungsschwankungen und dient als Ausgleich der Differenzen zwischen erzeugter und verbrauchter Wärmemenge. Durch den Speicher kann die Wärmenutzung weitgehend unabhängig von der Wärmeproduktion erfolgen.

Solche Zwischenspeicher sind jedoch mit einem kontinuierlichen Wärmeverlust behaftet, der aber, durch Isolierung nach außen, durch ausgeklügelte Schichtungen im Speicher und durch Wärmeentnahme- und -einspeiseregungen, weitgehend verhindert werden kann.

⁸Entspricht einem Azimutwinkel von 0°.

⁹Schwimmbaderwärmung: 0- 30°, Warmwasserbereitung: 25- 55°, Heizungsunterstützung: 50- 70° (bei Fassadenintegration bis 90°)

Pumpen: Um einen kontinuierlichen Durchfluss durch die Rohre und den damit verbundenen Komponenten zu ermöglichen werden Pumpen benötigt. Der Flüssigkeitskreislauf würde ohne diese Elemente still stehen.

Wärmeträgerflüssigkeit: Die Wärmeträgerflüssigkeit im Wärmetransportkreislauf besteht für gewöhnlich aus einem frostsicheren Wasser/Glykol- Gemisch. Damit ist ein Betreiben der Solaranlage auch bei Minustemperaturen möglich, da bei einem idealen Verhältnis zwischen Wasser und Glykol der Schmelzpunkt dieser Mischung bei bis zu $-55\text{ }^{\circ}\text{C}$ liegt. Der pH-Wert bei einem Gemisch von 40 % Frostschutz mit 60 % Wasser liegt im alkalischen Bereich bei 7,5- 8,5.

Das Wasser/Glykol- Gemisch besitzt eine geringere Wärmeleitfähigkeit als reines Wasser, außerdem führt das Frostschutzmittel nach [ENGELER und SALERNO 2003] während einer Stillstandsphase zu einer zusätzlichen Belastung der Komponenten:

Die Temperatur im Sonnenkollektor bei Stillstand der Solaranlage, also wenn die erzeugte Wärme nicht weitergeleitet wird, wird Leerlauf- oder Stillstandstemperatur genannt. Diese kann zwischen 140 und $300\text{ }^{\circ}\text{C}$ betragen. Die meisten Frostschutzmittel jedoch haben eine Siedetemperatur nahe der von Wasser. Bei hohen Temperaturen kommt es zu einem Zustand, bei dem das Glykol vom Wasser getrennt wird. Das Glykol wird chemisch instabil, der pH-Wert sinkt drastisch in den sauren Bereich ab und es entsteht ein hoher Dampfdruck. Diese Faktoren sind eine starke Belastung für einige Komponenten der Solaranlage und können zu Korrosion und einer Zersetzung der Anlage, sowie zu einem Ausfall führen.

Abhilfe schafft eine Reduzierung der Stillstandszeiten durch künstliche Beschattung oder der kontinuierlichen Wärmeabführung an den Kollektoren. Das kann einerseits durch einen ausreichend großen Speicher erreicht werden oder andererseits durch eine direkte Wärmenutzung.

Alternativ gibt es Systeme die ohne Frostschutz auskommen. Bei diesen Anlagen wird als Wärmeleitmedium meist Wasser verwendet, das unter bestimmten Umständen in ein "Drainback"¹⁰- Gefäß fließt und somit den Solarkreislauf entleert. Das passiert etwa, wenn die Kollektortemperatur außerhalb eines bestimmten Temperaturbereichs liegt, z. B. zu Zeiten einer Außentemperatur unter Null Grad Celsius, aber auch um eine Überhitzung der Solaranlage zu verhindern oder bei einem Stromausfall.

Durch den Wegfall des Frostschutzmittels reduzieren sich nicht nur Investitions- und

¹⁰Engl. für Rückentleerung.

Betriebskosten, es wird nach [ENGELER und SALERNO 2003] durch die höhere Wärmekapazität und die geringere Zähigkeit des Wassers gegenüber einer Frostschutzmittellösung auch ein höherer Kollektorsertrag erreicht.

Ausdehnungsgefäß: Flüssigkeiten verändern bei Temperaturzunahme und -abnahme ihren Aggregatzustand. Damit dehnen sie sich aus bzw. ziehen sich zusammen. Ein Ausdehnungsgefäß hat die Aufgabe solche Volumensänderungen aufzufangen und bei Erreichen der Stillstandtemperatur den Druckpegel bei Dampfbildung zu kompensieren.

2.3.2. Arten von Solarkollektoren

Derzeit stehen grundsätzlich drei verschiedene Bauformen von Solarkollektoren am Markt zur Verfügung. Diese sind der **unverglaste Kollektor**, der **verglaste Flachkollektor** und der **evakuierte Kollektor**.

Aus diesen Bauformen lassen sich nun detaillierte Arten ableiten:

- Freiliegender Absorber
- Flachkollektor
- Vakuum Flachkollektor
- Vakuum Röhrenkollektor

Zur weiteren Unterscheidung bedarf es verschiedener Kenndaten der jeweiligen Bauformen. Einige dieser Kenndaten sind:

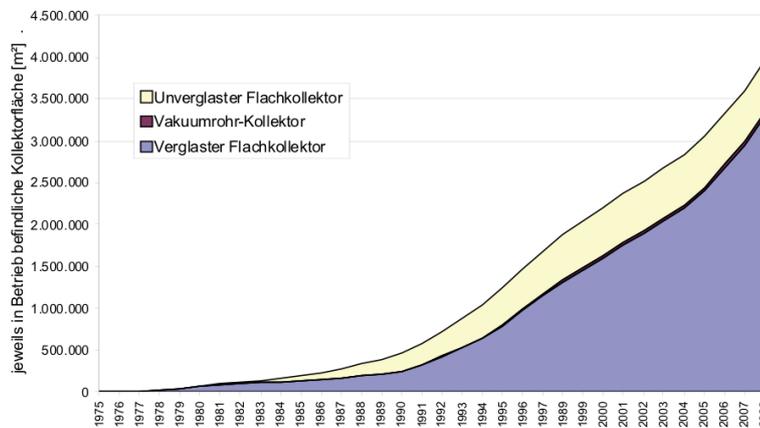
Arbeitstemperatur, dem damit zusammenhängendem Anwendungsgebiet, optischen Wirkungsgrad (Konversionsfaktor), thermischer Verlustfaktor¹¹ und Leerlauftemperatur.

2.3.2.1. Historische Entwicklung

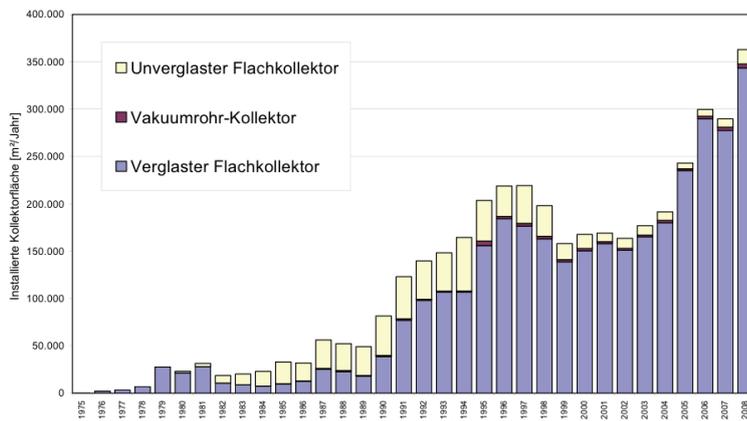
In Österreich sind nach [BIERMAYR et al. 2009] bis zum Jahr 2009 thermische Sonnenkollektoren auf einer insgesamten Fläche von 3.964.353 m² in Betrieb. Die größte Gruppe sind verglaste Flachkollektoren mit einer Fläche von 3.293.174 m² (83,1%), gefolgt von den unverglasten Kollektoren mit 624.110 m² (15,7%). Mit einer installierten Fläche von 47.069 m² (1,2%) stellen die evakuierten Kollektoren die kleinste Gruppe dar. Insgesamt entspricht diese Fläche einer thermischen Leistung von 2.775 MW.

¹¹Angegeben in Watt pro Quadratmeter Kollektorfläche und °C Temperaturdifferenz zwischen Absorber- und Umgebungstemperatur.

Seit dem Jahr 1975 steigt die pro Jahr neu installierte Sonnenkollektorfläche kontinuierlich an. Im Jahr 2008 wurden in Österreich Kollektoren einer Fläche von 362.923 m² installiert. Davon waren 94,7 % verglaste Flachkollektoren (343.617 m²), 4,2 % unverglaste Kollektoren (15.220 m²) und 1,1 % evakuierte Kollektoren (4.086 m²). In Abbildung 2.5 sieht man die Entwicklung der neu installierten Kollektorfläche pro Jahr in einer kumulierten Darstellung und einer Darstellung der Jahressumme. Nach anfänglicher Steigerung, hauptsächlich unterstützt durch Forschungs- und Entwicklungsprojekte, kommt es Ende der 1990er Jahre zu einem leichten Rückgang der neu installierten Kollektorflächen. Grund dafür ist laut [BIERMAYR et al. 2009] eine Phase von sinkenden Erdölpreisen.



(a) Kumulierte Kollektorfläche



(b) Pro Jahr neu installierte Kollektorfläche

Abbildung 2.5.: In Österreich installierte Sonnenkollektorfläche 1975 bis 2008 [BIERMAYR et al. 2009]

2.3.2.2. Absorber

Der Begriff des Absorbers ist bei Solarkollektoren mit zwei Bedeutungen behaftet. Er benennt einerseits eine eigene Kollektorart, den Schwimmbadabsorber, andererseits ist das zentrale Bauteil von Flach- und Röhrenkollektoren der sogenannte Solarabsorber.

Der Solarabsorber hat die Aufgabe der Wärmeaufnahme (Absorption), dabei wird die einfallende Sonnenstrahlung in Wärme umgewandelt. Im inneren des Absorbers zirkuliert ein Arbeitsmedium, das die Wärme aufnimmt und zu einem Pufferspeicher oder über einen Wärmetauscher in den Heizungs- oder Warmwasserkreislauf transportiert. Der Solarabsorber besteht meist aus Kupfer oder Aluminium. Auf der, der Sonne zugewandten Seite ist der Absorber dunkel beschichtet. Schwarze Flächen absorbieren die kurzweilig eingestrahlte Sonnenenergie besser als helle. Zudem wird bei neuen, effizienten Kollektoren kein einfacher Schwarzlack oder galvanisch aufgetragenes Schwarzchrom¹² verwendet, sondern eine selektive Beschichtung auf Titanbasis. Diese Beschichtung soll einerseits ein besseres "einfangen" der Wärme gewährleisten und andererseits durch die hochselektive Eigenschaft eine Emission in Form von langwelliger Strahlung verhindern. Die Titanoxinitrid Beschichtung wird mittels Vakuum-Sputter-Verfahren¹³ auf das Kupfer oder Aluminium aufgetragen und erreicht Absorptionswerte von 95 %, verringert Emissionswerte demnach auf 5 %. Diese Art der Beschichtung ist auch für die Tiefblau schimmernde Farbe der meisten Kollektoren verantwortlich (vgl. [KISSER 2008]). Wärmeverluste an die Umgebung werden bei hocheffizienten Kollektoren außerdem durch verschiedene äußere Konstruktionen weitgehend verhindert.

Beim Schwimmbadabsorber wird der Solarabsorber ohne jede weitere technische Maßnahme direkt verwendet. Er besteht in der Regel aus Kunststoff und ist einfach aufgebaut. Metalle weisen zwar eine bessere Wärmeleitfähigkeit auf, Kunststoffe sind jedoch in der Herstellung kostengünstiger, lassen sich leichter formen und einfacher verlegen. Außerdem gibt es beim Kunststoffabsorber durch ihre hohe Resistenz gegen Chemikalien die Möglichkeit, dass das chlorhaltige Schwimmbadwasser mittels Umwälzpumpe direkt durch den Kollektor fließen kann. Das erspart sonst erforderliche Bauteile wie

¹²Die Beschichtung aus Schwarzchrom ist zwar auch eine selektive, mit einem entsprechendem Absorptionsfaktor von 91 bis 96 %, sie wird jedoch seit Ende der 1990er Jahre wegen umweltpolitischer Bedenken, betreffend der galvanischen Herstellung und Entsorgung, nicht mehr verwendet.

¹³Bei dem Verfahren wird die Beschichtung durch Kathodenzerstäubung unter hochvakuum aufgetragen.

z. B. Wärmetauscher oder Pufferspeicher.

Der Schwimmbadabsorber arbeitet in einem Temperaturbereich von bis zu 40 °C. Bei einer Umgebungstemperatur von 20 °C und direkter Sonneneinstrahlung erwärmt sich Wasser im Absorber auf 35 bis 40 °C. Nach [KISSER 2008] zeichnen sich diese unverglasten, nicht isolierten Absorber durch einen Energieertrag von 200-300 kWh/(m²·a) aus, verbunden mit einem thermischen Verlustfaktor von 10 bis 30 W/m² °C. Durch die geringe Temperaturdifferenz zwischen mittlerer Kollektortemperatur und Umgebungstemperatur erreichen sie einen Konversionsfaktor von 0,8 bis 0,95.

2.3.2.3. Flachkollektor

Nach [FANINGER 2009] ist der Flachkollektor der in Österreich am häufigsten verwendete Kollektor. Seinen Namen hat er auf Grund seiner planaren Bauform, mit einer durchschnittlichen Fläche von 2 m² bei ca. 10 cm Höhe. Im Gegensatz zum einfachen Schwimmbadabsorber ist beim Flachkollektor der Solarabsorber von einem wärmedämmendem Gehäuse umgeben. Abbildung 2.6 zeigt einen Schnitt durch einen Flachkollektor. Eine transparente Abdeckung aus Einscheiben- Sicherheits- Solarglas (ESG) schützt den Absorber vor äußeren Witterungseinflüssen, außerdem bewirkt es im kurzwelligen Spektralbereich einen hohen Transmissionsgrad. Weiters wird durch die Glasabdeckung eine Wärmeabstrahlung des Absorbers zu einem bestimmten Maß verhindert. Die Funktionsweise hierbei erfolgt nach dem Treibhauseffekt: Die erhitzte Abdeckung gibt Wärme durch Konvektion und Gegenstrahlung wieder an den Absorber ab. Für die Wärmedämmung auf der Rückseite des Kollektors wird meist Polyuretan-Schaum oder Mineralwolle verwendet [STARTEC 2010].

Das ideale Anwendungsgebiet für Flachkollektoren ist die Brauchwassererwärmung, aber auch zur Raumheizung lassen sich diese Kollektoren wegen den hohen Arbeitstemperaturen von 20- 80 °C noch gut verwenden. Durch seine preiswerte Herstellung und einem optischen Wirkungsgrad¹⁴ von 66- 83% stellt der Flachkollektor vom Preis- Leistungsverhältnis ein ausgereiftes Produkt dar. Das zeigt sich auch in einem Energieertrag von 320- 530 kWh/(m²·a) (für Mitteleuropa) und dem geringen thermischen Verlustfaktor von 2,9 bis 5,3 W/m² °C (vgl. [KISSER 2008]).

¹⁴Der optische Wirkungsgrad beschreibt den maximalen Wirkungsgrad eines Solarkollektors. Er setzt sich aus der Lichtdurchlässigkeit der Glasabdeckung und dem Absorptionsvermögen des Absorbers zusammen.

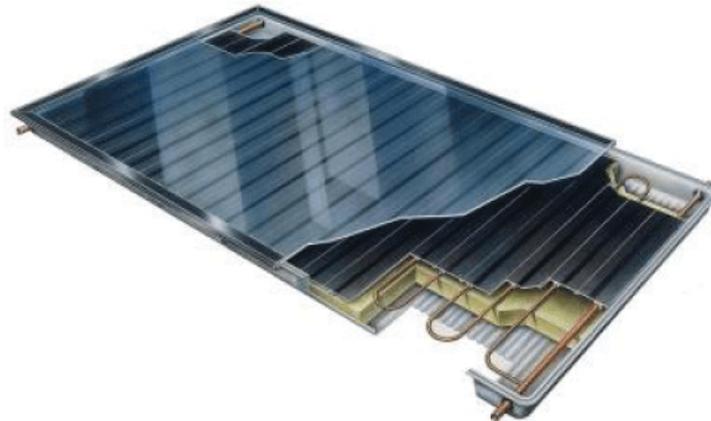


Abbildung 2.6.: Schnitt durch einen Flachkollektor [STARTEC 2010]

Eine weitere Verbesserung der Vermeidung des Wärmeverlusts bei Flachkollektoren besteht darin, evakuierte Luft als Isolator zu verwenden. Nach [MÜLLER 1997] ist hier jedoch der Außendruck (Luftdruck) auf die evakuierte Fläche so groß, dass der Kollektor zusammengedrückt werden würde. Abhilfe schafft man mit einem Einbau von Stützstäbchen zwischen Glasscheibe und Rückwand. Durch die verbindende Lage dieser Stützstäbchen zwischen den Außenseiten, stellt sich zwangsläufig ein Wärmetransport durch die Stäbchen nach außen ein. Außerdem muss für jedes Stützstäbchen ein Loch in den flächendeckenden Solarabsorber gestanzt werden. In Summe führt das wiederum zu einer Verminderung der Absorberfläche. Ein weiterer Mehraufwand zeigt sich in der Wartung des Vakuums Flachkollektors. Auf Grund der großen evakuierten Fläche ist ein langfristiges Hochvakuum nicht möglich, die allmählich eindringende Luft muss mittels Vakuumpumpe aus dem Kollektor wieder entfernt werden.

Obwohl diese Faktoren den durch das Vakuum erreichten Leistungsvorteil etwas reduzieren, erreichen Vakuum Flachkollektoren einen optischen Wirkungsgrad von 81 bis 83 %. Das eingesetzte Vakuum als Isolator reduziert den thermischen Verlustfaktor auf 2,6 bis 4,3 W/m² °C. Bei Stillstand der Solaranlage wird eine Leerlauftemperatur von 140- 240 °C erreicht¹⁵.

Eine Alternative zum Vakuum Flachkollektor, bei dem die vorrangige Isolation gegen Wärmeverluste auch durch Vakuum erzielt wird, bietet der Vakuum Röhrenkollektor.

¹⁵Bei einer Solarleistung von 1000 W/m² und 20 °C Außentemperatur

2.3.2.4. Vakuum Röhrenkollektor

Mit einer insgesamt installierten Fläche von rund 47.000 m², welche einem Anteil von 1,2 % entspricht, stellt der Vakuum Röhrenkollektor in Österreich die am wenigsten verwendete Sonnenkollektorart dar¹⁶ [BIERMAYR et al. 2009].

Der Vakuum Röhrenkollektor besteht aus einzelnen Elementen, den Vakuumröhren. Diese bestehen jeweils aus einem Kupferrohr, das von einem selektiv beschichtetem Absorber umgeben ist. Eingehüllt wird die Konstruktion von einem doppeltem Glaszylinder. Im Zwischenraum dieser konzentrisch angeordneten Glasröhren befindet sich Vakuum, das als Wärmedämmung, also gegen die Wärmeabgabe des Absorbers an die Umgebungsluft wirkt.

In der Regel wird der Vakuum Röhrenkollektor in Kombination mit einem Compound Parabolic Concentrator (CPC)- Spiegel verwendet. Dieser hat die Aufgabe die einfallende Sonnenstrahlung unabhängig vom Einstrahlungswinkel bestmöglich und effizient auf die einzelne Röhre hinzureflektieren (Abbildung 2.7).

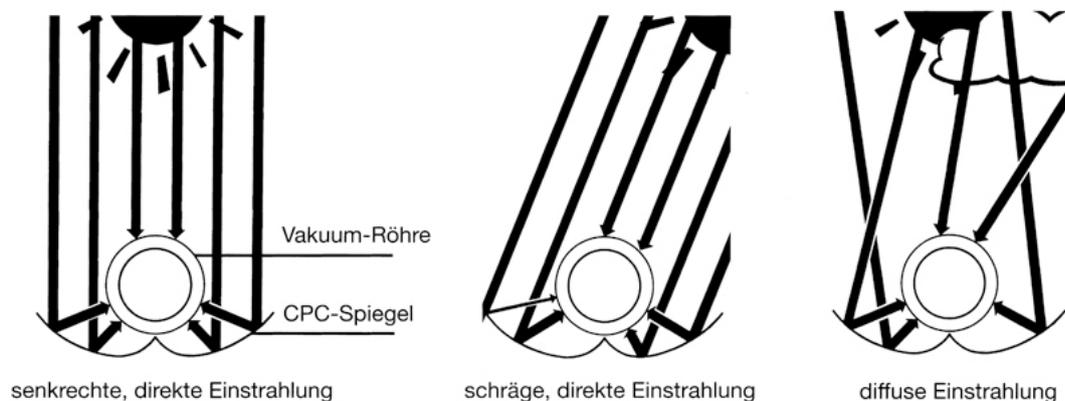


Abbildung 2.7.: Prinzip des CPC Reflektors [PARADIGMA 2010]

¹⁶Stand 2008.

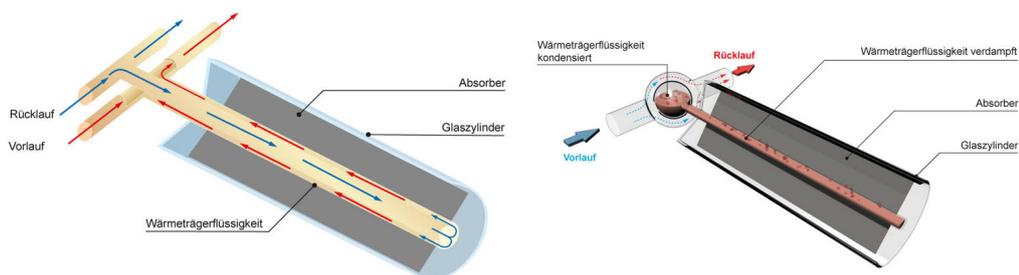
2. Grundlagen der zentralen und solaren Wärmeversorgung

Beim Vakuum Röhrenkollektor unterscheidet man grundlegend zwei verschiedene Bauarten:

Direkt durchströmter Kollektor Hier werden die einzelnen Vakuumröhren vom Wärmeträgerfluid direkt durchflossen. In den Röhren befindet sich entweder ein U-Rohr oder ein koaxiales “Rohr-im-Rohr“- System. Diese Kupferrohre sind mit dem Absorber wärmeleitend verbunden. Darüber befindet sich das evakuierte Glasdoppelrohr, weshalb diese Bauform auch “Thermoskannen“- Prinzip genannt wird. Die Wärmeträgerflüssigkeit nimmt nun, die vom Absorber weitergeleitete Wärme auf und wird in den Kreislauf zurück geschickt. In Abbildung 2.8a ist das Prinzip schematisch dargestellt.

Indirekt durchströmter Kollektor Bei dieser Bauform, auch “Heat-Pipe“ genannt, geschieht der Wärmeübertragungseffekt nach dem Kondensationsprinzip in einem in sich geschlossenen Kreislauf (Abbildung 2.8b). Im Wärmerohr befindet sich ein, bei schon geringen Temperaturen, leicht verdampfendes flüssiges Medium. Sobald der Absorber erhitzt wird, verdampft diese Medium und steigt im Absorberkanal nach oben in den Kondensator. Dort kondensiert der Dampf unter Wärmeabgabe an das vorbeiströmende Wärmeträgerfluid. Das Wärmemedium hat nun wieder den flüssigen Aggregatzustand und der Wärmetransportkreislauf ist abgeschlossen. Der Kreislauf im Wärmerohr wiederholt sich umso schneller je stärker die solare Einstrahlung ist.

Durch das geschlossene System der einzelnen Röhren ist, bei einem Defekt, ein Austausch dieser möglich, ohne den gesamten Solarkreis entleeren zu müssen. Ein weiterer Vorteil liegt darin, dass eine Überhitzung der Solaranlage bei dieser Bauform nicht möglich ist.



(a) Direkt durchflossenes System

(b) Indirekt durchflossenes System

Abbildung 2.8.: Schematische Bauformen des Vakuumröhrenkollektor [IWO 2010]

Vakuum Röhrenkollektoren erreichen eine Leerlauftemperatur von bis zu 300 °C¹⁷ bei einer Arbeitstemperatur von 20 bis 120 °C und einem Energieertrag, unter klimatischen Bedingungen wie sie in Mitteleuropa herrschen, von 400 bis 800 kWh/m²/a. Durch die hohen Arbeitstemperaturen und den hohen Energieertrag eignen sich Vakuum Röhrenkollektoren sowohl zur Brauchwassererwärmung und Raumheizung, als auch zur Herstellung von Prozesswärme. Sie erreichen einen Konversionsfaktor von 0,62 bis 0,84. Durch den Einsatz von Vakuum als Isolator auf die jeweils kleine Fläche der einzelnen Röhren haben Vakuum Röhrenkollektoren den geringsten thermischen Verlustfaktor der hier beschriebenen und am Markt erhältlichen Solarkollektoren, nämlich 0,7 bis 2,0 W/m² °C.

2.3.2.5. Zusammenfassung der verschiedenen Kollektortypen

Tabelle 2.6 listet noch einmal die wichtigsten Kenndaten der verschiedenen Sonnenkollektoren zusammenfassend auf.

Tabelle 2.6.: Kenndaten der Solarkollektoren nach [KISSER 2008]

Kollektortyp	Arbeits- temperatur [°C]	Thermischer Verlustfaktor [W/m ² °C]	Konversions- faktor	Leerlauf- temperatur [°C]
Schwimmbad- absorber	bis 40	10-30	0,8-0,95	70-90
Verglaster Flachkollektor	20-80	2,9-5,3	0,66-0,83	140-240
Vakuum Flachkollektor	20-120	2,6-4,3	0,81-0,83	140-240
Vakuum Röhrenkollektor	20-120	0,7-2,0	0,62-0,84	bis 300

¹⁷siehe Fußnote 15 auf Seite 24.

2.3.2.6. Konzentrierende Systeme

Zuletzt soll noch eine spezielle Art der solaren Energiegewinnung erwähnt werden und zwar jene Methode durch fokussierende Systeme. Hierbei unterscheidet man prinzipiell zwischen Systemen mit fokussierenden Parabolrinnen und konzentrierenden Spiegel-
feldern.

Bei Parabolrinnenkraftwerken wird die Sonnenstrahlung mit parabolförmigen Spiegeln auf einen mit Wärmeträgerfluid durchflossenen Schlauch konzentriert. Es können dadurch Temperaturen von bis zu 500 °C erreicht werden. Die zweite Variante ist jene der punktgenauen Strahlungskonzentration zu einem zentralen Solarreceiver. Bei solchen Kraftwerken ist eine Vielzahl von nachführbaren Spiegeln um einen zentralen Turm aufgestellt, auf den die Sonnenstrahlung reflektiert wird. Die Erwärmung findet somit in einem Punkt statt. Die Temperatur in diesem Punkt kann bis zu 1000 °C erreichen.

Beide Varianten werden vorrangig zur Stromerzeugung verwendet. Das erhitzte Wärmeträgerfluid wird zur Dampferzeugung verwendet, mit dem anschließend ein konventionelles Kraftwerk betrieben wird.

Für eine effektive Nutzung von konzentrierenden Systemen ist ausreichend direkte Solarstrahlung nötig. Nach [HAAS et al. 2008] ist für den ausschlaggebenden Solarertrag in Österreich, durch die hier herrschenden klimatischen Bedingungen, hauptsächlich die diffuse Solarstrahlung verantwortlich. Aus diesem Grund sind solche Systeme in Österreich eher eine Seltenheit. Anwendung finden diese Kraftwerke in Regionen mit klimatischen Bedingungen wie in Spanien, Kalifornien (USA) oder Nordafrika.

2.3.3. Wirkungsgrade

Zur Berechnung der Nutzleistung und des Wirkungsgrads eines Solarkollektors bedarf es zahlreicher Parameter. Einige davon sind in Tabelle 2.6 für die speziellen Kollektorarten mit jeweils zutreffenden Zahlenwerten zusammengefasst.

Der Wirkungsgrad lässt sich allgemein als Quotient zwischen flächenbezogener Nutzleistung und Sonneneinstrahlung beschreiben:

$$\eta = \frac{\text{Nutzleistung}}{\text{Kollektorfläche} \cdot \text{Sonneneinstrahlung}} = \frac{\dot{Q}_n}{A \cdot G} \quad (2.8)$$

Nach [SCHRAMEK 2009] ergibt sich die flächenbezogene Nutzleistung aus

$$\frac{\dot{Q}_n}{A} = G \tau \alpha - U_t (T_m - T_o). \quad (2.9)$$

mit \dot{Q}_n ... Wärmeleistung (in W)
 A ... Kollektorfläche
 G ... Sonneneinstrahlung (in W/m^2)
 τ ... Transmissionsgrad
 α ... Absorptionsgrad
 U_t ... Wärmedurchgangskoeffizient (in $W/(m^2 \cdot K)$)
 T_m ... mittlerer Kollektortemperatur
 T_o ... Außentemperatur

τ bezeichnet den Transmissionsgrad der durch die Abdeckung transmittierten Strahlung. Bei Glas- oder Kunststoffabdeckungen von Kollektoren wird verständlicherweise versucht hohe Transmissionsgrade zu erreichen¹⁸. Den Teil der absorbierten Strahlung nennt man Absorptionsgrad α . Bei hohen Werten von α lassen sich Strahlungsverluste weitgehend verhindern¹⁹.

U_t bezeichnet den Wärmedurchgangskoeffizienten, der die Verluste an Kollektorvorder- und -rückseite und denen der Seitenflächen zusammenfasst. Die Differenz $(T_m - T_o)$ beschreibt den Temperaturunterschied zwischen mittlerer Kollektortemperatur T_m und Außentemperatur T_o . Für die Leistungsberechnungen müsste statt der mittleren Kollektortemperatur die Temperatur direkt am Absorberblech herangezogen werden. Da diese jedoch laut [SCHRAMEK 2009] eine komplizierte Funktion des Abstands der wärmeabführenden Fluidröhren und der Absorberlänge ist, bei der ein Mittelwert nicht angegeben werden kann, wird als messbare Größe die mittlere Wärmeträgertemperatur, berechnet aus dem arithmetischen Mittelwert zwischen Eintritts- und Austrittstemperatur am Kollektor, als Referenzwert verwendet.

¹⁸Ein typischer Wert wäre z. B. 0,95.

¹⁹Für gute Ergebnisse sollte der Wert über 0,9 liegen.

2. Grundlagen der zentralen und solaren Wärmeversorgung

Der Vollständigkeit halber sei erwähnt, dass man den Term $U_t \cdot (T_m - T_o)$ aus Gleichung (2.9) nach [ZAHORANSKY 2002] als Summe verschiedener Verlustleistungen zu einem Gesamtverluststrom

$$Q_V = Q_K + Q_{Str} + Q_T = U_t (T_m - T_o) \quad (2.10)$$

mit Q_K ... spezifische Konvektionsverlustleistung

Q_{Str} ... spezifische Strahlungsverlustleistung

Q_T ... spezifische Transmissionsverlustleistung

zusammenfassen könnte. Auf diese Ersetzung wird jedoch bei der nachfolgenden Herleitung verzichtet.

Aus den Gleichungen (2.8) und (2.9) ergibt sich nun der Wirkungsgrad

$$\eta = \frac{\dot{Q}_n}{A \cdot G} = \underbrace{\tau \alpha}_{\eta_0} - \frac{U_t (T_m - T_o)}{G}. \quad (2.11)$$

Der Konversionsfaktor oder optischer Wirkungsgrad η_0 beschreibt also das Produkt aus dem Absorptionsgrad α der Absorberoberfläche und dem Transmissionsgrad τ der Kollektorabdeckung. Er gibt den Anteil der am Absorber in Wärme umgewandelten Strahlung an.

Die Temperaturabhängigkeit des Wärmeverlustkoeffizienten U_t wird durch die einfache lineare Funktion

$$U_t = a_1 - a_2 \Delta T \quad (2.12)$$

angenähert und ergibt mit (2.11) die folgende Gleichung für die Wirkungsgradberechnung:

$$\eta = \eta_0 - \frac{a_1 \Delta T}{G} - \frac{a_2 \Delta T^2}{G} \quad (2.13)$$

Tabelle 2.7.: Typische Kenndaten zur Wirkungsgradberechnung

Kollektortyp	η_0 [%]	a_1 [W/m ² K]	a_2 [W/m ² K ²]
Absorber	95	15,00	0,01
Flachkollektor	79,1	3,3	0,016
Röhrenkollektor	77,6	0,954	0,011
CPC Röhrenkollektor	64,2	0,885	0,001

Quelle: [SOLAR 2010]
[ZAHORANSKY 2002]

Der Koeffizient a_1 entspricht dem linearen Wärmeverlustfaktor, angegeben in W/m² K und beschreibt laut [OBERZIG 2008] den linearen Anteil der konkaven Wirkungsgradkurve und entspricht der negativen Steigung einer Geraden.

Durch den quadratischen Wärmeverlustfaktor a_2 , mit der Einheit W/m² K², lässt sich die Krümmung der Wirkungsgradgerade darstellen.

Der Wirkungsgrad ist also abhängig von der Differenz zwischen mittlerer Kollektortemperatur und Außentemperatur. Sind diese beiden Faktoren gleich, werden die thermischen Verluste null und der Kollektor erfährt sein Maximum, den optischen Wirkungsgrad η_0 , der nur durch optische Verluste begrenzt ist. Allgemein gesagt, ist der Wirkungsgrad umso besser, je größer der Konversionsfaktor und je kleiner die Wärmeverlustkoeffizienten eines Kollektors sind.

Für die anschauliche Darstellung der Gleichung (2.13) werden beispielhafte Kennwerte von Solarkollektoren der Firma *AS-Solar* [SOLAR 2010] verwendet. In Abbildung 2.9 sind die Ergebnisse der Berechnungen der Gleichung (2.13) mit den Werten aus Tabelle 2.7 dargestellt. Bei der Berechnung wurde die Strahlungstärke G mit einem Wert von 600 Wm⁻² angenommen.

Die grüne Kurve in Abbildung 2.9 kennzeichnet den einfachen Absorber, bei dem man eine deutliche Verschlechterung des Wirkungsgrades bei höherer Temperaturdifferenz ΔT zwischen mittlerer Kollektor- und Umgebungstemperatur erkennen kann. Grund dafür ist die nicht vorhandene Isolierung gegen Wärmeverluste.

Bei Kollektortypen mit besserer Isolierung und den damit zusammenhängenden geringeren thermischen Verlusten, zeigt sich ein flacherer Abfall der Kurve. Somit ist eine Anwendung auch bei hohen Arbeitstemperaturen noch effizient.

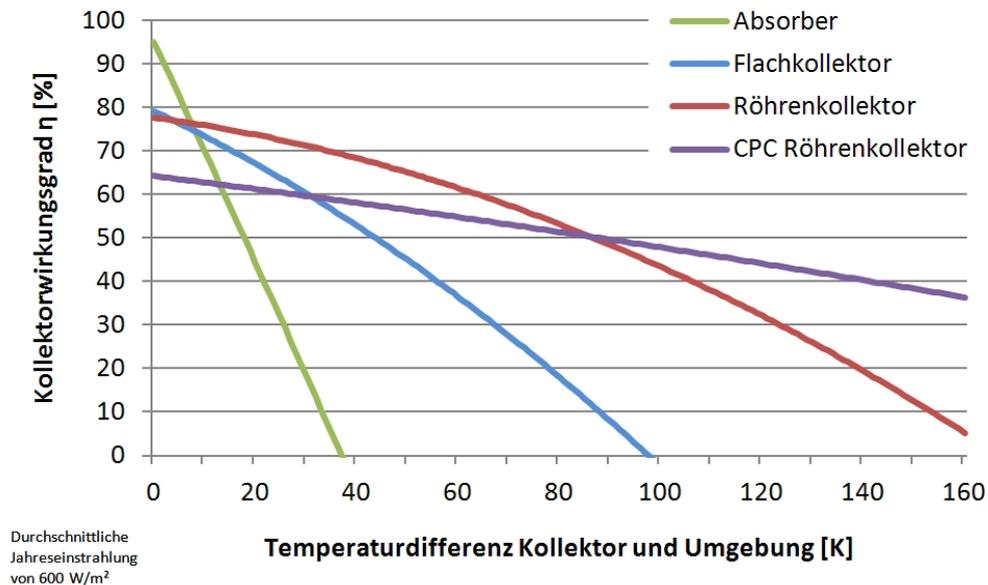


Abbildung 2.9.: Wirkungsgradkennlinien unterschiedlicher Kollektortypen

Auffallend ist die Wirkungsgradkennlinie des ausgewählten CPC- Röhrenkollektors, der auf Grund seines geringen Konversionsfaktors seinen Maximalwert bei 64,2% hat. Die Kurve ist durch den geringen quadratischen, thermischen Verlustfaktor a_2 von $0,001 \text{ W/m}^2 \text{ K}^2$ sehr flach und zeigt kaum Krümmungsverhalten. Durch dieses annähernd lineare Verhalten lässt sich die Eigenschaft, eines einigermaßen stetigen Wirkungsgrads, der CPC Vakuumröhre bestimmen.

In Abbildung 2.10 sind Wirkungsgradkennlinien von Flachkollektor (blaue Kurven) und Röhrenkollektor (rote Kurven) bei unterschiedlichen Einstrahlungswerten von 200 Wm^{-2} , 600 Wm^{-2} und 1.000 Wm^{-2} dargestellt.

Durch diese angenommenen Werte der Strahlungstärke G sollen die Wirkungsgradkurven bei einer über das Jahr verteilten Einstrahlung gezeigt werden. 200 Wm^{-2} ist dabei ein typischer Wert für einen sonnigen Wintertag. Im späten Frühling und frühen Herbst hat die Sonnenstrahlung Werte von rund 600 Wm^{-2} . Der größte Wert, 1.000 Wm^{-2} , steht für einen sonnigen Sommertag. Es zeigen sich wiederum ähnliche Ergebnisse: Bei geringer Einstrahlungstärke ergeben sich steile Kurven, die eine schnelle Ineffizienz bei erhöhtem ΔT kennzeichnen. Bei sehr hohen Werten von G zeigt sich eine Abflachung der Kurven, bei denen bei höherem ΔT nun bessere Wirkungsgrade abzulesen sind.

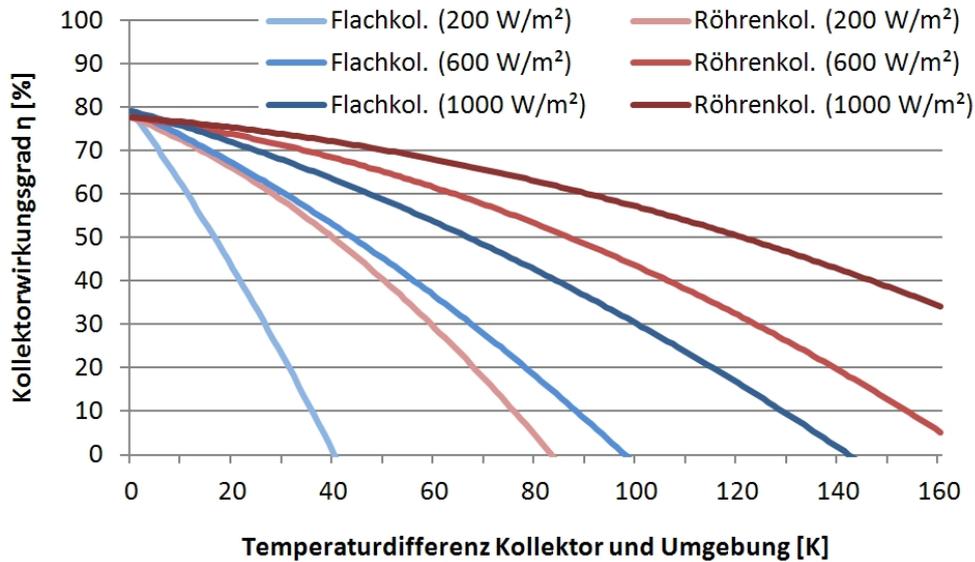


Abbildung 2.10.: Wirkungsgradkennlinien von Flachkollektor und Röhrenkollektor bei unterschiedlichen Einstrahlungswerten

Interessant ist, dass ein Röhrenkollektor bei einer Solarstrahlungstärke G von 600 Wm^{-2} effizienter ist als ein Flachkollektor bei 1.000 Wm^{-2} . Grund dafür ist auch wieder die Art der Isolierung, die beim Röhrenkollektor, im Gegensatz zum Flachkollektor, durch das Vakuum sehr kleine thermische Verlustfaktoren aufweist.

Bei der Berechnung des Kollektorwirkungsgrades spielt außerdem die Ausrichtung eine wichtige Rolle. Abhängig von der Seehöhe müssen jeweils sowohl Neigungswinkel als auch Azimutwinkel, also der einer Himmelsrichtung orientierte Horizontalwinkel, der Kollektoren berücksichtigt werden. Diese Randbedingungen werden in speziellen Korrekturfaktoren zusammengefasst und spiegeln sich in Gleichung (2.13) als Verminderung der Einstrahlung G . Bei der obigen Berechnung wurden die Korrekturfaktoren vernachlässigt, da es sich um eine allgemeine Berechnung handelt. In Tabelle 2.8 sind typische Korrekturwerte für mitteleuropäische Verhältnisse aufgelistet.

Tabelle 2.8.: Korrekturfaktoren für Neigungswinkel und Azimutwinkel nach [DRÜCK 2000]

		Winkel der Abweichung von der Südausrichtung γ								
		-90°	-60°	-40°	-20°	0°	20°	40°	60°	90°
Neigung	0°	0,810	0,810	0,810	0,810	0,810	0,810	0,810	0,810	0,810
	15°	0,799	0,855	0,883	0,902	0,911	0,909	0,895	0,872	0,813
	30°	0,787	0,881	0,927	0,962	0,976	0,972	0,952	0,913	0,830
	45°	0,763	0,881	0,940	0,981	1,00	0,997	0,971	0,926	0,820
	60°	0,718	0,848	0,909	0,953	0,978	0,977	0,952	0,905	0,786
	75°	0,646	0,777	0,805	0,865	0,887	0,890	0,883	0,846	0,724
	90°	0,542	0,655	0,682	0,692	0,706	0,725	0,749	0,736	0,631

Osten: $\gamma = -90^\circ$ Süden: $\gamma = 0^\circ$ Westen: $\gamma = 90^\circ$

2.3.4. Solarer Deckungsgrad

Der solare Deckungsgrad gibt an wie hoch der Anteil des jährlichen Wärmebedarfs ist, der durch Solarenergie gedeckt wird. Der solare Deckungsgrad berechnet sich nach Gleichung (2.14). Alle Verluste, wie z. B. Speicherverluste, Rohrleitungsverluste und Zirkulationsverluste, werden in dieser Gleichung berücksichtigt.

$$SD = 1 - \frac{\text{Zusatzheizung}}{\text{Energiebedarf}} = 1 - \frac{Q_{\text{Zusatz}}}{Q_{\text{Nutz}}} \quad (2.14)$$

2.3.5. Systemnutzungsgrad

Der Systemnutzungsgrad beschreibt die Effizienz, mit der die Strahlungsenergie der Sonne in Wärme umgesetzt wird. Dabei wird nach Gleichung (2.15) das Verhältnis von gewonnener Sonnenenergie, die aus dem Solarsystem an den Speicher abgegeben wird, zur solaren Einstrahlungssumme der Sonne auf die Kollektorfläche betrachtet.

$$SN = \frac{\text{vom Solarsystem gewonnene Energie}}{\text{auf die Kollektorfläche eingestrahelte Energie}} = \frac{Q_{\text{Solar, Speicher}}}{Q_{\text{Solar, Kollektorfläche}}} \quad (2.15)$$

Der Systemnutzungsgrad und der solare Deckungsgrad verhalten sich gegenläufig. Das bedeutet, dass eine Solaranlage mit hohem solarem Deckungsgrad einen niedrigen Systemnutzungsgrad besitzt und umgekehrt. Dieses Verhalten kann mit einem Beispiel aus [STREICHER et al. 2002] erklärt werden: Solaranlagen mit hohen jährlichen Deckungsraten benötigen relativ große Kollektorflächen, um auch in den Wintermonaten einen merkbaren solaren Ertrag zu verzeichnen. Durch eine großzügige Dimensionierung ergeben sich in den Sommermonaten jedoch Stagnationszeiten, weil dann quasi eine Überproduktion an Wärme vorhanden ist und die Energie damit nicht vollständig genutzt werden kann. Dadurch minimiert sich der Systemnutzungsfaktor. Bei der Dimensionierung einer Neuanlage muss also ein Mittelweg zwischen dem solarem Deckungsgrad und dem Systemnutzungsgrad gefunden werden. Weitere Faktoren die Einfluss auf den Systemnutzungsgrad haben sind z.B. Kollektorwirkungsgrad, Speicher-, und Rohrleitungsverluste.

2.4. Klimatologische Aspekte

Dieses folgende Unterkapitel bietet einen Exkurs in den Bereich der Klimatologie. Im späteren Verlauf der vorliegenden Arbeit werden Aussagen getätigt, dessen Grundlagen in diesem Kapitel erörtert werden. Die hier dargestellten Informationen können als Zusatzinformationen gesehen werden. Für die Endergebnisse und Schlussfolgerungen der vorliegenden Arbeit sind diese Informationen jedoch nicht zwingend erforderlich.

Die Sonne ist der wichtigste Energielieferant der Erde, ohne dem ein Leben auf unserem Planeten nicht möglich wäre. Die Erde umkreist in einer näherungsweise elliptischen Bahn in einem Jahr, was 365 Tagen entspricht, einmal die Sonne. Die Jahreszeiten ergeben sich durch eine Ekliptikschiefe (Erdneigungswinkel) von ca. $23,5^\circ$. Zusätzlich dreht sich die Erde innerhalb von 24 Stunden einmal um ihre eigene Achse, wodurch sich die Tag und Nachtzeiten definieren. In Abhängigkeit dieser Tatsachen ergibt sich, aus Sicht der Erde, der Sachverhalt, dass die Sonne im Verlauf des Jahres zu leicht veränderten Tageszeiten und verschiedenen Azimutwinkel auf- bzw. untergeht. Ebenfalls abhängig von der Jahreszeit und ferner von der Tageszeit, ist der Höhenwinkel der Sonne. Der Höhenwinkel γ berechnet sich nach [FISCHER und GILGEN 2002] aus

$$\sin \gamma = \sin \varphi \cdot \sin \delta + \cos \varphi \cdot \cos \delta \cdot \cos \eta \quad (2.16)$$

wobei φ ... Geographische Breite

δ ... Deklination der Sonne

η ... Stundenwinkel der Sonne

Die Deklination der Sonne, also der Winkel zwischen der Position der Sonne und dem Äquator, berechnet sich aus

$$\sin \delta = \sin E \cdot \sin \sigma \quad (2.17)$$

mit der Ekliptikschiefe $E = 23,4438^\circ$ und

$$\sigma = 279,93^\circ + \alpha + 1,9148^\circ \sin \alpha - 0,0795^\circ \cos \alpha + 0,0199^\circ \sin 2\alpha - 0,0016^\circ \cos 2\alpha \quad (2.18)$$

wobei $\alpha = \frac{d-1}{365} \cdot 360^\circ$ und dabei d den Tag im Jahr angibt.

Der Stundenwinkel der Sonne η beschreibt den Winkel zwischen dem Südmeridian und dem Sternmeridian. Er ist eine Funktion der wahren Sonnenzeit.

Die mit Hilfe dieser Formeln aus [FISCHER und GILGEN 2002] berechneten Werte aus Gleichung (2.16) sind in Abbildung 2.11 für jeweils den 21. Tag jedes Monats dargestellt. Sie zeigt den Verlauf der Höhenwinkel der Sonne im Verlauf eines Jahres bei einem geographischen Breitengrad von $48,2^\circ$ (für Österreich). Aus der Abbildung ist direkt ersichtlich, dass die Sonne im Sommer mit einem größeren Winkel (Juni: $65,2^\circ$) am Himmel steht als im Winter (Dezember: $18,3^\circ$).

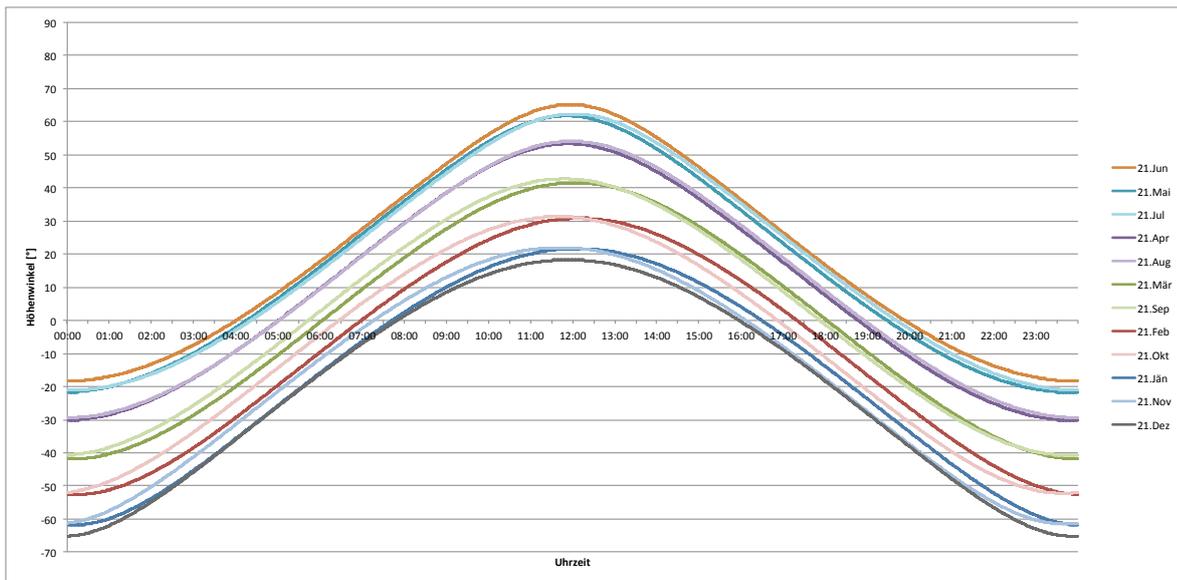


Abbildung 2.11.: Verlauf der Höhenwinkel der Sonne am 21. Tag jedes Monats für den geographischen Breitengrad von $48,2^\circ$

Durch solche Berechnungen lassen sich nachführende Solarkollektoren auf einen Neigungswinkel für den besten Solarertrag einstellen²⁰. Durch die Kenntnis des Höhenwinkels der Sonne ist es außerdem möglich fix angebrachte Solarkollektoren abhängig von Verwendungszweck in einem bestimmten Neigungswinkel auszurichten. So werden thermische Solarkollektoren zur Warmwasserbereitung für den Sommer und der Übergangszeit üblicherweise in einem Neigungswinkel von 45° aufgestellt. Systeme, die auch für Heizzwecke, also im Winter und der Übergangszeit verwendet werden, werden häufig in einem Winkel von 90° angebracht²¹. Der solare Ertrag ist im Prinzip am größten, wenn die Sonne senkrecht auf den Kollektor strahlt.

²⁰Eine weitere Möglichkeit zur Einstellung nachführender Systeme besteht darin, mittels Sensoren den hellsten Punkt am Himmel (für gewöhnlich die Sonne) zu erkennen und die Kollektoren dementsprechend auszurichten.

²¹z. B. bei einer Fassadeninstallation.

2. Grundlagen der zentralen und solaren Wärmeversorgung

Der solare Ertrag ist natürlich auch von der Sonneneinstrahlung abhängig, die je nach Jahreszeit stärker oder geringer ist. Die Sonneneinstrahlung oder Globalstrahlung besteht aus der Summe von direkter Einstrahlung und diffuser Einstrahlung. Die diffuse Einstrahlung entsteht durch Interaktion mit der Erdatmosphäre und durch Reflexionen z. B. an Wolken oder der Umgebung. Gemessen wird sie mit einem sogenanntem Pyranometer, wobei hier die Strahlungsintensität auf eine horizontale Fläche betrachtet wird. Ihre Einheit ist demnach W/m^2 . Einstrahlungswerte für unsere geographische Breite liegen zwischen 0 und $1.000 \text{ W}/\text{m}^2$. Abbildung 2.12 zeigt den durchschnittlichen Verlauf der Sonneneinstrahlung über ein Jahr. Betrachtungszeitraum für die Erstellung des Diagramms sind die Jahre 2006 – 2009. Mithilfe von historischen Stundenwerte der [ZAMG 2010] wurden für diese vier Jahre Tagesmittelwerte gebildet und diese über das Jahr aufgetragen (blaue Kurve). Die schwarze Kurve in Abbildung 2.12 zeigt eine approximierte Trendlinie.

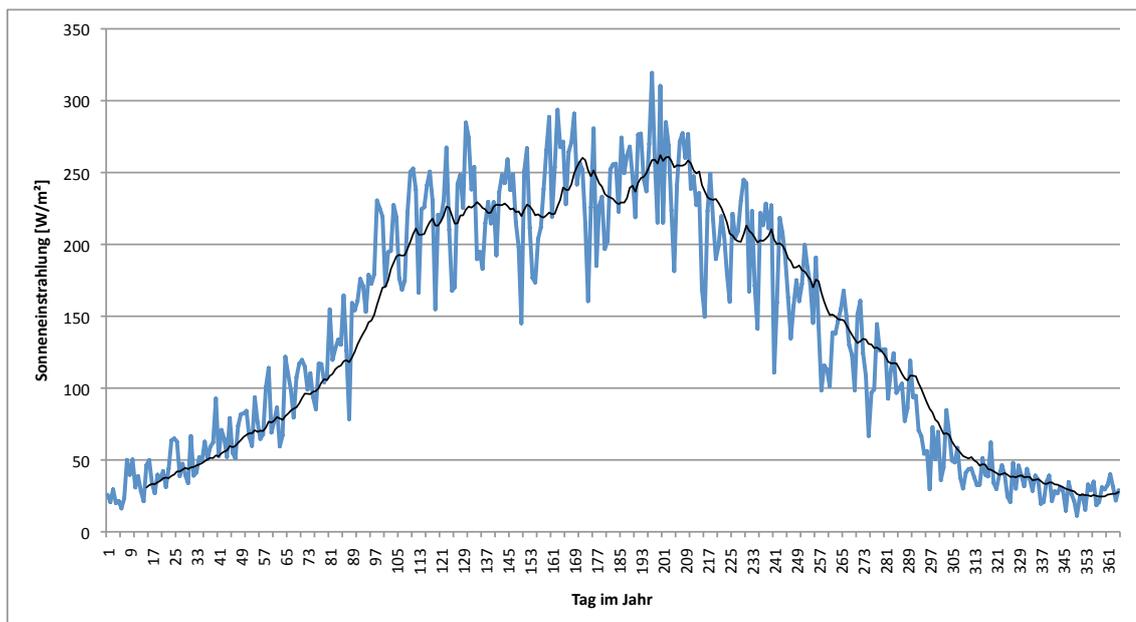


Abbildung 2.12.: Tagesmittelwerte der Sonneneinstrahlung in W/m^2 über ein Jahr aus der Betrachtung von Stundenmittelwerten der Jahre 2006 – 2009.
Erstellt aus Daten der [ZAMG 2010]

Für die Darstellung der eingestrahelten Sonnenenergie ergeben sich Werte wie in Abbildung 2.13 gezeigt wird. Der Betrachtungszeitraum liegt hier ebenfalls in den Jahren 2006 – 2009. Im Mittel ergibt sich ein Maximum im Monat Juli mit knapp

190 kWh/m² (100%). Die übrigen prozentualen Angaben ergeben sich durch herunter rechnen von diesem Wert. Demnach erreicht die Sonnenenergie ihr Minimum im Dezember mit 20,4 kWh/m² was 11 % des Wertes vom Juli entspricht. Im Frühling werden Werte von 43 % bis 89 %, im Herbst Werte von 57 % bis 15 % der maximalen Energie im Sommer erreicht. Über das ganze Jahr gesehen ergibt sich für den Standort Wien in Summe eine eingestrahlte Sonnenenergie von 1.200 kWh/m².

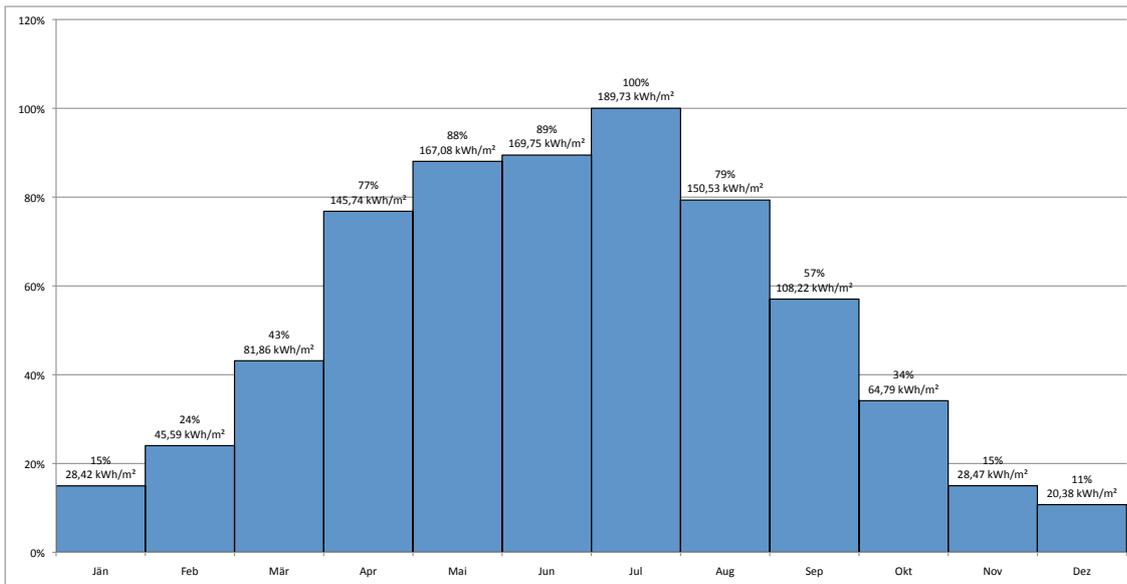


Abbildung 2.13.: Prozentuelle Darstellung von Monatsmittelwerten der Sonnenenergie in kWh/m² über ein Jahr aus der Betrachtung von Stundenmittelwerten der Jahre 2006 – 2009. Erstellt aus Daten der [ZAMG 2010]

Das Maximum bzw. Minimum der Lufttemperatur wird nach [SCHREIER 2010] wegen der thermischen Trägheit der Erde etwas verzögert, nämlich gegen Ende Juli / Anfang August bzw. Ende Jänner / Anfang Februar, erreicht.

Die außerhalb der Erdatmosphäre auf die Erde eintreffende Globalstrahlung beträgt ca. 1.350 W/m² [FRITTM 2004]. Dieser Wert wird auch als Solarkonstante bezeichnet. Die Sonneneinstrahlung auf der Erdoberfläche wird durch die Atmosphäre und dem Klima beeinflusst. Wie schon oben erwähnt berechnet sich die Sonneneinstrahlung auf der Erdoberfläche aus direkter Einstrahlung und diffuser Einstrahlung (Streustrahlung). Der diffuse Anteil ist im Allgemeinen wesentlich geringer als die direkte Anteil. Bei bewölktem Himmel dominiert die diffuse Einstrahlung. Wolken reduzieren demnach die Sonneneinstrahlung.

Der Bewölkungsgrad wird von [ZAMG 2010] dokumentiert. Die Bewölkung wird in Achtel gemessen, wobei 0/8 einen wolkenlosen Himmel und 8/8 einen vollständig bedeckten Himmel beschreibt. Für die Erstellung der Werte betrachtet ein menschlicher Beobachter den Himmel. Er denkt sich die dort befindlichen Wolken auf einen Haufen zusammengeschoben und schätzt nun wie viele Achtel des Himmels bedeckt sind [SCHREIER 2010].

Beim Vergleich der korrelierenden Tageswerte von Sonneneinstrahlung und Bewölkung ergibt sich ein Bild, wie in Abbildung 2.14 dargestellt. Hier ist der Verlauf der täglichen Durchschnittswerte von Sonneneinstrahlung und Bewölkung für die Monate Juli und August 2010 dargestellt. Man kann den groben, logischen Zusammenhang zwischen sinkender Einstrahlung (orange Kurve) bei steigender Bewölkung (graue Kurve) sehr deutlich erkennen. Das gilt im Allgemeinen jedoch nur bei einer globalen Betrachtung. [SCHREIER 2010] hat in einer Studie festgestellt, dass die Globalstrahlung durch Wolken auch kurzfristig erhöht werden kann. Das gilt dann, wenn zusätzlich zur direkten Strahlung noch eine diffuse Einstrahlung durch Streuung und Reflexionen an den Wolken erfasst wird. Dieser Effekt wird dann als Strahlungserhöhung bezeichnet. Es nimmt also bei zunehmendem Bedeckungsgrad, bei zugleich nicht verdeckter Sonne mit dem Anteil der diffusen Strahlung, auch die Globalstrahlung zu. [SCHREIER 2010] beobachtete, dass die größte Strahlungserhöhung bei einem Bedeckungsgrad von 5/8 auftreten. Diese Strahlungserhöhungen durch Wolken können auch länger als 10 Minuten andauern.

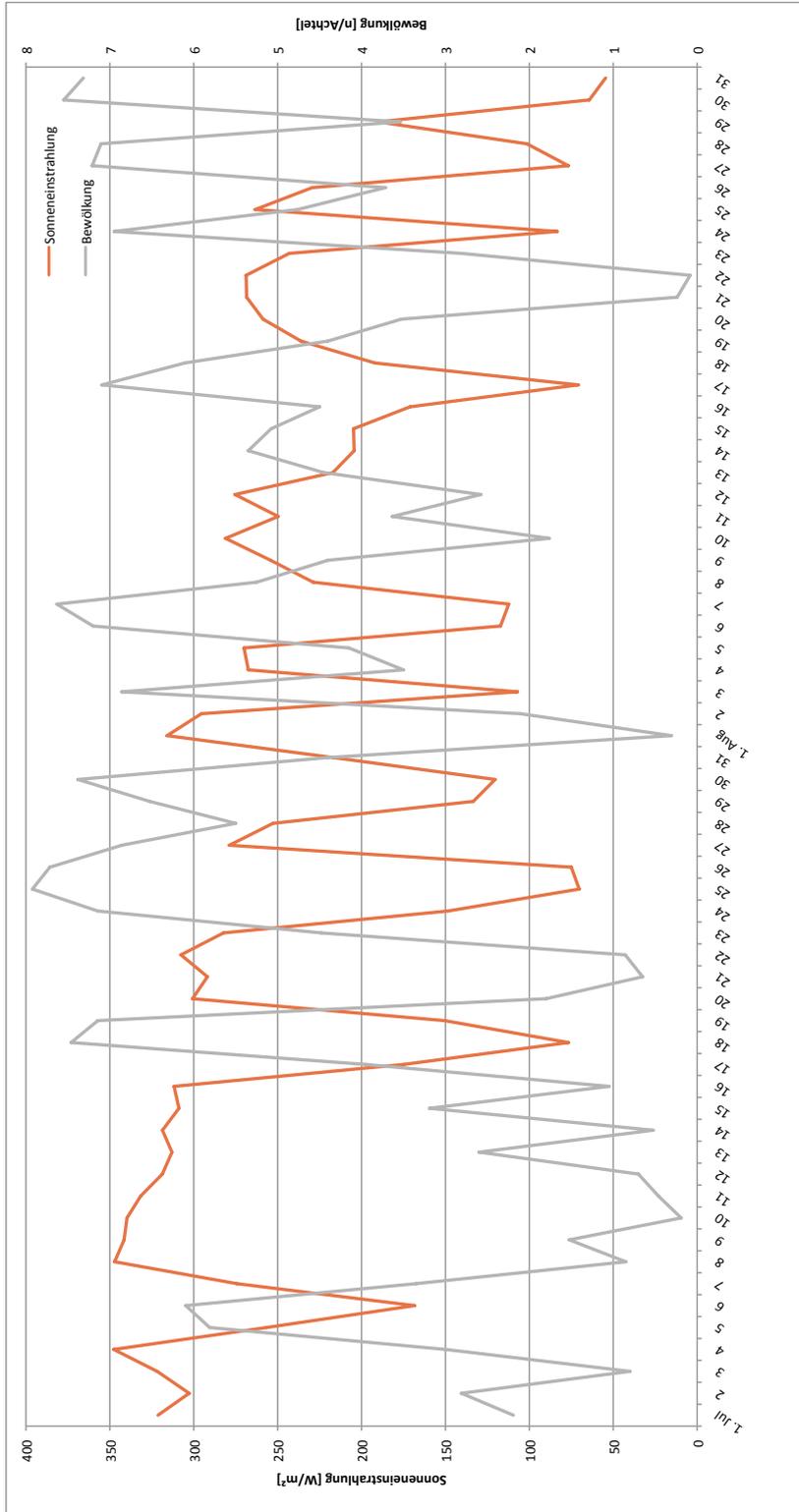


Abbildung 2.14.: Verlauf von Sonneneinstrahlung und Bewölkung in den Monaten Juli und August 2010
(Tagesdurchschnittswerte)

3. Technische Realisierung einer solaren Fernwärmeeinspeisung

Nach [HAAS et al. 2008] stellen die heutigen Solarkollektoren selbst eine ausgereifte Technologie dar. Für nützliche Wirkungsgradsteigerungen bedarf es eher gut durchdachter Systemkonzepte betreffend Wärmespeicherung, Reduktion der Wärmeverluste und Systemeinbindung.

In diesem Kapitel sollen die verschiedenen Möglichkeiten der Einbindung einer solarthermischen Anlage in ein bestehendes Wärmeverteilnetz dargestellt und untersucht werden. Man kann bei einer solchen Kombination grundlegend zwischen direkter und indirekter Einbindung unterscheiden. Während die direkte Einbindung einen unmittelbaren Eingriff in das Primär- oder Sekundärnetz des Wärmeunternehmens darstellt, kann man eine indirekte Einbindung eher als Wärmeunterstützung auffassen um die thermische Last des Wärmenetzes zu reduzieren. In Kapitel 3.2 wird die indirekte Einbindung zunächst grundlegend beschrieben, Kapitel 4 beschreibt anschließend die Details und Auswirkungen anhand einer Messanlage.

Eine weitere Möglichkeit zur Einbindung von solarthermischen Anlagen kann in Form von mehreren flächenverteilten Kleinanlagen realisiert werden. Die Summe dieser Kleinanlagen kann nach [BRAUNER 2009] als virtuelles Kraftwerk bezeichnet werden. Die einzelnen dezentralen Kleinkraftwerke decken teilweise den Wärmebedarf am Erzeugungsort und speisen überschüssige Energie in das Verteilnetz ein. Dabei kommunizieren die Anlagen untereinander und werden so geregelt, dass diese Energieerzeuger in der Gesamtheit als ein Kraftwerk gesehen werden kann.

3.1. Direkte Einbindung in das Verteilsystem

Die direkte Einbindung stellt einen unmittelbaren Eingriff in das Primär- oder Sekundärnetz dar. Der Anschluss ist hier ähnlich dem eines konventionellen Kraftwerks in das Wärmenetz. In der Regel erfolgt die Wärmeeinspeisung ohne weitere Solarspeicher, da das Wärmenetz selbst als großer Speicher gesehen werden kann. Solarthermische Großanlagen mit einer Kollektorfläche der Größenordnung von 1 ha¹ könnten einen nicht unbeträchtlichen Beitrag zur Wärmegewinnung liefern. Die Investitionskosten für solche Anlagen würden sich in einer Grundvariante nach Referenzwerten von [HAAS et al. 2008] auf knapp 4 Millionen Euro belaufen. Derartig große Anlagen sind speziell in Österreich jedoch eher unüblich. In anderen, südlicher gelegenen Ländern sind solarthermisch Anlagen dieser Größe und weit größer zwar in Betrieb, die gewonnene Wärme wird jedoch meist zur Erzeugung von Elektrizität verwendet. Kapitel 3.3 gibt einen Überblick über solarthermische Großanlagen in Österreich mit Kollektorflächen bis zu 5000m².

Im Folgenden werden die verschiedenen Möglichkeiten der direkten Einbindung in ein Wärmeverteilsystem diskutiert. Man unterscheidet zwischen Vorlaufanhebung, Rücklaufanhebung und Vorlaufeinspeisung.

3.1.1. Vorlaufanhebung

Die Vorlaufanhebung besteht darin, das Wärmeträgerfluid aus dem Vorlauf auf eine höhere Temperatur zu bringen. In Abbildung 3.1 ist ein Minimalschema dieser Art der Einbindung dargestellt: Es erfolgt eine Entnahme von- und Einspeisung in den Fernwärmeverlauf.

Aufgrund der sowieso hohen Temperaturen im Netz und der höheren Temperaturen die man zu erreichen versucht, arbeitet eine Solaranlage bei dieser Art der Einbindung mit einem geringen Wirkungsgrad. Im Verbundnetz von *Fernwärme Wien* herrschen primärseitig Temperaturen zwischen 80 und 140 °C, sekundärseitig zwischen 63 und 90 °C². Nach Gleichung (2.13)³ würde das einen Wirkungsgrad für einen Flachkollektor von 5,4 % primär und rund 40 % sekundär bedeuten. Diese Werte liegen deutlich unter dem – vergleichsweise – bestmöglichen optischen Wirkungsgrad der bei Flachkollektoren z. B. bei $\eta_0 = 79\%$ liegt.

¹1 ha = 10.000m²

²Gleitende Betriebsweise, siehe Kapitel 2.2.1.3 auf Seite 13.

³Bei einer durchschnittlichen Einstrahlung von 600 W/m², einer Aussentemperatur von 20 °C und den Werten für einen Flachkollektor aus Tabelle 2.7 auf Seite 31.

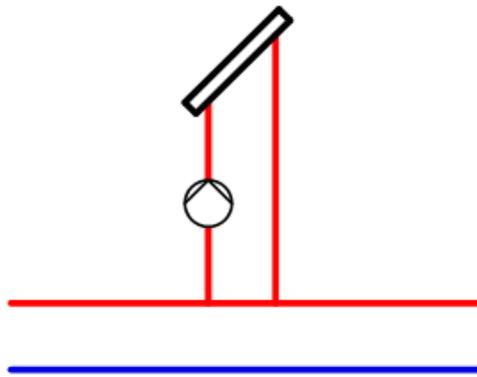


Abbildung 3.1.: Vorlaufanhebung

3.1.2. Rücklaufanhebung

Die Funktionsweise der Rücklaufanhebung beruht auf der Entnahme des Wärmeträgerfluids aus dem Fernwärmerücklauf, dessen Erwärmung und die Einspeisung zurück in den Rücklauf (Abbildung 3.2). Bei dieser Variante erreicht man theoretisch den besten Solarertrag. Da hier die Temperaturen im allgemeinen geringer sind, arbeiten Solar Kollektoren mit einem sehr günstigen Wirkungsgrad (Flachkollektor: zwischen 56 und 58 %).

Für Betreiber von Fernwärmenetzen ist diese Art der Einbindung jedoch eher kontraproduktiv, da generell versucht wird die Rücklauftemperaturen eher niedrig und konstant zu halten. Hohe Rücklauftemperaturen führen beim Einsatz von KWK-Kraftwerken als primären Wärmeerzeuger, zu einer Verminderung des Wirkungsgrades und nach Gleichung (2.7) zu einer Erhöhung des notwendigen Netzvolumenstrom, also jener Menge an Wasser, die benötigt wird um die entsprechende Wärmeleistung zu transportieren. Hohe Rücklauftemperaturen bewirken demnach eine Einschränkung der Übertragungskapazität und erhöhen die Wärmeverluste des Netzes.

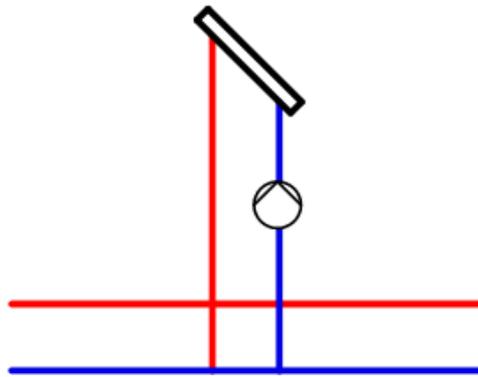


Abbildung 3.2.: Rücklaufanhebung

3.1.3. Vorlaufeinspeisung

Bei der Vorlaufeinspeisung wird das Wärmeträgerfluid aus dem Fernwärmerücklauf entnommen und erhitzt in den Vorlauf eingespeist. Abbildung 3.3 zeigt das in einem Minimalschema. Die Temperatur im Rücklauf zum primären Wärmeerzeuger wird bei der Vorlaufeinspeisung nicht beeinflusst. Für Fernwärmenetzbetreiber wäre diese Art der Einbindung dadurch sehr attraktiv. Für Flachkollektoren ergibt sich nach Gleichung (2.13) und den weiteren, bereits oben getroffenen Annahmen ein Wirkungsgrad von 51 % primär und 57,3 % sekundär.

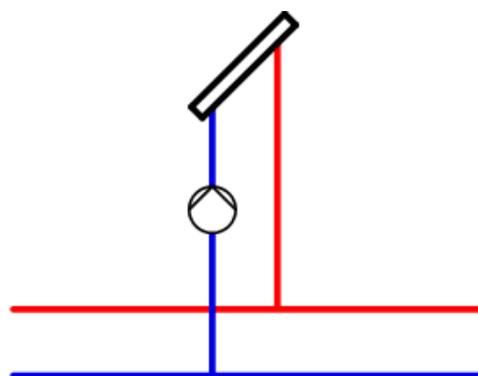


Abbildung 3.3.: Vorlaufeinspeisung

3.1. Direkte Einbindung in das Verteilsystem

In der Regel ist der Betrieb einer thermischen Solaranlage, die direkt in das Verteilsystem eingebunden ist, abhängig von der jeweiligen Temperatur im Rohr. Zu Zeiten in denen die – abgezweigte – Rücklauf- oder Vorlauftemperatur höher ist als die Kollektortemperatur ist ein Betrieb nicht sinnvoll, da Netzwärme über den Kollektor nach Außen abgegeben werden würde. Das bedeutet, dass man bei der direkten Einbindung ohne zusätzliche Maßnahmen nicht das volle Potential der Anlage ausschöpfen kann.

Abbildung 3.4 zeigt nochmals die möglichen Einbindungsarten in ein Wärmeverteilsystem. Die obere Leitung stellt das Primärnetz dar, mit einem primären Wärmeerzeuger (links) und einem größeren Verbraucher (rechts). Wie schon in Kapitel 2.2.1.2 beschrieben teilt sich das Primärnetz vom Sekundärnetz durch eine Gebietsumformerstation (GUFO). Über das Sekundärnetz werden dann weitere Verbraucher versorgt. Die Einbindungsarten sind für beide Netze schematisch dargestellt.

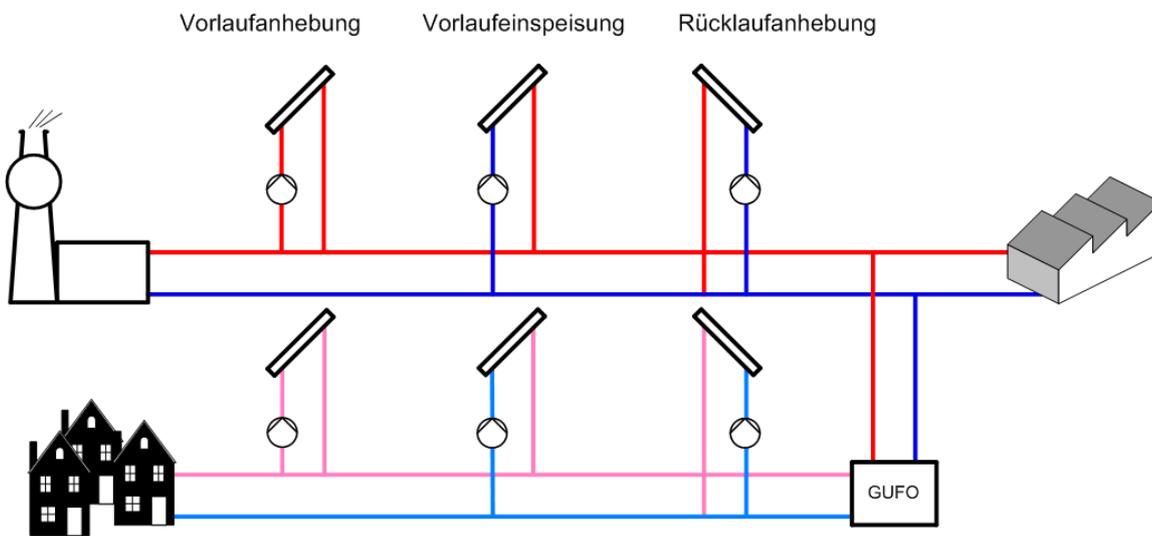


Abbildung 3.4.: Einbindungsarten in das Verteilsystem

3.2. Indirekte Einbindung in das Verbrauchersystem

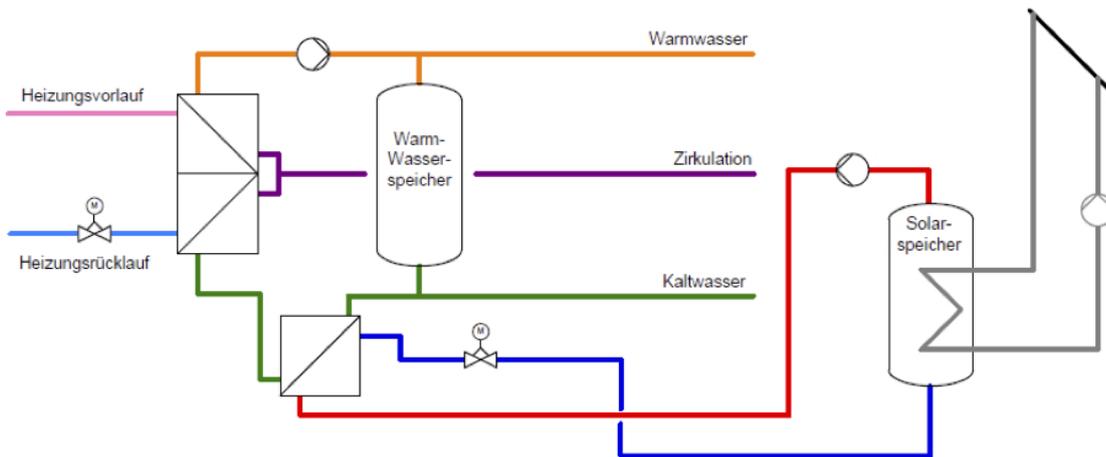
Bei der indirekten Einbindung wird die Solaranlage zur Brauchwassererwärmung und Heizungsunterstützung im hauseigenen Sekundärnetz verwendet. Ziel ist hierbei eine Kaltwasservorwärmung durch Solarenergie mit einer möglichen Nachwärmung durch das Fernwärmenetz. In Zeiten in denen die Solaranlage keinen Ertrag bringt, wird die Wärme vollständig durch das Wärmenetz bereitgestellt. Das Fernwärmeunternehmen übernimmt hier also den Part der Spitzenabdeckung zur solarthermischen Grundlast.

Die technischen Richtlinien von *Fernwärme Wien* [FWW-TR-ZT 2009] sehen bei dieser solaren Einbindung zwei Möglichkeiten in einem erweiterbaren Grundprinzip vor. Diese sind in Abbildung 3.5 dargestellt.

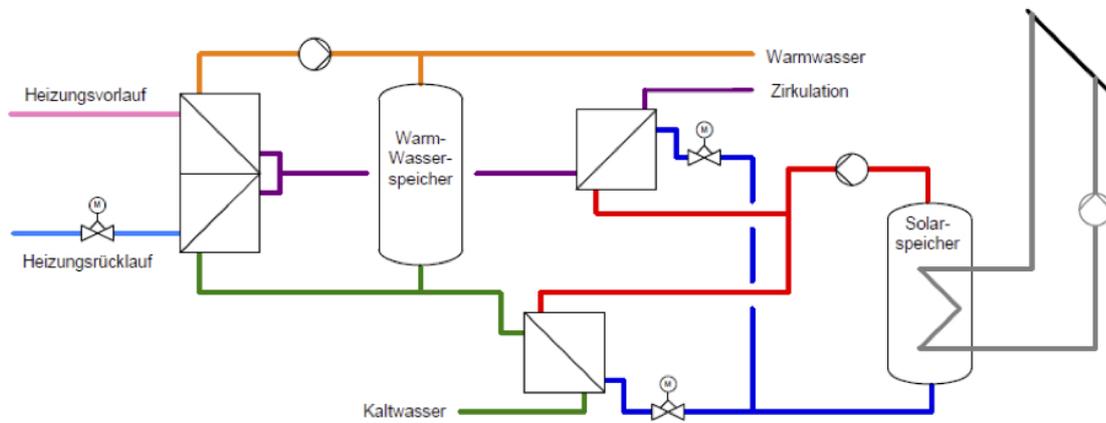
Die Unterscheidung dieser zwei grundsätzlichen Möglichkeiten bezieht sich hauptsächlich auf die solare Einbindung der Warmwasserzirkulation. Während in Abbildung 3.5a die Solareinspeisung nur für die Kaltwasservorwärmung verwendet wird und die Zirkulationstemperatur ausschließlich durch den Heizungsvorlauf des Fernwärmeunternehmens auf Temperatur gehalten wird, sieht man in Abbildung 3.5b die Möglichkeit der zusätzlichen solaren Zirkulationstemperaturerwärmung. Dafür wird der Zirkulationskreislauf und der solare Heizungskreis durch einen Wärmetauscher verbunden.

Der Vorteil der Variante der solaren Zirkulationstemperaturerwärmung liegt bei der dadurch nutzbaren Energie. Im Zirkulationsbetrieb können Verluste dann durch solar erzeugte Energie ausgeglichen werden. Die Energie wird also nicht nur für eine Vorwärmung bzw. Erwärmung des Kaltwassers verwendet, sondern auch für die Warmwasserzirkulation.

Solaranlagen, die in dieser Form zur Wärmeunterstützung verwendet werden, besitzen üblicherweise einen Solarspeicher. Die richtige Dimensionierung dieses Speichers ist für einen optimalen Betrieb der Anlage sehr wichtig. Ein zu kleiner Speicher kann den realen Solarertrag mindern, da die Solaranlage außer Betrieb geht wenn der Speicher voll geladen ist und keine Abnahme erfolgt. Dabei kann die Solaranlage auch überhitzen, das Wärmeträgerfluid gerät in einen Dampfzustand und damit in Stagnation. Andererseits wird bei einem großen Speicher die gewünschte Zieltemperatur erst später erreicht. Die Solaranlage bringt dann zwar einen großen, kontinuierlichen Ertrag, es dauert aber länger, bis man die gespeicherte Wärme nutzen kann. Abhilfe schafft hier eine sogenannte Schnellaufheizung. Dabei wird mit Hilfe von einem Drei-Wege-Ventil der Vorlauf zum



(a) Einbindung mit Kaltwasservorwärmung



(b) Einbindung mit Kaltwasservorwärmung und solarer Zirkulationstemperaturerwärmung

Abbildung 3.5.: Speicherladesystem mit Einbindung von Solarwärme [FWW-TR-ZT 2009]

Pufferspeicher so geregelt, dass ab einer bestimmten Temperatur nur das obere Drittel vom Speicher aufgeheizt wird. Damit wird die schnelle Verwendung von Wärme, in einer jedoch begrenzten Kapazität, ermöglicht. Ansonsten wird der Speicher normal, also von unten, aufgeheizt.

Abhängig von der Art der Regelung der indirekten Einspeisung, können sich suboptimale Eigenschaften für das Wärmenetz ergeben. Es kommt zwar einerseits zu einer Energieeinsparung, jedoch kann es auch bei dieser Art der Einbindung zu einer Erhöhung der Rücklauftemperatur kommen, was gerade bei großen Wärmenetzen zu einer ineffizienter Fahrweise führen kann.

3.3. Pilotanlagen österreichischer Fernwärmenetzbetreiber

In Österreich existieren schon einige Solaranlagen die in Wärmenetze eingebunden sind. Meist handelt es sich hierbei jedoch um Nahwärmenetze oder kleine Fernwärmenetze, meist in Kombination mit Biomassekraftwerken.

Der größte österreichische Fernwärmebetreiber der Solaranlagen direkt in sein Wärmenetz integriert ist *Energie Graz/Fernwärmeversorgung*. *Energie Graz* übernimmt in diesem Bereich quasi eine Vorreiterrolle.

Im Folgenden werden bereits realisierte und geplante Großanlagen wie z. B. jene bei der Grazer *UPC Arena*, am Gelände des Wasserwerk Andritz, auf den Gebäuden des Fernheizwerk Graz-Süd und der AEVG und die geplante Anlage am Dach der Welser Messehalle beschrieben⁴.

3.3.1. Grazer *UPC Arena*

Die solarthermische Anlage auf dem Grazer Fußballstation *UPC-Arena* war bei der Eröffnung 2002 die größte Solaranlage Österreichs und gilt als Vorreiterprojekt für die Fernwärmeeinspeisung. Die Kollektoren sind, mit einer Fläche von 1.407 m², auf dem Dach der anliegenden Skatinghalle montiert. Die Investitionskosten, inklusive aller Pro-

⁴Die Informationen und Werte der beschriebenen Anlagen stammen aus [SOLID 2010], [NAHWAERME.AT 2010] und [BUCAR et al. 2004]

jektnebenkosten, betragen ca. 600.000 €. Die Amortisierungszeit liegt laut [BUCAR et al. 2004] bei prognostizierten 15 Jahren.

Die Solaranlage stellt eine Direkteinspeisung in das Grazer Fernwärmenetz dar, wobei auf einen Pufferspeicher verzichtet wird. Das wirkt sich wiederum positiv auf die Reduzierung der Investitionskosten aus. Außerdem wird durch die Direkteinspeisung gewährleistet, dass der im Sommer auftretende solare Ertrag vollständig in das Fernwärmenetz abgeführt werden kann, da im Prinzip das Netz als überdimensionaler Speicher verstanden werden kann. Einzige Voraussetzung ist hierbei, dass die Kollektortemperatur höher sein muss als die Temperatur des Vorlaufs, da eine Einbindung sonst sinnfrei wäre. Die Art der direkten Einbindung ist eine Vorlaufeinspeisung, bei der das Rücklaufmedium entnommen wird, über den Wärmetauscher der Solaranlage erwärmt und anschließend in den Fernwärmeverlauf eingespeist wird.

Die Solaranlage wurde auf Basis des Contracting- Modells⁵ realisiert. Das bedeutet, dass ein Contractor mit dem Bau und der Wartung einer Solaranlage beauftragt wird. Dieser baut die Anlage auf eigene Kosten und Refinanziert sich aus dem, vertraglich gesicherten, Verkauf der gewonnenen Energie an das Fernwärmeunternehmen. Zusätzlich hat sich der Contractor an diverse, ebenfalls vertraglich bestimmten, Vorgaben zu halten, sowie unter anderem folgenden Einspeisevorgaben seitens des Fernwärmebetreibers:

- Es gelten die Technischen Richtlinien der Energie Graz
- Errichtung und Bau der Anbindung bis zu den Schnittstellen VL/RL durch den Contractor, sonstige Verrohrung durch Energie Graz
- Übergabe an einen Plattenwärmetauscher (max. 800kW)
- Messungen erfolgen über Wärmemengenzähler von Energie Graz
- Auslegungsdaten: Sommer VL/RL = 70°C/50°C
- Das Solarsystem muss so ausgelegt sein, dass im Falle des Fehlens der Wärmeabnahme kein Schaden an den Anlagenteilen auftritt
- Die Anlagedaten werden der Energie Graz laufend automatisiert zur Verfügung gestellt

⁵Das Contracting Modell wird in Kapitel 5.3.2 auf Seite 98 detailliert dargestellt.

3. Technische Realisierung einer solaren Fernwärmeeinspeisung

Der Contractingvertrag beinhaltet einen Wärmelieferungsvertrag mit einer Laufzeit von 15 Jahren, was auch der prognostizierten Amortisationszeit entspricht. Die Amortisationsbetrachtung beinhaltet auch die Kosten der Betriebsführung, Wartung, Instandhaltung und Stromkosten. Durch den Wärmelieferungsvertrag ist eine Refinanzierung über die eingespeiste Energie sichergestellt. Der Vertrag beinhaltet außerdem die Bestimmung der mietfreien Benutzung der Dachfläche, auf der die Solarkollektoren angebracht sind.

Nach anfänglicher Optimierung verzeichnete man nach den ersten zwei Betriebsjahren einen Energieertrag von 1.090 MWh⁶. Im ersten Jahr bedeutete das einen spezifischen Solarertrag von 404 kWh/(m²·a), im zweiten waren es 370 kWh/m²a.

In den Sommermonaten wird der Großteils des solare Ertrags über das Grazer Fernwärmenetz verteilt. Die im Winter eingespeiste Wärme reicht verhältnismäßig aus um den Eigenbedarf im Stadion und den anliegenden Gebäuden zu decken.

Die gemessenen Energieerträge liegen etwas unter den prognostizierten Erträgen. Diese Abweichung ist durch eine ungeplante Erhöhung der Rücklaufemperatur zu begründen. Gewünscht war eine Rücklaufemperatur von 50 °C, die realen Werte lagen jedoch um ca. 10 °C darüber.



Abbildung 3.6.: Kollektorfeld *UPC-Arena* [SOLID 2010]

⁶569 MWh im ersten Jahr. 521 MWh im zweiten Jahr

Tabelle 3.1.: Details Solaranlage *UPC-Arena*
[SOLID 2010]

Grazer <i>UPC-Arena</i>
Kollektorfläche: 1.407 m ² Ertrag: ca. 540 MWh/Jahr Inbetriebnahme: 2002 Einsatz von Großflächen-Kollektoren Direkteinspeisung ins Grazer Fernwärmenetz

3.3.2. Wasserwerk Andritz

Im Sommer 2009 wurde am Betriebsgelände des Wasserwerks Andritz in Graz eine Solargroßanlage errichtet. Ziel ist eine direkte Einspeisung ins Grazer Fernwärmenetz und Heizungsunterstützung für anliegende Bürogebäude. Die Kollektorfläche misst 3.855 m² und wurde auf dem Gelände auf einer Freifläche aufgestellt. Die Anlage verfügt über einen 64,6 m³ großen Pufferspeicher. Bis zu einer bestimmten minimalen Einspeisetemperatur wird die, aus der Solaranlage gewonnene, Energie direkt in das Grazer Fernwärmenetz eingespeist. Falls die Kollektortemperatur unter der Einspeisetemperatur liegt, wird die Energie zur Beladung des Pufferspeichers genutzt, über den anliegende Bürogebäude versorgt werden. Der prognostizierte Energieertrag der Anlage liegt bei 1.500 MWh/Jahr. Umgerechnet bedeutet das einen spezifischen Solarertrag von knapp 390 kWh/m² und Jahr.



Abbildung 3.7.: Kollektorfeld Wasserwerk Andritz [SOLID 2010]

Tabelle 3.2.: Details Solaranlage Wasserwerk Andritz [SOLID 2010]

Wasserwerk Andritz
Kollektorfläche: 3.855 m ² Ertrag: 1.500 MWh/Jahr Pufferspeicher: 64,6 m ³ Inbetriebnahme: 2009 Einsatz von Hochtemperatur-Kollektoren Direkteinspeisung ins Grazer Fernwärmenetz und Heizungsunterstützung

3.3.3. Fernheizwerk Graz-Süd / AEVG

Die derzeit größte solarthermische Anlage Mitteleuropas wurde in mehreren Bauabschnitten seit 2006 auf den Dächern des Fernheizkraftwerk Graz-Süd und der Abfall-Entsorgungs- und Verwertungs GmbH (AEVG) installiert. Im derzeitigen Ausbau hat die Kollektorfläche eine Größe von knapp 4.960 m². Im geplanten Endausbau soll die Kollektorfläche auf ca. 6.903 m² erweitert werden. Die gewonnene Solarenergie wird über eine Sammelleitung zu einer Übergabestation transportiert und von dort direkt in das Grazer Fernwärmenetz eingespeist. Der solare Energieertrag liegt bei rund 2.200 MWh/Jahr (ca. 444 kWh/m² und Jahr).



Abbildung 3.8.: Kollektorfeld Fernheizkraftwerk / AEVG [SOLID 2010]

Tabelle 3.3.: Details Solaranlage Fernheizkraftwerk und AEVG [SOLID 2010]

Fernheizkraftwerk Graz-Süd / AEVG
Kollektorfläche: 4.960 m ² Ertrag: ca. 2.200 MWh/Jahr Geplanter Endausbau: 6.903 m ² Inbetriebnahme: 2007-2008 Einsatz von Hochtemperatur-Kollektoren Direkteinspeisung ins Grazer Fernwärmenetz

3.3.4. Messehalle Wels

In Wels in Oberösterreich wurde vom *E-Werk Wels* und der dazugehörigen Firma *Mea-Solar* eine Solargroßanlage geplant.

Die geplante Anlage soll auf dem Dach der neuen Welser Messehalle installiert werden und eine Größe von 3.600 m² besitzen. Der prognostizierte Ertrag liegt bei voraussichtlich 1.620 MWh/Jahr und soll eine jährliche CO₂-Reduktion von 359.000 kg bewirken.

Tabelle 3.4.: Details Solaranlage Messehalle Wels

Messehalle Wels
Kollektorfläche: 3.600 m ² Ertrag: ca. 1.620 MWh/Jahr Inbetriebnahme: 2010 (geplant) Einsatz von Vakuumröhrenkollektoren

3. Technische Realisierung einer solaren Fernwärmeeinspeisung

4. Analyse einer Messanlage bei indirekter Einbindung

Um authentische Aussagen über das Potential der solaren Unterstützung bei Fernwärme Verbrauchern treffen zu können und um das Verhalten der Leistungen und Temperaturen Fernwärme- und Solarseitig zu analysieren, wurden bei einem Fernwärmeverbraucher, bei dem eine Solaranlage neu installiert wurde, an charakteristischen Stellen Wärmemengenzähler und Energiezähler montiert. Die Messungen an diesen Zählern bilden in Kombination mit Messwerten der ZAMG die Grundlage für die in Kapitel 4.3 ausgeführte Analyse.

In diesem Kapitel wird anfangs die Messanlage beschrieben, Detailfragen bezüglich der Solaranlage, den Verbrauchern und den Messungen samt Messtechnik geklärt und abschließend die eben erwähnte Analyse durchgeführt.

4.1. Ausgangssituation

Die Messanlage, gelegen im Südosten Wiens, stellt durch einen Fernwärmeabnehmer in Kombination mit einer thermischen Solaranlage, eine optimale Möglichkeit dar, die indirekte Einbindung in das Verbrauchersystem von *Fernwärme Wien* zu messen und zu analysieren.

Die Anlage wurde gebaut um eine Reduktion der Nutzenergie auf Fernwärme- Seite zu erreichen und um mittels Solarenergie kostengünstig und umweltschonend erzeugte Energie nutzen zu können. Durch die thermische Solaranlage ist es möglich authentische Werte für den solaren Ertrag einer Solargroßanlage im urbanen Wiener Bereich zu bekommen. Die Anlage stellt demnach eine ideale Messstation dar.

4.2. Technische Anlagendetails

4.2.1. Solaranlage

Das Kernstück der Solaranlage sind, mit einer insgesamt Fläche von 126 m^2 , die Solar Kollektoren. Die Wahl der Bauform der Kollektoren fiel wegen des gewünschten höheren Wirkungsgrades der Kollektoren und der am Dach begrenzt verfügbaren Fläche auf direkt durchflossene CPC Vakuum Röhrenkollektoren. Die Solarkollektoren sind mit einem Neigungswinkel von 45° und einer Südabweichung von $+24,5^\circ$ auf einem Flachdach montiert, wobei die einzelnen Kollektormodule zu insgesamt sieben parallelen Modulketten mit jeweils 4 seriell geschalteten Modulen zusammengestellt sind.

Der solare Pufferspeicher fasst insgesamt 5.000 Liter und ist aus zwei, in Serie geschalteten, 2.500 Liter Speichern zusammengesetzt. Diese Aufteilung ist weiters so konzipiert, dass der Verbraucherrücklauf je nach Temperatur entweder in den ersten Speicher oder in den zweiten Speicher eingespeist wird. Dadurch kann die optimale Ausnutzung der Speicher und Bereitstellung von Wärme gewährleistet werden. Durch die Größe und Aufteilung des Pufferspeichers wird demnach einerseits eine kontinuierliche Abnahme, ohne Einfluss von Temperaturspitzen ermöglicht. Außerdem kann der vollgeladene¹ Speicher über eine bestimmte Zeit Wärme bereitstellen, selbst wenn keine oder nur unzureichende Zufuhr an Wärme an den Speicher erfolgt.

Die Solaranlage funktioniert glykolfrei, als Wärmeträgerfluid wird Wasser verwendet. Ein Einfrieren der Leitungen und Kollektoren während Frostzeiten verhindert eine intelligente Regelung. Diese ist so konzipiert, dass bei Außentemperaturen von unter Null Grad Celsius und starker Bewölkung² ein ständiger Durchfluss der Verrohrung und des Kollektors mit, aus dem Pufferspeicher entnommenen, warmen Wärmeträgerfluid gewährleistet wird. Wenn es einen längeren Zeitraum zu keiner Aufwärmung durch Solarstrahlung kommt und die Wärmekapazität des Pufferspeichers erschöpft ist übernimmt ein Heizstab (3 kW_{el}) die Aufwärmung des Wärmeträgerfluids auf ein höheres Temperaturniveau, damit ein Einfrieren der Anlage verhindert wird. Erwähnenswert ist hierbei, dass das Wärmeträgerfluid, wenn es durch die Kollektoren fließt, nicht an Wärme verliert, da die Vakuumkollektoren das durch ihre Isolierung verhindern. Somit

¹Einen Speicher zu "laden" bedeutet eine Aufwärmung desselbigen. Demnach hat ein "vollgeladener" Speicher seine maximale Temperatur erreicht.

²Also während Zeiten an denen es keine oder unzureichend (Kollektor-) Aufwärmung durch Sonneneinstrahlung gibt.

ist ein Einfrieren dort nicht möglich. Anders ist dies bei der Verrohrung und den Anschlüssen der Kollektoren. Die Isolierung der Verrohrung³ verhindert ein Einfrieren nicht und somit muss gewährleistet werden, dass diese Stellen ausreichend erwärmt werden.

Der Vorteil der Vakuumisolierung des Vakuumkollektors wird bei dieser Anlage auch bei der Regelstrategie genutzt. Das Regelkonzept stammt von der deutschen Firma *Paradigma*⁴ und nennt sich “Eimerprinzip“. Dabei läuft die Solarpumpe nicht kontinuierlich, sondern in Intervallen, abhängig von der Kollektortemperatur. Im Kollektor steht das Wasser während es durch die Sonneneinstrahlung erhitzt wird. Sobald eine bestimmte Temperatur erreicht wird, wird das Wasser “abgeschöpft“ und in den oberen Bereich des Pufferspeichers geführt. Aus dem unteren Teil des Speichers fließt nun Wasser zum Kollektor und der Kreislauf beginnt von neuem. *Paradigma* sieht in diesem Prinzip eine bessere Nutzung der Solarkollektoren und optimiert nach eigenen Aussagen damit das Pufferspeicherverhalten. Außerdem soll durch das Eimerprinzip über das Jahr etwa 50 % der Pumpenlaufzeit eingespart werden.

Um einen generellen Anlagenausfall durch einen Stromausfall entgegenzuwirken, ist die gesamte Anlage an eine USV⁵ angeschlossen.

4.2.2. Verbraucher

Die Wärmeabnahme ist auf zwei Verbraucher aufgeteilt. Der erste Verbraucher hat eine Anschlussleistung von 90 kW, hier findet eine kontinuierliche Wärmeentnahme statt. Der zweite Verbraucher stellt einen realitätsnahen Verbrauch, wie er auch in einem Haushalt zu finden ist, dar. Dieser hat eine Anschlussleistung von 25 kW. Der Verbrauch ist jeweils auf Warmwasser beschränkt.

Die Verbraucher unterscheiden sich baulich durch verschiedene Rohr-Nennweiten und durch die, der Anschlussleistung entsprechenden, Wärmetauscher. In Abbildung 4.1 ist ein hydraulisches Schema dargestellt, das auf beide Verbraucher zutrifft: Grundlegend erkennt man die zwei Wärmetauscher und die jeweiligen Zu- und Rückleitungen. Die linke obere Hälfte zeigt den Fernwärmeanschluss, die linke untere Hälfte den Anschluss der Solaranlage. Das Grundprinzip des Systems ist die bereits in Kapitel 3.2 erwähnte

³Material: gewöhnlich Polyurethan-Schaumstoff (Wärmeleitfähigkeit: $\lambda = 0,04W/(mK)$ [SCHRAMMEK 2009])

⁴<http://www.paradigma.de>

⁵USV ... Unterbrechungsfreie Stromversorgung.

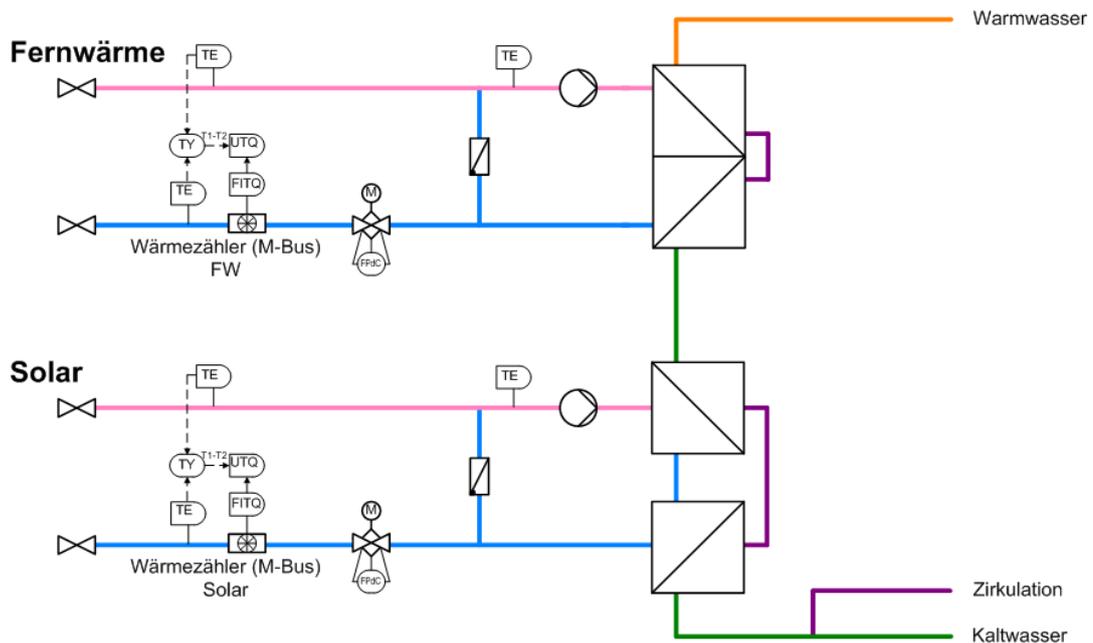


Abbildung 4.1.: Schema eines Verbrauchers der Messanlage

Kaltwasservorwärmung durch Solarenergie mit der Möglichkeit der Nachwärmung durch das Fernwärmenetz. Jedoch mit der Unterscheidung, dass die Zirkulationsbeimischung nicht über den Fernwärme-Wärmetauscher, sondern direkt über die Kaltwasserzuleitung stattfindet.

4.2.3. Messtechnik

Damit man authentische Ergebnisse über das Potential der Solaranlage erzielen kann, werden nicht nur Temperaturen, Durchflüsse und gelieferte Leistung gemessen, sondern auch jene Energie, die benötigt wird um eine Solaranlage betreiben zu können. So brauchen zum Beispiel Pumpen, Regelungen und Motorventile Energie, die für eine exakte Analyse nicht vernachlässigt werden dürfen. Aufgrund dessen wurde neben fünf Wärmemengenzählern, die Vorlauf-, Rücklauftemperatur und Durchfluss messen, auch ein Energiezähler zur Messung des Stromverbrauchs installiert.

Die Messstellen der fünf Wärmemengenzähler sind so ausgelegt, dass eine signifikante, aber auch qualitative Aussage sowohl über den solaren Ertrag der Solaranlage, als auch über die Abnahme der jeweiligen Verbraucher durch Fernwärme und solarer Wärme getroffen werden kann.

Zur Messung des solaren Ertrags der Kollektoren und der allgemeinen Betrachtung der dort herrschenden Temperaturen ist ein Wärmehähler im Solarkreis verbaut. Die vier weiteren Wärmehähler befinden sich bei den zwei Verbrauchern, jeweils einmal im Fernwärme-Zweig und einmal im Solar-Zweig. Die Wärmehähler bei den beiden Anschlüssen am Verbraucher sind übrigens auch in Abbildung 4.1 zu erkennen.

Namentlich wurden folgende Zähler verbaut:

- 2 Stück statische Wärmehähler Siemens Ultraheat 2WR5, DN20, qp 1,5m³/h
- 1 Stück statischer Wärmehähler Siemens Ultraheat 2WR5, DN20, qp 2,5m³/h
- 2 Stück ABB Ultrasonic U2500, DN25, qp 6m³/h
mit jeweils einem externen Rechenwerk ABB F4
- 1 Stück Kamstrup 382 Elektrizitätszähler

Im Wärmemengenzähler wird der Durchfluss im Rücklauf gemessen. Außerdem werden durch Temperaturfühler die Vorlauf-, und Rücklauf-temperatur gemessen. Gemäß Gleichung (2.7) berechnet sich im Rechenwerk des Wärmehählers aus den Momentanwerten von Durchfluss und Temperaturspreizung die momentane Leistung und daraus inkrementiert der Energiestand und Volumen.

Die Daten werden anschließend über M-Bus (Meter Bus), einem Feldbuskommunikationssystem für Zähler und Fernablesung zur Datenerfassung (ÖNORM EN 13757), an einen sogenannten "M-Bus Twister" gesendet. Dieser sendet die relevanten Daten über ein integriertes GSM Modem an die Datenbank-Server und damit ins Messdatenarchiv von *Fernwärme Wien*. In Abbildung 4.2 ist das eben beschriebene System des M-Bus anschaulich dargestellt.

4.3. Analyse

Der Betrachtungszeitraum der Analyse geht von Juni bis August 2010. Dieser Zeitraum war geprägt von teilweise extremen Temperaturspitzen bei Außentemperaturen bis zu 35 °C, gefolgt von Wärmegewittern und tageweise Abkühlungen mit Veränderung der Tagesdurchschnittstemperatur von 27 °C auf 18 °C⁶. Im Betrachtungszeitraum ist also so gut wie jede, für einen Sommer typische, Wettererscheinung aufgetreten, wodurch eine vielfältige Anschauung der Messdaten möglich ist. Durch Tage mit extremer Hitze, mäßiger Wärme und auch Schlechtwetter mit durchgehender Bewölkung kann man einerseits das Verhalten einer Solaranlage am jeweiligen Tag betrachten, andererseits zeigt ein solch abwechslungsreiches Wetter die Wetterabhängigkeit einer Solaranlage auf.

Die in diesem Unterkapitel getätigten Aussagen über den Verbrauch der untersuchten Einrichtung beziehen sich auf den Bezug von Warmwasser im Sommerbetrieb. Des weiteren soll hier noch einmal erwähnt werden, dass die folgende Analyse eventuell eine Grundlage für eine mögliche Optimierung der Anlage darstellt, in dieser Arbeit stehen jedoch die Informationen über die Messdaten der Solaranlage und das Verhalten des Fernwärmeseitigen Anschlusses im Vordergrund.

4.3.1. Wärmeerzeugung

Der Ertrag einer thermischen Solaranlage ist abhängig von der Größe der Anlage, dem Wärmeabtransport vom Kollektor in einen Speicher, bzw. zu einem Verbraucher und natürlich von der Sonneneinstrahlung, welche wiederum abhängig von Bewölkung und Jahreszeit ist. Der Verlauf der täglichen Durchschnittswerte von Sonneneinstrahlung und Bewölkung für die Monate Juli und August 2010 ist auf Seite 41 in Abbildung 2.14 dargestellt. Den Zusammenhang zwischen sinkender Einstrahlung bei steigender Bewölkung kann man im Allgemeinen gut nachvollziehen. Nach [SCHREIER 2010] kommt es jedoch bei kurzzeitig leichter Bewölkung zu stärkeren Solarstrahlungen als bei wolkenlosem Himmel, da die diffuse Strahlung durch die Wolken verstärkt wird.

Bei der Betrachtung des Kollektorkreises ergeben sich wie in Abbildung 4.3 dargestellt drei unterschiedliche Fälle: Tage mit sichtbar gutem Solarertrag, Tage mit schlechtem Solarertrag und Tage an denen der Kollektorkreis überhitzt.

Man sieht 3 Diagramme für die angesprochenen Fälle, wobei jeweils der Verlauf der Momentanleistung (grüne Kurve), Vorlauftemperatur (rote Kurve) und Rücklauftemperatur

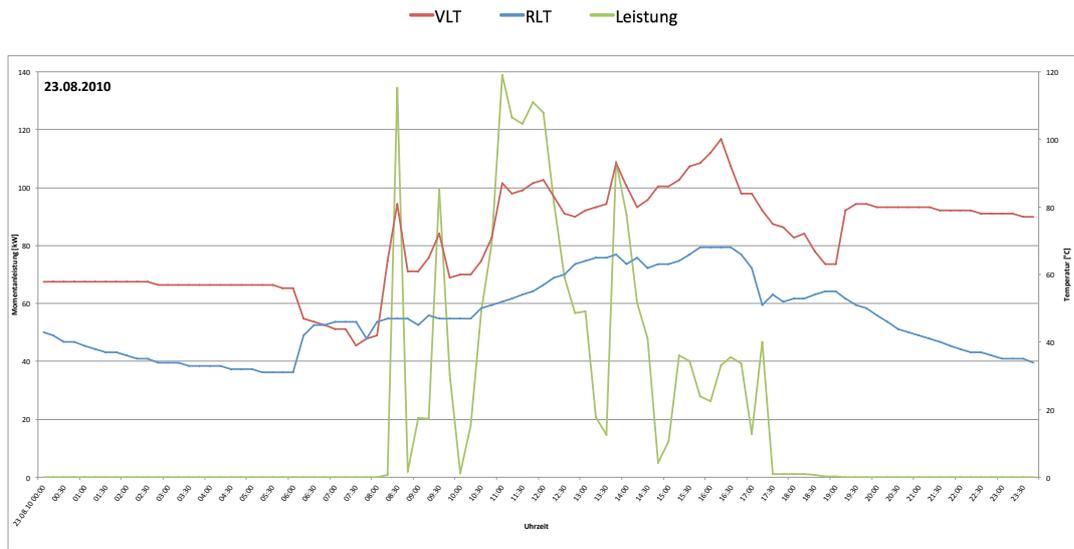
⁶z. B. 17.07 auf 18.07.10 oder 23.07 auf 24.07.10, nach [ZAMG 2010].

(blaue Kurve) in 15 Minuten-Werten aufgetragen ist. Speziell ist beim Leistungsverlauf darauf hinzuweisen, dass der Grund für die einzelnen Leistungsspitzen das in Kapitel 4.2.1 erwähnte “Eimerprinzip“ ist, bei dem das Wärmeträgerfluid im Vakuumröhrenkollektor stehend auf Temperatur gebracht und dann in den Speicher gepumpt wird. Bei der Verwendung von Flachkollektoren würde die Leistungskurve einen kontinuierlichen Verlauf darstellen, da dann die Solarpumpe auch kontinuierlich (und eventuell drehzahl-geregt) läuft und nicht wie hier beim Eimerprinzip in bestimmten Intervallen.

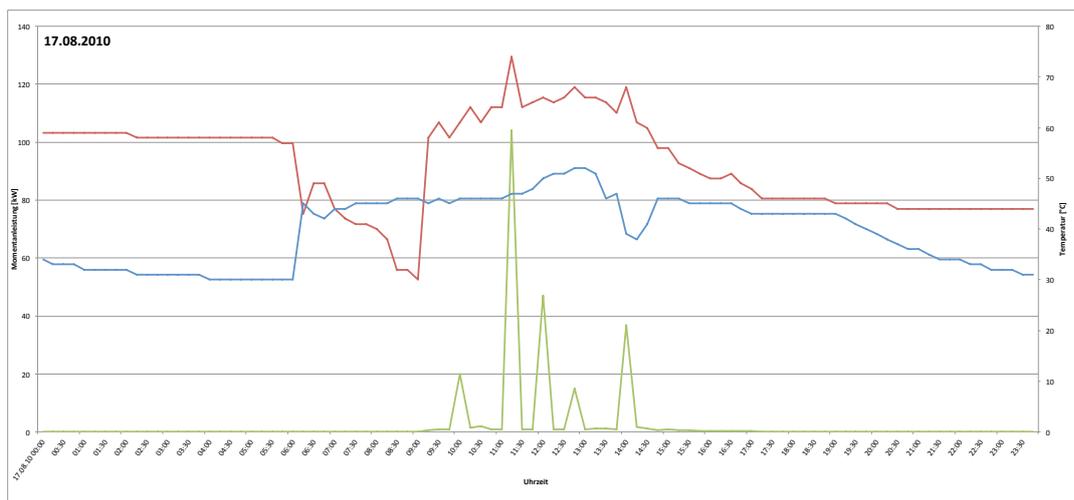
Das oberste Diagramm (Abbildung 4.3a) zeigt den Verlauf am 23.08.2010, einem Tag mit gutem Solarertrag. Die Tagesdurchschnittstemperatur lag bei $24,2^{\circ}\text{C}$ bei einer durchschnittlichen Sonneneinstrahlung von 243 W/m^2 . An diesem Tag produzierte die Solaranlage 392 kWh an Wärme. Im Diagramm sieht man, dass die Solaranlage den ganzen Tag über in Betrieb war und man erkennt bei den Leistungsspitzen die erhöhte Spreizung im Temperaturverlauf zwischen Vorlauf- und Rücklauf-temperatur. Insgesamt blieb die Temperatur jedoch in einem Bereich zwischen 40°C und knapp 100°C . Die negative Temperaturdifferenz zwischen Vorlauf- und Rücklauf-temperatur in der Früh ergibt sich durch das “Durchspülen“ der Anlage, wobei das Wasser aus dem kalten Rücklauf in den Vorlauf geschoben wird und damit Wasser aus dem Speicher in den Rücklauf nachkommt.

Ein typischer Tag an dem ein nur sehr geringer solarer Ertrag erzielt wurde ist z. B. der 17.08.2010. Der Verlauf der Kurven ist in Abbildung 4.3b dargestellt. Im Vergleich zum oberen Diagramm sind hier verminderte Leistungsspitzen erkennbar. Das Eimerprinzip kann selbst bei geringer Sonneneinstrahlung (Tagesdurchschnitt $70,8\text{ W/m}^2$) angewendet werden. Am besagten Tag lag der solare Ertrag bei 36 kWh . Durch den Einsatz der konzentrierenden CPC Vakuumröhrenkollektoren gelingt es selbst bei geringer Solarstrahlung die erforderliche Temperatur zu erreichen, dies ist jedoch seltener der Fall. Die Vorlauf- und Rücklauf-temperaturen lagen im Bereich zwischen 30°C und 75°C und damit auch sichtbar niedriger als beim oberen Diagramm.

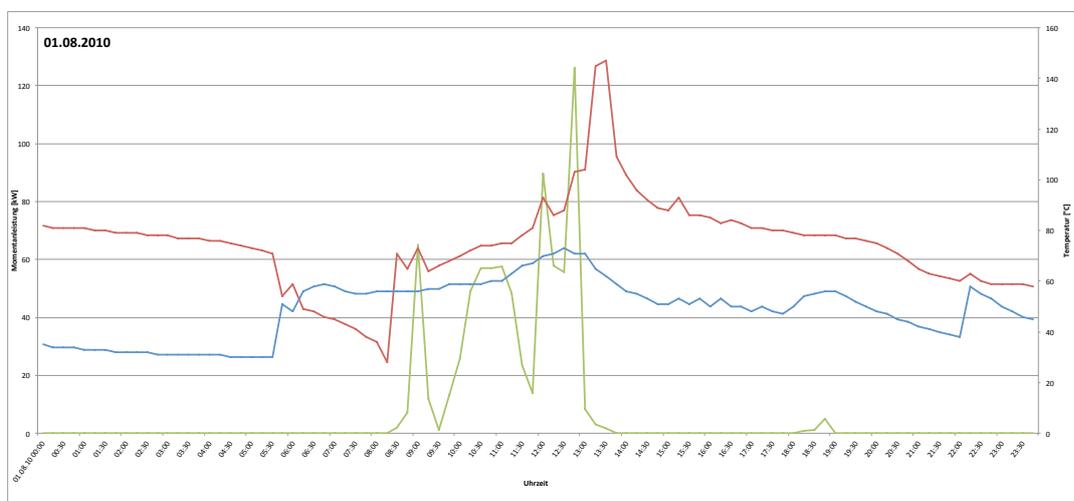
Das letzte Diagramm (Abbildung 4.3c) zeigt den Verlauf von Momentanleistung, Vorlauf- und Rücklauf-temperatur am 01.08.2010. Die Solaranlage brachte an diesem Tag einen Ertrag von 196 kWh bei einer durchschnittlichen Sonneneinstrahlung von $315,9\text{ W/m}^2$. An diesem Tag konnte die produzierte Wärme nicht vollständig abgeführt werden. Zur Mittagszeit erreichte die Vorlauf-temperatur ein Maximum von bis zu 150°C und die Anlage überhitzte. Der Grund dieses Verhaltens wird im folgenden Kapitel “Wärmespeicherung“ thematisiert.



(a) Guter Solarertrag (23.08.10)



(b) Schlechter Solarertrag (17.08.10)



(c) Überhitzung im Kollektorkreis (01.08.10)

Abbildung 4.3.: Kollektorkreis: Leistung (grün), VLT (rot), RLT (blau)

4.3.2. Wärmespeicherung

Die Speicher haben in der derzeitigen Form mit 5m^3 nur eine Pufferwirkung damit Leistungsspitzen geglättet werden und ein kontinuierlicher Verbrauch gewährleistet werden kann. Eine Langzeitspeicherung ist nicht vorgesehen.

Im betrachteten Zeitraum konnte an manchen Tagen nicht der volle solare Ertrag "aufgefangen" werden. Die produzierte Wärme konnte nicht abgeführt werden, weil der Pufferspeicher voll geladen war. Es kommt in so einem Fall zu einer enormen Hitzeentwicklung auf den selektiv beschichteten Kollektorflächen, woraufhin der Kollektor überhitzt. Das Wärmeträgerfluid ändert seinen Aggregatzustand und wird dampfförmig. Die Anlage geht außer Betrieb und kann erst wieder anfahren, wenn sich die Temperatur gesenkt hat.

Dieses Verhalten zeigt die Dualität von solarem Deckungsgrad und dem Systemnutzungsgrad. Die Kollektorfläche ist darauf ausgelegt, dass auch in der Übergangszeit ein brauchbarer solarer Ertrag erzielt werden kann, man erreicht dadurch einen hohen solaren Deckungsgrad. Das geht jedoch nur zulasten des Systemwirkungsgrads, da durch die Größe der Kollektorfläche im Sommer mehr Energie erzeugt wird, als abgeführt werden kann.

4.3.3. Verbrauch von Energie

Der durchschnittliche Gesamtenergieverbrauch der Einrichtung beträgt an Werktagen ca. 450 kWh pro Tag, am Wochenende durchschnittlich 350 kWh pro Tag. Die zwei unterschiedlichen Verbraucher stehen bei der konsumierten Menge im Verhältnis $1:5$, wobei auf den größeren Verbraucher eine Energie von 350 kWh , auf den kleineren 70 kWh pro Tag⁷ fällt.

In weiterer Folge wird auf die Trennung der beiden Verbraucher verzichtet⁸, es wird jedoch zwischen dem Verbrauch von solarerzeugter Wärme und Fernwärme unterschieden. Das Verhältnis zwischen solarem Verbrauch und dem der bezogenen Wärme von *Fernwärme Wien* liegt zwischen $1:1,22$ und $1:1,7$. In Zahlen bedeutet dies einen solarseitigen Energieverbrauch von 190 kWh mit einer erforderlichen Nachwärmung durch das Fernwärmenetz von 270 kWh im Durchschnitt pro Tag.

⁷Im Durchschnitt über eine ganze Woche, also 7 Tage.

⁸Ausgenommen von der Trennung sind hierbei die nachfolgenden Diagramme der Tagesverläufe. Aufgrund der besseren Darstellmöglichkeit sind die Kurven jeweils auf den kleineren Verbraucher bezogen.

Im Juli waren die solar- und fernwärmeseitigen Regelungen derart eingestellt, dass beim Wärmeverbrauch ein Mischbetrieb möglich war. Die solare Wärme nahm dadurch die Rolle der reinen Vorwärmung ein. Eine Wärmeabgabe von Solaranlage und Fernwärmenetz erfolgte also parallel⁹.

Anfang August wurde die Regelung soweit adaptiert, dass der solaren Seite Vorrang geboten wurde. Das bedeutet, dass die für die Warmwasserbereitung benötigte Energie – wenn möglich – ausschließlich von der Solaranlage stammt, sofern solar erzeugte Wärme verfügbar ist. Reicht die zur Verfügung stehende Wärme nicht aus, erfolgt ein Mischbetrieb bzw. ein reiner Fernwärmebetrieb.

Durch diese unterschiedlichen Einstellungen der Regelung kann man das Verhalten der Anlage anhand der Tageswerte gut analysieren, da für Fernwärmenetzbetreiber bei einer solchen Anlage nicht alleine die fernwärmeseitig eingesparte Energie, sondern vor allem die Rücklauftemperaturen des Fernwärmenetzes von Bedeutung sind.

Um das Verhalten bei unterschiedlichen Wetterbegebenheiten besser vergleichen zu können, sollen im Folgenden ausgewählte Zeitspannen gegenübergestellt werden. Hierfür bieten sich Tage bei mäßiger Wärme mit kontinuierlichem, über den ganze Tag verteilten Solarertrag und stark bewölkte Tage mit sehr geringem Solarertrag an.

4.3.3.1. Tage mit gutem solaren Ertrag

Die Analyse von Tagen, an denen viel Solarenergie gewonnen wurde, zeigen jeweils ein ähnliches Bild. Der am Vortag gewonnene solare Ertrag reicht meist bis in die späten Abendstunden. In der Nacht bzw. den Morgenstunden kommt es dann zu reinem Verbrauch von Fernwärme. Der solare Pufferspeicher wird am Vormittag geladen, sodass zwischen 10:00 und 12:00 reichlich Wärme bereitsteht. Abbildung 4.4 zeigt Diagramme für zwei Tage mit viel solarem Ertrag, dem 07.07 und 23.08.10. Dargestellt sind die Momentanleistung am fernwärmeseitigen Wärmetauscher (grün), die Momentanleistung am solarseitigem Wärmetauscher (orange), Vorlauf- und Rücklauf-temperatur fernwärmeseitig (rot/blau) und Vorlauf- und Rücklauf-temperatur solarseitig (violett/türkis). Diese Farbcodierung ist für die Abbildungen 4.5 und 4.6 ident (siehe jeweilige Legende).

⁹Sofern die Solaranlage die nötige Wärme produziert bzw. der Pufferspeicher genügend Energie gespeichert hat.

Die in weiterer Folge angesprochenen unterschiedlichen Tageswerte von Sonneneinstrahlung, Ertrag und Gesamtverbrauch der Anlage finden sich in Tabelle 4.1 in Kapitel 4.3.4. Demnach lag der solare Ertrag der gesamten Anlage an den beiden angesprochenen Tagen zwischen 370- 390 kWh. Auch die Sonneneinstrahlung hat ähnliche Werte zwischen 243- 247 W/m². Die Messdaten der beiden Tage unterscheiden sich jedoch auf Grund der verwendeten Regelstrategien. Während im Juli die Regelung auf Mischbetrieb zwischen Fernwärme und solarer Wärme eingestellt war, wurde sie im August ein solarer Vorrangbetrieb adaptiert. Die Messdaten zeigen hier grobe Unterschiede im Bereich des Verbrauchs und der Temperaturen.

Abbildung 4.4a zeigt nun den Verbrauch im Vorrangbetrieb für den 23.08.2010. Man sieht hier deutlich, dass ab ca. 10:30 der solare Ertrag ausreicht, um diesen Verbraucher den übrigen Tag mit Energie zu versorgen, ohne auf zusätzliche Wärme von *Fernwärme Wien* zurückzugreifen. Die Temperaturen zeigen typische Verläufe. Besonders gut erkennt man die sich annähernden, fast negativ exponentiell verlaufenden Temperaturkurven der fernwärmeseitigen Vorlauf- und Rücklaufemperatur.

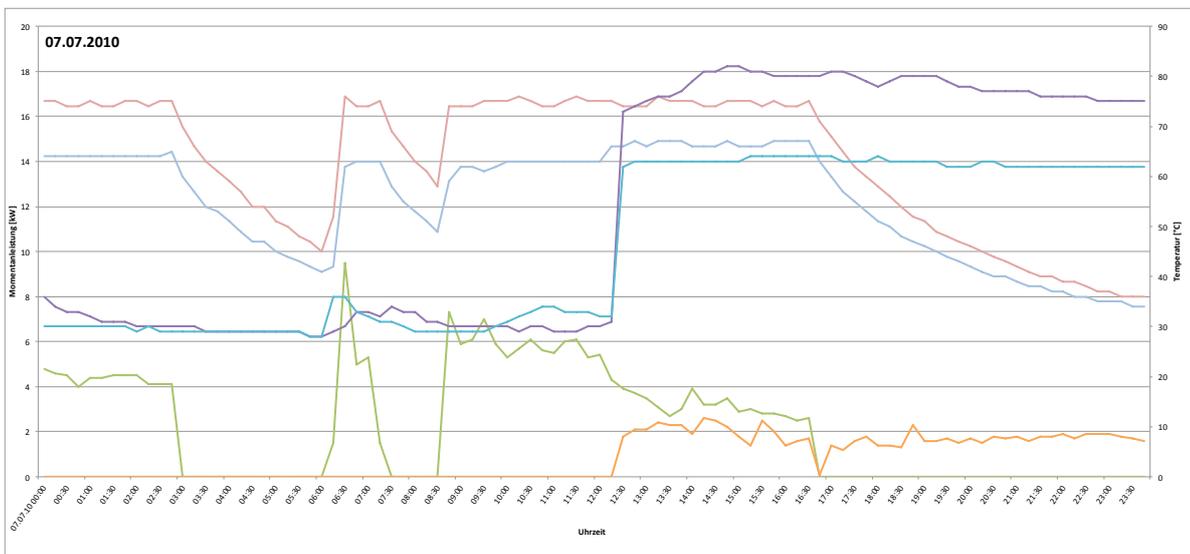
Den Mischbetrieb erkennt man in Abbildung 4.4b. Zwischen 12:00 und 17:00 gibt es eine gleichzeitige Wärmeabnahme von solarer und Fernwärme. In den Stunden davor herrscht ein reiner Verbrauch von Fernwärme. Die Leistung – fernwärmeseitig – nimmt ab dem Beginn des Mischbetriebs um 12:00 um knapp 50 % ab.

Den Verbrauch der gesamten Anlage, also unter Berücksichtigung beider Verbraucher, kann man solar- und fernwärmeseitig aufteilen. Die Auswertung des 07.07 und 23.08.2010 zeigen auch in Zahlen wesentliche Unterschiede in den Verbrauchseigenschaften, obwohl die Tage von Sonneneinstrahlung und erzieltm solarem Ertrag ziemlich ähnlich sind.

Im Mischbetrieb (07.07.10) gab es fernwärmeseitig einen Tagesverbrauch von 328 kWh, solarseitig waren es 223 kWh. Es wurde also trotz der hohen solaren Erträge insgesamt mehr Energie aus Fernwärme bezogen, als durch solar gewonnene Wärme. Durch die Optimierung in den solaren Vorrangbetrieb konnte der Verbrauch derart beeinflusst werden, dass am betrachteten Tag (23.08.10) insgesamt mehr Wärme aus Solarenergie (305 kWh) bezogen wurde als über Fernwärme (259 kWh).



(a) Verbrauch bei gutem Solarertrag: Vorrangbetrieb (23.08.10)



(b) Verbrauch bei gutem Solarertrag: Mischbetrieb (07.07.10)

Abbildung 4.4.: Fernwärme- und solarseitiger Tagesverbrauch: Tage mit gutem Solarertrag

4. Analyse einer Messanlage bei indirekter Einbindung

Die oben angesprochenen Auswirkungen des Mischbetriebs erkennt man noch deutlicher anhand der Kurven vom 15.07.2010 – dargestellt in Abbildung 4.5. An diesem Tag konnte man von 10:30 bis 19:00 einen Mischbetrieb verzeichnen. Wieder erkennt man hier den gleichzeitigen fernwärmeseitigen Leistungseinbruch um knapp die Hälfte. Das bedeutet wieder eine Energieeinsparung seitens der Fernwärme, die jedoch geringer ausfällt als beim solaren Vorrangbetrieb. Interessanter in dieser Betrachtung ist der Verlauf von Vorlauf- und Rücklauf temperatur am fernwärmeseitigen Wärmetauscher. Die Vorlauf temperatur beträgt bei reinem Fernwärmebetrieb durchschnittlich etwa 74 °C, die Rücklauf temperatur liegt bei durchschnittlich 63 °C. Es ergibt sich eine Temperaturdifferenz ($T_{VL} - T_{RL}$) von 10 bis 12 K. Während des Mischbetriebs verändert sich die fernwärmeseitige Vorlauf temperatur logischerweise nicht wesentlich. Die Rücklauf temperatur erhöht sich jedoch auf durchschnittlich 67 °C. Der Grund dafür liegt bei der solaren Vorwärmung, bei der das aufzuwärmende Medium auf ein höheres Temperaturniveau gebracht wird und dadurch am fernwärmeseitigen Wärmetauscher weniger Wärme abgegeben wird. Die Temperaturspreizung ($T_{VL} - T_{RL}$) reduziert sich damit auf 6 bis 8 K. Der Leistungseinbruch im Mischbetrieb ergibt sich demnach aus der höheren Rücklauf temperatur und der damit geringeren Spreizung.

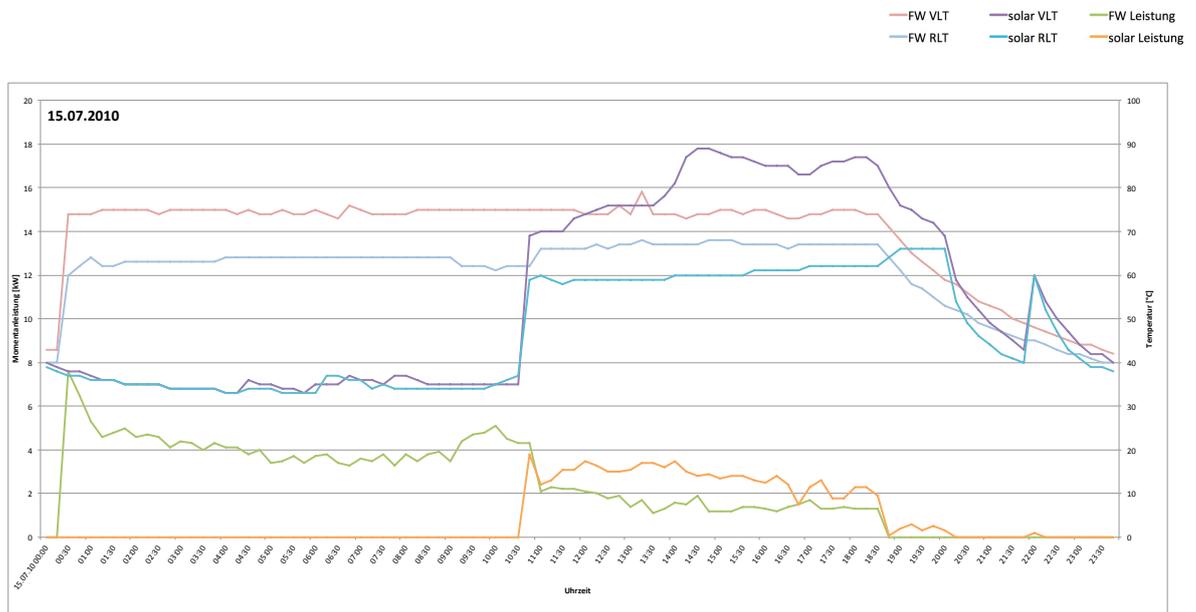


Abbildung 4.5.: Fernwärme- und solarseitiger Tagesverbrauch im Mischbetrieb (15.07.10)

Im Gegensatz zum solaren Vorrangbetrieb kommt es also beim Mischbetrieb zu einer Rücklauf Temperaturerhöhung im Fernwärmenetz. Bei Wärmenetzen, die primär durch KWK- Kraftwerke gespeist werden, so wie es auch beim Wärmenetz von *Fernwärme Wien* der Fall ist, kommt es infolge der höheren Rücklauf Temperatur zu einer unwirtschaftlichen Fahrweise. Bei dieser Art von Wärmenetzen sollte die Rücklauf Temperatur so stark wie möglich abgesenkt werden. Durch die erhöhte Rücklauf Temperatur und der damit entstehenden geringeren Temperaturspreizung, wird für die Bereitstellung der selben Leistung eine größere Wassermenge benötigt und damit steigt auch der Pumpaufwand im Netz.

4.3.3.2. Tage mit geringem solaren Ertrag¹⁰

Als Beispiel für einen bewölkten Tag ohne wesentlich großen solaren Ertrag kann der 17.08.2010 herangezogen werden. Bei einem Bewölkungsgrad von 7/Achtel brachte die Solaranlage einen geringen Ertrag von 36 kWh. In Abbildung 4.6 ist der Tagesverlauf von Momentanleistung, Vorlauf- und Rücklauf Temperaturen – fernwärme- und solarseitig – dargestellt. Die Regelung funktioniert hier nach dem solaren Vorrangprinzip, welches in diesem Fall jedoch vernachlässigt werden kann, da für den dargestellten Verbraucher zu wenig solare Wärme vorhanden ist. Das Diagramm zeigt demnach praktisch das Verhalten eines reinen Betriebs durch Fernwärme. Zu erkennen ist wiederum die Leistungsveränderung bei Wärmeabnahme mit den zugehörigen Temperatursprüngen und -abflachungen. Bei konstanter Abnahme ergibt sich eine Spreizung von ca. 13 K. Die Vorlauf- bzw. Rücklauf Temperatur beträgt wie auch schon oben erwähnt bei reiner Fernwärmeezapfung durchschnittlich 75 °C bzw. 62 °C.

Bei der Betrachtung der gesamten Anlage, also unter Berücksichtigung beider Verbraucher, ergibt sich im Verbrauch zwischen solarer Wärme und Fernwärme ein Verhältnis von 1 : 6,5. An Tagen mit geringem solaren Ertrag wird also mit 409 kWh sechs bis sieben mal so viel Energie aus Fernwärme bezogen als durch solare Wärme (84 kWh)¹¹. Das am besagten Tag solarseitig insgesamt mehr Wärme verbraucht wurde, als die Solaranlage an Ertrag hatte, liegt daran, dass die am Vortag gespeicherte Energie oft in den nächsten Tag hineinwirkt. Normalerweise gleichen sich die Werte bei der Betrachtung mehrerer Tage aus. An Tagen mit geringem solaren Ertrag ist das nicht der Fall.

¹⁰Für die Definition "Tage mit geringem solaren Ertrag" werden Tage in Betracht gezogen an denen die Sonneneinstrahlung im Durchschnitt Werte von $0 < x < 100 \text{ W/m}^2$ und die Solaranlage einen Ertrag von $0 < y < 100 \text{ kWh}$ einbrachte.

¹¹Die Beispielergebnisse stammen vom 17.08.2010 für einen Tag mit geringem solaren Ertrag.

4. Analyse einer Messanlage bei indirekter Einbindung



Abbildung 4.6.: Fernwärme- und solarseitiger Tagesverbrauch bei schlechtem Solarertrag (17.07.10)

4.3.4. Fazit

Die Messungen über den betrachteten Zeitraum von Juli bis August 2010 gaben die Möglichkeit für eine hinreichende Analyse des Verhaltens der Solaranlage und des damit verbundenen Verbrauchs. Eine Langzeitanalyse über ein ganzes Jahr oder der Vergleich mehrere Jahre würde eine stetige Optimierung der Solaranlage ermöglichen.

In der vorliegenden Arbeit lag der Fokus bei der Analyse der bestehenden Anlage bezüglich des Verhaltens bei unterschiedlichem Einstrahlungsgrad und der Beobachtung der Aufteilung des Verbrauchs zwischen solarer Wärme und Fernwärme, sowie dem Verhalten der jeweiligen Temperaturen, Durchflüsse und Leistungen. Ein Vergleich hat gezeigt, dass man anhand von beispielhaften Tageswerten Rückschlüsse auf die Gesamtheit ziehen kann¹². Es hat sich außerdem gezeigt, dass eine angemessene Effizienz von solchen bivalenten Anlagen nicht allein durch den Bau und die Inbetriebnahme erreicht werden kann. Eine Solaranlage sollte laufend optimiert und angepasst werden, um diese so effizient wie möglich betreiben zu können.

¹²Gilt für den Sommerbetrieb.

Der Sommer 2010 verlief vom Wetter und den Temperaturen her hervorragend. Dadurch ergaben sich exemplarische Messwerte für den typischen Solarertrag einer Solaranlage. Der solare Energiegewinn konnte einigermaßen gut abgeführt werden. Hier sei wieder auf die Dualität zwischen solarem Deckungsgrad und Systemnutzungsfaktor hingewiesen. In diesem Fall wurde die Solaranlage so dimensioniert, dass sie selbst während der Übergangszeit wertvolle solare Erträge bringt und somit der solare Deckungsgrad erhöht wird. Das geschieht jedoch zu Lasten des Systemnutzungsfaktors, denn an heißen Sommertagen ist die Anlage damit überdimensioniert und die theoretisch einbringbare Wärme kann nicht abgeführt werden. Eine Optimierung und Auslegung des Speicherhaltens ist durch diesen Zusammenhang also abhängig von den Anforderungen und Bedürfnissen des Betreibers. Der vom Erbauer für diese Anlage prognostizierte sommermonatliche Solarertrag von ca. 7MWh deckt sich mit den real gemessenen Werten (6,7-7,2 MWh/Monat).

Beim Verbrauch hat sich gezeigt, dass die Adaptierung des solaren Vorrangbetriebs eine Optimierung der Anlage darstellt. Die Folge ist eine verbesserte Aufteilung des Verbrauchs zwischen solarer Wärme und Fernwärme. Eine daraus resultierende Auswirkung erkennt man auch beim solaren Ertrag. Durch die Optimierung konnte der Systemnutzungsfaktor verbessert werden, was in dem Fall keine Auswirkungen auf den solaren Deckungsgrad hat.

Negative Auswirkungen zeigen sich jedoch für Fernwärmenetze bei jeglicher Art des Mischbetriebs, bei dem Kaltwasser durch Solarenergie vorgewärmt und durch Fernwärme letztlich auf Brauchwassertemperatur gebracht wird. Durch die dabei entstehende Rücklauf Temperaturerhöhung im Fernwärmenetz wird dieses in der Effizienz eingeschränkt, da sich, wie schon in Kapitel 3.1.2 beschrieben, nach Gleichung der Wärmeleistung¹³ $\dot{Q} = \dot{V} \cdot c_{H_2O} \cdot \rho_{H_2O} \cdot (T_{VL} - T_{RL})$ bei einer Erhöhung der Rücklauf Temperatur die Temperaturdifferenz ($T_{VL} - T_{RL}$) verringert. Um die bisherige Wärmeleistung \dot{Q} zu transportieren ist nun ein größerer Netzvolumenstrom \dot{V} vonnöten, was die Übertragungskapazität im Wärmenetz beschränkt.

¹³Genaue Beschreibung und Variablendefinition siehe Kapitel 2.1 "Physikalische Gleichungen".

4. Analyse einer Messanlage bei indirekter Einbindung

Die Werte von durchschnittlicher Sonneneinstrahlung und die Tagessumme von solarem Ertrag und Verbrauch der hier beispielhaft analysierten Tage, sind in Tabelle 4.1 übersichtlich aufgelistet.

Tabelle 4.1.: Tageswerte von durchschnittlicher Sonneneinstrahlung und Tagessumme von solarem Ertrag und Verbrauch für den Vorrangbetrieb (23.08 u. 17.08) und Mischbetrieb (07.07 u. 15.07)

	Sonneneinstrahlung [W/m ²]	sol. Ertrag [kWh]	FW Verbr. [kWh]	sol. Verbr. [kWh]
23.08.10	243	392	259	305
07.07.10	247	370	328	223
15.07.10	308	214	282	189
17.08.10	71	36	409	84

Basierend auf den vorhandenen Messdaten und historischen Klimadaten der [ZAMG 2010] wurde für die bestehende Anlage eine Prognose für den Jahresenergieverbrauch erstellt. Aus den Berechnungen ergibt sich auf der solaren Seite ein jährlicher Energieverbrauch von 58,4 MWh, wobei die gesamte Anlage einen Energiebedarf von 180 MWh jährlich aufweist. Das bedeutet also, dass knapp 32,5 % der benötigten Energie zur Brauchwassererwärmung durch die Solaranlage bereitgestellt werden können.

Für die Bedeutung der tatsächlichen Kosteneinsparung¹⁴ müssen einige Details dem später folgendem Kapitel 5.3.1 vorweggenommen werden. Der Wärmepreis von *Fernwärme Wien* für Großkunden errechnet sich aus einem Leistungspreis und einem Arbeitspreis. Der Leistungspreis ist ähnlich einem Grundpreis der über den Anschlusswert berechnet wird und sämtliche Fixkosten und Dienstleistungen beinhaltet. Der Arbeitspreis richtet sich nach dem tatsächlichen Verbrauch pro kWh und liegt aktuell¹⁵ bei 2,806 Cent pro kWh. Für den Anlagenbetreiber bedeutet das nun eine prognostizierte Kostenersparnis bezüglich des Arbeitspreises von jährlich 1.638,3 €. Die Kosten reduzieren sich damit von 5.050,8 € bei vollem Fernwärmebezug, auf 3.412,5 € pro Jahr. Da der Leistungspreis unabhängig vom tatsächlichen Verbrauch ist, bleibt dieser natürlich unverändert. Der Anschlusswert reduziert sich auf Grund der Solaranlage nicht, da eine 100 %ige Redundanz der Wärmeversorgung gegeben sein muss.

¹⁴Die Berechnung der Kosteneinsparung bezieht sich, basierend auf den frei zugänglichen Preisinformationen (www.fernwaermewien.at), allgemein auf einen Großkudentarif und soll als Beispiel dienen.

¹⁵Stand Juli 2010

Zuletzt soll hier noch kurz der Anteil der benötigten Einsatzenergie erörtert werden. Die Messwerte stammen von einem Energiezähler, der den Stromverbrauch der gesamten Anlage inklusive Pumpen und Regelung misst. Die Tageswerte des Stromverbrauchs schwanken von 1 kWh an Tagen mit geringem solaren Ertrag bis hin zu 4-5 kWh an Tagen mit gutem solaren Ertrag, an denen die Anlage voll in Betrieb ist und demnach die Pumpen großteils aktiv sind. Das ergibt im Monat einen Verbrauch an elektrischer Energie in der Höhe von ca. 1,3 % des solaren Ertrags. Diese Werte decken sich mit den in der Fachliteratur häufig erwähnten 1-2 % ([STREICHER et al. 2002], [BUCAR et al. 2005]).

4. Analyse einer Messanlage bei indirekter Einbindung

5. Wirtschaftliche und ökologische Aspekte

5.1. Allgemeine Aspekte für solarthermische Großanlagen in Wärmenetzen

5.1.1. Kennzahlen für solarthermische Großanlagen

Für eine mögliche Realisierung von Großanlagen sollen nun Kennzahlen für verschiedene Dimensionen von Anlagen gegenübergestellt werden. Im Speziellen betrifft das Anlagen der Größen 1.000 m^2 , 5.000 m^2 und 10.000 m^2 . Die nachfolgenden, berechneten Werte basieren auf Erfahrungswerten und auf den Daten von [HAAS et al. 2008] für netzgekoppelte solarthermische Anlagen mit einer Größe von 1.000 m^2 und berücksichtigen Investitionskosten für Kollektor, Verrohrung, Speicher und Montage (Tabelle 5.1).

Solaranlagen bis zu einer Größe von 1.000 m^2 eignen sich zur indirekten Einbindung in Wärmenetze, also zur zusätzlichen, vom Verteilnetz getrennten, Wärmeunterstützung von Brauchwassererwärmung und Heizung. Passende Installationsflächen finden sich auf Gebäuden, angefangen von Einfamilienhäusern, Wohnhausanlagen, Hotels, Krankenhäuser, Schulen bis hin zu Mittel- und Großunternehmen, die auf Firmengelände solche Anlagen errichten um eigenständig oder betreut (mit teilweiser Vermietung von Fläche) Energie erzeugen zu können. Man kann diese Art der Anlagen auch als dezentrale Kraftwerke oder im Fall von flächenverteilten Kleinanlagen in der Gesamtheit als virtuelle Kraftwerke bezeichnen. Der prognostizierte solare Ertrag von Anlagen mit einer Fläche von 1.000 m^2 in Südausrichtung liegt bei 400 MWh/a bei einer maximalen Leistung von 550 kW^1 . Die Kosten für die Errichtung liegen bei ca. 283.000 € .

Die Wartungs- und Instandhaltungskosten bei kleinen Solaranlagen belaufen sich über eine Lebensdauer von 20 Jahren auf ca. 500 € . Eventuelle, nicht beeinflussbare, Schäden durch Unwetter (Hagel, herumfliegende Gegenstände und Äste) oder schadhafte Bauteile sind hier selbstverständlich nicht mit kalkuliert.

¹Maximalwerte der Sonneneinstrahlung für den 48ten Breitengrad (Standort Österreich) liegen bei ca. 1.100 W/m^2 . Die maximale Leistung berücksichtigt jedoch noch den Kollektor Wirkungsgrad, angenommen mit 50 %.

Für großflächige Anlagen mit 5.000 m^2 wird ein Energieertrag von ca. 2.000 MWh/a prognostiziert. Die maximale Leistung liegt bei $2,75\text{ MW}$. Anlagen dieser Größe schaffen den Übergang von dezentralen zu zentralen Kraftwerken. Das heißt, dass diese, wenn sie direkt in das Verteilsystem eingebunden werden, sowohl in einem Primärnetz von kleinen bis mittelgroßen Wärmenetzen als zentraler Energieerzeuger fungieren, als auch als dezentrale Erzeuger bei großen Wärmenetzen bei der direkten Einbindung in Sekundärnetze.

Mit Anlagen in der Größenordnung von etwa $1 - 1,5\text{ ha}$ könnte man einen Wärmeeinspeiser als zentrales Kraftwerk am besten realisieren. Solaranlagen mit einer Kollektorgroße von 10.000 m^2 brächten einen Energieoutput von 4.000 MWh/a bei einer Leistung von $5,5\text{ MW}$. Die Investitionskosten für Kollektor, Verrohrung und Montage würden sich auf ca. $2,83\text{ Mio. €}$ belaufen. Die Nutzungsdauer beträgt $20-25$ Jahre. Anlagen in dieser Dimension eignen sich zur Einbindung in ein Wärmenetz zur Vorlaufeinspeisung. Der Anschluss würde dann ohne Speicher, also direkt ins Netz erfolgen².

Tabelle 5.1.: Referenzwerte für netzgekoppelte Solaranlagen mit einer Größe von 1.000 m^2 aus [HAAS et al. 2008]

WACC	6%
Abschreibedauer	20Jahre
Kollektor	138 €/m^2
Verrohrung und Speicher	62 €/m^2
Montage	83 €/m^2
Energieoutput	$400\text{ kWh}/(\text{m}^2\cdot\text{a})$
Kosten v. neu instal. Kapazität	70 €/MWh

²Die Verwendung von Wärmetauschern ist freilich schon erforderlich.

5.1.2. Analyse für die Kraftwerkstruktur von *Fernwärme Wien*

Eine grundlegende Frage bei der solarthermischen Wärmeeinbindung in Fernwärmenetze ist jene des solaren Wärmeangebots. Wie in Kapitel 2.4 gezeigt wurde, erreicht die monatliche Sonnenenergie in Österreich ihr jährliches Maximum mit ca. 190 kWh/m² im Juli³. Das Minimum liegt im Dezember bei 20,4 kWh/m². Die Monate dazwischen sind geprägt von einem kontinuierlichen Anstieg bzw. Abfall der Sonnenenergie, wobei der Abfall im Herbst steiler ist als der Anstieg im Frühling (vgl. Abbildung 2.13 auf Seite 39). Das Angebot der Solarenergie ist also im wesentlichen auf die Sommermonate beschränkt. Die Wärmenachfrage erreicht ihr Maximum jedoch in den Wintermonaten.

In Abbildung 5.1 ist die Dualität zwischen Wärmenachfrage und dem Wärmeangebot auf solarer Seite abgebildet. Die Wärmenachfrage ist durch die monatliche Wärmeerzeugung der Kraftwerke von *Fernwärme Wien* dargestellt. Demnach ist im Winter der Großteil aller Kraftwerke in Betrieb. Man erkennt auch deutlich, dass die Grundlast hauptsächlich durch die Abfallbehandlungsanlagen und dem Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) Kraftwerk der Raffinerie von *OMV* getragen wird. Diese Grundlast ermöglicht selbst im Sommer den Bezug von Wärme.

Im Wärmenetz von *Fernwärme Wien* kann man nun die, speziell für dieses Unternehmen geltende, Überlegung anstellen, welchen Einfluss die Einbindung eines solarthermischen Kraftwerks zur Folge hat. Die Substituierung einer Abfallbehandlungsanlage bzw. eines KWK- Kraftwerks erscheint weniger sinnvoll, da diese Kraftwerke im Zusammenhang mit der Wärmeerzeugung noch weitere Aufgaben erfüllen. KWK- Anlagen sind zudem durch die höhere Stromnachfrage im Sommer stärker ausgelastet. Ein Grund dafür ist die zunehmende Nachfrage von Gebäudekühlung, die meist elektrisch erfolgt. Wärme ist also quasi indirekt bereits vorhanden, da KWK- Kraftwerke durch diese stetige Stromproduktion ohnedies in Betrieb sind, nur ohne eine Auskopplung der beim Betrieb entstehenden Wärme.

Für eine sinnvolle Verwendung dieser nutzbaren Wärme betreibt *Fernwärme Wien* seit 2009 eine Fernkältezentrale, in der mittels Absorptionskältemaschinen aus überschüssiger Wärme Kälte erzeugt werden kann.

³Ergibt sich durch die Betrachtung von Durchschnittswerten der Jahre 2006 – 2009 aus Daten der [ZAMG 2010].

5. Wirtschaftliche und ökologische Aspekte

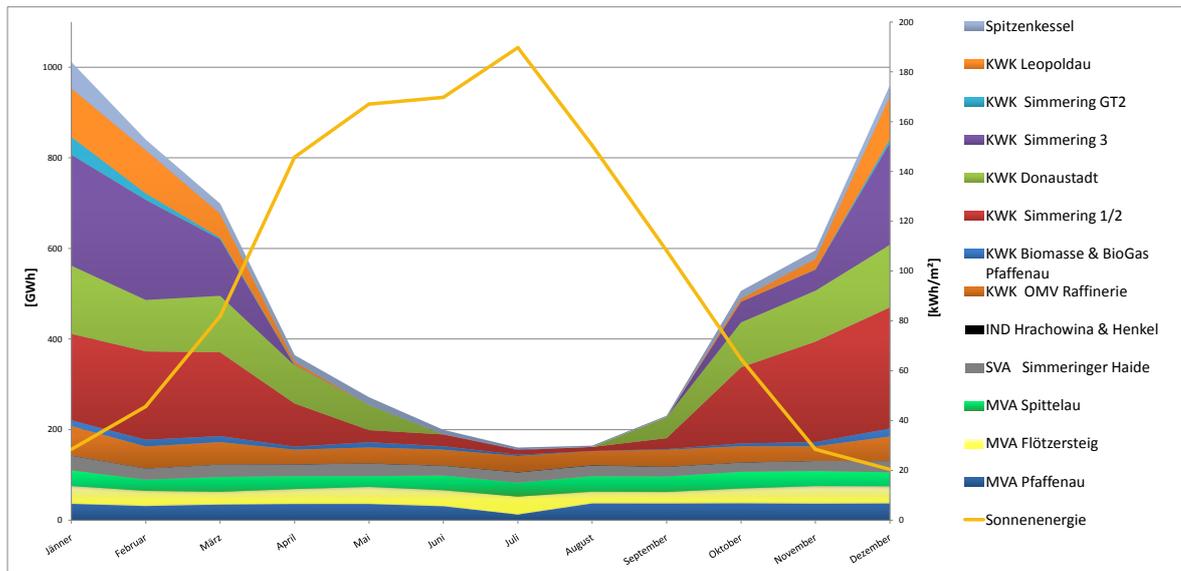


Abbildung 5.1.: Primärachse: Energieauslastung (GWh) der Kraftwerke von *Fernwärme Wien*, als Mittelwerte über die Jahre 2009 - 2010. Sekundärachse: Monatssummen der Tagesmittelwerte der Sonnenenergie (kWh/m^2) aus der Betrachtung von Stundenmittelwerten der Jahre 2006 - 2009.

Die Substituierung von Wärme aus KWK- Kraftwerken durch solarthermische Wärme, würde im Netz von *Fernwärme Wien* zu einem Betrieb der Anlagen mit reiner Stromproduktion führen, wodurch die KWK-Kraftwerke an Effizienz verlieren, da man nicht das Ganze mögliche Potential ausnutzt. Selbst bei einem steigenden Wärmebedarf in den Sommermonaten würden die bestehende Kraftwerke also zur Versorgung ausreichen. Die gleiche Überlegung trifft auch bei der Betrachtung der Energienachfrage zwischen Tag und Nacht zu. Die Wärmenachfrage ist genauso wie die Stromnachfrage am Tag höher als in der Nacht. Zwar produziert eine Solaranlage auch ausschließlich am Tag Wärme, durch die Stromproduktion in den bestehenden KWK- Kraftwerken entsteht jedoch auch wieder nutzbare Abwärme.

Eine Lösung der Problematik der Dualität von Wärmenachfrage und Wärmeangebot auf solarer Seite bieten saisonale Wärmespeicher. Diese Art von Speicher ermöglichen es, das solare Wärmeangebot im Sommer zu nutzen und die gewonnene Energie bis zur relevanten Zeit der Wärmenachfrage zu speichern. Es verschiebt sich damit die Angebotskurve von solarer Wärme aus Abbildung 5.1 nach rechts in den Herbst hinein.

Bei der Einbindung eines solarthermischen Kraftwerks in ein Wärmenetz kommt es also einerseits darauf an ob zum verfügbaren Wärmeangebot auch eine Wärmenachfrage besteht. Andererseits ist es bei der Substituierung von Kraftwerken wichtig zu berücksichtigen, welche Art von Wärmeerzeuger durch eine Solargroßanlage ersetzt werden. Die Substituierung von bestehenden Kraftwerken, die zusätzliche Aufgaben zur Wärmeproduktion verrichten oder vorhandene Abwärme nutzen, ist wenig sinnvoll. Wird jedoch z. B. die Grundlast einer Gaskesselheizung, oder der Betrieb von Spitzenkraftwerken durch solarthermische erzeugte Wärme ersetzt, bedeutet das vorrangig eine Reduzierung von schädlichen Treibhausgasemissionen und liefert einen nachhaltigen Beitrag zum Umweltschutz.

5.1.3. Beschreibung von Primärenergiefaktoren und Treibhausgasemissionen am Beispiel von *Fernwärme Wien*

Bei thermischen Kraftwerken fallen nach [BRAUNER 2009] Emissionen wie z. B. Staub, Schwefeldioxid, Kohlendioxid, Kohlenmonoxid, Schwermetalle, Chlorwasserstoffe, Stickoxide (NO_x), Ammoniak (NH_3) oder Methan (CH_4) in die Luft an. Emissionen dieser Art werden als Treibhausgase bezeichnet. Als Referenzwert für diese Treibhausgase wird meist jener Wert von Kohlendioxid (CO_2) herangezogen, da dieser verhältnismäßig den größten Anteil ausmacht. Man spricht in der Gesamtheit von CO_2 -Äquivalenten oder Treibhausgas-Äquivalentemissionen.

Der Ausstoß von Treibhausgasen ist verbunden mit der jeweiligen Verwendung von Primärenergieträgern⁴. Um die unterschiedlichen Primärenergieträger in ihrer Nutzung besser vergleichen zu können, dient der Primärenergiefaktor (PEF). Er ist ein Maß für den Primärenergieaufwand eines Energieträgers, der zur Bereitstellung von Warmwasser und Heizwärme benötigt wird und berechnet sich demnach aus dem Verhältnis von eingesetzter Primärenergie (Q_P) zu abgegebener Endenergie (Q_C)

$$f_P = \frac{Q_P}{Q_C} \quad (5.1)$$

⁴Primäre Energieträger wie z. B. Gas, Wasserkraft, Rohöl oder Kohle werden erst nach einem oder mehreren Umwandlungsschritten zu z. B. Fernwärme, Strom oder Benzin und damit zu nutzbarer Endenergie.

Der Primärenergiefaktor berücksichtigt sowohl den Energieinhalt des Energieträgers als auch den Energieaufwand, der bei der Gewinnung, Weiterverarbeitung und Transport anfällt.

Da Fernwärmeunternehmen üblicherweise nicht einen einzigen Brennstoff, sondern insgesamt einen gewissen Brennstoffmix verwenden, muss dies in der Berechnung eines speziellen Primärenergiefaktors für Fernwärmeunternehmen berücksichtigt werden. Zudem ist auch wichtig zu erwähnen, dass kein einheitlicher Primärenergiefaktor für Fernwärmebetreiber genannt werden kann, da jeder Betreiber verschiedene Brennstoffe benötigt und somit entscheidende Unterschiede entstehen können.

Die *Österreichische Energieagentur* hat Primärenergiefaktoren (PEF) und Treibhausgasemissionen (THG) gemäß der ÖNORM⁵ EN 15316-4-5 speziell für *Fernwärme Wien* für den Betrachtungszeitraum 2006- 2008 berechnet [ZACH 2010]. Bei der Berechnung wurde zwischen dem PEF gesamt und dem PEF aus nicht erneuerbarer Energie unterschieden. Die Ergebnisse für verschiedene Primärenergieträger sind in Tabelle 5.2 dargestellt.

Bei der Betrachtung einer Müllverbrennungsanlage muss für die Berechnung des PEF grundlegend definiert werden welche Aufwände zur Fernwärmeerzeugung zu berücksichtigen sind. Nach [ZACH 2010] “sind nur jene Emissionen und Aufwände der Fernwärmeerzeugung aus Abfallverwertung zuzurechnen, die durch die Verwertung selbst anfallen.“ Dabei ist wichtig, “dass nur jener Müll verbrannt wird, der ohnehin verbrannt werden muss, d.h. nicht oder nur unter unverhältnismäßig hohem Aufwand recycelt oder anders genutzt werden könnte.“⁶

Neben der Müllverbrennung nimmt die Berechnung des Primärenergiefaktors von Wärme aus KWK-Kraftwerken ebenfalls einen besonderen Stellenwert. Hier wird die sogenannte Stromgutschriftmethode verwendet. Wichtig ist nämlich die Betrachtung welche Art von Kraftwerk aufgrund der KWK- Stromerzeugung weniger elektrischen Strom produzieren müsste. Würde ein KWK- Kraftwerk Strom aus Wind- oder Wasserkraft ersetzen, wäre der Primärenergiefaktor wesentlich höher als wenn der Strom eines alten Braunkohlekraftwerks substituiert werden würde. Bei der Berechnung würde dann der PEF der ersetzen elektrischen Energie vom PEF des eigentlichen Brennstoffs subtrahiert. Der

⁵ [ÖNORM 2007]

⁶Zitiert nach [ZACH 2010]

PEF gesamt der ersetzten elektrischen Energie für die nach [ZACH 2010] berechnete Variante liegt bei 2,91 (PEF nicht-erneuerbar: 2,85).

Tabelle 5.2.: Primärenergiefaktoren einzelner Energieträger [ZACH 2010]

	PEF gesamt	PEF nicht-erneuerbar
Erdgas	1,18	1,18
Heizöl	1,16	1,16
Holz	1,03	0,03
Abwärme	1,04	0,04
Abfall	1,04	0,04
Kohle	1,05	1,05

Bei der Angabe von Primärenergiefaktoren sieht die ÖNORM EN 15316-4-5 bestimmte Werteeinschränkungen vor. Der PEF gesamt wird demnach auf Werte ≥ 1 , der PEF nicht-erneuerbar auf Werte ≥ 0 beschränkt.

Die Ergebnisse der Berechnung des PEF für *Fernwärme Wien*, sowie Werte für Solaranlagen sind in Tabelle 5.3 dargestellt. Durch den erheblichen Einsatz von KWK-Kraftwerken und den damit verbundenen Stromgutschriften berechnet sich für *Fernwärme Wien* ein PEF gesamt von 0,75. Durch die Werteeinschränkung der ÖNORM wird dieser Wert jedoch nach oben, auf 1,0 korrigiert. Der PEF nicht-erneuerbar liegt bei 0,207. Der direkte Vergleich ergibt sich nach Angabe des Primärenergiefaktors für Solaranlagen. Im Allgemeinen haben solarthermische Anlagen einen PEF von 1,0 (PEF nicht-erneuerbar: 0,0). Jedoch muss man hier auch den benötigten Stromverbrauch einer Solaranlage berücksichtigen der nach [ZACH 2010] einen Primärenergiefaktor von 2,97 besitzt.

Bei der Berechnung der Treibhausgasemissionen (THG) gilt für die Wärmeerzeugung aus Müllverbrennungsanlagen und KWK-Kraftwerken oben gesagtes. So ist speziell beim Beitrag der KWK-Kraftwerke die Stromgutschriftmethode und die Differenzierung aus welchen Kraftwerken Strom substituiert wird zu berücksichtigen. In der von [ZACH 2010] angenommene Variante der Stromsubstitution berechnen sich die Gutschriften der Treibhausgasemissionen bei der Wärmeerzeugung zu einem Wert von 758,6 g/kWh.

Tabelle 5.3.: Primärenergiefaktoren von *Fernwärme Wien* und Solaranlagen [ZACH 2010]

	PEF gesamt	PEF nicht erneuerbar
Fernwärme Wien	0,75* / 1,0**	0,207
Solaranlage	1,0	0,0

* Ohne Berücksichtigung der Werteeinschränkung

** Mit Berücksichtigung der Werteeinschränkung

Die Werte der Treibhausgas Äquivalentemissionen für die bei *Fernwärme Wien* gebräuchlichen Energieformen sind nach [ZACH 2010] in Tabelle 5.4 aufgelistet. Die End-Werte, welche sowohl die Treibhausgasemissionen des Brennstoffmixes, als auch die Stromgutschriften für die Treibhausgas- Äquivalentemissionen berücksichtigen, von *Fernwärme Wien* zeigen ein interessantes Ergebnis. Bei der Berechnung ergibt sich ein Wert von $-45,6$ g/kWh. Aus Plausibilitätsgründen sieht man auch hier eine Werteeinschränkung für die Treibhausgas Äquivalentemissionen von ≥ 0 vor. Das bedeutet, dass man nach [ZACH 2010] die Wärmeherzeugung von *Fernwärme Wien* insgesamt als CO₂-Neutral bezeichnen kann. Dieses Ergebnis ist wiederum durch den beträchtlichen Einsatz der KWK-Kraftwerke und den damit verbundenen Stromgutschriften zu erklären.

Es bietet sich hier im Zusammenhang mit den KWK-Kraftwerken die Erwähnung an, dass die von *Fernwärme Wien* gewonnene Wärme aus KWK-Kraftwerken, obwohl sie ein Nebenprodukt der Stromerzeugung ist, freilich trotzdem einen Preis hat. *Fernwärme Wien* kauft diese Wärme von seiner Schwesterfirma *Wien Energie Wienstrom* zu einem durchaus bedeutenden Kostenbeitrag ab. Diese ökologischen Vorteile haben demnach auch ihren Preis.

Tabelle 5.4.: Treibhausgasemissionen
nach [ZACH 2010]

	THG Äquivalentemissionen
Erdgas	250,8 g/kWh
Heizöl	327,6 g/kWh
Holz	19,3 g/kWh
Abwärme	12,0 g/kWh
Abfall	19,0 g/kWh
Kohle	420,0 g/kWh
FW-Wien	-45,6* / 0,0** g/kWh

* Ohne Berücksichtigung der Werteeinschränkung

** Mit Berücksichtigung der Werteeinschränkung

5.2. Ökologische Analyse der solaren Einbindung in unterschiedliche Erzeugerstrukturen

Die Berechnung der Treibhausgasemissionen und des Primärenergiebedarfs bei Fernwärmeunternehmen ist abhängig von der Erzeugerstruktur des jeweiligen Netzes. Der Kraftwerksmix spielt also einerseits für die energetisch sinnhafte Einbindung von Solaranlagen, als auch für die Reduktion von CO₂-Äquivalentemissionen eine wichtige Rolle.

Für die Analyse solarthermischer Anlagen in unterschiedlichen Fernwärmenetzstrukturen wurden nun auf Basis großer österreichischer Nah- und Fernwärmenetze exemplarische Modelle erstellt, anhand deren die Auswirkung bezüglich Primärenergiebedarf und CO₂-Emissionen untersucht werden.

Die erzielten Ergebnisse sollen Aufschluss über die Sensitivität der Aufteilung der einzelnen Wärmeerzeuger bei unterschiedlichem solaren Wärmeanteil liefern. Der Anteil wird, wie später detailliert erwähnt, mit jeweils 5 %, 10 % und 15 % der Wärmeerzeuger angenommen.

Als Grundlage zur Berechnungen des Primärenergiebedarfs und der Treibhausgasemissionen der einzelnen Brennstoffe dienen jene Parameter aus [ZACH 2010], wie sie bereits in den Tabellen 5.2 und 5.4 aufgelistet sind.

Es sei nochmals erwähnt, dass der KWK Anteil der jeweiligen Fernwärmestruktur durch die Stromgutschriftenmethode meist einen negativen bzw. nach Werteeinschränkung wegen Plausibilitätsgründen einen Wert von 0 g/kWh aufweist. Bei der folgenden Modellerstellung wurde aufgrund der Sinnhaftigkeit und versuchten Demonstration für eine nachvollziehbare Darstellung der KWK Anteil auf 0 korrigiert, bevor die Summe der Gesamt- CO₂-Emissionen gebildet wurde. Es werden bei den Berechnungen also speziell jene Energieerzeuger im vollen Ausmaß berücksichtigt, die auch tatsächlich für CO₂-Emissionen verantwortlich sind.

5.2.1. Modellbeschreibung

Im Folgenden werden nun die erstellten Modelle näher beschrieben. Es handelt sich dabei um vier Varianten von Fernwärmenetzen, mit unterschiedlicher Verteilung der eingesetzten Brennstoffe und der damit zusammenhängenden Kraftwerksstruktur. Der Jahresenergieabsatz der fiktiven Fernwärmestrukturen ist mit 600 GWh/Jahr angenommen. Das entspricht einerseits ca. der Größenordnung des Fernwärmenetzes von *Energie Graz* oder *Salzburg AG*, andererseits beschreibt der gewählte Energieabsatz in etwa 10% jenem von *Fernwärme Wien*. Weiters wurde die Aufteilung der Kraftwerkstypen ausgehend vom Energieabsatz rein prozentual variiert. Die Definition welcher Kraftwerkstyp in der fiktiven Fernwärmestruktur Grundlast, Mittellast oder Spitzenlast, darstellt wurde aufgrund der Auslastung und der Aufteilung des jeweiligen monatlichen Bedarfs bestimmt. Als Referenz für die Bestimmung und Berechnung diente der Vergleich von historischen Jahreswerten der Auslastung der Kraftwerke von *Fernwärme Wien*.

Modell 1:

Das erste Modell beschreibt eine Kraftwerksstruktur wie jene von *Fernwärme Wien*, nur dass bei der Betrachtung des Energieaufwands nur 10% berücksichtigt werden. Die prozentuale Aufteilung bleibt jedoch dieselbe. Als Bezugsdaten stammen gemittelte Werte der Kraftwerksauslastungen aus den Jahren 2009-2010. Die dadurch dokumentierte Auslastung ergibt sich damit zu 2,1% für erdgasbefeuerte Heizkraftwerke (HKW), 1,5% erdölbefeuerte HKW, 24,7% Müllverbrennungsanlagen (MVA), 1,7% Biomasse Kraftwerke und 70% Kraftwerke mit Kraft-Wärme-Kopplung (KWK). Die jährliche Energieproduktion wird, wie Anfangs erwähnt, mit 600 GWh angenommen, das entspricht in etwa 10% der Energieerzeugung von *Fernwärme Wien*.

Modell 2:

Bei diesem Modell wird angenommen, dass eine Rohstoffverteilung wie von *Fernwärme Wien* existiert, die erzeugte Wärme wird jedoch anstatt aus gasbetriebenen KWK-Kraftwerken, durch Erdgas- und Erdöl- HKW erzeugt. Somit wäre die Wärmeproduktion nicht mehr ein Nebenprodukt der Stromproduktion und damit, wie später beschrieben ist, wesentlich umweltbelastender. Die prozentuale Auslastung wird in diesem Modell zu 43,6 % mit erdgasbefeuelten HKW, 30 % durch erdölbefeuerte HKW, 24,7 % Müllverbrennung und 1,7 % durch Biomasse Kraftwerke realisiert.

Modell 3:

Modell 3 stellt eine Fernwärmestruktur dar, bei der ein vergleichsweise geringer Anteil an KWK, mit 12 % vorliegt. Die Wärmeproduktion findet, mit einem prozentualen Anteil von 55 %, hauptsächlich in Biomasse Kraftwerken statt. Zudem gibt es 17 % MVA und als Spitzenlast dienen erdgas- und erdölbefeuerte HKW mit einem Anteil von 9 % bzw. 7 %. Dieses Modell weist durch den hohen Anteil an Biomasse Kraftwerken, im Gegensatz zu erdgas- und erdölbefeuerten Anlagen, eher geringere CO₂-Emissionen auf. Als Begründung für den geringen Anteil an KWK wurde in diesem Modell ein Szenario betrachtet, bei dem durch einen enorm vermehrten Einsatz von Photovoltaikanlagen die Stromerzeugung in KWK- Anlagen reduziert wird und damit folglich auch keine Wärme ausgekoppelt werden kann.

Modell 4:

Das vierte Modell sticht durch einen hohen Anteil an Wärmeherzeugung durch ein Kohlekraftwerk mit 32 % hervor. Die Anteile der übrigen Kraftwerke sind etwa gleichverteilt und liegen für erdgas- und erdölbefeuerte HKW bei 12,5 % bzw. 14,5 %, der Anteil der Müllverbrennungsanlagen liegt bei 12 %, 17 % Biomasse und 12 % KWK. Dieses Modell zeigt einen Fernwärmebetreiber mit generell hohen CO₂-Emissionen. Das Kohlekraftwerk wird hier zudem als Grundlast betrieben.

Überblick:

In Tabelle 5.5 sind die eben beschriebenen Modelle zum Vergleich noch einmal anschaulich dargestellt. Eine detaillierte tabellarische Übersicht über die Modelle und den, den Diagrammen zugrundeliegenden Daten, finden sich im Anhang unter "Ergänzendes Material" auf Seite 119.

Tabelle 5.5.: Überblick über die Strukturierung der Modelle

	Modell 1	Modell 2	Modell 3	Modell 4
HKW (Gas)	2,1 %	43,6 %	9 %	12,5 %
HKW (Öl)	1,5 %	30 %	7 %	14,5 %
Kohle	–	–	–	32 %
MVA	24,7 %	24,7 %	17 %	12 %
Biomasse	1,7 %	1,7 %	55 %	17 %
KWK	70 %	–	12 %	12 %
Energie/Jahr	600 GWh	600 GWh	600 GWh	600 GWh

5.2.2. Vergleich von Primärenergiebedarf und Treibhausgasemissionen

Für eine Analyse der unterschiedlichen Fernwärmestrukturen bietet sich der Vergleich von Primärenergiebedarf und Treibhausgasemissionen an. Ausgehend von der Energieaufteilung berechnen sich durch die Daten aus den eingangs erwähnten Tabellen 5.2 und 5.4, die in Abbildung 5.2 dargestellten Jahreswerte der CO₂-Emissionen und des Primärenergiebedarfs. Letzteres wird unterschieden zwischen dem gesamten Bedarf zur Energieerzeugung und dem nicht erneuerbaren Anteil. Ein hoher Wert an nicht erneuerbarem Primärenergiebedarf weist auf einen hohen Anteil von z. B. fossiler Energie hin. Biomasse hingegen hat einen geringen Anteil.

Der gesamte Primärenergiebedarf (roter Balken in Abbildung 5.2) ist aufgrund des einheitlichen Energieabsatzes von 600 GWh/Jahr folglich annähernd gleich groß. Anders verhält sich jedoch der nicht erneuerbare Anteil (grüner Balken) des Primärenergiebedarfs. Durch den hohen Anteil an KWK- und Müllverbrennungsanlagen in Modell 1 reduziert sich der Primärenergiebedarf nicht-erneuerbar auf einen wesentlich geringeren Anteil. Das Gleiche ist auch bei Modell 3 durch den hohen Anteil an Biomasse-Kraftwerken zu erkennen. Modell 2 und 4 zeigen durch den vermehrten Einsatz von Kohle, Erdöl und Erdgas, wiederum gegenteilige Werte. Hier liegt der nicht erneuerbare Primärenergiebedarf deutlich höher.

5.2. Ökologische Analyse der solaren Einbindung in unterschiedliche Erzeugerstrukturen

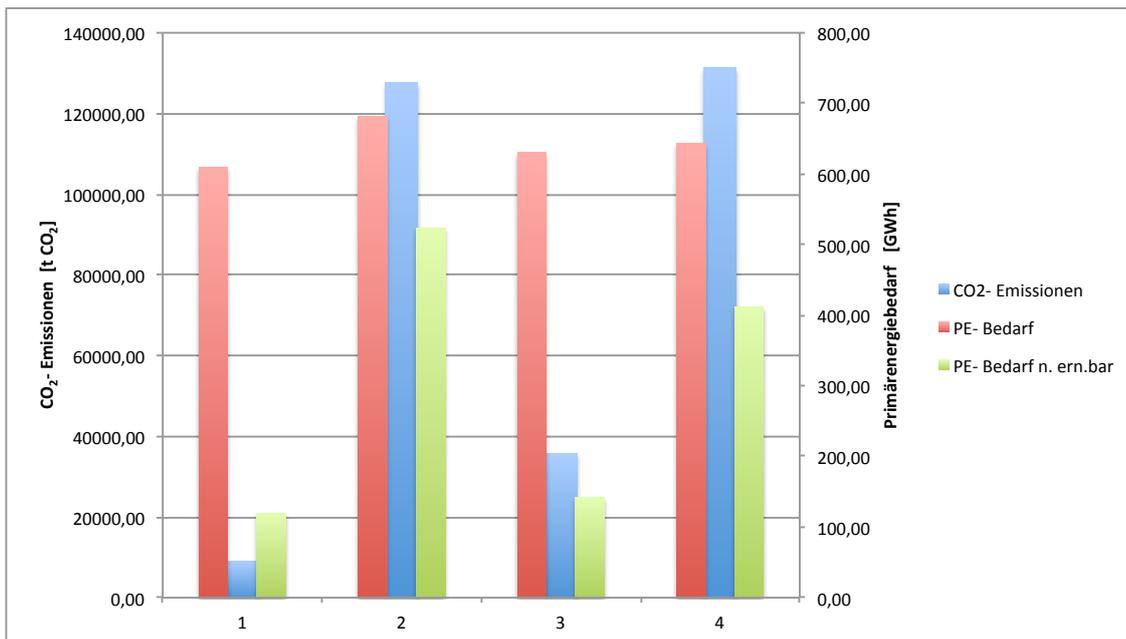


Abbildung 5.2.: CO₂-Emissionen, Primärenergiebedarf und nicht erneuerbarer Primärenergiebedarf der unterschiedlichen Kraftwerksstrukturen

Die gesamten jährlichen CO₂-Emissionen sind in Abbildung 5.2 durch einen blauen Balken dargestellt. Wie zu erwarten ist, zeigen die Modelle 2 und 4 den größten Schadstoffausstoß. Die Modelle 1 und 3 hingegen sind durch ihre Kraftwerksstruktur, durch den hohen Anteil an KWK-, Müllverbrennungsanlagen bzw. Biomasse-Kraftwerken schadstoffärmer.

Die detaillierte Aufteilung der CO₂-Emissionen, abhängig von den jeweils eingesetzten Rohstoffen, ist in Abbildung 5.3 dargestellt. Man erkennt hier sehr deutlich, dass die größten Anteile der Emissionen aus der Verbrennung von Erdgas (blau), Erdöl (rot) und Kohle (schwarz) stammen. Auffallend ist, dass bei Modell 3 zwar der wesentliche Wärmeanteil von Biomasse (55%) stammt, die CO₂-Emissionen (lila) sind im Vergleich zu Erdgas und Erdöl, mit nur 9% bzw. 7% Energieanteil, verhältnismäßig fast unerheblich.

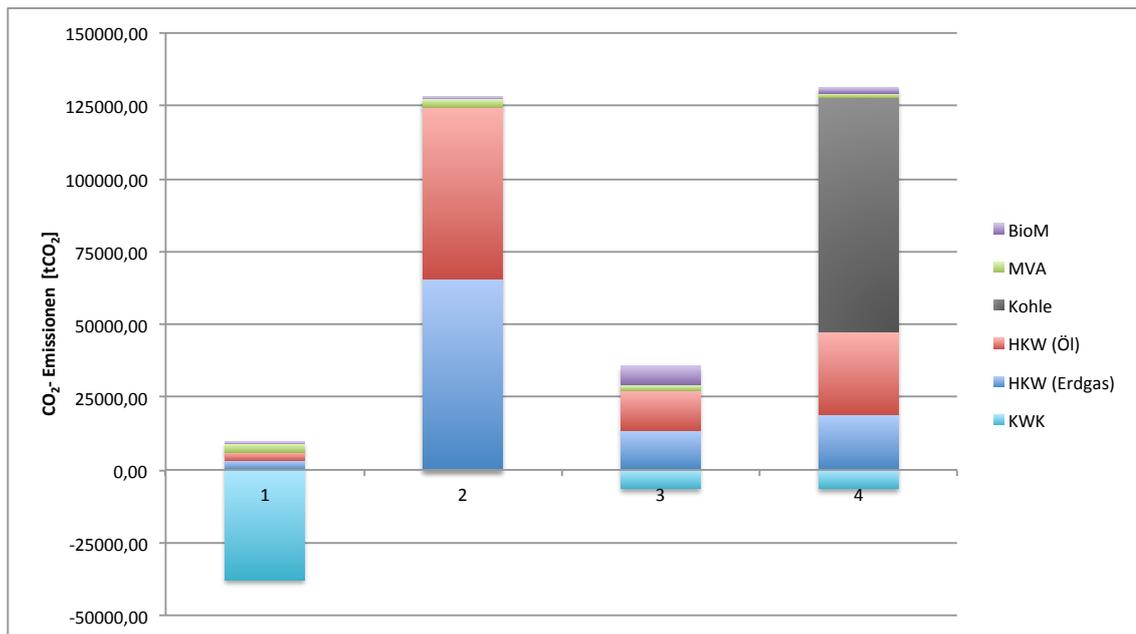


Abbildung 5.3.: CO₂-Emissionen der verschiedenen Brennstoffe der unterschiedlichen Kraftwerksstrukturen

5.2.3. Einbindung eines solaren Anteils von 5 %, 10 % und 15 %

Im nächsten Schritt wurde die Einbindung solarthermischer Anlagen mit festen Prozentanteilen angenommen. Als Referenzwerte dienen dabei 5 %, 10 % und 15 % des jährlichen Energieabsatzes. Das entspricht bei jährlich 600 GWh einen notwendigen solaren Energieeinsatz von 30 GWh, 60 GWh bzw. 90 GWh. Der Vollständigkeit halber sei hier erwähnt, dass man um so viel Energie solarthermisch erzeugen zu können, immens große Kollektorflächen benötigt. Im konkreten Fall ergeben die Berechnungen für 30 GWh einen Kollektorbedarf von knapp 75.000 m². In weiterer Folge benötigt man für 60 GWh eine Kollektorfläche von ca. 150.000 m² bzw. für 90 GWh die enorme Fläche von knapp 225.000 m². Es handelt sich hierbei um die jeweils benötigte summierte Gesamtfläche unabhängig von der Aufteilung und unter Berücksichtigung eines Gesamtwirkungsgrades von 33 %⁷.

Durch die Einbindung solarthermischer Anlagen in diesem Szenario wird die Energieerzeugung in den bestehenden Kraftwerken im Verhältnis zu ihrer aktuellen Auslastung reduziert.

⁷Berücksichtigt sowohl den Kollektorwirkungsgrad, als auch pauschale Leitungs- und Speicherverluste.

5.2. *Ökologische Analyse der solaren Einbindung in unterschiedliche Erzeugerstrukturen*

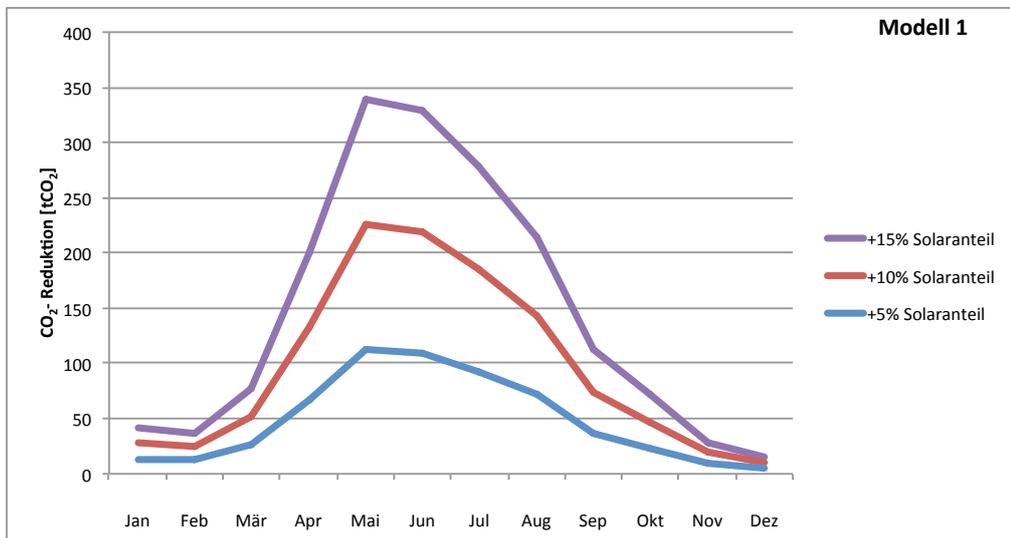
Als Ergebnis der CO₂-Einsparung durch die Einbindung solarthermischer Anlagen erwartet man eigentlich einen Verlauf einer Kurve mit dem Maximum in den Sommermonaten, logischerweise dann, wenn der größte solare Ertrag auftritt. Die Berechnungen bestätigen das jedoch nicht. Tatsächlich ist es so, dass der Höchstwert der Kurve meist im Frühjahr, in den Monaten April bzw. Mai auftritt. Das trifft jedenfalls auf die Modelle 1-3 zu, Modell 4 zeigt wie erwartet ein Maximum im Juli. Der berechnete Verlauf für Modell 1 und 2 ist in Abbildung 5.4 dargestellt, Modell 3 und 4 in Abbildung 5.5.

Der Maximalwert im Frühjahr begründet sich damit, dass zu dieser Zeit im Prinzip der Erste verwertbare solare Ertrag gewonnen werden kann. Gleichzeitig ist der Wärmebedarf und damit die Auslastung der Kraftwerke zwar rückläufig, es sind jedoch immer noch Kraftwerke in Betrieb, die als Mittellast bzw. Spitzenlast fungieren. Diese Gruppe an Kraftwerken sind meist solche mit fossiler Verbrennung, welche nach [ZACH 2010] auch einen größeren CO₂-Ausstoß vorweisen. Die teilweise Ersetzung dieser Kraftwerke durch Solarenergie stellt somit die größere CO₂-Einsparung dar.

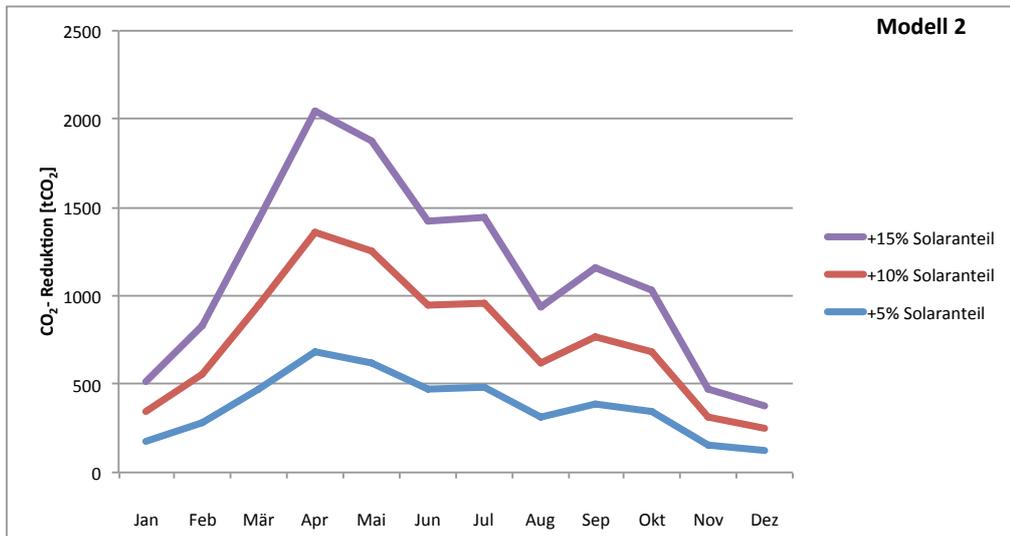
Bei Modell 2 und 3 zeigt sich im September bzw. Oktober ebenfalls einen leichten Anstieg der CO₂-Reduktion, jedoch ist diese Spitze wesentlich geringer ausgeprägt als es im Frühjahr der Fall ist.

Bei Modell 4 (Abbildung 5.5b) zeigt sich der Spitzenwert des Verlaufs typischerweise im Juli. Der größte Anteil der Wärmeerzeugung in Modell 4 geschieht durch Kohlekraftwerke. Durch die Lastverteilung der Kraftwerke ergibt sich, dass diese Kohlekraftwerke auch einen Teil der Grundlast ausmachen. Dadurch ist die substituierbare Energie der Kohlekraftwerke im Sommer am größten, und zwar genau dann, wenn auch der größte solare Ertrag gewonnen wird.

5. Wirtschaftliche und ökologische Aspekte



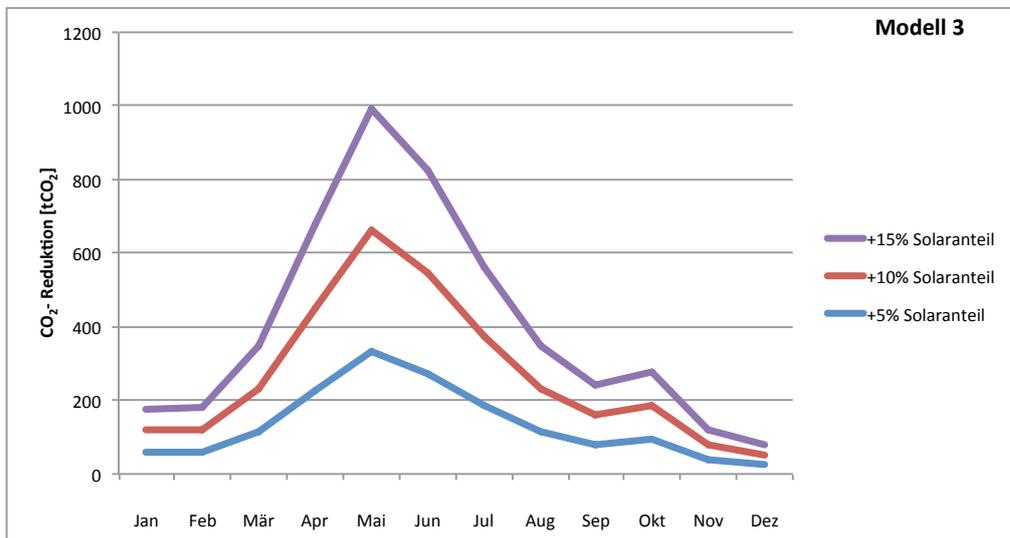
(a) Modell 1



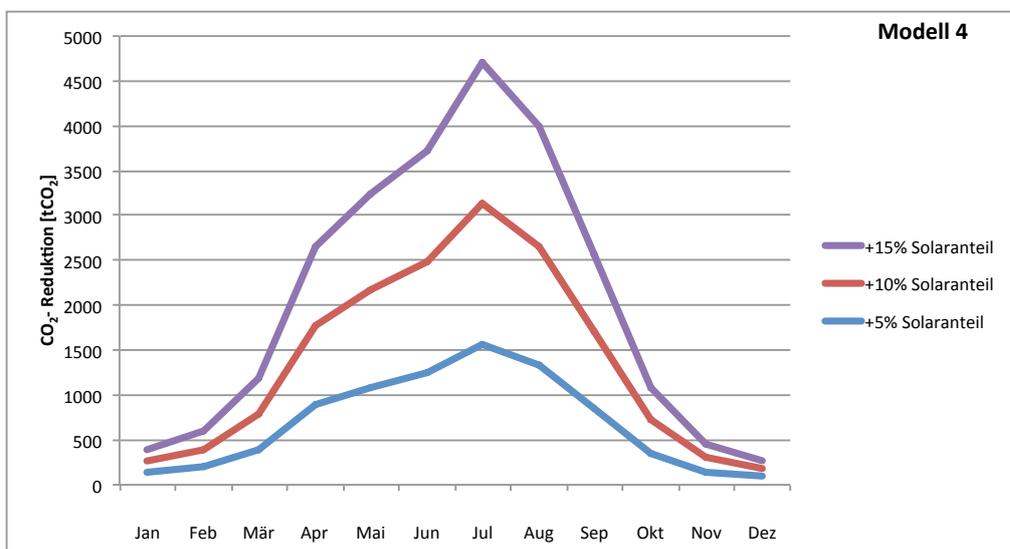
(b) Modell 2

Abbildung 5.4.: Verlauf der CO₂-Reduktion der Modelle 1 und 2

5.2. Ökologische Analyse der solaren Einbindung in unterschiedliche Erzeugerstrukturen



(a) Modell 3



(b) Modell 4

Abbildung 5.5.: Verlauf der CO₂-Reduktion der Modelle 3 und 4

5. Wirtschaftliche und ökologische Aspekte

Für einen direkten Vergleich der Menge an Reduzierung von CO₂-Emissionen bietet sich die Darstellung wie in Abbildung 5.6 an. Zu erkennen sind hier die Jahressummen der CO₂-Reduktion für jedes der vier Modelle. Unabhängig vom Verlauf sieht man hier deutlich die große Einsparung, die bei Modell 4 erzielt werden kann. Zurückzuführen ist das wiederum auf die Substitution der Kohlekraftwerke. Modell 2 zeigt ein ähnliches Verhalten, nur dass hier Erdöl und Erdgas befeuerte Anlagen substituiert werden. Bei Modell 1 und 3 ist das Einsparungspotential natürlich ebenso vorhanden, es fällt nur wesentlich geringer aus. Entscheidend ist also der Anteil und die Art der Kraftwerke, die durch die Einbindung von solarthermischen Anlagen substituiert werden.

Eine weitere Einsparung durch die Einbindung solarthermischer Anlagen zeigt sich freilich auch beim Bedarf an Primärenergie. Je größer der Anteil der Solaranlagen ist, desto geringer wird folglich wiederum der Bedarf der jeweiligen Energieträger.

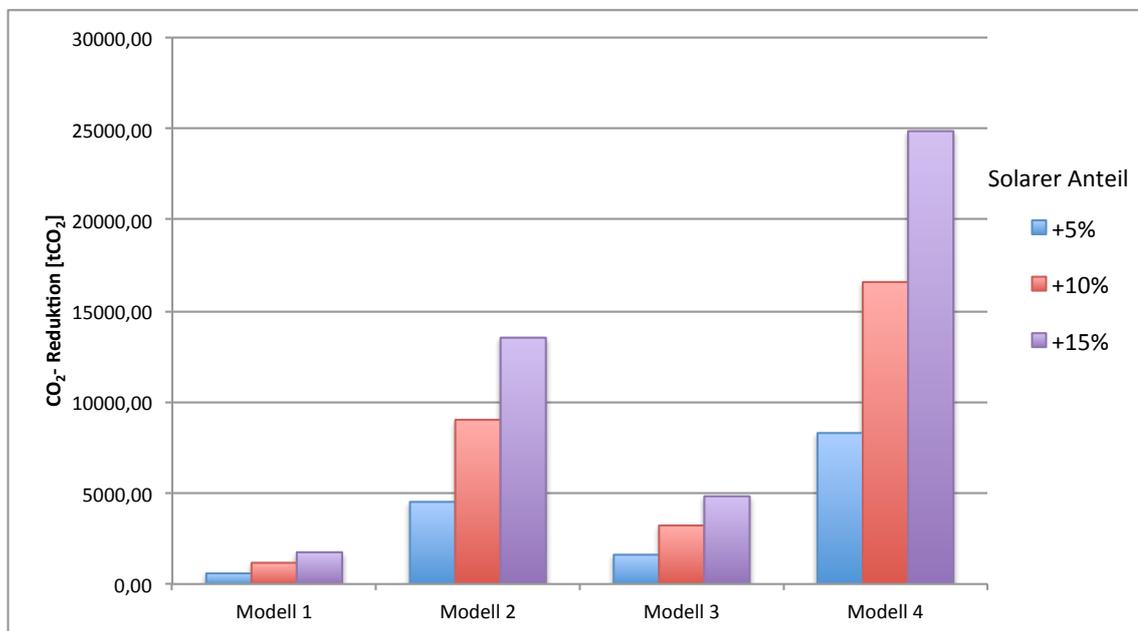


Abbildung 5.6.: Jährliche Gesamt - CO₂-Reduktion der Modelle bei unterschiedlichem solarem Anteil

5.3. Wirtschaftliche Betrachtung

Im vorherigen Kapitel wurde gezeigt, dass ein Fernwärmeunternehmen durch die Integration einer Solaranlage in ein Wärmenetz im Allgemeinen⁸ einen nachhaltigen Beitrag zur Verringerung von CO₂ leisten kann. Das Fernwärmeunternehmen muss die produzierte Wärme jedoch zwangsläufig zu einem wirtschaftlich sinnvollen Preis verkaufen.

Um ein adäquates Modell für eine Verrechnung von solarer Wärme beschreiben zu können soll zunächst das aktuelle Verkaufswesen eines Netzbetreibers dargestellt werden. Außerdem ist ein kurzer Ausflug zur elektrischen Energieerzeugung und der dortigen Preisentwicklung sehr interessant. Dies soll anhand der Preisgestaltung von *Fernwärme Wien* und Daten der [E-CONTROL 2010] erfolgen.

Weiters sollen in diesem Kapitel Modellformen beschrieben und analysiert werden. Dabei wird das Contracting- Modell vorgestellt und die Einbindung eigenfinanzierter und Fremd-errichteter Anlagen analysiert.

5.3.1. Verkauf von Wärme

Bei der Verrechnung der Wärme unterscheidet *Fernwärme Wien* zwischen Privatkunden und Businesskunden. Zusätzlich gibt es noch sogenannte Großabnehmer, bei denen der Verrechnungswert individuell bestimmt wird.

Bei Privatkunden, wie sie z. B. im sozialen Wohnbau in Wien zu finden sind, berechnen sich die Kosten für die Lieferung der Wärme aus einem Grundpreis und einem Arbeitspreis. Diese Tarife gelten für die Raumheizung. Der Arbeitspreis richtet sich nach der verbrauchten Energie. *Fernwärme Wien* verrechnet derzeit einen Arbeitspreis von 30,8583 € pro MWh⁹. Der Grundpreis bezieht sich auf die zu beheizende Nutzfläche und liegt bei 0,2543 € pro m² und Monat. Er ist also unabhängig vom Verbrauch, zählt zu den Fixkosten und beinhaltet damit die Kosten der gesamten zusätzlichen Dienstleistung wie die Bereitstellung der Wärme, Ables- und Abrechnungskosten, Wartung/Eichung

⁸Sofern diese Energieerzeuger anstatt von Wärmekraftwerken eingesetzt werden, die mit reinen Erdgas, Erdöl oder Kohle befeuert werden.

⁹Die hier angegebenen Preise sind exkl. 20% USt. und Stand Juli 2010

und Tausch der Hauptzähler, sowie anteilige Errichtungskosten der Wärmeerzeugungsanlagen¹⁰ und Wärmeverteilungen.

Darüber hinaus verrechnet *Fernwärme Wien* pro m³ erwärmtes Trinkwasser einen Preis von 3,9606 €, wobei in diesem Betrag die oben genannten Dienstleistungen ebenfalls berücksichtigt werden.

Businesskunden teilen sich in Großkunden und Klein- und Mittelbetriebe, für die aber allgemein gleiche Preise gelten. Hier werden die Kosten durch einen Leistungspreis und einen Arbeitspreis bestimmt. Der Leistungspreis ist ähnlich dem Grundpreis bei Privatkunden und umfasst im Prinzip zu tragende Fixkosten. *Fernwärme Wien* verrechnet derzeit einen Leistungspreis von 67,52 € pro kW und Jahr.

Der Arbeitspreis stellt die variablen Kosten dar und richtet sich wiederum nach der verbrauchten Energiemenge. Der aktuelle Arbeitspreis liegt bei 2,806 Cent pro kWh.

Bei der Berechnung und Festlegung der Arbeitspreise wird freilich nicht unterschieden aus welcher Primärenergieform Wärme erzeugt wird. Ob die Wärme in einer Müllverbrennungsanlage, als "Nebenprodukt" der Stromerzeugung in einer KWK-Anlage oder gar durch Heizöl oder Erdgas in einem Spitzenkessel entsteht, ist für die Höhe des Arbeitspreises unbedeutend. Insgesamt muss er natürlich verhältnismäßig in Relation zu den Wärmegestehungskosten stehen, damit das Unternehmen wirtschaftlich bleibt. Für den Kunden ist die Herkunft der Wärme im Allgemeinen irrelevant.

Im Gegensatz zur thermischen Energieversorgung ist die Herkunft der *Energie* bei der elektrischen Energieversorgung für viele Kunden wesentlich und preispolitisch von Bedeutung.

Zum Einen ist ein Wechsel des Energielieferanten seit der Liberalisierung des Strommarktes 1999 ohne Weiteres möglich, da es ein eng vermaschtes, länderübergreifendes Stromnetz gibt, zum Anderen ist der Stromtransport "leichter" handzuhaben ist als der Wärmetransport. Damit ist für einen Kunden auch die aktive Wahl des Stromlieferanten möglich, die er auch in Abhängigkeit von der Stromerzeugung und -herkunft treffen kann. So gibt es nach [E-CONTROL 2010] am heimischen Strommarkt ca. 16 verschiedene Tarife von denen knapp die Hälfte Strom anpreist der aus reinen erneuerbaren Energieformen, wie Sonne, Wind und Wasser, erzeugt wird. Die alternative ist der Bezug von Mischstrom der aus einer Kombination aus erneuerbarer Energie, Energie aus

¹⁰Ausgenommen Müllverbrennungsanlagen, da diese Kosten im Müllentgelt enthalten sind.

fossilen Rohstoffen und Nuklearenergie bzw. einer Kombination aus erneuerbarer Energie und Energie aus fossilen Rohstoffen ohne einen Anteil von Nuklearenergie besteht. Tarife die Strom aus rein erneuerbaren Energieformen versprechen sind im Durchschnitt um 8,5% teurer als jene mit Mischstrom. Wobei Strom, der vorrangig aus Windkraft und Sonnenenergie gewonnen wird wiederum teurer verkauft wird, als jener produziert aus Wasserkraft. Der Grund für die höheren Tarife sind die bei erneuerbaren Energien entstehenden höheren Stromgestehungskosten, die an den Kunden weitergegeben werden. Der Kunde kann durch diese Informationen und Freiheiten also aktiv auswählen aus welchem Ursprung er seine elektrische Energie beziehen will und auch ob er für Strom aus erneuerbaren Energieerzeugern Mehrkosten in Kauf nimmt.

Im Bezug der thermischen Energie gibt es diese Möglichkeiten im Allgemeinen nicht. Im Falle einer Einführung von solarthermischen Kraftwerken gibt es also zwei Möglichkeiten, wie eine Berechnung aussehen könnte.

A) Der Kunde bezieht Wärme wie bisher, ohne Kenntnis über die prozentuale Aufteilung der Herkunft seiner verbrauchten Energie. Die Einbindung eines solarthermischen Kraftwerks bringt für den Kunden dann keine Mehrkosten, auch nicht optional. Die Abrechnung der Wärme erfolgt weiter nach dem aktuellen Prinzip bei dem nicht unterschieden wird, ob die bezogene Wärme aus Sonnenenergie, einer Müllverbrennungsanlage, einer KWK-Anlage, oder zu Spitzenzeiten durch Heizöl oder Erdgas erzeugt wird. Für die spezielle Art der Einbindung ist somit unwesentlich ob sie indirekt ins Verbrauchernetz oder direkt ins Verteilsystem erfolgt. Auf welche Art die Einbindung tatsächlich erfolgen würde, wäre abhängig von den jeweiligen Kosten und den technischen Bedingungen.

Ein Fernwärmeunternehmen kann mit dem Betreiben einer Solaranlage durch die Steigerung des öffentlichkeitswirksamen Image nach Außen hin werben. In der heutigen Zeit, in der grundsätzlich versucht wird bei den verschiedensten Produktionen CO₂-arm vorzugehen, erreicht man dadurch positive PR¹¹.

¹¹Public Relations

B) Der Kunde weiß explizit, dass er aus Solarenergie gewonnene Wärme bezieht und es wird ihm die Möglichkeit gegeben diese Option anzunehmen oder abzulehnen. Generell ist damit auch vorstellbar einen Mehrkostenbeitrag abzurechnen, da die höheren Wärmegestehungskosten abgeglichen werden müssen. Das wäre einerseits beim Grundpreis der Fall, in dem auch anteilige Errichtungskosten der Wärmeerzeugungsanlagen inkludiert sind, andererseits würden sich die höheren Wärmegestehungskosten auch im Arbeitspreis widerspiegeln. Eine Erhöhung von 5-10 % wäre hier durchaus vorstellbar. Die technische Einbindung kann grundsätzlich auf beiden in Kapitel 3 beschriebenen Arten erfolgen. Das ist einerseits die indirekten Einbindung in das Verbrauchernetz, bei der der Kunde auch direkt wahrnimmt, dass z. B. am Dach seines Wohnhauses eine Solaranlage installiert ist. Der Kunde erhält damit eine sichtbare Vorstellung und man weckt eventuell grundsätzlich das Interesse an dieser Technik. Andererseits ist auch die direkte Einbindung in das Verteilnetz, also in Form eines, quasi zentral gelegenen Kraftwerks möglich. Hier müsste beim Kunden das Bewusstsein geschaffen werden, dass die von ihm bezogene Wärme durch eine Solaranlage in das Wärmenetz gespeist wurde. Generell erwähnenswert sind auch bei diesem Punkt die für das jeweilige Unternehmen zutreffenden öffentlichkeitswirksamen Aspekte der Solarenergie als "saubere Form der Energieerzeugung", gegenüber der Wärmeerzeugung allein aus Erdgas oder Heizöl.

Die Frage, ob Kunden für den Bezug von rein solarthermisch erzeugter Wärme tatsächlich Mehrkosten in Kauf nehmen würden bleibt in der vorliegenden Arbeit jedoch unbeantwortet.

5.3.2. Contracting

Beim Energie- Contracting übernimmt ein spezialisiertes Unternehmen den Bau und Betrieb einer energietechnischen Anlage und erhält dafür im Gegenzug vom Auftraggeber einen vertraglich gesicherten Lieferpreis für die in der Anlage produzierten Energie.

Die Idee des Contracting-Modells hat seinen Ursprung bereits im 18. Jahrhundert als James Watt (1736-1819) versucht hat seine neueste Erfindung, die Dampfmaschine, zu vermarkten:

„Wir werden Ihnen kostenlos eine Dampfmaschine überlassen. Wir werden diese installieren und für fünf Jahre den Kundendienst übernehmen. Wir garantieren Ihnen, dass die Kohle für die Maschine weniger kostet, als Sie

gegenwärtig an Futter (Energie) für die Pferde aufwenden müssen. Und alles was wir von Ihnen verlangen, ist, daß Sie uns ein Drittel des Geldes geben, das Sie sparen“¹²

Nach [BREHM 2002] unterscheidet man beim Contracting grundlegend zwischen Anlagen-Contracting und Einspar-Contracting:

Anlagen-Contracting: Das spezialisierte Unternehmen (der Contractor) geht beim Anlagen-Contracting einen Energieliefervertrag ein. Der Contractor finanziert die Anlage, sorgt für dessen Planung, Bau, Betrieb, Wartung und Instandhaltung. Der Auftraggeber (Contracting-Nehmer) verpflichtet sich vertraglich, die ihm gelieferte Energie zu einem Fixpreis abzunehmen. Der Contractor garantiert dabei jedoch keinen Erfolg, er benötigt ihn aber, da pro gelieferte Einheit (kWh oder MWh) abgerechnet wird. Eine ständige Optimierung der Anlage liegt also im Interesse des Contractors, damit er mehr Energie an den Contracting-Nehmer liefern kann. Die Refinanzierung ergibt sich dabei aus dem Lieferpreis, der etwas über den tatsächlichen Wärmegestehungskosten liegt. Nach [RISPOLI 2003] eignen sich für das Anlagen-Contracting neben Warmwasser oder Wärme auch Produkte wie z. B. Kälte, Dampf oder Druckluft.

Nach Ablauf eines Contractingvertrags geht die Anlage in den Besitz des Contracting-Nehmers über, bzw. der Vertrag wird verlängert (vgl. [BMWFJ 2003]).

Einspar-Contracting: Das Ziel ist hier eine Energiekosteneinsparung oder Verlustverminderung einer bestehenden Anlage oder eines Gebäudes. Der Contractor wird beim Einspar-Contracting mit der Senkung des Energieverbrauchs betraut. Erreicht wird das z. B. durch die Modernisierung von Heizung und Regelung, Dämmung oder der Verbesserung der Beleuchtung, aber auch durch organisatorische Maßnahmen wie Nutzermotivation und Energiecontrolling.

Im Gegensatz zum Anlagen-Contracting ist hier der Erfolg der Energieeinsparung ein wichtiger Vertragsbestandteil. Bei Nichterreichen des Einsparziels kommt es außerdem zu einer Verminderung des Gewinns für den Contractor, da sich die Refinanzierung des Projekts aus den erreichten Energieeinsparungen ergibt. Der Contracting-Nehmer zahlt während der Vertragszeit die bisherigen Energiekosten weiter an den Contractor. Der Contractor refinanziert sich damit aus

¹² [BRAUNMÜHL 1997] zit. nach [BREHM 2002].

der Kostendifferenz, die durch die Energieeinsparung entsteht. Nach Ablauf des Contractingvertrags profitiert der Contracting-Nehmer voll von den geleisteten Energieeinsparungen.

Laut [SCHRAMEK 2009] gibt es folgende Varianten des Einspar-Contracting:

- **shared savings:** festes Verhältnis der Energieeinsparungen (20% Contracting-Nehmer und 80% Contractor)
- **contract energy management:** festgelegte Minderung der Energierechnung
- **first out:** Contracting-Nehmer zahlt alte Energierechnung bis zum Ende der Refinanzierung
- **guarenteed saving leases:** Contracting-Nehmer least energiesparende Einrichtungen und der Contractor garantiert Energieeinsparungen

Contracting ermöglicht den technologischen und umweltpolitischen Effekt bei neuen Anlagen ständig danach zu streben Energie effizient zu erzeugen bzw. bei bestehen Gebäuden Energie bestmöglich einzusparen. Der stetige Anreiz ist der dadurch steigende Gewinn. Verbunden mit den Energieeinsparungen können durch Contracting außerdem wesentliche Umweltentlastungen erzielt werden.

Contracting-Nehmer sind meist Unternehmen, die nicht das erforderliche “Know-How“ haben, um Anlagen wirtschaftlich und effizient planen und bauen zu können, aber eventuell auch nicht das erforderliche Eigenkapital besitzen. Contracting bietet jedoch auch Sicherheit, da das Risiko auf den Contractor verlagert wird.

Aus dem Dienstleistungsmodell Contracting ergibt sich eine sog. “Win-Win“ Situation, bei der die beteiligten Parteien das jeweils für sich beste Ergebnis erzielen können.

Contracting bietet folgende weitere Vorteile:

Komplettlösung: Dem Contracting-Nehmer wird eine Komplettlösung präsentiert, bei der alles, Planung, Realisierung, Betrieb, Finanzierung und Förderabwicklung, aus einer Hand kommt. Es gibt nur einen zentralen Ansprechpartner, den Contractor, der zudem sein größtes Interesse vertritt: die Wirtschaftlichkeit der Anlage und die Energieeinsparungen, aus denen er sich refinanziert. Contractoren spezialisieren sich auf diese Tätigkeiten, somit wird der Anlagenbetrieb zudem professioneller.

Risikovermeidung: Sämtliche Risikofaktoren – sowohl technische, als auch wirtschaftliche – werden vom Contractor getragen. Das bedeutet also eine Auslagerung von

Risiken wie Betrieb, Effizienz und Investition. Eine mögliche Finanzierungsproblematik für den Contracting-Nehmer fällt weg, da er kein Eigenkapital investieren muss. Der Contractor muss auch Mehrkosten, die sich erst während der Planungs- oder Bauphase ergeben, übernehmen. Auch die Instandhaltungskosten und die Kosten die durch den Betrieb entstehen sind vom Contractor zu tragen. Ein Netzbetreiber kann sich somit auf sein Kerngeschäft, nämlich den Netzbetrieb und den Wärmeverkauf konzentrieren. Die Verlagerung des Risikos auf den Contractor bringt zudem größere Kreativität am Markt und fördert damit auch neue, innovative Technologien.

Umwelt und Klima: Auch der Vorteil der sich für die Umwelt und das Klima ergibt, ist von großer Bedeutung. Dadurch, dass der Contractor im eigenen Interesse danach strebt die errichteten Anlagen so effizient wie möglich zu betreiben und den Energieverbrauch bei bestehende Gebäude beim Einspar-Contracting immens zu vermindern, wird ein wesentlicher Beitrag zum Klimaschutz geleistet. Das wird speziell durch den Einsatz von neuen, innovativen und erneuerbar Technologien erreicht, die einen hohen Wirkungsgrad besitzen und damit durch geringe Schadstoffemissionen zur CO_2 Reduktion beitragen. Nach [RISPOLI 2003] haben “alle Maßnahmen die der Contractor in Ausübung seiner Tätigkeit und zur Erreichung seines Einsparversprechens tätigt, [...] positive Auswirkungen für den Contracting-Nehmer, die Wirtschaft und die Umwelt.“ Dadurch ergibt sich bei Gebäuden auch einen Imagevorteil, was eine eventuelle Vermietbarkeit steigert.

Contracting ist für Fernwärmeunternehmen eine praktische Möglichkeit quasi ohne Risiko Wärme aus solarthermischen Anlagen zu gewinnen bzw. einzukaufen. Das zeigt sich auch bei laufenden Projekten, wie das der Grazer *UPC-Arena* (siehe Kapitel 3.3.1). Der Contractingvertrag läuft bei diesem Projekt über 15 Jahre wobei eine Verlängerungsoption zu gleichen Konditionen möglich ist. Die aus der Solaranlage gewonnene Wärme wird vollständig in das Netz der *Energie Graz/Fernwärmeversorgung* eingespeist. Es wurde hierbei vertraglich festgehalten, dass die gelieferte Wärme nicht nach einem fixen Grundpreis, sondern nach einem variablen Arbeitspreis verrechnet wird. Dadurch wird der Contractor gedrängt die Anlage ständig zu optimieren um aus der Anlage stets das Maximum an Energie herauszuholen. Für die Benützung der Flächen z. B. für die Kollektoren oder für den Technikraum muss im konkreten Fall keine zusätzliche Miete bezahlt werden. Bei Vertragsende verpflichtet sich der Contractor die in seinem Besitz befindlichen Anlagenteile rückstandslos zu entfernen.

5.3.3. Eigenfinanzierte Anlagen im Fernwärmenetz

Solaranlagen, die eigenfinanziert errichtet werden, beinhalten Risiken für den Fernwärmebetreiber, die beim zuvor beschriebenen Contracting wegfallen. Der Bau einer solarthermischen Anlage ist kostenintensiv und es bedarf intensiver Planung und Entwicklung um eine Einbindung in ein Wärmenetz sinnvoll zu realisieren.

Das Personal von Fernwärmenetzbetreibern ist durch die technische Erfahrung im hydraulischen Bereich durchaus dafür geeignet den Betrieb und eventuelle Wartungsarbeiten an Solaranlagen selbst durchzuführen. Die Planung und den Bau sollten spezialisierte Firmen übernehmen, da hier von der meist langjährigen Erfahrung profitiert werden kann und es dadurch funktionale Garantie bietet. Optimierungsarbeiten könnten dann in Kooperation mit den ausführenden Firmen geschehen.

[HAAS et al. 2008] untersuchten unter anderem die wirtschaftliche Rentabilität der solarthermische Grundlasteinspeisung in Wärmenetze. In dem Projekt kam man zu dem Schluss, dass netzgekoppelte Solaranlagen, die in Kleinstwärmenetze einspeisen, in den nächsten Jahren die Wirtschaftlichkeitsgrenze erreichen werden. Anlagen, die in große Fernwärmenetze einspeisen sind zur Zeit noch nicht wirtschaftlich. In optimistischen Szenarien¹³ wird die solarthermische Wärmeeinspeisung in große Wärmenetze ab 2015 wirtschaftlich, in pessimistischen Szenarien erst um 2040. Der Bericht von [HAAS et al. 2008] zeigt, dass die Rentabilität und damit die sinnhafte Verwendung dieser Technik auch stark von den Energiepreisen abhängig ist. Es gibt freilich auch einen politischen Einfluss, so würden höhere Preise für CO₂-Zertifikate oder ein eingeschränkter Handel mit diesen, den Ausbau von solarthermischen Anlagen bzw. allgemein Anlagen die CO₂-arm Energie erzeugen, fördern.

Zusätzliche Abhängigkeit besteht natürlich auch in der Fernwärmestruktur bezüglich unterschiedlicher Kraftwerkparcs. Reine Heizkraftwerke, befeuert durch Erdöl oder Erdgas, können wirtschaftlich sinnvoller durch Solaranlagen substituiert werden, als Kraftwerke mit Kraft-Wärme-Kopplung. Durch ihre stetige Stromproduktion und der damit zusammenhängenden Abwärmenutzung sind KWK- Kraftwerke wirtschaftlich am besten ausgenutzt.

¹³In Bezug auf Energie- und CO₂-Preise. Wobei gilt: Optimistisch = hohe Energie- und CO₂-Preise; Pessimistisch = niedrige Energie- und CO₂-Preise.

Für Heizkraftwerke kann nach [HAAS et al. 2008] allgemein gesagt werden, dass aktuell die Wärmebereitstellung einer 1.000 m² großen Solaranlage um etwa 40 €/MWh teurer ist, als die Wärmebereitstellung mittels Erdgas.

5.3.4. Fremd-errichtete Anlagen im Fernwärmenetz

Eine weitere Möglichkeit ist die indirekte Einbindung von Fremdanlagen wie in Kapitel 3.2 beschrieben. Eigentümer von solarthermischen Anlagen die indirekt in das Verbrauchersystem eines Fernwärmenetzes eingebunden sind, sind meist Gebäudeeigentümer, Grundstückseigner oder Hausverwalter. Die Solaranlage wird in diesem Fall auf dem Dach, integriert in die Fassade oder auf einer Freifläche installiert und dient zur Brauchwassererwärmung und – je nach Auslegung – auch zur Heizungsunterstützung. Die Verbindung zwischen solarer Wärme und Fernwärme besteht hier in der Wärmeinsparung die fernwärmeseitig erreicht wird. Für ein praktisches Beispiel sei hier auf Kapitel 4 verwiesen, in dem der Betrieb einer solchen Fremdanlage beschrieben wird.

Üblicherweise reicht die Sonneneinstrahlung nur in den Sommermonaten und in der Übergangszeit aus, um reale solare Erträge zu gewinnen. Der Fernwärmebetreiber muss bei einem Kunden, der selbstständig eine Solaranlage in sein Heizsystem bzw. Warmwasserbereitung integriert, dennoch eine 100 %ige Redundanz an Wärme bereitstellen um einerseits an schlechten Sommertagen, aber vor allem um in den Wintermonaten Wärme liefern zu können. Diese 100 %ige Redundanz bedeutet also sowohl, dass generell der Anschluss samt Verrohrung dementsprechend dimensioniert sein muss, als auch, dass diese Wärme freilich durch das Netz bereitgestellt werden muss.

Aktuelle Beobachtungen bei *Fernwärme Wien* haben gezeigt, dass es auch vorkommt, dass Firmen oder Hauseigentümer ihren Wärmebedarf zum Großteil mithilfe einer Solaranlage in Kombination mit einer Wärmepumpe abdecken wollen. Zur Ausfallsicherheit und Spitzenabdeckung soll zusätzlich auf Fernwärme zurückgegriffen werden.

In solchen Fällen muss darauf hingewiesen werden, dass die Wärmepreise von *Fernwärme Wien* für einen Anschluss bei Vollversorgung gelten. Ist dies nicht der Fall, ist eine Tarifierpassung des Arbeitspreises möglich, oder falls die Wirtschaftlichkeit nicht gegeben ist, kommt es zu keinen Anschluss an das Wärmenetz. Die Spitzenabdeckung und Ausfallreserve muss dann durch andere Energiequellen, wie z. B. durch eine Gasheizung oder elektrisch erfolgen.

Für den Fernwärmenetzbetreiber ergeben sich bei dieser Form der Einbindung also nicht nur finanzielle Kürzungen durch den geringeren Wärmeverkauf und der trotzdem notwendigen Bereitstellung der Ausfallsicherheit und Spitzenabdeckung. Durch die geringere Abnahme von Fernwärme entsteht bei solchen Anlagen außerdem eine höhere Rücklauftemperatur, durch die das Wärmenetz gesamt ineffizienter wird, da letztendlich ein größerer Volumenstrom bereitgestellt werden muss um die erforderliche Leistung zu liefern. Speziell für die Wärmeerzeugung von *Fernwärme Wien* sei hier wieder erwähnt, dass das Unternehmen durch den überwiegenden Einsatz von KWK- Kraftwerken im Sommer einen Wärmeüberschuss vorweisen kann. Ziel des Unternehmens ist es diese Wärme dienlich weiterzugeben.

6. Schlussbetrachtung

Die Verwendung solarthermischer Anlagen zur Wärmeerzeugung im Privatsektor steigt stetig an. Es stellte sich natürlich die Frage ob diese Technik auch für die Wärmeverteilung über Fernwärmenetze – also quasi im großen Stil – nutzbar und sinnvoll verwendet werden kann.

Um diese Frage zu beantworten wurden in der vorliegenden Diplomarbeit die technischen Anforderungen und Auswirkungen, sowie das ökologische Potential der Einbindung solarthermischer Anlagen in große Wärmenetze analysiert. Dies erfolgte am Beispiel und mithilfe von Daten und Erfahrungswerten des Unternehmens *Fernwärme Wien*.

Messungen an einer Solaranlage, die auf Verbraucherseite im Netz von *Fernwärme Wien* angeschlossen ist, haben gezeigt, dass für Einzelobjekte zwar eine Unterstützung der Brauchwassererwärmung erreicht werden kann, eine Alternative zur konventionellen Wärmeerzeugung ist, bei Solaranlagen in diesem Ausmaß, jedoch nicht gegeben. Zudem zeigte sich unter bestimmten Voraussetzungen, dass es bei der indirekten Einbindung durch erhöhte Rücklauftemperaturen im Verbundnetz zu einer ineffizienten Fahrweise kommen kann, da zur Bereitstellung der Energie ein größerer Volumenstrom vonnöten ist.

Ein großes Problem bei der Einbindung solarthermischer Anlagen in Wärmenetze, ist die Dualität zwischen dem solaren Angebot und der Wärmenachfrage. Der größte Bedarf an Wärme, nämlich für Heizzwecke, besteht in unseren Breitengraden in den Wintermonaten bzw. der Übergangszeit. Umgekehrt gibt es den größten solaren Ertrag logischerweise in den Sommermonaten, wo Wärme fast ausschließlich zur Brauchwassererwärmung bereitgestellt werden muss. Fernwärmeunternehmen haben ihre Erzeugerstruktur im Laufe der Zeit genau an diese Anforderungen angepasst. Wie am Beispiel von *Fernwärme Wien* erkennt man das an der besonderen Wärmeerzeugerstruktur. Der Großteil der Wärme für Wien stammt aus Abfallbehandlungsanlagen und durch ausgekoppelte Wärme aus KWK-Anlagen. Diese Kraftwerke stellen Grund- und Mittellast

dar. Im Sommer, wenn der Wärmebedarf am geringsten ist, wird die Wärmeerzeugung auf die Grundlast reduziert. In Betrieb sind dann lediglich Abfallbehandlungsanlagen, sowie ein geringer Anteil an KWK-Anlagen¹. Diese Kraftwerke übernehmen zusätzlich zur Wärmeproduktion noch weitere wichtige Aufgaben, wie die Abfallverwertung und Stromproduktion. Eine Substituierung dieser bestehenden Kraftwerke erscheint demnach zurzeit wenig sinnvoll.

Durch die enge Kopplung der Wärmeproduktion mit der Stromproduktion im Wiener Fernwärmenetz können sich dabei, in einer langfristigen Perspektive, jedoch durchaus Veränderungen ergeben. So kann es bei einer nachhaltigen Reduzierung des Stromverbrauchs z. B. durch energiesparende Elektrogeräte oder der Stromproduktion aus attraktiven alternativen, eventuell erneuerbaren Quellen, zu einer Leistungsreduzierung oder gar Abschaltung von KWK-Kraftwerken kommen. Das hat wiederum Auswirkungen auf die Wärmeproduktion, die dann anderweitig gewährleistet werden muss.

Das größte Potential für die solarthermische Wärmebereitstellung im Versorgungsgebiet von *Fernwärme Wien*, besteht derzeit in der Unterstützung von sogenannten Kesselhäusern. Diese autonomen, dezentralen Heizkessel versorgen Kunden außerhalb des eigentlichen Verbundnetzes mit Wärme und wären damit im Sinne einer indirekten Einbindung in das Verbrauchersystem zu behandeln.

Solarenergie liefert keine Energie "auf Abruf". Um zu Spitzenzeiten oder bei einem "Ausfall" der Sonnenenergie trotzdem Energie bereitstellen zu können, bedarf es großer Wärmespeicher und/oder der notwendigen Wärmebereitstellung durch das Verbundnetz. Diese benötigte Wärmeredundanz spiegelt sich wiederum in den Systemkosten wider. Es müssen hier einerseits die Errichtungs- und Wartungskosten für einen Wärmespeicher berücksichtigt werden, und auf der anderen Seite muss natürlich auch das Verbundnetz darauf ausgelegt sein, im Bedarfsfall zusätzliche Wärme zu transportieren und diese muss auf Erzeugerseite auch durch entsprechende Kraftwerke bereitgestellt werden.

Der Wärmebedarf in Fernwärmenetzen ist, verhältnismäßig zur möglichen Energiegewinnung durch solarthermische Anlagen, enorm groß. Betrachtet man beispielsweise das derzeit größte solarthermische Kraftwerk zur zentralen Wärmeversorgung in Dänemark, so produziert dieses bei einer Kollektorfläche von ca. 18.000 m², pro Jahr im Durchschnitt ca. 8 GWh an thermischer Energie. Der Energieabsatz von *Fernwärme*

¹Korrekterweise ist der Großteil der KWK-Kraftwerke, selbst im Sommer, zur Stromproduktion im Betrieb, es wird dabei nur keine Wärme ausgekoppelt.

Wien beträgt im Jahr vergleichsweise etwa 6.000 GWh. Das bedeutet, dass mit einem solchen Kraftwerk gerade einmal 1,3 ‰ an Wärme bereitgestellt werden können.

Solche Anlagen können in einem Fernwärmenetz dennoch unterstützend eingesetzt werden, sowohl bei einer direkten Einbindung, als auch in Form von dezentralen Großanlagen. Zudem leisten Solaranlagen einen nachhaltigen Beitrag zum Umweltschutz.

Berechnungen bezüglich der Einsparungen von Treibhausgasemissionen, bei einer Einbindung von solarthermischen Anlagen in Fernwärmenetze haben gezeigt, dass diese sehr abhängig von der Kraftwerksstruktur sind. Wider erwarten liegt das Maximum der erzielten CO₂-Reduktion meist nicht im Sommer, wenn der meiste solare Ertrag auftritt, sondern in den Monaten April und Mai. Begründet wird das durch die Tatsache, dass in dieser Zeit der Erste brauchbare solare Ertrag gewonnen werden kann – gleichzeitig sind auch noch Kraftwerke in Betrieb, die als Mittellast oder Spitzenlast dienen. Da man bei dieser Art der Kraftwerke für gewöhnlich Wärme aus der Verbrennung fossiler Rohstoffe gewinnt, welche mehr Treibhausgase in die Atmosphäre freisetzt als z. B. eine Abfallbehandlungsanlage, können genau diese Emissionen durch den Einsatz von Solaranlagen reduziert werden.

Genau das könnte zudem durch den zusätzlichen Einsatz von großen Wärmespeichern verbessert werden. Durch die Verwendung von saisonalen Speichern kann Wärme im Sommer erzeugt und diese dann im Herbst bzw. Frühwinter genutzt werden. Das ermöglicht wiederum eine größere Einsparung an Treibhausgasemissionen und reduziert auf begrenzte Zeit den Einsatz von Mittellast- und Spitzenlastkraftwerken.

Großes Potential hat die solare Wärmetechnik außerdem in Kombination mit Niedrigenergiehäusern und Niedrigtemperaturheizsystemen wie Flächenheizungen. Bei diesen Systemen kann solare Energie, aufgrund der niedrigen benötigten Temperatur, effizienter genutzt werden. Dieser Bereich sollte auch bei Fernwärmeunternehmen bei einer langfristigen, zukunftsorientierten Planung im Geschäftsmodell berücksichtigt werden. Durch die voranschreitende Entwicklung in der Gebäudetechnik bezüglich Wärmedämmung, Sanierung von Altbauten und der Akzeptanz für generelles “Energiesparen“ wird dieser Bereich immer größer.

Literaturverzeichnis

- [BIERMAYR et al. 2009] BIERMAYR, PETER, W. WEISS, I. BERGMANN, N. GLÜCK, S. STUKELJ und H. FECHNER (2009). *Erneuerbare Energie in Österreich - Marktentwicklung 2008*. Technischer Bericht, Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie (BMVIT), Wien.
- [BMWFJ 2003] BMWFJ (2003). *Energiebericht 2003 der österreichischen Bundesregierung*. Energiebericht, Bundesministerium für Wirtschaft, Familie und Jugend (BMWFJ), Wien.
- [BRAUNER 2009] BRAUNER, GÜNTHER (2009). *Energieübertragung und Kraftwerke*. Vorlesungsskriptum, TU Wien, Institut für elektrische Anlagen und Energiewirtschaft, Wien, 5 Aufl.
- [BRAUNMÜHL 1997] BRAUNMÜHL, WILHELM (1997). *Handbuch Contracting*. Krammer, Düsseldorf.
- [BREHM 2002] BREHM, BRUNO (2002). *Contracting*. Diplomarbeit, Technische Universität Wien, Wien.
- [BUCAR et al. 2004] BUCAR, GERHARD, B. BAUMGARTNER, W. TRITTHART, H. PIBER und B. SUPP (2004). *Contracting als Instrument für das Althaus der Zukunft*. Projektbericht, Grazer Energieagentur Ges.m.b.H. im Auftrag des Bundesministeriums für Verkehr, Innovation und Technologie (BMVIT), Graz.
- [BUCAR et al. 2005] BUCAR, GERHARD, K. SCHWEYER, C. FINK, R. RIVA, M. NEUHÄUSER, E. MEISSNER, W. STREICHER und C. HALMDIENST (2005). *Dezentrale erneuerbare Energie für bestehende Fernwärmenetze*. Projektbericht, Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie (BMVIT), Wien.
- [BÖHMER und GÖSSL 2009] BÖHMER, SIEGMUND und M. GÖSSL (2009). *Optimierung und Ausbaumöglichkeiten von Fernwärmesystemen*. Report, Umweltbundesamt GmbH, Wien.

- [DRÜCK 2000] DRÜCK, H. (2000). *Verfahren zur Berechnung des Energieertrags von Solaranlagen*. Rechenverfahren, Institut für Thermodynamik und Wärmetechnik - Universität Stuttgart.
- [E-CONTROL 2010] E-CONTROL (2010). *Strompreis - Tarifkalkulator*. Energie-Control GmbH, Wien. Stand Juli 2010.
- [ENGELER und SALERNO 2003] ENGELER, LEO und B. SALERNO (2003). *ACCA-DUEO - Solaranlagen ohne Frostschutzmittel*. Technischer Bericht, Schweizer Bundesamt für Energie, Langenbruck (CH).
- [FANINGER 2009] FANINGER, GERHARD (2009). *Solar Heating and Cooling in Austria - Status Report 2009*. Technischer Bericht, Fakultät für Interdisziplinäre Forschung und Fortbildung, IFF, Universität Klagenfurt, Klagenfurt.
- [FISCHER und GILGEN 2002] FISCHER, HAGEN S. und H. GILGEN (2002). *DACHRad - Berechnung der direkten Sonneneinstrahlung in Deutschland, Österreich und der Schweiz*. Bulletin of the Geobotanical Institute ETH, 68:83–94.
Abrufbar unter:
http://www.geobot.umnw.ethz.ch/publications/periodicals/download/68_83_Fischer.pdf
Elektronischer Anhang abrufbar unter:
http://www.geobot.umnw.ethz.ch/publications/periodicals/elapp/App2002_2_Fischer.pdf.
- [FRITTMUM 2004] FRITTMUM, BJÖRN (2004). *Entwicklung eines Modells zur Optimierung von teilsolaren Heizsystemen*. Diplomarbeit, Technische Universität Wien, Wien.
- [FWW-TR-TAB 2009] FWW-TR-TAB (2009). *Technische Richtlinie - Technische Auslegungsbedingungen*. Fernwärme Wien GmbH, Forschung und Entwicklung.
- [FWW-TR-ZT 2009] FWW-TR-ZT (2009). *Technische Richtlinie - Zentrale Trinkwassererwärmung*. Fernwärme Wien GmbH, Forschung und Entwicklung.
- [HAAS et al. 2006] HAAS, REINHARD, P. BIERMAYR und L. KRANZL (2006). *Technologien zur Nutzung Erneuerbarer Energieträger - wirtschaftliche Bedeutung für Österreich*. Technischer Bericht, Technische Universität Wien, Institut für elektrische Anlagen und Energiewirtschaft, Energy Economics Group, Wien. Wirtschaftskammer Österreich, Dachverband Energie-Klima.

- [HAAS et al. 2008] HAAS, REINHARD, L. KRANZL, A. MÜLLER, R. CORRADINI, M. ZOTZ, P. FRANKL und E. MENICETTI (2008). *Szenarien der gesamtwirtschaftlichen Marktchancen verschiedener Technologielinien im Energiebereich*. Projektbericht, Technische Universität Wien, Institut für elektrische Anlagen und Energiewirtschaft, Energy Economics Group, Wien. Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie (BMVIT).
- [HÖSS et al. 1990] HÖSS, ANTON, W. KUNZ, H. RIEMER, H. SCHAUBE und P. WENSIERSKI (1990). *Sonnenenergie zur Warmwasserbereitung*. BINE- Informationspaket. Verlag TÜV Rheinland, Köln.
- [IWO 2010] IWO (2010). *Institut für wirtschaftliche Ölheizung*. <http://www.iwo.de>. Website des “IWO“, Februar 2010.
- [KISSER 2008] KISSER, ERWIN (2008). *Solaranlagen*. Verein für Konsumenteninformation, Wien.
- [MÜLLER 1997] MÜLLER, FRIEDRICH UDO (1997). *Thermische Solarenergie erfolgreich nutzen*. Franzis, Feldkirchen.
- [NAHWAERME.AT 2010] NAHWAERME.AT (2010). *nahwaerme.at Energiecontracting GmbH*. <http://www.nahwaerme.at>. Website der Firma “nahwaerme.at“, Mai 2010.
- [OBERZIG 2008] OBERZIG, KLAUS (2008). *Solare Wärme*. BINE- Informationspaket. Solarpraxis, Berlin, 2 Aufl.
- [PARADIGMA 2010] PARADIGMA (2010). *Natürlich Wärme*. <http://www.paradigma.de>. Website der Firma “Paradigma“, Februar 2010.
- [PRECHTL 1994] PRECHTL, ADALBERT (1994). *Vorlesungen über die Grundlagen der Elektrotechnik*, Bd. 1. Springer- Verlag Wien New York, Wien.
- [PURKARTHOFER o.J.] PURKARTHOFER, GOTTFRIED (o.J.). *Technologieportrait Solarthermie*. Technischer Bericht, AEE - Institut für Nachhaltige Technologien. o.J.
- [RAAB 2006] RAAB, STEFAN (2006). *Simulation, Wirtschaftlichkeit und Auslegung solar unterstützter Nahwärmesysteme mit Heißwasser-Wärmespeicher*. Cuvillier, Göttingen.

- [RISPOLI 2003] RISPOLI, IVANA-CHRISTINE (2003). *Contracting in der Immobilienwirtschaft*. Diplomarbeit, Fachhochschule Nürtingen, Geislingen.
- [RUMMICH 2006] RUMMICH, ERICH (2006). *Nichtkonventionelle Energiewandlung*. Vorlesungsskriptum, TU Wien, Institut für elektrische Anlagen und Energiewirtschaft, Wien.
- [SCHRAMEK 2009] SCHRAMEK, ERNST RUDOLF, Hrsg. (2009). *Taschenbuch für Heizung und Klimatechnik*. Oldenbourg Industrieverlag, München, 74 Aufl. "Recknagel".
- [SCHREIER 2010] SCHREIER, STEFAN (2010). *Variabilität der Bewölkung und Auswirkungen auf die Solarstrahlung in Wien*. Diplomarbeit, Universität Wien, Wien.
- [SOLAR 2010] SOLAR (2010). *AS- Solar GmbH*.
<http://www.as-solar.com>
Website der Firma "AS-Solar"
- Flachkollektor AS-FK 2.3:
http://www.as-solar.com/data/solarthermie/kollektoren/assolar_as-fk_web.pdf
Vakuumröhrenkollektor AS-CPC:
http://www.as-solar.com/data/solarthermie/kollektoren/assolar_as-cpc_web.pdf
Vakuumröhrenkollektor AS-EVK:
http://www.as-solar.com/data/solarthermie/kollektoren/as-solar_evk_web.pdf.
Datenblätter einiger Produkte der Firma "AS-Solar", März 2010.
- [SOLARS 2010] SOLARS (2010). *Der Solarserver*. <http://www.solarserver.de>.
Website des Internetportals "Der Solarserver", Februar 2010.
- [SOLID 2010] SOLID (2010). *S.O.L.I.D. Gesellschaft für Solarinstallation und Design GmbH*. <http://www.solid.at>.
Website der Firma "S.O.L.I.D.", Mai 2010.
- [STARTEC 2010] STARTEC (2010). *Energy Systems*. <http://www.startec.at>.
Website der Firma "Startec", Februar 2010.
- [STATISTIKAUSTRIA 2009] STATISTIKAUSTRIA (2009). *Energiebilanz 2008*. Bundesanstalt Statistik Österreich. Wien.

- [STREICHER et al. 2002] STREICHER, WOLFGANG, R. HEIMRATH, A. HEINZ, T. MACH, C. FINK und R. RIVA (2002). *Solarunterstützte Wärmenetze*. Projektbericht, Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie (BMVIT), Graz.
- [WIENERENERGIE 08/09] WIENERENERGIE (08/09). *Wien Energie Geschäftsbericht des Geschäftsjahrs 08/09*. Wien.
- [ZACH 2010] ZACH, FRANZ (2010). *Primärenergiefaktoren und Treibhausgasemissionen der Fernwärmeerzeugung der Fernwärme Wien GmbH*. Technischer Bericht, Austrian Energy Agency, Wien. Februar 2010.
- [ZAHORANSKY 2002] ZAHORANSKY, RICHARD (2002). *Energietechnik*. Vieweg, Wiesbaden, 2 Aufl.
- [ZAMG 2010] ZAMG (2010). *Zentralanstalt für Meteorologie und Geodynamik. Wetterdaten 2008- 2010*. Wien.
- [ÖNORM 2007] ÖNORM (2007). *ÖNORM EN 15316-4-5, Heizungsanlagen in Gebäuden - Verfahren zur Berechnung der Energieanforderungen und Nutzungsgrade der Anlagen, Teil 4-5: Wärmeerzeugungssysteme, Leistungsfähigkeit und Effizienz von Fernwärme- und großvolumigen Systemen*. ON Österreichisches Normungsinstitut, Wien.

Abbildungsverzeichnis

2.1	Prozentuelle Aufteilung der Wärmeerzeugung und installierter Leistung im Geschäftsjahr 2008/2009	11
2.2	Energieauslastung der Kraftwerke, als Mittelwerte über die Jahre 2009 - 2010	12
2.3	Technische Auslegungsbedingungen [FWW-TR-TAB 2009]	14
2.4	Grundschemata einer Solaranlage	17
2.5	In Österreich installierte Sonnenkollektorfläche 1975 bis 2008 [BIERMAYR et al. 2009]	21
2.6	Schnitt durch einen Flachkollektor [STARTEC 2010]	24
2.7	Prinzip des CPC Reflektors [PARADIGMA 2010]	25
2.8	Schematische Bauformen des Vakuumröhrenkollektor [IWO 2010]	26
2.9	Wirkungsgradkennlinien unterschiedlicher Kollektortypen	32
2.10	Wirkungsgradkennlinien von Flachkollektor und Röhrenkollektor bei unterschiedlichen Einstrahlungswerten	33
2.11	Verlauf der Höhenwinkel der Sonne am 21.Tag jedes Monats für den geographischen Breitengrad von $48,2^\circ$	37
2.12	Tagesmittelwerte der Sonneneinstrahlung in W/m^2 über ein Jahr aus der Betrachtung von Stundenmittelwerten der Jahre 2006 – 2009. Erstellt aus Daten der [ZAMG 2010]	38
2.13	Prozentuelle Darstellung von Monatsmittelwerten der Sonnenenergie in kWh/m^2 über ein Jahr aus der Betrachtung von Stundenmittelwerten der Jahre 2006 – 2009. Erstellt aus Daten der [ZAMG 2010]	39
2.14	Verlauf von Sonneneinstrahlung und Bewölkung in den Monaten Juli und August 2010 (Tagesdurchschnittswerte)	41
3.1	Vorlaufanhebung	45
3.2	Rücklaufanhebung	46
3.3	Vorlaufeinspeisung	46

3.4	Einbindungsarten in das Verteilsystem	47
3.5	Speicherladesystem mit Einbindung von Solarwärme [FWW-TR-ZT 2009]	49
3.6	Kollektorfeld <i>UPC-Arena</i> [SOLID 2010]	52
3.7	Kollektorfeld Wasserwerk Andritz [SOLID 2010]	53
3.8	Kollektorfeld Fernheizkraftwerk / AEEV [SOLID 2010]	54
4.1	Schema eines Verbrauchers der Messanlage	60
4.2	Schema des M-Bus Systems der Messanlage	62
4.3	Kollektorkreis: Leistung (grün), VLT (rot), RLT (blau)	65
4.4	Fernwärme- und solarseitiger Tagesverbrauch: Tage mit gutem Solarertrag	69
4.5	Fernwärme- und solarseitiger Tagesverbrauch im Mischbetrieb (15.07.10)	70
4.6	Fernwärme- und solarseitiger Tagesverbrauch bei schlechtem Solarertrag (17.07.10)	72
5.1	Primärachse: Energieauslastung (GWh) der Kraftwerke von <i>Fernwärme Wien</i> , als Mittelwerte über die Jahre 2009 - 2010. Sekundärachse: Mo- natssummen der Tagesmittelwerte der Sonnenenergie (kWh/m ²) aus der Betrachtung von Stundenmittelwerten der Jahre 2006 – 2009.	80
5.2	CO ₂ -Emissionen, Primärenergiebedarf und nicht erneuerbarer Primär- energiebedarf der unterschiedlichen Kraftwerksstrukturen	89
5.3	CO ₂ -Emissionen der verschiedenen Brennstoffe der unterschiedlichen Kraft- werksstrukturen	90
5.4	Verlauf der CO ₂ -Reduktion der Modelle 1 und 2	92
5.5	Verlauf der CO ₂ -Reduktion der Modelle 3 und 4	93
5.6	Jährliche Gesamt - CO ₂ -Reduktion der Modelle bei unterschiedlichem so- larem Anteil	94

Tabellenverzeichnis

2.1	Installierte Leistung von Grundlast. Wärmeerzeugung durch thermische Abfallbehandlung	8
2.2	Installierte Leistung von Mittellast mit Kraft-Wärme-Kopplung als Wärmeerzeugung	9
2.3	Installierte Leistung von Spitzenlast mit Erdgas und Heizöl als Brennstoff	9
2.4	Wärmeerzeugung	10
2.5	Vergleich der vier größten österreichischen Fernwärmenetze	15
2.6	Kenndaten der Solarkollektoren nach [KISSER 2008]	27
2.7	Typische Kenndaten zur Wirkungsgradberechnung	31
2.8	Korrekturfaktoren für Neigungswinkel und Azimutwinkel nach [DRÜCK 2000]	34
3.1	Details Solaranlage <i>UPC-Arena</i> [SOLID 2010]	53
3.2	Details Solaranlage Wasserwerk Andritz [SOLID 2010]	54
3.3	Details Solaranlage Fernheizkraftwerk und AEVG [SOLID 2010]	55
3.4	Details Solaranlage Messehalle Wels	55
4.1	Tageswerte von durchschnittlicher Sonneneinstrahlung und Tagessumme von solarem Ertrag und Verbrauch für den Vorrangbetrieb (23.08 u. 17.08) und Mischbetrieb (07.07 u. 15.07)	74
5.1	Referenzwerte für netzgekoppelte Solaranlagen mit einer Größe von 1.000m ² aus [HAAS et al. 2008]	78
5.2	Primärenergiefaktoren einzelner Energieträger [ZACH 2010]	83
5.3	Primärenergiefaktoren von <i>Fernwärme Wien</i> und Solaranlagen [ZACH 2010]	84
5.4	Treibhausgasemissionen nach [ZACH 2010]	85
5.5	Überblick über die Strukturierung der Modelle	88
A.1	Modell 1: Energieaufteilung der Variationen (in GWh)	119

A.2	Modell 1: Primärenergiebedarf der Variationen (in GWh)	119
A.3	Modell 1: Primärenergiebedarf nicht-erneuerbar der Variationen (in GWh)	120
A.4	Modell 1: CO ₂ Emissionen der Variationen (in tCO ₂)	120
A.5	Modell 1: Reduktion der CO ₂ Emissionen (in tCO ₂)	121
A.6	Modell 2: Energieaufteilung der Variationen (in GWh)	121
A.7	Modell 2: Primärenergiebedarf der Variationen (in GWh)	122
A.8	Modell 2: Primärenergiebedarf nicht-erneuerbar der Variationen (in GWh)	122
A.9	Modell 2: CO ₂ Emissionen der Variationen (in tCO ₂)	122
A.10	Modell 2: Reduktion der CO ₂ Emissionen (in tCO ₂)	123
A.11	Modell 3: Energieaufteilung der Variationen (in GWh)	123
A.12	Modell 3: Primärenergiebedarf der Variationen (in GWh)	124
A.13	Modell 3: Primärenergiebedarf nicht-erneuerbar der Variationen (in GWh)	124
A.14	Modell 3: CO ₂ Emissionen der Variationen (in tCO ₂)	124
A.15	Modell 3: Reduktion der CO ₂ Emissionen (in tCO ₂)	125
A.16	Modell 4: Energieaufteilung der Variationen (in GWh)	125
A.17	Modell 4: Primärenergiebedarf der Variationen (in GWh)	126
A.18	Modell 4: Primärenergiebedarf nicht-erneuerbar der Variationen (in GWh)	126
A.19	Modell 4: CO ₂ Emissionen der Variationen (in tCO ₂)	126
A.20	Modell 4: Reduktion der CO ₂ Emissionen (in tCO ₂)	127
A.21	Sonneneinstrahlung in W/m ² - Tages-Durchschnittswerte 2006-2009 be- rechnet aus [ZAMG 2010]	128

A. Ergänzendes Material

Tabelle A.1.: Modell 1: Energieaufteilung der Variationen (in GWh)

	Standard	Solar Anteil			Last
		5%	10%	15%	
HKW (Erdgas)	12,60	11,97	11,34	10,71	SP
HKW (Öl)	9,00	8,55	8,10	7,65	SP
MVA	148,20	140,79	133,38	125,97	G
BioM	10,20	9,69	9,18	8,67	G
KWK	420,00	399,00	378,00	357,00	M
Solar	0,00	30,00	60,00	90,00	

Tabelle A.2.: Modell 1: Primärenergiebedarf der Variationen (in GWh)

	Standard	Solar Anteil		
		5%	10%	15%
HKW (Erdgas)	14,87	14,12	13,38	12,64
HKW (Öl)	10,44	9,92	9,40	8,87
MVA	154,13	146,42	138,72	131,01
BioM	10,51	9,98	9,46	8,93
KWK	420,00	399,00	378,00	357,00
Solar	0,00	30,00	60,00	90,00

Tabelle A.3.: Modell 1: Primärenergiebedarf nicht-erneuerbar der Variationen (in GWh)

	Standard	Solar Anteil		
		5%	10%	15%
HKW (Erdgas)	14,87	14,12	13,38	12,64
HKW (Öl)	10,44	9,92	9,40	8,87
MVA	5,93	5,63	5,34	5,04
BioM	0,31	0,29	0,28	0,26
KWK	88,20	83,79	79,38	74,97
Solar	0,00	0,00	0,00	0,00

Tabelle A.4.: Modell 1: CO₂ Emissionen der Variationen (in tCO₂)

	Standard	Solar Anteil		
		5%	10%	15%
HKW (Erdgas)	3.160,08	3.002,08	2.844,07	2.686,07
HKW (Öl)	2.948,40	2.800,98	2.653,56	2.506,14
MVA	2.815,80	2.675,01	2.534,22	2.393,43
BioM	196,86	187,02	177,17	167,33

Tabelle A.5.: Modell 1: Reduktion der CO₂ Emissionen (in tCO₂)

	Solar Anteil		
	5%	10%	15%
Jänner	13,73	27,47	41,20
Februar	12,18	24,36	36,54
März	25,82	51,65	77,47
April	66,61	133,23	199,84
Mai	112,98	225,96	338,94
Juni	109,82	219,64	329,46
Juli	93,00	185,99	278,99
August	71,35	142,69	214,04
September	37,31	74,63	111,94
Oktober	23,77	47,54	71,31
November	9,55	19,10	28,66
Dezember	5,09	10,18	15,28
Summe	581,22	1.162,44	1.743,65

Tabelle A.6.: Modell 2: Energieaufteilung der Variationen (in GWh)

	Standard	Solar Anteil			Last
		5%	10%	15%	
HKW (Erdgas)	261,60	248,52	235,44	222,36	M
HKW (Öl)	180,00	171,00	162,00	153,00	M
MVA	148,20	140,79	133,38	125,97	G
BioM	10,20	9,69	9,18	8,67	G
Solar	0,00	30,00	60,00	90,00	

Tabelle A.7.: Modell 2: Primärenergiebedarf der Variationen (in GWh)

	Standard	Solar Anteil		
		5%	10%	15%
HKW (Erdgas)	308,69	293,25	277,82	262,38
HKW (Öl)	208,80	198,36	187,92	177,48
MVA	154,13	146,42	138,72	131,01
BioM	10,51	9,98	9,46	8,93
Solar	0,00	30,00	60,00	90,00

Tabelle A.8.: Modell 2: Primärenergiebedarf nicht-erneuerbar der Variationen (in GWh)

	Standard	Solar Anteil		
		5%	10%	15%
HKW (Erdgas)	308,69	293,25	277,82	262,38
HKW (Öl)	208,80	198,36	187,92	177,48
MVA	5,93	5,63	5,34	5,04
BioM	0,31	0,29	0,28	0,26
Solar	0,00	0,00	0,00	0,00

Tabelle A.9.: Modell 2: CO₂ Emissionen der Variationen (in tCO₂)

	Standard	Solar Anteil		
		5%	10%	15%
HKW (Erdgas)	65.609,28	62.328,82	59.048,35	55.767,89
HKW (Öl)	58.968,00	56.019,60	53.071,20	50.122,80
MVA	2.815,80	2.675,01	2.534,22	2.393,43
BioM	196,86	187,02	177,17	167,33

Tabelle A.10.: Modell 2: Reduktion der CO₂ Emissionen (in tCO₂)

	Solar Anteil		
	5%	10%	15%
Jänner	171,39	342,78	514,17
Februar	278,06	556,11	834,17
März	475,97	951,95	1427,92
April	680,44	1360,87	2041,31
Mai	624,61	1249,21	1873,82
Juni	475,05	950,10	1425,14
Juli	481,36	962,73	1444,09
August	310,63	621,26	931,90
September	386,02	772,04	1158,06
Oktober	342,38	684,75	1027,13
November	156,87	313,74	470,61
Dezember	124,34	248,69	373,03
Summe	4.507,11	9.014,23	13.521,34

Tabelle A.11.: Modell 3: Energieaufteilung der Variationen (in GWh)

	Standard	Solar Anteil			Last
		5%	10%	15%	
HKW (Erdgas)	54,00	51,30	48,60	45,90	SP
HKW (Öl)	42,00	39,90	37,80	35,70	SP
MVA	102,00	96,90	91,80	86,70	G
BioM	330,00	313,50	297,00	280,50	M
KWK	72,00	68,40	64,80	61,20	G
Solar	0,00	30,00	60,00	90,00	

Tabelle A.12.: Modell 3: Primärenergiebedarf der Variationen (in GWh)

	Standard	Solar Anteil		
		5%	10%	15%
HKW (Erdgas)	63,72	60,53	57,35	54,16
HKW (Öl)	48,72	46,28	43,85	41,41
MVA	106,08	100,78	95,47	90,17
BioM	339,90	322,91	305,91	288,92
KWK	72,00	68,40	64,80	61,20
Solar	0,00	30,00	60,00	90,00

Tabelle A.13.: Modell 3: Primärenergiebedarf nicht-erneuerbar der Variationen (in GWh)

	Standard	Solar Anteil		
		5%	10%	15%
HKW (Erdgas)	63,72	60,53	57,35	54,16
HKW (Öl)	48,72	46,28	43,85	41,41
MVA	4,08	3,88	3,67	3,47
BioM	9,90	9,41	8,91	8,42
KWK	15,12	14,36	13,61	12,85
Solar	0,00	0,00	0,00	0,00

Tabelle A.14.: Modell 3: CO₂ Emissionen der Variationen (in tCO₂)

	Standard	Solar Anteil		
		5%	10%	15%
HKW (Erdgas)	13.543,20	12.866,04	12.188,88	11.511,72
HKW (Öl)	13.759,20	13.071,24	12.383,28	11.695,32
MVA	1.938,00	1.841,10	1.744,20	1.647,30
BioM	6.369,00	6.050,55	5.732,10	5.413,65

Tabelle A.15.: Modell 3: Reduktion der CO₂ Emissionen (in tCO₂)

	Solar Anteil		
	5%	10%	15%
Jänner	59,29	118,57	177,86
Februar	60,54	121,07	181,61
März	115,82	231,65	347,47
April	225,45	450,90	676,34
Mai	331,10	662,20	993,30
Juni	274,18	548,35	822,53
Juli	186,29	372,57	558,86
August	115,85	231,70	347,55
September	79,98	159,96	239,95
Oktober	92,25	184,49	276,74
November	39,38	78,77	118,15
Dezember	25,63	51,26	76,90
Summe	1.605,75	3.211,50	4.817,25

Tabelle A.16.: Modell 4: Energieaufteilung der Variationen (in GWh)

	Standard	Solar Anteil			Last
		5%	10%	15%	
HKW (Erdgas)	75,00	71,25	67,50	63,75	SP
HKW (Öl)	87,00	82,65	78,30	73,95	SP
Kohle	192,00	182,40	172,80	163,20	G
MVA	72,00	68,40	64,80	61,20	M
BioM	102,00	96,90	91,80	86,70	SP
KWK	72,00	68,40	64,80	61,20	M
Solar	0,00	30,00	60,00	90,00	

Tabelle A.17.: Modell 4: Primärenergiebedarf der Variationen (in GWh)

	Standard	Solar Anteil		
		5%	10%	15%
HKW (Erdgas)	88,50	84,08	79,65	75,23
HKW (Öl)	100,92	95,87	90,83	85,78
Kohle	201,60	191,52	181,44	171,36
MVA	74,88	71,14	67,39	63,65
BioM	105,06	99,81	94,55	89,30
KWK	72,00	68,40	64,80	61,20
Solar	0	30	60	90

Tabelle A.18.: Modell 4: Primärenergiebedarf nicht-erneuerbar der Variationen (in GWh)

	Standard	Solar Anteil		
		5%	10%	15%
HKW (Erdgas)	88,50	84,08	79,65	75,23
HKW (Öl)	100,92	95,87	90,83	85,78
Kohle	201,60	191,52	181,44	171,36
MVA	2,88	2,74	2,59	2,45
BioM	3,06	2,91	2,75	2,60
KWK	15,12	14,36	13,61	12,85
Solar	0	0	0	0

Tabelle A.19.: Modell 4: CO₂ Emissionen der Variationen (in tCO₂)

	Standard	Solar Anteil		
		5%	10%	15%
HKW (Erdgas)	18.810,00	17.869,50	16.929,00	15.988,50
HKW (Öl)	28.501,20	27.076,14	25.651,08	24.226,02
Kohle	80.640,00	76.608,00	72.576,00	68.544,00
MVA	1.368,00	1.299,60	1.231,20	1.162,80
BioM	1.968,60	1.870,17	1.771,74	1.673,31

Tabelle A.20.: Modell 4: Reduktion der CO₂ Emissionen (in tCO₂)

	Solar Anteil		
	5%	10%	15%
Jänner	129,58	259,16	388,75
Februar	200,40	400,80	601,20
März	396,31	792,61	1.188,92
April	887,84	1.775,68	2.663,53
Mai	1.080,67	2.161,33	3.242,00
Juni	1.243,87	2.487,74	3.731,61
Juli	1.566,12	3.132,23	4.698,35
August	1.331,64	2.663,28	3.994,91
September	853,84	1.707,68	2.561,52
Oktober	358,06	716,13	1.074,19
November	149,82	299,65	449,47
Dezember	89,35	178,70	268,04
Summe	8.287,49	16.574,99	24.862,48

A. Ergänzendes Material

Tabelle A.21.: Sonneneinstrahlung in W/m^2 - Tages-Durchschnittswerte 2006-2009
berechnet aus [ZAMG 2010]

	Jän	Feb	Mär	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Dez
1	25,8	39,1	69,0	160,7	218,0	267,0	252,2	227,3	208,1	108,7	49,6	39,2
2	20,6	41,3	77,0	176,0	230,5	211,7	255,7	235,7	190,7	66,7	48,2	36,3
3	29,6	51,9	86,5	171,1	267,4	176,6	256,2	168,6	163,1	96,8	58,5	19,5
4	19,9	49,6	59,4	153,1	210,2	173,5	222,7	149,7	134,6	99,2	37,6	20,7
5	21,4	62,8	67,0	178,8	167,8	203,8	274,3	223,3	157,5	144,5	30,1	34,5
6	16,2	50,4	121,8	172,6	170,1	211,8	249,6	249,2	175,1	126,2	41,2	39,2
7	23,4	59,3	109,9	179,3	242,1	238,5	261,8	217,3	160,5	126,9	43,7	21,4
8	50,0	62,1	98,5	230,6	248,4	265,7	268,0	189,8	172,6	127,0	44,0	28,3
9	39,7	92,7	79,5	225,1	225,4	288,8	247,5	199,3	199,6	92,6	38,1	26,7
10	50,3	52,6	107,5	219,3	284,8	219,2	218,9	219,6	183,8	112,3	32,5	31,3
11	30,9	70,9	116,9	171,6	274,5	253,7	276,4	205,7	172,4	124,3	32,8	28,4
12	38,8	64,7	119,6	194,6	238,2	293,7	277,1	179,3	145,3	96,6	51,3	14,7
13	28,3	52,0	115,0	195,6	253,9	267,7	245,6	160,1	190,9	99,8	39,6	34,7
14	21,3	79,2	99,0	227,3	189,8	271,5	236,9	221,3	142,5	103,1	38,5	26,3
15	46,3	55,0	110,4	219,0	194,9	228,0	269,9	204,7	98,4	77,1	62,2	21,5
16	50,0	51,1	93,7	176,4	183,0	264,3	319,4	209,3	115,7	86,1	34,1	11,2
17	33,5	73,8	85,2	168,5	214,8	270,9	260,1	230,4	113,0	119,1	29,7	23,9
18	26,9	81,8	117,0	174,6	229,7	291,0	215,2	245,1	101,2	93,7	39,3	25,5
19	39,8	82,4	116,8	222,5	214,6	241,7	310,4	242,6	138,6	94,6	46,3	15,3
20	36,7	84,2	104,0	250,4	229,5	256,7	215,1	167,2	137,8	70,6	39,6	32,9
21	42,3	66,2	109,3	252,8	192,4	252,0	285,0	223,2	146,9	66,6	24,4	28,9
22	31,2	59,7	154,8	238,0	236,3	214,6	268,9	171,2	154,9	54,4	20,7	34,9
23	43,9	93,6	119,6	166,3	248,3	160,5	223,7	141,2	167,9	56,2	48,0	18,6
24	63,6	76,3	127,3	224,6	242,6	225,6	181,4	221,9	150,2	29,7	30,0	20,7
25	65,0	64,6	133,7	225,8	259,2	280,7	241,3	213,3	129,9	72,7	46,1	31,0
26	62,7	67,9	130,2	241,2	237,8	185,0	271,6	228,4	123,2	50,4	39,1	29,5
27	38,8	100,6	164,5	250,7	248,7	226,9	277,3	211,2	98,4	69,6	31,7	32,4
28	47,4	114,0	126,1	230,5	215,2	233,2	260,2	227,2	151,6	36,0	43,8	40,0
29	39,4		78,3	154,9	198,3	196,8	276,8	110,8	160,7	44,8	36,8	31,2
30	33,9		159,2	220,6	145,1	202,1	238,6	159,6	124,2	84,7	28,5	21,8
31	66,7		154,2		250,6		247,4	218,4		68,7		29,0
Σ	38,2	67,8	110,0	202,4	224,6	235,8	255,0	202,3	150,3	87,1	39,5	27,4