



Simulation und Auswertung der Energieversorgung eines geplanten Mehrfamilienhauses

Masterthesis

im Studiengang Nachhaltige Energiesysteme im Maschinenbau

an der

Hochschule für Angewandte Wissenschaften Hamburg

Fakultät Technik und Informatik (TI)

Department Maschinenbau und Produktion

vorgelegt von

Jasmin Pape

Matr.-Nr.: 2020433

Erster Gutachter:

Prof. Dr.-Ing. Franz Vinnemeier

Zweiter Gutachter:

Dipl.-Ing. Wladislaw Lachut

vorgelegt am:

13.08.2012

Kurzfassung

Die vorliegende Arbeit beschreibt die dynamische Simulation der Energieversorgung eines geplanten Mehrfamiliengebäudes.

Diese ist notwendig, da die Berechnungen nach DIN V 18599 bzw. der DIN V 4108-6 und der DIN V 4107-10 ebenso wie das Passivhaus Projektierungspaket (PHPP) nicht oder nur zum Teil geeignet sind, um das geplante Konzept zu bilanzieren. Hierbei werden im und am Gebäude neue innovative und energieeffizienten Maßnahmen berücksichtigt. Dieses sind zum Einen ein PCM-Wärmespeicher (Phase Change Material) sowie eine Photovoltaik- und Solarthermieanlage. Ferner ist ein Anschluss an das Nahwärmenetz zur Einspeisung und auch zur Rückspeisung von Wärmeenergie vorgesehen.

Aufgrund der immer größer werdenden Bedeutung bezüglich einer effizienten Speicherung von Wärme, in Verbindung mit dem Einsatz erneuerbarer Energien, wird dieses Mehrfamiliengebäude errichtet.

Die während der Planung durchgeführte Anlagensimulation dient zum Nachweis und zur Überprüfung der geltenden Randbedingungen.

Zunächst werden die Innovationen vorgestellt und die technischen Details erläutert. Daraufhin wird eine geeignete Software für die Simulation ausgewählt und die Erstellung des Anlagenschemas dokumentiert. Hierzu dient als Grundlage das, zu diesem Planungsstand, aktuelle Anlagenschema der Wärmeversorgung des TGA-Planungsbüros Pinck Ingenieure Consulting GmbH. Nach der Auswertung wird ein Vergleich zwischen der Planungsgrundlage und der Umsetzung in der Software vorgenommen.

Jasmin Pape
Stengelestr. 17
22111 Hamburg

Tel.: 040/ 21990966
E-Mail: jasmin.pape@gmx.de
Matr.-Nr.: 2020433

Inhaltsverzeichnis

Formelzeichen, Symbole und Indizes	V
1 Einleitung	1
2 Kategorien der Energiesparhäuser	2
2.1 Passivhaus.....	2
2.2 Nullenergiehaus	3
2.3 Effizienzhaus Plus Standard.....	4
3 Das Projekt „Smart ist grün“	7
3.1 Innovationen des Mehrfamilienhauses	8
3.2 Solarthermie.....	10
3.3 Photovoltaik	15
3.4 PCM-Wärmespeicher	19
3.5 Einspeisung von Energie.....	24
3.5.1 Nahwärmenetzeinspeisung	24
3.5.2 Einspeisung elektrischer Energie	26
3.6 Lüftungsanlage.....	26
4 Software für Anlagensimulationen	30
4.1 Die Software Polysun Designer	32
4.1.1 Funktionsumfang der Software.....	32
4.2 Ausgangsbasis der Simulation	35
4.3 Erstellen des Anlagenschemas der Wärmeversorgung	39
4.3.1 Systemkomponenten.....	40
4.3.2 Rohrleitungsnetz mit zugehörigen Komponenten	49
4.3.3 Steuerungstechnik.....	59
4.4 Erstellen des Anlagenschemas der Stromversorgung	65
5 Programmergebnisse und Auswertung	70
5.1 Simulationsergebnisse der Wärmeversorgung	70
5.2 Simulationsergebnisse der Stromversorgung	86
5.3 Darstellung der Energiebilanz der Wärme- und Stromerzeugung	92
6 Vergleich Simulation und Planung	95
6.1 Annahmen und Abwandlungen bezüglich der Software.....	96
6.2 Optimierungsmöglichkeiten der Systemkomponenten	99
7 Zusammenfassung	105
Literaturverzeichnis	VIII
Anhang	A-1
A Anlagenschema der Wärmeversorgung von Pinck Ingenieure Consulting GmbH.....	A-1
B Anlagenschema der Wärme- und Stromversorgung in <i>Polysun Designer</i>	A-3
C Report der <i>Polysun</i> -Simulation	A-4

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 3.1: Effizienzverlust Solarzellen in Abhängigkeit der Wafertemperatur	9
Abbildung 3.2: Direkt Durchströmte Vakuumröhre (oben) und Vakuumröhre mit Wärmerohr (unten) [Ins12].....	11
Abbildung 3.3: Prinzip des direkt durchströmten Vakuumröhrenkollektors mit CPC-Reflektor [Obe08].....	12
Abbildung 3.4: Vergleich Wirkungsgradkurven Flachkollektor und Vakuumröhrenkollektor.....	14
Abbildung 3.5: Kennlinie einer Solarzelle [Mer11]	17
Abbildung 3.6: Kennlinie eines Solarmoduls bei unterschiedlicher Bestrahlungsstärke [Mer11].....	18
Abbildung 3.7: Salzhydrat-Board mit HDPE ummantelt [Dör11]	20
Abbildung 3.8: Volumenbezogene Schmelzenergie über der Schmelztemperatur von Materialklassen [Fra10]	21
Abbildung 3.9: Temperaturverlauf über der gespeicherten Wärmemenge bei sensibler und latenter Wärmespeicherung	22
Abbildung 3.10: Schema Nahwärmeversorgung mit Einspeisung überschüssiger Wärmeenergie	26
Abbildung 4.1: Fernwärme-Netztemperatur von Hamburg Energie in Abhängigkeit der Außentemperatur [Ham11].....	42
Abbildung 4.2: Darstellung der Systemkomponenten in <i>Polysun</i>	49
Abbildung 4.3: Hydraulische Anbindung Sonnenkollektoren mit den Speichern	51
Abbildung 4.4: Hydraulische Anbindung Trinkwarmwasserspeicher mit dem Verbraucher Warmwasser	54
Abbildung 4.5: Hydraulische Anbindung der Energiequelle Nahwärme am Trinkwarmwasserspeicher	55
Abbildung 4.6: Hydraulische Anbindung Heizungsspeicher mit dem Verbraucher Fußbodenheizung	57
Abbildung 4.7: Hydraulische Anbindung Rückspeisespeicher an die Energiesenke Nahwärme.....	58
Abbildung 4.8: Hydraulische Anbindung Heizungsspeicher an Trinkwarmwasserspeicher	59
Abbildung 4.9: Darstellung der Steuerungstechnik in <i>Polysun</i>	65
Abbildung 4.10: Darstellung der Photovoltaikanlage in <i>Polysun</i>	66
Abbildung 5.1: Vergleich berechneter und simulierter monatlicher Trinkwarmwasserbedarf	71
Abbildung 5.2: Vergleich berechneter und simulierter monatlicher Heizwärmebedarf	72
Abbildung 5.3: Monatliche Solarenergieemenge der Solarthermieanlage	73
Abbildung 5.4: Vergleich Solarenergieertrag und Energiebedarf	74
Abbildung 5.5: Solarer Deckungsgrad Heizwärme und Trinkwarmwasser.....	76
Abbildung 5.6: Vergleich von Einspeise- und Rückspeiseenergiemenge	78
Abbildung 5.7: Vergleich von Einspeiseenergiemenge Trinkwarmwasser und Heizung	79

Abbildung 5.8: Vergleich Wirkungsgradkurven Vakuumröhrenkollektorarten	80
Abbildung 5.9: Vergleich gespeicherte Wärmemenge über der Temperatur von Wasser und Salzhydrat.....	82
Abbildung 5.10: Energiefluss zur Vorwärmung am Trinkwarmwasserspeicher....	83
Abbildung 5.11: Verbrauch elektrischer Energie der Pumpen	86
Abbildung 5.12: Monatliche Solarenergiemenge der Photovoltaikanlage	87
Abbildung 5.13: Solarkennlinie der verwendeten Photovoltaikmodule.....	89
Abbildung 5.14: Wirkungsgradkurve in Abhängigkeit der Ausgangs- spannung des Wechselrichters [SMA12].....	91
Abbildung 5.15: Die Energiebilanz der Wärme- und Stromerzeugung im Sankey-Diagramm.....	94
Abbildung 6.1: Vergleich Speicherkapazität Wasser und Natriumacetat [FSA12].....	102
Abbildung A.1: Darstellung des Anlagenschemas der Wärme- und Stromversorgung in Polysun	A-3

Tabellenverzeichnis

Tabelle 3.1:	Technische Daten Vakuumröhrenkollektoren [Bos12].....	15
Tabelle 3.2:	Wirkungsgrade ausgewählter Zelltechnologien [Mer11].....	16
Tabelle 3.3:	Technische Daten DELTA®-Cool 58 [Dör11].....	24
Tabelle 3.4:	Wirkungsgrad von Enthalpie-Wärmeübertrager und Standardwärmeübertrager [Fre07].....	28
Tabelle 4.1:	Monatlicher Heizenergiebedarf [Ric11]	36
Tabelle 4.2:	Übersicht Gebäudebedarfswerte	36
Tabelle 4.3:	Abmessungen des Trinkwarmwasserspeichers	44
Tabelle 4.4:	Position der Anschlussstutzen des Trinkwarmwasserspeichers..	45
Tabelle 4.5:	Position der Wendelwärmeübertrager des Trinkwarmwasserspeichers.....	45
Tabelle 4.6:	Abmessungen des Speichers für die Heizungsversorgung	46
Tabelle 4.7:	Position der Anschlussstutzen des Speichers für die Heizungsversorgung.....	46
Tabelle 4.8:	Position des Wendelwärmeübertragers des Speichers für die Heizungsversorgung	46
Tabelle 4.9:	Abmessungen des Rückspeisespeichers.....	47
Tabelle 4.10:	Position der Anschlussstutzen des Rückspeisespeichers	47
Tabelle 4.11:	Dimensionierung der Rohrleitung vom Kollektor zum Speicher...	52
Tabelle 4.12:	Dimensionierung der Rohrleitung vom Speicher zum Verbraucher Trinkwarmwasser	54
Tabelle 4.13:	Dimensionierung der Rohrleitung vom Nahwärmeanschluss zum Trinkwarmwasserspeicher.....	55
Tabelle 4.14:	Dimensionierung der Rohrleitung vom Speicher zum Verbraucher Heizung.....	57
Tabelle 4.15:	Dimensionierung der Rohrleitung vom Speicher zum Nahwärmeanschluss	58
Tabelle 4.16:	Dimensionierung der Rohrleitung vom Heizungsspeicher zum Trinkwarmwasserspeicher.....	59
Tabelle 4.17:	Elektrische Daten der Photovoltaikmodule bei STC	67
Tabelle 4.18:	Weitere Systemdaten der Photovoltaikmodule.....	68
Tabelle 4.19:	Elektrische Daten des Wechselrichters.....	69
Tabelle 5.1:	Solarer Deckungsgrad für beide Verbraucher	75
Tabelle 5.2:	Systemnutzungsgrad	77
Tabelle 5.3:	Wärmeverluste der Wärmespeicher.....	84
Tabelle 5.4:	Gewinn- und Verlustbilanz der elektrischen Energie	92
Tabelle 6.1:	Technische Daten Natriumacetat-Trihydrat [FSA12]	101

Formelzeichen, Symbole und Indizes

Verwendete Abkürzungen

Abkürzung	Bedeutung
AC	direct current (Wechselstrom)
BHKW	Blockheizkraftwerk
CIS	Kupfer-Indium-Diselenid
CPC	Compound Parabolic Concentrator
DC	alternating current (Gleichstrom)
DN	Nennweite
EnEV	Energieeinsparverordnung
HDPE	Polyethylen mit hoher Dichte
IBA	Internationale Bauausstellung
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
MPP	Maximum Power Point
NOTC	Normal Test Conditions
PCM	Phase Change Material
PE	Polyethylen
PHPP	Passivhaus Projektierungs-Paket
STC	Standard Test Conditions
VRK	Vakuumröhrenkollektor
WÜT	Wärmeübertrager

Verwendete Formelzeichen, Symbole

Symbol	Einheit	Bedeutung
\dot{m}	kg/s	Massenstrom
\dot{Q}	W	thermische Leistung
A	m ²	Fläche
a_1	W/(m ² ·K)	spezifischer Wärmeverlustkoeffizient
a_2	W/(m ² ·K ²)	temperaturabhängiger spezifischer Wärmeverlustkoeffizient
A_N	m ²	Nutzfläche
c_p	J/(kg·K)	spezifische Wärmekapazität
c_p'	J/(m ³ ·K)	volumetrische Wärmekapazität
D	%	Deckungsgrad
E_{Sol}	Wh	in die Kollektorebene einstrahlende Sonnenenergie
FF	-	Füllfaktor
G	W/m ²	Globalstrahlung
H'_T	W/(m ² ·K)	Transmissionswärmeverlust
I	A	Stromstärke
$k \cdot A$	W/K	Übertragungsfähigkeit eines Wärmeübertragers
m	kg	Masse
P	W	Leistung
PR	%	Performance Ratio
Q	Wh	Wärmeenergiemenge
q_p	Wh/(m ² ·a)	spezifischer Primärenergiebedarf
Q_{Sol}	Wh	solarthermische Energie vom Kollektor an das Solarfluid
SR_{AC}	-	Sizing Ratio
T	°C	Temperatur
U	V	Spannung
Δh_f	J/kg	spezifische Schmelzenthalpie
ΔT	K	Temperaturdifferenz
η	-	Wirkungsgrad
η_0	-	Konversionsfaktor
$\eta_{WRG,t,eff}$	-	effektiver, trockener Wärmebereitstellungsgrad
ϑ	°C	Temperatur
λ	W/(m·K)	Wärmeleitfähigkeit

Verwendete Indizes

Symbol	Bedeutung
Ab	Abluft
AC	direct current (Wechselstrom)
Au	Außenluft
el	elektrisch
f	Phasenübergang
Fo	Fortluft
K	Kurzschluss
L	Leerlauf
max	maximal
min	minimal
MPP	Maximum Power Point

1 Einleitung

Für die IBA (internationale Bauausstellung) im Jahr 2013 sind in Wilhelmsburg Mitte, in Hamburg, mehrere neue Wohngebäude geplant, welche sich im Park der internationalen Gartenschau IGS befinden. Jedes Wohnungsbaumodell liefert seine eigene Innovation auf die Frage des zukünftigen Wohnungsbaus im 21. Jahrhundert. Bei einem dieser Wohnungsbaumodelle wird die technische Gebäudeausrüstung (TGA) durch das Ingenieurbüro Pinck Ingenieure Consulting GmbH geplant. Hierbei handelt es sich um das Projekt „Smart ist grün“, ein Passivhaus, welches auch als Plusenergiehaus bei der dena (Deutsche Energie-Agentur GmbH) nominiert ist [IBA12].

Es werden im und am Gebäude neue Innovationen und erneuerbare Energien berücksichtigt. Dieses sind zum Einen ein PCM-Wärmespeicher (Phase Change Material) sowie eine Photovoltaikanlage an der Balkonbrüstung und eine Solarthermieanlage auf dem Flachdach und an der Attika. Ferner ist ein Anschluss an das Nahwärmenetz zur Einspeisung und auch zur Rückspeisung von Wärmeenergie vorgesehen. Somit ist, unabhängig der erneuerbaren Energien, eine Versorgung von Wärme- und elektrischer Energie sicher gestellt. Die vorliegende Arbeit beschreibt die dynamische Simulation dieser Energieversorgung. Die, während der Planung, durchgeführte Anlagensimulation dient zum Nachweis und zur Überprüfung der geltenden Randbedingungen.

Für das Erstellen des Anlagenschemas sind Kenntnisse bezüglich der eingesetzten Innovationen notwendig. Daher werden hierzu zunächst die technischen Details in den nächsten zwei Kapiteln erläutert.

Vor der Simulation wird eine geeignete Software ausgewählt. Weiterhin werden für die Simulation geltende Randbedingungen und Anforderungen dokumentiert. Auf Grundlage des aktuellen Anlagenschemas der Wärmeversorgung des TGA-Planungsbüros Pinck Ingenieure Consulting GmbH wird im Hauptteil die Erstellung des Anlagenschemas dokumentiert. Unterteilt wird dieses Kapitel, wie auch die darauffolgende Auswertung, zum Einen in die Wärmeversorgung und zum Anderen in die Stromversorgung.

Anschließend wird ein Vergleich zwischen der Planungsgrundlage und der Umsetzung in der Software vorgenommen. Es werden die Annahmen und Änderungen in der Software noch einmal zusammengefasst. Weiterhin werden Optimierungsmöglichkeiten der einzelnen Komponenten, wie beispielsweise der Solarthermieanlage, aufgezeigt.

Im Anhang ist die grundlegende Basis der Simulation, das Anlagenschema von Pinck Ingenieure, aufgezeigt. Im Vergleich hierzu ebenso das Anlagenschema aus der Simulationssoftware. Abschließend ist der, durch das Programm erstellte, ausführliche Bericht mit den Simulationsergebnissen angehängt.

2 Kategorien der Energiesparhäuser

Zunächst wird eine Übersicht der heute gängigen Begriffe für energieeffiziente Gebäude aufgezeigt. Im Allgemeinen werden diese Energiesparhäuser in Kategorien unterteilt, wie beispielsweise das heutzutage veraltete Niedrigenergiehaus, das Einliterhaus/ Dreiliterhaus, das Passivhaus, das Nullenergiehaus, das Plusenergiehaus und das KfW-Effizienzhaus. Diese Einteilungen haben eher beschreibenden Charakter und sind nicht rechtlich geschützt. Nachfolgend wird auf die Kategorie Passivhaus, Nullenergiehaus und Plusenergiehaus eingegangen.

2.1 Passivhaus

Mit dem Neubau des Wohngebäudes in Wilhelmsburg wird zunächst ein Passivhaus realisiert, welches eine Weiterentwicklung des Niedrigenergiehauses darstellt. Ein Passivhaus ist ein Gebäude, welches weitestgehend ohne ein aktives zusätzliches Heiz- bzw. Klimatisierungssystem eine behagliche Raumtemperatur im Sommer, wie auch im Winter erreicht. Realisiert wird dieses durch die Erwärmung der Zuluft des Lüftungssystems über die Raumabluft. Daher resultiert auch der Name, „passiv“ bezieht sich hierbei auf die Nutzung der Wärme durch die Sonneneinstrahlung (solare Gewinne) sowie auf die Nutzung der internen Gewinne. Der Baustandard des Passivhauses kann mit verschiedenen Bauweisen, -formen und -materialien erreicht werden. Gefordert wird eine Außenwanddämmstärke von 250 mm bis 400 mm mit U-Werten kleiner $0,15 \text{ W}/(\text{m}^2 \cdot \text{K})$ und eine Dreifach-Wärmeschutzverglasung mit U-Werten kleiner $0,80 \text{ W}/(\text{m}^2 \cdot \text{K})$ und g-Werten um 50 % (Verglasung einschließlich Fensterrahmen und Verstrebungen). Dabei sollten die Bauteile der Gebäudehülle möglichst wenig Kanten, Ecken, Anschlüsse und Durchdringungen aufweisen, um Wärmebrücken zu vermeiden [Pas12].

Des Weiteren sind ein Heizwärmebedarf von maximal $15 \text{ kWh}/(\text{m}^2 \cdot \text{a})$ oder eine Heizwärmelast von maximal $10 \text{ W}/\text{m}^2$ wichtige Bewertungskriterien. Der Heizwärmebedarf wird mit dem PHPP- Verfahren (Passivhaus Projektierungs-Paket) nach Dr. Wolfgang Feist berechnet. Bezugsgröße ist hierbei die Energiebezugsfläche EBF (tatsächliche beheizte Fläche), nicht die Gebäudenutzfläche A_N nach der Energieeinsparverordnung 2009 (EnEV). Umgerechnet benötigt das Passivhaus weniger als $1,5 \text{ l}/\text{m}^2$ Heizöl pro Jahr. Der spezifische Primärenergiebedarf im Wohnungsbau darf nicht mehr als $120 \text{ kWh}/(\text{m}^2 \cdot \text{a})$ betragen. Dieser beinhaltet den Bedarf der Heizung, der Warmwasserbereitung, der Lüftung, der Kühlung sowie den Haushaltsstrom und die Wohnungsbeleuchtung. Der Primärenergiebedarf nach EnEV enthält keinen Bedarf für Haushaltsstrom [Pas121].

Ebenso sollten die nachfolgend aufgezählten Grundsätze nach [Pas12] eingehalten werden:

- die Luftdichtheit des Gebäudes muss bei einem Unter-/ Überdruck von 50 Pa kleiner als $n_{50} = 0,6 \text{ h}^{-1}$ sein.

- Die Lüftungsanlage soll einen Gegenstromwärmeübertrager zur Erwärmung der Zuluft enthalten, dabei muss die Zulufttemperatur am Luftauslass mehr als 17 °C betragen. Hierbei müssen durch die Wärmerückgewinnung mindestens 91 % der Wärme aus der Abluft genutzt werden. Die Durchströmung des Luftstromes muss in allen Räumen gleichmäßig erfolgen.
- Nach Fertigstellung des Gebäudes ist die Nutzung von hocheffizienten Energiespargeräten im Haushalt und Energiesparlampen Pflicht.

Ferner gibt es noch weitere spezielle Werte, um die Hygiene- und Behaglichkeitskriterien einzuhalten. Diese sind auf der Internetseite des Passivhaus Instituts näher aufgeführt und erläutert. Werden alle Randbedingungen eingehalten, kann das Passivhaus zur Qualitätssicherung geprüft und zertifiziert werden.

Das Passivhaus weist Vorteile auf, wie beispielsweise eine Senkung der Kosten über die gesamte Lebensdauer des Gebäudes, Ressourcenschonung durch Verminderung der Nutzung fossiler Energieträger, Schallreduzierung durch die dickere Dämmung, Erhöhung der operativen Temperatur durch höhere Oberflächentemperaturen der Außenbauteile und hellere Räume durch große Fenster gegen Süden. Um dennoch den Heizwärmebedarf an kalten Tagen decken zu können, kann auch beispielsweise eine Wärmepumpe integriert werden.

2.2 Nullenergiehaus

Das Nullenergiehaus ist wiederum eine Weiterentwicklung des Passivhauses. Es werden die gleichen hohen Anforderungen an dieses energieeffiziente Gebäude gestellt, wie an das Passivhaus. Die zuzuführende Energie soll so gering wie möglich gehalten werden, dabei sind die Behaglichkeit und der Wohnkomfort nicht minder wichtig. Bei einem Nullenergiehaus wird der Energiebedarf primärenergetisch vollständig durch erneuerbare Energien kompensiert, beträgt somit aber nicht Null, wie der Name vermuten lässt. Es wird so viel elektrische Energie, beispielsweise durch eine Photovoltaikanlage oder über Windkraft erzeugt, wie benötigt wird, um den Bedarf vollständig zu decken. Mit der Einführung der Energieeinsparverordnung 2009 (EnEV) werden die erneuerbaren Energien in die Bilanz nicht nur wie bisher endenergetisch, sondern nun auch primärenergetisch angerechnet.

Um den geringen Heizwärmebedarf decken zu können, wird eine Heizung erforderlich. Hierbei kann eine Flächenheizung, in Form einer Fußbodenheizung, eingesetzt werden. Diese hat den Vorteil der niedrigeren Vorlauftemperaturen gegenüber einer statischen Heizung. Daher wäre für ein Nullenergiehaus der Begriff „Netto-Nullenergiegebäude“ zutreffender.

Um tatsächlich ein Nullenergiehaus zu realisieren, ist ein hoher technischer Aufwand nötig, da die benötigte Energie nur über erneuerbare Energien im oder am Haus erzeugt werden darf. Auch trotz sinkender Preise bezüglich Wärmedämmmaterialien und energieeffizienter Heizungssysteme ist das Nullenergiehaus derzeit noch nicht wirtschaftlich.

Damit ein Gebäude den Nullenergie-Status erhält, muss es neben dem Bedarf

von externer Energie auch zu anderen Zeiten die gleiche Menge an Energie wieder nach außen liefern, beispielsweise in Form von elektrischer Energie, welche am Haus aus erneuerbaren Energien gewonnen wird. Wenn diese dem Markt zur Verfügung steht, wird dabei weniger Strom aus konventionellen Energieträgern erzeugt. Somit sind die Kosten zur Schaffung des Nullenergiehauses zunächst höher. Aufgrund der steigenden Energiekosten amortisiert sich dieses Gebäude jedoch wieder.

2.3 Effizienzhaus Plus Standard

Das Effizienzhaus Plus Standard bezeichnet ein modernes, klimaneutrales Gebäude, welches ähnlich gebaut wird wie ein Nullenergiehaus. Unterschied hierbei ist jedoch, dass die Bilanz aus erzeugter und verbrauchter Energie nicht nur Null ergeben muss, sondern dass bei diesem Haus mehr Energie produziert wird als benötigt. Der Überschuss an Wärme und/oder elektrischer Energie kann in das öffentliche Netz eingespeist werden, um so dem Markt zur Verfügung zu stehen. Dieses Effizienzhaus Plus Standard wird auch allgemein als Plusenergiehaus bezeichnet. Dieser Begriff wird im Nachfolgenden weiter verwendet. In einem Plusenergiehaus wurde vor allem auf die Verringerung der Gebäudehüllen- und Lüftungsverluste geachtet. Ferner wurde durch die energieeffiziente Gewinnung von erneuerbaren Energien bzw. Umweltenergien die Primärenergiebilanz verbessert. Ein Plusenergiehaus erzeugt üblicherweise im Sommer circa 1,5-mal mehr elektrische Energie, als in einem Jahr verbraucht wird [Deu12].

Zwar existieren für die einzelnen Kategorien der energieeffizienten Gebäude keine rechtlich festgelegten Definitionen oder Normen, um jedoch eine Fördermöglichkeit zu erhalten, hat das Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung (BMVBS) bereits 2011 eine Förderrichtlinie herausgegeben. Die Richtlinie beinhaltet, welche Aspekte erfüllt sein müssen, um eine Zuwendung zu bekommen. Aufgrund der befristeten Gültigkeit bis Ende 2011 wurde diese Richtlinie am 21.02.2012 noch einmal erneuert [EhP12]. Hierzu muss ein planerischer Nachweis geführt werden und die notwendige MSR-Technik sollte dabei integriert werden. Weiterhin müssen die Messdaten dokumentiert und ausgewertet werden. Da mit der heutigen Entwicklung eine positive Energiebilanz noch nicht für jeden Zeitpunkt, also jeden Tag und jede Stunde, realisiert werden kann, wird bei der Bilanzierung eine Vereinfachung angenommen. Dieses betrifft die Betrachtung des Bilanzzeitraumes. Hierbei wird die Bilanz über einen Betriebszeitraum von einem Jahr aufgestellt. Innerhalb dieses Zeitraumes kann beispielsweise überschüssige Wärme zunächst gespeichert werden und später in das Netz eingespeist werden oder auch benötigte Wärme als Fern- bzw. Nahwärme bezogen werden. Wichtig ist nur, dass über ein Jahr gesehen ein negativer Primärenergiebedarf und ein negativer Endenergiebedarf vorliegen. Die Bedingungen der Energieeinsparverordnung 2009 (EnEV) bzw. der DIN V 18599 dürfen hierbei nicht vernachlässigt werden. In diese Bilanz werden auch die Anlagentechnik, die Hilfsenergien, die Warmwasserbereitung und der Haushaltsstrom mit einbezogen. Für die Wohnungsbeleuchtung und die

Haushaltsgeräte ist ein Wert von 20 kWh/(m²·a), maximal jedoch 2.500 kWh/a pro Wohneinheit, anzunehmen. Die Haushaltsgeräte müssen die höchsten Energieeffizienzlabels aufweisen, mindestens jedoch Label A⁺⁺. Neben der Bilanzierung über ein Jahr gesehen, ist auch ein Bilanzzeitraum über die Gesamtnutzungsdauer des Gebäudes oder über den Lebenszyklus denkbar [EhP12]. Die Bilanz beinhaltet auch die Aussage, dass die von einem Gebäude in das öffentliche Stromnetz rückgespeiste Energiemenge größer ist, als der Energiebezug vom Energieversorgungsunternehmen. Neben der DIN V 18599 darf bei einem Neubau das Gesetz zur Förderung Erneuerbarer Energien im Wärmebereich (EEWärmeG) nicht vernachlässigt werden.

Eine weitere Vereinfachung stellt die Bewertung der Endenergie durch den Primärenergiefaktor dar. Für jeden Energieträger existiert ein eigener Faktor nach [DIN07] Tabelle A.1. Diese Faktoren sind landesspezifisch und abhängig vom jeweiligen Strommix. Dieser wird mit dem Endenergiebedarf multipliziert. Die Primärenergiefaktoren beinhalten sämtliche Faktoren der Primärenergieerzeugung mit den einzelnen Prozessen, von der Förderung, Aufbereitung, Umwandlung, Transport bis zur Verteilung der Energieträger. Bei konventionellen Energieträgern sind diese größer eins und die Faktoren der erneuerbaren Energien kleiner eins bis hin zu Null, beispielsweise die der Photovoltaikanlage. Dieses liegt daran, dass die elektrische Energie in das Netz eingespeist werden kann. Die Bilanz umfasst neben den erneuerbaren Energien jedoch auch die konventionellen Energieträger. Durch einen größeren Anteil dieser Energien ergibt sich primärenergetisch eine geringere Einsparung. Dieser Effekt wird jedoch durch den besseren Primärenergiefaktor von erneuerbaren Energien kompensiert. Alternativ oder noch zusätzlich zum primärenergetischen Vergleich, können Kostenkennwerte oder äquivalente CO₂-Emissionen in die Bilanzierung mit einfließen. Die tatsächliche Energiebilanz, einschließlich aller Gewinne und Verluste, die auch das Nutzerverhalten der Bewohner einschließt, bestimmt letztlich, ob die Voraussetzungen erfüllt werden, damit es sich hierbei um ein Plusenergiehaus handelt.

Das Plusenergiehaus wird wohl letztlich noch lange existent sein und zur Umsetzung planerische (und kostentechnische) Herausforderungen an das Zusammenspiel der Architekten und TGA-Fachplaner stellen. Von einem „energieautarken“ Gebäude, welches keine (Heiz-) Energie von außen mehr benötigt und nur das Energieangebot am oder im Haus nutzt und diese Energie in haus-eigenen oder saisonalen Speichern speichert, ist die Entwicklung noch weit entfernt. Grob geschätzt erzeugt das energieautarke Gebäude circa 3,5-mal mehr elektrische Energie, als über ein Jahr gesehen verbraucht wird [Deu12].

Interessant wird die Planung eines solchen Plusenergiehauses durch die Hilfe bei der Finanzierung der Hamburgischen Wohnungsbaukreditanstalt (WK). Die Höhe der Förderung beträgt 240 € pro Wohnfläche, die durch die WK selbst ermittelt wird. Die Wohnfläche begrenzt sich jedoch auf 130 m² pro Wohneinheit, so dass maximal 31.200 € pro Wohneinheit gefördert werden [Ham11]. Neben der WK-Förderung gibt es noch weitere Förderungsmöglichkeiten eines solchen Energiesparhauses, beispielsweise die der Deutschen Energie-Agentur GmbH (dena) zur Förderung von Effizienzhaus Plus Gebäuden oder die

Förderung der Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW). Zur Förderung des Neubaus eines Energiesparhauses müssen je nach Fördergruppe unterschiedliche Randbedingungen und Voraussetzungen erfüllt werden.

Ziel einer solchen Förderung ist es, durch Untersuchungen Grundlagen für eine Weiterentwicklung und Markteinführung des Plusenergiehauses zu schaffen. Durch die Analyse sollen neue Erkenntnisse über die Nachhaltigkeit, Leistungsfähigkeit und Wirtschaftlichkeit erlangt werden.

Neben den zahlreichen Anforderungen zur Förderung eines solchen Projektes, muss die Hamburgische Klimaschutzverordnung (HmbKliSchVO) vom 11.12.2007 eingehalten werden. Hamburg ist damit das erste Bundesland, welches eine Verordnung für den Klimaschutz eingeführt hat. Inhalt hierbei sind energetische Anforderungen an den baulichen Wärmeschutz von Gebäuden und an die Energieeffizienz von Heizungsanlagen. Betroffen von dieser Verordnung sind alle Gebäude, die im Gebiet der Hansestadt Hamburg stehen und dem Geltungsbereich der Energieeinsparverordnung (EnEV) unterliegen [HaK07]. Für neu zu errichtende Wohngebäude beinhaltet diese Klimaschutzverordnung Anforderungen, die erfüllt werden müssen. Die Forderungen beziehen sich auf den Transmissionswärmeverlust, den Jahresprimärenergiebedarf sowie auf die Aufwandszahl der Wärmeerzeugung. Mit dieser Verordnung werden energetische Standards erreicht, die ca. 30 % unter den Forderungen der EnEV liegen.

Ursprünglich war die Umsetzung eines Plusenergiehauses geplant, um die Förderung der dena zu erhalten. Innerhalb der Planungsphase wurden diesbezüglich jedoch noch Änderungen vorgenommen. Aufgrund des schlechten Kosten/Nutzen-Verhältnisses und aufgrund von Platzmangel für die Solar Kollektoren, wie auch für die Wärmespeicher, wurde durch den Bauherren beschlossen, dass nur noch ein Gebäude nach Passivhaus-Standard geplant ist. Der Schritt zum Plusenergiehaus wurde somit nicht weiter verfolgt.

3 Das Projekt „Smart ist grün“

Das Mehrfamiliengebäude wird im Zuge der IBA (Internationalen Bauausstellung) errichtet und soll 2013 zur IGS (Internationale Gartenschau) fertiggestellt sein. Ziel bei der Planung dieses Mehrfamiliengebäudes ist, wie bereits genannt, die Erfüllung des Passivhaus-Standards. Hierbei bezieht sich das Bilanzierungsverfahren von Wohngebäuden nach der EnEV 2009 auf das Warmwasser, die Heizwärme, die Lüftungsanlage und die jeweiligen Hilfsenergiemengen. Ein bewertender Nachweis wird auf Grundlage einer dynamischen Anlagensimulation angefertigt. Infolgedessen werden zunächst die Planungsgrundlagen, bezogen auf die innovativen und energieeffizienten Maßnahmen dieses Mehrfamiliengebäudes in diesem Kapitel beschrieben. Anschließend wird ab Kapitel 4.1 näher auf die Anlagensimulation eingegangen, um abschließend in Kapitel 5 die Ergebnisse darzustellen und zu bewerten.

Nach Fertigstellung des Gebäudes wird mit Hilfe des Monitorings überprüft, ob die Anforderungen an das Passivhaus auch im bewohnten Zustand eingehalten werden. Hierzu muss die dem Gebäude zugeführte Energiemenge und die vom Gebäude rückgespeiste Energiemenge kontinuierlich über einen bestimmten Zeitraum erfasst werden. Die nötigen Messsensoren werden bereits parallel zur Bauausführung integriert und müssen daher schon in der Planungsphase berücksichtigt werden.

Der Name des Gebäudes spiegelt hierbei das Grundkonzept wieder. Energieeffiziente Maßnahmen werden eingesetzt, um so das Energiemanagement zu bestimmen. Das Gebäude wird insgesamt 14 Wohneinheiten, verteilt auf fünf Geschosse, umfassen. Die Sohlplatte wird aufgrund einer dort vorhandenen Gasdrainage auf Betonpfählen ruhen. Alle Gebäudeseiten erhalten raumhohe Fensterfronten, um so die solaren Gewinne zu optimieren sowie ein hohes Maß an Tageslichtnutzung zu ermöglichen. Es werden am gesamten Gebäude Fenster mit Dreifachisolierverglasung eingesetzt. An der Ostsüdost- sowie der Westnordwestseite wird ein außenliegender Sonnenschutz integriert. Die Südsüdwest- und die Nordnordostseite hingegen erhalten keinen Sonnenschutz. An Ostsüdost-, Südsüdwest- und Westnordwestseite werden einzelne begrünte Fassadenelemente integriert. Diese verhindern im Sommer zum Teil die direkte Sonneneinstrahlung durch die großen Verglasungsflächen, sorgen jedoch auch für eine gewisse Abgrenzung zur Außenwelt, trotz der Transparenz der Gebäudehülle. Auch soll hierdurch die CO₂- Bilanz des Gebäudes verbessert werden. Weiterhin werden an der Balkonbrüstung Photovoltaikmodule befestigt sowie auf dem Flachdach und der Attika eine Solarthermieanlage aufgestellt. Um die Wärme der Solarthermieanlage zu speichern, wird neben einem konventionellen Schichtenspeicher ein PCM-Wärmespeicher (Phase Change Material) verwendet. Ferner wird nicht nur durch einen Nahwärmeanschluss ein zeitweiser Wärmebezug gesichert. Bei einem Überschuss von Wärme, im Sommer, kann diese auch in das öffentliche Netz rückgespeist werden. Im Gebäude selbst wird eine energieeffiziente Lüftungsanlage integriert. Auf diese innovativen Anlagen bzw. Konzepte wird im nachfolgenden Kapitel näher eingegangen.

3.1 Innovationen des Mehrfamilienhauses

Um die Anforderungen an die Bilanz eines Passivhauses zu erfüllen, werden einige neue Innovationen erforderlich, die es ermöglichen, dass der geforderte Jahresprimärenergiebedarf gering bleibt. Hierzu werden erneuerbare Energien eingesetzt. Um den Wärmebedarf (Trinkwarmwasser- und Heizwärmebedarf) des Wohngebäudes zu decken, werden solarthermische Kollektoren integriert. Diese müssen aufgrund des Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz (EEWärmeG) eingesetzt werden, da bei Neubauten mit einer Nutzfläche größer 50 m², die beheizt oder gekühlt werden, mit erneuerbaren Energien ausgestattet werden müssen (siehe [EWG08] §4). Der Strombedarf wird durch eine Photovoltaikanlage gedeckt. Aufgrund des gleichzeitigen Einsatzes von Solarthermie und Photovoltaik am geplanten Mehrfamilienhaus, wurde schon 2010 eine Simulation bezüglich Hybridkollektoren durchgeführt [Hau10] und einer Simulation mit getrennten Anlagen gegenübergestellt. Bei diesem Vergleich galt jedoch noch die alte Planungsgrundlage, bei der ein Plusenergiehaus errichtet werden sollte. Hybridkollektoren sind eine Kombination aus Photovoltaikmodulen und solarthermischen Kollektoren. Im Gehäuse eines Hybridkollektors sind abwechselnd eine Photovoltaikzelle und ein selektiver Absorber angeordnet. Dieser wurde entwickelt, da die Stromerzeugung bei höheren Temperaturen an Effektivität verliert. Dieser Effektivitätsverlust ist in Abbildung 3.1 über der Wafertemperatur dargestellt. Als Wafer werden die dünnen Siliziumscheiben bezeichnet, die zu Solarzellen des Photovoltaikmoduls weiter verarbeitet werden. In dieser Abbildung wird deutlich, dass die Verluste der Photovoltaikmodule, je nach Art der Solarzelle, gegenüber den Hybridkollektoren bei 0,33 % bis 0,50 % liegen. Die Leistungssteigerung wird besonders ab einer Wafertemperatur von ca. 70 °C deutlich. Mittels aktiver Kühlung des solarthermischen Anteils soll eine Leistungssteigerung erzielt werden [Sol12]. Durch die Solarthermie zwischen den Photovoltaikzellen wird die am Kollektor anfallende Wärme besser abtransportiert. Dadurch soll die Effizienz von Photovoltaikanlagen gesteigert werden.

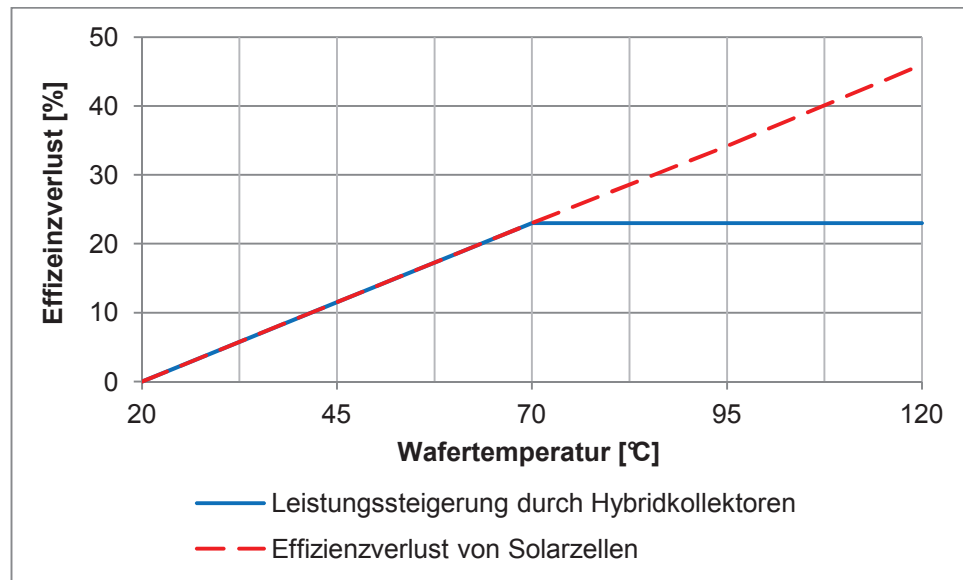


Abbildung 3.1: Effizienzverlust Solarzellen in Abhängigkeit der Wafertemperatur

Bei der Anlagensimulation wurde der Anteil der Deckungsrate an Wärme beider Systeme (Hybridkollektoren und getrennte Solarthermie- und Photovoltaikanlagen) dem Bedarf gegenübergestellt. Bei der Auswertung wird nur der Wärmebedarf näher betrachtet, da dieser wesentlich höher ist, als der Strombedarf und somit wesentlich entscheidender. Des Weiteren ist es schwieriger diesen Bedarf zu decken. Hierbei wurde zum Einen untersucht, ob der Bedarf mit den Systemen gedeckt werden kann und zum Anderen, welche der beiden Systeme effizienter ist.

Als Ergebnis wurde ermittelt, dass Hybridkollektoren nur 37 % des Trinkwarmwasserbedarfs und 16 % des Heizwärmebedarfs decken können. Durch einen Nahwärmeanschluss des Gebäudes und die gleichzeitige Einspeisung, bezogen auf den Wärmebedarf, wurde eine Deckung von 41 % simuliert. Wird jedoch die zweite Möglichkeit, die Trennung von Solarthermie und Photovoltaik, betrachtet, ergibt sich bei der Deckung des Trinkwarmwasserbedarfs ein Wert von 58 % und ein Deckung des Heizwärmebedarfs von 26 %. Das ergibt insgesamt eine Deckung des Wärmebedarfs von 80 %. Aus diesem Ergebnis wird der Vorteil eines getrennten Systems deutlich sichtbar. Der entscheidende Nachteil bei den Hybridkollektoren liegt bei den hohen Wärmeverlusten sowie bei der kleinen Aperturfläche im Vergleich zur gesamten Bruttofläche der Kollektoren. Wird der Rest-Wärmebedarf des Gebäudes generell durch Bezug von Nahwärme gedeckt, liegt dieser Nahwärmebedarf bei den Hybridkollektoren um circa 24 % höher. Bei der überschüssigen Wärmemenge liegt ein weiterer Nachteil. Hier wird circa 66 % weniger Wärme in das öffentliche Netz gespeist. Aus den genannten Vorteilen wird sich für die Integration eines getrennten Systems aus Solarthermie und Photovoltaik entschieden [Hau10].

In den nachfolgenden Kapiteln 3.2- 3.6 werden die eingesetzten Innovationen und Spezifikationen des Mehrfamilienhauses aufgezeigt. Hierzu zählen neben der Solarthermie, der Photovoltaik und dem PCM-Wärmespeicher auch die

Einspeisung von Nahwärme, vor allem jedoch auch die Rückspeisung überschüssiger Wärme und die energieeffiziente Lüftungsanlage.

3.2 Solarthermie

Zum Grundprinzip der Energieeffizienzplanung des Gebäudes zählt die optimierte Erzeugung von Warmwasser zur Deckung des Warmwasserbedarfs und des Heizwärmebedarfs. Die Gewinnung des Warmwassers wird mit einer Solarthermieanlage von 52 Kollektoren umgesetzt.

Im Nachfolgenden wird noch zunächst einmal auf die theoretische Funktion von solarthermischen Kollektoren eingegangen. Im Allgemeinen sind solarthermische Kollektoren Energiewandler, die die frei zur Verfügung stehende Sonnenenergie nutzen, indem die Sonnenstrahlung in thermische Energie umgewandelt wird. Die über den Kollektor gewonnene Wärme wird über den Kollektorkreislauf abtransportiert und so dem angebundenen System zur Verfügung gestellt. Nach [Jac06] werden in Mitteleuropa vor allem Techniken benötigt, die die Diffusstrahlung mit einbeziehen. Daher können nur Kollektoren ohne oder mit einer geringen Konzentration verwendet werden. Der Diffusanteil der globalen Einstrahlung beträgt für Europa im Jahresdurchschnitt 40 % bis 60 %.

Die am häufigsten angewendete Grundbauart von solarthermischen Kollektoren besteht im einfachsten Fall aus einer Absorbermatte mit einem entsprechenden Rohrleitungssystem für das Wärmeträgermedium. Diese Kollektorart wird überwiegend bei der Beheizung von Schwimmbädern bzw. Freibädern verwendet. Werden höhere Temperaturen benötigt, so können Flachkollektoren verwendet werden. Grundbauteile von Flachkollektoren sind die transparente Abdeckung, der Absorber und das Gehäuse mit der Wärmedämmung. Die dritte Kollektorart sind die Vakuumröhrenkollektoren. Hierbei wird in Glasröhren ein Hochvakuum hergestellt. Bei dieser Bauart wird zwischen Kollektoren mit Wärmerohr (engl.: heat pipes) und direkt durchströmten Kollektoren unterschieden (siehe Abbildung 3.2) [Qua11]. In einem direkt durchströmten Vakuumröhrenkollektor gibt es nur einen Fluidkreislauf. Das Wärmeträgerfluid durchströmt in einem u-förmig verlegten Rohr bzw. in einem coaxialen Doppelrohr den Kollektor und erwärmt sich dort. Hierbei wird pro Vakuumröhre ein U-Rohr bzw. ein Doppelrohr, welches an einem flachen Absorberblech befestigt ist, verwendet. Der gesamte Kollektor besteht aus mehreren in Reihe geschalteten direkt durchströmten u-förmigen Rohren bzw. parallel geschalteten coaxialen Doppelrohren innerhalb der Glas-Vakuumröhre.

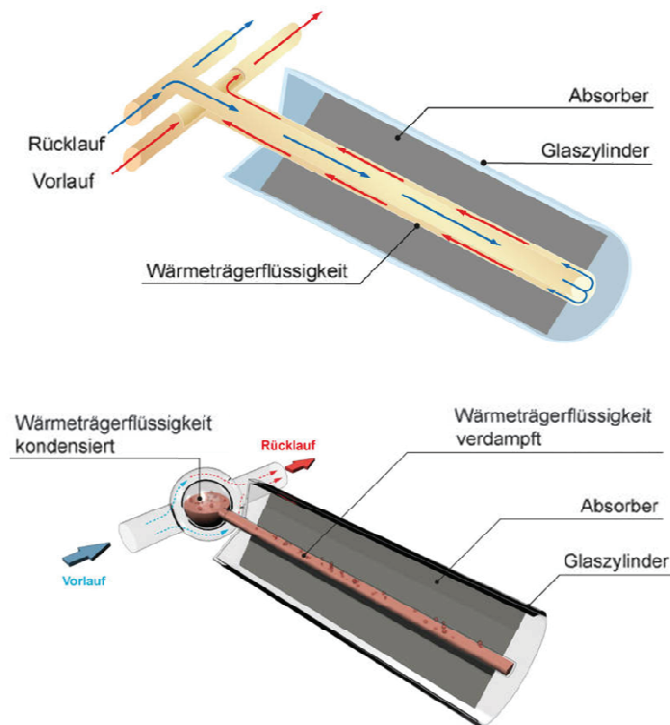


Abbildung 3.2: Direkt Durchströmte Vakuumröhre (oben) und Vakuumröhre mit Wärmerohr (unten) [Ins12]

Neben diesen VRK werden auch VRK mit CPC-Technik (CPC= Compound Parabolic Concentrator) verwendet (siehe Abbildung 3.3). Dieser ist ebenso pro Vakuumröhre mit einem U-Rohr bzw. einem Doppelrohr ausgestattet. Es werden zwei Glasröhren ineinandergeschoben, in deren Zwischenraum ein Vakuum erzeugt wird. Damit das Vakuum vorhanden bleibt, werden die Röhren miteinander verschmolzen. Hierbei umgibt die kreisrunde Absorberfläche die innere Glasröhre auf der Außenoberfläche im Vakuum. Über ein kreisrundes Wärmeleitblech wird die Wärme an das daran befestigte U-Rohr abgegeben. Bei diesen VRK sind unterhalb der Vakuumröhren parabolisch gekrümmte Spiegel eingebaut. Die Spiegel reflektieren die direkten und diffusen Sonnenstrahlen gezielt auf die jeweiligen Röhren. Es wird hiermit vor allem die Ausbeute von schräg einfallenden Lichtstrahlen erhöht [Del09]. Diese Ausführung wird auch als CPC-Kollektor bezeichnet. Der allgemein übliche Begriff hierfür ist der „Sydney-Kollektor“, benannt nach dem Erfinder.

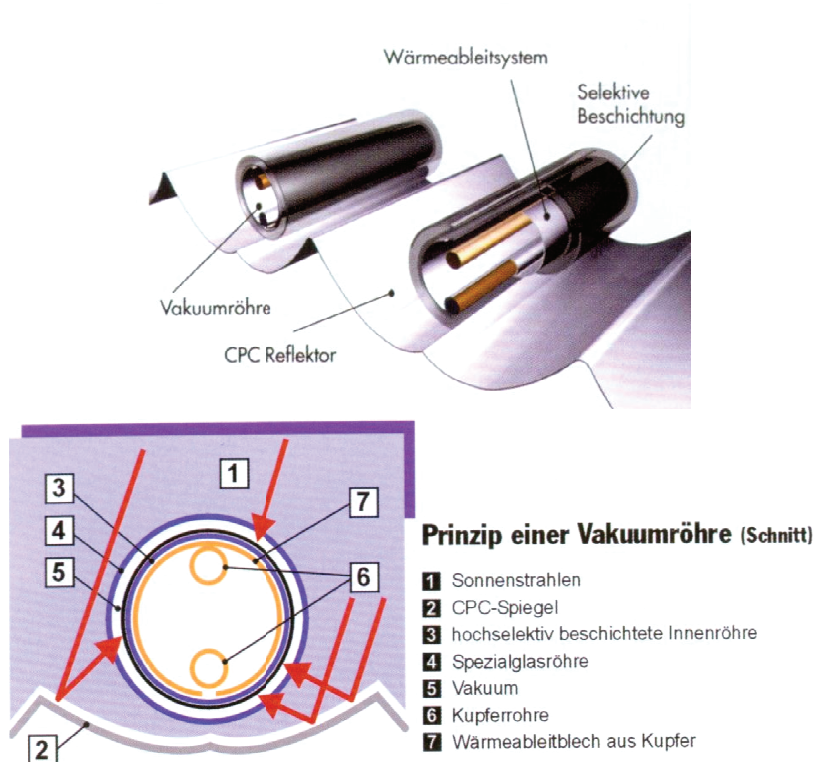


Abbildung 3.3: Prinzip des direkt durchströmten Vakuumröhrenkollektors mit CPC-Reflektor [Obe08]

Bei dem geplanten Gebäude werden zwei verschiedene Arten von solarthermischen Kollektoren verwendet. Das Hauptfeld befindet sich auf dem Flachdach. Hierbei werden 36 Vakuumröhrenkollektoren (VRK) SKR12.1R CPC eingesetzt. Die Bezeichnung SKR ist hierbei eine Abkürzung für Solarkollektorröhre und die Zahl steht für die Anzahl der Vakuumröhren. Somit beinhaltet dieses VRK-Modul zwölf einzelne Vakuumröhren mit keramisch beschichtetem CPC-Spiegel. Die Aperturfläche von 2,57 m² unterscheidet sich nur unwesentlich von der Bruttofläche mit 2,86 m². Die Absorberfläche entspricht der Aperturfläche. Bei Temperaturen von 301 °C tritt hier Stagnation auf [Bos12]. Da die Vakuumröhrenkollektoren aufgrund der Optik auf dem Dach nicht sichtbar sein sollen, werden diese mit einer geringen Neigung von 15° nach Südsüdwesten aufgeständert. Dieses hat energetisch gesehen lediglich den Vorteil, dass die gegenseitige Verschattung minimiert wird, da die Kollektoren in drei Reihen hintereinander aufgestellt werden. Verringert wird dadurch jedoch der Ertrag gegenüber Kollektoren mit einem Neigungswinkel von beispielsweise 30° [Pin121].

Die restlichen 16 solarthermischen Kollektoren befinden sich an der Attika. Zwölf Kollektoren auf der nach Süden, vier Kollektoren auf der nach Südsüdwesten ausgerichteten Gebäudeseite. Weiterhin befindet sich ein Dummy-Kollektor an der Westnordwestseite und zwei weitere an der Attika der Ostsüdostseite. Diese Dummy-Module haben keine Funktion und dienen nur zur optischen Anpassung. Es werden Buderus Vakuumröhrenkollektoren SKR21.1

verwendet. Ein Kollektormodul setzt sich aus 21 Vakuumröhren zusammen. Bei einer Bruttofläche von 2,32 m² beträgt die Aperturfläche nur 1,33 m² und die Absorberfläche 1,09 m². Die Stagnationstemperatur beträgt hier 220 °C [Bos121]. Die Kollektoren werden mit einem Neigungswinkel von 90° montiert und sind überwiegend im Frühjahr und im Herbst nützlich, um so die Sonnenstrahlen der tiefer stehenden Sonne zu absorbieren [Pin121]. Im Sommer werden diese Vakuumröhrenkollektoren vor allem die diffuse Strahlung aufnehmen. Die Kollektoren an der Attika bewirken jedoch, dass das Hauptfeld auf dem Dach in ausreichendem Abstand montiert werden sollte, um so nicht verschattet zu werden.

Die CPC-Technik wird, wie zuvor erwähnt auch bei den SKR12.1R CPC, verwendet, welche auf dem Dach montiert werden. Da die Sonnenstrahlen am Spiegel reflektiert werden, können höhere Temperaturen erreicht werden. Dieses hat zur Folge, dass die Stagnationsanfälligkeit geringer ist. Unterschied vom SKR21.1 zum SKR12.1R CPC ist lediglich der verwendete CPC-Spiegel. Der Aufbau der zwei Glasröhren mit der Absorberfläche im Vakuum, einschließlich des u-förmigen Sekundärrohres, ist bei beiden Kollektorarten gleich.

Beim Vergleich beider Buderus VRK, bezüglich der Stagnationstemperatur, wird der Vorteil des CPC-Kollektors noch einmal deutlich. Der VRK mit CPC-Spiegel kann Fluidtemperaturen bis max. 301 °C fördern, der VRK ohne Spiegel nur Temperaturen des Fluids von max. 220 °C. Ein weiterer Vorteil ist, dass CPC-Kollektoren nur eine geringe Wärmedämmung auf der Rückseite benötigen.

Durch die Verschmelzung der beiden Glasröhren mit dem Vakuumzwischenraum kann ein leichter Austausch dieser Röhren ermöglicht werden, ohne den Kollektorkreislauf zu unterbrechen und zu entleeren. Dieses ist erforderlich, wenn eine oder mehrere Röhren undicht werden und kein Vakuum mehr vorhanden ist.

Nachfolgend wird noch auf die Wirkungsgradgleichung von solarthermischen Kollektoren eingegangen. Anhand der Gleichung (3.1) lässt sich die Wirkungsgradkurve darstellen. Der Wirkungsgrad gibt an, welcher Anteil der Globalstrahlung G , die auf das Absorberblech trifft, in Nutzwärmeleistung umgewandelt werden kann. Hierbei ist der Verlustkoeffizient a_1 der lineare Anteil der Wirkungsgradkurve und der Verlustkoeffizient a_2 die Konstante des quadratischen Teils. Da der Verlustleitwert in der Praxis eine Funktion der Temperatur mit einem quadratischen Term ist, resultiert der Faktor a_2 daraus. Der Konversionsfaktor η_0 , oder auch optischer Wirkungsgrad genannt, ist der maximal nutzbare Anteil der solaren Einstrahlung. Dieser Faktor ist von der Transmission und Absorption der Abdeckung und des Absorbers des Kollektors abhängig. Der Konversionsfaktor und die Verlustkoeffizienten a_1 und a_2 beschreiben somit die optische und thermische Leistung eines Kollektors [Del09].

$$\eta = \eta_0 - a_1 \cdot \frac{\Delta T}{G} - a_2 \cdot \frac{\Delta T^2}{G} \quad (3.1)$$

In Abbildung 3.4 sind beispielhaft Wirkungsgradkurven eines marktüblichen

Flachkollektors und eines Vakuumröhrenkollektors dargestellt. Aufgetragen werden die Kurven über die Temperaturdifferenz von Fluid zur Umgebung. Die Globalstrahlung wurde mit 800 W/m^2 angenommen. Wird der Wirkungsgrad der solarthermischen Kollektoren über dem Temperaturbereich der Kollektorvarianten betrachtet, wird deutlich, dass bei Temperaturen über $70 \text{ }^\circ\text{C}$ Flachkollektoren einen schlechten Wirkungsgrad aufweisen. Ein Temperaturbereich über $100 \text{ }^\circ\text{C}$ kann kaum bedient werden. Vakuumröhrenkollektoren sind aufgrund der geringeren Wärmeverluste durch das Vakuum für Temperaturbereiche bis $140 \text{ }^\circ\text{C}$ geeignet und zeichnen sich durch einen höheren Wirkungsgrad aus. VRK ermöglichen neben der Warmwassernutzung auch eine effektive Heizungsunterstützung in Übergangszeiten zwischen Sommer und Winter. Hohe Kosten durch eine kleinteilige Anordnung und eine aufwendige Verrohrung sind jedoch immer noch Nachteile der VRK.

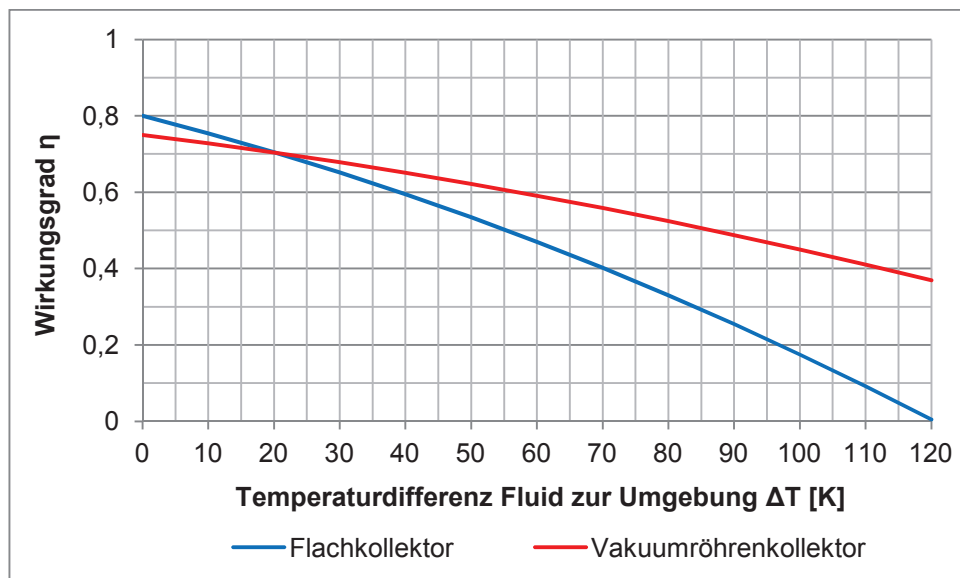


Abbildung 3.4: Vergleich Wirkungsgradkurven Flachkollektor und Vakuumröhrenkollektor

Die in Abbildung 3.4 gezeigten Wirkungsgradkurven gelten jedoch nur für eine senkrecht auf die Absorberfläche auftreffende Sonneneinstrahlung. Aufgrund dieses seltenen Betriebszustandes in der Praxis, muss zusätzlich ein Winkelkorrekturfaktor ermittelt werden. Dieser gibt bei Abweichung der senkrechten Einstrahlung die prozentuale Abweichung des Wirkungsgrades an [Qua11].

In der nachfolgenden Tabelle 3.1 sind abschließend für beide Vakuumröhrenkollektortypen von Buderus die spezifischen Daten aufgeführt.

Tabelle 3.1: Technische Daten Vakuumröhrenkollektoren [Bos12]

Parameter	SKR12.1R CPC	SKR21.1	Einheit
Konversionsfaktor η_0	64,4	74,5	%
effektiver Wärmedurchgangskoeffizient a_1	0,749	2,007	W/(m ² ·K)
effektiver Wärmedurchgangskoeffizient a_2	0,005	0,005	W/(m ² ·K)
Wärmekapazität	9,18	19,45	kJ/(m ² ·K)
Nennvolumenstrom	92	54	l/h
Kollektormindestenertrag	>525	>525	kWh/(m ² ·a)

3.3 Photovoltaik

Zur Deckung des Strombedarfs, einschließlich des Hilfsenergiebedarfes, des Mehrfamilienhauses wird eine Photovoltaikanlage benötigt. Auf dem heutigen Markt gibt es unterschiedliche Photovoltaikzellen, die auf verschiedenen Technologien beruhen. Um die verschiedenen Zelltechnologien untereinander vergleichen zu können, werden Messungen bei unrealistischen Standardtestbedingungen durchgeführt. Diese STC (Standard Test Conditions) werden ganzjährig Indoor durchgeführt und beinhalten eine Umgebungs- bzw. Zelltemperatur von 25 °C bei einer Lichtquellenstärke von 1.000 W/m² und einem Einstrahlungswinkel von 90°. Durch ein spezielles Licht soll 1,5 AM (Air Mass Faktor) simuliert werden. Dieser ist jedoch nur bei einem relativ hohen Sonnenstand erreichbar. Aus dem Verhältnis von gemessener Leistung (Nutzen) zu eingebrachter Strahlung (Aufwand) bestimmt sich der Wirkungsgrad, den ein Hersteller angeben muss. Die durchschnittlichen Jahreswirkungsgrade sind jedoch deutlich niedriger, als die unter diesen Bedingungen gemessene Spitzenleistung. Daher werden die benötigten Parameter oftmals schon bei Normalbetriebsbedingungen ermittelt. Bei den NOTC (Normal Test Conditions) wird die reale Zelltemperatur gemessen. Dieses erfolgt bei einer Bestrahlungsstärke von 800 W/m², einer Umgebungstemperatur von 20 °C, einem Air Mass Faktor von 1,5 AM und einer Windgeschwindigkeit von 1 m/s. Meist liegt die gemessene Zelltemperatur bei circa 45 °C [Qua 11].

Photovoltaikzellen werden nach der Schichtdicke unterschieden. Es gibt Dünn- und sog. Dickschichtzellen. Die Schichtdicke der Dünnschichtzellen ist circa 100-mal dünner. Heutzutage verfügbare Dickschichten sind die monokristallinen und die polykristallinen Siliziumzellen. Bei polykristallinen Zellen sind die Siliziumkristalle unterschiedlich ausgerichtet. Zwischen diesen Bereichen unterschiedlicher Ausrichtung entstehen Korngrenzen. Bei monokristallinen Zellen liegen diese Korngrenzen nicht mehr vor, so dass die internen Verluste in der Zelle geringer sind. Zu den Dünnschichtzellen zählen amorphe Siliziumzellen (extrem unregelmäßige Struktur), Zellen aus Kupfer-Indium-Diselenid (CIS) sowie Zellen aus Cadmiumtellurid (CdTe). Nachfolgend, in Tabelle 3.2, werden die Zell- und die Modulwirkungsgrade der genannten Dick- und Dünnschicht-

zellen aufgeführt.

Tabelle 3.2: Wirkungsgrade ausgewählter Zelltechnologien [Mer11]

Zelltechnologie	$\eta_{\text{Zelle Labor}} [\%]$	$\eta_{\text{Modul}} [\%]$
monokristallines Silizium	25,0	20,0
polykristallines Silizium	20,4	17,0
amorphes Silizium	10,1	7,0
Kupfer-Indium-Diselenid (CIS)	19,4	13,0
Cadmiumtellurid (CdTe)	16,7	11,0

Mit zunehmender Gebäudehöhe liegt vor allem in der Fassadenfläche ein großes Potential. Auch aufgrund der bereits belegten Dachfläche durch die Solarthermieanlage und durch Komponenten der Lüftungsanlage wird die Balkonbrüstungsfläche genutzt, um elektrische Energie zu produzieren. Die Stromproduktion hat aufgrund des Verhältnisses vom Strombedarf gegenüber dem Warmwasser- und Wärmebedarf eine niedrigere Priorität. Daher wurde zunächst die Flachdachfläche für die Solarthermie genutzt. Auf die Energiebedarfswerte des Wohngebäudes wird in Kapitel 4.2 näher eingegangen.

Die Photovoltaikmodule werden mit einem Neigungswinkel von 90° ab dem 1. bis zum 4. OG am Balkongeländer der Südsüdwestseite integriert. Sind die Module absturzsicher, können diese direkt als Balkonbrüstung verwendet werden, es bedarf kein Geländer zur Befestigung. Die Balkonbrüstungen weisen im 1. und im 3. OG sowie im 2. und 4. OG die gleichen Abmessungen auf. Bei der ungeraden Geschossanzahl beträgt eine Brüstungsfläche $5,2 \text{ m} \cdot 0,94 \text{ m}$. Es sind insgesamt drei Brüstungen pro Geschoss mit dieser Fläche vorhanden. Bei der geraden Geschossanzahl sind zwei Brüstungsflächen pro Geschoss mit der eben genannten Flächenabmessung vorhanden. Außerdem eine weitere Brüstungsfläche pro Geschoss, die geteilt werden muss, da circa $1/3$ der Fläche mit einem anderen Winkel verläuft. Die eine Brüstungshälfte hat eine Fläche von $3,5 \text{ m} \cdot 0,94 \text{ m}$ und die zweite Brüstungshälfte eine Fläche von $1,7 \text{ m} \cdot 0,94 \text{ m}$ [Pin12].

Weiterhin sollen noch Module im 1. und 3. OG an der umlaufenden Balkonbrüstung der Ostsüdost- und Westnordwestseite montiert werden. Diese dienen jedoch nicht der Stromproduktion, sondern sind lediglich sog. Dummy-Module, damit die Balkonbrüstung aus gestalterischen Gründen rundlaufend gleich aussieht. Aufgrund des Verhältnisses von Brüstungsbreite zur Höhe werden die Module quer montiert [Pin12].

Durch die Montage an der äußersten Gebäudehülle wird eine Verschattung durch eigene Gebäudeüberstände bzw. -vorsprünge vermieden. Lediglich durch benachbarte Gebäude, Bäume und dem Sonnenstand können Verschattungen auftreten.

Zum Zeitpunkt der Simulation der Stromversorgung des Gebäudes steht noch kein Modulhersteller fest bzw. wurde aufgrund der Insolvenz-Anmeldung und der darauffolgenden Kündigung aller Mitarbeiter verworfen. Daher steht weder

fest welche Leistungsdaten die Module aufweisen, noch welche Modulgrößen verwendet werden. Lediglich die Vorgabe zur Verwendung von Dünnschichtmodulen ist vorhanden. Um für die Simulation einen ersten Ansatzpunkt zu haben, wird der Hersteller Würth Solar GmbH & Co. KG gewählt. Dieser Hersteller war neben dem Hersteller, der Insolvenz angemeldet hat, schon einmal in der näheren Auswahl, wurde aber nicht ausgewählt, da die Abmessungen der Module nicht ideal an die Balkonbrüstungen passen. Bei diesem Aspekt lag der bisherige Hersteller durch die Flexibilität der Module im Vorteil.

Im Nachfolgenden wird noch auf den theoretischen Wirkungsgrad der Photovoltaikzellen eingegangen. Dieser wird nach Gleichung (3.2) berechnet [Mer11]. Neben der maximalen Leistung P_{MPP} und der Bestrahlungsstärke G ist noch die Solarzellenfläche A für die Berechnung des Wirkungsgrads entscheidend. Das Produkt aus $G \cdot A$ ist auch die auf die Zelle eingestrahlte optische Leistung.

$$\eta = \frac{P_{MPP}}{G \cdot A} \quad (3.2)$$

Die maximale Leistung einer Solarzelle in dieser Gleichung ergibt sich jeweils bei einer bestimmten Spannung. Hierbei wird in Abbildung 3.5 sichtbar, dass die Leistung bis zu einem bestimmten Punkt ansteigt und danach wieder geringer wird. Dieses ist der Punkt der maximalen Leistung (MPP= Maximum Power Point). Berechnet wird die maximale Leistung aus dem Produkt der maximalen Stromstärke I_{MPP} und dem maximalen Spannungswert U_{MPP} . Das Produkt spiegelt gleichzeitig die in Abbildung 3.5 dargestellte Fläche wieder, die in diesem Fall maximal wird [Qua11].

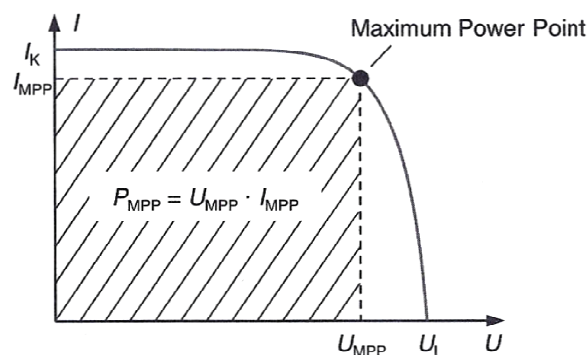


Abbildung 3.5: Kennlinie einer Solarzelle [Mer11]

Bei unterschiedlicher Bestrahlungsstärke ist die Stromstärke dominierend gegenüber der Spannung, so dass die maximale Leistung annähernd proportional zur Bestrahlungsstärke ansteigt. Dieses ist in Abbildung 3.6 dargestellt. Die Kennlinien in dieser Abbildung entsprechen denen eines typischen Solarmoduls bei einer Zelltemperatur von 25 °C.

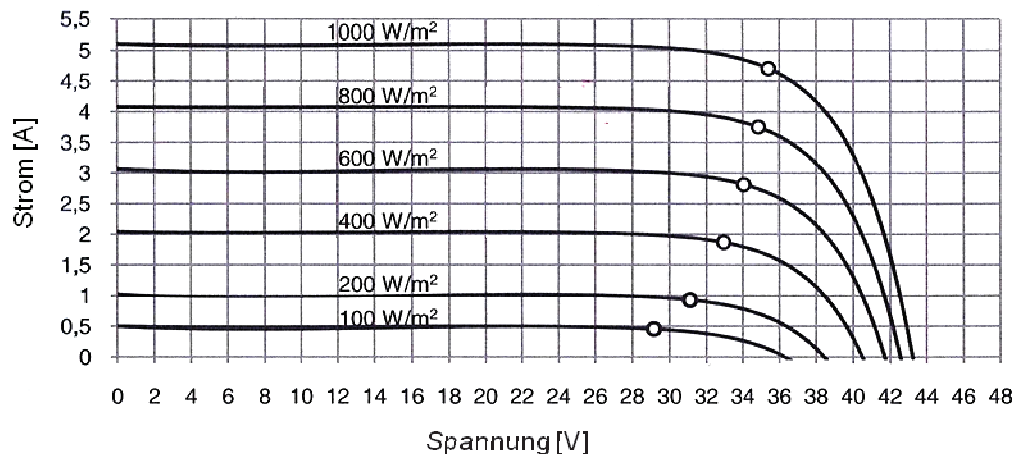


Abbildung 3.6: Kennlinie eines Solarmoduls bei unterschiedlicher Bestrahlungsstärke [Mer11]

Weiterhin gibt es den Füllfaktor FF. Dieser ist ein Maß für die Qualität einer Zelle. Der Faktor beschreibt das Verhältnis aus maximaler Leistung und dem Produkt aus Kurzschlussstrom I_K und Leerlaufspannung U_L (siehe Gleichung (3.3)). Somit gibt der Füllfaktor FF an, wie groß die Fläche unter dem maximalen Arbeitspunkt ($I_{MPP} \cdot U_{MPP}$) gegenüber der Fläche $I_K \cdot U_L$ ist. Typische Werte vom Faktor FF für kristalline Siliziumzellen liegen zwischen 0,75 und 0,85, für Dünnschichtzellen zwischen 0,6 bis 0,75 [Mer11].

$$FF = \frac{U_{MPP} \cdot I_{MPP}}{U_L \cdot I_K} = \frac{P_{MPP}}{U_L \cdot I_K} \quad (3.3)$$

Um einen optimalen Stromertrag zu erzielen, sollten Verschattungen, vorkommende Defekte, Verschmutzungen und die Degradation der Module vermieden werden. Neben der Leistung der Photovoltaikmodule sind jedoch auch das Umfeld, die Orientierung und der Neigungswinkel entscheidend. Der Neigungswinkel ist dabei vom Breitengrad abhängig. Je weiter die Anlage vom Äquator entfernt aufgestellt wird, umso größer wird dieser Winkel. In unseren Breiten beträgt dieser Winkel, bei einer nach Süden ausgerichteten Fläche, 35°. Nur geringe Ertragsverluste zu diesem optimalen Einstellpunkt bieten jedoch die Ausrichtung leicht nach Osten bzw. Westen sowie ein Neigungswinkelbereich von 20° bis 45°. Liegt die Ausrichtung und der Neigungswinkel auch außerhalb dieses Bereichs, in dem der diffuse Lichtanteil durch Reflexion und Streuung wesentlich größer ist, so müssen andere Lösungen gefunden werden. Beispielsweise durch die Verwendung von Dünnschichtmodulen, welche oftmals gutes Schwach- und Streulichtverhalten aufweisen [BVA12].

Weiterhin muss die Erwärmung der Photovoltaikmodule beachtet werden. Auch hierbei ist die Zelltechnologie entscheidend. Siliziumzellen weisen Leistungsverluste von circa 0,5 %/K auf. Dünnschichtmodule etwa nur die Hälfte. Bezogen wird die Temperaturerhöhung auf die Temperatur bei der Leistungsmessung unter STC, somit auf 25 °C. Um Temperaturen bis 55 °C zu vermeiden, wird eine Hinterlüftung der Module notwendig [Qua11]. Da bei dem geplanten

Mehrfamiliengebäude eine Integration in der Balkonbrüstung geplant ist, sind die Leistungsverluste durch die Temperaturerhöhung eher untergeordnet. Dennoch wird bei der Planung eine Hinterlüftung berücksichtigt, um eine übermäßige Temperaturerhöhung der Module auszuschließen. Dieses ist nötig, da sich die Module an der Balkonbrüstung befinden und somit in Reichweite vor allem von Kindern.

Vorteil der Dünnschichtzellen ist der deutlich geringere Materialverbrauch und die daraus resultierenden geringeren Herstellungskosten. Nachteil bei Dünnschichtmodulen ist der geringere Wirkungsgrad, daher wird eine größere Modulfläche zur Erzeugung der gleichen Leistung benötigt. Neben den Wirkungsgraden und den einzelnen Einflüssen auf die Module, ist auch das Zusammenspiel der kompletten Anlage wichtig. Hierbei ist u.a. auch die korrekte Verwendung des Wechselrichters wichtig.

Nach der theoretischen Einleitung, mit den technischen Details, wird in Kapitel 4.2 auf die spezifischen Daten der Photovoltaikanlage näher eingegangen.

3.4 PCM-Wärmespeicher

Eine weitere Innovation innerhalb dieses Projektes ist der geplante PCM-Wärmespeicher (Phase Change Material). Dieser Latentwärmespeicher dient der Bereitstellung der Wärme der Solarthermieanlage für das Heizungssystem. In den Wohnungen des Mehrfamiliengebäudes wird eine Fußbodenheizung eingebaut. Aufgrund dieses niedrigen Temperaturniveaus der Flächenheizung gegenüber einer statischen Heizung, ist eine effizientere Alternative zum Wasserspeicher gefordert. Auch erfordert der geringe zur Verfügung stehende Platz im Technikraum den Einsatz dieses Speichers. Durch die gesamte Peripherie von Solarthermieanlage, Photovoltaikanlage, Nahwärmenetzhausanschluss sowie dem Trinkwasserspeicher, ist eine effektive Raumnutzung nötig. Daraus ergibt sich der Einsatz von PCM, welches bei geringer Masse und kleinen Temperaturdifferenzen vergleichsweise große Temperaturen speichern kann. Ein weiterer Aspekt ist der zeitliche Unterschied zwischen Angebot und Nachfrage der Wärmeenergie für die Wärmeversorgung des Gebäudes. Oft stimmen bei der Nutzung von regenerativen Energiequellen diese Zeiten nicht überein.

Heutzutage werden die Phasenwechselmaterialien hauptsächlich in Klimaanlagen bzw. in Baustoffen (im Putz an der Wand oder in Decken) verwendet. Dort sollen diese für ein behagliches Raumklima sorgen und solare sowie überschüssige interne Wärmegewinne zunächst speichern, um die Wärme später bei Bedarf wieder abzugeben.

Latentwärmespeicher zählen allgemein neben den oftmals verwendeten konventionellen sensiblen Speichern (Wasserspeicher) zu den thermischen Energiespeichern.

Durch den bisher anderen Anwendungsbereich, gibt es auf dem heutigen Markt noch keinen serienreifen praxistauglichen PCM-Wärmespeicher. Seit dem März 2010 gibt es einen Richtlinienausschuss, der sich mit der Erarbeitung einer VDI-Richtlinie (VDI 2164) beschäftigt. Diese Richtlinie läuft unter dem Namen

„Latentspeichersysteme in der Gebäudetechnik“ und soll grundsätzliche Planungs- und Ausführungshilfen geben. Hierbei sind nicht nur Eisspeicher im Fokus, sondern auch Latentwärmespeicher auf der Basis von Paraffinen und Salzen in Baustoffen sowie in der technischen Gebäudeausrüstung.

Eine weitere Herausforderung stellt sich in dem geforderten PCM. Nach Vorgabe der IBA muss als Material Salzhydrat eingesetzt werden, kein anderes PCM, welches sich auf dem Markt schon etabliert hat. Für die Anfertigung des Wärmespeichers liefert der Hersteller Dörken GmbH & Co. KG das Salzhydrat in Form von Boards. Dieses ist mit einem HDPE (Polyethylen mit hoher Dichte) ummantelt (siehe Abbildung 3.7). Diese Platten werden in einem Metallbehälter montiert, welcher drucklos betrieben wird.



Abbildung 3.7: Salzhydrat-Board mit HDPE ummantelt [Dör11]

Aus der zur Verfügung stehenden Grundfläche im Technikraum von 2,5 m · 0,85 m ergibt sich ein rechteckiger Metallspeicher mit einer Länge von 2500 mm, einer Breite von 850 mm sowie einer Höhe von 1800 mm als Außenmaße. Abzüglich einer Wandstärke, inkl. Dämmschicht von 80 mm an jeder Seite, errechnet sich ein Innenvolumen von 2,65 m³. Insgesamt werden 174 PCM-Boards in drei Reihen eingesetzt. Eine Platte hat eine Außengrundfläche von 610 mm · 610 mm sowie eine Höhe von 19 mm. Diese werden mit einem Abstand von 6 mm liegend im Speicher eingebracht. Aufgrund dieser quadratischen Grundfläche der Boards wurde sich für einen rechteckigen Behälter statt für einen zylinderförmigen, wie vorher beschrieben, entschieden. Es werden in der Behälterdecke drei Inspektionsöffnungen von 700 mm · 700 mm u.a. zur Einbringung der PCM-Boards vorgesehen [Pin121]. Das Innenvolumen des Speichers, abzüglich dem Volumen der PCM-Platten, wird mit Wasser befüllt.

Allgemein gibt es neben den Salzhydraten noch die in Abbildung 3.8 dargestellten Wechselmaterialien im Schmelztemperaturbereich von -100 °C bis 900 °C. Im benötigten Temperaturbereich von ca. 25 °C bis 70 °C bilden sich drei bis vier verschiedene Kategorien ab, die nach Temperaturbereich und Anwendungsfall unterschieden werden. Bei allen Materialien wird der Phasenübergang aus dem festen in den flüssigen Aggregatzustand, die Schmelzenthalpie bzw. die Kristallisationsenthalpie, genutzt. Auch Wasser kann als PCM verwendet werden, jedoch im Bereich um 0 °C. Es ist ersichtlich, dass der Anwendungs-

bereich von Wasser als PCM sehr gering ist. Von den möglichen Kategorien würden sich am besten Paraffine (Temperaturbereich von -50 °C bis 130 °C) und Salzhydrate (Temperaturbereich von 5 °C bis 130 °C) für den PCM-Wärmespeicher eignen.

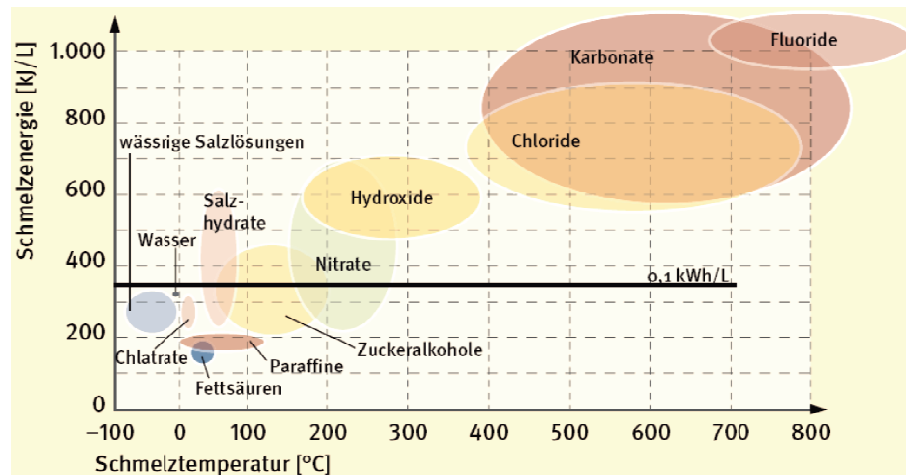


Abbildung 3.8: Volumenbezogene Schmelzenergie über der Schmelztemperatur von Materialklassen [Fra10]

Dieser Effekt beim Phasenübergang wird auch in anderen Bereichen genutzt, wie beispielsweise in Wärmerohren von Vakuumröhrenkollektoren. Hierbei basiert das Grundprinzip der Wärmeübertragung, bzw. zunächst Speicherung der Wärme, jedoch auf dem Phasenwechsel zwischen Verdampfung und Kondensation. Die Nutzleistung ist hier von der Verdampfungsenthalpie abhängig. Daraus folgt, dass beim Phasenwechsel zwischen allen drei Aggregatzuständen ein solches Phänomen genutzt wird. Dieser Effekt wird auch Freisetzung bzw. Speicherung von latenter Wärme genannt und tritt in Verbindung mit sensibler Wärme auf. Die bekannte sensible Wärme, ist die Energie, die für eine Temperaturänderung erforderlich ist. Die latente Wärme hingegen, ist die Energie, die zur Änderung des Aggregatzustands benötigt wird. Wird Wärme in einem bestimmten Temperaturbereich bei Verwendung eines PCM gespeichert, deren Phasenwechsel in diesem Bereich liegt, so ergibt sich der in Abbildung 3.9 dargestellte Temperaturverlauf am Beispiel von Wasser zu PCM. Hierbei steigt die Temperatur nicht kontinuierlich an, sondern bleibt für einige Zeit konstant. Das konstante Temperaturniveau entspricht dem Phasenwechsel. Es kann aus physikalischen Gründen keine exakte Temperatur für den realen Phasenwechsel angegeben werden, da bei realen PCM die Umwandlung immer in einem Temperaturbereich stattfindet. Hierbei hängt die Größe des Bereichs neben dem Material auch von der Be- und Entladegeschwindigkeit ab. Beim verwendeten Salzhydrat im PCM-Wärmespeicher ist dieses der Schmelzbereich bzw. der Kristallisationsbereich, bei dem die latente Wärme entsteht.

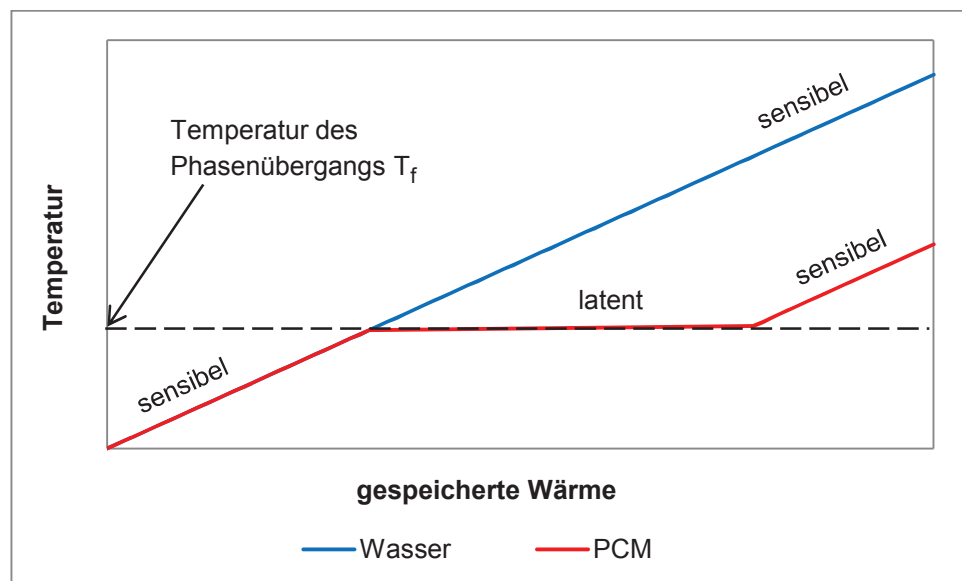


Abbildung 3.9: Temperaturverlauf über der gespeicherten Wärmemenge bei sensibler und latenter Wärmespeicherung

Ableitend aus Abbildung 3.9 werden nachfolgend die Gleichungen aufgezeigt, mit der ein Latentwärmespeicher gegenüber einem reinen Wasserspeicher (sensibler Speicher) berechnet wird.

Anhand von Gleichung (3.4) wird die Wärmekapazität eines konventionellen, sensiblen Speichers berechnet. Hierbei wird das Produkt aus Masse und mittlerer spezifischer Wärmekapazität vom Wasser mit der geforderten Temperaturänderung des Wassers multipliziert.

$$Q = m \cdot c_p \cdot (T_{\max} - T_{\min}) \quad (3.4)$$

Oftmals ist das Volumen entscheidender als die Masse. Daher ergibt sich Gleichung (3.5). Hierbei wird die Wärmemenge nicht mit der spezifischen Wärmekapazität c_p , sondern mit der volumetrischen Wärmekapazität c_p' berechnet.

$$Q = V \cdot c_p' \cdot (T_{\max} - T_{\min}) \quad (3.5)$$

Die Wärmemenge für Latentwärmespeicher lässt sich in drei Terme für das PCM und einen Term für Wasser im Speicher aufteilen (siehe Gleichung (3.6)) [Rub12]. Dieses wird auch anhand Abbildung 3.9 deutlich. Der erste Term beinhaltet die Wärmemenge bis zum Phasenwechsel, der Zweite berechnet sich aus der Umwandlungsenthalpie und der dritte Term aus der Wärmemenge nach dem Phasenwechsel bei weiterer Temperaturzufuhr. In dieser Gleichung entspricht die allgemeine Umwandlungsenthalpie Δh_f der Schmelzenthalpie von Salzhydrat.

Befindet sich neben dem PCM kein Wasser im Wärmespeicher, so ist der letzte Term von Gleichung (3.6) gleich Null. Die spezifische Wärmekapazität $c_{p,1}$ entspricht der Kapazität vom PCM im festen Zustand bis zum Phasenwechsel, $c_{p,2}$

somit der Kapazität des PCM im flüssigen Zustand. Dieses gilt ebenso für die Temperaturdifferenz ΔT . Im ersten Term ist dieses die Temperaturänderung bis zum Phasenwechsel ($T_f - T_{\min}$) und in Term drei die Temperaturdifferenz nach dem Phasenwechsel ($T_{\max} - T_f$).

$$Q = m_{\text{PCM}} \cdot [c_{p,1} \cdot \Delta T + \Delta h_f + c_{p,2} \cdot \Delta T] + m_{\text{Wasser}} \cdot c_p \cdot (T_{\max} - T_{\min}) \quad (3.6)$$

Aus eben genannten Gleichungen geht hervor, welche Zustandsgrößen für die Berechnung der Wärmemenge im Speicher entscheidend sind. Dabei ist zu beachten, dass jedes PCM Vor- und auch Nachteile aufweist, die aufgrund der Forschungslücken zum Teil noch nicht definitiv nachgewiesen sind. Da als Material das anorganische Salzhydrat verwendet wird, welches im Gegensatz zum organischen Paraffin mehr Nachteile aufweist, wird nachfolgend auf dessen Vor- und Nachteile gegenüber anderen Materialien eingegangen. Nachteil ist hierbei, dass Salzhydrat eine Phasentrennung aufgrund des Dichteunterschieds aufweisen könnte. Nach [Bau11] ist Salzhydrat nur bei einer Schmelztemperatur von 22 °C bis 29 °C zyklenstabil. Daraus folgt, dass das Material mit höherer Schmelztemperatur nach einigen Be- und Entladezyklen die Schmelz- bzw. Erstarrungstemperatur sowie die Wärmespeicherkapazität ändern kann. Weiterhin ist die Erstarrungstemperatur niedriger als die Schmelztemperatur, d.h. es liegt eine Unterkühlung vor. Diese kann mit Keimbildnern verringert werden, welche allerdings nicht besonders temperaturstabil sind. Außerdem ändert sich die Dichte und somit auch das Volumen beim Phasenwechsel. In welchem Umfang diese geschieht ist allerdings noch nicht bei jedem Material bekannt. Jedoch liegt beim Phasenwechsel vom flüssigen in den gasförmigen Aggregatzustand eine größere Volumenänderung vor. Ferner ist Salzhydrat korrosiv, in Verbindung mit der Ummantelung von HDPE beim PCM von Dörken aber unbedenklich [Str11].

Vorteil des Salzhydrates liegt gegenüber den Paraffinen bei der Nichtbrennbarkeit und den geringen Kosten, da diese ohne großen Aufwand aus natürlichen Substanzen hergestellt werden können. Auch ist Salzhydrat toxikologisch unbedenklich. Paraffine sind chemisch reaktionsträge, welches nicht immer ein Vorteil ist. Die Schmelzenthalpie von Salzhydrat unterscheidet sich nicht wesentlich von dieser Enthalpie bei Paraffinen. Dennoch besitzen die Salze eine wesentlich höhere Dichte im festen, wie auch im flüssigen Aggregatzustand. Somit liegt die volumenbezogene Schmelzenthalpie hierbei höher, wie schon aus Abbildung 3.8 ersichtlich wird [Meh01]. Trotz der nicht zu vernachlässigenden Nachteile des Salzhydrates, entschied sich die IBA für die Verwendung dieses Materials. Ein möglicher Grund könnte die höhere volumenbezogene Schmelzenthalpie sein.

Das Salzhydrat ist, wie die anderen PCM, durch die chemische Zusammensetzung für unterschiedliche Schmelztemperaturen herstellbar. Jedoch aufgrund der Forschungs- und Marktentwicklung nur für ein paar bestimmte Temperaturen. Reines Salzhydrat ist für diesen Fall auf dem Markt nicht erhältlich, daher wird ein Phasenwechselmaterial auf Basis von Salzhydrat verwendet – ein großer Anteil ist somit Salzhydrat. Die Salzhydrat-Boards von Dörken sind zum jetzigen Zeitpunkt für eine Schmelztemperatur von circa 24 °C, circa 34 °C und

für circa 58 °C erhältlich. Aufgrund des Temperaturbereichs der Fußbodenheizung und der höheren Wärmespeicherefähigkeit des Wassers neben dem PCM im Speicher, wird sich für das Material mit der höchsten Schmelztemperatur entschieden. Es soll bei Verfügbarkeit von Wasser mit höheren Temperaturen von der Solarthermieanlage auch dieses höhere Temperaturniveau genutzt werden. In nachfolgender Tabelle 3.3 sind die wichtigsten, bekannten technischen Daten der PCM-Boards, die unter dem Namen DELTA[®]-Cool 58 laufen, aufgeführt.

Tabelle 3.3: Technische Daten DELTA[®]-Cool 58 [Dör11]

Parameter	Aggregatzustand	Wert	Einheit
Schmelzbereich		58-61	°C
Erstarrungspunkt		56	°C
spezifische Schmelzenergie		~ 140	kJ/kg
Dichte	fest	1,3	kg/l
spezifische Wärmekapazität	fest	3,0	kJ/(kg·K)
	flüssig	4,0	kJ/(kg·K)
Wärmeleitfähigkeit	fest	~ 1,0	W/(m·K)
	flüssig	~ 0,5	W/(m·K)
max. Temperatur		75-80	°C
Füllmasse PCM je Board		2,34	kg
Wärmeenergie im Temperaturbereich 30-70 °C		~ 72,2	Wh/kg

3.5 Einspeisung von Energie

3.5.1 Nahwärmenetzeinspeisung

Im Zuge der IBA entstehen in Wilhelmsburg mehrere Wohn- und Nichtwohngebäude. Diese Neubauten werden optional mit Bestandsbauten zu einem virtuellen Kraftwerk zusammengeschlossen. Aufgrund der unterschiedlichen Gebäude am Netz mit unterschiedlicher Nutzung und so auch mit verschiedenen Spitzenlastzeiten, soll die Energieversorgung optimal gedeckt werden. Die Grundversorgung dieses gesamten Netzes übernimmt ein Blockheizkraftwerk (BHKW), welches mit Biomethan betrieben wird. Projektträger dieses Energieverbundes ist die Hamburg Energie GmbH. Weitere Einspeisungen in das Nahwärmenetz wird durch überschüssige Wärmeenergie der angeschlossenen Gebäude übernommen. Diese Wärme wird durch erneuerbare Energien erzeugt. So stellen Gebäude, die überschüssige Wärme einspeisen, weitere kleine Kraftwerke dar. Diese Aufgabe übernimmt auch das „Smart ist grün“-Gebäude. Hierzu wird jedoch eine Angabe bezüglich der eingespeisten Energiemenge von Hamburg Energie gefordert. Diese muss daher durch die Anlagensimulation theoretisch ermittelt werden. Die simulierten Daten dienen somit als

Grundlage zur vertraglichen Ausarbeitung. Jedoch ist die eingespeiste Energiemenge auch begrenzt, um so ein Abschalten bzw. Herunterfahren des BHKW zu vermeiden [IBA11]. Mit der eingespeisten Wärme des „Smart ist grün“-Gebäudes können andere, am Nahwärmenetz angebundene, Gebäude versorgt werden. Im Sommer kann aber auch ein Schwimmbad mitversorgt werden, welches ebenso am Netz angebunden ist. Das BHKW soll Wärme für die Warmwasser- und Heizwärmeversorgung produzieren, welches mit einem Primärenergiefaktor von 0,3 erfolgt. Der Anteil der Wärme aus erneuerbaren Energien beträgt mehr als 50 % [Wet11].

Das geplante Mehrfamiliengebäude wird mit einer Solarthermieanlage, welche in Kapitel 3.2 bereits näher erläutert wurde, ausgestattet, um so zunächst selbst Wärmeenergie zu produzieren. Diese Wärmeproduktion ist notwendig, um den Passivhaus-Standard zu gewährleisten.

Um bei Bedarf eine Entnahme von Energie aus dem Nahwärmenetz von Hamburg Energie und auch eine dezentrale Einspeisung zu gewährleisten, ist ein intelligenter Anschluss notwendig. Vor allem die Einspeisung von überschüssiger Wärme in das öffentliche Netz ist noch nicht Stand der heutigen Technik. Hierfür ist eine aufwendige Regelungstechnik und Hydraulik erforderlich. Die Umsetzung erfordert eine Zusammenarbeit des Planungsbüros mit dem Energieversorger. Die Einspeisetemperatur wird von Hamburg Energie und deren Nahwärmenetz vorgegeben, damit mit einer zu niedrigen Wassertemperatur das Wasser im Netz nicht abgekühlt wird. Auf die geforderten Temperaturen der Einspeisung sowie auch auf die Entnahmetemperaturen wird in Kapitel 4.2 näher eingegangen.

Nachfolgend in Abbildung 3.10 ist ein Schema der Nahwärmeübergabestation mit Anschluss an die Hauszentrale dargestellt. Vor der Übergabestation im Gebäude wird ein zusätzlicher Anschluss an den eigentlichen Rücklauf bei der Wärmeentnahme aus dem Nahwärmenetz vorgesehen. Dieser Anschluss dient bei der Einspeisung von überschüssiger Wärme des Wohngebäudes als Vorlauf. Somit wird die Wärmeenergie in den Vorlauf des Netzes von Hamburg Energie eingespeist. Der Druck der Einspeisepumpe im Gebäude muss jedoch nur größer sein, als der Wasserdruck von der Verteilnetzleitung bis zum Hausanschluss. Folglich wird bei der Einspeisung nur das Hausanschlussnetz umgekehrt. Erreicht das, durch die Solarthermieanlage, erwärmte Wasser das Verteilnetz von Hamburg Energie, von dem sich zu jedem Gebäude eine Hausanschlussleitung abzweigt, wird dieses in den Vorlauf der Verteilung eingespeist.

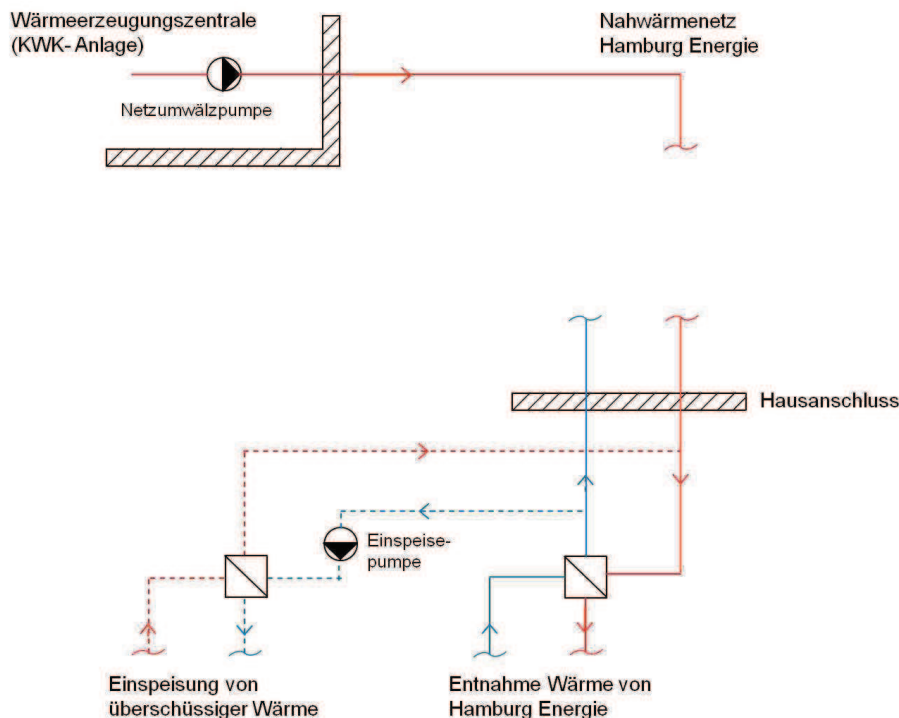


Abbildung 3.10: Schema Nahwärmeversorgung mit Einspeisung überschüssiger Wärmeenergie

Des Weiteren wird darauf hingewiesen, dass der Begriff einspeisen von Hamburg Energie verwendet wird und das Einspeisen in ihr eigenes Netz beschreibt. Wird im Simulationsprogramm der Begriff einspeisen verwendet, ist jedoch die Einspeisung in das Netz, welches betrachtet wird, gemeint. Somit das Netz im Gebäude, von der Energieerzeugung über die Speicher bis zu den Verbrauchern. Ist die Energiemenge gemeint, die als überschüssige Wärme an das öffentliche Netz geliefert wird, wird der Begriff Rückspeisung verwendet.

3.5.2 Einspeisung elektrischer Energie

Weiterhin wird neben überschüssiger Wärme elektrische Energie eingespeist. Zunächst wird die gewonnene elektrische Energie bei Bedarf zur Eigennutzung verwendet, erst dann wird die überschüssige Energie in das öffentliche Netz von Vattenfall Europe AG eingespeist und steht anderen Nutzern zur Verfügung. Zur Speicherung des Mehrertrags der Photovoltaikanlage müsste ein weiterer Energiespeicher vorgesehen werden. Aufgrund des geringen Platzes im Technikraum, ist hier die Aufstellung einer weiteren Speichereinheit nicht mehr möglich. Ferner wurde im Laufe der Planung das ursprünglich geforderte Energieeffizienzhaus Plus Standard auf ein Passivhaus minimiert, so dass sich eine andere Bilanz ergibt.

3.6 Lüftungsanlage

Um die Anforderungen eines Passivhauses zu erfüllen, wird für die Wohnungs-

lüftung eine Lüftungsanlage erforderlich. Diese soll kontrolliert für eine gute Raumluftqualität sorgen, gleichzeitig jedoch die Lüftungswärmeverluste minimieren. Bei Passivhäusern mit einer Fensterlüftung sind die Lüftungsverluste nahezu gleich, bei den gleichen Wohngebäuden mit einer Lüftungsanlage sinkt der Anteil der Lüftungsverluste [Fei07].

Es werden grundsätzlich zwei Anlagentypen unterschieden. Zum Einen sind dies reine Abluftanlagen und zum Anderen Lüftungsanlagen zur Be- und Entlüftung mit Wärmerückgewinnung. Bei der letzteren Lösung wird die Abluft durch einen Wärmeübertrager geführt, bevor diese an die Umgebung abgegeben wird. Im Wärmeübertrager wird die Zuluft vorgewärmt. Dieses spart noch zusätzlich Heizwärme ein. Liegt die Heizlast noch unter 10 W/m² Wohnfläche, könnte der erforderliche Restheizwärmebedarf über die vorgewärmte Zuluft gedeckt werden [Fei01]. Neben der Energieeinsparung hat die Lüftungsanlage jedoch noch den Nutzen, dass durch eine kontinuierliche Lüftung auch während der Abwesenheit Bauschäden durch eine hohe Luftfeuchtigkeit in der Wohnung vermieden werden können.

Die Lüftungsanlage weist bei der Anlagensimulation nur eine untergeordnete Rolle auf, da diese nicht berücksichtigt wird. Es wird eine Simulation der Wärme- und Stromversorgung vorgenommen, keine gesamte Gebäudesimulation, die alle Wärmegewinne und -verluste berücksichtigt. Die Anlage beeinflusst jedoch die Energiebilanz des Mehrfamiliengebäudes positiv, wie nachfolgend noch näher erläutert wird. Aufgrund dessen wird die Lüftungsanlage bei der Auflistung der energieeffizienten Maßnahmen des Gebäudes nicht vernachlässigt.

Im Gesamten müssen Wohngebäude nach Passivhaus-Standard hohe Anforderungen erfüllen, welches die Energieeffizienz (Kennzeichnung E), die Raumluftqualität (Kennzeichnung H für Hygiene) und den Schallschutz nach DIN 1946-6 betrifft. Daher wird eine Lüftungsanlage für Zu- und Abluft mit Wärmerückgewinnung integriert. Um das Zertifikat des Passivhaus Instituts zu erhalten, muss der Wärmebereitstellungsgrad mindestens 80 % betragen. Der Mindestluftwechsel ergibt sich aus dem Frischluftbedarf von 30 m³ pro Stunde und pro Person.

Um den Wärmebereitstellungsgrad des Passivhauses zu erfüllen, wird eine Lüftungsanlage der Firma Paul Wärmerückgewinnung GmbH eingebaut. Der Hersteller garantiert eine minimale Zulufttemperatur von 16,5 °C bei einer Außentemperatur von ca. -10 °C. Der effektive, trockene Wärmebereitstellungsgrad $\eta_{WRG,t,eff}$ wird am Laborprüfstand nach Gleichung (3.7) ermittelt. Hierbei sind Massenströme bei Außentemperaturen von -15 °C bis 10 °C sowie eine trockene Abluft von 21 °C erforderlich.

$$\eta_{WRG,t,eff} = \frac{(\vartheta_{Ab} - \vartheta_{Fo}) + \frac{P_{el}}{\dot{m} \cdot c_p}}{(\vartheta_{Ab} - \vartheta_{Au})} \quad (3.7)$$

Das Lüftungsgerät ergab bei der Untersuchung mit einem Volumenstrom von 135 m³/h einen Wärmebereitstellungsgrad von 91 %. Diesen hohen Wert

erreicht heutzutage lediglich dieser Hersteller. Tritt im Kanalwärmeübertrager im Gegenstromprinzip Kondensation auf, sind die Wärmebereitstellungsgrade noch höher. Dieses wurde bei der Untersuchung jedoch bewusst nicht berücksichtigt [Pas11].

Nach der Zertifizierung des Passivhauses darf ein maximaler Strombedarf von $0,40 \text{ Wh/m}^2$, bei Anlagen mit einem Volumenstrom kleiner $600 \text{ m}^3/\text{h}$, sowie $0,50 \text{ Wh/m}^3$, bei Anlagen größer $600 \text{ m}^3/\text{h}$, nicht überschritten werden. Bei dem Betriebszustand Nennlüftung ($135 \text{ m}^3/\text{h}$) wurde eine spezifische elektrische Leistungsaufnahme aller eingebauten Komponenten von $0,31 \text{ Wh/m}^3$ gemessen [Pas11].

Der Grenzwert von 35 db(A) des Schalldruckpegels wird bei dem Lüftungsgerät von Paul Wärmerückgewinnung GmbH überschritten. Somit ist die Aufstellung in einem separaten Technikraum mit ausreichender Schallisolierung zu den Wohnräumen zu gewährleisten bzw. ein Schalldämpfer im Wohnraum mit einzubauen [Pas11].

Die Raumlufthygiene wird mit einem Außenluftfilter mindestens F7 (Pollenfilter) und mit einem Abluftfilter mindestens G4 erfüllt [Pas11].

Um die Raumlufthqualität und den Wärmebereitstellungsgrad zu optimieren, wird bei dieser Lüftungsanlage ein Enthalpie-Wärmeübertrager verwendet. Dieser ermöglicht während der kalten Jahreszeit eine Feuchterückgewinnung aus der Abluft. Der mit Stahlblech ummantelte Kunststoff-Wärmeübertrager ist mit einer Polymembran ausgestattet. Hierbei kondensiert der Dampf aus der feuchten Abluft an der kühleren Oberfläche der Membran. Da die Membran einen hohen Salzgehalt aufweist, wird das Wasser absorbiert und wandert durch das Konzentrationsgefälle der Feuchtigkeit durch die Membran. Dabei können Mikroorganismen nicht in das Material eindringen. Der größte Teil des Salzes ist an das Membranmaterial chemisch gebunden und wird so nicht im Wasser aufgelöst. Auf der Kaltluftseite verdampft das Wasser wieder an der Membranoberfläche und wird so von der kalten, trockenen Außenluft aufgenommen. Es wird somit bei Enthalpie-Wärmeübertragern nicht nur die sensible Energie, sondern auch die Verdampfungsenthalpie, die latente Energie, des Wassers genutzt. Das Temperaturverhältnis und somit die sensible Energie ist zwar niedriger, im Gesamten ergibt sich jedoch eine effizientere Energiebilanz, wie der Tabelle 3.4 zu entnehmen ist. Die Daten wurden bei einem Volumenstrom von $150 \text{ m}^3/\text{h}$ sowie einer Abluft von 22 °C bei 40% relativer Luftfeuchte und einer Außenluft von 0 °C bei 75% relativer Luftfeuchte aufgenommen.

Tabelle 3.4: Wirkungsgrad von Enthalpie-Wärmeübertrager und Standardwärmeübertrager [Fre07]

	Wirkungsgrad Enthalpie-Wärmeübertrager [%]	Wirkungsgrad Standard-Wärmeübertrager [%]
sensibel	86	95
latent	63	0
gesamt	127	95

Die Lüftungsanlage lässt sich nach vier Lüftungsstufen regeln. Vom Feuchteschutz über die reduzierte Lüftung und die Nennlüftung zur Intensivlüftung.

Von allen Verbrauchern im Mehrfamiliengebäude ist die Lüftungsanlage das Gerät, welches am Meisten elektrische Energie benötigt. Dennoch handelt es sich um keine komplette Klimaanlage, die auch die Heizung und Kühlung sowie Be- und Entfeuchtung übernimmt. Neben den Wohnungsbereichen des Mehrfamiliengebäudes werden auch Nebenflächen, wie Treppenhaus, Flure sowie der Technikbereich und der Fahrradabstellraum, raumlufttechnisch versorgt.

Aus den zuvor genannten Innovationen des geplanten Mehrfamiliengebäudes ergibt sich der Bedarf einer Simulation. Es wird das gesamte Anlagenkonzept im Verhalten zueinander sowie der Einfluss untereinander simuliert, nicht nur das Verhalten der Einzelkomponenten. Hierzu wird zunächst die am Markt befindliche Software für eine solche Anlagensimulation analysiert, um für dieses Vorhaben die Bestmögliche zu finden.

4 Software für Anlagensimulationen

Bei der Recherche von dynamischen Simulationsprogrammen sollte zuvor der Einsatzzweck fest stehen. Jede Software weist einen spezialisierten Aspekt bzw. Schwerpunkt auf, den es etwas ausführlicher aufgreift. Nachfolgend wird genauer auf den Einsatzzweck und auf die am Markt verfügbare Simulationssoftware mit Vor- und Nachteilen eingegangen.

Für Einsteiger im ausgewählten Programm sind besonders eine klare Nutzerführung sowie gute Informationen zur Programmbedienung hilfreich.

Da es sich bei dem Mehrfamilienhaus um kein bestehendes Gebäude handelt, dessen Energieverbrauch sowie der Ertrag von Solarthermie- und Photovoltaikanlage bekannt sind, wird mit dem Simulationsprogramm der Anlagenaufbau zur Wärmeversorgung simuliert. Hierbei sind neben dem berechneten Ertrag und Bedarf auch der Nahwärmebezug und die Nahwärmerückspeisung wichtige Komponenten, die mit dem Programm darstellbar sein sollen. Ferner wird durch die Ertragssimulation der Photovoltaikanlage die Anlagensimulation abgerundet. Die Umsetzung dieser Anforderung innerhalb der gewählten Software war besonders bei den älteren Planungsgrundlagen, die Planung eines Energieeffizienzhaus Plus Standard, wichtig. Mit der Simulation sollte überprüft werden, ob die Anlage im Gesamten diesen Standard erfüllt. Mit dem Passivhaus ist der Funktionsumfang jedoch nicht minder wichtig.

Zurzeit gibt es vier Programme, die eine dynamische Anlagensimulation ermöglichen. Dieses sind die Programme *T*Sol* und *PV*Sol* der Dr. Valentin Energie-Software GmbH, *GetSolar* der Hottgenroth Software GmbH & Co.KG (ETU), *TRNSYS* der Transsolar Energietechnik GmbH sowie *Polysun* der Solar Campus GmbH.

Bei *T*Sol* und *PV*Sol* gibt es grundsätzliche Einschränkungen, wie beispielsweise die eingeschränkte Nutzung der Schemenbibliothek. Es können die vorgegeben Anlagenschemen nicht verändert oder ergänzt werden. Auch die umfangreichste Version von *T*Sol* weist nur einen eingeschränkten Funktionsumfang auf. Innerhalb des Standardumfangs dieses Programms kann weder ein Nahwärmeanschluss zur Nahwärmeinspeisung noch zur Nahwärmerückspeisung simuliert werden. Dieses kann beispielsweise nur mit einigen Einschränkungen über die Komponente „Schwimmbad“ zur Aufnahme der überschüssigen Wärme bzw. über einen Heizkessel zur Produktion von Wärme erfolgen. Über den Standardumfang hinaus kann jedoch noch ein zusätzliches Modul erworben werden, welches zur Auslegung solar unterstützter Nahwärmesysteme dient. Weiterhin ist die zeitgleiche Simulation von zwei Solarthermiefeldern nötig, zum Einen das Feld an der Attika mit einem Neigungswinkel von 90° und zum Anderen das Feld auf dem Flachdach mit einem Winkel von nur 15°. Dieses ist in *T*Sol* ebenfalls nicht möglich. Ferner ist die Simulation der Solarthermie- und Photovoltaikanlage nicht in einem Programm möglich. Es müssen daher gleich zwei Programme gekauft werden. Die Kosten des umfangreichsten *T*Sol Expert 4.5 set* (inkl. der Zusatzmodule) belaufen sich für eine Einzellizenz auf 1980 €. Für das Komplettpaket *PV*Sol Expert 5.5 set* kommen noch einmal pro Einzellizenz 1228 € hinzu, so dass sich ein Anschaffungspreis

von 3208 € errechnet. Die nachfolgenden Preise der anderen Programme beziehen sich ebenso auf Einzellizenzen im Industrie- und Forschungsbereich.

GetSolar soll mit seiner einfachen Bedienbarkeit für jeden Nutzer und Einsteiger überzeugen, jedoch ermöglicht es keine Anwendungen, die in den wissenschaftlichen Bereich hinein gehen. Der Funktionsumfang ist nicht sehr groß und schränkt die Simulation sehr ein. Mit diesem Programm können nur solarthermische Brauchwasseranlagen simuliert werden, so dass für die Simulation der Photovoltaikanlage wieder ein zweites Programm benötigt wird. Dennoch hat dieses Programm den Vorteil, dass zwei Solarthermiefelder gleichzeitig simuliert werden können. Der einfache Funktionsumfang von *GetSolar Professional* spiegelt sich auch mit nur 712,81 € in den Kosten wieder. Das Simulationsprogramm für Photovoltaikanlagen *PV SIMULATION 3D PLUS* kostet als Komplettpaket mit Datenaustausch noch einmal das Gleiche. Somit ergeben sich Gesamtkosten von 1425,62 €.

TRNSYS (Transient System Simulation Tool) gilt aufgrund der umfangreichen Funktionen als sehr komplex. Innerhalb dieser Software gibt es eine Vielzahl von Möglichkeiten, wie beispielsweise die Einbindung von Heizungen, Lüftungsgeräten, Klimatisierungen sowie von Wärmepumpen, solarenergetischen Anlagen, Blockheizkraftwerken und Brennstoffzellen. Weiterhin kann mit dem Programm eine Energiebedarfsberechnung eines kompletten Gebäudes durchgeführt werden sowie die eigenständige Programmierung und Veränderung der Komponenten in FORTRAN vorgenommen werden. Bei der Recherche lässt sich keine direkte Einschränkung im Funktionsumfang feststellen. Sowohl die Simulation von mehreren Solarthermiefeldern, bei unterschiedlichen Parametereingaben, als auch die Simulation der Photovoltaikanlage sind möglich. Ein Nahwärmenetzanschluss kann ebenfalls simuliert werden. Der noch nicht am Markt verfügbare PCM-Wärmespeicher lässt sich mit diesem Programm ebenfalls simulieren. Durch die unbegrenzte Anzahl an Variabilität können hiermit vor allem Detailanalysen durchgeführt werden. Aus diesem Grund wird *TRNSYS* häufig für Forschungsprojekte und Neuentwicklungen eingesetzt. Diese Software ist für seine offene Struktur bekannt und verlangt viele simulationstechnische Vorkenntnisse [Ney11]. Die Anschaffungskosten belaufen sich von *TRNSYS 17* auf insgesamt 5350 €.

Die umfangreichste Version bei *Polysun*, die *Polysun Designer*, benötigt zwar ebenso durch den größeren Funktionsumfang, als beispielsweise *GetSolar Professional*, eine deutlich längere Einarbeitungszeit, erfüllt aber aufgrund dessen auch einen wissenschaftlichen Anspruch. Dieser wird gefordert, da mit der Bearbeitung von dynamischen Anlagensimulationen ein möglicher Aufgabenbereich geschaffen wird, der im Ingenieurbüro Pinck Ingenieure bearbeitet werden könnte. Dieses neue Aufgabenfeld von erneuerbaren Energien kann in Zukunft ein weiterer Aspekt im Bereich der TGA werden. Innerhalb des Programms können sowohl mehrere Solarthermiefelder simuliert werden, als auch eine Photovoltaikanlage. Ein Nahwärmeanschluss zur Entnahme und Rückspeisung ist ebenfalls möglich. Einschränkung gibt es jedoch bei der Simulation des PCM-Speichers. Dieses ist jedoch für ein Programm zur Simulation von bisher realisierten Anlagen, welches nicht für Forschungszwecke benötigt wird, keine

Seltenheit. Bisher ist noch kein kompletter Speicher mit diesem PCM auf dem Markt verfügbar, somit fehlen reale Parameter für die Auflistung in der Datenbank. Die Kosten von *Polysun Designer Version 5.9* betragen insgesamt 3299 €. Der Preis enthält den vollen Funktionsumfang mit Berechnung von Solarthermie, Photovoltaik, Wärmepumpen sowie solarer Kühlung. Hierbei muss nicht der gesamte Umfang mit allen Komponenten gekauft werden, sollte dieses nicht gewünscht sein. Je nach ausgewählter Komponente reduziert sich der Preis im Vergleich zum kompletten Paket.

Aufgrund des eingeschränkten Zeitraumes für die Anfertigung dieser Arbeit und den hohen Kosten, wird sich gegen die ausführlichste Software *TRNSYS* entschieden. Diese ist eher für eine gesamte energetische Gebäudesimulation geeignet. Vom geforderten Leistungsumfang her lassen sich am besten *T*Sol Expert 4.5 set* und *Polysun Designer 5.9* vergleichen. *Polysun* weist hierbei Vorteile auf, was die anschauliche und vergleichsweise einfache Bedienung betrifft. Weiterhin kann eine vergleichende Berechnung von Varianten ausgeführt werden sowie mehrere Lösungsvarianten erstellt werden [Ney11]. Gegenüber dem mächtigen Programm *TRNSYS*, welches die Ergebnisse mit einer Genauigkeit von 5 % Abweichung zur Realität berechnet, soll *Polysun* nur mit einer etwas höheren Ungenauigkeit von 5 - 10 % Abweichung die Ergebnisse liefern [Brö12].

Aufgrund der eben aufgeführten Vor- und Nachteile der Programme, wird für die Durchführung der dynamischen Anlagensimulation die Vollversion *Polysun Designer* verwendet. Die Erstellung des Anlagenschemas in *Polysun* und die Simulation wird in Kapitel 4.3 erläutert. Zuvor wird in Kapitel 4.1 eine kleine Einführung in das Programm, mit einer Erläuterung des Funktionsumfangs, gegeben. Ferner werden in Kapitel 4.2 die grundlegenden Daten als Basis für die Simulation, beispielsweise die Bedarfswerte von Warmwasser und Heizung, aufgeführt.

4.1 Die Software Polysun Designer

Das Programm *Polysun* ist seit 1992 frei auf dem Markt erhältlich. Ursprünglich wurde es vom Schweizer Institut für Solartechnik SPF (Solartechnik/ Prüfung/ Forschung) in Zusammenarbeit mit der Hochschule für Technik in Rapperswil (Schweiz) entwickelt. Durch das Unternehmen Vela Solaris AG, welches circa 2006 als Spin-Off aus diesem Institut gegründet wurde, wird die Software *Polysun* vermarktet und auch weiterentwickelt. Ferner wird im Bereich Solar-Simulation durch das Institut, jedoch mit enger Zusammenarbeit von Vela Solaris, geforscht. Für diese Masterthesis wird die Software *Polysun Designer* in der Version 5.9 verwendet. Nachfolgend wird näher auf das Programm *Polysun Designer* eingegangen.

4.1.1 Funktionsumfang der Software

Polysun gibt es in drei Benutzerstufen: *Light*, *Professional* sowie *Designer*. Die Varianten im Programm können je nach Benutzerstufe zu einem unterschied-

lichen Anteil verändert werden. Aufgrund der geforderten Simulation von Nahwärmeeinspeisung und auch Rückspeisung von überschüssiger Wärme in das öffentliche Netz, wurde sich für die Version *Designer* mit vollem Funktionsumfang entschieden. Diese beinhaltet die Simulation mit Solarthermie, Photovoltaik, Hybridkollektoren, Wärmepumpen und auch der solaren Kühlung. Ein weiterer Vorteil vom *Designer*-Modus liegt in den Beispielen der im Programm vorhandenen Anlagenkonstellationen, die komponentenweise verändert und erweitert werden können. Es kann auch ohne Verwendung eines der vielzähligen Anlagenschemen ein ganz neues Schema individuell erstellt werden. Mit dieser Software können Leistung und Energieverbrauch der einzelnen Komponenten simuliert werden. Die Berechnungen basieren dabei auf physikalischen Grundlagen und können auf Systemkosten und Energieeffizienz hin optimiert werden. Hierfür können die einzelnen Komponenten des Anlagenschemas, wie beispielsweise Solarkollektoren, aus einer Vielzahl von am Markt verfügbaren aus der Datenbank ausgewählt werden. Die Datenbank ist im Programm hinterlegt und kann jederzeit aktualisiert werden. Bei der Ausgabe der Ergebnisse kann zwischen der einfachen Variante, der Ausgabe von Zahlenwerten oder Grafiken am Computer, sowie die Ausgabe als Kurzreport bzw. als ausführliches Dokument gewählt werden. Ferner stehen alle Daten des gesamten Simulationsjahres in Stundenwerten zur weiteren Bearbeitung zur Verfügung. Beispielsweise kann die gesamte Datenmenge in Microsoft Excel kopiert werden, um so die Daten weiter auswerten zu können.

In *Polysun* ist sowohl ein Help-Dokument, als auch ein Benutzerhandbuch als pdf-Datei hinterlegt. Im Help-Dokument wird auf technische Fragen zur Bedienung eingegangen. Die Benutzerdokumentation fasst einen Umfang von 143 Seiten. Auf diesen Seiten sind Hinweise gegeben, nach welchen Modellen das Programm einzelne Schritte berechnet und welche Einstellungen bei den Komponenten entsprechend gewählt werden sollten. Ferner sind auch allgemeine Grundlagen gegeben. Diese sind vor allem für Personen geeignet, deren theoretische Fachkenntnisse nicht in jeden Bereich hineinreichen, die teilweise in dem Programm gefordert sind.

Der Schwerpunkt dieses Programmes wird schon beim Blick in das Inhaltsverzeichnis des Benutzerhandbuchs deutlich. Nach einer kleinen Einführung mit Grundlagen für *Polysun*, folgt eine 8-seitige Beschreibung zur Simulation einer Photovoltaikanlage (inkl. einiger Grundlagen hierzu). Jedoch ein weitaus größerer Teil für die Beschreibung von thermischen Systemen. Hierzu gehören die Solarthermieanlage, die Wärmepumpen- und Geothermiekomponenten sowie die Kühlsysteme. Die allgemeinen Komponenten im Kreislauf, wie beispielsweise Warmwasserspeicher, Plattenwärmeübertrager, Pumpen und Dreiwegeventile jedoch auch. Ebenso folgt eine kurze Beschreibung der Verbraucher, wie der Warmwasserverbrauch mit Bedarfsprofilen, Heizmodulen sowie anderen Komponenten, wie dem Schwimmbad. Es folgt somit daraus, dass *Polysun* hauptsächlich ein Programm zur Simulation der Wärmeversorgung von Gebäuden ist. Anschließend folgt eine 48-seitige Beschreibung für die Steuerung der Pumpen, Dreiwegeventile und Zusatzheizungen im System. Die Steuerung kann nur in *Polysun Designer* individuell eingefügt und verändert werden, in den anderen Versionen nicht. Zum Schluss folgt noch eine kurze

Einführung in die Wirtschaftlichkeitsberechnung mit einigen Berechnungsgrundlagen. Diese Berechnung ist jedoch nicht sehr ausführlich, da die Wirtschaftlichkeitsberechnung länderspezifisch erfolgt und es sich bei *Polysun* um ein Programm handelt, welches ursprünglich in der Schweiz entwickelt wurde.

Zu jeder Komponente in *Polysun* gibt es eine Datenbank, aus der nicht nur ein Element gewählt werden kann. Es können auch einzelne, zugehörige Parameter, wie beispielsweise eine vorgegebene Dämmungsstärke bei einem Warmwasserspeicher verändert werden.

Nach der Simulation gibt es unterschiedliche Möglichkeiten wie die Software die Ergebnisse ausgeben kann. Diese sind nachfolgend für die Benutzerstufe *Designer* aufgezählt und kurz erläutert.

- Fluid-Übersicht: Das gesamte Hydraulikschema wird in einzelne Kreisläufe unterschieden. Getrennt wird ein Kreislauf beispielsweise durch einen Wärmeübertrager. Jeder Kreislauf besitzt einen – wenn auch nicht individuellen – Namen. Dieses können der Verbraucher-, der Solar- oder der Transferkreislauf sein. In dieser Übersicht sind die Kreisläufe mit ihren zugehörigen Komponenten, wie Rohrleitungen und Pumpen, aufgelistet. Hierzu gehört auch das Fluidmedium.
- Resultate-Übersicht: Einige ausgewählte Resultate sind hier dargestellt. Beim Auswählen eines der Ergebnisse erscheint das zugehörige monatliche Balkendiagramm.
- System Resultate: In dieser Übersicht werden ein paar ausgewählte Ergebnisse der verschiedenen Kreisläufe dargestellt.
- Komponenten-Resultate: In dieser ausführlichen Übersicht sind die Ergebnisse jeder einzelnen Komponente aufgelistet. Zum Resultat gehören die Monatsmittelwerte, die Jahreswerte, die Maximal- und die Minimalwerte.
- Tabellarische Auswertung: Hierbei werden die gesamten Ergebnisse jeder Komponente als Stundenwerte ausgegeben. Die tabellarischen Daten können kopiert und in Microsoft Excel eingefügt werden.
- Grafische Auswertung: Es können die Temperaturen, Leistungen, Durchsätze und der Status von Pumpen im Diagramm dargestellt werden. Individuell können Kurvenverläufe hinzugefügt oder entfernt werden. Die Kurven werden als Stundenwerte maximal im Jahresverlauf dargestellt. Diesen Jahresverlauf kann man spezifisch nach eigenen Wünschen einschränken, durch zoomen der Achse beispielsweise bis hin zur Achsenbeschriftung in Stunden. Sind die Daten jedoch über ein komplettes Jahr dargestellt, werden die Stundenwerte durch die begrenzte Anzahl der Bildpunkte des Bildschirms gemittelt dargestellt. Diese Darstellung verfälscht daher die Werte und es können falsche Schlussfolgerungen gezogen werden.

4.2 Ausgangsbasis der Simulation

Energiebedarf des geplanten Wohngebäudes

Um die Wärmeversorgung einschließlich der Stromproduktion mit der Photovoltaikanlage in *Polysun* simulieren zu können, sind einige Daten bezüglich des Mehrfamiliengebäudes mit den Innovationen entscheidend. Diese Daten werden als Grundlage im Programm hinterlegt, um so speziell für dieses Projekt eine Anlagensimulation durchführen zu können. Aber auch in der allgemeinen Planung zur Dimensionierung der Solarthermieanlage ist der Energiebedarf von Bedeutung. Dieses sind beispielsweise die Bedarfswerte des Gebäudes. Aufgrund des Neubaus kann hierbei jeweils nur der Bedarf nach allgemeinen Vorgaben bzw. Rechenmethoden ermittelt werden. Die Daten geben jedoch lediglich eine Tendenz an. Aus den Bedarfswerten können keine späteren Verbrauchswerte abgeleitet werden, da Bedarfswerte u.a. kein Nutzerverhalten berücksichtigen.

Bei den Bedarfswerten handelt es sich um den Trinkwarmwasserenergie-, den Heizenergie- und den Strombedarf des Gebäudes. Diese grundlegenden Daten wurden schon in der Planungsphase des Projektes berechnet. Der Energiebedarf \dot{Q} des Warmwassers wird mit Standardwerten nach der allgemein gültigen Gleichung (4.1) berechnet.

$$\dot{Q} = \dot{m} \cdot c_p \cdot \Delta T \quad (4.1)$$

Dabei wurde ein Warmwasserbedarf von 35 l pro Person und Tag angenommen. Dieses entspricht einem mittleren Bedarf. Die 14 Wohneinheiten setzen sich aus Drei- bzw. Vierzimmerwohnungen zusammen. Unter der Annahme, dass auch so viele Personen in den Wohnungen wohnen, wie Zimmer vorhanden sind, errechnet sich eine Anzahl von 51 Personen. Kinder werden hierbei wie eine erwachsene Person berücksichtigt. Die Temperaturdifferenz beträgt bei einer Kaltwassertemperatur von 10 °C und einer maximalen Temperatur von 45 °C am Wasserhahn 35 K. Bei Vernachlässigung, dass die Temperaturdifferenz über ein Jahr gesehen nicht konstant ist und sich somit auch ein monatlich nicht konstanter Energiebedarf des Warmwassers ergibt, errechnet sich aus den Daten ein Warmwasserenergiebedarf von circa 26.500 kWh/a [Joo11].

Der Heizenergiebedarf wurde mit dem Passivhaus Projektierungs-Paket (PHPP) nach der Passivhaus Richtlinie berechnet. Hierbei wurden monatliche Energiebedarfswerte ermittelt, die in nachfolgender Tabelle 4.1 dargestellt sind. Es wurde im PHPP definiert, dass gemäß der EnEV eine Heizperiode vom 1. Oktober bis 30. April vorliegt. In Summe ergibt sich ein Heizwärmebedarf von 22.906 kWh/a.

Tabelle 4.1: Monatlicher Heizenergiebedarf [Ric11]

Monat	Heizenergiebedarf [kWh/Mon]
Januar	6.521
Februar	4.988
März	1.400
April	3
Mai	0
Juni	0
Juli	0
August	0
September	0
Oktober	0
November	2.710
Dezember	7.284

Der berechnete Strombedarf des Gebäudes umfasst die Anlagentechnik der Lüftungsanlage, die Heizung und die Außenbeleuchtung. Hierbei wurde ein Bedarf an elektrischer Energie von circa 7.000 kWh/a berechnet [Joo11].

Zur Übersicht sind in Tabelle 4.2 noch einmal die jährlichen Bedarfswerte dargestellt. Unterschieden wird in Wärme- und Strombedarf. Der Wärmeenergiebedarf umfasst den Trinkwarmwasser- und den Heizenergiebedarf. Zwar ist der Energiebedarf des Trinkwarmwassers nicht viel höher als der Heizwärmebedarf, jedoch wird hier eine Tendenz deutlich, die einen immer höheren Stellenwert erhält. Aufgrund des immer effizienter werdenden Gebäudewärmeschutzes, verringert sich der Heizenergiebedarf. Der Trinkwarmwasserenergiebedarf bleibt jedoch relativ konstant, da sich ein Nutzerverhalten im Laufe der Zeit nicht so schnell ändert.

Tabelle 4.2: Übersicht Gebäudebedarfswerte

	Energiebedarf [kWh/Mon]
Wärmeenergiebedarf	~ 50.000
Strombedarf	~ 7.000

Des Weiteren liegen energetische Daten bezüglich des Nachweises nach der EnEV 2009 vor. Hierbei beträgt der vorhandene spezifische Transmissionswärmeverlust der Gebäudehülle $H'_T = 0,22 \text{ W}/(\text{m}^2 \cdot \text{K})$. Der maximal zulässige Transmissionswärmeverlust beträgt $H'_T = 0,50 \text{ W}/(\text{m}^2 \cdot \text{K})$. Folglich wird der Grenzwert eingehalten. Der vorhandene Primärenergiebedarf pro Jahr beträgt bei einer Nutzfläche von $A_N = 1.967 \text{ m}^2$ $q_p = 2,8 \text{ kWh}/(\text{m}^2 \cdot \text{a})$ und ist somit kleiner als der Primärenergiebedarf des Referenzgebäudes mit $q_p = 50,1 \text{ kWh}/(\text{m}^2 \cdot \text{a})$ [Wet11].

Randbedingungen für das Schema der Wärmeversorgung

Die Wärmeversorgung wird zunächst durch die Solarthermieanlage auf dem Dach und an der Attika übernommen. Es wird Wärmeenergie für das Trinkwarmwasser und für die Heizung erzeugt. Für die Auslegung der Solarthermieanlage sind folgende Aspekte entscheidend. Zum Einen sollen 40.000 kWh/a durch die Sonnenkollektoren erzeugt werden. Die Angabe bezieht sich auf die solarthermische Energiemenge vom Kollektor an den Solarkreislauf. Zum Anderen sind ein Systemnutzungsgrad sowie ein solarer Deckungsgrad von 40 % bezüglich Warmwasserenergie- und Heizenergiebedarf in Summe einzuhalten [Pin121]. Diese Forderungen müssen bei der Simulation in *Polysun* beachtet werden. Sollte die solar erzeugte Wärmeenergie zu einigen Spitzenzeiten nicht ausreichen, so wird durch den Nahwärmeanschluss des Energieversorgungsunternehmens die restliche Wärmeenergie geliefert. Die Planung erfolgt so, dass eine Trinkwarmwassertemperatur von 60 °C in allen Wohnungen gewährleistet ist. Dieses wird nach dem Deutschen Verein des Gas- und Wasserfaches (DVGW) Arbeitsblatt 551 für Mehrfamiliengebäude gefordert. Für die Heizungswärmeversorgung in den Wohnungen dient keine statische Heizung, sondern eine Fußbodenheizung, die mit einer Vorlauf-/ Rücklauftemperatur von 35/ 28 °C ausgelegt ist.

Aufgrund der unterschiedlichen Temperaturanforderungen zwischen Trinkwarmwasser und Heizwärme sowie aus energetischen Gründen, wird die Wärmeenergie nicht nur in einem Wärmespeicher für beide Verbraucher eingespeist. Jeder Verbraucher hat innerhalb der Wärmeversorgung einen eigenen Wärmespeicher. Unterschied hierbei ist, dass die Wärmeenergie der Nahwärmeversorgung den Trinkwasserspeicher auf die notwendige Temperatur erwärmt, bei der Heizung jedoch direkt den Vorlauf über einen Wärmeübertrager, sobald die geforderte Temperatur von den Solarkollektoren nicht erreicht wird.

Des Weiteren steht ein weiterer Wärmespeicher bereit, um die überschüssige Wärme vorzuhalten, bis eine bestimmte Temperatur erreicht ist. Sobald diese Temperatur im Speicher vorliegt, kann die Wärmeenergie an den Energieversorger rückgespeist werden. Dieses erfolgt über die Übergabestation, die mit einem Wärmeübertrager ausgestattet ist. Die Einspeiseleistung und somit auch Rückspeiseleistung beträgt 50 kW. Die Rückspeisemenge ist jedoch vertraglich begrenzt. Diese Grenze dient dem Energieversorger, der die KWK-Anlage für die Nahwärmeversorgung möglichst konstant laufen lassen möchte. Es ist daher für das Mehrfamiliengebäude eine maximale zulässige Rückspeiseenergiemenge von 20.000 kWh/a festgelegt [Sch12]. Damit diese Energiemenge besser einzuschätzen ist, wurde eine maximal mögliche Tagesrückspeisemenge festgelegt. Nach dem Vertrag des Energieversorgungsunternehmens dürfen maximal 25 % des Gesamttagesenergiebedarfs aller Anlieger in das öffentliche Netz rückgespeist werden. Eine Schätzung ist zum jetzigen Zeitpunkt jedoch noch nicht möglich. Daher wird von einem sonnigen Sommertag ausgegangen, bei der die Sonne kontinuierlich zehn Stunden scheint. Bei einer Einspeiseleistung von 50 kW beträgt die maximale Rückspeisemenge

500 kWh pro Tag [Kun12].

Als Trinkwarmwasserspeicher und Speicher für die Rückspeisung werden konventionelle Wasserspeicher verwendet. Bei dem Speicher für die Heizwärme handelt es sich um den geforderten PCM-Wärmespeicher. Der Grundaufbau dieses Speichers wurde bereits in Kapitel 3.4 erläutert. Dort wurde erwähnt, dass ein marktreifer PCM-Speicher noch nicht vorhanden ist. Folglich fehlen auch noch Herstellerangaben bzw. Angaben von Forschungsinstituten, die in einer Datenbank für die Software *Polysun* hinterlegt sind. Es kann in dem Programm noch kein PCM-Wärmespeicher simuliert werden. Aufgrund dessen wird statt des geplanten PCM-Speichers ein Wasserspeicher mit der gleichen Wärmekapazität verwendet. Hierzu dient nachfolgende Berechnung.

In Kapitel 3.4 wurde bereits erwähnt, dass das Innenvolumen des PCM-Speichers circa 2650 l beträgt. Die vorgesehenen 174 PCM-Boards, mit einer Außengrundfläche von 610 mm*610 mm sowie einer Höhe von 19 mm, ergeben ein gesamtes Außenvolumen von 1230 l. Bei diesem Außenvolumen der Platten muss beachtet werden, dass das reine Salzhydrat, ohne die HDPE-Ummantelung, ein noch geringeres Volumen aufweist. Wird das Volumen der Boards vom Innenvolumen des Speichers abgezogen, bleibt noch ein Volumen von 1420 l. Dieses Volumen entspricht dem Wasservolumen im Speicher. Bei einer minimalen Temperatur von 30°C und einer maximalen Temperatur von 70 °C errechnet sich für das Wasser, nach Gleichung (3.4) mit den zugehörigen Tabellenwerten, eine Wärmekapazität von 65,9 kWh. Nach Gleichung (3.6) errechnet sich mit den Materialdaten des Salzhydrates aus Tabelle 3.3 eine Wärmekapazität von 29,4 kWh. In Summe ergibt sich für den PCM-Wärmespeicher eine Wärmekapazität von 95,3 kWh. Ein konventioneller Wasserspeicher, mit dem gleichen Innenvolumen von 2650 l, enthält eine Wärmekapazität von 123 kWh. Aus der Umrechnung folgt, dass für den im Mehrfamiliengebäude geplanten PCM-Speicher ein Warmwasserspeicher mit einem Volumen von 2000 l für die Simulation eingesetzt werden muss. Das notwendige Volumen des PCM-Speichers ist somit größer, als ein Volumen für einen handelsüblichen Warmwasserspeicher.

Randbedingungen für die Stromversorgung

Die Stromversorgung des Mehrfamiliengebäudes ist bei der Simulation unabhängig vom Wärmeversorgungsschema und wird daher sowohl bei der Erstellung des Schemas, als auch bei der Auswertung unabhängig dargestellt.

Der durch die Photovoltaikmodule erzeugte Strom wird für die Anlagentechnik verwendet. Auch bei der Stromversorgung gibt es eine Mindestenergiemenge, die durch die Photovoltaikanlage erzeugt werden muss. Hierbei handelt es sich um eine Energiemenge von 3.000 kWh/a. Trotz der Mindestmenge existiert das Ziel, einen solaren Energieertrag von 7.000 kWh/a zu produzieren. Wie bereits erwähnt, sollen Dünnschichtmodule verwendet werden. Da die Photovoltaikmodule als Balkonbrüstung dienen und die Brüstung eine Höhe von 935 mm aufweist, muss diese Abmessung bei der Modulauswahl eingehalten werden [Pin12].

In den nachfolgenden Kapiteln wird die Simulation mit deren Auswertung erläutert. Zunächst wird dazu in Kapitel 4.3 auf die Erstellung des Anlagenschemas für die Wärmeversorgung des Mehrfamiliengebäudes eingegangen. Unterteilt wird die Erläuterung in Systemkomponenten, wie beispielsweise Kollektoren oder Wärmespeicher, in das Rohrleitungsnetz mit den zugehörigen Komponenten, wie Wärmeübertrager oder Pumpen, sowie in die Steuerungstechnik für Pumpen und Dreiwegeventile. Nachdem das Wärmeversorgungsnetz dargestellt ist, wird in Kapitel 4.4 auf die Darstellung der Photovoltaikanlage näher eingegangen.

4.3 Erstellen des Anlagenschemas der Wärmeversorgung

Als Basis der Simulation dient das von Pinck Ingenieure entwickelte Anlagenschema, welches im Anhang A dargestellt ist. Das Wärmeversorgungsnetz stellt durch die drei verschiedenen Wärmespeicher, jeweils mit unterschiedlichen Temperaturanforderungen, gekoppelt mit zwei verschiedenen Solarthermiefeldern sowie der Einspeisung und Rückspeisung von Wärmeenergie eine Herausforderung der hydraulischen Anbindung dar. Daher sollte das Schema in *Polysun* so exakt wie möglich abgebildet werden, um realitätsnahe Ergebnisse zu erhalten. Die theoretische Vorhersage der Ertrags- sowie der Rückspeisemenge ist eine entscheidende Grundlage bei der Einreichung des Förderungsantrags.

Der grundsätzliche hydraulische Aufbau lässt sich wie folgt beschreiben:

- zwei Kollektorfelder, deren Primärkreisläufe durch einen Wärmeübertrager pro Speicher laufen und somit vorher zusammengeführt werden müssen. Hierbei wird über die Solarkreisumpen die Austrittstemperatur der Kollektoren geregelt. Diese sollte immer gleich sein, damit das höhere Temperaturniveau erhalten bleibt und nicht wieder durch die niedrigere Austrittstemperatur des anderen Kollektorfeldes absinkt. Von den Wärmeübertragern gelangt die Wärmeenergie über den Sekundärkreislauf zu den Wärmespeichern.
- Die drei Wärmespeicher mit den vorgeschalteten Wärmeübertragern werden parallel geschaltet. Es wird zunächst der Trinkwasserspeicher versorgt. Kontinuierlich anstehendes warmes Wasser hat für diesen Speicher oberste Priorität. Ist dieser Speicher vollgeladen, wird der Speicher für die Heizung beladen. Dabei durchströmt das Wasser, aufgrund der Parallelschaltung, den Wärmeübertrager vor dem Trinkwasserspeicher nicht. Es wird hierfür ein Ventil geschlossen, um Wärmeverluste zu vermeiden. Sollte der Speicher für die Heizung ebenso die maximale Kapazität enthalten, wird der Speicher für die Rückspeisung beladen. Jedoch nur solange, wie die beiden ersten Speicher keine Wärmeenergie benötigen. Geregelt wird die erforderliche Wärmekapazität der Speicher durch einen Temperatursollwert.

Um das Wärmeversorgungsnetz abzubilden, wird ein neues Projekt in *Polysun* geöffnet. Hierzu sind ein paar Grundeinstellungen notwendig. Es wird der Standort des Mehrfamiliengebäudes, mit der genauen Adresse in einer Land-

karte, angegeben. Hierfür entnimmt das Programm den Breitengrad von 53,5°, den Längengrad von 10,0° sowie die Norm-Außentemperatur von -12°C für Hamburg. Weiterhin wird die Lagebeschreibung „Stadt“ ausgewählt. Alternativ könnte der Standort auch aus einer Datenbank, sortiert nach Städtenamen, entnommen werden. Die Wetterdaten werden für den exakten Standort bestimmt und der „Meteonorm software“ entnommen. Auch Programme wie T*SOL/ PV*SOL, TRNSYS oder PHPP entnehmen dieser Software die Wetterdaten.

Die Kaltwasserzufuhrtemperatur kann definiert oder berechnet werden. Für die Simulation dient eine allgemeine berechnete Temperatur durch die Software. Diese basiert auf einem Grundwassermodell, ist aber nur eine Approximation an den realen Temperaturverlauf.

Ferner wird die Speicherraumtemperatur angegeben. Dieses ist die Temperatur, in der sich die Wärmespeicher befinden. Hierfür kann nur die Temperatur eines Raumes angegeben werden. Im geplanten Wohngebäude steht der Speicher für die Rückspeisung jedoch, aufgrund von Platzmangel, im Nachbarraum. Aus diesem Grund wird vereinfacht angenommen, dass sich alle Speicher im Technikraum befinden. Die Temperatur im Raum dient u.a. der Berechnung von Wärmeverlusten der Speicher, den Rohrleitungen und weiteren Komponenten. Hierzu wird die mittlere Speicherraumtemperatur von 22 °C, der Temperaturbereich von ± 2 K sowie der August als wärmsten Monat angegeben. Aus diesen Daten wird der Jahrestemperaturverlauf simuliert. Im Mehrfamiliengebäude befindet sich der Technikraum im Erdgeschoss.

Weiterhin ist der Verlauf der Sonne grafisch als Horizontlinie dargestellt. Es kann hierfür angegeben werden, ob Verschattungen durch Bäume oder Gebäude auftreten. Diese werden dann in der Grafik skizziert und zeigen so die Zeitpunkte an, bei denen weniger Ertrag zu erwarten ist. Die Verschattung wird auch bei der Ertragsberechnung berücksichtigt. Da es sich um einen Neubau, in einem kompletten Neubaugebiet, handelt, kann zum jetzigen Zeitpunkt nicht exakt ausgesagt werden, inwieweit Bäume oder andere Gebäude die Sonnenkollektoren bzw. die Photovoltaikmodule verschatten.

Für das Elektrizitätsnetz ist eine Netzspannung von 230 V und 50 Hz bereits voreingestellt und wird so übernommen.

Für die Photovoltaikanlage kann ausgewählt werden, ob ein Eigenverbrauch vorhanden oder nicht vorhanden ist. Für das Projekt wird aufgeführt, dass ein Eigennutzen von elektrischer Energie vorhanden ist. Es wird außerdem das Standardprofil Haushalt gewählt und ein Jahresverbrauch von 7.000 kWh eingegeben.

Der Aufbau des Anlagenschemas wird nachfolgend detaillierter erläutert. Hierbei wird zunächst das Grundgerüst mit den Systemkomponenten abgebildet.

4.3.1 Systemkomponenten

Nachdem der Standort des geplanten Mehrfamiliengebäudes bestimmt wurde, wird das Gebäude näher definiert. Dieses kann nach zwei verschiedenen Mög-

lichkeiten erfolgen. Zum Einen kann für das Gebäude der Wärmeenergiebedarf berechnet werden. Ist der Energiebedarf jedoch bekannt, wird dieser eingegeben. Hierzu muss angegeben werden, ob ein Heizsystem vorhanden ist. Der Energiebedarf bezieht sich jedoch nur auf den Heizwärmebedarf und wird mit 22.906 kWh aufgeführt. Dieses ergibt bei einer Wohnfläche von 1.556 m² einen spezifischen Heizenergiebedarf von 14,7 kWh/m², den das Programm berechnet. Auch die Energieverluste, aus Transmissions- und Lüftungsverlusten, von 45.812 kWh, errechnet die Software selbst. Für das Heizsystem wird noch die Soll-Raumtemperatur von 20 °C angegeben. Das Gebäude stellt bereits die erste Systemkomponente zur Abbildung des Anlagenschemas dar. Nach der Gebäudedefinition werden die Kollektoren genauer deklariert.

Sonnenkollektoren

Im Schema werden aufgrund der zwei Kollektorarten auch zwei Komponenten hinzugefügt. Bei beiden Komponenten wird die Voreinstellung der Außenumgebung beibehalten.

Für das Dachkollektorfeld wird aus der in *Polysun* hinterlegten Datenbank der Vakuumröhrenkollektor „Vaciosol CPC 12 V2“ der Ritter Solar GmbH gewählt. Dieser Kollektor unterscheidet sich vom ursprünglich geplanten lediglich vom Namen. Die Daten, welche in Tabelle 3.1 aufgeführt sind, sind jedoch identisch. Die hinterlegten Parameter beziehen sich auf die Aperturfläche des Kollektors und wurden bei einer Strahlungsstärke von 800 W/m² ermittelt. Damit die Software die Bruttogesamtfläche von 102,96 m², die Aperturgesamtfläche von 92,52 m² und die Absorbergesamtfläche von ebenso 92,52 m² berechnet, wird die Kollektoranzahl von 36 Modulen angegeben. Die Kollektoren werden in drei parallelen Abschnitten aufgeständert. Der Neigungswinkel wird mit 15° eingetragen, die Ausrichtung nach Südsüdwesten beträgt in *Polysun* -22,5°. Das Kollektorfeld wird nicht nachgeführt. Die Sonnenkollektoren wurden einer Kollektorprüfung nach EN 12975 unterzogen. Bei der Zertifizierung nach Solar Keymark werden dabei die Prüfmuster aus dem Produktionsprozess gezogen.

Für die Kollektoren an der Attika werden aus dem Katalog die Vakuumröhrenkollektoren „Vaciosol 21“ der Buderus Heiztechnik AG gewählt. Auch hier entsprechen die Daten wieder denen in Tabelle 3.1. Diese VRK wurden zudem 2008 einem Qualitätstest am Institut für Thermodynamik und Wärmetechnik (ITW) unterzogen. Diese Kollektoren werden jedoch nicht nach Solar Keymark zertifiziert, sondern werden nur allgemein nach der EN 12975 geprüft. Untersucht werden dabei die Leistung und die Beständigkeit gegenüber Regen, Schnee oder Hagel. Mit der angegebenen Kollektoranzahl 16, bei einem parallelen Abschnitt, errechnet die Software eine Bruttogesamtfläche von 37,12 m², eine Aperturgesamtfläche von 21,28 m² und eine Absorbergesamtfläche von 17,44 m². Der Neigungswinkel wird mit 90° aufgeführt und die Ausrichtung mit -22,5°. Dieses entspricht der Südsüdwestseite. Zwar sind von den 16 Kollektoren an der Attika zwölf VRK an der Südseite montiert, um das komplexe hydraulische System jedoch einfach zu halten, werden diese zwölf Kollektoren zu den anderen an der Südsüdwestseite hinzuaddiert. Dieses hat nur auf den Energieertrag einen Einfluss, der bei der Simulation somit etwas niedriger aus-

fällt. Auf die hydraulische Anbindung hat dieses keinen Einfluss, da auch in der Praxis alle Attika-Kollektoren miteinander verbunden sind und nur in einem Strang von der Dachbrüstung an den Wärmeübertragern angebunden sind. Auch bei diesen VRK gibt es keine Nachführung.

Energiequelle Nahwärme

Eine weitere Energiequelle im System stellt die Einspeisung von Nahwärme dar. Die Nahwärme dient zur Versorgung des Trinkwasserkreislaufs und auch des Heizkreislaufs, sobald die Wärmeenergie der Kollektoren nicht mehr ausreicht. Beide Verbraucherkreisläufe im Mehrfamiliengebäude werden durch einen Nahwärmeanschluss versorgt (siehe Abbildung 3.10). Dieses kann jedoch in *Polysun* so nicht simuliert werden. Es erscheint hierbei die Meldung, das System sei zu komplex. Statt der einen Systemkomponente mit einer Verbindung zum Trinkwasserkreislauf und ein weiterer Abzweig für den Heizkreislauf, muss noch eine weitere Komponente hinzugefügt werden, damit jedem Verbraucherkreislauf eine eigene Systemkomponente für die Nahwärmeeinspeisung zugeordnet werden kann.

Die Nahwärmeversorgung für das Trinkwarmwasser erfolgt mit einem Wendelwärmeübertrager im Wärmespeicher. Die Ein- und Austrittstemperaturen sind vom Energieversorger nach der Heiztemperaturkurve vorgegeben (siehe Abbildung 4.1). Diese sind abhängig von der Außentemperatur. Die Austrittstemperatur bezeichnet in diesem Fall die Wassertemperatur aus der Sicht der Energiequelle zu den Speichern. Diese beträgt am Hausanschluss maximal 90 °C. Die Eintrittstemperatur sollte maximal 50 °C betragen. Nach der Übergabestation mit dem Wärmeübertrager steht dem Gebäude jedoch nur noch eine Wassertemperatur von maximal 85 °C zur Verfügung. Im Rücklauf vor dem Wärmeübertrager muss somit eine Temperatur von maximal 55 °C anstehen.

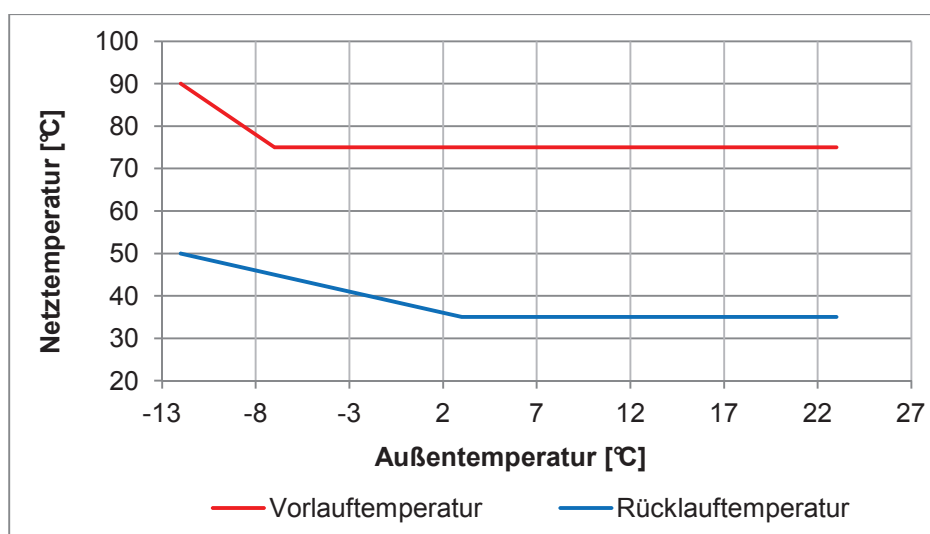


Abbildung 4.1: Fernwärme-Netztemperatur von Hamburg Energie in Abhängigkeit der Außentemperatur [Ham11]

Der Wärmeübertrager an der Übergabestation vom Energieversorger zum

Gebäude hat eine Einspeiseleistung von 50 kW. Da es in *Polysun* zwei Energiequellen gibt, wird für jede Komponente die halbe Leistung in Höhe von 25 kW eingegeben. Der Nenndurchsatz wird automatisch berechnet und beträgt 713 l/h.

Das Heizungswasser wird erst im Vorlauf nach dem Speicher über einen externen Wärmeübertrager nachgewärmt, da der Speicher drucklos sein muss. Somit kann kein interner Wendelwärmeübertrager eingesetzt werden. Auch bei dieser Energiequelle beträgt die Austrittstemperatur maximal 85 °C, die Eintrittstemperatur gleichermaßen auf der Verbraucherseite maximal 55 °C, die Leistung 25 kW und der Nenndurchsatz 713 l/h.

Energiesenke Nahwärme

Wie zuvor erwähnt ist auch eine Rückspeisung von überschüssiger Wärme vorgesehen. Dieses erfolgt durch eine eigene Energiesenke-Komponente in *Polysun*. Die Eintrittstemperatur bezieht sich auf die Energiesenke, welche die Wärme aufnimmt. Jedoch auf der Verbraucherseite des Wärmeübertragers der Übergabestation. Dort sollte diese mindestens 80 °C betragen, um Wärmeenergie rückspeisen zu dürfen. Die Austrittstemperatur beträgt hierbei 40 °C [Ham11]. Die Leistung von 30 kW wird für *Polysun* angenommen. Normalerweise beträgt die Einspeiseleistung nicht 30 kW, sondern 50 kW. Aus der Temperatur und der Leistung der Komponente wird jedoch automatisch der Nenndurchsatz berechnet. Für eine Leistung von 50 kW, bei den genannten Temperaturen, berechnet die Software einen Durchfluss von 1.066 l/h. Dieser ist somit relativ hoch. Ist der Durchfluss niedriger, so kann das Wasser in der Rohrleitung zur Energiesenke mehr Wärmeenergie aufnehmen und es gelangt schneller Wasser mit einem höheren Temperaturniveau zum Nahwärmeanschluss. Daher wurde eine niedrigere Leistung gewählt, die folglich auch einen niedrigeren Nennvolumenstrom von 640 l/h vorgibt.

Wärmespeicher

Da der Zeitpunkt des Wärmeenergieertrags meist nicht mit dem Zeitpunkt des Wärmeenergiebedarfs übereinstimmt, sind Wärmespeicher notwendig. Hierbei gibt es für jede Verbraucherart einen eigenen Speicher. Somit insgesamt drei Speicher für das Trinkwarmwasser, die Heizungswärmeversorgung und zum Vorhalten der Wärmemenge für die Rückspeisung. In dieser Prioritäten-Reihenfolge werden auch die Speicher in *Polysun* von links nach rechts angeordnet.

Der Trinkwasserspeicher wird im geplanten Gebäude in zwei Wasserspeicher aufgeteilt. Ein größerer Speicher mit einem Fassungsvermögen von 1000 l und ein kleinerer mit 500 l Inhalt. Der große Speicher dient zur Pufferung des, durch die VRK, erwärmten Wassers. Sobald eine bestimmte Temperatur erreicht ist, wird ein Ventil zwischen den Speichern geöffnet und das warme Wasser strömt über die Verbindungsleitung in den kleineren Speicher. Reicht die Temperatur nicht aus, so wird nur der kleine Speicher durch die Nahwärmeversorgung erwärmt. Durch das kleine Volumen entsteht der Vorteil, dass die geforderte

Temperatur schneller erreicht wird und der große Speicher in der Zwischenzeit nachbeladen werden kann, sobald Wärmeenergie der Kollektoren ansteht.

In *Polysun* kann diese Möglichkeit zweier Speicher aufgrund der Komplexität nicht umgesetzt werden. Hier wird nur ein Wasserspeicher mit 1500 l Inhalt verwendet. Der Speicher wird nicht aus dem Katalog ausgewählt, sondern hierfür neue Daten eingegeben. Die Daten wurden von einem handelsüblichen Speicher entnommen. Diese Parameter sind in Tabelle 4.3 aufgezeigt.

Tabelle 4.3: Abmessungen des Trinkwarmwasserspeichers

Bezeichnung	Wert	Einheit
Höhe des zylindrischen Speicherteils ohne Wärmedämmung	2,12	m
Höhe der Ausbauchung	100	mm
Material	Edelstahl	----
Wandstärke	2	mm
Wärmedämmung	PU-Weichschaum	----
Wärmeleitkoeffizient λ	0,038	W/(m·K)
Dämmungsdicke	120	mm
Dämmungsdicke am Deckel	120	mm
Dämmungsdicke am Speicherboden	120	mm

Die Schichtenspeicher im Programm werden zur Berechnung in zwölf isotherme Schichten unterteilt. Allgemein gilt, dass die Speicher grafisch nur annähernd dargestellt werden. Im Programm weisen diese optisch immer die gleiche Höhe und Breite auf. Erst die Eingaben im Katalog geben Aufschluss über die jeweiligen Daten. Dieses trifft auch auf die Positionierung von speicherinternen Komponenten oder den Anschlussstutzen zu. Diese Eingaben müssen ebenso im Katalog getätigt werden. An einem Speicher können maximal zehn Anschlussstutzen erzeugt werden. Sollten mehr erforderlich sein, so kann dieses in *Polysun* nicht umgesetzt werden. Die Positionierung wird in Prozent angegeben. Stutzen 1-4 befinden sich an der linken Seite von unten nach oben, Stutzen 5-8 an der rechten von unten nach oben durchnummeriert. Stutzen 9 und 10 befinden sich oben am Deckel des Speichers. Die Anschlüsse können als siphoniert angegeben werden. Das bedeutet, dass gleich nach dem Austritt ein Bogenstück nach unten eingebaut wird. Bei einem geraden Anschluss würde das zeitweise im Anschlussrohr stehende Wasser abkühlen und so in den Speicher aufgrund der niedrigeren Dichte zurückströmen. Dieses ist nur möglich, wenn aus dem Speicher wärmeres Medium in das Rohr nachläuft. So entsteht ein Kreislauf, der mit dem Bogenstück unterbrochen werden kann. Das Wasser kühlt in diesem Bogenstück ab, bleibt aber dort und somit kann kein Austausch mit dem Wasser im Speicher erfolgen. Bei den Anschlüssen am Boden des Speichers ist ein Bogenstück nicht notwendig. Durch den siphonierten Anschluss werden die Anschlussverluste minimiert. Bei dem Trinkwasserspeicher werden nur die Stutzen 1, 2, 5 und 9 benötigt. Daher werden die

anderen Stutzen mit der Position in Tabelle 4.4 nicht aufgeführt.

Tabelle 4.4: Position der Anschlussstutzen des Trinkwarmwasserspeichers

Bezeichnung	Art der Anschlüsse	Position	Einheit
Stutzen 1, nicht siphoniert	Rücklauf Kollektorkreislauf	0	%
Stutzen 2, siphoniert	Vorlauf Kollektorkreislauf	35	%
Stutzen 5, nicht siphoniert	Rücklauf Trinkwasserkreislauf	0	%
Stutzen 9, siphoniert	Vorlauf Trinkwasserkreislauf	100	%

Weiterhin gibt es zwei Wendelwärmeübertrager innerhalb dieses Speichers. Insgesamt könnten sechs Wendelwärmeübertrager integriert werden, drei auf der linken und drei auf der rechten Seite. Die Positionen der internen Wärmeübertrager werden ebenso in Prozent angegeben. Die Angabe bezieht sich dabei auf die Oberkante des oberen Anschlusses bis zur Zylinderunterseite. Neben der Position werden auch der Rohrdurchmesser, die Höhe der Wendel und die Oberfläche angegeben. Die Höhe und die Oberfläche sind bereits vordefiniert und werden so übernommen, da keinerlei Informationen zu Standard-Wendelwärmeübertrager in handelsüblichen Wasserspeichern vorliegen. In Tabelle 4.5 sind die Wendewärmeübertrager aufgelistet.

Tabelle 4.5: Position der Wendelwärmeübertrager des Trinkwarmwasserspeichers

Bezeichnung	Eigenschaften	Position	Einheit
Wendel 3	DN 32; Höhe 500 mm, Oberfläche 3,6 m ²	90	%
Wendel 5	DN 25, Höhe 500 mm, Oberfläche 3,6 m ²	45	%

Der zweite Speicher, für die Heizungsversorgung, ist im Mehrfamiliengebäude der PCM-Wärmespeicher. Wie in Kapitel 4.2 bereits erläutert wurde, kann in *Polysun* noch kein Speicher mit Latentwärmematerial simuliert werden. Es können nur konventionelle Wärmespeicher dargestellt werden. Aus der Vergleichsrechnung in diesem Kapitel 4.2 geht hervor, dass ein Wasserspeicher, der die gleiche Wärmekapazität wie der PCM-Speicher aufweist, mit einem Wasservolumen von 2000 l notwendig ist. Es wurde jedoch nur das Innenvolumen angepasst, die Abmessungen entsprechen dem des PCM-Speichers. Da ein rechteckiger Behälter vorgesehen ist, wird beispielsweise auch angegeben, dass keine Ausbauchung vorhanden ist. Für den zweiten Speicher sind die Abmessungen nachfolgend aufgelistet.

Tabelle 4.6: Abmessungen des Speichers für die Heizungsversorgung

Bezeichnung	Wert	Einheit
Höhe des zylindrischen Speicherteils ohne Wärmedämmung	1,8	m
Höhe der Ausbauchung	0	mm
Material	Edelstahl	----
Wandstärke	2	mm
Wärmedämmung	Mineralwolle	----
Wärmeleitkoeffizient λ	0,034	W/(m·K)
Dämmungsdicke	80	mm
Dämmungsdicke am Deckel	80	mm
Dämmungsdicke am Speicherboden	80	mm

Dieser Speicher hat wie der Trinkwarmwasserspeicher ebenso vier Stutzen, die in der nächsten Tabelle 4.7 aufgezeigt werden.

Tabelle 4.7: Position der Anschlussstutzen des Speichers für die Heizungsversorgung

Bezeichnung	Art der Anschlüsse	Position	Einheit
Stutzen 1, nicht siphoniert	Rücklauf Kollektorkreislauf	0	%
Stutzen 4, siphoniert	Vorlauf Kollektorkreislauf	90	%
Stutzen 5, nicht siphoniert	Rücklauf Heizkreislauf	0	%
Stutzen 10, siphoniert	Vorlauf Heizkreislauf	100	%

Als speicherinterne Komponente gibt es einen Wendelwärmeübertrager. Dieser Wärmeübertrager wird mit dem Wendelwärmeübertrager am Trinkwarmwasserspeicher angeschlossen. Diese Verbindung dient der Vortemperierung des Trinkwassers außerhalb der Heizperiode.

Tabelle 4.8: Position des Wendelwärmeübertragers des Speichers für die Heizungsversorgung

Bezeichnung	Eigenschaften	Position	Einheit
Wendel 2	DN 25, Höhe 500 mm, Oberfläche 3,6 m ²	60	%

Der dritte Speicher dient der Rückspeisung der überschüssigen Wärmeenergie. Dieser ist erforderlich, damit zunächst die zeitweise anstehende Wärmemenge gepuffert wird. Würde diese Energie rückgespeist, sobald die geforderte Soll-Temperatur erreicht wird, würde die zuständige Pumpe ständig ein- und ausschalten. Dieses würde die Laufzeit der Pumpe reduzieren. In Tabelle 4.9 sind

die Abmessungen des 1500 l Rückspeisespeichers aufgeführt.

Tabelle 4.9: Abmessungen des Rückspeisespeichers

Bezeichnung	Wert	Einheit
Höhe des zylindrischen Speicherteils ohne Wärmedämmung	2,12	m
Höhe der Ausbauchung	100	mm
Material	Edelstahl	----
Wandstärke	2	mm
Wärmedämmung	PU-Weichschaum	----
Wärmeleitkoeffizient λ	0,038	W/(m·K)
Dämmungsdicke	100	mm
Dämmungsdicke am Deckel	100	mm
Dämmungsdicke am Speicherboden	100	mm

Auch dieser Speicher hat vier Stützen, wie der nachfolgenden Tabelle 4.10 zu entnehmen ist. Es ist jedoch kein weiterer interner Wärmeübertrager vorhanden.

Tabelle 4.10: Position der Anschlussstützen des Rückspeisespeichers

Bezeichnung	Art der Anschlüsse	Position	Einheit
Stützen 3, siphoniert	Vorlauf Kollektorkreislauf	65	%
Stützen 5, nicht siphoniert	Rücklauf Kollektorkreislauf	0	%
Stützen 6, nicht siphoniert	Rücklauf Rückspeisekreislauf	0	%
Stützen 10, siphoniert	Vorlauf Rückspeisekreislauf	100	%

Trinkwasser

Mit der Komponente des Trinkwarmwassers wird der zweite Verbraucher, der das Nutzerverhalten innerhalb dieses Systems berücksichtigt, abgebildet. In den Einstellungen kann ein Tagesprofil der Bewohner eingestellt und angegeben werden, ob dieses verwendet werden soll. Der jährliche Trinkwarmwasserbedarf ist jedoch, wie der Heizwärmebedarf, zuvor berechnet worden. Daher wird das Verbrauchsprofil nicht verwendet, sondern verbrauchsspezifische Monatswerte eingegeben. Über die Angabe des Durchsatzes pro Tag errechnet die Software automatisch den Jahresbedarf. Der Durchsatz wird vereinfacht für jeden Monat mit 1.250 l/Tag angenommen. Bei einer Soll-Warmwassertemperatur von 60 °C, die in jeder Wohnung vorhanden sein muss, ergibt sich ein jährlicher Warmwasserbedarf von 26.506 kWh. Die für ein Mehrfamiliengebäude erforderliche Warmwasserzirkulation wird innerhalb dieser Einstellung aktiviert und mit den

voreingestellten Zirkulationsverlusten von 25 % übernommen. Da über das Nutzerverhalten momentan, aufgrund des Neubaus, noch nichts bekannt ist, wird von keiner Abwesenheit zu bestimmten Tagen bzw. Ferienzeiten im Jahr ausgegangen.

Zum Trinkwasser des Mehrfamiliengebäudes zählt neben dem Warmwasser auch der Kaltwasseranschluss. Hierfür gibt es in *Polysun* eine weitere Systemkomponente. Die Kaltwassertemperatur kann über zwei Möglichkeiten berechnet werden. Zum Einen über einen Katalogeintrag oder zum Anderen automatisch über einen im Programm hinterlegten Algorithmus. Für die Simulation wird letzteres gewählt.

Heizung

Der für die Heizung notwendige Heizwärmebedarf wurde zuvor in der Systemkomponente des Gebäudes angegeben. In den Einstellungen dieser Komponente wird die Art des Moduls, somit die Fußbodenheizung, bestimmt. Hierzu kann aus der Datenbank die passende ausgewählt oder verändert werden. Es wird eine Standardfußbodenheizung mit einer Soll-Vorlauftemperatur von 35 °C und einer Soll-Rücklauftemperatur von 28 °C gewählt. Die Leistung pro Heizmodul beträgt bei einer Fläche des Heizmoduls von 11 m², einem Normvolumenstrom von 86 l/h und einem Volumen von 20 l unter Normbedingungen 1.000 W. Die Anzahl der Heizmodule wird für das Wohngebäude durch die Software automatisch berechnet.

Mit den eben genannten Parametern sind die Systemkomponenten definiert und im Anlagenschema abgebildet. In Abbildung 4.2 ist der momentane Stand in *Polysun* für die Wärmeversorgung grafisch dargestellt. Es sind insgesamt zwölf einzelne Komponenten vorhanden: das Gebäude, zwei VRK-Komponenten, zwei Energiequellen-Komponenten für die Nahwärmeentnahme vom Energieversorger, eine Energiesenke zur Rückspeisung von Wärmeenergie, drei Wärmespeicher, eine Warmwasser-Komponente, einen Kaltwasseranschluss sowie die Fußbodenheizung.

Hydraulische Anbindung der Sonnenkollektoren mit den Speichern

Zunächst wird auf den Aufbau der Hydraulik eingegangen und daraufhin näher auf die Eigenschaften und Dimensionierung. Die Höhe bzw. Position der Rohrleitungsanbindung an die Speicher wird nachfolgend nicht genauer erläutert. Diese Parameter wurden bereits im Kapitel 4.3.1 bei dem jeweiligen Wärmespeichern genannt.

Die Anbindung der beiden VRK-Felder an die drei Speicher erfolgt nicht direkt (siehe Abbildung 4.3). Es wird vor jedem Speicher jeweils ein externer Wärmeübertrager vorgeschaltet, da die Kollektoren bei einem höheren Druck durchströmt werden sollen, um so höhere Austrittstemperaturen zu erhalten. Bei einem Betriebsdruck von 4 bar an den VRK und einer Gebäudehöhe von circa 15 m errechnet sich ein Druck von 5,5 bar, der auf die Speicher im Erdgeschoss wirken würde. Einem so hohen Druck würden die handelsüblichen Wasserspeicher jedoch nicht standhalten. Aus diesem Grund werden auch externe Wärmeübertrager anstatt Wendelwärmeübertrager im Speicher verwendet. Des Weiteren muss der Heizungsspeicher durch einen externen Wärmeübertrager drucklos gehalten werden.

Vor den Wärmeübertragern (WÜT) werden die Vorlaufrohrleitungen beider VRK durch ein T-Stück zusammengeführt. In Fluidströmungsrichtung, nach der Zusammenführung beider Kollektorstückleitungen zu einer Rohrleitung, sind vor den ersten beiden WÜT des Trinkwasserspeichers und des Heizungsspeichers Dreiwegeventile integriert. Die Speicher werden somit in Prioritäten-Reihenfolge beladen und nicht gleichzeitig. So ist nur der Vorlauf für den jeweiligen WÜT geöffnet, sobald Wärmeenergie benötigt wird. Nach dem Durchströmen durch den WÜT fließt das Fluid zurück zum Kollektor. Die Anordnung der WÜT vor jedem Speicher erfolgt parallel geschaltet. Ist ein Wärmeenergiebedarf der Speicher somit nicht vorhanden, strömt das Fluid am WÜT dieses Speichers vorbei. Auf die detaillierte Beschreibung der Steuerung wird auf das nächste Kapitel verwiesen. Statt der Dreiwegeventile können auch motorbetriebene Regelventile eingesetzt werden, so wie dieses in der realen Umsetzung erfolgt. In *Polysun* können jedoch keine anderen Ventile, außer Dreiwegeventile dargestellt und simuliert werden.

Durch die Trennung mit externen WÜT werden in *Polysun* zwei verschiedene Kreislauf-Arten gebildet. Zum Einen ein Solarkreislauf von den Kollektoren zu den WÜT und zum Anderen drei Transferkreisläufe von den WÜT zu den Speichern. Beide Kreislauf-Arten werden normalerweise als Solarkreislauf bezeichnet und unterteilen sich nur in Primär- und Sekundärkreislauf.

Im geplanten Gebäude erfolgt die Anbindung der WÜT vom Solarkreislauf anders als in *Polysun* umgesetzt wurde. Ein Transferkreislauf nur zwischen WÜT und Speicher ist so nicht vorhanden. Es wird der Rücklauf von den Verbrauchern nicht direkt in den Speicher, sondern erst durch den WÜT vom Kollektorkreis geführt. Erst nach Wärmeenergieaufnahme strömt das Fluid in den Speicher. Dieses kann in der Software nicht umgesetzt werden, da hierfür der Aufbau zu komplex ist. Aus diesem Grund wird das Schema durch die drei Transferkreisläufe zu den Speichern vereinfacht. Erst von den Speichern aus

verlaufen die Rohrleitungen zu den beiden Verbrauchern bzw. zur Rückspeisung.

Der Solarkreislauf enthält das für Kollektoren spezielle Wärmeträgerfluid, das Frostschutzmittel. Es wird ein Glykol-Gemisch verwendet, welches auf 1,2 Propylenglykol basiert. Dieses hat einen Glykol-Anteil von 43 Vol% [Bos111]. Je höher der Anteil des Glykol, desto kleiner ist jedoch auch die Wärmekapazität des Wärmeträgerfluids. Durch die Abtrennung des Solarfluids von anderen Fluiden, mittels des WÜT, kann das Wasser im Transferkreislauf ohne einen weiteren internen Wärmeübertrager in den Speicher geführt werden.

Jeder vollständige Hybridkreislauf benötigt einen Durchflusserzeuger. Im Solar-kreislauf befinden sich im Rücklauf, nach dem T-Stück und somit nach der Trennung der Rücklaufrohrleitungen, zwei Pumpen. Dieses ist erforderlich, damit jedes VRK-Feld für sich gesteuert werden kann. Eine Pumpe sperrt den Durchfluss, sobald diese ausgeschaltet ist. In jedem der drei Transferkreisläufe zum Speicher befindet sich nur eine Pumpe. Pumpen werden meist, aufgrund des niedrigeren Temperaturniveaus, in den Rücklauf eingebaut. Somit soll die Lebensdauer durch die niedrigere thermische Belastung erhöht werden.

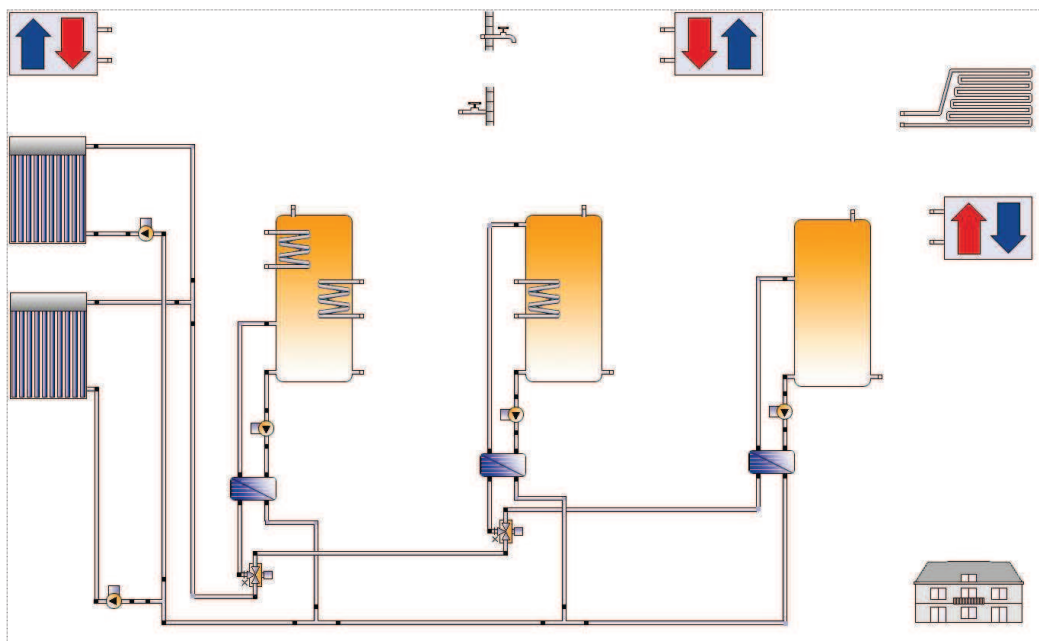


Abbildung 4.3: Hydraulische Anbindung Sonnenkollektoren mit den Speichern

Die Pumpen für beide VRK-Felder unterscheiden sich nicht. Es werden zwei Pumpen „Grundfos Solar 25-120“ aus der Datenbank von *Polysun* ausgewählt. Für die Pumpen nach den WÜT in der Rohrleitung zu den drei Speichern werden „Grundfos Magna 32-100“ verwendet. Der Durchsatz dieser Pumpen, und aller Weiteren innerhalb dieses Anlagenschemas, wird nach der Durchsatzvorgabe über die Steuerung bestimmt.

Bei der Dimensionierung der Dreiwegeventile gibt es keine weiteren Angaben innerhalb *Polysun*. Es gibt nur ein Standarddreiwegeventil, welches ausgewählt werden kann.

In *Polysun* werden für die externen Wärmeübertrager Plattenwärmeübertrager eingesetzt. Diese werden aus dem Katalog ausgewählt und haben eine Übertragungskapazität von 17.000 W/K.

In nachfolgender Tabelle 4.11 sind die Rohrleitungen mit Bezeichnungen aufgeführt. Diese Daten werden in *Polysun* umgesetzt und wenn nötig die Rohrleitungslänge auf zwei oder mehr Rohrleitungen aufgeteilt, so dass sich in Summe jeweils die Gesamtlänge ergibt. Es sind somit nur die prinzipiellen Daten angegeben. Dabei wird bewusst drauf verzichtet alle einzelnen, circa 60, Rohrleitungen aus der Software aufzuführen. Nachteil bei dem Programm ist, dass anstelle des Kollektorfeldes nur ein Kollektor symbolisch dargestellt wird. Es kann keine Rohrleitungsverbindung zwischen den Kollektoren angegeben werden. Entscheidend ist hierbei, dass die Rohrleitungen Kontakt mit der Außenluft haben und dieses auch bei der Wärmedämmung berücksichtigt werden müsste. Es wird grundsätzlich bei allen nachfolgenden Rohrleitungen nur die Dimension für den Vor- oder Rücklauf angegeben. Die jeweilige Rohrleitung in entgegengesetzter Richtung beinhaltet die gleiche Dimension.

Tabelle 4.11: Dimensionierung der Rohrleitung vom Kollektor zum Speicher

Bezeichnung	Material	Rohrlänge [m]	Rohrinnendurchmesser [mm]	Wandstärke [mm]
Steigleitung vom Dach-VRK zur Verbindung beider Kollektoren	Kupfer nach DIN EN 1057	20	50	2,0
Steigleitung vom Attika-VRK zur Verbindung beider Kollektoren	Kupfer nach DIN EN 1057	20	39	1,5
Verbindung Kollektoren zum WÜT vor Trinkwarmwasserspeicher	Kupfer nach DIN EN 1057	1	66	2,0
Verbindung Kollektoren zum WÜT vor Heizungsspeicher	Kupfer nach DIN EN 1057	1	66	2,0
Verbindung Kollektoren zum WÜT vor Rückspeisespeicher	Kupfer nach DIN EN 1057	3	66	2,0
Verbindung WÜT zum Trinkwarmwasserspeicher	Kupfer nach DIN EN 1057	2	66	2,0
Verbindung WÜT zum Heizungsspeicher	Kupfer nach DIN EN 1057	2	66	2,0
Verbindung WÜT zum Rückspeisespeicher	Kupfer nach DIN EN 1057	2	66	2,0

Als Wärmedämmung dieser Rohrleitungen wird Vliesisolierung gewählt. Hierbei ist der Materialname untergeordnet. Vielmehr wird das Material aufgrund der

Wärmeleitfähigkeit gewählt, diese beträgt $0,035 \text{ W/(m}\cdot\text{K)}$. Die Dämmungsstärke wird individuell für jede Rohrleitung ausgewählt. Nach [EnE09] betragen diese 100 % des Innendurchmessers der Rohrleitung.

Hydraulische Anbindung Trinkwarmwasserspeicher mit dem Verbraucher Warmwasser

Bei der hydraulischen Anbindung des Trinkwarmwasserspeichers an die Warmwasser-Komponente wird eine Frischwasserstation zwischengeschaltet. Dargestellt wird diese durch einen WÜT. Die Frischwasserstation wird zur Erwärmung von Trinkwasser bei solarthermischen Anlagen mit einem Pufferspeicher eingesetzt. Durch einen integrierten Plattenwärmeübertrager wird warmes Wasser aus dem Speicher, auf der Primärseite, durch den WÜT gepumpt. Nach der Wärmeenergieabgabe strömt es zurück zum Speicher. Auf der Trinkwasserseite wird dabei das kalte Wasser des Kaltwasseranschlusses auf die gewünschte Soll-Temperatur erwärmt (siehe Abbildung 4.4).

Die Pumpe, die in der Software primärseitig vor dem WÜT angeordnet ist, wird normalerweise direkt in die Frischwasserstation integriert. Es sind in der Frischwasserstation zwei Pumpen „WILO RS 15/7-1“ eingebaut. In der Software wird nur eine simuliert. Eine Pumpe auf der Trinkwasserseite ist nicht notwendig, da durch eine Wasserentnahme ein Durchfluss erzeugt wird.

Für die Frischwasserstation wird ein WÜT mit einer Übertragungskapazität von 10.000 W/K aus der Datenbank ausgewählt.

Im Speicher können sehr hohe Temperaturen auftreten. Daher wird eine Art Brauchwassermischer vor der Frischwasserstation integriert. Ein Brauchwassermischer ist ein Dreiwegeventil, an dem die gewünschte Austrittstemperatur eingestellt wird. Als kälteres Wasser zum Beimischen dient ein Abzweig der Rohrleitung von der Frischwasserstation zurück zum Speicher. Somit das Wasser nach der Wärmeenergieabgabe.

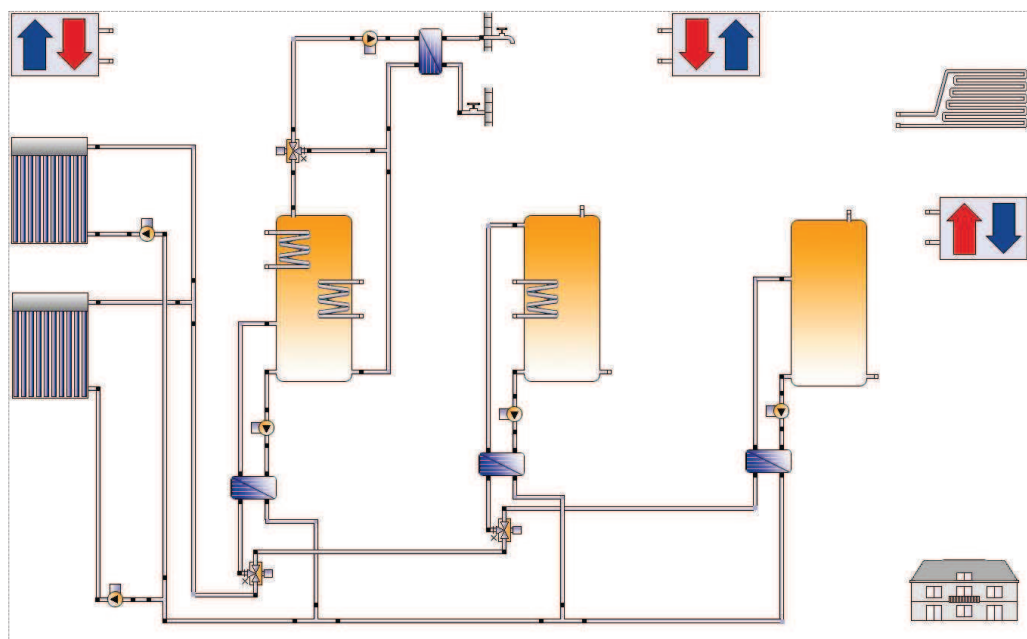


Abbildung 4.4: Hydraulische Anbindung Trinkwarmwasserspeicher mit dem Verbraucher Warmwasser

Des Weiteren sind in folgender Tabelle 4.12 die Rohrleitungen mit deren Bezeichnungen aufgeführt. Hierbei wurde Mehrschichtverbundrohr verwendet, da die Rohrleitungen sauerstoffdiffusionsdicht sein müssen. Würde in die Rohrleitung Sauerstoff eindringen, so beschleunigt dieses die korrosive Zerstörung von metallischen Bestandteilen. Aus dem Katalog wurden hierfür PE-Rohrleitungen (Polyethylen) gewählt. Für das geplante Mehrfamiliengebäude wurden für die Rohrleitungen vom Speicher zum Verbraucher unterschiedliche Rohrlängendurchmesser verwendet. In der Steigleitung beispielsweise für die Warmwasserleitung DN 32, in den Wohnungen nur noch DN 20 oder DN 16. Für die Software müssen die unterschiedlichen Durchmesser, unter Einflussnahme der Rohrlängelängen, gemittelt werden. Es kann nur ein Rohrlängendurchmesser für die gesamte Länge angegeben werden. Die Zirkulationsleitung wird hier nicht berücksichtigt, da bei der Definition der Warmwasser-Komponente bereits die Zirkulationsverluste mit 25 % berücksichtigt werden.

Tabelle 4.12: Dimensionierung der Rohrleitung vom Speicher zum Verbraucher Trinkwarmwasser

Bezeichnung	Material	Rohrlänge [m]	Rohrinnendurchmesser [mm]	Wandstärke [mm]
Warmwasserleitung zum Verbraucher	Mehrschichtverbundrohr	131	15	2,5
Kaltwasserleitung zum Verbraucher	Mehrschichtverbundrohr	146	15	2,5

Für die Wärmedämmung wird Vliesisolierung, mit einer Wärmeleitfähigkeit von

0,035 W/(m·K), verwendet. Die Dämmungsstärke der Warmwasserleitung beträgt nach [EnE09] bei einem Innendurchmesser bis 22 mm 20 mm. Für die Kaltwasserleitung wird aufgrund der Vermeidung von Schwitzwasser eine Dämmungsstärke von 20 mm angegeben.

Hydraulische Anbindung der Energiequelle Nahwärme für Trinkwarmwasser

Die Rohrleitungsverbindung der Nahwärme-Energiequelle zum Trinkwarmwasserspeicher erfolgt mittels einer einfachen Rohrleitung. Die Anbindung an den Speicher wird über den hierfür vorgesehenen Wendelwärmeübertrager vorgenommen (siehe Abbildung 4.5). In den Rücklauf vom Speicher zum Nahwärmeanschluss wird die Pumpe des Kreislaufes integriert. Es wird die Pumpe „Grundfos Magna 32-100“ verwendet.

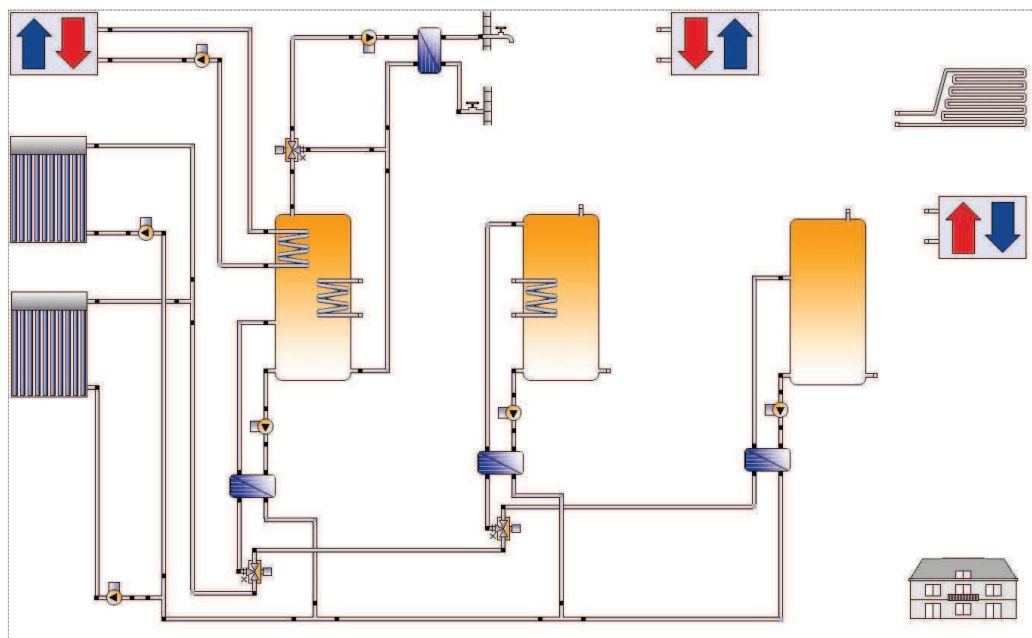


Abbildung 4.5: Hydraulische Anbindung der Energiequelle Nahwärme am Trinkwarmwasserspeicher

In Tabelle 4.13 sind die Rohrleitungen mit der Dimensionierung aufgeführt. Betrachtet wird der Anschluss vom Einspeise-WÜT zum Speicher, jedoch nicht mehr die Rohrleitungslänge des Hausanschlusses.

Tabelle 4.13: Dimensionierung der Rohrleitung vom Nahwärmeanschluss zum Trinkwarmwasserspeicher

Bezeichnung	Material	Rohrlänge [m]	Rohrinnendurchmesser [mm]	Wandstärke [mm]
Energiequelle Nahwärme zum Trinkwarmwasserspeicher	Kupfer nach DIN EN 1057	2	~26	1,2

Für die Wärmedämmung wird wieder Vliesisolierung, mit einer Wärmeleitfähigkeit von $0,035 \text{ W}/(\text{m}\cdot\text{K})$ und einer Dämmungsstärke von 30 mm nach [EnE09] verwendet, da der Innendurchmesser zwischen 23 mm und 35 mm liegt.

Hydraulische Anbindung Heizungsspeicher mit dem Verbraucher Fußbodenheizung

Bei der Anbindung der Fußbodenheizung an den Speicher, ist der Anschluss der Energiequelle Nahwärme zu beachten. Diese Anbindung erfolgt direkt, über einen externen WÜT, an den Vorlauf der Heizung (siehe Abbildung 4.6). Ein Anschluss an den Speicher mittels eines Wendelwärmeübertragers kann hier nicht erfolgen, da der Heizungsspeicher drucklos betrieben werden muss. Hierbei durchströmt das Wasser im Vorlauf immer den WÜT, auch wenn kein Nahwärmebezug notwendig ist. Nach diesem folgt ein weiterer externer WÜT, der den Kreislauf über die Steigleitung zu den Wohnungen abgrenzt, damit nicht der Wasserdruck der fünf Etagen auf den Speicher wirkt. In dem Kreislauf, vor diesem WÜT, wird durch ein Dreiwegeventil wieder eine Zumischung von kälterem Wasser abgebildet. Ebenso muss eine Pumpe als Durchflusserzeuger integriert werden. Nach dem WÜT wird dieser an die Komponente der Fußbodenheizung angebunden. Auch in diesem geschlossenen Kreislauf muss eine Pumpe integriert werden.

Die Pumpen im Vorlauf vor und nach dem WÜT, der den drucklosen Speicher von der druckbehafteten Seite trennt, sind „Grundfos Magna 32-120 F“-Pumpen.

Die Anbindung der Energiequelle Nahwärme an den WÜT erfolgt ebenso mit einer Pumpe im Rücklauf und ohne weitere Komponenten. Es wird hierfür die Pumpe „Grundfos Magna 32-100“ verwendet.

Für beide WÜT wird die mittlere Variante, mit einer Übertragungskapazität von $10.000 \text{ W}/\text{K}$, verwendet.

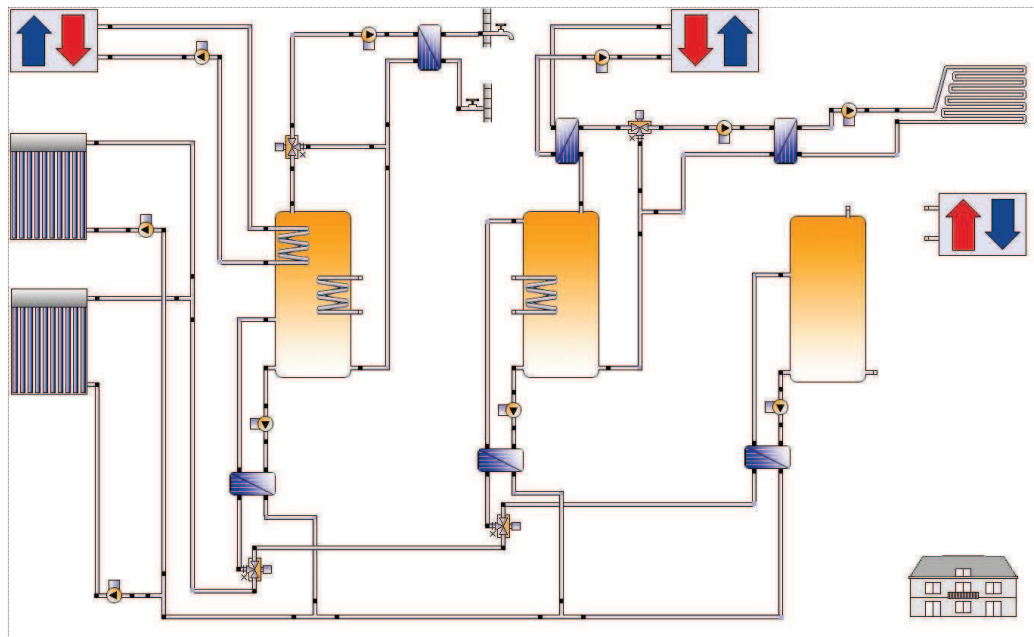


Abbildung 4.6: Hydraulische Anbindung Heizungspeicher mit dem Verbraucher Fußbodenheizung

Auch für die Heizungsrohrleitungen wird der Durchmesser wieder gemittelt, um diese für *Polysun* anzupassen. Die Dimensionen sind in Tabelle 4.14 aufgelistet.

Tabelle 4.14: Dimensionierung der Rohrleitung vom Speicher zum Verbraucher Heizung

Bezeichnung	Material	Rohrlänge [m]	Rohrinnendurchmesser [mm]	Wandstärke [mm]
Verbindung vom Speicher zum WÜT	Mehrschichtverbundrohr	3	~33	3,7
Verbindung vom WÜT zum Verbraucher Heizung	Mehrschichtverbundrohr	102	26	3,0
Energiequelle Nahwärme zum Anschluss Heizungsvorlauf	Kupfer nach DIN EN 1057	2	~26	1,2

Die Wärmedämmung (Vliesisolierung, Wärmeleitfähigkeit von $0,035 \text{ W}/(\text{m}\cdot\text{K})$) hat nach [EnE09] eine Dämmungsstärke von 30 mm, da der Innendurchmesser bei allen drei Rohrleitungstypen zwischen 23 mm und 35 mm liegt.

Hydraulische Anbindung des Rückspeisespeicher an die Energiesenke Nahwärme

Die Anbindung vom Rückspeisespeicher an die Energiesenke Nahwärme erfolgt durch eine Rohrleitungsverbindung für den Vorlauf und zum Speicher zurück die

Rücklaufanbindung mit integrierter Pumpe (siehe Abbildung 4.7). Für diese Pumpe wird die „Grundfos Magna 32-100“ angegeben. Die Anbindung an den Speicher erfolgt direkt durch Anschluss-Stutzen.

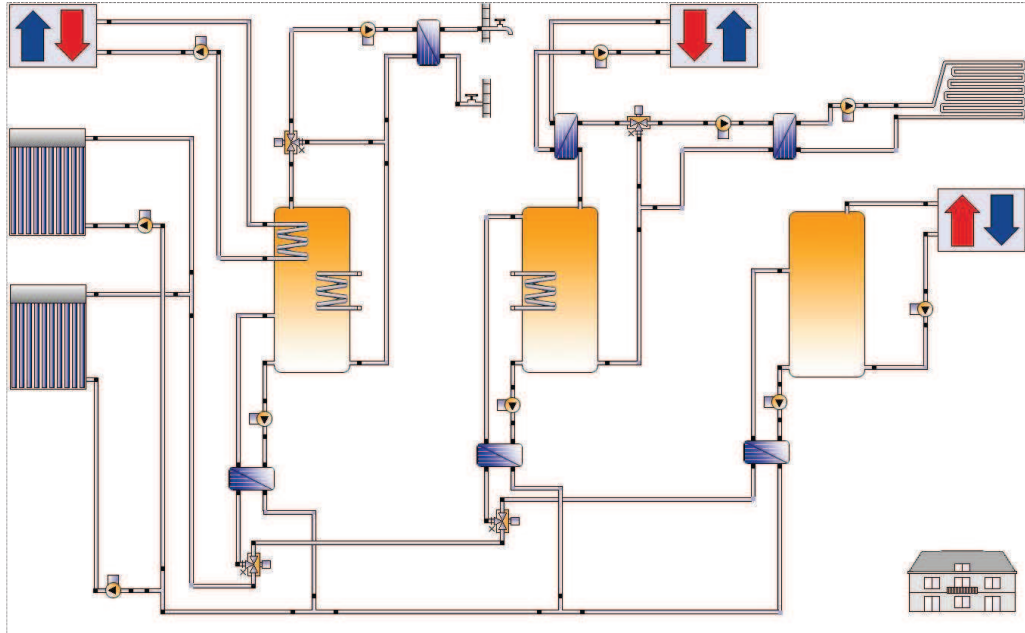


Abbildung 4.7: Hydraulische Anbindung Rückspeisespeicher an die Energiesenke Nahwärme

Für den Vor- und Rücklauf der Rohrleitung zum Nahwärmeanschluss dient folgende Dimensionierung in Tabelle 4.15.

Tabelle 4.15: Dimensionierung der Rohrleitung vom Speicher zum Nahwärmeanschluss

Bezeichnung	Material	Rohrlänge [m]	Rohrinnendurchmesser [mm]	Wandstärke [mm]
Verbindung vom Rückspeisespeicher zur Energiesenke Nahwärme	Kupfer nach DIN EN 1057	3	~26	1,2

Es wird die Wärmedämmung (Vliesisolierung, Wärmeleitfähigkeit von $0,035 \text{ W}/(\text{m}\cdot\text{K})$) mit einer Dämmungsstärke von 30 mm angegeben, da nach [EnE09] der Innendurchmesser größer als 22 mm, jedoch kleiner als 36 mm ist.

Hydraulische Anbindung Heizungsspeicher an Trinkwarmwasserspeicher

Der letzte Kreislauf, der abgebildet wird, ist die Verbindung zwischen dem Heizungsspeicher und dem Trinkwasserspeicher. Die Vorwärmung des Trinkwassers, mittels Heizungsspeicher, erfolgt über eine Rohrleitung, die an die jeweiligen Wendelwärmeübertrager in den Speichern angeschlossen ist. Im Rücklauf, nach Wärmeenergieabgabe, befindet sich die Standardpumpe „Eco,

klein“ (siehe Abbildung 4.8). Diese wird gewählt, da für diese Pumpe keine Vorgabe existiert.

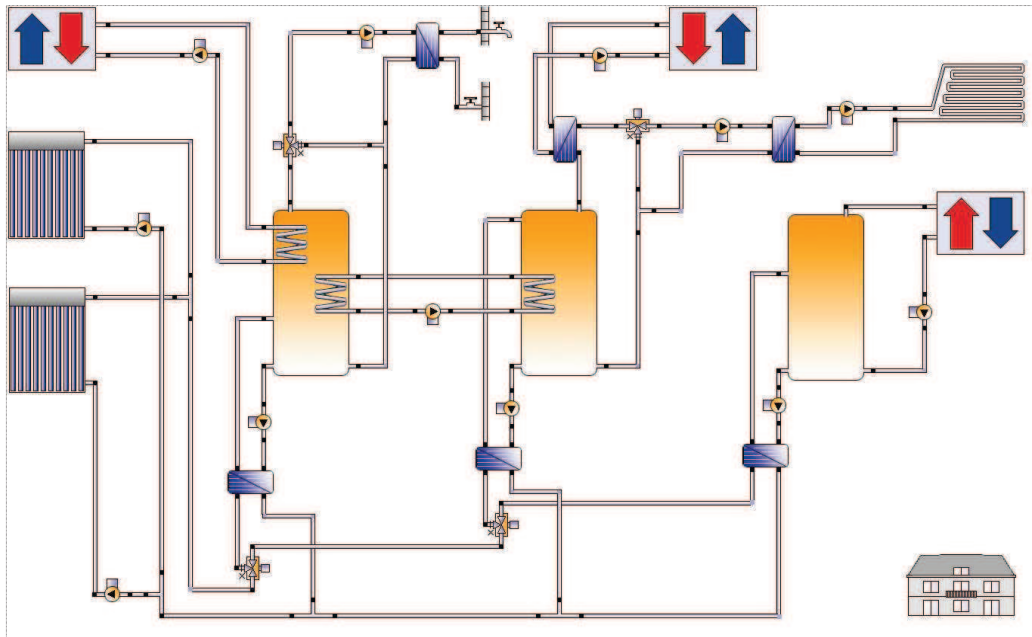


Abbildung 4.8: Hydraulische Anbindung Heizungsspeicher an Trinkwarmwasserspeicher

Die Rohrleitungsdimension dieser Verbindung zwischen den beiden Speichern ist in der nächsten Tabelle 4.16 aufgeführt.

Tabelle 4.16: Dimensionierung der Rohrleitung vom Heizungsspeicher zum Trinkwarmwasserspeicher

Bezeichnung	Material	Rohrlänge [m]	Rohrinnendurchmesser [mm]	Wandstärke [mm]
Verbindung vom Heizungsspeicher zum Trinkwasserspeicher	Kupfer nach DIN EN 1057	4	~26	1,2

Auch bei dieser Rohrleitung wird Vliesisolierung, mit einer Wärmeleitfähigkeit von $0,035 \text{ W}/(\text{m}\cdot\text{K})$ bei einer Dämmungsstärke von 30 mm nach [EnE09], verwendet.

Nachdem alle Systemkomponenten im Rohrleitungsnetz eingebunden sind, muss für eine individuelle Simulation die Steuerungstechnik der Pumpen und Dreiwegeventile eingefügt werden. Dieses erfolgt detailliert beschrieben im nächsten Kapitel.

4.3.3 Steuerungstechnik

Ausgangsbasis für die Steuerungstechnik ist das Anlagenschema in Abbildung 4.8. Aufgrund der besseren Zuordnung wird das gesamte Wärmeversorgungs-

schema, wie zuvor das Rohrleitungsnetz, in die dort benannten Kreisläufe unterteilt. Die Steuerungen werden je Kreislauf für sich erläutert. Die Beschreibung erfolgt ebenfalls von den Kollektoren zu den Verbrauchern.

Steuerungen von den Sonnenkollektoren zu den Speichern

Für die Steuerung der Pumpen zu jedem der beiden Kollektoren wird eine sog. Solarkreislaufsteuerung verwendet. Hierbei handelt es sich um eine Temperaturdifferenzsteuerung. Gemessen wird die Temperatur am Kollektoraustritt und in der untersten Speicherschicht des Trinkwarmwasserspeichers. Die Pumpe schaltet dabei ein, sobald die Austrittstemperatur aus dem Kollektor eine Temperaturdifferenz von 5 K überschreitet. Ausgeschaltet wird die Pumpe, wenn eine Kollektortemperatur von 140 °C überschritten wird und somit eine Kollektorüberhitzung auftritt. Bereits bei dieser Steuerung muss eine Vereinfachung in *Polysun* vorgenommen werden. Neben den genannten Steuerungsparametern gibt es im geplanten Mehrfamiliengebäude noch die Bedingung, dass beide Kollektortemperaturen ungefähr gleich sein sollen. Für die Pumpe des Dachkollektorfeldes gilt, dass die Kollektoraustrittstemperatur ungefähr der Kollektoraustrittstemperatur der Attika entsprechen soll und umgekehrt. Ist dieses nicht der Fall, schaltet die Pumpe spätestens dann ein, wenn eine der beiden Kollektoraustrittstemperaturen größer als 125 °C ist. Diese zusätzlichen Bedingungen, die nicht dem Standard entsprechen, können in der Software nicht umgesetzt werden.

Gesteuert werden kann die Pumpe mit einem fixen Durchsatz, einem spezifischen Durchsatz pro Kollektorfeld, *matched-flow* oder dem Druckverlust nach der Pumpencharakteristik. Bei der Steuerung mit *matched-flow* scheint jedoch ein Berechnungsfehler im Programm vorhanden zu sein, da weniger Wärmeenergie zum Speicher gelangt, als bei einer anderen Durchsatzeinstellung. Obwohl hier aufgrund der optimierten Betriebsweise ein höherer Ertrag zu erwarten wäre. Daher wird der spezifische Durchsatz pro Aperturfläche gewählt. Bei den Kollektoren auf dem Dach wird ein Durchsatz von 35 l/(h·m²) und bei den Attika-Kollektoren ein Durchsatz von 40 l/(h·m²) eingegeben. Dieser Durchsatz wurde gewählt, da der Nennvolumenstrom eines Dach-VRK 92 l/h (bei 36 Modulen: 3312 l/h) und eines Attika-VRK 54 l/h (bei 16 Modulen: 864 l/h) beträgt. Somit wurde für den spezifischen Durchsatz der Nennvolumenstrom eingestellt.

Ferner benötigen die zwei Dreiwegeventile vor dem WÜT und die drei Pumpen nach dem WÜT von den Kollektoren zu den Speichern eine Steuerung. Die Pumpe vor dem ersten und zweiten Speicher wird zusammen mit dem zugehörigen Dreiwegeventil vor dem WÜT über eine Steuerung geregelt. Es wird eine Wärmeerzeuger-Steuerung verwendet. Sobald das Signal der Steuerung eins ist, wird die Pumpe eingeschaltet und das Dreiwegeventil öffnet den Abzweig zum WÜT vor dem zugehörigen Speicher. Ist das Signal null, so schaltet die Pumpe aus und das Dreiwegeventil schließt diese Abzweigung wieder. Es strömt dann das Fluid gerade durch das Ventil hindurch.

Die Pumpe vor dem ersten Speicher, dem Trinkwarmwasserspeicher, wird

eingeschaltet, sobald die Temperatur im Vorlauf der Kollektoren größer ist, als die Temperatur der Speicherschicht 4 im Trinkwarmwasserspeicher. Oder sobald die Temperatur in der oberen Speicherschicht unter 65 °C sinkt. Ausgeschaltet wird die Pumpe, wenn die Temperatur im Vorlauf der Kollektoren kleiner ist, als die Temperatur der Speicherschicht 4 im Speicher. Oder sobald die Temperatur in der oberen Speicherschicht mehr als 74 °C beträgt. Die gleichen Temperaturvorgaben gelten auch für das Dreiwegeventil. In der Steuerung kann auch die Speicher-Maximaltemperatur eingegeben werden. Diese beträgt max. 75 °C. Dieses hängt mit dem Kalkgehalt im Trinkwasser zusammen. Sobald die Wassertemperatur darüber hinaus ansteigt, fällt vermehrt Kalk aus.

Die Pumpe vor dem Heizungsspeicher wird eingeschaltet, sobald die Temperatur im Vorlauf der Kollektoren, vor dem Dreiwegeventil des zweiten Speichers, größer ist, als die Temperatur der Speicherschicht 8 im Speicher. Oder sobald die Temperatur in der oberen Speicherschicht unter 38 °C fällt. Ausgeschaltet wird die Pumpe, wenn die Temperatur im Vorlauf der Kollektoren kleiner ist, als die Temperatur der Speicherschicht 8 im Speicher. Oder sobald die Temperatur in der oberen Speicherschicht mehr als 69 °C beträgt. Diese Temperaturen gelten ebenso für das Dreiwegeventil. Bei diesem Speicher wird die Temperatur auf max. 70 °C begrenzt, da das PCM mit der Kunststoffummantelung im Speicher keiner höheren Temperatur standhält.

Vor dem WÜT des dritten Speichers befindet sich kein Dreiwegeventil mehr. Das Fluid wird gleich durch den WÜT geführt und auf der Sekundärseite die Wärmeenergie aufgenommen, sobald dort die Pumpe für den Speicher eingeschaltet ist. Die Pumpe schaltet ein, sobald die Vorlauftemperatur vor dem dritten WÜT größer ist, als die Temperatur der Speicherschicht 4. Die maximale Temperatur des dritten Speichers beträgt 95 °C.

Mit der eben beschriebenen Steuerung ist es nicht möglich, dass die drei Speicher nur nacheinander beladen werden. Es kann in der Software vorkommen, dass auch zwei oder drei Speicher gleichzeitig beladen werden. Auch durch eine andere Steuerung kann dieses Problem nicht gelöst werden, da in der Steuerung zu wenig Parameter eingegeben werden können. Um die Steuerung für den Rückspeisespeicher richtig zu definieren, müssten erst Speicher eins und Speicher zwei vollbeladen sein und die Austrittstemperatur von Kollektorfeld eins und Kollektorfeld zwei größer sein, als die untere Speicherschicht. Es wären somit vier Eingangsgrößen einzugeben. In *Polysun* können jedoch maximal zwei Eingangsgrößen definiert werden.

Ferner lässt sich das Problem nicht mit Pumpen lösen. Es ist keine Steuerung vorhanden, in der nur Pumpen nach dem Status einer anderen Pumpe definiert werden kann. Somit kann nicht eingegeben werden, dass beispielsweise Pumpe zwei eingeschaltet wird, wenn Pumpe eins ausgeschaltet wird bzw. Pumpe zwei wird eingeschaltet, sobald Pumpe eins eingeschaltet ist.

Steuerungen vom Trinkwarmwasserspeicher zum Verbraucher Warmwasser

Wie bereits erwähnt, erfolgt nach dem Trinkwarmwasserspeicher eine Beimischung von Trinkwasser mit einem niedrigeren Temperaturniveau durch ein Dreiwegeventil. In der Steuerung wird hierfür die Temperatur vom Vorlauf nach dem Speicher als oberes Temperaturniveau und die Fluidtemperatur für die Beimischung als unteres Temperaturniveau angegeben. Die Beimischung erfolgt so, dass am Austritt aus dem Ventil die Solltemperatur des Warmwassers plus 10 K erreicht wird. Die Temperaturdifferenz von 10 K dient zum Ausgleich der Wärmeverluste bis zu den Wohnungen.

Die darauffolgende Pumpe ist in der Frischwasserstation integriert, hier jedoch extra dargestellt. Es wird eine drehzahlgeregelte Steuerung verwendet. Dabei wird ein Durchsatz gemessen und als Vorgabe für die Pumpe weitergegeben. Bei dieser Steuerung müssen folgende Eingangsparameter eingegeben werden: die Vorlauftemperatur vor der Pumpe als Eintrittstemperatur auf der Primärseite, die Kaltwassertemperatur als Eintrittstemperatur auf der Sekundärseite, der Nenndurchsatz Warmwasserbedarf, die Warmwassersolltemperatur und vom externen WÜT (Frischwasserstation) der $k \cdot A$ -Wert. Aus den genannten Parametern errechnet sich die Software die Drehzahl der Pumpe zu jedem Zeitpunkt.

Steuerung von der Energiequelle Nahwärme zum Trinkwarmwasserspeicher

Für die Versorgung mit Wärmeenergie vom Nahwärmeanschluss ist eine Pumpe notwendig, sobald die Solltemperatur im Speicher nicht erreicht wird. Diese wird eingeschaltet, sobald die Temperatur der oberen Speicherschicht des Trinkwarmwasserspeichers kleiner ist als die Solltemperatur des Warmwassers (60°C) plus 3 K. Ausgeschaltet wird die Pumpe, wenn die Temperatur in dieser Speicherschicht größer ist, als die Solltemperatur des Warmwassers plus 4 K. Auch hierbei muss die Speichertemperatur von max. 75 °C eingegeben werden.

Steuerungen vom Heizungsspeicher zum Verbraucher Fußbodenheizung

Im Heizungskreislauf vom Heizungsspeicher zur Fußbodenheizung sind ein Dreiwegeventil und zwei Pumpen integriert. Die drei Komponenten werden über eine Steuerung angesteuert. Für diesen Kreislauf gibt es in der Software eine Steuerung, die nur für die Heizungspumpe eingesetzt wird. Eingangsgrößen sind hierbei: die mittlere Außentemperatur, die Soll-Raumtemperatur vom Gebäude, die Ist-Raumtemperatur, der Gesamtnenndurchsatz aller Module der Fußbodenheizung, die Fluidtemperatur vor dem Mischventil als oberes Temperaturniveau, die Fluidtemperatur zum Beimischen als unteres Temperaturniveau und die Soll-Vorlauftemperatur der Heizung. Eingeschaltet werden die Pumpen, sobald die Außentemperatur kleiner als 18 °C ist oder die Ist-Raumtemperatur kleiner als die Soll-Raumtemperatur ist. Bei dieser Steuerung wird die Freigabe-

zeit verändert, so dass die Pumpen für eine bestimmte Zeit manuell ausgeschaltet werden. Dieses wird notwendig, da aufgrund der Mittelwertbildung der Außentemperatur von *Polysun* bzw. *Meteonorm* auch in Sommernächten geringere Temperaturen als 18 °C berechnet werden. Somit würde die Heizungspumpe auch kurzzeitig im Sommer laufen. Da dieses in der Realität nicht stattfindet, verfälscht dieses das Simulationsergebnis. Bei den Freigabezeiten wird sich an der Wärmebedarfsberechnung im PHPP orientiert. Freigeschaltet werden die Heizungspumpen somit nur von Oktober bis einschließlich April.

Steuerung von der Energiequelle Nahwärme zum Heizungsspeicher

Zum Heizkreislauf zählt noch die Versorgung mit Nahwärmeenergie, vorausgesetzt die notwendige Vorlauftemperatur der Fußbodenheizung wird durch die Sonnenkollektoren nicht erreicht. Die Pumpe innerhalb dieses Kreislaufs wird eingeschaltet, sobald die Temperatur der oberen Speicherschicht vom Heizungsspeicher kleiner als 36 °C ist und wieder ausgeschaltet, wenn die Temperatur dieser Speicherschicht größer als 37 °C ist. Somit erfolgt nur eine kurze Aufheizung bei einem niedrigen Temperaturniveau. Dieses wird aufgrund der geringen Vorlauftemperatur der Fußbodenheizung benötigt. Da die Pumpen im Heizkreislauf im Sommer manuell über die Steuerung ausgeschaltet werden, wird dieses auch bei der Entnahme der Nahwärmeenergie eingegeben. Es erfolgt somit für die Heizung von Mai bis einschließlich September kein Nahwärmebezug.

Auch in dieser Steuerung kann die maximale Speichertemperatur, mit 70 °C, eingegeben werden.

Steuerung vom Rückspeisespeicher an die Energiesenke Nahwärme

Für die Rückspeisung vom Speicher an den Nahwärmenetzanschluss steht eine Pumpe bereit. Diese wird eingeschaltet, falls die Temperatur in der oberen Speicherschicht des Rückspeisespeichers größer als 82 °C ist. Ausgeschaltet wird die Pumpe, wenn die Temperatur in der genannten Speicherschicht 80 °C unterschreitet. Normalerweise wird erst Wärmeenergie rückgespeist, wenn über eine bestimmte Zeit die geforderte Temperatur besteht und gespeichert werden kann. Erst dann schaltet die Pumpe ein, um ein ständiges Ein- und Ausschalten zu verhindern. Eine Zeitvorgabe kann jedoch in der Steuerung nicht realisiert werden. Daher wird auch in der Steuerung eine Einschalttemperatur von 82 °C angegeben, damit durch die Rohrleitungsverluste an der Energiequelle noch eine Temperatur von 80 °C vorhanden ist.

Wenn der Trinkwarmwasserspeicher und der Heizungsspeicher beladen sind, wird der Rückspeisespeicher beladen. Erst wenn die Temperatur von 82 °C vorliegt, schaltet die Pumpe für die Rückspeisung ein. Es ist möglich, dass die Pumpe für längere Zeit läuft und rückspeist. Sollte zu diesem Zeitpunkt kein Kollektorertrag vorhanden sein, aber gleichzeitig ein Warmwasserbedarf, welches den Speicher entlädt, so dass die Warmwassertemperatur von 60 °C nicht erreicht werden kann, schaltet die Nahwärmeversorgungspumpe ein. Sollte dieser Fall vorliegen, wird zum gleichen Zeitpunkt sowohl Nahwärme

bezogen, als auch rückgespeist. Dieses ist theoretisch möglich, sollte jedoch vermieden werden, da es sich um die gleiche Wärmeenergie handelt, die zuvor rückgespeist wurde. Diese Möglichkeit kann in der Realität ausgeschlossen werden, in *Polysun* jedoch nicht.

Steuerung vom Heizungsspeicher an den Trinkwarmwasserspeicher

Diese Verbindung dient nur der Vorwärmung des Trinkwarmwasserspeichers, sobald im Heizungsspeicher ein höheres Temperaturniveau vorliegt, keine Wärmeenergie für die Fußbodenheizung benötigt wird und vom Kollektor keines bzw. kein ausreichend warmes Fluid ankommt. Die Anbindung dient somit zur Unterstützung, wenn auch Nahwärme bezogen wird. Eingeschaltet wird die Pumpe in diesem Kreislauf, wenn die Temperatur des Wendelwärmeübertragers im Heizungsspeicher (am oberen Anschluss) 6 K über der Temperatur des Wendelwärmeübertragers im Trinkwasserspeicher liegt und die Temperatur der Speicherschicht 8 im Heizungsspeicher 6 K größer ist, als die Speicherschicht 7 im Trinkwasserspeicher. Ausgeschaltet wird die Pumpe, sobald die Temperaturdifferenz an den genannten Positionen nur noch 5 K beträgt. Die Temperaturdifferenz von 5 K beim Ausschaltzeitpunkt und 6 K zum Einschaltzeitpunkt wurde absichtlich in *Polysun* so gering gewählt, da die Anbindung nur zur Vorwärmung dienen sollte, wenn keine Heizungswärme benötigt wird. Es sollte vermieden werden, öfters als notwendig Wärme über die Verbindungsleitung zu übertragen, da evtl. erst Wärmeenergie vom Heizungsspeicher bezogen wird, statt direkt vom Kollektor bzw. beides der Fall ist. Mit diesem Umweg über den Heizungsspeicher in den Trinkwarmwasserspeicher sind folglich auch die Verluste höher.

Allgemein, sowohl für Steuerung des Heizkreislaufes, als auch für die Energiequelle Nahwärme ist keine Heizkurve in der Software hinterlegt und kann auch nicht berücksichtigt werden. Die Vorlauftemperatur für die Fußbodenheizung beträgt normalerweise nicht immer konstant 35 °C, sondern ist von der Außentemperatur abhängig. Die Vorlauftemperatur der Nahwärmeenergie beträgt ebenfalls nicht immer 90 °C. Dieses ist nur bei einer Außentemperatur von ungefähr -12 °C der Fall, wie in Abbildung 4.1 dargestellt ist.

Bereits im Benutzerhandbuch wird darauf hingewiesen, dass für die Steuerung keine Temperaturen in Rohrleitungen verwendet werden sollten. Die geringen Wassermengen führen zu einer Ungenauigkeit bei der Berechnung, daher sollten nur Temperatur im Speicher ausgewählt werden [Vel11]. Oftmals ist dieses nicht möglich, da beispielsweise im Anlagenschema die Rohrleitungstemperatur gewählt werden muss, um die Vorlauftemperatur mit der untersten Speicherschicht zu vergleichen. Denn sobald die Temperatur in der Rohrleitung, die von den Kollektoren kommt, höher ist, kann eine Wärmeenergieabgabe erfolgen.

Nachdem nun allen Pumpen und Dreiwegeventilen eine Steuerungskomponente zugewiesen wurde, ist das Anlagenschema der Wärmeversorgung komplett. Das in Abbildung 4.9 dargestellte Schema kann nun simuliert werden.

Die Ergebnisdarstellung erfolgt in Kapitel 5.

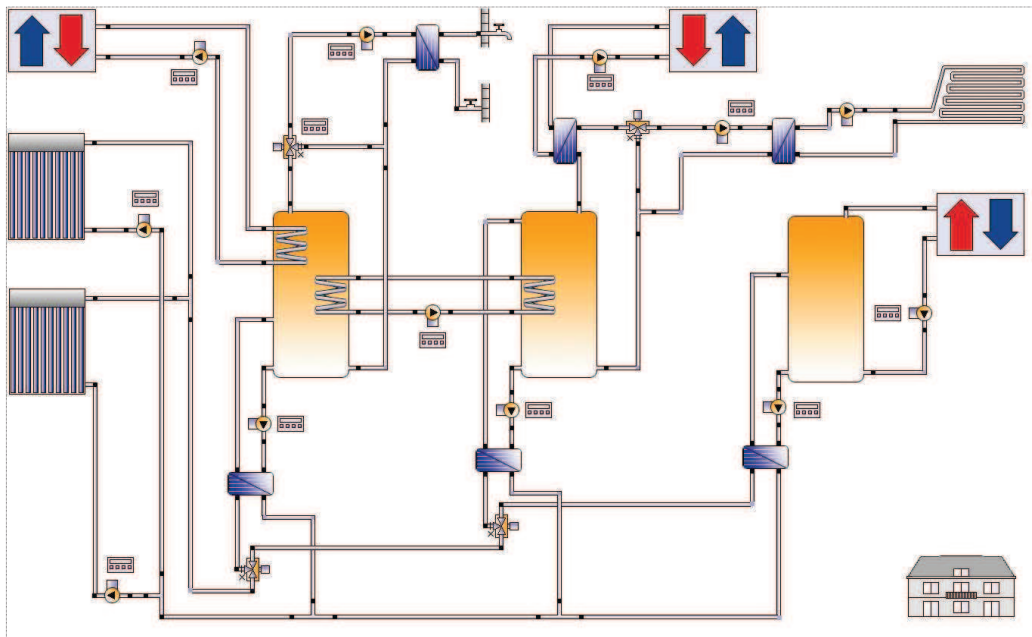


Abbildung 4.9: Darstellung der Steuerungstechnik in *Polysun*

Des Weiteren wird die, vom Wärmeversorgungsschema unabhängige, Photovoltaikanlage dargestellt und simuliert. Die detaillierte Beschreibung erfolgt im nächsten Kapitel.

4.4 Erstellen des Anlagenschemas der Stromversorgung

Bei der Photovoltaikanlage im geplanten Mehrfamiliengebäude handelt es sich um eine netzgekoppelte Anlage. Die einzelnen Module werden dabei geschossweise seriell zu einem String verschaltet. Somit werden vier Stringleitungen in den Technikraum ins Erdgeschoss geführt. Anschließend werden die Strings am Generatoranschlusskasten zusammengefasst und am Wechselrichter angeschlossen. Somit wird nur ein Zentralwechselrichter benötigt. Der im Generator erzeugte Gleichstrom wird im Wechselrichter zu Wechselstrom umgewandelt. Wird diese elektrische Energie im Gebäude nicht benötigt, wird der Strom ins öffentliche Netz eingespeist. Ein im Mehrfamiliengebäude integrierter Datenlogger übernimmt die Datenerfassung und –auswertung. Außerdem wird der Energiemehrbedarf im Gebäude durch den Bezug von elektrischer Energie aus dem öffentlichen Netz gedeckt.

In *Polysun* werden zusätzliche Apparate, wie der Datenlogger, nicht berücksichtigt. Es können nur die Module sowie der Wechselrichter ausgewählt werden. Die Photovoltaikanlage wird im selben Projekt simuliert wie das Wärmeversorgungsschema und kann in dieselbe Variante integriert werden, sobald eine zusammengefasste Ergebnisdarstellung gefordert ist. Auch kann dadurch die produzierte elektrische Energie für den Strombedarf der Pumpen der Wärmeversorgung mit einbezogen werden. Für die Ertragsberechnung der Photo-

voltaikanlage werden auch die grundlegenden Eingaben, beispielsweise der Standort und die Wetterdaten, benötigt.

Das Anlagenschema für die Stromversorgung wird in der Software nur vereinfacht dargestellt und enthält keine gesamte Darstellung vom Erzeuger zu den Verbrauchern. Das Schema beinhaltet eine einzige Komponente, die für die Darstellung der Photovoltaikmodule, vergleichbar mit der Systemkomponente eines VRK-Feldes. Der Wechselrichter wird innerhalb dieser Komponente gewählt und nicht extra dargestellt. Somit ist auch der zeitliche Aufwand zum Erstellen dieser Anlage wesentlich geringer. Das komplette Wärmeversorgungsschema einschließlich der Photovoltaikanlage ist in Abbildung 4.10 dargestellt. Die Systemkomponente für die Stromversorgung ist rechts unten abgebildet. Im Anhang B ist dieses komplette Anlagenschema noch einmal größer abgebildet.

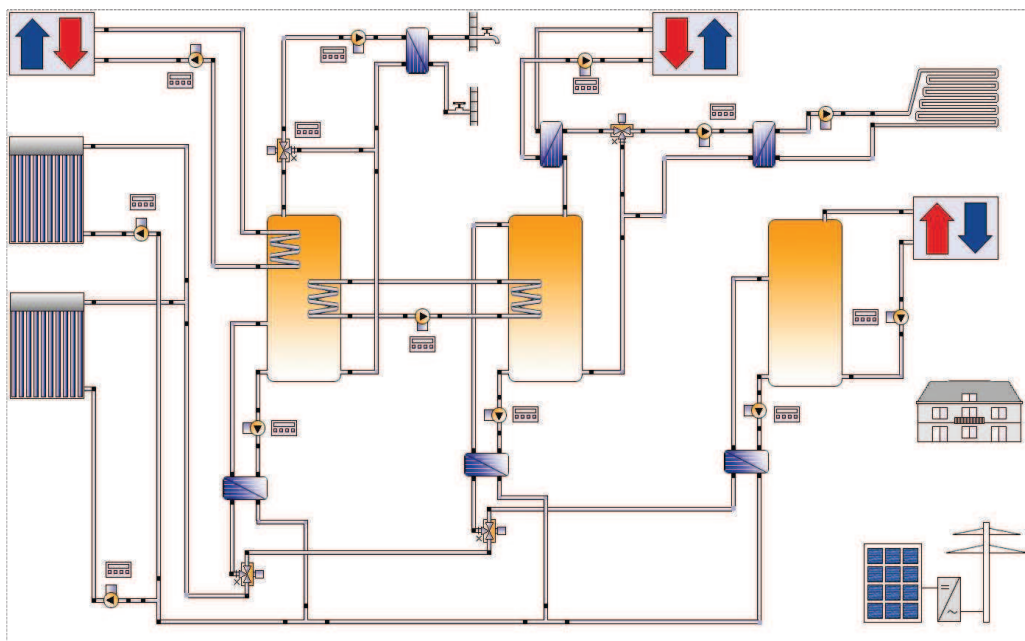


Abbildung 4.10: Darstellung der Photovoltaikanlage in *Polysun*

Um die nachfolgende Erläuterung übersichtlich zu halten, wird die Beschreibung aufgeteilt. Zum Einen die Beschreibung der Photovoltaikmodule und zum Anderen die Auswahl des Wechselrichters.

Photovoltaikmodule

Innerhalb der Systemkomponente wird das Modul, wie zuvor bei den VRK, aus der Datenbank ausgewählt. Hierbei wurde sich für das Modul „WSG0036E080“ des Herstellers Würth Solar GmbH & Co. KG entschieden. Die neusten Module, die dieser Hersteller auf der Internetseite oder im Solarmodul-Katalog darstellt, sind noch nicht im Katalog von *Polysun* zu finden. Die Daten der verwendeten Module, die in der Datenbank hinterlegt sind, stammen aus der Photovoltaik-Zeitschrift *Photon*. Die Module sind für eine serielle Verschaltung geeignet. Es handelt sich hierbei um CIS-Module, somit Dünnschichtmodule. Die Module

haben eine Abmessung von 1,205 m·0,605 m. Die Stärke beträgt 0,035 m. Somit sind die ersten zwei Randbedingungen erfüllt. Die Technologieart und die Höhe der Module werden eingehalten. Insgesamt werden für die Brüstungsflächen des 1. OG bis zum 4. OG 48 Photovoltaikmodule mit diesen Abmessungen verwendet. Die gesamte berechnete Bruttofläche beträgt somit 35 m². Die Dummy-Module an der Ost-südost- und der West-nordwestseite werden nicht berücksichtigt.

Durch die Verwendung von CIS-Modulen ist eine galvanische Trennung vorhanden, die auch bei der Wechselrichterauswahl vorhanden sein muss.

Der Neigungswinkel wird mit 90° aufgeführt und die Ausrichtung nach Südsüdwesten mit -22,5°. Nachgeführt werden die Photovoltaikmodule nicht. Als Hinterlüftung wird „gut“ angegeben. Für *Polysun* bedeutet dieses, dass eine Bodenfreiheit mit mehr als 20 cm vorhanden ist. Bei einer Einstrahlung von 1.000 W/m² liegt die Modultemperatur nur 20 °C über der Lufttemperatur. Dieses kann so gewählt werden, da die Module nicht auf dem Dach oder direkt in der Fassade integriert werden, sondern am Brüstungsgeländer mit einem vorhandenen Zwischenraum vom Balkongeländer zur Hauswand. Die Verschmutzung wird mit 2 % und die Degradation mit 0,5 % übernommen, da hierfür keine Erfahrungswerte vorliegen. Degradation beschreibt die Reduktion des Wirkungsgrads durch Alterung. Auch die Kabelverluste und das Mismatching werden mit 4 % angenommen. Die Kabelverluste beschreiben die DC-Kabelverluste bei Nennleistung. Mismatching beinhaltet die Verluste durch Abweichung der Strom/Spannungs-Charakteristik.

In nachfolgender Tabelle 4.17 sind die elektrischen Daten der Module bei STC (Standardtestbedingungen) aufgeführt.

Tabelle 4.17: Elektrische Daten der Photovoltaikmodule bei STC

Parameter	Wert	Einheit
Nennleistung	80	W
Wirkungsgrad	10,97	%
Ausgangsspannung U_{MPP}	35	V
Ausgangsstrom I_{MPP}	2,3	A
Leerlaufspannung U_L	44	V
Kurzschlussstrom I_K	2,5	A

Neben diesen Testwerten gibt es noch eine Reihe von Systemdaten, die folgend in Tabelle 4.18 aufgelistet sind. Diese dienen auch zur Auslegung für den Wechselrichter.

Tabelle 4.18: Weitere Systemdaten der Photovoltaikmodule

Parameter	Wert	Einheit
max. Systemspannung	1000	V
Leistungstoleranz P_{\max}	-2/ +5	%
Leerlaufspannung bei -10 °C	48,5	V
MPP-Spannung bei +70 °C	29,5	V
Temperaturkoeffizient Leistung	-0,36	%/°C
Temperaturkoeffizient Spannung	-0,29	%/°C
Temperaturkoeffizient Strom	-0,05	%/°C
zulässige Modultemperatur	-40....+85	°C

Auswahl des Wechselrichters

Um einen geeigneten Wechselrichter auszuwählen, kann in *Polysun* der sog. Wechselrichterassistent verwendet werden oder ein Wechselrichter manuell gewählt werden. Beim Verwenden des Wechselrichterassistenten werden mögliche Wechselrichter vorgeschlagen. Hierbei wird auch die Anzahl der Stränge pro Modul aufgeführt. Wird ein Wechselrichter ausgewählt, werden bei diesem die Grenzwerte berechnet und mit den Grenzwerten der Module verglichen. Werden alle Werte eingehalten, ist der Wechselrichter geeignet. In diesem Assistenten stehen jedoch nur Wechselrichter mit dem Namen „Inventor“ zur Auswahl. Hersteller dieser Wechselrichter ist laut der Datenbank *Polysun*. Da *Polysun* selbst keine Wechselrichter herstellt oder vertreibt, ist ungewiss woher die Daten stammen und ob diese Wechselrichter auf dem Markt verfügbar sind. Daher wird sich gegen den Assistenten und für die manuelle Auswahl entscheiden.

Vorgegeben ist die Verwendung eines Wechselrichters von Fronius Deutschland GmbH oder SMA Solar Technology AG [Pin12]. Bei der Auswahl wird sich an der maximalen DC-Leistung orientiert. Diese entspricht der Generatorleistung und wird als Produkt aus der Nennleistung des Moduls und der Modulanzahl berechnet. Die Generatorleistung, somit die Nennleistung aller Module, beträgt 3,84 kW. Oft wird auch die Angabe 3,84 kWp verwendet. Dieses ist die maximale Nennleistung der Module bei STC. Somit bei einer sehr guten Bestrahlungsstärke, einer guten Ausrichtung sowie einem effizienten Neigungswinkel. Auch die vorhandenen Verluste sind hierbei noch nicht berücksichtigt. Daher ist die tatsächliche Leistung geringer und es könnte ein Wechselrichter mit einer gleichen bzw. geringeren DC-Leistung verwendet werden. Hierbei erscheint in *Polysun* jedoch die Fehlermeldung, dass die Leistung zu gering ist und ein anderer Wechselrichter verwendet werden sollte.

Aufgrund dessen wird der Wechselrichter „Sunny Boy SB 3800“ mit einer maximalen DC-Leistung von 4,04 kW ausgewählt. Grundsätzlich sollte darauf geachtet werden, dass wenn die Leistung des Wechselrichters zu klein ist, auch nicht die komplette Leistung der Photovoltaikmodule ausgeschöpft werden

kann. Ist die Leistung des Wechselrichters jedoch zu groß gegenüber der der Module, ist der Wechselrichter verhältnismäßig teuer. Der Wechselrichter „Sunny Boy SB 3800“ von SMA hat weitere nachfolgende elektrische Daten.

Tabelle 4.19: Elektrische Daten des Wechselrichters

Parameter	Wert	Einheit
Nennleistung Wechselstrom	3,8	kVA
minimale MPP-Spannung	200	V
maximale MPP-Spannung	400	V
maximale DC-Spannung	500	V
maximaler DC-Strom	20	A
minimale AC-Spannung	180	V
maximale AC-Spannung	260	V
Wirkungsgrad bei 10 % Last	93,4	%
Wirkungsgrad bei 50 % Last	95,4	%
Wirkungsgrad bei 100 % Last	94,1	%

Dieser Wechselrichter hat eine galvanische Trennung. Diese war Voraussetzung bei CIS-Modulen. Weiterhin ist durch die Anzahl der Module pro Geschoss die Stranganzahl vorgegeben. Im geplanten Mehrfamiliengebäude ist eine geschossweise Verschaltung zu einem String vorgesehen. Dieses bedeutet vier Stränge mit jeweils zwölf Modulen. Wird dieses manuell so eingegeben, erscheint eine Fehlermeldung. Auch schon im Wechselrichterassistenten wurden nur Wechselrichter mit mehr als vier Strängen vorgeschlagen, beispielsweise die Verschaltung von sechs Strängen mit jeweils acht Modulen. Daher muss für die manuelle Auslegung diese Stranganzahl für die Module übernommen werden.

5 Programmergebnisse und Auswertung

In diesem Kapitel werden die Simulationsergebnisse der Software *Polysun Designer* aufgeführt. Bei der Simulation berechnet *Polysun* alle Resultate für ein komplettes Jahr mit Hilfe der *Meteonorm* Software für die Wetterdaten. Dieses Kapitel wird in zwei Hauptteile unterteilt. Zum Einen die Auswertung der Wärmeversorgung und zum Anderen die Auswertung der Stromversorgung des Mehrfamiliengebäudes. Der in *Polysun* erstellte ausführliche Report wird im Anhang C aufgeführt. Dieser enthält sowohl die Komponenten der Wärmeversorgung, als auch die der Stromversorgung.

Im ersten Teil, die Ergebnisdarstellung der Wärmeversorgung, wird zunächst der Energiebedarf vor und nach der Simulation betrachtet. Daraufhin wird der Ertrag, von der Einstrahlung in der Kollektorebene bis zum Ertrag der in den Speichern angelangt ist, aufgeführt. Ferner werden die geforderten Randbedingungen des Projektes, die in Kapitel 4.2 näher erläutert sind, evaluiert und die Nahwärmeentnahme und –rückspeisung im Jahresverlauf dargestellt. Zuletzt werden die Wärmeverluste an den Innenraum, somit die Wärmeverluste im Gebäude, und der Stromverbrauch der Pumpe aufgelistet.

Bei der Darstellung der Stromversorgungsergebnisse wird zunächst der Ertrag der elektrischen Energie aufgeführt. Des Weiteren wird die Qualität der gesamten Anlage, anhand zweier Kennzahlen, und anschließend die Daten der Photovoltaikmodule und der Wechselrichter einzeln betrachtet. Auch bei der Anlage für die Stromversorgung erfolgt abschließend die Auflistung der Verluste.

Letztlich wird die Energieversorgung des Mehrfamiliengebäudes in einem Sankey-Diagramm dargestellt. Dieses enthält die Erträge und Verluste der Wärme- sowie der Stromversorgung.

5.1 Simulationsergebnisse der Wärmeversorgung

Bei der theoretischen Berechnung des Trinkwarmwasserenergiebedarfs, die als Grundlage der Simulation dient, wurde von einer konstanten Volumenentnahme über das gesamte Jahr ausgegangen. Auch wurde die Temperaturdifferenz des Kaltwassers zum Warmwasser über das Jahr als konstant betrachtet. In *Polysun* wird jedoch aus dem angegebenen Durchsatz und der Solltemperatur der Warmwasserenergiebedarf neu berechnet, der diese Faktoren berücksichtigt.

Für den Heizwärmebedarf, bei dem keine weiteren gebäudebeschreibenden Parameter angegeben werden, wird der Energiebedarf ebenfalls neu berechnet.

Energiebedarf vor und nach der Simulation

Nachfolgend sind die Energiebedarfswerte, die vor der Simulation berechnet wurden, den von *Polysun* neu errechneten monatlichen Bedarfswerten gegenübergestellt.

In Abbildung 5.1 ist der Trinkwarmwasserbedarf dargestellt. Hierbei ist zu erkennen, dass zwischen dem errechneten, konstanten Warmwasserbedarf und dem,

durch das Programm, simuliertem Warmwasserbedarf kein deutlicher Unterschied vorhanden ist. In der Jahressumme liegt lediglich eine Differenz von 51 kWh vor. Dieses entspricht einer Abweichung von ungefähr 0,19 %.

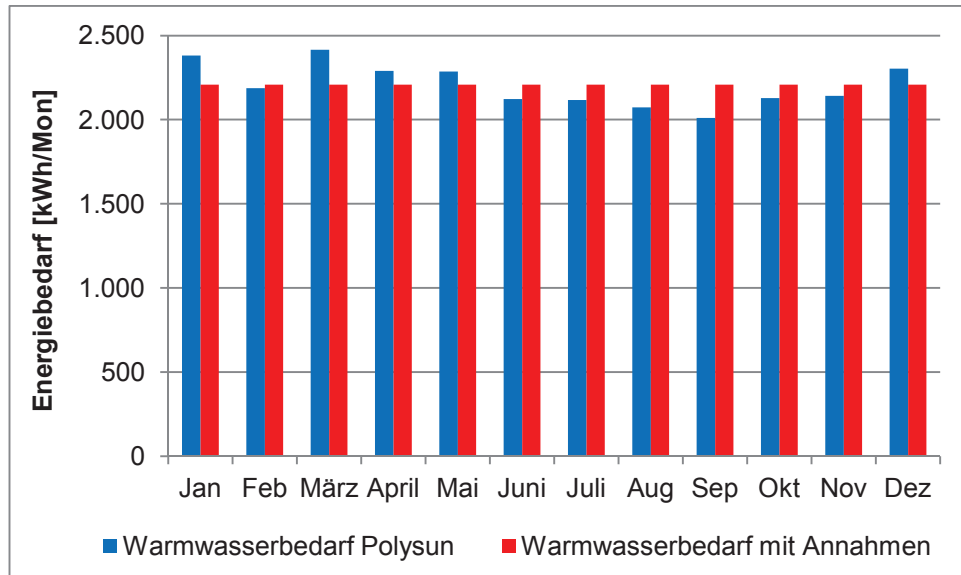


Abbildung 5.1: Vergleich berechneter und simulierter monatlicher Trinkwarmwasserbedarf

In der nächsten Abbildung 5.2 wird der, mit dem PHPP, berechnete Heizwärmebedarf mit dem Heizwärmebedarf der *Polysun*-Simulation verglichen. Hierbei konnte im Programm nur der gesamte Jahresenergiebedarf eingegeben werden, nicht aber die monatlichen Bedarfswerte nach PHPP. Daher berechnet die Software die Jahresverteilung des Energiebedarfs ohne weitere Hintergrunddetails, anders als beim Trinkwarmwasserbedarf. Lediglich die Heizperiode von Oktober bis einschließlich April wird übernommen. Nach PHPP liegt im Oktober noch kein Heizwärmebedarf vor. In der Simulation jedoch schon, wenn auch nur ein geringer. Die größte Differenz ergibt sich im Dezember. Hier wurde nach PHPP ein wesentlich höherer Energiebedarf errechnet, als durch das Programm simuliert wurde.

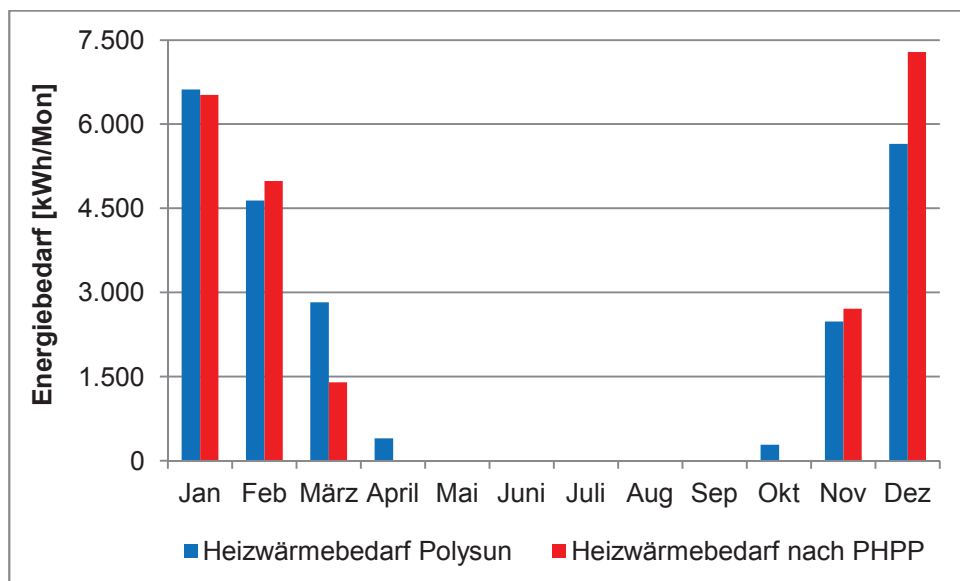


Abbildung 5.2: Vergleich berechneter und simulierter monatlicher Heizwärmebedarf

Unterschied zwischen dem PHPP und *Polysun* ist die Art der Berechnung. Im PHPP wird der Energiebedarf mit Hilfe der Gebäudeabmessungen und Gebäudedaten, wie beispielsweise den U-Werten, sowie den solaren Gewinnen und Verlusten ermittelt. Diese spezifischen Daten des Gebäudes werden in *Polysun* nicht berücksichtigt.

Von der Globalstrahlung zum Energieertrag der Kollektorfelder

Bei dem im Programm hinterlegten Standort wird anhand der Wetterdaten-Software eine mittlere Außentemperatur von 10 °C entnommen. Für den Breitengrad von 53,5° und den Längengrad von 10,0° berechnet sich nach Meteororm pro Jahr eine Globalstrahlung von 954,5 kWh/m² bei einer Diffusstrahlung von 525,6 kWh/m². Die Direktstrahlung hat somit einen Anteil von ungefähr 45 % von der Globalstrahlung. Beachtet werden sollte, dass die Messdaten zwischen den Wetterstationen interpoliert werden. Zurzeit gibt es 8.308 meteorologische Stationen weltweit. Von diesen wird nur bei 1.217 Stationen die Globalstrahlung gemessen. Die nächste Station von Wilhelmsburg, die die Globalstrahlung und die Temperatur misst, befindet sich im Stadtteil Sasel (Hamburg), für die Temperatur und weitere Parameter befindet sich die nächste Station am Hamburger Flughafen. Für die Temperatur und Windgeschwindigkeit stehen die Jahre 1961-1990 und 2000-2009 zur Verfügung, für die Sonnenstrahlung die Jahre 1981-1990 und 1986-2005. Aus diesen Jahren werden die Daten gemittelt [Met12].

Ausgehend aus diesen Daten wird für jedes der beiden Kollektorfelder der Kollektorertrag berechnet. Die Einstrahlung in der Kollektorebene wird in Abhängigkeit der Aperturfläche berechnet. Die Daten werden in der Software stündlich berechnet und hierfür die jährliche Summe gebildet. Die Jahressumme der Einstrahlung des Dachkollektorfeldes beträgt 98.764 kWh/a, die des Attika-

kollektorfeldes beträgt 18.463 kWh/a.

Durch thermische und optische Verluste der Sonnenkollektoren kann nicht die gesamte Einstrahlungsleistung genutzt werden. Für die Energie, die von den Kollektoren an das Fluid geliefert wird, wird für die 36 Kollektormodule auf dem Dach ein Wert von 42.156 kWh/a simuliert. Für das Kollektorfeld an der Attika, mit 16 Modulen, berechnet sich jedoch nur ein Ertrag von 4.314 kWh/a. In Summe ergibt dieses ein Wärmeenergieertrag von 46.470 kWh/a. Mit diesem Ergebnis ist die erste Randbedingung erfüllt. Es sollte durch die Solarthermieanlage eine Energiemenge von 40.000 kWh/a an das Fluid im Solarkreislauf abgegeben werden.

Die Wärmeenergie, die an das Fluid übertragen wird, ist jedoch nicht die Energie, die an den Speichern anliegt. Es müssen noch die Rohrleitungsverluste und weitere Verluste, beispielsweise durch Wärmeübertragung innerhalb des Wärmeübertragers vom Solarfluid an das Wasser des Speichers, berücksichtigt werden. Abzüglich dieser Verluste wird nur noch eine Wärmeenergie von insgesamt 44.032 kWh/a zu den Speichern geliefert. Aufgrund der zusammengeführten Rohrleitung vor den Speichern, kann das Programm die Wärmeenergie nicht mehr für jeden Kollektor einzeln berechnen. Nachfolgend in Abbildung 5.3 ist diese solar erzeugte Energiemenge dargestellt. Im April und Mai ist ein Ertragsanstieg, durch günstige Einstrahlungswinkel der Sonne, ersichtlich. Die Wärmeenergiemenge steigt im Juni kaum noch an und wird ab Juli sogar wieder geringer. Jedoch ist auch in den Wintermonaten noch ein Wärmeenergieertrag möglich.

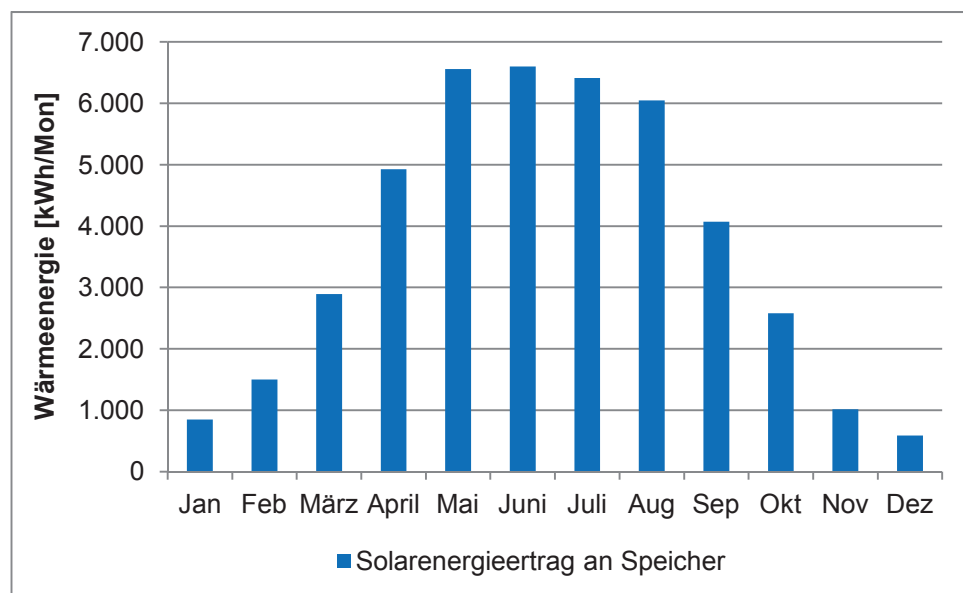


Abbildung 5.3: Monatliche Solarenergiemenge der Solarthermieanlage

Solarer Deckungsgrad und Systemnutzungsgrad

Zunächst wird der in *Polysun* simulierte Energiebedarf dem solar erzeugten

Ertrag in Abbildung 5.4 gegenüber gestellt. Hierbei handelt es sich lediglich um einen Trend, da monatliche Mittelwerte verwendet werden. Es werden somit beispielsweise keine Tagesspitzen der Zapfleistung berücksichtigt. Aus dieser Abbildung ist ersichtlich, dass in den Wintermonaten der Energiebedarf über dem Solarenergieertrag liegt, hier wird Zusatzenergie benötigt. In den Sommermonaten hingegen ist der solare Energieertrag höher. Dieser Wärmeenergieüberschuss kann rückgespeist werden.

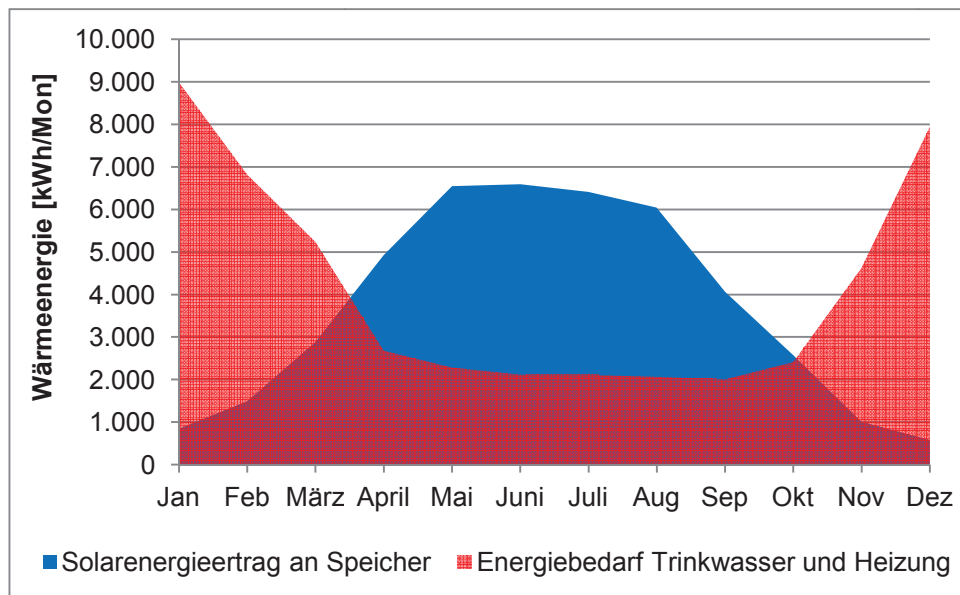


Abbildung 5.4: Vergleich Solarenergieertrag und Energiebedarf

Als Randbedingung muss ein solarer Deckungsgrad von 40 % bezüglich Warmwasserenergie- und Heizenergiebedarf in Summe eingehalten werden. Der einzuhaltende Wert gilt jedoch für das gesamte Jahr. Dieses wird folgend genauer betrachtet. Der Deckungsgrad beschreibt den Anteil des Energiebedarfs den das Solarsystem deckt und wird allgemein nach folgender Gleichung (5.1) berechnet. Der Solarenergieertrag_{WW+Heizung} beinhaltet die solare Energie, die vom Speicher an die Verbraucher, das Trinkwarmwasser und die Heizung, geliefert wird. Bei der Berechnung des Deckungsgrades werden Speicherverluste mit berücksichtigt [Del09].

$$D = \frac{\text{Solarenergieertrag}_{\text{WW+Heizung}}}{\text{Solarenergieertrag}_{\text{WW+Heizung}} + \text{Zusatzenergie}} \cdot 100 \quad (5.1)$$

Würde der Deckungsgrad mit dem gesamten Solarenergieertrag des Systems berechnet werden, ergibt sich speziell für dieses Anlagenschema ein Fehler. Im Allgemeinen wird keine Rückspeisung von Wärmeenergie berücksichtigt bzw. generell angewendet. Es wird die gesamte Solarenergie von den Kollektoren für die Versorgung des Trinkwarmwassers- und der Heizung genutzt. Daher darf bei der Berechnung des Deckungsgrades nur die Solarenergie für das Trinkwarmwasser und die Heizungswärme verwendet werden. Diese wird in *Polysun* nicht direkt berechnet und wird daher aus der Differenz von Wärmebedarf und

Nahwärmeentnahme errechnet.

Aus Abbildung 5.4 ist zwar ersichtlich, dass der Solarenergieertrag im Sommer höher ist, als der Energiebedarf von Trinkwarmwasser und Heizung zusammen. Dieses ist jedoch nur indirekt richtig, wie der Tabelle 5.1 zu entnehmen ist. Der Deckungsgrad beträgt im Sommer nicht 100 %, welches am Wärmebezug für das Trinkwarmwasser liegt. Zu manchen Zeiten, beispielsweise am frühen Morgen, reicht die Temperatur im Speicher nicht aus, um die Warmwasser-Solltemperatur zu erreichen. In diesem Fall wird kurzzeitig Nahwärme bezogen. Wie am Deckungsgrad zu erkennen ist, ist der Anteil der benötigten Nahwärme in den Sommermonaten jedoch nicht sehr hoch.

Um den Deckungsgrad exakter berechnen zu können, sollten statt Monatsmittelwerten mindestens Tageswerte vorliegen. Auch wird sich wahrscheinlich in der Praxis, aufgrund der besseren Umsetzung der Regelungstechnik, ein effizienterer Deckungsgrad für Warmwasser und Heizung ergeben. Wie erwähnt, kann mit der Steuerung nicht ausgeschlossen werden, dass gleichzeitig Nahwärme rückgespeist wird und auch benötigt wird. Dieses ist der Fall, wie später noch aufgezeigt wird. Im geplanten Gebäude wird der Fall der gleichzeitigen Entnahme und Rückspeisung ausgeschlossen. Somit steht ein höherer Anteil des Solarenergieertrags für die beiden Verbraucher zur Verfügung. Aus den jeweilig simulierten Jahressummen errechnet sich ein Deckungsgrad von 48,3 %. Die Forderung eines Deckungsgrades von 40 % bezüglich Trinkwarmwasser und Heizwärme wird somit erfüllt.

Tabelle 5.1: Solarer Deckungsgrad für beide Verbraucher

Monat	Deckungsgrad [%]
Januar	36,6
Februar	34,9
März	38,6
April	73,1
Mai	92,3
Juni	90,7
Juli	90,4
August	92,2
September	84,2
Oktober	61,5
November	22,2
Dezember	26,8
Gesamt	48,3

In Abbildung 5.5 wird der Deckungsgrad für beide Verbraucher im Einzelnen noch einmal aufgeführt. Für die Heizwärme beträgt der Jahres-Deckungsgrad 34 % und für das Trinkwarmwasser 61 %. In dieser Abbildung ist für Mai bis einschließlich September kein Deckungsgrad für die Heizwärme aufgeführt, da

kein Heizwärmebedarf vorhanden ist und somit keine Wärme für die Heizung benötigt wird. Es ist auch erkennbar, dass der Deckungsgrad für die Heizwärme teilweise höher liegt, als der des Trinkwarmwassers, obwohl das Trinkwarmwasser die oberste Priorität hat.

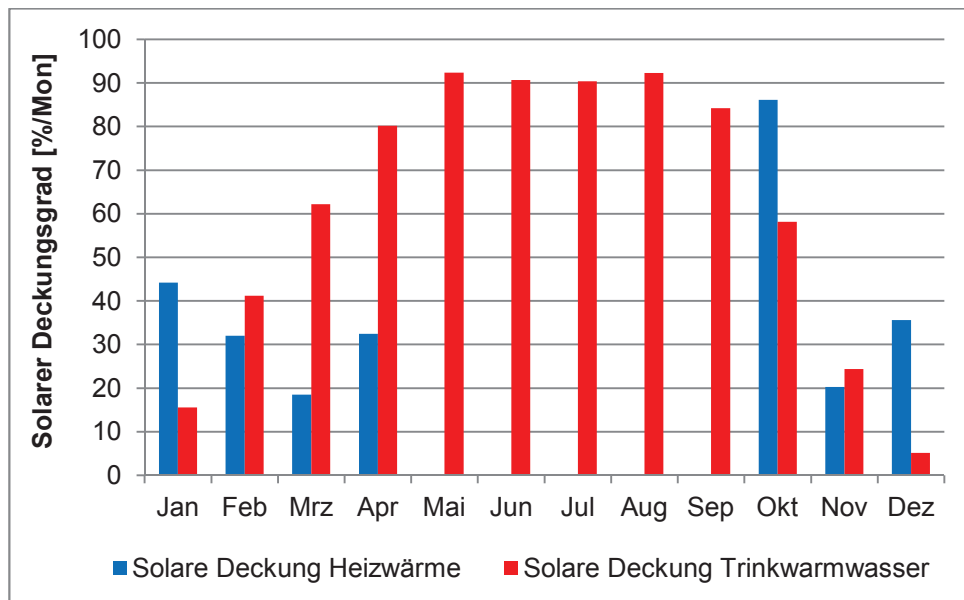


Abbildung 5.5: Solarer Deckungsgrad Heizwärme und Trinkwarmwasser

Neben dem Deckungsgrad ist der Systemnutzungsgrad ein wichtiger Parameter zur Bewertung von Solarthermieanlagen. Mit dem Systemnutzungsgrad wird angegeben, welcher Anteil der auf die Kollektorfläche eingestrahlte Sonnenenergie E_{Sol} vom System umgewandelt wird und in den Speicher geliefert wird. Die Berechnung wird nach folgender Gleichung (5.2) vorgenommen [Del09]. Hierbei ist der gesamte Solarenergieertrag der Kollektoren, abzüglich der Leitungsverluste, von Bedeutung. Anders als vorher beim Deckungsgrad wird auch die Energiemenge für die Rückspeisung berücksichtigt.

$$\eta = \frac{\text{Solarenergieertrag}_{\text{Gesamt}}}{E_{\text{Sol}}} \cdot 100 \quad (5.2)$$

Der monatliche sowie der gesamte Solarenergieertrag sind innerhalb der Simulation von *Polysun* bereits berechnet. Aus der Kalkulation folgt ein Systemnutzungsgrad, der auch Kollektorkreisnutzungsgrad genannt wird, von 37,6 % (siehe Tabelle 5.2). Gefordert war jedoch die Erfüllung eines Systemnutzungsgrades von 40 %. Diese Forderung wird somit nicht eingehalten.

Tabelle 5.2: Systemnutzungsgrad

Monat	Systemnutzungsgrad [%]
Januar	28,1
Februar	30,1
März	33,6
April	38,0
Mai	40,1
Juni	40,4
Juli	40,4
August	40,5
September	37,1
Oktober	34,2
November	29,0
Dezember	26,8
Gesamt	37,6

Beeinflusst wird der Systemnutzungsgrad vom solaren Deckungsgrad, der Qualität der Kollektoren sowie der Wärmedämmung der Rohrleitungen und Speicher. Der Systemnutzungsgrad verhält sich dabei gegenläufig zum Deckungsgrad. Je höher der Deckungsgrad, desto niedriger der Systemnutzungsgrad. Besonders bei Anlagen, die auch zur Heizungsunterstützung dienen und bei denen ein hoher Deckungsgrad erreicht werden soll, ist der Nutzungsgrad relativ gering. Dieses liegt an der nicht genutzten, auf den Kollektor eingestrahelten, Sonnenenergie im Sommer. Der Solarenergieertrag ist hierbei hoch, um auch noch im Winter ausreichend Solarenergie zu gewinnen. Durch die nicht oder nur wenig genutzte Heizung im Sommer wird nicht die gesamte zur Verfügung stehende Solarenergie benötigt. Dieser nicht genutzte Überschuss ist für den niedrigeren Systemnutzungsgrad verantwortlich. Im geplanten Mehrfamiliengebäude wird daher der Wärmeüberschuss an das Nahwärmenetz rückgespeist, um die Solarthermieanlage effizienter zu nutzen. So steht die Energie beispielsweise einem Schwimmbad zur Verfügung.

Neben einem bestimmten Deckungsgrad, den es zu erfüllen gilt, gibt es eine weitere Randbedingung, die in der Simulation beachtet werden muss. Diese bezieht sich auf die maximale Rückspeisemenge und wird im nächsten Kapitel näher betrachtet.

Nahwärmeinspeisung und -rückspeisung

Im Vertrag mit dem Energieversorger, der die überschüssige Wärmeenergie abnimmt, ist eine Grenze von 20.000 kWh/a festgelegt. Steht darüber hinaus weitere Wärmeenergie zur Verfügung, so wird diese nicht mehr abgenommen. Pro Tag ist die maximale Rückspeisemenge mit 500 kWh begrenzt. Die Energiemenge für die Rückspeisung wird jedoch nur in Monatsdaten in

Polysun ausgegeben, nicht in Stunden- oder Tageswerten. Somit können keine Angaben zur Tagesrückspeisemenge gemacht werden.

Die Rückspeisemenge wird in Abbildung 5.6 im Monatsverlauf dargestellt. In Summe ergibt sich eine Rückspeisemenge von 17.362 kWh/a. Folglich wird die vertraglich festgelegte Maximalmenge in der Simulation nicht überschritten. Neben Rückspeiseenergiemenge wird auch die Einspeiseenergiemenge für Trinkwarmwasser und Heizungswärme in Summe dargestellt.

In der Abbildung 5.6 wird das Problem der Steuerungstechnik in *Polysun* noch einmal deutlich. Auch im Sommer existiert ein Nahwärmebezug, obwohl gleichzeitig Wärmeenergie zur Rückspeisung zur Verfügung steht. Dieser Wärmebezug kann durch die Einstellung in den Steuerungskomponenten minimiert, jedoch nicht komplett verhindert werden. Rückgespeist wird bereits schon ab März mit einer sehr geringen überschüssigen Energiemenge. Auch im Oktober ist eine Rückspeisung unwahrscheinlich, da neben dem Trinkwarmwasserbedarf ein Heizungsenergiebedarf vorhanden ist. Die Verteilung sieht in der Realität anders aus. Es wird nicht gleichzeitig Wärme bezogen und rückgespeist. Daher können zur berechneten Verteilung der Software keine weiteren Schlussfolgerungen gezogen werden.

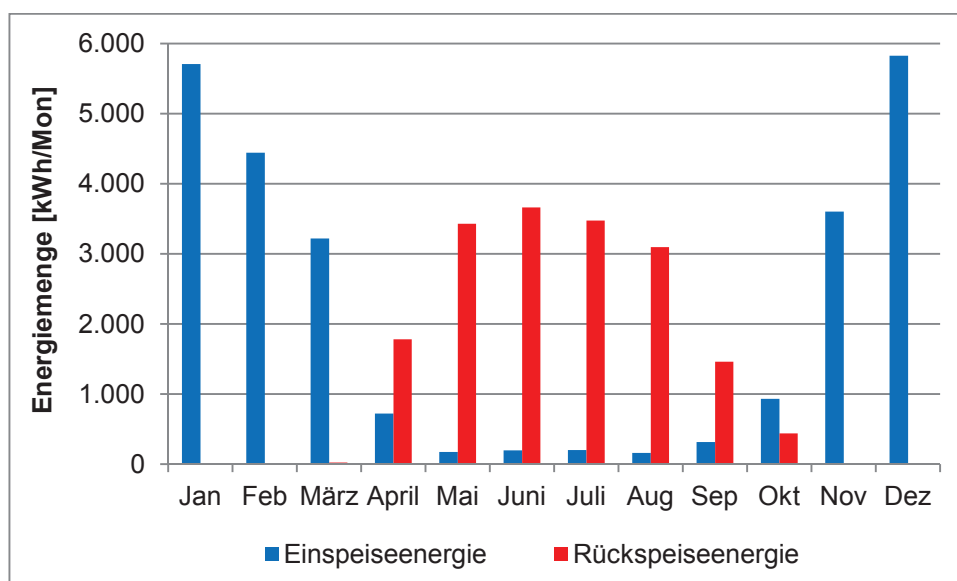


Abbildung 5.6: Vergleich von Einspeise- und Rückspeiseenergiemenge

In der nachfolgenden Abbildung 5.7 wird das Verhältnis von Einspeiseenergiemenge Trinkwarmwasser zur Heizung aufgeführt. Obwohl im Sommer keine Entnahme Nahwärme für die Heizung vorhanden ist, ist die Einspeiseenergiemenge in Summe mit 15.084 kWh/a größer als für Trinkwarmwasser mit 10.416 kWh/a. Im Winter ist die Einspeisung für die Heizung teilweise mehr als doppelt so hoch.

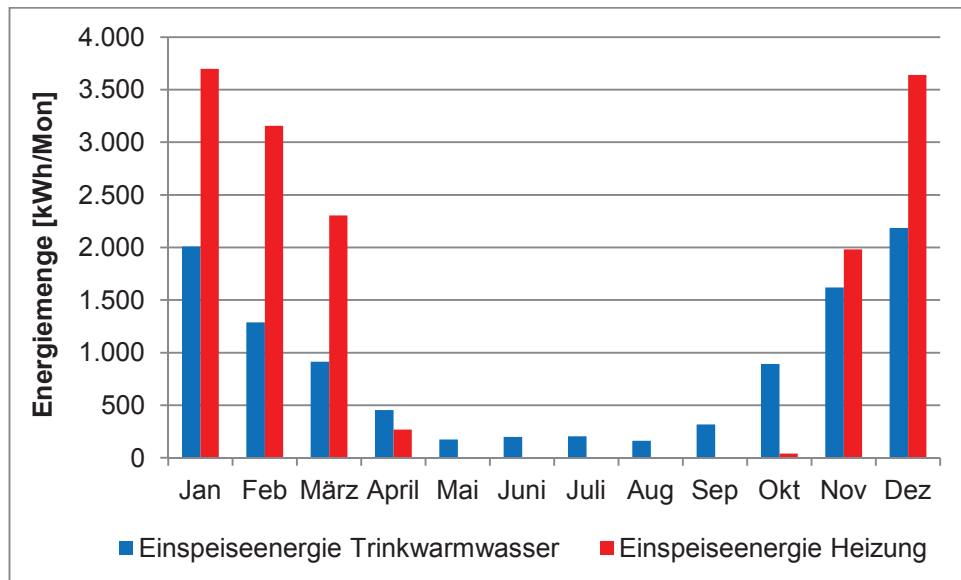


Abbildung 5.7: Vergleich von Einspeiseenergiemenge Trinkwarmwasser und Heizung

Nachdem auf den Energiebedarf und –ertrag sowie die Einspeise- und Rückspeisemenge eingegangen wurde, werden nun einige Systemkomponenten näher betrachtet. Dieses sind die Vakuumröhrenkollektoren und der Heizungsspeicher, der in der Simulation den PCM-Wärmespeicher des geplanten Mehrfamiliengebäudes mit gleichem Wärmeinhalt darstellt. Auch wird das Ergebnis der Vorwärmung vom Heizungsspeicher zum Trinkwarmwasserspeicher kurz erläutert.

Vakuumröhrenkollektorfeld Dach und Attika im Vergleich

Um beide Kollektorarten näher zu vergleichen, wird der Wirkungsgrad über der Temperaturdifferenz des Fluids im Kollektor zur Umgebung in Abbildung 5.8 dargestellt. Beide Wirkungsgradkurven werden mit einer jährlichen Globalstrahlungsleistung von 874 W/m^2 berechnet. Dieser Wert wurde aus *Polysun* entnommen. Allgemein liegt die Globalstrahlung in Deutschland zwischen 800 W/m^2 und 1000 W/m^2 . Diese Angabe gilt jedoch nur für den Sommer und ist im Winter geringer. Zwar sind die Neigungswinkel bei beiden Kollektorarten unterschiedlich, welches auch zu einer unterschiedlichen Einstrahlungsleistung führt, jedoch soll mit den Wirkungsgradkurven nur die Kollektorarten im direkten Vergleich betrachtet werden, ohne abweichende Randbedingungen für den jeweiligen Kollektor. Aus diesem Grund wird auch nicht der Einstrahlungswinkelkorrekturfaktor berücksichtigt. Die Globalstrahlung gibt nur die Einstrahlung auf die horizontale Fläche an. Um die Einstrahlung auf die geneigte Kollektorfläche berechnen zu können, ist dieser Korrekturfaktor von Bedeutung. Je nachdem in welche Richtung der Kollektor geneigt ist, ist die Einstrahlung größer oder kleiner, als auf der horizontalen Fläche. Ist die Kollektorfläche in Richtung der Sonneneinstrahlung geneigt, so ist die Einstrahlung auf dieser Fläche größer [Lak11]. Um die Wirkungsgradkurven der VRK zu berechnen, wurden die

kollektorspezifischen Daten aus Tabelle 3.1 verwendet.

In der Abbildung 5.8 ist zu erkennen, dass der VRK auf dem Dach zunächst einen kleineren Wirkungsgrad aufweist. Dieses liegt am Konversionsfaktor η_0 , der bei einer Temperaturdifferenz $\Delta T = 0 \text{ K}$ entscheidend ist (siehe Gleichung (3.1)). Der Konversionsfaktor ist bei diesem Kollektor mit CPC-Spiegel niedriger. Der Verlustfaktor a_1 ist jedoch geringer als bei dem Attika-VRK, a_2 ist bei beiden Kollektoren gleich. Daher fällt die Wirkungsgradkurve des Dach-VRK mit Zunahme der Temperaturdifferenz nicht so stark ab. Bei einer Temperaturdifferenz von 70 °C ist der Wirkungsgrad beider Kollektoren gleich. Dieses entspricht bei einer Umgebungstemperatur von 20 °C einer Kollektor fluidtemperatur von 90 °C .

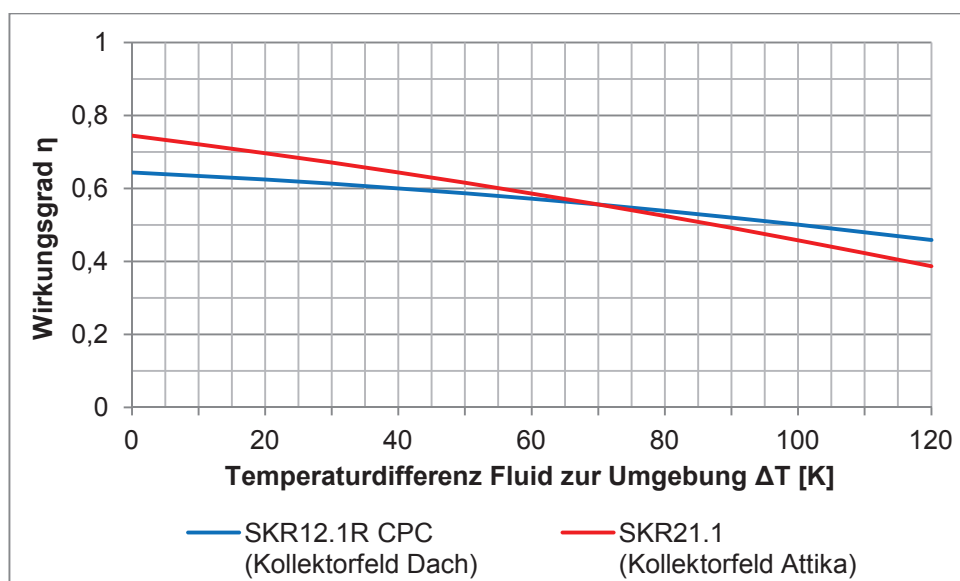


Abbildung 5.8: Vergleich Wirkungsgradkurven Vakuumröhrenkollektorarten

Nachdem die VRK mit den allgemeinen, spezifischen Daten verglichen wurden, werden beide, in Abhängigkeit der Einstrahlung auf die geneigte Kollektorfläche, genauer betrachtet. Die kollektorspezifischen Daten sind im Programm hinterlegt und werden berücksichtigt. Ebenso der Neigungswinkel und die Ausrichtung nach Südsüdwesten. Um beide VRK vergleichen zu können, kann ein Wirkungsgrad nach Gleichung (5.3) definiert werden, ein sog. Kollektorstufenwirkungsgrad [Qua11]. Dieser berechnet sich aus dem Verhältnis von solarthermischer Energie vom Kollektor an das Solarfluid Q_{Sol} zur Einstrahlung in der Kollektorebene E_{Sol} . Es wird somit allein die Qualität der Kollektoren beachtet.

$$\eta = \frac{Q_{\text{Sol}}}{E_{\text{Sol}}} \cdot 100 \quad (5.3)$$

Für die VRK auf dem Dach ergibt sich ein Wirkungsgrad von 42,7 %, für die Kollektoren an der Attika ein Wirkungsgrad von 23,4 %. Der effektivere Wirkungsgrad der Dach-VRK spiegelt einmal mehr die Abbildung 5.8 und die daraus gewonnene Kenntnis wieder. Schon durch die besseren spezifischen Kollektordaten wie η_0 , a_1 und a_2 , die die optischen und thermischen Verluste

berücksichtigen, ist ein besserer Wärmetransport zu erwarten. Zwar liegt ein Vorteil dieser VRK erst ab einer Temperaturdifferenz von 70 °C vor, diese Kollektortemperaturen mit einem höheren Temperaturniveau, sind jedoch gefordert. Des Weiteren ist der Neigungswinkel ein entscheidender Faktor. Ein Neigungswinkel von 15° entspricht zwar nicht dem optimalen Winkel, ein Neigungswinkel von 90° hingegen jedoch noch weniger.

Um die gesamte Effektivität beider Kollektorarten zu betrachten, wird der Wirkungsgrad für beide VRK gemeinsam berechnet. Hierbei beträgt der Wirkungsgrad 39,6 %.

Heizungsspeicher

In Kapitel 4.2 wurde das Volumen eines Wasserspeichers, der als Ersatz in der Simulation für den PCM-Wärmespeicher dient, berechnet. Hieraus folgte, dass das notwendige Volumen des PCM-Speichers (2650 l) größer ist, als das Volumen für den handelsüblichen Warmwasserspeicher (2000 l) mit gleicher Wärmekapazität. Daher wird im Folgenden der PCM-Wärmespeicher näher mit einem Wasserspeicher verglichen, um noch einmal die Unterschiede deutlich zu machen. Wird die Gleichung (3.6) zur Berechnung von PCM-Speichern mit der Gleichung (3.4) zur Berechnung von Warmwasserspeichern gegenübergestellt, so ist zu erkennen, dass der Unterschied in den ersten drei Termen liegt. Das Bestreben nach einer hohen Wärmemenge im PCM-Speicher wird durch die spezifischen Wärmekapazitäten des PCM im festen und im flüssigen Zustand sowie der Schmelzenthalpie beschrieben. Generell sind die spezifischen Wärmekapazitäten gegenüber denen von Wasser geringer. Dieses wird auch noch einmal in Abbildung 5.9, als Verlauf der gespeicherten Wärme über der Speichertemperatur für Wasser und Salzhydrat, dargestellt. Daraus folgt als wichtigster Parameter für die Effizienz eines PCM-Speichers die Umwandlungsenthalpie. Diese ist größer als die Enthalpie der sensiblen Wärme. Die Grafik zeigt deutlich, dass das Wasser mehr Wärmeenergie aufnimmt. Der Kurvenverlauf des Salzhydrates ist zunächst flacher und im Bereich der Umwandlungsphase (58°C bis 61°C) steiler. Nachdem das Material vollständig aufgeschmolzen ist, verläuft die Wärmeenergieaufnahmekurve wieder mit einer geringeren Steigung.

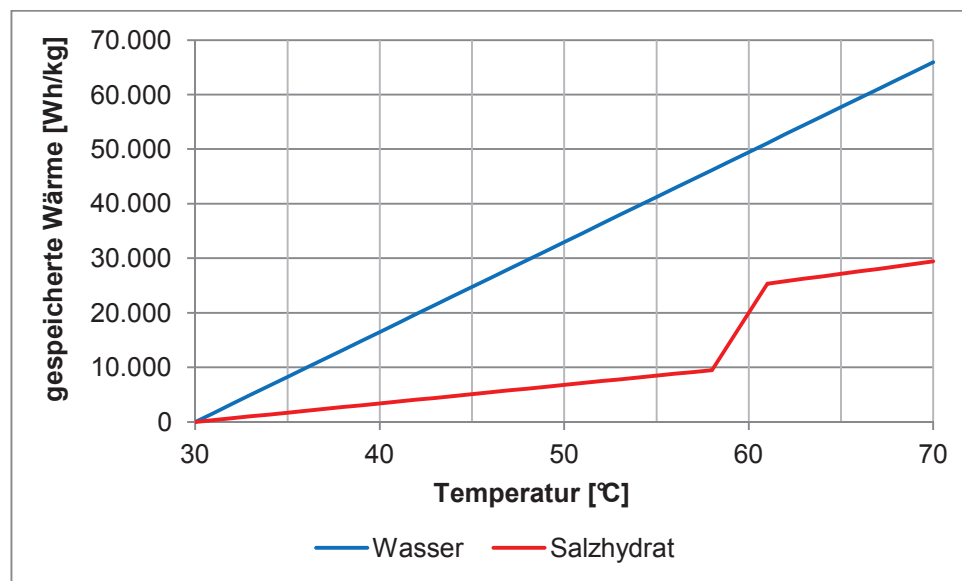


Abbildung 5.9: Vergleich gespeicherte Wärmemenge über der Temperatur von Wasser und Salzhydrat

Aus dieser Abbildung geht hervor, dass die Verwendung des PCM nur bei kleinen Temperaturdifferenzen einen Vorteil aufweist. Es muss lediglich die Umwandlungsphase von fest nach flüssig bzw. von flüssig nach fest in diesem Temperaturbereich liegen. Vergleicht man nur diesen Temperaturbereich von 58 °C bis 61 °C nimmt das Wasser 4,9 kWh/kg auf und das Salzhydrat 15,8 kWh/kg. Auch sollte hierbei mehr als 50 % des Speicherinhalts PCM enthalten [Rub12]. Dieses ist jedoch bei dem geplanten PCM-Wärmespeicher im Mehrfamiliengebäude nicht möglich. Die PCM-Boards selbst beinhalten nur eine kleine Menge des Materials, u.a. aufgrund der Ummantelung mit HDPE und den Zwischenräumen der Platten für die Umströmung mit Wasser. Somit ist noch ein großer Anteil Wasser enthalten. Daher wurde entschieden, dass neben dem PCM noch die Wärmekapazität des Wassers, wegen des höheren Temperaturniveaus, genutzt wird.

Vorwärmung des Trinkwarmwasserspeichers durch den Heizungsspeicher

Auch im Sommer, wenn keine Heizungswärme benötigt wird, soll der Heizungsspeicher genutzt werden. Ist der Trinkwarmwasserspeicher voll beladen, wird auch dieser zweite Speicher noch beladen, bevor Wärmeenergie rückgespeist wird. Wird an manchen Tagen keine Solarenergie von den Kollektoren geliefert, wird der Trinkwarmwasserspeicher, durch den vorhandenen Warmwasserbedarf, entladen. In diesem Fall wird die noch gespeicherte Wärmeenergie des Heizungsspeichers genutzt. Auch im Winter könnte diese Vorwärmung des Trinkwassers genutzt werden.

Durch jeweils einen Wendelwärmeübertrager in beiden Speichern wird die Wärmeenergie durch Wärmeleitung übertragen. Innerhalb der Simulation wird der Energiefluss in den Wendelwärmeübertragern berechnet. Nachfolgend in Abbildung 5.10 wird der Energiefluss des Wendelwärmeübertragers im Trink-

warmwasserspeicher dargestellt. Beim nachfolgenden monatlichen Energiefluss sollte beachtet werden, dass sich dieser, bei der Wärmeleitung an das Fluid im Trinkwarmwasserspeicher, verringert. Insgesamt gelangt eine Wärmeenergie von 507 kWh/a zum Wendelwärmeübertrager des Trinkwarmwasserspeichers. Vor allem im Oktober ist der Energiefluss gegenüber dem im November besonders hoch. Im Oktober wird nur wenig Heizwärme benötigt, im November hingegen ist der Heizwärmebedarf um ungefähr das Vierfache angestiegen. Somit kann auch weniger Wärmeenergie für die Vorwärmung genutzt werden. Ein genereller Trend ist ersichtlich. Im Sommer wird die Wärmeenergie des Heizungsspeichers zur Vorwärmung genutzt und im Winter wird die Energie für die Fußbodenheizung benötigt. Insgesamt ist der monatliche Energiefluss für die Vorwärmung jedoch relativ gering.

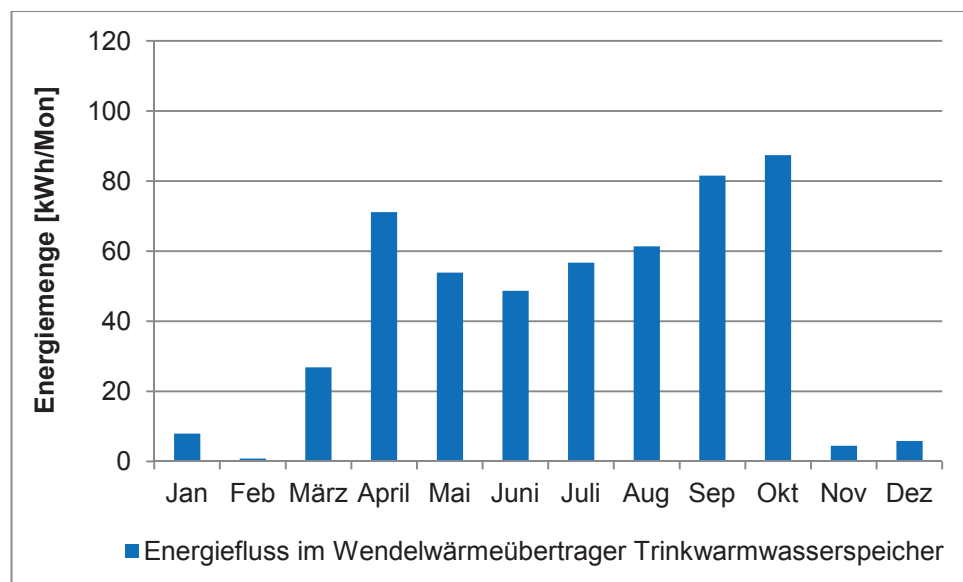


Abbildung 5.10: Energiefluss zur Vorwärmung am Trinkwarmwasserspeicher

Wärmeverluste an den Innenraum

Alle Systemkomponenten des Anlagenschemas weisen Wärmeverluste aufgrund des höheren Temperaturniveaus zur Umgebung auf. Die Wärme wird an den Innenraum abgegeben. Im geplanten Mehrfamiliengebäude ist dieses der Technikraum im Erdgeschoss. Damit *Polysun* die Wärmeverluste berechnen kann, wurde in den Grundeinstellungen die Raummittelltemperatur von 22 °C mit einem Temperaturbereich von ± 2 K angegeben. So berechnet die Software eine über das Jahr gleitende Raumtemperatur.

Zunächst werden in Tabelle 5.3 die jährlichen Verluste der drei Speicher aufgeführt. Obwohl diese gut gedämmt sind, können Verluste nicht verhindert werden. Die Verluste setzen sich aus den Wärmeverlusten der Speicheroberfläche und den Anschlussverlusten zusammen. Insgesamt errechnet die Software Wärmeverluste der Speicher in Höhe von 3.240 kWh/a.

Tabelle 5.3: Wärmeverluste der Wärmespeicher

Systemkomponente	Verlustart	Wert [kWh/a]
Trinkwarmwasserspeicher	Wärmeverlust	685
Trinkwarmwasserspeicher	Anschlussverlust	435
Heizungsspeicher	Wärmeverlust	759
Heizungsspeicher	Anschlussverlust	281
Rückspeisespeicher	Wärmeverlust	730
Rückspeisespeicher	Anschlussverlust	350

Weiterhin existieren bei allen Plattenwärmeübertragern Wärmeverluste. Je nachdem mit welchem Temperaturniveau diese durchströmt werden, ergeben sich für jeden WÜT unterschiedliche Wärmeverluste. Ein entscheidender Faktor ist auch, ob der WÜT kontinuierlich durchströmt wird oder nur bei Bedarf. Für alle sechs, im System vorhanden, WÜT wird ein Wärmeverlust von 167 kWh/a simuliert.

Neben den WÜT werden auch die Wärmeverluste der Pumpen berechnet. Insgesamt sind zwölf Pumpen vorhanden. Diese produzieren eine Pumpenabwärme von insgesamt 1.426 kWh/a. Nach [Vel11] wird 25-90 % der Pumpenabwärme an das Fluid im Kreislauf abgegeben. In der Simulation wird eine Wärmeenergiemenge von 822 kWh/a an das Fluid übertragen, dieses entspricht einem Prozentsatz von circa 58 %. Die restliche Wärmeenergie wird als Wärmeverlust vom Innenraum aufgenommen, dieses entspricht 604 kWh/a.

Ferner ist vom Rohrleitungsnetz ein Wärmeverlust vorhanden. Dieser beträgt für alle Rohrleitungen 6.259 kWh/a. Somit liegt hier der größte Anteil der Wärmeverluste.

In Summe berechnet die Software Wärmeverluste von rund 10.270 kWh/a für das gesamte Anlagenschema der Wärmeversorgung. Zum Gesamtwärmeverlust tragen die Rohrleitungsverluste mit circa 61 % bei.

Bei den Eingaben wurde festgelegt, dass ungefähr 10 % der Verluste wiederverwendbar sind, sollte in diesem Raum ein Heizwärmebedarf vorhanden sein. *Polysun* simuliert hierbei wiederverwendbare Verluste von 970 kWh/a.

Des Weiteren sind noch Zirkulationsverluste des Trinkwarmwasserkreislaufes vorhanden. Diese werden bei den Wärmeverlusten an den Innenraum nicht berücksichtigt. Im Eingabefenster des Warmwassers wurden die Zirkulationsverluste mit 25 % übernommen. Bei einem Warmwasserbedarf von 26.455 kWh/a ergeben sich somit Zirkulationsverluste von rund 6.614 kWh/a, *Polysun* berechnet dasselbe. Diese Verluste werden zum Warmwasserbedarf hinzuaddiert.

Stromverbrauch der Komponenten

Neben dem Wärmeenergiebedarf des Trinkwarmwassers und der Heizung, ist auch ein Strombedarf des Mehrfamiliengebäudes vorhanden. Dieser Strombedarf, u.a. für die der Lüftungsanlage oder die Beleuchtung, wird durch die

Photovoltaikanlage erzeugt. Es muss jedoch beachtet werden, dass auch einige Komponenten, die für die Wärmeversorgung genutzt werden, elektrische Energie benötigen. Diese Energie, auch Hilfsenergie genannt, muss ebenso durch die Photovoltaikanlage oder durch den Energieversorger gedeckt werden. Systemkomponenten, die elektrische Energie benötigen, sind Regel- und Steuerungskomponenten, elektrisch betriebenen Ventile sowie Pumpen. Innerhalb der Simulation wird jedoch weder der Hilfsenergieverbrauch der Steuerungskomponenten, noch die der Mischventile berücksichtigt. Es wird lediglich der Stromverbrauch der Pumpen berechnet. Dieser monatliche Stromverbrauch wird in Abbildung 5.11 dargestellt. In Summe wird eine elektrische Energie von 1.426 kWh/a benötigt. Aus dem Jahresstromverbrauch ist kein eindeutiger Trend ersichtlich.

Im Benutzerhandbuch der Software wird bereits darauf hingewiesen, dass speziell der Betrieb der Solarpumpen einen beachtlichen Energieverbrauch mit sich bringt. Dieser Energieverbrauch soll bei gut konzipierten Anlagen jedoch nur bei unter einem Prozent des Solarenergieertrages liegen [Vel11]. Beide Pumpen, für die Dach- und die Attika-VRK, verbrauchen in Summe 1.063 kWh/a. Dieses entspricht einem Prozentsatz von 2,3 % des solaren Energieertrages. Der Energieverbrauch beider Pumpen ist somit als sehr hoch zu bewerten. Auch sind beide Grundfos Solar Pumpen mit 74,5 % am gesamten Stromverbrauch beteiligt. Die Pumpen wurden neben den VRK sowohl im Angebot von Buderus/ Bosch Thermotechnik GmbH sowie auch in [Pin121] benannt und daher für die Simulation übernommen.

Die anderen Pumpen für die Wärmeversorgung, die Grundfos Magna oder die Wilo, befanden sich jedoch nicht in der Datenbank von *Polysun*. Diese wurden für das Anlagenschema neu in den Katalog eingegeben.

Der unterschiedliche Stromverbrauch lässt sich u.a. anhand der Energieeffizienzklasse erläutern. Die Grundfos Solar besitzt die Energieeffizienzklasse C, die Grundfos Magna die Energieeffizienzklasse A und die Wilo- Pumpe die Energieeffizienzklasse B. Somit hat die veraltete Grundfos Solar einen sehr hohen Stromverbrauch, wie auch die anderen Pumpen der genannten Hersteller, die bereits in der Datenbank der Software vorgegeben sind.

Der größte Unterschied zwischen der Grundfos Magna und der Grundfos Solar liegt in den Drehzahlen. Bei der Grundfos Solar wird die Drehzahlstufe voreingestellt und ist somit ungerichtet. Bei effizienteren Pumpen ist ein Frequenzumrichter für eine Leistungsanpassung durch eine stufenlose Drehzahländerung integriert. Die Drehzahl kann somit während des Betriebs, bei nicht konstantem Durchfluss, immer optimal gewählt werden.

Wird statt der Grundfos Solar eine Pumpe mit Energieeffizienzklasse A gewählt, kann der Energieverbrauch um 44 % sinken [BHK06]. Daraus resultiert ein Stromverbrauch für beide Solarkreisumpen von 595 kWh/a, anstatt von 1.063 kWh/a.

Neben der Energieeffizienzklasse ist noch die Pumpenlaufzeit entscheidend. Diese wird in *Polysun* jedoch nicht berechnet.

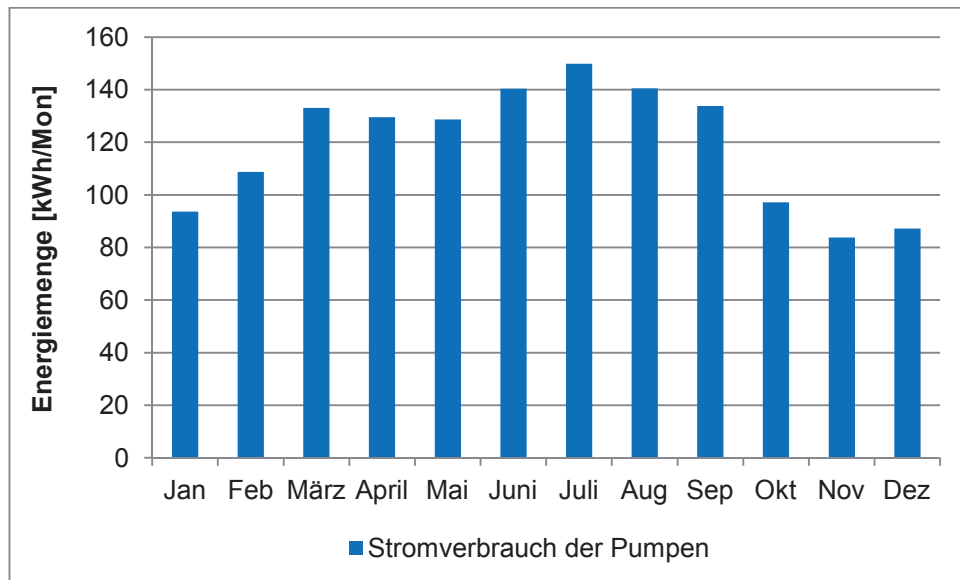


Abbildung 5.11: Verbrauch elektrischer Energie der Pumpen

Im nächsten Kapitel wird auf die Simulationsergebnisse der Photovoltaikanlage eingegangen. Dieser Teil der Simulation wurde unabhängig vom Wärmeversorgungsschema erzeugt.

5.2 Simulationsergebnisse der Stromversorgung

Der Ertrag der Photovoltaikmodule wird mit Hilfe der Wetterdaten simuliert. Hierbei wird zuvor nur die Einstrahlung in der Modulebene ermittelt. Die Einstrahlung wird dabei in Abhängigkeit der Bruttofläche berechnet. Die stündlich berechneten Daten ergeben in Summe eine Einstrahlungsleistung von 30.361 kWh/a. Aufgrund vorhandener Verluste durch Verschmutzung und Degradation sowie durch den relativ schlechten Wirkungsgrad der Dünnschichtmodule, errechnet sich letztlich nur noch ein Gleichstrom-Energieertrag von 3.175 kWh/a. Der Gleichstrom muss noch im Wechselrichter in Wechselstrom umgewandelt werden. Hierbei vermindert sich der Ertrag weiterhin um Kabelverluste sowie um Wechselrichterverluste. Abzüglich dieser Verluste errechnet sich ein Wechselstrom-Ertrag von 2.998 kWh/a. Dieser Energieertrag ist im Jahresverlauf in Abbildung 5.12 dargestellt. Mit der Generatorleistung von 3,84 kW lässt sich der spezifische Jahresertrag von 781 kWh/kWp berechnen.

Die elektrische Energie der Anlagentechnik in Höhe von 3.000 kWh/a sollte mindestens mit den Photovoltaikmodulen gedeckt werden. Als weiteres Ziel gilt der Energieertrag von 7.000 kWh/a. Anhand der Simulation wird deutlich, dass mit dieser Modulfläche der Mindestertrag knapp unterschritten wird. Es sollten andere Dünnschichtmodule mit einem effizienteren Wirkungsgrad gewählt werden oder die Modulanzahl erhöht werden. Die Brüstungsfläche mit einer Höhe von 935 mm ist durch die Standard-Modulhöhe mit nur 605 mm auch nicht optimal genutzt. Ebenso werden im Programm die voreingestellten Verluste

übernommen, da nicht bekannt ist, in welcher Größenordnung diese realistisch sind. Hierzu folgt später eine nähere Aussage.

In der nachfolgenden Abbildung 5.12 ist ersichtlich, dass gerade in der Übergangszeit, im April und Mai sowie August bis Oktober, ein etwas höherer Ertrag elektrischer Energie erreicht wird. Der niedrigste Ertrag wird im Dezember produziert, steigt demzufolge ab Januar wieder an.

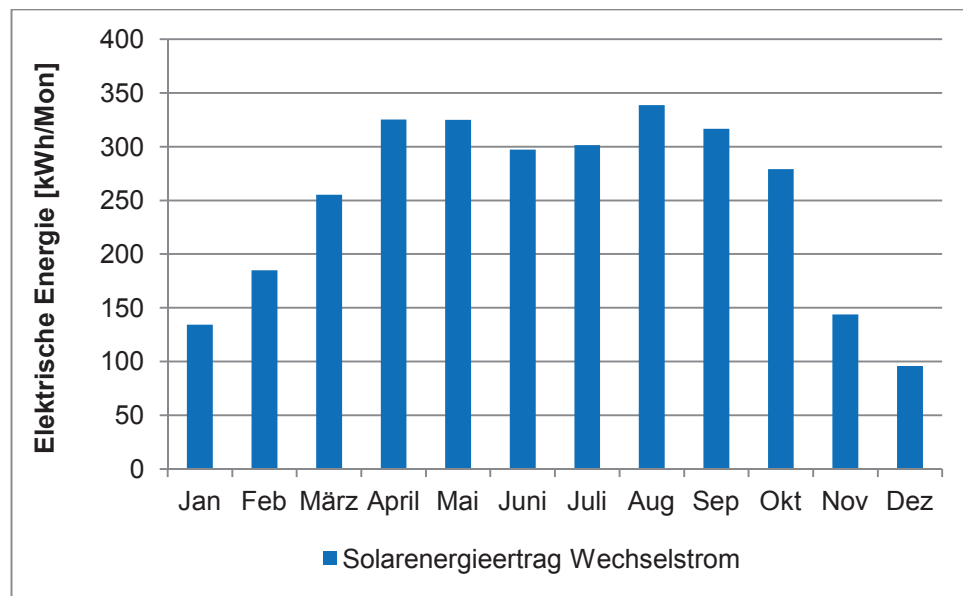


Abbildung 5.12: Monatliche Solarenergiemenge der Photovoltaikanlage

Die erzeugte elektrische Energie wird in der Bilanz der gesamten Anlage, somit auch die Anlage zur Wärmeversorgung, berücksichtigt. Daraus folgt, dass der Stromverbrauch der Pumpen von 1.426 kWh/a durch die solar erzeugte Energie gedeckt wird. Es steht somit noch eine Energiemenge von 1.572 kWh/a zur Verfügung. Diese Energie wird nicht in einem Akkumulator im Gebäude gespeichert. Die Energie, die produziert wird, muss zum selben Zeitpunkt innerhalb des Gebäudesystems verbraucht werden, sonst wird die elektrische Energie ins öffentliche Netz eingespeist.

Auch für Photovoltaikanlagen gibt es Maßzahlen, die die Effizienz widerspiegeln. Diese werden im Folgenden erläutert.

Performance Ratio und Volllaststunden

Die sog. Performance Ratio gibt die Qualität der Anlage, unabhängig vom Standort, an. Die Performance Ratio (PR) berechnet sich nach Gleichung (5.4) und gibt an, welcher Anteil nach Abzug der Energieverluste noch real zur Verfügung steht [Qua11].

$$PR = \frac{\text{spezifischer_Jahresertrag}}{\text{jährliche_Einstrahlung}} \quad (5.4)$$

Mit diesem Verhältnis kann die Anlage überwacht werden und dient vor allem

dem Monitoring über einen längeren Zeitraum. PR-Werte unterhalb des Normbereiches sollen frühzeitig eine mögliche Störung aufzeigen. Betrachtet wird dieser Wert über ein Jahr. In der Simulation wird bei einer jährlichen Einstrahlung von 867 kWh/m^2 ein spezifischer Jahresertrag von 781 kWh/kWp errechnet. Aus diesem Verhältnis kann die Performance Ratio von 90% berechnet werden. Es sollte beachtet werden, dass die Verluste innerhalb der Eingabe nicht verändert werden und so für die Simulation übernommen wurden. Anhand des hohen PR-Wertes ist ersichtlich, dass es sich hierbei nicht um eine Überschätzung der Verluste, sondern um eine Unterschätzung handelt. Typischerweise liegt die Performance Ratio bei Werten zwischen 75% bis 85% , kann jedoch bei guten Anlagen auch höher liegen. Besonders bei Anlagen mit einem hohen Wirkungsgrad des Wechselrichters ($>90 \%$), wird ein hoher PR-Wert erwartet [Mer11].

Der PR-Wert ist standortunabhängig. Daher wird ein weiterer Wert, um die Qualität von ähnlichen Anlagen zum Vergleich des Standortes, verwendet. Dieses ist der spezifische Jahresertrag. Berechnet wird der Ertrag aus dem Verhältnis von realem Wechselstrom-Ertrag zur Generatornennleistung. Für die Photovoltaikanlage wird der spezifische Jahresertrag von 781 kWh/kWp simuliert. Dieser Wert gibt auch die Anzahl der Anlagen-Volllaststunden an. Oft laufen Photovoltaikanlagen jedoch im Teillastbetrieb. Allgemein kann mit einer Anlage idealer Ausrichtung ($30\text{-}40^\circ$), bei einer mittleren jährlichen Einstrahlung auf die geneigte Fläche von 1.250 kWh/m^2 sowie einem PR-Wert von 85% in Deutschland 1.060 Volllaststunden erreicht werden. Die mittlere tatsächliche Volllaststundenanzahl liegt in Deutschland jedoch bei circa 900 h/a [WIR12]. Das Simulationsergebnis mit 780 h/a ist im Vergleich hierzu somit wesentlich schlechter. Dieses könnte am uneffektiven Neigungswinkel von 90° liegen.

Nachfolgend wird auf die spezifischen Daten der Photovoltaikmodule näher eingegangen.

Daten der Photovoltaikmodule

Um das Solarmodul näher zu betrachten, wird der Füllfaktor FF nach Gleichung (3.3) berechnet. Dieser ist ein Maß für die Qualität einer Zelle. Mit den Daten nach Tabelle 4.17 errechnet sich ein Faktor von $0,73$. Für Dünnschichtmodule werden allgemein Werte von $0,6$ bis $0,75$ erreicht. Die Zellen der Module haben somit schon eine gute Qualität für eine Dünnschichtzelle.

Des Weiteren wird noch die Solarkennlinie der verwendeten Photovoltaikmodule in Abbildung 5.13 aufgetragen. Diese kann anhand der Gleichungen nach [WAG99] und mit Hilfe der Daten aus Tabelle 4.17 annähernd berechnet werden. Ebenfalls ist der Punkt maximaler Leistung (P_{MPP}) bei einer Stromstärke von $2,3 \text{ A}$ und einer Spannung von 35 V dargestellt. Die Solarkennlinie gilt für Standardtestbedingungen (STC) und somit für eine Bestrahlungsstärke von 1.000 W/m^2 .

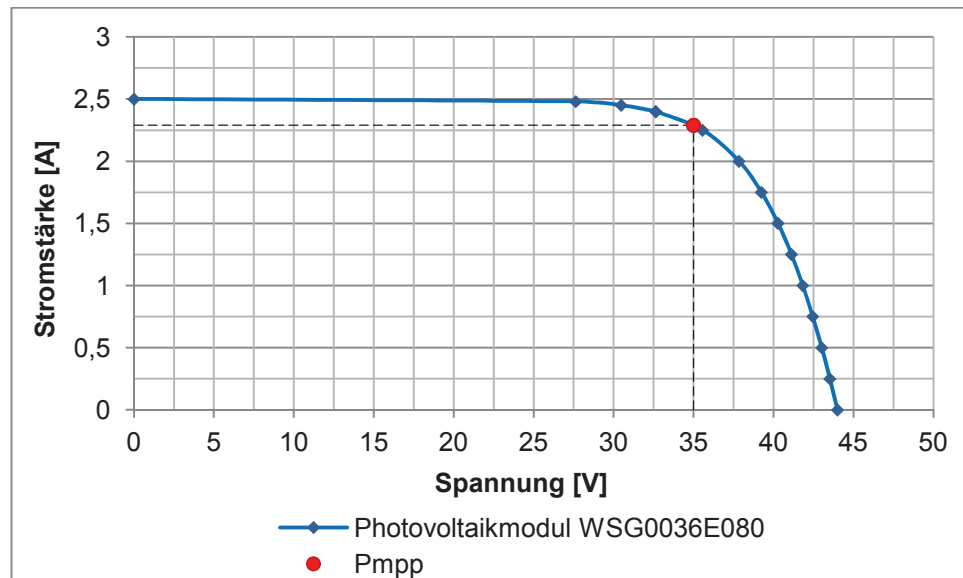


Abbildung 5.13: Solarkennlinie der verwendeten Photovoltaikmodule

In der Realität ist die Bestrahlungsstärke jedoch niedriger. Somit verschiebt sich auch der Punkt maximaler Leistung. Wie auch in Abbildung 3.6 zu erkennen ist, wird bei einer Bestrahlungsstärke von 800 W/m^2 die Spannung an diesem Punkt nur minimal geringer. Die Stromstärke verringert sich im Verhältnis zur Spannung jedoch deutlicher. Die maximale Leistung bei 1.000 W/m^2 beträgt nach der Herstellerangabe 80 W . Nach Gleichung (3.2) berechnet sich für eine Bestrahlungsstärke von 800 W/m^2 nur noch eine maximale Leistung von 64 W bei gleichem Wirkungsgrad und gleicher Modulfläche. Daraus folgt eine Generatorleistung von nur noch $3,1 \text{ kW}$, statt bei STC $3,8 \text{ kW}$.

Bei den Dünnschichtmodulen handelt es sich um CIS-Module. Diese weisen bereits unter den verschiedenen Dünnschichtmodularten einen guten Wirkungsgrad auf. Das verwendete CIS-Modul hat jedoch nach *Polysun* nur einen Wirkungsgrad von $10,97 \%$, dieser ist somit relativ niedrig. Bei CIS-Modulen können schon Wirkungsgrade von 13% erreicht werden.

Bei der Simulation wird der Wirkungsgrad der Module neu berechnet. Als Ergebnis folgt ein Modul-Wirkungsgrad von $12,8 \%$ im jährlichen Mittel. Dieses resultiert aus der guten Hinterlüftung der Anlage. Bei der guten Hinterlüftung soll die Modultemperatur noch $20 \text{ }^\circ\text{C}$ über der Lufttemperatur, somit über $25 \text{ }^\circ\text{C}$ bei STC, liegen. Dieses ist tagsüber der Fall, nachts jedoch nicht. Durch Bildung des Mittelwertes über den Tag und den Monat ergeben sich jeden Monat geringere Modultemperaturen als $25 \text{ }^\circ\text{C}$. Hieraus wird ein höherer Wirkungsgrad als bei STC simuliert.

Daten des Wechselrichters

Wie schon erwähnt, muss ein gutes Mittelmaß bei der Auslegung von Wechselrichtern gewählt werden. Wechselrichter mit einer zu geringen Leistung können nicht den gesamten Ertrag der Photovoltaikmodule ausschöpfen, Wechselrich-

ter mit einer zu großen Leistung haben kein gutes Preis/Leistungs-Verhältnis.

Ein erster Anhaltswert ist die Sizing Ratio (SR_{AC}). Dieser Auslegungsfaktor berechnet sich nach Gleichung (5.5) aus dem Verhältnis der Nennleistung aller Module bei STC zur Ausgangsnennleistung des Wechselstromes am Wechselrichter [Mer11].

$$SR_{AC} = \frac{P_{STC}}{P_{AC_N}} \quad (5.5)$$

Der verwendete Wechselrichter hat eine Ausgangsnennleistung von 3,8 kVA. Somit ergibt sich ein SR_{AC} -Wert von 1,01. Allgemein gilt, dass dieser Wert 1,0 betragen sollte. Aufgrund der tolerierbaren Abweichung erfüllt der Wechselrichter diese Anforderung gerade noch.

Weiterhin kann ein EURO-Wirkungsgrad nach Gleichung (5.6) berechnet werden. Dieser gewichtete Wirkungsgrad wird aus mehreren Wirkungsgraden in Teillast und in Vollast berechnet und berücksichtigt daher auch das Betriebsverhalten im Teillastbereich. Ein Wechselrichter läuft nur wenig bei Vollast bzw. bei Nennleistung [Qua11]. Nach [SMA12] beträgt der EURO-Wirkungsgrad 94,7 %. Heutzutage sind schon Wechselrichter mit Wirkungsgraden bis zu 98 % auf dem Markt vorhanden.

$$\begin{aligned} \eta = & 0,03 \cdot \eta_{5\%} + 0,06 \cdot \eta_{10\%} + 0,13 \cdot \eta_{20\%} + 0,1 \cdot \eta_{30\%} + \dots \\ & + 0,48 \cdot \eta_{50\%} + 0,2 \cdot \eta_{100\%} \end{aligned} \quad (5.6)$$

In Abbildung 5.14 ist der höhere Wirkungsgrad in Teillast noch einmal zu erkennen. Bei Vollast ($P_{AC} = 3,8 \text{ kW}$) ist der Wirkungsgrad niedriger. Der höchste Wirkungsgrad, bei einer Eingangsspannung von 200 V mit $\eta = 95,6 \%$, liegt bei fast $P_{AC} = 1,5 \text{ kW}$ und somit bei circa 39 % des Vollastbetriebes. Bei einer Eingangsspannung von 400 V liegt der höchste Wirkungsgrad bei $P_{AC} = 1,6 \text{ kW}$. Dieses entspricht circa 42 % des Vollastbetriebes.

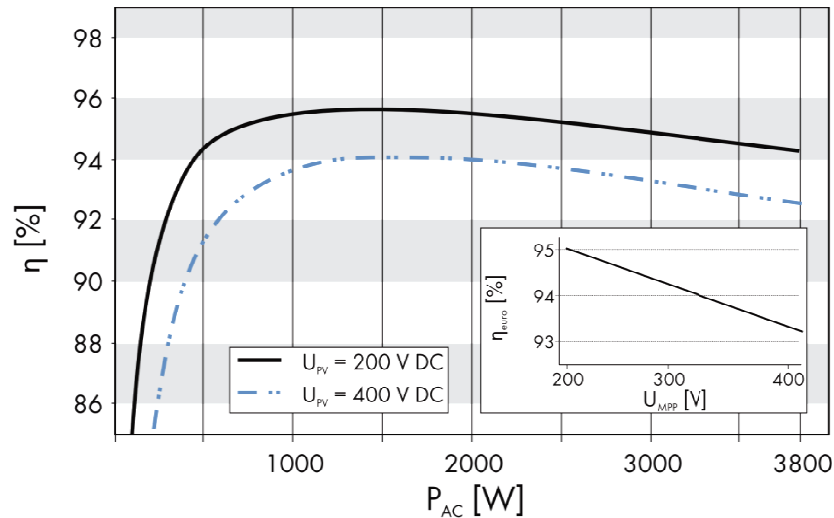


Abbildung 5.14: Wirkungsgradkurve in Abhängigkeit der Ausgangsspannung des Wechselrichters [SMA12]

In *Polysun* wird der Wirkungsgrad des Wechselrichters ebenfalls monatlich simuliert. Aus den Monatswerten, die im Bereich von 93,6 % (im Dezember) bis 94,7 % (im September) liegen, errechnet sich ein Wirkungsgrad von 94,4 % für das gesamte Jahr.

Nachfolgend werden noch einmal alle Verluste aufgeführt.

Verluste von elektrischer Energie

Es werden alle Verluste, von der Einstrahlung auf den Kollektor bis zur Ausgangsleistung des Wechselrichters, aufgelistet.

Die Einstrahlung in die Modulebene wird vermindert durch den schlechten Wirkungsgrad der Module sowie der Verschmutzung um 2 % und der Degradation um circa 0,5 %, die erst im Zeitverlauf zunimmt. Der Wirkungsgrad der Module wird in *Polysun* mit 12,8 % im Jahresmittel simuliert. Daraus errechnet sich die Eingangsleistung in den Wechselrichter.

Des Weiteren treten Kabelverluste und Wechselrichterverluste von insgesamt 5,57 % auf. Abzüglich dieser Verluste berechnet sich die Ausgangsleistung aus dem Wechselrichter. Dieses ist die Leistung, die im Gebäude genutzt oder in das öffentliche Netz eingespeist werden kann. In der nachfolgenden Tabelle 5.4 sind die genannten Prozentangaben anhand von Leistungsdaten aus der Simulation aufgeführt.

Tabelle 5.4: Gewinn- und Verlustbilanz der elektrischen Energie

Parameter	Verluste [%]	Wert [kW]
Einstrahlung auf die Modulebene	---	30.361
Verluste durch Verschmutzung	~ 2,0	606
Verluste durch Degradation	~ 0,5	107
Verluste durch Modulwirkungsgrad	~ 87,2	26.473
Eingangsleistung in Wechselrichter	---	3175
Kabelverluste	~ 1,4	43
Wechselrichterverluste	~ 4,2	134
Ausgangsleistung aus Wechselrichter		2.998

5.3 Darstellung der Energiebilanz der Wärme- und Stromerzeugung

Um die Wärmeenergie- und Stromerträge sowie die Verluste noch einmal im Gesamten übersichtlich aufzuzeigen, werden die Energiedaten in einem Sankey-Diagramm grafisch dargestellt.

In *Polysun* selbst wird ebenfalls eine Energiebilanz aufgezeigt. Jedoch werden lediglich die Energieströme betrachtet, die dem System zugeführt sowie abgeführt werden. Das System selber wird vereinfacht als Black Box dargestellt. Aufgeführt ist diese Bilanz im Anhang C.

Neben den von *Polysun* neu simulierten Energiebedarfswerten wird letztlich der effektive Energieverbrauch der Verbraucher berechnet. Hierzu zählt neben dem Warmwasser und der Gebäudeheizung auch die Energiesenke. Dieser Energieverbrauch darf nach [Vel11] vom simulierten Energiebedarf abweichen. Jedoch darf der Energiebedarf nicht größer sein als der Energieverbrauch, sonst würde hier ein Energiedefizit vorliegen. Im Energieschema der Software wird der Energieverbrauch betrachtet, nicht der Energiebedarf. Daher wird die nachfolgende mengenproportionale Energiebilanz für den Energieverbrauch mit einer Demoversion der Software *e!Sankey* erstellt.

Der Energieverbrauch der Heizung wurde durch die Software mit 15.226 kWh/a, der des Warmwassers mit 30.528 kWh/a und der der Rückspeisung mit 17.362 kWh/a simuliert. Beim Energieverbrauch des Warmwassers muss beachtet werden, dass hierbei die Zirkulationsverluste hinzuaddiert wurden und sich daher ein höherer Verbrauch ergibt.

In der Abbildung 5.15 ist das Sankey-Diagramm der Wärme- und Stromversorgung des Mehrfamiliengebäudes dargestellt. Die Bilanz wird nicht im Gesamten betrachtet, sondern ist in die genannten Energieformen unterteilt. Nur der Stromverbrauch der Pumpen, der von der Photovoltaikanlage produziert wird, stellt eine Verbindung zwischen der Wärmeenergie und der elektrischen Energie dar. In der Farbe Gelb ist jeweils die Einstrahlung auf die Solarebene dargestellt. Blau zeigt die Verluste auf. Der Verlauf von Rot zu hellem Rot verdeutlicht

den Verlauf der nutzbaren Wärmeenergie im System bis hin zur Nutzwärme des Warmwassers und der Heizung. In der Farbe Pink ist der Nahwärmebezug für Warmwasser und für die Heizung dargestellt. Die Nutzwärme des dritten Verbrauchers spiegelt die Farbe Grün wieder. Diese Energiemenge ist zwar gefordert, jedoch nicht zur Deckung des Energiebedarfes vom Gebäude notwendig. Bei der Erzeugung der elektrischen Energie sind ebenfalls die Verlustströme in blauer Farbe dargestellt. Letztlich wird elektrische Energie zur Deckung des Strombedarfs der Pumpen erzeugt und weiterhin eine größere Energiemenge, die frei zur Verfügung steht.

Der Abbildung 5.15 ist zu entnehmen, dass weniger als 50 % der Sonneneinstrahlung in die Kollektorebene, durch die auftretenden optischen und thermischen Verluste der Kollektoren, genutzt werden können. Ebenfalls kann ein sehr großer Anteil der Einstrahlung in die Solarmoduleebene der Photovoltaikmodule nicht genutzt werden. Durch den schlechteren Wirkungsgrad der Module im Vergleich zu den Kollektoren sind die Verluste hierbei nochmals größer.

Da beide Solaranlagen in derselben Variante in *Polysun* erstellt sind, wird auch der Strombedarf der Pumpen durch die gleichzeitig produzierte elektrische Energie gedeckt. Dieses ist jedoch nur eine Schlussfolgerung der Software und muss so nicht im geplanten Mehrfamiliengebäude umgesetzt werden.

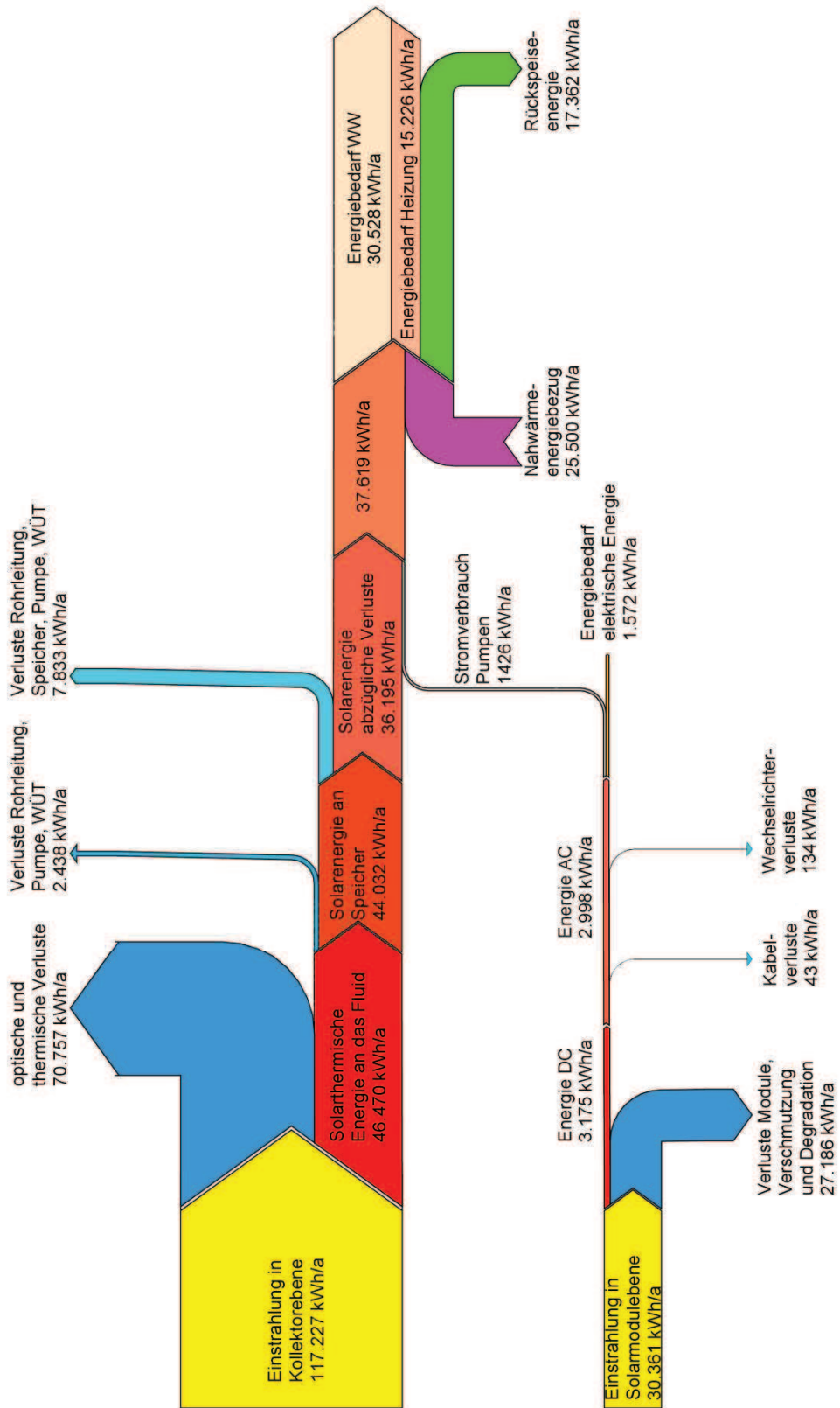


Abbildung 5.15: Die Energiebilanz der Wärme- und Stromerzeugung im Sankey-Diagramm

6 Vergleich Simulation und Planung

Im Folgenden wird die vorliegende Simulation bewertet und Optimierungsvorschläge aufgeführt.

Allgemeines Ziel der Simulation stellt die realitätsnahe Nachbildung des Anlagenschemas in der Software dar. Dieses setzt jedoch eine abgeschlossene Planungsgrundlage voraus. Durch die komplexen und neuen Innovationen im geplanten Mehrfamiliengebäude ist eine genaue Aussage bezüglich der Photovoltaikanlage und des PCM-Wärmespeichers zum Zeitpunkt der Durchführung und Dokumentation der Simulation nicht getroffen bzw. wurde widerrufen.

Für die Photovoltaikanlage steht noch keine Hersteller fest, da die Ausschreibungen noch nicht abgeschlossen sind und der Bauherr noch keine Entscheidung treffen konnte. Diese Verzögerung besteht aufgrund der fortwährend abgeänderten Planung. Anfangs sollten neben der Balkonbrüstung auch die grünen Fassadenpaneele an der Westnordwest- und Ostsüdostseite mit Photovoltaikmodulen ausgestattet werden. Daher resultierte die Grünfärbung der Module an den Paneelen, welches zu einem Minderertrag von 25 % führte. Diese gestalterische Vorgabe verringerte die Auswahl an Herstellern auf nur zwei Unternehmen. Von diesen wurde ein Hersteller ausgewählt und die weitere Planung fortgeführt. Bei der Ertragsberechnung erwies sich jedoch die Bestückung der Paneele durch die grüne Färbung als nicht wirtschaftlich. Daher wurde entschieden, nur noch die Balkonbrüstungen mit Photovoltaikmodulen auszustatten. Unterdessen meldete der ausgewählte Hersteller Insolvenz an. Aus diesem Grund wurde sich gegen die Module dieses Herstellers entschieden. Durch den Wegfall der grüngefärbten Module erweitert sich der Herstellerkreis für die noch laufende Ausschreibung wieder [Pin122].

Für den PCM-Wärmespeicher stand bereits der Hersteller des Materials fest. Auch ein Großteil der Eigenschaften des PCM ist bekannt. Da in dem unwirtschaftlichen PCM-Speicher das PCM nicht optimal genutzt wird, wurde jedoch nebenbei weiter recherchiert. Im weiteren Zeitverlauf fand sich ein Hersteller für einen PCM-Kunststoffspeicher, der in einem ehemaligen Forschungsprojekt näher untersucht wurde. Das verwendete PCM weist im Vergleich zum Wasser eine doppelt so hohe Speicherkapazität auf. Daher wird nun dieser Speicher im geplanten Mehrfamiliengebäude eingesetzt [Pin122].

Der PCM-Speicher ist anders aufgebaut und erfordert somit eine neue Anbindung an den Kollektorkreislauf. Dieses wirkt sich somit auch auf das Rohrleitungsnetz mit den zugehörigen Komponenten, wie WÜT und Pumpen, aus.

Ein konkretes Angebot bezüglich des Materials sowie der Größe und dem Aufbau des neuen Speichers erfolgte erst zu einem späteren Zeitpunkt, als die Dokumentation bereits fertiggestellt war. Aus zeitlichen Gründen konnte daher diese Planungsänderung nicht berücksichtigt werden. Der PCM-Wärmespeicher, der nun im geplanten Mehrfamiliengebäude eingebaut wird, wird später noch einmal genauer erläutert.

Trotz des Ziels das Anlagenschema so exakt wie möglich abzubilden, werden bei der Umsetzung in *Polysun* die Grenzen der Software deutlich. Beachtet werden muss, dass im Allgemeinen oftmals Annahmen von der Praxis zur

theoretischen Darstellung in jeder Software getroffen werden müssen. Anhand der Anzahl und Art der Änderungen von mehreren praxisnahen Projekten wird erst die Qualität und das Preis/Leistungs-Verhältnis der Software deutlich.

Die Veränderungen beziehen sich sowohl auf die Abwandlung des Anlagenschemas, als auch auf Vereinfachungen bezüglich der Berechnungen innerhalb des Systems. Eine Vereinfachung wird beispielsweise bei der Berechnung der Temperaturen beim Be- und Entladen des Speichers vorgenommen. Unterteilt wird ein Speicher, unabhängig von der eingegebenen Höhe, immer in zwölf isotherme Schichten. Aufgrund der unterschiedlichen Dichte diffundieren warme Fluidschichten nach oben und kalte nach unten. An den Übergängen von einer Schicht zur Nächsten findet Wärmeleitung statt. Eine thermische Konvektion wird vernachlässigt [Vel11].

6.1 Annahmen und Abwandlungen bezüglich der Software

Ein Unterschied zwischen den Speichern in der Software und im Mehrfamiliengebäude ist der zweiteilige, übereinander angeordnete Warmwasserspeicher. Hierbei handelt es sich um einen 1000 l Speicher sowie einen 500 l Speicher über diesem. In der Software wurde vereinfacht nur ein 1500 l Speicher verwendet. Zunächst wird das A/V-Verhältnis betrachtet. Je kleiner das Verhältnis von Oberfläche zum Volumen, desto geringer sind auch die Wärmeverluste aufgrund der kleineren wärmeübertragenden Oberfläche. Der 1500 l Speicher weist ein A/V-Verhältnis von $4,86 \text{ m}^{-1}$ auf. Die anderen beiden Speicher hingegen ein Verhältnis von $5,66 \text{ m}^{-1}$ (1000 l Speicher) und $7,31 \text{ m}^{-1}$ (500 l Speicher). Die beiden Speicher im Mehrfamiliengebäude weisen somit einen höheren Wärmeverlust an die Umgebung auf, als der in *Polysun* simulierte Speicher.

Dennoch weist der aufgeteilte Speicher Vorteile auf. Der übergeordnete kleine Speicher wird als nachgeschalteter Bereitschaftsspeicher genutzt. Dieser hat immer ein höheres Temperaturniveau. Liegt ein Wärmenergieertrag der solarthermischen Anlage an, so wird zunächst der 1000 l Speicher erwärmt. Ebenso erfolgt die Vorwärmung durch den Heizungsspeicher in diesem Speicher. Der 500 l Speicher ist immer voll beladen. Entweder über die Sonnenkollektoren oder über die Nahwärmeeinspeisung des Energieversorgers. So wird sichergestellt, dass auch im Winter oder an sonnenfreien Tagen der Warmwasserbedarf gedeckt werden kann. Auch weist der kleinere Speicher Vorteile bezüglich des Beladezeitraumes auf. Der Inhalt eines 500 l Speichers ist wesentlich schneller auf ein bestimmtes Temperaturniveau erwärmt. Somit sind hierbei die Wärmeverluste an die Umgebung zwar größer, sobald beide Speicher voll beladen sind. Eine Deckung des Warmwasserbedarfes zu jeder Zeit wird jedoch nur mit der Kombination von zwei Speichern gewährleistet.

Nur ein Speicher kann sich auch negativ auf die Solarertragsberechnung auswirken. Durch die Aufteilung in zwei Speicher ist die Nacherwärmung mittels der Nahwärme abgetrennt. Es wird nur der kleinere Speicher mit diesem Wärmebezug erwärmt, sobald nur noch ein geringer Solarenergieertrag vorhanden ist und die Temperatur im Speicher nicht erreicht wird. Der größere Speicher nimmt jedoch weiterhin die solar erwärmte Wärmeenergie auf. Liegt nur ein

geringer Ertrag vor, so ist die zeitliche Dauer der Beladung jedoch größer. Bei dem Speicher in der Simulation wird Nahwärme bezogen, sobald die gelieferte solare Wärmeenergie nicht ausreicht. Somit ändert sich die Prioritätenreihenfolge, der Nahwärmebezug steht nun kurzzeitig an erster Stelle. Durch das von der Nahwärme erzeugte höhere Temperaturniveau im Speicher kann weniger oder keine Solarenergie mehr bezogen werden. Diese Wärmeenergie wird nun nicht mehr für das Trinkwarmwasser genutzt, jedoch für die nächsten Wärmespeicher nach diesem, für die Heizung oder für die Rückspeisung. Es wurde versucht diese Problematik weitgehend einzuschränken, indem nur ein sehr kurzzeitiger Nahwärmebezug erfolgt. Sobald die Temperatur in der oberen Speicherschicht weniger als 63 °C beträgt, wird Nahwärme bezogen. Ist die obere Speicherschicht auf 64 °C aufgeheizt, wird keine Nahwärme mehr benötigt.

Eine weitere Abänderung ist die hydraulische Anbindung zwischen dem Solar-Kreislauf und den Speichern. Im Mehrfamiliengebäude ist der Vorlauf an den Speichern angeschlossen. Der Rücklauf erfolgt jedoch nicht direkt aus den Speichern. Beispielsweise bei der Trinkwarmwasserversorgung gelangt das solar erwärmte Wasser in den Speicher, um von dort aus zunächst durch die Frischwasserstation geführt zu werden. Daraufhin erst zum WÜT, um die Wärmeenergie des Solarkreislaufes erneut aufzunehmen. In *Polysun* wird dadurch Wasser auf einem höherem Temperaturniveau, durch den Rücklauf direkt vom Speicher zum WÜT, gefördert. Durch die kleinere Temperaturdifferenz am WÜT kann folglich weniger Wärme vom Solarkreislauf aufgenommen und genutzt werden.

Eine weitere Einschränkung wurde in *Polysun* für die Fußbodenheizung vorgenommen. Hierbei wurde die Heizperiode manuell eingeschränkt, so dass von Mai bis einschließlich September nicht geheizt wird. Daraus folgt ein höherer Heizenergiebedarf, sobald in dieser Zeit dennoch geheizt wird. Liegt ein höherer Heizenergiebedarf vor, so ergibt sich infolgedessen für die Bilanz eine niedrigere Rückspeiseenergiemenge an den Energieversorger. Generell müssen oftmals Annahmen bezüglich der Steuerungstechnik vorgenommen werden. Hier liegt noch ein großes Entwicklungspotential. Auch ein genau abgebildetes Anlagenschema wird durch eine nicht praxisnahe und eingeschränkte Steuerungstechnik andere Ergebnisse liefern.

Aufgrund der Komplexität wurde die Simulation in *Polysun* für die Vakuumröhrenkollektoren an der Attika vereinfacht. Es wurde angenommen, dass alle 16 Kollektoren die gleiche Ausrichtung nach Südsüdwesten, mit 22,5°, aufweisen. In der Planung werden vier Kollektoren an der Südsüdwestseite und zwölf Kollektoren an der Südseite angebracht. Durch diese Annahme in der Software wird ein niedrigerer Wärmeenergieertrag simuliert, als mit der Anordnung in der Realität erreicht werden kann.

Auch für die Simulation der Photovoltaikanlage wurde eine Vereinfachung bezüglich der Ausrichtung der Module vorgenommen. Es wurde in *Polysun* angegeben, dass alle Module ebenso mit 22,5° nach Südsüdwesten ausgerichtet sind. Ein Großteil der Module ist jedoch direkt nach Süden ausgerichtet. Von den 48 Modulen, weisen nur 14 Module eine Ausrichtung von 22,5° auf.

Durch diese Annahme wird eine niedrigere Ertragsmenge simuliert, als real erreicht werden kann.

Bei der Bewertung der Simulationsergebnisse sollte beachtet werden, dass die Energieerträge mit Hilfe von gemittelten Wetterdaten berechnet werden. Es werden somit keine Extremfälle, beispielsweise Jahre mit einer sehr hohen bzw. einer sehr niedrigen Einstrahlung, betrachtet. Für eine exaktere Anlagensimulationen der Wärme- und Stromversorgung sollten diese Daten in Zukunft mit berücksichtigt werden.

Allgemein kann die Aussage getroffen werden, dass die Änderungen in der Software die Simulation negativ beeinflussen. Dieses betrifft sowohl die Ausrichtung der Sonnenkollektoren und der Solarmodule in *Polysun*, als auch die Änderungen des Anlagenschemas der Wärmeversorgung selbst. Es wird real ein höherer Energieertrag sowie eine intelligentere Steuerungstechnik und somit eine effizientere Abstimmung aller Systemkomponenten untereinander erwartet. Es sollte ebenso beachtet werden, dass die Ergebnisse der Software eine Ungenauigkeit von bis zu 10 % aufweisen können [Brö12].

Um jedoch eine genauere Angabe bezüglich der Zuverlässigkeit und Richtigkeit der Simulationswerte machen zu können, sollte nach Fertigstellung des Mehrfamiliengebäudes, während einer Laufzeit von zwei bis drei Jahren, ein Vergleich zwischen den Simulationsergebnissen und den gesammelten Messdaten des Monitorings erfolgen. Dabei sollten die im Mehrfamiliengebäude eingesetzten Innovationen bekannt sein und in der Simulation bereits umgesetzt werden.

Damit eine Bewertung von Energieeffizienzmaßnahmen bezüglich einer Optimierung richtig vorgenommen werden kann, sollte nicht nur ein Vergleich der Einsparung erfolgen, es sollte auch die statische Amortisationszeit berücksichtigt werden. Diese berechnet sich aus dem Verhältnis von Investition zur Einsparung. Bevor sich für eine Optimierungsmaßnahme entschieden wird, ist zunächst die Investition ein entscheidender Faktor. Allgemein gilt, dass Amortisationszeiten größer als fünf Jahre im Normalfall nicht umgesetzt werden [Umw05].

Jede Änderung bedeutet für die durchgeführte Simulation auch eine Abweichung zu den realen Energieerträgen. Durchaus kann die Software als noch nicht ausgereift betrachtet werden, hier ist noch Entwicklungsbedarf vorhanden. Aufgrund des bisher kleinen Marktes, mit einer wahrscheinlich nicht sehr großen Nachfrage, fehlt das geforderte Zahlungsmittel, um in Forschung und Weiterentwicklung zu investieren. Die beiden auf dem Markt vorhandenen Produkte T*Sol und PV*Sol stellen wohl die größte Konkurrenz dar. Diese weisen zwar eine größere Anzahl an Einschränkungen auf als *Polysun*, für ausführende Unternehmen sind jedoch der größte Vorteil die Schnelligkeit und die einfache Darstellung der Schemen.

Vor allem bei komplexeren Anlagenschemen nimmt die Simulationsdauer von *Polysun* sehr stark zu. Daher benötigen Optimierungen viel Zeit, da bereits geringe Änderungen, sehr lange Simulationszeiten nach sich ziehen. Es sollte vor Beginn das Anlagenschema fest stehen und nicht zu komplex sein, da sonst eine Simulation in *Polysun* nicht erfolgen kann und Änderungen vorgenommen

werden müssen. Für einen Vergleich von zwei oder mehreren unterschiedlichen Schemen ist dieses Programm noch geeignet. Sobald jedoch detaillierte Optimierungen vorgenommen werden sollen, ist das Nutzen/Aufwand-Verhältnis nicht mehr ausgeglichen. Für ein Unternehmen kann somit dieses Schema in der Software abgebildet werden, es muss jedoch nicht dem Optimum entsprechen und einen größtmöglichen Ertrag liefern. Aufgrund des Preis/Leistungsverhältnisses der Software, wäre auch eine Alternative in Excel möglich. Hierzu würden jedoch die genauen Angaben und Daten von allen Systemkomponenten bis zu den Wetterdaten nicht im Programm hinterlegt sein, sondern müssten recherchiert und manuell eingegeben werden. Auch könnten immer nur einzelne Zeitpunkte bzw. Zustände betrachtet werden, nicht ein kompletter Jahresverlauf.

Als ersten persönlichen Nachteil von *Polysun* erwies sich das Fehlen einer Funktion „rückgängig“. Auf Nachfrage wurde mitgeteilt, dass es diese Funktion in der Software nicht gibt und sie im Allgemeinen auch nicht benötigt wird.

Allgemein sei angemerkt, dass sich über den gesamten Zeitverlauf der Erstellung der Simulation Fehlermeldungen und Probleme bezüglich Programm- und auch Computerabstürzen zeigten. Gründe hierfür sind nicht immer bekannt. Fehlermeldungen betrafen beispielsweise die Reporte in den pdf-Dateien. Hier wurde dazu aufgefordert ein Sprachunterstützungspaket für traditionelles Chinesisch zu installieren, damit die Seiten, in deutscher Sprache, richtig angezeigt werden.

Teilweise wurden fragliche Simulationsergebnisse berechnet. Beispielsweise bei der Anpassung der im Projekt verwendeten Pumpen. Nach der Veränderung wurde ein Stromverbrauch der Pumpen von 168.000 kWh/a errechnet. Geringe abweichende Ergebnisse traten auch zuweilen auf, ohne dass eine Änderung vorgenommen wurde.

Gravierende Probleme können auftreten, wenn eine Rohrleitung nicht an einem Wärmespeicher angeschlossen ist und der Computer abstürzt. Dieses hatte zur Folge, dass die bearbeitete Variante nicht mehr geöffnet werden konnte. Weiterhin wurden bei einer Variante alle Rohrleitungsparameter, wie beispielsweise der Durchmesser, angepasst. Nach der Simulation konnten alle tabellarischen Ergebnisse dargestellt werden, die grafische Auswertung konnte jedoch nicht geöffnet werden. Dieses zog gleichzeitig einen Programmabsturz nach sich. In beiden genannten Fällen wurde keine Problemlösung oder eine Hilfestellung vom Support der Software geboten.

Im Folgenden werden kurz die Aspekte genannt, die die eingesetzten Innovationen im und am Gebäude energetisch verbessern würden.

6.2 Optimierungsmöglichkeiten der Systemkomponenten

Ein Vorteil bietet *Polysun* mit der Möglichkeit bei Wärmespeichern die Anschlussstutzen als siphoniert anzugeben. In der Praxis können mit dieser Lösung Speicheranschlussverluste minimiert werden, die ohne diesen siphonierten Anschluss einen bis zu doppelt so hohen Wärmeverlustkoeffizienten aufweisen [Ste12]. Für den Speicher ist somit nicht nur eine dicke Dämmung mit

einem schlecht wärmeleitenden Material notwendig, es müssen auch die Wärmebrücken in der Dämmung durch Anschlussstutzen o.ä. vermindert werden.

Um die Wärmeverluste über die Oberfläche der Speicher zu reduzieren, können diese auch aus glasfaserverstärktem Kunststoff (GFK) angefertigt werden. Die Wärmeleitfähigkeit dieses Materials ist deutlich geringer, als beispielsweise von Edelstahl. Statt eines Dämmmaterials aus Mineralwolle oder PU-Weichschaum, welches bei den Speichern im Mehrfamiliengebäude verwendet wird, könnte auch eine Vakuumdämmtechnik verwendet werden [Deu12].

Durch die Verwendung der externen Wärmeübertrager zwischen dem Solar-kreislauf und dem Kreislauf in den Speicher wurde in diesem Bereich bereits das Optimum abgedeckt. Bei externen WÜT sind die Kosten zwar höher, die Übertragungsleistung von einem Fluid zum nächsten ist jedoch ebenfalls höher [Vel11].

Weitere, höhere Wärmeverluste können durch das nicht oder nur wenig gedämmte Rohrleitungsnetz entstehen. Durch die nach [EnE09] festgelegte Dämmschichtdicke von 100 % ist jedoch auch bei den Rohrleitungen kein Optimierungsbedarf mehr vorhanden.

Eine energetische Verbesserung der Pumpen wurde bereits in Kapitel 5.1 genannt. Zur Minimierung des Stromverbrauchs sollten Pumpen mit einer höheren Energieeffizienzklasse und einer variablen Drehzahlregelung eingesetzt werden. Die Drehzahlregelung ist neben der Drosselregelung und der Bypass-Regelung die Effektivste. Alternativ zur Drehzahlregelung kann jedoch auch eine Mehrfachpumpe eingesetzt werden. Bei einem geringeren Volumenstrom kann so eine oder mehrere parallel laufenden Pumpen abgeschaltet werden [Umw05]. Diese Form der Energieeinsparung ist jedoch im Mehrfamiliengebäude nicht gewünscht. In *Polysun* wird der Stromverbrauch der Pumpen simuliert. Jedoch beinhaltet dieser Strombedarf wahrscheinlich nur die elektrische Energie, die benötigt wird, sobald die Pumpe in Betrieb ist. Der geringe Energiebedarf während der Bereitschaftszeit, auch „Standby“ genannt, wird innerhalb der Simulation nicht mit erfasst.

Des Weiteren wird auf die Optimierung der Systemkomponenten wie der PCM-Wärmespeicher, die Sonnenkollektoren oder die Photovoltaikmodule eingegangen.

PCM-Wärmespeicher

Wie bereits erwähnt, wird im Mehrfamiliengebäude nicht der in dieser Arbeit beschriebene PCM-Speicher verwendet. Nachfolgend wird der aktuelle Stand bezüglich des Speichers mit dem Material erläutert. Als PCM wird technisches reines Natriumacetat-Trihydrat ($\text{CH}_3\text{COONa} \cdot 3\text{H}_2\text{O}$) von FSAVE Solartechnik GmbH verwendet. Dieses Material hat die in der nachfolgenden Tabelle aufgelisteten Eigenschaften.

Tabelle 6.1: Technische Daten Natriumacetat-Trihydrat [FSA12]

Parameter	Aggregatzustand	Wert	Einheit
Schmelztemperatur		58,5	°C
spezifische Schmelzenergie		260 ± 11	kJ/kg
Dichte bei 20 °C		1,4	kg/l
Dichte bei 75 °C		1,29	kg/l
spezifische Wärmekapazität	fest	1,978	kJ/(kg·K)
	flüssig	3,349	kJ/(kg·K)
max. Temperatur		~ 90	°C

Beim Vergleich der Daten des Salzhydrates von Dörken GmbH & Co. KG in Tabelle 3.3 und den eben genannten Daten des Natriumacetat-Trihydrates ist ersichtlich, dass die spezifische Wärmekapazität des PCM von Dörken im festen Bereich wesentlich und im flüssigen Bereich nur minimal effizienter ist. Der Vorteil des Natriumacetats wird jedoch anhand der Schmelzenthalpie von 260 ± 11 kJ/kg deutlich. Das PCM von Dörken weist nur eine Enthalpie von circa 140 kJ/kg bei der Umwandlung auf. Das Natriumacetat-Trihydrat besitzt vor allem im flüssigen Aggregatzustand eine höhere spezifische Wärmekapazität. Daher sollte auch dieser Bereich neben dem Umwandlungsbereich genutzt werden.

Das PCM wird ohne eine Ummantelung in den kompletten Speicher gefüllt. Dieses kann ohne Bedenken von Korrosion aufgrund des Kunststoffspeichers ausgeführt werden. Um das Wärmeträgerfluid vom PCM zu trennen, wird der Wärmeträgerkreislauf durch ein Wendelwellrohr geführt. Dieses stellt so den internen WÜT dar. Es werden zwei Speicher nebeneinander positioniert. Die Abmaße eines Speichers betragen 1250 mm·900 mm·2200 mm. So errechnet sich ein Außenvolumen für beide Speicher von $4,95 \text{ m}^3$ und ein Innenvolumen von $2,33 \text{ m}^3$. Abzüglich des Volumens der Wellrohre ergibt sich ein Nettovolumen von 2 m^3 , welches dem Füllvolumen des Natriumacetat-Trihydrat entspricht. Als Dämmung wird PU-Hartschaum ($\lambda = 0,027 \text{ W}/(\text{m}\cdot\text{K})$) mit einer Dämmungsstärke von 120 mm verwendet. Durch das geringe Innenvolumen, welches sich auf zwei Speicher aufteilt, muss der PCM-Speicher nicht drucklos angefertigt werden.

Anhand der nachfolgenden Abbildung 6.1 ist die Speicherkapazität, bezogen auf das Volumen, dargestellt. Hieraus sind die Speicherkapazitäten von Wasser und PCM ersichtlich. In einem Temperaturbereich von 20 °C bis 80 °C ergibt sich eine Kapazität für das PCM von etwas mehr als $140 \text{ kWh}/\text{m}^3$. Wasser hingegen weist nur eine Kapazität von $70 \text{ kWh}/\text{m}^3$ für denselben Temperaturbereich auf.

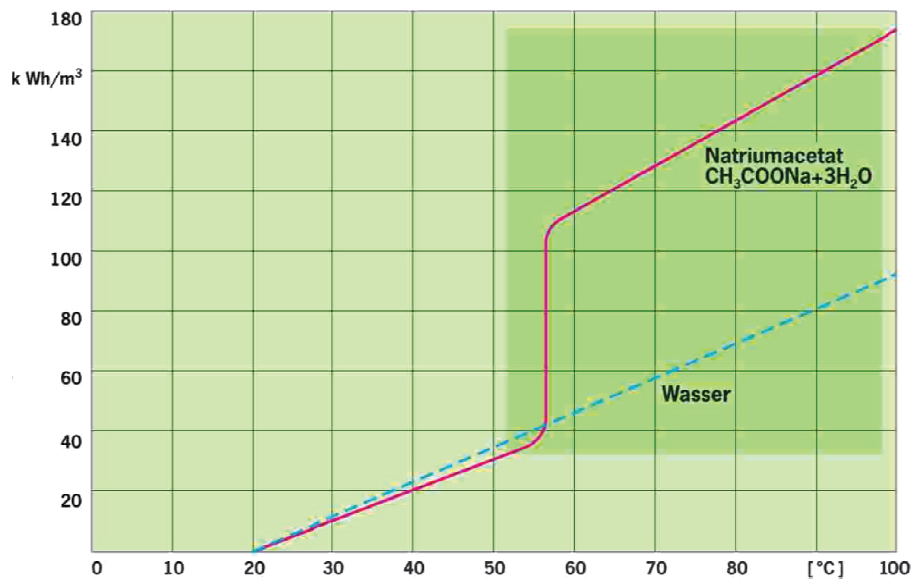


Abbildung 6.1: Vergleich Speicherkapazität Wasser und Natriumacetat [FSA12]

Der PCM-Speicher ist mit 100 % Natriumacetat-Trihydrat gefüllt. Für den Temperaturbereich von 20 °C bis 80 °C, bei einem Füllvolumen von 2 m³, errechnet sich eine gesamte Speicherkapazität von circa 280 kWh.

Der zuvor geplante PCM-Speicher, mit PCM-Boards von Dörken, wurde für den Temperaturbereich von 30 °C bis 70 °C ausgelegt. Es wurde eine Speicherkapazität von 95,3 kWh berechnet, wobei diese Speicherkapazität auch die Kapazität des Wassers beinhaltet. Durch das geringe Volumen des PCM wurde das Material nicht optimal genutzt. Durch Umrechnung des PCM-Speichers zu einem konventionellen Warmwasserspeicher mit der gleichen Wärmekapazität ergab sich ein Wärmespeicher von 2000 l für die Simulation. Würde der neu geplante PCM-Speicher mit einer Kapazität von 280 kWh, bei einem Temperaturbereich von 20 °C bis 80 °C, für die Simulation eingesetzt werden, errechnet sich ein konventioneller Wasserspeicher mit circa 4000 l Inhalt im selben Temperaturbereich. Dieses entspricht dem doppelten Volumen zum simulierten Heizungsspeicher.

Vakuurröhrenkollektoren

Generell gesehen sind Solarthermieanlagen in unseren Breitengraden immer noch effizient. Wenn jedoch weniger als 10 % der maximal möglichen Sonneneinstrahlung (1000 W/m²) vorliegt, lohnt die Aufstellung einer solchen Anlage nicht mehr [Vel11].

Obwohl das VRK-Feld auf dem Dach eine gute Ausrichtung in Richtung Süd-südwesten aufweist, wurde kein optimaler Neigungswinkel gewählt. Vor allem durch die gleichzeitige Verwendung für Trinkwarmwasser und Heizung wird eher ein Neigungswinkel von 40° bis 70° angestrebt. So werden diese in Zeiten tief stehender Sonne und hohem Energiebedarf bestmöglich genutzt. Im Sommer wird dadurch nicht zu viel Energie produziert.

Angenommen wurde dieser geringe Neigungswinkel von 15° aufgrund architektonischer Anforderungen. Der Neigungswinkel führt, ebenso wie der Neigungswinkel der Attika-VRK mit 90° , zu einem geringeren Ertrag, als mit der Anzahl der Kollektoren bei optimaler Ausrichtung erreicht werden könnte. Von Buderus wurde ein Korrekturfaktor eingeführt. Dieser Faktor wird mit der geplanten Kollektoranzahl multipliziert. Es errechnet sich so die Anzahl der Kollektoren, die den gleichen Energiegewinn bei optimaler Ausrichtung und optimalen Neigungswinkel erzielen. Um die gleiche Energiemenge wie unter Optimalbedingungen zu produzieren, wird für das Dach eine Anzahl von 49 anstatt 36 Kollektoren notwendig [Bos10]. Für die Attika-VRK kann keine genaue Aussage getroffen werden, da dieser Korrekturfaktor nur für VRK mit CPC-Spiegel gilt.

Zum Vergleich der VRK mit CPC-Spiegel und der ohne Spiegel sollte noch die Aperturfläche im Verhältnis zur Bruttofläche betrachtet werden. Die Aperturfläche ist nach DIN 4757 die in Deutschland geltende Bezugsfläche. Es ist anhand der in Kapitel 3.2 genannten Daten ersichtlich, dass die Aperturfläche des CPC-VRK sehr hoch ist. Die Aperturfläche hat einen Anteil von 90 % der Bruttofläche. Bei den VRK ohne CPC-Spiegel hat die Aperturfläche nur einen Anteil von 57 % an der Bruttofläche. Dieses liegt an der unterschiedlichen Berechnung. Die Aperturfläche der VRK ohne CPC-Spiegel ist das Produkt des Innendurchmessers der Röhre, der Innenlänge der Röhre und der Röhrenanzahl. Die Aperturfläche der CPC-VRK hingegen errechnet sich aus dem Produkt der Außenlänge und der Außenbreite des Reflektors. Dieses führt zu einer Unterbewertung der mit CPC-Spiegel ausgestatteten VRK, da die Aperturfläche überproportional größer ist als die zusätzliche Leistungssteigerung gegenüber einem VRK ohne Reflektor. Eine Unterbewertung liegt vor, da die Wirkungsgradkennlinie von dieser Bezugsfläche abhängt. Der Wirkungsgrad berechnet sich aus dem Verhältnis von Nutzleistung und dem Produkt aus Bestrahlungsstärke und Aperturfläche. Je größer die Aperturfläche ist, desto kleiner wird der Wirkungsgrad [Ins98].

Photovoltaikmodule

Wie bereits erwähnt, steht für die Photovoltaikanlage noch kein Hersteller fest. Somit sind ebenfalls die Module mit allen technischen Details unbekannt. Ob Module des Herstellers Würth Solar, die in der Simulation verwendet werden, ausgewählt werden, steht nicht fest. Jedoch wurde bereits in der Simulation deutlich, dass der vorhandene Platz an der Balkonbrüstung nicht optimal durch die Module, mit einer Höhe von nur 605 mm, ausgenutzt wird. Die Balkonbrüstung soll eine Höhe von 935 mm aufweisen. Es wird somit über die gesamte Länge der Südsüdwestseite eine Fläche von circa 19 m^2 nicht genutzt. Die Module an der Brüstung haben eine Fläche von 35 m^2 . Dieses bedeutet, dass gerade nur 65 % der gesamten vorhandenen Fläche mit Photovoltaikmodulen ausgestattet sind. Die Fläche könnte effizienter genutzt werden, indem die Brüstungshöhe verändert wird. Schon mit einer Erweiterung von 42 mm könnten andere Module dieses Herstellers verwendet werden, die eine Höhe von 977 mm aufweisen. Dieses wird jedoch aufgrund des fortgeschrittenen

Planungszeitraumes als sehr schwierig erachtet.

Ein Akkumulator ist für die Speicherung der elektrischen Energie im Mehrfamiliengebäude nicht vorgesehen. Ökonomisch gesehen lohnt sich der Einsatz eines Akkus auch noch nicht. Die Investitionskosten eines Akkus liegen um den Faktor 40 höher als für einen konventionellen Warmwasserspeicher, für den 10-40 €/kWh einzuplanen sind. Das ausgewogene Preis/Leistungs-Verhältnis ist somit heutzutage noch nicht gegeben.

Ein weiterer Aspekt zur Optimierung stellt die besondere Bearbeitung der Frontglasoberfläche der Module dar. Generell steigt der Anteil der reflektierten Sonneneinstrahlung von unbehandeltem Glas, je flacher der Einstrahlungswinkel wird. Zum Einen kann das Glas mit einer Antireflexschicht versehen werden. Zum Anderen kann auch in die Oberfläche eine abgerundete pyramidenartige oder wellenförmige Struktur eingearbeitet werden. Die Antireflexschicht soll bei einem Einstrahlungswinkel von null bis 50° fast konstant gut arbeiten. Bei einem idealen Aufstellwinkel kann mit der Beschichtung eine jährliche Ertragssteigerung von drei bis vier Prozent erzielt werden. Bei einem Aufstellwinkel von 70° kann eine höhere Leistungssteigerung, von bis zu sechs Prozent, erreicht werden. Bei der pyramidenartigen Struktur soll ein noch höherer Ertrag erzielt werden. Dieses soll anhand der Datenblätter jedoch nicht immer ersichtlich sein, da unter einer Einstrahlungsleistung von 1000 W/m^2 die Leistungssteigerung nur relativ gering ist. Bedeutend effizienter sollen die Module jedoch bei einer Einstrahlungsleistung von 200 W/m^2 bis 800 W/m^2 sein [Ver10].

7 Zusammenfassung

Ziel dieser Arbeit war die Untersuchung der Energieversorgung mittels einer dynamischen Anlagensimulation eines geplanten Passivhauses mit 14 Wohneinheiten.

Hierzu wurden zunächst in Kapitel 3 die eingesetzten Innovationen und energieeffizienten Maßnahmen des Projektes näher beschrieben. Hierzu zählen die Solarthermieanlage, die Photovoltaikanlage, der PCM-Wärmespeicher, die Einspeisung von Wärme- und elektrischer Energie sowie die Lüftungsanlage.

In Kapitel 4 wurde sich daraufhin mit der Auswahl einer geeigneten Software befasst. Mit dem *Polysun Designer* fand sich ein geeignetes Programm, welches die Voraussetzungen, wie beispielsweise die Simulation von Nahwärmebezug wie auch –rückspeisung, erfüllte. Die Beschaffung des im Vergleich noch kostengünstigen Programmes wurde von Pinck Ingenieure, in deren Hause diese Arbeit verfasst wurde, unterstützt.

Weiterhin wurden in diesem Kapitel die Ausgangsdaten, wie der Energiebedarf, und die Randbedingungen genannt, die bezüglich der Simulation eingehalten werden müssen. Eine Randbedingung ist beispielsweise die Einhaltung einer bestimmten solar erzeugten Energiemenge, sowohl für die Wärme- als auch für die Stromversorgung. Abschließend wurde die detaillierte Erstellung des Anlagenschemas in der Software dokumentiert. Bei der Darstellung in *Polysun* mussten aufgrund der Komplexität einige Änderungen zum geplanten Anlagenschema vorgenommen werden.

Daraufhin folgte in Kapitel 5 die Auswertung und Ergebnisdarstellung des Programmes. Hierbei wurde erst die Simulation der Wärmeversorgung betrachtet, danach die der Stromversorgung. Die Solarthermieanlage produziert eine Wärmeenergiemenge von 46.470 kWh/a. Hiervon gelangt aufgrund der Wärmeverluste, beispielsweise der Rohrleitungen, nur eine Energiemenge von 44.032 kWh/a zu den Speichern. Bezüglich des Trinkwarmwassers und der Heizwärme wurde mit dem in der Software dargestellten Anlagenschema ein solarer Deckungsgrad von 48,3 % errechnet. Der Systemnutzungsgrad zur Bewertung der Solarthermieanlage wurde mit 37,6 % berechnet. Des Weiteren wurde die jährliche Rückspeisewärmemenge in das öffentliche Netz näher betrachtet. Ferner wurden die Vakuumröhrenkollektoren und der Heizungsspeicher, der im geplanten Mehrfamiliengebäude den PCM-Wärmespeicher darstellt, untersucht. Auch die Wärmeverluste an den Innenraum und der Stromverbrauch wurden dokumentiert.

Die Photovoltaikanlage produziert eine elektrische Energie von 2.998 kWh/a. Hierbei wurden bereits alle Verluste von den Photovoltaikmodulen bis zum Wechselrichter berücksichtigt. Der spezifische Jahresertrag beträgt 781 kWh/kWp. Nachdem die Performance Ratio von 90 % berechnet wurde, wurden die Module und der Wechselrichter näher betrachtet.

Im Kapitel 6 wurde ein Vergleich der Simulation und der Planung vorgenommen. Es wurden die größten Einflussfaktoren zusammengefasst. Beispielsweise wurde der zweigeteilte Trinkwarmwasserspeicher für die Simulation zu einem Speicher zusammengefasst. Die Verwendung von nur einem Speicher hat

Vorteile bezüglich der Wärmeverluste, jedoch auch Nachteile für die Aufheizdauer des Speichers auf ein bestimmtes Temperaturniveau. Außerdem kann dadurch weniger Solarenergie bezogen werden.

Weitere Abänderungen existieren bei der hydraulischen Anbindung und bei der Ausrichtung der Vakuumröhrenkollektoren sowie der Photovoltaikmodule. Ferner bestehen auch starke Einschränkungen bezüglich der Steuerungstechnik in der Software. Oftmals mussten hierbei Annahmen getroffen werden und die Umsetzung konnte nicht so erfolgen, wie in der Planung bzw. in der Praxis.

Literaturverzeichnis

Fachbücher, Berichte und Zeitschriften

- [BHK06] BHKS - Bundesindustrieverband Heizungs-, Klima-, Sanitärtechnik/ Technische Gebäudesysteme e.V. (2006). *Heizungsumwälzpumpen - Energieeffizienz transparent gemacht*. Bundesindustrieverband Technische Gebäudeausrüstung e.V.
- [Bos10] Bosch Thermotechnik GmbH. (Dezember 2010). Planungsunterlage Logasol SAT-FS, SAT-R und SAT-VWS. *Systemlösungen für solare Warmwasserbereitung und Heizungsunterstützung*. Wetzlar: Bosch Thermotechnik GmbH.
- [BVA12] BVA BielefelderVerlag GmbH & Co. KG. (Januar 2012). *Sonne Wind & Wärme*.
- [Del09] Delzer, T., Fischbach, M., Luchterhand, J., Remmers, K.-H., & Schnauss, M. (2009). *Sonnenwärme für den Hausgebrauch*. Berlin: Solarpraxis AG.
- [Deu12] Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie e.V. (DGS). (Januar 2012). *SONNENENERGIE - Zeitschrift für Erneuerbare Energien und Energieeffizienz*.
- [Fei01] Feist, W. (2001). Energieeffizienz. In Rebhan, *Handbuch Energie*. Heidelberg.
- [Fei07] Feist, W. (2007). *Niedrigenergiehäuser - Wissenswerte Grundlagen zu Planung und Funktion*. Wiesbaden: Hessisches Ministerium für Wirtschaft, Verkehr und Landesentwicklung.
- [Fra10] Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme (ISE). (2010). *Latentwärmespeicher - Niedertemperatur Überblick über die Materialklassen und Potentialabschätzung*. Berlin.
- [Ham11] Hamburg Energie GmbH. (2011). *Technische Anschlussbedingungen (TAB) für Fernwärme "Neue Mitte Wilhelmsburg"*. Hamburg.
- [Ham111] Hamburgische Wohnungsbaukreditanstalt (WK). (2011). *Förderrichtlinie Energiesparendes Bauen 2011*. Hamburg.
- [Hau10] Ingenieurbüro Hausladen GmbH. (2010). *Smart ist grün - Weiterentwicklung und Prüfung des Gebäude- und Technikkonzeptes*. Kirchheim.
- [Ins98] Institut für Thermodynamik und Wärmetechnik (ITW). (März 1998). Einführung einer neuen Bezugsfläche in der Darstellung des Wirkungsgrads von Sonnenkollektoren. *Sonnenenergie und Wärmetechnik*.
- [Jac06] Jack, S. (2006). *Experimentelle Untersuchungen zur Entwicklung von Flachkollektoren für höhere Temperaturbereiche*. Emmerthal.

- [Lak11] Lakatos, Z. (2011). *Untersuchung einer Membrandach-Konstruktion mit integrierten flexiblen Photovoltaikzellen*. München: Stadtwerke München.
- [Meh01] Mehling, H. (2001). *Latentwärmespeicherung: „Neue Materialien und Materialkonzepte“*. Garching: ZAE Bayern.
- [Mer11] Mertens, K. (2011). *Photovoltaik - Lehrbuch zu Grundlagen, Technologie und Praxis*. München: Carl Hanser Verlag.
- [Ney11] Neyer, D., & Hauer, M. (2011). *Überblick zu Simulationstools zur Auslegung und Optimierung von Anlagen zum solaren Kühlen*. Innsbruck.
- [Obe08] Oberzig, K. (2008). *Solare Wärme: Vom Kollektor zur Hausanlage* (Bd. 2. Auflage). Berlin: Solarpraxis AG.
- [Pas11] Passivhaus Institut. (2011). Anlage zum Zertifikat "Passivhaus geeignete Komponente": Wärmerückgewinnungsgerät. *Focus 200*. Darmstadt, Hessen, Deutschland.
- [Pin12] Pinck Ingenieure Consulting GmbH. (2012). *Leistungsverzeichnis Photovoltaik*. Hamburg.
- [Pin121] Pinck Ingenieure Consulting GmbH. (2012). *Leistungsverzeichnis Solarthermie, PCM, Fernwärmeein- und -rückspeisung und MSR-Technik*. Hamburg.
- [Pin122] Pinck Ingenieure Consulting GmbH. (2012). *Erläuterungsbericht-TGA - PCM-Speicher, Photovoltaik*. Hamburg: Behrendt Wohnungsbau GmbH & Co. KG.
- [Qua11] Quaschnig, V. (2011). *Regenerative Energiesysteme - Technologie-Berechnung-Simulation*. München: Hanser Verlag.
- [Umw05] Umweltbundesamt GmbH. (2005). *Energieeffiziente Technologien und effizienzsteigernde Maßnahmen*. Wien: Umweltbundesamt GmbH.
- [Vel11] Vela Solaris AG. (2011). *Benutzerdokumentation Polysun*. Winterthur: Vela Solaris AG.
- [Ver10] Verlagsgemeinschaft Alfons W. Gentner Verlag GmbH & Co. KG, Solarpraxis AG. (Mai 2010). *photovoltaik - Das Magazin für Profis*.
- [WAG99] Wagner, A. (1999). Die Methode der Effektiven Solarzellen-Kennlinie. In *Photovoltaik Engineering*. Springer Verlag Berlin Heidelberg.
- [Wet11] WETZEL & von SEHT. (2011). *Erläuterungsbericht Energieeffizienz und Energieeinsparung Passivhaus nach WK - Hamburg*. Hamburg.

Verordnungen und Gesetze

- [DIN07] DIN Deutsches Institut für Normung e.V. (Februar 2007). DIN V 18599-1. *Energetische Bewertung von Gebäuden - Berechnung des Nutz-, End- und Primärenergiebedarfs für Heizung, Kühlung, Lüftung, Trinkwarmwasser und Beleuchtung - Teil 1*. Berlin, Deutschland: Beuth Verlag GmbH.
- [EnE09] EnEV - Energieeinsparverordnung. (18. März 2009). *Anlage 5, Tabelle 1*.
- [EWG08] Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz - EEWärmeG. (18. August 2008). *zur Förderung Erneuerbarer Energien im Wärmebereich*. Deutschland: Bundesanzeiger Verlag.
- [HaK07] Hamburgische Klimaschutzverordnung (HmbKliSchVO). (11. Dezember 2007). Hamburg, Deutschland.

Internetquellen

- [Bos111] Bosch Thermotechnik GmbH. (2011). *Buderus Katalog 2011- Teil 3*. Abgerufen am 06. Juni 2012 von http://www.buderus.de/sixcms/media.php/1086/Katalog_2011_Teil_3_b_Logaplus_Komplett.pdf
- [Bos12] Bosch Thermotechnik GmbH. (2012). *Buderus Katalog 2011- Teil 4*. Abgerufen am 14. April 2012 von http://www.buderus.de/sixcms/media.php/1086/Katalog_2011_Teil_4_Kapitel_02_Logasol-Photovoltaik.pdf
- [EhP12] Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung. (21. Februar 2012). *Richtlinie des Bundesministeriums für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung über die Vergabe von Zuwendungen für Modellprojekte im Effizienzhaus Plus-Standard im Jahre 2012*. Abgerufen am 4. März 2012 von <http://www.bmvbs.de/SharedDocs/DE/Artikel/B/forschungsinitiative-zukunft-bau-foerderrichtlinie-modelle-ehp-standard.html?nn=75494>
- [Fre07] Frei, B. (30. September 2007). *Feldvergleich von Wärme- und Enthalpieübertragern in Kompakt-Lüftungsgeräten*. Abgerufen am 15. Mai 2012 von energie-cluster.ch - Forschung und Entwicklung: <http://www.energie-plattform.ch/kl/forschung-entwicklung/KL-Frei-2007-Feuchteubertragung.pdf>
- [IBA11] IBA Hamburg GmbH. (2011). *Stadt im Klimawandel*. Abgerufen am 20. April 2012 von Wilhelmsburg Mitte - Energieverbund: <http://www.iba-hamburg.de/themen-projekte/energieverbund-wilhelmsburg-mitte/projekt/energieverbund-wilhelmsburg-mitte.html>
- [IBA12] IBA Hamburg GmbH. (2010). *Smart ist grün*. Abgerufen am 2. Januar 2012 von <http://www.iba-hamburg.de/themen-projekte/wilhelmsburg-mitte/bauausstellung-in-der-bauausstellung/smart-material-houses/smart-ist-gruen/projekt/smart-ist-gruen.html>

- [Ins12] Institut für Wärme und Öltechnik e.V. (2012). *Lexikon*. Abgerufen am 15. Mai 2012 von Vakuurröhrenkollektor:
[http://www.oelheizung.info/aktuelles/lexikon.html?user_iwolexikon_pi1\[char\]=V&cHash=35756ab50bb47cfad19a23806c0829c7](http://www.oelheizung.info/aktuelles/lexikon.html?user_iwolexikon_pi1[char]=V&cHash=35756ab50bb47cfad19a23806c0829c7)
- [Met12] METEOTEST. *meteonorm*. Abgerufen am 22. Juni 2012 von 8.300 meteorologische Stationen weltweit:
<http://meteonorm.com/de/produkte/meteonorm/datenbank/>
- [Pas12] Passivhaus Institut. (2012). *Qualitätsanforderungen an Passivhäuser*. Abgerufen am 2. Januar 2012 von
http://www.passiv.de/de/02_informationen/02_qualitaetsanforderungen/02_qualitaetsanforderungen.htm
- [Pas121] Passivhaus Institut. (2012). *Zertifizierungskriterien für Passivhäuser mit Wohnnutzung*. Abgerufen am 4. Januar 2012 von
http://www.passiv.de/downloads/03_zertifizierungskriterien_wohngebaeude_de.pdf
- [Rub12] Rubitherm Technologies GmbH. (2012). *Latentwärmespeicher in der Heizungs-, Klima-, Lüftungs- und Sanitärtechnik?* Abgerufen am 26. Mai 2012 von http://www.rubitherm.de/deutsch/pages/04d_lws.htm
- [SMA12] SMA Solar Technology AG. *Sunny Boy 3300/ 3800*. Abgerufen am 4. Juli 2012 von http://files.sma.de/dl/5691/SB33_38_38V-DDE104442W.pdf
- [Sol12] Solarhybrid AG. (2009). *Der Hybrid-Kollektor von solarhybrid*. Abgerufen am 25. Februar 2012 von <http://www.sh-solardach.ag/Der-solarhybrid-Hybrid-Kollektor.945.0.html>
- [Ste12] Steinweg, J. (18. Januar 2012). *SolarZentrum Hamburg - Fachvorträge*. Abgerufen am 21. Juli 2012 von Einrohrzirkulation an Speicheranschlüssen: http://www.solarzentrum-hamburg.de/download/120118_ERZ_ISFH.pdf
- [WIR12] Wirth, H. (30. April 2012). *Fraunhofer ISE - Studien und Konzeptpapiere*. Abgerufen am 3. Juli 2012 von Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland :
<http://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/veroeffentlichungen-pdf-dateien/studien-und-konzeptpapiere/aktuelle-fakten-zur-photovoltaik-in-deutschland.pdf>

Andere Quellen

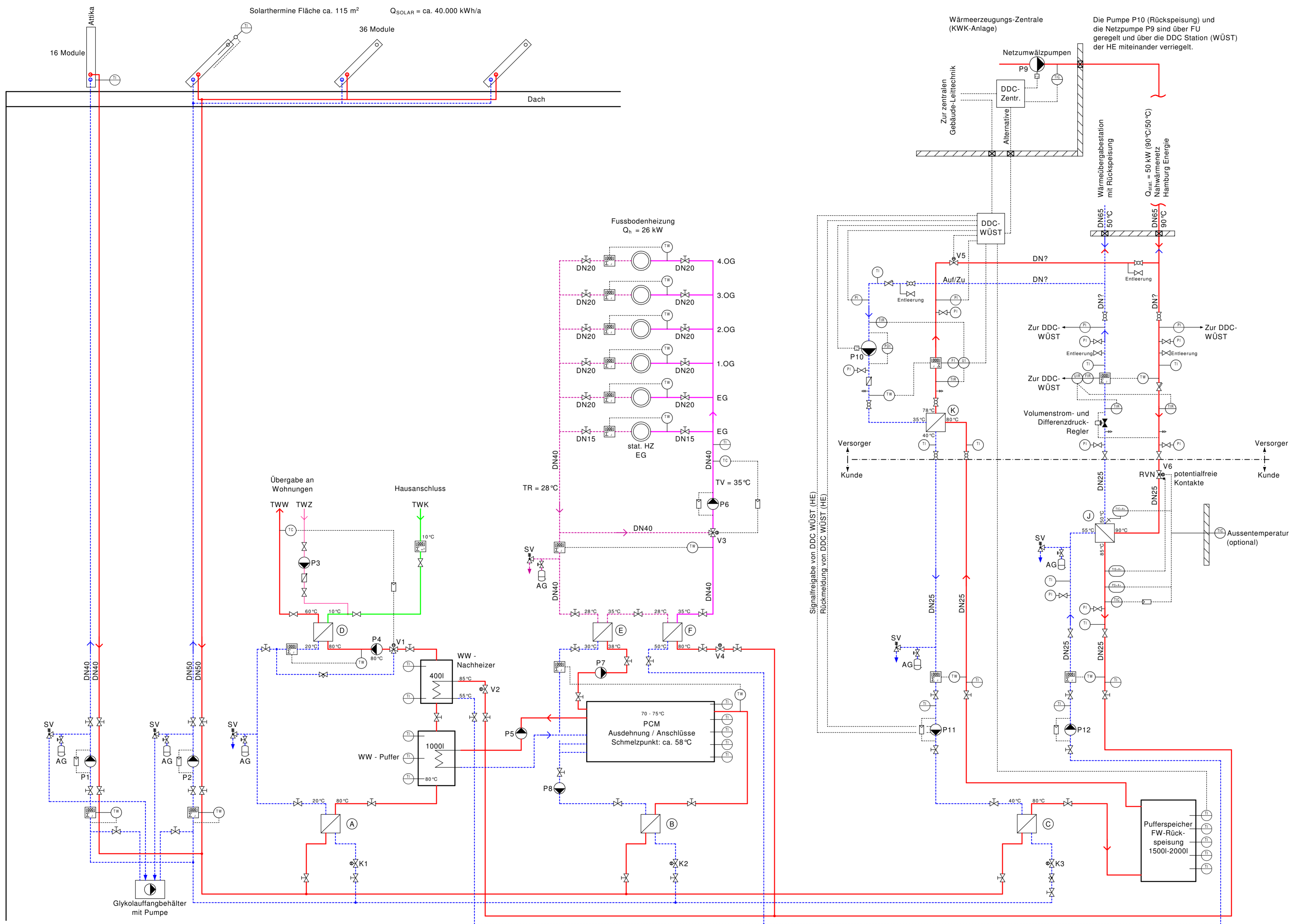
- [Bau11] Bauer. (November 2011). Mitteilung Telefongespräch. Emco Bau- und Klimatechnik GmbH & Co. KG.
- [Bos121] Bosch Thermotechnik GmbH. (26. April 2012). Buderus Angebot. *Ausschreibungstext*. Hamburg, Hamburg, Deutschland.
- [Brö12] Brönnner, P. (2012). Interne Mitteilung beim Einführungsseminar Polysun. Vela Solaris.
- [Dör11] Dörken GmbH & Co.KG. (2011). DELTA-Cool 58. *Technisches Datenblatt*. Herdecke, Nordrhein-Westfalen, Deutschland.

- [FSA12] FSAVE Solartechnik GmbH. (24. Mai 2012). eMail. *Angebotsformular PCM-Speicher*.
- [Joo11] Joost, C. (2011). Interne Mitteilung. Pinck Ingenieure Consulting GmbH.
- [Kun12] Kunkel, B. (30. März 2012). eMail. *Tägliche Einspeisemenge überschüssiger Wärmeenergie* . Berlin: MegaWATT - Ingenieurgesellschaft für Wärme- und Energietechnik mbH.
- [Ric11] Richter, C. (27. Oktober 2011). eMail. *monatlicher Heizwärmebedarf* . Hamburg: WETZEL & von SEHT.
- [Sch12] Schrage, J. (17. Februar 2012). eMail. *Maximale Jahresrückspeisung* . Hamburg: Hamburg Energie GmbH.
- [Str11] Strieder, B. (Dezember 2011). Mitteilung Telefongespräch. Dörken GmbH & Co.KG.

Anhang

A Anlagenschema der Wärmeversorgung von Pinck Ingenieure Consulting GmbH

In der nachfolgenden Abbildung, auf der nächsten Seite, ist das Wärmeversorgungsschema, welches als Grundlage für die Simulation dient, dargestellt. Stand dieses Schemas ist der 04.05.2012.



Wärmeerzeugung Solar

Wärmeverbrauch WWB

Wärmeverbrauch PCM
(Fußbodenheizung + TWK - Vorwärmung)

Fernwärme → Rückspeisung + Nachheizung

LEGENDE HEIZUNGSTECHNIK

- Heizung Vorlauf
- - - Heizung Rücklauf
- Fußbodenheizung Vorlauf
- - - Fußbodenheizung Rücklauf
- Absperrventil
- Sicherheitsventil
- Regelventil mit Motorantrieb
- Dreiwege-Regelventil mit Motorantrieb
- Durchgangshahn
- Differenzdruckregler
- Kappenventil
- Rückschlagklappe
- Schmutzfänger
- Regler
- Wärmemengenzähler
- Wärmeverbraucher
- Wärmetauscher
- Ausdehnungsgefäß
- Pumpe
- Rückflussverhinderer
- Filter
- Sieb (Sandfang)
- Rohrbe- / -entlüfter
- freier Auslauf
- Motorantrieb
- Auslauf- / Entleerventil
- Schlauchverschraubung
- Kompensator
- Aussenfühler
- DDC Temperaturfühler
- DDC Druckfühler
- Temperaturfühler für Wärmemengenzähler

LEGENDE SANITÄRTECHNIK

- Trinkwasser kalt
- Trinkwasser warm
- Trinkwasser Zirkulation
- Wasserzähler

LEGENDE MSR-TECHNIK

- PI Manometer
- TI Thermometer
- TIR Temperaturregistrierung
- FI Massenstrommessung
- UI Umwandler (Rechner)
- TC Temperaturregelung
- TIC Temperaturregelung mit Anzeige
- TS+A+ Sicherheitstemperaturwächter
- TIC+A+ max. Rücklaufftemperaturbegrenzung
- PS+A+ Sicherheitsdruckwächter

B Änderungen und Ergänzungen			04.05.2012	Hil	Jo	
A Allgemeine Überarbeitung			02.04.2012	Hil	Lad	
Index		Änderung	Datum	Name	Geprüft	
Gepr.	01.03.12	Lad	Bauherr : Behrendt Wohnungsbau GmbH & Co KG			
Bearb.	29.02.12	Hil	Bauvorhaben: IBA Wohngebäude			
			Am Inseipark 9, 21109 Hamburg			
PINCK		Wärmeversorgung Anlagenschema		Format : A1	Maßstab : -	
Tel: 040/536 960-0 Fax: 040/536 960-60				148.70-5.400B		
				Leistungsphase :	Ausführung	

B Anlagenschema der Wärme- und Stromversorgung in *Polysun Designer*

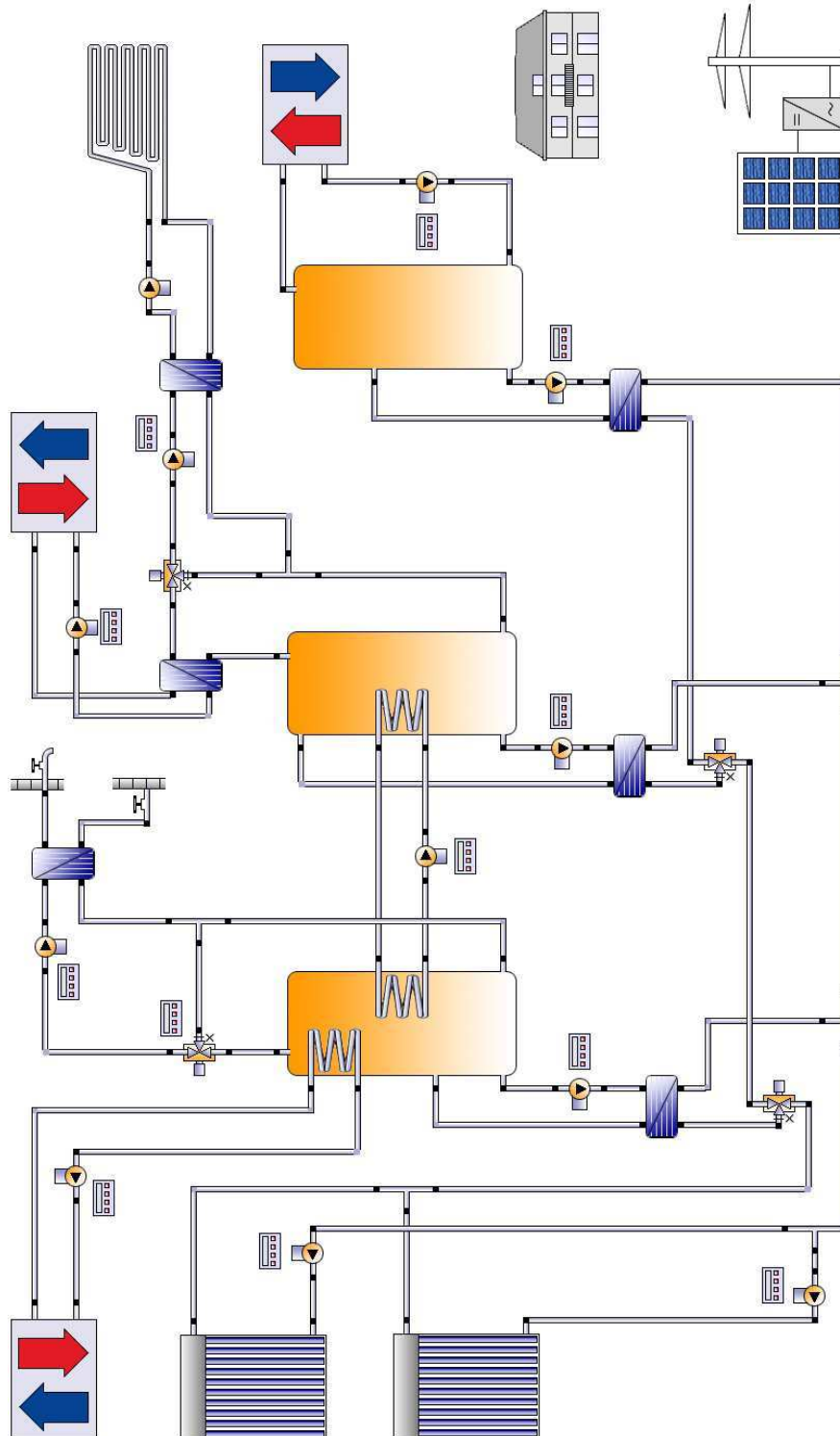


Abbildung A.1: Darstellung des Anlagenschemas der Wärme- und Stromversorgung in Polysun

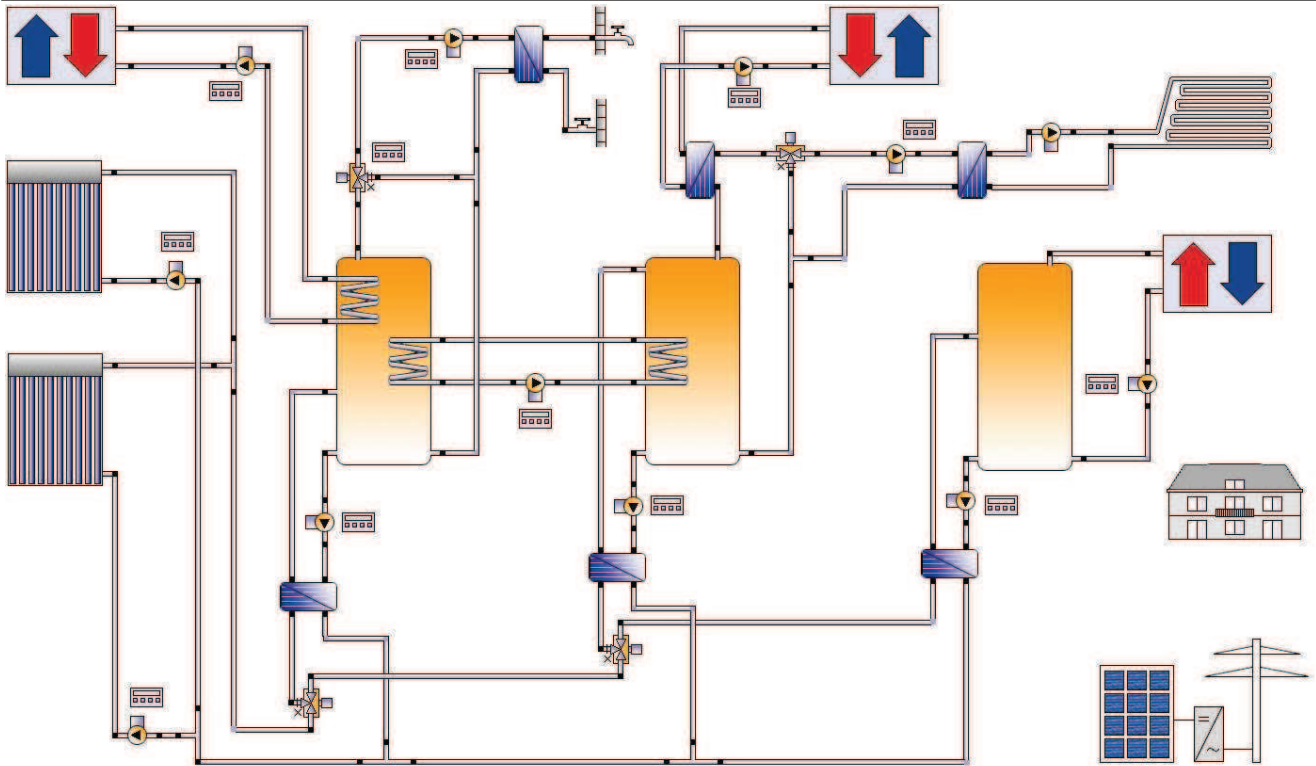
C **Report der *Polysun*-Simulation**

Auf den nächsten Seiten sind die Simulationsergebnisse der Software *Polysun Designer* aufgeführt. Dieser ausführliche Report wurde vom Programm erstellt.

Professioneller Report

148 IBA Am Inselpark

Wärme- & Stromversorgung Mehrfamiliengebäude



Standort der Anlage

21109 Hamburg Wilhelmsburg, Am Inselpark 9
Längengrad: 10,019°
Breitengrad: 53,498°
Höhe ü.M.: 3 m

Kartenausschnitt



Dieser Report wurde erstellt durch:

Jasmin Pape
Sanderskoppel 3
22391 Hamburg

Professioneller Report

Systemübersicht (Jahreswerte)

Gesamter Brennstoff- und Strom-Verbrauch des Systems [Etot]	-1.571,7 kWh
Gesamter Energieverbrauch [Quse]	63.116,7 kWh
Systemeffizienz (Quse / Etot)	44,25
Komfortanforderungen	Energiebedarf ist gedeckt

Übersicht Solarthermie (Jahreswerte)

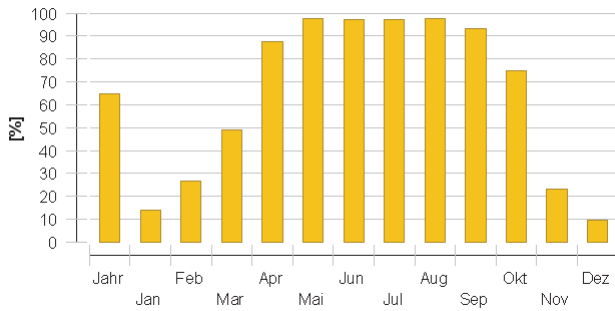
Kollektorfläche	140,1 m ²
Solarer Deckungsgrad gesamt	64,6%
Solarer Deckungsgrad Warmwasser [SFnHw]	100 %
Solarer Deckungsgrad Gebäude [SFnBd]	100 %
Gesamter Kollektorfeldertrag	46.470,4 kWh
Kollektorfeldertrag bzgl. Bruttofläche	331,7 kWh/m ² /Jahr
Kollektorfeldertrag bzgl. Aperturfläche	408,4 kWh/m ² /Jahr
Max. Energieeinsparung (VDI 6002)	2.997,9 kWh
Max. vermiedene CO2-Emission	-

Übersicht Photovoltaik (Jahreswerte)

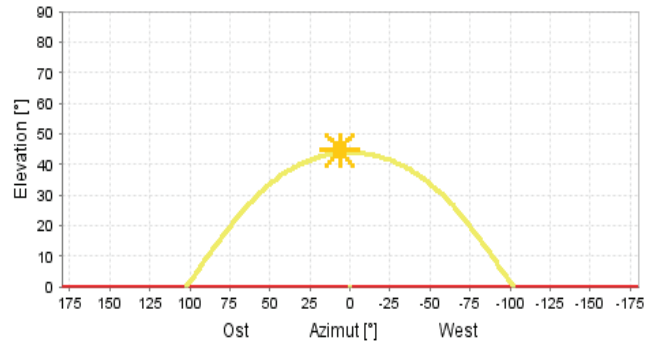
Bruttogesamtfläche	35 m ²
Energieproduktion DC [Qpvf]	3.175,2 kWh
Energieproduktion AC [Qinv]	2.997,9 kWh
Gesamte Nennleistung Generatorfeld	3,8 kW
Performance Ratio	90 %
Spezifischer Jahresertrag	780,7 kWh/kWp/a
Phasen-Schieflast	0,001 kVAh
Blindenergie [Qinvr]	0 kvarh
Scheinenergie [Qinva]	2.997,9 kVAh
CO2 Einsparung	161,9 kg
Eigenverbrauchsanteil auf Stundenbasis	68,4 %
Eigenverbrauchsanteil auf Monatsbasis	100,0 %

Professioneller Report

Solarer Deckungsgrad: Anteil Solarenergie an das System [SFn]



Horizontlinie



Meteodaten-Übersicht

Mittlere Aussentemperatur	10 °C
Globalstrahlung, Jahressumme	954,5 kWh/m ²
Diffusstrahlung, Jahressumme	525,6 kWh/m ²

Komponentenübersicht (Jahreswerte)

Kollektor Dach	Vaciosol CPC 12 V2*	
Kollektoranzahl		36
Parallele Abschnitte		3
Bruttogesamtfläche	m ²	102,96
Gesamte Aperturfläche	m ²	92,52
Gesamte Absorberfläche	m ²	92,52
Anstellwinkel (hor.=0°, vert.=90°)	°	15
Ausrichtung (O=+90°, S=0°, W=-90°)	°	-22,5
Kollektorfeldertrag [Qsol]	kWh	42.156,3
Einstrahlung in Kollektorebene [Esol]	kWh	98.764,3
Kollektorwirkungsgrad [Qsol / Esol]	%	42,7
Direktstrahlung nach IAM	kWh	45.578,8

Professioneller Report

Kollektor Attika		Vaciosol 21
Datenquelle		ITW
Kollektoranzahl		16
Parallele Abschnitte		1
Bruttogesamtfläche	m ²	37,12
Gesamte Aperturfläche	m ²	21,28
Gesamte Absorberfläche	m ²	17,44
Anstellwinkel (hor.=0°, vert.=90°)	°	90
Ausrichtung (O=+90°, S=0°, W=-90°)	°	-22,5
Kollektorfeldertrag [Qsol]	kWh	4.314,1
Einstrahlung in Kollektorebene [Esol]	kWh	18.462,9
Kollektorwirkungsgrad [Qsol / Esol]	%	23,4
Direktstrahlung nach IAM	kWh	8.320,5

Photovoltaik		WSG0036E080
Hersteller		Würth Solar GmbH & Co. KG
Datenquelle		Photon
Anzahl Module		48
Anzahl Module (Auslegung)		48
Gesamte Nennleistung Generatorfeld	kW	3,84
Bruttogesamtfläche	m ²	34,99
Anstellwinkel (hor.=0°, vert.=90°)	°	90
Ausrichtung (O=+90°, S=0°, W=-90°)	°	-22,5
Wechselrichter 1: Name		Sunny Boy SB 3800
Wechselrichter 1: Hersteller		SMA Solar Technology AG
Wechselrichter 1: Anzahl Phasen		1
Auslegung 1: Anzahl Wechselrichter		1
Auslegung 1: Cos		

Professioneller Report

Energiesenke-, quelle Entnahme Nahwärme, WW	Senke	
Leistung	W	25.000
Eintrittstemperatur	°C	55
Austrittstemperatur	°C	85
Nenndurchsatz	l/h	713
Energie vom/zum System [Qaux]	kWh	10.415,8

Energiesenke-, quelle Entnahme Nahwärme, Heizung	Senke	
Leistung	W	25.000
Eintrittstemperatur	°C	55
Austrittstemperatur	°C	85
Nenndurchsatz	l/h	713
Energie vom/zum System [Qaux]	kWh	15.084,4

Energiesenke-, quelle Rückspeisung	Senke	
Leistung	W	-30.000
Eintrittstemperatur	°C	80
Austrittstemperatur	°C	40
Nenndurchsatz	l/h	640

Gebäude 1	-	
Beheizte/gekühlte Wohnfläche	m ²	1.556
Soll-Raumtemperatur	°C	20
Heizwärmebedarf ohne WW [Qdem]	kWh	22.906
Jährlicher spezifischer Heizenergiebedarf	kWh/m ²	14,7
Nutzbare Wärmegewinne	kWh	29.505,5
Gesamter Energieverlust	kWh	45.811,9

Konvektor Fußbodenheizung	Fussbodenheizung_IBA	
Anzahl Heiz-/Kühlmodule	-	8
Leistung pro Heizmodul bei Normbedingungen	W	1.000
Soll-Vorlauftemperatur	°C	35
Soll-Rücklauftemperatur	°C	28
Nettoenergie von/zu den Heiz-/Kühlmodulen	kWh	15.225,7

Warmwasserbedarf	Konstant	
Volumenentnahme/Tagesverbrauch	l/d	1.250,1
Solltemperatur	°C	60
Energiebedarf [Qdem]	kWh	26.455,4

Externer Wärmetauscher Kollektor zum Speicher WW	Plattenwärmetauscher, gross	
Übertragungskapazität	W/K	17.000

Professioneller Report

Externer Wärmetauscher Kollektor zum Speicher Heizung	Plattenwärmetauscher, gross	
Übertragungskapazität	W/K	17.000
Externer Wärmetauscher Kollektor zum Speicher Rückspeisung	Plattenwärmetauscher, gross	
Übertragungskapazität	W/K	17.000
Externer Wärmetauscher WW	Externer Wärmetauscher, Frischwasser	
Übertragungskapazität	W/K	10.000
Externer Wärmetauscher Entnahme Nahwärme, Heizung	Plattenwärmetauscher, mittel	
Übertragungskapazität	W/K	10.000
Externer Wärmetauscher Heizung	Plattenwärmetauscher, mittel	
Übertragungskapazität	W/K	10.000
Pumpe Kollektor Attika	Grundfos Solar 25-120	
Kreislauf-Druckverlust	bar	0,45
Durchsatz	l/h	851,2
Brennstoff- und Strom-Verbrauch [Epar]	kWh	413,1
Pumpe Heizung Vorlauf, Pri	Grundfos Magna 32-120F	
Kreislauf-Druckverlust	bar	0,006
Durchsatz	l/h	558,7
Brennstoff- und Strom-Verbrauch [Epar]	kWh	87,7
Pumpe Entnahme Nahwärme, Heizung	Grundfos Magna 32-100	
Kreislauf-Druckverlust	bar	0,193
Durchsatz	l/h	3.600
Brennstoff- und Strom-Verbrauch [Epar]	kWh	33,7
Pumpe Heizung Vorlauf, Sek	Grundfos Magna 32-120F	
Kreislauf-Druckverlust	bar	0,841
Durchsatz	l/h	3.600
Brennstoff- und Strom-Verbrauch [Epar]	kWh	87,7
Pumpe Kollektor Dach	Grundfos Solar 25-120	
Kreislauf-Druckverlust	bar	0,311
Durchsatz	l/h	3.238,2
Brennstoff- und Strom-Verbrauch [Epar]	kWh	649,5
Pumpe Speicher WW	Grundfos Magna 32-100	
Kreislauf-Druckverlust	bar	0,188
Durchsatz	l/h	3.600
Brennstoff- und Strom-Verbrauch [Epar]	kWh	57,4

Professioneller Report

Pumpe Speicher Heizung	Grundfos Magna 32-100	
Kreislauf-Druckverlust	bar	0,189
Durchsatz	l/h	3.600
Brennstoff- und Strom-Verbrauch [Epar]	kWh	40,7

Pumpe Speicher Rückspeisung	Grundfos Magna 32-100	
Kreislauf-Druckverlust	bar	0,182
Durchsatz	l/h	3.600
Brennstoff- und Strom-Verbrauch [Epar]	kWh	6,3

Pumpe Speicher WW-Speicher Heizung	Pumpe Eco, klein	
Kreislauf-Druckverlust	bar	0,465
Durchsatz	l/h	3.600
Brennstoff- und Strom-Verbrauch [Epar]	kWh	0,04

Pumpe Rückspeisung Nahwärme	Grundfos Magna 32-100	
Kreislauf-Druckverlust	bar	0,193
Durchsatz	l/h	3.600
Brennstoff- und Strom-Verbrauch [Epar]	kWh	3,4

Pumpe Entnahme Nahwärme, WW	Grundfos Magna 32-100	
Kreislauf-Druckverlust	bar	0,236
Durchsatz	l/h	3.600
Brennstoff- und Strom-Verbrauch [Epar]	kWh	2,4

Pumpe WW	Wilo-Star-RS 15/7	
Kreislauf-Druckverlust	bar	0,018
Durchsatz	l/h	899,9
Brennstoff- und Strom-Verbrauch [Epar]	kWh	44,4

Speicher WW	1500l	
Volumen	l	1.500
Höhe	m	2,12
Material		Edelstahl
Wärmedämmung		PU-Weichschaum
Dämmungs-Dicke	mm	120
Wärmeverlust	kWh	685,2
Anschlussverluste	kWh	435,3

Professioneller Report

Speicher Simulation PCM Speicher		2000 l
Volumen	l	2.000
Höhe	m	1,8
Material		Edelstahl
Wärmedämmung		Mineralwolle
Dämmungs-Dicke	mm	80
Wärmeverlust	kWh	758,9
Anschlussverluste	kWh	280,7

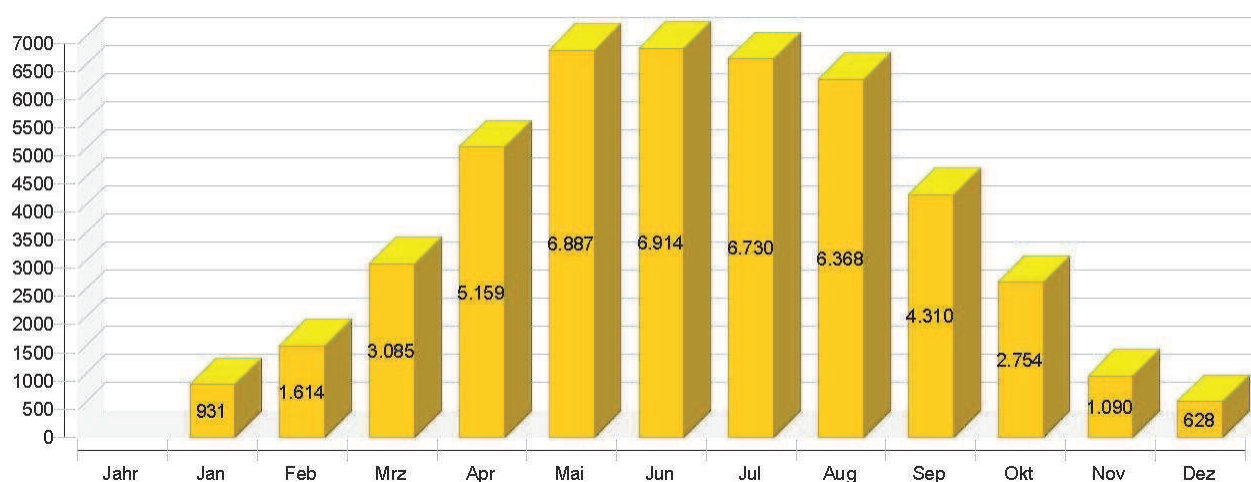
Speicher Rückspeisung		1500l
Volumen	l	1.500
Höhe	m	2,12
Material		Edelstahl
Wärmedämmung		PU-Weichschaum
Dämmungs-Dicke	mm	100
Wärmeverlust	kWh	730,1
Anschlussverluste	kWh	350

Kreislauf

Solarkreislauf		
Fluidmischung		Propylenmischung
Fluidkonzentration	%	43
Volumen des Fluidbereichs	l	436,9
Druck am obersten Punkt im Kreislauf	bar	5,5

Solarthermische Energie an das System [Qsol]

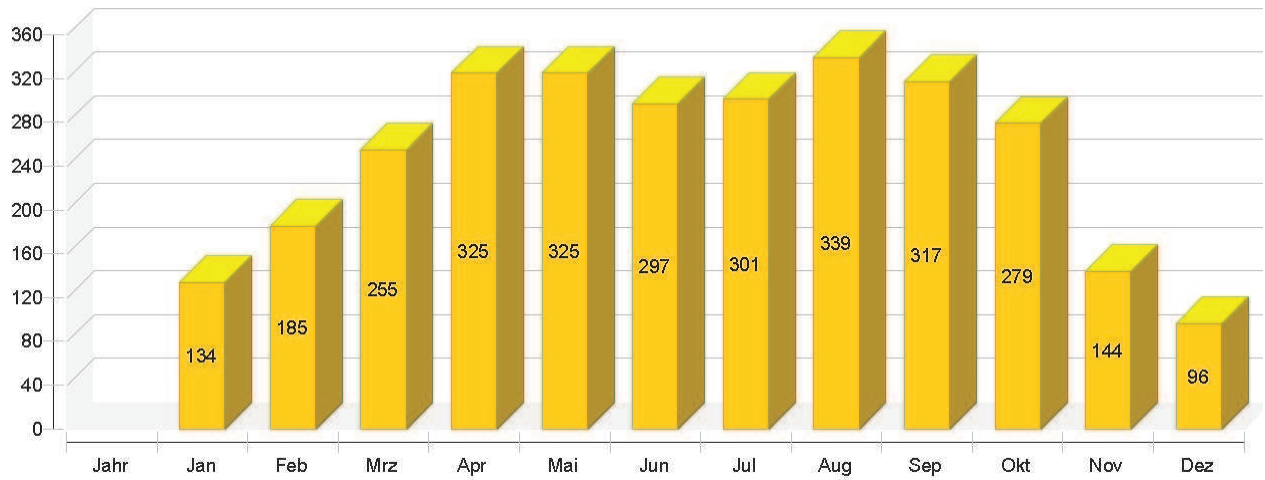
kWh



Professioneller Report

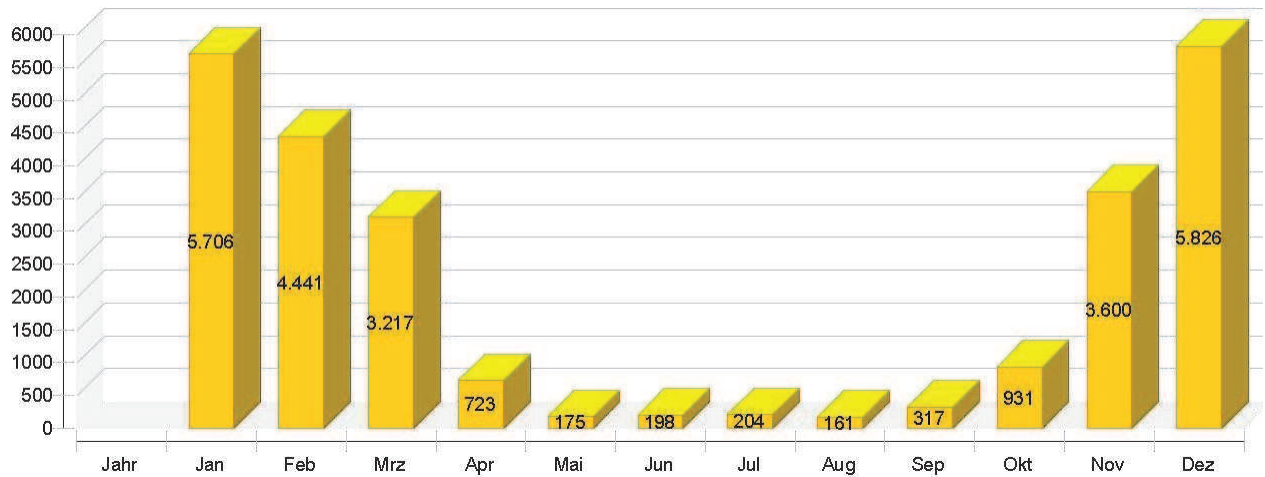
Ertrag Photovoltaik AC [Qinv]

kWh



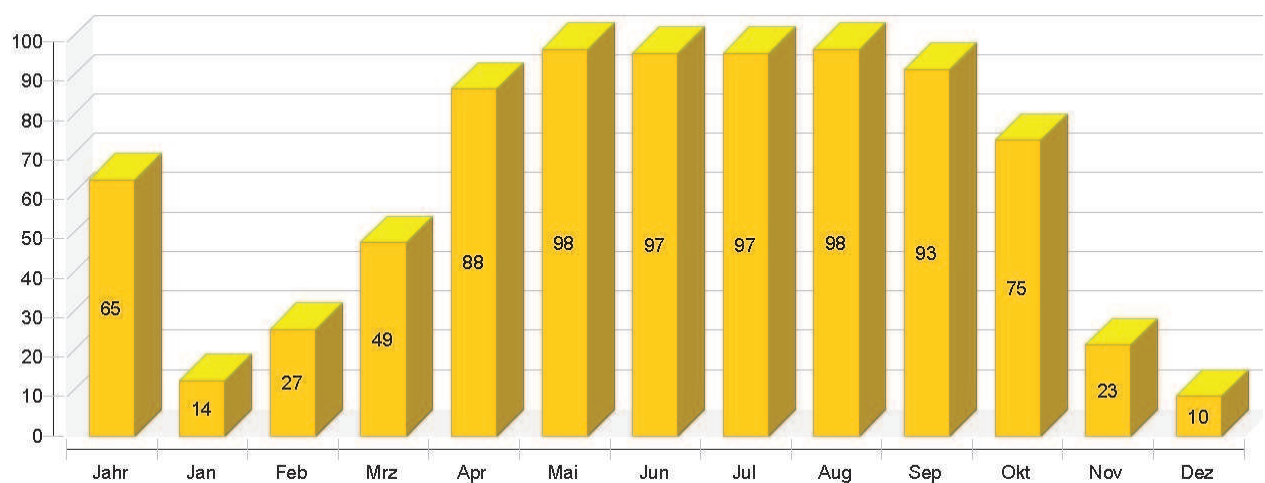
Energie der Wärmeerzeuger an das System (ohne Solarthermie) [Qaux]

kWh



Solarer Deckungsgrad: Anteil Solarenergie an das System [SFn]

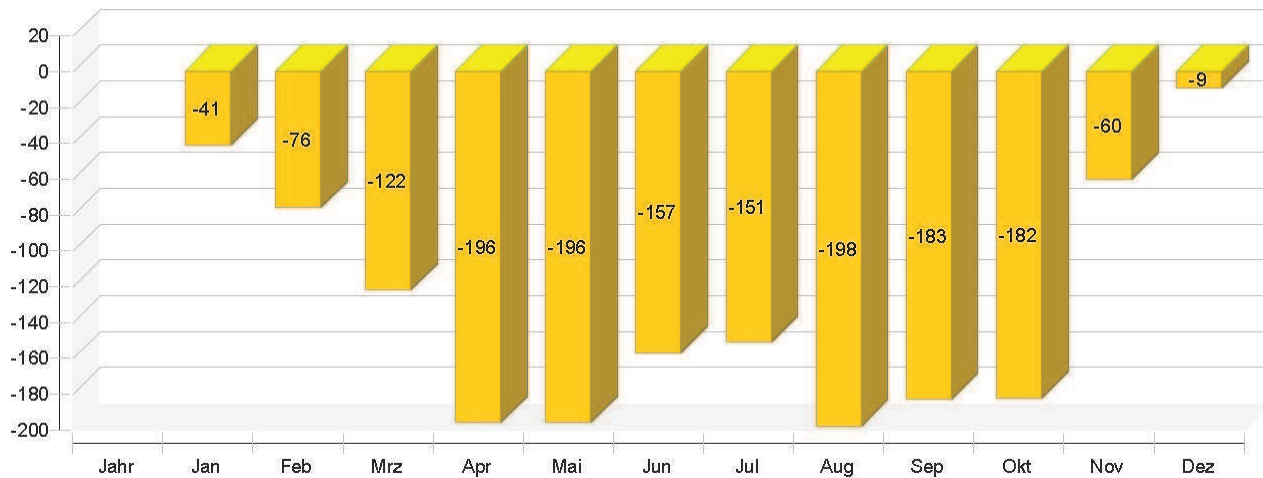
%



Professioneller Report

Gesamter Brennstoff- und Strom-Verbrauch des Systems [Etot]

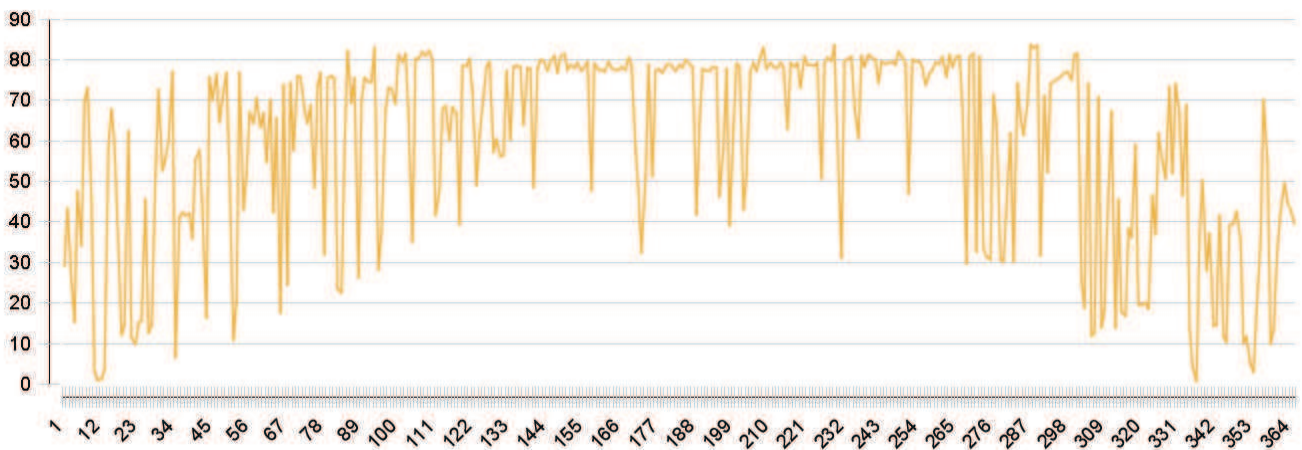
kWh



Jahr	Jan	Feb	Mrz	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Dez	
Solarthermische Energie an das System [Qsol]													
kWh	46470	931	1614	3085	5159	6887	6914	6730	6368	4310	2754	1090	628
Ertrag Photovoltaik AC [Qinv]													
kWh	2998	134	185	255	325	325	297	301	339	317	279	144	96
Energie der Wärmeerzeuger an das System (ohne Solarthermie) [Qaux]													
kWh	25500	5706	4441	3217	723	175	198	204	161	317	931	3600	5826
Solarer Deckungsgrad: Anteil Solarenergie an das System [SFn]													
%	64,6	14	26,7	48,9	87,7	97,5	97,2	97,1	97,5	93,1	74,7	23,2	9,7
Gesamter Brennstoff- und Strom-Verbrauch des Systems [Etot]													
kWh	-1572	-41	-76	-122	-196	-196	-157	-151	-198	-183	-182	-60	-9
Einstrahlung in Kollektorebene [Esol]													
kWh	117227	3025	4973	8612	12958	16332	16344	15873	14930	10955	7544	3499	2182
Einstrahlung in Modulebene [Esol_PV]													
kWh	30361	1322	1827	2531	3283	3287	2999	3069	3514	3281	2895	1425	929
Stromverbrauch der Pumpen [Epar]													
kWh	1426	94	109	133	129	129	140	150	141	134	97	84	87
Ertrag Photovoltaik DC [Qpvf]													
kWh	3175	143	196	270	344	344	316	320	358	334	295	153	103
Gesamter Energieverbrauch [Quse]													
kWh	63117	6083	5492	5433	5005	6136	6197	6010	5588	3858	3001	4346	5968
Wärmeverlust an Innenraum (inklusive Wärmeerzeuger-Verluste) [Qint]													
kWh	10270	630	668	828	941	1062	1051	1076	1083	969	783	592	588

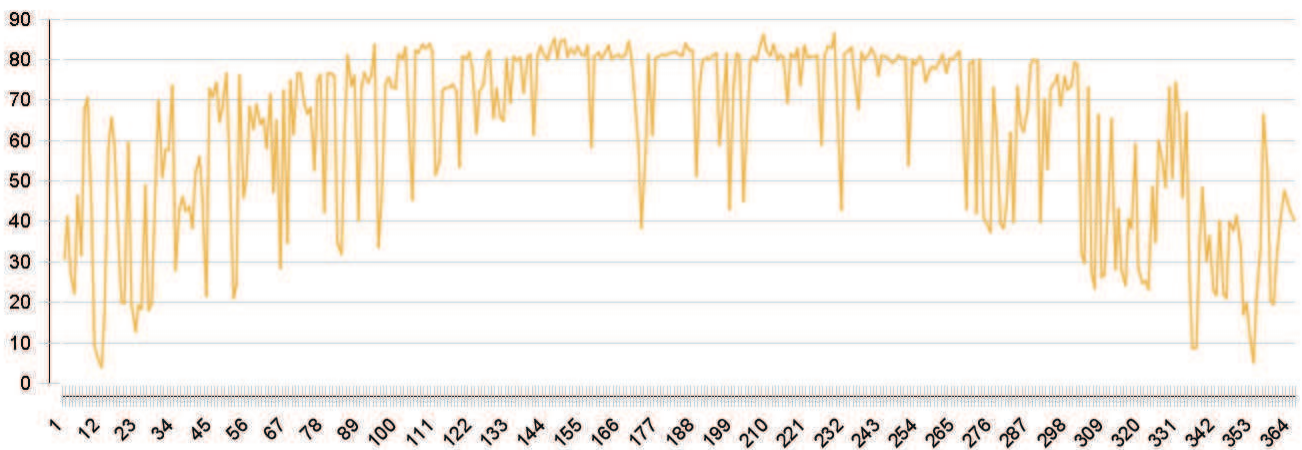
Kollektor Attika

Tägliche Maximaltemperatur [°C]



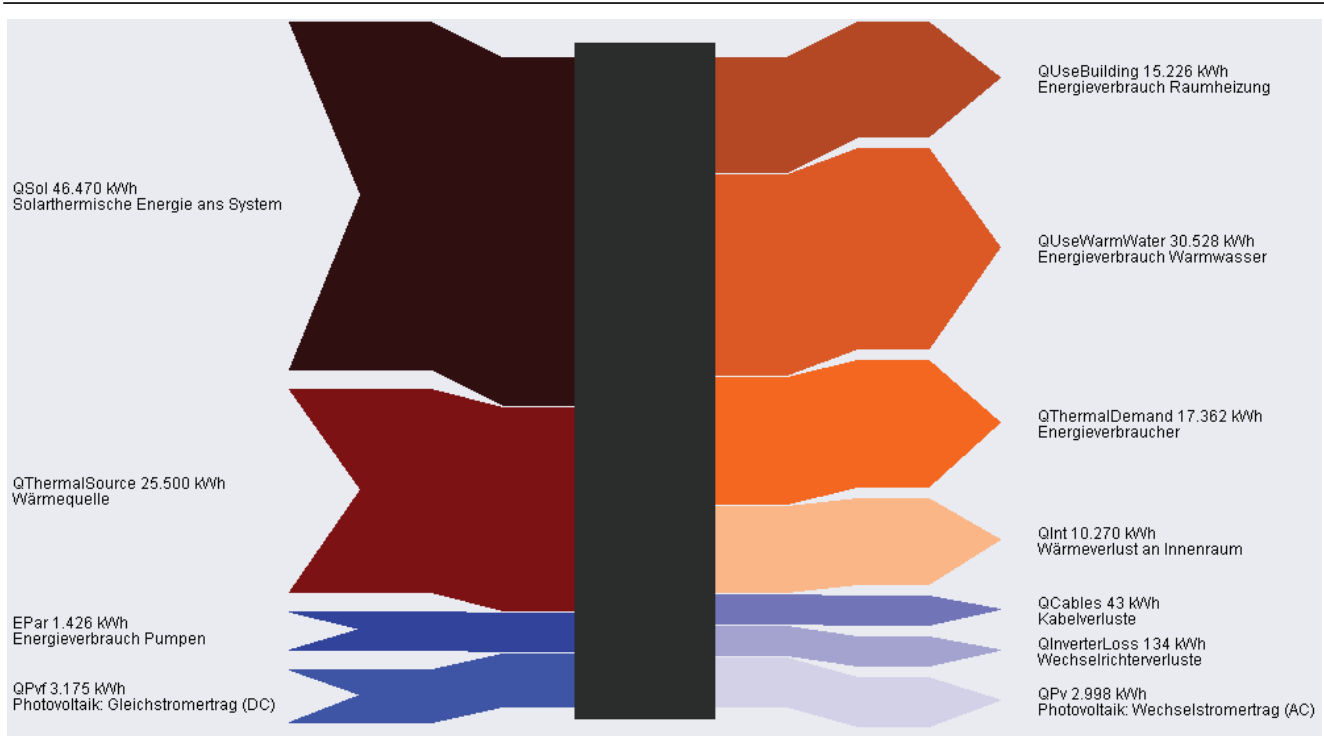
Kollektor Dach

Tägliche Maximaltemperatur [°C]



Professioneller Report

Energieflussdiagramm





Formblatt Erklärung zur selbstständigen Bearbeitung einer Masterthesis

Zur Erläuterung des Zweckes dieses Blattes:

§ 16 Abs. 5 der APSOTIBM lautet:

„Zusammen mit der Thesis ist eine schriftliche Erklärung abzugeben aus der hervorgeht, dass die Arbeit bei einer Gruppenarbeit die entsprechend gekennzeichneten Teile der Arbeit (§18 Absatz 1) ohne fremde Hilfe selbstständig verfasst und nur die angegebenen Quellen und Hilfsmittel benutzt wurden. Wörtlich oder dem Sinn nach aus anderen Werken entnommene Stellen sind unter Angabe der Quellen kenntlich zu machen.“

Dieses Blatt mit der folgenden Erklärung ist nach Fertigstellung der Arbeit durch jede/n Kandidat/en/in auszufüllen und jeweils mit Originalunterschrift als letztes Blatt des als Prüfungsexemplar der Masterthesis gekennzeichneten Exemplars einzubinden.

Eine unrichtig abgegebene Erklärung kann - auch nachträglich - zur Ungültigkeit des Masterabschlusses führen.

Erklärung

Hiermit versichere ich,

Name: Pape

Vorname: Jasmin

dass ich die vorliegende Masterthesis – bzw. bei einer Gruppenarbeit die entsprechend gekennzeichneten Teile der Arbeit – mit dem Thema

Simulation und Auswertung der Energieversorgung eines geplanten Mehrfamilienhauses

ohne fremde Hilfe selbstständig verfasst und nur die angegebenen Quellen und Hilfsmittel benutzt habe. Wörtlich oder dem Sinn nach aus anderen Werken entnommene Stellen sind unter Angabe der Quellen kenntlich gemacht.

- die folgende Aussage ist bei Gruppenarbeiten auszufüllen und entfällt bei Einzelarbeiten -

Die Kennzeichnung der von mir erstellten und verantworteten Teile der Masterthesis ist erfolgt durch

Hamburg

Ort

13.08.2012

Datum

Unterschrift im Original