Universität für Bodenkultur Wien
University of Natural Resources and Life Sciences

Department of Economics and Social Sciences
Institute for Sustainable Economic Development

Ökonomische Analyse von unterschiedlichen solarthermischen Systemen für eine Einbindung in das bestehende Fernwärmenetz der Fernwärme Wien

Diplomarbeit

von

Christoph Zinganell

zur Erlangung des akademischen Grades

Diplomingenieur (Dipl.-Ing.)

Betreuer/Beurteiler: Schmid, Erwin, Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Dr.

Mitbetreuer: Schmidt, Johannes, Dipl.-Ing. Dr.

Mayr Dieter, Mag.

Wien, Dezember 2013

Danksagung

Zu Beginn möchte ich Dr. Johannes Schmidt danken. Ohne ihn wäre die vorliegende Arbeit in dieser Form nicht möglich gewesen. Er unterstütze mich nicht nur in der Themenfindung, sondern stand mir während des gesamten Arbeitsprozesses mit Rat und Tat zur Seite. Vielen Dank an die inspirierende und spannende Zusammenarbeit. Besonderen Dank bin ich Dipl. Ing. Martin Höller, meinem Betreuer seitens *Wien Energie GmbH* verpflichtet sowie der ganzen Abteilung Forschung & Entwicklung.

Im Speziellen möchte ich meinen Eltern danken, die mich auf meinem Werdegang immer in bester Art und Weise unterstützt haben. Auch meinen Großeltern möchte ich vielmals für ihre Unterstützung während meiner Schul- und Studienzeit danken.

Zu guter Letzt und nicht zu vergessen, da von ganz besonderer Bedeutung – meine Freunde und Freundinnen. Ein herzlichstes Dankeschön an dieser Stelle.

„Die Energie, die die Welt erschafft, kann nichts anderes sein als ein Wille, und Wille ist Bewusstsein, das sich in den Dienst eines Wirkens und eines Resultats stellt."

Aurobindo Ghose, indischer Politiker, Philosoph, Hindu-Mystiker, Yogi und Guru.

Abstract

An ever-increasing worldwide demand for energy makes a forward-looking policy based on renewable energy more necessary than ever. The large-scale production of solar-heated water has been an important contribution in making our future energy supply more sustainable.

The aim of this thesis is to empirically evaluate the current status of technologically different solar thermal systems for feeding solar-generated heat into existing district heating networks. The necessary technical conditions for solar feed-in are evaluated in context of the current solar thermal market in Austria and Europe. Using a solar test facility in Vienna, numerous measurements from field experiments are collected to analyse suitable solar-thermal systems in Vienna. In addition, all-year heat yields have been simulated for different solar thermal systems. The experiments and simulations show that only non-concentrating systems (flat plate collector and evacuated tube collector) are feasible for a large scale application at a location in Austria.

The net present value calculations including a sensitivity analysis indicate that under current conditions a large-scale solar plant is not viable without government funding. The vacuum-tube-plant and the flat-plate-collectors would need investment subsidies of 10 % and 55 %, respectively. Therefore, financial incentives are necessary to economically operate a large-scale solar-thermal plant in Vienna.

Kurzfassung

Ein weltweit steigender Energiebedarf aufgrund einer stetig wachsenden Weltbevölkerung und steigenden Wohlstandsansprüchen erfordert eine zukunftsorientierte Energiepolitik auf Basis erneuerbarer Energien. Die großtechnische Erzeugung von solar erwärmtem Brauchwasser kann einen wichtigen Beitrag leisten, um unsere zukünftige Energieversorgung nachhaltiger zu gestalten.

Ziel dieser Diplomarbeit ist es, technologisch unterschiedliche Solarthermie-Systeme zur Einspeisung solar erzeugter Wärme in das bestehende Wärmenetz der *Wien Energie GmbH*, praktisch sowie theoretisch zu untersuchen. Darüber hinaus werden ökonomische Vergleichsanalysen durchgeführt. Die notwendigen technischen Rahmenbedingungen zur solaren Einspeisung in ein Wärmenetz wurden im Kontext des aktuellen Solarthermie-Marktes in Österreich und Europa evaluiert. Mithilfe eines Solarprüfstandes am Standort Wien wurden zahlreiche Messungen und ein Praxistest durchgeführt, um eine bessere Datengrundlage für den Systemvergleich zu bekommen. Zusätzlich erfolgte eine Simulation der energetischen Ganzjahreserträge verschiedener Solarthermie-Systeme für Wien. Experimente und Simulationen zeigten, dass derzeit nur nicht-konzentrierende Systeme (Flachkollektor und Vakuumröhrenkollektor) für eine großtechnische Anwendung am Standort Wien relevant sind.

Die Kapitalwertberechnungen und Sensitivitätsanalysen ergaben, dass bei den aktuellen Rahmenbedingungen eine solare Großanlage ohne Förderung nicht rentabel ist. Die Vakuumröhren-Anlage würde eine Investitionsförderung von 10 % und das Flachkollektor-System eine Förderung von 55 % der Investitionskosten benötigen. Deshalb wären abgestufte Investitionsförderungen derzeit notwendig, um in naher Zukunft am Standort Wien eine solarthermische Großanlage wirtschaftlich betreiben zu können.

Inhaltsverzeichnis

Tabellenverzeichnis ... **1**

Abbildungsverzeichnis ... **3**

Abkürzungsverzeichnis ... **7**

1 Einleitung ... **9**

1.1 Energiesituation in Österreich ... 11

1.2 Fragestellung und Aufbau der Arbeit ... 14

2 Grundlagen der Fern- und solaren Wärmeversorgung ... **15**

2.1 Zentrale Wärmeversorgung – Fernwärme ... 15

2.1.1 Übersicht der Fernwärme-Betreiber in Österreich ... 16

2.1.2 Marktsituation der Fernwärme in Österreich ... 17

2.1.3 *Wien Energie Fernwärme GmbH* und *Wien Energie GmbH* ... 18

2.2 Solarthermie in Österreich ... 23

2.3 Großprojekte zur solaren Nah- und Fernwärmeeinspeisung ... 24

2.3.1 Österreich ... 24

2.3.2 Europa ... 26

2.4 Aktive und passive Systeme zur solaren Wärmeerzeugung ... 27

2.4.1 Grundprinzip eines aktiven Solarsystems ... 28

2.4.2 Charakteristika und Parameter von Solarkollektoren ... 33

2.4.3 Solarer Deckungsgrad und Systemnutzungsgrad ... 39

2.5 Technische Möglichkeiten der solaren Einbindung in das Wiener Wärmenetz ... 41

2.5.1 Entnahme und Einspeisung im Vorlauf ... 41

2.5.2 Entnahme und Einspeisung im Rücklauf ... 42

2.5.3 Entnahme im Rücklauf und Einspeisung im Vorlauf ... 42

3 Aufbau und Rahmenbedingungen des Solarprüfstandes 45

3.1 Standort 45

3.2 Wetterstation 47

3.3 Erwartete Globalstrahlung am Standort 48

3.4 Überblick und Vergleich der verschiedenen Solarthermie-Systeme 50

3.4.1 Flachkollektor 51

3.4.2 Vakuumröhrenkollektor 54

3.4.3 Solarwand 58

3.4.4 Parabolrinne 61

3.4.5 Bruttostellflächen der Systeme 63

3.4.6 Investitionskosten der Systeme 63

4 Experimente am Solarprüfstand 65

4.1 Hydraulischer Aufbau im Sommer und Herbst 2012 65

4.2 Messprobleme mit Wasser-Glykol-Gemisch (Winterbetrieb) 69

4.3 Hydraulischer Aufbau im Frühjahr und Sommer 2013 72

4.4 Auswertung und Ergebnisse der Messungen 73

4.4.1 Ergebnisse Sommer und Herbst 2012 74

4.4.2 Ergebnisse Frühjahr und Sommer 2013 76

4.4.3 Zusammenfassung und Fazit der experimentellen Ergebnisse 78

5 Simulation mit *ScenoCalc* 79

5.1 Vergleich der Ergebnisse von Simulationen und Experimenten 83

6 Ökonomische Aspekte der Wärmeerzeugung 87

6.1 Ökonomische Rahmenbedingungen zur Integration von Solarthermie in ein Fernwärmenetz 89

6.2 Wärmegestehungskosten (konventionell) 89

6.3 Wärmegestehungskosten (solarthermisch) 93

6.4 Einflussparameter auf die konventionellen und solarthermischen Wärmegestehungskosten 95

7 Kapitalwertmethode mit anschließender Sensitivitätsanalyse 99

7.1 Methodik der Kapitalwertmethode 99

7.2 Systemkosten der unterschiedlichen Systeme als Großanlage 102

7.3 Berechnung der Kapitalwerte 106

7.4 Sensitivitätsanalyse 112

7.4.1 Sensitivitätsanalyse Flachkollektor 112

7.4.2 Sensitivitätsanalyse Vakuumröhrenkollektor 114

8 Diskussion, Schlussfolgerungen und Ausblick 117

Literaturverzeichnis 121

Anhang 128

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Verwendete Energieträger und Art der Heizung aller bewohnten Wohnungen in Österreich (Quelle: STATISTIK AUSTRIA, 2013, eigene Darstellung) 12
Tabelle 2: Übersicht der größten Solarthermie-Anlagen Österreichs, nach Bruttokollektorfläche (Quelle: SDH, 2013, eigene Darstellung) 25
Tabelle 3: Übersicht der größten Solarthermie-Anlagen in Europa 26
Tabelle 4: Übersicht unterschiedlicher Betriebsarten von Solarkollektoren 31
Tabelle 5: Spezifische Kollektordaten zur Kollektorkennlinienberechnung 37
Tabelle 6: Eigenschaften unterschiedlicher Ausführungen von Solarkollektoren (Quelle: SPÄTE & LADENER, 2008, eigene Darstellung) 51
Tabelle 7: Kollektordaten der am Solarprüfstand eingesetzten Vakuumröhrenkollektoren (Datenquelle: RITTER, 2012 und ELCO, 2007, eigene Darstellung) 56
Tabelle 8: Bruttokollektor und -stellflächen der getesteten Solarthermie-Systeme 63
Tabelle 9: Nettosystemkosten der verschiedenen Kollektor-Systeme 63
Tabelle 10: Ergebnisse der physikalischen Prüfung von "Antifrogen SOL HT" 71
Tabelle 11: Auswertung der Messungen von 22.8 bis 9.11 2012 75
Tabelle 12: Auswertung der Messungen von 18. 4 bis 9. 10 2013 77
Tabelle 13: Simulierte Jahreserträge nach Temperaturniveau / Aufstellwinkel (FK & VR) .. 80
Tabelle 14: Modulparameter für die Simulation von (FK & VR) 80
Tabelle 15: Simulierte Erträge pro Modul (FK & VR) 81
Tabelle 16: Simulierte Erträge pro Quadratmeter Stellfläche (FK & VR) 82
Tabelle 17: Leistungs- und Preisübersicht einer Großanlage mit FK bzw. VR 104
Tabelle 18: Gesamtinvestitionskosten einer solaren Großanlage (FK & VR) 105
Tabelle 19: Jahresesträge, Investitions- und Betriebskosten einer solaren Großanlage (FK & VR) 106
Tabelle 20: Kapitalwerte, Erlöse und Überschüsse bei unterschiedlichen Szenarien bei 5 % Zinssatz und 25 Jahren Nutzungsdauer (FK & VR) 107
Tabelle 21: Übersicht der verwendeten Vorsätze für Maßeinheiten 128
Tabelle 22: Umrechnungsfaktoren (Quelle: BMWFJ 2012, eigene Darstellung) 128

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Jährlicher Energiegehalt der auf die Landflächen der Erde einfällt (Quelle: SPÄTE & LADENER, 2008, eigene Darstellung) 9
Abbildung 2: Anteile der Energieträger am Bruttoinlandsverbrauch 2010. (Quelle: LEBENSMINISTERIUM, 2011, Datenquelle: Statistik Austria, 2011) 11
Abbildung 3: Wärmeerzeugung aus KWK nach Energieträgern (Quelle: BMWFJ, 2012) 17
Abbildung 4: Struktur der Wärmeerzeugung 2011/2012 für die Fernwärme durch Wien Energie GmbH (Quelle: WIEN ENERGIE, 2011/2012, eigene Darstellung) 20
Abbildung 5: Schematische Darstellung des Fernwärme Verbundrings der Wien Energie GmbH (Quelle: Pressestelle Wien Energie GmbH, 2013) 21
Abbildung 6: Technische Auslegungsbedingungen des Wiener Fernwärmenetzes (Quelle: FWW TR TAB, 2009/2010) 23
Abbildung 7: Schematischer Aufbau eines solaren Zweikreissystems (Quelle: eigene Darstellung) 28
Abbildung 8: Reflexions- und Wärmeverluste beim FK (Quelle: REMMERS 2001, S. 140) 35
Abbildung 9: Wirkungsgradkennlinien von FK, VR und CPC-VR bei unterschiedlichen Globalstrahlungswerten (Quelle: eigene Darstellung) 37
Abbildung 10: Schematischer Aufbau eines Flachkollektors im Querschnitt (Quelle: eigene Darstellung) 39
Abbildung 11: Zusammenhang zwischen solarem Deckungsgrad und Systemnutzungsgrad (Quelle: eigene Darstellung) 41
Abbildung 12: Technische Möglichkeiten zur solaren Einspeisung in ein Wärmenetz (Quelle: eigene Darstellung) 43
Abbildung 13: 45°-Ansicht der Umgebung des Solarprüfstandes (Quelle: Google Maps © 2013, modifiziert) 46
Abbildung 14: Nord-Süd-Ausrichtung der Dachfläche des Solarprüfstands (Quelle: Google Maps © 2013, eigene Darstellung) 47
Abbildung 15: Durchschnittliche, jährliche Globalstrahlung der Jahre 1961-1970 und 2001-2011 am Standort Wien (Quelle: ZAMG, eigene Darstellung) 49
Abbildung 16: Durchschnittliche, monatliche Globalstrahlung der Jahre 1966-1980 (Quelle: ZAMG, eigene Darstellung) 50

Abbildung 17: Schematischer Aufbau eines Flachkollektors Mäander-Verrohrung (Quelle: SOLARANLAGEN-PORTAL, 2013) 52
Abbildung 18: Schematischer Aufbau eines Flachkollektors mit Harfen-Verrohrung (Quelle: SUNEARTH, 2013) 52
Abbildung 19: Hydraulisches Schema der Serienschaltung der Flachkollektoren (Quelle: eigene Darstellung) 53
Abbildung 20: Hydraulisches Schema der Parallelschaltung der Flachkollektoren (Quelle: eigene Darstellung) 54
Abbildung 21: Zuführung der solaren Strahlung mittels CPC-Spiegel (Quelle: RITTER 2012) 55
Abbildung 22: Schematische Darstellung einer CPC-Vakuumröhre (Quelle: RITTER, 2012) 57
Abbildung 23: Sammelkasten und Wärmeübertragungseinheit CPC-Vakuumröhrenkollektor (Quelle: RITTER, 2012) 58
Abbildung 24: Schematische Darstellung der Solarwand (Quelle: ISOMORPH, 2011) 59
Abbildung 25: "Deltoid-Prinzip" am Beispiel eines Spiegelmoduls (Quelle: ISOMORPH, 2011) 60
Abbildung 26: Solarabsorber der Solarwand (Quelle: eigene Darstellung) 61
Abbildung 27: Detailansicht der Parabolrinne inklusive Querschnitt (Quelle: NEP SOLAR, 2012) 62
Abbildung 28: Hydraulische Gesamtübersicht Solarprüfstand Herbst 2012 (Quelle: eigene Darstellung) 66
Abbildung 29: Hydraulisches Schema des solaren Kreislaufs Solarwand (Quelle: eigene Darstellung) 67
Abbildung 30: Kinematische Viskosität von Antifrogen SOL HT (Quelle: ANTIFROGEN, 2011) 70
Abbildung 31: Messgenauigkeit des Wärmgemengenzählers UH50-A21C (Quelle: SIEMENS, 2013, modifiziert) 74
Abbildung 32: Kollektorwirkungsgrade (FK & VR) bei den Experimenten und Simulationen im April, Mai und Juni 2013 (Arbeitsbereiche markiert) 84
Abbildung 33: Gesamte Wärmeerzeugung 2012 Fernwärme Wien, in Abhängigkeit von der Außentemperatur (Quelle: eigene Darstellung) 90
Abbildung 34: Wärmeerzeugung 2012 Fernwärme Wien, im Jahresverlauf nach Erzeugergruppen (Quelle: eigene Darstellung) 91

Abbildung 35: Zeigt die Strompreisentwicklung der Day-Ahead Base- bzw. Peak-Indizes (Quelle: E-CONTROL 2013) 93
Abbildung 36: Aufteilung durchschnittlicher Systempreise verschiedener solarthermischer Großanlagen (Datenquelle: HEIMRATH, 2002, eigene Darstellung) 94
Abbildung 37: Rohölpreise seit 1970 im nominalen Jahresmittelwert dargestellt (Datenquelle: CONSTANTIN, 2009, eigene Darstellung) 95
Abbildung 38: Nominale und reale Erdgaspreise (Import) als Grenzübergangspreise seit 1970 (Datenquelle: CONSTANTIN, 2009, eigene Darstellung) 96
Abbildung 39: Spezifische Energiepreise für Kleinanlagen in Zentraleuropa (Datenquelle: ESTTP 2006, eigene Darstellung) 97
Abbildung 40: Sonnenstandsdiagramm für Wien (Quelle: RENEWABLE ENERGY, 2013) 103
Abbildung 41: Abhängigkeit des Kapitalwerts vom Wärmepreis bei 7 % Zinssatz und einer Nutzungsdauer von 25 Jahren (Quelle: eigene Darstellung) 108
Abbildung 42: Abhängigkeit des Kapitalwerts vom Wärmepreis bei unterschiedlichen Zinssätzen und einer Nutzungsdauer von 25 Jahren (Quelle: eigene Darstellung) 109
Abbildung 43: Verlauf des erfoderlichen Wärmepreises bei unterschiedlicher Nutzungsdauer und Kalkulationszins für einen positiven Kapitalwert (Quelle: eigene Darstellung) 110
Abbildung 44: Kapitalwertverlauf bei unterschiedlichen Szenarien und stark variierenden Zinssätzen für FK & VR (Quelle: eigene Darstellung) 111
Abbildung 45: Sensitivitätsanalyse beider Szenarien für die FK-Anlage (Quelle: eigene Darstellung) 113
Abbildung 46: Sensitivitätsanalyse beider Szenarien für die VR-Anlage (Quelle: eigene Darstellung) 114

Abkürzungsverzeichnis

a	Jahr
CPC	Compound-Parabolic-Concentrator
C	Celsius
FK	Flachkollektor
FPC	Flate-Plate-Collector (deutsch: Flachkollektor)
DK	Dänemark
GWh	Gigawattstunde
hPa	Hektopascal
HWK	Heizwertkessel
J	Joule
K	Kelvin
KW	Kilowatt
kWh	Kilowattstunde
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
m	Meter
MWh	Megawattstunde
NOR	Norwegen
PJ	Petajoule
PR	Parabolrinne
PVD	Physical-Vapour-Deposition (dt.: physikalische Gasphasenabscheidung)
s	Sekunde
SW	Solarwand
t	Tonne
VR	Vakuumröhre
W	Watt

1 Einleitung

Der weltweit wachsende Energiebedarf erfordert eine zukunftsorientierte Energiepolitik auf Basis erneuerbarer und alternativer Energien. Die Globalisierung in Form von weltweiter Vernetzung von Ressourcen, Menschen und Kapital, stellt sich als sehr energieintensiv dar. Der fortschreitende Klimawandel, verursacht durch Treibhausgase wie Kohlendioxid (CO_2), Methan (CH_4), Stickoxide (NO_X) und Ammoniak (NH_3), führte bei Entscheidungsträgern in der Energieversorgung zu einem Umdenkprozess in Richtung alternativer und erneuerbarer Energien. Die Stadt Wien beschloss daher 1999 ein Klimaschutzprogramm zur Reduktion der Treibhausgasemissionen um 21 % bis 2020[1]. Dazu muss laut Stadt Wien vor allem die Frage der langfristig krisensicheren, zugleich aber ökologisch und sozial verträglichen Energieversorgung gelöst werden [WIEN KLIP 2009]. In dieser Arbeit wird die Sonne hierfür in den Mittelpunkt der Betrachtungen gerückt. Sie stellt seit Millionen von Jahren eine unvorstellbar große Energiemenge zur Verfügung, die jedes Jahr auf die Erdoberfläche einfällt und kann somit eine Alternative zu fossilen Energiequellen wie Gas und Öl darstellen. Abbildung 1 zeigt schematisch die Energiemenge, welche von der Sonne auf die Erde einfällt, im Verhältnis zur jährlich vom Menschen benötigten Energiemenge bzw. den vorhandenen Energievorräten.

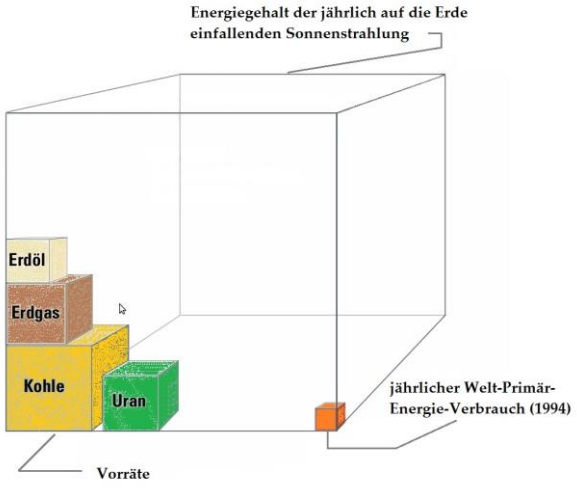

Abbildung 1: Jährlicher Energiegehalt der auf die Landflächen der Erde einfällt (Quelle: SPÄTE & LADENER, 2008, eigene Darstellung)

[1] Entspricht einer Reduktion von 1,4 Mio t Treibhausgase durch ein umfassendes Maßnahmenpaket in den Bereichen Gebäudesanierung, Energieeffizienz, erneuerbare Energie und Ausbau des öffentlichen Verkehrs.

Sonnenenergie respektive Solarenergie ist die Energie der Sonnenstrahlung, die in einem menschlichen Maßstäben betrachteten Zeitraum eine unerschöpfliche Energiequelle darstellt. Die Energiemenge, die den Außenrand der Erdatmosphäre erreicht, beträgt $1{,}5 \cdot 10^{15}$ MWh. Dies entspricht etwa der 28.000-fachen jener Energiemenge, die gegenwärtig pro Jahr von der Menschheit verbraucht wird [TU GRAZ 2012].

Von der Solarstrahlung, welche auf die Außenhülle der Erde auftrifft, werden ca. 30 % reflektiert und als kurzwellige Strahlung in den Weltraum zurückgestrahlt, 47 % werden durch die Atmosphäre, Land- und Wassermassen absorbiert und die restlichen 23 % bewirken Niederschlag, Verdunstung und die restlichen Wettererscheinungen sowie den Kreislauf des Wassers. Gesamtenergetisch gesehen wird diese Energie als langwellige Strahlung wieder in den Raum abgestrahlt, nur $40 \cdot 10^6$ MW werden durch Photosynthese in den Pflanzen gebunden. Dies ist lediglich 0,022 % der ankommenden solaren Strahlung. Die Sonnenergie kann direkt und indirekt genutzt werden. Indirekt deswegen, da viele Energiequellen ihren Ursprung aus Sonnenenergie beziehen wie zum Beispiel:

- die Nutzung von Wasser- und Windkraft durch Wettererscheinungen,
- Absorption ermöglicht die Verwendung von Umweltwärme z.B. durch Wärmepumpen,
- Energiegewinnung durch Biomasse auf Basis der Photosynthese (Brennstoffe; Baumaterial).

Eine direkte Nutzung von solarer Energie kann mittels Photovoltaik-Modulen zur Stromerzeugung, oder durch sogenannte Solarkollektoren zur Bereitstellung thermischer Energie erfolgen [BRAUN 2006].

1.1 Energiesituation in Österreich

Die Entwicklung der Energiesituation in den letzten 20 Jahren ist in Österreich im Wesentlichen durch folgende Eigenschaften gekennzeichnet [BMWFJ 2012]:

- stetiger Zuwachs des Energieverbrauchs, seit 2005 weitgehend stagnierend,
- wesentliche Strukturverschiebungen beim Energieverbrauch zulasten von Kohle und Öl – deutliche Marktanteilsgewinne von Gas und erneuerbaren Energien,
- stetige Zunahme der inländischen Energieerzeugung, durch Forcierung der erneuerbaren Energien,
- Steigerung des Eigenversorgungsgrades (inländische Erzeugung gemessen am Bruttoinlandsverbrauch) und ein Absinken der Importabhängigkeiten.

Es sind somit in Österreich schon Entwicklungen in Richtung einer Energiewende[2] erkennbar. Im Jahr 2010 lag der Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttoinlandsverbrauch bei 28,2 %. Abbildung 2 zeigt eine Übersichtsdarstellung aller Energieträger am gesamten Bruttoinlandsverbrauch von 1.458 PJ (404.906 GWh) in Österreich [LEBENSMINISTERIUM 2011].

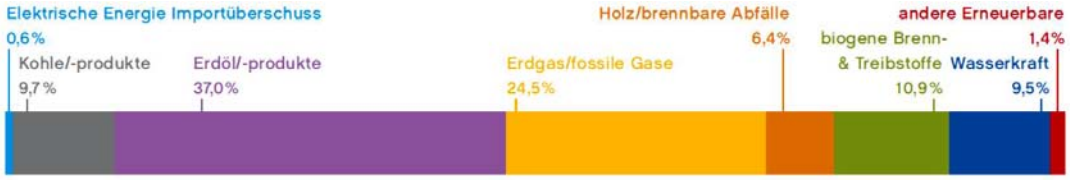

Abbildung 2: Anteile der Energieträger am Bruttoinlandsverbrauch 2010.
(Quelle: LEBENSMINISTERIUM, 2011, Datenquelle: Statistik Austria, 2011)

In Österreich werden rund 36 % Prozent der Wohnungen mittels erneuerbarer Energien beheizt, gefolgt von Gas mit 25,8 % und Ölprodukten mit 20,1 % [BMWFJ 2012]. Da der Endenergiebedarf in Europa für Heizen und Kühlen (49 %) höher als für Elektrizität (20 %) oder Transport (31 %) ist [EREC 2006], und mehr als 30 % des energetischen Endverbrauchs auf den Bereich *Raumheizung und Warmwasserbereitung* entfallen, ist dieser Sektor von besonderem Interesse und besitzt großes Einsparungspotential [BMWFJ 2012]. Der benötigte

[2] Bezeichnet die Realisierung einer nachhaltigen Energieversorgung in den Bereichen Strom, Wärme und Mobilität mit erneuerbaren Energien.

Energiebedarf kann dezentral in den Wohnungen zur Verfügung gestellt werden, oder über ein Wärmenetz, welches durch zentrale thermische Kraftwerke mit Wärmeenergie gespeist wird. Dabei erfolgt die Wärmeerzeugung in thermischen Kraftwerken durch Verbrennen von fossilen Brennstoffen wie Erdöl und Erdgas, oder Biomasse und Abfall.
Tabelle 1 zeigt als Überblick die aktuelle Heizstruktur aller Wohnungen (Hauptwohnsitz) in Österreichs nach verwendeten Energieträgern sortiert.

Tabelle 1: Verwendete Energieträger und Art der Heizung aller bewohnten Wohnungen in Österreich (Quelle: STATISTIK AUSTRIA, 2013, eigene Darstellung)

	Anzahl der Wohnungen in 1.000				
Energieträger/ Heizperioden	**2003/2004**	**2005/2006**	**2007/2008**	**2009/2010**	**2011/2012**
Holz, Hackschnitzel, Pellets	640,9	677,3	711,5	718,7	740,0
Kohle, Koks, Briketts	67,8	44,2	34,6	24,1	17,9
Heizöl, Flüssiggas	908,1	887,3	805,3	738,9	700,8
Elektrischer Strom	267,3	269,6	255,9	260,5	237,5
Erdgas	903,6	905,4	926,5	938,1	930,9
Fernwärme[3]	616,2	692,4	784,8	824,3	912,7
Solar, Wärmepumpen	25,8	34,3	52,4	90,0	106,9
Gesamt	3.429,7	3.510,4	3.570,9	3.594,6	3.646,8

Die signifikantesten Änderungen im mehrjährigen Vergleich der Heizperioden 2003/2004 bis 2011/2012 sind beim Heizmaterial *Kohle, Koks, Briketts* in Form eines deutlichen Rückgangs von ehemals 67.831 beheizten Wohnungen in der Heizperiode 2003/2004 auf 17.940 Wohnungen ersichtlich. Auch auffallend sind ein erheblicher Anstieg der mit Fernwärme versorgten Wohnungen von 616.186 auf 912.727 Einheiten sowie ein sehr starker Anstieg der mittels *Solar- und Wärmepumpennutzung* beheizten Wohnungen von 25.825 auf 106.863 Wohneinheiten. Dies zeigt den Trend in Richtung erneuerbarer und alternativer Energieformen zur Wärmebereitstellung mithilfe von Solarsystemen bzw. Wärmepumpensystemen und Fernwärmenetzen, welcher aktuell in Österreich stattfindet.
Überdurchschnittliche Zunahmen im Bereich der Umweltenergien Wärmepumpen, Solar und Geothermie, deuten darauf hin, dass diese Technologien in der Zukunft eine tragende Rolle spielen werden. Im Konkreten hat sich deren Erzeugung seit 1990 versechsfacht und

[3] Fernwärme inklusive Hauszentralheizungen mit unbekannten Brennstoff

im Jahr 2010 bereits 12,8 PJ erreicht [BMWFJ 2012]. Durch Steigerung der Sektoren Fernwärme, Solarenergie und Wärmepumpensysteme ist noch großes Potenzial für alternative Energieträger gegeben, welche dabei die fossilen Energieträger zur *Raumheizung und Warmwasserbereitung* sukzessive ablösen könnten. Zusätzlich lassen Abhängigkeiten am Energie- und Rohstoffsektor, wie volatile Rohstoffpreise und wiederkehrende Lieferengpässe, alternative Technologien wie die Solarthermie wirtschaftlich immer attraktiver werden. Gleichzeitig ist der Betrieb von Solarthermie-Systemen sehr schadstoffarm und emissionsfrei und somit für Umwelt und Klima nicht belastend [BRAUN 2006]. Trotz dieser Umstände sind solarthermische Großanlagen in Österreich, die ausreichend Energie für die Einspeisung in große Wärmenetze liefern, eine Rarität und nur ganz wenige Anlagen existieren.

Wie der Klimaschutzbericht der Stadt Wien aufzeigt, kann Fernwärme als ein sehr effektives Instrument zur Treibhausgasemissionsreduktion gesehen werden. Die Fernwärme wird zum überwiegenden Anteil (94 %) aus der Abwärme von KWK-Anlagen sowie der thermischen Abfallbehandlung gespeist und zeigt, neben Wärmedämmung in Gebäuden, die mit Abstand größten Potentiale zur Emissionsreduktion von Treibhausgasen. Aus diesem Grund gibt es auch zahlreiche EU-Richtlinien zur Förderung erneuerbarer Energien – die Stadt Wien reagiert in diesem Sinne mit dem *Klimaschutzprogramm der Stadt Wien – Fortschreibung 2010 – 2020 (KLIP)*, welches verschiedene konkrete ökologische Vorgaben hat. Energieversorger wie die *Wien Energie GmbH* müssen hierfür entsprechende ökonomische Lösungen finden. Energieeinsparende Maßnahmen zur rationalen Energienutzung erfolgen selten aus ideellen Gründen, sondern nur wenn sie auch Kosteneinsparungen bringen [WIEN KLIP 2009]. Daher wird diese Diplomarbeit die ökonomischen Möglichkeiten und technischen Rahmenbedingungen von vier technologisch verschiedenen Solarsystemen für den Standort Wien untersuchen und den speziellen Aspekt der ökonomisch sinnvollen Einspeisung in das bestehende Wärmenetz der *Wien Energie GmbH* berücksichtigen.

1.2 Fragestellung und Aufbau der Arbeit

Ziel dieser Diplomarbeit ist es, vier technologisch unterschiedliche Solarthermie-Systeme zur Einspeisung solar erzeugter Wärme in das Wiener Fernwärmenetz ökonomisch und technisch zu vergleichen. Die zentralen Fragestellungen dieser Arbeit sind, wie eine technische Einbindung solarthermischer Systeme in das Wärmenetz der *Wien Energie* am Standort Wien bestmöglich erfolgen kann, welche Systeme für die Einspeisung in Frage kommen und welches System die höchsten Energieerträge erreicht. Im Speziellen soll evaluiert werden, welche Wärmeproduktion mit dem jeweiligen System am Standort Wien zu erwarten ist und wie viel eine MWh Wärme kostet. Es gilt auch herauszufinden, welche Preisverläufe der konventionellen Erzeugerkosten bzw. der Primärenergieträger notwendig sind, um einen dauerhaften wirtschaftlichen Betrieb der Solaranlage zu gewährleisten.

Dazu werden Möglichkeiten und Herausforderungen beim Aufbau und Betrieb sowie die Energieeinträge der verschiedenen Systeme auf einem in Wien aufgebauten Solarprüfstand experimentell ermittelt und Messungen im Zeitraum August bis November 2012 und April bis Oktober 2013 durchgeführt. Mittels der Simulationssoftware *ScenoCalc* wird anschließend der jährlich theoretisch mögliche Energieertrag der jeweiligen Systeme am Standort Wien berechnet und mit den empirischen Messergebnissen verglichen.
Im Anschluss wird durch die Anwendung der Kapitalwertmethode eine ökonomische Auswertung der Systeme vorgenommen und mithilfe einer Sensitivitätsanalyse die Auswirkungen von Unsicherheiten der Eingangsdaten in den Modellparametern (z.B. Investitionskosten, Zinssatz, Entwicklung der Energiepreise, etc.) auf die Endergebnisse analysiert und grafisch dargestellt. Das Endresultat stellt eine Entscheidungsgrundlage für die wirtschaftliche Bewertung unterschiedlicher solarthermischer Systeme zur Einspeisung in das Wiener Wärmenetz anhand unterschiedlicher ökonomischer Szenarien dar.

2 Grundlagen der Fern- und solaren Wärmeversorgung

Dieses Kapitel beschäftigt sich mit den Grundlagen der Wärmeerzeugung durch solare Systeme sowie den Grundlagen der Fernwärmeversorgung und soll einen guten Überblick und eine Wissensgrundlage für die in dieser Arbeit behandelten Themen geben. Es werden die Themen zentrale Wärmeversorgung durch Fernwärme in Österreich und Europa sowie Solarthermieanlagen im Allgemeinen behandelt. Den Abschluss des Kapitels bilden die technischen Möglichkeiten einer solaren Einbindung in ein Wärmenetz.

2.1 Zentrale Wärmeversorgung – Fernwärme

Der deutsche Bundesgerichtshof definiert den Rechtsbegriff *Fernwärme* wie folgt[4]:

„Wird aus einer nicht im Eigentum des Gebäudeeigentümers stehenden Heizungsanlage von einem Dritten nach unternehmenswirtschaftlichen Gesichtspunkten eigenständig Wärme produziert und an andere geliefert, so handelt es sich um Fernwärme. Auf die Nähe der Anlage zu dem versorgenden Gebäude oder das Vorhandensein eines größeren Leitungsnetzes kommt es nicht an."

[TECHEM 2013]

Als Fernwärme bezeichnet man die Wärmeversorgung von Gebäuden mit Heizung und Warmwasser über ein gedämmtes Wärmeverteilnetz, welches durch zentrale Heizkraftwerke gespeist wird. Bereits in den 1950er Jahren wurde in den österreichischen Städten Baden, Wels und Klagenfurt mit der Fernwärmeversorgung begonnen [STW KLAGENFURT 2013][EWW 2013].

Die Vorteile einer Fernwärmeversorgung liegen bei der zentralen Wärmeerzeugung, welche durch Übergangs- und Verteilnetze in Form von Rohrsystemen die Wärmeenergie direkt zum Kunden transportieren. Dadurch entstehen beim Verbraucher weder Abgase, Ruß, Rauch oder Gerüche. Ein Schornstein ist ebenso nicht notwendig und somit entfallen auch etwaige Kosten für die Rauchfangkehrung. Ein weiterer Vorteil sind Platzersparnisse, da kein Heizkessel benötigt wird und somit auch kein zusätzlicher Raum zur Lagerung des

[4] BGH-Urteil vom 25.Oktober 1989, NJW 1990, 1181

Brennstoffs erforderlich ist. Benötigt wird eine kompakte Übergabestation mit eingebautem Wärmemengenmesser und einem eventuellen Wärmeüberträger. Für den Verbraucher bedeutet dies eine Entlastung bzgl. Wartung und Bedienung und eine Erhöhung des Komforts. Im Speziellen können durch die zentrale Wärmeerzeugung auch zentrale Maßnahmen in Bezug auf den Umweltschutz getroffen werden und moderne Entstickungs-, Entschwefelungs- und Entstaubungsanlagen eingesetzt werden, um die Luftbelastung so gering wie möglich zu halten [WIEN ENERGIE 2010/2011]. Der erneuerbare Anteil der Fernwärme in Österreich stellt mit einer Aufbringung von 8,5 % am Gesamtaufkommen Erneuerbarer die drittgrößte Einzelsparte nach Holzbrennstoffe mit 32,4 % und Wasserkraft mit 39,5 % dar [LEBENSMINISTERIUM 2011].

2.1.1 Übersicht der Fernwärme-Betreiber in Österreich

Ein kurzer Vergleich der wichtigsten Fernwärmebetreiber in Österreich soll einen Gesamtüberblick über die Fernwärmebranche geben. Die hier angeführten Daten wurden aus aktuellen Geschäftsberichten der jeweiligen Wärmenetzbetreiber entnommen. Neben der *Wien Energie GmbH* sind die Fernwärmebetreiber *Energie Graz*, *Linz AG* und *Salzburg AG* die größten Fernwärmebetreiber Österreichs.

Das Grazer Fernwärmenetz der *Energie Graz* hat eine Länge von 351 km Fernwärme-Leitungstrasse mit einer Gesamtaufbringung von 973 GWh im Jahr 2012 für knapp über 50.000 Haushalte [ENERGIE GRAZ 2012]. Die Temperaturen im Grazer Fernwärmenetz werden in Abhängigkeit der Außentemperatur geregelt und sind im Vorlauf[5] zwischen 70 und 120 °C und im Rücklauf[6] zwischen 50 und 60 °C. Eine Besonderheit in Graz ist, dass bereits drei großtechnische Solarthermieanlagen zur Einspeisung in das Fernwärmenetz genützt werden, welche in Kapitel 2.3.1 näher erläutert werden.

Im Jahr 1970 ging das größte Fernwärmenetz in Oberösterreich, welches sich in Linz befindet, in Betrieb. Das 191,6 km lange Leitungsnetz wird von der *Linz AG* betrieben und versorgt 90 % aller öffentlichen Gebäude und mehr als 63.000 private Wohnungen mit Fernwärme. Der Wärmeabsatz betrug im Jahr 2012 über 1.033 GWh bei einer installierten

[5] Der Vorlauf bezeichnet die Rohrleitungen zum Verbraucher.
[6] Der Rücklauf bezeichnet die Rohrleitungen vom Verbraucher zu den Ausgangspunkten.

Leistung der Wärmekraftwerke von 753 MW. Die Temperatur des Vorlaufs beträgt im Sommer 80 °C und steigt im Winter gleitend auf bis zu 130 °C. Die Rücklauftemperatur beträgt etwa 57 °C [LINZ AG 2012].

Ein weiterer großer Fernwärmeversorger befindet sich mit der *Salzburg AG* in der Stadt Salzburg. Das etwa 250 km lange Leitungsnetz versorgt rund 250.000 Kunden in Salzburg Stadt und Land. Der gesamte Wärmeabsatz betrug im Jahr 2012 rund 944 GWh. Das Salzburger Fernwärmenetz wurde in den letzten Jahren modernisiert und von Dampf- auf Heißwasserbetrieb umgestellt. Statt mit 200 °C heißem Dampf wird nun die Wärme primärseitig mit 100 °C heißem Wasser transportiert [SALZBURG AG 2012].

2.1.2 Marktsituation der Fernwärme in Österreich

Die Fernwärme gehört in Österreich aktuell zu den am stärksten wachsenden Branchen am Energiesektor. Da die Erzeugung von Fernwärme hauptsächlich in KWK-Anlagen erfolgt, sollen diese hier näher betrachtet werden. Abbildung 3 zeigt die Entwicklung der Wärmeerzeugung aus KWK-Anlagen von 1990 bis 2010.

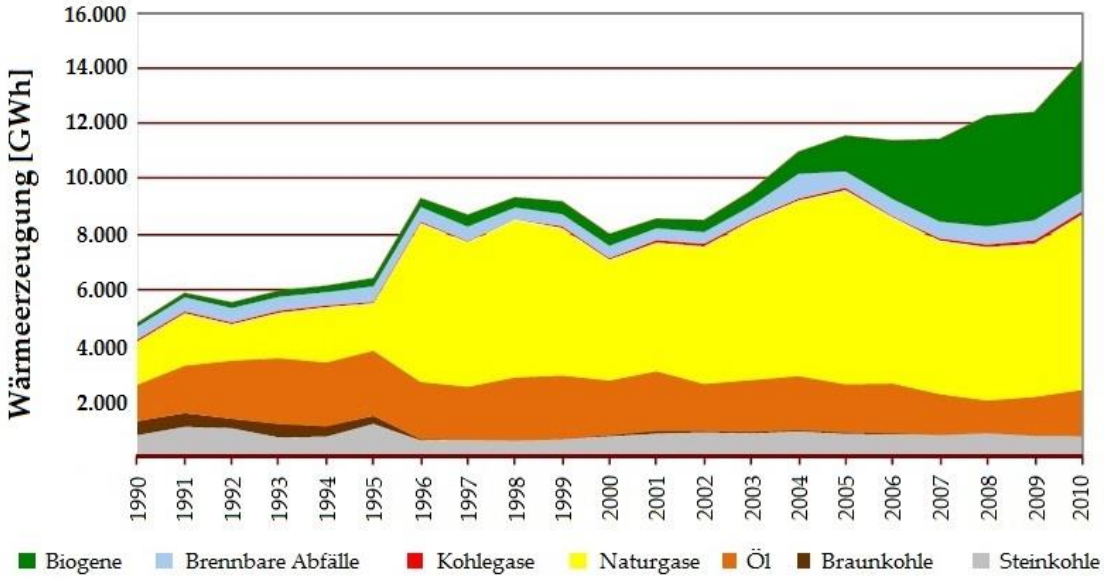

Abbildung 3: Wärmeerzeugung aus KWK nach Energieträgern (Quelle: BMWFJ, 2012)

Der Anteil des KWK-Betriebs zur Fernwärmeerzeugung liegt in den letzten Jahren zwischen 70 und 75 % und dient somit als ein sehr effektives Instrument zur CO_2-Reduktion durch einen sehr effizienten Primärenergieeinsatz [BMWFJ 2012].

Dominant bei den Einsatzenergien zur Fernwärmeerzeugung sind Erdgas mit 44,1 % und biogene Brennstoffe mit einem Anteil von 37,6 %. Die Umweltenergien Solar, Wärmepumpe und Geothermie spielen mit 0,7 % aktuell noch eine sehr untergeordnete Rolle in Österreich.
Um den in Zukunft zunehmenden energetischen Endverbrauch von Fernwärme mit dem erhöhten Einsatz von erneuerbaren Energien, im speziellen solarer Energie besser abdecken zu können, beschäftigt sich diese Diplomarbeit mit den Möglichkeiten, mittels solarer Energie erzeugtes Warmwasser in das Fernwärmenetz der *Wien Energie GmbH* einzuspeisen.
Die Struktur eines Fernwärmeunternehmens wird im folgenden Kapitel anhand des größten österreichischen Fernwärmedienstleisters *Wien Energie GmbH* erklärt.

2.1.3 Wien Energie Fernwärme GmbH und Wien Energie GmbH

Die *Fernwärme Wien GmbH* war bis Juli 2013 ein Tochterunternehmen der *Wien Energie GmbH*, welche wiederum ein Teil der *Wiener Stadtwerke Holding AG* ist. Im Juli 2013 wurde die *Fernwärme Wien GmbH* jedoch zu 100 % in das Mutterunternehmen *Wien Energie GmbH* integriert und wird daher im weiteren in dieser Arbeit nur mehr als *Wien Energie GmbH* bezeichnet.
Mit der Versorgung von rund 6.400 Großkunden und 330.000 Privathaushalten mit Warmwasser und Raumwärme zählt *Wien Energie GmbH* zu den größten Fernwärme-anbietern Europas. Mit einer Gesamtlänge von 1.168 km ist das Wiener Wärmeverbundnetz das größte Fernwärmenetz Europas. Die erforderliche Wärme wird von mehreren Kraftwerken mit einer installierten Gesamtleistung von rund 3,2 GW bei einer jährlichen Wärmeerzeugung von mehr als 6.000 GWh erzeugt. Das Fernwärmenetz, welches sich in ein Primär- und in ein Sekundärnetz unterteilt, wird von 17 Erzeugungsanlagen an zwölf Standorten mit Heißwasser versorgt. Abhängig von der Außentemperatur betragen die Vorlauftemperaturen zwischen 95 und 150 °C [WIEN ENERGIE 2011/2012].

2.1.3.1 Kraftwerksstrukturen zur Wärmeerzeugung der Wien Energie GmbH

Zur Wärmeerzeugung dienen der *Wien Energie GmbH* vier thermische Abfallbehandlungsanlagen (Simmeringer Haide, Flötzersteig, Spittelau und Pfaffenau) mit einer insgesamt installierten thermischen Leistung von 240 MW. Diese erzeugte Wärme dient zur Deckung der Grundlast und entsteht durch die Verbrennung von Hausmüll, Industrie- sowie Gewerbeabfällen (Sondermüll) und Klärschlamm. Die 2011 behandelte Menge Abfall betrug rund 950.000 t Abfall, inklusive Klärschlamm und Sondermüll welche in 1.500 GWh Wärme umgewandelt wurde. Ebenfalls werden sieben Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen von *Wien Energie* an verschiedenen Standorten in Wien betrieben, welche eine thermisch installierte Leistung von 1.575 MW besitzen. Mit diesem Verfahren wird die Abwärme aus der Stromerzeugung zur Produktion von Fernwärme genützt. Somit wird ein Gesamtwirkungsgrad von bis zu 86 % erreicht [WIEN ENERGIE FERNWÄRME 2012]. Konventionelle Anlagen ohne Wärmeauskopplung erreichen lediglich einen Wirkungsgrad von 40 bis 50 %. Die eingesetzten KWK-Anlagen dienen vor allem in der Übergangszeit und im Winter zur Deckung der Mittellast. Sie bilden mit den installierten 1.575 MW den größten Teil der Kraftwerke. Um in Spitzenzeiten, wie im Winter frühmorgens oder abends, den erhöhten Energiebedarf zu decken, werden sogenannte Spitzenkessel zugeschalten, um die KWK-Anlagen und die thermischen Abfallbehandlungs-anlagen zu unterstützen. *Wien Energie GmbH* betreibt fünf Fernheizwerke mit Spitzenkesseln an den Standorten Arsenal, Kagran, Inzersdorf, Spittelau und Leopoldau mit einer installierten Gesamtleistung von 1.450 MW, welche auch als Ausfallsreserve zur Verfügung stehen. Die Fernheizwerke werden hauptsächlich mit Erdgas betrieben, je nach Angebot und Energiepreis kann aber auch mit Heizöl Extra Leicht bzw. Schwer befeuert werden. Eine Übersicht über die Struktur der Wärmeerzeugung im Geschäftsjahr 2011/2012 zeigt Abbildung 4.

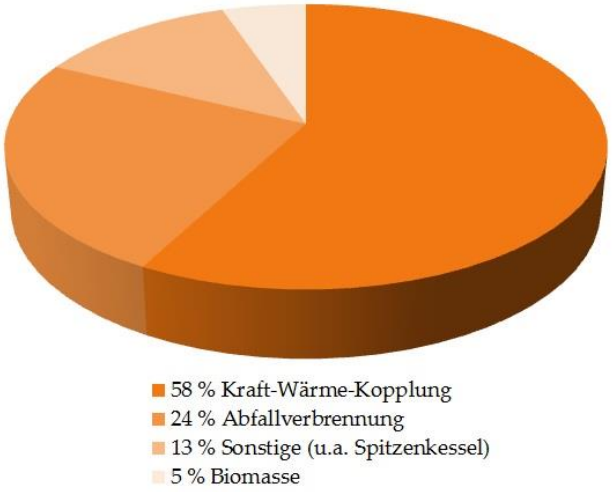

Abbildung 4: Struktur der Wärmeerzeugung 2011/2012 für die Fernwärme durch Wien Energie GmbH (Quelle: WIEN ENERGIE, 2011/2012, eigene Darstellung)

Zusätzlich betreibt die *Wien Energie GmbH* rund 150 autonome Heizzentralen, sogenannte Kesselhäuser, mit einer thermischen Gesamtleistung von 52 MW, die vorwiegend mit Erdgas betrieben werden. Sie dienen dazu, Kunden die außerhalb des Versorgungsnetzes liegen, mit Wärme zu den gleichen Konditionen zu versorgen. Sobald ein Netzausbau im jeweiligen Bereich realisiert wird, werden diese Kunden in das Fernwärmenetz integriert. Das *Wiener Modell* steht für eine intelligente Nutzung der Kraft-Wärme-Kopplung in allen kalorischen Kraftwerken und Abfallverwertungsanlagen zur Strom- und Fernwärmeversorgung. Dieses Energieversorgungsmodell ist auch über die Ländergrenzen hinaus als *Wiener Modell* bekannt.

2.1.3.2 Wärmeverteilnetz Wien Energie GmbH

Das Herzstück jedes Fernwärmeanbieters ist das geschlossene Wärmeverteilnetz. Das Wärmenetz der *Wien Energie GmbH* ist 1.167,7 km lang und teilt sich in ein Primärnetz von 552 km und in ein Sekundärnetz von 616 km. Das Primärnetz dient zum Wärmetransport für große Wärmemengen bei hohem Druck von rund 21,5 bar und hohen Temperaturen bis zu 145 °C. Dieses mündet über sogenannte Gebietsumformerstationen[7] in die weit verzweigten Sekundärnetze, welches letztendlich zu den einzelnen Gebäuden und Abnehmern führt. Mit weiteren Umformerstationen wird die Wärme an die Hausanlagen übergeben. Die

[7] Gebietsumformerstationen arbeiten nach dem Prinzip großer Wärmetauscher.

Rohrleitungen von den Wärmequellen zu den Wärmeverbrauchern (Haushalte und Unternehmen) werden als *Vorlauf* bezeichnet, das abgekühlte Wasser fließt danach über den sogenannten *Rücklauf* zu den Ausgangspunkten. Die Aufteilung in ein Primär- und in ein Sekundärnetz bringt den Vorteil, dass die Wärme im Primärnetz in großer Menge schnell transportiert wird und dann durch das Sekundärnetz ohne weitere aufwendige Hausübergabestationen zum Verbraucher gelangt. Abbildung 5 zeigt eine schematische Darstellung des Wiener-Fernwärme-Verbundrings mit wichtigen (großen) Erzeugern und Abnehmern. Die Vorlaufleitungen sind orange, die Rücklaufleitungen blau ausgeführt [WIEN ENERGIE 2011/2012].

Abbildung 5: Schematische Darstellung des Fernwärme Verbundrings der Wien Energie GmbH (Quelle: Pressestelle Wien Energie GmbH, 2013)

2.1.3.3 Technische Richtlinien der Wien Energie GmbH

Die technischen Richtlinien der *Wien Energie GmbH* beschreiben die Vorschriften für Auslegung, Einbau und Betrieb von Fernwärmeleitungen, Hausstationen und Hausanlagen. Sie dienen im Allgemeinen dazu, Planern, Architekten, Installateuren und Hauseigentümern eine ordnungsgemäße Planung zu ermöglichen. Die Richtlinien sind wesentliche Grundvoraussetzungen, um eine hohe Versorgungssicherheit und einen wirtschaftlichen Betrieb zu garantieren und beinhalten Versorgungsparameter wie Druck und Temperatur für einen einwandfreien Betrieb. Eine genauere Beschreibung der technischen Richtlinien würde an dieser Stelle den Rahmen dieser Arbeit überschreiten und ist hier zweckmäßig auch nicht erforderlich. Jedoch soll anhand eines kurzen Beispiels die Relevanz der technischen Richtlinien für die Betriebsweise des Primär- und Sekundärnetzes dargelegt werden. Abbildung 6 zeigt die entsprechenden technischen Auslegungsbedingungen. Dargestellt sind die Temperaturverläufe der Vorlauf- und Rücklauftemperaturen im allgemeinen Geltungsbereich für das Primär- und das Sekundärnetz. Es ist ein von der Außentemperatur abhängiger, gleitender Kurvenverlauf der Vorlauftemperaturen zu erkennen, welcher *Heizkennlinie* oder auch *Heizkurve* genannt wird. Das Prinzip der Temperaturabhängigkeit des Netzes von der Außentemperatur, nennt man *gleitende Fahrweise*. Die gleitende Fahrweise ist im Hinblick auf die Einspeisung solarer Wärmeenergie von besonderer Bedeutung, da je nach Außentemperatur eine gewisse Vorlauftemperatur benötigt wird.

Am Beispiel der Vorlauftemperatur des Primärnetzes (Abbildung 6a) wird dies kurz erläutert. Bis zu einer Außentemperatur von 12 °C liegt die Vorlauftemperatur bei 80 °C. Bei sinkender Außentemperatur steigt die Kurve der Vorlauftemperatur linear an und erreicht bei -15 °C eine minimale Vorlauftemperatur von 145 °C. Selbiges Verhalten, jedoch bei einem anderen Temperaturniveau zeigt die Kurve 1A in Abbildung 6b für das Sekundärnetz.

Durch diese gleitende Fahrweise wird eine effiziente Energienutzung im Wärmeverteilnetz ermöglicht, um allen Kunden im Winter ausreichend Wärme zum Heizen zu garantieren sowie im Sommer allen Abnehmern eine Brauchwassertemperatur von mindestens 50 °C bereitzustellen [FWW TR TAB, 2009/2010].

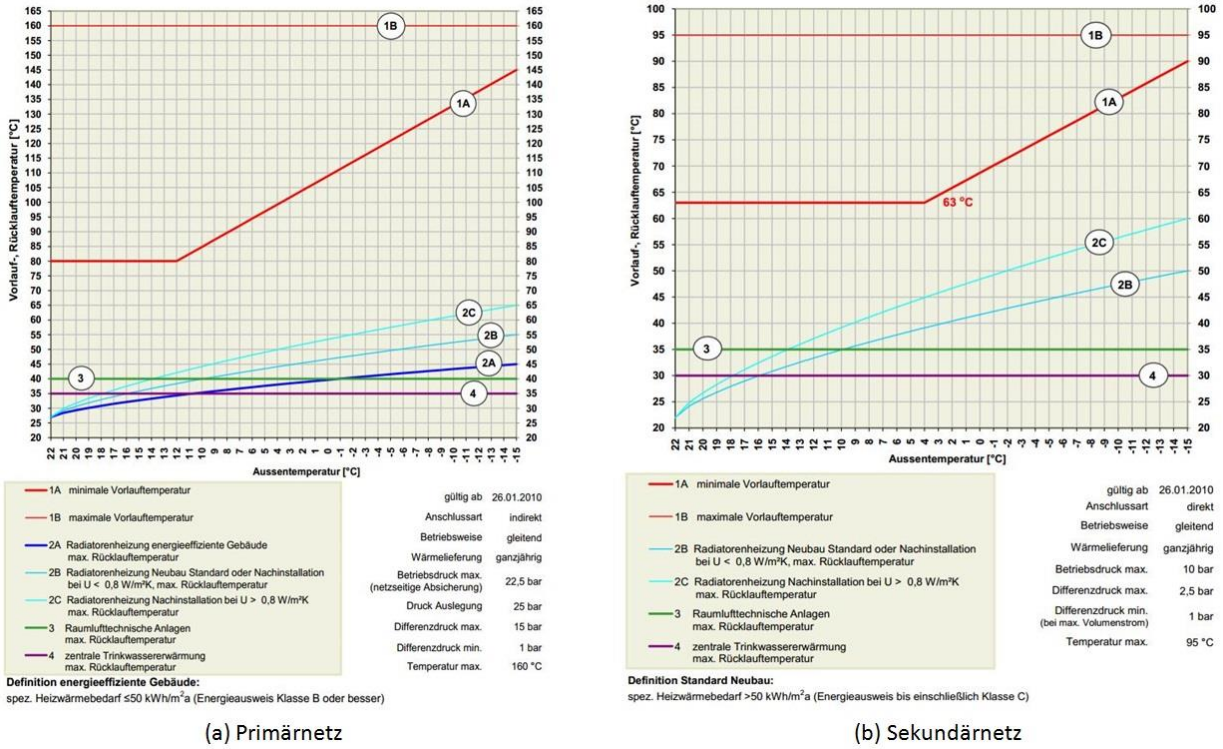

Abbildung 6: Technische Auslegungsbedingungen des Wiener Fernwärmenetzes (Quelle: FWW TR TAB, 2009/2010)

2.2 Solarthermie in Österreich

Der Einsatz von Solarthermie zur Brauchwassererwärmung und Raumheizung stellt in Österreich eine bereits traditionelle Art der Nutzung erneuerbarer Energien dar, woraus ein großer in Betrieb befindlicher Anlagenbestand resultiert, welcher seit 1975 erhoben und dokumentiert wird [BMVIT 2012]. Mit Ende des Jahres 2012 befanden sich 4,900.000 m² thermische Sonnenkollektoren in Österreich im Betrieb, was einer installierten Leistung von etwa 3.550 MW und einem Nutzwärmeertrag von 2.011 GWh entspricht [BMVIT 2013]. Im Jahr 2011 wurden in Österreich rund 236.000 m² thermische Solarkollektoren installiert, dies entspricht einer installierten Leistung von 165,4 MW_{th}. Die im Jahr 2011 neu installierten Kollektoren waren zu 94 % verglaste Flachkollektoren und zu rund 4 % Vakuumröhren-kollektoren, die restlichen 2 % verteilen sich auf nicht verglaste Flachkollektoren für die Schwimmbaderwärmung und auf einen verschwindend geringen Anteil an Luftkollektoren. Der Flachkollektor ist der in Österreich am häufigsten eingesetzte thermische Solarkollektor [FANINGER 2009].

Im Vergleich zum Jahr 2011 verzeichnete der Markt 2012 in Österreich einen Rückgang um 16 %, was durch Streichungen diverser Landesförderungen und den stark gefallenen Preisen bei Photovoltaik zu begründen ist. Im europäischen Kontext liegt Österreich bezogen auf die im Jahr 2011 pro Einwohner installierte Leistung aber dennoch an erster Stelle. Auch bzgl. Produktion zählt Österreich mit knapp 1,100.000 m² produzierter Kollektorfläche zu den größten Herstellerländern in Europa [BMVIT 2012].

2.3 Großprojekte zur solaren Nah- und Fernwärmeeinspeisung

Um solarthermische Energie in bestehende Fernwärmenetze einzukoppeln, eignen sich Großanlagen am besten, um die erforderlichen großen Mengen an Wärmeenergie bereitzustellen. Dieses Kapitel soll einen kurzen Überblick verschiedener wichtiger solarthermischen Großanlagen in Österreich und Europa geben.

2.3.1 Österreich

Die zwei aktuell größten Solarthermie-Anlagen in Österreich befinden sich in der Steiermark – die fünf größten Anlagen Österreichs haben zusammen circa 17.000 m² Kollektorfläche und würden damit den gesamten Warmwasserbedarf einer Stadt wie Kufstein (17.000 Einwohner) decken. Tabelle 2 zeigt eine Übersicht der zehn größten Solarthermie-Anlagen Österreichs.

Die größte Anlage mit 4.960 m² (geplanter Endausbau: 6.903 m²) Bruttokollektorfläche befindet sich am Betriebsgelände des *Fernheizwerks Graz-Süd* und der *Abfall Entsorgungs- und Verwertungs GmbH* und dient zur Direkteinspeisung in das lokale Fernwärmenetz. Der derzeitige Ertrag beträgt pro Jahr in etwa 2,2 GWh. Die zweite Anlage in Graz mit 3.588 m² Bruttokollektorfläche befindet sich auf dem Betriebsgelände des *Wasserwerks Andritz*, welche bei Erreichen der entsprechenden Einspeisetemperatur die Solarenergie über eine Übergabestation in das Grazer Fernwärmenetz einspeist. Wird die gewünschte Einspeisetemperatur nicht erreicht, so erfolgt die Beladung eines Pufferspeichers (64,6 m³), aus welchem dann die Heizungsunterstützung für die Betriebs- und Bürogebäude des Wasserwerks erfolgt.

Tabelle 2: Übersicht der größten Solarthermie-Anlagen Österreichs, nach Bruttokollektorfläche (Quelle: SDH, 2013, eigene Darstellung)

	In Betrieb seit	Bruttokollektor-fläche [m²]	Thermische Leistung [MW]	Technologie	Ort
Fernheizwerk/AEVG	2006	4.960	3,5	FK	Graz
Wasserwerk Andritz	2009	3.860	2,7	FK	Graz
Messecenter Wels	2011	3.388	2,4	CPC	Wels
Berliner Ring	2004	2.480	1,7	FK	Graz
Eibiswald	1997	2.450	0,88	FK	Eibiswald
Salzburg	2011	2.150	1	FK	Salzburg
UPC Arena	2002	1.407	0,98	FK	Graz
Gleinstätten	2006	1.315	0,92	FK	Gleinstätten
Bilderland	1979	1.284	0,9	FK	Bilderland
Bad Mitterndorf	1997	1.120	0,78	FK	Bad Mitterndorf

Eine weitere erwähnenswerte Anlage befindet sich seit 2011 in Wels, welche mittels 690 CPC-Vakuumröhrenkollektoren auf einer Fläche von 3.600 m² pro Jahr etwa 1.550 MWh solare Wärme in das Fernwärmenetz Wels einspeist. Dabei handelt es sich um die einzige Großanlage in Österreich, die kein Frostschutzmittel, sondern reines Heizungswasser als Wärmeträgermedium verwendet. Das ist allerdings nur aufgrund der sehr guten Isoliereigenschaften von Vakuumröhrenkollektoren in Kombination mit einer Frostschutzfunktion möglich. Diese stellt sicher, dass bei der Unterschreitung einer Grenztemperatur warmes Wasser aus dem Speicher durch die Rohrleitungen gepumpt - und so ein Einfrieren der Rohrleitungen verhindert wird. Weitere Details zur unterschiedlichen Betriebsweise von Solaranlagen mit reinem Wasser bzw. einem Wasser-Glykol-Gemisch als Wärmeträger sind in Kapitel 2.4.1 ausgeführt.

2.3.2 Europa

Seit Mitte der 1990er-Jahre wurden in Europa über 100 Anlagen mit mehr als 500 m² Kollektorfläche zur solaren Nah- und Fernwärmeeinspeisung gebaut [SDH 2013]. Tabelle 4 zeigt eine Übersicht der größten solarthermischen Anlagen in Europa. Wie zu sehen ist, spielt Dänemark eine absolute Vorreiterrolle in Europa. Die Großanlagen in Marstal/Aeroe und Ringkøbing zählen zu den größten Solarthermie-Anlagen weltweit und werden nur durch ein neues Großprojekt in Saudi Arabien mit über 36.000 m² Kollektorfläche von Platz Eins verdrängt. Wie ebenfalls aus Tabelle 3 ersichtlich ist, sind alle Großanlagen mit Flachkollektoren bestückt und bis auf die Ausnahme Marstal/Aeroe (75.000 m³ Erdbecken-Wasserspeicher) besitzen keine Anlagen einen expliziten Speicher.

Tabelle 3: Übersicht der größten Solarthermie-Anlagen in Europa

(Quelle: SDH, 2013, eigene Darstellung)

Anlage / Details	In Betrieb seit	Bruttokollektor-fläche [m²]	Thermische Leistung [MW]	Technologie	Ort, Land
Marstal/Aeroe	1996	33.300	23,3	FPC	Marstal, DK
Gråsten	2012	19.017	13,3	FPC	Gråsten, DK
Braedstrup	2007	18.612	13,0	FPC	Braedstrup, DK
Tarm	2013	18.585	13,0	FPC	Tarm, DK
Vojens	2012	17.500	12,3	FPC	Vojens, DK
Ringkøbing	2010	15.000	10,5	FPC	Ringkøbing, DK
Jægerspris	2010	13.300	9,3	FPC	Jægerspris, DK
Akershus	2013	12.581	8,8	FPC	Akershus, NOR
Veggerløse	2011	12.075	8,5	FPC	Veggerløse, DK
Hvidebaek	2013	12.000	8,4	FPC	Hvidebaek, DK

2.4 Aktive und passive Systeme zur solaren Wärmeerzeugung

Im Generellen wird bei der solaren Wärmeerzeugung zwischen *aktiven* und *passiven* Systemen unterschieden:

- *Aktive Systeme* - wenn von aktiven Solarsystemen oder aktiver Nutzung der Sonnenenergie gesprochen wird, handelt es sich um die Gewinnung von Solarenergie mittels technischer Systeme, welche technische Hilfsmittel wie Kollektoren, Pumpen, Speicher und einen Solarkreislauf voraussetzen.
- *Passive Systeme* - sind Systeme, die ohne jegliche technische Hilfsmittel Wärmeenergie nützen. Es wird z.B. versucht, das Haus durch geeignete Ausrichtung und Fensteranordnung als Sonnenkollektor zu nützten und somit das Heizsystem zu unterstützen.

In dieser vorliegenden Arbeit werden nur aktive Solarsysteme betrachtet welche nach [OBERZIG 2008] folgende Merkmale aufweisen:

- Nutzung einer unerschöpflichen Energiequelle,
- keine Schadstoffemission, und
- Reduktion von CO_2-Emissionen gegenüber konventioneller, fossiler Energiegewinnung.

Aktive Solarsysteme, genauer gesagt Sonnenkollektoranlagen bzw. in weiterer Folge Solarthermie-Systeme genannt, können je nach Bauweise, erreichbarer Leistung und Auslastung für verschiedene Zwecke eingesetzt werden. Das einfachste Prinzip ist jenes zur Brauchwassererwärmung im Ein- oder Mehrfamilienhaushalt. Um Solaranlagen für die Raumheizung zu verwenden sind jedoch schon energetisch effizientere bzw. entsprechend größere Anlagen notwendig, welche auch in den Wintermonaten ausreichend Energie liefern. Hier ist zu beachten, dass bei der solaren Raumheizung höhere Wassertemperaturen als bei der Brauchwassererwärmung benötigt werden und die Kollektorflächen auch im Winter schattenfrei bleiben sollten [REMMERS 2001]. Ein zentrales Element von konventionellen Solaranlagen ist der Wärmespeicher, welcher das unregelmäßige, natürlichen Schwankungen unterliegende solare Angebot zwischenspeichert und für die gewünschte Nutzung bereithält.

2.4.1 Grundprinzip eines aktiven Solarsystems

Im Folgenden wird der prinzipielle Aufbau eines konventionellen aktiven Solarsystems respektive einer Sonnenkollektoranlage bzw. Solaranlage erläutert. Dieses hier vorgestellte Prinzip wird als Zweikreissystem bezeichnet.

Die elementaren Komponenten eines Solarsystems sind der Sonnenkollektor, der Wärmespeicher und der Kollektorkreislauf bzw. das Wärmetransportsystem. Abbildung 7 zeigt den schematischen Aufbau einer solarthermischen Anlage mit den wichtigsten Komponenten, welche Anhand ihrer Aufgabe erläutert werden. Prinzipiell unterscheidet man zwischen nicht-konzentrierenden Kollektoren, wie dem konventionellen Schwimmbadkollektor, Flachkollektoren sowie Vakuumröhrenkollektoren und konzentrierenden Kollektoren, welche Linsen, Spiegel oder Parabolrinnen verwenden, um die Sonnenstrahlen auf einen Absorber zu fokussieren [SPÄTE & LADENER 2008].

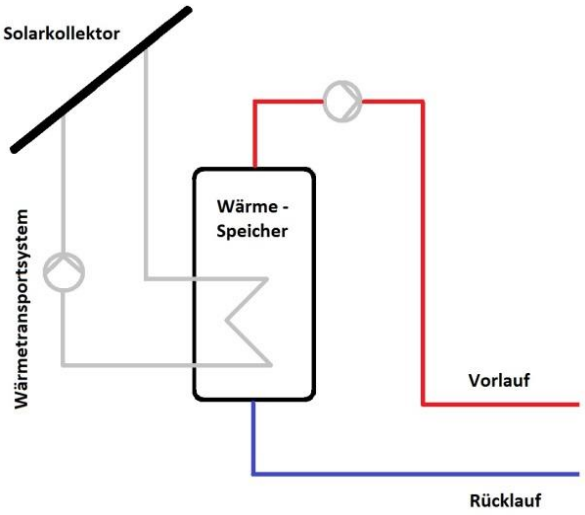

Abbildung 7: Schematischer Aufbau eines solaren Zweikreissystems (Quelle: eigene Darstellung)

2.4.1.1 Solarkollektor

Der Solarkollektor ist ein spezieller Wärmetauscher, welcher solare Strahlung in Wärme umwandelt und diese auf ein Wärmeträgermedium[8] überträgt, um anschließend die Wärme zum Verbraucher zu transportieren. Ein Solarkollektor unterscheidet sich jedoch in mehreren Punkten von einem gewöhnlichen Wärmetauscher. Der wichtigste davon ist, dass kein Wärmeübergang zwischen Flüssigkeiten stattfindet, sondern von einer entfernten Strahlungsquelle zu einer Flüssigkeit. Es gibt zahlreiche Ausführungen und Bauformen (siehe Kapitel 3.4 *Überblick und Vergleich der verschiedenen Solarthermie-Systeme*) sowie verschiedenste Einbaumöglichkeiten, welche für unterschiedliche Anwendungen konzipiert und optimiert sind. Das Wichtigste bei allen Varianten ist jedoch eine größtmögliche Effizienz und die Haltbarkeit der eingesetzten Materialien gegenüber Wettereinflüssen und Beständigkeit gegenüber UV-Strahlung [REMMERS 2001]. Die Erträge hängen sehr stark von örtlichen Gegebenheit und der Ausrichtung der Kollektoren ab So sollte eine Abschattung unbedingt vermieden - und die baulichen Gegebenheiten entsprechend berücksichtigt werden. Solarkollektoren in Mitteleuropa erreichen bei Südausrichtung, dies entspricht einem Azimut-Winkel von 0°, ihren maximalen Ertrag [SOLARS 2012].

Je nach Anwendung ist es vorteilhaft, die Kollektoren flacher bzw. steiler zu montieren. Für Schwimmbaderwärmung soll der Neigungswinkel etwa 0 - 30° betragen, da im Sommer die Sonne sehr hoch steht und so eine optimale Ausbeute gegeben ist. Für die Erwärmung von Brauchwasser ist ein Winkel zwischen 25 - 55° zu wählen, um einen guten ganzjährigen Betrieb sicherzustellen. Zur Heizungsunterstützung im Winter, wo die Sonne sehr niedrig steht, soll der Aufstellwinkel etwa 50 - 70° betragen, um eine optimale Energieausbeute zu gewährleisten. Bei Fassadenintegration beträgt der Aufstellwinkel bis zu 90°. Umso steiler die Kollektoren aufgestellt sind, desto stärker wirkt der sogenannte Selbstreinigungseffekt durch Niederschlag [REMMERS 2001]. Der Neigungswinkel von Flachkollektor und Vakuumröhre betrug bei allen Messungen am Solarprüfstand 35°.

[8] Wie z.B. Luft, Wasser, Thermoöl, oder ein Wasser-Glykol-Gemisch.

2.4.1.2 Wärmespeicher

Der Wärmespeicher bzw. Solarspeicher hat die Funktion, natürliche Schwankungen des solaren Angebots auszugleichen. Er nimmt die Wärme des Mediums auf und hält sie für die Nutzung bereit. Er dient somit als Ausgleich der Differenzen zwischen erzeugter und verbrauchter Wärmemenge, womit die Wärmenutzung weitgehend unabhängig von der Wärmeproduktion erfolgen kann. Es gibt vielfältigste Bauformen, welche sich nach verschiedensten Eigenschaften unterscheiden lassen, wie z.B. nach physikalischen Eigenschaften (druckloser Speicher, Druckspeicher, Latentwärmespeicher usw.), nach der Art des Speichermediums (Wasserspeicher, Steinspeicher, usw.), nach Baumaterialien (Stahlspeicher, Kunststoffspeicher usw.) und nach ihrem Einsatzzweck (Trinkwasserspeicher, Pufferspeicher, usw.), um nur einige wesentlichen Ausführungen zu nennen [SPÄTE & LADENER 2008]. Es ist von großer Bedeutung, dass die verwendeten Materialien eine gute Temperatur- und Langzeitbeständigkeit von mindestens 20 Jahren aufweisen und der Wärmespeicher eine sehr gute Isolierung besitzt, um den kontinuierlichen stattfindenden Wärmeverlust so gering wie möglich zu halten. Da in diesm konkreten Fall das Wärmenetz der *Wien Energie GmbH* als Wärmespeicher dient, werden Wärmespeichersysteme in dieser Arbeit im Weiteren nicht ausführlicher behandelt und es wird auf einschlägige Litertur verwiesen.

2.4.1.3 Wärmetransportsystem

Die Hauptaufgabe des Wärmetransportsystems ist der Transport der Wärme mithilfe des Kollektorkreislaufes vom Solarkollektor zum Wärmespeicher, bzw. mittels Trinkwasserkreis zum Verbraucher. Dies erfolgt durch Umwälzung eines Wärmeträgermediums.
Die Komponenten des Wärmetransportsystems sind neben dem Medium selbst sind die Rohrleitungen, Ventile, Sicherheitseinrichtungen, Pumpe(n), Steuerung und der Wärmetauscher. Die hydraulische Dimensionierung der verwendeten Pumpen ist von den Druckverlusten der Rohrleitungen und den Kollektoren sowie von den geforderten Volumsströmen der Systeme abhängig. Es soll eine den Herstelleranagaben entsprechende Mindest-Strömungsgeschwindigkeit im Kollektor erreicht werden, wobei eine *turbulente* Strömung (im Gegensatz zu einer *laminaren*) anzustreben ist, um einen guten Wärmeübergang zu erreichen [ÖNORM M 7777-1]. Prinzipiell gibt es drei verschiedene Möglich-

keiten von Volumsströmen im Kollektorkreislauf, High-Flow, Low-Flow und Matched-Flow. Deren Vor- und Nachteile sind in Tabelle 4 kompakt zusammengefasst. Die Wahl des Wärmeträgermediums spielt ebenfalls eine entscheidende Rolle und wird im nächsten Punkt behandelt.

Tabelle 4: Übersicht unterschiedlicher Betriebsarten von Solarkollektoren

(Quelle: SPÄTE & LADENER, 2008, eigene Darstellung)

Konzept	Vorteile	Nachteile
High-Flow (klassisches Konzept) 30 bis 70 l · m^{-2}· h^{-1}	Höchstmöglicher Wirkungsgrad sowie einfache und langjährig bewährte Systemtechnik mit konventionellen Komponenten	Langsame Aufheizung des Speichers bis zum gewünschten Temperaturniveau
Low-Flow 8 bis 15 l · m^{-2}· h^{-1}	Schnellere Aufheizung und höherer Solarertrag durch Verwendung dünner Rohre und somit geringere Rohrleitungs-verluste und Materialeinsparung. Kleinere Pumpenleistung not-wendig	Vorteile gelten nur, wenn alle Komponenten im System aufeinander abgestimmt sind. Bei nicht korrekter Anpassung kann der Kollektor durch hohe Temperaturen einen geringeren Wirkungsgrad haben
Matched-Flow 8 bis 40 l · m^{-2}· h^{-1}	Kombiniert die Vorteile von High- und Low-Flow-Systemen, allerdings noch nicht langjährig erprobt	Es ist schwierig, die gleichen Komponenten für High- und Low-Flow zu verwenden und daher immer ein Kompromiss. Durch neuere Systemtechnik, eher relativ wenig Erfahrung

2.4.1.4 Wärmeträgermedium

Das Wärmeträgermedium hat die Aufgabe, die vom Kollektor absorbierte Wärmeenergie zum Wärmespeicher bzw. Wärmetauscher zu transportieren. Folgende Punkte müssen vom Wärmeträgermedium erfüllt werden [ÖNORM M 7777-1]:

- der Siedepunkt des Gemisches muss über dem des Wassers liegen,
- Frostsicherheit im Winterbetrieb, und
- Umweltverträglichkeit.

Wärmeträgergemische aus einem Wasser-Glykol-Gemisch haben sich für diese Anforderungen als Wärmeträger bei konventionellen Anlagen durchgesetzt. Thermoöle sind aufgrund der sehr hohen Anforderungen betreffend Pumpe, Ausdehnungsgefäß, Sicherheitsventil und Dichtungen weitgehend vom Markt verschwunden. Ein Glykol-Gehalt von circa 40 % im Wärmeträgermedium stellt einen ausreichenden Frostschutz bis zu einer Temperatur von etwa -20 °C dar. Bei noch tieferen Temperaturen bildet sich ein zähflüssiger Eisbrei, der zumindest die Rohrleitungen nicht aufsprengen kann [REMMERS 2001].
Die Thematik reines Wasser oder ein Wasser-Glykol-Gemisch als Wärmeträgerfluid in solarthermischen Anlagen, speziell bei Großanlagen, ist unter Experten eine viel diskutierte Frage. Aus diesem Grund werden die Vor- und Nachteile der beiden Varianten genauer beschrieben. Da in Mitteleuropa die Außentemperaturen im Winter unter den Gefrierpunkt fallen, werden wie bereits oben erwähnt fast alle herkömmlichen Anlagen mit einem Wasser-Glykol-Gemisch und einem zusätzlichen Korrosionsschutzmittel (Inhibitoren) betrieben, welche folgende Anforderungen erfüllen müssen [ÖNORM M 7777-1]:

- geeignet für den Einsatz im Solarbereich,
- biologisch abbaubar und bei Betriebskonzentration nicht gesundheitsschädlich, nicht ätzend, nicht brennbar, nicht reizend und
- Messgeräte zur Überprüfung der Qualität des Wärmeträgers müssen verfügbar sein.

Da ein Wasser-Glykol-Gemisch viel korrosiver als reines Wasser wirkt, darf auf diese antikorrosiven Zusätze auf keinen Fall verzichtet werden. Das Glykol-Gemisch hat allerdings einige Nachteile, u.a. die Herabsetzung der spezifischen Wärmekapazität des Mediums, welche eine Erhöhung des spezifischen Wärmeträgerdurchflusses um bis zu 40 % im Kollektorkreis zur Folge hat. Ein zu hoher Glykol-Gehalt im Wasser führt jedoch auch zu einer steigenden Viskosität des Mediums, was wiederum in schlechtere Wärmeübergänge im Wärmetauscher, höheren Rohrreibungsverlusten und höheren Pumpleistungen resultiert und somit den Systemwirkungsgrad senkt. Ebenso wird die Oberflächenspannung des Wassers herabgesetzt und die Gefahr von Undichtheiten im Rohrsystem steigt. Es ist daher nicht sinnvoll, dem Wasser mehr Glykol beizumischen als unbedingt gefordert [SPÄTE & LADENER 2008]. Ein weiteres Problem, welches sich bei einem Glykol-Gemisch als

Wärmeträgerfluid und gleichzeitig sehr hohen Anlagentemperaturen (z.B. bei Stagnation[9]) ergeben könnte, ist das thermische Cracken des Frostschutzmittels. Unter *Vercracken* versteht man die thermische Zersetzung von organischen Stoffen, die zu nieder- und höhermolekularen Verbindungen (u.a. Kohlenstoff) führen - und in weiterer Folge ein Verstopfen des Kollektors bewirken kann. Ebenfalls kann der Korrosionsschutz des Wärmemediums irreversibel beschädigt werden [IHKS FACHJOURNAL 2013].
Wie bereits in Kapitel 2.3.1 erwähnt, sind in Österreich alle solaren Großanlagen mit der Ausnahme des Messecenters Wels, mit einem Wasser-Glykol-Gemisch als Wärmeträgermedium befüllt. Bei konventionellen Flachkollektoren ist reines Wasser jedoch keine Alternative, da durch die relativ schlechte Isolierung in Kombination mit einer großen Konvektionsfläche die Wärmeabgabe in kalten Nächten viel zu groß und damit unwirtschaftlich wäre.

2.4.2 Charakteristika und Parameter von Solarkollektoren

Im Folgenden werden allgemeine, grundlegende Charakteristika und Parameter der zur Brauchwassererzeugung eingesetzten Kollektortypen im Detail ausgeführt. Wie bereits im vorangegangen Kapitel erwähnt, wird grundsätzlich zwischen konzentrierenden und nicht-konzentrierenden Systemen unterschieden. In diesem Kapitel werden die wichtigsten fachspezifischen Begriffe und Charakteristika von Kollektoren, wie Absorberbeschichtung, Kollektorgewinn, Kollektorwirkungsgrad, Brutto-, Apertur- und Absorberfläche sowie Reflexion anhand der am Solarprüfstand eingesetzten nicht-konzentrierender Kollektoren, FK und VR beschrieben. Der Aufbau aller am Solarprüfstand eingesetzten Systeme Flachkollektor, Vakuumröhre, Solarwand und Parabolrinne wird in Kapitel 3.4 *Überblick und Vergleich der verschiedenen Solarthermie-Systeme* noch detailliert beschrieben.

2.4.2.1 Absorberbeschichtung

Sonnenkollektoren werden seit circa 20 Jahren selektiv beschichtet, um Wärmeverluste in Form von Abstrahlung, sogenannter Konvektion, zu vermeiden. Davor wurden Absorber meist geschwärzt oder mit schwarzem Lack versehen, um in den Kollektoren entsprechend

[9] Bezeichnet den Stillstand einer Solarthermieanlage aufgrund von Pumpenstillstand oder fehlender Abnahme der Wärmeenergie. Es können Stagnationstemperaturen von bis zu 250°C erreicht werden.

hohe Temperaturen zu erreichen. Nach *DIN 4757 T4* gehen in den optischen Wirkungsgrad η_0 eines Kollektors folgende Werte ein: der Absorberwirkungsgrad $F``$, die Werte für die Transmission der Kollektorabdeckung τ (ca. 90 – 91 %) und die Absorptionsrate a des Absorbers (90 – 96 %). Da sich der optische Wirkungsgrad aus dem Produkt dieser genannten Werte ergibt, ist ein hoher Absorptionsgrad eine wesentliche Bedingung, um einen hohen Wirkungsgrad des Kollektors zu erreichen. Marktüblich sind derzeit Absorber mit einer Absorption von 94 – 96 % [REMMERS 2001]. Je höher die Absorption ist, desto höher ist in der Regel die Emission ε des Absorbers. Durch die Höhe der Emission werden die Verluste durch Wärmestrahlung beschrieben. Allgemein kann man sagen, dass eine hohe Absorption bei gleichzeitig geringer Emission einen leistungsfähigen Absorber charakterisiert. Neue Technologien wie die PVD-Beschichtung, ein vakuumbasiertes Beschichtungsverfahren [KIENEL 1997], bieten sehr geringe Emissionen (um 5 %) bei einer Absorption von circa 95 %, wie der am Solarprüfstand eingesetzte Flachkollektor. Dies ist vor allem für einen hohen Wirkungsgrad (geringe Emission) bei tiefen Außentemperaturen von größter Wichtigkeit, um bei einer großen Differenz von Kollektorinnen- und Kollektoraußentemperatur höhere Leistungen zu erzielen. Geht man vereinfachend davon aus, dass der Absorber über seine ganze Fläche eine gemittelte Temperatur aufweist, so wird die abgestrahlte Leistung wie in Formel 2.1 berechnet.

$$\frac{Q_{Str}}{A} = \varepsilon_{Abs} \cdot \sigma \cdot \left(T_{Abs}^4 - T_U^4\right) \qquad (2.1)$$

mit

Q_{Str} … *abgestrahlte Verlustleistung* $[W \cdot m^{-2}]$ — ε_{Abs} … *Emission des Absorbers* [-]

T_{Abs} ... *Absorbertemperatur* [°C] — T_U ... *Umgebungstemperatur* [°C]

σ … *Stefan-Boltzmann-Konstante* $[W \cdot m^{-2} \cdot K^{-4}]$ — A ... *Absorberfläche* $[m^2]$

Um die abgestrahlte Leistung so gering wie möglich zu halten, sollte auf eine entsprechend niedrige Emission des Absorbers geachtet werden. Handelsübliche Werte sind zwischen 5 und 12 % [REMMERS 2001]. Allgemein kann gesagt werden, je niedriger die Kollektortemperatur, desto niedriger ist die abgestrahlte Leistung des Absorbers.

2.4.2.2 *Kollektorgewinne*

Die solare Strahlung tritt durch ein vorgespanntes, eisenarmes Sicherheitsglas in den Kollektor ein, in welchem das Licht auf den meist aus Kupfer gefertigten und selektiv beschichteten Absorber trifft [REMMERS 2001]. Diese selektive Beschichtung verfügt über ein großes Aufnahmevermögen für energiereiche, kurzwellige Lichtstrahlung mit Wellenlängen kleiner 2,5 µm. So können 95 bis 96 % der Lichtenergie in diesem Wellenlängenbereich aufgenommen werden. Dies ist gleichbedeutend mit einem Absorptionskoeffizienten von 0,95 - 0,96. Die Glasabdeckung stellt eine weitere Barriere gegen Wärmeverluste durch Abstrahlung bzw. Konvektion dar, da Glas für Wärmestrahlung nahezu undurchlässig ist. So ist der Absorber nicht dem direkten Luftstrom der Außenluft ausgesetzt und zusätzliche Konvektionsverluste werden verhindert. Um Konvektionsverluste noch weiter zu vermindern, wird das Gehäuse mit einer Wärmedämmung aus Stein- oder Glaswolle bzw. mit einer Vakuumisolation versehen. Die Abführung der eingestrahlten Wärmeenergie erfolgt mittels eines Wärmeträgermediums, welches den Absorber durchströmt. Abbildung 8 zeigt die Reflexions- und Wärmeverluste am schematischen Beispiel eines Flachkollektors.

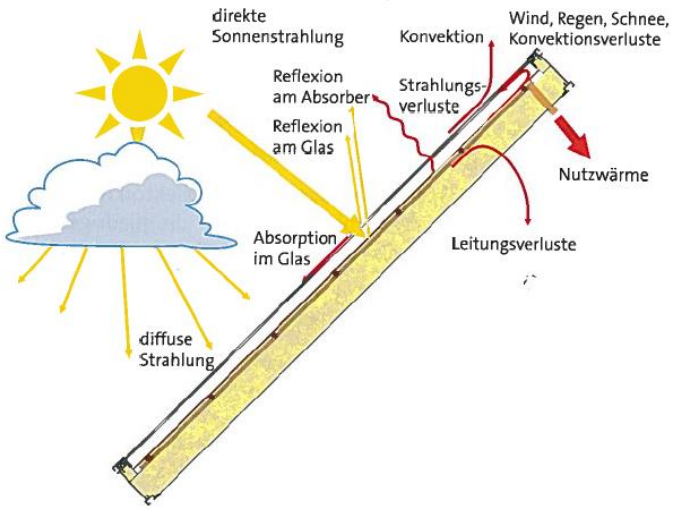

Abbildung 8: Reflexions- und Wärmeverluste beim FK (Quelle: REMMERS 2001, S. 140)

2.4.2.3 *Kollektorwirkungsgrad*

Zur Berechnung des Kollektorwirkungsgrades sind zahlreiche Parameter erforderlich, ein wichtiger davon ist der optische Wirkungsgrad η_0 des Kollektors, welcher bereits unter Absorberbeschichtung erläutert wurde und in der Literatur auch als Konversionsfaktor bezeichnet wird. Er berechnet sich laut Formel 2.2.

$$\eta_0 = \alpha \cdot \tau \cdot F'' \tag{2.2}$$

Der Kollektorwirkungsgrad η ist der Quotient zwischen flächenbezogener Nutzleistung und Sonneneinstrahlung und berechnet sich laut Formel 2.3, wobei ΔT als mittlere Temperaturdifferenz von Absorbertemperatur und Umgebungstemperatur definiert ist (Formel 2.4) [REMMERS 2001].

$$\eta = \eta_0 - \frac{a_1 \Delta T}{G} - \frac{a_2 \Delta T^2}{G} \tag{2.3}$$

$$\Delta T = T_{Abs} - T_U \tag{2.4}$$

mit: a_1 … *linearer Wärmeverlustkoeffizient* $[W \cdot m^{-2} \cdot K^{-1}]$
a_2 … *quadratischer Wärmeverlustkoeffizient* $[W \cdot m^{-2} \cdot K^{-2}]$
G … *einfallende Strahlungsleistung* $[W \cdot m^{-2}]$
T_{Abs} … *mittlere Absorbertemperatur* $[°C]$
T_U … *mittlere Umgebungstemperatur* $[°C]$

Bei genauerer Betrachtung von Formel 2.3, erkennt man, dass bei sinkender Strahlungsleistung bzw. bei steigender Temperaturdifferenz zwischen Absorber- und Umgebungstemperatur der Wirkungsgrad sinkt. Gründe für einen fallenden Wirkungsgrad bei steigender Temperaturdifferenz zwischen Absorber und Umgebung sind Wärmeleitung, Wärmestrahlung und Konvektion von Wärme an die Umgebung. Die Wärmeverlustkoeffizienten a_1 und a_2 bestimmen diese Verluste. Mit Formel 2.3 wird der Wirkungsgradverlauf aller am Solarprüfstand eingesetzten nicht-konzentrierenden Systeme (FK & VR) für verschiedene Strahlungsleistungen in Abhängigkeit der mittleren Temperaturdifferenz zwischen Absorber- und Umgebungstemperatur berechnet. Abbildung 9 zeigt die

Ergebnisse in Form von verschiedenen Kollektorkennlinien, wobei die Abkürzung *FK* für den Flachkollektor von *TiSUN* steht, *VR* ist der CPC-Vakuum-röhrenkollektor von *Ritter XL* und *VR 2* repräsentiert den VR-Kollektor von *ELCO*. Die Werte der Wärmeverlust-koeffizienten und des Konversionsfaktors der am Solarprüfstand eingesetzten Kollektoren entstammen aktuellen Prüfberichten nach *Solar Keymark*[10] und sind in Tabelle 5 zusammengefasst. Ist die Differenz zwischen Absorber- und Umgebungstemperatur gleich Null, so hat der Kollektor keine Wärmeverluste an die Umgebung und der Wirkungsgrad η erreicht sein Maximum und wird zum optischen Wirkungsgrad η_0.

Tabelle 5: Spezifische Kollektordaten zur Kollektorkennlinienberechnung

Modul/ Parameter	a_1 **[W · m^{-2} · K^{-1}]**	a_2 **[W · m^{-2} · K^{-2}]**	η_0
TiSUN FK FM-S 2,55	3,67	0,014	0,776
Ritter XL VR XL 50 P	0,683	0,003	0,688
ELCO VR 20 DF	2,824	0,005	0,821

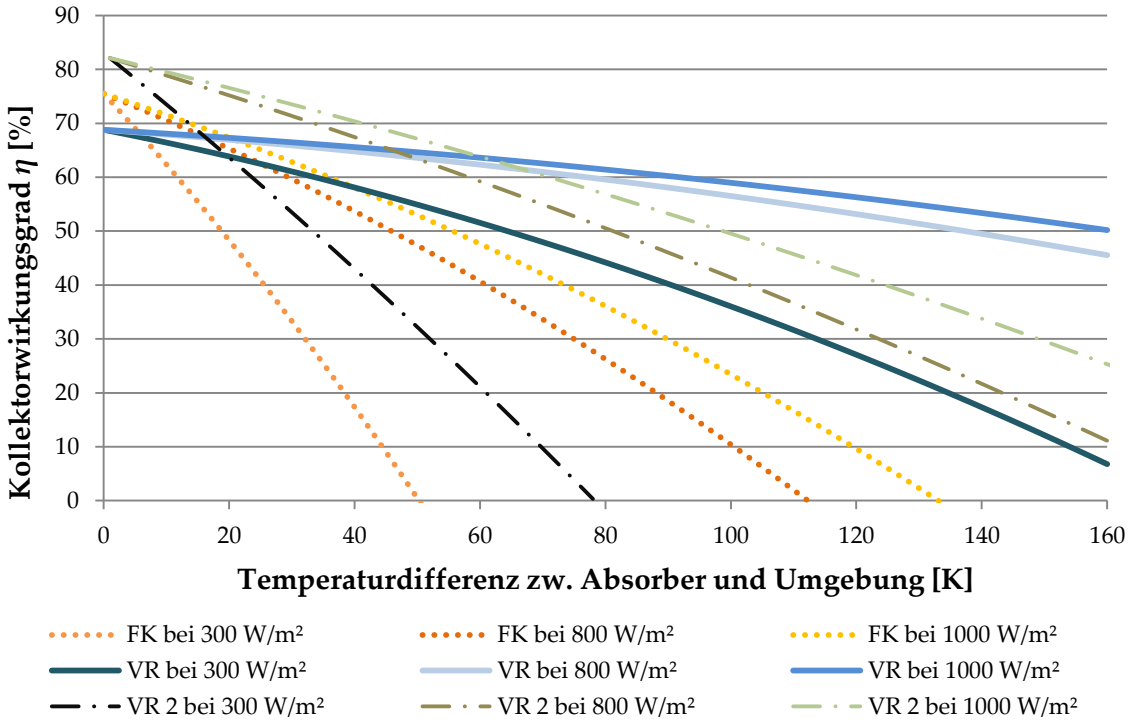

Abbildung 9: Wirkungsgradkennlinien von FK, VR und CPC-VR bei unterschiedlichen Globalstrahlungswerten (Quelle: eigene Darstellung)

[10] Weitere Informationen zu Solar Keymark unter http://www.estif.org/solarkeymarknew/index.php

Man kann hier klar ersehen, dass mit steigenden Absorbertemperaturen, also mit einer höheren Temperaturdifferenz zwischen Absorber und Umgebung, die Wirkungsgrade der Kollektoren immer niedriger werden und dass die VR-Module bei höheren Temperaturen generell einen deutlich besseren Wirkungsgrad als der FK aufweisen. Je besser die Wärmeisolierung eines Kollektors gegenüber seiner Umgebung ist, desto flacher wird der Abfall des Wirkungsgrades mit steigender Temperaturdifferenz. Der VR-Kollektor von *ELCO* hat zwar den besten optischen Wirkungsgrad, jedoch ist die Isolation gegen Abstrahlung nicht so gut wie bei der VR vom Hersteller *Ritter XL* und die Kennlinie fällt viel stärker ab. Es ist ebenfalls zu erkennen, dass dieser Effekt sehr stark von der vorhandenen Globalstrahlung abhängig ist. Je niedriger die Strahlung, desto steiler fällt die Wirkungsgradkennlinie der Kollektoren ab. Bei niedrigen Temperaturdifferenzen und hoher Globalstrahlung (im Sommer) arbeiten alle Module mit einem ähnlichen Wirkungsgrad, wird die Globalstrahlung jedoch niedriger (Winter) sind große Unterschiede feststellbar. Die CPC-VR (*Ritter XL*) liefern hier die mit Abstand besten Resultate, gefolgt vom VR-Modul von *ELCO* und den Flachkollektoren von *TiSUN,* die den stärksten Abfall bei steigender Temperaturdifferenz aufweisen und somit am schlechtesten gegen auftretende Wärmeverluste geschützt sind.

2.4.2.4 Bruttokollektor-, Absorber- und Aperturfläche

Eine weitere wichtige Kenngröße von Kollektoren sind deren Bruttokollektor-, Absorber und Aperturfläche. Die Fläche des gesamten Kollektormoduls wird als Bruttokollektorfläche bezeichnet und bezieht sich auf das maximale Außenmaß des Kollektors. Diese dient vor allem in der Praxis zur Abschätzung der benötigten Dachfläche. Der Begriff der Aperturfläche kann mit solarer Eintrittsfläche übersetzt werden und wird bei handelsüblichen Flachkollektoren von der durchsichtigen Glasfläche gebildet, also die gesamte Fläche wo solare Strahlung in den Kollektor eintritt und die Sonnenstrahlung in Wärme umgewandelt wird. Werden z.B. Spiegel eingesetzt, was bei konzentrierenden Systemen der Fall ist, um die Solarstrahlung auf eine Kollektor oder einen Punkt zu konzentrieren, so ist die Spiegelfläche die Aperturfläche. Liegt der Spiegel als Reflektor jedoch hinter einer Glasscheibe, ist dies wiederum die Aperturfläche [REMMERS 2001]. Die Absorberfläche, in mancher Literatur auch als Nettofläche angegeben, bezeichnet jene Fläche, auf der im Absorber die solare Strahlung in Wärme umgewandelt wird. Die

Absorberfläche ist üblicherweise kleiner als die Aperturfläche, sie kann jedoch durch eine gewellte oder profilierte Ausführung des Absorbers vergrößert werden. Unabhängig von der Größe der Absorberfläche kann allerdings nur die durch die Aperturfläche einfallende Strahlung in Wärme umgewandelt werden. Eine Vergrößerung der Absorberfläche bewirkt daher keine Steigerung der Leistungsfähigkeit des Kollektors. Eine schematische Darstellung in Abbildung 10 illustriert die Unterschiede zwischen Bruttokollektorfläche, Aperturfläche und Absorberfläche am Beispiel eines Flachkollektors.

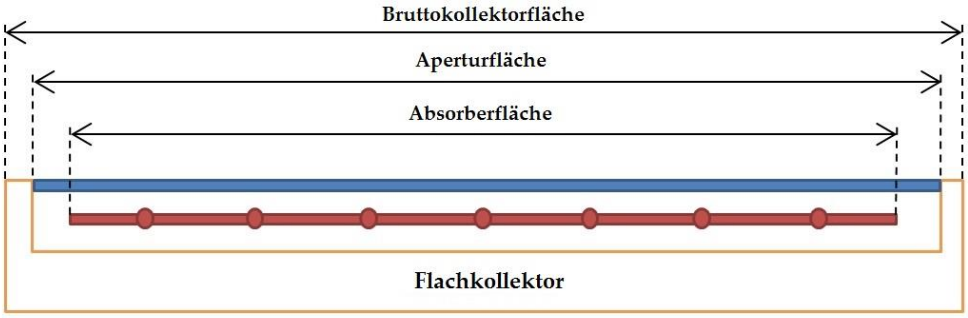

Abbildung 10: Schematischer Aufbau eines Flachkollektors im Querschnitt (Quelle: eigene Darstellung)

2.4.3 Solarer Deckungsgrad und Systemnutzungsgrad

Es werden kurz die zwei wichtigen Definitionen *solarer Deckungsgrad* und *Systemnutzungsgrad* erläutert. Beide Parameter sind wichtige Anhaltspunkte für eine ökonomisch sinnvolle Dimensionierung eines Solarthermie-Systems. Sie verhalten sich üblicherweise konträr zueinander. Der solare Deckungsgrad gibt den Teil der Energie an, welcher zur Deckung des aktuellen Energiebedarfs solar zur Verfügung gestellt wird. Er bezieht sich üblicherweise auf das ganze Jahr, wird in Prozent angegeben und durch folgende Faktoren beeinflusst:

- Wärmebedarf
- Regelungssystem
- Anlagenauslegung /-größe
- Rücklauftemperaturen
- Kollektortyp und Standort
- Wirkungsgrad

Der solare Deckungsgrad ist für jedes Projekt gänzlich unterschiedlich und erreicht im Einfamilienhaus Werte von bis zu 60 % und wird im Fall der Einspeisung ins

Fernwärmenetz im Promillebereich liegen. Wie bereits angedeutet, ist der solare Deckungsgrad kein Maß für die Qualität oder die Effizienz des Solarthermie-Systems, sondern ein Maß für die Unabhängigkeit von anderen Energiequellen und dient zur bedarfsgerechten Planung von Solarthermie-Systemen. Formel 2.5 zeigt die Definition des solaren Deckungsgrads [REMMERS 2001].

$$\mathrm{SD} = \frac{Q_{SB}}{Q_{SB} + Q_{ZB}} \cdot 100 \tag{2.5}$$

mit: *SD ... solarer Deckungsgrad [%]*
Q_S ... solar in den Speicher bzw. das Netz gelieferte Wärmemenge [kWh]
Q_{ZB} = Wärmemenge des konv. Wärmeerzeugers in den Speicher bzw. das Netz [kWh]

Ein solarer Deckungsgrad von 100 % in Mitteleuropa, bedeutet in der Praxis eine überdimensionierte Anlage mit sehr geringem Systemnutzungsgrad, welcher wie laut Formel 2.6 definiert ist.

$$\mathrm{SNG} = \frac{Q_S}{Q_{Str}} \cdot 100 \tag{2.6}$$

mit *SNG ... Systemnutzungsgrad [%]*
Q_S ... solare in den Speicher bzw. das Netz gelieferte Wärmemenge [kWh]
Q_{Str} ... auf die Kollektorfläche eingestrahlte Energie [kWh]

Wie bereits eingangs erwähnt, verhalten sich in der Regel beide Parameter konträr zueinander: Steigt der Systemnutzungsgrad, sinkt der solare Deckungsgrad und umgekehrt. Abbildung 11 zeigt diesen Sachverhalt. Die konträre Abhängigkeit zwischen Systemnutzungsgrad und solarem Deckungsgrad kann z.B. durch eine Verringerung des Warmwassertemperaturniveaus auf der Entnahmeseite entkoppelt werden. Somit kann gleichzeitig der solare Deckungsgrad und der Systemnutzungsgrad erhöht werden. Im Falle einer Einspeisung von solar erzeugter Wärmeenergie in das Fernwärmenetz der *Wien Energie* würde der Wert des Systemnutzungsgrads 100 % erreichen, da zu jedem Zeitpunkt die gesamte Energie dem Netz zugeführt werden kann.

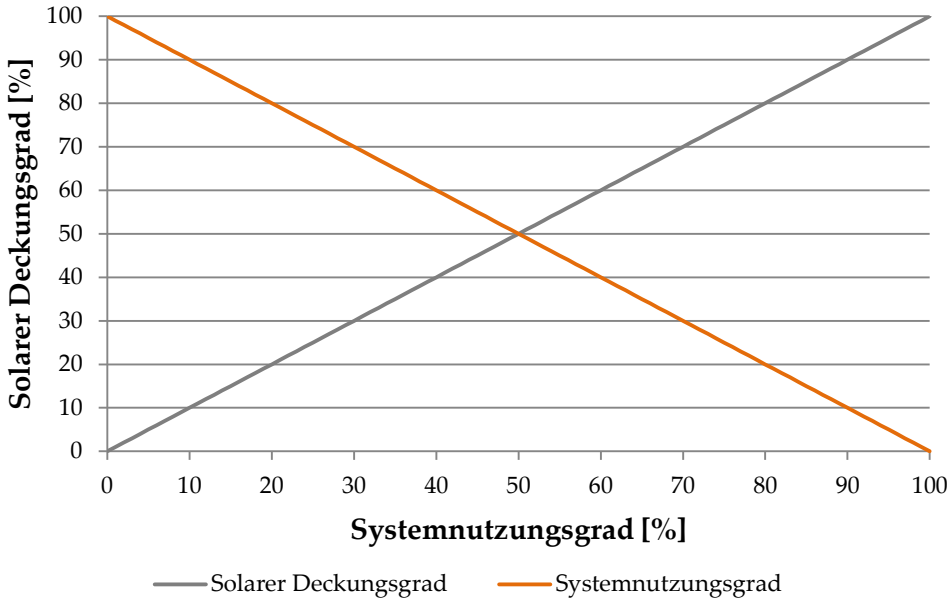

Abbildung 11: Zusammenhang zwischen solarem Deckungsgrad und Systemnutzungsgrad (Quelle: eigene Darstellung)

2.5 Technische Möglichkeiten der solaren Einbindung in das Wiener Wärmenetz

Bei der Einspeisung von Wärme in bestehende Wärmenetze gibt es technisch prinzipiell drei verschiedene Möglichkeiten, welche in Abbildung 12 ersichtlich sind und im Folgenden kurz vorgestellt werden.

2.5.1 Entnahme und Einspeisung im Vorlauf

Eine Anhebung der Vorlauftemperatur (Abbildung 12c) lässt den solaren Einspeiser aufgrund von höheren geforderten Netztemperaturen mit dem geringsten Wirkungsgrad arbeiten. Ein Vorteil ist jedoch, dass die Pumpenergie vom Netz aufgebracht wird und somit die Druckverluste des Wärmetauschers sowie der Verbindungsleitungen abdeckt sind. Eine Vorlaufanhebung ist jedoch für den Fernwärmenetzbetreiber ungünstig, da er einen Strömungswiderstand in die Fernwärmeleitung einbauen muss, damit ein regelbarer Durchfluss durch den Wärmetauscher des solaren Einspeisers erzeugt werden kann

[BUCAR 2006]. Nach einer Rücksprache mit der *Wien Energie GmbH* bestätigte sich diese Aussage.

2.5.2 Entnahme und Einspeisung im Rücklauf

Eine Anhebung der Rücklauftemperatur (Abbildung 12b) lässt im Gegensatz zur Vorlaufanhebung den solaren Einspeiser mit dem größtmöglichen Wirkungsgrad arbeiten. Wie auch bei der Entnahme und Einspeisung im Vorlauf, wird die Pumpenergie von den Netzpumpen aufgebracht und deckt wiederum die Druckverluste des Wärmetauschers und der Verbindungsleitungen ab. Aus bereits genannten Gründen ist eine Rücklaufanhebung, für den Fernwärmenetzbetreiber ebenso ungünstig wie die Vorlaufanhebung, da Strömungswiderstände in das Fernwärmennetz eingebaut werden müssen. Ein weiterer Nachteil sind die Wärmeverluste des Netzes aufgrund von höheren Rücklauftemperaturen. Der Wirkungsgrad des primären Wärmeerzeugers verringert sich aufgrund der höheren Rücklauftemperaturen ebenfalls leicht.

2.5.3 Entnahme im Rücklauf und Einspeisung im Vorlauf

In diesem Fall (dargestellt in Abbildung 12a) sind die Temperaturerhöhungen des solaren Einspeisers von den Vor- und Rücklauftemperaturen des Fernwärmenetzes abhängig, welche für das Wärmenetz der *Wien Energie GmbH* in Abbildung 6 dargestellt sind und im Sekundärnetz im Vorlauf mindestens 63 °C betragen. Die Rücklauftemperatur darf maximal 30 °C hoch sein. Vom Einspeiser wird eine variable Leistung bzw. ein variabler Volumenstrom gefordert. Die Pumpenergie ist jedoch für den Einspeiser relativ hoch, da der Differenzdruck zwischen primären Vorlauf und Rücklauf im Wärmenetz der *Wien Energie GmbH* mindestens 1 bar (bis zu 2,5 bar) beträgt und diese vom solaren Einspeiser abgedeckt werden muss. Trotzdem ist diese Form der Einspeisung laut [BUCAR 2006] die von den Fernwärmebetreibern bevorzugte, da die Rücklauftemperaturen konstant bleiben und die Pumpkosten zu einem großen Teil vom Einspeiser getragen werden. Nach diversen Rücksprachen mit Entscheidungsträgern der *Wien Energie GmbH*, ist dies auch hier die gewünschte Variante.

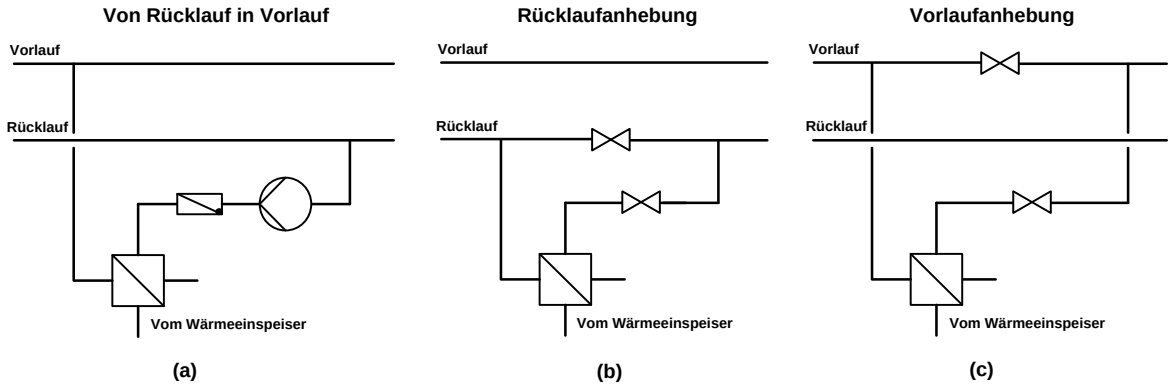

Abbildung 12: Technische Möglichkeiten zur solaren Einspeisung in ein Wärmenetz (Quelle: eigene Darstellung)

3 Aufbau und Rahmenbedingungen des Solarprüfstandes

Das folgende Kapitel beschäftigt sich ausführlich mit der genauen Beschreibung des Versuchsaufbaus, der Ausstattung sowie den eingesetzten Messgeräten und den exakten Gegebenheiten des Standortes. Einer Abschätzung der am Standort erwarteten Globalstrahlung folgt eine detaillierte Beschreibung der installierten solarthermischen Systeme. Der Grund für den Aufbau und Betrieb des Solarprüfstandes waren die aufschlussreichen, praxisnahen Erkenntnisse, welche durch Planung, Inbetriebnahme und Betrieb der Solar-Anlagen entstanden sind. Besonders wichtig waren diese Erfahrungen bezüglich den beiden nachführenden (konzentrierenden) Systemen, um die Komplexität der Inbetriebnahme und die standortspezifische Ausrichtung zu erkennen. Somit war sichergestellt, die Systeme nicht nur theoretisch zu evaluieren, sondern auch die Möglichkeiten und Herausforderungen in der Praxis kennenzulernen. Den Abschluss bildet eine Beschreibung des hydraulischen Konepts, welches dem Aufbau des Solarprüfstandes zugrunde liegt.

3.1 Standort

Als Standort für den Versuchsaufbau wurde ein Flachdach mit einer Fläche von 310 m² auf einem Betriebsgebäude der *Wien Energie GmbH* in der Skrabalgasse 3, 1220 Wien gewählt. Das Betriebsgebäude ist in Abbildung 13 ersichtlich, die Dachfläche ist orange markiert. Die exakten geographischen Koordinaten des Gebäudes mit dem Versuchsaufbau sind laut verschiedenen Online-Kartendiensten[11] 48,235° geographischer Breite und 16,454° geographischer Länge. Dies ist in weiterer Folge wichtig, um die erwartete Globalstrahlung am Standort zu prognostizieren und die Sonnenauf- und untergangszeiten zu bestimmen, siehe auch Kapitel 3.3 *Erwartete Globalstrahlung am Standort*. Die Nord-Südausrichtung der Dachfläche ist in Abbildung 14 ersichtlich.

[11] http://maps.google.de/ bzw. http://www.bing.com/maps/

Abbildung 13: 45°-Ansicht der Umgebung des Solarprüfstandes (Quelle: Google Maps © 2013, modifiziert)

Der aktuelle Solarpotenzialkataster der Stadt Wien [WIEN UMWELTGUT 2010] aus dem Jahr 2010 weist die Dachfläche als sehr gut geeignet aus. Dies ersetzt zwar keine Detail-messungen betreffend Globalstrahlung, stellt jedoch eine wertvolle Grundlage zur Nutzung der Dachfläche vorab dar. Genauere Informationen zur Globalstrahlung sind dem Kapitel 3.3 *Erwartete Globalstrahlung am Standort* zu entnehmen.

Wie bereits in Kapitel 2.5.1 erwähnt, ist die Ausrichtung der Dachfläche bzw. die Ausrichtung der Kollekoren auf der Dachfläche, für eine optimale Energieausbeute, ein entscheidender Faktor. Generell kann man sagen, dass in Mitteleuropa eine Ausrichtung von 180° nach Süden optimale Ergebnisse liefert. Wird eine Dachfläche morgens durch ein Hindernis verschattet, welches im Osten liegt, so ist es von Vorteil, wenn die Kollektorfläche weiter nach Westen ausgerichtet wird und so mehr Abendsonne erhält [REMMERS 2001].
Eine Abschattung des Solarprüfstandes durch den sehr nahe gelegenen Schornstein des Fernheizwerks Kagran spielt hier jedoch keine entscheidende Rolle, da die Abschattung durch die sehr westliche Lage des Schornsteins erst in den späten Abendstunden erfolgt. Aus diesem Grund wurden die nicht-konzentrierenden Systeme (Flachkollektor und Vakuumröhrenkollektor) exakt nach Süden ausgerichtet.

Abbildung 14: Nord-Süd-Ausrichtung der Dachfläche des Solarprüfstands (Quelle: Google Maps © 2013, eigene Darstellung)

3.2 Wetterstation

Die getesteten Systeme zeigen ein wetterabhängiges Verhalten. Daher war es wichtig die verschiedenen Einflussfaktoren Temperatur, Globalstrahlung und Windstärke während aller Messungen aufzuzeichnen. Dies geschah mit einer am Flachdach installierten Wetterstation mit folgenden Messeinrichtungen:

- Sternpyranometer[12] zur Messung der Globalstrahlung in [$W \cdot m^{-2}$],
- Thermometer zur Messung der Temperatur [°C],
- Barometer zur Messung des Luftdrucks [hPa],
- Hygrometer zur Messung der relativen Luftfeuchtigkeit [%],
- Niederschlagsmesser zur Messung des Niederschlags [$mm \cdot m^{-2} \cdot d^{-1}$], und
- Anemometer zur Messung der Windstärke [$m \cdot s^{-1}$].

Somit war für eine exakte, begleitende Messung aller wichtigen Einflussfaktoren durch die vorherrschende Wettersituation gesorgt.

[12] Misst direkte und indirekte Strahlung aus einem Halbkugelraum mittels Temperaturunterschied zwischen weißen und schwarzen Oberflächen, was ein Maß für die aufgenommene Sonnenstrahlung ist [TU GRAZ 2012].

3.3 Erwartete Globalstrahlung am Standort

Eine Messung der Solarstrahlung außerhalb der Erdatmosphäre ergibt eine Globalstrahlung von etwa 1.360 $W \cdot m^{-2}$, welche ohne den Einfluss der Atmosphäre senkrecht auf die Erde trifft – die sogenannte Solarkonstante. Die Globalstrahlung setzt sich aus der direkten Strahlung und der diffusen Strahlung zusammen. Dieses Verhältnis wird durch verschiedene Wetterbedingungen herbeigeführt [SPÄTE & LADENER 2008].

Bei einem klaren, wolkenlosen Himmel können die Sonnenstrahlen ungehindert und ohne Richtungsänderung direkt auf die Erdoberfläche auftreffen, man spricht von direkter Strahlung. Konzentrierende Kollektorsysteme können nur diese direkte Strahlung bündeln und nützen. Somit ist bei der Wahl des Kollektors das Verhältnis von direkter zu diffuser Strahlung ein ganz wichtiger Parameter, um für den jeweiligen Standort das ideale System zu wählen. Streuung an Luftmolekülen, Wasserdampf und Staub in der Erdatmosphäre führt zu einer teilweisen Reflexion in den Weltraum und zur diffusen Strahlung. Nicht-konzentrierende Systeme können direkte und diffuse Strahlung in thermische Energie umwandeln. Generell kann man sagen, dass konzentrierende Kollektorsysteme in Regionen wo kaum Bewölkung auftritt bzw. in Höhenlagen zu bevorzugen sind und nicht-konzentrierende Kollektoren dort, wo ein hoher Anteil an diffuser Strahlung auftritt. Wie schon erwähnt, treten beim Durchlauf der Sonnenstrahlen durch die Erdatmosphäre verschiedene komplexe Mechanismen (Absorption, Streuung und Reflexion an unterschiedlichen Molekülen) auf, welche eine Abschwächung der auf die Erdatmosphäre aufgetroffenen Solarstrahlung bewirken, was jedoch auch stark vom Breitengrad des Standortes abhängt. Am 48. Breitengrad (Wien; München) ist eine gemittelte jährliche Globalstrahlung von circa 1.100 $kWh \cdot m^{-2}$ auf eine horizontale Fläche zu erwarten, was umgerechnet einen Tagesdurchschnitt von 3 $kWh \cdot m^{-2} \cdot d^{-1}$ entspricht [DGS Berlin]. Um detaillierte Vorhersagen zu treffen, wurden Wetterdaten, im Speziellen Globalstrahlungs-daten der *Zentralanstalt für Meteorologie und Geodynamik* angefordert und von der *Universität für Bodenkultur Wien*[13] zur Verfügung gestellt. Die Daten umfassen unter anderem die tägliche Sonnenscheindauer sowie die tägliche Globalstrahlung der letzten 50 Jahre in Wien, am Standort Hohe Warte.

[13] Institut für Meteorologie und Zentrum für Globalen Wandel und Nachhaltigkeit der Universität für Bodenkultur Wien, Dr. Formayer.

Eine Auswertung der Daten [ZAMG] der Jahre 2001 bis 2011 ergab einen Jahresdurchschnitt von 1.207 kWh · m^{-2} am Standort Hohe Warte, was wiederum umgerechnet einen Tagesdurchschnitt von 3,3 kWh · m^{-2} · d^{-1} entspricht und um 9,7 % höher liegt als von [DGS Berlin] angegeben. Ein weiteres interessantes Ergebnis zeigt der Vergleich der Zehnjahres-Durchschnitte der Globalstrahlungswerte von den Jahren 1961 bis 1970 (1.097 kWh · m^{-2}) mit den Zehnjahres-Durchschnittswerten von 2001 bis 2010 (1.198 kWh · m^{-2}). Dies ist ein Anstieg von 9,2 % in den letzten 40 Jahren. Die Verläufe der Jahresdurchschnitte der Perioden 1961-1970 und 2001-2010 sind in Abbildung 15 dargestellt.

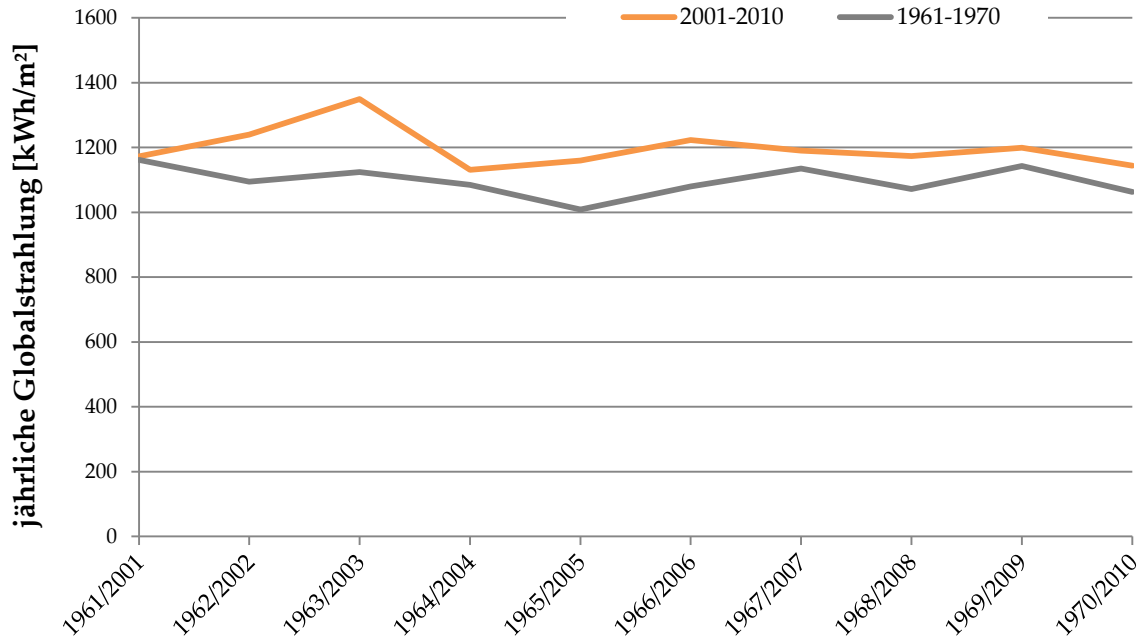

Abbildung 15: Durchschnittliche, jährliche Globalstrahlung der Jahre 1961-1970 und 2001-2011 am Standort Wien (Quelle: ZAMG, eigene Darstellung)

Dieses Langzeitverhalten der Globalstrahlung deckt sich mit Daten des *Arbeitskreises für Klimaveränderung und Wasserwirtschaft in Süddeutschland* (Bayern und Baden-Württemberg), welche die Zeitreihen der Sonnenscheindauer und Globalstrahlung im Untersuchungszeitraum 1951 bis 2000 analysierten und zu Aussagen und Ergebnissen kamen, welche die Aussagen der Wiener Daten untermauern: Einem deutlich sonnenscheinärmeren Zeitreihenabschnitt von 1960 bis Ende der 1980er Jahre, welcher weltweit zu verzeichnen war und unter dem Stichwort *global dimming*[14] zu finden ist, folgt ein sonnenscheinreicherer

[14] Bezeichnet die sukzessive Abnahme der Intensität des Tageslichtes, welches die Erdoberfläche erreicht

Zeitabschnitt ab 1990 in dem nur im Jahr 2003 die hohen Sonnenscheindauern der 1930er bis 1950er Jahre des vorigen Jahrhunderts erreicht wurden [KLIWA 2008]. Somit lässt sich für den Standort Wien sagen, dass die Globalstrahlung einen Durchschnittswert von etwa 1.200 kWh · m^{-2} · a^{-1} bzw. 3,28 kWh · m^{-2} · d^{-1} besitzt. Wichtiger als die Jahreswerte sind die durchschnittlichen Monatswerte der Globalstrahlung am Standort Wien, welche in Abbildung 16 gezeigt sind. Es ist klar zu erkennen, dass in Wien der Großteil der jährlichen, solaren Strahlung in den Sommermonaten verfügbar ist. In den Monaten April bis September beträgt die auftretende Globalstrahlung mehr als 75 % der gesamten jährlichen Globalstrahlung.

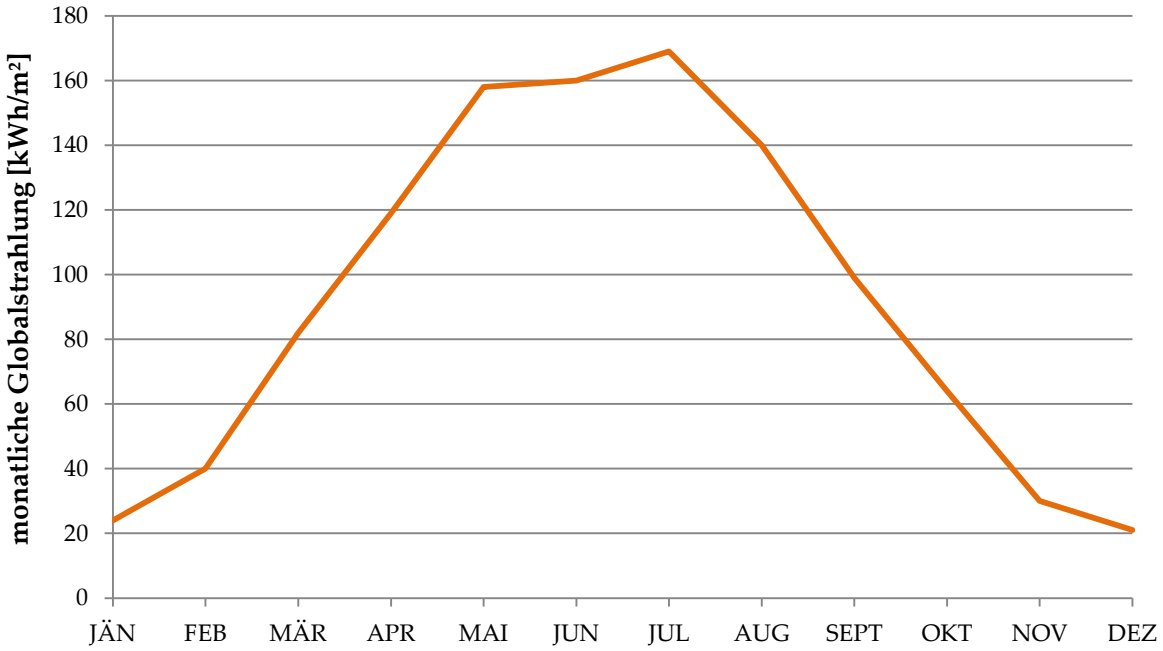

Abbildung 16: Durchschnittliche, monatliche Globalstrahlung der Jahre 1966-1980 (Quelle: ZAMG, eigene Darstellung)

3.4 Überblick und Vergleich der verschiedenen Solarthermie-Systeme

Dieses Kapitel beschäftigt sich mit den verschiedenen am Solarprüfstand eingesetzten Solarthermie-Systemen. Es werden allgemeine Informationen, der prinzipielle Aufbau, die unterschiedlichen Einsatzmöglichkeiten und Besonderheiten sowie die Investitionskosten und benötigten Stellflächen der jeweiligen Systeme beschrieben. Zwei der vier eingesetzten Systeme sind konventionelle, nicht-konzentrierende Solarthermie-Systeme und werden in

weiterer Folge kurz *Flachkollektor* und *Vakuumröhre* genannt. Die weiteren zwei Systeme sind konzentrierende Systeme, welche im Weiteren kurz als *Parabolrinne* und *Solarwand* bezeichnet werden. Alle Arten und Bauweisen von Solarkollektoren haben ihre Berechtigung und je nach Einsatz- und Anwendungsgebiet ihre Vor- und Nachteile. Tabelle 6 zeigt einen Überblick wichtiger Eigenschaften gebräuchlicher Solarkollektoren von unterschiedlicher Technologie. Der in Tabelle 6 in Zeile Eins aufgelistete unverglaste *Solarabsorber*, oft auch als Schwimmbadkollektor bezeichnet, wird in dieser Arbeit zwar nicht behandelt, ist hier aber aus Gründen der Vollständigkeit angeführt. Die Parabolrinne und die Solarwand fallen in die Kategorie *konzentrierende Kollektoren mit Nachführung* und sind bzgl. Temperaturbereich und erwarteten Energieertrag, wie auch in Tabelle 6 ersichtlich, sehr standortabhängig und daher schwer abzuschätzen.

Tabelle 6: Eigenschaften unterschiedlicher Ausführungen von Solarkollektoren (Quelle: SPÄTE & LADENER, 2008, eigene Darstellung)

Kollektortyp / Parameter	Temperatur -bereich [°C]	Anwendung	Stagnations-temperaturen [°C]	Energieertrag [kWh·m^{-2}·a^{-1})]
Solarabsorber, unverglast und nicht isoliert	0 - 30	Schwimmbadheizung, Wärmepumpe	70 – 90	200 - 300
Flachkollektor	20 - 90	Warmwasserbereitung, Raumheizung	bis zu 250	250 - 400
Vakuum-röhrenkollektor	20 - 90	Warmwasserbereitung, Heizung, Prozesswärme	bis zu 350	300 - 600
Konzentrierende Kollektoren mit Nachführung	80 - 800	Dampferzeugung, Prozesswärme, Heizung	je nach Konzentration >1.000	je nach Konzentration und Anteil der direkten Strahlung

3.4.1 Flachkollektor

Flachkollektoren sind die in Österreich am meisten verbauten Solarkollektoren [BMVIT 2013]. Das ideale Einsatzgebiet für Flachkollektoren ist die Warmwassererwärmung, aber auch zur Raumheizungsunterstützung lassen sich Flachkollektoren wegen der ausreichend hohen Arbeitstemperaturen von 20 bis 90 °C noch gut verwenden. Durch die Kombination einer preiswerten Herstellung und einem relativ guten optischen Wirkungsgrad von 66 – 83 % stellt der Flachkollektor ein ausgereiftes Produkt mit einem hervorragenden Preis-/

Leistungsverhältnis dar [SPÄTE & LADENER 2008]. Abbildung 17 zeigt die schematische Darstellung eines Flachkollektors welcher mäanderförmig verrohrt ist. Die mäanderförmigen Rohrleitungen werden üblicherweise durch schweißen, löten, pressen bzw. walzen mit der beschichteten Metallfläche verbunden, um einen guten Wärmeübergang von der Absorberfläche zum Wärmeträgermedium zu gewährleisten. Dahinter befindet sich eine Isolierungsschicht, davor eine transparente Abdeckung, welche im Regelfall aus Glas ist.

Abbildung 17: Schematischer Aufbau eines Flachkollektors Mäander-Verrohrung (Quelle: SOLARANLAGEN-PORTAL, 2013)

Eine weitere Möglichkeit bezüglich des inneren Aufbaus der Rohrleitungen ist die klassische Harfen-Form, welche in Abbildung 18 dargestellt ist.

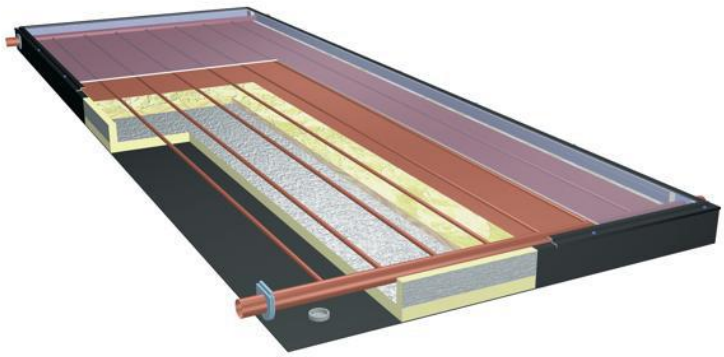

Abbildung 18: Schematischer Aufbau eines Flachkollektors mit Harfen-Verrohrung (Quelle: SUNEARTH, 2013)

Die Harfen-Verrohrung ist in der Produktion etwas günstiger, da keine gebogenen Rohrleitungen verschweißt werden müssen, jedoch ist die Durchströmung nicht so homogen wie bei einer Mäanderverrohrung. Welche Art von Verrohrung besser geeignet ist, hängt von der Durchströmung ab, die wiederum durch das Systemkonzept (Low-, High-, oder Matched-Flow-System, siehe dazu auch Tabelle 4) beeinflusst wird. Am Solarprüfstand wurden vier Stück Flachkollektor-Module des Typs *FM-S 2,55* vom österreichischen Kollektorhersteller *TiSUN* eingesetzt. Die gesamte Bruttokollektorfläche beträgt 10,2 m² und hat 8,4 Liter Wärmeträgerinhalt. Die mit Steinwolle wärmegedämmten Kollektoren sind PVD beschichtet, haben laut Datenblatt eine Absorption von 94 % und besitzen laut Prüfbericht eine maximale Stagnationstemperatur von 207 °C. Des Weiteren sind die Flachkollektoren laserverschweißt, mäanderförmig verrohrt und besitzen einen maximal zulässigen Betriebsdruck von 10 bar. Die Flachkollektoren sind für eine Kollektorneigung von 15 bis 70° geeignet, was für einen Versuchsaufbau nicht unwesentlich ist, da so bei Bedarf die Neigung über die Zeit verändert werden kann [TiSUN 2013].
Für die Messungen am Solarprüfstand im Sommer und Herbst 2012 waren die vier Flachkollektormodule in Serie geschalten, das zugehörige hydraulische Schema der Serienschaltung ist in Abbildung 19 dargestellt.

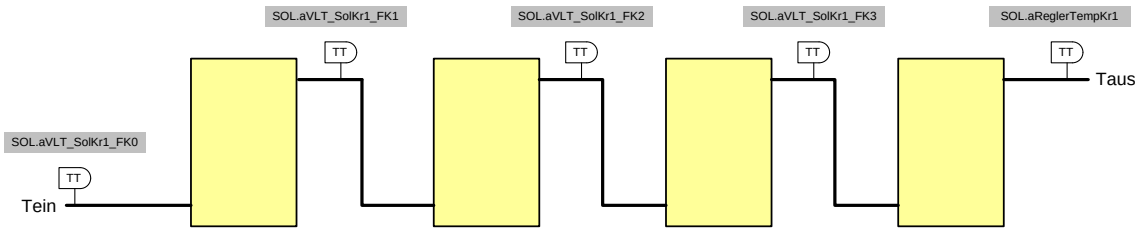

Abbildung 19: Hydraulisches Schema der Serienschaltung der Flachkollektoren (Quelle: eigene Darstellung)

Der vom Hersteller angebene Druckverlust war nicht korrekt und in der Praxis viel höher, so wurden für die Messungen im Frühjahr und Sommer 2013 jeweils zwei Flachkollektoren in Serie geschaltet und diese beiden in Serie geschalteten Flachkollektoren parallel zusammengeschalten, um einen niedrigeren Gesamtdruckverlust zu erhalten und somit höhere Volumsströme zu ermöglichen. Die entsprechende hydraulische Zusammenschaltung ist in Abbildung 20 schematisch dargestellt. Die Temperatur *Taus* wird als Mischtemperatur aus *SOL.aVLT_SolKr1_FK2* und *SOL.aReglerTempKr1* errechnet.

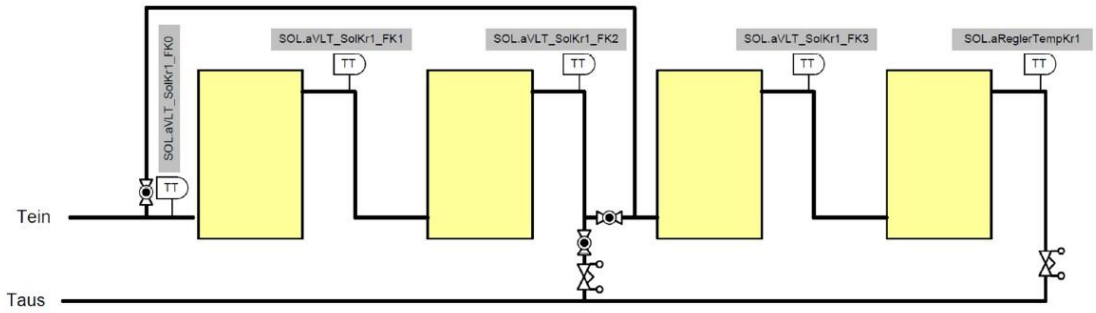

Abbildung 20: Hydraulisches Schema der Parallelschaltung der Flachkollektoren (Quelle: eigene Darstellung)

3.4.2 Vakuumröhrenkollektor

Um die Wärmeverluste, welche durch Konvektion bei Flachkollektoren verstärkt auftreten, zu verringern, können Vakuumröhren ähnlich wie Thermoskannen evakuiert[15] werden. Somit findet je nach Qualität des Vakuums nahezu keine Konvektion bzw. Wärmeströmung statt. Vakuumröhren erreichen aufgrund dieser Wärmedämmung höhere Energieerträge als gleichgroße Flachkollektor-Module. Wie auch in Abbildung 9 ersichtlich, ist ein Abfall des Wirkungsgrads bei hohen Differenzen zwischen mittlerer Absorbertemperatur und Umgebungstemperatur bei Vakuumröhren nicht so stark wie beim Flachkollektor. Die mit Vakuumröhrenkollektoren installierte Fläche in Österreich beträgt 75.000 m² [BMVIT 2012]. Dies entspricht in etwa 1,5 % der insgesamt in Österreich installierten Fläche für Solarthermie. Bei den Messungen im Sommer/Herbst 2012 befanden sich drei Module des Vakuumröhrenkollektors *AURON 20 DF* vom Hersteller *ELCO* mit einer gesamten Bruttofläche von 10,53 m² am Solarprüfstand.

Es gibt VR-Module die mit einem sogenannten CPC-Spiegel versehen sind, welcher die solare Strahlung effizienter auf die einzelnen Röhren lenkt. Kollektoren dieser Art wurden ab dem Frühjahr 2013 auch am Solarprüfstand eingesetzt. Zwei Module des Vakuumröhrenkollektors *XL 50 P* vom deutschen Hersteller *Ritter XL Solar GmbH* wurden installiert, welche etwas genauer erläutert werden. Der hochreflektierende CPC-Spiegel dient zur Effizienzsteigerung, welcher durch seine spezielle Spiegelgeometrie direkte und diffuse

[15] Vakuumröhrenkollektoren sind bis auf 10^{-5} mbar hochevakuiert [SPÄTE & LADENER, 2008].

solare Strahlung auch bei ungünstigen Einstrahlungswinkeln auf den Absorber lenkt. Ungünstige Einstrahlungswinkel sind durch schräg einfallende Strahlung (Azimut-Winkel) gegeben. Abbildung 21 zeigt, wie mittels CPC-Spiegel die unterschiedlichen Sonnenstrahlen zum Absorber geführt werden. In Abbildung 21a sieht man wie gerade, direkte Sonnenstrahlung zum Absorber gelenkt wird. Abbildung 21b zeigt wie schräge, direkte Sonneneinstrahlung zum Absorber geführt wird und Abbildung 21**c** illustriert die Arbeitsweise des CPC-Spiegels bei diffuser Einstrahlung.

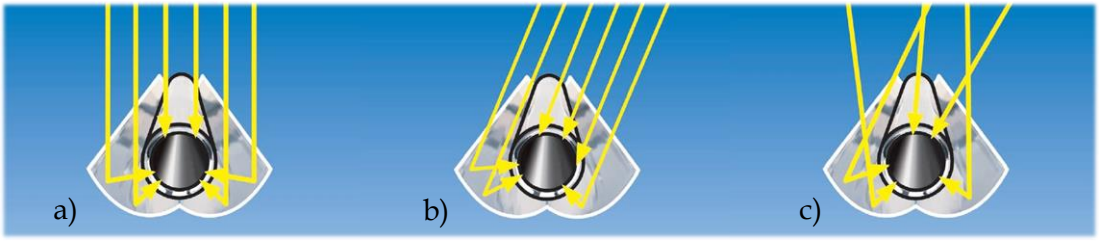

Abbildung 21: Zuführung der solaren Strahlung mittels CPC-Spiegel (Quelle: RITTER 2012)

Die Vakuumröhrenkollektoren ohne CPC-Spiegel (*ELCO*) waren von August 2012 bis Februar 2013 am Solarprüfstand eingesetzt, wurden jedoch durch VR mit CPC-Spiegel ersetzt (*Ritter XL Solar*). Die unterschiedlichen Parameter der zwei am Solarprüfstand eingesetzten VR sind in Tabelle 7 angeführt. Bei der Aperturfläche wird der Unterschied zwischen einem VR-Kollektor mit und ohne CPC-Spiegel offensichtlich. Nach eigenen Recherchen und Berechnungen nutzen konventionelle VR ohne CPC-Reflektor nur circa 75 % der Bruttofläche als Absorberfläche im Gegensatz zu VR mit CPC-Reflektor. Die zwei bzw. drei einzelnen VR-Module welche am Solarprüfstand eingesetzt wurden, waren zu jeder Zeit hydraulisch in Serie geschalten.

Tabelle 7: Kollektordaten der am Solarprüfstand eingesetzten Vakuumröhrenkollektoren (Datenquelle: RITTER, 2012 und ELCO, 2007, eigene Darstellung)

Parameter/ Modell	**Auron B 20 DF**	**XL 50 P**
Bauart	Koaxialrohr, direktdurchströmt	direktdurchströmt mit CPC Reflektor
Anzahl Vakuumröhren [Stk.]	20	21
Bruttokollektorfläche [m²]	3,5	4,9
Aperturfläche [m²]	2,1	4,5
Wärmeträgerinhalt [l]	5,7	3,8
η_0 bezogen auf Apertur[16] [-]	0,821	0,688
Max. Betriebsdruck [bar]	6	10
Abmessungen [mm · mm]	1910 x 1840	2033 x 2427
Gewicht [kg]	68	75
Stagnationstemperatur [°C]	206	338
Anzahl installierter Module	3	2

Prinzipiell gibt es direkt und indirekt durchströmte VR, wobei beide am Solarprüfstand eingesetzten Vakuumröhrenkollektoren direkt durchflossen sind. Die Unterschiede werden nun kurz erklärt.

3.4.2.1 Indirekt durchflossener Vakuumröhrenkollektor

Es gibt verschiedene Bauformen indirekt durchflossener Vakuumröhrenkollektoren, die bekannteste ist jedoch die sogenannte *Heat-Pipe*-Bauweise. Sie basiert auf einer Wärmeübertragung nach Kondensationsprinzip (Verdampfungswärme) in einem in sich geschlossenen Kreislauf. Im Wärmerohr (der *Heat-Pipe*) befindet sich eine bei Niedertemperatur leicht verdampfende Flüssigkeit. Wird der Absorber erhitzt, so verdampft diese Flüssigkeit und steigt im Absorber nach oben in den Kondensator, wo der Dampf unter Wärmeabgabe an das vorbeiströmende Wärmeträgerfluid kondensiert. Das Medium geht wieder in flüssigen Aggregatzustand über, fließt nach unten und der Wärmetransport-

[16] nach DIN 4757-4

kreislauf ist abgeschlossen. Je höher die solare Einstrahlung auf den Absorber ist, desto schneller wiederholt sich der Kreislauf im Wärmerohr. Da die am Solarprüfstand eingesetzten Vakuumröhren, wie bereits oben erwähnt, direkt durchflossen sind, wird diese Funktionsweise etwas genauer beschrieben.

3.4.2.2 Direkt durchflossener Vakuumröhrenkollektor

Die einzelnen Vakuumröhren werden hierbei mit dem Wärmeträgerfluid des Solarkreislaufes direkt durchströmt. In der VR befindet sich ein U-Rohr oder ein axiales Rohr-im-Rohr-System, welches wärmeleitend mit dem Absorber verbunden ist. Darüber befindet sich das evakuierte Glasdoppelrohr, die sogenannte Vakuumröhre. Der Absorber überträgt die Wärme auf das Wärmeträgerfluid. Eine schematische Darstellung einer direkt durchströmten CPC-VR ist in Abbildung 22 ersichtlich. Der Unterschied zwischen CPC-Vakuumröhren und konventionellen Vakuumröhren ist *lediglich* der hinter den Röhren befestigte CPC-Spiegel, die Funktionsweise ist prinzipiell die gleiche.

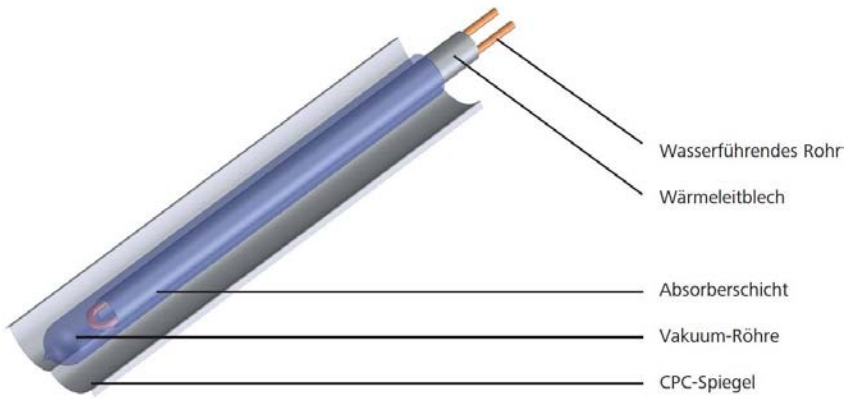

Abbildung 22: Schematische Darstellung einer CPC-Vakuumröhre (Quelle: RITTER, 2012)

Ein CPC-Vakuumröhrenkollektor besteht aus drei Hauptkomponenten, die selektiv beschichtete Vakuum-Röhre, dem CPC-Spiegel und dem Sammelkasten mit Wärme-übertragungseinheit [RITTER 2012]. Die Vakuumröhren sind aus zwei konzentrischen Glasröhren aufgebaut, welche auf einer Seite jeweils halbkugelförmig geschlossen und auf der anderen Seite miteinander verschmolzen sind. Der Raum zwischen den Röhren wird evakuiert und anschließend verschlossen, womit eine Vakuumisolierung erzeugt wird, diese Technik ist schon seit mehr als 100 Jahre als Thermoskannen-Prinzip bekannt. Genau hier

liegt der bereits erwähnte Vorteil gegenüber konventionellen Flachkollektoren, welche viel höhere Wärmeverluste als Vakuumröhren aufweisen (siehe wiederum Abbildung 9). Das innere, mit einer Aluminium-Nitrid-Sputter-Schicht, hochselektiv beschichtete Rohr dient hierbei als Absorber. Die eingesetzten Absorbermaterialien, sind die gleichen wie bei konventionellen Flachkollektoren. Das Absorberblech wird von der Innenseite der Vakuumröhre und an die Wärmeübertragungseinheit weitergeleitet. Die Wärmeübertragungseinheit ist in Abbildung 23 dargestellt und besteht aus einem Sammel- bzw. Verteilrohr, Wärmedämmung, Sammelkasten sowie Anschlüsse für Vor- und Rücklauf.

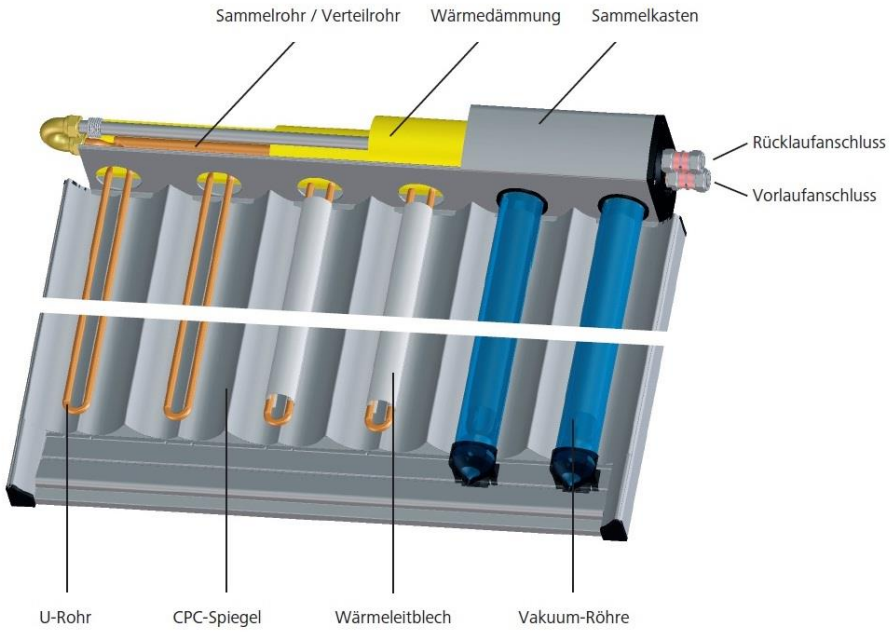

Abbildung 23: Sammelkasten und Wärmeübertragungseinheit CPC-Vakuumröhrenkollektor (Quelle: RITTER, 2012)

3.4.3 Solarwand

Bei der Solarwand handelt es sich um ein nachführendes, konzentrierendes System des italienischen Unternehmens *Isomorph srl*. Besonders erwähnenswert ist, dass die Solarwand bei diesem Versuchsaufbau das erste Mal weltweit zum Einsatz kommt und zu diesem Zeitpunkt kein Serienprodukt, sondern einen Prototypen darstellt. Aus diesem Grund wird dieses Konzept und die Funktionsweise hier etwas detaillierter beschrieben als die anderen Systeme, welche schon länger am Markt erhältlich sind und deren Funktionsweise und

Eigenschaften in verschiedenster einschlägiger Literatur nachgelesen werden können. Laut Hersteller der Solarwand wird eine Leistung von etwa 4,8 kW_{th} erwartet. Eine schematische Konstruktionszeichnung der Solarwand ist Abbildung 24 ersichtlich.

3.4.3.1 Aufbau der Solarwand

Die Solarwand ist aus einer Spiegelmatrix mit insgesamt acht Spiegeln von je 1 m² Aperturfläche aufgebaut, welche über zwei Stellmotoren dem Sonnenstand nachgeführt werden. Ein Motor ist für die korrekte Ausrichtung des Zenit-Winkels (Vertikalwinkel), der andere für die Ausrichtung des Azimut-Winkels (Horizontalwinkel) verantwortlich. Die konzentrierte solare Strahlung wird einem 3,9 m entfernten, gegenüber positioniertem Absorber zugeführt, der auch Ofen genannt wird und als Wärmetauscher dient. Ist keine direkte solare Strahlung vorhanden (z.B. in der Nacht), fahren die Spiegel in eine Parkposition, wo sie vor Wettereinflüssen besser geschützt sind.

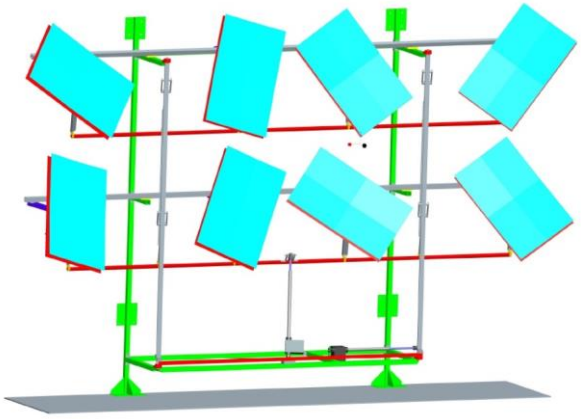

Abbildung 24: Schematische Darstellung der Solarwand (Quelle: ISOMORPH, 2011)

3.4.3.2 Funktionsprinzip der Solarwand

Die Spiegel-Matrix selbst ist in einer fixen Position, nur die einzelnen Spiegel drehen sich nach dem aktuellen Sonnenstand. Dies geschieht mittels einer programmierten Steuerung, welche aus der jeweiligen Uhrzeit und der bekannten lokalen geographischen Lage den aktuellen Sonnenstand berechnet und die Spiegel-Matrix mit Hilfe der beiden Stellmotoren in die richtige Position bringt.

Um das Funktionsprinzip der Solarwand zu erklären, ist es ausreichend, das Reflexionsgesetz zu verstehen. Dies besagt, dass der Reflexionswinkel gleich dem Einfallswinkel ist und beide mit dem Lot in einer Ebene liegen, der Spiegel halbiert also den Winkel zwischen einfallenden und reflektierten Lichtstrahl [REIDER 2005]. Eine geometrische Figur welche genau diese Eigenschaft besitzt, um einen Winkel zu halbieren ist das Deltoid und genau auf diesem mechanischen Modell des *Deltoid-Prinzips* basiert die elementare Funktionsweise der Solarwand. Anhand von Abbildung 25 soll das Prinzip detailliert erklärt werden. Wenn *B* in Richtung Ziel (Absorber) zeigt, *A* Richtung Sonne und *N* die Flächennormale bzgl. Spiegeloberfläche sei, dann werden die Sonnenstrahlen direkt in Richtung Ziel (Absorber) gelenkt.

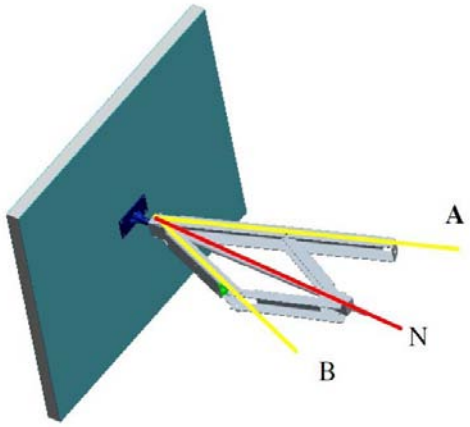

Abbildung 25: "Deltoid-Prinzip" am Beispiel eines Spiegelmoduls (Quelle: ISOMORPH, 2011)

Es können mehrere Spiegel zu einer Matrix angeordnet werden, wie bereits in Abbildung 24 dargestellt. Für jeden einzelnen Spiegel ist die Seite *B* des Deltoids, welche in Richtung Absorber zeigt unterschiedlich, jedoch fest eingestellt. Die Seite *A*, welche zur Sonne zeigt, ist jedoch für jeden einzelnen Spiegel gleich und sie können daher mechanisch verbunden werden - somit sind zwei Motoren ausreichend, um jeden einzelnen Spiegel dem Sonnenstand nachzuführen und die Sonnenstrahlen zum Absorber zu lenken. Alle hydraulischen Eigenschaften sind vollständig unabhängig von der Solarwand, da sie nur durch den verwendeten Absorber bestimmt werden. Der Absorber ist in Abbildung 26 dargestellt. Es handelt sich um einen 0,5 m² großen, unverglasten Edelstahlkollektor mit selektiver Beschichtung und 1,35 Liter Wärmeträgerinhalt. Die Spiegel-Matrix kann entweder auf einer Wand, oder wie am Solarprüfstand, mit einer entsprechenden Trägerkonstruktion, am Boden installiert werden.

Abbildung 26: Solarabsorber der Solarwand (Quelle: eigene Darstellung)

Vorteile gegenüber anderen nachführenden und konzentrierenden Systemen, wie z.B. das Solarturm-Konzept oder das Parabolrinnen-Konzept, sollen die mechanische Einfachheit des Aufbaus, die Nachführung mit nur zwei Stellmotoren und ein daraus resultierender niedriger Systempreis sowie ein geringerer Wartungsaufwand sein. Zusätzliche erwartete Vorteile gegenüber anderen Systemen sind eine schnellere Aufheizung des Wärmetauschers, da mit 30 Sekunden eine sehr kleine Zeitkonstante angegeben ist, welche auf den geringen Wärmeträgerinhalt des kleinen Absorbers zurückzuführen ist. Damit verbunden ist eine geringere Konvektion in Relation zu konventionellen Systemen wie Flachkollektoren.

3.4.4 Parabolrinne

Die Parabolrinne *PolyTrough 1800* der Schweizer Firma *NEP SOLAR* ist wie die Solarwand ein nachführendes (konzentrierendes) System, welches in Form einer Parabolrinne gestaltet - und als schematische Skizze in Abbildung 27 dargestellt ist. Moderne Parabolrinnen-Systeme können auch Prozesshitze mit Temperaturen von bis zu 400 °C erzeugen und industrielle Hitze und Dampf erzeugen. Systeme dieser Art eignen sich im Speziellen zur Trocknung, für Prozessdampf, Absorptionskälte, Wasserentsalzung, aber auch zur Stromproduktion [INTERCONTROL 2013]. Allseits bekannt wurden konzentrierende Parabolrinnen zur Dampferzeugung aus solarer Energie im weltgrößten Solarkraftwerk in Andalusien (Spanien) [SOLAR MILLENIUM 2008]. Der Nordosten Österreichs ist aufgrund der

geographischen Lage per se kein prädestiniertes Gebiet für ein konzentrierendes System dieser Art, aber gerade die Tatsache, dass es bis Dato kaum Praxistests solcher Systeme in dieser Region gab, macht dies umso wertvoller.

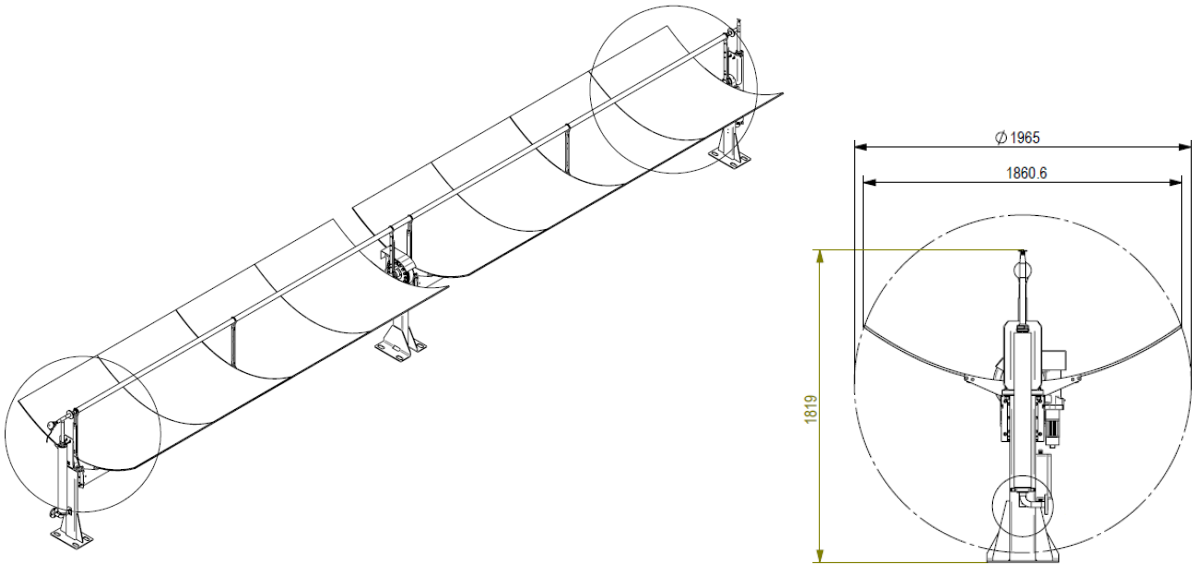

Abbildung 27: Detailansicht der Parabolrinne inklusive Querschnitt (Quelle: NEP SOLAR, 2012)

Die Parabolrinne hat eine Apertur von 1,845 m und handelsüblich eine Länge von etwa 20 m, da die Montage einer vollständigen Parabolrinne aufgrund des begrenzten Platzangebotes am Dach des Solarprüfstands so nicht möglich wäre, wurde nur eine *halbe* Parabolrinne mit einer Gesamtlänge von knapp 11 m installiert. Dies ergibt insgesamt eine Aperturfläche von 18,45 m² und eine Bruttostellfläche von 21,78 m².

3.4.4.1 Funktionsweise und technische Details der Parabolrinne

Das direkt durchflossene System wird mithilfe eines Gleitlager-Drehantriebs einachsig dem aktuellen Sonnenstand nachgeführt. Diese solare Nachführung, das sogenannte *Tracking-System*, ist das Herzstück des Systems und wurde von Regelspezialisten der *Wien Energie GmbH* für den Standort programmiert und konfiguriert. Wichtig ist eine USV – eine unterbrechungsfreie Stromversorgung – welche im Fall eines Stromausfalls die Rinne in eine geschützte Parkposition dreht, da sonst eine Zerstörung des Kollektors durch Überhitzung aufgrund der fehlenden Wärmeabnahme auftreten kann.

3.4.5 Bruttostellflächen der Systeme

Ein wichtiges Kriterium zum Vergleich der unterschiedlichen Solarthermie-Systeme sind die Kollektorfläche und die entsprechenden Bruttostellflächen, also jene Fläche die ein aufgebautes System am Standort einnimmt. Tabelle 8 zeigt einen Überblick der Kollektorabmessungen, der Bruttokollektorfläche und der Bruttostellflächen der jeweiligen Systeme. Alle Längen- und Breitenangaben sind aus den Datenblättern der jeweiligen Hersteller entnommen. Durch die Aufständerung der Vakuumröhrenkollektoren und der Flachkollektoren mit einem Winkel von 35° verkleinert sich die Bruttostellfläche entsprechend. Bei der Solarwand und der Parabolrinne ist eine Angabe der Gesamtbruttokollektorfläche zum Vergleich zu den nicht-konzentrierenden Systemen nicht sinnvoll, daher ist die Gesamtstellfläche ebenfalls ein wichtiger Parameter. Die in Tabelle 8 dargestellten Werte werden für alle in der Arbeit relevanten Berechnungen als Referenzwerte verwendet.

Tabelle 8: Bruttokollektor und -stellflächen der getesteten Solarthermie-Systeme

System / Parameter	Länge [m]	Breite [m]	Anzahl Module	Gesamtbrutto-kollektorfläche [m²]	Stellfläche pro Modul [m²]	Gesamtstell-fläche [m²]
FK FM-S 2,55	2,16	1,18	4	10,19	2,1	8,4
VR AURON® 20 DF	1,91	1,84	3	10,53	2,88	8,6
VR XL 50P	2,03	2,43	2	9,87	4,0	8,1
Solarwand	5,00	5,00	1	-	25,0	25,0
Parabolrinne	11,00	2,00	1	-	21,78	21,8

3.4.6 Investitionskosten der Systeme

Ein weiterer wichtiger Parameter zum Vergleich der unterschiedlichen Systeme sind deren Investitionskosten, welche exklusive Umsatzsteuer in Tabelle 9 dargelegt sind.

Tabelle 9: Nettosystemkosten der verschiedenen Kollektor-Systeme

Modell	FK FM-S 2,55	VR AURON 20 DF	VR XL 50 P	Solarwand	Parabolrinne
Systempreis [€]	2.402,00	3.035,44	4.456,57	10.050,00	18.600,00

Es ist deutlich zu sehen, dass die beiden nachführenden und konzentrierenden Systeme (SW und PR) um ein Vielfaches teurer sind als die konventionellen, nicht-konzentrierenden Systeme (FK & VR). Dies liegt daran, dass die nachführenden Systeme noch nicht so lange am Markt existieren und aktuell noch ein Nischenprodukte darstellen. Ein weiterer wichtiger Aspekt ist, dass die Parabolrinne mit circa 10 kW_{th} etwa für die doppelte Leistung als die übrigen Systeme (~5 kW_{th}) ausgelegt - jedoch in kleinerer Dimension nicht erhältlich ist.

Da die Kosten der Aufstellung standortbezogen sind und je nach Freiflächenaufstellung oder Dachflächenmontage sehr unterschiedlich ausfallen, werden nur die reinen Systempreise zum Vergleich der Systeme untereinander herangezogen. Ebenfalls werden hier vorerst die Kosten für die hydraulische Verschaltung (Verrohrung, Pumpen) der einzelnen Module nicht berücksichtigt, da diese relativ unabhängig von den einzelnen Systemen sind. Ebenfalls zu beachten ist, dass die Parabolrinne sowie die Solarwand nur auf ebenen Flächen, also auf Flachdächern oder Freiflächen einsetzbar sind. Eine Montage auf Schrägdächern ist nicht möglich. Des Weiteren muss erwähnt werden, dass die Parabolrinne einzeln nicht erworben werden kann, sondern laut Hersteller aus Gründen der Wirtschaftlichkeit nur an Projekte mit einer Kollektorapertur größer 1.000 m² (27 oder mehr Parabolrinnen) geliefert wird.

4 Experimente am Solarprüfstand

Um das Verhalten der verschiedenen Solarthermie-Systeme experimentell zu ermitteln, wurden im Sommer bzw. Herbst 2012 sowie im Frühjahr und Sommer 2013 unterschiedliche Experimente und Messungen am Solarprüfstand durchgeführt. Es werden das hydraulische Konzept, der exakte Aufbau und die genaue Betriebsweise im Detail erläutert und im Anschluss die ausgewerteten Messergebnisse vorgestellt und diskutiert.

4.1 Hydraulischer Aufbau im Sommer und Herbst 2012

Im August 2012 wurden die drei solarthermischen Kreise Flachkollektor, Vakuumröhre und Solarwand am Solarprüfstand in Betrieb genommen und in der Zeit von 22. August 2012 bis zum 9. November 2012 Daten erfasst, analysiert und entsprechende Datenreihen aufgezeichnet.

Abbildung 28 zeigt eine visualisierte Übersicht des hydraulischen Aufbaus am Solarprüfstand. Auf der linken Hälfte der Gesamtübersicht befinden sich die drei solaren Kreise, welche unabhängig voneinander geregelt werden. Das dahinterliegende hydraulische Konzept der einzelnen solaren Kreise, wird am Beispiel der Solarwand weiter unten noch im Detail erläutert werden. Auf der rechten Hälfte befindet sich der notwendige Rückkühlkreis, da die gewonnene Energie der einzelnen solaren Kreise keinem konventionellen Wärmeabgabesystem zugeführt wird. Stattdessen wird mittels zweier 25 kW-Tischrückkühler die erzeugte Wärme an die Umgebungsluft abgegeben, beziehungsweise in den Pufferspeicher geladen. Der Pufferspeicher dient zusätzlich als hydraulische Weiche, welche Abnehmer (Rückkühlung) und Erzeuger (Solarthermie-Systeme) entkoppelt und somit die Volumenströme in beiden Kreisen (Kühlkreis und Solarkreis) unabhängig voneinander werden. Generell gilt für alle abgebildeten hydraulischen Schemen, dass orange hinterlegten Werte errechnete Größen darstellen und alle grau hinterlegten Werte gemessene Werte repräsentieren.

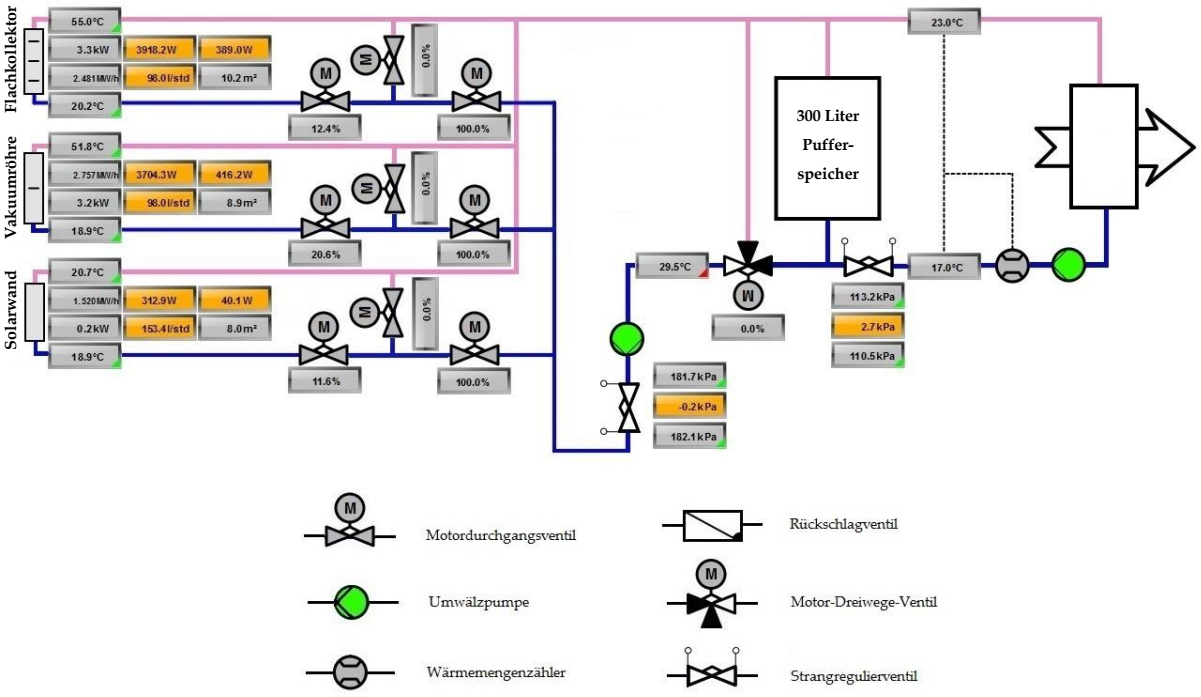

Abbildung 28: Hydraulische Gesamtübersicht Solarprüfstand Herbst 2012 (Quelle: eigene Darstellung)

Wie bereits erwähnt, soll am Beispiel der Solarwand die Funktionsweise des hydraulischen Konzepts der einzelnen Solarkreise beschrieben werden. Abbildung 29 zeigt hierzu eine detailliertere Visualisierung des Schemas für den Solarkreis Solarwand. Ausgehend vom Kühlkreis fließt das solar zu erwärmende Wasser durch einen geeichten Wärmemengenzähler (1), welcher aus der Temperaturdifferenz (ΔT) zwischen Vorlauf, Rücklauf und dem (ultraschall-) gemessenen Volumenstrom ($\dot{V}$) des zirkulierenden Wassers die gesamte entnommene Wärmeenergie ermittelt. Die gemessene Wärmeenergie wird in Megawattstunden angegeben und ist eine der wichtigsten Messgrößen. Vom Wärmemengenzähler (1) fließt das Wasser über das Motordurchgangsventil (2), welches im hier abgebildeten Zustand zu 100 % geöffnet ist, zur Umwälzpumpe (3). Mithilfe des Motordurchgangsventils (2) und der Rückschlagklappe (8) kann eine Einspritzschaltung zur Erhöhung der Eingangstemperatur respektive der Ausgangstemperatur realisiert werden.

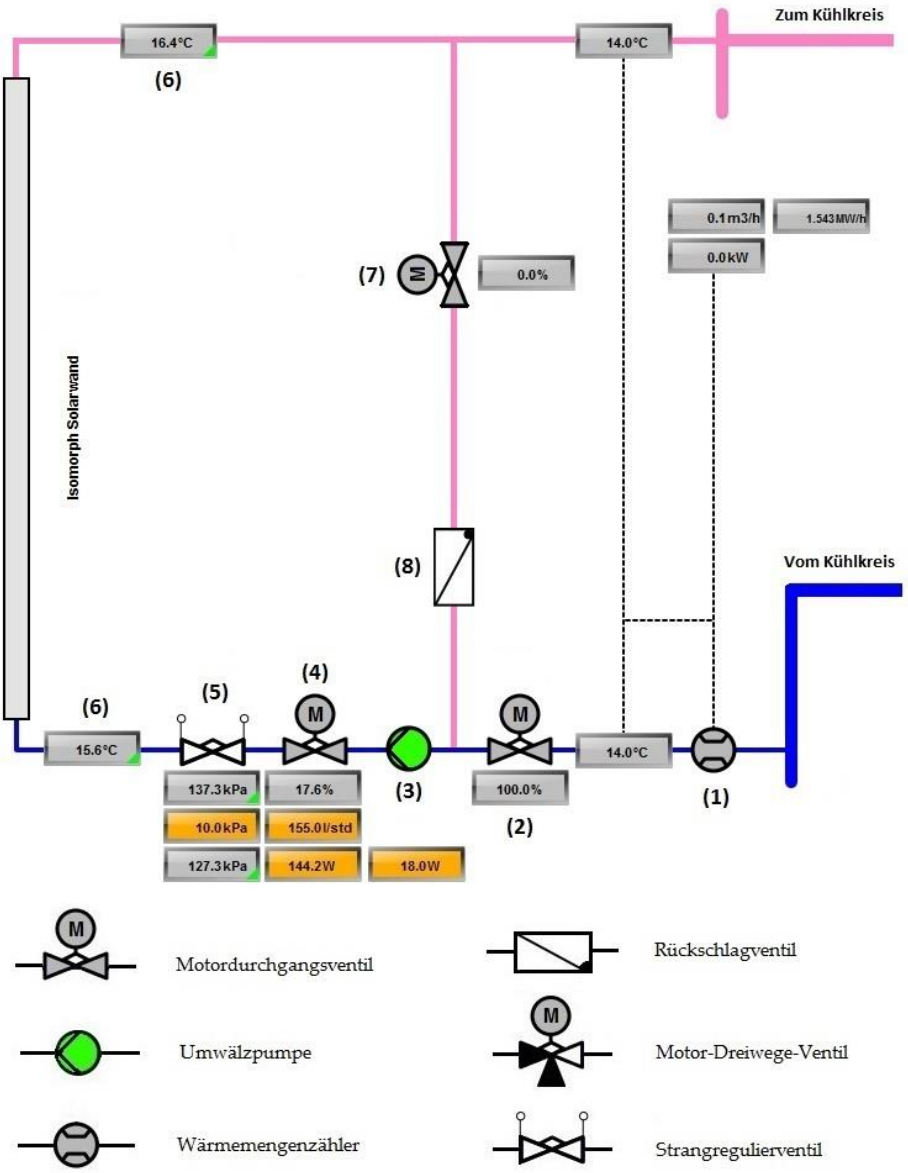

Abbildung 29: Hydraulisches Schema des solaren Kreislaufs Solarwand (Quelle: eigene Darstellung)

Dazu muss das Motorventil (7) 100 % geöffnet sein und gleichzeitig das Motorventil (2) weniger als 100 % geöffnet sein. Das Motorventil (7) kann dabei als Umschalter zwischen einer sogenannten *Drosselschaltung* und einer *Einspritzschaltung* gesehen werden. Das Motorventil (7) ist also entweder 100 % geöffnet und der solare Kreis entspricht einer Einspritzschaltung, oder es ist zu 100 % geschlossen und es handelt sich um eine Drosselschaltung. Im Falle einer Einspritzschaltung wird die Menge der Einspritzung aus dem Rücklauf über das Motorventil (2) eingeregelt.

Ein Zahlenbeispiel soll die Funktionsweise der Einspritzschaltung verdeutlichen - Das Motorventil (7) ist zu 100 % geöffnet und das Motorventil (2) zu 50 % geöffnet - ein konstanter Volumenstrom von 150 $l \cdot h^{-1}$ sei eingestellt. Somit werden 75 $l \cdot h^{-1}$ aus dem solar aufgewärmten Rücklauf entnommen und die restlichen 75 $l \cdot h^{-1}$ kommen aus dem Rückkühlkreis. Ist das Motordurchgangsventil (2) geschlossen (0 % Durchlass) und das Motorventil (7) ganz geöffnet (100 % Durchlass), so zirkuliert das Wasser ohne jeglicher Rückkühlung im solaren Kreis und die Ausgangstemperatur erhöht sich sukzessive bis zur Stagnationstemperatur. Ist wie im in Abbildung 29 dargestellten Fall das Motorventil (7) ganz geschlossen, so ist eine sogenannte Drosselschaltung realisiert, diese ist durch einen variabel einstellbaren Volumenstrom charakterisiert, welcher über das Motorventil (4) geregelt wird. Der Rückkühlkreis gibt somit die Eingangstemperatur vor und mittels variablen Volumenstroms wird die Ausgangstemperatur erhöht bzw. gesenkt. Das Motorventil (4) dient hierbei zur Fernregelung des Volumenstroms via Webinterface.

Dimensionierung der Umwälzpumpe (3) - Die Umwälzpumpe (3) ist eine Pumpe mit konstanter Kennlinie und nicht drehzahlgeregelt. Die Pumpengröße ist durch den Gesamtdruckverlust (Summe der Druckverluste der Kollektoren, Rohrleitungen, Rückkühler, Formstücke und Armaturen) bestimmt. Das Strangregulierventil (5) dient als Begrenzung für den maximalen Volumenstrom und zur Berechnung des tatsächlichen Volumenstroms.

Ein weiteres Zahlenbeispiel soll dies verdeutlichen - Die Summe der errechneten Druckverluste bei einem gewünschten Volumenstrom ergibt 800 mbar, die Umwälzpumpe (3) setzt allerdings einen Druck von 1 bar auf. So müssen mithilfe einer entsprechenden Ventil-Einstellung des Strangregulierventils (5) noch 200 mbar Druckverlust erzeugt werden, um den tatsächlich gewünschten Volumenstrom zu erreichen. Dies wird auch als hydraulischer Abgleich bezeichnet.

Mithilfe des Druckabfalls am Strangregulierventil (5) wird der tatsächliche Volumenstrom ($\dot{V}$) errechnet und als Regelparameter verwendet. Unmittelbar vor und nach den Solarsystemen wird die Eingangs- bzw. Ausgangstemperatur des Mediums gemessen. Aus der Differenztemperatur (ΔT) und dem Volumenstrom ($\dot{V}$) wird auch die gesammelte Energiemenge errechnet. Die dabei errechneten Energiemengen wurden jedoch nur zur Regelung der Austrittstemperaturen bzw. der Volumenströme verwendet und werden nicht als

Messergebnisse herangezogen, da diese zu ungenau wären. Bei den eingesetzten Temperaturfühlern handelte es sich um Pt1000-Sensoren, welche vor den Messungen mithilfe eines kalibrierten Widerstandstemperaturfühlers ausgemessen und anschließend die durchschnittlich festgestellten Abweichungen mittels Offset in der Regelung berücksichtigt wurden.

4.2 Messprobleme mit Wasser-Glykol-Gemisch (Winterbetrieb)

Nach Abschluss der Messungen im November 2012 musste zur Frostsicherung ein Wasser-Glykol-Gemisch als Wärmeträgermedium eingesetzt werden, dies führte zu mehreren Schwierigkeiten bei den Messungen.

Das für den Solarprüfstand gewählte Frostschutzmittel basiert auf einer wässrigen Lösung von höher siedenden Glykolen und ist speziell für hohe thermische Belastungen, welche bei Stagnation am Versuchsstandort durchaus auftreten können, konzipiert. Das gemischte Frostschutzmittel wurde mit entionisiertem Wasser auf eine Frostsicherheit von etwa Minus 23 °C eingestellt und ist phosphat-, borat- sowie nitritfrei [ANTIFROGEN 2011].

Wichtig bei der Auswahl war nicht nur der große Temperaturbereich des Wärmeträgermediums, sondern auch ein entsprechender Korrosionsschutz für die verschiedenen verbauten Metalle der hydraulischen Anlage (Stahl, Kupfer und Edelstahl). Das Flüssigkeitsvolumen der gesamten hydraulischen Anlage am Solarprüfstand Kagran betrug in etwa 500 Liter und hatte einen Preis von 1.140 € exkl. Umsatzsteuer. Ende November 2012 wurde der Wärmeträgerwechsel von Wasser auf das speziell angefertigte Wasser-Glykol-Gemisch durchgeführt. Allerdings ergaben sich dadurch einige Schwierigkeiten und Probleme bei der Messung von verschiedenen wichtigen Parametern am Solarprüfstand: Hauptproblem war der nichtlineare Verlauf der kinematischen Viskosität des Wasser-Glykol-Gemisches in Abhängigkeit der Mediums-Temperatur, welcher in Abbildung 30 dargestellt ist. Als Erstes hat sich dieses Problem durch höhere Pumpleistungen als erwartet bemerkbar gemacht. Es mussten leistungsfähigere Pumpen eingebaut werden, da der geforderte Volumenstrom in den einzelnen Systemen nicht mehr erreicht wurde. Ein viel schwerwiegenderes Problem war jedoch die nichtlineare Abhängigkeit der Viskosität von der Mediums-Temperatur. Die gemessenen Volumsströme entsprachen nicht mehr den Realen, weil die angegeben KV-

Werte[17], welche einen normierten Druckabfall bei den eingesetzten Ventilen erzeugen, auf Wasser normiert sind. Somit konnten keine genauen Volumsströme ermittelt werden und in weiterer Folge auch keine exakten Energiemengen im Zeitraum von 10. November 2012 bis 18.April 2013 gemessen werden.

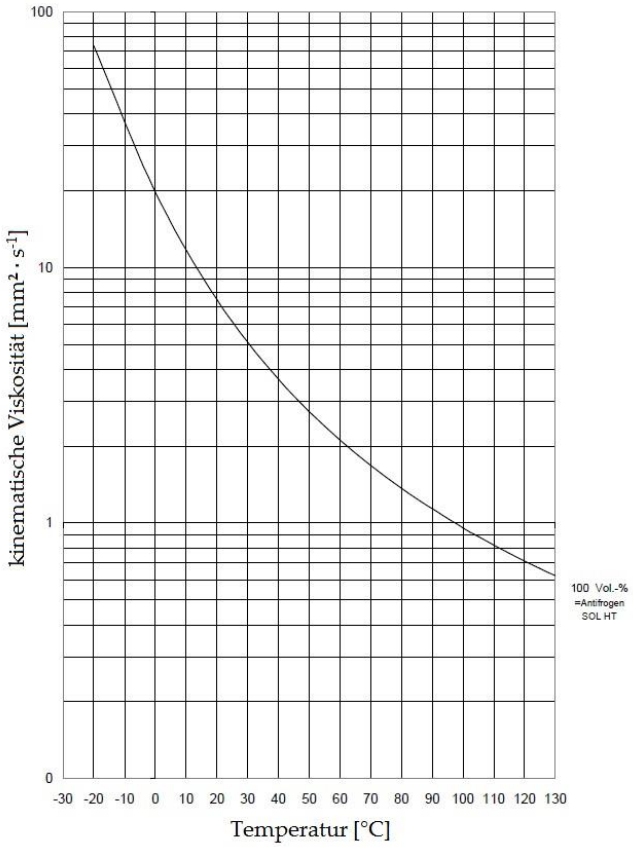

Abbildung 30: Kinematische Viskosität von Antifrogen SOL HT (Quelle: ANTIFROGEN, 2011)

Aus diesem Grund wurde das Wasser-Glykol-Gemisch im Frühjahr 2013 aus der gesamten Anlage wieder entfernt und das komplette Rohrleitungssystem sowie alle Kollektoren am Solarprüfstand mehrfach gespült, um alle Rückstände aus den Rohrleitungen zu entfernen. Dies ist wohl auch der Grund, warum alle Messungen und Prüfungen, welche von verschiedensten Prüfungs- und Normungsinstituten in Europa durchgeführt werden, nur mit reinem Wasser durchgeführt werden.

[17] Der KV-Wert wird auch als Durchflussfaktor bzw. Durchflusskoeffizient bezeichnet und ist ein Maß für den erzielbaren Durchsatz einer Flüssigkeit durch ein Ventil. Die Einheit des KV-Werts ist $m^3 \cdot h^{-1}$.

Das Wasser-Glykol-Gemisch wurde für einen weiteren Einsatz aufbewahrt und eine Probe an das *Institut für Mineralölprodukte und Umweltanalytik Ziviltechniker-GesmbH I.M.U.* zur Überprüfung gesendet. Die Ergebnisse der Prüfung sowie die entsprechenden Herstellerangaben sind in Tabelle 10 dargestellt.

Tabelle 10: Ergebnisse der physikalischen Prüfung von "Antifrogen SOL HT"

Parameter	Kristallisations-beginn	Viskosität bei 20°C	Viskosität bei 40°C
Herstellerangabe	-23 °C	7,50 $mm^2 \cdot s^{-1}$	3,72 $mm^2 \cdot s^{-1}$
Prüfergebnis	-18,8 °C	6,20 $mm^2 \cdot s^{-1}$	3,15 $mm^2 \cdot s^{-1}$
Abweichung	0,26 %	17,33 %	14,86 %

Es wird ersichtlich, dass die ermittelten Abweichungen für eine einwandfreie Messung der Volumsströme respektive Energiemengen zu groß und vor allem nichtlinear sind und somit Messungen mit einem Wasser-Glykol-Gemisch zu falschen Ergebnissen führen.

Ein Einsatz von Glykol oder anderen Frostschutzgemischen ist bei solaren Großanlagen allerdings nicht unbedingt notwendig [RITTER 2013]. Gründe die für einen Einsatz von Wasser als Wärmeträgermedium sprechen, sind die hohen Stagnationstemperaturen und die Wartungsfreiheit, während beim Einsatz eines Frostschutzmittels dieses regelmäßig gewechselt und die Anlage unter Umständen öfters gespült werden muss. Auch der Wegfall des Solarwärmetauschers inklusive Sekundärkreispumpe, geringere Wärmeverluste und ein niedrigerer Strombedarf für die eingesetzten Pumpen sind Argumente die für reines Wasser als Wärmeträgermedium sprechen. Ein Nachteil ist, dass der Frostschutz bei Großanlagen durch Niedertemperaturwärme aus den Speichern bzw. aus dem Wärmenetz gewährleistet werden muss. Dies ist jedoch nur bei geringen Wärmeverlusten des Kollektorsystems möglich und somit in Mitteleuropa mit einem konventionellen Flachkollektorfeld sehr schwierig bis unmöglich. Aus diesem Grund ist ein reines Wasser-System bei den in dieser Arbeit betrachteten Systemen nur für die Vakuumröhrenkollektoren und Parabolrinnen sowie die Solarwand eine Option.

4.3 Hydraulischer Aufbau im Frühjahr und Sommer 2013

Dieses Kapitel erläutert die Gründe diverser Änderungen am Solarprüfstand, welche im Winter 2012/2013 bzw. im Frühjahr 2013 stattgefunden haben sowie Probleme und Herausforderungen, welche während des Betriebs im Jahr 2013 vorgekommen sind. Ebenso wird beschrieben, aus welchen Gründen und zu welchem Zeitraum keine korrekten Messdaten vorliegen. Aufgrund der bereits in vorangegangenen Kapiteln erläuterten Probleme bei den Messungen mit dem Wasser-Glykol-Gemisch als Wärmeträgermedium, wurde ab April 2013 wieder reines Wasser als Wärmeträgermedium eingesetzt. Bezüglich dem hydraulischen Aufbau und der Steuerung der hydraulischen Parameter, welcher in Kapitel 4.2 ausführlich erklärt wurde, fanden keine Änderungen statt. Die eingesetzten VR vom Hersteller *Elco* wurden im Februar 2013 gegen die CPC-Vakuumröhrenmodule des Herstellers *Ritter XL Solar* getauscht. Die Parabolrinne konnte aufgrund mehrerer technischer Schwierigkeiten und organisatorischen Problemen erst am 29. Mai 2013 in Regelbetrieb gehen. Gründe dafür waren verzögerte Lieferzeiten aus Australien, fehlende Bestandteile sowie größere Probleme bei der Umsetzung der Regelung zur Nachführung. Die Regelung ist dafür verantwortlich, dass die Parabolrinne so nachgeführt wird, dass der jeweilige Sonnenstand, der sich Tag für Tag über das ganze Jahr ändert, so berücksichtigt wird, dass der Brennpunkt der Parabolrinne exakt im Fokus ist. In der Woche von 16. – 23. August 2013 konnten aufgrund von Fokusproblemen die Messwerte nicht berücksichtigt werden.

Wie bereits erwähnt, wurde aufgrund der zu hohern Druckverluste im April 2013 die Serienschaltung der vier Flachkollektoren zu einer Parallelschaltung umgebaut. Alle angeführten Messungen im Jahr 2013 wurden daher mit Parallelschaltung durchgeführt.

Die Konfiguration der Solarwand wurde nicht verändert, jedoch wurde die Solarwand am 26. Mai 2013 durch starke Windeinwirkung beschädigt, ein Spiegelelement löste sich und der Betrieb musste aus Sicherheitsgründen eingestellt werden. Nach erfolgten Reparaturarbeiten durch den Hersteller am 10. Juni 2013 war die Sicherheit wieder gegeben. Allerdings wurden danach Fokusprobleme, also Abweichungen der solaren Nachführung festgestellt, welche wiederum nur vom Hersteller behoben werden konnten. Ab 4. Juli 2013 war die Solarwand prinzipiell wieder im Regelbetrieb, jedoch wurde bei der anschließenden Analyse der Messergebnisse festgestellt, dass trotz lt. Hersteller richtiger Fokussierung der

Spiegelelemente auf den Absorber, nicht mehr die ursprünglichen Leistungen erreicht werden konnten. Ab diesem Zeitpunkt war aufgrund dieser Probleme und der nicht erreichten erwarteten Leistungen die Solarwand nicht mehr in Betrieb. Im Juli und August wurden andere Tests am Solarprüfstand durchgeführt und die Parabolrinne war daher im Zeitraum 18. – 24. Juli 2013 nicht im Betrieb. Von 8. – 14. August 2013 waren alle vier Solarthermie-Systeme aus dem gleichen Grund nicht im Einsatz. Des Weiteren waren die Messergebnisse der Parabolrinne von 15. – 21. August aufgrund von Schwierigkeiten mit der exakten Fokussierung (Software-Fehler) nicht verwendbar.

4.4 Auswertung und Ergebnisse der Messungen

Die gemessenen Minutenwerte wurden zuerst auf Vollständigkeit und etwaige Messfehler überprüft. Dazu wurden die Minima und Maxima aller Messreihen analysiert und die jeweiligen Zeitreihen visualisiert und überprüft, um etwaige Messfehler oder Übertragungsfehler der Regelung zu erkennen und zu korrigieren. Die graphische Darstellung ist das einfachste und anschaulichste Instrument für die Identifikation von Ausreißern [BUTTLER 1996]. Wurde ein sogenannter Ausreißer eruiert, so wurde dieser mit dem Mittelwert aus dem Minutenwert vor dem Ausreißer und dem Minutenwert nach dem Ausreißer ersetzt. Die erzeugte Wärmemenge der einzelnen solaren Kreise wurde mithilfe von geeichten Ultraschall-Wärmezählern des Typs *UH50-A21C* gemessen. Die eingesetzten Wärmezähler bestehen aus einem Durchflussmessteil und einem Rechenwerk. Die Volumenerfassung arbeitet nach einem verschleißfreien Ultraschall-Messprinzip ohne mechanisch bewegliche Teile. Vor- und Rücklauftemperatur werden mit Hilfe von Platinwiderständen erfasst. Das Wasservolumen sowie die Temperaturdifferenz zwischen Vor- und Rücklauf werden multipliziert und das Produkt wird integriert. Abbildung 31 zeigt die Messgenauigkeit im Vergleich mit der Messgenauigkeitsanforderung nach EN 1434 Klasse 2.

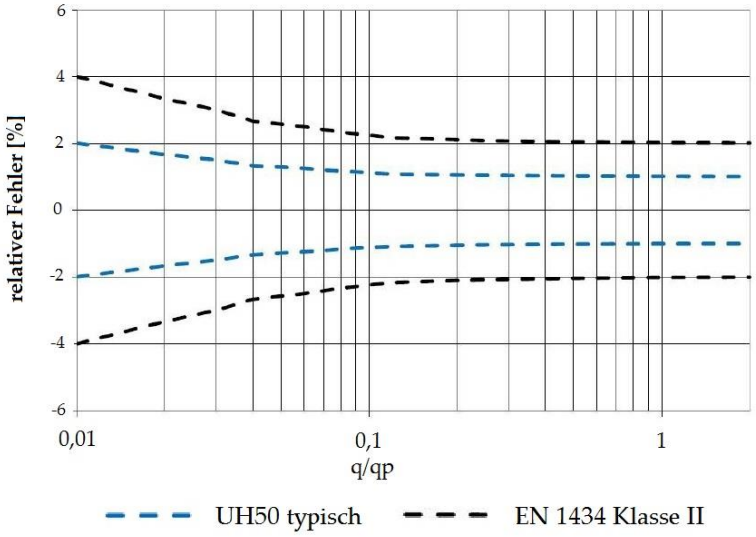

Abbildung 31: Messgenauigkeit des Wärmgemengenzählers UH50-A21C (Quelle: SIEMENS, 2013, modifiziert)

Diese gemessene Energiemenge stellt die gelieferte Energie dar, wo schon entsprechende Verluste auf den entsprechend isolierten Rohrleitungen aufgetreten sind. Die jeweiligen Rohrleitungslängen vom Systemaustritt bis zum Wärmezähler betrugen bei den VR-Kollektoren circa 12 m, den Flachkollektoren 10 m, der Solarwand 4 m und der Parabolrinne 19 m.

4.4.1 Ergebnisse Sommer und Herbst 2012

In Tabelle 11 sind die Ergebnisse der Experimente von 22. August 2012 bis 9. November 2012 dargestellt. Die gesammelte Energie pro Quadratmeter Kollektorfläche und Tag wurde nur für die beiden nicht-konzentrierenden Systeme Flachkollektor und Vakuumröhre angegeben, da die Solarwand keine wirkliche Bruttokollektorfläche besitzt, sondern nur die 8 m² Aperturfläche der Spiegelreflektoren. Es ist zu erkennen, dass am Wiener Standort die Solarwand, welche als konzentrierendes System nur mit direkter Sonnenstrahlung arbeitet, in diesem Zeitraum im Durchschnitt nur etwa 57,2 % der Leistung der Flachkollektoren bzw. 54,2 % der Leistung der VR-Kollektoren erreichte. Auffällig ist, dass FK und VR nahezu die gleiche Gesamtenergie gesammelt haben, obwohl laut Abbildung 9 unterschiedliche Kollektorkennlinien und somit unterschiedliche Wirkungsgrade vorliegen.

Tabelle 11: Auswertung der Messungen von 22.8 bis 9.11 2012

Zeitraum	Solare Einstrahlung ($kWh \cdot m^{-2} \cdot d^{-1}$)	ø Außen-temperatur (°C)	Gesamtenergie gesammelt pro System ($kWh \cdot d^{-1}$)			Energie pro Kollektor-fläche ($kWh \cdot m^{-2} \cdot d^{-1}$)		Gesamtenergie gesammelt pro Stellfläche ($kWh \cdot m^{-2}$)		
			FK	VR	SW	FK	VR	FK	VR	SW
22.8 - 29.9	4,1	22,9	20,4	22,8	11,8	2,0	2,2	17,0	18,5	3,3
29.8 - 5.9	3,7	20,1	18,6	20,8	9,8	1,8	2,0	15,5	16,9	2,7
5.9 - 12.9	4,5	21,2	24,8	27,9	18,9	2,4	2,6	20,6	22,7	5,3
12.9 - 19.9	3,2	15,9	16,8	20,0	11,8	1,6	1,9	14,0	16,3	3,3
19.9 - 26.9	3,3	14,8	15,8	18,1	10,6	1,6	1,7	13,2	14,7	3,0
26.9 - 3.10	2,6	16,7	14,7	13,0	7,9	1,4	1,2	12,2	10,6	2,2
3.10 - 10.10	2,8	14,1	17,4	15,7	11,1	1,7	1,5	14,5	12,8	3,1
10.10 - 17.10	2,3	10,9	14,7	13,3	10,5	1,4	1,3	12,2	10,8	2,9
17.10 - 24.10	1,5	11,0	9,1	7,9	3,6	0,9	0,7	7,6	6,4	1,0
24.10 - 31.10	0,9	5,8	2,3	2,3	0,6	0,2	0,2	2,0	1,9	0,2
31.10 - 7.11	0,7	7,1	2,7	3,9	0,2	0,3	0,4	2,2	3,2	0,1
Durchschnitt	**2,7**	**14,1**	**14,3**	**15,1**	**8,8**	**1,40**	**1,43**	**11,9**	**12,2**	**2,5**
Summiert	**219,1**		**157,2**	**165,6**	**96,9**	**15,4**	**15,7**	**131,0**	**134,8**	**27,1**

Der Grund hierfür liegt bei den durchschnittlichen Differenztemperaturen zwischen mittlerer Absorbertemperatur und Umgebungstemperatur während der Messungen. Im Messzeitraum 2012 betrug die durchschnittliche Differenztemperatur zw. Absorber und Umgebung beim FK 24,7 K und beim VR-Kollektor 14,6 K. Diese Differenztemperaturen herrschten im Durchschnitt, wenn Energieeinträge stattfanden. Zeitreihen wo kein Energieeintrag stattfand (z.B. nachts) wurden für diese Berechnung nicht miteinbezogen. Bei erneuter Betrachtung von Abbildung 9 erkennt man, dass also beide Systeme in einem Bereich mit ähnlichem Wirkungsgrad arbeiteten und somit die Ergebnisse folgerichtig sind. Dass die Messungen zu einem Zeitpunkt mit bereits abnehmender Sonnenscheindauer begannen, zeigt sich am Wert der durchschnittlichen solaren Einstrahlung, welche mit 2,7 $kWh \cdot m^{-2} \cdot d^{-1}$ bereits nur mehr 78,8 % des Jahresdurchschnitts betrug. Die verwendeten Stellflächen der jeweiligen Systeme sind in Tabelle 8 ersichtlich. Am 10. November erfolgte wegen Frostgefahr ein Wärmeträgerwechsel von Wasser auf ein Wasser-Glykol-Gemisch. Die danach folgenden Messwerte waren aufgrund der in Kapitel 2.4.1.4 erläuterten Messprobleme nicht mehr korrekt messbar und konnten daher nicht zur weiteren Analyse herangezogen werden. Erst im Frühjahr 2013 konnte nach einem erneuten Wärmeträgerwechsel wieder auf Wasser umgestellt und die Messungen fortgesetzt werden.

4.4.2 Ergebnisse Frühjahr und Sommer 2013

Tabelle 12 zeigt die Endergebnisse der Auswertung der aufgezeichneten Messdaten von 18. April 2013 bis einschließlich 9. Oktober 2013. Wie bereits in Tabelle 11 wurde auch in Tabelle 12 die durchschnittlich gesammelte Energie pro Quadratmeter Kollektorfläche und Tag nur für die beiden nicht-konzentrierenden Systeme Flachkollektor und Vakuumröhre angegeben. Es zeigt sich auch in diesem Zeitraum ein großer Nachteil der konzentrierenden Systeme gegenüber den nicht-konzentrierenden Systemen am Standort Wien, diesmal ergänzt um die Messergebnisse der Parabolrinne. Die Systeme FK und VR zeigten wieder sehr ähnliche Ergebnisse wie im Messzeitraum 2012, was wiederum am Betrieb bei ähnlichen Wirkungsgraden beider Systeme liegt, siehe hierzu auch Abbildung 9. Die durchschnittlichen Differenztemperaturen zwischen Absorber und Umgebung (bei stattfindendem Energieeintrag) befanden sich bei beiden Systemen (FK & VR) zwischen 20 und 40 K. Die Parabolrinne zeigt zwar in den Wochen ab 13. Juni gute Ergebnisse, ist aber bezüglich Gesamtenergie pro System hinter FK und VR, trotz fast dreifacher Bruttostellfläche. Die Solarwand konnte im Messzeitraum 2013 aufgrund bereits erläuterter Probleme keine zufriedenstellenden Messergebnisse liefern.

Tabelle 12: Auswertung der Messungen von 18. 4 bis 9. 10 2013

Zeitraum	Solare Einstrahlung ($kWh \cdot m^{-2} \cdot d^{-1}$)	Ø Außen-temperatur (°C)	Gesamtenergie gesammelt pro System ($kWh \cdot d^{-1}$)				Energie pro Kollektor-fläche ($kWh \cdot m^{-2} \cdot d^{-1}$)		Gesamtenergie gesammelt pro Stellfläche ($kWh \cdot m^{-2}$)			
			FK	VR	SW	PR	FK	VR	FK	VR	SW	PR
18.4 - 24.4	4,50	16,26	-	28,0	9,3	-	-	2,8	-	24,5	2,6	-
25.4 - 1.5	5,62	18,94	35,1	33,9	11,6	-	3,4	3,4	29,2	29,6	3,3	-
2.5 - 8.5	4,07	17,09	17,9	20,8	5,8	-	1,8	2,1	15,0	18,2	1,6	-
9.5 - 15.5	5,66	15,74	23,2	28,4	10,7	-	2,3	2,9	19,3	24,9	3,0	-
16.5 - 22.5	5,76	17,21	23,4	28,2	9,8	-	2,3	2,8	19,5	24,6	2,7	-
23.5 - 29.5	5,82	12,42	27,4	29,0	7,8	-	2,7	2,9	22,9	25,3	2,2	-
30.5 - 5.6	2,59	11,91	11,8	12,2	2,0	5,0	1,2	1,2	9,9	10,7	0,6	1,6
6.6 - 12.6	5,37	18,68	27,1	29,0	6,6	28,6	2,7	2,9	22,6	25,4	1,9	9,2
13.6 - 19.6	7,18	23,93	36,5	39,4	13,5	43,7	3,6	4,0	30,4	34,5	3,8	14,0
20.6 - 26.6	5,29	20,70	26,2	28,1	7,7	31,9	2,6	2,8	21,9	24,6	2,2	10,2
27.6 - 3.7	6,85	18,55	34,1	35,8	5,1	40,9	3,3	3,6	28,4	31,3	1,4	13,1
4.7 - 10.7	6,91	23,34	35,5	36,5	-	41,9	3,5	3,7	29,6	32,0	-	13,5
11.7 - 17.7	6,64	21,33	26,3	33,5	-	31,6	2,6	3,4	22,0	29,3	-	10,2
18.7 - 24.7	7,25	24,94	44,6	43,2	-	-	4,4	4,4	37,1	37,8	-	-
25.7 - 31.7	6,32	26,40	38,9	37,4	-	29,3	3,8	3,8	32,4	32,7	-	9,4
1.8 - 7.8	6,76	27,53	42,8	41,6	-	36,0	4,2	4,2	18,6	36,4	-	11,6
15.8 - 21.8	5,43	21,46	34,0	31,7	-	-	3,3	3,2	28,3	27,7	-	-
22.8 - 28.8	2,79	17,46	17,5	15,0	-	4,8	1,7	1,5	14,6	13,1	-	1,6
29.8 - 4.9	4,12	19,21	26,7	24,1	-	17,0	2,6	2,4	22,3	21,1	-	5,5
5.9 - 11.9	4,43	18,75	29,6	28,0	-	22,0	2,9	2,8	24,6	24,5	-	7,1
12.9 - 18.9	2,42	14,88	15,2	13,0	-	4,6	1,5	1,3	12,7	11,4	-	1,5
19.9 - 15.9	2,99	15,20	21,0	18,4	-	10,3	2,1	1,9	17,5	16,1	-	3,3
26.9 - 2.10	2,74	11,15	19,9	16,8	-	8,9	2,0	1,7	16,6	14,7	-	2,9
3.10 - 9.10	2,62	9,66	20,4	18,0	-	19,2	2,0	1,8	17,0	15,7	-	6,2
Durchschnitt	**5,00**	**18,5**	**27,6**	**27,9**	**8,2**	**23,5**	**2,7**	**2,9**	**22,3**	**24,4**	**2,3**	**7,6**
Summiert	**840,9**		**635,1**	**669,7**	**89,9**	**375,7**	**62,5**	**65,8**	**512,4**	**586,1**	**25,3**	**120,9**

4.4.3 Zusammenfassung und Fazit der experimentellen Ergebnisse

Betrachtet man die durchschnittliche Globalstrahlung im Messzeitraum 2013, so wird ersichtlich, dass mit 5,0 $kWh \cdot m^{-2} \cdot d^{-1}$ eine überdurchschnittlich hohe Einstrahlung stattfand, welche nicht für den Jahresdurchschnitt (3,3 $kWh \cdot m^{-2} \cdot d^{-1}$) typisch ist. Vergleicht man die Globalstrahlungswerte der Messdaten aus 2013 mit 2012, wo in etwa die Hälfte der solaren Einstrahlung stattfand, so sieht man, dass auch die gesammelten Energiewerte bei FK und VR etwa die Hälfte betragen. Eine Ausnahme hierbei bildet die Solarwand. Gründe hierfür sind die erfolgte Beschädigung im April 2013 und in weiterer Folge die damit verbundene *Fehl-Fokussierung*. Trotz der fast doppelten solaren Einstrahlung im Messzeitraum 2013 waren die gesammelten Energiemengen gleich hoch wie im Messzeitraum 2012. Auffällig ist die niedrige Energieausbeute pro Quadratmeter Stellfläche der Parabolrinne im Messzeitraum 2013. Es wurde nur etwa ein Drittel der Energiemenge pro Quadratmeter Stellfläche gesammelt, als bei den beiden nicht-konzentrierenden Systeme FK und VR-Kollektor. Dies ist erstaunlich, da in den Monaten Mai bis September der überwiegende Teil der jährlichen Direktstrahlung am Standort Wien auftritt und eine Leistungssteigerung in den Wintermonaten sehr wahrscheinlich ist. Zwar kann die Parabolrinne die höchsten Endtemperaturen erreichen, jedoch ist die gesamte Energieausbeute kombiniert mit den aktuell noch sehr hohen Investitionskosten ein Ausschließungsgrund für die Durchführung als Großanlagensystem am Standort Wien. Ähnlich verhält es sich bei der Solarwand, welche bereits im noch einwandfreien Betrieb im Messzeitraum 2012 nur etwa 20 % der gesammelten Energie pro Quadratmeter Stellfläche im Vergleich mit den nicht-konzentrierenden Systemen leisten konnte und deren Investitions- und Inbetriebnahmekosten um ein Vielfaches höher liegen als die der nicht-konzentrierenden Systeme.

Da die experimentellen Messungen am Solarprüfstand nur für einen relativ kurzen Zeitraum bei vielen unterschiedlichen Arbeitstemperaturen stattfanden, und auch dazu dienten, die praktischen Probleme und Herausforderungen beim Betrieb von solarthermischen Anlagen kennenzulernen, ist eine ausführliche Simulation zur Ermittlung von Zeitreihen der jährlichen Energieausbeute unumgänglich. Diese wird im nächsten Kapitel mit dem Simulationsprogramm *ScenoCalc* durchgeführt. Aus den bereits erwähnten Gründen jedoch nur für die beiden nicht-konzentrierenden Systeme FK und VR.

5 Simulation mit *ScenoCalc*

Um genauere und verlässlichere Jahreserträge der unterschiedlichen Solarsysteme am Standort Wien zu bestimmen, sind neben den experimentellen Messungen am Solarprüfstand auch Simulationen ein wesentlicher Bestandteil einer ökonomischen Analyse. Das verwendete Simulationsprogramm *ScenoCalc* (Version 4.04) wurde von *ESTIF*[18] speziell zur Simulation und Berechnung der Jahreserträge solarthermischer Kollektoren entwickelt und wird auch zur Ertragsprognose im Zertifizierungsprozess nach *Solar Keymark* (EN 12975-2) von unzähligen Prüf- und Testinstituten verwendet. Herzstück der Simulationen sind Klima-Datensätze von *Meteonorm*, welche ein typisches meteorologisches Jahr am Standort Wien abbilden. Diese Daten sind Grundvoraussetzung zur Berechung von aussagekräftigen Produktions-Zeitreihen der verschiedenen Solarthermie-Systeme. Die experimentellen Messungen am Solarprüfstand haben wie bereits in Kapitel 4.4.3 beschrieben, die Schwächen der konzentrierenden Systeme am Standort Wien gezeigt. Daher werden in diesem Kapitel nur die nicht-konzentrierenden Systeme Flachkollektor und Vakuumröhrenkollektor simuliert. Für die Simulation des FK-Moduls wurde vom gleichen Hersteller ein Großflächenmodul (FA 3/6) mit identen thermischen Eigenschaften, jedoch mit bedeutend größerer Kollektorfläche (18 m² Bruttofläche) gewählt.

Die jeweiligen Erträge sind relativ stark vom gewünschten Temperaturniveau und vom Aufstellwinkel abhängig, daher wurden zuerst die Jahreserträge mit unterschiedlichem Aufstellwinkel bei netzrelevanten Temperaturniveaus berechnet. Tabelle 13 zeigt die Simulationsergebnisse der Erträge pro Modul für FK- und VR, Tabelle 14 die zugehörigen Modulparameter. Der Azimut-Winkel betrug bei allen Berechnungen 0°, dies entspricht einer exakten Ausrichtung nach Süden. Die Werte können aufgrund der unterschiedlichen Modulgröße (Aperturfläche) nicht direkt miteinander verglichen werden.

[18] European Solar Thermal Industry Federation

Tabelle 13: Simulierte Jahreserträge nach Temperaturniveau / Aufstellwinkel (FK & VR)

	FK TiSUN FA 3/6 Jahresertrag / Modul [KWh]			VR Ritter XL 50 P Jahresertrag / Modul [KWh]		
Aufstellwinkel / Temperatur	60 °C	80 °C	100 °C	60 °C	80°C	100°C
25°	3.836	2.106	970	3.115	2.850	2.580
30°	3.949	2.169	992	3.142	2.878	2.608
35°	3.972	2.156	959	3.149	2.886	2.617
45°	3.795	1.963	775	3.100	2.841	2.575

Wie man bereits erkennen kann, kommt für das Flachkollektormodul nur eine Auslegung für ein Temperaturniveau von etwa 60 °C in Frage, da hier die maximalen Erträge pro Modul erreichbar sind und sich diese bei steigender Temperatur stark reduzieren. Die Resultate zeigen, dass der Aufstellwinkel relativ wenig Einfluss auf die Jahreseträge der Module nimmt.

Tabelle 14: Modulparameter für die Simulation (FK & VR)

Modulparameter / System	**FK TiSUN FA 3/6**	**VR Ritter XL 50 P**
Aperturfläche [m²]	16,58	4,50
η_0	0,776	0,688
$K_{\Theta,d}$[18]	0,594	0,952
a_1 [W · m^{-2} · K^{-1}]	3,67	0,583
a_2[W · m^{-2} · K^{-1}]	0,0014	0,003

Die Ergebnisse der Simulation des VR-Moduls zeigen, dass die höchsten Erträge wie zu erwarten auch hier bei einem Temperaturniveau von 60 °C erreicht werden, jedoch finden beim Vakuumröhrenkollektor in Richtung höherer Temperaturniveaus nicht so starke Rückgänge wie beim Flachkollektormodul statt. VR-Module sind am Standort Wien für höhere Temperaturen besser geeignet. Genauere Hintergründe zu diesem Sachverhalt liefert auch Abbildung 9 im Abschnitt 2.4.2.3 *Kollektorwirkungsgrad*. Auch bei den Auswertungen des VR-Moduls zeigt sich, dass der Aufstellwinkel nur sehr wenig Einfluss auf die Jahreserträge pro Modul nimmt. Die Wahl des Aufstellwinkels bestimmt jedoch stark die Gesamtanzahl installierbarer Module aufgrund von gegenseitiger Abschattung (näheres in Abschnitt 7.2). Es ist daher effizienter einen niedrigeren Aufstellwinkel zu wählen und mehr Module pro Fläche zu installieren. Aufgrund dieser Tatsachen erfolgt die detaillierte Simulation der Jahreserträge für die Flachkollektor- und Vakuumröhrenmodule bei einem Aufstellwinkel von 25° und den Temperaturniveaus 60, 70 und 80 °C. Die geforderten

Vorlauftemperaturen des Wiener Wärmenetzes betragen im Sekundärnetz bis zu einer Außentemperatur von 4 °C konstant 63 °C und steigen dann linear mit sinkender Außentemperatur, siehe hierzu auch Kapitel 2.1.3.3. Die Resultate der Jahressimulation von Flachkollektor und Vakuumröhrenkollektor sind monatsweise und pro Modul in Tabelle 15 zusammengefasst.

Tabelle 15: Simulierte Erträge pro Modul (FK & VR)

	FK TiSUN FA 3/6				**VR Ritter XL 50 P**			
Monat / Temperatur		**60 °C**	**70 °C**	**80 °C**		**60 °C**	**70 °C**	**80 °C**
	Einstrahlung pro Modul [kWh	Erträge pro Modul [kWh]			Einstrahlung pro Modul [kWh]	Erträge pro Modul [kWh]		
Jänner	664	10	2	0	180	80	74	68
Februar	910	19	7	1	247	118	110	102
März	1.733	153	90	47	470	258	246	233
April	2.058	352	247	160	558	320	307	293
Mai	2.580	664	522	396	700	414	400	385
Juni	2.559	686	549	427	694	412	397	382
Juli	2.801	826	663	516	760	460	445	429
August	2.551	696	537	396	692	419	405	391
September	1.827	283	191	116	496	287	274	262
Oktober	1.371	140	87	47	372	202	191	181
November	704	8	1	0	191	87	80	74
Dezember	525	0	0	0	143	58	53	49
Gesamt	**20.282**	**3.836**	**2.895**	**2.106**	**5.505**	**3.115**	**2.983**	**2.850**

Ein Vergleich mit Simulationen nach *Solar Keymark* (EN 12975-2) mit identen Kollektoren am Standort Würzburg, wo im Jahresmittel eine etwa 10 % niedrigere solare Einstrahlung stattfindet, zeigt bei den gleichen Temperaturniveaus entsprechend 10 % niedrigere Jahreserträge und diente als Überprüfung der in dieser Arbeit errechneten Simulationsergebnisse. Die Werte in Tabelle 15 sind in Kilowattstunden pro Modul dargestellt und dadurch nicht trivial miteinander vergleichbar. In Tabelle 16 sind die zu erwartenden Erträge pro Quadratmeter Stellfläche zum besseren Vergleich noch einmal zusammengefasst. Die benötigten Stellflächen betragen für den FK 16,25 m² und für den VR-Kollektor 4,5 m².

Tabelle 16: Simulierte Erträge pro Quadratmeter Stellfläche (FK & VR)

	FK TiSUN FA 3/6			VR Ritter XL 50 P		
Monat / Temperatur	**60°C**	**70°C**	**80°C**	**60°C**	**70°C**	**80°C**
	Erträge pro m² Stellfläche [kWh · m^{-2}]			**Erträge pro m² Stellfläche [kWh · m^{-2}]**		
Jänner	0,59	0,14	0,00	17,68	16,40	15,16
Februar	1,14	0,41	0,07	26,11	24,37	22,68
März	9,40	5,53	2,87	57,42	54,70	51,87
April	21,64	15,19	9,87	71,19	68,21	65,18
Mai	40,86	32,14	24,36	92,10	88,84	85,56
Juni	42,22	33,79	26,25	91,59	88,26	84,92
Juli	50,83	40,78	31,77	102,23	98,84	95,44
August	42,81	33,05	24,34	93,19	90,07	86,82
September	17,45	11,73	7,14	63,72	60,96	58,17
Oktober	8,62	5,36	2,88	44,85	42,55	40,24
November	0,48	0,03	0,00	19,23	17,81	16,45
Dezember	0,02	0,00	0,00	12,87	11,81	10,83
Gesamt	**236**	**178**	**130**	**692**	**663**	**633**

Des Weiteren ist zu beachten, dass die hier abgebildeten Erträge einzelne Modulerträge repräsentieren und bei einer Hochskalierung auf ein ganzes Kollektorfeld, die auftretenden Rohrleitungsverluste zu berücksichtigen sind. Die Rohrleitungsverluste betragen maximal 15 % der Erträge direkt am Kollektor und werden bei der Wirtschaftlichkeitsrechnung in Kapitel 10 entsprechend berücksichtigt [AYOMPE 2011].

5.1 Vergleich der Ergebnisse von Simulationen und Experimenten

Ein Vergleich der simulierten Erträge von FK und VR mit den gemessenen Werten am Solarprüfstand zeigt, dass bei den experimentellen Untersuchungen sehr viel geringere Unterschiede zwischen FK und VR festgestellt wurden, als die Resultate der Simulation zeigten.

Weitere Untersuchungen ergaben, dass die unterschiedlichen Temperaturniveaus der Kollektortemperaturen bei Simulation und Experimenten hierfür hauptverantwortlich sind. Diese nehmen direkten Einfluss auf die Wirkungsgrade der Kollektoren, wie auch die stark abnehmenden Erträge bei steigendem Temperaturniveau erkennen lassen. Die bei den Simulationen verwendeten Temperaturen beziehen sich immer auf die mittlere Temperatur des Kollektors, welche nach Abzug der Außentemperatur die Differenztemperatur ergibt und den Wirkungsgrad erheblich beeinflusst. Die mittlere Kollektortemperatur war bei den experimentellen Messungen aufgrund der technischen Gegebenheiten am Prüfstand im Durchschnitt viel niedriger als bei den Simulationen, da keine aktive Vorerwärmung oder eine etwaige Warmwasserentnahme aus dem Wärmenetz möglich war und somit täglich das abgekühlte Wasser (~15 °C) erst solar erwärmt werden musste. Ein Beispiel: im Messzeitraum April bis Juni 2013 war lediglich eine durchschnittliche Differenz zw. mittlerer Absorbertemperatur und Umgebung von 11,7 K (FK) und 12,3 K (VR) vorhanden - bei gleichzeitig stattfindendem Energieeintrag (Nächte bzw. Zeiten ohne Energieeintrag wurden herausgerechnet) - die zugehörige Globalstrahlung betrug im Mittel 380 $W \cdot m^{-2}$. Abbildung 32 zeigt den sich dadurch ergebenden durchschnittlichen Wirkungsgrad von FK und VR Zeitraum 18. April bis 30. Juni 2013 sowie den mittleren Wirkungsgrad bei den errechneten Simulationen. Bei den Simulationen für April, Mai und Juni betrug die Temperaturdifferenz zwischen Absorber und Umgebung im Mittel 41,6 K und die Globalstrahlung 606 $W \cdot m^{-2}$.

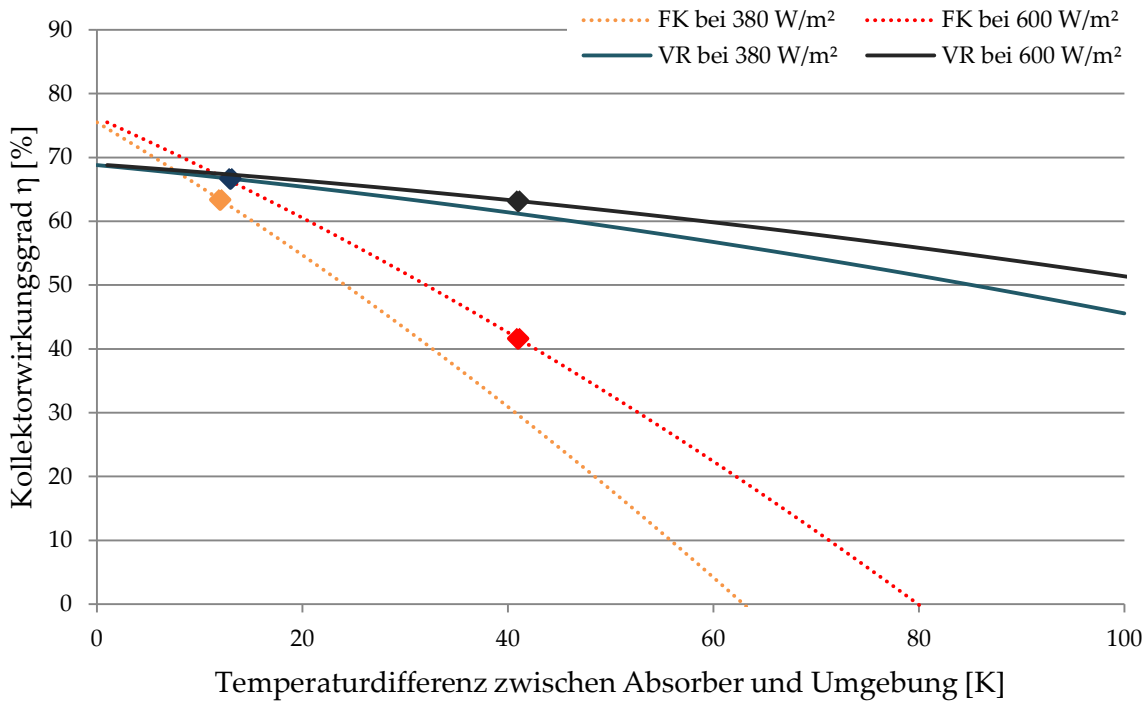

Abbildung 32: Kollektorwirkungsgrade (FK & VR) bei den Experimenten und Simulationen im April, Mai und Juni 2013 (Arbeitsbereiche markiert)

Wie das Kollektorkennlinien-Diagramm in Abbildung 9 zeigt, reagiert der FK auf höhere Temperaturniveaus viel ausgeprägter als das VR-Modul, speziell bei niedriger Globalstrahlung. Beträgt die Temperaturdifferenz zwischen Absorber und Umgebung 40 K und die Globalstrahlung nur 300 $W \cdot m^{-2}$, so arbeitet das VR-Modul mit einem Wirkungsgrad von 60 % und das FK-Modul nur mehr mit 17 %. Diese geringe Einstrahlung ist laut den erhaltenen Daten der *Zentralanstalt für Meteorologie und Geodynamik* am Standort Wien vor allem im Herbst, Winter und Frühling zu erwarten.

Es ist zu erkennen, dass in diesem Zeitraum die Arbeitsbereiche der zwei Systeme bei den Simulationen viel stärker als bei den Experimenten differieren und die experimentellen Resultate mit den zugehörigen berechneten Wirkungsgraden korrelieren. Die in Abbildung 9 und Abbildung 32 dargestellten Verläufe sind nach der vereinfachten Formel 2.3 berechnet. Die Kalkulationen der Simulationserträge mit *Sceno Calc* erfolgen jedoch nach einer komplexeren Formel, welche die Einflüsse von Wind und weiteren Effekten (z.B. langwellige Strahlung) berücksichtigt und sich hohe Temperaturdifferenzen zwischen Absorber und Umgebung noch stärker auswirken. Formel 5.1 zeigt die Vorgehensweise bei der Simulation [SCENOCALC 2013].

$$\frac{Q}{A_a} = F'(\alpha\tau)_{en} K_{\theta b}(\theta_L, \theta_T) G_{bT} + F'(\alpha\tau)_{en} K_{\theta d} G_{bT} - a_5 0.5\, w_{10} G_T - a_1(t_m - t_a) - a_2(t_m - t_a)^2 - a_3 0.5\, w_{10}(t_m - t_a) + a_4(E_L - \sigma t_a^4) \quad (5.1)$$

mit: *Q ... Energieertrag [W]*

A_a ... Aperturfläche des Moduls [m^2]

G_{bT} … direkte Globalstrahlung [$W \cdot m^{-2}$]

G_{dT} … indirekte Globalstrahlung [$W \cdot m^{-2}$]

G_T ... gesamte (direkte und indirekte) Globalstrahlung [$W \cdot m^{-2}$]

$K_{\theta b}(\theta_{sunNS}, \theta_{sunEW})$ ... Einfallswinkel der Strahlung [°]

w_{10} … Windgeschwindigkeit in 10 m Höhe [$m \cdot s^{-1}$]

t_m … mittlere Absorbertemperatur [°C]

E_L … langwellige Strahlung [$W \cdot m^{-2}$]

t_a … Umgebungstemperatur bzw. Außentemperatur [°C]

σ ... Stefan-Boltzmann-Konstante [$W \cdot m^{-2} \cdot K^{-4}$]

τ … Zeitschritte bei den Simulationen [s]

a_1 … linearer Wärmeverlustkoeffizient [$W \cdot m^{-2} \cdot K$]

a_2 … quadratischer Wärmeverlustkoeffizient [$W \cdot m^{-2} \cdot K^{-2}$]

a_3 … Windabhängigkeit des Wärmeverlustkoeffizienten [$J \cdot m^{-3} \cdot K^{-1}$]

a_4 … Abh. des Wärmeverlustkoeffizienten von der langwelligen Strahlung [-]

a_5 … Windabhängigkeit des optischen Wirkungsgrads [$m \cdot s^{-1}$]

Die Simulationen beinhalten also auch die durch Wind verursachten Wärmeverluste, auf die der FK aufgrund seiner großen Kollektorfläche besonders sensibel reagiert. Somit liegen die Wirkungsgrade von FK und VR über das ganze Jahr hinweg bei höheren Temperaturnievaus noch weiter auseinander. Ein weiterer entscheidender Grund für die unterschiedlichen Resulate bei Experimenten und Simulationen sind die Folge der höheren Temperaturen. Alle Energieeinträge, welche unter dem geforderten Temperaturniveau liegen, werden für die Ergebnisse nicht berücksichtigt, auch wenn zu diesem Zeitpunkt Energie erzeugt wird. Die Wärmemengenzähler bei den Experimenten zeichneten jedoch jeglichen positiven Energieeintrag auf, unabhängig vom erreichten Temperaturniveau. Dies ist auch an der unterschiedlicher mittleren Globalstrahlung bei stattfindendem Energieeintrag ersichtlich,

welche bei den Simulationen um 50 % höher waren. Diese Umstände verzerren die durchschnittlichen Endergebnisse der Experimente deutlich und erklären die festgestellten Differenzen bzgl. solarer Erträge bei Simulation und Experimenten.

Aufgrund der durchgeführten Experimente wurden zwar gute Lerneffekte bzgl. Planung, Aufbau und Betrieb von solaren Anlagen erzielt, es zeigte sich jedoch, dass genaue Vorhersagen der monatlichen Erträge bei einem bestimmten Temperaturniveau sehr schwierig sind. Die Experimente hätten aber qualitativ viel bessere Resultate geliefert, wenn es technisch möglich gewesen wäre, zu jedem Zeitpunkt Warmwasser mit einer entsprechend hohen Temperatur (ab 50 °C) zur Verfügung zu haben. Für die weiteren Berechnungen in dieser Arbeit sind daher die Simulationsergebnisse betreffend erwarteter Erträge am Standort Wien den experimentellen Resultaten vorzuziehen, da diese das ganze Jahr bei entsprechend hohen Temperaturen am Standort Wien repräsentieren und bei für beide Systeme gleichen, standardisierten Bedingungen ermittelt wurden. Die zu erwartenden Jahreserträge der beiden Module bei spezifischen Temperaturniveaus und Aufstellwinkel sind bekannt und werden im Kapitel 7 zur ökonomischen Analyse herangezogen.

6 Ökonomische Aspekte der Wärmeerzeugung

Neben der energetischen Bewertung spielen die Investitionskosten bzw. die Wärmeerzeugungskosten der einzelnen Systeme eine entscheidende Rolle. In diesem Kapitel werden die ökonomischen Aspekte der Wärmeerzeugung von solarthermischen Großanlagen behandelt. Ein wichtiger Punkt ist die Ermittlung der Wärmegestehungskosten, also die Kosten einer Wärmeeinheit (kWh oder MWh) und wie sich diese Kosten zusammensetzen. Die Wärmegestehungskosten sind eine wirtschaftliche Kennzahl zur Bewertung und vor allem zum Vergleich von Heizungs- bzw. Wärmeversorgungsanlagen. Sie stehen für einen über die ganze Lebensdauer konstanten Preis, der von einem Nutzer für die zur Verfügung gestellte Wärme zu bezahlen wäre, damit sich ein Kapitalwert der Investition genau zu Null ergibt. Ab diesem Wärmepreis wäre die Investition positiv zu bewerten, dies lässt sich mit Formel 6.1 einfach darstellen.

$$WGK = \frac{ADI}{JWB} \tag{6.1}$$

mit: *WGK ... Wärmegestehungskosten [€ · MWh^{-1}]*
ADI ... Annuität der Investition [€]
JWB ... Jahreswärmebereitstellung [MWh]

Wobei die Annuität der Investition neben der eigentlichen Investition die Betriebs- und Verbrauchskosten sowie sonstige Kosten beinhaltet. Generell sind Wärmegestehungskosten stark von der jeweiligen Technologie (Investitionskosten) und dem Brennstoffpreis (Betriebskosten) abhängig. Wie bereits in Abbildung 4 dargestellt, verwendet die *Wien Energie GmbH* einen Energiemix zur Wärmeerzeugung.

Prinzipiell stehen zur Wärmeerzeugung eine Reihe von unterschiedlichen Möglichkeiten zur Auswahl [BÖHMER UND GÖSSL 2009]:

- Öl- oder Gasbefeuerung
- Biomasse
- Abfallverwertung
- Solarthermie
- industrielle Abwärme
- KWK-Anlagen

Welche Technologie wann eingesetzt wird, hängt hauptsächlich von folgenden wirtschaftlichen Faktoren ab [TU BERLIN 2011]:

- Verfügbarkeit
- Brennstoffbezugspreis
- Wärmebedarf
- Investitionskosten

Generell weisen Festbrennstoffheizungen höhere Investitionskosten als klassische Öl- und Gasheizungen auf, verfügen aber üblicherweise über deutlich günstigere Brennstoffkosten, als Öl- und Gasheizungen. Somit können Festbrennstoffanlagen bei entsprechender Anlagengröße den Nachteil der höheren Investitionskosten wettmachen, da die spezifischen Investitionskosten pro kW installierte Leistung sinken. Zusätzlich steigt mit zunehmender Leistung der Anteil der Brennstoffkosten an den jährlichen Gesamtkosten an und Festbrennstoffheizungen können mit dem günstigeren Brennstoffpreis auch hier einen Vorteil erzielen. Wie man jetzt schon erahnen kann, ist die Thematik der Wärmegestehungskosten kein Triviales und hängt vielen unterschiedlichen Parametern und zukünftigen Kostenverläufen der Brennstoffe ab [TU BERLIN 2011]. Aus diesem Grund gibt es in Österreich eine entsprechende Norm, welche die genaue Vorgehensweise bei einer betriebswirtschaftlichen Vergleichsrechnung von Energiesystemen festlegt. Es ist dies die ÖNORM M 7140, welche auch die Vorgehensweise in dieser Arbeit bestimmt und im Kapitel 7 *Kapitalwertmethode mit anschließender Sensitivitätsanalyse* im Detail erläutert wird. Jegliche Kosten für Energieeinsatz, Brennstoffe, Errichtung, Betrieb und Entsorgung von Heizungsanlagen und Reststoffen berücksichtigen laut ÖNORM M 7140 keine externen, umweltbezogenen Schadenskosten, welche in der Literatur üblicherweise als externe Kosten bezeichnet werden. Um eine ökonomisch sinnvolle Vergleichsrechnung durchzuführen, werden folgende Daten benötigt:

- Ermittlung der Investitionskosten,
- Nutzungsdauer der Anlage,
- eventuelle Förderungen und steuerliche Begünstigungen,
- verbrauchsgebundene Kosten (Energie- und Brennstoffkosten, Kosten für Hilfsstoffe, Kosten für Brennstofflagerung, etc.),
- betriebsgebundene Kosten (Bedienung, Wartung, Instandhaltung, Reparaturen, etc.), und
- kapitalgebundene Kosten (Verzinsung, Abschreibung, etc.).

6.1 Ökonomische Rahmenbedingungen zur Integration von Solarthermie in ein Fernwärmenetz

Für eine ökonomisch sinnvolle Integration von Solarthermie in ein Wärmenetz ist es wichtig, dass eine Einspeisung der solar erzeugten Wärme zu jeder Jahreszeit und jeder Uhrzeit gewährleistet ist. Dieser Punkt ist in Wien soweit erfüllt, da die benötigten und transportierten Energiemengen im Wiener Fernwärmenetz entsprechend groß sind. Sie schwanken zwischen 250 MW im Sommer und 2.500 MW im Winter. Die thermische Abfallbehandlung deckt in den Sommermonaten zwar etwa 75 % des Wärmebedarfs (190 MW), es müssen aber noch immer etwa 60 MW konventionell mit KWK-Anlagen erzeugt werden. Somit ist bereits einer der wichtigsten Punkte, die Abnahme der erzeugten Wärme, also der Wärmebedarf zu jedem Zeitpunkt zu 100 % erfüllt.

Auf der einen Seite ist eine ökonomische Einspeisung von den benötigten (durch die Außentemperatur bestimmten) Netztemperaturen abhängig, andererseits von den vorherrschenden Wärmepreisen der KWK-Erzeugung bzw. der Erzeugung mit Gas oder Öl betriebenen Spitzenkessel. Beide Fälle sollen kurz erläutert werden. Wie bereits in Kapitel 2.5 festgelegt, soll eine Entnahme im Netzrücklauf und eine Einspeisung im Netzvorlauf stattfinden. Die erforderlichen Einspeisetemperaturen liegen laut Abbildung 6 zwischen 63 °C im Sommer und 90 °C im Winter. Das kann mithilfe einer Einspritzschaltung im Solarkreis erreicht werden. Somit ist auch der nächste wichtige Punkt, die Erreichbarkeit der geforderten Netztemperaturen, erfüllt.

6.2 Wärmegestehungskosten (konventionell)

Die konventionellen Wärmegestehungskosten sind sehr variabel und vor allem von der Art der Erzeugung abhängig. Die *Wien Energie GmbH* setzt wie bereits in Kapitel 2.1.3.1 beschrieben unterschiedliche Kraftwerke zur Wärmeerzeugung ein, welche wiederum verschiedene Brennstoffe einsetzen und deren Erzeugungskosten auch teilweise von den volatilen Marktpreisen von Gas, Öl und Strom abhängig sind. Die Art der Erzeugung ist wiederum vom tagesaktuellen insgesamt benötigten Wärmebedarf, also hauptsächlich von der Außentemperatur abhängig. Wie bereits in Kapitel 2.1.3 geschrieben, werden jährlich

rund 6.000 GWh Wärmeleistung verteilt, der Verlauf der Gesamterzeugung des Jahres 2012 ist in Abbildung 33 dargestellt. Wie zu erwarten, ist die Wärmeerzeugung im Monat mit den niedrigsten Außentemperaturen (Februar) am höchsten und umgekehrt (August).

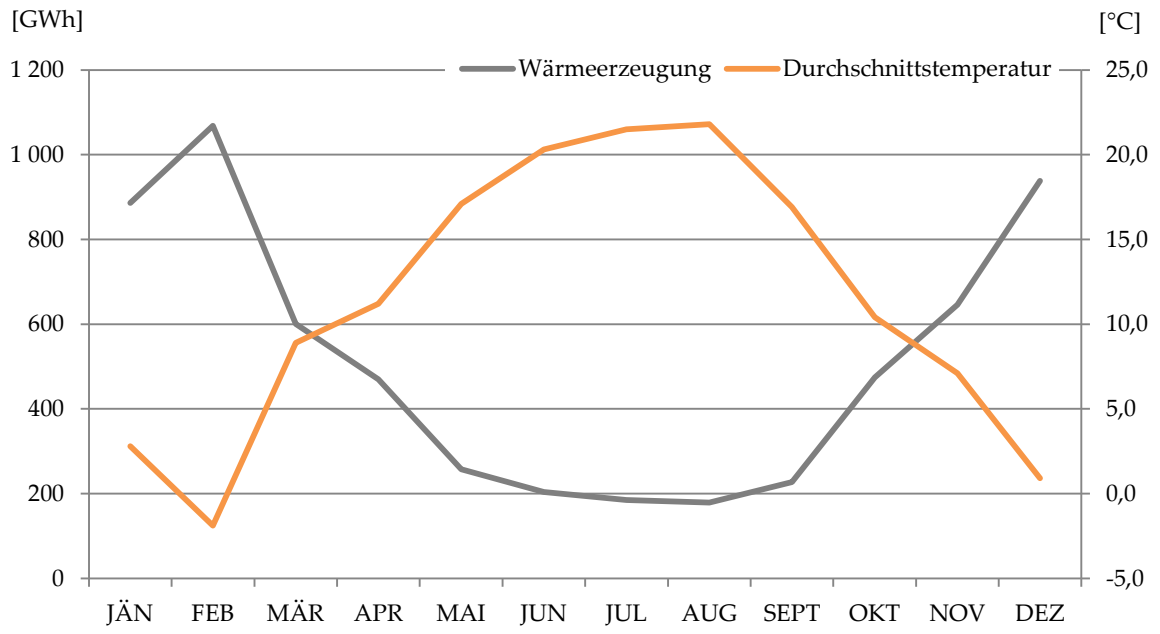

Abbildung 33: Gesamte Wärmeerzeugung 2012 Fernwärme Wien, in Abhängigkeit von der Außentemperatur (Quelle: eigene Darstellung)

Ein allgemeingültiger Wärmepreis kann also nicht einfach in konkreten Zahlen angegeben werden. Dazu ist ein weiterer Schritt, die Darstellung der Erzeugungsstruktur nach Art der Erzeugung, hilfreich. In Abbildung 34 ist der gesamte Jahresverlauf 2012 der Wärmegestehung nach Erzeugergruppen dargestellt, die Gesamtsumme ergibt den gleichen Verlauf wie in Abbildung 33 dargestellt.

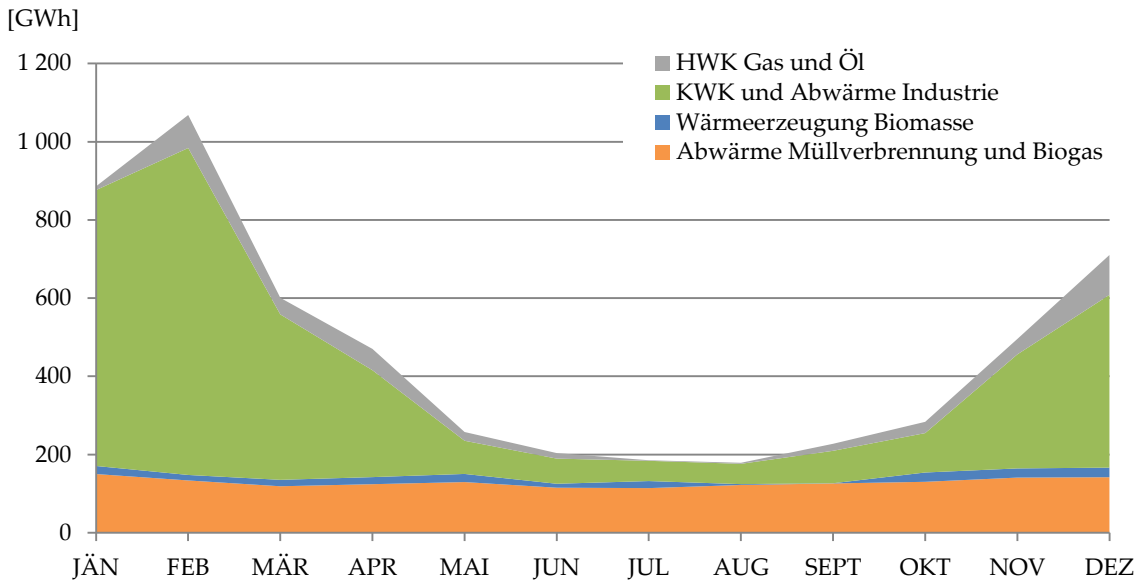

Abbildung 34: Wärmeerzeugung 2012 Fernwärme Wien, im Jahresverlauf nach Erzeugergruppen (Quelle: eigene Darstellung)

Die sogenannte Grundlast wurde durch die Abwärme der vier thermischen Abfallverwertungsanlagen sowie der Abwärme aus der Biomasse-Anlage erzeugt und betrug im Monatsdurchschnitt 129 GWh, dies entspricht 25,2 % der Jahresgesamterzeugung. Die Wärmeerzeugung aus Biomasse betrug im Jahr 2012 im Monatsdurchschnitt 16.000 MWh und leistete den geringsten Beitrag zur Jahresgesamterzeugung (3,1 %). Den Hauptteil der Jahresgesamterzeugung, die sogenannte Mittellast, wurde mittels KWK-Anlagen und aus Abwärme der Industrie bereitgestellt (55,6 %). Sie betrug im Monatsdurchschnitt 284 GWh bei einem Minimum von etwa 52 GWh im Juli bzw. im August. Die Spitzenlast wurde von mit Gas- und Öl betriebenen Spitzenkesseln erzeugt und betrug im Monatsdurchschnitt 35 GWh, was insgesamt einem Jahresbeitrag von 6,8 % bedeutet.

Die Grundlast wird durch die Abwärme der thermischen Abfallbehandlung und Biomasse gedeckt und soll nicht durch Solarthermie ersetzt werden, da der Müll behandelt werden muss und eine günstige Erzeugerform darstellt. Gleiches gilt für die Wärmeerzeugung durch Biomasse, welche vor allem aus ökologischen Gründen und zur weiteren Reduktion des CO_2 Gesamtausstoßes gebaut wurde. Bei den Mittel- und Spitzenlasten sieht die Situation etwas anders aus, da deren spezifischen Wärmegestehungskosten im Durchschnitt am höchsten sind und durch den Einsatz fossiler Energieträger der CO_2 Ausstoss am größten ist. Es ist

bekannt, welche Energiemengen mit welchem Kraftwerkstyp erzeugt werden. Die Darstellung der zugehörigen Erzeugungskosten im Ganzjahresverlauf nach Erzeugungsart ist aus Datenschutzgründen seitens *Wien Energie GmbH* leider nicht möglich. Dem Autor sind diese jedoch bekannt und werden in weiterer Folge kurz erläutert. Die Kostenangaben setzen sich aus den verbrauchs- und betriebsgebundenen Kosten wie Brennstoffkosten, Erdgasspeichernutzung, Erdgasnetzbenutzung, Heizölbevorratung, Abgaben, MÖSt sowie Betriebs- und Instandhaltungskosten zusammen, beinhalten jedoch keine Kosten für etwaige Abzinsungen und Abschreibungen der Kraftwerke. Die Preise pro MWh erzeugter Wärme hängen im Allgemeinen stark von der Art der Erzeugung ab und sind eng an die Brennstoffkosten gekoppelt.

Die Kosten für die Grundlast sind über das ganze Jahr hinweg sehr konstant und liegen zwischen 20 und 30 € · MWh^{-1}. Dies liegt daran, dass dieser Preis nicht von etwaigen Marktpreisen abhängig ist, sondern eigenständig durch die thermische Abfallbehandlung zustande kommt. Die Spitzenlast kommt nicht täglich zum Einsatz, es sind bei dieser Erzeugungsform verschiedene Spitzenkessel im Einsatz (Gas und Öl), welche stark von den jeweiligen Marktpreisen abhängig sind und sehr hohe Kosten (bis zu 90 € · MWh^{-1}) verursachen können. Jedoch ist auch der Anteil an der Gesamterzeugung am geringsten und es handelt sich um eine sehr schnell verfügbare Energiequelle, welche bei Ausfällen oder Kälteeinbrüchen sehr rasch zugeschaltet werden kann und nur schwer zu ersetzen ist. Bei der Mittellast, welche zum größten Teil aus KWK-Anlagen gespeist wird, liegt nach eingehender Analyse der durchschnittlichen Erzeugerkosten, das größte Potential für eine Substitution der benötigten Wärmeenergie mit solarer Wärme. Hauptgründe hierfür sind die benötigen Wärmemengen in den Sommermonaten in Kombination mit den aktuell sinkenden Strompreisen, im Speziellen die sehr niedrigen Spotmarktpreise für Strom im Sommer. Die Wärmegestehungskosten der Mittellast in den Sommermonaten (Mai - Oktober) steigen immer weiter und lassen dadurch die Attraktivität der KWK-Anlagen senken. Abbildung 35 zeigt hierzu die Entwicklung der Strompreise von August 2010 bis Februar 2013 anhand der Großhandelspreise an der österreichischen Strombörse EXAA[19].

[19] Energy Exchange Austria

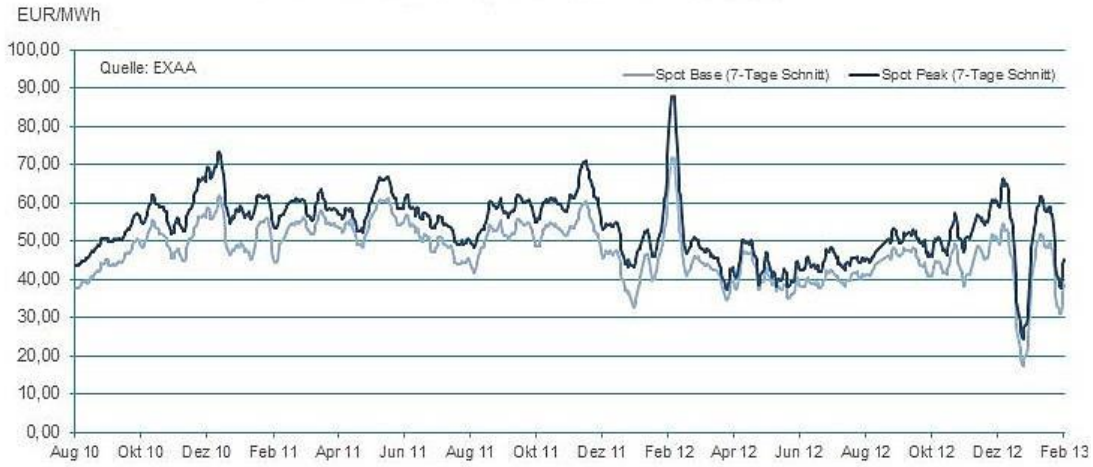

Abbildung 35: Zeigt die Strompreisentwicklung der Day-Ahead Base- bzw. Peak-Indizes (Quelle: E-CONTROL 2013)

Um bereits vor einer exakten Analyse der in dieser Arbeit untersuchten solarthermischen Systeme einen Richtwert für die Wärmegestehungskosten großtechnischer Solarthermie-Anlage zu bekommen, soll ein kurzer Vergleich mit der aktuell größten Anlage Österreichs (2,5 MW) gemacht werden. Die Wärmekosten belaufen sich bei der solaren Großanlage in Wels, laut einem öffentlichen Projektbericht auf etwa 41 € · MWh^{-1} bei 20 Jahren Laufzeit und 40 % Investitionsförderung. Mit diesen Rahmenbedingungen könnten auch am Standort Wien die solaren Erzeugungskosten mit der Mittellast im Sommer konkurrieren. Die Erzeugungsmenge dieser Anlage entspricht in etwa 1 % der im Wiener Fernwärmenetz benötigten Energie im Sommer.

6.3 Wärmegestehungskosten (solarthermisch)

In diesem Abschnitt wird die Zusammensetzung der solarthermischen Wärmegestehungskosten erklärt. Eine exakte Antwort auf diese Frage kann jedoch erst am Ende des Kapitels 7 gegeben werden, wenn alle hierfür erforderlichen Berechnungen der Kosten sowie die erwarteten Jahreserträge der unterschiedlichen Solarthermie-Systeme vorliegen. Die solarthermischen Erzeugungskosten sind wie die konventionellen Erzeugungskosten von zahlreichen Faktoren wie Technologie, Standort, Anlagengröße und Vielen mehr abhängig. Daher kann hier nur ein Überblick der Zusammensetzung der Kosten gegeben werden. Die solarthermischen Wärmegestehungskosten sind hauptsächlich von den Systemkosten

bestimmt. Die Entwicklung der Solartechnologie, im Besonderen für den Kraftwerkssektor, steckt noch in einem frühen Stadium [KONSTANTIN 2009]. Die meisten im Betrieb befindlichen Anlagen waren entweder Prototypen oder kommerzielle Anlagen im frühen Stadium. Somit ist das Optimierungspotenzial und eine damit verbundene Kostenreduktion durch Serienproduktion für die Zukunft beträchtlich. Die Systemkosten sind stark von der Anlagengröße abhängig und durch nicht linear ansteigende Kosten für die Anlagenkomponenten (Pumpen, Wärmetauscher, Rohrleitungen usw.) und die Montage derselben begründet [HEIMRATH 2002]. Ziel bei der Errichtung großer Solarthermie-Systeme ist die Verbesserung der Wärmegestehungskosten gegenüber kleinen Hausanlagen [BRÜNIG UND RINDELHARDT 1996]. Aus welchen Teilen sich der Gesamtpreis einer kompletten Solarthermie-Anlage zusammensetzt zeigt Abbildung 36. Die prozentuelle Aufteilung des durchschnittlichen Systempreises wurde aus 13 bereits realisierten Großanlagen und drei Musterausschreibungen zwischen 20 und 400 m² Kollektorfläche eruiert [HEIMRATH 2002]. Nicht berücksichtig sind hierbei die Kosten für Fundamente bzw. Aufständerung bei Freiflächenaufstellung sowie die Planungskosten und ein entsprechender Wärmetauscher zur Übergabe in das Fernwärmenetz.

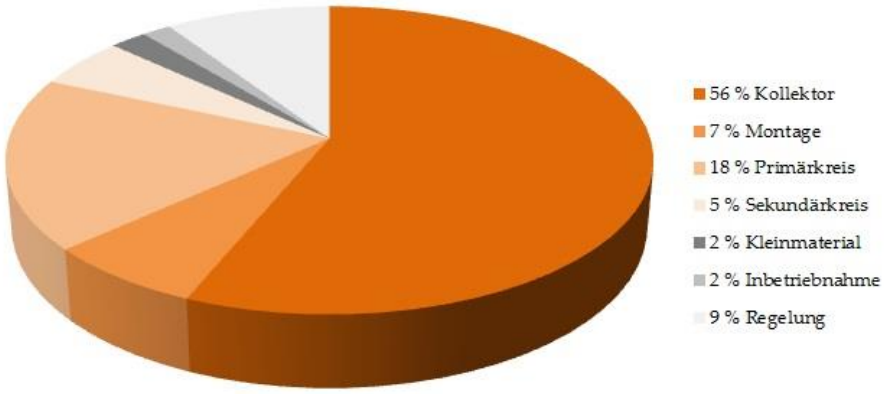

Abbildung 36: Aufteilung durchschnittlicher Systempreise verschiedener solarthermischer Großanlagen (Datenquelle: HEIMRATH, 2002, eigene Darstellung)

Die in Abbildung 36 dargestellte Aufschlüsselung wird im Kapitel 7 zur Berechnung der Gesamtinvestitionskosten pro System der in dieser Arbeit untersuchten Solarthermie-Systeme herangezogen.

6.4 Einflussparameter auf die konventionellen und solarthermischen Wärmegestehungskosten

Dieses Kapitel soll zuerst einen kurzen Überblick der Einflussparameter auf die konventionellen Wärmegestehungskosten (mit fossilen Rohstoffen) geben und im Anschluss die Einflussparameter auf die Kosten solarthermischer Erzeugung darlegen. Wie bereits in Abschnitt 6.2 beschrieben, unterliegen konventionelle Energieträger den üblichen Marktmechanismen und in weiterer Folge sind die Kosten der Wärmeerzeugung aus konventionellen Energieträgern von den entsprechenden Weltmarktpreisen abhängig. Neben den Kosten für die Energieerzeugungsanlage fallen hohe brennstoffabhängige Verbrauchskosten an und werden aus diesem Grund etwas genauer analysiert. Historisch bedingt hat Rohöl als dominierender fossiler Energieträger eine Preisleitfunktion auf den Energiemärkten. Nicht nur die klassische Preisbildung durch Angebot und Nachfrage spielen bei der Preisbildung eine Rolle, viel Einfluss besitzen die Spotmärke an den weltweiten Warenbörsen. Der Rohölpreis ist ein Börsenpreis, welcher stündlichen Schwankungen unterliegt und besonders empfindlich auf geopolitische Krisen, Unruhen in Förderländern, Knappheitsängste bei den Verbrauchern, Herdenverhalten und vieles mehr reagiert [CONSTANTIN 2009]. Um diese Volatilität deutlich zu machen, ist die Entwicklung der nominellen Jahresmittelwerte von Rohölpreisen in Abbildung 37 dargestellt.

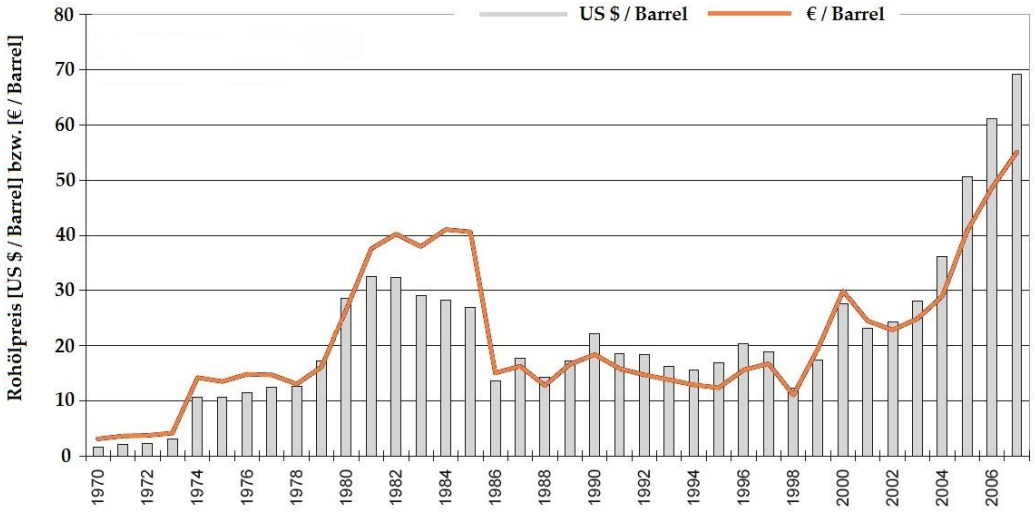

Abbildung 37: Rohölpreise seit 1970 im nominalen Jahresmittelwert dargestellt (Datenquelle: CONSTANTIN, 2009, eigene Darstellung)

In der Vergangenheit war Rohöl immer der Preisführer, Erdgas und Steinkohle folgten zeitverschoben. Abbildung 38 zeigt genau diese Abhängigkeit, indem die Entwicklung der Grenzübergangspreise[20] von Importerdgas seit 1970 dargestellt sind.

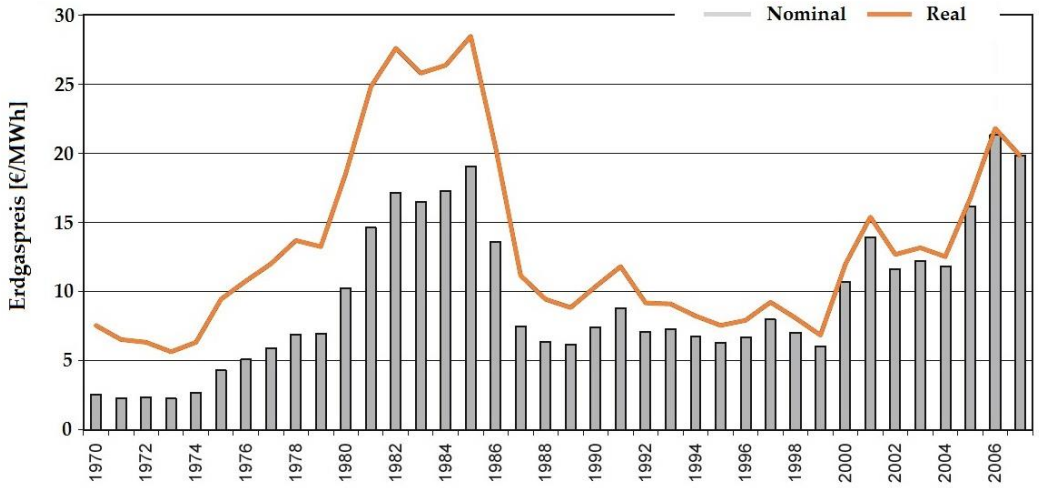

Abbildung 38: Nominale und reale Erdgaspreise (Import) als Grenzübergangspreise seit 1970 (Datenquelle: CONSTANTIN, 2009, eigene Darstellung)

Genauere mittel- und langfristige Preisprognosen sind schwer möglich und grenzen an Prophezeiung. Es ist unrealistisch für Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen einen direkten Zusammenhang zwischen dem Rohölpreis und anderen Primärenergieträgern herzustellen [CONSTANTIN 2009]. Bei Wirtschaftlichkeitsuntersuchungen von Energieprojekten wird sehr oft von den aktuellen Energiepreisen ausgegangen und mit jährlich konstanten Preissteigerungsraten über die Laufzeit gerechnet. Wie allerdings bereits Abbildung 37 und Abbildung 38 darlegen, entspricht diese Vorgehensweise nicht der Realität auf den Energiemärkten. Deswegen empfiehlt es sich bei Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen den Basisfall mit Durchschnittspreisen des letzten Jahres zu berechnen [CONSTANTIN 2009]. Anstatt der Berechnung mit jährlichen Preissteigerungsraten sollen daher Sensitivitätsanalysen mit erheblich höheren und niedrigeren Primärenergiepreisen zum Einsatz kommen. Diese Empfehlungen werden in dieser Arbeit in Kapitel 7 berücksichtigt werden. Anders sieht die Situation bei den Einflussparametern der solarthermischen Wärmegestehungskosten aus. Wie bereits in Kapitel 6.3 beschrieben, dominieren bei den Gestehungskosten die Anlagenkosten, also die Kapitalkosten der Solarthermie-Anlage und nicht deren verbrauchs-

[20] Der Grenzübergangspreis gibt den Wert der Ware ohne jegliche Steuern an.

bzw. betriebsgebundenen Kosten. Die Entwicklung der Systemkosten pro installierter Nennleistung (für Kleinanlagen) ist in Abbildung 39 dargestellt. Die Schwankungsbreite ist auf die geographische Lage und die dort vorhandene Solarstrahlung zurückzuführen. Die Kollektorpreise sind seit 1990 um rund 40 % gesunken, in den vergangenen 10 Jahren fand jedoch kaum mehr eine Kostensenkung statt und in den letzten Jahren war sogar ein leichter Anstieg zu beobachten, welcher auf steigende Materialkosten bei Kupfer und Aluminium zurückzuführen ist [ESTTP 2006].

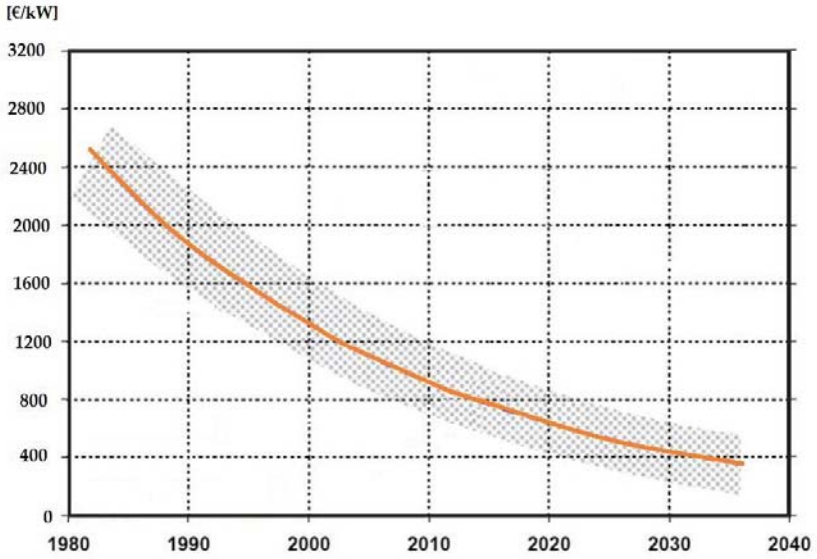

Abbildung 39: Spezifische Energiepreise für Kleinanlagen in Zentraleuropa (Datenquelle: ESTTP 2006, eigene Darstellung)

Die Einflussparameter auf die Kollektorpreise sind zwar unabhängiger vom internationalen Börsenhandel als bei den konventionellen Einflussparametern auf die Wärmegestehungskosten, jedoch nicht ganz unabhängig wie die aktuelle Stagnation der Kosten zeigt. Ist eine solarthermische Anlage gekauft, können zwar schwankende Rohstoffpreise nichts mehr an den verbrauchs- bzw. betriebsgebundenen Kosten ändern, aber sehr wohl Einfluss auf die Opportunitätskosten[21] nehmen. Für Investitionsrechnungen von solarthermischen Anlagen können stark fallende Brennstoffpreise von Öl und Gas ein großes Risiko darstellen, da im Vergleich zu einer konventionellen (fossilen) Anlage die Wirtschaftlichkeit eventuell nicht mehr gegeben ist. Somit verschwindet das Risiko von schwankenden Rohstoffpreisen nicht, sondern wird nur verlagert.

[21] Bezeichnen entgangene Erlöse, die durch eine alternative Veranlagung des Kapitals erzielbar gewesen wären.

7 Kapitalwertmethode mit anschließender Sensitivitätsanalyse

7.1 Methodik der Kapitalwertmethode

Als Verfahren für die Wirtschaftlichkeitsberechnung wurde das dynamische Verfahren der Kapitalwertmethode gewählt. Der Kapitalwert ist die Differenz aus der Summe der Barwerte[22] aller Einnahmen und der Summe der Barwerte aller Ausgaben innerhalb der Nutzungsdauer einer Investition und wird auch oft als *Net Present Value* (NPV) bezeichnet [CONSTANTIN 2009]. Somit stellt der Kapitalwert den erwirtschafteten Überschuss einer Investition am Anfang des Betrachtungszeitraums dar. Hierbei werden zeitliche Unterschiede im Auftreten der Zahlungen durch Auf- bzw. Abzinsung berücksichtigt und somit zukünftige Kosten und Erlöse geringerwertig eingeschätzt als gegenwärtige, da die Geldmittel in der Zwischenzeit zinsbringend angelegt werden können.

Im Gegensatz zu statischen Methoden bieten dynamische Rechenverfahren folgende Vorteile [FRANKE 2008]:

- unterschiedliche Änderungsraten der verschiedenen Zahlungsarten;
- Berücksichtigung von periodisch unterschiedlich anfallenden Zahlungsgrößen;
- Berücksichtigung der Unsicherheit bzw. des Risikos zukünftiger Zahlungsgrößen durch eine Sensitivitätsanalyse.

Den Vorteilen stehen folgende Nachteile gegenüber [ZÖLLNER 2013]:

- Voraussetzung eines vollkommenen Kapitalmarktes, welcher real nicht existiert;
- Problem der Datensicherheit durch viele Prognosen zur notwendigen Datenermittlung für die Zahlungsreihen;
- keine Berücksichtigung von unterschiedlichen Kapitalbindungen zu Beginn und/oder während der Nutzungsdauer.

[22] Der Wert einer zukünftigen Zahlung zum heutigen Zeitpunkt wird Barwert genannt.

Der Kapitalwert ist die Grundlage aller dynamischen Verfahren für die Wirtschaftlichkeitsberechnung und berechnet sich wie in Formel 7.1 dargestellt [CONSTANTIN 2009].

$$K_0 = -I_0 + \sum_{t=1}^{t=n} \frac{E_t - A_t}{q^t} \tag{7.1}$$

mit: *K_0 … Kapitalwert zum Bezugszeitpunkt "0" in [€]*
I_0 … Investitionsausgaben inklusive Bauzinsen in [€]
E … Einnahmen am Ende des Jahres t in [€ · a^{-1}]
A_t … Ausgaben am Ende des Jahres t in [€ · a^{-1}]
(E_t-A_t) … Einnahmenüberschuss in [€ · a^{-1}]
q … Diskontierungsfaktor, q =1 + i /100 [-]
i … Kalkulatorischer Zinssatz in [% · a^{-1}]
t … Jahr der Nutzungsperiode (1, 2, 3,….,n)
n … Kalkulatorische Nutzungsdauer [a]

Der Zeitpunkt der Inbetriebnahme einer Anlage wird als Bezugszeitpunkt für das sogenannte *Barwerten* verwendet. Alle früheren Zahlungen (Investitionsausgaben) werden mit dem Kalkulationszinssatz aufgezinst, alle späteren Zahlungen (z.B. Einnahmen – Betriebsausgaben) werden entsprechend abgezinst. Falls der Einnahmenüberschuss ($E_t - A_t$) wie in diesem Fall als konstant angenommen wird, bekommt man nach Umformung von Formel 7.1 die in Formel 7.2 dargestellte Gleichung. Formel 7.3 zeigt den zugehörigen Barwertsummenfaktor bzw. Rentenbarwertfaktor.

$$K_0 = -I_0 + (E - A) \cdot \frac{q^n - 1}{q^n \cdot (q - 1)} \tag{7.2}$$

$$BWSF = \frac{q^n - 1}{q^n \cdot (q - 1)} \tag{7.3}$$

Der Kapitalwert ist ein Wirtschaftlichkeitskriterium. Ein positiver Kapitalwert bedeutet eine profitable Investition. Ist der Kapitalwert negativ, lohnt sich die Investition nicht. Bei einem Kapitalwert von Null deckt die Investition genau die aufgewendeten Kapitalkosten. Zur Vereinfachung der Berechnung wird angenommen, dass alle Zahlungen am Ende des betreffenden Jahres erfolgen.

Die angegebene Investitionsausgabe I_0 ist die Barwertsumme aller Investitionsausgaben während der Bauphase, aufgezinst auf den Zeitpunkt der Inbetriebnahme. Da hier der Bau einer entsprechenden solaren Großanlage weniger als ein Jahr beträgt, findet hier keine explizite Aufzinsung der Investitionsausgaben statt.

Der Kalkulationszinssatz muss vor jeder Durchführung einer Wirtschaftlichkeitsbetrachtung festgelegt werden, da vom gewählten Kalkulationszinssatz der Barwert einer Investition direkt abhängig ist. Je niedriger der Kalkulationszinssatz, desto höher ist der Barwert und umgekehrt. Da sich der Kapitalwert als Differenz zwischen Kapitaleinsatz und Barwert der Ertragsüberschüsse ergibt, hängt auch dieser direkt vom kalkulatorischen Zinssatz ab [CONSTANTIN 2009]. Beim Kalkulationszinssatz handelt es sich um die Verzinsung des eingesetzten Kapitals, welches von dem geplanten Investitionsvorhaben mindestens erwartet wird. Bei der Festlegung des Zinssatzes werden üblicherweise die Finanzierungsverhältnisse wie Eigen-, Fremdkapitalanteil, die Eigenkapitalrendite zuzüglich Investitionsrisiko sowie die landesüblichen Ertragsteuern berücksichtigt. Ein hoher Fremdkapitalanteil in der Kapitalstruktur des Projekts erhöht das Risiko und der Kalkulationszinssatz steigt [SWOBODA 1996]. Es ist nicht zwingend notwendig, die gesamte Berechnung mit demselben Kalkulationszinssatz durchzuführen. Es könnte z.B. jedes Jahr ein anderer Zinssatz gewählt werden, aufgrund der Unsicherheiten in der Verlaufsprognose des zukünftigen Zinssatzes macht dies jedoch sehr wenig Sinn. Da mehrere Faktoren den Kalkulationszinssatz beeinflussen, welche sich während der Laufzeit des Investitionsprojektes ständig verändern, ist es praktisch unmöglich, einen wirklich repräsentiven Kalkulationszinssatz für die Berechnung zu wählen [SEICHT 2001]. Die Höhe des Kalkulationszinssatzes, welcher von einem Unternehmen in den unterschiedlichen Tätigkeitsfeldern verlangt wird, kann sehr unterschiedlich sein, beträgt aber laut *Wien Energie GmbH* üblicherweise zwischen 6 und 9 %. Zunächst werden im folgenden Kapitel 7.2 die Investitionskosten einer solaren Großanlage auf einer Referenzfläche ermittelt und alle weiteren benötigten Kosten für die Kapitalwertberechnung in Kapitel 7.3 festgelegt bzw. errechnet.

7.2 Systemkosten der unterschiedlichen Systeme als Großanlage

Die Investitionskosten für eine solarthermische Großanlage setzen sich wie in Abbildung 36 bereits dargestellt aus den Kostenpunkten Kollektoren, Montage, Verrohrung, Inbetriebnahme sowie Regelung und Kleinmaterial zusammen. Neben diesen Kostenpunkten kommen noch Ausgaben für Fundament, Wärmeträgermedium und Wärmetauscher hinzu. Um eine reale Kostenrechnung durchzuführen, war es notwendig, die Preise der jeweiligen Komponenten bei den Produktherstellern zu eruieren. Die Kostenzusammenstellungen beinhalteten keine Umsatzsteuern sowie anteilige Planungskosten. Ebenso handelt es sich um Systeme, die unter normalen Umständen errichtet werden, was bedeutet, dass die Angebote auf durchschnittlichen Rahmenbedingungen basieren. Wie bereits in Kapitel 4 und Kapitel 5 erläutert, werden hier nur mehr die für den Standort Wien in Frage kommenden nicht-konzentrierenden Systeme Flachkollektor und Vakuumröhre behandelt.

Um entsprechende Preisangebote einholen zu können, musste davor die Anlagengröße bzw. die verfügbare Fläche bekannt sein. Es wurde eine quadratische Referenzfläche gewählt, dieses fiktive Grundstück hat eine Gesamtfläche von 2.500 m² und ist nach Süden ausgerichtet. Auf Basis dieser Fläche wird zuerst die maximale Anzahl von Kollektoren hochskaliert und auf Grundlage dieser die einzelnen Kostenpunkte ermittelt. Es ist eine wesentliche Kenngröße, wie viele Kollektoren respektive Kilowatt Nennleistung pro Quadratmeter Bruttostellfläche installiert werden können. Dazu werden die am Solarprüfstand eingesetzten Systeme entsprechend auf der Referenzfläche platziert, sodass ein guter Kompromiss zwischen Maximum an installierter Leistung und einem Minimum an gegenseitiger Abschattung gegeben ist. Wie man die ideale Positionierung einer Anordnung mit maximaler Leistung und minimaler Abschattung berechnet, ist ein eigenständiges Optimierungsproblem und würde den Rahmen dieser Arbeit sprengen, daher wurde dies hier etwas vereinfacht ausgeführt: Die gegenseitige Abschattung ist stark vom Aufstellwinkel abhängig, dies beeinflusst die Jahreserträge der Kollektoren. Daher war es notwendig, die Jahreserträge, welche auch vom gewünschten Temperaturniveau stark beeinflusst werden, für beide Kollektorarten für den Standort Wien zu simulieren und auf Grundlage dieser Simulation einen entsprechenden Aufstellwinkel zu wählen. Die dazugehörigen Ergebnisse sind in Tabelle 11 und in

Tabelle 12 dargestellt. Wenn man die Abhängigkeit der Jahreserträge in Abhängigkeit des Aufstellwinkels betrachtet, so ist zu erkennen, dass die Abweichung maximal 10 % vom Jahresertrag beträgt. Am Standort Wien ist es somit effizienter, eine höhere Anzahl an Modulreihen mit niedrigerem Aufstellwinkel zu wählen. Dadurch wird eine geringere Abschattung als mit steiler aufgestellten Modulen erreicht, welche einen geringfügig höheren Ertrag pro Modul erwirtschaften würden. Aufgrund dieser Resultate wurde bei den Flachkollektoren und den Vakuumröhrenmodulen ein Aufstellwinkel von 25° gewählt. Für die genaue Positionierung der Module wurde aus Gründen der Einfachheit eine Aufstellung gewählt, sodass bei einem Sonnenstand von 10° maximal die Hälfte des dahinterliegenden Systems beschattet ist. Die Sonnenstände im Jahresverlauf am Standort Wien sind im Sonnenstandsdiagramm in Abbildung 40 ersichtlich.

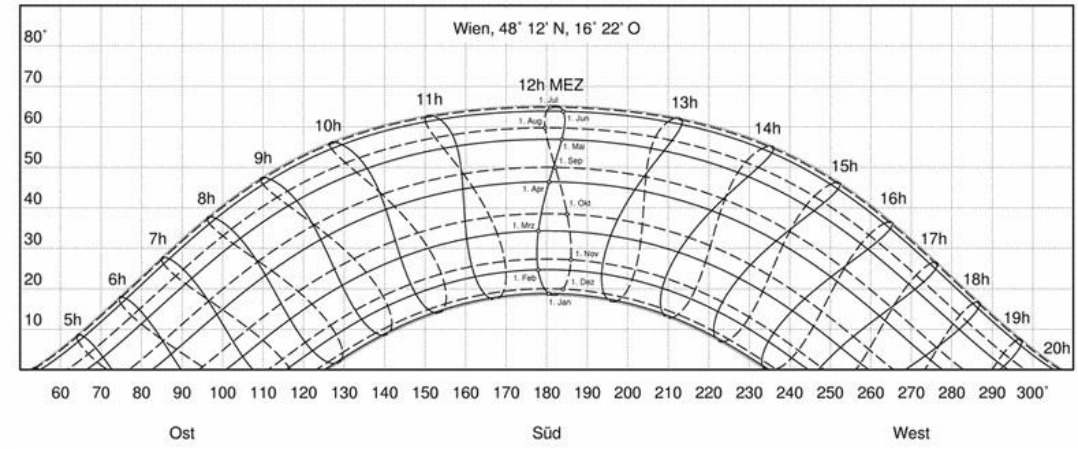

Abbildung 40: Sonnenstandsdiagramm für Wien (Quelle: RENEWABLE ENERGY, 2013)

Die Positionierung der beiden Systeme auf der Referenzfläche ergibt folgende Konfiguration: **Der Flachkollektor,** welcher am Solarprüfstand getestet wurde, ist auch in der größeren Version *FA 3/6* (3 m x 6 m) erhältlich und wird hier zur Berechnung herangezogen. Eine 25°-Aufständerung ergibt eine Bruttostellfläche von 16,25 m² pro Kollektor. Auf einer Breite der Referenzfläche sind, inklusive ausreichend Platz für die Verrohrung, acht Großkollektoren platzierbar. Bei einer 9-reihigen Aufstellung beträgt der Abstand zwischen den einzelnen Flachkollektorreihen 3,2 Meter. Dies bedeutet eine Abschattung der Hälfte der Flachkollektormodule bei einem Sonnenstand von 10° und eine schattenfreie Anordnung ab 22° Sonnenstand. Insgesamt sind 72 Stück Großflächenkollektoren auf der Fläche platzierbar. Laut Hersteller besitzt ein Kollektormodul bei einer Globalstrahlung von 1.000 $W \cdot m^{-2}$ eine maximale Spitzenleistung von 12 kW_{th}. Dies ergibt eine maximale Gesamtleistung bei 72

Modulen von 864 kW_{th}. Bei der angenommenen Anordnung entspricht einer Leistung von 0,35 $kW \cdot m^{-2}$ Referenzfläche. Der Nettopreis für ein Großkollektormodul beträgt 2.887,41 €.

Der Vakuumröhrenkollektor CPC 45 XL von *Ritter XL Solar GmbH* hat eine Höhe von 2 Meter und eine Breite von 2,5 Meter (5 m² Bruttofläche), eine 25°-Aufständerung ergibt eine Stellfläche von 4,5 m² pro Kollektormodul. In einer Reihe sind, inklusive ausreichend Abstand für die Verrohrung, 18 Kollektormodule installierbar. Bei einer 15-reihigen Aufstellung beträgt der Abstand zwischen den einzelnen Reihen 1,7 Meter, dies ergibt bei einem Sonnenstand von 10° eine Abschattung von 50 % und entspricht ab einem Sonnenstand von 26° einer schattenfreien Anordnung. Insgesamt sind somit 270 Vakuumröhrenkollektormodule platzierbar. Laut Hersteller hat ein Modul eine Nennleistung von 3,1 kW_{th}, dies entspricht einer Gesamtnennleistung von 837 kW_{th} und einer flächenbezogenen Leistung von 0,34 $kW \cdot m^{-2}$ Referenzfläche. Der Nettopreis für ein Vakuumröhrenmodul beträgt 1.314,8 €. Tabelle 17 zeigt zusammenfassend die Leistungen beider Systeme, wenn sie als Großanlage auf einer Referenzfläche von 2.500 m² am Standort Wien ausgeführt werden würden.

Tabelle 17: Leistungs- und Preisübersicht einer Großanlage mit FK bzw. VR

Parameter / Modul	**FK FA 3/6**	**VR XL 50 P**
Anzahl Module	72	270
Nennleistung pro Modul [kW]	12	3,1
Gesamtnennleistung [kW]	864	837
Leistung/Fläche [$kW \cdot m^{-2}$]	0,35	0,34
Netto-Modulpreis [€]	2.887	1.315
Gesamtpreis [€]	**207.864**	**355.050**

Da nun die Anzahl der Module bekannt ist, kann die gesamte Kostenaufstellung für die beiden Systeme erfolgen. Diese Werte dienen als Grundlage zur Berechnung der Gesamtinvestitionssumme der jeweiligen Solarthermie-Systeme, welche mithilfe des Aufteilungsschlüssels aus Abbildung 36 hochgerechnet werden. Dies Aufteilung besagt, dass 56 % der Systemkosten aus den reinen Kollektorkosten bestehen und 44 % auf die restlichen Komponenten[23] entfallen. Nach Einholung mehrerer Angebote zeigte sich, dass diese Aufschlüsselung auch wirklich der Realität entspricht. Allerdings beinhalten die realen

[23] Montage, Primär- und Sekundärkreis, Kleinmaterial, Inbetriebnahme und Regelung.

Angebote - bei den restlichen Komponenten - die Planungskosten, die Bauaufsicht, eine entsprechende Notstromversorgung und die Baustellenversicherung, also die komplette Anlage exkl. Wärmeträgermedium. Da im Gegensatz zu der hier geplanten solaren Großanlage mit Vakuumröhrenkollektoren bei einer Anlage mit Flachkollektoren ein Frostschutzmittel notwendig ist, wurde auch hierfür ein entsprechendes Angebot eingeholt. Der Preis für 220 kg Fertiggemisch (entspricht 200 Liter) beträgt 1.050 €. Ein Großflächenkollektor hat einen Wärmeträgerinhalt von 7 Litern, es werden also 504 Liter Frostschutzmittel für die Kollektoren benötigt. Bei einer gesamten Rohrleitungslänge von circa 100 m und üblicher DN[24] 100 Verrohrung bedeutet dies 870 Liter Frostschutzmittel, insgesamt also etwa 1.400 Liter zu einem Preis von etwa 6.300 €. Die Großanlage mit Vakuumröhren ist als reines Aquasystem ausgeführt und benötigt keinen additiven Frostschutz. Somit sind alle erforderlichen Kostenpunkte bekannt, um eine entsprechende Kostenschätzung für den Gesamtpreis einer solaren Großanlage zu bestimmen. Diese sind für FK und VR in Tabelle 18 zusammengefasst.

Tabelle 18: Gesamtinvestitionskosten einer solaren Großanlage (FK & VR)

Preise / Modell	**FK FA 3/6**	**VR XL 50 P**
Kollektoren + Regelung		
Kollektorfeld inkl. Unterkonstruktion	207.893	354.996
Montage	25.987	44.000
Elektronische Regelung, Anlage und Fernwärme-Einspeisung, anschlussfertig vormontiert	7.425	15.200
Notstromversorgung, komplett montiert	11.137	19.760
Planung, Bauaufsicht, Projektabwicklung, Inbetriebnahme	14.850	26.600
Frostschutzmittel	6.296	-
Zwischensumme 1	267.291	460.560
Komplette Solaranlage		
Armaturen (Pumpen, Ventile und Wärmetauscher) komplett montiert	-	-
Rohre, Isolierung, komplett montiert (2 x 50 m Hauptleitung DN 100)	-	-
Ausfallbürgschaft Aufsicht, Versicherung	-	-
Baustelleneinrichtung und –sicherung	-	-
Zwischensumme 2	111.371	190.000
Gesamtsumme	**384.959**	**630.800**

[24] *Diameter Nominal* (dt.: Nennweite)

Die Gesamtsummen in Tabelle 18 werden als Investitionssumme in der folgenden Berechnung der Kapitalwerte für eine solare Großanlage mit FK bzw. VR angewendet.

7.3 Berechnung der Kapitalwerte

Es sind alle erforderlichen Daten bekannt, um die Kapitalwerte der beiden nichtkonzentrierenden Systeme (FK & VR), welche als solare Großanlagen am Standort Wien in Frage kommen, zu berechnen. Die Berechnungen basieren auf der Annahme, dass die *Wien Energie GmbH* ein entsprechendes Grundstück mit einer geeigneten Aufstellfläche besitzt und keine weiteren Investitionskosten notwendig sind. Die verwendeten Jahreserträge enstammen der Simulation aus Kapitel 5. Tabelle 19 zeigt einen Überblick aller Investitionskosten und den zu erwartenden solaren Jahreserträgen - pro Modul, pro Anlage (netto) sowie pro Anlage mit berücksichtigten Verlusten (real) - beider Systeme bei unterschiedlichen Temperaturen inkl. deren jährlichen Betriebskosten.

Tabelle 19: Jahresesträge, Investitions- und Betriebskosten einer solaren Großanlage (FK & VR)

		FK FA 3/6	**VR XL 50 P**	
Gesamtinvestitionssumme		384.959	630.800	[€]
Anzahl Module		72	270	[Stück]
Jahresertrag pro Modul	**60 °C**	3.836	3.115	[kWh/Modul]
	80 °C	2.106	2.850	[kWh/Modul]
	100 °C	970	2.580	[kWh/Modul]
Jahresertrag pro Anlage, brutto	**60 °C**	276.192	841.050	[kWh]
	80 °C	151.632	769.500	[kWh]
	100 °C	69.840	696.600	[kWh]
Jahresertrag pro Anlage, netto	**60°C**	234.763	714.893	[kWh]
(inkl. Rohrleitungsverluste[25])	**80°C**	128.887	654.075	[kWh]
	100 °C	59.364	592.110	[kWh]
Betriebsausgaben (jährlich)		3.500	4.500	[€]

Die jährlichen Betriebsausgaben werden als konstant angenommen und beinhalten eine entsprechende Haftschutzversicherung sowie die notwendige Wartung im Zwei-Jahresintervall. Eine weitere wichtige Annahme zur Berechnung der Kapitalwerte ist die Nutzungsdauer, welche für solare Anlagen üblicherweise 25 Jahre beträgt.

[25] Wie in Kapitel 9 erläutert, ist mit maximal 15 % Verlust zu rechnen.

Die höchsten Jahreserträge sind bei einer mittleren Kollektortemperatur von 60 °C erreichbar. Dies entspricht den durchschnittlich benötigten Temperaturen im Wiener Wärmenetz von März bis Oktober. Die Jahresgesamterträge der Systeme werden zu 99 % (FK) und 92 % (VR) in diesem Zeitraum generiert. Eine Erhöhung des Temperaturniveaus auf 80 °C (in den Monaten von November bis Dezember) ergibt beim VR-Modul eine Ertragsminderung von nur 14 %. Daher wird in weiterer Folge aus Gründen der Einfachheit ein einheitliches Temperaturniveau von 60 °C zur Berechnung der jeweiligen Erlöse und zur Kalkulation der Kapitalwerte herangezogen.

Es werden im Besonderen zwei spezielle Szenarien sowie einige generelle Betrachtungen des Kapitalwerts in Zusammenhang mit dem kalkulatorischen Zinssatz, der Nutzungsdauer und des Wärmepreises analysiert. Einflüsse der Investitionskosten auf die Kapitalwerte werden im nächsten Unterkapitel *Sensitivitätsanalyse* getätigt. Bei Szenario 1 liegen die Wärmepreise über das ganze Jahr konstant bei 55 € · MWh^{-1}, bei Szenario 2 betragen die Wärmepreise im Sommer (Mai – Oktober) 75 € · MWh^{-1}und im Winter (November – April) 35 € · MWh^{-1} und betragen im Jahresdurchschnitt ebenfalls 55 € · MWh^{-1}. Szenario 2 soll im Besonderen eine mögliche Substitution der Mittellast darstellen[26] und Preissteigerungen in den Sommermonaten verzeichnet. Enstprechend dem monatlichen Energieertrag pro System, wurden die monatlichen Durchschnittserlöse errechnet und die Jahreserlöse pro System für beide Varianten ermittelt.

Tabelle 20 zeigt die berechneten Jahreserlöse beider Szenarien für FK und VR sowie die zugehörigen, laut Kapitel 7.1 berechneten Kapitalwerten. Beide Szenarien gehen von einem kalkulatorischen Zinssatz von 5 % und einer Nutzungsdauer von 25 Jahren aus.

Tabelle 20: Kapitalwerte, Erlöse und Überschüsse bei unterschiedlichen Szenarien bei 5 % Zinssatz und 25 Jahren Nutzungsdauer (FK & VR)

	FK FA 3/6		**VR XL 50 P**	
	Szenario 1	Szenario 2	Szenario 1	Szenario 2
jährlicher Erlös	12.915 €	16.285 €	39.319 €	45.162 €
jährl. Einnahmenüberschuss	9.415 €	12.785 €	34.819 €	40.662 €
Kapitalwert	**-252.259 €**	**- 204.767 €**	**-140.061 €**	**-57.709 €**

[26] In Kapitel 6.2 näher beschrieben.

Die negativen Kapitalwerte offenbaren, dass beide Szenarien mit den gewählten wirtschaftlichen Rahmenbedingungen keinen positiven Kapitalwert entwickeln und somit ohne Investitionsförderung nicht wirtschaftlich sind. Die Berechnungen haben ergeben, dass bei einem Zinssatz von 4 % das System VR im Szenario 2 mit einem Wärmepreis von 75 € · MWh^{-1} in den Sommermonaten und einem Wärmepreis von 35 € · MWh^{-1} in den Wintermonaten einen knapp positiven Kapitalwert ergibt.

Unabhängig der zwei Szenarien zeigt Abbildung 41 die jeweiligen Verläufe der Kapitalwerte beider Systeme in Abhängigkeit des Wärmepreises, um den starken Einfluss des Wärmepreises (bei fixen Jahresdurchschnittspreisen) zu erkennen. Hier wurde ein kalkulatorischer Zinssatz von 7 % und eine Nutzungsdauer von 25 Jahren gewählt.

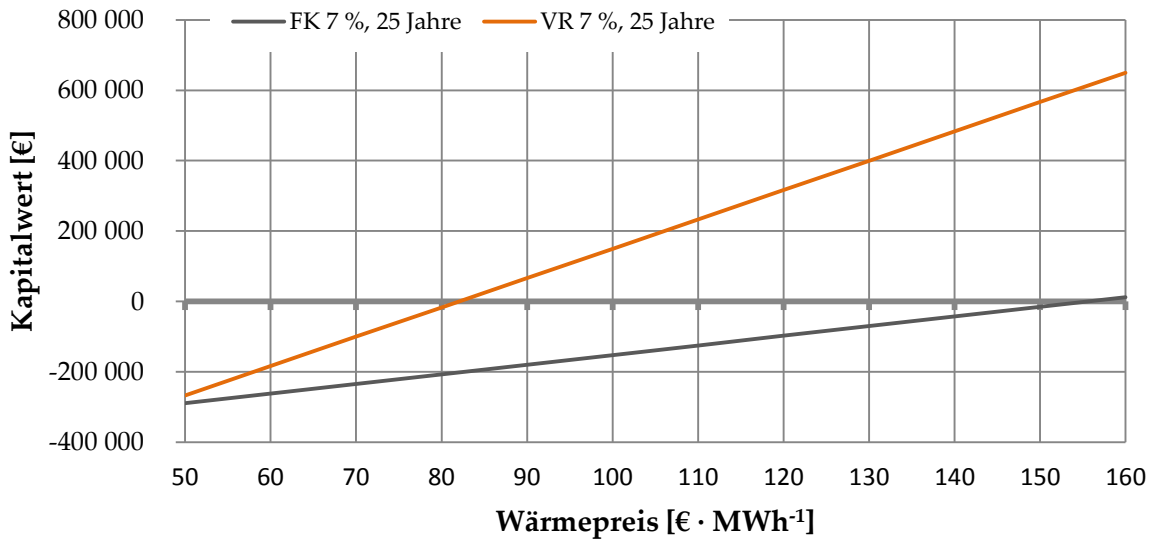

Abbildung 41: Abhängigkeit des Kapitalwerts vom Wärmepreis bei 7 % Zinssatz und einer Nutzungsdauer von 25 Jahren (Quelle: eigene Darstellung)

Bezüglich des notwendigen Wärmepreises für einen positiven Kapitalwert sind große Unterschiede zwischen FK-Anlage und VR-Anlage zu erkennen. Mit der VR-Anlage ist bei diesen Rahmenbedingungen ab 82,02 € · MWh^{-1} ein positiver Kapitalwert möglich, für die FK-Anlage ist hingegen ein durchschnittlicher Wärmepreis von 155,7 € · MWh^{-1} notwendig. Abbildung 42 zeigt zur besseren Veranschaulichung den Verlauf der Kapitalwerte in Abhängigkeit eines (konstanten) Wärmepreises, bei unterschiedlichen Kalkulationszinssätzen und einer Nutzungsdauer von 25 Jahren.

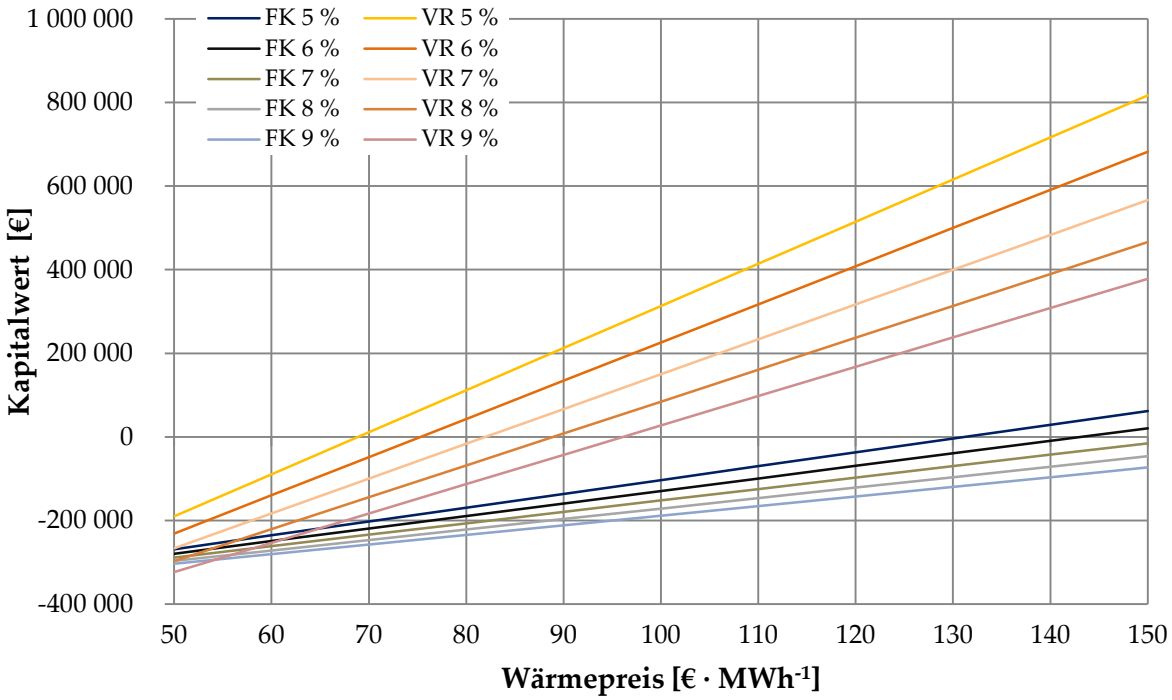

Abbildung 42: Abhängigkeit des Kapitalwerts vom Wärmepreis bei unterschiedlichen Zinssätzen und einer Nutzungsdauer von 25 Jahren (Quelle: eigene Darstellung)

Der Wärmepreis ist wie bereits in Kapitel 6 beschrieben von vielen volatilen Faktoren und zukünftigen Preisverläufen auf den internationalen Märkten abhängig. Abbildung 42 ermöglicht es, bei verschiedenen Zinssätzen die Abhängigkeit der Kapitalwerte vom konstanten Wärmepreis besser zu erkennen. Je nach kalkulatorischen Zinssatz beträgt der notwendige Wärmepreis, um einen positiven Kapitalwert zu generieren, zwischen 69 und 97 € · MWh^{-1} bei der VR-Anlage und zwischen 131 und 182 € · MWh^{-1} bei der FK-Anlage. Der erforderliche Wärmepreis für einen positiven Kapitalwert ist demnach stark vom gewählten Zinssatz abhängig. Es sind wieder Vorteile in Richtung einer solaren Großanlage mit Vakuumröhrenkollektoren erkennbar.

Abbildung 43 zeigt in einer etwas anderen Darstellung den notwendigen Wärmepreis bei verschiedenen Kalkulationszinssätzen, um einen Kapitalwert von Null zu erhalten. Das bedeutet, dass der Investor sein eingesetztes, mit dem Kalkulationszinssatz verzinstes Kapital zurück erhält - seine Investition ist also gleichwertig wie bei einer risikoäquivalenten Veranlagung des Geldes am Kapitalmarkt.

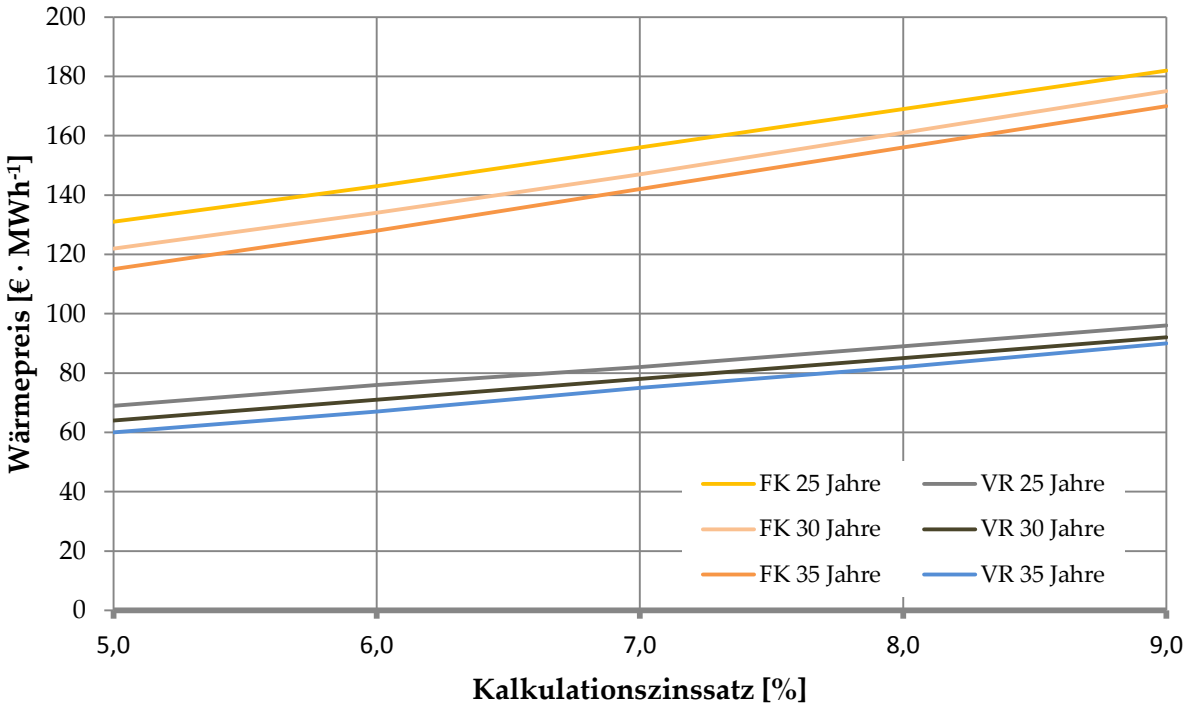

Abbildung 43: Verlauf des erfoderlichen Wärmepreises bei unterschiedlicher Nutzungsdauer und Kalkulationszins für einen positiven Kapitalwert (Quelle: eigene Darstellung)

Es ist auch hier klar ersichtlich, dass der Zinssatz einen großen Einfluss auf den notwendigen Wärmepreis nimmt, um einen positiven Kapitalwert zu generieren. Minimale Auswirkung auf den erforderlichen Wärmepreis hat hingegen eine Erhöhung der Nutzungsdauer. Speziell bei einem hohen kalkulatorischen Zinssatz verringert die erweiterte Nutzungsdauer den notwendigen Wärmepreis nur marginal (6,5 %). Bei einem Zinssatz von 5 % senkt sich der geforderte Wärmepreis nur um etwa 12 %. Es zeigt sich also, dass die Nutzungsdauer wenig Einfluss auf die Kapitalwerte nimmt und dies auch nur gering vom gewählten Zinssatz abhängig ist.

Nachdem die Kapitalwerte stark vom kalkulatorischen Zinssatz abhängen, soll zum Abschluss noch eine Analyse beider eingangs vorgestellter Szenarien (durchgehend konstanter Wärmepreis bzw. saisonabhängiger Wärmepreis) bei stark variierenden Zinssätzen folgen. Die zugehörigen Resultate sind in Abbildung 44 dargestellt.

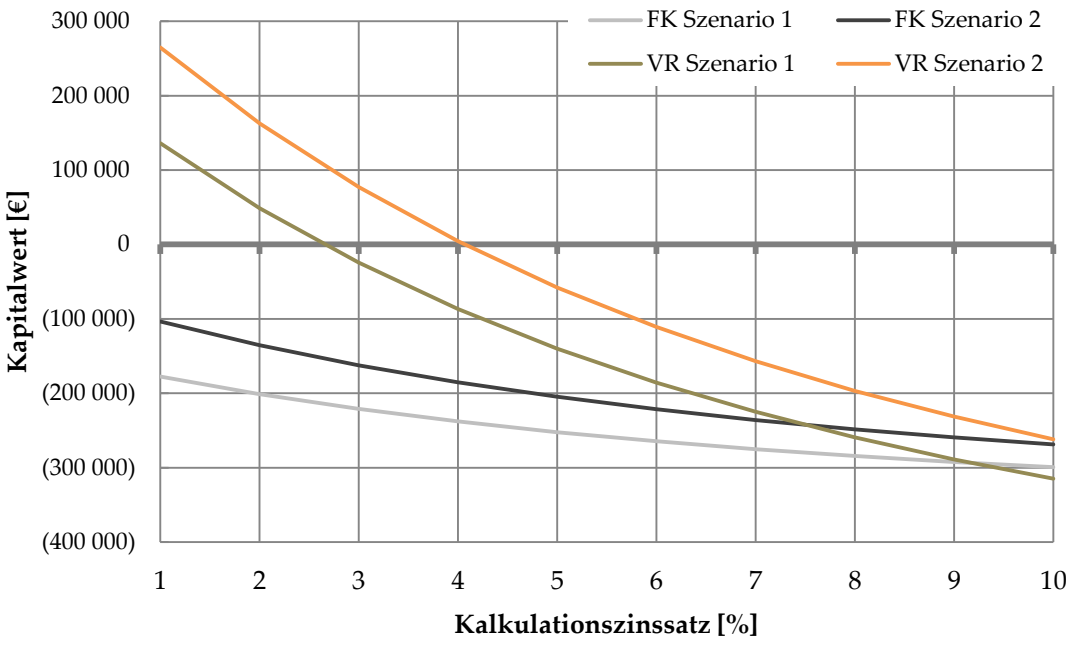

Abbildung 44: Kapitalwertverlauf bei unterschiedlichen Szenarien und stark variierenden Zinssätzen für FK & VR (Quelle: eigene Darstellung)

Eine solare FK-Großanlage ist bei einem hier angenommenen durchschnittlichen Jahres-Wärmepreis von 55 € · MWh^{-1}, in beiden Szenarien, ohne Förderung nicht wirtschaftlich. Bei der VR-Anlage ist wie bereits erwähnt im Szenario 2 eine Wirtschaftlichkeit bei einem Kalkulationszinssatz von 4 % gegeben, Szenario 1 wird mit VR-Kollektoren ab 2,6 % wirtschaftlich.

Um eventuelle Unsicherheiten der berechneten und festgelegten Parameter und deren Einflüsse auf die Ergebnisse der Kapitalwerte zu ermitteln, folgt eine Sensitivitätsanalyse zur Ermittlung etwaiger kritischer Werte. Ebenfalls werden die Kapitalwerte auf Änderung der Investitionskosten hin untersucht, um die Auswirkungen von diversen Förderungen[27] zu analysieren.

[27] Zum Beispiel eine Förderung der Investitionskosten.

7.4 Sensitivitätsanalyse

Sensitivitätsanalysen sind ein wichtiger Bestandteil zur Entscheidungsfindung bei ökonomischen Vergleichen von Energieprojekten, da die der Kapitalwertberechnung zugrundeliegenden Daten mit Unsicherheiten behaftet sind. Wie bereits im vorangegangenen Kapitel 7.3 festgestellt, sind die Kapitalwerte stark vom gewünschten bzw. möglichen Kalkulationszinssatz und dem Wärmepreis abhängig. Durch die Sensitivitätsanalyse können die Auswirkungen möglicher Änderungen wesentlicher Parameter auf die errechneten Resultate besser überprüft werden. So kann z.B. ermittelt werden, wie sich die Kapitalwerte ändern, wenn unterschiedliche Annahmen bezüglich Zinssatz, Nutzungsdauer, Investitionskosten und Erlöse (bei Mengen- und/oder Preisänderungen) getroffen werden. Das Risiko für den Investor, welches sich auch im Kalkulationszinssatz widerspiegelt, ergibt sich vor allem aus der Unsicherheit der zukünftigen Preisverläufe. Das Risiko ist höher, wenn Änderungen der Parameter stärker sind als erwartet bzw. wenn extreme Werte mit höherer Wahrscheinlichkeit eintreffen. Bleibt der Kapitalwert trotz relativ starker Variation der verwendeten Parameter positiv, so sind die Ergebnisse in Hinblick auf die Datenänderungen nicht sensitiv und das daraus entstehende Risiko ist damit gering [Swoboda 1996]. Es folgt die Analyse der zwei, bereits im letzten Kapitel gewählten, Szenarien hinsichtlich Sensitivität der Kapitalwerte bei Veränderungen von Zinssatz, Nutzungsdauer, Wärmepreis und Investitionskosten.

7.4.1 Sensitivitätsanalyse Flachkollektor

Es wurde eine Sensitivitätsanalyse durchgeführt, um den Einfluss der Eingangsparameter (Investitionskosten, Wärmepreis, Zinssatz und Nutzungsdauer) auf die Änderung der Kapitalwerte einer solaren FK-Anlage zu untersuchen. Ausgangen wurde wiederum von den beiden in Kapitel 7.3 festgelegten Szenarien bei einer Nutzungsdauer von 25 Jahren und einem kalkulatorischen Zinssatz von 5 %. Die zugehörigen Kapitalwerte und Erlöse sind in Tabelle 20 dargestellt und bilden die Ausgangssituation. Die Auswirkung der prozentuellen Änderungen der Eingangsgrößen auf den Kapitalwert beider Szenarien ist für die FK-Anlage in Abbildung 45 dargestellt, Szenario 2 ist strichliert. Die Punkte, an denen der Kapitalwert positiv wird, sind an den jeweiligen Verläufen markiert.

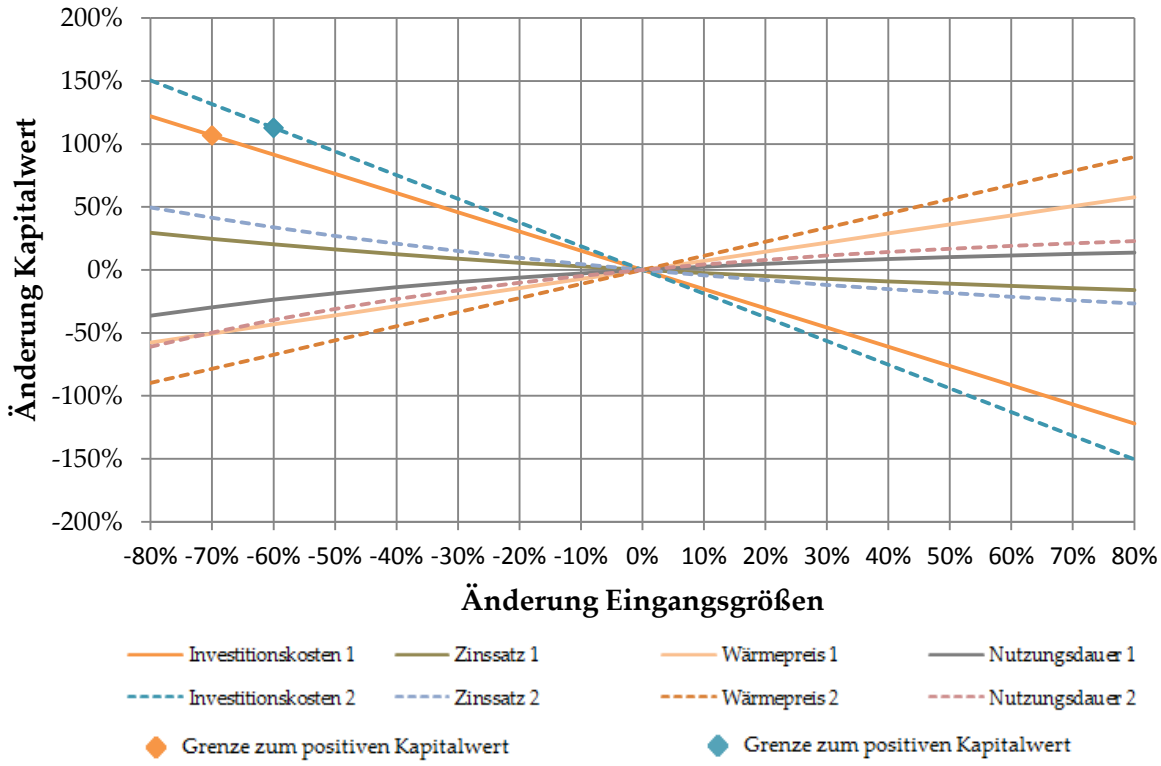

Abbildung 45: Sensitivitätsanalyse beider Szenarien für die FK-Anlage (Quelle: eigene Darstellung)

Es ist in beiden Szenarien ein überproportionaler Einfluss der Investitionskosten auf die Kapitalwerte zu erkennen. Bei einer Reduktion der Investitionskosten, z.B. bei einer Investitionsförderung von 40 %, steigert sich der Kapitalwert um 61 % (Szenario 1) bzw. um 75 % (Szenario 2). Bei einer FK-Anlage wäre bei diesem Rahmenbedindungen eine Reduktion der Investitionskosten um 70 % (Szenario 1) bzw. 55 % (Szenario 2) notwendig um einen positive Kapitalwert zu erreichen. Die prozentuelle Veränderung des Wärmepreises hat ebenfalls einen starken Einfluss auf die Kapitalwerte, jedoch weniger als die Investitionskosten. Eine Variation der Zinssätze und der Nutzungsdauer haben ebenfalls direkte Auswirkungen auf die jeweiligen Kapitalwerte, jedoch deutlich geringer als die Investitionskosten und Wärmepreise. Es ist zu erkennen, dass Änderungen der Auf- und Abzinsungsparameter (Zinssatz und Nutzungsdauer) einen nichtlinearen Einfluss auf die Kapitalwerte nehmen. Dies wird durch den Barwertsummenfaktor (Formel 7.3) verursacht und hat zur Ursache, dass eine Erhöhung der Nutzungsdauer weniger Einfluss auf den Kapitalwert ausübt, als eine Senkung der Nutzungsdauer, gleiches gilt für den kalkulatorischen Zinssatz. Interessant ist, dass Szenario 2 auf positive sowie negative Änderungen der Eingangsparameter stärker reagiert als Szenario 1 (konstante Jahrespreise)

und somit Szenario 2 sensitiver auf Änderungen der Eingangsparameter reagiert als Szenario 1. Dieser Umstand wird im nächsten Kapitel noch genauer erläutert.

7.4.2 Sensitivitätsanalyse Vakuumröhrenkollektor

Auch bei der solaren Großanlage mit Vakuumröhrenkollektoren wurde die gleiche Sensitivitätsanalyse wie für die FK-Anlage durchgeführt. Ausgegangen wurde wiederum von den beiden in Kapitel 7.3 angenommenen Szenarien mit einer Nutzungsdauer von 25 Jahren und einem kalkulatorischen Zinssatz von 5 %. Die Kapitalwerte und Erlöse entsprechen ebenfalls den Angaben in Tabelle 20 und stellen die Ausgangssituation dar. Die Ergebnisse sind in Abbildung 46 (Szenario 2 strichliert) dargestellt. Die notwendige Änderung des jeweiligen Parameters, ab dem der Kapitalwert positiv wird, ist wiederum eingezeichnet.

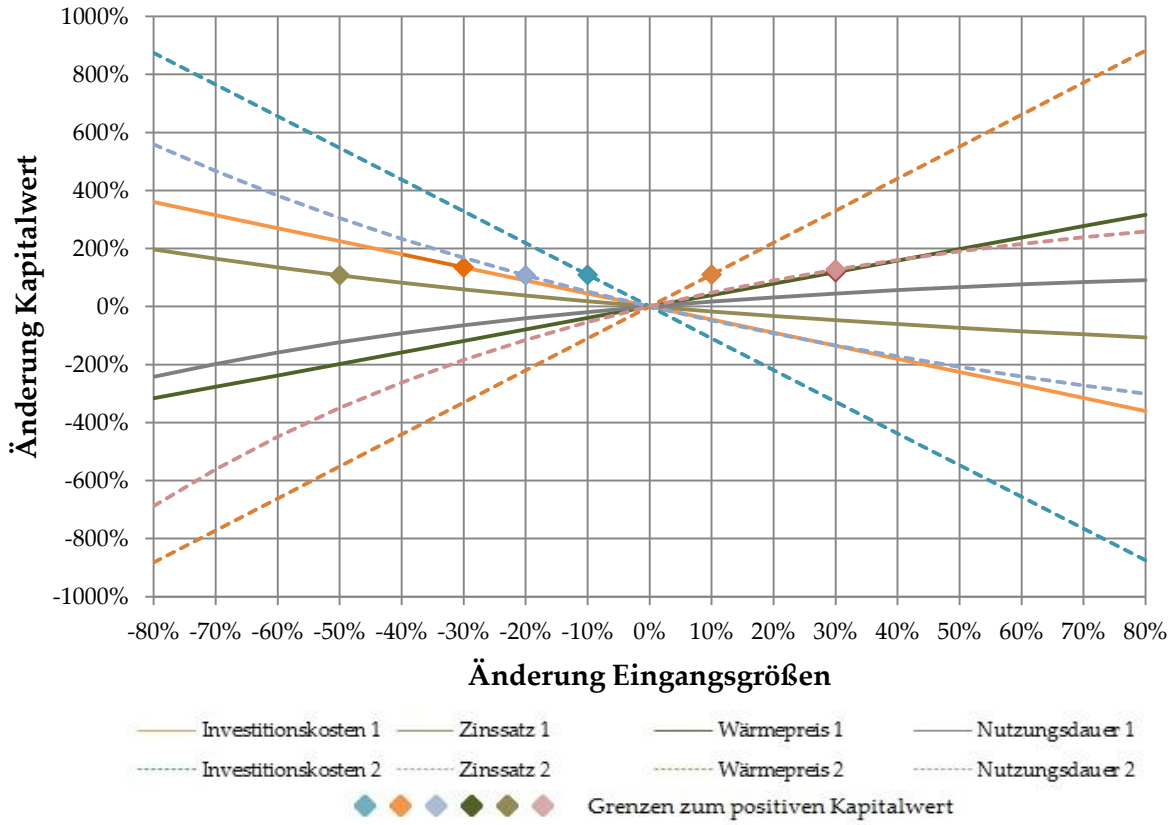

Abbildung 46: Sensitivitätsanalyse beider Szenarien für die VR-Anlage (Quelle: eigene Darstellung)

Generell ist zu sehen, dass die Sensitivität bzgl. Änderungen der Eingangsparameter bei der solaren Großanlage mit VR-Kollektoren ausgeprägter ist als beim System FK. Ebenfalls zeigt sich, dass der Unterschied zwischen Szenario 1 und Szenario 2 betreffend der Sensitivität auf die Eingangsparameter noch größer ist, als bei der FK-Anlage. Die Kapitalwerte im Szenario 2 reagieren besonders empfindlich auf Änderungen der Investitionskosten und der Wärmepreise. Das liegt daran, dass die Ausgangssituation beider Anlagen unterschiedlich ist. Bei der VR-Anlage sind die Investitionskosten um mehr als 60 % höher als bei der FK-Anlage, aber auch die jeweiligen Erträge sind bei der VR-Anlage dreimal so hoch. Starke Veränderungen dieser Parameter haben daher auch größere Auswirkungen auf die einzelnen Kapitalwerte, speziell im Szenario 2 durch die im Vergleich höheren Erlöse in den Sommermonaten. Das Verhalten des Kapitalwerts der VR-Anlage bei einer Änderung der Investitionskosten ist in beiden Szenarien asymmetrisch zum Verhalten der Wärmepreise. Eine Verringerung der Wärmepreise um 40 % kann mit einer gleich hohen Senkung der Investitionskosten ausgeglichen werden. Die FK-Anlage zeigt ähnliches Verhalten, ist jedoch noch sensitiver auf Änderungen der Investitionskosten als auf eine Variation der Wärmepreise. Bei den aktuell gewählten Rahmenbedingungen wäre eine Reduktion der Investitionskosten von 25 % (Szenario 1) bzw. 10 % (Szenario 2) für einen positiven Kapitalwert notwendig. Die VR-Anlage im Szenario 2 reagiert am sensitivsten auf Änderungen der Eingangsparameter und ist somit am empfindlichsten in Bezug auf abweichende Rahmenbedingungen, allerdings auch die wirtschaftlich Attraktivste. Höhere Wärmepreise in den Sommermonaten wirken sich trivialerweise sehr stark auf die Kapitalwerte solarthermischer Großanlagen aus, da in dieser Zeit auch die höchsten solaren Erträge stattfinden.

Mithilfe der Sensitivitätsanalyse war es möglich, die Kapitalwertberechnung etwas umfassender zu machen und die partiellen Einflüsse bei der Festlegung der Berechnungsgrundlagen zu berücksichtigen. Es ist zu erkennen, dass bei einer Senkung der Investitionskosten (durch Förderung oder veränderte Marktpreise) sehr schnell eine Wirtschaftlichkeit bei den VR-Anlage generiert werden kann. Der kalkulatorische Zinssatz wird vom Investor bestimmt, bei 4 % im Szenario 2 und 2,5 % im Szenario 1, ist ein positiver Kapitalwert mit der VR-Anlage bei den aktuellen Marktbedingungen möglich. Die Wärmepreise, welche eine erhebliche Auswirkung auf die Kapitalwerte haben, sind von den Preisentwicklungen der konventionellen Energieträger auf den internationalen Märkten abhängig. Genaue Prognosen auf die Einflüsse der Kapitalwerte von solarthermischen Großanlagen sind aus

diesem Grund sehr schwierig, jedoch sollten steigende Energiepreise bei derartigen Analysen nicht vernachlässigt werden.

8 Diskussion, Schlussfolgerungen und Ausblick

Abhängigkeiten am Energie- und Rohstoffsektor, wie schwankende Rohstoffpreise und wiederkehrende Lieferengpässe, lassen alternative Technologien wie Solarthermie wirtschaftlich immer attraktiver werden. Gleichzeitig ist der Betrieb von Solarthermie-Systemen sehr schadstoffarm und emissionsfrei und somit eine ideale Möglichkeit für eine Reduktion des CO_2-Ausstosses in der Erzeugerstruktur eines Energieversorgers. Österreich hat im Europavergleich einen traditionell hohen Anteil an solarthermisch installierter Kollektorfläche. Solare Großanlagen zur Einspeisung in Wärmenetze wurden jedoch erst sehr wenige (Graz und Wels) realisiert. In Europa ist Dänemark absoluter Vorreiter, mit mehreren 100.000 Quadratmetern installierter Kollektorfläche im großtechnischen Rahmen.

Bei ausführlichen Recherchen und Expertengesprächen wurde festgestellt, dass es zahlreiche Möglichkeiten zur solarthermischen Heißwassererzeugung und Einbindung in Nah- und Fernwärmenetze gibt, welche im Folgenden in Theorie und Praxis evaluiert wurden.
Für die experimentellen Untersuchungen wurde ein Solarprüfstand am Betriebsgelände der *Wien Energie GmbH* aufgebaut. Dieser besteht aus vier technologisch unterschiedlichen Systemen, um die jeweiligen Vor- und Nachteile am Standort zu evaluieren. Zwei der vier installierten Systeme sind mit *Flachkollektor* und *Vakuumröhre* konventionelle, nicht-konzentrierende Solarthermie-Systeme. Zusätzlich wurden die zwei konzentrierenden Systeme *Parabolrinne* und *Solarwand*, welche dem aktuellen Sonnenstand nachgeführt werden, am Prüfstand getestet. Neben den wichtigen Erkenntnissen bei Aufbau, Inbetriebnahme und Betrieb der verschiedenen Systeme, wurde das Verhalten bei verschiedenen Betriebsparametern (z.B. variierende Volumenströme und Temperaturniveaus) in der Praxis beobachtet. Die Untersuchungen im Sommer und Herbst 2012 sowie im Frühling und Sommer 2013 ergaben, dass die konzentrierenden Systeme *Solarwand* und *Parabolrinne* am Standort Wien neben den komplizierteren Aufbau und der viel aufwändigeren Inbetriebnahme, auch mit Nachteilen betreffend der Gesamtenergieausbeute behaftet sind, da diese nur direkte solare Strahlung in Wärme umwandeln. Die beiden nicht-konzentrierenden Systeme *Flachkollektor* und *Vakuumröhre* hingegen nützen direkte und indirekte (diffuse) Strahlung und erreichen in Wien eine viel höhere Jahresenergieausbeute pro Quadratmeter Stellfläche. Konzentrierende Systeme sind zwar in der Lage die höchsten Endtemperaturen zu generieren, jedoch ist der Systemnutzungsgrad und die damit

verbundenen Erträge pro verbauter Fläche viel geringer als bei den nicht-konzentrierenden Systemen. In Kombination mit den viel höheren Investitionskosten gegenüber den konventionellen Systemen (FK & VR) sind konzentrierende Systeme mit Nachführung am Standort Wien aktuell nicht wirtschaftlich.

Da der Zeitraum für die experimentellen Versuche jeweils nur einige Monate im Jahr betrug und bei einem fixen Aufstellwinkel der Module stattfand, waren Berechnungen mit der Simulations-Software *ScenoCalc* erforderlich, um aussagekräftige und detaillierte Informationen über die monatlichen zu erwartenden Erträge zu erhalten. Diese Berechnungen wurden mit speziellen Wetterdaten, welche ein meteorologisch typisches Jahr in Wien widerspiegeln, nur für die am Standort relevanten Systeme Flachkollektor und Vakuumröhre durchgeführt. Die solaren Erträge bei unterschiedlichen Rahmenbedingungen (variierende Aufstellwinkel bzw. Temperaturniveaus) wurden mithilfe zahlreicher Simulationen für beide Systeme berechnet - die entsprechenden Ergebnisse monatsweise untersucht und ausgewertet. Die Resultate der Simulationen zeigten, dass der gewählte Aufstellwinkel der Module kaum Einfluss auf die Gesamtjahreserträge nimmt. Ein niedriger Aufstellwinkel (25°), also eine flache Aufständerung ist daher ökonomisch effizienter, als z. B. eine Aufstellung mit steilerem Winkel (45°). Bei einer flachen Aufständerung kann aufgrund von geringerer Abschattung eine größere Anzahl an Modulen installiert werden und somit die Energieausbeute pro Quadratmeter Stellfläche erhöht werden. Die Simulationen ergaben erhebliche Vorteile des VR-Kollektors gegenüber dem FK, welche in Richtung höhere Temperaturniveaus noch ausgeprägter werden und ab 80 °C nur mehr eine VR-Anlage sinnvoll erscheinen lässt. Im Besonderen zeigte sich, dass das gewünschte Temperaturniveau die Energieausbeute der Systeme sehr stark beeinflusst und eine Erhöhung von 60 °C auf 100 °C eine Reduktion von nahezu 200 % (FK) bzw. 50 % (VR) der Jahres-Energieausbeute bedeutet. Das ideale Temperaturniveau, welches ausreichend zur solaren Einbindung in das Wärmenetz ist und die höchsten solaren Erträge liefert, liegt bei einer mittleren Kollektortemperatur von 60 °C. Eine erfolgte Analyse der Wärmegestehungskosten ergab, dass eine Substitution der Mittellast durch eine solare Anlage die ökonomisch beste Variante darstellt, da hier mit höheren Preisen in den Sommermonaten kalkuliert werden kann.

Nach Berechnung und Hochskalierung der solaren Erträge und Ermittlung der gesamten Kosten für eine solare Großanlage waren alle notwendigen Daten und Fakten vorhanden,

um die Kapitalwerte der beiden Systeme FK und VR zu ermitteln. Bei den Berechnungen hat sich gezeigt, dass eine solare Großanlagen als VR-Anlage ausgeführt, aktuell die ökonomisch beste Variante zur solarthermischen Wärmeerzeugung und Einbindung in das Wiener Wärmenetz darstellt. Allerdings ist es notwendig, dass der kalkulatorische Zinssatz unter 4 % liegt, um einen positiven Kapitalwert zu generieren. Auch mittels FK kann bei entsprechenden Rahmenbedingungen (Investitionsförderung und niedriger Zinssatz) eine wirtschaftliche Lösung erreicht werden, jedoch ist die Anlage mit VR-Kollektoren hier klar im Vorteil.

Der Verlauf des konventionellen Wärmepreises ist ein wichtiges Kriterium für einen positiven Kapitalwert bei der Investition in eine solare Großanlage. Die Wirtschaftlichkeit solarer Anlagen unterschiedlicher Technologie kann gegeben sein, wenn die Renditeforderungen ausreichend niedrig sind und die internen Wärmepreise einen entsprechenden Verlauf zeigen. Vor allem die Senkung der Investitionskosten mithilfe von Förderungen kann sehr schnell eine Änderung in Richtung eines positiven Kapitalwerts bewirken. Ebenso eine höhere Besteuerung fossiler Energieträger, welche den Wärmepreis ansteigen lassen würde. Beide politischen Maßnahmen können durch die auftretenden externen Kosten fossiler Energieträger gerechtfertigt sein.

Hier liegen auch die Mängel der Kapitalwertmethode, nämlich in der schwierigen Vergleichbarkeit von zwei oder mehreren Investitionsprojekten mit jeweils verschiedenen Nutzungsdauern und/oder Kapitaleinsatz, welche in diesem Fall nur unzureichend bekannt sind. Nur wenn Kapitaleinsatz und Nutzungsdauer gleich sind, kann die Vorteilhaftigkeit einer Investition gegenüber einer anderen ohne weitere Rechenschritte detailliert beurteilt werden [Seicht 2001]. Aus diesen Gründen ist eine generelle Aussage über die Wirtschaftlichkeit nur sehr schwer zu treffen, da der zukünftige Verlauf des konventionellen Wärmepreises die Rentabilität sehr stark beeinflusst und schwer vorhersagbar ist.

Manche Faktoren sprechen für den Bau einer solaren Großanlage, wie ein immer höherer Wärmebedarf in den Sommermonaten durch den weiteren Ausbau der Fernkälte auf bis zu 200 MW im Jahr 2020[28]. Die Erzeugung erfolgt zum größten Teil mit Fernwärme in Absorptionskältemaschinen, dadurch wird der Wärmebedarf in den Sommermonaten in den nächsten Jahren und Jahrzehnten weiter ansteigen und eine Wärmeabnahme in den Sommermonaten garantieren. Hinzu kommen aktuell steigende durchschnittliche Erzeugungskosten in KWKs in den Sommermonaten (Mai - Oktober). KWKs können

[28] http://www.wienenergie.at/eportal/ep/programView.do/pageTypeId/11893/programId/12413/channelId/-22449

aufgrund der hohen Stromproduktion im Sommer und den damit vebundenen, sehr niedrigen Strompreisen immer weniger rentabel betrieben werden. Auslöser hierfür sind die hohen Zuwachsraten von Photovoltaik-Anlagen in Mitteleuropa und die dadurch verbundene hohe Stromproduktion im Sommer bei gleichzeitig relativ geringer Nachfrage. Dieser Trend wird sich vor allem aufgrund diverser Förderschienen in den nächsten Jahren und Jahrzehnten weiter fortsetzen und kann einen guten Anlass für eine Änderung in der Erzeugerstruktur eines Energieversorgers darstellen. Eine Vergrößerung der hier berechneten Anlage auf mehrere MW Leistung erhöht ebenfalls die Wirtschaftlichkeit, da viele Kostenpunkte nicht proportional mit der Anlagengröße steigen.
Der Einsatz solarthermischer Großanlagen kann auch zur Risikoreduzierung des Gesamterzeugungsportfolios als Investitionsgrund bei sonst niedriger Rendite gelten. Eine Entscheidung für ein erneuerbares Energieprojekt bedeutet für ein Unternehmen einen Schritt in Richtung Unabhängigkeit von internationalen volatilen Märkten, hin zu einer ökonomisch besseren Planungssicherheit bezüglich der Wärmeerzeugungskosten. Zur Integration hoher Anteile an solar erwärmtem Heiß- und Warmwasser in das Wärmenetz sind vor allem Untersuchungen mit großtechnischer Wärmespeicherung notwendig. Durch die Integration großtechnischer Heiß- und Warmwasserspeicher könnten grundsätzlich zwei Aufgabenbereiche abgedeckt werden – die Grundlastbereitstellung und die Spitzenlast-bereitstellung. Dies wäre ein essentieller Bestandteil eines Fernwärmesystems mit regenerativer Vollversorgung, ist jedoch mit erheblichen zusätzlichen Kosten verbunden.

Die Resultate der Arbeit können für politische Entscheidungsträger als Grundlage für zukünftige Förderprogramme dienen, um solare Systeme zur großtechnischen Warmwasser-erzeugung für Wärmeproduzenten ökonomisch attraktiver zu gestalten. Vor allem städtische Maßnahmen, wie das Klimaschutzprogramm der Stadt Wien zur Reduktion von Treib-hausgasen, erhöhen dabei die Möglichkeit von zukünftigen Förderprogrammen auf diesem Sektor.

Literaturverzeichnis

[AEA 2013] AUSTRIAN ENERGY AGENCY (2013). *Heizkosten im Vollkostenvergleich*. Österreichische Energieagentur, DI Dr. Günter Simader.
http://www.biomasseverband.at/veranstaltungen/tagungen-und-vortraege/erneuerbare-waerme-schluessel-zur-energiewende/?eID=dam_frontend_push&docID=1860
(abgerufen am 23. Juli 2013)

[ANTIFROGEN 2011] CLARIANT ANTIFROGEN (2011). *Technisches Datenblatt Antifrogen SOL HT*.
http://www.antifrogen.clariant.com/C12575E4001FB2B8/vwLookupDownloads/HeatTransferFluids_Newsroom_TechnicalLeaflets_AntifrogenSOLHT_e.pdf/$FILE/HeatTransferFluids_Newsroom_TechnicalLeaflets_AntifrogenSOLHT_e.pdf
(abgerufen am 23. Juli 2013)

[AKADEMIE EE 2009] DOBRITZSCH, BJÖRN; GEHLING, MATTHIAS und ACKERMANN, STEFAN (2009). *Solarthermische Kraftwerke.* Projektarbeit für Systemorientierte Rahmenbedingungen, Akademie für Erneuerbare Energien Lüchow-Dannenberg.
http://www.gehling.de/papers/MasterEE_Projektarbeit_SolarthermischeKraftwerke.pdf
(abgerufen am 13. Februar 2013)

[TECHEM 2013] TECHEM GMBH (2013). *Begriff der Fernwärme.* BGH, Urteil vom 09.04.1986 VIII ZR 133/85) NJW 86, 3195.
http://urteile.techem.de/urteile/contracting/2-rechtsprechung/bgh-urteil-vom-25101989-viii-zr-22988-njw-90-1181/
(abgerufen am 9. Dezember 2013)

[BÖHMER UND GÖSSL 2009] BÖHMER, SIEGMUND und GÖSSL, MICHAEL (2009). *Optimierung und Ausbaumöglichkeiten von Fernwärmesystemen*. Report, Umweltbundesamt GmbH, Wien

[BMVIT 2012] BMVIT (2012). *Innovative Energietechnologien in Österreich - Marktentwicklung 2011, Biomasse, Photovoltaik, Solarthermie und Wärmepumpen – Erhebung für die Internationale Energie-Agentur (IEA)*, Bundesministeriums für Verkehr, Innovation und Technologie (BMVIT). Berichte aus Energie und Umweltforschung. 12/2012, Wien.
http://www.nachhaltigwirtschaften.at/nw_pdf/1212_marktstatistik_2011.pdf
(abgerufen am 7. Februar 2013)

[BMVIT 2013] BMVIT (2013). *Bures zu Marktstudie erneuerbare Energien: Förderung der Energieforschung rechnet sich.* Bundesministeriums für Verkehr, Innovation und Technologie (BMVIT). OTS-Presseaussendung. 06/2013, Wien.

[BMWFJ 2012] BMWFJ (2012). *Energiestatus Österreich 2012*, Bundesministerium für Wirtschaft, Familie und Jugend, Sektion IV – Energie und Bergbau (BMWFJ). 04/2012, Wien.
http://www.bmwfj.gv.at/EnergieUndBergbau/Energieversorgung/Documents/Energiestatus%202012.pdf
(abgerufen am 4. Juni 2013)

[BRAUN 2006] BRAUN, HERBERT (2006). *Energie- und Umwelttechnik.* Vorlesungsskriptum, Universität für Bodenkultur Wien, Institut für Verfahrens- und Energietechnik.

[BRAUNER 2009] BRAUNER, GÜNTHER (2009). *Energieübertragung und Kraftwerke*. Vorlesungsskriptum, TU Wien, Institut für elektrische Anlagen und Energiewirtschaft.

[BRÜNIG UND RINDELHARDT 1996] BRÜNIG, D. und RINDELHARDT, U. (1996). *Solare Warmwasserbereitung und Fernwärmeeinspeisung – Waldblickschule Freital*. Forschschungszentrum Rossendorf e.V., Deutschland.

[BUCAR 2006] BUCAR, G. et al. (2006). *Dezentrale erneuerbare Energie für bestehende Fernwärmenetze*. Bericht aus Energie- und Umweltforschung 78/2006, Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie, Wien.

[BUTTLER 1996] BUTTLER, GÜNTER (1996). *Ein einfaches Verfahren zur Identifikation von Ausreißern bei multivariaten Daten*. Lehrstuhl für Statistik und empirische Wirtschaftsforschung, Wirtschafts- und Sozialwissenschaftliche Fakultät, Friedrich-Alexander-Universität Erlangen-Nürnberg, Deutschland.

[DGS Berlin 2012] DGS BERLIN (2012). Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie e.V. http://www.dgs-berlin.de - Webseite des Landesverbandes Berlin Brandenburg der Deutschen Gesellschaft für Sonnenenergie e.V., August 2012.

[DUBBEL 2007] GROTE, KARL HEINZ und FELDHUSEN, JÖRG (2007). *Dubbel – Taschenbuch für den Maschinenbau*, Springer Verlag, Berlin-Heidelberg, 22.Auflage.

[E-CONTROL 2013] E-CONTROL (2013). *Energie-Control Austria*, Großhandelspreise, Rudolsfplatz 13a, 1010 Wien.
http://www.e-control.at/de/industrie/strom/strompreis/grosshandelspreise
(abgerufen am 4. Oktober 2013)

[ELCO 2007] Produktflyer AURON DF von Hersteller ELCO Heating Solutions (2007).
http://www.elco.de/pdf/ELCO-Produktflyer-AURON.pdf
(abgerufen am 5. Juni 2013)

[ENERGIE GRAZ 2012] *Geschäftsbericht Nachhaltigkeit – Ein Produkt der ENERGIE GRAZ (2012).* Energie Graz GmbH & Co KG. Medienfabrik, Graz.
http://www.energiegraz.at/home/unternehmen/wissenswertes/EGG_GB12_komplett_web_end.pdf
(abgerufen am 7. Februar 2013)

[AYOMPE 2011] AYOMPE, L.M; DUFFY, A.; KEEVER, MC. M.; CONLON M. und MCCORMACK, S.J. (2010). *Comparative field performance study of flat plate and heat pipe evacuated tube collectors (ETCs) for domestic water heating systems in a temperate climate.* Erschienen in Energy, Vol. 36, Ausgabe 5, Mai 2011, Seiten 3370-3378.

[ESTTP 2006] EUROPEAN SOLAR THERMAL TECHNOLOGY PLATFORM (2006). *Solar Thermal Vision 2030 - Vision of the usage and status of solar thermal energy technology in Europe and the corresponding research topics to make the vision reality.*
http://esttp.org/cms/upload/pdf/Solar_Thermal_Vision_2030_080118_final_.pdf
(abgerufen am 14. Oktober 2013)

[EWW 2013] E-WERK WELS (2013). *Geschichte der Elektrizitätswerke Wels – Nach dem 2. Weltkrieg.*
http://www.eww.at/e-werk-wels-ag/geschichte.html
(abgerufen am 10. Jänner 2013)

[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 .

[FEE 2008] ABRECHT, KETTNER und MEISSNER (2008). *Kollektorvergleiche – Wo sich Spreu und Weizen trennen*. Fachbeitrag FEE Heizungsjournal-Special 6/2008. Heizungs-Journal Verlags-GmbH, Winnenden/Württemberg.

[FRANKE 2008] FRANKE, CHRISTOPH (2008). *Wirtschaftlichkeitsberechnungsverfahren 06.08*. Fachhochschule Köln – Institut für Physik, Deutschland.
www.gm.fh-koeln.de/~chfranke/Investitionsrechnung%2006.08.pdf
(abgerufen am 10. Oktober 2013)

[FWW-TR-TAB 2009/2010] FWW-TR-TAB (2009/2010). *Technische Richtlinien – Technische Auslegungsbedingungen*. Fernwärme Wien GmbH, Forschung und Entwicklung, Wien.

[HEIMRATH 2002] HEIMRATH, HEINZ, MACH, STREICHER, FINK und RIVA (2002). *Solarunterstützte Wärmenetze. Berichte aus Energie- und Umweltforschung 12/2002.* Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie, Wien.

[HEIZUNG + KLIMA 2007] RECKNAGEL, SPRENGER und SCHRAMEK (Hrsg.) (2007). *Taschenbuch für Heizung und Klimatechnik*. Oldenbourg Industrieverlag, München, 73.Auflage.

[IHKS FACHJOURNAL 2013] IHKS FACH.JOURNAL – Fachzeitschrift für erneuerbare Energien und Technische Gebäudeausrüstung - (2013). *Vercracktes Glykol – ein unterschätztes Phänomen in der Solarthermie.* Industrieverband Heizungs-, Klima- und Sanitärtechnik Bayern, Sachsen und Thüringen.
http://www.ihks-fachjournal.de/vercracktes-glykol-ein-unterschaetztes-phaenomen/
(abgerufen am 9. Juli 2013)

[INTERCONTROL 2013] INTER CONTROL (2013). *INTER CONTROL – Solare Nachführung.*
http://www.intercontrol.de/solare-nachfuehrung/produkte/technik-fuer-konzentrierende-solarenergie/einachsige-nachfuehrung-parabolrinne/
(abgerufen am 18. Jänner 2013)

[ISOMORPH 2011] ISOMORPH HOLDING AG (2011). *The Solar wall*. Isomorph Letters B: Physics of Renewable Energies, 3.
http://www.isomorph.it/letters/articles/the-solar-wall/article
(abgerufen am 12. Oktober 2013)

[KIENEL 1997] KIENEL GERHARD und RÖLL, KLAUS (1997). *Vakuumbeschichtung: Band 2 Verfahren und Anlagen*. Springer, 1997.

[KISSER 2008] KISSER, ERWIN (2008). *Solaranlagen – Kosten, Rentabilität, Förderungen. Alle Systeme für Heizung und Warmwasser. Photovoltaik: Strom vom Himmel.*
Verein für Konsumenteninformation VKI, Wien, 1. Auflage.

[KLIMA+ENERGIE 2010] Klima – und Energiefonds (2010). *Energie der Zukunft - Energieautarkie für Österreich 2050*. Feasibility Studie, Endbericht, Wien.

[KLIWA 2008] Arbeitskreis KLIWA (2008), Heft 12: *Langzeitverhalten von Sonnenscheindauer und Globalstrahlung sowie von Verdunstung und klimatischer Wasserbilanz in Baden-Württemberg und Bayern*. Landesanstalt für Umwelt, Messungen und Naturschutz Baden-Württemberg (LUBW), Bayerisches Landesamt für Umwelt (BLfU), Landesamt für Umwelt, Wasserwirtschaft und Gewerbeaufsicht Rheinland-Pfalz (LUWG) und Deutscher Wetterdienst (DWD) – ISBN: 978-3-88148-429-9.
http://www.kliwa.de/download/KLIWAHeft12.pdf
(abgerufen am 2. September 2013)

[KONSTANTIN 2009] KONSTANTIN, PANOS (2009). *Praxisbuch Energiewirtschaft - Energieumwandlung, -transport und -beschaffung im liberalisierten Markt*. Springer, 2009, 2. bearbeitete und aktualisierte Auflage.

[LEBENSMINISTERIUM 2011] *Erneuerbare Energie in Zahlen – Die Entwicklung erneuerbarer Energie in Österreich im Jahr 2010.* Bundesministerium für Land- und Forstwirtschaft, Umwelt und Wasserwirtschaft, Abteilung Umweltökonomie und Energie (2011).

[LEEMANN 1992] LEEMANN, ROBERT (1992). *Methoden der Wirtschaftlichkeitsanalyse von Energiesystemen*. Impulsprogramm Ravel, Bundesamt für Konjunkturfragen, Bern.

[LINZ AG 2011] *EFFIZIENZ = LINZ AG, Geschäftsbericht 2012 – LINZ AG für Energie, Telekommunikation, Verkehr und kommunale Dienste.* Druckerei Friedrich VDV GmbH & Co KG, Linz.
http://www.linzag.at/cms/media/de/linzagwebsite/dokumente/infomaterial_1/linzag_1/geschftsberichte_1/gb_2012.pdf
(abgerufen am 24. September 2013)

[MADIH 2012] MADIH, IBTISSAM (2012). *Energetische und Wirtschaftliche Betrachtung von thermischen Solaranlagen in verschiedenen Regionen Deutschlands*. Diplomarbeit, Department Maschinenbau und Produktion, Hochschule für angewandte Wissenschaften Hamburg.

[MOR 2005] MOR, AMIT et al. (2005). *Large Scale Utilization of Solar Energy in Israel – Economic and Social Impacts*. Eco – Energy M.S. (2001) LTD. Financial & Strategic Consulting.

[NEP SOLAR 2011] NEP SOLAR (2011). *High Efficiency Solar Heat for Process Applications and Solar Cooling.*
http://www.nep-solar.com/flashblocks/data/downloads/NEPSOLAR_PolyTrough1200_Sept2011.pdf
(Abgerufen am 14. Juli 2013)

[ÖNORM M 7777-1] ÖNORM M 7777-1 (2013). *Solarthermische Anlagen – Teil 1: Anforderungen und Planung.* Austrian Standards Institute/Österreichisches Normungsinstitut, Heinestr. 38, 1020 Wien - Ausgabe: 2013-09-01.

[ÖNORM M 7777-2] ÖNORM M 7777-2 (2013). *Solarthermische Anlagen – Teil 2: Stillstands-verhalten und hydraulische Schaltungsmodule.* Austrian Standards Institute/Österreichisches Normungsinstitut, Heinestr. 38, 1020 Wien - Ausgabe: 2013-09-01.

[REIDER 2005] REIDER, GEORG (2005). *Photonik: Eine Einführung in die Grundlagen*. Springer Verlag, Wien, 2. Auflage.

[REMMERS 2001] REMMERS, KARL-HEINZ (2001). *Große Solaranlagen – Einstieg in Planung und Praxis*. Solarpraxis AG, Berlin, 2. erweiterte Auflage.

[RENEWABLE ENERGY 2013] RENEWABLE ENERGY CONCEPTS (2013). *Sonnenstandsdiagramm für Wien.* Plattform für erneuerbare Energien (Sonnen-, Wind- und Bionergie). Hemmingen, Deutschland.
http://www.renewable-energy-concepts.com/uploads/pics/sonnenstandsdiagramm-wien.png
(abgerufen am 16. Juli 2013)

[RITTER 2012] RITTER XL SOLAR GMBH (2012). *Anleitung für Planung, Montage, Inbetriebnahme, Wartung – Vakuum-Röhrenkollektoren XL 27/34/40/50 P.* Technisches Handbuch. Dokumenten-Nr.: TH-2389 V1.1 Ausgabedatum: 11/2012 - Erhältlich unter: info@ritter-xl-solar.com

[RITTER 2013] RITTER XL SOLAR GMBH (2013). *Webseite des Unternehmens Ritter XL Solar GmbH – Technologie.*
http://www.ritter-xl-solar.com/technologie/
(abgerufen am 9. Dezember 2013)

[SCENCOCALC 2013] SCENOC CALC (2013). *Description of Sceno Calc (Solar Collector Energy Output Calculator), a program for calculation of annual solar collector energy output*.
http://www.sp.se/sv/units/energy/Documents/ETk/Description%20of%20ScenoCalc%20v4.05%20-%202013-11-07.pdf
(abgerufen am 23. Oktober 2013)

[SDH 2013] SOLAR DISTRICT HEATING (2013). *Webseite von Intelligent Energy Europe.* Steinbeis Research Institute for Solar and Sustainable Thermal Energy Systems, Stuttgart.
http://www.solar-district-heating.eu/ServicesandTools/Plantdatabase.aspx
(abgerufen am 23. Juli 2013)

[SEICHT 2001] SEICHT, GERHARD (2001). *Investition und Finanzierung*. Linde-Verlag, 10. Auflage.

[SPÄTE & LADENER 2008] SPÄTE, FRANK und LADENER, HEINZ (2008). *Solaranlagen – Handbuch der thermischen Solarenergienutzung*. ökobuch Verlag, Staufen bei Freiburg, 10. Auflage.

[SIEMENS 2013] SIEMENS 2013. *Technisches Handbuch Ultraschall-Wärme- und Kältezähler UH50.*
https://www.hqs.sbt.siemens.com/gip/general/dlc/data/assets/hq/Ultraschall-Waerme--und-Kaeltezaehler-UH50--_A6V10388513_hq-en.pdf
(abgerufen am 5. Juli 2013)

[SOLARANLAGEN-PORTAL 2013] SOLARANLAGEN-PORTAL (2013). *Webseite der Deutschen Auftragsagentur DAA*, Hamburg.
http://www.solaranlagen-portal.com/solarthermie/kollektoren/flachkollektor
(abgerufen am 12. September 2013)

[SOLAR MILLENIUM 2008] SOLAR MILLENIUM (2008). *Infobroschüre von Solar Millenium AG*, Errichter der Solarkraftwerke Andasol 1-3 in Südspanien.
http://large.stanford.edu/publications/coal/references/docs/Andasol1-3deutsch.pdf
(abgerufen am 6. August 2013)

[STATISTIK AUSTRIA 2013] STATISTIK AUSTRIA (2013). *Energieeinsatz der Haushalte - Heizungen 2003 bis 2012 nach Bundesländern, verwendeten Energieträger und Art der Heizung.*
https://www.statistik.at/web_de/static/heizungen_2003_bis_2012_nach_bundeslaendern_verwendetem_energietraeger_und_022721.pdf
(abgerufen am 24. September 2013)

[STW KLAGENFURT 2013] STW Klagenfurt (2013). *Webseite Stadtwerke Klagenfurt Gruppe – Chronik.*
http://www.stw.at/chronik-stw.php
(abgerufen am 10. Jänner 2013)

[SUNEARTH 2013] SUNEARTH (2013). *Webseite des Kollektorherstellers SunEarth*, 8425 Almeria Avenue, Fontana, CA 92335.
http://sunearthinc.com/collectors/empire/
(abgerufen am 10. Jänner 2013)

[SWOBODA 1996] SWOBODA, PETER (1996). *Investition und Finanzierung - Betriebswirtschaftslehre im Grundstudium der Wirtschafswissenschaft*; Band 3, 5.Auflage.

[TiSUN 2013] *Produktübersicht Modulkollektoren FM von Hersteller TiSUN GmbH (2012).*
http://www.tisun.at/Produkte/Solarkollektoren/Modulkollektor-FM
(abgerufen am 28. August 2013)

[TU BERLIN 2011] Institut für Energietechnik – Energieverfahrenstechnik und Umwandlungstechniken regenerativer Energien TU Berlin (2011). *Wärmegestehungskosten unterschiedlicher Heizungssysteme.*
http://www.evur.tu-berlin.de/fileadmin/fg45/Projekte/Grossbeeren/Info_allg/Waermekosten_unt._Heizungsanlagen.pdf
(abgerufen am 3. September 2013)

[TU GRAZ 2010] Institut für Wärmetechnik TU Graz (2010). *Sonnenenergienutzung – Grundlagen der Sonnenenergienutzung.*
http://portal.tugraz.at/portal/page/portal/Files/i3070/downloads/skripten/Sonnenenergienutzung/Teil2_Grundlagen.pdf
(abgerufen am 8. August 2013)

[TURANJANIN 2008] TURANJANIN V. et al. (2008). *Fossil fuels substition by the solar energy utilization fort the hot water production in the heating plant „Cerak" in Belgrade.* International Journal of Hydrogen Energy Vol. 34, pp. 7075-7080 (2009)

[WIEN ENERGIE 2010/2011] WIEN ENERGIE (2011/2012). *Unsere Kraft für Sie.* Wien Energie Jahrbuch 2010/11. Wien.

[WIEN ENERGIE 2011/2012] WIEN ENERGIE (2011/2012). *Auf Erneuerbaren Wegen.* Wien Energie Jahrbuch 2011/12. Wien.

[WIEN ENERGIE FERNWÄRME 2012] WIEN ENERGIE FERNWÄRME (2012). *Entwicklung braucht Energie – Umwelterklärung 2012 der Wärmeerzeugungsanlagen von Wien Energie Fernwärme.* Albatros Media GmbH. Wien, 1. Auflage.

[WIEN UMWELTGUT 2010] WIEN UMWELTGUT (2010). *Solarpotenzialkataster der Stadt Wien.* http://www.wien.gv.at/umweltgut/public/
(abgerufen am 17. September 2013)

[WIEN KLIP 2009] *Klimaschutzprogramm der Stadt Wien Fortschreibung 2010–2020* (2009). http://www.wien.gv.at/umwelt/klimaschutz/pdf/klip2-lang.pdf
(abgerufen am 11. Jänner 2013)

[ZÖLLNER 2013] ZÖLLNER, CHRISTINE (2013). *Allgemeine Betriebswirtschaftslehre.* Vorlesungsfolien. Universität Hamburg, Fakultät für Wirtschafts- und Sozialwissenschaften. Deutschland.
http://www.wiso.uni-hamburg.de/fileadmin/sozialoekonomie/bwl/bassen/Lehre/ABWL/8_Investition.pdf
(abgerufen am 10. Oktober 2013)

Anhang

Vorsätze für Maßeinheiten

Vorsätze für Maßeinheiten, auch Einheitenvorsätze genannt, dienen dazu, Vielfache oder Teile von Maßeinheiten in einem gut lesbaren Format darzustellen. Somit kann die Einheit durch einen Einheitenvorsatz verkleinert oder vergrößert werden, welcher auf Zehnerpotenzen mit ganzzahligen Exponenten basiert. Die in dieser Arbeit verwendeten Vorsätze sind in Tabelle 21 dargestellt und nach DIN 1301 definiert.

Tabelle 21: Übersicht der verwendeten Vorsätze für Maßeinheiten

Einheitenvorsätze						
Nano	=	n	=	10^{-9}	=	1/Milliarde
Mikro	=	µ	=	10^{-6}	=	1/Million
Milli	=	m	=	10^{-3}	=	1/Tausend
Kilo	=	K	=	10^{3}	=	Tausend
Mega	=	M	=	10^{6}	=	Million
Giga	=	G	=	10^{9}	=	Milliarde
Tera	=	T	=	10^{12}	=	Billion
Peta	=	P	=	10^{15}	=	Billiarde
Exa	=	E	=	10^{18}	=	Trillion

Umrechnungsfaktoren

Tabelle 22 zeigt einen Überblick der Umrechnungsfaktoren zwischen Joule [J], Kilowattstunde [kWh] und Rohöläquivalent [RÖE], um dem Leser eine bessere Vorstellung der verwendeten Größen zu geben.

Tabelle 22: Umrechnungsfaktoren (Quelle: BMWFJ 2012, eigene Darstellung)

Umrechnungsfaktoren			
	kJ	kWh	kg RÖE
1 Kilojoule [kJ]	-	0,000278	0,000024
1 Kilowattstunde [kWh]	3.600	-	0,086
1 kg Rohöläquivalent [RÖE]	41.868	11,63	-