

Technische Hochschule Ingolstadt

Fakultät Maschinenbau

Studiengang „Technik Erneuerbarer Energien“

**Integration solarthermischer Prozesswärme und photovoltaischer
Stromerzeugung am Beispiel einer Erdgasübernahmestation und
Biogasaufbereitungsanlage der Stadtwerke München – Eine
technische und ökonomische Betrachtung**

Abschlussarbeit zur Erlangung des akademischen Grades
Bachelor of Engineering (B.Eng)

vorgelegt von

Fabian Junker
Matrikel-Nr.: 00034952

Erstprüfer: Herr Prof. Dr.-Ing. Wilfried Zörner

Zweitprüfer: Herr Prof. Dr.-Ing. Tobias Schrag

Ausgabetermin: 28.04.2015

Abgabetermin: 28.09.2015

Abstract / Zusammenfassung

Abstract

Global environmental concerns, increasing energy demands and developments in renewable energy technologies present a new possibility to implement renewable energy sources. In order to realize an extensive integration of renewable energy in the energy supply of our society, efforts need to be made in all sectors. Therefore, with this bachelor thesis the subject of solar process heat integration and solar electricity integration were investigated on the basis of two systems of Stadtwerke München GmbH.

Based on insights in possible integration points, temperature levels, electrical and thermal demand profiles, usable surfaces and legal basic conditions, various concepts have been developed. Technical implementation as well as the profitability of such process heat systems were examined. A comparison with photovoltaic systems was included in the evaluation of profitability, as these systems could be built at each plant instead of the thermal collectors. Moreover, combined considerations of solar thermal and photovoltaic are part of the economic comparisons. The final results make it easier to decide at each plant if an investment in a solar thermal, photovoltaic or combined system is better.

Zusammenfassung

Globale Umweltproblematiken, steigender Energiebedarf und die Entwicklung der Technologien für erneuerbare Energien, eröffnen neue Möglichkeiten zur Implementierung derartiger Energiequellen. Um eine möglichst flächendeckende Integration erneuerbarer Energien, in die Energieversorgung unserer Gesellschaft realisieren zu können, sind Anstrengungen in allen Sektoren notwendig. Mit der vorliegenden Arbeit wurde daher die Thematik der solaren Prozesswärmeintegration anhand zweier Anlagen der Stadtwerke München GmbH genauer untersucht.

Aufbauend auf den Erkenntnissen über mögliche Integrationspunkte, Temperaturniveaus, elektrische und thermische Bedarfsprofile, nutzbare Flächen und rechtlichen Rahmenbedingungen, wurden diverse Konzepte entwickelt. Neben der technischen Umsetzung, ist die Wirtschaftlichkeit solcher Prozesswärmeanlagen näher beleuchtet worden. In die Bewertung der Rentabilität ist ein Vergleich mit photovoltaischen Systemen einbezogen, die anstatt der thermischen Kollektoren am jeweiligen Anlagenstandort errichtet werden könnten. Zudem sind Kombinationsbetrachtungen aus Solarthermie und Photovoltaik, Teil der ökonomischen Gegenüberstellung. Die Endergebnisse bieten nun am jeweiligen Anlagenstandort eine Entscheidungsgrundlage, für eine mögliche Investition in solarthermische, solarelektrische oder in kombinierte Systeme.

Danksagung

Für die fachliche Unterstützung von Seiten der Stadtwerke München GmbH, möchte ich mich besonders bei meinem Betreuer Herrn Werner Rühle bedanken, der mir jederzeit mit seinem fachlichen Wissen zur Seite stand. Darüber hinaus bedanke ich mich für Ihre Unterstützung und Bereitstellung von Informationen bei Herrn Dr. Stephan Kuhn, Herrn Alois Weinzierl, Herrn Guido Blum, Herrn Michael Hauck, Herrn Martin Ober-Zenger, Herrn Stephan Anno, Herrn Falk Johns, Herrn Florian Kieckens und Herrn Miguel Günther. Bei allen weiteren Kolleginnen und Kollegen der Stadtwerke München, möchte ich mich für die freundliche Aufnahme und das angenehme Betriebsklima bedanken.

Mein besonderer Dank gilt darüber hinaus Herrn Prof. Dr.-Ing. Wilfried Zörner für die wissenschaftliche Betreuung der Arbeit, seine ständige Diskussionsbereitschaft, sowie für die freundliche Unterstützung bei der Bearbeitung des Themas.

Bezüglich den Simulationsberechnungen für die solarthermischen Systeme, möchte ich zudem die Gelegenheit nutzen, um mich bei Herrn Daniel Beckenbauer vom Institut für neue Energie-Systeme der Technischen Hochschule Ingolstadt, für die Bereitstellung der Software zu bedanken. Bei Fragen und Anregungen, konnte ich zu jederzeit auf seine fachliche Kompetenz zurückgreifen.

Besonderem Dank gilt auch meiner Familie, für ihre stetige Unterstützung auf meinem gesamten Ausbildungsweg.

Eidesstattliche Erklärung

Ich erkläre hiermit, dass ich die Arbeit selbstständig verfasst, noch nicht anderweitig für Prüfungszwecke vorgelegt, keine anderen als die angegebenen Quellen oder Hilfsmittel benützt, sowie wörtliche und sinngemäße Zitate als solche gekennzeichnet habe.

Ingolstadt, _____
(Datum)

(Unterschrift)
Name Vorname

Inhaltsverzeichnis

Abstract / Zusammenfassung	I
Danksagung	II
Eidesstattliche Erklärung	III
Inhaltsverzeichnis	IV
Abkürzungsverzeichnis.....	VI
Nomenklatur	VII
Abbildungsverzeichnis.....	VIII
Tabellenverzeichnis	X
1 Einleitung.....	1
1.1 Aufgabenstellung.....	1
1.2 Zielsetzung	2
1.3 Aufbau der Arbeit.....	3
2 Theoretische Grundlagen.....	5
2.1 Sonnenenergie	5
2.1.1 Solarstrahlungsangebot auf der Erde.....	6
2.1.2 Status der Solarthermie	9
2.1.3 Solarthermische Systeme	12
2.2 Solare Prozesswärme.....	14
2.2.1 Industrieller Wärmebedarf	14
2.2.2 Prozesswärmekollektoren.....	17
3 Analyse und Darstellung des IST-Zustandes	19
3.1 Biogasaufbereitungsanlage.....	19
3.1.1 Systematische Untersuchung möglicher Integrationspunkte	20
3.1.2 Analyse des Wärme-und Strombedarfs.....	27
3.1.3 Geographische und flächenbasierte Anlagenbetrachtung	30
3.1.3.1 Standortanalyse.....	31
3.1.3.2 Flächenpotenzialanalyse.....	33
3.2 Erdgasübernahmestation	40
3.2.1 Systematische Untersuchung möglicher Integrationspunkte	41
3.2.2 Analyse des Wärme-und Strombedarfs.....	46
3.2.3 Geographische und flächenbasierte Anlagenbetrachtung	51
3.2.3.1 Standortanalyse.....	51
3.2.3.2 Flächenpotenzialanalyse.....	53
4 Konzeptentwicklung	58
4.1 Finanzielle Förderungsmöglichkeiten	58
4.1.1 Aktuelle Regelungen des Erneuerbare Energien Gesetzes	58

4.1.2	Fördermöglichkeiten der Photovoltaik.....	59
4.1.3	Fördermöglichkeiten der Solarthermie.....	61
4.2	Simulationsprogramme	66
4.2.1	PV*SOL	66
4.2.2	Matlab/Simulink/Carnot-Blockset	67
4.3	Biogasaufbereitungsanlage.....	68
4.3.1	Konzept 1: PV-Gebäudeanlage unter 10 kWp	68
4.3.2	Konzept 2: Thermalölerhitzung durch PV-Strom	71
4.3.2.1	Umsetzung der Konzeption	71
4.3.2.2	Inselfreiflächenanlage.....	74
4.3.3	Konzept 3: Konzentrierende solarthermische Anlage.....	78
4.3.3.1	Parabolrinnenkollektoren im Anlagenbereich	80
4.3.3.2	Parabolrinnenkollektoren als Freiflächenvariante	86
4.4	Erdgasübernahmestation	89
4.4.1	Konzept 4: PV-Gebäudeanlage unter 10 kWp	89
4.4.1.1	Ohne Batteriesystem.....	90
4.4.1.2	Integration eines Batteriesystems	91
4.4.2	Konzept 5: Solarthermieanlage mit Vakuumröhrenkollektoren	95
4.4.2.1	Auslegung der Solaranlage.....	95
4.4.2.2	Integration in das bestehende Anlagensystem.....	101
4.4.2.3	Simulationsberechnung	104
5	Wirtschaftlichkeitsberechnung.....	109
5.1	Methodik	109
5.1.1	Kapitalwertmethode	110
5.1.2	Geldströme	110
5.2	Ökonomische Gegenüberstellung.....	115
5.2.1	Kostenvergleich.....	115
5.2.2	Kapitalwertentwicklung	117
6	Schlussfolgerung und Ausblick.....	120
7	Literaturverzeichnis	124
	Anhang.....	XI

Abkürzungsverzeichnis

ADTR	Adsorptionstrocknung
BAFA	Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle
BGAA	Biogasaufbereitungsanlage
BGEA	Biogaseinspeiseanlage
BHKW	Blockheizkraftwerk
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
CPC	Compound Parabolic Concentrator
DVGW	Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches
EEG	Erneuerbare Energien Gesetz
ESB	Erdgas Südbayern
Ex	Explosionsschutz
GDR	Gasdruckregler
GDRA	Gasdruckregelanlage
GHD	Gewerbe, Handel und Dienstleistung
KfW	Kreditanstalt für Wiederaufbau
kWp	Kilowattpeak
KWKG	Kraft Wärme Kopplungsgesetz
LPG	Liquified Petroleum Gas
MAP	Marktanreizprogramm
NAWARO	Nachwachsende Rohstoffe
PV	Photovoltaik
SAV	Sicherheitsabsperrventil
SBV	Sicherheitsabblaseventil
SPS	Speicherprogrammierbare Steuerung
SWM	Stadtwerke München
THV	Thermo Hydraulic Vector
VRK	Vakuumröhrenkollektor
VRLK	Vakuumröhrenluftkollektor

Nomenklatur

Verwendete Größen

Symbol	Bedeutung	Einheit
a_0	Kapitaleinsatz	€
AM	Air Mass	-
c_p	Spezifische Wärmekapazität	$\frac{kJ}{(kg \cdot K)}$
d_t	Einzahlungsüberschuss	€
\dot{E}_0	Bestrahlungsstärke außerhalb der Erdatmosphäre	$\frac{W}{m^2}$
$\dot{E}_{G,hor}$	Globale Bestrahlungsstärke auf horizontale Fläche	$\frac{W}{m^2}$
$\dot{E}_{dir,hor}$	Direkte Bestrahlungsstärke auf horizontale Fläche	$\frac{W}{m^2}$
$\dot{E}_{diff,hor}$	Diffuse Bestrahlungsstärke auf horizontale Fläche	$\frac{W}{m^2}$
i	Diskontierungszinssatz	%
K_0	Kapitalwert	€
m_s	Masse des Speichermaterials	kg
$P_{el,Pumpe}$	Elektrische Pumpenleistung	W
Δp_{gesamt}	Gesamtdruckverlust	bar
Q_s	Wärmemenge im Speicher	J
t	Jahr/Periode	a
ΔT	Temperaturänderung des Speichermaterials	K
\dot{V}	Volumenstrom	$\frac{m^3}{s}$
γ_s	Sonnenhöhe	°
η_{gesamt}	Gesamtwirkungsgrad	%

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 2.1: Energiekugeln [Quaschnig 2011, S.36].....	6
Abbildung 2.2: Höchster Sonnenstand und AM-Werte für verschiedene Tage in Berlin [Quaschnig 2011, S.57].....	7
Abbildung 3.1: Prozessschaltbild der Anlagensituation.....	20
Abbildung 3.2: Wärmemanagement des Regenerationsprozesses.....	24
Abbildung 3.3: Gemessene Stromlast (oben) und Heizlast (unten) der BGAA für das Jahr 2014.....	27
Abbildung 3.4: Jahresdauerlinie der Stromlast (oben) und Heizlast (unten) der BGAA für das Jahr 2014.....	29
Abbildung 3.5: Standortbetrachtung des Anlagenbereichs [Google Maps 2015a].....	31
Abbildung 3.6: Biogasaufbereitungs- und Einspeiseanlage der SWM.....	33
Abbildung 3.7: Flächenpotenzialanalyse des Anlagenbereichs.....	35
Abbildung 3.8: Schematische Darstellung der zweiseitigen Gasdruckregelanlage.....	41
Abbildung 3.9: Gemessene Heizlast (oben) und Jahresdauerlinie der Heizlast (unten) der Erdgasübernahmestation für das Jahr 2014.....	46
Abbildung 3.10: Abgeschätzte Stromlast (oben) und Jahresdauerlinie der Stromlast (unten) der GDRA für das Jahr 2014.....	49
Abbildung 3.11: Standortbetrachtung des Anlagenbereichs [Google Maps 2015b].....	51
Abbildung 3.12: Erdgasübernahmestation der Stadtwerke München.....	53
Abbildung 3.13: Flächenpotenzialanalyse des Anlagenbereichs.....	54
Abbildung 4.1: 3-D Simulation der Containerdachflächen.....	68
Abbildung 4.2: Ertragsprognose mit Bedarfsprofil der Biogasaufbereitungsanlage.....	69
Abbildung 4.3: Thermalölerhitzung durch PV-Strom.....	71
Abbildung 4.4: 3D-Simulation des Inselsystems.....	75
Abbildung 4.5: Ertragsprognose der Inselfreiflächenanlage.....	76
Abbildung 4.6: Fokussierendes System mit Rücklauf-Rücklauf Einspeisung.....	78
Abbildung 4.7: Möglichkeiten zur Platzierung der Parabolrinnen im Anlagenbereich der SWM	81
Abbildung 4.8: Wärmebedarf der BGAA und solarthermischen Ertrag der Parabolrinnen.....	85
Abbildung 4.9: Wärmebedarf der BGAA und solarthermischer Ertrag der Freiflächenvariante	88
Abbildung 4.10: 3D-Simulation des Schrägdach-und Flachdachgebäudes.....	89
Abbildung 4.11: Ertragsprognose mit Bedarfsprofil ohne Batteriesystem.....	90
Abbildung 4.12: Ertragsprognose mit Bedarfsprofil und Batteriesystem.....	92
Abbildung 4.13: Arbeitsweise des Batteriesystems für den Monat Juli.....	93

Abbildung 4.14: Arbeitsweise des Batteriesystems für den Monat Januar	94
Abbildung 4.15: Jahresverlauf des Wärmebedarfs der Erdgasübernahmestation für das Jahr 2014	96
Abbildung 4.16: Wärmeleistung für drei beliebige Tage in den Monaten Juli (oben), August (mittig) und September (unten)	97
Abbildung 4.17: Häufigkeitsverteilung der benötigten Wärmeleistung.....	98
Abbildung 4.18: Möglichkeiten zur Platzierung der Kollektoren im Anlagenbereich der SWM	100
Abbildung 4.19: Vakuumröhrenkollektoren mit Rücklauf-Rücklauf Einspeisung.....	101
Abbildung 4.20: Wärmebedarf der Erdgasübernahmestation und solarthermischer Ertrag .	107
Abbildung 4.21: Abschätzung der Wärmespeichergroße	108
Abbildung 5.1: Kostenvergleich der BGAA-Konzepte	115
Abbildung 5.2: Kostenvergleich der GDRA-Konzepte.....	116
Abbildung 5.3: Kapitalwertentwicklung - Vergleich 1	117
Abbildung 5.4: Kapitalwertentwicklung - Vergleich 2.....	118
Abbildung 5.5: Kapitalwertentwicklung - Vergleich 3.....	119

Tabellenverzeichnis

Tabelle 2.1: Systeme zur Umwandlung der Solarstrahlung in Wärme	12
Tabelle 2.2: Aufschlüsselung des industriellen Wärmebedarfs mit Unterteilung des Temperaturniveaus zwischen 100-500°C [Lauterbach 2014, S.20]	15
Tabelle 3.1: Ergebnisse der Flächenpotenzialanalyse für die Biogasaufbereitungs- und Einspeiseanlage	38
Tabelle 3.2: Ergebnisse der Flächenpotenzialanalyse für die Erdgasübernahmestation.....	56
Tabelle 4.1: Förderungsmöglichkeiten von solarthermischen Anlagen	62
Tabelle 4.2: Ergebnisse der Parabolrinnenvariante im Anlagenbereich der SWM	84
Tabelle 4.3: Ergebnisse der Freiflächenvariante mit Parabolrinnen	87
Tabelle 4.4: Ergebnisse der Jahressimulation bei einer Rücklauftemperatur von 35°C	106

1 Einleitung

1.1 Aufgabenstellung

Um eine möglichst flächendeckende Integration erneuerbarer Energien in die Energieversorgung unserer Gesellschaft realisieren zu können, sind Anstrengungen in allen Sektoren notwendig. Besonders für die Solarthermie bedeutet dies, neue Anwendungsgebiete zu erschließen und dort längerfristig ähnlich große Wachstumsraten zu erzielen, wie es beispielsweise bereits im Bereich der Trinkwarmwasserbereitung und Heizungsunterstützung der Fall ist. Demnach gilt es verstärkt in den Sektoren Industrie, Gewerbe, Handel und Dienstleistung (GHD) vielversprechende Einsatzgebiete für Solarthermie zu identifizieren und systematisch zu erschließen.

Neben der solaren Klimatisierung stellt vor allem die Bereitstellung solarer Prozesswärme einen aussichtsreichen Wachstumsmarkt dar. Die Bereitstellung von solarer Prozesswärme für industrielle Anwendungen ist eine bislang noch nicht sehr weit verbreitete Technologie. Obwohl viele Prozesse große Mengen thermischer Energie auf moderatem Temperaturniveau benötigen, hat sich eine energetische (Teil-) Versorgung mit thermischen Solaranlagen bisher noch nicht wirklich durchgesetzt. Die Integration thermischer Solarenergie zur Prozesswärmebereitstellung ist nämlich weitaus komplexer als dies bei herkömmlichen Wärmeversorgungssystemen der Fall ist. Es existieren zudem keine Standardvorgaben darüber, wie die solarthermische Wärme in den Prozess eingebunden werden kann.

Mit der vorliegenden Arbeit soll die Thematik der solaren Prozesswärmeintegration, anhand zweier Anlagen der Stadtwerke München (SWM), genauer untersucht werden. Neben der technischen Umsetzung wird in der Bachelorarbeit zudem die Wirtschaftlichkeit solcher Prozesswärmeanlagen näher betrachtet. In die Bewertung der Wirtschaftlichkeit wird ein Vergleich mit einer Photovoltaik-Anlage (PV-Anlage) einbezogen, die statt der thermischen Kollektoren errichtet werden kann. Der Vergleich mit der PV-Anlage soll grundsätzlich auf dem Energiebedarf des jeweiligen Prozesses aufbauen. Jeder der zu untersuchenden Prozesse hat neben dem Wärmebedarf auch einen Bedarf an elektrischer Leistung. Der benötigte Strom wird bisher aus dem öffentlichen Netz gedeckt. Da PV-Anlagen unter 10 Kilowattpeak (kW_p) nach dem Erneuerbaren Energien Gesetz (EEG) privilegiert sind, können sie elektrische Arbeit häufig kostengünstiger liefern, als das öffentliche Netz. Im Ergebnis des Projekts soll beurteilt werden, ob die so erzielte Einsparung höher sein könnte, als die alternativ mögliche Einsparung durch solare Wärme. Die Randbedingungen des Vergleichs fallen zudem je nach den örtlichen Gegebenheiten, für jeden einzelnen Betrachtungspunkt, unterschiedlich aus.

1.2 Zielsetzung

Im Rahmen dieser Bachelorarbeit soll die beschriebene Thematik unter Abschnitt 1.1 anhand zweier Anlagen der SWM erörtert werden. Für eine Biogasaufbereitungsanlage (BGAA) und einer Erdgasübernahmestation, die unterschiedliche Temperaturniveaus benötigen, wird der Einsatz von solarer Prozesswärme als ergänzende Wärmeversorgung untersucht.

Die Integration thermischer Solarenergie in den beiden Prozessen ist weitaus komplexer als dies bei herkömmlichen Wärmeversorgungssystemen der Fall ist. Daher sind zu Beginn der Untersuchungen, detaillierte und umfassende verfahrenstechnische Analysen des IST-Zustandes der betroffenen Prozesse und deren Energiebereitstellung unerlässlich. Um die jeweils beste Möglichkeit der Systemintegration und damit ein effizientes und ökonomisches Gesamtsystem realisieren zu können, werden bei der Analyse auch Möglichkeiten wie Wärmerückgewinnung und Effizienzmaßnahmen berücksichtigt. Denn nur dadurch kann eine kostengünstige Solaranlage realisiert werden. Die betrachteten Prozesse sollen somit detailliert untersucht, beschrieben und mit Hilfe von Prozessschaltbildern und Schaubildern dargestellt werden. Dies unterstützt bisher ungenutztes Effizienzpotential zu identifizieren, liefert wichtige Daten über Prozessabläufe und hilft, einen geeigneten Punkt zur Integration der Solarwärme zu finden.

Auf Basis der Analyse, sollen anschließend die Betriebsdaten im Hinblick auf den Bedarf an elektrischer und thermischer Energie untersucht werden. Eine detaillierte Flächenpotenzialanalyse zur möglichen Gewinnung von Energie aus Solarsystemen, sowie eine Standortbetrachtung der jeweiligen Anlagen, ist zudem unerlässlich und wird somit explizit betrachtet.

Anhand der bis dato erarbeiteten Ergebnisse, sind anschließend Konzepte für die Einbindung der solaren Wärme bzw. der elektrischen Energie in den jeweiligen Anlagenprozess auszuarbeiten. Berücksichtigt werden dabei das Temperaturniveau, die schwankenden Erzeugungsleistungen und die am jeweiligen Standort gewinnbaren solaren Wärmemengen bzw. solaren Strommengen.

Konkret sollen die identifizierten Integrationspunkte der Solarwärme, die Flächenpotenzialanalyse der beiden Anlagen, die detaillierte Analyse der Betriebsdaten im Hinblick auf den Bedarf an elektrischer und thermischer Energie und vor allem die daraus entwickelten Konzepte, eine erste Entscheidungsgrundlage zur möglichen Umsetzbarkeit für die SWM liefern. Vor allem die Ergebnisse der erarbeiteten Konzepte und deren wirtschaftlichen Betrachtung, bilden dabei die Basis für die weiteren Handlungsschritte der SWM. Für die Zukunft können zudem auf Basis der Ergebnisse, Ableitungen zu anderen ähnlichen Projekten getroffen werden.

1.3 Aufbau der Arbeit

Die vorliegende Arbeit gliedert sich in sieben Kapitel. Im ersten Schritt (*Kapitel 2 „Theoretische Grundlagen“*), wird die größte erneuerbare Energiequelle genauer betrachtet und deren Abhängigkeit von meteorologischen und astronomischen Gegebenheiten. Darüber hinaus wird die Bereitstellung solarer Prozesswärme für industrielle Anwendungen näher beleuchtet. Der industrielle Sektor eignet sich aufgrund des sehr hohen und durchaus konstanten Wärmebedarfs grundsätzlich für die Nutzung thermischer Solarenergie. Zudem wird ein Überblick, über die derzeitigen vorhandenen Systeme zur Umwandlung der Solarstrahlung in Wärme aufgezeigt. Besonderes Augenmerk gilt dabei den Prozesswärmekollektoren.

Anschließend wird eine detaillierte Ist-Analyse der beiden Anlagen (*Kapitel 3 „Analyse und Darstellung des IST-Zustandes“*) durchgeführt. Dabei werden zunächst die zu untersuchenden Anlagen auf mögliche Integrationspunkte solarer Wärme überprüft. Danach werden die thermischen und elektrischen Bedarfsprofile für das Jahr 2014 näher beleuchtet. Zum Schluss werden detaillierte Flächenpotenzialanalysen zur möglichen Gewinnung von Energie aus Solarsystemen, sowie Standortbetrachtungen der jeweiligen Anlagen durchgeführt. Die genannten Aspekte werden ausführlich beschrieben und anhand von Schaubildern und Prozessschaltbildern belegt und dokumentiert.

Vor der eigentlichen Konzeptentwicklung in *Kapitel 4 („Konzeptentwicklung“)*, werden zunächst gesetzliche und finanzielle Aspekte näher betrachtet. Dabei werden die aktuellen Regelungen des EEG erörtert. Der Gesetzesbeschluss beinhaltet einige größere Veränderungen. Vor allem im Bereich der Eigenstromnutzung, weist der Gesetzestext deutliche Neuerungen auf. Darüber hinaus werden Wege aufgezeigt, wie sich solarthermische und solarelektrische Investitionen, durch finanzielle Förderungsmöglichkeiten unterstützen lassen. Aufbauend auf den Erkenntnissen über mögliche Integrationspunkte, Temperaturniveaus, elektrische und thermische Bedarfsprofile, nutzbare Flächen und geeignete Solarkollektoren aus den vorangegangenen Kapitel und den finanziellen Förderungsmöglichkeiten, werden im Anschluss mögliche Lösungsvarianten konzipiert. Als unterstützende Simulationstools für die Erstellung der Konzepte, dienen dabei die Softwarepakete „PV*SOL“ und „Matlab/Simulink/Carnot-Blockset“.

Im darauffolgenden Schritt (*Kapitel 5 „Wirtschaftlichkeitsbetrachtung“*), sollen die erarbeiteten Konzepte wirtschaftlich bewertet und verglichen werden. Die unter Kapitel 4 recherchierten finanziellen Förderungsmöglichkeiten werden dabei berücksichtigt. Eine detaillierte wirtschaftliche Bewertung der Konzepte, bildet dabei mit der technischen Konzeption aus Kapitel 4, die Basis für eine mögliche Projektumsetzung und den Abschluss dieser Bachelorarbeit.

Abschließend werden die zentralen Ergebnisse der Arbeit in *Kapitel 6* („*Schlussfolgerung und Ausblick*“) zusammengefasst und ein Ausblick in die Zukunft beschrieben.

2 Theoretische Grundlagen

2.1 Sonnenenergie

Die größte erneuerbare Energiequelle ist die Sonne. Sie ist rund 150 Millionen Kilometer [Quaschnig 2011, S. 53] von der Erde entfernt und 109 Mal so groß wie unser Planet. Sie besteht zu 80 Prozent aus Wasserstoff, zu 19,9 Prozent aus Helium und die übrigen 0,1 Prozent entfallen auf andere Metalle. Die Strahlungsleistung der Sonne stammt aus Kernfusionsprozessen. Seit ihrer Geburtsstunde vor 5 Milliarden Jahren hat die Sonne bereits die Hälfte des Wasserstoffvorrats in ihrem Kern zu Helium fusioniert [Quaschnig 2011, S. 51]. Diese Kernfusion im Inneren der Sonne sorgt dafür, dass die Strahlung der Sonne in Form von elektromagnetischen Wellen unseren Planeten trifft und ein Leben auf Erden überhaupt ermöglicht. Bis die Auswirkungen der Kernreaktionen in der Sonne, die dann als Strahlung auf die Erden treffen, auf unserem Planeten spürbar sind, dauert es ungefähr 8 Minuten. Denn die Sonne ist im Schnitt 149,6 Millionen Kilometer von der Erde entfernt, das Licht hat eine Geschwindigkeit von 299.792,458 Kilometer pro Sekunde. Das bedeutet, dass das Licht 499 Sekunden von der Sonne zur Erde benötigt, also 8 Minuten und 19 Sekunden [Quaschnig 2011, S. 52].

Irgendwann wird der Wasserstoffvorrat der Sonne allerdings verbraucht sein. Diese Situation wird jedoch noch gut 5 Milliarden Jahre dauern, weswegen die Sonne aus menschlicher Sicht, als schier unerschöpfliche Energiequelle mit enormen Leistungspotenzial gilt [Quaschnig 2011, S. 51]. Das Potenzial ist so enorm, dass obwohl nur ein Teil der eingestrahlt Energie durch die Atmosphäre bis auf den Erdboden gelangt, ohne zuvor absorbiert oder reflektiert zu werden, die auftreffende Energiemenge von $3,9 \cdot 10^{24} \text{ J} = 1,08 \cdot 10^{18} \text{ kWh}$ knapp dem 10.000 fachen des Weltprimärenergiebedarfs entspricht. [Quaschnig 2011, S. 36]

Wenn es somit gelingt ein Zehntausendstel der auf der Erde eintreffenden Sonnenenergie zu nutzen, könnte der gesamte Energiebedarf der Menschheit durch die Sonne gedeckt werden. Die Dimensionen werden optisch durch die Kugelgrößen in Abbildung 2.1 veranschaulicht.

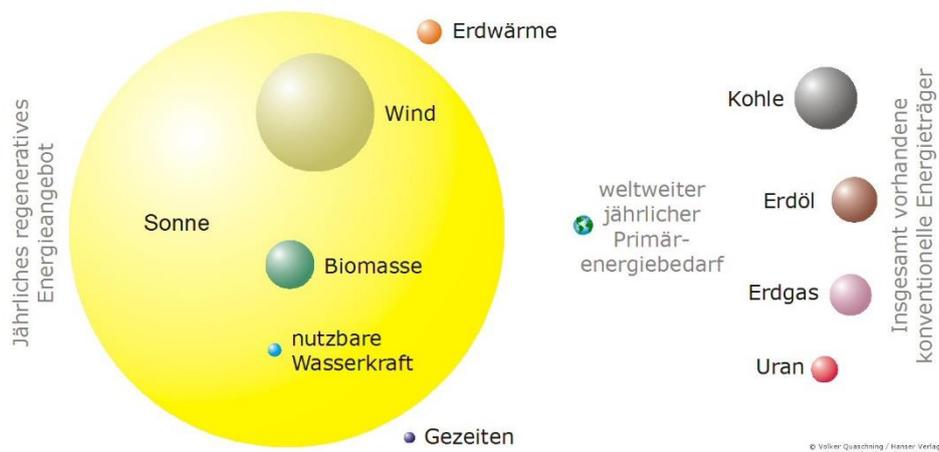


Abbildung 2.1: Energiekugeln [Quaschnig 2011, S.36]

Die Kugelgrößen veranschaulichen die von den einzelnen Energiequellen weltweit pro Jahr angebotenen Energiemengen. Die Abbildung zeigt deutlich auf, dass die jährliche Sonneneinstrahlung den Energieverbrauch und sämtliche Energiereserven um ein Vielfaches übertrifft.

2.1.1 Solarstrahlungsangebot auf der Erde

Misst man die Sonneneinstrahlung auf der Erdoberfläche, so wird man feststellen, dass der gemessene Wert der Bestrahlungsstärke unter dem Wert des Weltalls liegt und starken Schwankungen unterworfen ist. Die Ursache ist die Abhängigkeit von meteorologischen (Trübung der wolkenlosen Atmosphäre; Bewölkungsverhältnisse [diffus, direkt]) und astronomischen (Jahreszeit, Tageszeit, geografische Breite) Gegebenheiten. Hinsichtlich des meteorologischen Einflusses auf die Bestrahlungsstärke, sind die Reduktionsprozesse beim Durchdringen der Erdatmosphäre zu nennen. Hierbei unterscheidet man zwischen: [Quaschnig 2011, S. 55]

- Reduktion durch Reflexion an der Atmosphäre
- Reduktion durch Absorption der Atmosphäre
- Reduktion durch Rayleigh-Streuung
- Reduktion durch Mie-Streuung.

Bei der Reduktion durch Reflexion, wird ein Teil der eintreffenden Sonnenenergie wieder in den Weltraum reflektiert. Die Reduktion durch Absorption hat den größten Einfluss auf den Minderungsprozess. Sie wird verursacht durch verschiedene Gasteilchen der Atmosphäre, hauptsächlich durch Ozon, Wasserdampf, Sauerstoff und Kohlenstoffdioxid [Quaschnig 2011, S. 55]. Die Reduktion durch Rayleigh-Streuung, erfolgt an molekularen Bestandteilen der Luft. Die Minderung durch die Mie-Streuung, erfolgt an Staubteilchen und

Luftverunreinigungen. Der Effekt dieser Streuung ist zudem stark abhängig vom Standort. In Industriegebieten mit starker Luftverschmutzung ist sie am größten. Im Gegensatz dazu wäre das Hochgebirge zu nennen, bei dem der Effekt sehr gering ausfällt [Quaschning 2011, S. 56].

Da der gemessene Wert der Bestrahlungsstärke unter dem Wert des Weltalls liegt, kann auch auf einen weiteren reduzierenden Effekt zurückgeführt werden. Die Bestrahlungsstärke auf der Erdoberfläche ist auch abhängig von der Weglänge der Strahlung durch die Atmosphäre. Der reduzierende Effekt wird als Air Mass (AM) bezeichnet und wird vom Einfallswinkel der Sonnenstrahlung bestimmt. Bei niedrigen Sonnenhöhen und mit zunehmendem Weg der Solarstrahlung durch die Atmosphäre nehmen auch die Verluste durch die Atmosphäre zu. Der Zusammenhang zwischen der Sonnenhöhe γ_S und der Air Mass (AM), ist wie folgt definiert [Quaschning 2011, S. 56]:

$$AM = \frac{1}{\sin \gamma_S} \quad (2.1)$$

Der kürzeste Weg liegt bei senkrechtem Einfall der Strahlung vor und wird als AM1 bezeichnet. Im Weltall beträgt der AM-Wert Null. In Abbildung 2.2 sind jeweils der höchste Sonnenstand und der zugehörige AM-Wert für verschiedene Tage des Jahres in Berlin dargestellt.

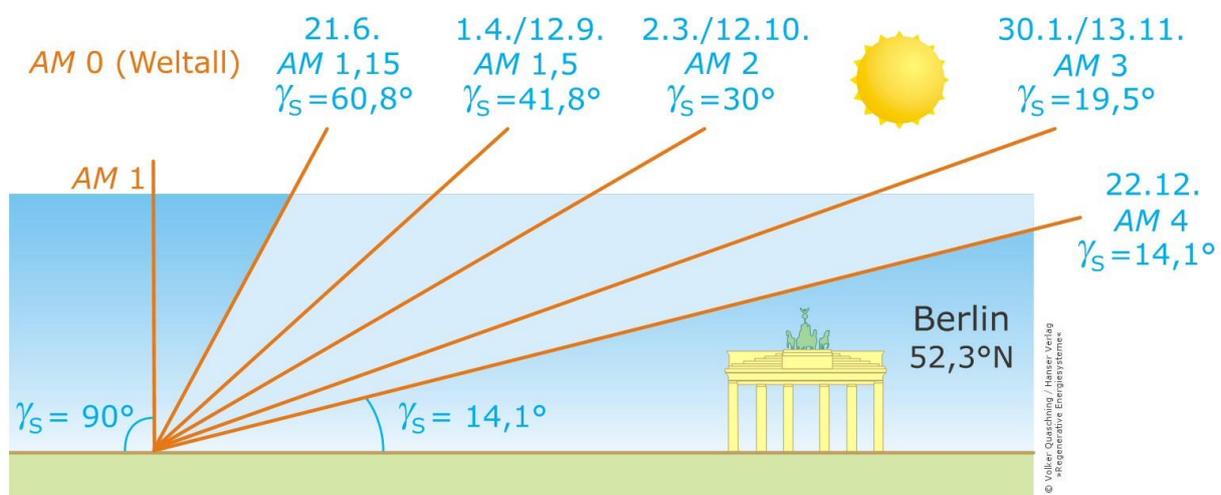


Abbildung 2.2: Höchster Sonnenstand und AM-Werte für verschiedene Tage in Berlin [Quaschning 2011, S.57]

Durch die zuvor beschriebenen Einflussfaktoren, wird somit die im Weltall messbare Bestrahlungsstärke von $\dot{E}_0 = 1360,8 \frac{W}{m^2}$ [Quaschning 2011, S. 53] auf dem Weg durch die Erdatmosphäre reduziert. Wie bereits im vorigen Abschnitt beschrieben, wird die Sonnenstrahlung dabei auf dem Weg durch die Atmosphäre gestreut und reflektiert.

Die Sonneneinstrahlung bzw. Solarstrahlung setzt sich letztendlich aus zwei Strahlungsarten, der direkten und indirekten Strahlung, zusammen. Während die Strahlung außerhalb der Erdatmosphäre nur aus einem direktem Anteil besteht, setzt sie sich auf der Erdoberfläche

aus einem direkten und einem indirekten Anteil zusammen. Die beiden Strahlungsarten werden als Globalstrahlung (globale Bestrahlungsstärke $\dot{E}_{G,hor} \left[\frac{W}{m^2} \right]$) zusammengefasst. Als direkte Strahlung wird der Anteil der Strahlung bezeichnet, der ungehindert und ohne Streuung durch die Erdatmosphäre auf die Erdoberfläche trifft. Die diffuse Strahlung ist der Strahlungsanteil der an Wolken, Dunst, Nebel oder Schmutzteilchen gestreut, reflektiert oder gebrochen wird und nicht gradlinig auf die Erde trifft.

Die Zusammensetzung der globalen Bestrahlungsstärke $\dot{E}_{G,hor} \left[\frac{W}{m^2} \right]$ auf der horizontalen Erdoberfläche, aus der direkten Bestrahlungsstärke $\dot{E}_{dir,hor} \left[\frac{W}{m^2} \right]$ und der diffusen Bestrahlungsstärke $\dot{E}_{diff,hor} \left[\frac{W}{m^2} \right]$, ist über folgenden Zusammenhang definiert [Quaschnig 2011, S. 61].

$$\dot{E}_{G,hor} = \dot{E}_{dir,hor} + \dot{E}_{diff,hor} \left[\frac{W}{m^2} \right] \quad (2.2)$$

Bezüglich der Strahlungsarten können zusammenfassend folgende wichtige Aspekte benannt werden [Quaschnig 2011, S. 61]:

- im Weltall findet sich nur direktes Sonnenlicht vor
- beim Durchdringen der Atmosphäre erfolgt die Spaltung in direkten und indirekten Anteil
- an Tagen mit geringer Globalstrahlung liegt der diffuse Anteil hoch (bis 100%)
- an Tagen mit hoher Globalstrahlung ist der diffuse Anteil niedrig (bis < 20%)
- im Sommer liegt der Diffusstrahlungsanteil in Deutschland durchschnittlich bei 50%
- diffuse Bestrahlung ist relativ konstant bei geographischen Unterschieden
- direkte Bestrahlung schwankt stark bei geographischen Unterschieden
- diffuser Strahlungsanteil ist nur begrenzt technisch nutzbar

2.1.2 Status der Solarthermie

Solarthermische Technologien tragen wesentlich zur Warmwassererzeugung in vielen Ländern und in zunehmendem Maße zur Raumheizung und Raumkühlung, sowie industriellen Prozessen bei. Im Jahr 2012 lag der weltweite Zubau solarthermischer Leistung bei 55,4 GW_{th} (mehr als 79 Millionen Quadratmeter), dies entspricht einer Erhöhung der kumulierten installierten Leistung aller Kollektortypen im Betrieb um mehr als 14%, was zu einem Jahresendwert von insgesamt 283,4 GW_{th} führt [Sawin 2014, S. 53].

Schätzungsweise 53,7 GW_{th} (fast 97%) des Marktes sind abgedeckte (verglaste) solarthermische Wassersysteme. Bei den hier beschriebenen verglasten Kollektoren, handelt es sich um Kollektoren, die mit einer transparenten Abdeckung versehen sind, um Wärmeverluste, sowie die Einwirkung von Schmutz zu reduzieren. Bei den restlichen Systemen handelt es sich um unabgedeckte (unverglaste) solarthermische Wassersysteme, vor allem für die Schwimmbadheizung (3%), sowie unverglaste und verglaste Luftkollektoranlagen (<1%). Zusammen liefern diese solarthermischen Systeme schätzungsweise 239,7 TWh der Wärme jährlich [Sawin 2014, S. 53].

Den stärksten Anteil mit 64 % an der 2012 weltweit installierten solarthermischen Leistung besitzt China, dies entspricht in etwa 86% des Weltmarktes 2012 [Sawin 2014, S. 53]. Die führenden Märkte beim Zubau solarthermischer Leistung 2012 sind China, Türkei, Indien, Brasilien und Deutschland. Diese Länder fokussierten sich sowohl auf verglaste und unverglaste Systeme. Bei der Kollektorbauart konzentriert sich China beispielsweise in erster Linie auf Vakuumröhrenkollektoren (VRK), was zum größten Teil daran liegt, dass die Volksrepublik China in den letzten Jahrzehnten enorme Kapazitäten in der Glasindustrie aufgebaut hat. Viele der anderen wichtigen Märkte richten ihr Augenmerk hauptsächlich auf Flachkollektoren [Sawin 2014, S. 53]. Europas Gesamtleistung stieg im Jahr 2012 um 7,5% gegenüber 2011 auf 30,2 GW_{th}. Jedoch ist der Marktzuwachs seit 2011 bereits zum vierten Mal in Folge rückläufig. Der Marktzuwachs sank auf 2,3 GW_{th}. Als ein wesentlicher Hauptfaktor für den Rückgang ist die Wirtschaftskrise zu nennen, die unter anderem eine geringere Bautätigkeit zu Folge hatte [Sawin 2014, S. 53].

Im Jahr 2013 lag der weltweite Zubau schätzungsweise bei 57.1GW_{th} (81,6 Millionen Quadratmeter). Dies wurde vor allem durch Wasserkollektoren und Luftkollektoren erreicht, was letztendlich zu einem Jahresendwert von insgesamt 330 GW_{th} führt [Sawin 2014, S. 53].

China war erneut der Haupttreiber beim Zubau solarthermischer Leistung im Jahr 2013, mit einem Zubau von 46,2 GW_{th} (Steigerung von 3,3% gegenüber 2012). Ein erheblicher Anteil (21%) wurde für den Ersatz von bestehenden Anlagen verwendet, auch wenn diese Ersatzquote laut Berichten zufolge niedriger als in den vergangenen Jahren lag. Ein Grund für

den starken Zubau in China sind vor allem die niedrigen Lebenszykluskosten von Solarwärmeanlagen, die weit unter dem Wert von beispielsweise Elektro- oder Gasheizungen liegen. Ein zweiter wesentlicher Faktor, der den Markt in China rasant wachsen lässt, ist die starke Nutzung von Solarthermie im urbanen Geschosswohnungsbau, dies beinhaltet insbesondere Dachintegrationen, sowie fassadenintegrierte Solarthermie. Der städtische Sektor nahm fast die Hälfte des Marktes 2013 ein, weitgehend angetrieben von Green-Building-Maßnahmen. [Sawin 2014, S. 53].

Die Europäische Union hingegen, besitzt die größte Vielfalt von Anwendungen für Solarthermie-Technologien als jeder andere Markt. Einsatzgebiete wie Nahwärmesysteme, solarthermische Kälteerzeugung/Kühlung, solarthermische Prozesswärme, Heizwärmeanlagen, aber auch Warmwasserbereitung erfordert eine breite Vielfalt an Kollektoren und Technologie. Im Gegensatz dazu, finden sich in China aufgrund der beheimateten, großen Glasindustrie, zum größten Teil nur Vakuumröhrenkollektoren wieder [Sawin 2014, S. 53].

Bei der weiteren Betrachtung verschiedener Märkte der solarthermischen Technologie, sind in diesem Zusammenhang drei interessante Länder erwähnenswert. Über einen Zeitraum von sechs Jahren, hat sich beispielsweise der brasilianische Markt mehr als verdoppelt. Der Zubau lag im Jahr 2013 knapp bei 1 GW_{th}. Insgesamt nähert sich der brasilianische Markt an die 7 GW_{th} an. Die enorme Nachfrage wird weitgehend durch die wirtschaftliche Wettbewerbsfähigkeit von solarthermischen Anlagen in Brasilien angetrieben. Umgesetzt wird dies durch kommunale Bauvorschriften und durch soziale Wohnungsbauprogramme, wie beispielsweise „Minha Casa, Minha Vida“ (Mein Haus, mein Leben), die bei Neubauten für arme Familien solare Warmwassersysteme vorsehen [Sawin 2014, S. 53].

Als zweites Land ist die Türkei zu nennen. Im Jahr 2012 lag dort der Zubau der solarthermischen Leistung bei 1,1 GW_{th}. Die insgesamt installierte solarthermische Leistung liegt in der Türkei bei rund 10,8 GW_{th}. Dies lässt das Land bei den 10 stärksten Ländern der weltweit installierten solarthermischen Leistung auf Platz vier platzieren erscheinen. Was den türkischen Markt vor allem interessant macht, ist die Tatsache, dass auch ohne staatliche Anreize ein im Allgemeinen recht stabiler Markt vorherrscht [Sawin 2014, S. 53–54]. Bezüglich solarthermischer Systeme ist Israel im Nahen Osten vor allem federführend. Zurückzuführen ist dies auf die Tatsache, dass rund 85 % der Haushalte in Israel mit solaren Warmwasseranlagen ausgestattet sind [Sawin 2014, S. 53].

Betrachtet man die weltweite Entwicklung der Solarthermie, so kann festgehalten werden, dass trotz der großen Vielfalt solarthermischer Technologien, insbesondere in der Europäischen Union, solarthermische Fernwärmesysteme, solare Kälteerzeugung/Kühlung

und solare Prozesswärmeversorgung, derzeit nur rund 1% des Solarthermie-Marktes ausmachen [Sawin 2014, S. 55].

Zusammenfassend lassen sich abschließend folgende wesentliche Aspekte bezüglich der solarthermischen Technologie benennen:

- Die meisten Anlagen dienen aktuell der Warmwasserbereitung im häuslichen Gebrauch mit einem solaren Deckungsgrad von 40...80%. Der restliche Anteil wird meist noch über konventionelle Ölbrenner gedeckt. Die aktuelle Entwicklung zeigt jedoch deutlich, dass Anlagen zur Warmwasserbereitung Schritt für Schritt über den häuslichen Gebrauch hinausgehen. Neue Einsatzgebiete wie Geschosswohnungsbau, Hotels oder Schulen erfordern größere Anlagen [Sawin 2014, S. 55].
- Heizwärmeanlagen gewinnen speziell in Europa immer mehr an Marktanteilen. Die ist unter anderem auf die große Vielfalt an Solarwärmetechnologie zurückzuführen [Sawin 2014, S. 55].
- Speziell in Europa werden zunehmend Nahwärmesysteme mit Solarwärme und Biomasse betrieben. Aktuell gibt es mehr als 200 Anlagen in Europa, davon rund 50 in Dänemark. Das Interesse außerhalb Europas wächst zunehmend, insbesondere in Kanada, China und Südafrika. Im Jahr 2013 wurden weltweit mehr als 17 Anlagen (> als 700 kW_{th}) in Betrieb genommen [Sawin 2014, S. 55].
- Der Markt für Anlagen zur solarthermischen Kälteerzeugung/Kühlung ist verhältnismäßig immer noch sehr gering, jedoch liegt das jährliche Wachstum seit 2004 bei rund 40 %, insbesondere in Europa. Hauptantrieb der solaren Kälteerzeugung/Kühlung ist die Reduzierung der mittäglichen Spitzenlasten durch elektrische Kälteerzeugung [Sawin 2014, S. 55].

2.1.3 Solarthermische Systeme

Einen Überblick über die derzeitig vorhandenen Systeme zur Umwandlung der Solarstrahlung in Wärme, liefert dabei die Tabelle 2.1.

	Arbeitstemperatur [°C]	Solarwandler	nutzbare Strahlungsenergie	Anwendung
NICHT-konzentrierende Solarthermie:				
1)	-10 - 20	Wärmepumpe	in der Luft, im Wasser oder im Erdreich gespeicherte Solarenergie	Raumheizung, Warmwasser (Niedertemperatur)
2)	20 - 40	unabgedeckte Solarabsorber	direkte und diffuse Strahlung	Warmwasser in Schwimmbädern
3)	20 - 50	Solar-Luftkollektoren	direkte und diffuse Strahlung	Raumheizung (Luftsystem)
4)	20 - 70	Speicherkollektoren	direkte und diffuse Strahlung	Warmwasser
5)	20 - 80	Flachkollektoren	direkte und diffuse Strahlung	Raumheizung, Warmwasser
6)	80 - 120	Hochleistungsflachkollektoren	direkte und diffuse Strahlung	Raumheizung, Warmwasser, Prozesswärme
7)	50 - 120	Vakuurröhrenkollektoren	direkte und diffuse Strahlung	Raumheizung, Warmwasser, Prozesswärme
8)	50 - 200	Vakuurröhrenkollektoren (CPC-System)	direkte und diffuse Strahlung	Raumheizung, Warmwasser, Prozesswärme
9)	30 - 200	Vakuurröhren-Luftkollektoren (CPC-System)	direkte und diffuse Strahlung	Raumheizung, Prozesswärme
Konzentrierende Solarthermie:				
10)	100 - 550 (konventionell: Thermoöl = max. 400°C)	Parabolrinnenkollektoren (Linienfokussierende Systeme)	direkte Strahlung	Prozesswärme, Dampferzeugung
11)	200 - 400	Fresnelkollektoren (Linienfokussierende Systeme)	direkte Strahlung	Prozesswärme, Dampferzeugung
12)	WTM Luft = 650-850°C WTM Dampf = 500-700°C WTM Salz = 600-800°C	Turmkraftwerke (Punktfokussierende Systeme)	direkte Strahlung	Prozesswärme, Dampferzeugung

Tabelle 2.1: Systeme zur Umwandlung der Solarstrahlung in Wärme

[Quaschnig 2000, S. 50–53]; [D&K Solar GmbH 2013]; [Weiss et al. 2008, S. 4–24]; [Giuliano 2014, S. 2–5]; [Sankol et al. 2008, S. 7, 16-18]; [Heindl Server GmbH 2013]; [Remmers et al. 2001, S. 31, 139, 151-156]; [Renewable Energy Concepts 2013]; [Quaschnig 2011, S. 99-108, 151-158]; [Viessmann Deutschland GmbH 2011, S. 33–37]

Die Nutzung der Sonnenenergie in technischen Anlagen, kann prinzipiell in konzentrierende und in nicht konzentrierende Systeme unterteilt werden. In Tabelle 2.1 wird daher zwischen den beiden Systemarten unterschieden. [Quaschnig 2011, S. 36–37].

Nicht konzentrierende Systeme nutzen die eintreffende Sonneneinstrahlung, ohne diese zu fokussieren. Sie sind im Gegensatz zu konzentrierenden Systemen in der Lage, auch die diffuse Komponente der Globalstrahlung zu nutzen, die in unseren Breiten mehr als 50% [Quaschnig 2011, S. 61] der Gesamtstrahlung ausmacht. Die Arbeitstemperaturen von nicht fokussierenden Kollektoren sind jedoch begrenzt. Beispielsweise lassen sich mit guten VRK durchaus Temperaturen von 200°C erreichen. Höhere Temperaturen sind jedoch kaum möglich und der Wirkungsgrad nimmt aufgrund der stark steigenden Wärmeverluste bereits bei Temperaturen über 100°C deutlich ab. Im Bereich der Prozesswärme sind jedoch meist deutlich höhere Temperaturen nötig. Diese lassen sich bei besseren Wirkungsgraden nur über die Konzentration der Solarstrahlung erreichen. Ähnlich wie bei einer Lupe, die das Licht auf

einen Punkt konzentriert, können theoretisch bei konzentrierenden Systemen bzw. Kraftwerken, Absorbertemperaturen von bis zu 1000°C [Sankol et al. 2008, S. 6] erreicht werden. Konzentrierende Systeme finden vorwiegend in südlichen Ländern bzw. äquatorialen Lagen Anwendung, da der direkte Strahlungsanteil in diesen Regionen besonders hoch ist. Diese Systeme sind in der Regel technisch aufwendiger und meist mit einer Nachführung versehen, um den Sonnenstand zu folgen.

Für die in Tabelle 2.1 erwähnten Solarwandler, sind jeweils die Arbeitstemperaturen, die nutzbare Strahlungsenergie und die entsprechende Anwendung aufgelistet. Aus der Tabelle ist ersichtlich, dass die Bereitstellung von Prozesswärme hauptsächlich durch konzentrierende Solarthermie erfolgen kann. Lediglich mit speziellen Flachkollektoren und mit den verschiedenen Bauarten der VRK, lässt sich ebenfalls ein höheres Temperaturniveau erreichen. Jedoch sind die erzielbaren Temperaturen, im Gegensatz zu den konzentrierenden Systemen, deutlich begrenzt. Die in Tabelle 2.1 aufgelisteten Vakuumröhrenluftkollektoren (VRLK) können zwar laut dem Hersteller D&K Solar GmbH, Temperaturen bis zu 200 °C bei einem guten Wirkungsgrad erzeugen, sind aber derzeit nur bedingt auf dem Markt erhältlich, da sie sich teilweise noch im Stadium der Entwicklung bzw. Optimierung befinden. Der überwiegende Teil der nicht konzentrierenden Solarthermie, findet vor allem im häuslichen Gebrauch für Warmwasser und Raumheizung Anwendung. Zudem werden beispielsweise unabgedeckte Solarabsorber mit einem Temperaturniveau von 20°C bis 40°C vorwiegend für die Schwimmbadbeheizung genutzt. Im Bereich der nicht konzentrierenden Solarthermie ist auch die Wärmepumpe mit aufgelistet. Diese stellt einen Sonderfall dar. Denn mit Hilfe der in der Luft, im Wasser oder im Erdreich gespeicherten Solarenergie, lässt sich beispielsweise eine Anhebung der Umgebungswärme auf ein nutzbares Temperaturniveau realisieren. Anwendung findet die Wärmepumpe allerdings nur im deutlichen Niedertemperaturbereich. Aus der Tabelle 2.1 ist zudem ersichtlich, dass ein erheblicher Unterschied bei der nutzbaren Strahlungsenergie zwischen nicht konzentrierender Solarthermie und konzentrierender Solarthermie besteht. Fokussierende Systeme können nur mit der direkten Komponente der Globalstrahlung arbeiten. Bei einem Diffusstrahlungsanteil im Sommer in unseren Breiten von zum Teil 50% [Quaschnig 2011, S. 61], stellt dieser Sachverhalt einen erheblichen Nachteil dar und ist somit für die nachfolgenden Kapitel zu berücksichtigen. Nicht fokussierende Systeme hingegen, können sowohl direkte als auch diffuse Strahlungsenergie nutzen. Das in der Tabelle 2.1 unter Nummer 12 aufgelistete Turmkraftwerk beispielsweise, dass mit den Wärmeträgermedien (WTM) Luft, Salz und Dampf realisiert werden kann, ist aufgrund der hohen Investitionskosten und dem fehlenden Anteil an direkter Solarstrahlung in Deutschland, sowohl technisch als auch wirtschaftlich als nicht sinnvoll anzusehen.

2.2 Solare Prozesswärme

2.2.1 Industrieller Wärmebedarf

Ein Großteil der installierten thermischen Solaranlagen wird, wie in Abschnitt 2.1.2 (Status der Solarthermie) bereits erläutert, bisher zur Bereitstellung von Trinkwarmwasser und Raumwärme in Ein- und Mehrfamilienhäusern verwendet. Lediglich ein Bruchteil der insgesamt in Deutschland im Jahr 2013 installierten Kollektorfläche, von etwa 17,2 Mio. m² [Bundesministerium für Wirtschaft und Energie 2013, S. 16], wird für andere Anwendungsgebiete wie Schwimmbadbeheizung, Nah- und Fernwärme, industrieller Prozesswärme oder solare Klimatisierung eingesetzt.

Vor allem die Bereitstellung solarer Prozesswärme für industrielle Anwendungen hat durchaus ein gutes Potenzial. Der industrielle Sektor eignet sich aufgrund des sehr hohen Wärmebedarfs für die Nutzung thermischer Solarenergie. Darüber hinaus verfügen Unternehmen des produzierenden Gewerbes in der Regel über einen sehr konstanten Wärmebedarf, sowohl während der Arbeitstage einer Woche als auch während eines Jahres. Hier kristallisiert sich bereits ein wesentlicher Vorteil der solaren Prozesswärme gegenüber der häuslichen Standardanwendung heraus. Denn in aller Regel, wird im industriellen Sektor auch während der einstrahlungsintensivsten Zeit in den Sommermonaten, ein bedeutender Wärmebedarf vorhanden sein, von dem ein Teil solar gedeckt werden kann. Aufgrund der konstanten und hohen Last können häufig sehr große Anlagen realisiert werden, wodurch teilweise sehr niedrige Wärmegestehungskosten erzielt werden können.

Obwohl der industrielle Sektor damit prinzipiell sehr gute Randbedingungen für die Nutzung solarer Prozesswärme bietet, entwickelt sich der Markt nur sehr langsam. Der Anteil dieser Solaranlagen an der gesamten Zubauffläche liegt auf globaler Ebene (Jahr 2013) mit einem Prozent [Sawin 2014, S. 55] auf einem sehr niedrigen Niveau. Ein wesentlicher Grund für die langsame Markterschließung ist unter anderem die Komplexität der Industrie als Anwendungsgebiet für Solarwärme. Zunächst ist es bisher sehr aufwendig einen geeigneten Integrationspunkt für Solarwärme eindeutig zu identifizieren und den Aufwand zur Einbindung der Solarwärme in die bereits existierenden Strukturen abzuschätzen. Zudem ergeben sich aufgrund der vielfältigen industriellen Wärmeverbraucher, diverse Möglichkeiten zur Einbindung von Solarwärme und damit auch verschiedene Hydraulikkonzepte für Solaranlagen. Auf standardisierte Systeme, wie im Bereich der Trinkwarmwasserbereitstellung oder Heizungsunterstützung kann dabei nicht zurückgegriffen werden. Daraus resultiert ein enormer Aufwand zur Machbarkeitsabschätzung und Planung solarer Prozesswärmeanlagen, was derzeit eines der größten Herausforderungen bei der Markterschließung darstellt.

Thermische Solarenergie für die Bereitstellung solarer Wärme für industrielle Anwendungen, ist ein verhältnismäßig neues Anwendungsgebiet. Hierfür ist es von besonderer Bedeutung, das Potential dieser Technologie zu ermitteln und Branchen zu identifizieren, die sich für die Einbindung thermischer Solarenergie besonders gut eignen. Daher wird in diesem Abschnitt der industrielle Wärmebedarf in Deutschland hinsichtlich der Verteilung auf einzelnen Branchen und unterschiedliche Temperaturniveaus analysiert. Die Tabelle 2.2 liefert hierfür eine gute Übersicht. Sie zeigt die Aufschlüsselung des industriellen Wärmebedarfs im Jahr 2009 in der Einheit TWh für unterschiedliche Wirtschaftszweige [Lauterbach 2014, S. 20].

Industrial sector (NACE Rev.2 Code)	HW	SH	Process heat [TWh]					Sum	Sum <300°C
			<100°C	100 ..200°C	200 ..300°C	300 ..500°C	>500°C		
Chemicals and chemical products (20/21)	0.2	6.7	13.5	9.5	5.9	5.5	55.7	96.9	35.7
Food products and beverages (10/11)	0.3	8.3	11.8	13.7	0.9	0.0	0.0	35.0	35.0
Motor vehicles and trailers (29)	1.0	7.3	2.7	1.1	0.0	0.8	3.7	16.8	12.2
Paper and paper products (17)	0.1	2.4	2.7	5.6	0.2	4.1	0.0	15.1	11.0
Fabricated metal products (25)	0.9	6.3	2.3	1.0	0.0	0.8	3.4	14.8	10.6
Machinery and equipment (28)	0.6	4.5	1.6	0.7	0.0	0.5	2.3	10.3	7.5
Basic metals (24)	0.2	4.4	0.9	1.5	0.1	1.1	154.9	163.1	7.0
Non-metallic mineral products (23)	0.1	3.5	1.2	1.0	0.0	0.7	82.7	89.3	5.9
Rubber and plastic products (22)	0.1	1.6	0.9	2.0	0.1	1.4	0.0	6.1	4.7
Electrical equipment (27)	0.3	2.4	0.9	0.6	0.0	0.5	1.1	5.8	4.3
Textiles (13)	0.1	1.2	2.0	0.0	0.0	0.0	0.0	3.3	3.3
Printing and reprod. of recorded media (18)	0.0	0.4	0.2	1.5	0.1	1.1	0.0	3.3	2.2
Wood and wood products (16)	0.0	0.3	1.5	0.2	0.0	0.2	0.0	2.1	2.0
Furniture and other goods (31/32)	0.0	0.7	0.4	0.6	0.0	0.4	0.2	2.4	1.8
Computer, electronic, optical products (26)	0.1	0.9	0.3	0.1	0.0	0.1	0.4	2.0	1.5
Other transport equipment (30)	0.1	0.9	0.3	0.1	0.0	0.1	0.4	2.0	1.4
Leather and related products (15)	0.0	0.1	0.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.3	0.3
Wearing apparel (14)	0.0	0.1	0.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.3	0.3
Tobacco products (12)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1
Sum	4.2	52.0	43.6	39.3	7.5	17.4	304.9	468.9	146.6
Share*	1 %	11 %	9 %	8 %	2 %	4 %	65 %	100 %	31 %

*of the overall industrial heat demand; all numbers without unit in TWh; HW: hot water; SH: space heating.

Tabelle 2.2: Aufschlüsselung des industriellen Wärmebedarfs mit Unterteilung des Temperaturniveaus zwischen 100-500°C [Lauterbach 2014, S.20]

Der Wärmebedarf wird von lediglich drei Branchen dominiert. Herstellung von chemischen Erzeugnissen, Herstellung von Glas, Glaswaren, Keramik, sowie Metallerzeugung und -bearbeitung. Gemeinsam hatten diese drei Branchen im Jahr 2009 einen Anteil von fast 75% am gesamten industriellen Wärmebedarf. Weitere Branchen mit relevanten Anteilen am Wärmebedarf sind das Ernährungsgewerbe, die Kraftfahrzeugindustrie, der Papiersektor, Herstellung von Metallerzeugnissen sowie der Maschinenbau. Diese fünf Branchen haben einen kumulierten Anteil von fast 20% des industriellen Wärmebedarfs.

Berücksichtigt man das Temperaturniveau, wird deutlich, dass mit 65% der Großteil des Wärmebedarfs über 500°C anfällt. Etwa 14% des Wärmebedarfs wird in einem Temperaturbereich von 100°C bis 500°C verbraucht, 21% bei niedrigen Temperaturen unter 100°C. Der letztgenannte Wert beinhaltet dabei die Bereitstellung von Warmwasser (WW), Raumwärme (RW) und Prozesswärme. In diesem niedrigen Temperaturbereich haben die chemische Industrie und das Ernährungsgewerbe mit Abstand den größten Anteil mit jeweils 20%.

Zur Beurteilung des Potenzials solarer Prozesswärme ist neben dem Temperaturniveau unter 100°C auch das Temperaturniveau zwischen 100°C und 300°C von Interesse, da für die Bereiche 100°C bis 200°C und 200°C bis 300°C unterschiedliche solarthermische Technologien zur Verfügung stehen. Wie bereits erwähnt, werden gut ein Fünftel (21%) des industriellen Wärmebedarfs unter 100°C, für die Bereitstellung von Warmwasser, Raumwärme und Prozesswärme benötigt. Weitere 8% fallen in dem Temperaturbereich von 100°C bis 200°C an. Der Anteil des Wärmebedarfs bei 200°C bis 300°C ist mit 2% bereits wesentlich geringer. Abschließend ist zu erwähnen, dass die chemische Industrie und das Ernährungsgewerbe unterhalb 300°C, mit Abstand den größten Anteil besitzen.

2.2.2 Prozesswärmekollektoren

Zur möglichen Erzeugung der in Abschnitt 2.2.1 genannten Wärme, sind je nach Temperaturanwendung spezielle Kollektoren notwendig. Der nun folgende Überblick über Prozesswärmekollektoren entstammt der Broschüre „Process Heat Collectors“ [Weiss et al. 2008], welche im Rahmen des IEA-SHC Task 33/IV erstellt wurde. Detailliertere Informationen zu den Prozesswärmekollektoren für den Temperaturbereich von 80 bis 250°C können der Broschüre, die auf der Website des AEE-Institutes (Institut für Nachhaltige Technologien) unter dem Downloadcenter frei verfügbar ist, entnommen werden. Zudem werden in den Teilabschnitten mögliche Anbieter solcher Kollektorarten aufgezeigt. Für einen Temperaturbereich bis 80°C sind generell eine Vielzahl von Flachkollektoren und VRK auf dem Markt erhältlich, welche für die direkte Beheizung von Niedertemperaturprozessen genutzt werden können. Für die Beheizung von Prozessen mit höheren Temperaturen werden hingegen Kollektoren benötigt, welche für einen Temperaturbereich von 100 bis 250°C optimiert sind, beispielsweise VRK mit Compound-Parabolic-Concentrator-Technik (CPC-Technik), Parabolrinnenkollektoren oder Fresnelkollektoren.

- Hochleistungsflachkollektoren:

Diese Kategorie der Kollektoren beinhaltet Flachkollektoren, welche für einen Temperaturbereich von 80 bis 120 °C optimiert wurden. Dies bedeutet eine Minimierung thermischer Verluste bei möglichst gleichbleibenden optischen Eigenschaften. Realisiert wird dies mit Hilfe von Mehrfachabdeckungen mit Antireflexbeschichtung, hermetisch geschlossenen Kollektoren mit Edelgasfüllung oder auch mit Hilfe von Vakuum [Weiss et al. 2008, S. 4–6]. Anbieter solcher Kollektoren sind unter anderem Wolf GmbH und Viessmann Werke GmbH & Co. KG.

- VRK:

Bei dieser Kollektorbauart befindet sich das Absorberrohr in einer evakuierten, druckfesten Glasröhre. Bei VRK gibt es prinzipiell eine Reihe von verschiedenen Bauweisen. Unter anderem gibt es Kollektoren, die nach dem Heat-Pipe-Prinzip arbeiten. Beim Heat-Pipe-Prinzip befindet sich eine schon bei geringen Temperaturen verdampfende Flüssigkeit in einem Wärmerohr. Der Flüssigkeitsdampf steigt im Wärmerohr auf und gibt die aufgenommene Wärme, über einen Wärmetauscher an die durch das Sammelrohr fließende Wärmeträgerflüssigkeit ab. Die kondensierte Flüssigkeit fließt anschließend wieder an das Wärmerohrende zurück. Damit der beschriebene Verdampfungs- und Kondensierungsprozess ablaufen kann, müssen die Röhren mit einer Mindestneigung gegenüber der Horizontalen aufgebaut sein. VRK bieten insgesamt den Vorteil, dass sie auch bei hohen Absorberrtemperatures und bei

niedrigen Einstrahlungen mit einem guten Wirkungsgrad arbeiten [Weiss et al. 2008, S. 8–10]. Anbieter dieser Kollektorart sind unter anderem AkoTec Produktionsgesellschaft mbH und Westech-Solar Energy GmbH.

- VRK mit CPC-System:

Bei den sogenannten VRK mit CPC-System, handelt es sich um konzentrierende Kollektoren. Dafür wird ein Parabolspiegel verwendet, um die Strahlung auf den Absorber zu konzentrieren. Da hierdurch die Absorberfläche deutlich kleiner ist als im Vergleich zu Flachkollektoren, weisen CPC Systeme geringere Wärmeverluste auf. In der Regel sind die Kollektoren so konstruiert, dass sie die eintreffende Solarstrahlung mit einem Faktor kleiner 2 konzentrieren. Sie sind somit ein idealer Kandidat, um die Lücke zwischen dem unteren Temperatursolaranwendungsfeld der Flachkollektoren ($T < 80^\circ\text{C}$) und dem höheren Anwendungsfeld der stark konzentrierenden Systeme ($T > 200^\circ\text{C}$) zu schließen [Weiss et al. 2008, S. 12]. Anbieter dieser Kollektoren sind zum Beispiel Wolf GmbH, GREENoneTEC-Solarindustrie GmbH, Sonnenkraft Deutschland GmbH und Paradigma Deutschland GmbH.

- Parabolrinnenkollektoren:

Parabolrinnen verfügen über einen höheren Konzentrationsfaktor als die zuvor genannten CPC-Kollektoren und sind für einen Temperaturbereich zwischen 150°C und 250°C besonders geeignet. Mit Hilfe eines parabelförmigen Reflektors, bündelt der Kollektor das Sonnenlicht auf ein mit Flüssigkeit durchströmtes Absorberrohr. Allerdings können diese Kollektoren meist nicht mehr fest orientiert betrieben werden, sondern benötigen eine Nachführung [Weiss et al. 2008, S. 16–19]. Anbieter solcher Parabolrinnen sind unter anderem Solitem GmbH und SunOyster Systems GmbH.

- Fresnelkollektoren:

Bei Fresnelkollektoren handelt es sich um thermische Solarkollektoren, die die direkte Solarstrahlung über mehrere einachsige nachgeführte Spiegelreihen, auf einen stationären Receiver reflektieren und so Temperaturen von bis zu 400°C bereitstellen. Der Receiver besteht aus einer Vakuumröhre mit selektiver Beschichtung. In dem Absorberrohr wird die Wärme gesammelt und der entsprechenden Anwendung mittels eines Wärmeträgermediums zugeführt. Ein Teil, der von den Primärspiegeln reflektierten Sonnenstrahlen, treffen auf einen über dem Absorber angeordneten Sekundärspiegel und werden von dort ebenfalls auf den Absorber reflektiert [Weiss et al. 2008, S. 20–22]. Anbieter dieser Technologie in Deutschland, ist beispielsweise Industrial Solar GmbH.

3 Analyse und Darstellung des IST-Zustandes

3.1 Biogasaufbereitungsanlage

Gemeinsam mit Energie Südbayern (ESB), haben die SWM im Jahr 2011 eine moderne Biogasaufbereitungs- und Einspeiseanlage in Betrieb genommen. Die Anlage ist insgesamt für eine Aufbereitungskapazität von maximal 400 Nm³/h ausgelegt. Das in der ansässigen Biogasanlage aus nachwachsenden Rohstoffen (NAWARO) erzeugte Biogas, wird seitdem von den Stadtwerken gekauft, auf Erdgasqualität gereinigt und ins Erdgasnetz der SWM eingespeist. In einem BHKW wird es anschließend zur Wärmeversorgung des Michaelibades genutzt. Der erzeugte Strom des BHKWs am Michaelibad, wird dabei in das Netz eingespeist und nach EEG vergütet.

Vor der Einspeisung in das Erdgasnetz, muss das Biogas auf die im Netz vorhandene Qualität gebracht werden. Dies ist notwendig, um unerwünschte Komponenten zu entfernen und den Brennwert anzupassen. Das Rohbiogas, das in dieser Anlage durch die Vergärung von NAWARO erzeugt wird, ist bei seiner Entstehung ein Gasgemisch das zu etwa 48 bis 60 Vol.-% Methan (CH₄) und 39,5 bis 52,8 Vol.-% Kohlenstoffdioxid (CO₂) besteht. Daneben enthält das Rohgasgemisch geringe Anteile bzw. Spuren von Schwefelwasserstoff (H₂S), Wasserdampf (H₂O), Ammoniak (NH₃) sowie Stickstoff (N₂) und Sauerstoff (O₂).

Die vorhandene Aufbereitungstechnologie der SWM reinigt Biogas auf eine Qualität, die im Hinblick auf den Energieinhalt und die brenntechnischen Eigenschaften von fossilem Erdgas, fast nicht zu unterscheiden ist. Grundlage hierfür sind die Anforderungen der DVGW-Regelwerke (Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches). Die geforderte Qualität am Ausgang der Anlage wird im Wesentlichen durch die DVGW Arbeitsblätter G 260 (Gasbeschaffenheit) und G 262 (Nutzung von Gasen aus regenerativen Quellen in der öffentlichen Gasversorgung) definiert [Graf et al. 2013, S. 63]. Hauptaufgabe hierbei ist vor allem die Entfernung von Verunreinigungen des unaufbereiteten Biogases vor der weiteren Verwendung bzw. der Einspeisung in das Erdgasnetz. Kritische Komponenten sind in erster Linie Feststoffpartikeln, sowie H₂O, H₂S und CO₂ [Graf et al. 2013, S. 161–162]. Der Methangehalt wird dabei auf Volumenanteile von maximal 99 Vol.-% (H-Gas) angereichert.

Die CO₂-Abscheidung, der zentrale Prozess der Biomethanherzeugung, erfolgt in der Aufbereitungsanlage mit einem drucklosen Aminwaschprozess. Dieses Verfahren basiert dabei auf einer chemischen Wäsche des Biogases mit einer wässrigen Aminlösung, die das enthaltene Kohlenstoffdioxid bindet. Dadurch wird der Methangehalt auf das Niveau von Erdgas angehoben, so dass das Gas, nach Trocknung, Odorierung und LPG-Konditionierung (Liquified Petroleum Gas), in das Erdgasnetz der SWM eingespeist werden kann.

3.1.1 Systematische Untersuchung möglicher Integrationspunkte

Vor der Einspeisung des Biogases in das Erdgasnetz muss dieses aus den zuvor genannten Gründen aufbereitet werden. Abbildung 3.1 zeigt vereinfacht den Aufbau der gesamten Anlagensituation. Hierbei sind die zentralen Bestandteile wie Fermenter und Blockheizkraftwerk (BHKW) des Landwirts, sowie die Biogasaufbereitungsanlage (BGAA) und Biogaseinspeiseanlage (BGEA) der SWM zu entnehmen.

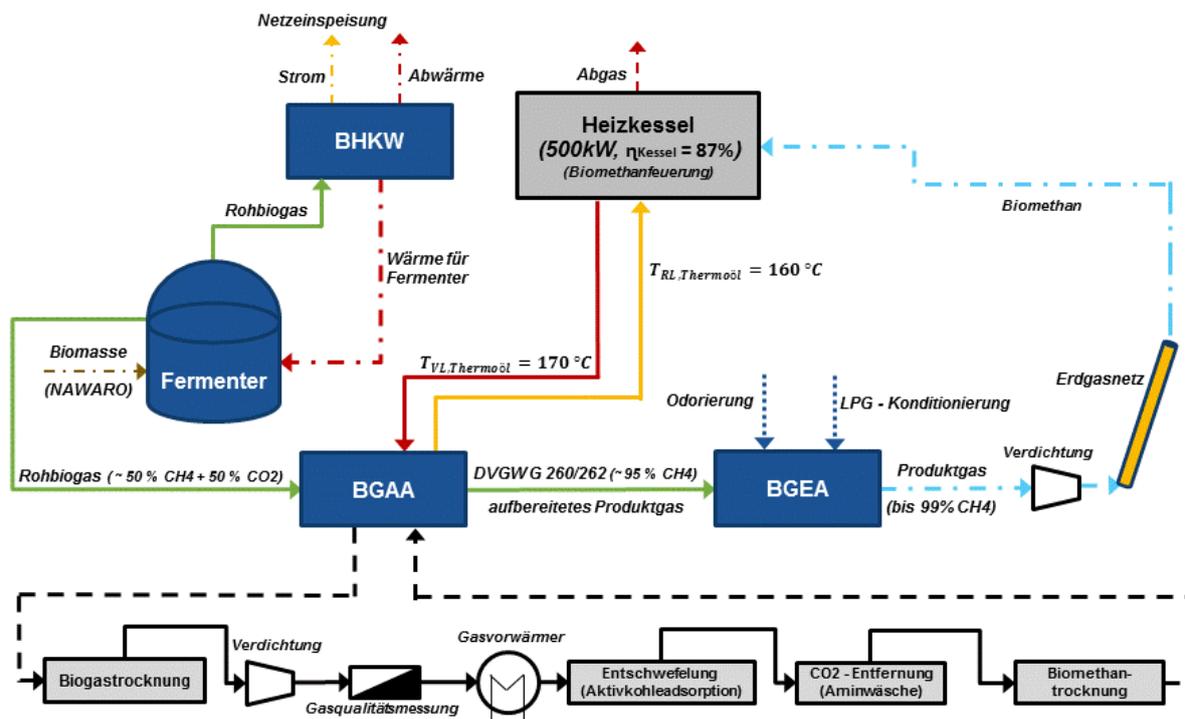


Abbildung 3.1: Prozessschaltbild der Anlagensituation

Das Rohbiogas vom Fermenter wird entsprechend der prinzipiellen Darstellung in Abbildung 3.1 in die BGAA überführt. Die Pfeilstrukturen werden im Schaubild als Stoffströme angesehen. Die BGAA beinhaltet vor allem die Entfernung von H_2O , H_2S und CO_2 mit den dafür entsprechenden Komponenten Trocknung, Entschwefelung und CO_2 -Entfernung. Aus der Abbildung 3.1 wird zudem ersichtlich, dass für die benötigte thermische Energie der BGAA aktuell ein Heizkessel mit einem Wirkungsgrad von 87% betrieben wird. Durch den Kessel, der mit einer Biomethanfeuerung arbeitet, wird die Wärme für den Regenerationsprozess der Aminlösung bereitgestellt. Die Kesselvorlauftemperatur beträgt dabei $170^\circ C$. Die Rücklauftemperatur beträgt $160^\circ C$. Die BGAA übergibt anschließend ein aufbereitetes Produktgas an die BGEA zur Odorierung und LPG-Konditionierung. Das so gereinigte Biogas kann nach anschließender Verdichtung in das Erdgasnetz mit gewünschter Qualität eingespeist werden. Das Produktgas enthält im Normalfall zwischen 96,5 und 99,9 Vol.-% CH_4 .

Aus Abbildung 3.1 ist zu entnehmen, dass der für den Heizkessel benötigte Brennstoff aus dem Erdgasnetz zur Verfügung gestellt wird. Es vermittelt den Eindruck, dass es sich bei dem Stoffstrom zwischen dem Erdgasnetz und dem Heizkessel um das fossile Erdgas handelt und nicht um Biomethan. Dies widerspricht aber der vorhergehenden aufgeführten Behauptung, bezüglich der Biomethanfeuerung. Der Widerspruch ist aus folgendem Grund geschuldet. Wird beispielsweise Rohbiogas auf Erdgasqualität aufbereitet, in das öffentliche Erdgasnetz eingespeist und an anderer Stelle zur Strom- sowie zur Wärmeenergieerzeugung eingesetzt, wird wiederum - physikalisch - Erdgas in dem jeweiligen BHKW verwendet. Gemäß § 47 Abs. 6 EEG 2014 [Bundesministerium für Wirtschaft und Energie 2014] gilt aus dem Erdgasnetz entnommenes Gas jedoch als Biogas, „[...] soweit die Menge des entnommenen Gases im Wärmeäquivalent am Ende eines Kalenderjahres der Menge von [...] Gas aus Biomethan entspricht, das an anderer Stelle im Geltungsbereich des EEG in das Gasnetz eingespeist worden ist [...]“ [Bundesministerium für Wirtschaft und Energie 2014, S. 17].

Um möglichst eine große Menge des teuren Biomethans für die Verbrennung im Heizkessel einzusparen, werden in den folgenden Abschnitten alle Prozessschritte der BGAA in Hinblick auf den Wärmebedarf untersucht. Die komplette Betrachtung der BGAA wird vollzogen, da sich theoretisch neben dem Regenerationsprozess der Aminlösung, noch weitere Wärmebedarfsstellen für die Nutzung von Solarwärme, herauskristallisieren können. Um eine prinzipielle Abschätzung von geeigneten Integrationspunkten und der hydraulischen Einbindung für die solarthermische Prozesswärme treffen zu können, wird somit in den folgenden Abschnitten analysiert, inwieweit die Einbindung solarthermischer Prozesswärme für die BGAA technisch umsetzbar ist. Das primäre Ziel ist die Einsparung von Biomethan zur Wärmeenergieerzeugung für die BGAA. Die Verbesserung des Klimaschutzes ist zudem ein positiver Nebeneffekt. Die Solarwärme wird dabei als ergänzende Wärmeversorgung untersucht.

Zu Beginn wird die Prozesskette der BGAA näher beleuchtet. Hierbei sollen einerseits mögliche Integrationspunkte solarthermischer Prozesswärme identifiziert werden und andererseits bereits bestehende Wärmerückgewinnungsmaßnahmen aufgezeigt werden. Denn die Nutzung von Abwärme für einen Prozessschritt ist generell technisch und wirtschaftlich sinnvoller als neue Wärmeenergieerzeugungsanlagen zu realisieren. Somit werden die einzelnen Prozessschritte auch hinsichtlich Wärmerückgewinnungsmaßnahmen untersucht, um Auswirkungen auf die Einbindung von Solarwärme zu identifizieren.

Wie der Abbildung 3.1 zu entnehmen ist, erfolgt am Eintritt des Gases in die BGAA eine Entfeuchtung im Biogastrockner. Der Biogastrockner ist als Rohrbündelwärmetauscher ausgeführt. Das Biogas durchströmt das Rohrbündel und wird mittels Kaltwasser (2°C) auf 5 bis 10°C gekühlt. Dadurch wird der Taupunkt des mitgeführten Wasserdampfes unterschritten und das Gas getrocknet. Mit dem Kondensat werden außerdem Aerosole und Ammoniak aus

dem Gasstrom entfernt. Am Ende des Rohrbündels befindet sich ein Kondensatsammler, über den das abgeschiedene Wasser abgeleitet und dem Kondensatschacht zugeführt wird. Das gekühlte und getrocknete Biogas wird anschließend durch eine Gebläsestation verdichtet, um die bei der Reinigung des Biogases in der Absorberkolonne und dem Aktivkohlefilter auftretenden Druckverluste zu überwinden.

Vor dem Eintritt des Rohbiogases in die Entschwefelung, erfolgt eine Gasqualitätsmessung in einem kontinuierlich messenden Gasanalysengerät. Das Gasanalysengerät bestimmt den Methangehalt des Gases, die Anteile des Nebengases CO₂, sowie die Konzentrationen der Spurengase. Weist das gemessene Rohbiogas die vereinbarte Qualität aus, so erfolgt die Aufbereitung zu Biomethan. Für den Fall, dass die Rohbiogasqualität nicht den vereinbarten Anforderungen der Gasaufbereitungsanlage entspricht oder die Gasaufbereitungsanlage nicht betriebsbereit ist, wird das Gas über eine Gasweiche zur Entsorgung auf eine Fackel geführt. Beide Gasvolumenströme, zur Waschkolonne und zur Fackel, werden mit jeweils einem Turbinenradgaszähler gemessen und registriert.

Wie aus der Abbildung 3.1 zu entnehmen ist, findet vor der eigentlichen Entschwefelung zunächst eine Vorwärmung des Gases statt. Mittels eines Wärmetauschers, wird das Biogas auf ca. 20°C erwärmt. Die dazu benötigte Wärme wird dem Gasvorwärmer als Abwärme des Regenerationsprozesses der Aminlösung bei der CO₂-Entfernung zur Verfügung gestellt. Die Wärmebereitstellung erfolgt mittels der Kühlwasserversorgung für den Regenerationsprozess. In dem Kühlkreislauf zirkuliert eine Kühlflüssigkeit, die die Wärme durch Wärmetauscher von den Prozessmedien aufnimmt und sie über einen in den Kühlmittelkreislauf integrierten Luftkühler am Ende an die Umgebungsluft wieder abgibt. Die Einbindung des Gasvorwärmers findet im Rücklauf des Kühlmittelkreislaufs vor den Luftkühlern statt. Die Integration solarthermischer Prozesswärme, wird an dieser Stelle als nicht sinnvoll betrachtet, da es sich hier um eine Wärmerückgewinnungsmaßnahme handelt und die Abwärme des Regenerationsprozesses genutzt wird.

Eine biologische Entschwefelung des Rohbiogases erfolgt bereits in den Fermentern selbst. Dazu wird eine genau bemessene Luftmenge in den Gasraum eingeblasen. Der Schwefelwasserstoff wird anschließend von Schwefelbakterien zu Schwefel oxidiert. Dies trägt bereits zu einer erheblichen Reduzierung der Schwefelwasserstoffbelastung bei. Das vorentschwefelte Rohbiogas wird mit einem Restschwefelwasserstoffgehalt von durchschnittlich 50 ppm [Graf et al. 2013, S. 178] an die Biogasaufbereitungsanlage übergeben. Da im DVGW-Arbeitsblatt G 260 Volumenanteile kleiner als 3 ppm gefordert sind [Graf et al. 2013, S. 178], können biologische Entschwefelungsverfahren normalerweise nur für eine Grobentschwefelung eingesetzt werden. Für die Feinentschwefelung wird in dieser Anlage eine Aktivkohleadsorption eingesetzt. Dabei handelt es sich um eine sogenannte

chemische Entschwefelung. Hierdurch werden Restkonzentrationen von kleiner 3 ppm H₂S im Biogas erreicht.

Das nun entfeuchtete und entschwefelte Biogas durchströmt im Anschluss einen drucklosen Aminwaschprozess. Die Aminwäsche entfernt das CO₂ aus dem Biogas. Hierbei handelt es sich um eine sogenannte chemische Wäsche. Die am weitest verbreiteten chemischen Wäschen zur CO₂-Entfernung in Biogasanlagen, sind Aminwäschen. Bei den eingesetzten Waschflüssigkeiten handelt es sich meist um Gemische aus Wasser und dem jeweils gewählten Amin. Insbesondere Lösungen von MEA (Monoethanolamin), DEA (Diethanolamin) und MDEA (Methyldiethanolamin) in Wasser, werden für den Einsatz bei der Biogasaufbereitung angeboten [Graf et al. 2013, S. 191–192]. Als Waschflüssigkeit kommt in dieser Anlage eine Lösung aus Wasser und MDEA zum Einsatz.

In der drucklosen Aminwäsche durchströmt das entfeuchtete und entschwefelte Biogas einen mit Füllkörpern gepackten Waschturm. Im Gegenstrom - von oben nach unten - fließt eine wässrige Aminlösung. Diese wird über ein Flüssigkeitsverteilungssystem im Kopfbereich des Waschturms gleichmäßig über den Kolonnenquerschnitt und über der Füllkörperpackung verteilt. Aufgrund der von den Füllkörpern bereitgestellten großen Oberfläche kommt es innerhalb der Füllkörperschicht zu einem intensiven Stoffaustausch zwischen der Gas- und der Flüssigkeitsphase, wobei das Kohlendioxid aufgrund der chemischen Eigenschaften von der Aminwaschlösung aufgenommen (absorbiert) wird und aus der Gasphase ausscheidet. Diese chemische Form der Gasabsorption hat Vorteile im Vergleich mit physikalischen Absorptionsverfahren, bei der die treibende Kraft ein hoher Partialdruck der abzutrennenden Gaskomponente über dem Absorptionsmittel ist. Unter anderem ist die Aufnahmekapazität (Beladungsfähigkeit) der Waschlösung für das abzuscheidende Gas um ein Vielfaches höher und deshalb müssen nur geringe Waschmittelmengen umgewälzt werden (geringe Energiekosten, kleine Apparate). Die drucklose Prozessführung erspart zudem eine energieintensive Verdichtung des Biogases und ermöglicht eine kostengünstige Anlagentechnik und einen verschleißarmen Betrieb, woraus erhebliche wirtschaftliche Vorteile resultieren [Graf et al. 2013, S. 172-173, 191-193].

Die Temperatur der Aminlösung im Kolonnenkopf beträgt 40 °C. Bei der Absorption des CO₂ erwärmt sich die Lösung um ca. 10°C bis 15°C und erreicht im Kolonnenboden Temperaturen von ca. 50°C bis 55°C. Da es sich bei der Waschflüssigkeit um eine wässrige Aminlösung handelt, sättigt sich das Produktgas bei der Durchströmung des Waschturms mit Wasserdampf. Vor der Übergabe des Produktgases an die Biomethaneinspeiseanlage, muss dieser Wasseranteil wieder abgetrennt und in den Waschprozess zurückgeführt werden, damit sich die Zusammensetzung der Waschflüssigkeit nicht verändert. Wie aus Abbildung 3.1 zu erkennen ist, erfolgt die Abscheidung des aufgenommenen Wasserdampfes in der

nachfolgenden Kondensationstrocknungseinheit (Biomethantrocknung). Zur Abtrennung der aufgenommenen Gasfeuchte, durchströmt das Produktgas somit einen Wärmetauscher und wird dabei auf eine Temperatur von 2°C bis 8°C abgekühlt. Der auf den Kühlflächen kondensierende Wasserdampf wird gesammelt und in den Aminwaschkreislauf zurückgeführt. Bevor das aufbereitete Biogas in die BGEA gelangt, findet zudem durch die Adsorptionstrocknung (ADTR) eine Feintrocknung des Gasstroms statt. Laut den Anlagebetreuern der SWM, wird dabei die benötigte Wärme (Temperaturniveau: 160 – 180°C) mittels einer elektrisch angetriebenen Heizung zur Verfügung gestellt.

Im unteren Teil des Waschturms wird die beladene Aminwaschlösung aufgefangen und anschließend mit Hilfe einer Pumpe zur Wiederherstellung der Aufnahmefähigkeit für CO₂, in den Regenerationsprozess gepumpt. Die mit CO₂ beladene Aminlösung muss also, bevor sie zur Gasauftrennung erneut auf die Füllkörperpackung des Waschturms aufgegeben werden kann, regeneriert werden. Bei der Regeneration, wird das im Waschturm aufgenommene CO₂ aus der Flüssigkeit ausgetrieben und bildet wieder eine Gasphase. Da die Absorption des Gases in der Waschlösung ein exothermer Prozess ist, bei dem Wärme freigesetzt wird, muss für die Umkehrung dieses Vorganges, in der Regenerationsstrecke Wärmeenergie aufgewendet werden. Die Freisetzung erfolgt in einem zweistufigen Desorptionsprozess bei einer Temperatur von ungefähr 140 °C. Einen genaueren Überblick über die einzelnen Schritte der Regenerationsstrecke, sowie die aktuellen Temperaturniveaus liefert das Prozessschaltbild in Abbildung 3.2.

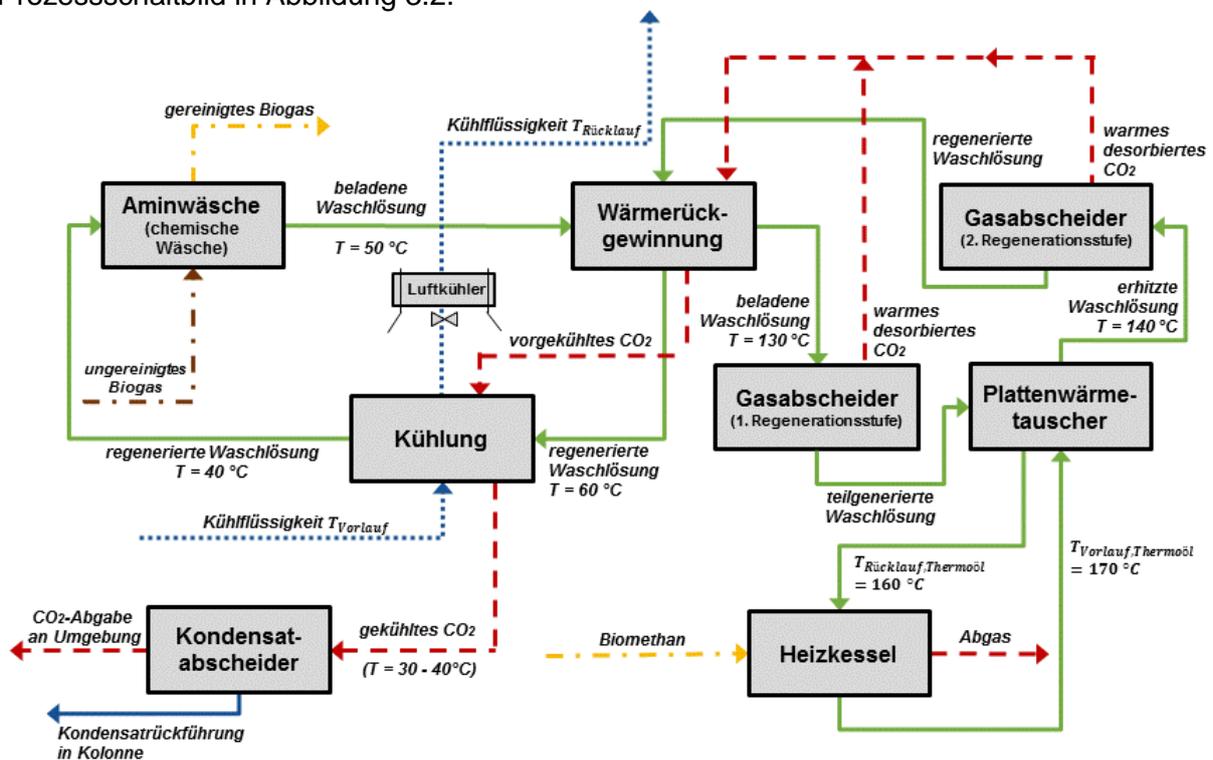


Abbildung 3.2: Wärmemanagement des Regenerationsprozesses

Mit Hilfe dieses Prozessschaltbildes soll einerseits der Regenerationsprozess genauer erläutert werden und andererseits ein möglicher Integrationspunkt, für die Einbindung solarthermischer Prozesswärme, aufgezeigt werden. Die Pfeilstrukturen werden in dieser Abbildung wiederum als Stoffströme angesehen. Ausgangspunkt des Prozessschaltbildes in Abbildung 3.2 ist die Aminwäsche (chemische Wäsche). Das mit CO₂ beladene Amin wird zunächst mit Hilfe von Pumpen aus dem Kolonnenboden der Aminwäsche in die Regenerationsstrecke gepumpt. Zur Minimierung des Regenerationswärmeaufwands erfolgt die Erwärmung der Waschflüssigkeit in abgestufter Weise.

Für die erste Regenerationsstufe wird zunächst die beladene Aminlösung (Waschlösung) durch die regenerierte Aminlösung (Waschlösung) und das freigesetzte CO₂ erwärmt. Für eine optimale Wärmerückgewinnung wird der Strom der beladenen Aminlösung durch einen Strömungsverteiler aufgeteilt und in zwei Plattenwärmetauschern durch die regenerierte Waschlösung und das warme, desorbierte CO₂ erwärmt. Die Aminaufteilung wird dabei so eingestellt, dass die beiden warmen Stoffströme auf die gleiche Temperatur abgekühlt werden. Nach dem Verlassen der beiden Plattenwärmetauscher, werden die beiden Teilströme wieder vereinigt. Die beladene Aminlösung hat an dieser Stelle eine Temperatur von 90°C bis 100 °C. Die beladene Waschlösung wird im Anschluss durch einen zweiten Strömungsverteiler wieder geteilt und dann wiederum in zwei Plattenwärmetauschern von der regenerierten Aminlösung und dem freigesetzten, warmen CO₂ erwärmt. Die beladene Waschlösung erreicht dabei Temperaturen von 125°C bis 135 °C. In Abbildung 3.2 wird dieser Verfahrensschritt als Wärmerückgewinnung bezeichnet und beinhaltet somit vier Plattenwärmetauscher, die einerseits die Temperatur der beladenen Waschlösung stufenweise erhöhen und zugleich das warme, desorbierte CO₂, sowie die regenerierte Waschlösung, kühlt.

Die beiden Teilmengen werden im Anschluss wiederum vereinigt und gelangen nun in den Gasabscheider (1. Regenerationsstufe). Dort trennt sich die Gasphase von der flüssigen Phase. Die Gasphase verlässt den Gasabscheider durch ein Ventil am oberen Ende des Gasabscheiders. Die teilgenerierte Aminlösung verlässt den Gasabscheider am unteren Ende durch ein Regelventil.

Bei der nun folgenden zweiten Regenerationsstufe, gelangt die teilgenerierte Aminlösung nach dem Regelventil zunächst in einen Plattenwärmetauscher. Dort wird die Waschlösung mit dem Wärmeträgermedium Thermoöl, auf 140 °C erwärmt. Aus der Abbildung 3.2 wird ersichtlich, dass die Erwärmung des Thermoöls durch einen mit Biomethan betriebenen Heizkessel erfolgt und mit einer Vorlauftemperatur von 170 °C und einer Rücklauftemperatur von 160 °C arbeitet. Nach der Erhitzung gelangt die Aminlösung in einen weiteren Gasabscheider (2. Regenerationsstufe). Dort trennt sich nun endgültig die Gasphase von der flüssigen Phase. Auch hier verlässt die Gasphase den Gasabscheider durch den Gasauslass am oberen Ende

und die regenerierte Aminlösung am unteren Ende. Anschließend werden die CO₂-Ströme aus den Gasabscheidern vereinigt. Danach wird das CO₂ in den zuvor erwähnten Plattenwärmetauschern der Wärmerückgewinnungsstufe, durch die beladene Waschlösung abgekühlt.

Die aus dem unteren Ende des Gasabscheiders regenerierte Aminlösung, wird ebenfalls durch die Plattenwärmetauscher der Wärmerückgewinnungsstufe befördert. Dort wird die Waschlösung auf ungefähr 60 °C gekühlt. Für die abschließende Kühlung der regenerierten Waschlösung, ebenso für die Kühlung des heißen, desorbierten CO₂-Abgases wird eine Kühlwasserversorgung benötigt. In Abbildung 3.2 findet sich diese Prozessstufe unter der Bezeichnung Kühlung wieder. In dem Kühlkreislauf zirkuliert eine Kühlflüssigkeit, die die Wärme über einen Wärmeübertrager von den Prozessmedien aufnimmt und sie über einen in den Kühlmittelkreislauf integrierten Luftkühler an die Umgebungsluft wieder abgibt. Durch die Kühlungsstufe erfolgt die Temperaturabsenkung der regenerierten Waschlösung auf die Betriebstemperatur des Aminwaschprozesses von 40 °C. Das desorbierte CO₂ wird auf eine Temperatur von 30°C bis 40°C abgekühlt.

Das durch die Temperaturabsenkung des desorbierten CO₂ anfallende Kondensat, wird im Kondensatabscheider vom CO₂ getrennt. Das CO₂ wird danach durch ein Regelventil auf Atmosphärendruck entspannt und an die Atmosphäre entlassen. Das Kondensat aus dem Abscheider wird in den Kolonnenboden zurückgeführt.

Aufgrund der durchgeführten Analyse, insbesondere die Betrachtung der einzelnen Prozessschritte der BGAA, ergeben sich nun Rückschlüsse auf mögliche Integrationsmöglichkeiten. Die detaillierte Analyse zeigt auf, dass für die Einbindung solarthermischer Prozesswärme, neben dem Regenerationsprozess der Aminlösung, auch die Wärmebereitstellung für die ADTR in Betracht gezogen werden kann. Für den weiteren Verlauf dieser Arbeit, wird jedoch nur der Regenerationsprozess betrachtet. Grund ist unter anderem die Tatsache, dass es sich hierbei um eine Stelle handelt, an der eine große Menge an Wärme eingespeist wird. Für die Bereitstellung der Wärme, dient ein mit Biomethan betriebener Heizkessel. Darüber hinaus, stellt der Regenerationsprozess aufgrund des hohen benötigten Temperaturniveaus, bereits Abwärme für andere Prozessschritte bereit (Gasvorwärmung vor Entschwefelung).

Bei der ADTR hingegen, sind nach derzeitigen Stand keine Aussagen über den elektrischen Verbrauch möglich. Laut den Betreuern der Anlage, ist keine direkte Verbrauchszählung für die ADTR vorhanden. Lediglich das benötigte Temperaturniveau von 160°C – 180°C für die Regeneration des Silicagels, konnte ausfindig gemacht werden.

3.1.2 Analyse des Wärme- und Strombedarfs

Inwieweit sich ein Prozess solarthermisch versorgen bzw. unterstützen lässt, hängt neben der eigentlichen Prozesstemperatur auch von der zeitlichen Verteilung und Höhe des Wärmebedarfs, den geforderten Aufheizraten, den verwendeten Heiz- und Prozessmedien und den Möglichkeiten der prozessinternen Wärmerückgewinnung ab. Auch bei Einbindung der Stromerzeugung aus PV in den jeweiligen Prozess, sind zeitliche Verteilungsstrukturen und somit die Höhe des Strombedarfs unerlässlich. Von wesentlichem Interesse für eine korrekte Dimensionierung von Wärmeerzeugern, ist die Kenntnis, der maximal erforderlichen Wärmeleistung. Abbildung 3.3 zeigt die während des Jahres 2014 gemessenen Strom- und Heizlasten der zu untersuchenden BGAA.

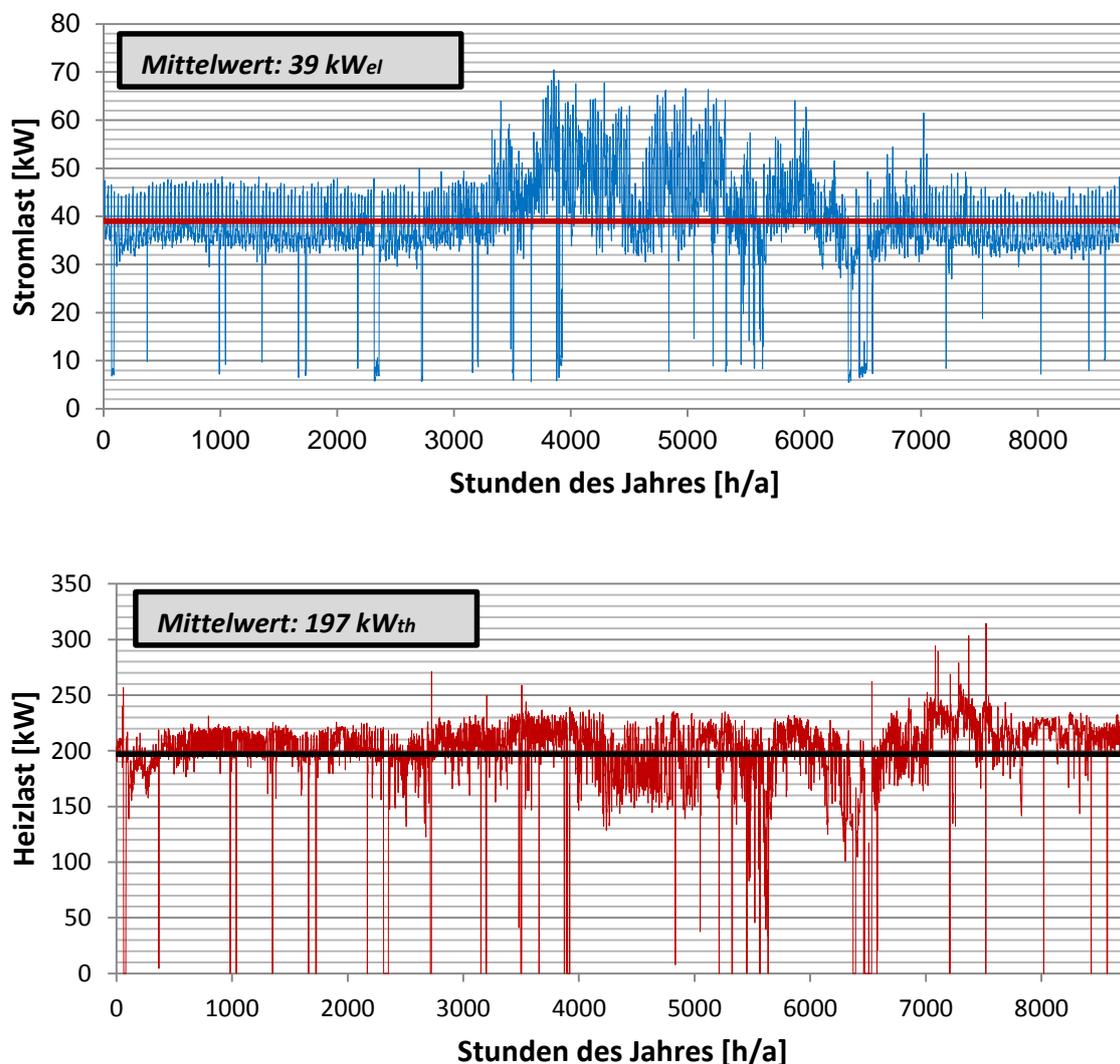


Abbildung 3.3: Gemessene Stromlast (oben) und Heizlast (unten) der BGAA für das Jahr 2014

Datenbasis für den Strombedarf bilden bei größeren Verbrauchern, wie es in der untersuchten Anlage der Fall ist, die gemessenen 15-Minuten-Werte des elektrischen Leistungsbezugs, die vom örtlichen Energieversorger kontinuierlich erfasst werden. Grundlage für den Heizbedarf der BGAA sind die Biomethanvolumenmengen des Netzes. Hier werden vom Energieversorger, die stündlich bezogenen Normvolumenmengen aufgezeichnet. Anschließend kann daraus, unter Berücksichtigung des Kesselwirkungsgrads, die benötigte Heizlast für den Prozess bestimmt werden.

Die Abbildung 3.3 zeigt deutlich auf, dass sowohl bei der Stromlast als auch bei der Heizlast, ein konstanter Bedarf vorherrscht. Grund für die Kontinuität ist die Tatsache, dass die Produktion des Biogases in den Fermentern durchgehend stattfindet. Dadurch wird die BGAA, bezüglich der Einspeisung in das Erdgasnetz, kontinuierlich betrieben. Rückführend ergeben sich somit die in der Abbildung 3.3 gemessenen Strom- und Heizlasten der Anlage. Aus der gemessenen Stromlast in der oberen Abbildung wird deutlich, dass der durchschnittliche Bedarf über das Jahr 2014 bei einem Wert von ungefähr 39 kW_{el} liegt. Lediglich in den Sommermonaten Juni, Juli und August liegt der elektrische Bedarf im Jahr 2014 oberhalb des eigentlichen Durchschnittswertes.

Aus der gemessenen Heizlast in der unteren Abbildung ist ersichtlich, dass der Durchschnittsbedarf bei etwa 197 kW_{th} liegt. Darüber hinaus sind bei beiden Lastgängen eindeutige Ausreißer zu erkennen. Es handelt sich dabei um Werte, die außerhalb des erwarteten Wertebereiches liegen, bzw. stark vom arithmetischen Mittelwert abweichen. Mögliche Ursachen sind beispielsweise auf Störungen, Wartungsarbeiten bzw. Messfehler zurückzuführen.

Die Darstellung der Verbrauchsdaten in Form einer Jahresdauerlinie ist ein probates Hilfsmittel. Sie zeigt anschaulich, in welcher Zeitdauer (z.B. in Stunden pro Jahr) ein bestimmter thermischer oder elektrischer Leistungsbedarf vorhanden ist. Die Jahresdauerlinie gibt prinzipiell den Verbrauch über ein Jahr an. Sie zeigt die Höhe der Last in absteigender Reihenfolge. Für die Analyse des Lastverlaufs, wird der zu einzelnen Zeitpunkten gemessene Verbrauch, für ein Jahr zusammengefasst. Die einzelnen Messpunkte werden dabei nach der Höhe des Verbrauchs sortiert und in einem Diagramm über der Zeit dargestellt. Dadurch wird beispielsweise die erforderliche Wärmeleistung nach der auftretenden Häufigkeit eines Jahres geordnet. Somit lässt sich anhand der Jahresdauerlinie unmittelbar ablesen, welche Leistung für welche Dauer bereitgehalten werden muss. Der Schnittpunkt der Jahresdauerlinie mit der Ordinate, markiert dabei die Jahreshöchstlast. Die folgenden Punkte geben an, wie häufig mindestens die angegebene Wärmeleistung angefragt wird. Je steiler die Jahresdauerlinie verläuft, umso ungleichmäßiger ist tendenziell die Auslastung der Kapazitäten, die für die

Abdeckung des Verbrauchs eingesetzt werden müssen. Je waagrechtter die Jahresdauerlinie verläuft, desto höher ist die erzielbare Auslastung.

Abbildung 3.4 zeigt die geordneten Jahresdauerlinien des Strom- und Wärmebezugs der BGAA für das Jahr 2014.

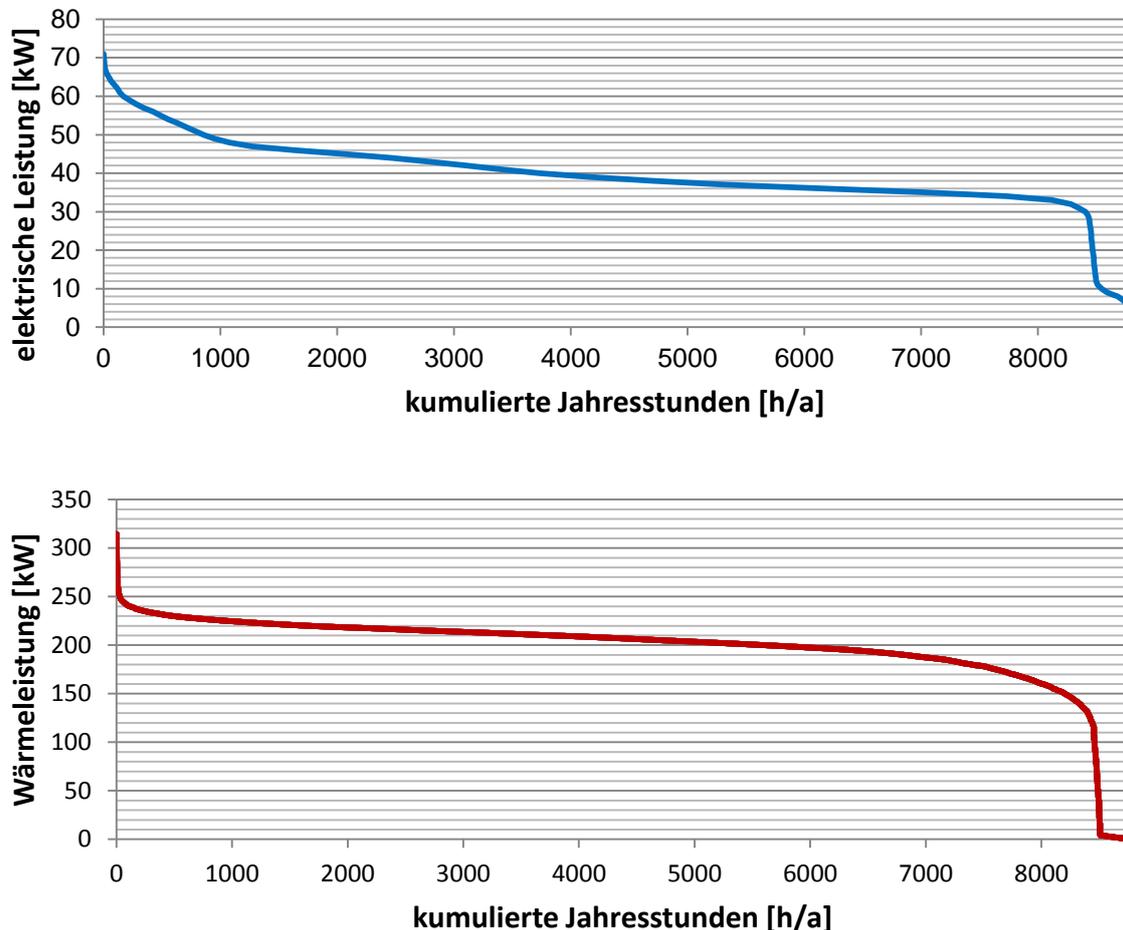


Abbildung 3.4: Jahresdauerlinie der Stromlast (oben) und Heizlast (unten) der BGAA für das Jahr 2014

An den Jahresdauerlinien lässt sich nun unmittelbar ablesen, welche Leistung für welche Dauer bereitgehalten werden muss. Die Abbildung 3.4 zeigt deutlich auf, dass sowohl bei der elektrischen Leistung als auch bei der Wärmeleistung, ein konstanter Bedarf vorherrscht. Grund für die Kontinuität, ist wie bereits erwähnt, die durchgehende Produktion des Biogases in den Fermentern und die daraus folgende kontinuierliche Biogasaufbereitung. Die jeweils parallelen Verläufe zur Abszisse, lassen somit auf eine gleichmäßige Auslastung der vorhandenen Kapazitäten schließen. Aus der Jahresdauerlinie des elektrischen Energiebedarfs der oberen Graphik wird deutlich, dass für die Aufbereitung des Biogases ein hoher Strombedarf nötig ist. Der Schnittpunkt der Jahresdauerlinie mit der Ordinate, markiert die Jahreshöchstlast. Die Spitzenlast beträgt 71 kW_{el} . Der durchschnittliche Bedarf über die komplette Zeitdauer von 8760 Stunden für das Jahr 2014, beträgt wie bereits bei Abbildung

3.3 erwähnt, 39 kW_{el}. Die detaillierten Aufschlüsselungen der monatlichen elektrischen Verbrauchswerte für das Jahr 2014, sind im **Anhang A.1** ersichtlich. Erwähnenswert ist hier der kumulierte elektrische Jahresverbrauch der BGAA von 339.316 kWh. Aus der Jahresdauerlinie des Wärmebedarfs in der unteren Graphik in Abbildung 3.4 ist ersichtlich, dass sich der Schnittpunkt mit der Ordinate oberhalb von 300 kW_{th} befindet. Die Jahreshöchstlast beträgt 315 kW_{th}. Der durchschnittliche Bedarf über das Jahr 2014 ist bei einem Wert von 197 kW_{th} angesiedelt. Der kumulierte thermische Jahresverbrauch der BGAA beträgt 1.726.201 kWh. Auch hier sind die detaillierten Aufschlüsselungen der monatlichen thermischen Verbrauchswerte für das Jahr 2014, aus dem **Anhang A.2** zu entnehmen. Auf Basis dieser Verbrauchsdaten wird in den nachfolgenden Kapiteln nun untersucht, inwieweit der thermische und elektrische Bedarf der Anlage, mit Hilfe von solarthermischen Systemen und photovoltaischer Stromerzeugung, abgedeckt werden kann.

3.1.3 Geographische und flächenbasierte Anlagenbetrachtung

Für eine solarthermische Versorgung bzw. für die Bereitstellung von Strom aus PV, sind detaillierte Flächenanalysen zur möglichen Gewinnung von Energie aus Solarsystemen, sowie eine Standortbetrachtung der Anlage, unerlässlich. Bei der Anschaffung eines solaren Systems ist einer der wichtigsten Punkte, vor Ort eine genaue Analyse der Standortbedingungen durchzuführen und somit die Solaranlage mit den zur Verfügung stehenden Flächen, exakt auf das thermische und das elektrische Verbrauchsprofil abzustimmen. Hierbei ist es vor allem wichtig, vorhandene und nutzbare Flächen zu identifizieren, auf Ihre Tauglichkeit zu prüfen und die Größenordnungen der Flächen zu bestimmen. Wichtige Aspekte hierfür sind die Gebäude- und Standortfaktoren, wie Globalstrahlungsenergie am Standort, Dachneigung, Verschattung und wie bereits erwähnt, die nutzbare Dachflächengröße, sowie die eventuell nutzbaren Freiflächen.

Die Ausrichtung des Daches ist neben der Neigung maßgeblich für die Nutzung der Globalstrahlung. Eine nach Süden ausgerichtete Dachfläche nutzt die Energie nahezu optimal. Eine Ausrichtung nach Ost oder West, kann noch eine gute Energieausbeute erreichen. Jedoch ist sie im Vergleich zur Südausrichtung deutlich reduziert. Aber auch Teilverschattungen von Flächen haben einen erheblichen Einfluss auf die Energieausbeute von solaren Systemen. Verschattungen einzelner Module, können zu starken Ertragseinbußen der Anlage führen, da diese in der Regel in Reihe geschaltet sind und die schwächste Zelle den Gesamtstrom vorgibt.

Die nachfolgende Betrachtung des Standortes der Anlage, sowie die Flächenpotenzialanalyse, liefern somit wichtige Aspekte für die weitere Bearbeitung des Themas. Es ergeben sich dabei zentrale Erkenntnisse über die Eignung der Dachflächen für eine solare Nutzung.

3.1.3.1 Standortanalyse

Bei der Betrachtung des Standortes der BGAA, stellt man fest, dass die Anlage südlich von Freising und in unmittelbarer Nähe des Franz-Josef-Strauß Flughafens angesiedelt ist. Einen ersten Überblick über die Standortsituation liefert dazu die Abbildung 3.5.

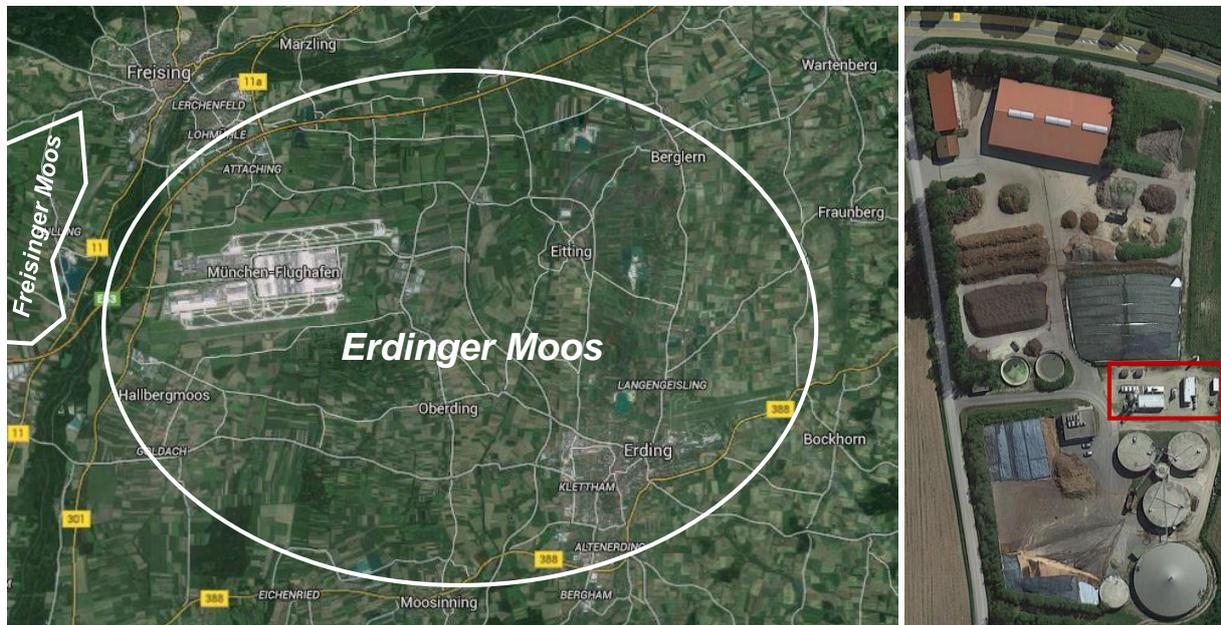


Abbildung 3.5: Standortbetrachtung des Anlagenbereichs [Google Maps 2015a]

Dabei ist hier auf der linken Seite eine Übersicht der geographischen Lage der zu untersuchenden Anlage dargestellt. Auf der rechten Seite der Abbildung 3.5, befindet sich zudem ein Luftbild der Anlage. Hierbei sind die Hauptbestandteile der Anlage gut zu erkennen. Im unteren Abschnitt des Luftbildes ist zum einen die Biogasanlage mit den entsprechenden Komponenten wie Fermenter, Substratlager und BHKW angeordnet. Im direkten Anschluss, folgt die von den Stadtwerken betriebene Aufbereitungs- und Einspeiseanlage des Biogases. Der von SWM betriebene Anlagenbereich ist mit einer roten Markierung im Luftbild gekennzeichnet. Es befindet sich zudem eine Kompostierungsanlage auf dem Gelände. Im oberen Abschnitt des Luftbildes ist diese mit den entsprechenden Lagerstätten des organischen Materials ersichtlich.

Bei der Betrachtung der geographischen Lage aus dem linken Schaubild der Abbildung 3.5, lässt sich im Zusammenhang mit der Aufbereitungsanlage der SWM, zudem folgendes festhalten. Der von den Stadtwerken betriebene Anlagenbereich, befindet sich westlich des Flughafens Münchens in unmittelbarer Nähe zur Isar. Die Standortanalyse zeigt zudem auf, dass sich die BGAA zwischen dem Erdinger Moos [Bayerische Staatsbibliothek 2010] und dem Freisinger Moos [Landratsamt Freising 2010] befindet. Die oberbayerischen Landkreise Freising und Erding, liegen beide an der Nordostgrenze Oberbayerns. Das Freisinger Moos liegt südlich von Freising, sowie westlich der Isar. Das Niedermoorgebiet umfasst dabei eine

Fläche von ca. 3000 Hektar [Landratsamt Freising 2010]. Abgegrenzt wird das Gebiet durch die Städte Massenhausen, Vötting und Pulling. Wie aus dem linken Schaubild der Abbildung 3.5 ersichtlich wird, liegt das Erdinger Moos hingegen bei grober Betrachtung zwischen Freising und Erding. Abgesehen von kleinen Teilen im Landkreis Freising, befindet es sich größtenteils im Landkreis Erding. Das Gebiet kann durch die nördlichen Städte Freising und Marzling, die östliche Stadt Fraunberg, die südliche Stadt Moosinning und der westlichen Stadt Hallbergmoos eingegrenzt werden. Das Gebiet befindet also östlich der Isar. Im Bereich des Erdinger Moores, ist zudem der Flughafen München angesiedelt. Wie bereits erwähnt, schließt sich westlich der Isar das Freisinger Moos an.

Auf Basis dieser Standortlage zwischen zwei Niedermoorgebieten, ergibt sich daher für den Standort der zu untersuchenden Anlage, eine besondere Situation. Es muss mit erhöhter Nebelbildung und somit mit Trübung der Atmosphäre gerechnet werden. Beispielsweise führt die Trübung der Atmosphäre zu einer Verringerung der Lichtdurchlässigkeit der Atmosphäre. Dies geschieht durch Staubteilchen sowie Wassertropfen, die wiederum eine erhöhte Absorption und Streuung der Sonnenstrahlung verursachen. Insbesondere bei fokussierenden solarthermischen Systemen, die nur die direkte Strahlungskomponente technisch nutzen können, stellt dies einen erheblichen Nachteil dar.

Aufgrund der klimatischen Besonderheit, muss für die weitere Betrachtung bezüglich des Standortes, beispielsweise mit einer reduzierten solaren Bestrahlungsstärke gegenüber dem Standort München, gerechnet werden.

3.1.3.2 Flächenpotenzialanalyse

Betrachtet man nun die Flächen vor Ort, so liefert die Abbildung 3.6 zunächst einen groben Überblick über den von den Stadtwerken betriebenen Anlagenbereich.



Abbildung 3.6: Biogasaufbereitungs- und Einspeiseanlage der SWM

Aus der Abbildung 3.6 ist zunächst deutlich zu erkennen, dass der Anlagenbereich eingezäunt ist. Die Grundstücksfläche der Stadtwerke ist somit eindeutig von den anderen Flächen des Landwirtes abgegrenzt.

Auf der linken Seite der Grundstücksfläche sind zwei schlanke Säulen zu erkennen. Dabei handelt es sich bei der größeren Konstruktion um die sogenannte Waschkolonne. Im Gegenstromverfahren fließt hierbei die wässrige Aminlösung, die über ein Flüssigkeitsverteilsystem im Kopfbereich des Waschturms gleichmäßig über den Kolonnenquerschnitt und über der Füllkörperpackung verteilt wird. Bei der etwas kleineren Konstruktion, handelt es sich um den Aktivkohlefilter der Anlage. Dieser ist für die Entschwefelung des Biogases mitverantwortlich. Im Anschluss zu der Waschkolonne und dem Aktivkohlefilter, ist in südlicher Richtung ein Industriecontainer aufgestellt. Der in Abbildung 3.6 als BGAA bezeichnete Container, beinhaltet unter anderem die Regenerationsstrecke der Waschflüssigkeit. Bevor die Waschflüssigkeit zur Gasauftrennung erneut auf die Füllkörperpackung des Waschturms aufgegeben werden kann, muss die wässrige, mit CO₂ beladene Aminlösung, zunächst regeneriert werden. Bei der Regeneration wird somit das im Waschturm von der Aminlösung aufgenommene CO₂ wieder ausgetrieben.

In dem angrenzenden Industriecontainer, ist unter anderem die BGEA angesiedelt. Hier findet die Odorierung und LPG-Konditionierung des aufbereiteten Biogases statt. Zudem befinden sich ein Elektroraum und eine Verdichterstation in der Containereinheit. Das gereinigte und aufbereitete Biogas kann nach abschließender Verdichtung mit gewünschter Qualität in das Erdgasnetz eingespeist werden.

In Abbildung 3.6 ist zudem ersichtlich, dass zwischen den beiden Containereinheiten der BGAA und BGEA, die ADTR angesiedelt ist. Bevor das aufbereitete Biogas in die BGEA gelangt, findet durch die ADTR eine Feintrocknung des Gasstroms statt.

Am rechten Bildrand der Abbildung 3.6 ist durch einen Hügel, der erdverlegte LPG-Tank zu erkennen. Durch die LPG-Konditionierung können die verbrennungstechnischen Kenndaten des aufbereiteten Biogases beeinflusst werden. Neben dem erdverlegten LPG-Tank, schließt sich zudem ein Gerätecontainer an. Dieser beinhaltet diverse Werkzeuge, Arbeitsmaschinen und Ersatzteile. Hinter der Containereinheit der BGAA befindet sich darüber hinaus noch ein weiterer Industriecontainer. Aus der Abbildung 3.6 ist dieser nur durch den Kamin des Containers zu erkennen. Dort befinden sich das Thermalöllager, sowie der Heizkessel der Anlage. Über den Kessel wird aktuell die benötigte thermische Energie für die BGAA zur Verfügung gestellt.

Aus dem aufgezeigten Überblick, lässt sich zunächst folgendes ableiten. Bei Betrachtung des Anlagenbereichs der Stadtwerke, ist bereits deutlich zu erkennen, dass die zur Verfügung stehenden Flächen für die solare Nutzung sehr begrenzt sind. Durch die Einzäunung ist der Grundstücksbereich klar abgegrenzt. Spielraum für weitere Flächen besteht somit nur durch Pachtung oder Kauf von Freiflächen. Da die gepflasterten Fahrwege im Anlagenbereich nicht genutzt werden können, bleiben zum jetzigen Stand und für die weitere Betrachtung, lediglich die Dachflächen der Container übrig. Eine Bildergalerie durch eine am 23. März 2015 stattgefundenene Anlagenbesichtigung des Grundstückbereichs und der einzelnen Komponenten, ist im **Anhang A.3** zudem ersichtlich.

Für eine Flächenpotenzialanalyse ist jedoch der Überblick noch nicht ausreichend. Denn um die Solaranlage mit den zur Verfügung stehenden Flächen exakt auf das thermische und elektrische Verbrauchsprofil abzugleichen, sind detailliertere Aussagen zu den Flächen nötig. Vorhandene und nutzbare Flächen zu identifizieren, auf ihre Nutzbarkeit zu prüfen und die exakten Größenordnungen zu bestimmen, sind hierbei wichtige Faktoren. Abhilfe schafft daher die schematische Darstellung in Abbildung 3.7. Hier ist die Draufsicht der Abbildung 3.6 dargestellt. Das Schaubild liefert eine detaillierte Aufzeichnung über den Grundstücksbereich der SWM.

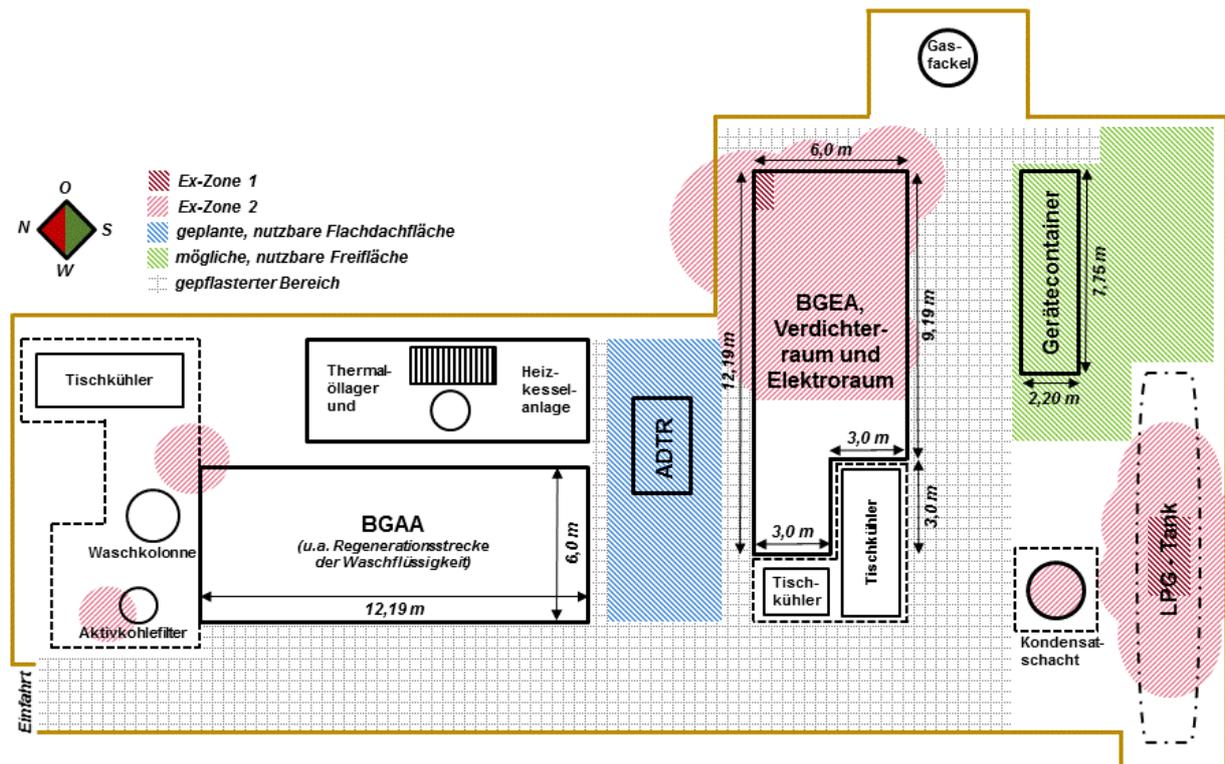


Abbildung 3.7: Flächenpotenzialanalyse des Anlagenbereichs

Um die Sonne optimal nutzen zu können, muss bei der Nutzung von solarthermischen Systemen vor allem die Ausrichtung des gesamten Geländebereichs betrachtet werden. Die Orientierung der einzelnen Dachflächen, ist neben der Neigung maßgeblich für die Nutzung der Globalstrahlung. Aus Abbildung 3.7 lässt sich die Ausrichtung und somit der Sonneneinfall auf das Betriebsgelände entnehmen. Dabei ist zu erkennen, dass die beiden hohen Elemente Waschkolonne und Aktivkohlefilter, im nördlichen Bereich der Grundstücksfläche angesiedelt sind. Somit treten durch die beiden Komponenten keine Verschattungen auf. Dadurch ergibt sich kein Einfluss auf die mögliche Energieausbeute der solaren Systeme.

In Bezug auf die Nutzbarkeit der Flächen, ist zudem der Explosionsschutz-Zonenplan (Ex-Zonenplan) des Betriebsgeländes zu studieren. Vor allem um die Solaranlage auf das elektrische Verbrauchsprofil abzustimmen, müssen die Flächen auf mögliche Ex-Zonen überprüft werden. Aus der schematischen Darstellung in Abbildung 3.7, sind die Ex-Zonen der Biogasaufbereitungs- und Einspeiseanlage der SWM zu entnehmen. Je nach Einteilung der Gefahrenzonen, stellt ein bestimmter Flächenabschnitt ein mögliches Explosionsrisiko dar. Vor allem in der chemischen Industrie, bei der Erdöl- und Erdgasförderung, im Bergbau und in vielen weiteren Industriezweigen entweichen bei Herstellung, Verarbeitung, Transport und Lagerung brennbare Gase und Stäube. Vermischt mit dem Sauerstoff der Luft, bilden diese brennbaren Bestandteile, eine explosionsfähige Atmosphäre. Bei einer Entzündung dieser Atmosphäre treten Explosionen auf, die schwerwiegende Personen- und Sachschäden zur Folge haben können. Insbesondere beim Betrieb von PV-Modulen, ist somit eine Überprüfung

über vorhandenen Ex-Zonen notwendig. Denn nur so können entsprechende Maßnahmen bzw. Schutzvorkehrungen eingeleitet werden. Zur Vermeidung von Explosionsgefahren sind daher in den meisten Staaten Schutzvorschriften in Form von Gesetzen, Verordnungen und Normen entwickelt worden, die ein hohes Sicherheitsniveau gewährleisten sollen. Aufgrund zunehmender internationaler wirtschaftlicher Verflechtungen, wurden Fortschritte in der Vereinheitlichung der Vorschriften für den Explosionsschutz erzielt. Die Europäische Union hat bereits 1976 mit der Richtlinie 79/196/EWG, die Grundlage für einen freien Warenverkehr für explosionsgeschützte, elektrische Betriebsmittel in der Europäischen Union geschaffen. Diese Richtlinie ist seither durch Ergänzungsrichtlinien stets an den Stand der Technik angepasst worden, die jedoch nur elektrische Betriebsmittel betrifft. Eine vollständige Erweiterung auf alle Arten von Betriebsmitteln erfolgte im Jahr 1994, durch die Richtlinien 94/9/EG. Im Jahr 1999 erschien zudem die Richtlinie 99/92/EG, die den Betrieb in explosionsgefährdeten Bereichen regelt und Maßnahmen zur Sicherheit der dort Beschäftigten festlegt. Der Betreiber hat gemäß der Richtlinie 99/92/EG die Explosionsgefahr der Anlage zu beurteilen und die Anlage in Gefahrenzone einzuteilen. Die Zoneneinteilung dient als Basis für die Festlegung von Maßnahmen, insbesondere zur Vermeidung der Entzündung gefährlicher explosionsfähiger Atmosphäre. Für brennbare Gase gelten laut der Richtlinie 99/92/EG folgende Zonen [EUR-Lex 2000]:

- Zone 0: beschreibt einen Bereich, in dem eine gefährliche explosionsfähige Atmosphäre über lange Zeiträume vorhanden sein kann.
- Zone 1: beschreibt einen Bereich, in dem sich gelegentlich eine gefährliche explosionsfähige Atmosphäre bilden kann.
- Zone 2: beschreibt einen Bereich, in dem eine gefährliche explosionsfähige Atmosphäre nicht auftritt, oder nur kurzzeitig.

Vorgaben und weitere Informationen bezüglich Zoneneinteilung, findet man beispielsweise auch im IEC 60079-10. Darüber hinaus auch in nationalen Regeln, wie in Deutschland in der EX-RL (Explosionsschutz-Regeln [BRG 104]) oder im TRBS 2152 (Technische Regeln Betriebssicherheitsverordnung).

Aus Abbildung 3.7 ist gut zu erkennen, dass auf dem Betriebsgelände zwei unterschiedliche Zonen vorhanden sind. Dabei handelt es sich um die Gefahrenzonen eins und zwei. Die Ex-Zone 2 macht dabei den größten Anteil aus. Diese Zone ist im Bereich des LPG-Tanks, des Kondensatschachtes, der BGEA, in unmittelbarer Nähe des Aktivkohlefilters und der Waschkolonne, wieder zu finden. Die Ex-Zone 1 hingegen ist auf dem Grundstück der SWM nur bedingt vertreten. Sie befindet sich lediglich im Bereich des LPG-Tanks und nimmt zudem ein kleines Flächenstück des Containers der BGEA in Anspruch.

Auf Basis der genannten Aspekte, können für die solaren Systeme folgende Flächenbestandteile des Geländes genutzt werden. Der Container der BGAA stellt sowohl für den thermischen als auch für den elektrischen Gebrauch von solaren Systemen keine Gefahr dar. Aus Abbildung 3.7 nimmt lediglich die Ex-Zone 2 einen kleinen Teil des Containers in Anspruch. Mit entsprechender Schutzvorrichtung aus den genannten Regelwerken ist eine Installation von PV-Module auf dem Dach der Containereinheit absolut im Bereich des machbaren. Das gleiche gilt für den Container der BGEA. Zusätzlich ist hier aber zu beachten, dass die Ex-Zone 1 ein Teil der vorhandenen Fläche beansprucht. Für die solarthermischen Systeme, stellt sowohl die Ex-Zone 1 als auch die Ex-Zone 2 keine Problematik dar. Lediglich für das solare elektrische System, muss die Ex-Zone 1 der BGEA berücksichtigt werden. Laut SWM Expertenauskunft, ist ein Betrieb von PV-Modulen in diesem Gefahrenbereich nicht sinnvoll. Des Weiteren kann die Dachfläche des Gerätecontainers genutzt werden. Aus der Abbildung 3.7 ist deutlich zu erkennen, dass sich die Fläche außerhalb jeglichen Gefahrenbereichs befindet. Somit ist die Nutzung von thermischen und elektrischen Solarsystemen denkbar. Hinter der Containereinheit der BGAA, befindet sich der Industriecontainer für das Thermalöllager und dem Heizkessel. Die Dachfläche ist jedoch für eine weitere Betrachtung nicht relevant. Grund dafür ist der Platzmangel und die Risiken einer möglichen Verschattung durch den Kamin und der zusätzlich vorhandenen, rechteckigen Dachkonstruktion.

Laut den beiden Anlagenbetreibern der SWM, sind zudem zwei Flachdächer geplant. Die bauliche Ausführung soll dabei einem Carport angenähert werden. Ein Flachdach soll als Schutzvorrichtung für die ADTR dienen. Die zusätzliche Fläche soll die ADTR vor Witterungseinflüssen und somit vor möglicher Rostbildung der einzelnen Bauteile schützen. Das zweite Flachdach ist für den Schutz der einzelnen Bauteile im Bereich der Waschkolonne und dem Aktivkohlefilter vorgesehen. Mit entsprechenden Aussparungen soll hier ebenfalls eine Dachkonstruktion entstehen. Da diese zusätzliche Fläche im Bereich der Waschkolonne und dem Aktivkohlefilter aufgrund von Verschattung nicht relevant ist, ist der Abbildung 3.7 nur die geplante nutzbare Fläche über der ADTR zu entnehmen. Durch die Flachdachkonstruktion über der ADTR, könnte zusätzlich eine Fläche von 60 m² genutzt werden.

Wie aus dem Schaubild der Flächenpotenzialanalyse aus Abbildung 3.7 ersichtlich wird, kann zudem eine kleine Freifläche östlich des LPG-Tanks genutzt werden. Voraussetzung hierbei ist eine anderweitige Unterbringung der diversen Werkzeuge, Arbeitsmaschinen und Ersatzteile des Gerätecontainers. Theoretisch entsteht dadurch eine mögliche nutzbare Freifläche von ca. 60 m². Sowohl solarthermische als auch solare elektrische Systeme sind dort platzierbar.

Zusammenfassend lässt sich für die durchgeführte Flächenpotenzialanalyse des Anlagenbereichs der SWM, die nachfolgende Tabelle 3.1 ableiten.

Flächenpotenzialanalyse	Möglichkeiten (Bruttofläche)	Flächenkomponente	Abmaße Länge x Breite [m x m]	Flächenanteil [m²]	Gesamtfläche [m²]
Fall 1	Containerdachfläche	BGAA	12,19 x 6,0	73,14	
		BGEA	(12,19 x 3,0) + (9,19 x 3,0)	64,14	
		Gerätecontainer	7,75 x 2,20	17,05	
Fall 1.1	ohne Ex-Zone 1	BGEA (Ex-Zone1)	1,5 x 1,0	1,5	152,83
Fall 1.2	ohne Ex-Zone 2	BGEA (Ex-Zone2)	7,5 x 6,0	45,0	
		BGAA (Ex-Zone2)	1,80 x 1,80	3,24	106,09
Fall 2	Alternative	BGAA	12,19 x 6,0	73,14	
		BGEA	(12,19 x 3,0) + (9,19 x 3,0)	64,14	
		Freifläche	(10,0 x 3,0) + (10,0 x 3,0)	60,0	
		Überdachung der ADTR	10 x 6,0	60,0	
Fall 2.1	ohne Ex-Zone 1	BGEA (Ex-Zone1)	1,5 x 1,0	1,5	255,78
Fall 2.2	ohne Ex-Zone 2	BGEA (Ex-Zone2)	7,5 x 6,0	45,0	
		BGAA (Ex-Zone2)	1,80 x 1,80	3,24	209,04

Tabelle 3.1: Ergebnisse der Flächenpotenzialanalyse für die Biogasaufbereitungs- und Einspeiseanlage

Die Tabelle 3.1 zeigt die verschiedenen Flächenpotenziale für die Nutzung der solaren Systeme auf. Hierbei sind die möglichen Flächenvarianten mit den entsprechenden Abmaßen aufgelistet. Dabei können insgesamt sechs Fälle betrachtet werden.

Fall 1 beschreibt die Möglichkeit, die Dachflächen der Industriecontainer zu verwenden. Hierbei sind die einzelnen Bestandteile aus der Tabelle 3.1 ersichtlich. Nutzbare Flächen unter Fall 1, sind die Dachflächen des Gerätecontainers, der BGEA und BGAA. Die Gesamtfläche beträgt dabei 154,33 m². **Fall 1.1** liefert Aussagen über das Flächenpotenzial, bei Nichtberücksichtigung der von Ex-Zone 1 betroffenen Flächenabschnitte. Dadurch ergibt sich eine Gesamtbruttofläche von 152,28 m². Eine Gesamtbruttofläche von 106,09 m² ergibt sich bei Betrachtung von **Fall 1.2**. Dieser Wert lässt sich wiederum durch Nichtberücksichtigung der von Ex-Zone 2 betroffenen Flächenabschnitte ermitteln. Betroffene Abschnitte der Ex-Zone 2, sind vor allem die BGEA und zu einem kleinen Teil die BGAA.

Fall 2 beschreibt die Möglichkeit, neben den Dachflächen der Industriecontainer der BGEA und BGAA, zusätzliche Abschnitte zu verwenden. Dabei handelt es sich um das geplante Flachdach der ADTR, sowie um die Nutzung einer Freifläche bei anderweitige Unterbringung des Gerätecontainers. Bei den zusätzlichen Flächenabschnitten, handelt es sich jeweils um eine Größe von 60 m². Die einzelnen Bestandteile mit den entsprechenden Abmaßen für Fall 2 sind in der Tabelle 3.1 aufgelistet. Die Gesamtfläche von 257,28 m² ergibt sich durch Summierung der unter Fall 2 nutzbaren Flächenkomponenten. Dazu zählt die Fläche der BGAA mit 73,14 m², die Containerdachfläche der BGEA mit 64,14 m², die Freifläche mit 60 m² und die geplante Überdachung der ADTR mit 60 m². **Fall 2.1** liefert wiederum Aussagen über das Flächenpotenzial, bei nicht Berücksichtigung der von Ex-Zone 1 betroffenen Flächenabschnitte. Dadurch ergibt sich eine Gesamtbruttofläche von 255,78 m². Eine Gesamtbruttofläche von 209,04 m² ergibt sich bei Betrachtung von **Fall 2.2**. Dieser Wert lässt sich wiederum durch nicht Berücksichtigung der von Ex-Zone 2 betroffenen Flächenabschnitte, ermitteln.

Um die Erträge einer Solaranlage mit den vorhandenen Flächen zu simulieren, wird zunächst für den weiteren Verlauf dieser Arbeit der **Fall 1** betrachtet. Grund dafür ist, dass dieser Fall den aktuellen IST-Zustand vor Ort beschreibt, ohne dabei Veränderungen am Betriebsgelände durchführen zu müssen. Die Ausrichtung der Flächenabschnitte und somit der Sonneneinfall auf die Flächenanteile, bekräftigt zudem die weitere Betrachtung des Fall 1. Solarthermische Systeme können ohne weitere Vorkehrungsmaßnahmen auf den Containern platziert werden. Eine Gefahr durch die Entzündung einer explosionsfähigen Atmosphäre ist durch die Komponenten einer solarthermischen Anlage nicht gegeben. Zu beachten ist, dass aufgrund der Ex-Zone 2 im Bereich der BGAA und BGEA, spezielle Sicherheitsvorkehrungen bei einer Installation von PV-Module getroffen werden müssen. Im Gefahrenbereich der Ex-Zone 1 auf dem Containerdach der BGEA, ist zudem ein Betrieb von PV-Module als nicht sinnvoll anzusehen. Bei einer möglichen Installation von PV-Modulen, sollte dieser genannte Bereich nicht belegt werden.

3.2 Erdgasübernahmestation

Die Versorgung der Verbraucher mit Erdgas erfolgt über Förderstellen in Deutschland und Import des Erdgases von ausländischen Gasfeldern (Russland, Norwegen, Niederlande). Damit eine wirtschaftliche Anlieferung über Rohrleitungssysteme von den weit entfernt liegenden Lagerstätten gewährleistet ist, erfolgt eine entsprechende Verdichtung (Komprimierung) um Druckverluste zu kompensieren. Für die flächendeckende Bereitstellung des Erdgases (Gasverteilung), werden in überregionalen Gastransportnetzen somit hohe Gasdrücke gefahren (bis 100 bar) [Naendorf 2006, S. 7]. Entsprechend den Gegebenheiten in den einzelnen Regionen, Städten oder Gemeinden wird der vorhandene Transportdruck in Stufen über Gasdruckregelanlagen (GDRA) reduziert, bis das Druckniveau letztendlich dem geforderten Wert der jeweiligen Gasverbrauchseinrichtung entspricht.

Die GDRA hat somit die Aufgabe, hohen Gasdruck auf den Wert zu reduzieren, den die nachfolgende Anlage benötigt. Sie ist die Nahtstelle zwischen den Leitungssystemen mit unterschiedlichen Druckstufen. Die GDRA hat neben der automatischen Druckreduzierung mittels Gasdruckregelgeräten auch sicherheitsrelevante Aufgaben zu erfüllen. Je nach Aufgabenstellung der Anlage selbst und ihrer Wichtigkeit für die nachfolgende Versorgung sind die Anlagen sehr unterschiedlich aufgebaut. In den DVGW-Regelwerken sind, entsprechend der jeweiligen Geltungsbereiche, Aussagen zur Ausführung, insbesondere zur sicherheitstechnischen Auslegung von Gasdruckregelanlagen festgelegt. Weiterhin sind in den DVGW-Regelwerken unter anderem auch die zuständigen Normen für die einzusetzenden Gasdruckregelgeräte und Sicherheitseinrichtungen aufgeführt. Die DVGW-Regeln und DIN-Normen bilden somit die Grundlage aller technischen und wissenschaftlichen Aktivitäten in der Gas- und Wasserwirtschaft. In Bezug auf die Thematik dieser Arbeit, ist vor allem die Richtlinie *DVGW-G 499 – Erdgas-Vorwärmung in Gasanlagen* zu erwähnen. Das DVGW-Arbeitsblatt G 499 beschreibt die Planung, Fertigung, Errichtung, Prüfung, Inbetriebnahme und Betrieb von Erdgas-Vorwärmanlagen. Aufgrund von verfahrenstechnischen Aspekten, müssen die Vorwärmanlagen zur Kompensation des bei einer Reduzierung des Erdgasdruckes auftretenden Abkühleffektes, errichtet und betrieben werden. [Cerbe et al. 2004, S. 185]

3.2.1 Systematische Untersuchung möglicher Integrationspunkte

Seit mehreren Jahrzehnten versorgen die Stadtwerke auch die bayerische Metropole, sowie umliegende Regionen, mit Erdgas. Dazu betreiben die SWM eine Reihe von Erdgasübernahmeanlagen. Unter anderem haben sie auf einem abgeschlossenen Betriebsgelände nordöstlich von München eine Anlage errichtet. Die prinzipielle Hauptaufgabe der dortigen Übernahmestation ist es, Erdgas vom Vorlieferanten zu übernehmen und zu messen. In der Anlage werden bis zu 500.000 m³/h Erdgas von einem Druck von 30 bar bis 80 bar (Druckstufe PN 100) auf einen Druck von 18 bar bis 40 bar (Druckstufe PN 67,5) reduziert. Die gesamte Gasdruckregelstrecke im Landkreis Erding, ist in einem Flachdachgebäude aufgebaut. Im Nebengebäude (Schrägdach) sind Hilfseinrichtungen, wie Heizung zur Erdgasvorwärmung und Raumtemperierung, sowie die Elektroräume untergebracht. Das Gas wird zudem beim Eintritt in das Münchner Gasversorgungsnetz, gemäß gesetzlicher Bestimmungen, odorisiert. Einen Überblick der zweiseitigen Erdgasübernahmestation liefert dazu die Abbildung 3.8. Auch in dieser Abbildung sind die Pfeilstrukturen als Stoffströme zu betrachten. Die Temperaturen sind zudem durch Vor-Ort-Besichtigungen ermittelt worden.

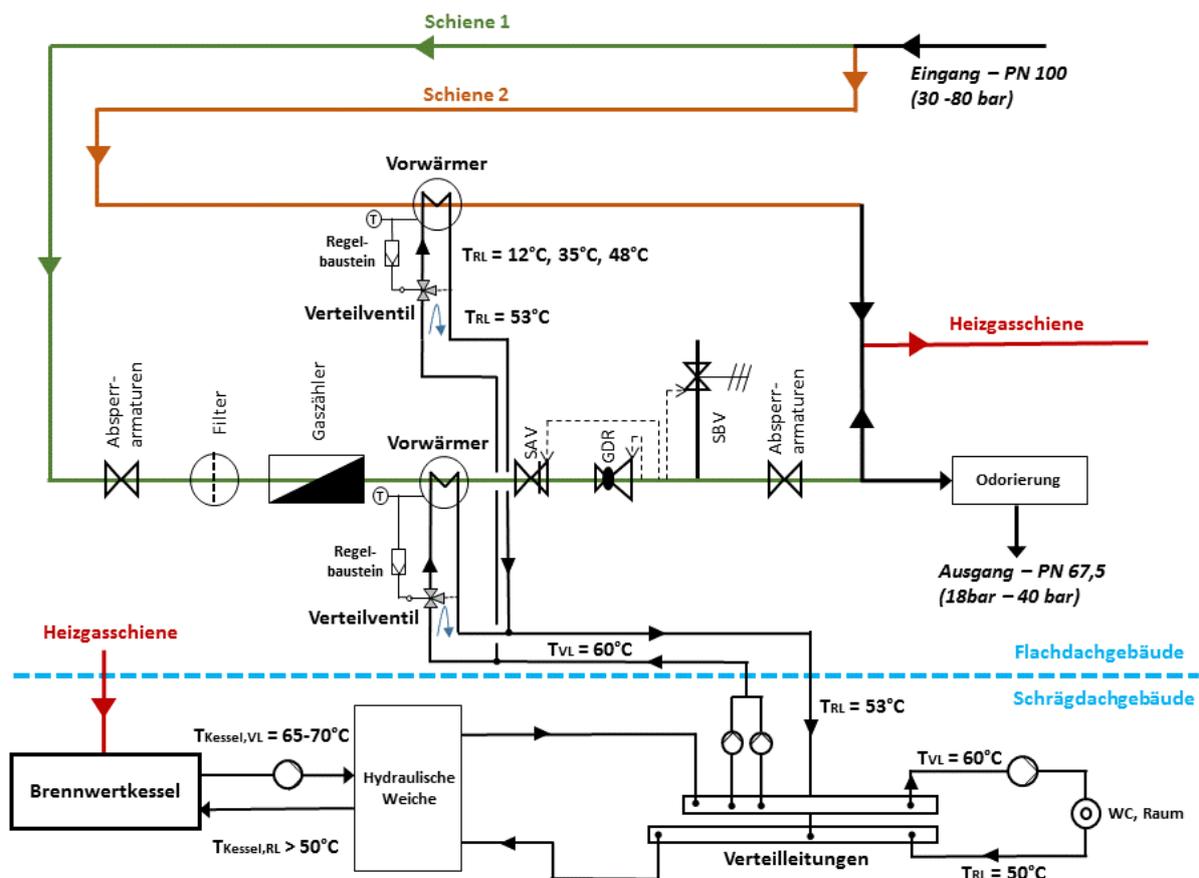


Abbildung 3.8: Schematische Darstellung der zweiseitigen Gasdruckregelanlage

Wie aus der Abbildung 3.8 zu entnehmen ist, tritt das Erdgas mit einem Eingangsdruck von 30 bar bis 80 bar in die zweischienige Regelstrecke ein. Die beiden Schienen sind als redundante Bauweise ausgeführt. Durch die redundante Anordnung ist bei Ausfall einer Schiene, die Versorgung noch immer sichergestellt. Am Ende der zweischienigen Regelstrecke und nach vollzogener Odorierung, verlässt das Erdgas die Übernahmestation mit einem Ausgangsdruck von 18 bar bis 40 bar. Wie in Abbildung 3.8 ersichtlich, beinhaltet die Erdgasübernahmestation zudem eine Heizgasschiene. Mittels dieser Schiene und mit Hilfe zweier Heizkessel, wird die benötigte Wärmeenergie für die Vorwärmanlagen der Schiene 1 und Schiene 2, zur Verfügung gestellt. Die sich an der Anlage befindlichen Kessel, sind ebenfalls als redundante Bauweise ausgeführt. Daher ist in dem dargestellten Schema, nur ein Kessel für eine bessere Übersichtlichkeit abgebildet worden. Aufgrund der Analogie zur Schiene 2, sind nur für die Schiene 1 die wesentlichen Bauelemente visualisiert. Lediglich die Einbindung des Gasvorwärmers von Schiene 2 an das bestehende Heizungssystem, ist hierbei abgebildet.

Um über diese Anlage eine prinzipielle Abschätzung von geeigneten Integrationspunkten und der hydraulischen Einbindung für die solarthermische Prozesswärme treffen zu können, wird nun in den folgenden Abschnitten analysiert, inwieweit die Einbindung solarer Wärme für die Übernahmestation technisch umsetzbar ist. Das primäre Ziel ist hier die Einsparung von Erdgas für die Vorwärmanlagen der beiden Regelstrecken. Um möglichst große Mengen des Erdgases für die Verbrennung im Heizkessel einzusparen, werden nun in den folgenden Abschnitten alle Prozessschritte der Gasdruckregelstrecke in Hinblick auf den Wärmebedarf untersucht. Die komplette Betrachtung der Erdgasübernahmestation wird vollzogen, da sich theoretisch noch andere Wärmebedarfsstellen, außer die der Vorwärmanlage, für die Nutzung von Solarwärme herauskristallisieren können. Die nun detaillierte Beschreibung der einzelnen Prozesse, ist durch dreimalige Besichtigung (April, zweimal Juni) mit Experten der SWM in Erfahrung gebracht worden. Dabei wurden folgende Erkenntnisse gewonnen.

Der zentrale Baustein der Regelstrecke ist der Gasdruckregler (GDR). Das Gasdruckregelgerät übernimmt mittels der automatischen Ausgangsdruckregelung die kontrollierte Druckreduzierung für das nachfolgende Rohrleitungssystem. Das davor installierte Sicherheitsabsperrentil (SAV) hat die Aufgabe der kontinuierlichen Überwachung, des vom GDR geregelten Ausgangsdruckes, auf unzulässige Werte. Wird beispielsweise infolge einer Betriebsstörung des Gasdruckregelgerätes ein oberer (bzw. auch unterer), am SAV eingestellter Grenzwert überschritten (bzw. unterschritten), schließt das SAV-Stellglied selbstständig und sperrt damit die weitere Gaszufuhr. Das nach dem GDR angebrachte Sicherheitsabblaseventil (SBV) dient der Freisetzung von Gas bei unzulässigem Druck. Darüber hinaus ist eine Filtereinrichtung zu Beginn der Regelstrecke erforderlich, falls mit funktionsstörenden Staubpartikeln und Schmutz zu rechnen ist. In der Filteranlage werden feste und flüssige Gasbegleitstoffe herausgefiltert und somit die Funktionstüchtigkeit der

nachgeschalteten Bauelemente gewährleistet. Zur Komplettierung einer Übergabestation, gehören neben Absperrarmaturen, Rohrleitungen und Druckmessgeräte auch Durchflussmessgeräte (Gaszähler), in denen die Gasmenge verrechnet wird. Daher ist dem Filter eine Mengenummessung, mittels in Reihe geschalteter Ultraschallgaszähler und Turbinenradgaszähler, nachgeschaltet.

Wie aus Abbildung 3.8 ersichtlich, ist nach dieser Mengenummessung eine Erdgasvorwärmanlage installiert. Vorwärmanlagen sind Einrichtungen, in denen die erforderliche Wärmemenge über ein Wärmeträgermedium auf das vorzuwärmende Erdgas übertragen wird. Zum Transport der Wärme vom Kessel zum Gasvorwärmer, wird hier ein Wasser-Glykol-Gemisch verwendet. Grund für die Vorwärmanlage, ist die entstehende Temperaturabsenkung bei der Druckreduzierung von Erdgas. Die bei der Drosselung von Erdgas auftretende Temperaturabsenkung, wird als Joule-Thompson-Effekt bezeichnet. Sie ist abhängig von den Zustandsgrößen Druck und Temperatur vor und nach der Drosselung, sowie von der Gaszusammensetzung. Als Joule-Thompson-Koeffizient wird der Quotient aus der Temperaturänderung und der Druckänderung bezeichnet. Näherungsweise liegt dieser Wert bei 0,4 K/bar bis 0,7 K/bar [Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V. 2007, S. 13]. Um den Auswirkungen des Joule-Thompson-Effektes vorzubeugen, wird also das Erdgas vor der Drosselung bzw. nach der Filtereinrichtung aufgewärmt. Letztendlich besteht das Ziel der Vorwärmereinrichtung darin, die Unterschreitung des Wasserdampftaupunktes bzw. des Kondensationspunktes der höheren Kohlenwasserstoffe im Gasstrom auszuschließen und Hydratbildung zu verhindern. Außerdem ist funktionsstörende Kondensatbildung/Vereisung von Rohrleitungen und Baugruppen der Drucküberwachung zu verhindern. Die für den Vorwärmer notwendige Wärmeleistung erfolgt in der zu untersuchenden Anlage mit Hilfe zweier konventioneller Heizkesselanlagen. Aus Abbildung 3.8 ist ebenfalls ersichtlich, dass sich am Ausgang der Regelstrecke eine Odorierungseinrichtung befindet. Die Odorierung von Erdgas ist für den Gasabnehmer eine wichtige Sicherheitsmaßnahme. Damit der Kunde Lecks oder defekte Anlagen schnell bemerkt, werden dem von Natur aus geruchsneutralen Erdgas, Warngerüche hinzugefügt.

Aus Abbildung 3.8 ist auch das Heizungssystem der Erdgasübernahmestation zu entnehmen. Dabei wird die erforderliche Wärmemenge für das vorzuwärmende Erdgas aktuell ausschließlich mithilfe zweier konventioneller Heizkessel, mit jeweils einer Nennwärmeleistung von 730 kW – 775 kW bereitgestellt. Durch mehrfache Besichtigung der Anlage mit Experten der SWM, konnten dabei folgende Kesseltemperaturen abgelesen werden. Der Heizkessel stellte dabei immer eine Vorlauftemperatur von 65°C – 70°C bereit. Die Rücklauftemperatur zum Kessel betrug jeweils größer 50 °C. Die Rücklauftemperatur ist durch das später noch erläuterte Verteilventil geschuldet. Wie aus Abbildung 3.8 ersichtlich, sind der Erzeugerkreis und der Verbraucherkreis mittels einer hydraulischen Weiche getrennt.

Die hydraulische Weiche hat dabei die Aufgabe, den Wärmeerzeuger und den Wärmeverbraucher hydraulisch zu entkoppeln. Somit können zu jeder Betriebszeit unterschiedliche Volumenströme fließen, ohne dass die verschiedenen Kreisläufe voneinander hydraulisch beeinträchtigt werden. Über die Weiche gelangt die erzeugte Wärme zu den Verteilleitungen. Neben der Bereitstellung der Wärme für die Gasvorwärmung über nicht frequenzregulierte Pumpen, stellt die Kesselanlage auch die benötigte Raumwärme für die Büroräume und die sanitären Einrichtungen zur Verfügung. Für die Raumtemperierung und den WC-Bereich, sind bei der Besichtigung Vorlauftemperaturen von 60°C und Rücklauftemperaturen von 50°C ermittelt worden. Folgende Temperaturwerte sind für die jeweils in Betrieb befindliche Schiene, zum Zeitpunkt der Besichtigung abgelesen worden. Die Vorlauftemperatur für die Gasvorwärmanlage betrug jeweils 60°C. Hingegen schwankte die Rücklauftemperatur der Gasvorwärmer. Wie aus Abbildung 3.8 zu entnehmen ist, sind durch die Anlagenbesichtigung drei verschiedene Werte abgelesen worden. Im Monat April betrug dabei die Temperatur 12°C. Anfang Juni konnte ein Wert von 35 °C abgelesen werden. Ende Juni betrug der Wert 48°C. Exemplarisch ist dies in Abbildung 3.8 für die Schiene 2 dargestellt.

Die Besonderheit bei der Verbindung von Gasvorwärmer und bestehender Heizungsanlage, ist das in der Anlage verbaute Verteilventil. Wie aus Abbildung 3.8 ersichtlich, befindet es sich jeweils zwischen dem Vorlauf und Rücklauf der Gasvorwärmer. Gesteuert wird das Verteilventil durch einen Regelbaustein. Dieser vergleicht die Temperaturen des Gases mit der Vorlauftemperatur des Gasvorwärmers. Die wesentliche Aufgabe der Verteilventile, ist die Teilung des Massenstroms. Bei geringer Temperaturdifferenz zwischen Wärmeträger und Gas, ist ein hoher Massenstrom notwendig, um die Leistung übertragen zu können. In diesem Fall findet keine Teilung des Massenstroms statt. Die Rücklauftemperatur des Gasvorwärmers entspricht dabei der Rücklauftemperatur zur Verteilungsschiene der Heizungsanlage. Zu beachten ist, dass in diesem Fall die Rücklauftemperatur des Gasvorwärmers nicht der Rücklauftemperatur zum Kessel entspricht. Durch die Eingliederung der Raumwärme, ergibt sich ein anderes Temperaturniveau am Kesselrücklauf.

Eine Teilung des Massenstroms findet jedoch statt, bei hoher Temperaturdifferenz zwischen Wärmeträger und Gas. Dabei wird ein Teil des ankommenden Massenstroms direkt in den Rücklauf des Gasvorwärmers transportiert. Diese Situation ist in Abbildung 3.8, durch den blauen Pfeil erkennbar. Dabei entspricht die Rücklauftemperatur des Gasvorwärmers nicht mehr der Rücklauftemperatur zur Verteilungsschiene der Heizungsanlage. Durch die Trennung des Massenstroms und somit durch den erhöhten Massendurchfluss am Verteilventil zum Rücklauf des Gasvorwärmers, findet eine Erwärmung statt. Deshalb kommt es zur Ungleichheit zwischen der Rücklauftemperatur des Gasvorwärmers und der Rücklauftemperatur zur Verteilungsschiene. Wie bereits erwähnt, sind die Temperaturen in Abbildung 3.8 durch mehrfache Besichtigung der Anlage ermittelt worden. Aus den

Temperaturen ist deutlich abzuleiten, dass zu den Zeitpunkten der Anlagenbesichtigung, eine Teilung des Massenstroms durch die Verteilventile stattgefunden hat.

Aufgrund der durchgeführten Analyse der Erdgasübernahmestation, ergeben sich nun Rückschlüsse auf mögliche Integrationsmöglichkeiten. Insbesondere durch die Betrachtung der kompletten Prozesskette der Regelstrecke lässt sich erkennen, dass für die Einbindung solarthermischer Prozesswärme nur die Vorwärmanlagen der beiden Schienen in Betracht gezogen werden können. Dabei wird die erforderliche Wärmemenge aktuell ausschließlich mithilfe zweier konventioneller Heizkessel bereitgestellt. Die ermittelten Ergebnisse zur Ausführung der Heizungsanlage, dienen zudem als Basis für die weitere Integrationsbetrachtung.

3.2.2 Analyse des Wärme- und Strombedarfs

Für die Untersuchung der Erdgasübernahmestation bzgl. der Integration solarthermischer Prozesswärme und photovoltaischer Stromerzeugung, sind zeitliche Verteilstrukturen des Wärme- und Strombedarfs relevant. Abbildung 3.9 zeigt die während des Jahres 2014 gemessenen Heizlast, sowie die geordnete Jahresdauerlinie des Wärmebezugs der Anlage.

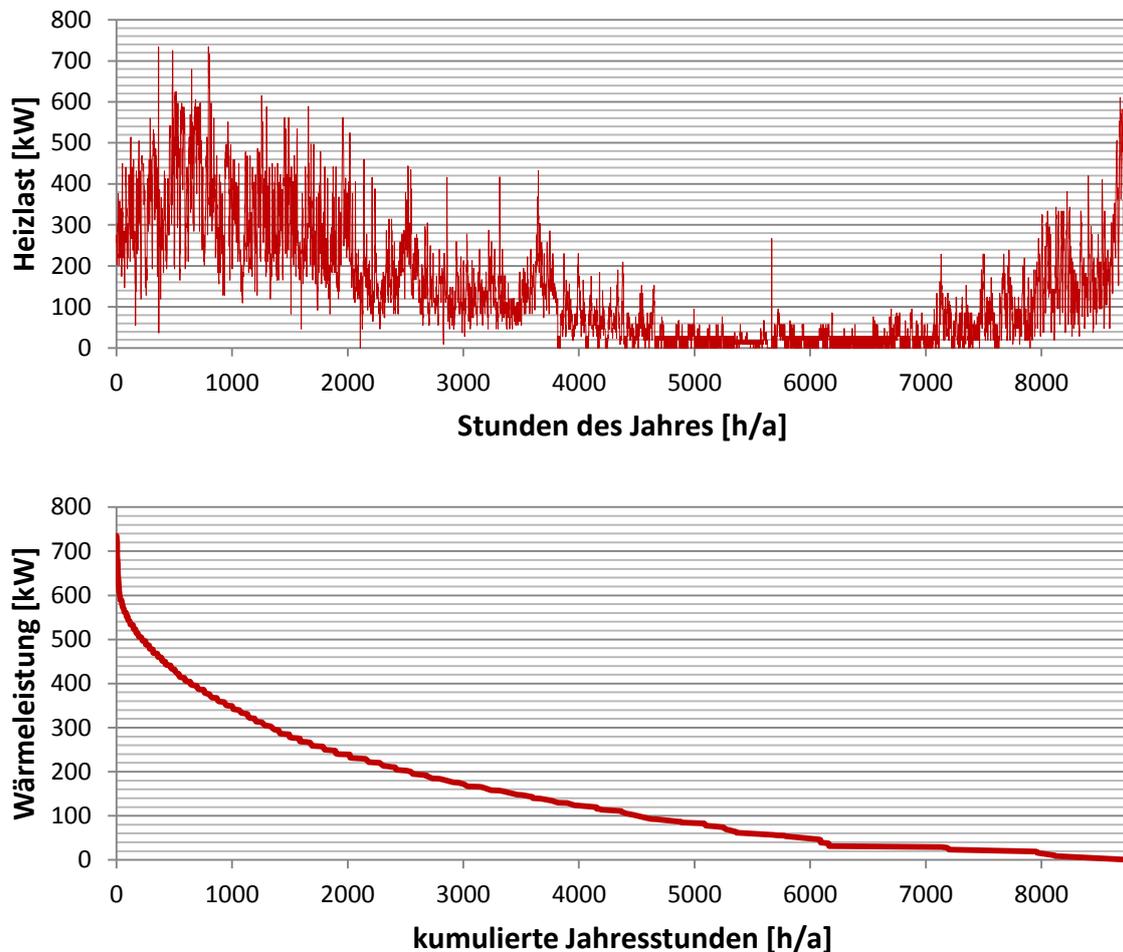


Abbildung 3.9: Gemessene Heizlast (oben) und Jahresdauerlinie der Heizlast (unten) der Erdgasübernahmestation für das Jahr 2014

Grundlage für den Heizbedarf der Anlage sind die Erdgasnormvolumenmengen des Erdgasnetzes. Hier werden vom Energieversorger, die stündlich aus dem Erdgasnetz bezogenen Normvolumenmengen aufgezeichnet. Anschließend kann daraus, unter Berücksichtigung des Kesselwirkungsgrads, die benötigte Heizlast für den Prozess bestimmt werden. Die obere Grafik aus Abbildung 3.9 macht deutlich, dass im Gegensatz zur BGAA, bei der die Produktion des Biogases in den Fermentern durchgehend stattfindet und dadurch die Aufbereitungsanlage kontinuierlich betrieben werden muss, für die Heizlast bei der Erdgasübernahmestation, kein konstanter Verbrauch vorherrscht. Die Diskontinuität ist dadurch geschuldet, dass der Bedarf an Erdgas in den Sommermonaten nur einen Bruchteil

des Anteils darstellt, der in den Wintermonaten benötigt wird. Wärme, die durch Verbrennung von Erdgas realisiert werden kann, wird beispielsweise im Haushalt vor allem im Winter benötigt. In den Sommermonaten ist der Bedarf an Wärme im Vergleich zu den Wintermonaten stark dezimiert. Diese Situation spiegelt sich im Verlauf der Heizlast in Abbildung 3.9 wieder. In den Wintermonaten Dezember, Januar, Februar, März und im Frühlingsmonat April, liegt der thermische Bedarf für das Jahr 2014 auf einem sehr hohen Niveau. Darüber hinaus sind auch bei diesem Heizlastgang eindeutige Ausreißer zu erkennen. Es handelt sich dabei um Werte, die außerhalb des erwarteten Wertebereiches liegen, bzw. stark vom arithmetischen Mittelwert abweichen. Mögliche Ursachen sind wiederum auf Störungen, Wartungsarbeiten bzw. Messfehler zurückzuführen. Zudem ist der Abbildung 3.9 die geordnete Jahresdauerlinie der Heizlast für das Jahr 2014 zu entnehmen. An der Jahresdauerlinie lässt sich unmittelbar ablesen, welche Leistung für welche Dauer bereitgehalten werden muss. Der Schnittpunkt der Jahresdauerlinie mit der Ordinate, markiert auch hier die Jahreshöchstlast. Die Spitzenlast beträgt dabei 735 kW_{th}. Die detaillierten Aufschlüsselungen der monatlichen thermischen Verbrauchswerte für das Jahr 2014, sind zur Ansicht im **Anhang A.4** hinterlegt.

Hinsichtlich des elektrischen Verbrauchsprofils der zu untersuchenden Anlage und der daraus resultierenden Ableitung einer Jahresdauerlinie für das Jahr 2014, ist es aufgrund folgender Sachlage zum jetzigen Zeitpunkt nicht möglich, exakte Aussagen über den Stromlastgang zu treffen. Für die weitere Arbeit ist folgender Sachverhalt daher zu berücksichtigen. Laut Aussagen von SWM Verantwortlichen, liegt die Abnahmestelle außerhalb des Netzgebietes der SWM. Somit kann der Stromlastgang nur über den Lieferanten bzw. den regionalen Netzbetreiber bereitgestellt werden. Der Stromnetzbetreiber am Anlagenstandort ist nach deren Aussage das Bayernwerk. Dieser betreibt auch den Messpunkt der Anlage, d.h. den Stromzähler. Bei dem vorhandenen Zähler handelt es sich aber um einen handelsüblichen Kundenzähler, der regelmäßig auf Anforderung von einem Mitarbeiter abgelesen wird. Bei der vorhandenen Zählung wird somit bis zum jetzigen Zeitpunkt kein Lastprofil erfasst. Laut Einschätzung von SWM Experten, ist für die Zukunft mittels vorübergehender Erfassung über ein Provisorium, eine Beschaffung dieser Daten durchaus möglich. Um zumindest Aussagen über den Jahresverbrauch für die Erdgasübernahmestation treffen zu können, konnten zwei Stromentnahmestellen ausfindig gemacht werden. Laut SWM Experten, ist beim ersten Stromzähler die Odorianlage hinterlegt, die dem Gas einen geruchsintensiven Stoff beifügt, damit gefährliche Leckagen frühzeitig bemerkt werden können. Dieser Stromzähler hat einen Jahresverbrauch von ungefähr 73.000 kWh. Beim zweiten Stromzähler ist die Benennung GDRA hinterlegt. Hier liegt der gemessene Verbrauch bei ca. 11.000 kWh jährlich. Der Jahresverbrauch beider Zähler liegt deutlich unter 100.000 kWh. Dies ist auch der Grund, weshalb keine registrierende Lastgangmessung verbaut ist, so dass die gewünschten Stunden- oder Viertelstundenwerte nicht existieren. Üblicherweise werden

Leistungsmessgeräte erst bei Abnahmestellen ab 100.000 kWh installiert. Mit diesen speziellen Messgeräten wird anders als bei Privatkunden, nicht nur der Energieverbrauch in Kilowattstunden gemessen, sondern alle 15 Minuten bzw. 60 Minuten die Leistung in Kilowatt ermittelt. Dies ist notwendig, da die Versorgungsnetze für eine bestimmte Versorgungsleistung konzipiert sind. Gewerbekunden haben einen gesteigerten Energiebedarf. Um diesen gerecht zu werden, führen Stromanbieter Leistungsaufnahmen durch, um eine optimale Versorgung dieser Großkunden sicherzustellen. Aufgrund dieser Unterschreitung der Grenze von 100.000 kWh bei der zu untersuchenden Anlage, sind somit lediglich die Anfangs- und Endzählerstände abrufbar. Die Verbrauchswerte für die GDRA liegen laut dem SWM Verantwortlichem demzufolge, laut den Jahresrechnungen der letzten beiden Jahre, bei folgenden Werten:

- **Verbrauch 03.12.2013 – 10.12.2014: 10.783 kWh**
- **Verbrauch 19.12.2012 – 02.12.2013: 10.455 kWh**

Für einen späteren Vergleich mit dem erzeugten Strom aus möglichen PV-Anlagen, ist die zeitliche Verteilstruktur des Strombedarfs der GDRA von großer Relevanz. Denn nur wenn das Bedarfsprofil der Anlage bekannt ist, lässt sich eine PV-Anlage optimal einsetzen. Aufgrund dessen, wird auf Basis der verschiedenen elektrischen Verbraucher der GDRA versucht, eine zeitliche Verteilstruktur des Strombedarfs zu entwickeln und so eine Jahresdauerlinie abzuleiten. Da solch eine Anlage natürlich verschiedenste elektrische Verbraucher beinhaltet, wird sich nach Expertenabschätzung, für eine grobe Annäherung, nur an die Bauelemente mit den größten Verbrauchswerten orientiert. Dies sind nach Rücksprache mit den SWM Verantwortlichen, die Pumpen einer GDRA. Bei der reinen Betrachtung der aktuellen Sachlage, ergibt sich dabei zunächst der Rückschluss, dass es einen direkten Zusammenhang zwischen dem Heizlastprofil aus Abbildung 3.9 und dem Stromlastprofil der Anlage geben muss. Immer wenn beispielsweise thermische Energie für die Vorwärmung des Erdgases benötigt wird, sind zum größten Teil die Pumpen in Betrieb. Daher wird der Verlauf des Heizlastprofils stark mit dem Stromlastprofil korrelieren. Der elektrische Bedarf der Pumpe ergibt sich mit der Gleichung 3.1.

$$P_{el,Pumpe} = \frac{\Delta p_{gesamt} * \dot{V}}{\eta_{gesamt}} \quad (3.1) \quad [\text{Fritsch et al. 2014, S. 401–402}]$$

Für den Gesamtdruckverlust Δp_{gesamt} ist nach der Expertenmeinung, ein Wert von maximal 1,5 bar anzusetzen. Dieser Wert beinhaltet unter anderem den Druckverlust, der durch Wärmetauscher und durch die Leitungen verursacht wird. Der Richtwert für den Gesamtwirkungsgrad η_{gesamt} der Pumpe, ist nach Abschätzung der SWM Experten mit einem Wert von 50% anzusetzen. Der Förderstrom ergibt sich zudem durch den stündlichen Erdgasdurchsatz der Heizgasschiene, unter Berücksichtigung des Kesselwirkungsgrades.

Nach dieser Vorgehensweise kann somit eine zeitliche Verteilstruktur des Strombedarfs, sowie eine Jahresdauerlinie für die GDRA abgeleitet werden. Das Ergebnis der Berechnungen ist in Abbildung 3.10 dargestellt.

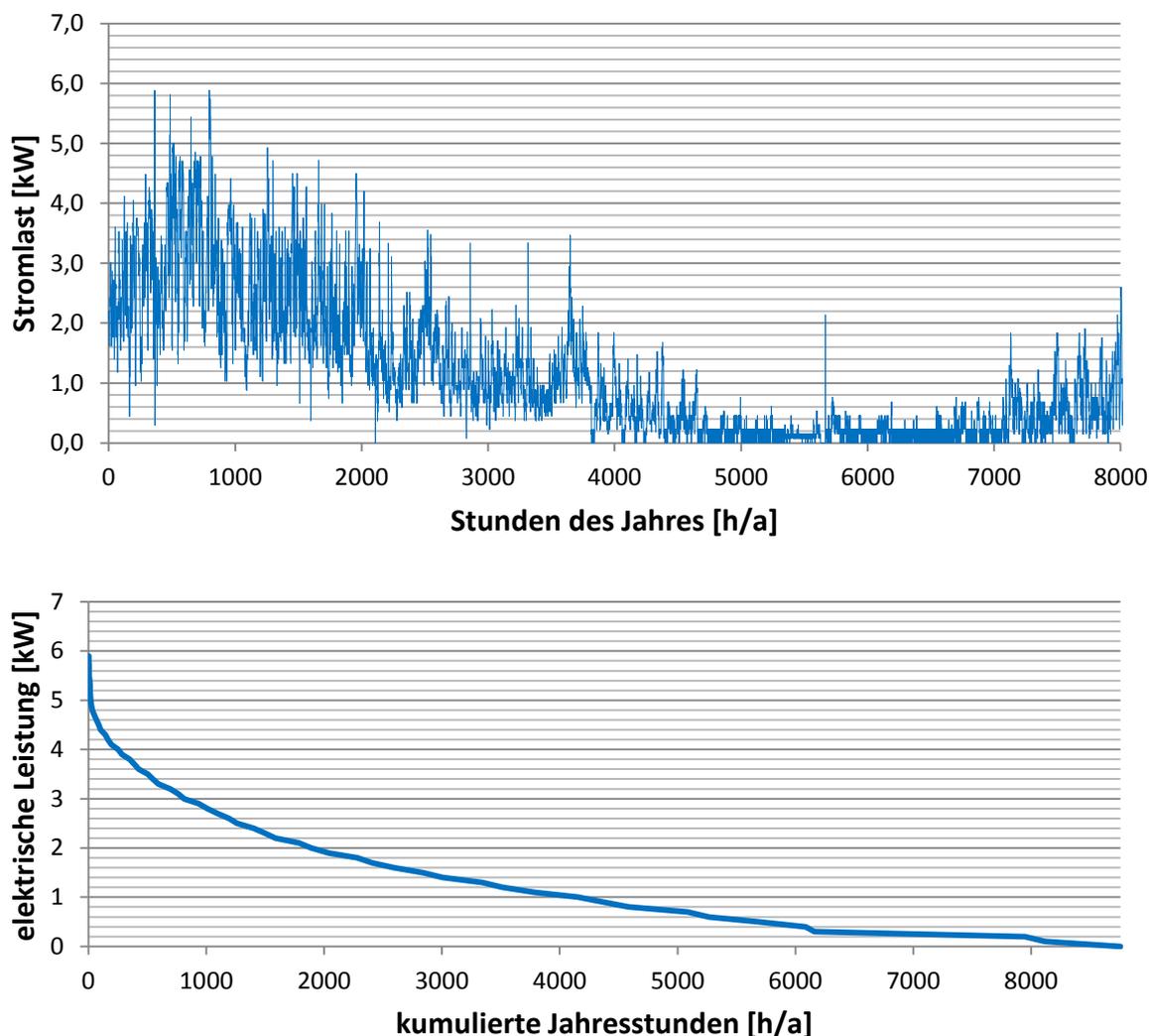


Abbildung 3.10: Abgeschätzte Stromlast (oben) und Jahresdauerlinie der Stromlast (unten) der GDRA für das Jahr 2014

Die angesprochene Korrelation zwischen dem Verlauf des Heizlastprofils und dem Verlauf des Stromlastprofils wird durch die obere Grafik in Abbildung 3.10 bekräftigt. Wie bereits erwähnt, findet ein elektrischer Pumpenverbrauch hauptsächlich dann statt, wenn thermische Energie für die Vorwärmung des Erdgases benötigt wird. Der nicht konstante Verlauf der Stromlast ergibt sich daraus, dass der Bedarf an Erdgas in den Sommermonaten nur einen Bruchteil des Anteils darstellt, welches in den Wintermonaten benötigt wird. Zudem ist der Abbildung 3.10 die geordnete Jahresdauerlinie der berechneten Stromlast für das Jahr 2014 zu entnehmen. An der Jahresdauerlinie lässt sich wiederum unmittelbar ablesen, welche Leistung für welche Dauer bereitgehalten werden muss. Der Schnittpunkt der Jahresdauerlinie mit der Ordinate, markiert auch hier wiederum die Jahreshöchstlast. Die Spitzenlast beträgt 5,9 kW_{el}. Die

detaillierten Aufschlüsselungen der monatlichen elektrischen Verbrauchswerte der Abschätzungsberechnung für das Jahr 2014, sind im **Anhang A.5** ersichtlich.

Auf Basis dieser Annäherung des Strombedarfs aus Abbildung 3.10, wird in den folgenden Kapiteln untersucht, inwieweit der Strombedarf der Anlage mit Hilfe der Photovoltaik, abgedeckt werden kann. Der resultierende Fehler durch die Annäherungsberechnung ist dabei für die folgenden Kapitel zu berücksichtigen. Zudem wird auf Grundlage der Daten in Abbildung 3.9 analysiert, wie der thermische Bedarf der Anlage mit solarthermischen Systemen bereitgestellt werden kann. Für einen exakten Abgleich zwischen dem möglichen PV-Strom und dem elektrischen Bedarf der Anlage, wird für die Zukunft empfohlen, einen Lastgangzähler zu installieren. Wie bereits erwähnt, ist laut Einschätzung von SWM Experten mittels vorübergehender Erfassung über ein Provisorium, eine Beschaffung dieser Daten durchaus möglich.

3.2.3 Geographische und flächenbasierte Anlagenbetrachtung

Für die Bereitstellung von Strom aus PV, sowie für eine solarthermische Versorgung, ist ähnlich wie im Kapitel 3.1.3, eine genaue Standortbetrachtung der Erdgasübernahmestation, unerlässlich. Detaillierte Flächenanalysen, zur möglichen Gewinnung von Energie aus Solarsystemen, sind ebenfalls durchzuführen. Hierbei ist es vor allem wichtig, vorhandene und nutzbare Flächen zu identifizieren, auf Ihre Tauglichkeit zu prüfen, sowie die Größenordnungen der Flächen zu bestimmen.

Wie bereits im Kapitel 3.1.3 beschrieben, ist es zudem wichtig, eine genaue Analyse der Standortbedingungen durchzuführen. Dadurch kann die Solaranlage mit den zur Verfügung stehenden Flächen, exakt auf das thermische und elektrische Verbrauchsprofil abgestimmt werden. Aspekte wie Globalstrahlungsenergie am Standort, Dachneigung, Verschattung und Dachflächengrößen, sind dabei wichtige Größen. Die nachfolgende Betrachtung des Standortes der Anlage, sowie die Flächenpotenzialanalyse, liefern somit wichtige Aspekte für die weitere Bearbeitung des Themas. Es ergeben sich dabei zentrale Erkenntnisse über die Eignung der Dachflächen für eine solare Nutzung.

3.2.3.1 Standortanalyse

Bei der Betrachtung des Standortes der Erdgasübernahmestation, stellt man fest, dass sich die Anlage nordöstlich von München in unmittelbarer Nähe zum Ismaninger Speichersee befindet. Einen ersten Überblick über die Standortsituation liefert dazu die Abbildung 3.11.



Abbildung 3.11: Standortbetrachtung des Anlagenbereichs [Google Maps 2015b]

In Abbildung 3.11 ist auf der linken Seite eine Übersicht der geographischen Lage der Erdgasübernahmestation dargestellt. Auf der rechten Seite der Abbildung 3.11, ist ein Luftbild der Anlage ersichtlich. Die rote Markierung kennzeichnet dabei den zu betrachtenden Bereich. Es sind hier die beiden Gebäude des Anlagenbereichs zu erkennen. Im rechten Flachdachgebäude befinden sich die beiden Gasdruckregelstrecken, sowie die Odorierungsanlage. Im linken Schrägdachgebäude sind unter anderem die beiden Heizkesselanlagen zur Erdgasvorwärmung und Raumtemperierung angeordnet. Des Ebenfalls sind hier die Lagerräume, sowie die Elektroräume untergebracht.

Bei der Betrachtung der geographischen Lage der Erdgasübernahmestation der SWM aus dem linken Schaubild der Abbildung 3.11, lässt sich in diesem Zusammenhang folgendes festhalten. Die Standortanalyse zeigt, dass sich die Anlage südlich des Erdinger Mooses befindet und in unmittelbarer Nähe zum Ismaninger Speichersee angesiedelt ist. Wie bereits in Kapitel 3.1.3.1 erwähnt, liegt das Erdinger Moos bei grober Betrachtung zwischen Freising und Erding. Das Gebiet kann unter anderem durch die nördlichen Städte Freising und Marzling, die östliche Stadt Fraunberg und der westlichen Stadt Hallbergmoos eingegrenzt werden. Aus dem linken Schaubild der Abbildung 3.11 ist die südliche Region des Erdinger Mooses ersichtlich. Dabei ist die Ortschaft Moosinning zu erkennen, die das Niedermoorgebiet zudem in südlicher Richtung eingrenzt. Durch den besonderen Anlagenstandort, muss ähnlich wie im Kapitel 3.1.3.1, auch hier mit erhöhter Nebelbildung und somit mit Trübung der Atmosphäre gerechnet werden. Die Trübung der Atmosphäre führt zu einer Verringerung der Lichtdurchlässigkeit der Atmosphäre. Dies geschieht durch Staubteilchen sowie Wassertropfen, die wiederum eine erhöhte Absorption und Streuung der Sonnenstrahlung verursachen. Aufgrund der klimatischen Situation, muss für die weitere Betrachtung bezüglich des Standortes, beispielsweise mit einer reduzierten solaren Bestrahlungsstärke gegenüber dem Standort München, gerechnet werden.

3.2.3.2 Flächenpotenzialanalyse

Bei Betrachtung der Flächen vor Ort, liefert die Abbildung 3.12 zunächst einen groben Überblick über den von den Stadtwerken betriebenen Anlagenbereich.



Abbildung 3.12: Erdgasübernahmestation der Stadtwerke München

Hier ist vorab zu erwähnen, dass der komplette Grundstücksbereich der Erdgasübernahmestation eingezäunt ist. Die Grundstücksfläche ist daher eindeutig von den umgebenden Flächen der Landwirte abgegrenzt. Zu beachten ist, dass sich die Grundstücksfläche der Erdgasübernahmestation im Besitz zweier Eigentümer befindet. Aus der Abbildung 3.12 ist zu erkennen, wie sich jeweils grob die Flächenanteile auf die beiden Eigentümer verteilen. Deutlich wird auch, dass die SWM nur im Besitz der rechten Grundstückshälfte ist. Auf dem Gelände der SWM, sind das Flachdachgebäude und das Schrägdachgebäude angesiedelt. Im Flachdachgebäude befindet sich unter anderem die zweiseitige Gasdruckregelstrecke. Der Abbildung 3.12, ist zudem das Schrägdachgebäude zu entnehmen. Dort befinden sich unter anderem die beiden Heizkesselanlagen zur Erdgasvorwärmung und Raumtemperierung. Darüber hinaus sind in diesem Gebäudekomplex die Lagerräume, sowie die Elektroräume untergebracht.

Aus dem aufgezeigten Überblick, lässt sich zunächst folgendes ableiten. Bei Betrachtung des Anlagenbereichs, ist deutlich zu erkennen, dass die zur Verfügung stehenden Flächen sehr begrenzt sind. Aufgrund der Einzäunung, besteht Spielraum für weitere Grundstücksflächen lediglich durch den Erwerb landwirtschaftlicher Grundstücke. Zudem ist der Anlagenbereich im Besitz zweier Eigentümer. Bezugnehmend auf das Gesamtgrundstück der Anlage, reduziert sich dadurch die zur Verfügung stehende Fläche der SWM, um ein Vielfaches. Die gepflasterten Fahrwege im Anlagenbereich können nicht genutzt werden, da sie unter anderem als Feuerwehrezufahrt dienen. Somit bleiben zum jetzigen Stand und für die weitere Betrachtung, lediglich die Dachflächen des Geländes übrig. Dabei handelt es sich um die Dachflächen des Schrägdach- und Flachdachgebäudes. Eine Bildergalerie vom Grundstücksbereich, der Regelschienen und der Heizungsanlage, ist im **Anhang A.6** zudem ersichtlich.

Für eine Flächenpotenzialanalyse ist jedoch der Überblick noch nicht ausreichend. Denn um die Solaranlage mit den zur Verfügung stehenden Flächen exakt auf das thermische und elektrische Verbrauchsprofil abzugleichen, sind detailliertere Aussagen zu den Flächen nötig. Vorhandene und nutzbare Flächen zu identifizieren, auf ihre Nutzbarkeit zu prüfen und die exakten Größenordnungen zu bestimmen, sind dabei wichtige und bereits angesprochene Faktoren. Abhilfe schafft daher die schematische Darstellung in Abbildung 3.13. Hier ist die Draufsicht der Abbildung 3.12 dargestellt. Das Schaubild liefert eine detaillierte Aufzeichnung über den Grundstücksbereich der Erdgasübernahmestation.

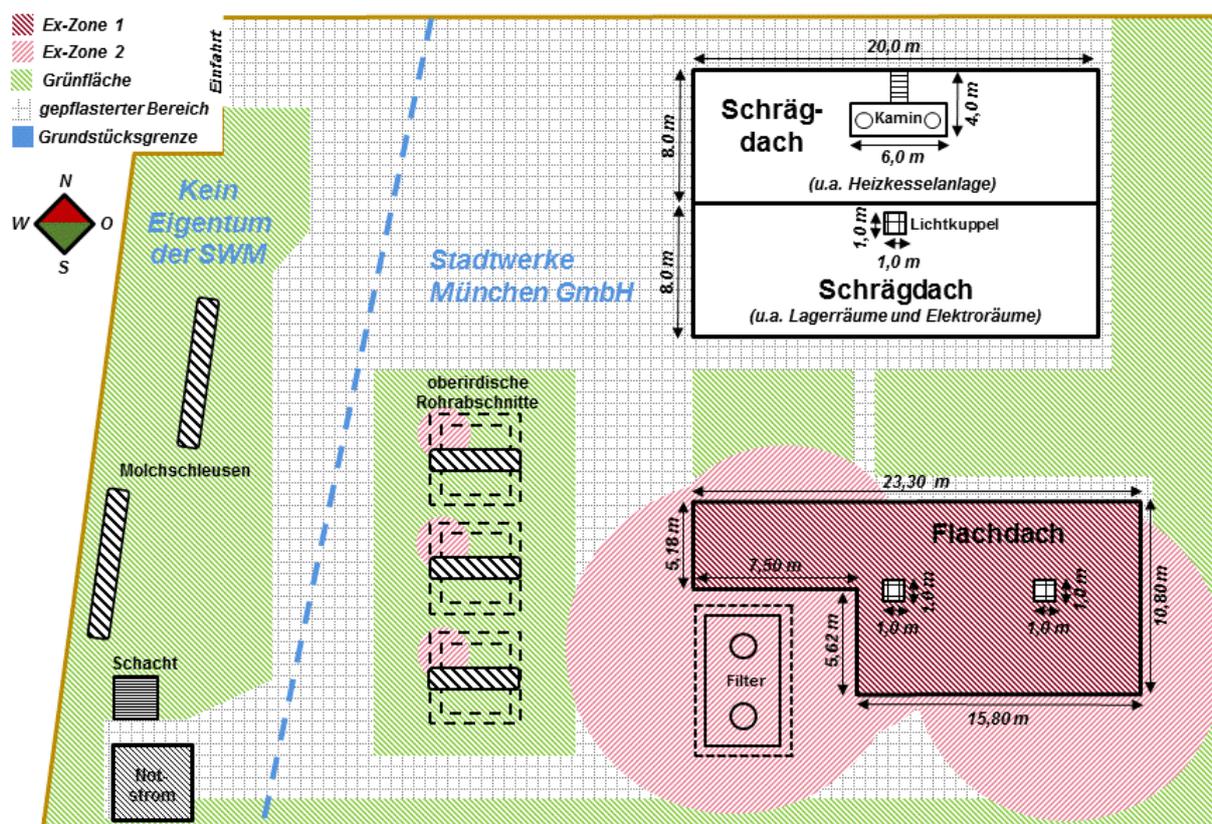


Abbildung 3.13: Flächenpotenzialanalyse des Anlagenbereichs

Um die Sonne optimal nutzen zu können, muss beim Einsatz von solarthermischen Systemen, vor allem die Ausrichtung des gesamten Geländebereichs betrachtet werden. Die Orientierung der einzelnen Dachflächen, ist neben der Neigung maßgeblich für die Nutzung der Globalstrahlung. Aus Abbildung 3.13 lässt sich die Ausrichtung und somit der Sonneneinfall auf das Betriebsgelände entnehmen. Es ist zu erkennen, dass sowohl das Flachdachgebäude als auch die Südseite des Schrägdachs, für die Installation solarer Systeme prädestiniert ist. Die Nordseite des Schrägdachs kann aufgrund der Ausrichtung, lediglich über Aufständungen genutzt werden. Dabei ist zu beachten, dass auf der Nordseite des Schrägdachs der Kamin der Anlage angeordnet ist. Bei Platzierung von solaren Systemen auf der Nordseite des Schrägdachs, müssen somit mögliche Verschattungen berücksichtigt

werden. Denn durch Verschattungseffekte, ergibt sich ein negativer Einfluss auf die mögliche Energieausbeute der solaren Systeme.

Aus der Abbildung 3.13 ist zu erkennen, dass mögliche Freiflächen, durch drei oberirdische Rohrabschnitte und zwei Molchschleusen belegt sind. Da es sich hier um nicht bewegliche Elemente handelt, können die Flächen für eine solarthermische Nutzung nicht in Betracht gezogen werden. Für die Nutzbarkeit der Flächen, ist ähnlich wie im Kapitel 3.1.3.2, der Ex-Zonenplan des Betriebsgeländes zu studieren. Vor allem um die Solaranlage auf das elektrische Verbrauchsprofil abzustimmen, müssen die Flächen auf mögliche Ex-Zonen überprüft werden. Aus der schematischen Darstellung in Abbildung 3.13, sind die Ex-Zonen der Erdgasübernahmestation zu entnehmen. Je nach Einteilung der Gefahrenzonen, stellt ein bestimmter Flächenabschnitt ein mögliches Explosionsrisiko dar. Denn brennbare Gase vermischt mit dem Sauerstoff der Luft, bilden eine explosionsfähige Atmosphäre. Insbesondere beim Betrieb von PV-Modulen, ist eine Überprüfung über vorhandenen Ex-Zonen somit notwendig. Die entsprechenden Verordnungen und Richtlinien zur Vermeidung von Explosionsgefahren, sowie Erläuterungen zu den Zoneneinteilungen, sind dem Kapitel 3.1.3.2 zu entnehmen.

Aus Abbildung 3.13 ist ersichtlich, dass auf dem Betriebsgelände zwei unterschiedliche Ex-Zonen vorhanden sind. Dabei handelt es sich um die Gefahrenzonen eins und zwei. Deutlich zu erkennen ist, dass vor allem das Flachdach mit den Komponenten Gasdruckregelstrecke und Odorierungsanlage, ein mögliches Explosionsrisiko darstellt. Die Ex-Zone 1 streckt sich dabei über das komplette Flachdachgebäude. Vor allem in diesem Bereich muss damit gerechnet werden, dass sich bei Normalbetrieb eine explosionsfähige Atmosphäre bildet. Zudem wird der Gebäudekomplex noch von der Ex-Zone 2 umgeben. Die Ex-Zone 2 befindet sich darüber hinaus im Bereich der oberirdischen Rohrabschnitte. Das Schrägdachgebäude befindet sich hingegen außerhalb jeglichen Gefahrenbereichs. Weder die Ex-Zone 1, noch die Ex-Zone 2, umgeben diesen Gebäudekomplex.

Auf Basis der genannten Aspekte, können für die solaren Systeme folgende Flächenbestandteile des Geländes genutzt werden. Da im Bereich des Schrägdaches keine explosionsfähige Atmosphäre auftritt, stellt es sowohl für den thermischen als auch für den elektrischen Gebrauch von solaren Systemen, keine Gefahr dar. Durch die Südausrichtung einer Dachhälfte, ist diese vorhandene Fläche ideal für die Installation von solaren Systemen. Die Nordseite des Schrägdaches ist aufgrund der Verschattungsproblematik durch den Kamin und der dadurch geringen Platzverhältnisse, als nicht sinnvoll anzusehen. Aus Abbildung 3.13 wird zudem deutlich, dass das Flachdachgebäude von zwei Gefahrenzonen betroffen ist. Für die solarthermischen Systeme, stellt sowohl die Ex-Zone 1 als auch die Ex-Zone 2 keine Problematik dar. Lediglich für das solare elektrische System, müssen die Zonen berücksichtigt

werden. Mit entsprechender Schutzvorrichtung aus den genannten Regelwerken, ist eine Installation von PV-Module im Ex-Zonenbereich 2 möglich. Die Ex-Zone 1 erstreckt sich jedoch über das gesamte Flachdachgebäude und stellt somit für die Nutzung der Dachfläche für solare elektrische Systeme, ein erhöhtes Explosionsrisiko dar. Ein Betrieb von PV-Modulen ist daher in diesem Gefahrenbereich nicht sinnvoll. Zusammenfassend lässt sich für die durchgeführte Flächenpotenzialanalyse des Anlagenbereichs, die nachfolgende Tabelle 3.2 ableiten.

Flächenpotenzialanalyse	Möglichkeiten (Bruttofläche)	Flächenkomponente	Abmaße Länge x Breite [m x m]	Flächenanteil [m²]	Gesamtfläche [m²]
Fall 1	Schrägdach (Dachneigung=20°)	Südseite	20,0 x 8,0	160,0	
		Störfläche	1,0 x 1,0	1,0	159,0
Fall 2	Schrägdach (Dachneigung=20°)	Nordseite	20,0 x 8,0	160,0	
		Störfläche	6,0 x 4,0	24,0	136,0
Fall 3	Flachdach	komplett	(23,30 x 5,18) +(15,80 x 5,62)	209,49	
		Störfläche	1,0 x 1,0	1,0	
		Störfläche	1,0 x 1,0	1,0	207,49

Tabelle 3.2: Ergebnisse der Flächenpotenzialanalyse für die Erdgasübernahmestation

Die Tabelle 3.2 zeigt die verschiedenen Flächenpotenziale für die Nutzung der solaren Systeme auf. Hierbei sind die möglichen Flächenvarianten mit den entsprechenden Abmaßen aufgelistet. Dabei können insgesamt drei Fälle betrachtet werden.

Fall 1 beschreibt die Möglichkeit, die Südseite des Schrägdaches mit einer Dachneigung von 20° zu verwenden. Hierbei sind die zu berücksichtigten beiden Flächenkomponenten aus der Tabelle 3.2 ersichtlich. Die nutzbare Gesamtfläche bei Fall 1 von 159,0 m², ergibt sich durch die Bruttofläche des Schrägdaches, abzüglich der vorhandenen Störfläche auf der Südseite. Bei der genannten Störfläche, handelt es sich um eine quadratische Lichtkuppel.

Fall 2 zeigt das Flächenpotenzial auf, die die Nordseite des Schrägdaches, trotz schlechter Ausrichtung, mit einer Dachneigung von 20° liefern könnte. Hier sind wiederum die zu berücksichtigten beiden Flächenkomponenten aus der Tabelle 3.2 ersichtlich. Die nutzbare Gesamtfläche bei Fall 2 von 136,0 m², ergibt sich durch die Bruttofläche des Schrägdaches, abzüglich der vorhandenen Störfäche auf der Nordseite. Bei der Störfäche handelt es sich um die Kaminkonstruktion mit dazugehöriger Dachleiter. Diese beansprucht einen Flächenanteil von 24,0 m².

Fall 3 beschreibt die Möglichkeit das Flachdachgebäude zu verwenden. Die nutzbare Gesamtfläche bei Fall 3 von 207,49 m², ergibt sich durch die Bruttofläche des Flachdaches, abzüglich der vorhandenen Störfächen. Bei den genannten Störfächen, handelt es sich um zwei quadratische Lichtkuppeln.

Um die Erträge einer Solaranlage mit den vorhandenen Flächen zu simulieren, werden zunächst für den weiteren Verlauf dieser Arbeit die **Fälle 1 und 3** näher betrachtet. Grund dafür ist die Ausrichtung der Flächenabschnitte und somit der Sonneneinfall auf die Flächenanteile. Sowohl das Flachdachgebäude, als auch die Südseite des Schrägdachs, sind daher für den Einsatz solarer Systeme gut geeignet. Zu beachten ist aber, dass aufgrund der Ex-Zone 1 im Bereich des Flachdachgebäudes, eine Installation von PV-Modulen nur für den Fall 1 in Betracht gezogen werden kann. Hingegen können nach der hier aufgezeigten Flächenpotenzialanalyse, die solarthermischen Systeme sowohl für den Fall 3, als auch für den Fall 1 verwendet werden. Eine mögliche Gefahr einer Entzündung der explosionsfähigen Atmosphäre, ist durch die Komponenten einer solarthermischen Anlage nicht gegeben. Bei einer Nutzung der Flächen von Fall 1 und Fall 3, ist jedoch die mögliche Verschattung durch die umliegenden Bäume zu beachten. Um den kompletten Anlagenbereich sind sowohl Laub- als auch Nadelbäume angeordnet. Eine mögliche Verschattungsgefahr einiger Teilstücke, kann somit zum jetzigen Zeitpunkt, nicht ausgeschlossen werden.

4 Konzeptentwicklung

Vor der eigentlichen Konzeptentwicklung, werden zuerst die gesetzlichen und finanziellen Aspekte näher beleuchtet. Aufbauend auf den Erkenntnissen dieser rechtlichen Rahmenbedingungen, werden im Anschluss Lösungsvarianten konzipiert.

4.1 Finanzielle Förderungsmöglichkeiten

4.1.1 Aktuelle Regelungen des Erneuerbare Energien Gesetzes

Seit dem 01. August 2014 ist die Novellierung des aktuellen EEG in Kraft. Der Gesetzesbeschluss des Deutschen Bundestages zur grundlegenden Reform des EEG, beinhaltet einige größere Veränderungen. Vor allem im Bereich der Eigenstromnutzung und der Marktintegration, weist der Gesetzesbeschluss deutliche Neuerungen auf. Der folgende Überblick über die aktuelle Situation im EEG, vor allem im Hinblick auf die Besonderheiten der finanziellen Förderbestimmungen beim Eigenverbrauch von Solarstrom, entstammt dem in Bonn am 24. Juli 2014 ausgegebenen Bundesgesetzblatt „[...] zur grundlegenden Reform des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und zur Änderung weiterer Bestimmungen des Energiewirtschaftsrechts“, Jahrgang 2014, Teil I Nr. 33. [Bundesministerium für Wirtschaft und Energie 2014]. Der Gesetzesentwurf ist über der Homepage des Bundesanzeiger-Verlages frei verfügbar.

Mit dem am 01. August 2014 gültigen EEG 2014, änderten sich vor allem die Rahmenbedingungen für Investitionen bei PV-Anlagen. Dies gilt insbesondere für die Umsetzung des PV-Modelles „Eigenverbrauch von Solarstrom“. Klassische Eigenversorgung liegt vor, wenn der PV-Anlagenbetreiber den durch ihn erzeugten Strom vor Ort selbst verbraucht. Die Eigenversorgung war bislang von der EEG-Umlage befreit. Für Bestandsanlagen gibt es durch den neuen Gesetzesbeschluss keine Änderungen. Anlagen, die seit Anfang August 2014 neu in Betrieb genommen wurden, müssen jedoch bei Eigenverbrauch des Solarstroms, eine Abgabe zahlen. Aus Teil 4 (Ausgleichsmechanismus), Abschnitt 1 (Bundesweiter Ausgleich), §61 (EEG-Umlage für Letztverbraucher und Eigenversorger), Absatz 1 bis Absatz 7 des Gesetzesbeschlusses, sind zusammenfassend folgende relevante Besonderheiten zu nennen [Bundesministerium für Wirtschaft und Energie 2014, S. 21–22]:

- PV-Anlagen über 10 kW_p Leistung, die seit dem 01.08.2014 neu im Betrieb genommen wurden, müssen bei Eigenverbrauch des Solarstroms ab sofort eine Abgabe zahlen. Die Abgabe orientiert sich an der aktuell geltenden EEG-Umlage (2015: 6,17 ct/kWh) [Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) 2014].

- Die Höhe der Abgabe pro verbrauchter Kilowattstunde Solarstrom, liegt laut EEG 2014 bis Ende 2015 bei 30%, ab 2016 bei 35% und ab 2017 bei 40% der jeweils geltenden EEG-Umlage.
- Die Anpassung der Abgabesätze gilt rückwirkend für alle neuen PV-Anlagen, die ab dem 1. August 2014 in Betrieb genommen wurden.
- Ausgenommen von dieser Regelung sind zudem sämtliche Bestandsanlagen, die vor dem 01. August 2014 in Betrieb genommen wurden und diese bereits einmalig Solarstrom selbst verbraucht haben.
- Von der Abgabe befreit sind zudem Neuanlagen unter 10 kW_p Leistung, sofern pro Kalenderjahr nicht mehr als 10.000 kWh Solarstrom selbst verbraucht werden. Dies gilt ab der Inbetriebnahme der Stromerzeugungsanlage für die Dauer von 20 Kalenderjahren, zuzüglich des Jahres der Inbetriebnahme.
- Die Abgabe für PV-Anlagen zur Eigenversorgung entfällt zudem auch bei Anlagen mit über 10 kW_p, wenn diese vollkommen vom öffentlichen Netz getrennt sind (netzautarke PV-Anlage).

4.1.2 Fördermöglichkeiten der Photovoltaik

Die **Einspeisevergütung** ist ein zentraler Baustein des EEG. Die EEG-Einspeisevergütung für Strom aus PV-Anlagen ist 20 Jahre lang festgeschrieben, zuzüglich des Jahres der Inbetriebnahme. Gefördert werden Solaranlagen auf Dächern von Gebäuden und auf Freiflächen. Die Tarife der Einspeisevergütung unterscheiden sich je nach Installationsart und sind nach Leistung der PV-Anlage in kW_p gestaffelt. Der jeweils gültige Tarif hängt vom genauen Zeitpunkt der Inbetriebnahme ab. Nach dem Inkrafttreten der EEG-Novelle am 1. August 2014, haben sich einige Änderungen für die Einspeisevergütung für Solarstrom ergeben.

Der folgende Überblick über die aktuelle Situation, entstammt ebenfalls dem in Bonn am 24. Juli 2014 ausgegebenen Bundesgesetzblatt „[...] zur grundlegenden Reform des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und zur Änderung weiterer Bestimmungen des Energiewirtschaftsrechts“, Jahrgang 2014, Teil I Nr. 33 [Bundesministerium für Wirtschaft und Energie 2014]. Aus Teil 3 (Finanzielle Förderung), Abschnitt 1 (Allgemeine Förderbestimmungen), § 31, Absatz 1 bis Absatz 4 des Gesetzesbeschlusses und Abschnitt 3 (Einspeisevergütung), § 37, Absatz 1 und Absatz 2, sowie Abschnitt 6 (Besondere Förderbestimmungen), § 55, Absatz 1 und Absatz 2, sind zusammenfassend folgende relevante Besonderheiten zu nennen [Bundesministerium für Wirtschaft und Energie 2014, S. 22-23, 25-26, 33-34]. Die wesentlichen Änderungen lauten wie folgt:

- Die Solarstromvergütung wird nur noch für Gebäude-Neuanlagen bis 500 kW_p (§ 37, Absatz 2) Nennleistung gewährt.
- Die Einspeisevergütung für Solarstrom wird monatlich gekürzt, jedoch ist die Degression seit August 2014 nicht mehr ganz so hoch, aufgrund des geringen Zuwachses.
- Monat für Monat verringert sich die Einspeisevergütung um 0,5%. Voraussetzung für diese weitere Kürzung ist, dass der Jahreszubau an PV-Leistung in Deutschland künftig zwischen 2.400 und 2.600 Megawatt liegt.
- Liegt der PV-Zubau darüber, wird die Einspeisevergütung stärker gekürzt als 0,5% (EEG 2014, § 31, Absatz 3).
- Liegt der Zubau darunter, wird die Einspeisevergütung weniger stark gekürzt (EEG 2014, § 31, Absatz 4).
- Anpassungen an der Kürzungshöhe werden quartalsweise zum 1. Januar, 1. April, 1. Juli und 1. Oktober vorgenommen und gelten dann für das gesamte Quartal.
- Bei Freiflächenanlagen besteht Ausschreibungspflicht. Die Bundesnetzagentur ermittelt dabei im Rahmen von Ausschreibungen, die Höhe der finanziellen Förderung. Ein Anspruch auf finanzielle Unterstützung besteht in diesem Fall nur, sobald der gesamte erzeugte Strom über die komplette Förderdauer eingespeist wird.

Betreiber von neuen PV-Anlagen mit einer Leistung von höchstens 500 kW_p, können somit weiterhin eine feste Einspeisevergütung erhalten. Ihr Strom wird wie bisher vom Netzbetreiber abgenommen, eingespeist und mit dem Tarif vergütet, der zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme gültig ist. Eine neu ans Netz gehende PV-Großanlage mit mehr als 500 kW_p Nennleistung, erhält somit keine feste Einspeisevergütung mehr. Ab dem Jahr 2016 wird die Obergrenze für die feste Einspeisevergütung sogar auf 100 kW_p herabgesetzt (§ 37, Absatz 2). [Bundesministerium für Wirtschaft und Energie 2014, S. 14]

In Bezug auf selbsterzeugten PV-Strom, ist in diesem Zusammenhang auch die Batteriespeichertechnologie zu erwähnen. Im Mai 2013 startete ein Förderprogramm für Batteriespeicher. Gefördert werden Speicher von Solarstromanlagen, die ab dem 01. Januar 2013 installiert wurden. Betreiber von PV-Anlagen können durch den Einsatz von Speichersystemen den Anteil des selbst erzeugten Stroms deutlich erhöhen. Strom, der vor Ort erzeugt und vor Ort verbraucht wird, muss somit nicht durch die öffentlichen Stromnetze transportiert werden. Die dezentralen Solarbatterien speichern den erzeugten Solarstrom während des Tages und geben ihn zeitversetzt wieder ab. Der Staat bezuschusst die Anschaffung von Batteriespeichern. Die Darlehen und Tilgungszuschüsse werden durch das **Förderprogramm 275 „Erneuerbare Energien - Speicher“** der Kreditanstalt-für-Wiederaufbau-Bankengruppe (KfW-Bankengruppe) vergeben.

Das **KfW Programm Nr. 275** richtet sich an in- und ausländische Unternehmen, die sich mehrheitlich in Privatbesitz befinden, sowie an solche Unternehmen, an denen öffentliche Institutionen wie Kommunen beteiligt sind. Weiterhin förderberechtigt sind Landwirte und Personen, die mindestens einen Teil des mit der PV-Anlage erzeugten Stroms, ins Stromnetz einspeisen. Mit dem Förderprogramm „Erneuerbare Energien - Speicher“ werden Solarstromspeicher gefördert, die im Zusammenhang mit einer neuen PV-Anlage angeschafft werden, sofern die PV-Anlage nicht mehr als 30 kW_p Nennleistung hat. Gefördert werden zudem Solarstromspeicher, die eine bestehende PV-Anlage nachrüsten. Dies gilt sofern die Anlage ebenfalls nicht mehr als 30 kW_p Nennleistung aufweist und zudem nach dem 31. Dezember 2012 in Betrieb genommen wurde. Darüber hinaus kann je Anlage, nur ein Speicher gefördert werden. [Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit 2012, S. 2–3]. Pro kW_p einer neu errichteten PV-Anlage, beträgt der Fördersatz bis zu 600 Euro. Bei einer Nachrüstung eines Speichersystems liegt der Fördersatz sogar bei 660 Euro pro kW_p [KfW-Bankengruppe 2013, S. 2].

4.1.3 Fördermöglichkeiten der Solarthermie

Auf dem Strommarkt ist der Ausbau der erneuerbaren Energien bereits weit vorangeschritten. Im Wärmemarkt hingegen, bestehen noch erhebliche Potenziale. Mit dem aktuell überarbeiteten **Marktanreizprogramm (MAP)**, das zum 1. April 2015 in Kraft getreten ist, will das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), mehr Haus- und Wohnungseigentümer, aber auch Unternehmen und Kommunen motivieren, bei der Wärme auf die Kraft der Sonne, Erdwärme und Biomasse zu setzen. Mit dem MAP fördert das BMWi den Einbau von Solarthermieanlagen, Biomasseheizungen und Wärmepumpen.

Die folgende erarbeitete Tabelle 4.1 über die aktuellen Fördermöglichkeiten im MAP, entstammt der nichtamtlichen Lesefassung „[...] zur Förderung von Maßnahmen zur Nutzung erneuerbarer Energien im Wärmemarkt“, vom 11. März 2015 [Bundesministerium für Wirtschaft und Energie 2015]. Der Richtlinienentwurf ist über der Homepage des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie, frei verfügbar. Vor allem im Hinblick auf die finanziellen Förderbestimmungen bei der Bereitstellung solarthermischer Prozesswärme, liefert die Tabelle 4.1 einen Überblick über die derzeitige Situation

BAFA-Programm:				
Förderung	Basisförderung bis 40 m ² <i>nach Bruttokollektorfläche</i>		Innovationsförderung ab 20 m ² – 100 m ² (bei Prozesswärme unbegrenzt) <i>nach Bruttokollektorfläche</i> <i>oder alternativ nach Ertrag</i> (jährlicher Kollektorsertrag x Anzahl Module x 0,45 €)	
	Neubau	Bestand	Neubau	Bestand
Solar- kollektor- anlage für				
Warmwasser	---	bis zu 50 €/m ² , mind. 500 €	bis zu 75 €/m ²	bis zu 100 €/m ²
kombinierte Raumheizung und Warmwasser	---	bis zu 140 €/m ² , mind. 2000 €	bis zu 150 €/m ²	bis zu 200 €/m ²
Zuführung an Wärme- bzw. Kältenetz	---			
Kälteerzeugung	---			
Prozesswärme- bereitstellung	---			
KfW-Programm:				
Solar (bei 40 bis 100 m ² [Prozesswärme unbegrenzt] alternativ BAFA- Investitionsförderung)	Maßnahmen		Tilgungszuschüsse	
	a , Große Solarkollektor- anlagen ab 40 m ² Bruttokollektorfläche für:		<ul style="list-style-type: none"> • bis zu 30% der förderfähigen Nettoinvestitionskosten • bis zu 40%, wenn überwiegend Zuführung an Wärmenetz mit mind. 4 Nutzern • bis 50 %, wenn überwiegend Prozesswärmeerzeugung • <u>oder ertragsorientiert:</u> jährlicher Kollektorsertrag x Anzahl Module x 0,45 € 	
	Warmwasser			
	Raumheizung			
	kombinierte Raumheizung und Warmwasser			
	solare Kälteerzeugung			
	Nutzung für Wärmenetze			
Prozesswärmebereitstellung				
Wärmespeicher (keine Förderung für Speicher, die KWKG förderfähig sind)	Maßnahmen		Tilgungszuschüsse	
	b , Große Wärmespeicher mit Speichervolumen ab 10 m ³ für:		<ul style="list-style-type: none"> • bis zu 250 € je m³ Speichervolumen • max. 30% der förderfähigen Nettoinvestitionen 	
Wärme aus Erneuerbaren Energien				

Tabelle 4.1: Förderungsmöglichkeiten von solarthermischen Anlagen

Das MAP ist ein zentrales Instrument zum Ausbau erneuerbarer Energien im Wärmemarkt. Wie aus der Tabelle 4.1 ersichtlich wird, beruhen die Förderungen durch das MAP, auf zwei Säulen. Die **erste Förderungsmöglichkeit** stützt sich auf Investitionszuschüsse des **Bundesamts für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA)**. Die BAFA ist eine Bundesoberbehörde mit breit gefächertem Aufgabenspektrum im Geschäftsbereich des BMWi. Um die Nutzung erneuerbarer Energien im Wärmebereich auszubauen, bezuschusst das BAFA Investitionen in thermischen Solarkollektoranlagen. Mit dem BAFA-Programm werden die Errichtung bzw. Erweiterung von Solarkollektoranlagen zur thermischen Nutzung, die beispielsweise der Warmwasserbereitung, Raumheizung, Bereitstellung von Prozesswärme und solarer Kälteerzeugung dienen, gefördert. Die **zweite wichtige Säule der Förderungsmöglichkeiten** durch das MAP, besteht durch Darlehen und Tilgungszuschüsse durch die **KfW**.

Aus Kapitel IV (Förderung durch Investitionszuschüsse [BAFA]), Abschnitt 1 (Förderung von Solarkollektoranlagen), und Kapitel V (Förderung durch das KfW-Programm Erneuerbare Energien, Programmteil Premium), Abschnitt 5 (Große Solarkollektoren in der Innovationsförderung) und Abschnitt 6 (Große Wärmespeicher in der Innovationsförderung) des MAP, sind in der Tabelle 4.1 die relevanten Fördermöglichkeiten aufgelistet. Dabei sind zusammenfassend folgende wichtige Besonderheiten zu nennen [Bundesministerium für Wirtschaft und Energie 2015, S. 9-17, 48-52].

Wie aus der Tabelle 4.1 zu entnehmen ist, teilt sich das **BAFA-Programm** grundsätzlich in zwei Teile auf. Es beinhaltet auf der einen Seite die Grundförderung für Solarkollektoranlagen, mit dem Element der **Basisförderung**. Je nach Anwendung, können hierbei als Förderung bis zu 140 € je angefangenen m² Bruttokollektorfläche gewährt werden. Der Mindestbetrag der Basisförderung beträgt jedoch 2.000 €. Die genannten und aus der Tabelle 4.1 zu entnehmenden Förderungssätze der Basisförderung, gelten aber nur bei der Erstinstallation einer Solarkollektorfläche bis einschließlich 40 m². Zu beachten ist, dass die Basisförderung nur beim Gebäudebestand und nicht bei Gebäudeneubau genutzt werden kann. Auf der anderen Seite, beinhaltet das Programm die sogenannte **Innovationsförderung** für größere Solaranlagen. Alternativ zur Basisförderung ist ab einer Bruttokollektorfläche von 20 m², die Innovationsförderung möglich. Nachfolgend sind die relevanten Aspekte der Innovationsförderung für die Prozesswärmebereitstellung aufgelistet. Hierbei werden die technischen Fördervoraussetzungen für Solarkollektoranlagen zur Prozesswärmebereitstellung aufgezeigt und die Möglichkeit einer parallelen Förderung über das KfW-Programm geprüft. Zudem werden allgemeine Bestimmungen zur Förderfähigkeit von solarthermischen Kollektoren aufgezeigt.

- Für die Erstinstallation und Erweiterung von Solarkollektoranlagen zur überwiegenden solaren Prozesswärmebereitstellung, können als Innovationsförderung bis zu 50 % der Nettoinvestitionskosten gewährt werden.
- Zu den förderfähigen Nettoinvestitionskosten zählen auch Planungskosten, sowie Mehrkosten für die Einbindung des Solarsystems in den vorhandenen Prozess und Mehrkosten für die zur Ertragsüberwachung und Fehlererkennung installierten Mess- und Datenerfassungseinrichtungen.
- Für eine Solarkollektoranlage in der Innovationsförderung, kann **alternativ** eine **ertragsabhängige Förderung** gewährt werden. Dieser Investitionszuschuss wird wie folgt berechnet. **Der jährliche Kollektorsertrag wird mit der Anzahl der installierten Solarthermiemodule und mit dem Betrag von 0,45 € multipliziert.** Basis für die Berechnung der Förderung ist der für die Solarkollektoranlage, im Prüfzertifikat für den Standort Würzburg bei einer Kollektortemperatur von 50° C ausgewiesene, jährliche Kollektorsertrag nach EN 12975 (kWh/Modul).
- Solarkollektoren sind zudem nur förderfähig, sofern sie das europäische Zertifizierungszeichen Solar-Keymark tragen.
- Solarkollektoren können nur gefördert werden, wenn anhand des Solar-Keymark-Zertifikats ein jährlicher Kollektorsertrag von mindestens 525 kWh/m² nachgewiesen wird.
- Eine Kumulierung mit einer Förderung über die KfW ist laut der nichtamtlichen Lesefassung vom 11. März 2015, nicht zulässig.

Wie bereits erwähnt, sind die Darlehen und Tilgungszuschüsse durch die KfW, die zweite wichtige Säule der Förderungsmöglichkeit durch das MAP. Das **KfW-Programm „Erneuerbare-Energien-Premium“** unterstützt besonders größere Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien im Wärmemarkt mit Darlehen der KfW und mit Tilgungszuschüssen, die vom BMWi finanziert werden. Wie aus der Tabelle 4.1 ersichtlich wird, ist im Gegensatz zur BAFA-Förderung, der Gegenstand dieser Förderung die Errichtung und Erweiterung von großen Solarkollektoranlagen mit mehr als 40 m² Bruttokollektorfläche. Beispielsweise zur Warmwasserbereitung, solaren Kälteerzeugung, Raumheizung, Bereitstellung von Prozesswärme und Anlagen, die die Wärme überwiegend einem Wärmenetz zuführen. Die einzelnen Zuschüsse des KfW-Programms, die technischen Fördervoraussetzungen und die allgemeinen Bestimmungen zur Förderfähigkeit von solarthermischen Kollektoren, sind aufgrund der gemeinsamen Initiative des BMWi und der KfW, nahezu identisch. Hinsichtlich der finanziellen Fördermöglichkeiten bei der Nutzung von solarthermischen Systemen für die Bereitstellung von Prozesswärme, ist folgendes für das KfW-Programm zu erwarten.

Aus Tabelle 4.1 wird ersichtlich, dass für die Erstinstallation und Erweiterung von Solarkollektoren zur überwiegenen solaren Prozesswärmebereitstellung, ein Tilgungszuschuss von bis zu 50 % der Nettoinvestitionskosten gewährt werden kann. Zu den förderfähigen Nettoinvestitionskosten zählen auch hier die Planungskosten, sowie Mehrkosten für die Einbindung des Solarsystems in den vorhandenen Prozess und Mehrkosten für die zur Ertragsüberwachung und Fehlererkennung installierten Messeinrichtungen. Wie der Tabelle 4.1 zu entnehmen ist, kann alternativ eine ertragsabhängige Förderung für die Prozesswärmebereitstellung gewährt werden. Eine Kumulierung der finanziellen Förderung mit der Förderung über das BAFA-Programm, ist laut der Lesefassung vom 11. März 2015, auch hier nicht zulässig.

Für den Ausgleich von saisonalen Strahlungsangebot und Wärmebedarf, sind zudem in Tabelle 4.1 die **Förderungsmöglichkeiten eines Wärmespeichers** aufgeführt. Das KfW-Programm gewährt bei Errichtung und Erweiterung großer Wärmespeicher ab 10 m³ Tilgungszuschüsse. Die Höhe beträgt dabei bis zu 250 €/m³ Speichervolumen. Der Förderbetrag deckt jedoch höchstens 30% der für den Speicher nachgewiesenen Nettoinvestitionskosten ab und beträgt je Wärmespeicher höchstens 1.000.000 €. Zu beachten ist, dass Wärmespeicher von mehr als 10 m³ durch das KfW-Programm finanziell unterstützt werden, sofern sie nicht nach dem Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG) gefördert werden können.

4.2 Simulationsprogramme

4.2.1 PV*SOL

Für eine detaillierte Anlagenplanung, sowie für eine exakte Ertragssimulation einer PV-Anlage, wird in der vorliegenden Arbeit die Valentine Software „PV*SOL premium 7.0“ verwendet. Das Planungsprogramm bietet gute Voraussetzungen zur Auslegung und Simulation von PV-Anlagen.

Mit Hilfe der Software, lassen sich unter anderem Batteriesysteme im netzparallelen Betrieb realitätsnah abbilden. Über den Import gemessener Lastprofile und unter Berücksichtigung des Batteriespeichers, kann beispielsweise der Eigenverbrauch exakt simuliert werden. Dabei lassen sich die Lastprofile in einer stündlichen Auflösung importieren. Darüber hinaus greift die Software auf die Datenbank von Meteororm zurück. Die Datenbank enthält globale und lokale Klimadaten von verschiedenen Orten. Über die im Programm enthaltenen Berechnungsalgorithmen lassen sich daraus Stundenwerte für die Globalstrahlung, die Temperatur, sowie für weitere Parameter generieren.

Mit PV*SOL lassen sich zudem beliebig viele Modulflächen einsetzen und mehrere Wechselrichter auswählen, die sich zudem nach Bedarf miteinander kombinieren lassen. Die automatische Verschaltung liefert schnell sinnvolle Wechselrichterkombinationen für eine bestimmte Solaranlage. Das Programm verfügt über eine umfangreiche Modul- und Wechselrichterdatenbank, die sich über eine automatische Updatefunktion ständig aktualisiert und erweitert. Die Pflege der Komponenten erfolgt aus erster Hand durch den Hersteller der Software.

Durch die Unterstützung des Programms „PV*SOL premium 7.0“ werden im folgenden Kapitel Konzepte für die Umsetzung von solaren elektrischen Systemen abgeleitet. Sowohl für die BGAA, als auch für die Erdgasübernahmestation, kommt die Simulationssoftware zur Konzeptumsetzung zum Einsatz.

4.2.2 Matlab/Simulink/Carnot-Blockset

Für eine detaillierte Anlagenplanung, sowie für eine exakte Ertragssimulation einer solarthermischen Anlage, wird in der vorliegenden Arbeit die Toolbox „Carnot-Blockset“ verwendet.

Am Solar-Institut Jülich der FH Aachen, ist im Jahr 1999 die erste Carnot-Version entwickelt worden [Wemhöner et al. 2000, S. 1]. In den vergangenen Jahren ist das Interesse an der Toolbox deutlich angestiegen, so dass eine aktuelle Version vorliegt. Das Solar-Institut stellt die Toolbox für Forschungseinrichtungen und Hochschulen, sowie gewerbliche Partnern kostenlos zur Verfügung. Die Toolbox „Carnot-Blockset“ ermöglicht es, unter Matlab/Simulink einfach und mit verhältnismäßig geringem Zeitaufwand, Simulationsrechnungen aus dem Bereich der Gebäudeenergie-technik durchzuführen. Für die Anwendung der solarthermischen Simulation, kombiniert das Programm dabei die einfach zu bedienende grafische Umgebung Simulink, mit den leistungsfähigen Algorithmen und Differentialgleichungslöser der Matlab-Umgebung. Die Toolbox stellt somit eine Erweiterung der Simulationsumgebung Matlab/Simulink dar, um Elemente für die thermische Simulation optimal auszulegen und zu berechnen [Wemhöner et al. 2000, S. 1].

Die Toolbox umfasst dabei ein breites Spektrum an Modellen. Das Konzept der Bibliothek Carnot, ähnelt der Simulink-Standardbibliothek. Die Modelle sind in so genannte Untergruppen organisiert. Diese enthalten jeweils die Komponenten der konventionellen und erneuerbaren Heizsysteme. Beispielsweise Komponenten zur Wärmeerzeugung wie Solarkollektoren, Wärmepumpen oder Gaskessel, sowie hydraulische Komponenten wie Rohre und Ventile. Vorteile gegenüber der im Handel erhältlichen Programme, sind die einstellbaren variablen Zeitschritte. Mit Hilfe dieser Funktion, ermöglicht die Toolbox eine Langzeitsimulation mit einer angemessenen Simulationszeit zu simulieren [Wemhöner et al. 2000, S. 1].

Durch die Unterstützung der Toolbox werden im folgenden Kapitel Konzepte für die Umsetzung von solarthermischen Systemen abgeleitet. Sowohl für die BGAA, als auch für die Erdgasübernahmestation, kommt die Simulationssoftware zur Konzeptumsetzung zum Einsatz.

4.3 Biogasaufbereitungsanlage

4.3.1 Konzept 1: PV-Gebäudeanlage unter 10 kW_p

Unter **Konzept 1** wird unter Berücksichtigung der vorhandenen und nutzbaren Flächen des Anlagenbereichs der SWM versucht, eine netzgekoppelte PV-Anlage mit einer installierten PV-Leistung von unter 10 kW_p zu errichten. Hierbei soll der elektrische Bedarf der BGAA von Kapitel 3.1.2 (Abbildung 3.3) reduziert werden.

Die Limitierung der installierbaren PV-Leistung unter 10 kW_p ist der Novellierung des EEG von August 2014 geschuldet. Wie in Kapitel 4.1.1 erwähnt, ist für Anlagen, die seit dem 01. August 2014 neu in Betrieb genommen wurden, bei Eigenverbrauch des Solarstroms, eine Abgabe zu zahlen. Ausgenommen von dieser Regelung sind Neuanlagen unter 10 kW_p Leistung, sofern pro Kalenderjahr nicht mehr als 10.000 kWh Solarstrom selbst verbraucht wird.

Um die vorhandenen und nutzbaren Containerdachflächen des Anlagenbereichs optimal auszunutzen, wird die PV-Anlage mit dem Programm „PV*SOL premium 7.0“ ausgelegt. Mittels einer 3D-Simulation kann das Gebäude mit exakten Angaben zur Länge, Breite, Dachform, Ausrichtung, etc. dargestellt und die mögliche Photovoltaikleistung ermittelt werden. Aus einer Liste mit aktuellen Modulen und Wechselrichter, werden die gewünschten Komponenten ausgewählt. Anschließend wird das Dach optimal mit Modulen belegt und eine geeignete Modulverschaltung festgelegt.

Auf Basis dieser Ausgangssituation, ist unter Konzept 1, eine Anlage mit einer PV-Generatorleistung von 9,24 kW_p und einem Eigenverbrauchsanteil von 9779 kWh/a, konzipiert worden. Abbildung 4.1 zeigt die 3D-Simulation des Anlagenbereichs.



Abbildung 4.1: 3-D Simulation der Containerdachflächen

Die Software berechnet anhand des Standortes und der Ausrichtung, den Ertrag der Anlage. Berücksichtigt wird dabei eine Vielzahl von Einflussfaktoren. Beispielsweise wird eine Simulation der Verschattung durchgeführt, um mögliche Verschattungsverluste darzustellen. Die einzige Verschattungsgefahr im Anlagenbereich, besteht durch den Industriecontainer östlich der Containereinheit der BGAA. Dieser beinhaltet das Thermalöllager, sowie den Heizkessel für die BGAA. Wie der Abbildung 4.1 zu entnehmen ist, wurde die mögliche Gefahr einer Verschattung aufgrund des dort ansässigen Kamins, durch die Simulation des Industriecontainers mitberücksichtigt. Laut der durchgeführten Anlagensimulation, liegt die Ertragsminderung durch Abschattung lediglich bei 0,1%/Jahr.

Die spezielle Platzierung der Module auf dem Container der BGEA ist der vorhandenen Ex-Zone 1 und der Tatsache geschuldet, dass es in der Simulation nicht möglich ist, spezielle Aussparungen durchzuführen. Der in Abbildung 4.1 dargestellte rechteckige Container der BGEA beinhaltet in der Realität eine Aussparung, die in Kapitel 3.1.3.2 aus Abbildung 3.7 ersichtlich ist.

Für die Belegung der Flachdächer werden aufgeständerte, monokristalline PV-Module, mit einer Modulneigung von 15° verwendet. Die Modulneigung wird gewählt, da es aufgrund der kleinen Dachflächen ansonsten zu erheblichen Eigenverschattungen kommt. Generell steht die Sonne im Sommer sehr hoch, im Winter dagegen äußerst tief. Das bedeutet, dass eine flache Modulneigung im Sommer und ein steile Modulneigung im Winter Ertragsvorteile haben. Durch den konstanten Strombedarf der BGAA, steht somit das Kriterium der Eigenverschattung im Vordergrund und ist somit der Grund für die 15° Neigung. Die Ergebnisse der Ertragssimulation sind der Abbildung 4.2 zu entnehmen.

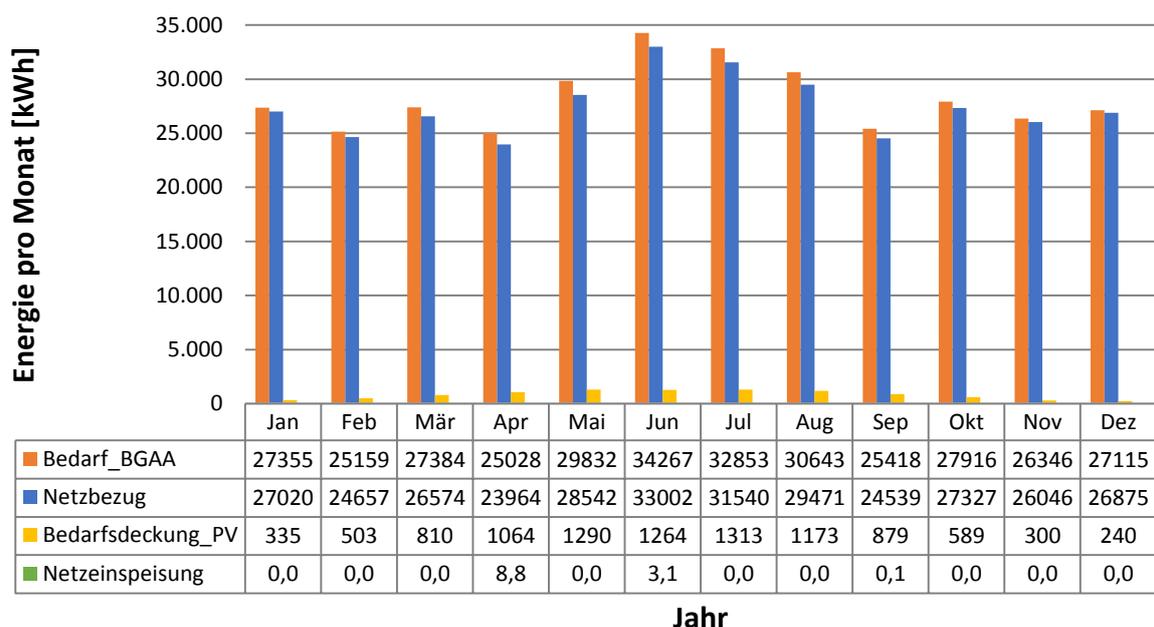


Abbildung 4.2: Ertragsprognose mit Bedarfsprofil der Biogasaufbereitungsanlage

Hier ist deutlich zu erkennen, dass die mit den aktuell vorhandenen und nutzbaren Flächen im Anlagenbereich der SWM installierte PV-Anlage, nur einen geringen Bruchteil zur Deckung des elektrischen Energiebedarfs beiträgt. Der Netzbezug kann dabei in den Winter- und Frühjahrsmonaten, um bis zu 2% reduziert werden. In den Sommermonaten um bis zu 4%. Zudem ist der Abbildung 4.2 zu entnehmen, dass die zu einem bestimmten Zeitpunkt im Jahr gewonnene PV-Generatorenergie, immer direkt zur Deckung des elektrischen Energiebedarfs verwendet werden kann. Lediglich in den Monaten April, Juni und September, kann die produzierte Energie der installierten PV-Anlage nicht direkt komplett abgenommen werden. Durch die netzgekoppelte PV-Anlage kommt es daher in den genannten drei Monaten zu einer geringen Netzeinspeisung. Der Grund der Einspeisung ist aus der Stromlast aus Abbildung 3.3 zu entnehmen. Darin sind Werte ersichtlich, die außerhalb des erwarteten Wertebereiches liegen, bzw. stark vom arithmetischen Mittelwert abweichen (Stromlast unter 10 kW_p). Mögliche Ursachen sind beispielsweise auf Störungen bzw. Messfehler zurückzuführen.

und anschließender Einspeisung des Thermoöls in den Vorlauf des konventionellen Heizkreises.

Darüber hinaus ist zu beachten, dass der mit Biomethan betriebene Heizkessel in der Konzeptdarstellung in Abbildung 4.3, zu keinem Zeitpunkt im Jahr komplett abgeschaltet wird. Unter Konzept 2 wird der Kessel mit einer Mindestlast von 20% (Heizleistung des Kessels: 500 kW) betrieben. Er trägt daher zu jedem Zeitpunkt und über das gesamte Jahr zur Deckung des thermischen Verbrauchs bei. Somit wird ein unnötiges häufiges Takten des Heizkessels vermieden. Mit Takten ist das ständige Ein- und Ausschalten des Heizkessels gemeint. Ein ständiges Takten der Anlage, führt zu einem erhöhten Verbrauch. Das starten des Brenners ist die mit Abstand verlustreichste Phase des Brennvorgangs. Wenn es also gelingt die Einschalthäufigkeit des Brenners zu verringern, kann zum einen die Effizienz des Kessels gesteigert und zum anderen die Kosten reduziert werden.

Aus Abbildung 4.3 ist zu erkennen, dass nach Entnahme des Wärmeträgermediums aus dem Rücklauf des konventionellen Heizkreises, das Fluid mit einer Temperatur von 160°C in den elektrischen Durchlauferhitzer gelangt. Dort wird das Medium mit Hilfe der PV-Freiflächenanlage, auf die gewünschte Solltemperatur von 170°C erwärmt. Nach abschließender Erwärmung durch den Durchlauferhitzer, gelangt das Wärmeträgermedium in den Thermoölspeicher. Bei dem dargestellten Anlagenzustand in Abbildung 4.3 ist der Speicher vollständig mit einer Temperatur von 170 °C durchgeladen. Der installierte Speicher hat dabei die Aufgabe, für einen gleitenden Übergang bei Umschaltung zwischen dem konventionellen Heizkessel und dem elektrischen Durchlauferhitzer, zu sorgen. Für den Fall, dass die erzeugte PV-Anlagenleistung zu einem bestimmten Zeitpunkt im Jahr nicht die gewünschte Leistung für den elektrischen Durchlauferhitzer zur Verfügung stellen kann, wird die benötigte Vorlauftemperatur von 170°C für den Regenerationsprozess dem Speicher so lange entzogen, bis der Thermoölspeicher vollständig entladen ist. Der Entladevorgang des Speichers dient dabei als zeitlicher Puffer zur Überbrückung der Anfahrzeit des Kessels auf ein höheres Leistungsniveau. Wie aus Abbildung 4.3 zu entnehmen ist, beträgt die Größe des Thermoölspeichers 6 m³. Die Auslegung des Volumeninhaltes von 6 m³ ist durch den benötigten Massenstrom der Anlage, sowie durch die entsprechende Dichte des Wärmeträgermediums (700-800 kg/m³) [Grigull et al. 1989, S. 113] bei 170°C, berechnet worden. Dabei wurde eine zeitliche Speicherdauer von fünf Minuten gewählt. Somit kann bei nicht ausreichender PV-Leistung zur Erwärmung des Wärmeträgermediums, das benötigte Temperaturniveau von 170°C, über eine zeitliche Dauer von fünf Minuten vorgehalten werden.

Der Speicher stellt somit eine Überbrückungsfunktion, zwischen dem Anfahrprozess des Kessels aus dem Mindestlastbetrieb und dem Abschaltzeitpunkt des elektrischen Durchlauferhitzers, dar. Die geringe Zeitdauer von fünf Minuten wurde zudem gewählt, um den

Speicher nicht zu groß auszulegen. Denn bei einem Temperaturniveau des Thermalölspeichers von 170°C, ist mit erheblichen Wärmeverlusten zu rechnen. Eine starke Dämmung des Speichers ist daher unabdingbar. Laut den Stadtwerken sollen aber zunächst für die erste Betrachtung und Simulation des Konzeptes, die durch den Speicher entstehenden Wärmeverluste, nicht weiter berücksichtigt werden. Aus dem dargestellten Anlagenzustand in Abbildung 4.3 ist zu entnehmen, dass das aufgeheizte Wärmeträgermedium nach Verlassen des Thermoölspeicher eine Solltemperatur von 170°C besitzt. Anschließend wird das Medium durch die parallele und hydraulische Einbindung, in den Vorlauf des konventionellen Heizkreises zurückgeführt.

Falls die erzeugte PV-Anlagenleistung, die zu bestimmten Zeitpunkten im Jahr benötigte Leistung für den elektrischen Durchlauferhitzer, nicht zur Verfügung stellen kann, findet zu den betroffenen Intervallen eine Umwälzung des Wärmeträgers statt. Ersichtlich wird dies, durch die in Abbildung 4.3 grün dargestellte Zirkulationsleitung. Mögliche Ursache für diesen Betriebszustand ist beispielsweise das Witterungsverhältnis. Eine starke Bewölkung zu bestimmten Zeitabschnitten, hat einen erheblichen Einfluss auf das solare System. Reicht die solare Einstrahlung zur Erzeugung des benötigten Temperaturniveaus von 170°C nicht aus, findet zunächst die Entladung des Speichers statt. Wie bereits erwähnt, dient dieser als zeitliche Pufferung zur Überbrückung der Anfahrzeit des Kessels auf ein höheres Leistungsniveau. Nach völliger Entladung des Speichers, wird die benötigte thermische Energie wieder vollständig vom Biomethan betriebenen Heizkessel gedeckt. Der Umwälzprozess findet so lange statt, bis der Speicher wieder vollständig durch den elektrischen Durchlauferhitzer auf ein Temperaturniveau von 170°C erwärmt wird. Erst ab diesem Zeitpunkt trägt die installierte Freiflächenanlage wieder zur Reduzierung des Biomethans bei. Zur Steuerung des Anlagenbetriebs wird für das beschriebene Konzept eine speicherprogrammierbare Steuerung (SPS) verwendet. Diese regelt unter anderem die Ventilstellungen, steuert die Pumpen und sorgt so für einen geregelten Betriebsablauf.

Für die in Abbildung 4.3 beschriebene Konzeption, wird im nachfolgenden Abschnitt, eine als Inselsystem ausgeführte Freiflächenanlage betrachtet.

4.3.2.2 Inselfreiflächenanlage

Mit Hilfe einer angenommenen Freifläche und unter Berücksichtigung der vorhandenen und nutzbaren Flächen des Anlagenbereichs der SWM, wird nun versucht, ein netzautarkes System zu errichten.

Dabei wird die Anlage so ausgelegt, dass der thermische Spitzenbedarf von 215 kW des Regenerationsprozesses der BGAA, bei optimalen äußeren Bedingungen mit Hilfe eines mit photovoltaischem Strom betriebenen Durchlauferhitzers, gedeckt werden kann. Bei dem Wert von 215 kW ist die Tatsache berücksichtigt, dass der mit Biomethan betriebene Heizkessel zu keinem Zeitpunkt im Jahr komplett abgeschaltet wird. Der Kessel wird wie in Abschnitt 4.3.2.1 erwähnt, mit einer Mindestlast von 20% (Heizleistung des Kessels: 500 kW) betrieben. Die eigentliche zu deckende Spitzenlast von 315 kW zu einem bestimmten Zeitpunkt im Jahr, reduziert sich somit für die PV-Anlage auf eine Spitzenlast von 215 kW.

Die Errichtung eines Inselsystems und somit die Entkoppelung vom Stromnetz, ist zum einen der Novellierung des EEG von August 2014 geschuldet. Denn wie in Kapitel 4.1.1 bereits erwähnt, ist für Anlagen, die seit dem 01. August 2014 neu in Betrieb genommen wurden, bei Eigenverbrauch des Solarstroms, eine Abgabe zu zahlen. Ausgenommen von dieser Regelung sind dabei Anlagen mit über 10 kW_p, falls diese vollkommen vom öffentlichen Netz getrennt sind (netzautarke PV-Anlage). Durch das Inselsystem spart man sich somit bei Eigenverbrauch des Solarstroms, den Betrag der Abgabe.

Zum anderen wird aufgrund der rechtlichen Rahmenbedingungen von Kapitel 4.1.2, eine Ausführung als Inselsystem gewählt. Für Freiflächenanlagen gibt es laut Gesetzgebung, keine festgeschriebene Einspeisevergütung mehr. Für solche Anlagen besteht Ausschreibungspflicht. Die Bundesnetzagentur ermittelt dabei im Rahmen von Ausschreibungen, die Höhe der finanziellen Förderung. Ein Anspruch auf finanzielle Unterstützung besteht aber in diesem Fall nur, sobald der gesamte erzeugte Strom über die komplette Förderdauer eingespeist wird. Da unter der Konzept 2, nicht die gesamte Strommenge eingespeist wird, besteht somit keine Option auf finanzielle Unterstützung.

Für die Errichtung der PV-Freiflächenanlage, sowie für die optimale Ausnutzung der vorhandenen und nutzbaren Containerdachflächen des Anlagenbereichs, wird die PV-Anlage wiederum mit dem Programm „PV*SOL premium 7.0“ ausgelegt. Die Umsetzung der Freifläche mit genauen Angaben zur Länge, Breite und Neigung des Untergrunds, ist mit Hilfe des Simulationstools möglich. Auf Basis dieser Ausgangssituation, ist für das Inselsystem, eine Anlage mit einer PV-Generatorleistung von 224,07 kW_p konzipiert worden.

Abbildung 4.4 zeigt die 3D-Simulation des Anlagenbereichs, sowie der Freiflächenanlage.

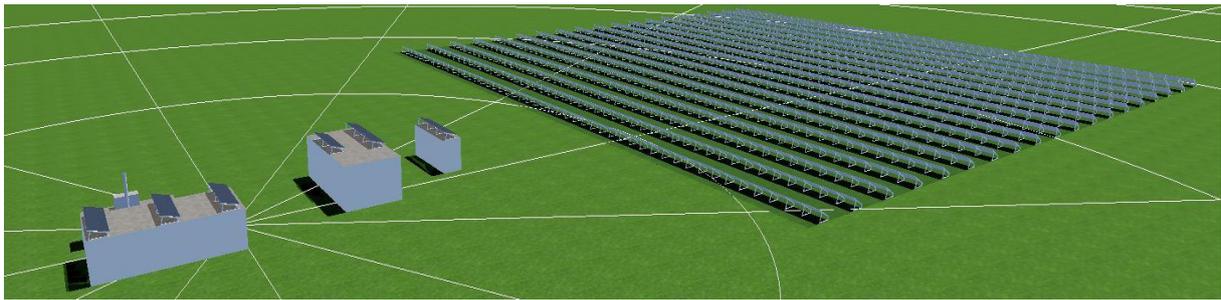


Abbildung 4.4: 3D-Simulation des Inselsystems

Wie aus Abbildung 4.4 ersichtlich, ist die Freifläche südlich des Anlagenbereichs der SWM platziert worden. Dabei nimmt sie eine Fläche von 4900 m² ein. Die Software berechnet auch hier, anhand des Standortes und der Ausrichtung, den Ertrag der Anlage. Wiederum wird eine Simulation der Verschattung durchgeführt, um mögliche Verschattungsverluste darzustellen. Die einzige Verschattungsgefahr im Anlagenbereich besteht auch hier nur durch den Industriecontainer, östlich der Containereinheit der BGAA. Laut der durchgeführten Anlagensimulation, liegt die Ertragsminderung durch Abschattung für die komplette Anlage lediglich bei 0,4%/Jahr.

Für die Belegung der Flachdächer und der Freifläche, werden auch hier aufgeständerte, monokristalline PV-Module verwendet. Die Modulneigung beträgt bei den Containerdachflächen 15°. Die Neigung der Freiflächenmodule beträgt hingegen 30°. Durch die etwas steilere Neigung der Module im Freiflächenbereich, stellt sich ein höherer Selbstreinigungseffekt ein, da Verschmutzungen wie Staub, besser weggespült werden. Zudem ist bei schneereichen Tagen ein besseres abrutschen des Schnees von den Modulen gewährleistet. Durch den erhöhten Selbstreinigungseffekt, reduziert sich somit der Wartungsaufwand erheblich. Die Ergebnisse der Ertragssimulation, sind dabei der Abbildung 4.5 zu entnehmen.

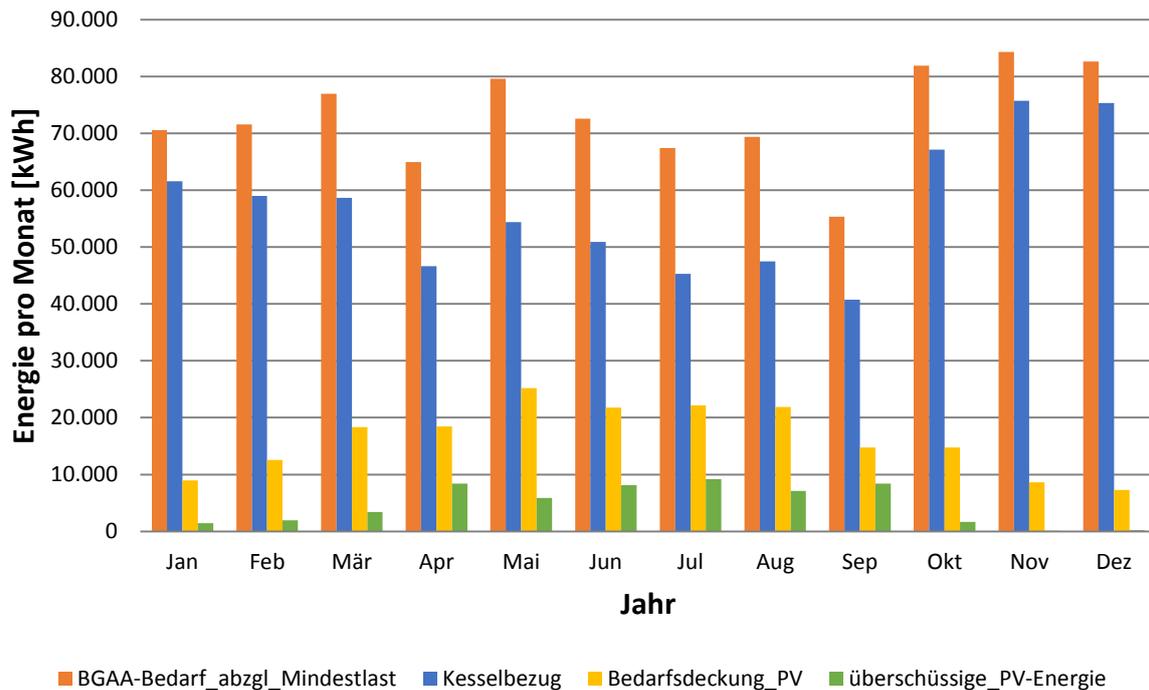


Abbildung 4.5: Ertragsprognose der Inselfreiflächenanlage

Aus Abbildung 4.5 ist zunächst das Bedarfsprofil abzüglich der Mindestlast des Kessels zu erkennen. Somit spiegelt der Verlauf den Anteil wieder, den die PV-Anlage idealerweise decken müsste. Durch die fluktuierende Erzeugung der PV-Anlage, sowie die Tatsache, dass der ansatzweise konstante Bedarf auch nachts stattfindet, wird der zu deckende Anteil nicht erreicht. Dies wird im Schaubild unter anderem durch den Verlauf der „Bedarfsdeckung_PV“ ersichtlich. Dabei ist zu entnehmen, dass die zu einem bestimmten Zeitpunkt im Jahr gewonnene PV-Generatorenergie, zudem nie vollständig zur Reduzierung des Energiebedarfs verwendet werden kann. Dies spiegelt sich in Abbildung 4.5, durch den Verlauf der „überschüssigen_PV-Energie“ wieder. Lediglich in den Wintermonaten zwischen November und Januar, kann die produzierte Energie nahezu direkt zur Deckung des Energiebedarfs verwendet werden.

Der zeitlich bedingte Überschuss, würde durch die Ausführung als netzgekoppelte Variante, in das Stromnetz eingespeist werden. Durch die hier ausgeführte Variante als Inselsystem, kann der Anteil nicht zur Netzeinspeisung genutzt werden. Die jeweiligen Monatsbeträge der überschüssigen PV-Energie ergeben sich, da laut dem thermischen Lastprofil der BGAA zu verschiedenen Zeitpunkten oft kein Verbrauch im Jahr 2014 stattfand. Dies kann eventuell auf Wartungsarbeiten zurückgeführt werden. Bei Stillstand der BGAA und zeitgleicher Erzeugung von Strom aus der PV-Anlage, kann der gewonnene PV-Strom somit bei Ausführung als Inselanlage, nicht genutzt werden.

Da für das thermische Bedarfsprofil Daten vom Jahr 2014 verwendet wurden, ist die dargestellte Situation der überschüssigen PV-Energie von Jahr zu Jahr unterschiedlich. Der thermische Bedarf wird zwar relativ konstant bleiben, jedoch werden die Wartungsarbeiten bzw. Stillstandzeiten der BGAA, in den kommenden Jahren nicht den Zeitpunkten wie im Jahr 2014 entsprechen. Somit stellt die in Abbildung 4.5 aufgezeigte Situation der überschüssigen PV-Energie, nur eine Momentaufnahme für das Jahr 2014 dar.

Aus Abbildung 4.5 ist zudem der zusätzliche Kesselbezug zu entnehmen. Durch die fluktuierende Erzeugung der PV-Anlage wird deutlich, dass der Kessel stetig außerhalb des Mindestlastbetriebes fungiert. Insgesamt kann jedoch durch die Inselvariante, der Kesselbezug über das komplette Jahr hinweg, reduziert werden

4.3.3 Konzept 3: Konzentrierende solarthermische Anlage

Unter **Konzept 3** wird versucht, den thermischen Bedarf des Regenerationsprozesses der BGAA, mit Hilfe von konzentrierenden, solarthermischen Systemen zu reduzieren. Hintergrund für die Umsetzung mit fokussierenden Anlagen ist die Tatsache, dass sich im Gegensatz zu standardisierten Flachkollektoren und VRK, höhere Temperaturen durch die Fokussierung erzeugen lassen. Will man mit Solarthermie ein höheres Temperaturniveau erreichen, muss die einfallende Sonnenstrahlung durch Spiegel oder Linsen konzentriert werden, ehe sie beispielsweise auf den durchströmten Absorber gelenkt wird. Die Systeme verfügen somit über einen höheren Konzentrationsfaktor und sind damit für einen Temperaturbereich von 170°C besonders geeignet. Zu beachten ist, dass durch die Nutzung von fokussierenden Systemen zur Prozesswärmeerzeugung, nur der direkte Strahlungsanteil der Sonne genutzt werden kann. Abbildung 4.6 zeigt dabei die Umsetzung des solarthermischen Konzeptes.

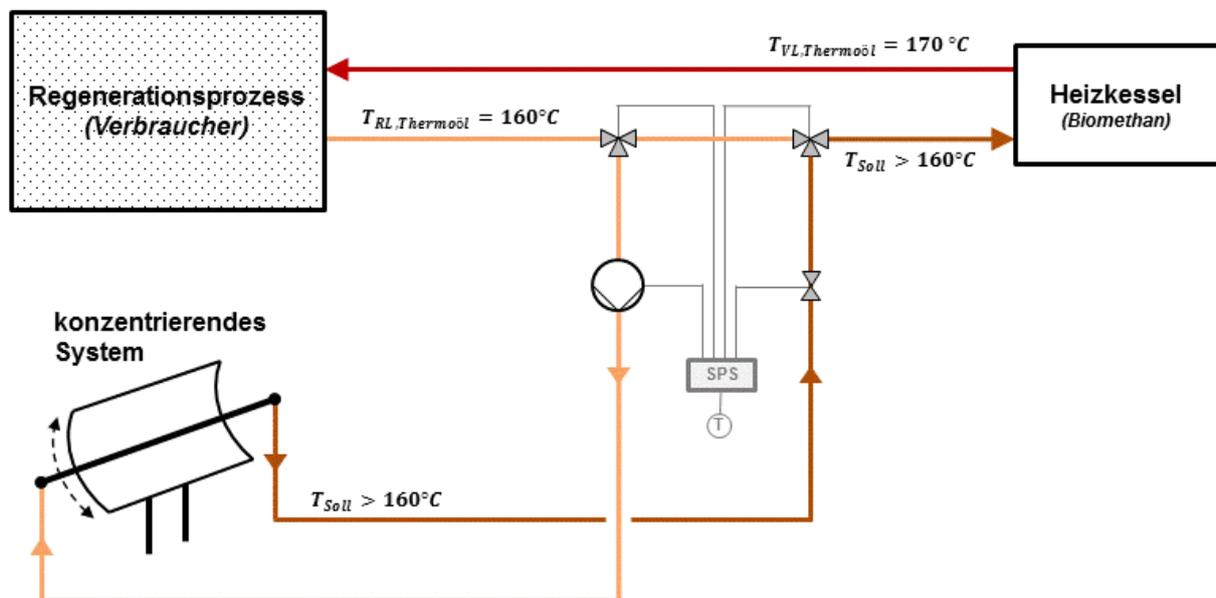


Abbildung 4.6: Fokussierendes System mit Rücklauf-Rücklauf Einspeisung

Das Schaubild in Abbildung 4.6 spiegelt dabei den Betriebszustand wieder, bei dem der Regenerationsprozess, durch das fokussierende System versorgt wird. Aktuell wird zur Deckung des thermischen Bedarfs ein mit Biomethan betriebener Heizkessel verwendet. Wie aus der Abbildung 4.6 zu entnehmen ist, arbeitet dieser mit einer Vorlauftemperatur von 170°C und einer Rücklauftemperatur von 160°C. Als Wärmeträgermedium ist ein Thermoöl im Einsatz. Die Effektivität eines konzentrierenden Systems, hängt neben der eigenen Ausführung ganz entscheidend von der hydraulischen Einbindung und der eingesetzten Regelung in den konventionellen Heizkreis ab. Für die hydraulische Eingliederung in das konventionelle System, wird eine serielle Verschaltung gewählt. Dabei handelt es sich um eine Entnahme des Thermoöls aus dem Rücklauf des mit Biomethan betriebenen Heizkessels und anschließender Einspeisung des Thermoöls in den Rücklauf des konventionellen Heizkreises.

Es findet somit eine Rücklauftemperaturenanhebung statt. Dabei führt die in den Rücklauf des konventionellen Heizkreises eingebrachte Solarenergie, zu einer Temperaturerhöhung des Heizkreisrücklaufs. Deshalb muss der Kessel weniger konventionelle Energie aufwenden, um wieder die gewünschte Vorlauftemperatur für den Regenerationsprozess bereitzustellen.

Darüber hinaus ist zu beachten, dass der mit Biomethan betriebene Heizkessel unter der Konzeptbetrachtung in Abbildung 4.6, zu keinem Zeitpunkt im Jahr komplett abgeschaltet wird. Unter Konzept 3 wird der Kessel genau wie unter Konzept 2, mit einer Mindestlast von 20% (Heizleistung des Kessels: 500 kW) betrieben. Er trägt daher zu jedem Zeitpunkt und über das gesamte Jahr zur Deckung des thermischen Verbrauchs bei. Ein unnötiges Takten des Heizkessels wird dadurch vermieden.

Aus Abbildung 4.6 ist zu erkennen, dass nach Entnahme des Wärmeträgermediums aus dem Rücklauf des konventionellen Heizkreises, das Fluid mit einer Temperatur von 160°C in das konzentrierende System gelangt. Dort angekommen, wird das Thermoöl mit Hilfe der fokussierenden solarthermischen Anlage, auf ein Temperaturniveau größer 160°C erwärmt. Aus dem dargestellten Anlagenzustand in Abbildung 4.6 ist zu entnehmen, dass nach abschließender Durchströmung des Fluid durch das Absorberrohr, das Thermoöl mit einem Temperaturniveau größer 160°C, durch die serielle Einbindung in den Rücklauf des konventionellen Heizkreises zurückgeführt wird. Dadurch findet die erwähnte Rücklauftemperaturenanhebung statt. Ein wesentlicher Vorteil des Konzeptes besteht darin, dass nur ein Wärmeträger eingesetzt werden kann. Thermoöl, das im konventionellen Heizsystem verwendet wird, kann auch direkt für das solarthermische System verwendet werden. Es kann somit auf einen zusätzlichen Wärmetauscher verzichtet werden.

Eine zentrale Position nimmt dabei die Steuerung des Gesamtsystems ein. Zur Steuerung des Anlagenbetriebs, wird für das beschriebene Konzept, eine SPS verwendet. Diese regelt unter anderem die Ventilstellungen, steuert die Pumpen und sorgt so für einen geregelten Betriebsverlauf. Falls die erzeugte thermische Leistung des konzentrierenden Systems, zu bestimmten Zeitpunkten im Jahr nicht zur Temperaturenanhebung über 160°C beitragen kann, so muss der Kreislauf vom konventionellen Heizkreis getrennt werden. Mögliche Ursache für diesen Betriebszustand ist beispielsweise das Witterungsverhältnis. Eine starke Bewölkung zu bestimmten Zeitabschnitten hat einen erheblichen Einfluss auf das fokussierende System. Reicht die solare Einstrahlung zur Erzeugung des benötigten Temperaturniveaus von größer 160°C nicht aus, wird die benötigte thermische Energie wieder vollständig vom Biomethan betriebenen Heizkessel gedeckt. Gemäß der Tatsache, dass der Kessel zu keinem Zeitpunkt komplett abgeschaltet wird, ergibt sich für die Umschaltung zwischen dem konventionellen Heizkessel und dem solarthermischen System, eine bessere Übergangsphase und ein ineffizientes, unnötiges Takten des Heizkessels wird somit vermieden.

Für die in Abbildung 4.6 beschriebene Konzeption werden in den nachfolgenden Abschnitten zwei unterschiedliche Varianten betrachtet. Es handelt sich dabei zum einen um eine Platzierung von Parabolrinnen im Anlagenbereich der SWM, zum anderen wird eine Variante betrachtet, die als Freiflächenanlage konzipiert wird.

4.3.3.1 Parabolrinnenkollektoren im Anlagenbereich

Für die erste Variante wird unter Berücksichtigung der vorhandenen und nutzbaren Flächen des Anlagenbereichs der SWM versucht, eine konzentrierende solarthermische Anlage zu errichten. Hierbei soll der thermische Bedarf des Regenerationsprozesses der BGAA, mit Hilfe eines Parabolrinnensystems, reduziert werden. Der zu deckende thermische Spitzenbedarf des Regenerationsprozesses der BGAA, beläuft sich auf 215 kW. Bei diesem Wert von 215 kW, ist die Tatsache berücksichtigt, dass der mit Biomethan betriebene Heizkessel zu keinem Zeitpunkt im Jahr komplett abgeschaltet wird. Der Kessel wird wie in Abschnitt 4.3.3 erwähnt, mit einer Mindestlast von 20% (Heizleistung des Kessels: 500 kW) betrieben. Die eigentliche zu deckende Spitzenlast von 315 kW zu einem bestimmten Zeitpunkt im Jahr, reduziert sich somit für diese Variante, auf eine Spitzenlast von 215 kW.

Zur Minderung des thermischen Bedarfs, wird ein Parabolrinnenkollektor verwendet. Bei diesem Modell handelt es sich um einen zweiachsig der Sonne nachgeführten Spiegel, der das direkte Sonnenlicht auf einen thermischen Receiver bündelt. Bei der zweiachsigen Nachführung folgt die Rinne der Sonne horizontal nach dem Anstellwinkel der Sonne und vertikal nach der Sonnenbahn. Somit kann jeder beliebige Punkt am Himmel anvisiert werden. Die relevanten Daten zur Parabolrinne, sind durch Kontaktaufnahme mit dem Hersteller ermittelt worden und lauten wie folgt:

- Spiegelfläche pro Kollektor: 16 m²
- Thermischer Receiver - Spitzenleistung pro Kollektor: 11,25 kW
- Gesamtgewicht pro Kollektor: 400 kg
- Benötigte Installationsfläche pro Kollektor: 40 m²

Berücksichtigt man nun die nutzbaren Flächen im Anlagenbereich der SWM, so liefert Abbildung 4.7 zunächst die Möglichkeiten zur Platzierung des Kollektorsystems.

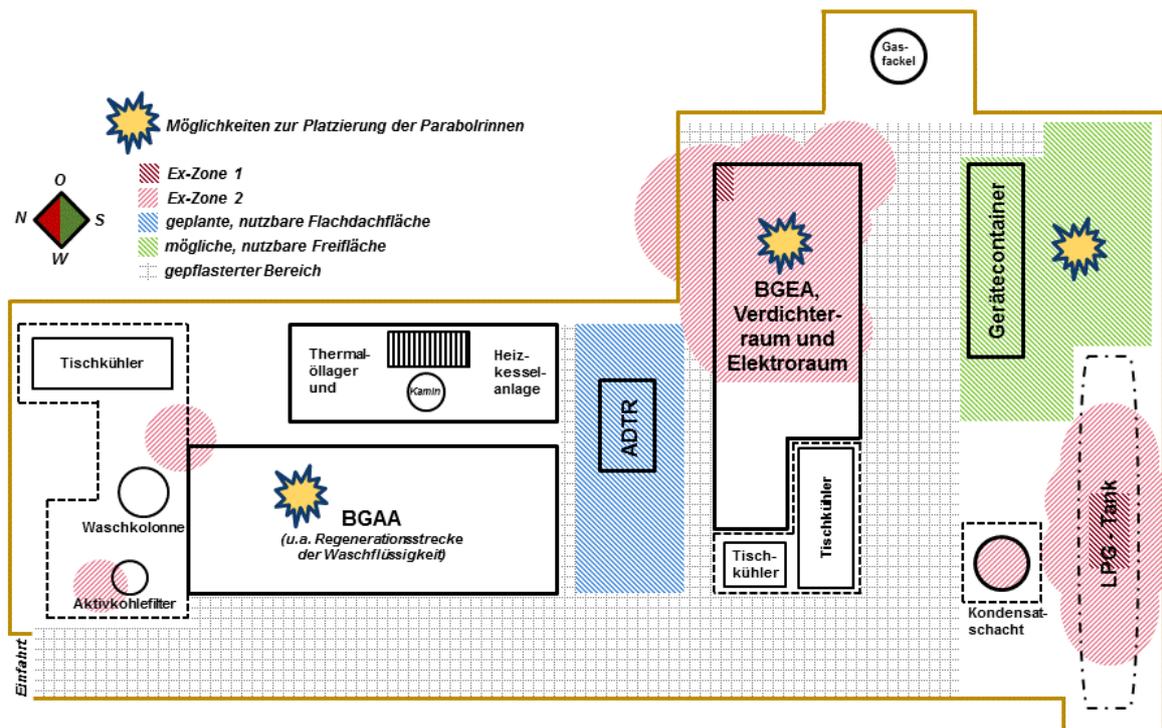


Abbildung 4.7: Möglichkeiten zur Platzierung der Parabolrinnen im Anlagenbereich der SWM

Aufgrund der engen Platzverhältnisse im Anlagenbereich der SWM, können laut der Abbildung 4.7, nur maximal drei Parabolrinnen platziert werden. Möglichkeiten sind hierbei die Containerdachflächen der BGAA und BGEA. Dabei ist zu erkennen, dass die Ex-Zone 1 ein kleines Flächenstück des Containers der BGEA in Anspruch nimmt. Da es sich hierbei aber um ein solarthermisches System handelt, muss die Ex-Zone 1 nicht weiter berücksichtigt werden. Wie aus dem Schaubild erkennbar, kann zudem eine Freifläche östlich des LPG-Tanks genutzt werden. Voraussetzung hierbei ist die anderweitige Unterbringung der diversen Werkzeuge, Arbeitsmaschinen und Ersatzteile des Gerätecontainers. Theoretisch entsteht dadurch eine mögliche nutzbare Freifläche von ca. 60 m². Auf Basis des aktuellen Ist-Zustandes der zur Verfügung stehenden Flächen, werden im Anlagenbereich der SWM im Rahmen dieser Variante, zwei Parabolrinnen platziert. Dabei dienen die beiden Containerdachfläche der BGAA und BGEA, als mögliche Installationspunkte.

Durch die Wahl dieses speziellen Parabolrinnenmodells, kann anstatt des rein thermischen Receivers, ein hybrider Receiver verwendet werden. Durch die hybride Ausführung, kann neben der thermischen Produktion auch elektrische Energie durch Hochleistungszellen gewonnen werden. Zu beachten ist hierbei, dass monokristallines Silizium mit steigenden Temperaturen schnell an Wirkungsgrad verliert. Deshalb kühlt der Hersteller die PV-Zellen mit Wasser bzw. Thermoöl. Dabei wird ein Großteil der entstehenden Wärme aufgenommen. Diese Wärme kann anschließend für den Prozess verwendet werden. Laut dem Hersteller kann durch den hybriden Receiver pro Kollektor, eine thermische Spitzenleistung von 7,5 kW_{th}

und eine elektrische Leistung von 4,7 kW_p generiert werden. Der Ansatz bei einer Installation des hybriden Systems wäre dabei, unter 10 kW_p elektrisch zu bleiben, um so die rechtlichen Rahmenbedingungen bestmöglich auszunutzen. Auf Basis dieser rechtlichen Situation, könnten im Anlagenbereich der SWM im Rahmen einer Ausführung mit einem hybriden Receiver, zwei Parabolrinnen platziert werden. Vor allem in Hinblick auf den geringen Platzbedarf im Anlagenbereich der SWM, könnte durch die hybride Ausführung, die vorhandene Fläche somit optimal genutzt werden. Jedoch liegen aktuell keine Aussagen des Herstellers vor, wie sich der hybride Receiver und somit der elektrische Ertrag, bei einem Temperaturniveau von 160°C bis 170°C verhält.

Für die Ermittlung des thermischen Ertrags [kWh/a] der beiden mit rein thermischen Receivern ausgestatteten Parabolrinnen, werden diese mit Hilfe der Toolbox „Carnot-Blockset“ simuliert. Die Toolbox „Carnot-Blockset“ ermöglicht es, unter Matlab/Simulink Simulationsrechnungen durchzuführen. Die Umsetzung des Konzeptes im Simulationsprogramm, ist im **Anhang A.7** ersichtlich. Die im Anhang A.7 dargestellte Umsetzung unter Carnot-Blockset, stellt nun das in Abbildung 4.6 erläuterte Konzept dar. Zunächst sind dabei zwei Kreisläufe zu entnehmen. Zum einen der konventionelle Heizkreis mit dem mit Biomethan betriebenen Kessel und zum anderen der Heizkreis mit dem fokussierenden, solarthermischen System. Eine zentrale Stellung zwischen den genannten Kreisläufen nimmt dabei die Regelung ein. Prinzipiell sind aus der Darstellung im Anhang A.7, sechs wesentliche Elemente erwähnenswert.

- Parabolrinne:

Die Toolbox Carnot-Blockset umfasst ein breites Spektrum an Modellen. Diese enthalten jeweils die Komponenten der konventionellen und erneuerbaren Heizsysteme. Beispielsweise Komponenten zur Wärmeerzeugung mit Solarkollektoren. Die Leistung der Parabolrinne hängt von vielen Faktoren ab. Sonnenkollektoren haben auf Grund der verschiedenen von den Herstellern verwendeten Bauarten und Materialien, sowohl unterschiedliche Eigenschaften bei der Umwandlung des Sonnenlichts in Wärme, als auch differierende Verlustgrößen. Mit Hilfe des Kollektorblocs lassen sich die individuellen Größen des zu simulierenden Kollektors hinterlegen. Die einzelnen Kollektorparameter, wie beispielsweise der optische Wirkungsgrad des Kollektors, die Spiegelfläche oder die Receiverlänge, entstammen aus dem Datenblatt der Parabolrinne. Bei dem zu simulierenden Kollektor, handelt es sich um einen zweiachsig der Sonne nachgeführtes System, der das direkte Sonnenlicht auf einen hybriden Receiver bündelt. Für die Simulation konnte jedoch nur eine einachsige horizontale Nachführung nachgestellt werden. Dabei ist die einachsige Nachführung mit einer 30° Neigung versehen, die die Sonne von Osten nach Westen verfolgt. Diese Schwächung ist bei der Bewertung der Ergebnisse zu berücksichtigen.

- Wetterdaten:

Durch die Einbindung speziell aufbereiteter Wetterdaten, lassen sich die für das Gesamtsystem wichtigen Einflussfaktoren nachbilden. Werte wie die Umgebungstemperatur und der Direktstrahlungsanteil sind dabei hinterlegt. Wie aus der Darstellung im Anhang ersichtlich, dienen die Umgebungstemperaturen, unter anderem für die Berücksichtigung der Wärmeverluste bei Kollektorstromlauf und Kollektorrücklauf. Für die Durchführung der Simulation, dienen die bereits hinterlegten Wetterdaten von Ingolstadt. Dies stellt natürlich eine weitere Schwächung des später aufgezeigten Simulationsergebnisses dar. Denn durch die geographische Lage der BGAA, zwischen dem Erdinger Moos und Freisinger Moos, muss im Gegensatz zum Raum Ingolstadt, von einer schlechteren Gesamtwetterlage für das fokussierende System ausgegangen werden.
- Kessel:

Aus der Umsetzung im Anhang A.7 ist ersichtlich, dass der mit Biomethan betriebene Kessel, als ein Erzeuger von einem Temperaturniveau von 170°C nachgebildet ist. Über den anschließenden Kesselstromlauf, werden somit die für den Verbraucher benötigten 170°C erzeugt.
- Verbraucher:

Über die Anschlüsse „THV_in“ und „THV“ des Verbrauchers, werden die Werte des Arbeitsmedium (Thermoöl) übertragen. Der Thermo-Hydraulic-Vector (THV) enthält dabei alle Zustandsgrößen des Arbeitsmediums (Temperatur, Druck, Massenstrom, Fluidtyp, etc.). Durch die Einbindung des thermischen Lastprofils der BGAA und unter Berücksichtigung der Umrechnung von Kilowatt in Watt, wird über den entsprechenden THV-Ausgang des Verbrauchers, die Kesselrücklauftemperatur berechnet.
- Regelung:

Die hydraulische Eingliederung in das konventionelle System, ist mit einer seriellen Verschaltung gelöst worden. Es handelt sich dabei um eine Entnahme des Thermoöls aus dem Rücklauf des mit Biomethan betriebenen Heizkessels und anschließender Einspeisung des Thermoöls, in den Rücklauf des konventionellen Heizkreises. Eine zentrale Position nimmt somit die Steuerung des Gesamtsystems ein. Zur Steuerung des Anlagenbetriebs ist eine Regelung programmiert worden. Diese regelt die Ventilstellungen und sorgt so für einen reibungslosen Betriebsablauf. Die Regelung misst dabei kontinuierlich die Kesselrücklauftemperatur und die Kollektorstromlauftemperatur. Dabei werden zwei entscheidende Fälle unterschieden. Ist die Kollektorstromlauftemperatur kleiner als die Kesselrücklauftemperatur, dann erzeugt die Regelung ein Signal mit dem Wert „0“. Das Arbeitsmedium wird in diesem Regelzustand über die THV2-Anschlüsse des „Ventil-Diverter“ und des „Ventil-Mixer“

zurück zum Kessel geleitet. Dieser erzeugt im Anschluss wieder die 170°C Kesselvorlauftemperatur. Ist die Kollektorvorlauftemperatur hingegen größer als die Kesselrücklauftemperatur, dann erzeugt die Regelung ein Signal mit dem Wert „1“. Das Medium, wird in diesem Regelzustand über die den THV1-Anschluss des „Ventil-Diverter“, zum Rücklauf des Kollektors geleitet. Das Arbeitsmedium wird im Anschluss mit Hilfe der Parabolrinne erwärmt und gelangt über den Kollektorvorlauf zum THV1-Eingang des „Ventil-Mixer“. Dadurch findet eine Rücklaufanhebung des konventionellen Heizkreises statt.

- Messsystem:

Aus der Darstellung im Anhang A.7 ist zudem das Messsystem ersichtlich. Über den THV-Eingang und THV-Ausgang des fokussierenden Systems, kann hierbei der Kollektorjahresertrag, sowie die Kollektorleistung ausgegeben werden. Dabei wird nur die Energiemenge aufgezeichnet, die einen Beitrag zur Rücklaufanhebung leistet.

Unter dieser Ausgangssituation, ist durch die Jahressimulation der beiden fokussierenden, solarthermischen Systeme im Anlagenbereich der SWM, das unter Tabelle 4.2 aufgelistete Ergebnis erzielt worden.

Simulationsergebnis:		
Therm. Bedarf der BGAA – Jahr 2014	[kWh/a]	1.726.201
Therm. Bedarf abzgl. der Mindestlast des Kessels	[kWh/a]	877.133
Erzielbarer Ertrag durch Parabolrinnen	[kWh/a]	7.518
Einsparung durch Parabolrinnen	[%]	0,86

Tabelle 4.2: Ergebnisse der Parabolrinnenvariante im Anlagenbereich der SWM

Das Ergebnis macht deutlich, dass die beiden im Anlagenbereich der SWM aufgestellten Parabolrinnen, kaum zur Deckung des thermischen Bedarfs beitragen können. Im Ergebnis der Simulation spiegelt sich zudem der Aspekt wieder, dass fokussierende Systeme nur den Direktstrahlungsanteil technisch nutzen können und dieser in unseren Breitengraden nur einen geringen Bruchteil darstellt, gegenüber denen in südlicheren Regionen. Auch die Tatsache, dass die Kollektorleistung nur tagsüber genutzt werden kann, sobald die Kollektorvorlauftemperatur größer ist als die Kesselrücklauftemperatur, führt zu der geringen Einsparung von lediglich 0,86 %.

Einen graphischen Eindruck vom Verhältnis zwischen dem Wärmebedarf der BGAA und dem Ertrag der Parabolrinnen im Anlagenbereich der SWM, liefert abschließend die Abbildung 4.8. Hier ist unter anderem die monatliche Aufschlüsselung des solarthermischen Ertrags der Parabolrinnen, sowie des Wärmebedarfs, abzüglich der Kesselmindestlast, zu erkennen.

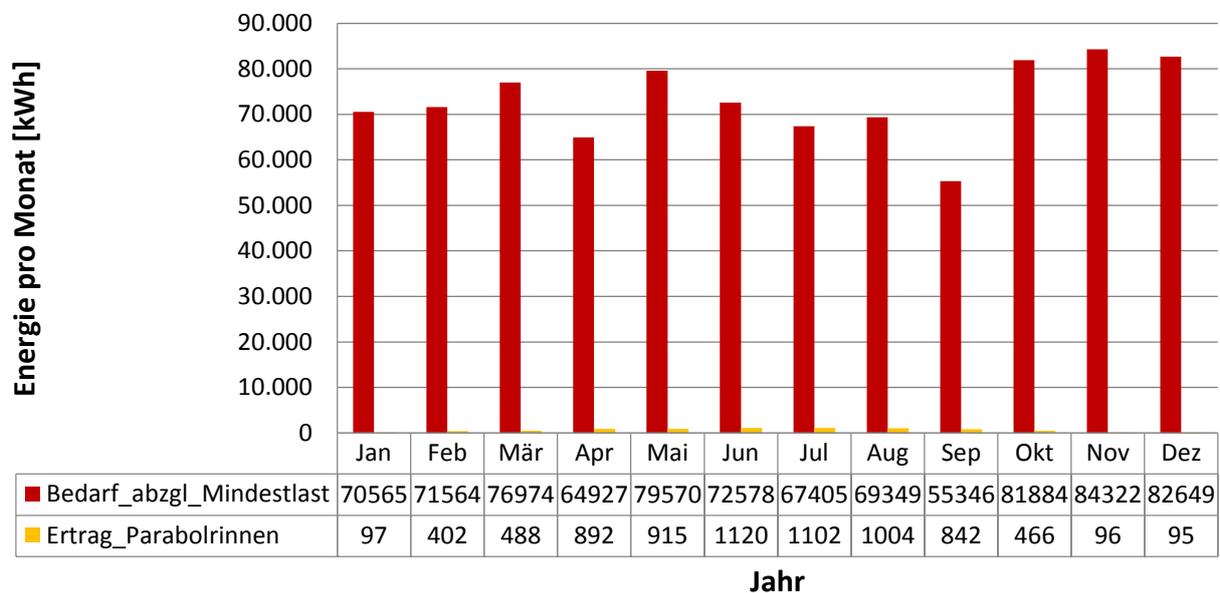


Abbildung 4.8: Wärmebedarf der BGAA und solarthermischen Ertrag der Parabolrinnen

Abbildung 4.8 verdeutlicht, dass die beiden solarthermischen Systeme nur einen geringen Anteil zur Deckung des Bedarfs leisten können. Eine höhere Kollektorvorlauftemperatur als die Kesselrücklauftemperatur, kann des Öfteren bei einem erhöhten Direktstrahlungsanteil in den Sommermonaten erzielt werden. In den restlichen Monaten, ist das zeitliche Intervall einer höheren Kollektorvorlauftemperatur, deutlich reduziert. Diese Situation spiegelt sich auch in den Zahlenwerten des solarthermischen Ertrags wieder. In den Sommermonaten liegt der Ertrag bei größer 1.000 kWh. In den Wintermonaten hingegen, von November bis Januar, liegt der Ertrag jeweils unter 100 kWh.

4.3.3.2 Parabolrinnenkollektoren als Freiflächenvariante

Für die zweite Variante, wird mit Hilfe einer angenommenen Freifläche eine konzentrierende solarthermische Freiflächenanlage konzipiert. Hierbei soll der thermische Bedarf des Regenerationsprozesses der BGAA, ebenfalls mit Hilfe eines Parabolrinnensystems reduziert werden. Für die Ausführung der Freiflächenvariante, dient das Kollektormodell wie aus Abschnitt 4.3.3.1. Dabei handelt es sich wiederum um einen zweiachsig der Sonne nachgeführten Spiegel, der das direkte Sonnenlicht auf einen rein thermisches Receiverrohr, mit einer Spitzenleistung von 11,25 kW bündelt.

Die Freiflächenanlage wird dabei so ausgelegt, dass der thermische Spitzenbedarf von 215 kW des Regenerationsprozesses der BGAA, bei optimalen äußeren Bedingungen, mit Hilfe der Parabolrinnen gedeckt werden kann. Bei dem Wert von 215 kW ist die Tatsache berücksichtigt, dass der mit Biomethan betriebene Heizkessel zu keinem Zeitpunkt im Jahr komplett abgeschaltet wird. Der Kessel wird wie in Abschnitt 4.3.3 erwähnt, mit einer Mindestlast von 20% (Heizleistung des Kessels: 500 kW) betrieben. Die eigentliche zu deckende Spitzenlast von 315 kW zu einem bestimmten Zeitpunkt im Jahr, reduziert sich somit für die solarthermische Anlage, auf eine Spitzenlast von 215 kW.

Die relevanten Daten zum Kollektortyp in Hinblick auf die Freiflächenanlage sind wiederum durch Kontaktaufnahme mit dem Hersteller ermittelt worden und lauten wie folgt:

- Spiegelfläche pro Kollektor: 16 m²
- Thermischer Receiver - Spitzenleistung pro Kollektor: 11,25 kW
- Gesamtgewicht pro Kollektor: 400 kg
- Benötigte Installationsfläche: 2000 m²
- Benötigte Anzahl an Kollektoren: 20

Um die Verschattung am Morgen und Abend zu minimieren, wäre laut den Herstellern, ein Quadrat von 100 m² für einen Kollektor vorteilhaft. Wie aus der Auflistung ersichtlich ist, wird somit bei einer Auslegung des Systems auf 215 kW, eine Freifläche von insgesamt 2000 m² benötigt.

Für die Abschätzung des thermischen Ertrags [kWh/a] der Freiflächenanlage, werden die fokussierenden Systeme wiederum mit Hilfe der Toolbox „Carnot-Blockset“ simuliert. Der grundlegende Aufbau im Simulationsprogramm entspricht dabei der in **Anhang A.7** dargestellten Variante. Die hydraulische Eingliederung in das konventionelle System, ist auch hier mit einer seriellen Verschaltung gelöst worden. Dabei nimmt eine zentrale Position die Steuerung des Gesamtsystems ein. Diese funktioniert identisch mit der unter Abschnitt 4.3.3.1 beschriebenen Regelung.

Unter dieser Ausgangssituation ist durch die Jahressimulation der Freiflächenvariante, das unter Tabelle 4.3 aufgelistete Ergebnis erzielt worden

Simulationsergebnis:		
Therm. Bedarf der BGAA – Jahr 2014	[kWh/a]	1.726.201
Therm. Bedarf abzgl. der Mindestlast des Kessels	[kWh/a]	877.133
Erzielbarer Ertrag durch Parabolrinnen	[kWh/a]	73.930
Einsparung durch Parabolrinnen	[%]	8,42

Tabelle 4.3: Ergebnisse der Freiflächenvariante mit Parabolrinnen

Das Ergebnis macht auch hier deutlich, dass die Freiflächenanlage kaum zur Deckung des thermischen Bedarfs beitragen kann. Durch die Variante als Freifläche erhöht sich zwar die jährliche Einsparung gegenüber der in Tabelle 4.2 erzielten Einsparung, jedoch ist dies lediglich der größeren Ausführung geschuldet.

Im Ergebnis der Simulation spiegelt sich auch der Aspekt wieder, dass fokussierende Systeme nur den Direktstrahlungsanteil technisch nutzen können. Aus Kapitel 2 (Abschnitt 2.1.1) wird aber ersichtlich, dass sogar im Sommer der Diffusstrahlungsanteil in Deutschland durchschnittlich bei 50% liegt [Quaschnig 2011, S. 61]. Somit ist für den Anlagenstandort mit keinem hohen Direktstrahlungsanteil zu rechnen. Auch die Tatsache, dass die Kollektorleistung nur tagsüber genutzt werden kann, sobald die Kollektorvorlauftemperatur größer ist als die Kesselerücklauftemperatur, führt zu der doch nur geringen Einsparung von 8,42 %.

Bei der Betrachtung des Ergebnisses sind zudem zwei Faktoren aus der Simulation zu berücksichtigen, die zur Schwächung des erzielten Ertrags beitragen. Bei dem zu simulierenden Kollektor, handelt es sich um einen zweiachsig der Sonne nachgeführten System. Für die Simulation konnte jedoch nur eine einachsige Nachführung nachgestellt werden. Dabei ist die einachsige horizontale Nachführung mit einer 30° Neigung versehen, die die Sonne von Osten nach Westen verfolgt.

Zudem sind für die Jahressimulation der Freiflächenanlage, Wetterdaten vom Standort Ingolstadt verwendet worden. Durch die geographische Lage der BGAA, zwischen dem Erdiger Moos und Freisinger Moos, muss im Gegensatz zum Raum Ingolstadt, wiederum von einer schlechteren Gesamtwetterlage für das fokussierende System, ausgegangen werden.

Einen graphischen Eindruck vom Verhältnis zwischen dem Wärmebedarf der BGAA und dem Ertrag der Freiflächenvariante, liefert abschließend die Abbildung 4.9. Hierbei ist unter anderem die monatliche Aufschlüsselung des solarthermischen Ertrags der Parabolrinnen aus der Simulation ersichtlich. Darüber hinaus ist die monatliche Aufschlüsselung für den Wärmebedarf, abzüglich der Kesselmindestlast, zu erkennen.

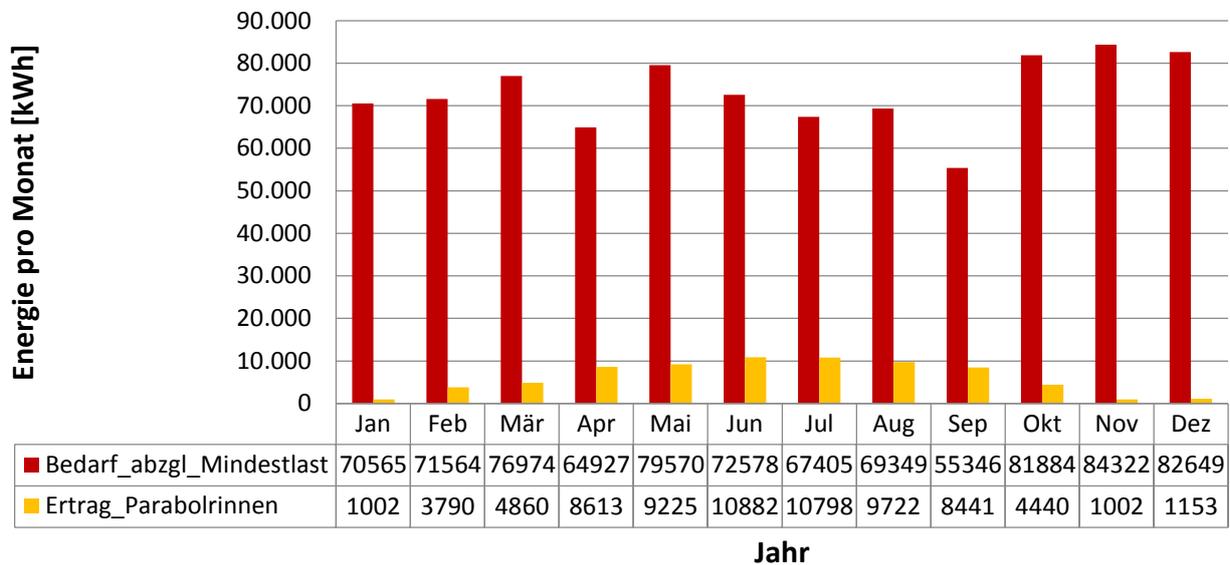


Abbildung 4.9: Wärmebedarf der BGAA und solarthermischer Ertrag der Freiflächenvariante

Abbildung 4.9 verdeutlicht dabei nochmal, dass die Freiflächenvariante einen höheren Ertrag liefert als die beiden Parabolrinnen im Anlagenbereich der SWM. Dies ist durch das längere Intervall einer höheren Kollektorvorlauftemperatur, gegenüber der Kesselrücklauftemperatur geschuldet. Wie aus der Datentabelle ersichtlich ist, trägt jedoch diese Variante wiederum nur zu einem geringen Anteil zur Deckung des Bedarfs bei.

4.4 Erdgasübernahmestation

4.4.1 Konzept 4: PV-Gebäudeanlage unter 10 kW_p

Unter **Konzept 4** wird unter Berücksichtigung der vorhandenen und nutzbaren Flächen des Anlagenbereichs der Erdgasübernahmestation versucht, eine netzgekoppelte PV-Anlage mit einer installierten PV-Leistung von unter 10 kW_p zu errichten. Hierbei soll der elektrische Bedarf der GDRA von Kapitel 3.2.2 (Abbildung 3.10) reduziert werden. Die Limitierung der installierbaren PV-Leistung unter 10 kW_p ist wiederum der Novellierung des EEG von 2014 geschuldet. Wie in Kapitel 4.1.1 erwähnt, ist für Anlagen, die seit dem 01. August 2014 neu in Betrieb genommen wurden, bei Eigenverbrauch des Solarstroms, eine Abgabe zu zahlen. Ausgenommen von dieser Regelung sind Neuanlagen unter 10 kW_p Leistung, sofern pro Kalenderjahr nicht mehr als 10.000 kWh Solarstrom selbst verbraucht wird.

Um die vorhandenen und nutzbaren Dachflächen des Anlagenbereichs optimal zu nutzen, wird die PV-Anlage ebenfalls mit dem Programm „PV*SOL premium 7.0“ ausgelegt. Mittels einer 3D-Simulation kann dabei das gesamte Anlagengelände dargestellt werden. Auf Basis dieser Ausgangssituation, ist unter Konzept 4, eine Anlage mit einer PV-Generatorleistung von 9,87 kW_p konzipiert worden. Abbildung 4.10 zeigt die 3D-Simulation des Anlagenbereichs.

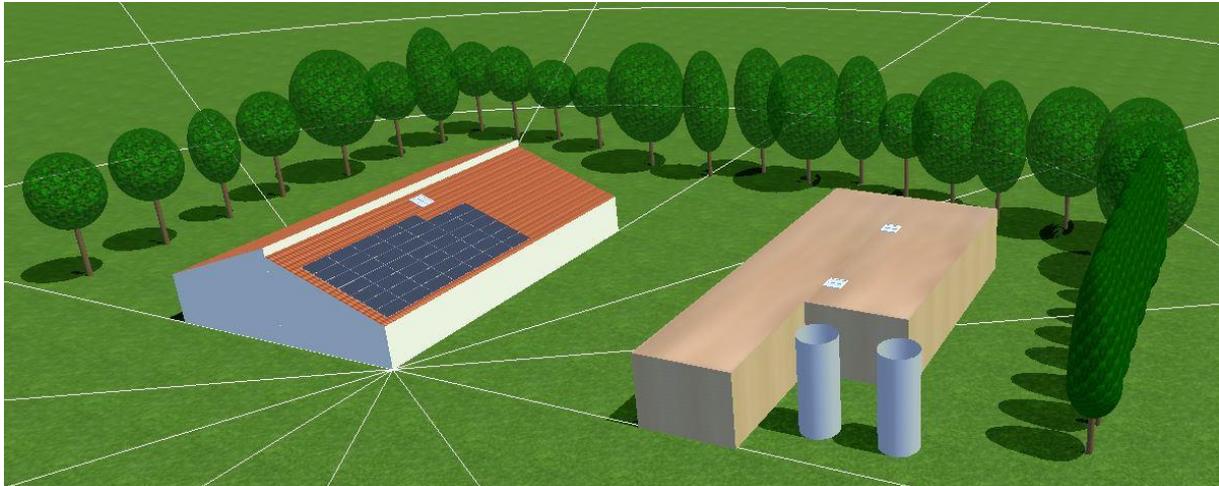


Abbildung 4.10: 3D-Simulation des Schrägdach- und Flachdachgebäudes

Die spezielle Platzierung der Module auf der Südseite des Schrägdachgebäudes, ist der vorhandenen Ex-Zone 1 auf dem Flachdachgebäude geschuldet. Für die Belegung des Daches, werden monokristalline PV-Module verwendet. Anhand des Standortes und der Ausrichtung des Schrägdachgebäudes, berechnet nun die Software den Ertrag der PV-Anlage. Berücksichtigt wird dabei eine Vielzahl von Einflussfaktoren. Beispielsweise wird eine Simulation der Verschattung durchgeführt, um mögliche Verschattungsverluste darzustellen. Wie der Abbildung 4.10 zu entnehmen ist, sind auch hier mögliche

Verschattungsmöglichkeiten, wie die östlich des Schrägdachgebäudes ansässigen Bäume, sowie das südlich stehende Flachdachgebäude durch die Nachbildung in der 3D-Simulationsumgebung, mitberücksichtigt worden. Laut der durchgeführten Anlagensimulation, liegt die Ertragsminderung durch Abschattung lediglich bei 0,8%/Jahr.

Für die in Abbildung 4.10 beschriebene Konzeption, werden in den nachfolgenden Abschnitten zwei unterschiedliche Varianten betrachtet. Dabei handelt es sich zum einen, um die eben erläuterte PV-Gebäudeanlage ohne Batteriesystem. Als zweite Variante wird die installierte PV-Anlage auf dem Schrägdach, mit zusätzlicher Integration eines Batteriesystems untersucht.

4.4.1.1 Ohne Batteriesystem

Mit dem Simulationsprogramm sind für die Variante ohne Einbindung eines Batteriesystems, folgende Prognosen erzielt worden. Die Ergebnisse der Ertragssimulation sind dabei der Abbildung 4.11 zu entnehmen.

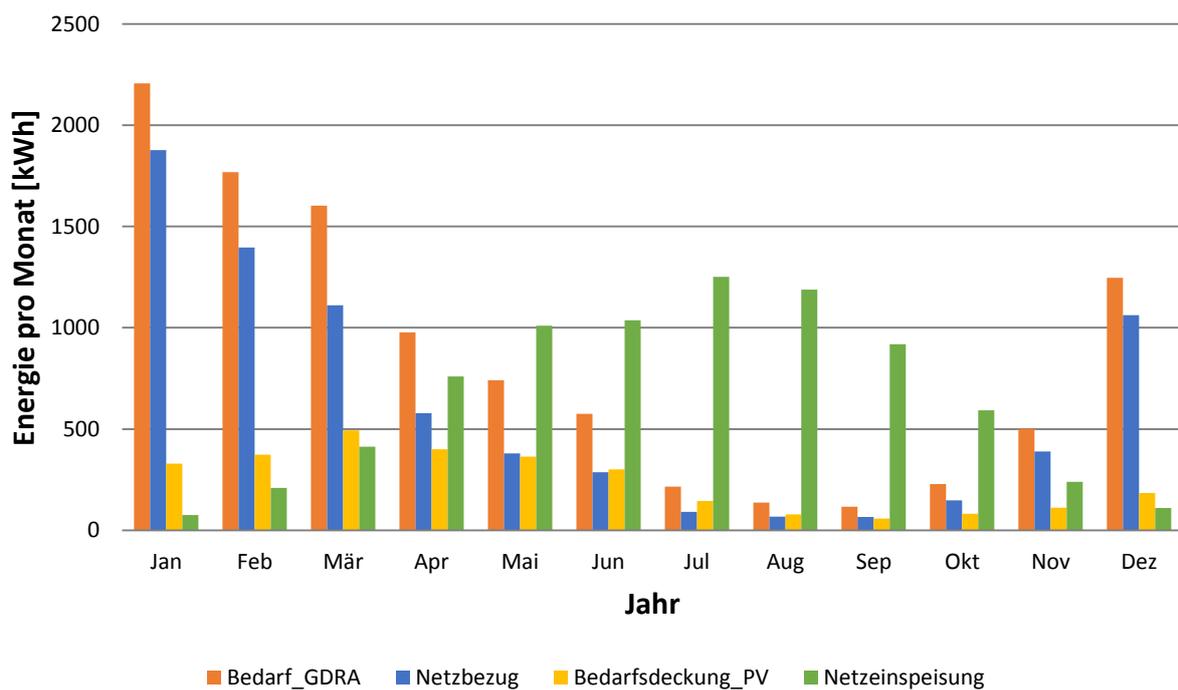


Abbildung 4.11: Ertragsprognose mit Bedarfsprofil ohne Batteriesystem

Aus Abbildung 4.11 ist zunächst deutlich zu erkennen, dass der elektrische Bedarf der GDRA über das Jahr, deutliche Schwankungen aufweist. In den Sommermonaten ist der Bedarf im Vergleich zu den Wintermonaten stark reduziert. Betrachtet man nun den aus der Ertragssimulation berechneten Verlauf der PV-Energie (Netzeinspeisung + Bedarfsdeckung_PV), so wird ersichtlich, dass die PV-Erzeugung und das elektrische Bedarfsprofil gegenläufig agieren. Der größtmögliche Ertrag der installierten PV-Anlage, ergibt

sich vor allem in den Sommermonaten. In den Wintermonaten hingegen stellt der Ertrag, aufgrund der Witterungsverhältnisse und der somit geringeren Sonneneinstrahlung, nur noch einen Bruchteil des Anteils dar, der in den Sommermonaten erreicht wird.

Bei Betrachtung der Abbildung 4.11 ist zu beachten, dass der elektrische Verbrauch der GDRA, sowohl am Tag als auch in der Nacht vorhanden ist. Die Erzeugung der elektrischen Energie hingegen, findet durch die PV-Anlage nur tagsüber statt. Daher ist trotz Überangebot an solarer Energie in den Sommermonaten, ein Netzbezug für die Überbrückung in den Nachtstunden nötig. Die überschüssige PV-Energie in den Sommermonaten, wird durch die netzgekoppelte Variante, in das Stromnetz eingespeist.

Der Grund für die Netzeinspeisung in den Wintermonaten, ist aus der Stromlast aus Abbildung 3.10 zu entnehmen. Daraus ist ersichtlich, dass sich die Stromlast in den winterlichen Monaten unter 6 kW bewegt. Durch die Auslegung der PV-Anlage auf 9,87 kW_p, kann es bei kurzfristig optimalen Witterungsbedingungen zu einem zeitbedingten Überangebot an PV-Energie kommen. Eine Netzeinspeisung ist somit die Folge.

4.4.1.2 Integration eines Batteriesystems

Für diese Variante, wird die PV-Anlage mit zusätzlicher Integration eines Speichersystems untersucht. Hier ist zu beachten, dass der elektrische Verbrauch der GDRA, sowohl am Tag als auch in der Nacht gedeckt werden muss. Hingegen findet die Erzeugung der elektrischen Energie durch die PV-Anlage nur tagsüber statt. Wie aus Abbildung 4.11 ersichtlich, ist trotz Überangebot an solarer Energie in den Frühjahrsmonaten, Sommermonaten und Herbstmonaten, ein Netzbezug für die Überbrückung in den Nachtstunden nötig. Deshalb wird durch Integration eines Batteriesystems in die PV-Gebäudeanlage versucht, das tagsüber entstehende Überangebot an solarer Energie zu speichern und so für die Deckung des nächtlichen elektrischen Bedarfs bereit zu stellen.

Die Auslegung des Speichersystems erfolgt dabei nach den Monaten mit geringem Leistungsbezug. Wie aus dem Anhang A.5 und Kapitel 3.2.2 (Abbildung 3.10) ersichtlich ist, liegt die durchschnittliche Stromlast in den Sommermonaten (Juli, August, September) zwischen 0,16 kW und 0,29 kW. Um auch für die Frühlingsmonat Mai (0,99 kW) und Juni (0,8 kW), sowie für die Herbstmonate einen Teil des nächtlichen Strombedarfs decken zu können, dient als Auslegungsgröße der Wert von 0,6 kW. Geht man von einer Sonnenscheindauer von maximal 12 Stunden aus, so muss das System eine Energiemenge von mindestens 7,2 kWh speichern können, um die benötigte Stromlast in der Nacht decken zu können. Für die Einbindung wird daher eine Blei-Gel-Blockbatterie einer Herstellers verwendet, die eine nutzbare Speicherkapazität von 8,1 kWh aufweist.

Mit Hilfe der Software, lässt sich das Batteriesystem im netzparallelen Betrieb realitätsnah abbilden. Für diese Variante sind folgende Prognosen erzielt worden. Die Ergebnisse der Ertragssimulation sind dabei der Abbildung 4.12 zu entnehmen.

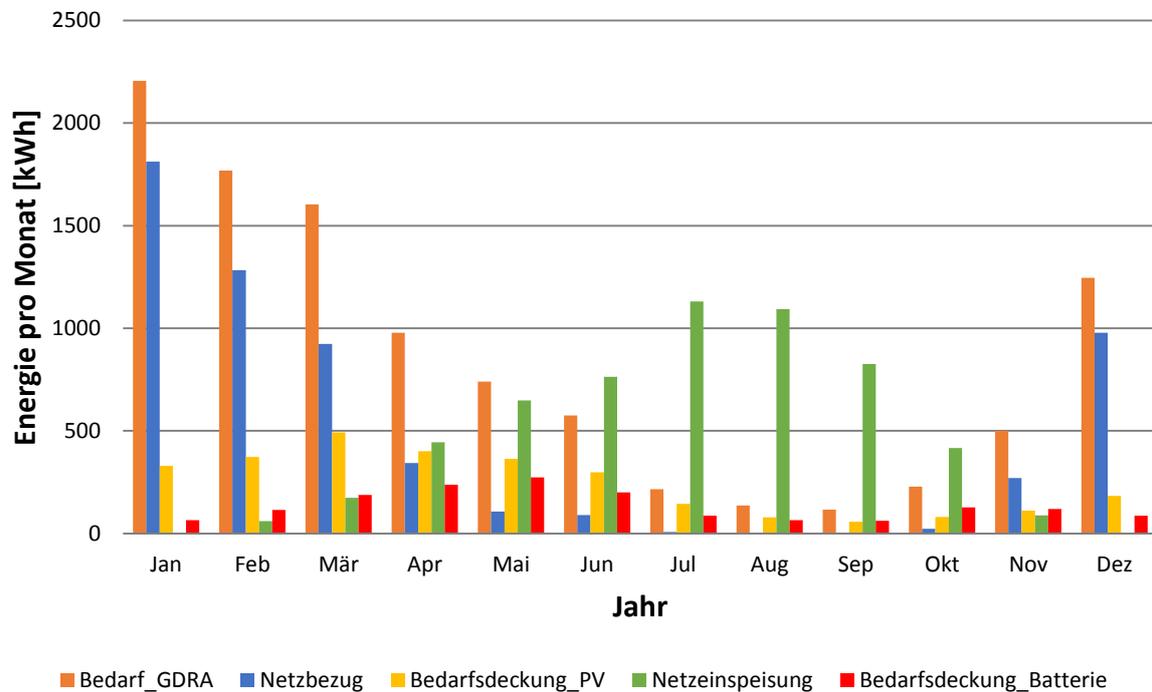


Abbildung 4.12: Ertragsprognose mit Bedarfsprofil und Batteriesystem

Hier ist deutlich zu erkennen, dass durch die Integration der Speichertechnologie, der Netzbezug im Vergleich zur Abbildung 4.11, deutlich reduziert werden kann. Insbesondere in den Sommermonaten (Juli, August, September), kann der nächtliche elektrische Bedarf und somit der Netzbezug, durch das Batteriesystem abgedeckt werden.

Darüber hinaus ist zu erkennen, dass die Speichertechnologie in den Frühjahrsmonaten (April, Mai, Juni) noch einen erheblichen Beitrag zur Bedarfsdeckung beiträgt. Dies ist durch die Auslegungsstrategie des Batteriesystems auf die Übergangsmonate begründet.

Nachfolgend wird das Batterieverhalten für zwei Fälle näher beleuchtet. Dabei handelt es sich um den Sommerfall (geringer Energiebedarf der GDRA) und den Winterfall (hoher Energiebedarf der GDRA). Für die Betrachtung der Arbeitsweise des Batteriesystems, dient der Zeitraum vom 14.07/14.01 (20.00 Uhr) bis 17.07/17.01 (16.00 Uhr). Die Arbeitsweise der Speichertechnologie für den Monat Juli, zeigt die Abbildung 4.13.

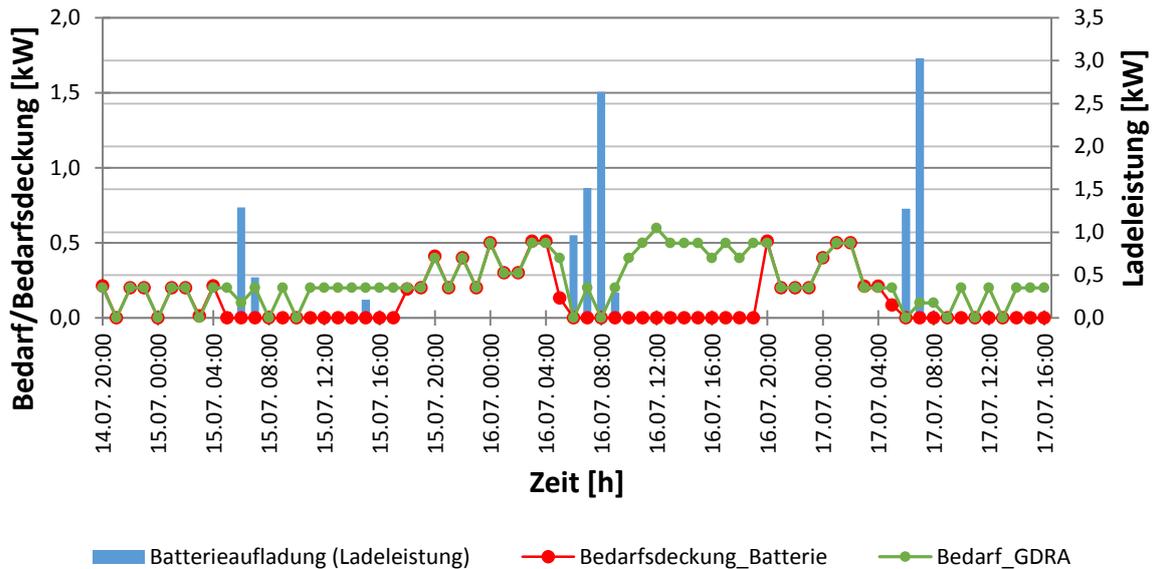


Abbildung 4.13: Arbeitsweise des Batteriesystems für den Monat Juli

Grundsätzlich sind zunächst aus Abbildung 4.13, der elektrische Bedarf der GDRA und die Bedarfsdeckung durch das Batteriesystem, zu entnehmen. Gut zu erkennen ist dabei die nächtliche Abgabe der Batterieenergie, für die zu deckende Stromlast der GDRA.

In Abbildung 4.13 ist zudem die Batterieaufladung durch die PV-Anlage dargestellt. Ersichtlich ist hierbei, dass bereits im Juli bei Sonnenaufgang, die Batterie geladen wird. Die Ladeleistung erhöht sich bei idealer Einstrahlung so lange, bis die Speicherkapazität erreicht wird. Aus Abbildung 4.13 ist dabei gut ersichtlich, dass im Sommer aufgrund des geringen nächtlichen Strombedarfs, das Speichersystem nie komplett entleert wird. Bereits in den Morgenstunden erreicht das Batteriesystem ihre Speicherkapazität. Geschuldet ist diese Situation durch die Auslegung des Speichersystems und somit durch die Auswahl eines Batteriesystems mit einer nutzbaren Speicherkapazität von 8,1 kWh.

Das Gegenstück zur Arbeitsweise des Speichersystems in den Sommermonaten, ist die Arbeitsweise in den Wintermonaten. Abbildung 4.14 zeigt dabei das Verhalten der Speichertechnologie für den Monat Januar.

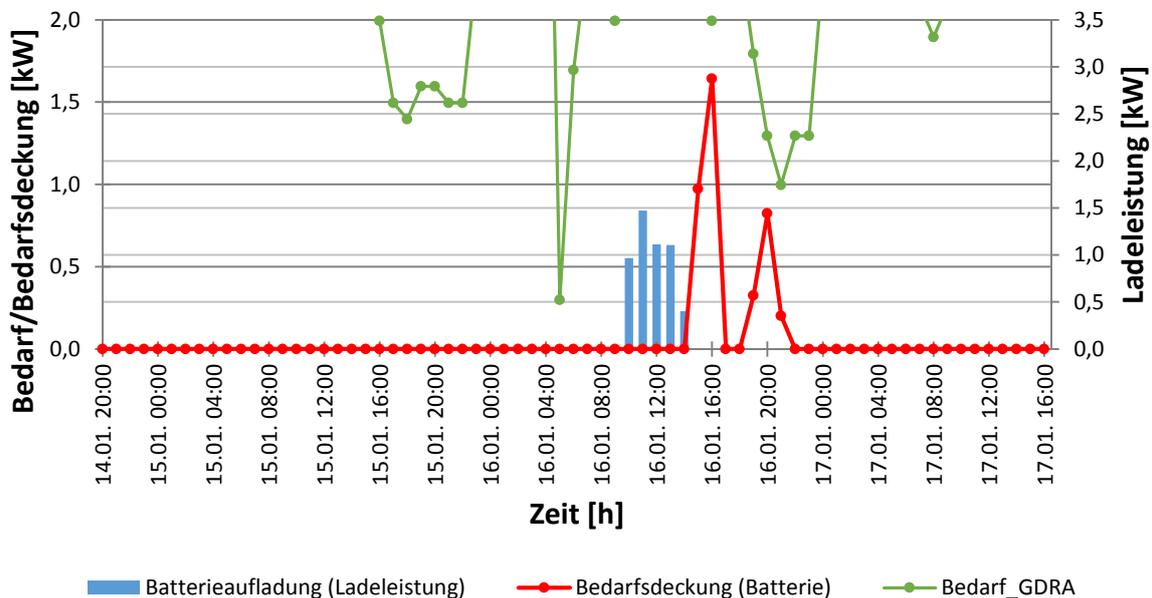


Abbildung 4.14: Arbeitsweise des Batteriesystems für den Monat Januar

Auch in Abbildung 4.14 ist zunächst der elektrische Bedarf der GDRA zu entnehmen. Darüber hinaus ist zum einen die Batterieaufladung durch die PV-Anlage dargestellt und zum anderen die Entladung des Batteriesystems zur Bedarfsdeckung.

Bei Betrachtung der Abbildung 4.14 wird deutlich, dass der elektrische Bedarf in den Wintermonaten, merklich höher ist, als in den Sommermonaten. Durch den hohen Bedarf der GDRA, ergibt sich somit eine andere Arbeitsweise als in den Sommermonaten. Die Hauptaussage des Schaubildes ist, dass das Speichersystem nicht mehr nach dem Prinzip arbeitet, bei der die PV-Energie über den Tag gespeichert wird und anschließend zu den Nachtstunden zur Deckung des elektrischen Bedarfs wieder abgegeben werden kann. Das Batteriesystem arbeitet im Winter nach folgender Vorgehensweise. Durch zeitlich bedingten PV-Überschuss in den Wintermonaten, wird die Batterie zu bestimmten Stunden aufgeladen. Jedoch durch den generell in diesen Monaten hohen konstanten elektrischen Bedarf, wird die gespeicherte Batterieenergie relativ zeitnah wieder zur Bedarfsdeckung abgegeben. Diese Situation spiegelt sich auch in Abbildung 4.14 wieder. Eine Aufladung durch überschüssigen PV-Strom führt gleich im Anschluss, durch den hohen Strombedarf im Winter, zur Entladung des Speichersystems. Auffällig bei der Entladung ist lediglich, die abgestufte Abgabe der Batterieenergie zwischen 16.00 Uhr und 20.00 Uhr (16.01.).

4.4.2 Konzept 5: Solarthermieanlage mit Vakuumröhrenkollektoren

Unter **Konzept 5** wird unter Berücksichtigung der vorhandenen und nutzbaren Flächen des Anlagenbereichs der SWM versucht, eine solarthermische Prozesswärmeanlage zu errichten. Für die Bereitstellung der thermischen Energie der Erdgasübernahmestation, dient aktuell ein konventioneller, mit Erdgas betriebener Heizkessel. Ziel hierbei ist es, den Bedarf an Erdgas so weit wie möglich zu reduzieren. Die ausschlaggebenden Größen für den thermischen Bedarf, sind die beiden Gasvorwärmer der Regelschiene eins und zwei.

4.4.2.1 Auslegung der Solaranlage

Für die Auslegung einer solarthermischen Anlage bedarf es einiger Vorüberlegungen. Bei der Betrachtung des konventionellen Wärmeerzeugers stellt man fest, dass dieser prinzipiell beliebig in seiner Leistung geregelt werden kann. Sowohl am Tag als auch in den Nachtstunden, kann der konventionelle Kessel den Energiebedarf decken. Bei der Auslegung eines konventionellen Energiesystems steht prinzipiell die Versorgungssicherheit im Vordergrund. Das heißt, das System muss bei hohem Energiebedarf in der Lage sein, diesen Bedarf zu decken.

Das Solarsystem hingegen liefert immer nur dann Energie, wenn die Sonne scheint. Selbst bei eigentlich fehlendem Energiebedarf, erzeugt das Kollektorfeld bei Sonnenschein Wärme. Diese wird anschließend bei hohen Kollektortemperaturen nutzlos an die Umgebung abgegeben, falls sie vom Solarspeicher nicht mehr aufgenommen werden kann. Für die Dimensionierung einer Solaranlage gelten also grundsätzlich andere Regeln als für die Auslegung eines konventionellen Systems. Im Gegensatz zur Versorgungssicherheit beim konventionellen Energiesystem, besteht in der Solartechnik eine andere Forderung. Es ist wichtig, dass in Perioden mit geringem Energieverbrauch die solarthermische Anlage nicht mehr Energie liefert, als in diesen Zeiträumen benötigt wird. Zu groß dimensionierte Solaranlagen mit häufigen Stillstandzeiten sind unnötig teuer, haben eine schlechte Jahreseffizienz, führen zu hohen Kosten für die solare Nutzwärme und werden zudem thermisch, vor allem während der Stillstandzeiten, wesentlich stärker belastet als knapp ausgelegte Systeme. Während bei konventionellen Energiesystemen eine Volldeckung des Energiebedarfs angestrebt wird, gibt es bei einer Solaranlage zur Deckung des Wärmebedarfs, unterschiedliche Zielgrößen für die Dimensionierung.

In Hinblick auf die Auslegung des solarthermischen Systems, ist zunächst der thermische Bedarf der zu untersuchenden Anlage entscheidend. Abbildung 4.15 zeigt dabei den Jahresverlauf des Wärmebedarfs für das Jahr 2014.

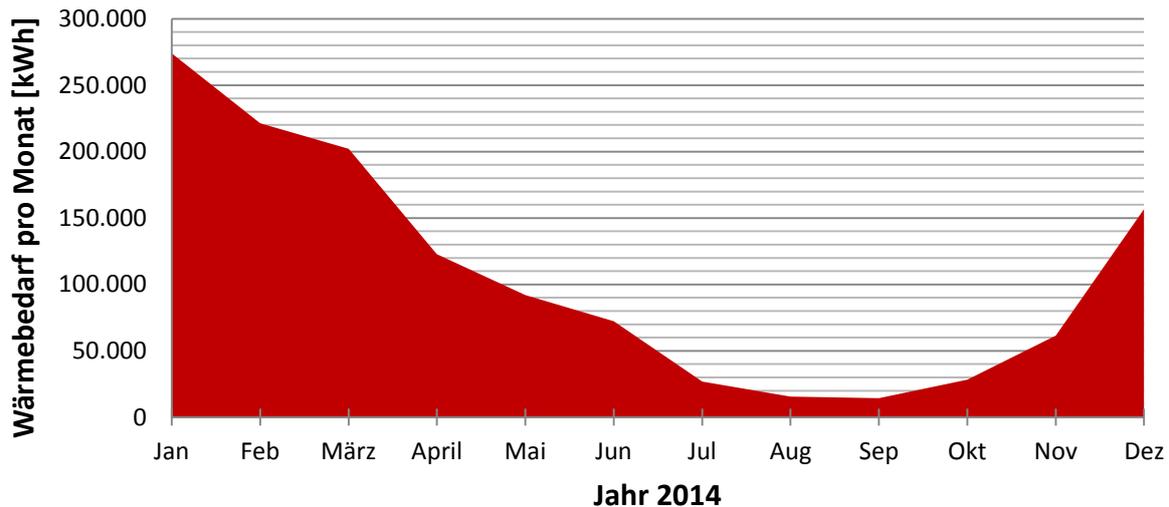


Abbildung 4.15: Jahresverlauf des Wärmebedarfs der Erdgasübernahmestation für das Jahr 2014

Die Abbildung 4.15 macht deutlich, dass der Wärmebedarf in den Wintermonaten sich stark vom Bedarf in den Sommermonaten unterscheidet. Die Diskontinuität ist dadurch geschuldet, dass der Bedarf an Erdgas im Sommer nur einen Bruchteil des Anteils darstellt, der in den Wintermonaten benötigt wird. Wärme, die durch Verbrennung von Erdgas realisiert werden kann, wird beispielsweise im Haushalt vor allem im Winter verwendet. In den Sommermonaten ist der Bedarf an Wärme im Vergleich zu den Wintermonaten stark reduziert. Diese Situation spiegelt sich im Verlauf der Abbildung 4.15 wieder. Dabei fällt der Wärmebedarf im Sommer auf ca. 10% der in den Wintermonaten benötigten Wärmemenge. Der Heizwärmebedarf konzentriert sich somit auf die kalte Jahreszeit. Im Winter ist jedoch der Ertrag von Solarkollektoren gering. Eine sehr große Solaranlage wäre somit die Folge zur Deckung des winterlichen Bedarfs. Die Anlage produziert dann vor allem in den Sommermonaten auch Überschuss und wäre somit in den sonnenreichen Monaten überdimensioniert.

Die Priorität bei der Auslegung der solarthermischen Anlage in der vorliegenden Arbeit, wird nicht auf einen hohen Solaranteil gerichtet. Die Solaranlage wird so ausgelegt, dass in Perioden mit geringem Energieverbrauch (Juli, August, September) die solarthermische Anlage nicht mehr Energie liefert, als in diesen Zeiträumen benötigt wird. Daher ist in Hinblick auf die benötigte Wärmeleistung, eine exakte Untersuchung der sommerlichen Perioden nötig. Abbildung 4.16 stellt daher für die Monate mit geringem Energieverbrauch, die benötigte Wärmeleistung für jeweils drei beliebig gewählte Tage dar.

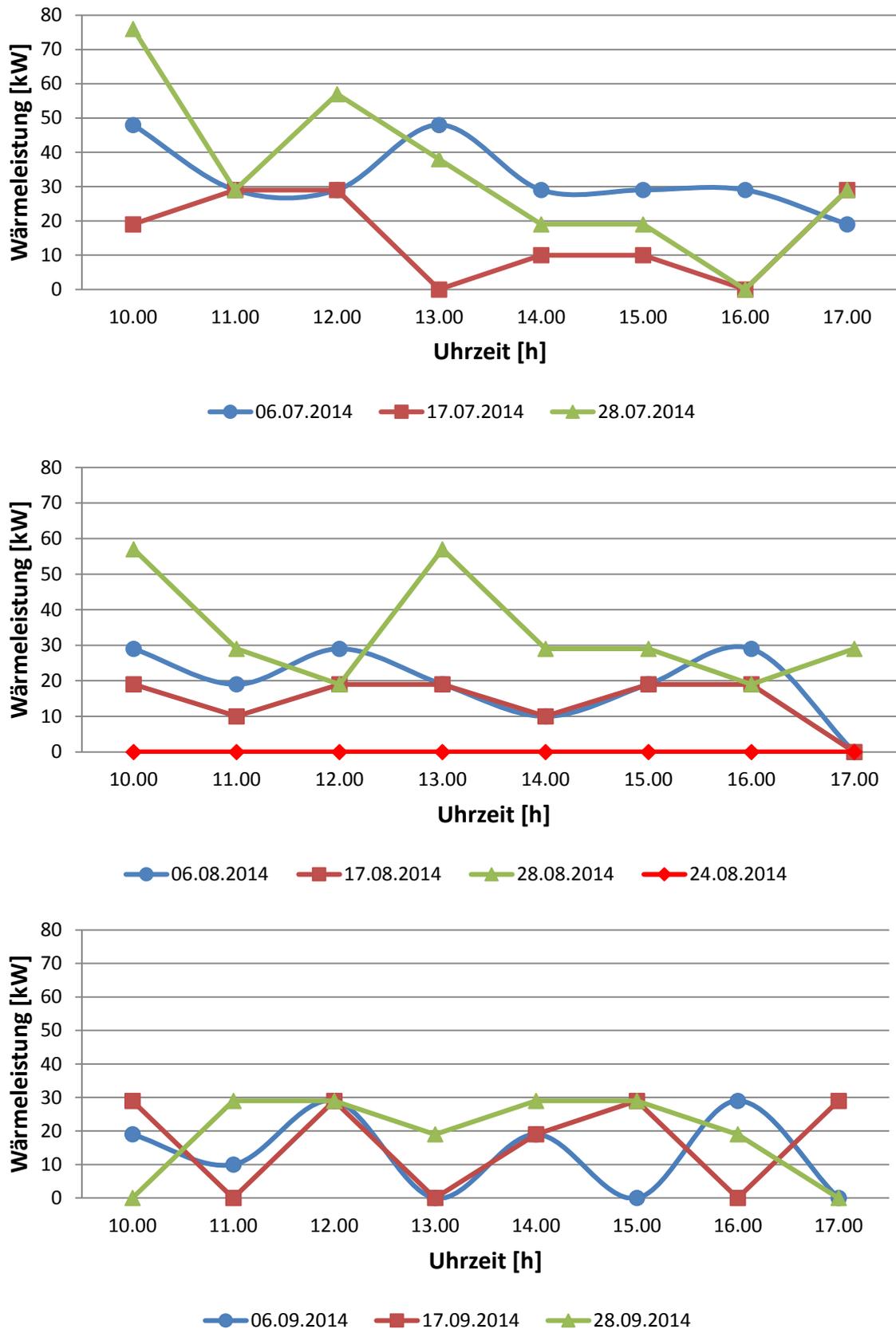


Abbildung 4.16: Wärmeleistung für drei beliebige Tage in den Monaten Juli (oben), August (mittig) und September (unten)

Aus Abbildung 4.16 ist zu erkennen, dass als Betrachtungszeitraum ein Intervall von 10.00 Uhr bis 17.00 Uhr dient. Dabei handelt es sich um die Stunden, mit der größten Sonnenerwartung. Aus den Darstellungen wird deutlich, dass in jedem betrachteten Monat und zu bestimmten Stunden, die benötigte Wärmeleistung auf den Wert Null sinkt. Im Monat August konnte zudem aus dem Stundenprofil des Wärmebedarfs eine Periode identifiziert werden, bei der über mehrere Stunden keine Wärmeleistung nötig ist. Es handelt sich dabei um den 24. August 2014. Aufgrund dessen ist festzuhalten, dass eine mögliche Einbindung eines Wärmespeichers, durchaus als sinnvoll zu betrachten ist. Denn das Solarsystem liefert vor allem in den Betrachtungszeiträumen Energie. Fehlt nun die Wärmeabnahme, erzeugt das Kollektorfeld dennoch bei Sonnenschein Wärme. Diese erzeugte Wärme kann aber ohne die Einbindung eines Speichersystems, nicht genutzt werden.

Die Solaranlage in der Erdgasübernahmestation, soll so ausgelegt werden, dass in den aufgelisteten Perioden in Abbildung 4.16, die solarthermische Anlage nicht mehr Energie liefert, als in diesen Zeiträumen benötigt wird. Für die Auslegung der solarthermischen Leistung dient dabei die Häufigkeitsverteilung. Die betrachteten Zeiträume werden dabei von Abbildung 4.16 übereinander projiziert, um so die auftretende Häufigkeit der Wärmeleistung zu bestimmten Stunden, zu ermitteln. Das Ergebnis zeigt dabei die Abbildung 4.17.

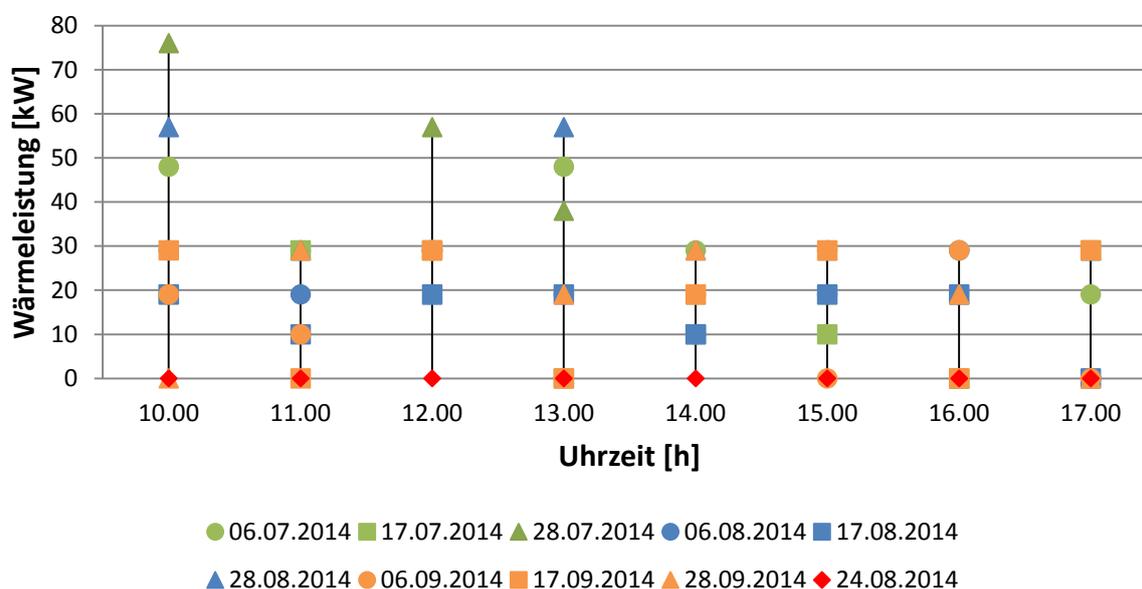


Abbildung 4.17: Häufigkeitsverteilung der benötigten Wärmeleistung

Aus Abbildung 4.17 sind dabei zwei wesentliche Aspekte auffallend. Zum einen wird deutlich, dass in den betrachteten Monaten häufig eine Wärmeleistung von 20 kW bis 30 kW zu bestimmten Stunden benötigt wird. Lediglich an einigen Stunden ist eine Wärmeleistung von über 40 kW gefordert. Zum anderen treten auch häufig Zeitpunkte auf, bei denen die benötigte Wärmeleistung auf den Wert Null sinkt. Da die solarthermische Anlage nicht mehr Energie

liefern soll, als in den Zeiträumen benötigt wird, wird die Solaranlage mit einer Wärmeleistung von maximal 40 kW ausgelegt. Darüber hinaus ist eine Eingliederung eines Wärmespeichers sinnvoll. Dieser wird so dimensioniert, dass er für zwei Stunden die erzeugte Energie der Solaranlage speichern kann. Die Dauer von zwei Stunden ergibt sich durch die in Abbildung 4.16 dargestellte Situation, bei der nur zu bestimmten Stunden die benötigte Wärmeleistung auf den Wert Null sinkt. Der Wärmespeicher fungiert daher als Kurzzeitspeicher. Er ist somit in der Lage, in kurzer Zeit Energie zu speichern und relativ zeitnah wieder abzugeben. Der Sonderfall vom 24. August 2014, dient dabei nicht als Auslegungsrichtlinie.

Zur Minderung des thermischen Bedarfs, wird ein VRK mit CPC-Spiegeltechnologie verwendet. Die Kollektorart wird gewählt, da sie im Gegensatz zum klassischen Flachkollektor auch hohe Temperaturen bei ungünstiger Witterung liefern. Durch die Vakuumdämmung werden Wärmeverluste reduziert und somit ist ein hoher Ertrag auch bei niedrigen Außentemperaturen möglich. Darüber hinaus besitzen die VRK ein schnelleres Ansprechverhalten. Beispielsweise lassen sich mit den Flachkollektoren durchaus Temperaturen von 60°C erreichen, höhere Temperaturen sind jedoch kaum möglich und der Wirkungsgrad nimmt aufgrund der stark steigenden Wärmeverluste bereits bei Temperaturen von 60°C deutlich ab. Die relevanten Daten zum Kollektor sind durch Kontaktaufnahme mit dem Hersteller ermittelt worden und lauten wie folgt:

- Bruttofläche des Kollektor: 2,57 m²
- Aperturfläche: 2,22 m²
- Min. Kollektorneigung: 15°
- Max. Kollektorneigung: 75°
- Spitzenleistung: 1343 W/Kollektor

Berücksichtigt man nun die nutzbaren Flächen im Anlagenbereich der SWM, so liefert Abbildung 4.18 zunächst die Möglichkeiten zur Platzierung des Kollektorsystems.

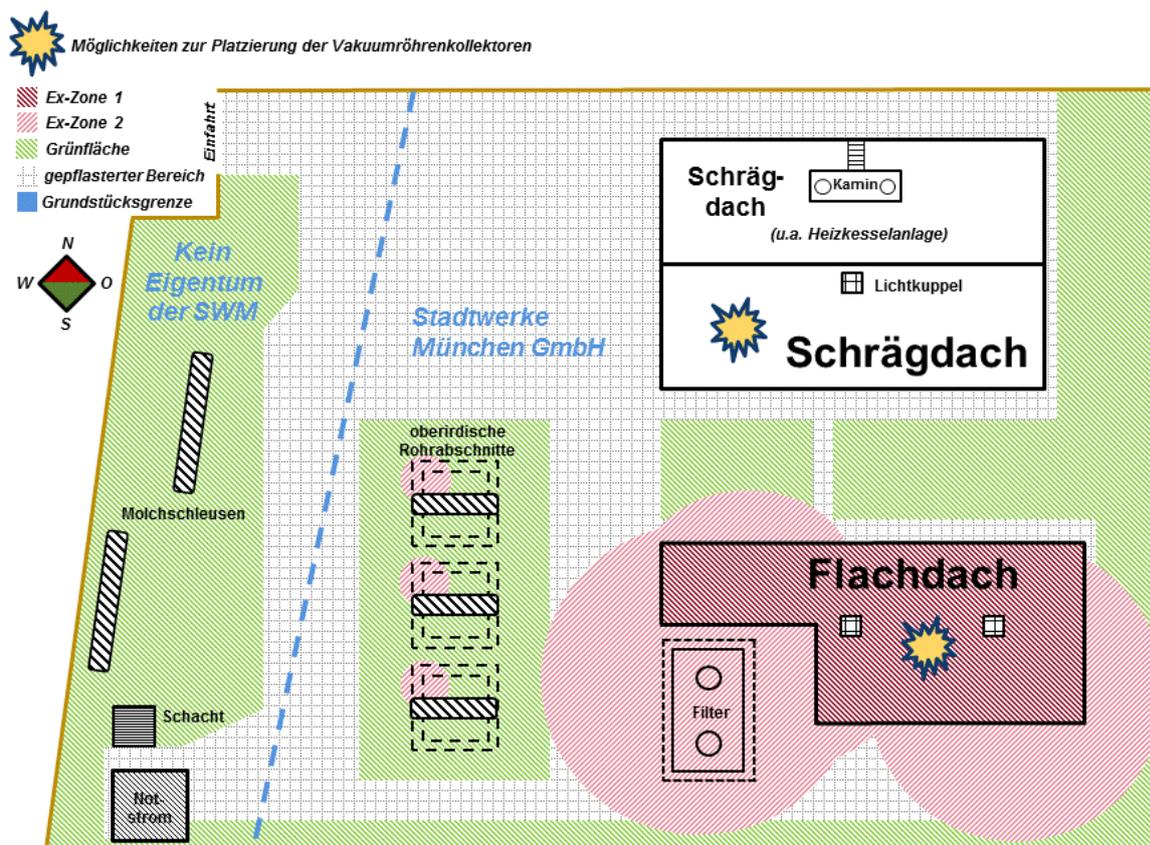


Abbildung 4.18: Möglichkeiten zur Platzierung der Kollektoren im Anlagenbereich der SWM

Aufgrund der engen Platzverhältnisse im Anlagenbereich der SWM, können laut der Abbildung 4.18, nur maximal zwei Flächen genutzt werden. Dabei handelt es sich zum einen um die Südseite des Schrägdaches und zum anderen um die Dachfläche des Flachdachgebäudes. Aus Abbildung 4.18 ist ersichtlich, dass auf dem Betriebsgelände zwei unterschiedliche Ex-Zonen vorhanden sind. Es handelt sich dabei um die Gefahrenzonen eins und zwei. Deutlich zu erkennen ist, dass vor allem das Flachdach mit den Komponenten Gasdruckregelstrecke und Odorierungsanlage, ein mögliches Explosionsrisiko darstellt. Die Ex-Zone 1 streckt sich dabei über das komplette Flachdachgebäude. Da es sich bei der Installation um ein solarthermisches System handelt, muss die Ex-Zone 1 nicht weiter berücksichtigt werden. Lediglich für solar elektrische Systeme, ist dies nötig. Die spezielle Platzierung der PV-Module auf der Südseite des Schrägdachgebäudes unter *Konzept 4*, ist beispielsweise der vorhandenen Ex-Zone 1, auf dem Flachdachgebäude geschuldet. Zudem ist nur die linke Hälfte des Schrägdachgebäudes, aufgrund von Verschattungsgefahr der umliegenden Bäume, nutzbar. Für eine mögliche Kombibetrachtung von solarthermischen Systemen und solarelektrischen Systemen, steht somit für die VRK lediglich die Dachfläche des Flachdachgebäudes zur Verfügung.

Auf Basis des aktuellen Ist-Zustandes der zur Verfügung stehenden Flächen und im Hinblick auf eine mögliche Kombibetrachtung, werden im Anlagenbereich der SWM, im Rahmen dieser

Variante, die VRK auf dem Flachdach platziert. Die Anzahl der platzierbaren Kollektoren und somit die optimale Belegung der Dachfläche, konnte durch den Hersteller ausfindig gemacht werden. Laut dem Hersteller können unter Berücksichtigung der Störfächen, 28 Kollektoren platziert werden. Bei einer Bruttofläche des Kollektors von $2,57 \text{ m}^2$ entspricht das einem Flächenbedarf von ca. 72 m^2 . Bei 28 Kollektoren und einer Spitzenleistung pro Modul von 1343 W , liefert die Anlage bei optimalen Bedingungen eine Leistung von $37,6 \text{ kW}$. Bei vollständiger Ausnutzung des Flachdachs mit 28 Kollektoren, kann somit die Bedingung unter 40 kW zu bleiben, eingehalten werden.

4.4.2.2 Integration in das bestehende Anlagensystem

Die mögliche Einbindung des solarthermischen Systems in das bestehende Anlagensystem, zeigt die Abbildung 4.19.

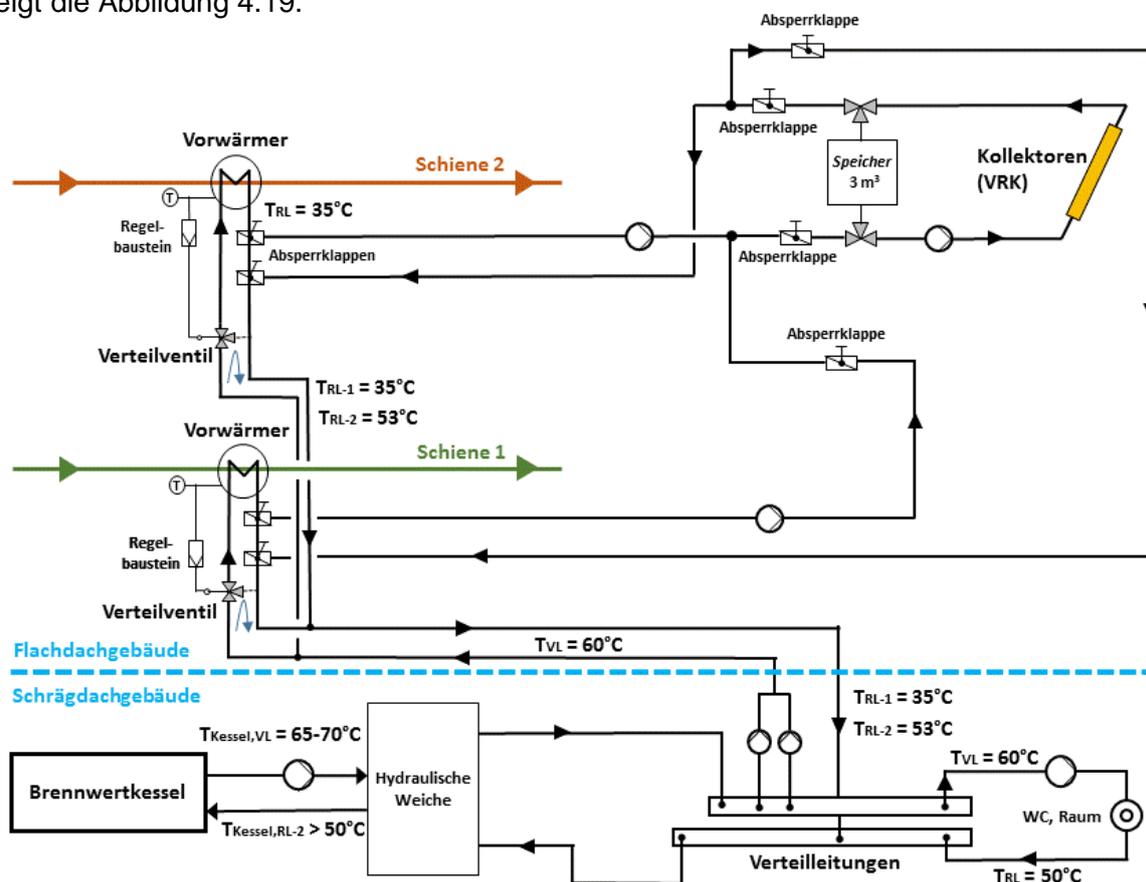


Abbildung 4.19: Vakuumröhrenkollektoren mit Rücklauf-Rücklauf Einspeisung

Wie aus Abbildung 4.19 ersichtlich ist, dient für die Bereitstellung der thermischen Energie, aktuell noch ein mit Erdgas betriebener Heizkessel. Ziel ist es, den Bedarf an Erdgas so weit wie möglich zu reduzieren. Für die hydraulische Eingliederung der Solaranlage in das konventionelle System, wird eine serielle Verschaltung gewählt. Es handelt sich dabei um eine Entnahme des Wasser-Glykol-Gemisches aus dem Rücklauf des Gasvorwärmers. Nach

anschließender Erwärmung durch das solarthermische System, erfolgt die Einspeisung des Wärmeträgermediums wieder in den Rücklauf des Gasvorwärmers. Somit findet eine Rücklauftemperaturerhöhung statt. Die Verbindung von Schiene 1 und Schiene 2 mit dem solarthermischen Heizkreis, kann zudem nach Rücksprache mit den Stadtwerken, durch entsprechende Absperrklappen konzipiert werden.

Aus Abbildung 4.19 ist zudem ein Wärmespeicher erkennbar. Tritt beispielsweise die in Abbildung 4.16 und Abbildung 4.17 geschilderte Situation ein, dass zu bestimmten Zeitpunkten die benötigte Wärmeleistung für die Gasvorwärmung auf den Wert Null sinkt, so kann durch den Wärmespeicher die erzeugte Energie der Vakuumröhrenkollektoren, vorgehalten werden. Der Speicher ist dabei so dimensioniert, dass er für zwei Stunden, die erzeugte Energie der Solaranlage speichern kann. Die gesammelte Energie im Wärmespeicher, kann dann zu den Zeitpunkten genutzt werden, wenn die Kollektoren nicht zur Rücklaufanhebung beitragen können. Die Auslegung des Speichers mit einer Größe von 3 m^3 , ergibt sich durch die Gleichung 4.1.

$$Q_S = c_p * m_S * \Delta T \quad (4.1) \quad [\text{Keller 2009, S. 26}]$$

Für die weitere Betrachtung des Konzeptes ist zu beachten, dass eine Rücklauftemperatur der Gasvorwärmung von 35°C anzunehmen ist. Dieser Ansatz ist dabei mit den SWM-Verantwortlichen abgestimmt. Dieses Temperaturniveau entspricht der Anfang Juni abgelesenen Temperatur während der Vor-Ort-Besichtigung. Für die Auslegung des Speichervolumens, wird nach Rücksprache mit den Stadtwerken, zudem eine Vorlauftemperatur von 60°C gewählt. Das Temperaturniveau von 60°C ergibt sich durch die benötigten Vorlauftemperaturen der Gasvorwärmung. Mit einer maximalen Wärmeleistung der Anlage von 40 kW , einer Vorhaltezeit von zwei Stunden und der Wärmekapazität c_p von Wasserglykol [$3650 \text{ J}/(\text{kg}\cdot\text{K})$], ergibt sich eine Größe des Wärmespeichers von etwa 3 m^3 .

Die unmittelbare Einbindung des solaren Systems nach den Gasvorwärmern, ist den eingebauten Verteilventilen geschuldet. Dadurch muss prinzipiell bei der in Abbildung 4.19 dargestellten Konzeption, zwischen zwei Fällen unterschieden werden. Hierbei müssen die **Wintermonate (Vollast der GDRA)** und die **Sommermonate (Teillast der GDRA)**, jeweils separat betrachtet werden.

Bei geringer Temperaturdifferenz zwischen Wärmeträger und Gas in den **Wintermonaten**, ist ein hoher Massenstrom notwendig, um die Leistung übertragen zu können. In diesem Fall findet keine Teilung des Massenstroms durch das Verteilventil statt. Die Rücklauftemperatur des Gasvorwärmers entspricht dabei der Rücklauftemperatur zur Verteilungsschiene der Heizungsanlage. Dieser Winterfall spiegelt sich in Abbildung 4.19 durch die Rücklauftemperaturen mit dem Index 1 wieder. Dabei führt die in den Rücklauf des

konventionellen Heizkreises eingebrachte Solarenergie, zu einer Temperaturerhöhung des Heizkreisrücklaufs. Der Kessel muss dadurch weniger konventionelle Energie aufwenden, um wieder die gewünschte Vorlauftemperatur bereitzustellen.

In den **Sommermonaten** und somit bei Teillast der GDRA, nimmt das Verteilventil eine zentrale Position ein. Bei hoher Temperaturdifferenz zwischen Wärmeträger und Gas in den warmen Monaten, ist ein geringerer Massenstrom notwendig. Daher findet eine Teilung des Massenstroms statt. Es wird dabei ein Teil des ankommenden Massenstroms, direkt in den Rücklauf des Gasvorwärmers transportiert. Dabei entspricht die Rücklauftemperatur des Gasvorwärmers nicht mehr der Rücklauftemperatur zur Verteilungsschiene der Heizungsanlage. Durch den erhöhten Massendurchfluss am Verteilventil zum Rücklauf des Gasvorwärmers, findet eine Erwärmung statt. Somit kommt es zur Ungleichheit zwischen den Rücklauftemperaturen von Gasvorwärmer und Verteilungsschiene. Dieser Sommerfall spiegelt sich in Abbildung 4.19 durch die Rücklauftemperaturen mit dem Index 2 wieder. Die Rücklauftemperatur beträgt dabei in unmittelbarer Nähe des Gasvorwärmers 35°C. Durch das Verteilventil erhöht sich die Temperatur auf ein Niveau von 53°C. Deshalb kann die Solaranlage in den Sommermonaten nur dann zur Rücklaufanhebung beitragen, wenn beispielsweise der Kollektorvorlauf ein Temperaturniveau größer 53 °C erreicht. Aufgrund der erhöhten Einstrahlung in den Sommermonaten und der Auswahl eines Vakuumröhrenkollektors (schnelles Ansprechverhalten, geringere Wärmeverluste), ist von einer häufigen Überschreitung des Temperaturniveaus von 53°C auszugehen. Aufgrund der Teillast der GDRA in den Sommermonaten, kommt es zu häufigen Stillstandzeiten des Kessels. Durch die stattfindende Einbindung eines solarthermischen Systems inklusive einem Kurzzeitspeicher, können die Intervalle des Kessels in denen dieser still steht, zudem verlängert werden.

Aufgrund der Besichtigung des Anlagenbereichs, ist abschließend folgendes festzuhalten. Die in Abbildung 4.19 dargestellte Variante, ist aufgrund von Platzmangel innerhalb des Flachdachgebäudes, nicht einfach umzusetzen. Die unmittelbare Einbindung des solarthermischen Systems nach den Gasvorwärmern und der hohe Verrohrungsaufwand, lassen zum jetzigen Stand keine konkreten Aussagen über eine Machbarkeit zu. Die Platzierung eines Wärmespeichers müsste in diesem Fall außerhalb des Gebäudes und somit im Freien erfolgen.

Unter dem Gesichtspunkt der Gebäudetechnik, kann als mögliche **Alternative** zur der in Abbildung 4.19 dargestellten Konzeption, eine Einbindung im Schrägdachgebäude und somit direkt an der Heizzentrale erfolgen. Als weitere Erzeugungseinheit neben den Kesseln, kann die Anlage dabei als Rücklauf-Rücklauf Einspeisung konzipiert werden (serielle Verschaltung). Dabei findet eine Entnahme des Wärmeträgermediums aus dem Rücklauf der hydraulischen

Weiche statt. Nach anschließender Erwärmung durch die Kollektoren erfolgt eine direkte Einspeisung in den Rücklauf der hydraulischen Weiche. Somit werden wiederum die Intervalle des Kessels, in denen dieser still steht, verlängert.

Diese alternative Variante bedarf aber einiger Umbaumaßnahmen am Gesamtsystem der Heizungsanlage. Zum einen müssen die Verteilventile demontiert werden, damit wird insgesamt die Rücklauftemperatur zur Verteilschiene gesenkt. Nach Mischung mit dem Rücklauf der sanitären Anlagen, stellt sich somit insgesamt eine geringere Rücklauftemperatur zur hydraulischen Weiche ein. Dies hat den Vorteil, dass mit einer niedrigeren Temperatur in den Kollektor gefahren werden kann. Durch den Ausbau der Verteilventile, sind dafür frequenzregulierte Pumpen nötig. Diese sorgen anstatt der Verteilventile anschließend für einen ordnungsgemäßen Betriebsablauf. Durch die mögliche direkte Einbindung des Systems in die Heizungsanlage im Schrägdachgebäude, erübrigt sich zudem das Thema bezüglich des zur Verfügung stehenden Platzes. Aufgrund der Vor-Ort-Besichtigung ist es nach derzeitigem Stand der Untersuchung möglich, den Wärmespeicher im Gebäude neben den Kesseln zu platzieren. Zudem besteht nach Rücksprache mit den SWM-Verantwortlichen, genügend Platz für eine mögliche Einbindung an die Heizungsanlage. Bei der alternativen Variante ist aber der Verrohrungsaufwand nicht zu unterschätzen. Durch die Installation der Kollektoren auf dem Flachdachgebäude und der Einbindung des Systems im gegenüberliegenden Schrägdachgebäude, erhöhte sich der Anteil der Verrohrung deutlich. In diesem Fall ist zu überlegen, ob die vorhandene Dachfläche des Schrägdachgebäudes anstatt mit PV-Modulen, besser mit Vakuumröhrenkollektoren belegt werden soll.

4.4.2.3 Simulationsberechnung

Für die Ermittlung des thermischen Ertrags [MWh/a] der 28 VRK, werden diese mit Hilfe der Toolbox „Carnot-Blockset“ simuliert. Die Toolbox „Carnot-Blockset“ ermöglicht es, unter Matlab/Simulink, Simulationsrechnungen durchzuführen. Die Umsetzung des Konzeptes im Simulationsprogramm, ist im **Anhang A.8** ersichtlich. Die Realisierung unter Carnot-Blockset, stellt dabei ein vereinfachtes Modell des unter Abbildung 4.19 erläuterten Konzeptes dar.

Die Energiespeicherung durch den unter Abbildung 4.19 dargestellten Wärmespeicher, spielt dabei zunächst keine Rolle. Mit dem vereinfachten Modell geht es hauptsächlich darum, Aussagen über den solarthermischen Ertrag der belegten Dachflächen, treffen zu können. Dafür wird nach Rücksprache mit den Experten der SWM, eine Kollektorrücklauftemperatur von 35°C gewählt. Wiederum wird dabei nur die Energiemenge mit Hilfe des Messsystems aufgezeichnet, die einen Beitrag zur Rücklauftemperaturanhebung leistet.

Das vereinfachte Modell wird gewählt, aufgrund der sich ergebenden unterschiedlichen Auslastung der GDRA, in den Wintermonaten und Sommermonaten. Die Solaranlage kann in den Sommermonaten nur dann zur Rücklaufanhebung beitragen, wenn beispielsweise der Kollektorvorlauf ein Temperaturniveau größer 53 °C erreicht. Diese Situation ist dem Verteilventil geschuldet und spiegelt sich beispielsweise in Abbildung 4.19 wieder. In den Wintermonaten hingegen und somit bei Vollast der GDRA, findet keine Teilung des Massenstroms durch das Verteilventil statt. Die Rücklauftemperatur des Gasvorwärmers entspricht dabei der Rücklauftemperatur zur Verteilungsschiene der Heizungsanlage. Somit kann die Solaranlage bereits zur Rücklauftemperaturanhebung beitragen, sofern die Solaranlage eine höhere Kollektorvorlauftemperatur als die 35 °C erzielt.

Mit dem dargestellten Simulationsaufbau im Anhang A.8, ist der sogenannte Winterfall abgebildet. Dadurch ergibt sich eine Abschätzung über den maximal möglichen Kollektorjahresertrag der Anlage. Prinzipiell sind dabei aus der Darstellung im Anhang A.8, vier wesentliche Elemente erwähnenswert.

- Vakuümrohrenkollektor:

Die Leistung des VRK hängt wiederum von vielen Faktoren ab. Sonnenkollektoren haben aufgrund der verschiedenen von den Herstellern verwendeten Bauarten und Materialien, sowohl unterschiedliche Eigenschaften bei der Umwandlung des Sonnenlichts in Wärme, als auch verschiedene Verlustgrößen. Mit Hilfe des Kollektorblocks lassen sich die individuellen Größen des zu simulierenden Kollektors belegen. Die einzelnen Kollektorparameter, wie beispielsweise der optische Wirkungsgrad und die Aperturfläche, entstammen aus dem Datenblatt des Kollektors. Für die Simulation wird eine Neigung von 45° gewählt. Grund ist die bessere Ausnutzung der solaren Strahlung in den Wintermonaten. Zudem sind der Selbstreinigungseffekt und die Minimierung des Schneedrucks ein positiver Nebeneffekt.

- Wetterdaten:

Durch die Einbindung speziell aufbereiteter Wetterdaten, lassen sich die für das Gesamtsystem wichtigen Einflussfaktoren nachbilden. Werte wie die Umgebungstemperatur, der Diffus- und Direktstrahlungsanteil sind dabei hinterlegt. Wie aus der Darstellung im Anhang ersichtlich ist, dienen die Umgebungstemperaturen dabei unter anderem für die Berücksichtigung der Wärmeverluste bei Kollektorvorlauf und Kollektorrücklauf. Für die Durchführung der Simulation, dienen die bereits hinterlegten Wetterdaten von Ingolstadt. Dies stellt natürlich eine weitere Schwächung des später aufgezeigten Simulationsergebnisses dar. Denn durch die geographische Lage der Erdgasübernahmestation am Rande des Erdiger Moos, muss im Gegensatz

zum Raum Ingolstadt, von einer schlechteren Gesamtwetterlage für das solare System ausgegangen werden.

- Regelung:

Eine zentrale Position nimmt die Steuerung des Gesamtsystems ein. Zur Steuerung des Simulationsaufbaus ist eine Regelung programmiert worden. Diese misst dabei kontinuierlich die Kollektorrücklauftemperatur und die Kollektorvorlauftemperatur. Dabei werden zwei entscheidende Fälle unterschieden. Ist die Kollektorvorlauftemperatur kleiner als die Kollektorrücklauftemperatur (35°C), dann erzeugt die Regelung ein Signal mit dem Wert „0“. Dies bedeutet, dass das integrierte Messsystem keine Leistungsaufzeichnung durchführt. Ist die Kollektorvorlauftemperatur hingegen größer als die Rücklauftemperatur, dann erzeugt die Regelung ein Signal mit dem Wert „1“. Dieses Intervall stellt somit die genannte Rücklauftemperaturanhebung dar.

- Messsystem:

Aus der Darstellung im Anhang A.8 ist zudem das Messsystem ersichtlich. Über den THV-Eingang und THV-Ausgang des solarthermischen Systems, kann hierbei der Kollektorjahresertrag, sowie die Kollektorleistung ausgegeben werden. Dabei wird wie zuvor beschrieben, nur die Energiemenge aufgezeichnet, die einen Beitrag zur Rücklauftemperaturanhebung leistet.

Unter dieser Ausgangssituation, ist durch die Jahressimulation des solarthermischen Systems auf dem Flachdachgebäude, das unter Tabelle 4.4 aufgelistete Ergebnis erzielt worden.

Simulationsergebnis:		
Therm. Bedarf der GDRA – Jahr 2014	[MWh/a]	1287,86
Erzielbarer solarthermischer Ertrag	[MWh/a]	38,61
Einsparung durch Solaranlage	[%]	3,0

Tabelle 4.4: Ergebnisse der Jahressimulation bei einer Rücklauftemperatur von 35°C

Bei Betrachtung der unter Tabelle 4.4 aufgelisteten Ergebnisse ist zu berücksichtigen, dass die Solaranlage nicht auf einen hohen, solaren Deckungsanteil ausgelegt wurde. Sie ist so ausgelegt, dass das System in Perioden mit geringem Energieverbrauch (Sommer) nicht mehr Energie liefert, als in diesen Zeiträumen benötigt wird. Der thermische Bedarf der GDRA tritt hauptsächlich aber in den Wintermonaten auf. Diese Tatsache erklärt die lediglich 3,0% Einsparung durch die Solaranlage.

Einen graphischen Eindruck vom Verhältnis zwischen dem Wärmebedarf der Erdgasübernahmestation und dem Ertrag der VRK, liefert dabei die Abbildung 4.20. Hierbei ist die monatliche Aufschlüsselung des solarthermischen Ertrags aus der Simulation und die monatliche Aufschlüsselung des Wärmebedarfs zu erkennen.

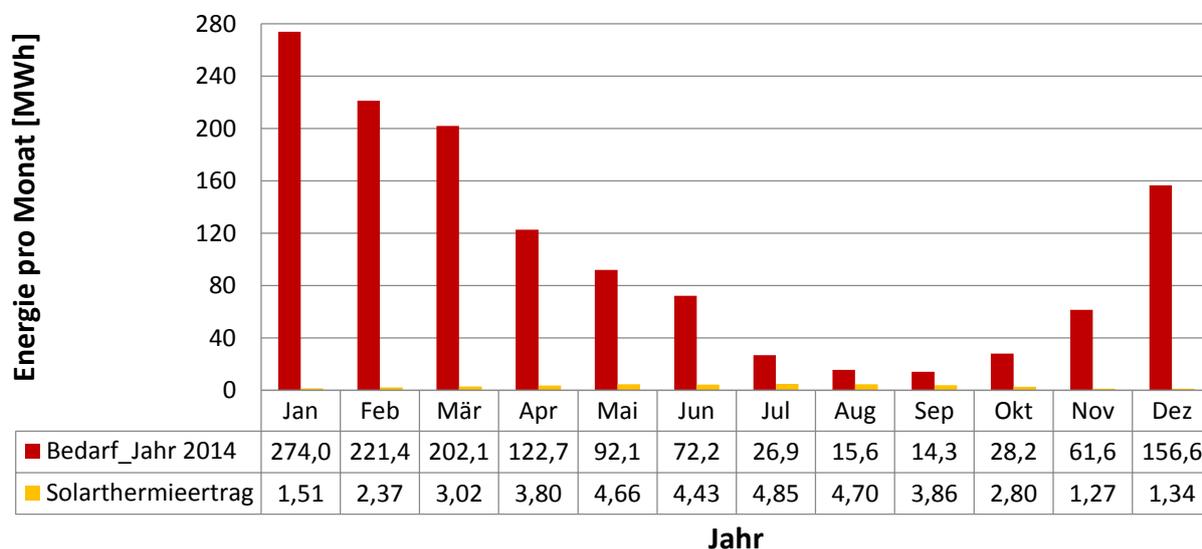


Abbildung 4.20: Wärmebedarf der Erdgasübernahmestation und solarthermischer Ertrag

Das Schaubild verdeutlicht die zuvor erwähnte Auslegungsrichtlinie. Bei der Betrachtung der Abbildung ist zudem zu beachten, dass die Erdgasübernahmestation auch nachts Wärme benötigt. Somit besteht ein Wärmebedarf zu Zeitpunkten, an denen das solarthermische System keinen Ertrag liefern kann. Das Solarsystem liefert immer nur dann Energie, wenn die Sonne scheint. Diese Situation spiegelt sich auch bei den solarthermischen Erträgen in der Datentabelle aus Abbildung 4.20 wieder. Dabei wird deutlich, dass aufgrund der fluktuierenden Erzeugung, der thermische Bedarf zu keinem Zeitpunkt gedeckt werden kann.

Aus den Darstellungen in Abbildung 4.16 ist deutlich zu entnehmen, dass in jedem betrachteten Monat und zu bestimmten Stunden, die benötigte Wärmeleistung jedoch auf den Wert Null sinkt. Bei Sonnenschein erzeugt jedoch das Kollektorfeld auch bei fehlendem Energiebedarf, Wärme. Somit ist im Hinblick auf die Auslegung des in Abbildung 4.19 dargestellten Wärmespeichers, mit einer Größe von 3 m³, abschließend aus Abbildung 4.21, folgendes festzuhalten. Das Schaubild zeigt dabei eine Gegenüberstellung vom solarthermischen Ertrag und der benötigten Wärmeleistung für den 17. Juli.

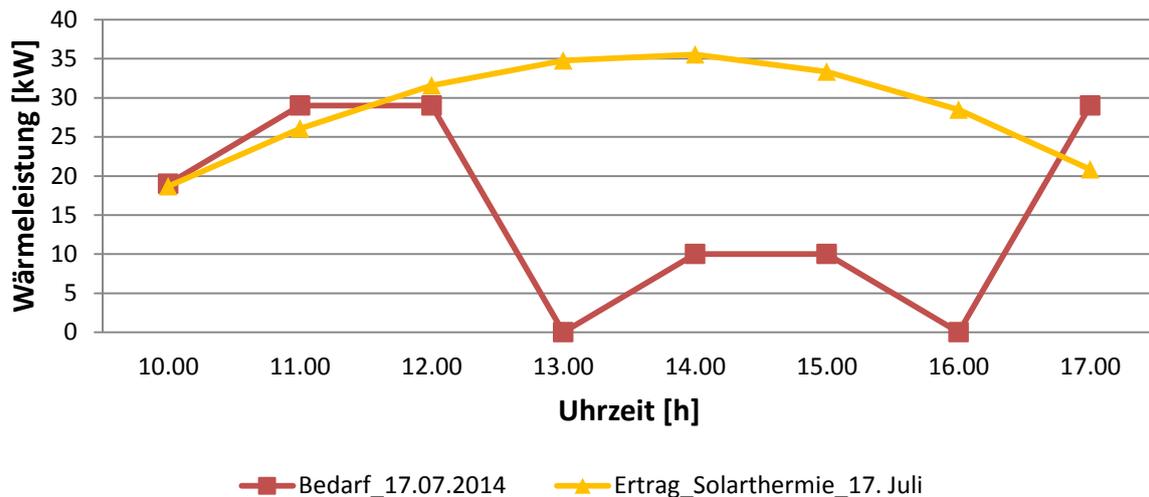


Abbildung 4.21: Abschätzung der Wärmespeichergröße

Aus Abbildung 4.21 geht zunächst hervor, dass als Betrachtungszeitraum wiederum das Intervall von 10.00 Uhr bis 17.00 Uhr dient. Dabei handelt es sich um die Stunden, mit der größten Sonnenerwartung. Zu erkennen ist, dass um 13.00 Uhr die benötigte Wärmeleistung auf den Wert Null sinkt. Zeitgleich beträgt die Leistung der solarthermischen Anlage 35 kW. Die Gegenüberstellung zeigt somit auf, dass die gewählte Größe des Speichers von 3 m³ ausreicht, um die erzeugte Energie für diesen Zeitpunkt zu speichern. Der Speicher ist so dimensioniert, dass er für zwei Stunden, die erzeugte Energie (bei maximaler Wärmeleistung von 40 kW) der Solaranlage, speichern kann.

Aus Abbildung 4.21 ist auch ersichtlich, dass für eine längere Wärmespeicherung, die Kapazität nicht mehr ausreicht. Der Solarspeicher kann dabei die erzeugte Überschusswärme nicht mehr aufnehmen. Für die Zukunft ist somit zu überlegen, inwieweit die erzeugte Überschusswärme noch gespeichert werden soll. Zu beachten ist hierbei, dass eventuell zu groß dimensionierte Speicher einen schlechten Nutzungsgrad aufweisen und darüber hinaus auch unnötig teuer sind.

5 Wirtschaftlichkeitsberechnung

Für die abschließende Wirtschaftlichkeitsbetrachtung der vorliegenden Arbeit, findet eine ökonomische Gegenüberstellung der verschiedenen Systemvarianten statt. Um abzuschätzen, welches Konzept an dem entsprechenden Anlagenstandort am vorteilhaftesten ist, wird jeweils neben den solarthermischen Anlagen, ein Vergleich mit den entsprechenden PV-Anlagen einbezogen, die anstatt der thermischen Kollektoren errichtet werden könnten. Unter anderem werden auch mögliche Kombibetrachtungen untersucht. Für die nachfolgende Wirtschaftlichkeitsberechnung, sollen hierbei folgende Vergleiche in Betracht gezogen werden:

- **Vergleich 1 (BGAA):**
PV-Gebäudeanlage unter 10 kWp - Parabolrinnen im Anlagenbereich
- **Vergleich 2 (BGAA):**
PV-Insselfreiflächenanlage - Parabolrinnen als Freiflächenvariante
- **Vergleich 3 (GDRA):**
 - a) PV-Gebäudeanlage unter 10 kWp ohne Batteriespeicher
 - b) PV-Gebäudeanlage unter 10 kWp mit Batteriespeicher
 - c) PV-Gebäudeanlage unter 10 kWp ohne Batteriespeicher & Solarthermieanlage
 - d) PV-Gebäudeanlage unter 10 kWp mit Batteriespeicher & Solarthermieanlage

Wie aus der Aufzählung ersichtlich ist, wird für die BGAA eine ökonomische Gegenüberstellung von solarthermischen und photovoltaischen Konzepten vollzogen. Dies geschieht unter *Vergleich 1* auf Basis der im Anlagenbereich möglichen installierbaren Systeme. *Unter Vergleich 2*, werden die beiden Freiflächenvarianten verglichen. Für die GDRA werden unter *Vergleich 3* insgesamt vier Möglichkeiten gegenübergestellt. Die Kombibetrachtungen aus PV und Solarthermie, werden hierbei mit den Einzelvarianten (PV-Gebäudeanlage mit Batteriespeicher; PV-Gebäudeanlage ohne Batteriespeicher) verglichen.

5.1 Methodik

Um die Wirtschaftlichkeit eines Konzepts zu berechnen und zu vergleichen, stehen verschiedene Methoden zur Auswahl. Angewandt werden unter anderem die Kapitalwert- und die Annuitätenmethode. Beide eignen sich generell zur Auswahl der ökonomisch besten Systemvariante am jeweiligen Anlagenstandort.

Die Kapitalwertmethode ermöglicht im Vergleich zur Annuitätenmethode eine preisdynamische Rechnung. Somit wird mit den konkreteren Einnahmen und Ausgaben gerechnet, in der auch Kostensteigerungen im Betrachtungszeitraum berücksichtigt werden.

Dieses Berechnungsverfahren, wird auch in der vorliegenden Arbeit für den ökonomischen Vergleich verwendet. Bei der Annuitätenmethode hingegen, werden lediglich die durchschnittlichen jährlichen Ausgaben gegenübergestellt. [Jung 2007, S. 131]

5.1.1 Kapitalwertmethode

Bei der Kapitalwertmethode handelt es sich um ein dynamisches Verfahren. Dabei werden alle zukünftigen Geldströme auf einen bestimmten Betrachtungszeitpunkt abgezinst. Dieser entspricht dabei dem Investitionszeitpunkt. Der Kapitalwert K_0 errechnet sich dabei aus den jährlichen Auszahlungen und Einzahlungen wie folgt: [Tauberger 2008, S. 110]

$$K_0 = -a_0 + \sum_{t=1}^n \frac{1}{(1+i)^t} * d_t \quad (5.1)$$

Dabei entspricht a_0 dem Kapitaleinsatz. Der Einzahlungsüberschuss d_t , beschreibt dabei die Differenz zwischen den Ein- und Auszahlungen der Perioden t . Der Abzinsungsfaktor $1/(1+i)^t$, wird für jedes Jahr (Periode) t separat mit dem Diskontierungszinssatz i berechnet. Der Diskontierungszins i gibt an, welcher Zinssatz mindestens während der Nutzungsdauer des Systems erzielt werden muss, damit die Investition wirtschaftlich ist. Für den nachfolgenden wirtschaftlichen Vergleich der einzelnen Anlagenvarianten, wird nach Rücksprache mit den Stadtwerken, ein Zinssatz von 3,5% verwendet. Der Betrachtungszeitraum wird mit 20 Jahren festgelegt.

Vorteilhaft ist die Investition bei positiven Kapitalwert. Dies bedeutet, dass der angesetzte Kalkulationszinsfuß von der Rentabilität übertroffen wird. Ist der Kapitalwert negativ, so wird die erwünschte Verzinsung durch die Investition nicht erreicht und die Investition ist unter diesen Rahmenbedingungen unwirtschaftlich.

5.1.2 Geldströme

Für die Berechnung der Wirtschaftlichkeit ist zunächst eine Aufschlüsselung der Einnahmen und Ausgaben erforderlich. Zu den Ausgaben zählen dabei die Investitionskosten aller betriebstechnischen Anlagenteile und Komponenten, sowie Betriebskosten und Kosten für die Installation. Die Einnahmen setzen sich unter anderem aus Zuschüssen und durch Einsparungen aus Strom-, Erdgas- und Biomethanbezug zusammen. Aufgrund der SWM üblichen Vorgehensweise, werden in den folgenden Abschnitten mit den Nettoinvestitionskosten gerechnet.

a) Ausgaben:**Solarthermische Konzepte:**

Die Kosten der solarthermischen Konzepte, konnten durch Kontaktaufnahme zu den Herstellern ausfindig gemacht werden. Durch die Einholung von Richtangeboten, sind dabei folgende Kosten ermittelt worden.

- BGAA: Parabolrinnen im Anlagenbereich: 22.100 €
- BGAA: Parabolrinnen als Freiflächenvariante: 179.800 €
- GDRA: Solarthermieanlage auf dem Flachdachgebäude: 28.226,88 €

Bei den fokussierenden Systemen umfasst das Angebot dabei die Kosten für die Parabolrinnen, die zentrale Steuerung, für diverse Ringprofile und Befestigungsschrauben, sowie die Installation und den Transport. Zudem sind bei der Ausführung als Freiflächenvariante, Ersatzteile im Preis inbegriffen. Dabei handelt es sich um zwei thermische Receiver. Lediglich der Verrohrungsaufwand ist bei den genannten Angebotspreisen nicht enthalten.

Das solarthermische Angebot für die Erdgasübernahmestation, beinhaltet neben den Kosten für die Kollektoren, Trageprofile, Stockschraubenbefestigung, Durchflussmengenmesser, Frostschutzmischung, Ausdehnungsgefäß und Temperaturfühler, zudem auch den Preis für den Wärmespeicher und der Regelung. Jedoch ist der Verrohrung- und Montageaufwand, nicht im Preis von 28.226,88 € inbegriffen.

PV Konzepte:

Die Kosten der PV-Konzepte, konnten mit Hilfe des Simulationsprogramm PV*SOL, Preisrecherchen, Angeboten und aktuellen Umfrageergebnissen ausfindig gemacht werden. Dabei sind folgende Kosten ermittelt worden.

- BGAA: PV-Gebäudeanlage: 13.686 €
- BGAA: PV-Freiflächeninselsystem: 355.902 €
- GDRA: PV-Gebäudeanlage ohne Batteriespeicher: 12.920 €
- GDRA: PV-Gebäudeanlage mit Batteriespeicher: 22.720 €

Für die PV-Anlagen, sind die Preisermittlungen unter anderem über das Simulationsprogramm erfolgt. Die Kosten beinhalten dabei die Module, die Wechselrichter, das Montagesystem, sowie die Installation. Das Programm verfügt über eine umfangreiche Modul- und Wechselrichterdatenbank, die sich automatisch aktualisiert und erweitert. Die Pflege der Komponenten erfolgt dabei aus erster Hand durch die jeweiligen Hersteller. Der Preis der PV-Freiflächenvariante, beinhaltet neben den Kosten der Module, der Wechselrichter, des Montagesystems und der Installation, zudem die Kosten für den elektrischen Durchlauferhitzer

und den Thermoölspeicher. Der Preis für den elektrischen Durchlauferhitzer, konnte durch die Einholung eines Richtangebotes ermittelt werden. Die Kosten belaufen sich dabei auf 61.698,10 € (netto). Für die Kosten des Thermoölspeichers (6 m³), wird eine Annahme von 4000 € getroffen.

Mittels einer Preisanfrage, konnten zudem die Kosten des Batteriesystems festgestellt werden. Der anzusetzende Wert liegt dabei für die Blei-Gel-Blockbatterie, bei 9800 € (netto). Der Hersteller konnte aus der hinterlegten Datenbank des Simulationsprogramms, ermittelt werden.

Da für die PV-Konzepte keine konkreten Richtangebote für die Module, die Wechselrichter und den benötigten Montageaufwand eingeholt wurden, sind die ermittelten Kosten zudem durch eine aktuelle Studie überprüft worden. Für Anfang des Jahres 2015 ergeben sich aus Umfragen, an denen 300 Solaranlagenbetreiber monatlich teilnehmen, spezifische Kosten von 1.240 €/kW_p [PhotovoltaikZentrum - Michael Ziegler 2015]. Diese beziehen sich auf eine schlüsselfertige Anlage. Wechselrichter, Installation und Montagesystem, sind hier beinhaltet.

Sonstige Kosten:

Für etwaige **Planungsmaßnahmen (intern/extern)**, werden nach Rücksprache mit den Stadtwerken, für die Freiflächenvarianten 10% der Nettoinvestitionskosten angesetzt. Die Planungskosten für die weiteren Konzepte, belaufen sich auf jeweils 3000 €.

Aufgrund des fehlenden **Verrohrungsaufwandes** bei den Angeboten der beiden Parabolrinnenvarianten, werden dafür nach Auskunft der SWM, zusätzlich 40 % der Nettoinvestitionskosten angesetzt. Ebenfalls 40 % der Nettoinvestitionskosten werden für den Montage-und Verrohrungsaufwand für das solarthermische Angebot der Erdgasübernahmestation angesetzt. Laut Richtangebot, sind diese beiden Aspekte noch nicht berücksichtigt worden. Für die Kostenzusammenstellung der PV-Konzepte, ist neben den genannten Faktoren, noch der **Kabelaufwand** zu berücksichtigen. Dieser wird nach Auskunft der SWM, mit 10% der jeweiligen Nettoinvestitionskosten berechnet.

Auch die Kosten für Instandhaltung und Wartung, sind bei den erarbeiteten Konzepten zu berücksichtigen. Aufgrund dessen sind für die **Betriebskosten**, nach Rücksprache mit den SWM Verantwortlichen, 1,0 % der Nettoinvestitionssumme anzusetzen. Hierbei wird zudem ein Preissteigerungsfaktor von 1,5 % pro Jahr berücksichtigt.

b) Einnahmen:**Förderung Batteriespeicher:**

Wie in Kapitel 4.1.2 bereits erläutert, startete im Mai 2013 ein Förderprogramm für Batteriespeicher. Gefördert werden Speicher von Solarstromanlagen, die ab dem 01. Januar 2013 installiert wurden. Der Staat bezuschusst somit die Anschaffung von Batteriespeichern. Mit dem Förderprogramm „Erneuerbare Energien – Speicher“ werden Solarstromspeicher gefördert, die im Zusammenhang mit einer neuen PV-Anlage angeschafft werden, sofern die PV-Anlage nicht mehr als 30 kW_p Nennleistung hat. Aufgrund eine im Anlagenbereich der Erdgasübernahmestation errichteten PV-Anlage von 9,87 kW_p, kann daher mit einem Zuschuss gerechnet werden. Pro kW_p Leistung einer neu errichteten PV-Anlage, beträgt der Fördersatz 600 €. Dies entspricht einem einmaligen Zuschuss von 5922 €.

Förderung Solarthermie:

Mit dem aktuell überarbeiteten MAP, das zum 1. April 2015 in Kraft getreten ist, fördert das BMWi den Einbau von Solarthermieanlagen. Wie aus der Tabelle 4.1 ersichtlich ist, beruhen die Förderungen durch das MAP unter anderem auf Investitionszuschüsse des BAFA. Mit dem BAFA-Programm werden die Errichtung bzw. Erweiterung von Solarkollektoranlagen zur thermischen Nutzung, die beispielsweise der Bereitstellung von Prozesswärme dienen, gefördert. Wie aus der Tabelle 4.1 zu entnehmen ist, teilt sich das BAFA-Programm grundsätzlich in zwei Teile auf. Es beinhaltet auf der einen Seite die Grundförderung für Solarkollektoranlagen, mit dem Element der Basisförderung. Auf der anderen Seite die sogenannte Innovationsförderung für größere Solaranlagen. Für die Erstinstallation und Erweiterung von Solarkollektoranlagen zur solaren Prozesswärmebereitstellung, können dabei als Innovationsförderung bis zu 50 % der Nettoinvestitionskosten gewährt werden. Zu den förderfähigen Nettoinvestitionskosten zählen auch Planungskosten, sowie Mehrkosten für die Einbindung des Solarsystems in den vorhandenen Prozess. Für eine Solarkollektoranlage in der Innovationsförderung, kann alternativ zudem eine ertragsabhängige Förderung gewährt werden.

Für die Parabolrinnenvarianten, werden als einmalige Förderungsmaßnahme 50 % der Nettoinvestitionskosten angesetzt. Nach Abgleich der beiden Förderungsmöglichkeiten, ergibt sich für die solarthermischen Anlage in der Erdgasübernahmestation, ebenfalls ein einmaliger Fördersatz von 50 % der Nettoinvestitionskosten. Grund ist der dadurch höhere Zuschuss, im Vergleich zur ertragsabhängigen Förderung.

Einsparung:

Einnahmen ergeben sich durch die Einsparung des Strom-, Erdgas- und Biomethanbezugs. Hierbei werden Kostensteigerungen im Betrachtungszeitraum berücksichtigt. Für die Preisentwicklung, wird das Preisszenario der SWM verwendet, welches die Entwicklung für mehrere Jahre prognostiziert. Dadurch werden die SWM üblichen Kostensteigerungsfaktoren verwendet.

EEG-Vergütung:

Einnahmen entstehen auch durch die Einspeisung der überschüssigen, eigenerzeugten elektrischen Arbeit den PV-Anlagen. Für die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung beträgt die EEG-Vergütung 12,19 ct/kWh. Grund ist der Zeitpunkt der Inbetriebnahme am 01.01.2016. Dadurch müssen 0,25 % pro Monat Degression berücksichtigt werden. Die Vergütung für den Monat Mai betrug nach Auskunft der SWM dabei 0,1243 Euro/kWh. Die EEG-Einspeisevergütung für Strom aus PV-Anlagen, ist generell für 20 Jahre lang konstant. Jedoch wird für die nachfolgende Wirtschaftlichkeitsberechnung, eine Moduldegradation von 0,5% pro Jahr berücksichtigt.

5.2 Ökonomische Gegenüberstellung

5.2.1 Kostenvergleich

Eine Übersicht der Einnahmen und Ausgaben der verschiedenen Konzepte am jeweiligen Anlagenstandort, sind den folgenden Abbildungen 5.1 und 5.2 zu entnehmen. Hier sind die Kosten und die einmaligen Zuschüsse für das Investitionsjahr und die Einnahmen für das erste Betriebsjahr dargestellt.

Aus beiden Abbildungen sind jeweils die Investitionskosten zu entnehmen. Dabei handelt es sich um die aus Abschnitt 5.1.2 aufgelisteten Werte. Unter die sonstigen Kosten fallen die Planungskosten, der Verrohrungsaufwand bzw. der Kabelaufwand, sowie die Betriebskosten für das erste Betriebsjahr. Die Förderung für die Installation eines Batteriesystems, sowie die Förderung für die Bereitstellung solarthermischer Prozesswärme, sind unter einmalige Zuschüsse aufgelistet. Zudem ist für das erste Betriebsjahr, die mögliche EEG-Einspeisevergütung zu entnehmen. Darüber hinaus sind die jeweiligen Einsparungen, durch die Reduzierung des Strom-, Erdgas- bzw. Biomethanbezugs für das erste Betriebsjahr, aus den Abbildungen ersichtlich. Abbildung 5.1 zeigt dabei zunächst den Vergleich der BGAA Konzepte.

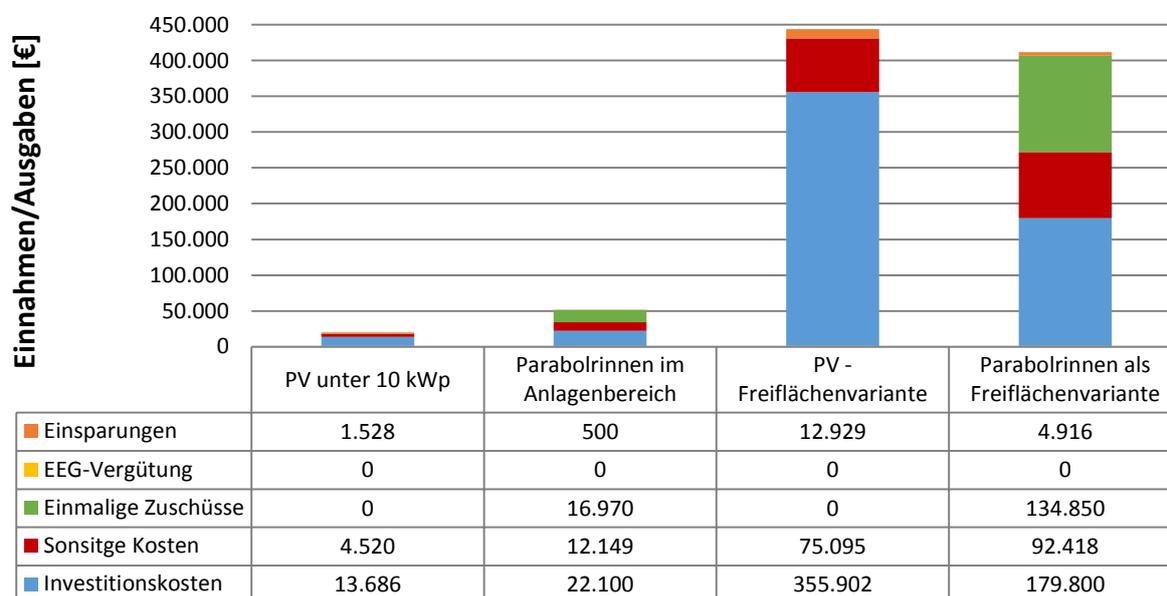


Abbildung 5.1: Kostenvergleich der BGAA-Konzepte

Aus der beigefügten Datentabelle wird folgendes deutlich. Nach den gesetzlichen Rahmenbedingungen, sind bei den fokussierenden, solarthermischen Systemen hohe finanzielle Zuschüsse möglich. Trotz dieser guten Voraussetzungen, sind jedoch aufgrund des niedrigen Ertrags am Anlagenstandort, die erzielbaren Einsparungen gering. Vergleicht man die beiden Freiflächenvarianten, bei dem ein Biomethanpreis von $6,65 \text{ ct/kWh}$ zu Grunde liegt, so ist ersichtlich, dass das photovoltaische System deutlich höhere Einsparungen im ersten

Betriebsjahr erzielt. Bei den Varianten im Anlagenbereich der BGAA, ist zudem zu erkennen, dass die höhere Einsparung durch die PV-Anlage erzielt werden kann. Neben dem höheren Ertrag, hat dabei auch der aktuelle Strompreis der BGAA mit $15,63 \text{ ct/kWh}$ einen erheblichen Einfluss. Aufgrund der hohen Stromlast der BGAA, wird die eigenerzeugte elektrische Arbeit komplett abgenommen. Dies erklärt die Einspeisevergütung von null Euro. Abbildung 5.2 zeigt hingegen den Kostenvergleich der GDRA Konzepte.

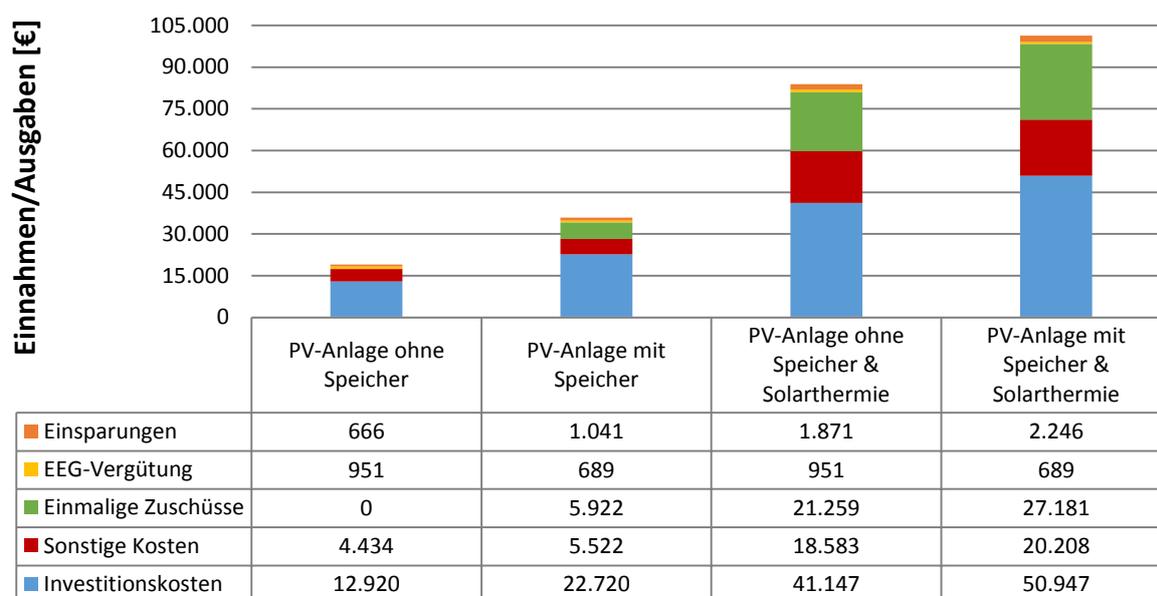


Abbildung 5.2: Kostenvergleich der GDRA-Konzepte

Aus Abbildung 5.2 lässt sich folgendes ableiten. Bei Gegenüberstellung der reinen PV-Varianten mit und ohne Batteriespeichersystem, sind durch die Ausführung mit Speichersystem, höhere Einsparungen im ersten Betriebsjahr möglich. Grund ist die höhere Bedarfsdeckung durch Speicherung der PV-Energie. Bei einem aktuellen Strompreis der GDRA von $23,13 \text{ ct/kWh}$, ist bei reiner Betrachtung der Einsparungen, ein Batteriesystem somit vorteilhaft. Trotz finanzieller Förderungsmöglichkeiten, sind jedoch die zusätzlichen Kosten nicht zu vernachlässigen.

Bei der PV-Anlage ohne Speichersystem sind zudem die höheren Einnahmen aus der Einspeisevergütung, im Vergleich zu den Einnahmen aus der Stromeinsparung auffällig. Dies ist der angesprochenen Korrelation, zwischen dem Verlauf des Heizlastprofils und dem Verlauf des Stromlastprofils der GDRA, geschuldet. Da der Bedarf an Erdgas in den Sommermonaten nur einen Bruchteil des Anteils darstellt, das in den Wintermonaten benötigt wird, agieren die PV-Erzeugung und die Stromlast somit gegenläufig. Dies führt vor allem in den ertragsreichen Sommermonaten zu einer hohen Netzeinspeisung. In den Wintermonaten und somit bei hoher Stromlast, sind nur geringe Einsparungen durch die PV-Anlage möglich. Diese Situation spiegelt sich in Abbildung 5.2, durch höhere Einnahmen aus der Einspeisevergütung wieder.

Bei den Kombibetrachtungen sind neben der Reduzierung des Strombezugs, zusätzliche Ersparnisse durch die Minderung des Erdgasbezugs zu berücksichtigen. Bei einem Ertrag des solarthermischen Systems von 38,61 MWh/Jahr und einem aktuellen Erdgaspreis der GDRA von 3,12 ct/kWh, sind für das erste Betriebsjahr mit Einsparungen von 1205 € zu rechnen.

5.2.2 Kapitalwertentwicklung

Die aufgelisteten Vergleiche zu Beginn des Kapitels 5, werden nun mit Hilfe der beschriebenen Kapitalwertmethode aus Abschnitt 5.1.1, gegenübergestellt.

Zu Beginn wird für die BGAA, eine ökonomische Gegenüberstellung von solarthermischem und photovoltaischem Konzept vollzogen. Dies geschieht zunächst auf Basis der im Anlagenbereich möglichen installierbaren Parabolrinnen bzw. PV-Module. Abbildung 5.3 zeigt dabei die Kapitalwertentwicklung der beiden Varianten.

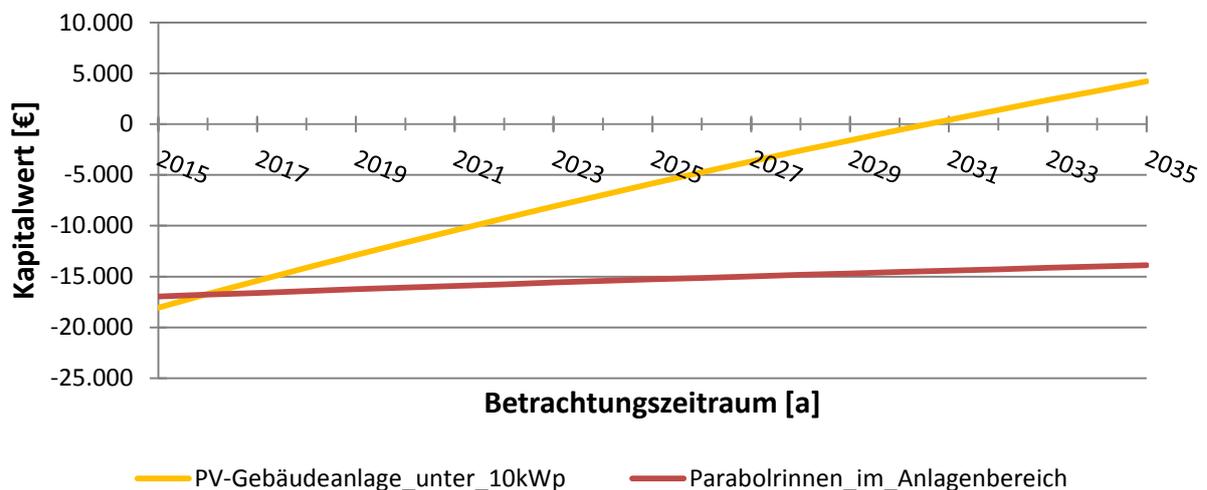


Abbildung 5.3: Kapitalwertentwicklung - Vergleich 1

Der Kapitaleinsatz für das Jahr 2015, ergibt sich aus der Differenz zwischen den Einnahmen und Ausgaben im Investitionsjahr. Zu berücksichtigen ist hierbei, dass die Betriebskosten vom Auflistungspunkt „Sonstige Kosten“ aus der Abbildung 5.1, abgezogen werden müssen, da es sich hier um Kosten für das erste Betriebsjahr handelt.

Aus Abbildung 5.3 ist erkennbar, dass bei der **PV-Variante** nach einem Betrachtungszeitraum von 20 Jahren, ein positiver Kapitalwert vorliegt (4.199 €). Somit wird der angesetzte Kalkulationszinsfuß von der Rentabilität übertroffen. Der interne Zinsfuß beträgt dabei 5,8 %. Die Berechnung ergibt eine Amortisationszeit von 15,6 Jahren. Bei der **solarthermischen Variante**, liegt nach einem Betrachtungszeitraum von 20 Jahren, ein negativer Kapitalwert vor. Somit wird die erwünschte Verzinsung durch die Investition nicht erreicht und eine mögliche Geldanlage, ist unter diesen Rahmenbedingungen unwirtschaftlich.

Für die zweite ökonomische Gegenüberstellung von solarthermischem und photovoltaischem Konzept der BGAA, werden die beiden Freiflächenvarianten miteinander verglichen. Die Kapitalwertentwicklung der beiden Systeme zeigt die Abbildung 5.4.

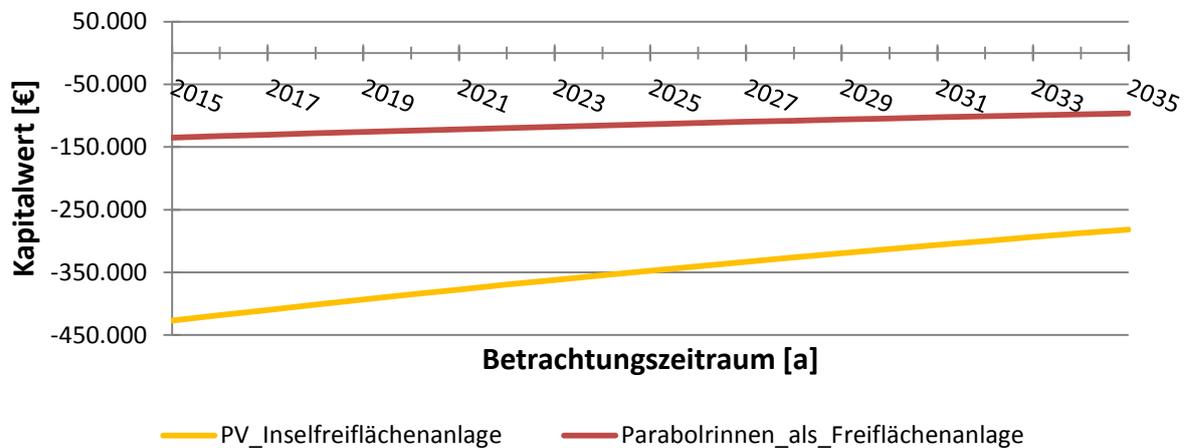


Abbildung 5.4: Kapitalwertentwicklung - Vergleich 2

Aus Abbildung 5.4 ist erkennbar, dass sowohl für die als Inselfreiflächenanlage ausgeführte **PV-Freiflächenvariante**, als auch für die **Freiflächenanlage mit Parabolrinnen**, keine Amortisation innerhalb von 20 Jahren möglich ist. Bei beiden Varianten liegt nach dem Betrachtungszeitraum ein negativer Kapitalwert vor. Somit wird die erwünschte Verzinsung durch die Investition nicht erreicht und eine mögliche Geldanlage, ist unter diesen Rahmenbedingungen unwirtschaftlich.

Für die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung der GDRA, werden unter Vergleich 3 insgesamt vier Möglichkeiten gegenübergestellt. Die Kombibetrachtungen aus PV und Solarthermie, werden hierbei mit den Einzelvarianten (PV-Gebäudeanlage mit Batteriespeicher; PV-Gebäudeanlage ohne Batteriespeicher) verglichen. Somit kann abgeschätzt werden, welche Konzeptvariante bzw. welches Kombisystem am Anlagenstandort am vorteilhaftesten ist. Die Kapitalwertentwicklung der verschiedenen Möglichkeiten zeigt dabei die Abbildung 5.5.

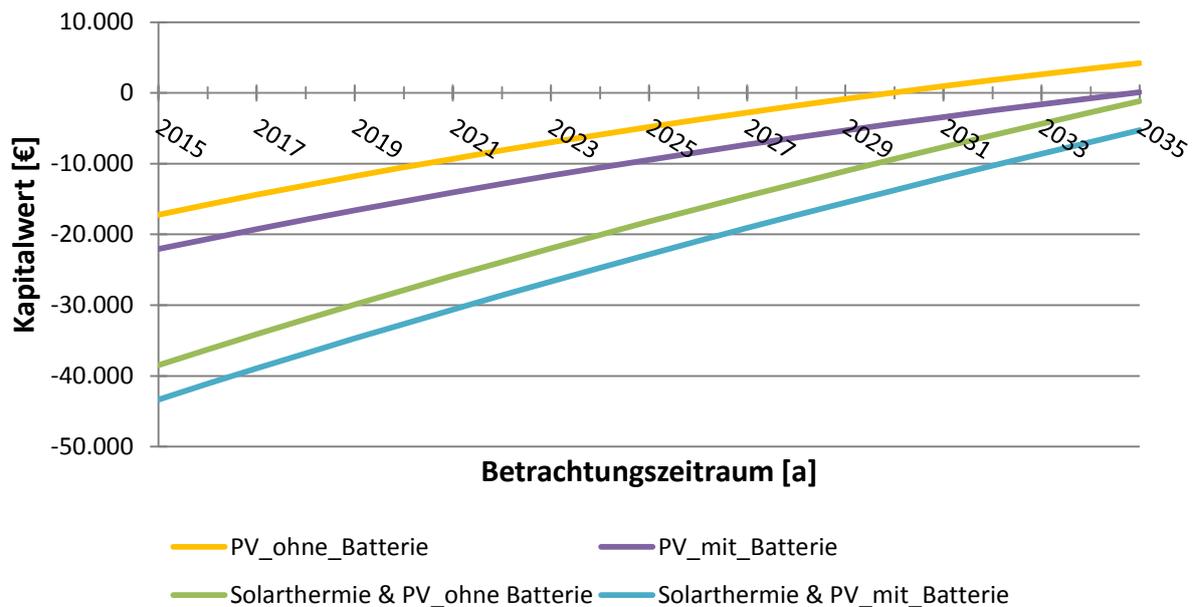


Abbildung 5.5: Kapitalwertentwicklung - Vergleich 3

Aus Abbildung 5.5 ist erkennbar, dass sich für die Einzelvarianten sowohl für das System ohne Batterie, als auch für das System mit Batterie, ein positiver Kapitalwert einstellt (4.218 €; 105 €). Wird daher nur das Schrägdachgebäude genutzt, so wird bei der dortigen Installation der **PV-Variante ohne Batteriespeichersystem** nach einem Betrachtungszeitraum von 20 Jahren, der angesetzte Kalkulationszinsfuß von der Rentabilität übertroffen. Der interne Zinsfuß beträgt dabei 6,0 %. Die Berechnung ergibt zudem eine Amortisationszeit von 14,9 Jahren. Durch die **Integration eines Speichersystems**, ergibt sich für die PV-Anlage eine Amortisationszeit von 19,9 Jahre. Der interne Zinsfuß beläuft sich zudem auf 3,6 %.

Bei einer möglichen Kombination mit einer solarthermischen Anlage auf dem Flachdachgebäude, ergeben sich folgende Werte. Bei einem Kombisystem aus **Solarthermie und PV-Anlage ohne Batteriesystem**, liegt nach einem Betrachtungszeitraum von 20 Jahren ein negativer Kapitalwert vor (-1.179 €). Die Amortisationsdauer überschreitet somit den Betrachtungszeitraum. Die erwünschte Verzinsung wird durch die Investition daher nicht erreicht. Der interne Zinsfuß beträgt lediglich 3,2%.

Das Kombisystem aus **solarthermischer Anlage und PV-Anlage mit Batteriesystem**, ergibt ebenfalls einen negativen Kapitalwert (-5.292 €). Eine Amortisation innerhalb von 20 Jahren ist somit nicht möglich. Die erwünschte Verzinsung durch die Investition, wird nicht erreicht. Der interne Zinsfuß beträgt lediglich 2,2%.

6 Schlussfolgerung und Ausblick

Schlussfolgerung

Innerhalb der Arbeitsphase, sollte anhand zweier Anlagen der Stadtwerke München GmbH, die Integration solarthermischer Prozesswärme und photovoltaischer Stromerzeugung untersucht werden. Dabei wurden die beiden Anlagen zunächst durch eine detaillierte Analyse des Ist-Zustandes, auf mögliche Integrationspunkte solarer Wärme überprüft. Zudem wurden die thermischen und elektrischen Bedarfsprofile für das Jahr 2014 ermittelt und eine detaillierte Flächenpotenzialanalyse zur möglichen Gewinnung von Energie aus Solarsystemen, sowie eine genaue Standortbetrachtung der jeweiligen Anlagenstandorte durchgeführt. Die genannten Aspekte sind ausführlich dokumentiert und anhand von Schaubildern und Prozessschaltbildern abgebildet worden.

Gerade in der Analysephase der Erdgasübernahmestation viel auf, dass die Prozesse nicht ausreichend oder zum Teil gar nicht dokumentiert sind. Insbesondere die fehlende Dokumentation über das bestehende Heizungssystem, erschwerte dabei die Untersuchung zur Einbindung eines solarthermischen Systems. Durch mehrfache Besichtigungen mit den Kollegen der SWM, konnte der Aufbau der Heizungsanlage jedoch geklärt und ein möglicher Integrationspunkt ausfindig gemacht werden.

Diesbezüglich ist auch auf die fehlende Messung des Stromlastgangs an der GDRA hinzuweisen. Bei dem aktuell vorhandenen Zähler, handelt es sich lediglich um einen handelsüblichen Kundenzähler, der regelmäßig auf Anforderung von einem Mitarbeiter abgelesen wird. Somit wird bis zum jetzigen Zeitpunkt kein Lastprofil erfasst. Der elektrische Jahresverbrauch der GDRA liegt bei ca. 11.000 kWh und damit deutlich unter 100.000 kWh. Dies ist auch der Grund, weshalb keine registrierende Lastgangmessung verbaut ist, so dass die gewünschten Stundenwerte aktuell nicht existieren. Üblicherweise, werden Leistungsmessgeräte erst bei Abnahmestellen ab 100.000 kWh installiert. Für einen späteren Vergleich mit dem erzeugten Strom aus möglichen PV-Anlagen, ist jedoch die zeitliche Verteilstruktur des Strombedarfs der GDRA, von großer Relevanz. Denn nur wenn das Bedarfsprofil der Anlage bekannt ist, lässt sich eine PV-Anlage optimal einsetzen. Auf Grundlage dieser Ausgangssituation, wurde mittels einer Annäherung über den elektrischen Pumpenbedarf, eine Lastgangkurve entwickelt. Für einen exakten Abgleich zwischen dem PV-Strom und dem elektrischen Bedarf der Anlage, wird für die Zukunft empfohlen, einen Lastgangzähler zu installieren. Mittels vorübergehender Erfassung über ein Provisorium, ist laut Einschätzung von SWM Experten, eine Beschaffung dieser Daten durchaus möglich.

Für das thermische Bedarfsprofil der GDRA, sowie das elektrische und thermische Lastprofil der BGAA, wurden zudem Daten vom Jahr 2014 verwendet. Die erzielten Ergebnisse dieser Arbeit, stellen somit nur eine Momentaufnahme für dieses Jahr dar. Der thermische und elektrische Verbrauch der Anlagen, wird zwar mit den Daten vom Jahr 2014 korrelieren, jedoch werden die Wartungsarbeiten bzw. die Stillstandzeiten der Anlagen, in den kommenden Jahren nicht den Zeitpunkten wie im Jahr 2014 entsprechen.

Auf Basis der Analysephase, sind anschließend Konzepte für die Einbindung der solaren Wärme bzw. der elektrischen Energie in den jeweiligen Anlagenprozess ausgearbeitet worden. Berücksichtigt wurden dabei das Temperaturniveau, elektrische und thermische Bedarfsprofile, die am jeweiligen Standort nutzbaren Flächen, sowie die gesetzlichen Rahmenbedingungen. Insbesondere die Durchsicht über die Neuerungen des EEG, diente als Grundlage für die spätere Konzeptentwicklung. Der Gesetzesbeschluss beinhaltet einige größere Veränderungen. Vor allem im Bereich der Eigenstromnutzung, weist der Gesetzestext deutliche Neuerungen auf. Die Privilegierung von PV-Anlagen unter 10 kW_p ist unter anderem der Novellierung des EEG von August 2014 geschuldet. Daher sind die beiden konzipierten PV-Gebäudeanlagen, mit einer Generatorleistung von unter 10kW_p ausgelegt worden.

Mit Hilfe der Simulationsprogramme „PV*SOL“ und „Matlab/Simulink/Carnot-Blockset“, konnten die solaren Wärmemengen bzw. solaren Strommengen für die Konzeptentwürfe im Anschluss prognostiziert werden. Bei der solarthermischen Simulation, führten dabei zwei Aspekte zur Schwächung des Ergebnisses. Bei den verwendeten Parabolrinnen des Herstellers, handelt es sich um ein zweiachsig, der Sonne nachgeführtes System. Für die Simulation, konnte jedoch nur eine einachsige horizontale Nachführung nachgestellt werden. In der solarthermischen Simulation, wurden zudem durch fehlende Wetterdaten der jeweiligen Anlagenstandorte, sowohl für die BGAA, als auch für die GDRA, Klimadaten vom Standort Ingolstadt verwendet.

Die durchgeführte wirtschaftliche Bewertung der Konzeptvarianten, bildete dabei mit der technischen Konzeption, die Basis für eine mögliche Projektumsetzung und somit auch den Abschluss der vorliegenden Arbeit. Die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung, wurde mit Hilfe einer ökonomischen Gegenüberstellung der erarbeiteten Systemvarianten vollzogen. Hierbei wurde jeweils neben den solarthermischen Anlagen, ein Vergleich mit den entsprechenden PV-Anlagen einbezogen, die statt der thermischen Kollektoren errichtet werden können. Zudem sind Kombinationsbetrachtungen aus Solarthermie und PV, Teil der Wirtschaftlichkeitsberechnung. Somit lässt sich ableiten, welches Konzept an dem entsprechenden Anlagenstandort am vorteilhaftesten wäre. Lediglich die fehlenden Richtangebote für die PV-Module und Wechselrichter, müssen bei der Betrachtung der wirtschaftlichen Ergebnisse berücksichtigt werden. Angesichts der Vielzahl an nationalen und

internationalen Herstellern, wurde sich hierbei nicht auf eine konkrete Firma fokussiert. Die Preise sind unter anderem über eine aktuelle Studie abgeschätzt worden. Für die solarthermischen Kollektoren konnten hingegen, durch Kontaktaufnahme mit den entsprechenden Firmen, detaillierte Angebote eingeholt werden.

Ausblick

Die innerhalb der Arbeitsphase erarbeiteten Ergebnisse, liefern für die SWM eine erste Entscheidungsgrundlage zur möglichen Projektumsetzung. Vor allem die Ergebnisse der erarbeiteten Konzepte und deren wirtschaftliche Betrachtung, bilden dabei die Basis für weitere Handlungsschritte. Für eine mögliche Konzeptumsetzung, lassen sich insbesondere aus den Resultaten der Wirtschaftlichkeitsberechnung, folgende Aspekte für die Zukunft ableiten.

Innerhalb des Anlagenbereichs der BGAA ist bei einer Belegung der zur Verfügung stehenden Containerdachflächen, die Stromerzeugung durch eine PV-Anlage günstiger, als die Wärmeerzeugung mittels Parabolrinnen. Durch die hohe Stromlast der BGAA, kann der gesamte, erzeugte Solarstrom zur Bedarfsreduzierung beitragen. Im Vergleich zur solarthermischen Variante, sind somit deutlich höhere Einsparungen erzielbar. Für das erzielte, wirtschaftliche Ergebnis der PV-Anlage ist es hierbei wichtig, zum einen die Leistungsgrenze von 10 kW_p nicht zu überschreiten und darüber hinaus pro Kalenderjahr nicht mehr als 10.000 kWh Solarstrom, selbst zu verbrauchen. Ansonsten muss eine Eigenverbrauchsabgabe gezahlt werden. Die Höhe der Abgabe pro verbrauchter Kilowattstunde Solarstrom, liegt laut EEG 2014 ab 2017 bei 40%, der dann geltenden EEG-Umlage.

Außerhalb des Anlagenbereichs der BGAA, ist bei einer Ausführung als Freifläche, die Wärmeerzeugung mittels Parabolrinnen günstiger, als die Wärmeerzeugung durch PV. Aufgrund der technischen Nutzung der direkten und diffusen Strahlungskomponente, lassen sich für das erste Betriebsjahr aber höhere Einsparungen mit der PV-Variante erzielen. Im gesamtwirtschaftlichen Ergebnis, machen sich jedoch die guten Förderungsmaßnahmen für die solarthermische Prozesswärmebereitstellung bemerkbar. Zudem müssen bei der PV-Variante, die hohen Zusatzkosten für den elektrischen Durchlauferhitzer und dem Thermoölspeicher berücksichtigt werden. Dies spiegelt sich auch im Ergebnis der ökonomischen Gegenüberstellung wieder. Dennoch ist sowohl für die Freiflächenanlage mit Parabolrinnen, als auch für das als Inselsystem ausgeführte PV-Konzept, keine Amortisation innerhalb von 20 Jahren möglich. Zusätzlich zu den Kosten der jeweiligen Anlagenkonzepte, müssen hierbei auch die Kosten für den Erwerb landwirtschaftlicher Grundstücke

berücksichtigt werden. Aufgrund dieser Rahmenbedingungen, ist eine Investition in die Freiflächenvarianten als unwirtschaftlich anzusehen.

Bei wirtschaftlicher Gegenüberstellung der reinen PV-Varianten (unter 10 kW_p) mit und ohne Batteriespeichersystem im Anlagenbereich der Erdgasübernahmestation, sind höhere Einsparungen im ersten Betriebsjahr durch die Ausführung mit Speichersystem möglich. Grund ist die höhere Bedarfsdeckung durch die Speicherung der PV-Energie. Die Stromerzeugung mittels der PV-Anlage ohne Batteriesystem, ist jedoch durch die niedrigere Amortisationszeit, wirtschaftlich attraktiver. Die aktuelle Massenproduktion von leistungsfähigen Stromspeichern, kann die wirtschaftliche Situation der Variante mit Batteriesystem aber weiter modifizieren. Insgesamt ermöglicht die Integration eines Speichersystems, dass selbst erzeugter Strom zum Eigenbedarf mehr genutzt werden kann. Solarstrom ausschließlich einzuspeisen ist 2015 nicht mehr wirtschaftlich. Denn im Unterschied zu früheren Jahren, als es noch mehr als 30 Cent pro eingespeister Kilowattstunde gab, gibt es 2015 für eine neu gebaute PV-Anlage weniger als 13 Cent Einspeisevergütung. Deswegen ist es beim Neubau einer PV-Anlage wirtschaftlicher, sich das Geld für den Anlagenstrom der GDRA zu sparen und somit möglichst viel des selbst erzeugten Stroms, auch selbst zu verbrauchen.

Bei Belegung der Dachflächen der Erdgasübernahmestation mit solarthermischen Kollektoren und PV-Modulen, sind hohe finanzielle Einsparungen durch die gleichzeitige Reduzierung des Strom- und Erdgasbezuges erzielbar. Die Wärmeerzeugung durch VRK, ist jedoch ausschlaggebend, dass diese Kombinationsbetrachtung sich wirtschaftlich nicht lohnt. Aus technischer Sicht, weisen VRK zwar geringere Wärmeverluste und ein besseres Ansprechverhalten gegenüber den Flachkollektoren auf, sie sind jedoch aus wirtschaftlicher Sichtweise, teurer als Flachkollektoren. Aufgrund dieser Sachlage, ist eine Investition in die Kombinationsvariante mit einer Wärmeerzeugung durch VRK, wirtschaftlich nicht empfehlenswert.

7 Literaturverzeichnis

[Bayerische Staatsbibliothek 2010]

Bayerische Staatsbibliothek: Trockenlegung des Erdinger Moos, http://www.historisches-lexikon-bayerns.de/artikel/artikel_44866, zuletzt aufgerufen 04.05.2015.

[Bundesministerium für Wirtschaft und Energie 2013]

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie: Erneuerbare Energien in Zahlen: Nationale und internationale Entwicklung im Jahr 2013 (Berlin: 2013), PDF e-book, <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/E/erneuerbare-energien-in-zahlen,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>, zuletzt aufgerufen 25.05.2015.

[Bundesministerium für Wirtschaft und Energie 2014]

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie: Gesetz zur grundlegenden Reform des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und zur Änderung weiterer Bestimmungen des Energiewirtschaftsrechts. Bonn: Bundesanzeiger, 2014-07-03.

[Bundesministerium für Wirtschaft und Energie 2015]

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie: Richtlinien zur Förderung von Maßnahmen zur Nutzung erneuerbarer Energien im Wärmemarkt. Berlin: Bundesanzeiger, 2015-03-11.

[Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit 2012]

Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit: Richtlinien zur Förderung von stationären und dezentralen Batteriespeichersystemen zur Nutzung in Verbindung mit Photovoltaikanlagen. Berlin: Bundesanzeiger, 2012-12-21.

[Cerbe et al. 2004]

Cerbe, Günter et al.: Grundlagen der Gastechnik: Gasbeschaffung, Gasverteilung, Gasverwendung. 6. vollständige neu bearbeitete Aufl. München, Wien: Hanser Fachbuchverlag, 2004, ISBN 3-446-22803-9.

[D&K Solar GmbH 2013]

D&K Solar GmbH: Aktuelles: Der erste serienreife CPC Vakuumröhren-Luftkollektor von D&K Solar, <http://muster.dk-solar.de/aktuelles.html>, zuletzt aufgerufen 24.03.2015.

[Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V. 2007]

Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V.: Technische Regel - Arbeitsblatt G 499: Erdgas-Vorwärmung in Gasanlagen, http://www.dvgw.de/no_cache/angebote-leistungen/regelwerk/neuerscheinungen/detail-neuerscheinung/rw-nel-pointer/4/rw-nel-docnr/G%20499/rw-nel-docid/48895/, zuletzt aufgerufen 10.03.2015.

[EUR-Lex 2000]

EUR-Lex: Richtlinie 1999/92/EG des Europäischen Parlaments und des Rates, <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/?uri=CELEX:31999L0092>, zuletzt aufgerufen 10.04.2015.

[Fritsch et al. 2014]

Fritsch, Peter et al.: Taschenbuch der Wasserversorgung: Mutschmann/Stimmelmayer. 16. Aufl. Wiesbaden: Springer Vieweg, 2014, ISBN 978-3-8348-2560-5.

[Giuliano 2014]

Giuliano, Stefano: Solare Turmkraftwerke bei erhöhten Temperaturen. Präsentation, 05. Juni 2014, DLR - Institut für Solarforschung, Köln.

[Google Maps 2015a]

Google Maps: Erding,
<https://www.google.de/maps/place/Erding/@48.3456145,11.821793,16117m/data=!3m1!1e3!4m2!3m1!1s0x479e10f2ea83a8b7:0x41d25a409379380>, zuletzt aufgerufen 17.07.2015.

[Google Maps 2015b]

Google Maps: Speichersee Pliening,
<https://www.google.de/maps/place/Speichersee/@48.2377622,11.7350153,17235m/data=!3m1!1e3!4m2!3m1!1s0x479e0c6789433c8f:0x9f37b158ff1ce404>, zuletzt aufgerufen 17.07.2015.

[Graf et al. 2013]

Graf, Frank und Bajohr, Siegfried (Hrsg.): Biogas: Erzeugung - Aufbereitung - Einspeisung. 2. Aufl. München: Oldenbourg Industrieverlag, 2013, ISBN 978-3-8356-3363-6.

[Grigull et al. 1989]

Grigull, Ulrich und Blanke, Walter: Wärme- und Stoffübertragung: Thermophysikalische Stoffgrößen (Heidelberg: 1989), PDF e-book,
<https://books.google.de/books?id=0DiuBgAAQBAJ&pg=PP4&lpg=PP4&dq=thermophysikalische+stoffgr%C3%B6%C3%9Fen+blanke&source=bl&ots=fTa312AlcK&sig=1v9xeolSVIfGEDccYw4fuXIIeQ8&hl=de&sa=X&ei=UDyZVemjEsTQswH29ZDQBQ&sqi=2&ved=0CFUQ6AEwDg#v=onepage&q=thermophysikalische%20stoffgr%C3%B6%C3%9Fen%20blanke&f=false>, zuletzt aufgerufen 08.06.2015.

[Heindl Server GmbH 2013]

Heindl Server GmbH: Sonnenkollektoren: Typen und Einsatz,
<http://www.solarserver.de/wissen/basiswissen/kollektoren>, zuletzt aufgerufen 05.02.2015.

[Jung 2007]

Jung, Hans: Controlling. 2. Aufl. München: Oldenbourg Wissenschaftsverlag, 2007, ISBN 978-3-486-58500-1.

[Keller 2009]

Keller, Lars: Leitfaden für Lüftungs- und Klimaanlageanlagen: Grundlagen der Thermodynamik, Komponenten einer Vollklimaanlage, Normen und Vorschriften. 2. Aufl. München: Oldenbourg Industrieverlag, 2009, ISBN 978-3-8356-3165-6.

[KfW-Bankengruppe 2013]

KfW-Bankengruppe: Merkblatt Erneuerbare Energien: KfW-Programm Erneuerbare Energien "Speicher" (Frankfurt a. M.: 2013), PDF e-book, [https://www.kfw.de/Download-Center/Foerderprogramme-\(Inlandsfoerderung\)/PDF-Dokumente/6000002700_M_275_Speicher.pdf](https://www.kfw.de/Download-Center/Foerderprogramme-(Inlandsfoerderung)/PDF-Dokumente/6000002700_M_275_Speicher.pdf), zuletzt aufgerufen 24.05.2015.

[Landratsamt Freising 2010]

Landratsamt Freising: Das Freisinger Moos, <http://www.kreisfreising.de/landratsamt/behoerdenwegweiser/bauen-und-umwelt-bauamt-umweltamt/naturschutz-landesplanung/>, zuletzt aufgerufen 04.05.2015.

[Lauterbach 2014]

Lauterbach, Christoph: Potential, System Analysis and Preliminary Design of Low-Temperature Solar Process Heat Systems. 1. Aufl. Kassel: Kassel University Press, 2014, ISBN 978-3-86219-742-2.

[Naendorf 2006]

Naendorf, Bernhard (Hrsg.): Praxiswissen Gasfach: Gasdruckregelung und Gasdruckregelanlagen. 2. Aufl. Essen: Vulkan-Verlag, 2006, ISBN 3-8027-5618-5.

[PhotovoltaikZentrum - Michael Ziegler 2015]

PhotovoltaikZentrum - Michael Ziegler: Photovoltaik-Preisindex, <http://www.photovoltaik-guide.de/pv-preisindex>, zuletzt aufgerufen 10.07.2015.

[Quaschning 2000]

Quaschning, Volker: Konzentration auf die Sonne, in: Sonne Wind & Wärme (2000), Nr. 4, S. 50–53. <http://www.volker-quaschning.de/artikel/konzenson/index.php>, zuletzt aufgerufen 04.02.2015.

[Quaschning 2011]

Quaschning, Volker: Regenerative Energiesysteme: Technologie - Berechnung - Simulation. 7. aktualisierte Aufl. München: Hanser Fachbuchverlag, 2011, ISBN 978-3-446-42732-7.

[Remmers et al. 2001]

Remmers, Karl-Heinz et al. (Hrsg.): Solarpraxis: Große Solaranlagen: Einstieg in Planung und Praxis. 2. überarbeitete Aufl. Berlin: Solarpraxis AG, 2001, ISBN 3-934595-06-5.

[Renewable Energy Concepts 2013]

Renewable Energy Concepts: Solar Konzepte: Solarkraftwerke, <http://www.renewable-energy-concepts.com/german/sonnenenergie/solar-konzepte/solarthermische-kraftwerke>, zuletzt aufgerufen 03.05.2015.

[Sankol et al. 2008]

Sankol, Bernd und Veese, Thomas: Solarthermische Kraftwerke mit Fresnel-Kollektoren. Präsentation, 16. Mai 2008, Hochschule für Angewandte Wissenschaften Hamburg, Lichtenwalde.

[Sawin 2014]

Sawin, Janet: Renewables 2014: Global Status Report (Paris: 2014), PDF e-book, http://www.ren21.net/Portals/0/documents/Resources/GSR/2014/GSR2014_full%20report_low%20res.pdf, zuletzt aufgerufen 22.02.2015.

[Tauberger 2008]

Tauberger, André: Controlling für die öffentliche Verwaltung. 1. Aufl. München: Oldenbourg Wissenschaftsverlag, 2008, ISBN 978-3-486-58636-7.

[Übertragungsnetzbetreiber 2014]

Übertragungsnetzbetreiber: EEG-Umlage 2015, <https://www.netztransparenz.de/de/EEG-Umlage.htm>, zuletzt aufgerufen 20.04.2015.

[Viessmann Deutschland GmbH 2011]

Viessmann Deutschland GmbH: Planungshandbuch: Wärmepumpen, <http://www.viessmann.de/de/gewerbe/waermepumpe/grosswaermepumpen.html>, zuletzt aufgerufen 22.03.2015.

[Weiss et al. 2008]

Weiss, Werner und Rommel, Matthias: Process Heat Collectors: State of the Art within Task 33/IV (Gleisdorf: 2008), PDF e-book, <http://aee-intec.at/0uploads/dateien560.pdf>, zuletzt aufgerufen 26.03.2015.

[Wemhöner et al. 2000]

Wemhöner, Carsten, Hafner, Bernd und Schwarzer, Klemens: Simulation of solar thermal systems with Carnot-Blockset in the environment Matlab-Simulink (Jülich: 2000), PDF e-book, http://ptp.irb.hr/upload/mape/kuca/11_Carsten_Wemhoener_SIMULATION_OF_SOLAR_THERMAL_SYSTEMS_WITH.pdf, zuletzt aufgerufen 17.05.2015.

Anhang

A.1:

(Aufschlüsselungen der monatlichen elektrischen Verbrauchswerte für das Jahr 2014 der BGAA)

<u>Jahr 2014</u>	Monat	Jan	Feb	März	April	Mai
Gesamtverbrauch	<i>kWh</i>	27755	25527	27748	25396	29650
Tage/Monat	<i>d</i>	31	28	31	30	31
Stunden/Monat	<i>h</i>	744	672	744	720	744
Ø Leistung/Monat	<i>kW</i>	37,31	37,99	37,30	35,27	39,85
<u>Jahr 2014</u>	Monat	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt
Gesamtverbrauch	<i>kWh</i>	30461	33290	31085	25800	28359
Tage/Monat	<i>d</i>	30	31	31	30	31
Stunden/Monat	<i>h</i>	720	744	744	720	744
Ø Leistung/Monat	<i>kW</i>	42,31	44,74	41,78	35,83	38,12
<u>Jahr 2014</u>	Monat	Nov	Dez	Gesamt		
Gesamtverbrauch	<i>kWh</i>	26734	27511	339316		
Tage/Monat	<i>d</i>	30	31			
Stunden/Monat	<i>h</i>	720	744			
Ø Leistung/Monat	<i>kW</i>	37,13	36,98			

A.2:

(Aufschlüsselungen der monatlichen thermischen Verbrauchswerte für das Jahr 2014 der BGAA)

<u>Jahr 2014</u>	Monat	Jan	Feb	März	April	Mai
Gesamtverbrauch	<i>kWh</i>	142812	138244	150266	131457	152138
Tage/Monat	<i>d</i>	31	28	31	30	31
Stunden/Monat	<i>h</i>	744	672	744	720	744
Ø Leistung/Monat	<i>kW</i>	191,95	205,72	201,97	182,58	204,49
<u>Jahr 2014</u>	Monat	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt
Gesamtverbrauch	<i>kWh</i>	142071	141440	141774	118519	155158
Tage/Monat	<i>d</i>	30	31	31	30	31
Stunden/Monat	<i>h</i>	720	744	744	720	744
Ø Leistung/Monat	<i>kW</i>	197,32	190,11	190,56	164,61	208,55
<u>Jahr 2014</u>	Monat	Nov	Dez	Gesamt		
Gesamtverbrauch	<i>kWh</i>	156291	156031	1726201		
Tage/Monat	<i>d</i>	30	31			
Stunden/Monat	<i>h</i>	720	744			
Ø Leistung/Monat	<i>kW</i>	217,07	209,72			

A.3:

(Bildergalerie der Biogasaufbereitungs- und Einspeiseanlage der SWM)





A.4:

(Aufschlüsselungen der monatlichen thermischen Verbrauchswerte für das Jahr 2014 der Erdgasübernahmestation)

Jahr 2014	Monat	Jan	Feb	März	April	Mai
Gesamtverbrauch	kWh	274001	221356	202136	122743	92134
Tage/Monat	d	31	28	31	30	31
Stunden/Monat	h	744	672	744	720	744
Ø Leistung/Monat	kW	368,28	329,40	271,69	170,48	123,84
Jahr 2014	Monat	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt
Gesamtverbrauch	kWh	72203	26937	15629	14303	28216
Tage/Monat	d	30	31	31	30	31
Stunden/Monat	h	720	744	744	720	744
Ø Leistung/Monat	kW	100,28	36,21	21,01	19,87	37,92
Jahr 2014	Monat	Nov	Dez	Gesamt		
Gesamtverbrauch	kWh	61595	156607	1287860		
Tage/Monat	d	30	31			
Stunden/Monat	h	720	744			
Ø Leistung/Monat	kW	85,55	210,49			

A.5:

(Aufschlüsselungen der monatlichen elektrischen Verbrauchswerte für das Jahr 2014 der Erdgasübernahmestation)

Jahr 2014	Monat	Jan	Feb	März	April	Mai
Gesamtverbrauch	kWh	2195	1773	1619	983	738
Tage/Monat	d	31	28	31	30	31
Stunden/Monat	h	744	672	744	720	744
Ø Leistung/Monat	kW	2,95	2,64	2,18	1,37	0,99
Jahr 2014	Monat	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt
Gesamtverbrauch	kWh	578	216	125	115	226
Tage/Monat	d	30	31	31	30	31
Stunden/Monat	h	720	744	744	720	744
Ø Leistung/Monat	kW	0,80	0,29	0,17	0,16	0,30
Jahr 2014	Monat	Nov	Dez	Gesamt		
Gesamtverbrauch	kWh	493	1255	10317		
Tage/Monat	d	30	31			
Stunden/Monat	h	720	744			
Ø Leistung/Monat	kW	0,69	1,69			

A.6:
(Bildergalerie der Erdgasübernahmestation der SWM)





A.8:

(Umsetzung der Simulation des solarthermischen Systems mit Vakuumröhrenkollektoren unter Carnot-Blockset)

