

Verbundprojekt: Standardisierung und Normung von multifunktionalen PVT Solarkollektoren (PVT-Norm)

Teilvorhaben: PVT-Systemanwendungen und Simulationen

Gefördert durch:



Bundesministerium
für Wirtschaft
und Technologie

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Laufzeit: 01.02.2013 – 31.07.2014

Autoren:

Prof. Dr.-Ing. Mario Adam

Hans Peter Wirth

Rada Radosavljevic

E² - Erneuerbare Energien und Energieeffizienz

Josef-Gockeln-Straße 9

40474 Düsseldorf

Das diesem Bericht zugrundeliegende Vorhaben wurde mit Mitteln des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie unter dem Förderkennzeichen 01FS12037 gefördert. Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt beim Autor.

Verbundkoordinator:

Solarzentrum Allgäu KG

Ansprechpartner: Willi Bihler und Stephan Hamberger

Gewerbepark 5-7
DE-87640 Biessenhofen
Telefon: +49 (0)8342 8969-0
Telefax: +49 (0)8342 8969-270
www.solarzentrum-allgaeu.de



Verbundpartner:

Fachhochschule Düsseldorf

Abteilung E²-Erneuerbare Energien und Energieeffizienz

Ansprechpartner: Mario Adam, Hans Peter Wirth und
Rada Radosavljevic

Josef-Gockeln-Straße 9
DE-40474 Düsseldorf
Telefon: +49 (0)211 4351-448/637
Telefax: +49 (0)211 4351-447
www.fh-duesseldorf.de



Verbundpartner:

Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE

Ansprechpartner: Korbinian Kramer

Heidenhofstr. 2
DE-79110 Freiburg
Telefon: +49 (0)761 4588-0
Telefax: +49 (0)761 4588-9000
www.ise.fraunhofer.de



Verbundpartner:

TÜV Rheinland Umwelt und Energie GmbH

Ansprechpartner: Ulrich Fritzsche

Am Grauen Stein
DE-51105 Köln
Telefon: +49 (0)221 806 4105
Telefax: +49 (0) 221 806 1350
www.tuv.com



Unterauftrag:

EurA Innovation GmbH

Ansprechpartner: Peter Bröner

Am Köhlersgehäu 60
DE-98544 Zella-Mehlis
Telefon: +49 (0) 3682 400 62 -12
Telefax: +49 (0) 3682 400 62- 11
www.eurainnovation.de



Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis	3
Zusammenfassung	5
1 Einleitung	11
1.1 Motivation	11
1.2 Teilprojektaufgaben	11
2 Marktrecherche	13
2.1 Technischer Stand PVT-Kollektoren	13
2.2 PVT-Kollektoren mit flüssigem Wärmeträger	14
2.2.1 Marktübersicht unabgedeckte PVT-Kollektoren	15
2.2.2 Marktübersicht abgedeckte PVT-Kollektoren	17
2.2.3 Wärmenutzungen von PVT-Flachkollektoren mit flüssigem Wärmeträger	19
2.3 PVT-Kollektoren mit Luft als Wärmeträger	19
2.3.1 PVT-Kollektoren zur Lufterwärmung mit Stromerzeugung in einem Bauteil	20
2.3.2 Kollektoren zur Lufterwärmung mit PV Modul für Ventilator	20
2.3.3 Hinterlüftete PV-Module (mit WRG-System für Lüftungsanlage).....	21
2.4 PVT-Konzentratoren	23
3 Simulationsumgebung.....	25
3.1 Modellerstellung unabgedeckte PVT-Kollektoren	25
3.2 Modellerstellung abgedeckte PVT-Kollektoren.....	25
3.3 Gesamtmodellerstellung	26
4 Systemschaltungen	27
4.1 System 1	29
4.2 System 2	29
4.3 System 3	30
5 Simulationsrandbedingungen.....	32
5.1 Wetterdatensätze.....	32
5.1.1 Erweiterung der Wetterdatensätze	34
5.2 Raumheizlast	35
5.3 Trinkwasserzapfprofil	38
5.3.1 Zapfprofil nach DIN EN 12977	38

5.3.2	Zapfprofile nach ERP-Richtlinie (DIN EN 16147)	40
6	Systembeschreibungen	42
6.1	PVT-Kollektor-Kennlinien-Modell.....	42
6.1.1	TRNSYS TYPE 203	44
6.1.2	Parametrierung	46
6.1.3	Ausgabeparameter	47
6.2	Wärmepumpe Type 401.....	48
6.3	Erdwärmesonde Type 451 a	49
7	Simulationsergebnisse	51
7.1	System 1	52
7.1.1	Jährlicher Kollektorsertrag für System 1.....	52
7.1.2	Jährliche Stromerzeugung für System 1.....	53
7.2	System 2: PVT-Kollektor mit seriell angeschlossener Wärmepumpe	54
7.2.1	Standort Würzburg.....	55
7.2.2	Standort Davos	71
7.2.3	Standort Athen	84
7.2.4	Standort Stockholm	94
7.2.5	Variation des Zapfprofils	106
7.2.6	Auswirkung der thermischen Nutzung auf den Stromertrag.....	107
7.3	System 3	109
7.3.1	Standort Würzburg.....	110
7.3.2	Bemerkung zum sinnvollen Einsatz einer PVT –WP Kombination mit Erdsonde 121	
8	Schlussfolgerungen aus Marktrecherche und Simulationen auf Auswirkungen auf die Prüfprozeduren und Normierung	123
8.1	Schlussfolgerungen aus der Marktrecherche.....	123
8.2	Schlussfolgerungen aus den Systemsimulationen	124
8.2.1	Unabgedeckte PVT-Kollektoren mit flüssigem Wärmeträger	124
8.2.2	Abgedeckte PVT-Kollektoren mit flüssigem Wärmeträger	125
8.3	Ausblick auf zukünftige Technologien.....	126
	Abbildungsverzeichnis	128
	Tabellenverzeichnis	131
	Literaturverzeichnis	132

Zusammenfassung

Im Rahmen der von der FH-Düsseldorf bearbeiteten Arbeitspunkte im Verbundprojekt PVT-Norm „Standardisierung und Normung von multifunktionalen PVT Solarkollektoren“, wurde zunächst eine Marktrecherche bzgl. der gegenwärtig kommerziell erhältlichen PVT-Kollektoren durchgeführt. Die Produkte wurden anhand der zugänglichen Herstellerinformationen nach ihren technischen Kriterien klassifiziert und nach Art der Wärmenutzung (z.B. direkte / indirekte Nutzung der Wärme ohne / mit Wärmepumpe) strukturiert. Aus der erstellten Marktübersicht konnten 34 Hersteller von unabgedeckten und abgedeckten PVT-Kollektoren mit flüssigem Wärmeträger ermittelt werden. Im derzeitigen Markt dominiert der Anteil von unabgedeckten PVT-Kollektoren mit 30 Herstellern, wohingegen der Anteil der Hersteller von abgedeckten PVT-Kollektoren vergleichsweise gering ausfällt. Weiter wurden verschiedene Bauweisen von PVT-Luftkollektoren und konzentrierenden PVT-Parabolrinnenkollektoren gefunden und eingeordnet. Auch hier ist die Anzahl von Herstellern gering.

Die ursprüngliche Projektplanung, sowohl abgedeckte als auch unabgedeckte PVT-Kollektoren zu vermessen bzw. zu prüfen, konnte nur zum Teil erfüllt werden. Der Grund hierfür ist, dass keiner der wenigen Hersteller für abgedeckte PVT-Kollektor ein Prüfmuster zur Verfügung gestellt hat. Auch war kein realitätsnahes Simulationsmodell für abgedeckte PVT-Kollektoren verfügbar und deshalb aussagekräftige Systemsimulationen hierzu nicht möglich. Somit wurden die Simulationen im Wesentlichen auf unabgedeckte PVT-Kollektoren beschränkt. Nur in einem Fall wurde für das einfachste System PVT + Kessel (oder Wärmepumpe) in paralleler Verschaltung im Sinne einer Plausibilitätsprüfung mit Standardwerten „abgedeckter“ PVT-Kollektor simuliert und mit den Simulationsergebnissen des unabgedeckten PVT-Kollektors verglichen.

Basis für die Simulationen der unabgedeckten PVT-Kollektoren sind die von den Projektpartnern TÜV Rheinland und Fraunhofer ISE vermessenen PVT-Kollektoren. Daraus wurden zwei typische Vertreter ausgewählt, die die Spanne der thermischen Wirkungsgradparameter abdecken sollen. Der in diesem Bericht bezeichnete „LTC“-PVT-Kollektor ist mit einer 5 cm Dämmschicht isoliert (LTC = Low Thermal Conductivity) und der „HTC“-PVT-Kollektor hat keine Dämmung (HTC = High Thermal Conductivity).

Für die Simulation der beiden Kollektortypen „HTC“ und „LTC“ wurden drei Systemschaltungen/-konzepte unter TRNSYS modelliert. Die entscheidenden Merkmale der drei Systemkonzepte wurden mittels des Tasks 44 und aus der eigenen Marktanalyse abgeleitet. Generell stimmen die Systemeinbindungsempfehlungen für PVT-Kollektoren aus der Marktanalyse mit denen vom Task 44 gut überein.

Bezüglich der Simulationsrandbedingung wurde nach der Norm DIN EN 12977 verfahren. Die Norm gibt die Wetterdatensätze für die Standorte Athen, Davos, Stockholm und Würzburg, sowie die zugehörigen Raumheizlast- und Trinkwarmwasserprofile vor. Die Standorte repräsentieren verschiedene europäische Klimazonen (Nord-, Mittel-, Südeuropa und Bergregionen). Beim Überprüfen der Wetterdatensätze für Athen und Stockholm mit den dazugehörigen Raumheizlastprofilen sind unrealistische Korrelationen erkannt worden, so dass sich die durchgeführten Simulationen zum größten Teil auf die Standorte Davos und Würzburg beziehen. In einer zusätzlichen Variation wurde die Last zur Trinkwassererwärmung der ERP-Richtlinie 16147 in der Simulation berücksichtigt. Mittels dieses Zapfprofils wurde im Sinne einer Sensitivitätsanalyse die Auswirkung eines andersartigen Trinkwarmwasserlastprofils ermittelt.

Die Parametrierung des Wärmepumpen-Typen erfolgte in Anlehnung an real vermessene Kennlinien einer typischen handelsüblichen Wärmepumpe. Die Auslegung der Erdwärmesonde erfolgte nach der VDI 4640 und die Parametrierung in Anlehnung an den Task 44/ HPP Annex 38 des Solar Heating and Cooling Programmes der Internationalen Energieagentur IEA.

Durch die Simulationen wurden die Betriebszustände von unabgedeckten PVT-Kollektoren und ihre Erträge in ihren spezifischen thermischen Einbindungssituationen im Jahresverlauf repräsentativ ermittelt. Dabei zeigte sich, dass sowohl die Betriebszustände als auch die thermischen Erträge wesentlich von der Systemkonfiguration (ohne / mit Wärmepumpe oder Erdsonde), der Kollektorbauweise (ohne / mit rückseitiger Wärmedämmung (HTC / LTC)) und den verwendeten Randbedingungen bzgl. Standort, Auslegung und Regelung der Anlage abhängen.

Das System 1 (PVT + Kessel oder Wärmepumpe in paralleler Verschaltung) wurde für den Standort Würzburg simuliert. Bei Parallelschaltung eines unabgedeckten PVT-Kollektors auf einen Puffer ist die Einstrahlung auch die entscheidende Führungsgröße für den Kollektorbetrieb. Die Betriebsweise gleicht daher der einer „klassischen Solarthermieanlage“ mit abgedeckten Kollektoren. Die thermischen Erträge eines unabgedeckten PVT-Kollektors mit Werten zwischen 10 und 45 kWh/m²a sind hier aufgrund der hohen Wärmeverluste als unzureichend zu bezeichnen. Ein unabgedeckter PVT-Kollektor kann unter den klimatischen Bedingungen an diesem Standort die für die Pufferladung benötigten Kollektortemperaturen zu selten erreichen.

Mit dem System 2 (PVT + Wärmepumpe in paralleler und serieller Verschaltung) wurden Simulationen für alle 4 Standorte durchgeführt. Dabei wurden die Kollektorfläche, der Kollektortyp und teilweise das Zapfprofil variiert. Zusätzlich wurden noch einige Simulationen mit veränderter Regelung und Abschaltung des thermischen Kollektorteils durchgeführt.

Die wichtigsten Ergebnisse sind:

- In serieller Verschaltung mit einer Wärmepumpe arbeiten die PVT-Kollektoren mit hohem Anteil als Flächenabsorber und die für die thermische Nutzung dominierende Größe ist

der Wärmebedarf der Wärmepumpe. Der PVT-Kollektor dient im wesentlichen als Wärmequelle für die Wärmepumpe. Der direkte Eintrag in den Solarteil des Puffers ist vergleichsweise gering. Im Gegensatz zur klassischen Solarthermieanlage und dem vorgenannten System 1 hat die Einstrahlung für die Zeiten, an denen dem Kollektor Nutzwärme entzogen wird, nur eine untergeordnete Rolle (hier: Zeiten mit direkter Pufferladung durch PVT-Kollektor)

- In Anlehnung an reale PVT-Anlagen wurde in der Simulation die mittlere Absorberrtemperatur der Kollektoren auf 0°C nach unten begrenzt (Schutz vor Eisbildung). Am Standort Würzburg muss dann ein wesentlicher, an den Standorten Davos und Stockholm sogar überwiegender Anteil der Heizwärme über den elektrischen Heizstab erzeugt werden.
- Durch einen Betrieb im Frostbereich (keine Absorberrtemperaturbegrenzung) wird der Heizstabbetrieb wesentlich reduziert. Die Betriebsweise eines PVT-Kollektors im Frostbereich hat somit bei System 2 einen wesentlichen Einfluss auf den thermischen Kollektor-ertrag und bietet somit Optimierungspotential für das Gesamtsystem. Die Simulationsergebnisse dieser Betriebsweise sind jedoch nur eingeschränkt verwendbar, da die physikalischen Effekte bei Eisbildung auf dem Kollektor vom Modell nicht abgebildet werden.
- Für den südeuropäischen Standort Athen zeigen die Simulationen auch ohne Kollektorbetrieb im Frostbereich hohe thermische Kollektorertäge. Der Heizstabanteil an der Wärmeerzeugung ist sehr gering.
- Es gibt jeweils zwei Betriebsschwerpunkte in denen sich die Absorberrtemperaturen des PVT-Kollektors bewegen. Diese sind sowohl abhängig vom Standort als auch von der Betriebsweise (mit oder ohne Absorberrtemperaturbegrenzung). Ein Betriebsschwerpunkt wird durch den Wärmepumpenbetrieb gebildet, der andere durch die direkte Wärmeeinkopplung vom PVT-Kollektor in den Pufferspeicher.
- Die Bandbreite von simulierten mittleren Absorberrtemperaturen lag im Bereich von -24°C (Standort Davos, LTC-Kollektor, Betrieb ohne Frostvermeidung) bis zu 64°C (Standort Würzburg, Stagnationstemperatur).
- Die thermischen Erträge variieren sehr stark. Die größten Einflussfaktoren sind hier die Regelung, die Systemkonfiguration, die Kollektorfläche (mit Bezug zur Wärmelast), die Kollektorbauweise und schließlich die Klimabedingungen. So reicht die simulierte Bandbreite spezifischer Kollektornutzerträge von $83\text{ kWh/m}^2\text{a}$ (30m^2 -LTC-Kollektor, Standort Stockholm) bis $1244\text{ kWh/m}^2\text{a}$ (System 2, 5m^2 -HTC-Kollektor, Standort Athen). Es empfiehlt sich daher die Beurteilung der thermischen Leistung eines PVT-Kollektors an klar definierte Vorgaben zu knüpfen.
- Der Nutzungsgrad des PV-Teils ist nahezu unabhängig von der PVT-Fläche und hängt zum größten Teil von der Außentemperatur ab.
- Die Arbeitszahlen des Gesamtsystems (ohne Berücksichtigung des Pumpenstroms) wachsen deutlich mit der Absorberfläche an. Die Stromerzeugung wächst proportional mit der

Fläche und zusätzlich sinkt auch der Stromverbrauch von Wärmepumpe und Heizstab mit zunehmender Fläche.

- Für die Standorte Davos und Stockholm wurden bei der Regelung mit Frostvermeidung Systemarbeitszahlen größer 3 bis zur größten simulierten Kollektorfläche von 30 m² nicht erzielt. Für den Standort Würzburg wurden Systemarbeitszahlen größer 3 erst bei einer Kollektorfläche von 20 m² (HTC) bzw. 30 m² (LTC) erzielt. Für den Standort Athen werden bereits ab einer Kollektorfläche von 5m² (HTC) Systemarbeitszahlen größer als 3 erreicht. Bei einer PVT-Kollektorfläche von ca. 18 m² (HTC) ist die Jahres-Gesamtenergiebilanz bereits ausgeglichen: Es wird so viel Strom produziert wie verbraucht. Größere PVT-Flächen erzeugen Stromüberschüsse.
- In der hier betrachteten Systemkonfiguration ist kein Vorteil für den LTC-Kollektortyp erkennbar. Im Winter kommt dieses System insbesondere beim LTC-Typ aufgrund der niedrigen Lufttemperaturen an seine Grenzen (hoher Anteil der elektrischen Heizpatrone), wenn man es frostfrei betreiben will. Die Ergebnisse sprechen vielmehr dafür, hier einen thermisch möglichst gut an die Umgebung angekoppelten PVT-Kollektor (HTC) einzusetzen.
- Durch die Änderung des Zapfprofils (sowie der Kaltwassertemperatur) nach „ERP-Richtlinie“ konnten bei der Stromerzeugung in der Jahressumme keine signifikanten Unterschiede festgestellt werden. Die Nutzwärme aus den Kollektoren (Standort Würzburg) wurde jedoch um 1,6 % gesteigert und die Laufzeit der Kollektorkreispumpe um 6,6 % erhöht. Der Stromverbrauch des Systems (ohne Berücksichtigung der Pumpen) wurde um 2,8 % gesenkt.
- Die Stromerzeugung wird nur im Prozentbereich durch die Kühlung der PV-Zellen verbessert. Für den HTC-Kollektor fällt der jährliche Stromertrag an den beiden Standorten Würzburg und Athen um 0,4 %, in Davos um 0,3 % wenn der Absorber nicht durchströmt wird. Beim LTC-Kollektor sind die Einbußen bei wegfallender Kühlung größer: in Würzburg und Athen 2,1 %, in Davos 1,7 %. Dies ist viel weniger als oft kommuniziert. In Prospekten findet man oft Angaben von bis zu 30%.

Mit dem System 3 (PVT + Wärmepumpe + Erdsonde in paralleler und serieller Verschaltung) wurden Simulationen für den Standort Würzburg durchgeführt. Dabei wurden die Kollektorfläche und der Kollektortyp variiert. Zusätzlich wurden noch einige Simulationen mit veränderter Regelung ohne Regeneration des Erdreichs durchgeführt.

Die wichtigsten Ergebnisse sind:

- In serieller Verschaltung mit einer Wärmepumpe und einer Erdwärmesonde arbeitet der PVT-Kollektor einerseits als Flächenabsorber für die Wärmepumpe, zum größten Teil aber als Wärmequelle zur Regeneration der Erdsonde. Die für die thermische Nutzung dominierenden Größen sind die Einstrahlung und die Lufttemperatur.

- Ein Betrieb der Kollektoren im Frostbereich spielt hier keine Rolle mehr, da die Kollektoren sinnvoll nur ab einer definierten Absorbtemperatur betrieben werden.
- Die Erdsonde ist hier so ausgelegt, dass sie die nötige Wärmeleistung für die Wärmepumpe bereitstellt. Ein zusätzlicher Wärmelieferant wie der PVT-Kollektor ist im Grunde überflüssig. Auch wird nur noch ein kleiner Anteil der Heizwärme von lediglich 1,5 % über den elektrischen Heizstab erzeugt.
- Die hohen Nutzwärmeerträge des Kollektors werden im Wesentlichen durch den Betrieb der aktiven Regeneration erzeugt. Je nach Kollektorfläche werden spezifische Nutzwärmen der PVT-Kollektoren (HTC) zwischen 316 und 800 kWh/m²a erreicht. Wird das System ohne Regeneration betrieben, so dass die PVT-Kollektoren, wie bei System 2, nur die Wärmepumpe und den Puffer beliefern, sinkt die Nutzwärme aus dem Kollektor erheblich ab. Im simulierten Fall mit 15 m² Kollektorfläche auf 15 % des ursprünglichen Wertes.
- Es gibt zwei Betriebsschwerpunkte in denen sich die Absorbtemperaturen des PVT-Kollektors bewegen. Eine kleine Häufung der Betriebszeiten liegt zwischen 3°C und 12°C, welche auf den Betrieb der Kollektoren mit der Wärmepumpe zurückzuführen ist. Ab 13°C ist ein signifikanter Anstieg der Betriebszeiten sichtbar mit Zeiten, wo die Kollektoren zur Erdsondenregeneration eingesetzt werden und bei noch höheren Absorbtemperaturern zusätzliche Betriebsstunden mit direkter Wärmeeinkopplung in den Pufferspeicher hinzukommen.
- Der PV-Nutzungsgrad bleibt auch hier bei unterschiedlichen Kollektorflächen nahezu konstant und erreicht einen Jahreswert von 11,5 %. Er ist damit im Vergleich zu System 2 um 0,1 Prozentpunkte höher.
- Bereits bei einer Kollektorfläche von 5 m² (HTC) wird eine Arbeitszahl (ohne Berücksichtigung der Umwälzpumpen) über 3 erreicht. Bei einer Kollektorfläche von ca. 28 m² ist die Jahres-Gesamtenergiebilanz ausgeglichen. Darüber hinaus wird mehr Strom produziert als verbraucht wird.
- Die Regeneration des Erdreichs hat in diesem System keinen signifikanten Effekt auf den Stromverbrauch der Wärmepumpe. Aufgrund des zusätzlichen Stromverbrauchs bei Regenerationsbetrieb ist für dieses System eine Regeneration der Erdsonde eher als nachteilig zu bewerten.

Aus der Marktrecherche und den Simulationen konnten wichtige Schlussfolgerungen für die zu erstellenden Prüfprozeduren und mögliche Auswirkungen auf die zukünftige Normierung von PVT-Kollektoren bereitgestellt werden:

- Die weitaus meisten Produkte finden sich bei unabgedeckten Kollektoren ohne und mit rückseitiger Wärmedämmung, welche von den Herstellern in verschiedenen Systemkonfigurationen ohne und mit Wärmepumpe empfohlen werden. Für diese Produkte sollten mit oberster Priorität die notwendigen Prüfprozeduren erstellt werden, um hier eine bessere Markteinführung zu gewährleisten.

- Es sollten Mindestvorgaben für die Produktinformationen erstellt werden und in die Zertifizierung einfließen. Bei der Marktrecherche haben sich die zugänglichen Produktinformationen in vielen Fällen als unzureichend erwiesen.
- Weiter hat sich während des Projektes ergeben, dass bzgl. der Konstruktion und Funktion von (PVT)-Kollektoren eine eindeutige Sprachregelung definiert werden sollte, was möglicherweise bedeutet, dass bisher verwendete Begrifflichkeiten durch neue ersetzt bzw. überarbeitet werden müssen (siehe hierzu Kapitel 2.2). Diese Empfehlung gilt sowohl für den Normenbereich als auch für die Förderrichtlinien.
- Die Betriebsschwerpunkte der mittleren Absorbertemperaturen sind stark von der Systemkonfiguration, der Regelung und den Klimabedingungen abhängig. Aus den Betriebsschwerpunkten ergeben sich die Temperaturbereiche in denen der PVT-Kollektor die meiste Zeit betrieben wird. So ist ein Dauerbetrieb unter 0°C durchaus realistisch, was im Prüfverfahren Berücksichtigung finden sollte.
- Die Beurteilung der thermischen Leistung eines PVT-Kollektors muss an klar definierte Vorgaben geknüpft werden. Diese Vorgaben müssen bei der Normierung bzw. in Richtlinien zur Qualitätssicherung definiert werden. Gleiches gilt auch für zukünftige Förderbedingungen.
- Es stellt sich auf Grund des großen Spektrums möglicher Anwendungen und der hohen Bandbreite der resultierenden Kollektornutzerträge die grundsätzliche Frage, ob der spezifische Kollektornutzertrag ein geeignetes Beurteilungskriterium im Sinne des eigentlichen Ziels, der Energieeinsparung, sein kann. Geeigneter wäre, das ganze System unter den jeweiligen Randbedingungen zu betrachten und die Systemarbeitszahl bzw. Aufwandszahl als Gütekriterium zu verwenden.
- Es konnte aber auch aufgezeigt werden, wo noch Entwicklungspotentiale in der Integration und Regelung von Systemen mit PVT-Kollektoren vorhanden ist. An dieser Stelle sind noch grundsätzliche Untersuchungen an realen Systemen notwendig.

1 Einleitung

1.1 Motivation

Das übergeordnete Ziel des Projektes ist, die Erstellung eines Vorschlages für eine Prüfprozedur für PVT-Kollektoren und ihre Einbringung in die einschlägigen Normungsgremien, so dass die Vorarbeiten im Projekt anschließend in eine deutsche sowie eine internationale Norm überführt werden können. Sie soll allgemein anerkannte Kennwerte und Prüfpfade definieren, die Bauarten und Leistungsfähigkeit eines PVT Hybridkollektors unter verschiedenen Betriebsbedingungen beschreiben und die Sicherheit und Qualität der Kollektoren sicherstellen.

1.2 Teilprojektaufgaben

Die Aufgaben der FH Düsseldorf innerhalb des Verbundprojektes bestehen in der Bearbeitung folgender Arbeitspakete:

- AP2.1 „Marktrecherche und Auswertung, Strukturierung der PVT Anwendungen“
- AP4 „Anforderungen und Prüfungen zur Leistungscharakterisierung“
 - AP4.1 „Abgedeckte Kollektoren“
 - AP4.2 „Unabgedeckte Kollektoren“
- AP5.2 „Ausblick auf zukünftige Technologien“.

Die Arbeitspakete sind Bestandteile des Verbundprojektes, das in Zusammenarbeit mit den Projektpartnern Solarzentrum Allgäu GmbH (SZA), Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme ISE und TÜV Rheinland Umwelt und Energie GmbH durchgeführt wurde. Die Bearbeitung sowie die Ergebnisse der einzelnen Arbeitspakete sind in diesem Bericht ausführlich aufgezeigt.

Die Ziele der Arbeitspakete der FH Düsseldorf sind laut Projektantrag wie folgt definiert:

- **AP2.1 „Marktrecherche und Auswertung, Strukturierung der PVT Anwendungen“**
Ziel von Arbeitspunkt AP 2.1. ist, alle bekannten PVT-Kollektoren technisch zu charakterisieren und nach Funktionsprinzipien (z.B. abgedeckte / unabgedeckte Kollektoren) und Arten der Wärmenutzung (z.B. direkte / indirekte Nutzung der Wärme ohne / mit Wärmepumpe) zu strukturieren. Dies soll die Basis bilden, um in AP 4 alle marktgängigen PVT-Systeme mit möglichst wenigen Simulationsmodellen ausreichend genau zu beschreiben und die auftretenden Betriebsbedingungen zu simulieren und in AP 3 und AP 4 die passenden Prüfungen festzulegen.
- **AP4 „Anforderungen und Prüfungen zur Leistungscharakterisierung“**
Um die Betriebszustände von PVT-Kollektoren und ihre Erträge in ihren spezifischen thermischen Einbindungssituationen im Jahresverlauf repräsentativ zu ermitteln, werden

Simulationsmodelle für die verschiedenen relevanten Kollektortypen und Gesamtsysteme erstellt und Jahressimulationen durchgeführt. Daraus leiten sich wichtige Randbedingungen für Testdefinitionen und Kollektorprüfungen bzgl. Sicherheit und Leistungscharakterisierung bei den Prüfinstituten ab. Die Prüfungen selbst und deren Ablauf werden bei den Prüfinstituten ISE in Freiburg und TÜV Rheinland in Köln durchgeführt. Im Anschluss an die Kollektorprüfungen erfolgen iterativ wiederum Verbesserungen der Simulationsmodelle und exemplarische Jahressimulationen und Ertragsprognosen. Für den Arbeitspunkt 4 werden die PVT-Kollektoren in zwei Gruppen geteilt, abgedeckte und unabgedeckte Kollektoren, da sich deren Eigenschaften und thermische Einbindung grundlegend unterscheiden. Abgedeckt bedeutet hier, dass zur Verringerung von Wärmeverlusten die Frontseite durch eine Luft- (oder Gas-) Schicht und eine Glasscheibe wärmegeklämt ist bzw. die Kollektoroberseite nicht direkt mit der Außenluft in Kontakt steht. Bei unabgedeckten Kollektoren fehlen solche Konstruktionselemente. Die entsprechenden Simulationsmodelle und Prüfungen unterscheiden sich maßgeblich, ansonsten sind die Arbeitsabläufe identisch.

- **AP4.1 „Abgedeckte Kollektoren“ und AP4.2 „Unabgedeckte Kollektoren“**
Die Ziele von den Arbeitspunkten AP4.1 und AP4.2 sind gleich, nämlich mit Hilfe von dynamischen Jahressimulationen für PVT-Gesamtsysteme mit abgedeckten bzw. unabgedeckten PVT-Kollektoren typische (als auch extreme) Betriebsbedingungen für die Kollektoren zu ermitteln und auf dieser Grundlage geeignete Prüfbedingungen zur Leistungscharakterisierung (und Qualitätssicherung) der Kollektoren vorzuschlagen, geeignete Prüfabläufe festzulegen und anhand exemplarischer Prüfungen Handhabbarkeit und Aussagekraft zu bestätigen.
- **AP5.2 „Ausblick auf zukünftige Technologien“.**
Ziel von Arbeitspunkt AP 5.2. ist es, mögliche zukünftige Entwicklungen der PVT-Technologie schon im laufenden Projekt insofern zu berücksichtigen, dass die hier zu erarbeitende Prüfprozedur auf diese Technologien ebenfalls anwendbar oder zumindest leicht erweiterbar bzw. anpassbar ist.

2 Marktrecherche

Ziel der Marktrecherche war es alle bekannten PVT-Kollektoren technisch zu charakterisieren und nach Funktionsprinzipien (z.B. abgedeckte / ungedeckte Kollektoren) und Arten der Wärmenutzung (z.B. direkte / indirekte Nutzung der Wärme ohne / mit Wärmepumpe) zu strukturieren. Dazu wurde eine umfangreiche Marktrecherche durchgeführt, um die derzeit am Markt befindlichen Produzenten von PVT-Kollektoren aufzulisten. Dazu gehörte die Sichtung aktueller Fachveröffentlichungen und Literatur, die Teilnahme an Messen und die direkte Kontaktierung der Hersteller von PVT-Modulen. Weiter wurde eine umfangreiche Internetrecherche durchgeführt.

Die Erkenntnisse wurden während der Projektlaufzeit wiederkehrend aktualisiert. Hinzugezogen wurden auch ältere Untersuchungen, wie die durch den IEA SHC Task 35 PV/Thermal Solar Systems (2005-2008) und die PVT-Roadmap (PV-Catapult, 2006) als Teil des von der europäischen Union initiierten PV Catapult Projektes erstellten Marktübersichten und Typisierungen von PVT-Kollektoren. Die PVT-Roadmap hatte zum Ziel die Entwicklung und Vermarktung von PVT-Systemen zu verstärken und der neuen Technologie zur Marktdurchdringung zu verhelfen.

Die nun erstellte gegenwärtige Marktübersicht zeigt, dass zwischenzeitlich viele Hersteller die Produktion wieder eingestellt haben oder ganz vom Markt verschwunden sind, neue sind allerdings hinzugekommen. Der PVT-Markt tut sich nach unserer Einschätzung nach wie vor schwer, was u.a. auch auf die fehlenden Standards und Normen zurückzuführen ist.

2.1 Technischer Stand von PVT-Kollektoren

Die im IEA SHC Task 35 erstellte Typisierung von PVT-Kollektoren wurde in den grundlegenden Zügen übernommen und gemäß der z. Zt. kommerziell erhältlichen Modellpalette entsprechend erweitert. Soweit vorhanden, wurden die technischen Spezifikationen der einzelnen Produkte tabellarisch in einer Exceltabelle erfasst (FH-Düsseldorf, 2014). Die verschiedenen Kollektoren sind in der Exceltabelle ihrer Bauart entsprechend in unterschiedliche Klassen eingeteilt. Zu jeder Produktserie sind, wenn vorhanden, die relevante Informationen über Aufbau, Struktur, Abmaße, sowie Leistungsdaten eingetragen. Für die Kontaktaufnahme mit den einzelnen Herstellern sind zusätzlich die entsprechenden Emailadressen und Telefonnummern ergänzt.

Es ist zu bemerken, dass die Qualität der aufgefundenen Produktinformationen, sehr stark variiert. So stellen zwar die meisten Anbieter von PVT-Kollektoren komplette Datenblätter auf ihren Internetpräsenzen zur Verfügung, der Informationsgehalt ist jedoch sehr unterschiedlich. Die Konstruktion, z.B. durch Schnittzeichnungen erkenntlich, war oft kaum bzw. nur schwer zu erkennen und einzuordnen. Deshalb wurden an bestimmte Hersteller Emails verschickt, mit der

Bitte um Zusendung der für uns notwendigen Informationen. Die Antworten waren jedoch von unterschiedlicher Güte. Manche Hersteller waren sehr interessiert und stellten die angefragten Informationen zur Verfügung. Andere waren nicht bereit detailliertere Informationen, als sie bereits auf ihren jeweiligen Internetseiten hatten, herauszugeben. Ein weiterer Teil der Hersteller teilte mit, dass die Produktion eingestellt sei. Die meisten Hersteller meldeten sich erst gar nicht auf die Emails zurück.

Die erarbeitete Marktübersicht diente zunächst für die Auswahl der bei den Projektpartnern TÜV und ISE in AP 3 zu untersuchenden Produkte. Weiter ist sie die Basis, um in AP 4 die marktgängigen PVT-Systeme mit möglichst wenigen Simulationsmodellen ausreichend genau zu beschreiben und ihre Betriebsbedingungen zu simulieren.

2.2 PVT-Kollektoren mit flüssigem Wärmeträger

PVT-Kollektoren, welche mit einem flüssigen Wärmeträger (Wasser oder Glykolgemisch) gekühlt werden, sind den herkömmlichen Solarthermie-Flachkollektoren sehr ähnlich.

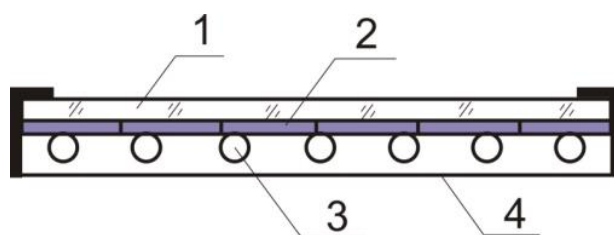


Abbildung 1: Unabgedeckter PVT-Kollektor

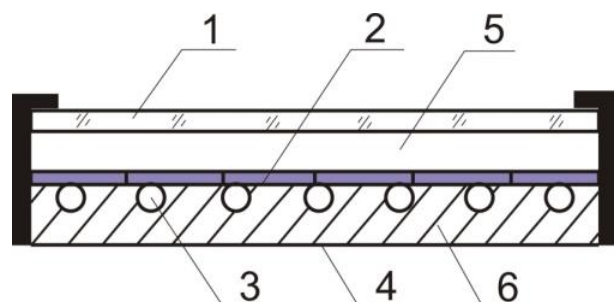


Abbildung 2: Abgedeckter PVT-Kollektor

Ein Absorber (3) mit Rohrschleifen oder parallel verlaufenden Rohren (manchmal auch mit thermischer Dämmung (6)) wird von hinten am PV-Modul (2) befestigt (s. Abbildung 1). In der Regel verfügen PVT-Kollektoren über eine transparente Abdeckung (1), meistens aus Glas. Wurde diese vom PV-Modul abgesetzt, so dass oberhalb ein Luftspalt (5) entsteht, um thermische Verluste einzudämmen, wird der Kollektor als abgedeckt bezeichnet (s. Abbildung 2). Mit dem Adjektiv „abgedeckt“ ist also nicht die Glasabdeckung als solche gemeint, sondern die physikalischen Ei-

genschaften der Abdeckung. Nach DIN EN ISO 9488:2001 (DIN Deutsches Institut für Normung, 2001) sind folgende Begriffe definiert:

Abdeckung: transparentes oder transluzentes Material (bzw. Materialien), das den Absorber eines Sonnenkollektors abdeckt, um Wärmeverluste zu reduzieren und ihn vor Umgebungseinflüssen zu schützen.

Unabgedeckter Kollektor: Sonnenkollektor ohne Abdeckung des Absorbers.

Leider ist diese Sprachregelung sehr missverständlich. Denn wie oben bereits gesagt, verfügen die PVT-Kollektoren in der Regel über eine Glasabdeckung, jedoch der überwiegende Teil nicht im Sinne einer thermischen Isolation mit Luft im Zwischenraum, sondern zum Schutz der PV-Zellen. Solche Bauweisen werden dann trotz Glasabdeckung als unabgedeckt bezeichnet.

Als eine Konsequenz dieser Sprachregelung wurden unabgedeckte PVT-Kollektoren bisher innerhalb des Marktanreizprogramms als grundsätzlich nicht förderfähig erklärt, da sie gemäß des üblichen Sprachgebrauchs ohne jegliche Abdeckung (wie z.B. Schwimmbadabsorber) verstanden wurden. In den Förderrichtlinien vom 20.7.2012 für das Marktanreizprogramm (BMU, 2012) steht jedoch unter Punkt 8.1 wörtlich: „Solaranlagen mit Kollektoren ohne transparente Abdeckung auf der Frontplatte sind nicht förderfähig (z.B. Schwimmbadabsorber).“ Da aber alle in der Marktrecherche aufgelisteten PVT-Kollektoren eine transparente Abdeckung haben, wären sie (als thermischer Kollektor eingeordnet) eigentlich förderfähig.

Dieses Beispiel zeigt, wie leicht es zu Fehlinterpretationen durch die derzeitig verwendeten Begriffe kommen kann. So ist es unsere Empfehlung sowohl im Normenbereich als auch in den Förderrichtlinien eine klare und unmissverständliche Sprachregelung zu definieren.

2.2.1 Marktübersicht unabgedeckter PVT-Kollektoren

Unabgedeckte PVT-Kollektoren haben keinen Luftspalt zwischen der Glasabdeckung und dem Absorber. Sie basieren häufig auf bereits existierenden PV-Modulen, welche auf der Rückseite mit einem Absorber ausgestattet werden. Hierbei kann man zwischen drei möglichen Bauformen unterscheiden. Der Absorber kann mit oder ohne Dämmung verbaut werden oder als ein separates Bauteil an einem bestehenden PV-Modul befestigt werden.

Die folgende Tabelle listet die in der Marktrecherche gefundenen Hersteller der drei genannten Bauformen unabgedeckter PVT-Kollektoren auf:

Ohne Rückseitendämmung	Mit Rückseitendämmung	Separater Wärmeübertrager
Kategorie 1a in Exceltabelle	Kategorie 2 in Exceltabelle	Kategorie 1b/2b in Exceltab.
Anaf Solar, I	ABCD International, F	C. Bösch GmbH, A (ohne Rückseitendämmung)
Beghelli SpA, I	Brandoni Solare, I	
C. Bösch GmbH, A	Chinaland Solar Energy, China	GeoClimaDesign, D (ohne Rückseitendämmung)
3 S Photovoltaics, CH	PA-ID Process GmbH, D	
DualSun, F	Power Panel Inc., USA	Nieberle Solar, D (mit Rückseitendämmung)
EasyBIPV Aps, Dänemark	RES, A	
ecoTec Energy, A	Sillia Energie, F	Splus2, D (Luftspalt zwischen PV-Modul und Absorber)
ELLETIEMME s.r.l., I	Solimpeks, Türkei	
Fototherm Srl., I		SunDrum Solar LLC, USA (ohne Rückseitendämmung)
Helios Photovoltaic, China		
Millennium Electric, Israel		
New Roof, I		
Poly Solar Solutions, CH		
Quattro Solar Plus, D		
Solarzentrum Allgäu, D		
TES, China		
Triple solar BV, NL		

Tabelle 1: Liste der Hersteller (mit Länderkennung) unabgedeckter PVT-Kollektoren mit flüssigem Wärmeträger

Die Mehrheit (17) der Hersteller (30) produziert unabgedeckte PVT-Kollektoren ohne Rückseitendämmung. Bzgl. der Vor- und Nachteile einer Rückseitendämmung siehe Kap. 7. Zwei Produkte (Elletiemme, New Roof) sind bereits als Sonderbauform in Dachziegeln integriert. Als weitere Sonderbauform eines PVT-Kollektors ist das Produkt der Firma Splus2 zu nennen. Der Kollektor wird hier mit einem Luftspalt unterhalb der PV-Module montiert. Der thermische Kontakt wird bewußt unterbunden. Eine Kühlung der PV-Zellen über den Absorber findet nicht statt, ebenso auch keine hemisphärische Bestrahlung des Absorbers. Der Absorber wird nur von der Umgebungsluft und dem Strahlungsaustausch mit seiner direkten Umgebung erwärmt. Prinzipiell muss

bei einer zukünftigen Normung geklärt werden, ob Produkte mit zwei völlig separaten Komponenten als PVT-Kollektor kategorisiert werden sollen.

2.2.2 Marktübersicht abgedeckter PVT-Kollektoren

Von der Bauweise her entsprechen die abgedeckten PVT-Kollektoren den bekannten Flachkollektoren aus der Solarthermie. Bei der Mehrheit der wenigen am Markt vertretenen abgedeckten PVT-Kollektoren sind die PV-Zellen direkt unter der Glasabdeckung angebracht (s. Abbildung 3). Eine aktive Kühlung der PV-Zellen durch den Absorber findet nicht statt. Zudem wird die Aperturfläche des Absorbers durch die unter dem Abdeckglas befindlichen Zellen reduziert. Beides führt zur Leistungsminderung sowohl im elektrischen wie thermischen Teil.

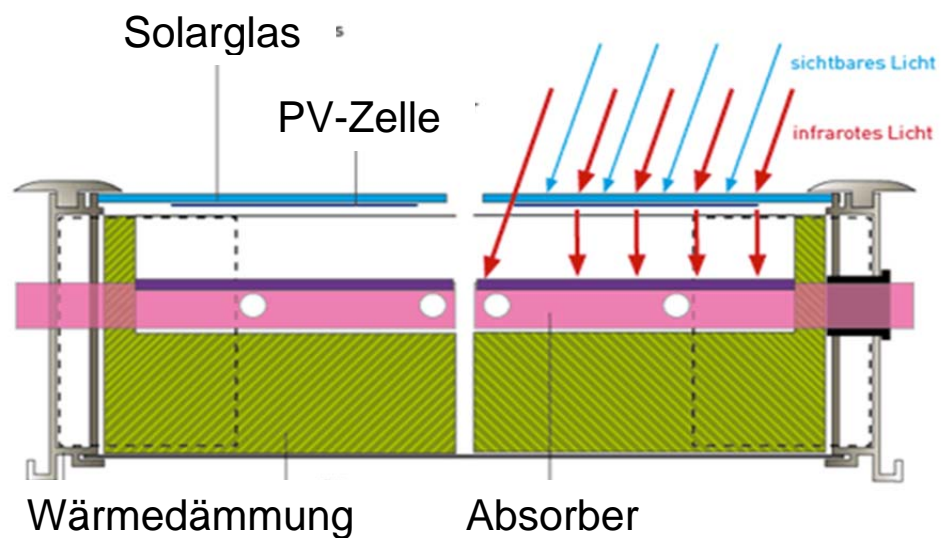


Abbildung 3: PVT Kollektor mit Abdeckung, PV-Zellen unter Abdeckscheibe (Quelle: Solarhybrid i.L.)

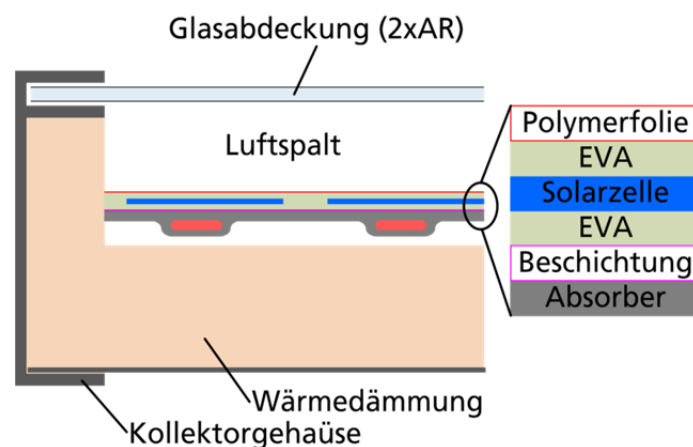


Abbildung 4: PVT Kollektor mit Abdeckung, PV-Zellen auf Absorber (Quelle: Fraunhofer ISE)

Es wurde bei unserer Marktrecherche nur noch ein Hersteller gefunden, der die PV-Zellen direkt auf dem Absorber platziert (siehe Abbildung 4). Nur so kann eine Kühlung der PV-Zellen durch die Wärmeträgerflüssigkeit erreicht werden.

Viele Hersteller abgedeckter PVT-Kollektoren, die aus früheren Marktstudien bekannt waren, produzieren diese Produkte inzwischen nicht mehr oder sind insolvent.

Die folgende Tabelle listet die in der Marktrecherche gefundenen Hersteller der zwei genannten Bauformen abgedeckter PVT-Kollektoren auf:

PV-Zellen auf Absorber	PV-Zellen unter Glasabdeckung
Kategorie 3 in Exceltabelle	Kategorie 4 in Exceltabelle
Solar Energy Systems Holtkamp SES Holding bv, NL (Einordnung lt. SW&W 18/2011, Nachfrage per Mail an Firma wurde nicht beantwortet)	Hörmann-Barkas Metallbau GmbH, D „Solarhybrid by Hörmann“ (baut Kollektor der Solarhybrid AG i.L., D)
	Sela Solar, E
	SunWin Energy systems GmbH, A

Tabelle 2: Liste der Hersteller (mit Länderkennung) abgedeckter PVT-Kollektoren mit flüssigem Wärmeträger

Aus der nun aktuellen Übersicht der Marktteilnehmer (34 Hersteller) von PVT-Kollektoren mit flüssigem Wärmeträger lässt sich eine deutliche Konzentration des Angebotes bei den ungedeckten PVT-Flachkollektoren (30 Hersteller) ermitteln. Abgedeckte PVT-Kollektoren sind dagegen am Markt kaum vertreten. Auch scheinen hier häufiger Firmen die Produktion wieder einzustellen. Die Gründe dafür sind uns unbekannt. Ein Hersteller hat jedoch auf telefonische Nachfrage von technischen Schwierigkeiten berichtet. Vermutlich sind die Anforderungen an eine zuverlässige dauerhafte Funktion eines abgedeckten PVT-Kollektors im Vergleich zur ungedeckten Bauweise sehr hoch (siehe Kap 8.2.2). Letztlich stellt sich auch die Frage nach der Effizienz (s.o.) von abgedeckten PVT-Kollektoren und somit nach dem Kosten-/Nutzenverhältnis. Hierzu wären Messungen und Simulationen notwendig, die in diesem Projekt nicht geleistet werden konnten. So hat keiner der wenigen Hersteller abgedeckter PVT-Kollektoren ein Prüfmuster zur Vermessung zur Verfügung gestellt. Auch war im Gegensatz zur ursprünglichen Projektplanung kein realitätsnahes Simulationsmodell für abgedeckte PVT-Kollektoren verfügbar und deshalb aussagekräftige Systemsimulationen hierzu nicht möglich.

2.2.3 Wärmenutzungen von PVT-Flachkollektoren mit flüssigem Wärmeträger

Weiteres Ergebnis der Marktrecherche ist eine aktuelle Übersicht der technisch orientierten Strukturierung bzgl. der Wärmenutzung und damit der Systemschaltungen von PVT-Flachkollektoren. Hier sind die Ergebnisse aus dem IEA SHC Task 35, sowie die aktuellen Herstellerunterlagen eingeflossen. Die nun vorliegende Übersicht (s. Abbildung 5) bildet die Grundlage für die durchgeführten Simulationen (siehe Kap. 7). Die Präferenzen sind rot markiert. Diese Anwendungen sind in den Simulationsmodellen mit o.g. Einschränkungen bzgl. abgedeckter PVT-Kollektoren abgebildet worden.

		TWW-Erwärmung	Raumheizung (+TWW-Erw.)	+ WP: Wärmespeicherung Erdreich	+ WP: Soleerwärmung	Schwimmbadbeheizung	Abtauen von Schnee	Klimatisieren
Task 35	unabgedeckt			✓		✓		
Herstellerliste	unabgedeckt	✓	✓	✓	✓	✓	✓	(✓)
Task 35	abgedeckt	✓				✓		
Herstellerliste	abgedeckt	✓	✓		✓	✓	✓	

Abbildung 5: Übersicht der Wärmenutzungen von PVT-Flachkollektoren mit flüssigem Wärmeträger (Rot markiert: favorisierte Anwendungen)

2.3 PVT-Kollektoren mit Luft als Wärmeträger

Der Aufbau von PVT-Kollektoren welche mit Luft gekühlt werden, ist prinzipiell etwas einfacher gestaltet als bei PVT-Kollektoren, die mit einem flüssigen Wärmeträger gekühlt werden. Zumal die zusätzlichen Komponenten wie Ventilator und Luftführung nicht so komplex aufgebaut sind, wie Pumpen und Rohrleitungen. Da es sich quasi um eine Weiterentwicklung der Hinterlüftung handelt, können konventionelle PV-Module zum Einsatz kommen. Dies führt zu einer Senkung der Kosten gegenüber PVT-Kollektoren mit einem flüssigen Wärmeträger. Ein Unterscheidungsmerkmal innerhalb dieser Bauform ist die Art der Erzeugung des Luftstroms. Im Folgenden soll auf die einzelnen Bauarten eingegangen werden. Weil nur zu vier Herstellern von PVT-Kollektoren mit Luft als Wärmeträger Informationen vorliegen, werden alle Modelle vorgestellt.

2.3.1 PVT-Kollektoren zur Lufterwärmung mit Stromerzeugung in einem Bauteil

Bei den Kollektoren von Grammer Solar (s. Abbildung 6) wird der benötigte Luftstrom zum Kühlen des PVT-Kollektors durch einen externen Ventilator erzeugt. Die, beim Durchströmen des PVT-Kollektors, entstehende warme Luft wird bei Bedarf zum Erwärmen der Raumluft und gleichzeitig zum Verbessern des Raumklimas verwendet und führt somit zu geringeren Heizkosten. Die PVT-Kollektoren von Grammer sind für einen Betrieb bei niedrigen Temperaturen geeignet um maximale Stromerträge zu erreichen. Sofern höhere Temperaturen angestrebt werden, können Standardluftkollektoren nachgeschaltet werden, um die Luft zusätzlich zu erwärmen.

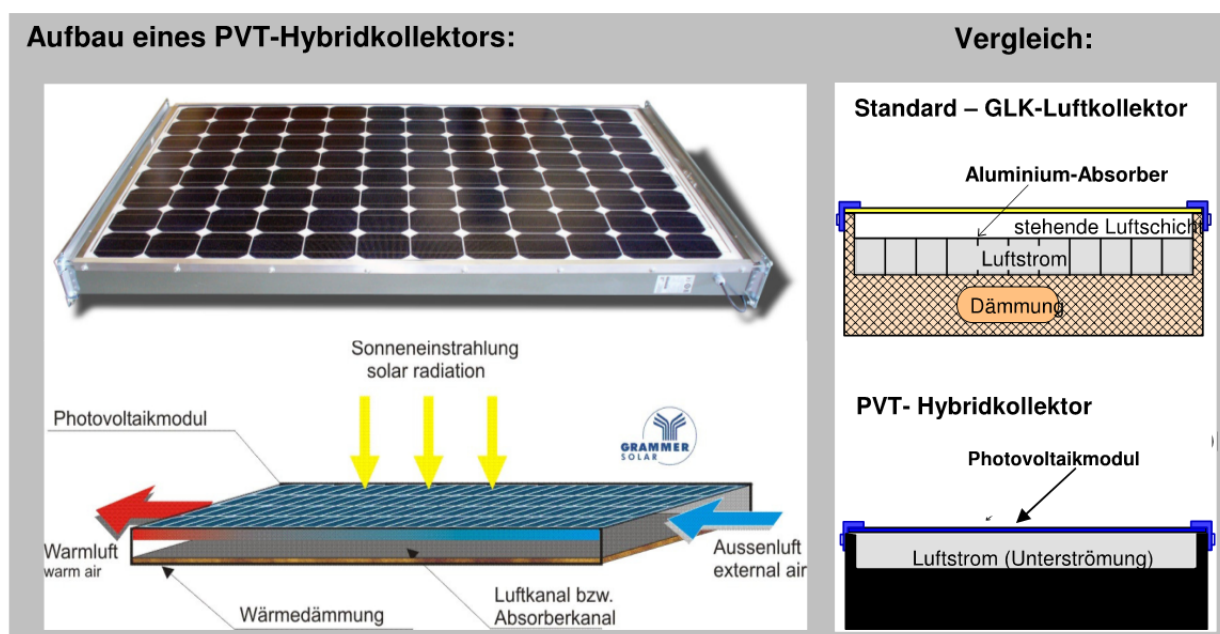


Abbildung 6: PVT-Kollektor Luft als Wärmeträger (Quelle: Fa. Grammer Solar, Technisches Datenblatt, 07.2009)

2.3.2 Kollektoren zur Lufterwärmung mit PV Modul für Ventilator

Bei einer anderen Art von Kollektoren wird ein Ventilator zum Ansaugen der Frischluft direkt in den Kollektor integriert, so wie es bei den Kollektoren von Scansun und SolarVenti (Abbildung 7) der Fall ist. Ein Ventilator saugt am Modulboden frische Außenluft an. Der Ventilator wird von einem integrierten, stromerzeugenden PV-Modul angetrieben. Die Luft strömt durch den Kollektor und wird dabei von der Sonne aufgeheizt. Die erwärmte Luft wird in den Innenraum des Gebäudes geblasen und kann hier Feuchtigkeit im Raum aufnehmen und das Klima verbessern. Bei diesen Modellen dient das integrierte PV-Modul nur zur Stromversorgung des Ventilators. Es handelt sich also nicht um PVT-Kollektoren in dem Sinn, dass Strom erzeugt wird, der anderen Verbrauchern zur Verfügung steht. An dieser Stelle sollte in der Normung eine klare Definition bzw. Klassifizierung vorgenommen werden.

Der Kollektor „SV30 AWX Hybrid“ von SolarVenti (Abbildung 7) verfügt zusätzlich über einen Flüssigkeitskreislauf mit dem Wasser erwärmt werden kann. (Hinweis: SolarVenti produziert inzwischen keine PVT-Kollektoren mehr.)



Abbildung 7: SolarVenti SV30 AWX Hybrid (Quelle: <http://www.veh-warmluftkollektoren.de>)

2.3.3 Hinterlüftete PV-Module (mit WRG-System für Lüftungsanlage)

Eine weitere letzte Bauart stellen Systeme mit hinterlüfteten PV-Modulen dar. So z.B. das Fassadensystem SolarWall PVT (Markierung in Abbildung 8) von Conserval Engineering Inc. aus Kanada, was zur Lüftung bzw. Erwärmung ganzer Bürogebäuden eingesetzt wird.

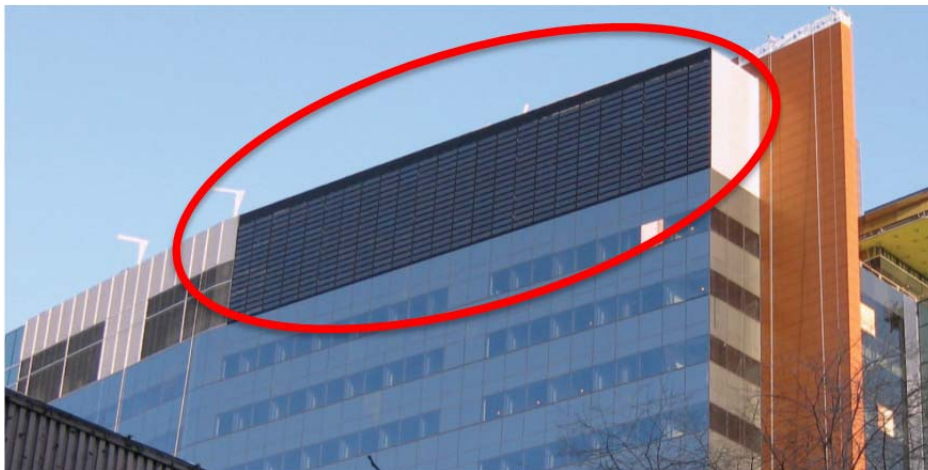


Abbildung 8: SolarWall PVT (Concordia Universität in Montreal, Quelle: Datenblatt Conserval Engineering Inc.)

SolarWall PVT ist eine Weiterentwicklung des Solar-Luft-Kollektors SolarWall (Abbildung 9). Dieser setzt Sonnenenergie über das Medium Luft in Wärme um. Die solar erwärmte Luft kann direkt zum Heizen, Lüften und Trocknen genutzt werden. Ein Ventilator erzeugt einen Unterdruck in der Hinterlüftung der Fassadenverkleidung. Hierbei wird frische Luft durch die Löcher in der

dunkel beschichteten und dadurch von der Sonne erwärmten Verkleidung der Fassade angesaugt. Beim Durchströmen der Verkleidung erwärmt sich die Luft.

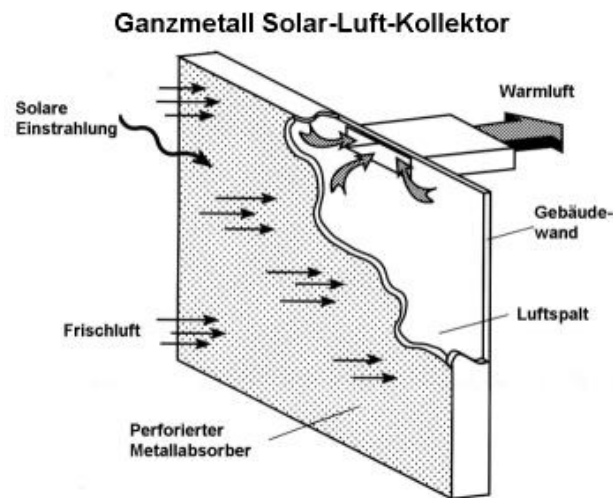


Abbildung 9: Funktionsprinzip SolarWall (Quelle: Conserval Engineering Inc.)

Bei SolarWall PVT entsteht zusätzlich Abwärme durch die zusätzlich montierten PV-Module (s. Abbildung 10). Diese werden durch den Luftstrom gekühlt und ihre Effizienz steigt an. Die zusätzliche Abwärme wird der Heizungsanlage des Gebäudes zugeführt und ist für die Beheizung der Räume nutzbar. Die bei Solar-Luft-Kollektoren notwendigen beträchtlichen Querschnitte lassen sich jedoch nur bei Hallen und anderen großen Gebäuden in der Konstruktion unterbringen.



Abbildung 10: SolarWall PVT – PV-Module auf Fassade montiert (Quelle: Conserval Engineering Inc.)

Sofern die Fassade nicht genug Montagefläche bietet, bildet das System SolarDuct (siehe Abbildung 11) mit PVT-Option eine Alternative für die Aufdachmontage. Es basiert auf dem SolarWall PVT System und seine Funktion verhält sich analog.

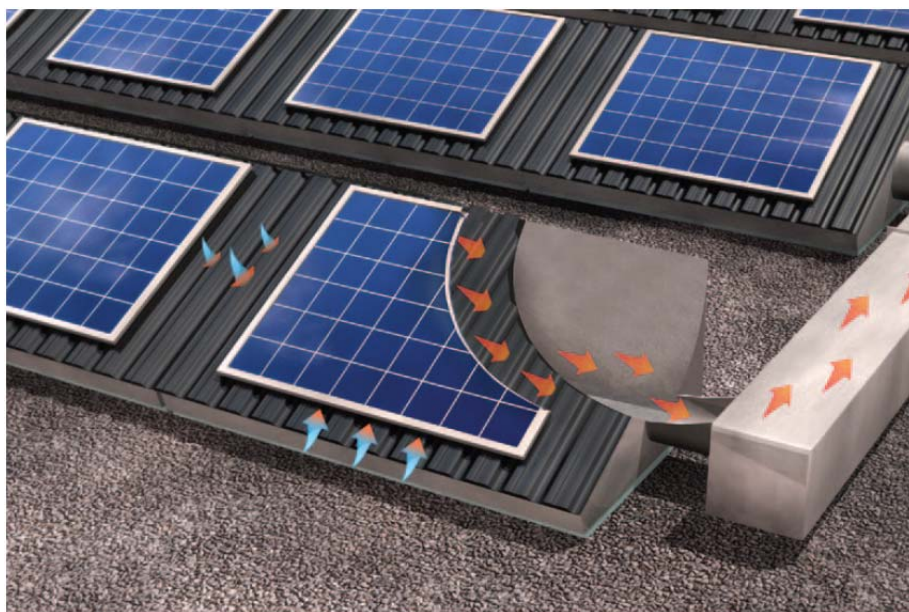


Abbildung 11: SolarDuct mit PVT Option (Quelle: Datenblatt Conserval Engineering Inc.)

Mit Echo First Inc. USA ist eine weitere Firma auf dem Markt die auch Produkte mit hinterlüfteten PV-Modulen anbietet.

2.4 PVT-Konzentratoren

PVT-Konzentratoren funktionieren wie herkömmliche Thermie-Konzentratoren, allerdings sind zusätzlich abgedeckte PV-Zellen zur Gewinnung elektrischer Energie im Brennpunkt des Spiegels angebracht (siehe Pos. 1 in Abbildung 12). Auf diese Weise soll teure PV-Fläche durch günstigere Spiegel-Fläche ersetzt werden. Dies soll zu einer schnelleren Amortisierung der Anlagen führen. Ferner können hochwertigere und effizientere PV-Zellen verwendet werden, weil weniger Material als bei einem herkömmlichen Modul benötigt wird. Das Argument der geringeren Kosten muss in der heutigen Zeit jedoch bezweifelt werden, weil PV-Zellen inzwischen sehr günstig geworden sind und die Preise weiter fallen. Um eine maximale Ausbeute zu erreichen, muss das System der Sonne nachgeführt werden, was wiederum aufgrund der zusätzlichen Hardware zu einem Anstieg der Kosten führt. Bei der Konzentration entstehen außerdem sehr hohe Temperaturen (200°C und mehr) auf dem Absorber, was eine zuverlässige Kühlung unabdingbar macht.

Zur Zeit der Marktrecherche befanden sich 3 Hersteller auf dem Markt. Ein weiterer hatte seine Marke im November 2012 abgemeldet. 2 Hersteller (Absolicon, Schweden und Cogenra Solar, USA) arbeiten mit 1-achsig nachgeführten Parabolrinnen. Die PV-Module von Absolicon (Abbildung 12) werden gekühlt, indem Luft durch den Kollektor gepumpt wird. Cogenra verwendet Wasser zur Kühlung der PV-Zellen.



Abbildung 12: PVT-Konzentrator (Quelle: Fa. Absolicon, Schweden)

Ein weiterer Hersteller von PVT-Konzentratoren ist die Firma ZenithSolar aus Israel. Die Kollektoren dieser Firma bestehen aus 2-achsig nachgeführten Spiegelflächen mit einem Receiver im Fokus (s. Abbildung 13). Im Receiver ist eine speziell für diesen Zweck entwickelte Kombination aus Mehrfachsolarzellen und mit Flüssigkeit durchströmten Wärmetauscher verbaut.



Abbildung 13: PVT-Konzentrator Z20 (Quelle: Datenblatt Firma ZenithSolar)

Das Haupteinsatzgebiet für PVT-Konzentratoren sind freie Ebenen, in denen sehr viele Sonnenstunden pro Jahr auftreten. Auch große Industriedächer können ein geeigneter Aufstellungsort sein, sofern sich diese in sonnigen Ländern befinden. Der Einsatz von PVT-Konzentratoren in Deutschland kann als unwirtschaftlich betrachtet werden. Bis heute findet sich kein deutscher Hersteller für PVT-Konzentratoren. Einzelne Forschergruppen an deutschen Hochschulen, z. B. der TU Dresden, beschäftigen sich mit PVT-Konzentratoren. Die konkrete Forschung findet jedoch im Ausland, z. B. in Ägypten, statt.

3 Simulationsumgebung

Besonders gut eignen sich für solarthermische Fragestellungen zwei Simulationsprogramme: zum einen MATLAB/Simulink unter der Verwendung der Toolbox CARNOT und zum anderen TRNSYS. Beide Simulationsprogramme haben sich mittlerweile als Standard-Simulationsprogramme vor allem im wissenschaftlichen Bereich durchgesetzt. Darüber hinaus sind beide Simulationstools hervorragend geeignet, um komplexe Systemverschaltungen zu konfigurieren.

3.1 Modellerstellung ungedeckter PVT-Kollektoren

Im Rahmen des Projektes wurde für die zuvor beschriebenen Simulationstools im Detail geprüft, ob und welche Simulationsmodelle für PVT-Kollektoren dort verfügbar und ob alle relevanten Kollektortypen damit ausreichend genau abbildbar sind. Das entscheidende Argument für die Auswahl der TRNSYS-Simulationsumgebung war ein neues, sehr gut validiertes Modell für ungedeckte PVT-Kollektoren. Dieses wurde vom Institut für Solarenergieforschung in Hameln (ISFH) entwickelt und als TRNSYS-Komponente programmiert. Des Weiteren ist das Modell gut dokumentiert und als TRNSYS „Type 203“ frei nutzbar. Andere TRNSYS-Modelle wie z.B. Type 50 und 560 bilden nicht alle für PVT-Kollektoren wichtigen physikalischen Effekte ab und benötigen kaum verfügbare konstruktive bzw. technische Detailangaben von den jeweils betrachteten PVT-Kollektoren. Die genannten Gründe führten zu der Entscheidung, die Simulationen für ungedeckte PVT-Kollektoren unter TRNSYS mit dem ISFH-Modell (Type 203) durchzuführen.

3.2 Modellerstellung abgedeckter PVT-Kollektoren

Für abgedeckte PVT-Kollektoren stellt sich die Situation schwieriger dar:

- Unter TRNSYS ist nur der im Standardpaket enthaltene Type 50 bekannt. Type 50 enthält einige Einschränkungen: zum einen wird die Wärmekapazität des Kollektors nicht berücksichtigt und zum anderen ist die Eingabe konstruktiver bzw. technischer Details erforderlich, die von verfügbaren PVT-Kollektoren in der Regel nicht bekannt sind.
- Unter MATLAB/Simulink und der Toolbox CARNOT gibt es einfaches, von der FH D erstellte Simulationsmodell für einen PVT-Kollektor, basierend auf dem thermischen Kollektormodell von Per Isakson (Kollektormodell mit Berücksichtigung der Wärmekapazität). In Erweiterung des rein thermischen Kollektormodells erfolgt hierin der Abzug der temperaturabhängigen elektrischen Leistung von der absorbierten Strahlung des Absorbers. Eine Validierung und Anpassung des Modells anhand von Messdaten ausgeführter Kollektoren steht jedoch noch aus.

- Eine Umsetzung des (C)PVT-solar collector Ansatzes von ISE in ein MATLAB / Simulink / CARNOT-Modell ist eine weitere Alternative. Der ISE-Ansatz ist jedoch z.Zt. noch nicht validiert. Als allgemeiner Ansatz wäre er auch für unabgedeckte PVT-Kollektoren verwendbar.

Ein wesentliches Problem bzgl. der Simulation abgedeckter PVT-Kollektoren stellt sich wie folgt dar: Alle bisher bekannten Modelle setzen voraus, dass die PV-Zellentemperatur gleich der Absorbertemperatur ist. Es wurde weder ein Modell noch ein theoretischer Ansatz gefunden, welches den konstruktiven Fall betrachtet, dass die Zellen nicht mit dem Absorber verbunden sind, sondern in bzw. direkt unter der Glasabdeckung liegen. Gerade solche Konstruktionen bilden aber die Mehrheit bei den wenigen am Markt auffindbaren abgedeckten PVT-Kollektoren (siehe Kapitel „Marktrecherche“).

Da kein Hersteller abgedeckter PVT-Kollektoren ein Prüfmuster zur Verfügung gestellt hat, lassen sich offene Fragen zur Modellbildung und Validierung nicht klären.

Vor diesem Hintergrund waren im vorliegenden Projekt – im Gegensatz zur ursprünglichen Projektplanung – kein realitätsnahes Simulationsmodell für abgedeckte PVT-Kollektoren verfügbar und deshalb sinnvolle Systemsimulationen nicht möglich. Auch weil abgedeckte PVT-Kollektoren noch wenig marktrelevant sind, wurde der Projektschwerpunkt auf unabgedeckte PVT-Kollektoren gelegt.

Exemplarisch wurden einige Simulationen mit einem einfachen abgedeckten PVT-Kollektor durchgeführt, um das Betriebsverhalten eines abgedeckten PVT-Kollektors in einer einfachen Systemverschaltung auf Plausibilität zu überprüfen.

3.3 Gesamtmodellerstellung

Um ein Gesamtsystem für PVT-Kollektoren zu modellieren, bedarf es weiterer Komponenten, insbesondere das Modell einer Wärmepumpe und einer Erdsonde. Ausgehend von der Entscheidung zur Simulation „unabgedeckter“ PVT-Kollektoren unter TRNSYS wurden daher geeignete TRNSYS-Modelle hierfür ausgewählt.

- Wärmepumpe: Type 401, Kompressionswärmepumpe mit Berücksichtigung der Taktverluste und der Leistungsminderung durch Vereisung
- Erdsonde: Type 451, vertikale Erdsonde mit Doppel-U-Rohr mit sehr praxisnahen dynamischen Eigenschaften

4 Systemschaltungen

Die Anzahl an Systemschaltungen/-konzepten zur Wärmebereitstellung für Warmwasser und Raumheizung auf Basis der Kombination von solarthermischen Anlagen und Kompressionswärmepumpen ist in den letzten vergangenen Jahren enorm angestiegen. Derzeit werden mehr als 130 Kombinationsmöglichkeiten auf dem Markt angeboten. Zum Beispiel können die Systeme durch die Art der eingesetzten Kolleorteknologie (Flach-, Vakuum-, PVT-Kollektor etc.), die Auswahl weiterer Komponenten (ein bzw. mehrere Wärmespeicher, Art des Speichers, etc.) und die Systemkonzeption („parallel“, „seriell“, „regenerativ“ oder Kombination aus diesen) unterschieden werden. Die Bewertung eines Anlagen-Konzepts lässt sich in Abhängigkeit von geografischen Bedingungen, der Wärmelast und weiterer Aspekte beurteilen. Eine gute Orientierungshilfe bietet das Task 44 des Solar Heating and Cooling Programmes der Internationalen Energieagentur IEA, in dessen Rahmen die Solarthermie-Wärmepumpen-Systeme, auf Englisch abgekürzt SHP, eingehend untersucht, zusammengefasst, visualisiert und nach bestimmten Kategorien und Kriterien klassifiziert wurden. Für die Simulation unabgedeckter bzw. abgedeckter PVT-Kollektoren wurden drei Systemschaltungen/-konzepte unter TRNSYS modelliert. Die entscheidenden Merkmale der drei Systemkonzepte wurden mittels des Tasks 44 und aus der eigenen Marktanalyse abgeleitet. Generell stimmen die Systemeinbindungsempfehlungen für PVT-Kollektoren aus der Marktanalyse mit denen vom Task 44 gut überein. Beispielhaft zeigt dies *Abbildung 14* anhand von System 1 mit paralleler Einbindung des PVT-Kollektors.

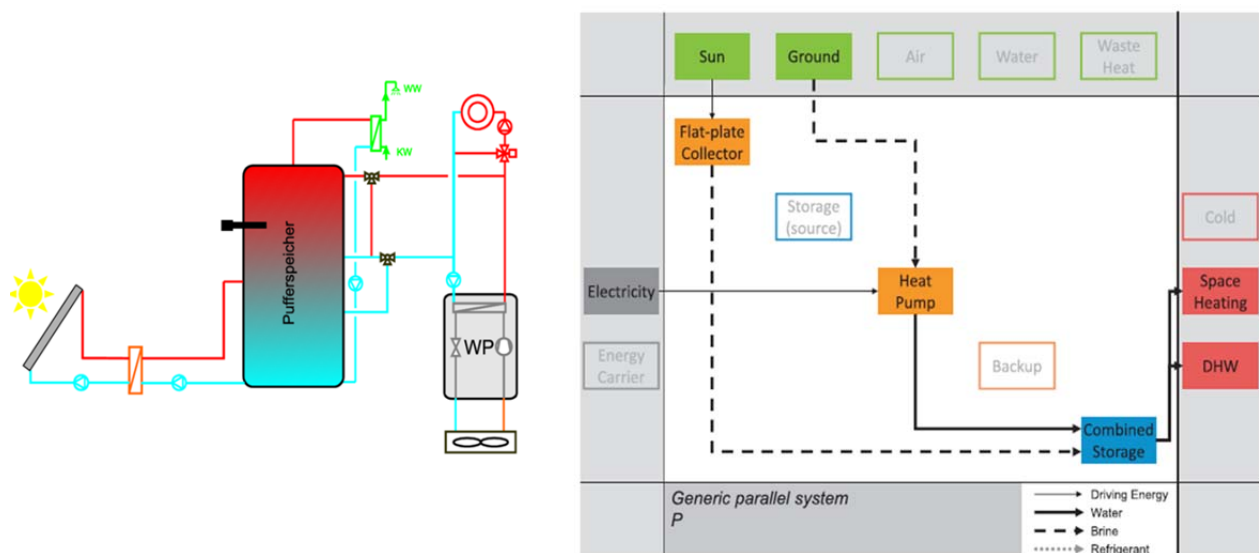


Abbildung 14: links Marktrecherche (P), Quelle: TU Graz, OTTI 2013 und rechts System (P) nach Task 44

In *Abbildung 15* rechts ist die derzeitige Marktanalyse für die verschiedenen Solarkollektoren und ihre Einbindungen in einem SHP-System aus dem Task 44 dargestellt. Links in der *Abbildung 15* ist eine Grafik aufgezeigt, die im direkten Zusammenhang mit der Marktanalyse steht. In der Grafik sind auf der Ordinatenachse die möglichen Systemkonzepte aufgetragen mit den Abkürzungen P=parallel, S=seriell und R=regenerativ und auf der Abszissenachse sind die Kollektortypen aufgetragen mit den Abkürzungen FPC: Flat Plate Collector, ETC: Evacuated Tube Collector, UGC: Uncovered or Unglazed Collector, PVT: Photovoltaik/Thermal Collector.

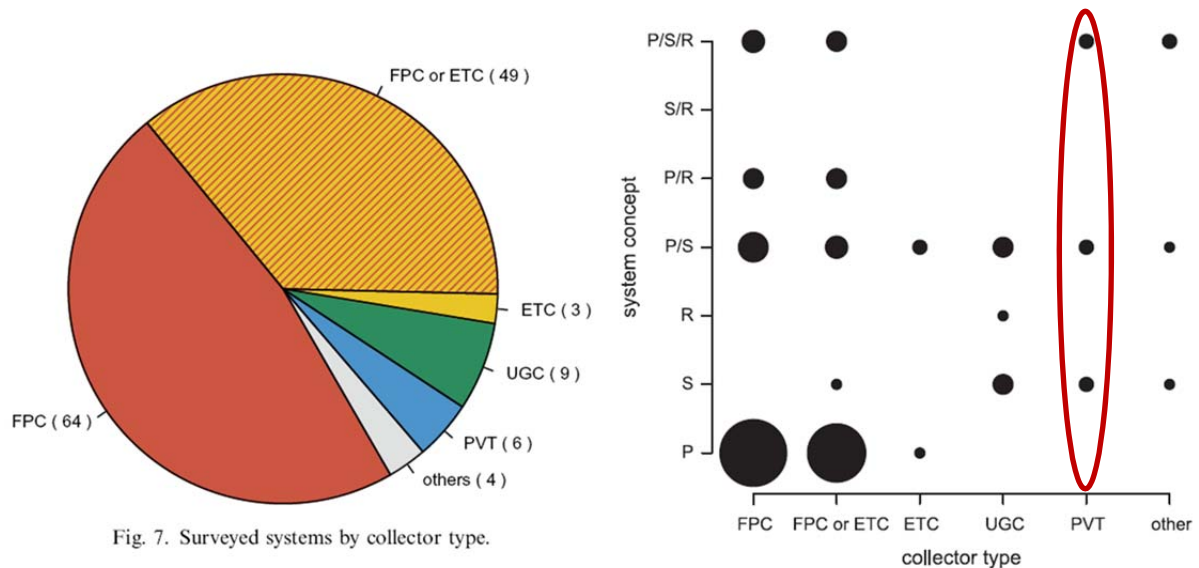


Abbildung 15: Links Marktanalyse Task 44, rechts Grafik (Systemkonzept/Solarkollektor) Quelle:Task 44

Vor allem anhand der rechten Grafik lassen sich typische Systemeinbindungen für PVT-Kollektoren gut definieren (siehe rot umrandeter Bereich). Mit dieser Systematik kann die Anzahl der zu modellierenden Systemsimulationen in Grenzen gehalten werden, ohne auf ein repräsentatives Betriebsverhalten von PVT-Kollektoren verzichten zu müssen. Somit wurden folgende Systemkonzepte in erster Linie für unbedeckte PVT-Kollektoren zur genaueren Analyse ausgewählt:

- parallele Verschaltung
- parallele / serielle Verschaltung
- parallele /serielle/ regenerative Verschaltung

In den nachfolgenden Kapiteln werden die drei Systeme ausführlich erläutert.

4.1 System 1

In Abbildung 16 System 1, Solarthermie + Kessel, Schaltung (P) ist das hydraulische Schema eines Solarthermie-Kessel-Systems zur Wärmebereitstellung für Warmwasser und Raumheizung dargestellt. Die PVT-Anlage speist die erzeugte Wärme über einen Wärmetauscher direkt in den Wärmespeicher. Falls die Wärmebereitstellung durch die PVT-Anlage nicht gewährleistet ist oder die erzeugte Wärme nicht das gewünschte Temperaturniveau erreicht, schaltet sich automatisch der Kessel ein. Die erzeugte elektrische Leistung der PVT-Anlage wird direkt ins Netz eingespeist. Die Einbindung der PVT-Kollektoren zur ausschließlichen Beheizung des Pufferspeichers nennt sich parallele Schaltung (speist parallel zum Kessel in den Pufferspeicher ein; Kürzel P).

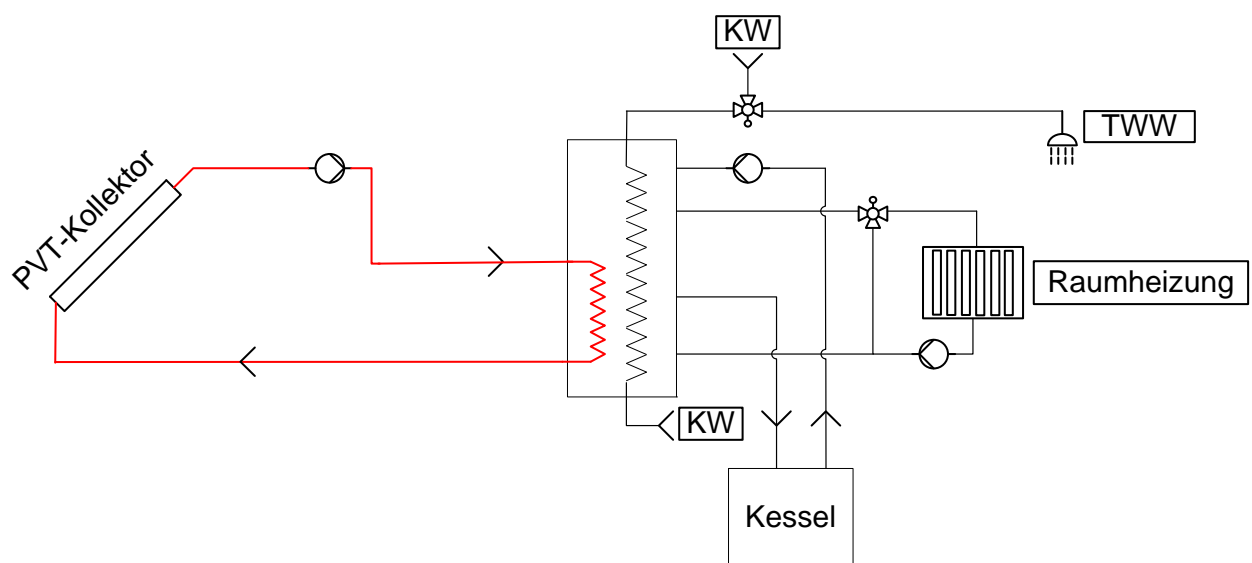


Abbildung 16 System 1, Solarthermie + Kessel, Schaltung (P)

4.2 System 2

In Abbildung 17 ist das hydraulische Schema eines Solarthermie-Wärmepumpen-Systems aufgezeigt. Hierbei handelt es sich im Gegensatz zum vorigen System um eine parallele und serielle Einbindung des PVT-Kollektors zur Wärmepumpe (siehe roten und blauen Verlauf; Kürzel P/S). Das bedeutet, dass die Solarwärme sowohl auf die heiße als auch auf die kalte Seite der Wärmepumpe arbeitet. Für die Schaltvorgänge zwischen den Betriebsarten bzw. den vorhandenen Komponenten muss eine entsprechende Regelung konzipiert sein, um das Potenzial der Solarwärme richtig ausnutzen zu können. Der Mischer im PVT-Kollektorkreis der Wärmepumpe ist dazu da, die Verdampfereintrittstemperatur der Wärmepumpe nach oben zu begrenzen.

Der Vorteil einer parallelen/seriellen Einbindung gegenüber einer reinen parallelen Einbindung ist, dass der Solarkollektor auch bei geringer bzw. fehlender Solareinstrahlung Nutzwärme an den Verdampfer der Wärmepumpe liefern kann.

Da im vorliegenden Projekt die Analyse des PVT-Kollektorbetriebs im Vordergrund steht und die Komplexität der Simulationsmodelle möglichst gering sein soll, speist die Wärmepumpe in den Systemsimulationen nur auf einer Höhe bzw. einem Temperaturniveau in den Pufferspeicher ein. Dies gilt analog auch für alle anderen untersuchten Systeme.

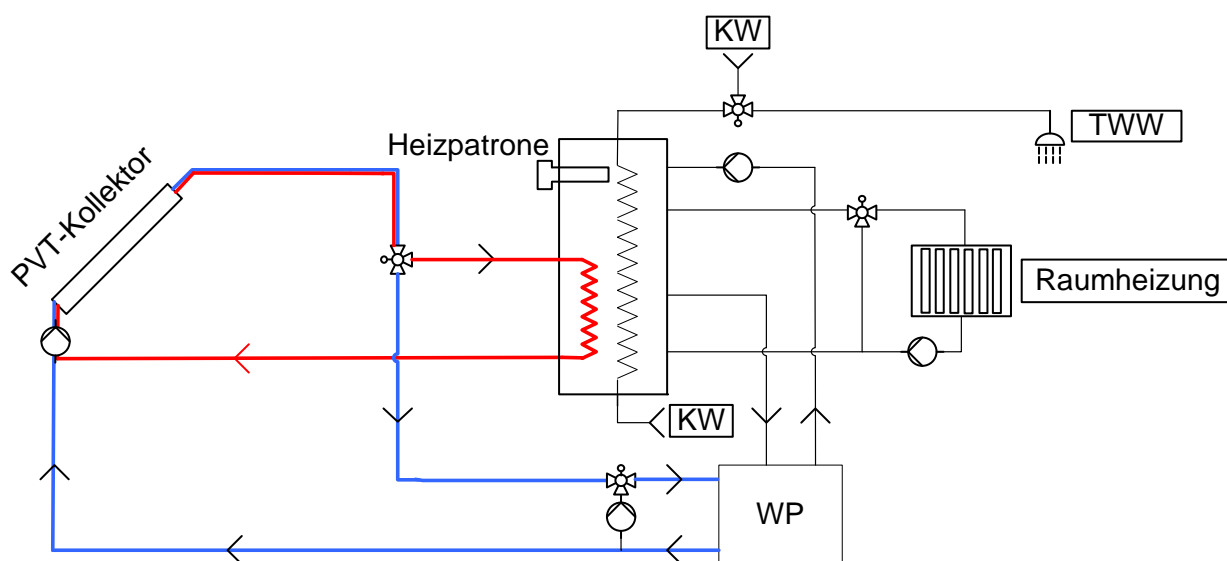


Abbildung 17: System 2, SHP-System Schaltung (P/S)

4.3 System 3

Bei System 3 handelt es sich um ein weiteres SHP-System, das je nach Ventilstellungen vier unterschiedliche Verschaltungen ermöglicht (s. *Abbildung 18*). Bei diesem Regelungskonzept wird die Solarwärme für eine weitere Senke genutzt. Zu den in System 2 bereits vorhandenen Senken (direkte Bedarfsdeckung durch Pufferladung und Verdampfer der Wärmepumpe) tritt als weitere Wärmesenke die Erdwärmesonde hinzu. Der Vorteil hierbei ist zum einen die Regeneration des Erdreichs und zum anderen die Stagnationsvermeidung des Kollektors, wobei Letzteres bei ungedeckten PVT-Kollektoren nur eine geringe Rolle spielt, da ihre Stagnationstemperaturen in der Regel niedrig sind. Auch die klassische Betriebsweise, in der die Erdwärmesonde als Wärmelieferant der Wärmepumpe dient, ist möglich. Die komplexe Anlage erfordert eine „intelligente“ Regelung, um den Wärmeertrag (Solaranlage oder Erdwärmesonde) effektiv auszunutzen.

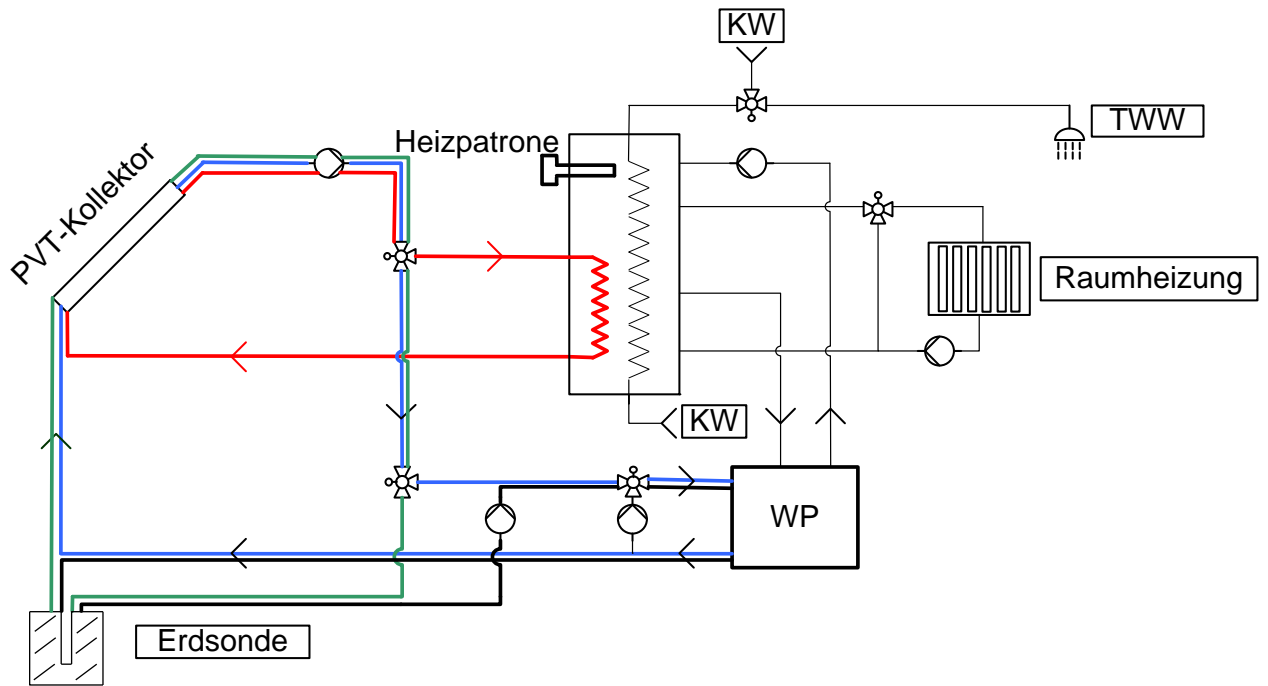


Abbildung 18: System 3, SHP-System Schaltung (P/S/R)

5 Simulationsrandbedingungen

Die Norm DIN EN 12977-2:2012 Deutsche Fassung „Thermische Solaranlagen und ihre Bauteile - Kundenspezifisch gefertigte Anlagen“ besteht aus fünf Teilen. Für die Simulationsrandbedingungen ist der zweite Teil, Anhang A der Norm „Prüfverfahren für solar betriebene Warmwasserbereiter und Kombinationssysteme“ ausschlaggebend. In diesem werden die Anforderungen an das Simulationsmodell und die anzuwendenden Referenzbedingungen für Systemsimulationen definiert. Bei den Referenzbedingungen handelt es sich um Wetterdaten und Lastdatensätze zur Trinkwassererwärmung und Raumheizung für die europäischen Städte Athen, Davos, Stockholm und Würzburg.

5.1 Wetterdatensätze

Die Beschaffung dieser normativen Datensätze stellt sich als sehr schwierig und umständlich dar. Der Grund dafür ist, dass jeglicher Hinweis in der Norm 12977-2 zur Bezugsquelle fehlt. Die Bereitstellung der erforderlichen Wetterdatensätze, nach der Norm DIN EN 12977 in stündlicher Form und auf ein Jahr bezogen, erfolgte letztendlich über den Download auf der Solar-Keymark-Homepage und parallel dazu über den Projektpartner TÜV (Hr. Fritzsche) und das ITW Stuttgart (Hr. Bachmann). Zusätzlich zu den Wetterdatensätzen wurden von Hr. Bachmann die dazu (vermeintlich) passenden Raumheizlastprofile zur Verfügung gestellt. Beim Vergleichen der entsprechenden Datensätze für die vier Standorte sind eklatante Unterschiede aufgefallen, insbesondere Inkonsistenzen zwischen den Außenlufttemperaturen und den Heizlasten (s. nachfolgende *Tabelle 3*).

Tabelle 3: Vergleich der Wetterdatensätze und Konsistenzprüfung der Heizlastprofile mit der Umgebungslufttemperatur

Orte	Wetterdaten - Solar Keymark Homepage		Heizlastdaten von Hr. Bachmann
	DIN EN 12976: 2006	DIN EN 12977-2: 2012	
Würzburg	vollständig (nicht ganz)*	wie in 12976 (= Daten v. Fritzsche)	sehr gute Korrelation zu T(Umg) aus 12977
	Daten von Bachmann: nur T(Umg) wie in 12976/77; andere Werte für Dir S45 und Dif S45 und kein v (Wind)		
Davos	vollständig (nicht ganz)*	wie in 12976 (=Daten von Bachmann, Fritzsche; bei Fritzsche allerdings geringe Unterschiede bei den Einzeldaten für Dir S45 und Dif S45, Summe etwa gleich)	gute Korrelation zu T(Umg) aus 12977
Stockholm	nur GS,ges, T(Umg) (= Daten von Bachmann, plus GG,45°(direkt/diffus)	auf Solar Keymark Homepage nicht vorhanden	schlechte Korrelation zu T(Umg) aus 12976
Athen	nur GS,ges, T(Umg)	wie in 12976, plus GS,45°Süd (direkt/diffus), etc. (= Daten von Fritzsche)	miserable Korrelation zu T(Umg) aus 12976/77 und Daten von Bachmann
	Daten von Bachmann: vollständig (nicht ganz)*, aber Werte ungleich Solar Keymark-Daten		

* mit GS (direkt/diffus), 45° Süd (direkt/diffus), T(Umgebung), v(Wind), etc., aber ohne Umgebungsluftfeuchte/-druck, Himmelstemperatur

5.1.1 Erweiterung der Wetterdatensätze

Die Wetterdatensätze mussten für die Normstandorte um folgende Parameter erweitert werden: Umgebungsluftdruck, Umgebungsluftfeuchte und Himmelstemperatur. Diese Parametererweiterung ist erforderlich, um auch die auftretenden Kondensationseffekte am PVT-Kollektor mit der Simulation berücksichtigen zu können. Generell wurden die bereits vorhandenen Wetterdatensätze mit der Meteororm-Software erstellt, so dass die fehlenden Parameter ebenfalls über TRNSYS-Meteororm Wetterdatensätze generiert wurden. In *Tabelle 4* und *Tabelle 5* sind die neu erstellten Wetterdatensätze beispielhaft für Davos und Würzburg zu sehen.

Tabelle 4: Ausschnitt der neu erstellten Wetterdaten für den Standort Davos

FH D 17.01.2013 Standort: DAVOS Norm 12977-2:2012 Deutsche fassung							
Zeit	DIN EN 12977	DIN EN 12977	DIN EN 12977	DIN EN 12977	Meteororm TRNSYS	Meteororm TRNSYS	Meteororm TRNSYS
h	Direktstrahlung S45 W/m ²	Diffusstrahlung S45 W/m ²	Außenlufttemp. °C	Windgeschwindigkeit m/s	Umgebungsluftdruck Pa	Umgebungsluftfeuchte %	Himmelstemperatur °C
1	0	0	-2,5	0,3	84300	70,0	-15,2
2	0	0	-1,9	0,3	84300	75,5	-18,8
3	0	0	-1,4	0,3	84300	81,5	-22,8
4	0	0	-1,4	0,4	84300	82,5	-23,4
5	0	0	-1,6	1,2	84300	83,5	-24,0
6	0	0	-1,1	2,1	84300	85,0	-24,6
7	0	0	-1,1	0,4	84300	86,5	-25,3
8	0	0	-1,2	0,1	84300	88,0	-25,9
9	0	10	-1,4	0,2	84300	90,0	-26,6
10	4	36	-1,5	0,2	84300	87,0	-25,9
...
8760	0	0	-3,3	0,3	84300	70,0	-14,9

Tabelle 5: Ausschnitt der neuerstellten Wetterdaten für den Standort Würzburg

FH D 17.01.2013 Standort: Würzburg Norm 12977-2:2012 Deutsche fassung							
Zeit	DIN EN 12977	DIN EN 12977	DIN EN 12977	DIN EN 12977	Meteororm TRNSYS	Meteororm TRNSYS	Meteororm TRNSYS
h	Direktstrahlung S45 W/m ²	Diffusstrahlung S45 W/m ²	Außenlufttemp. °C	Windgeschwindigkeit m/s	Umgebungsluftdruck Pa	Umgebungsluftfeuchte %	Himmelstemperatur °C
1	0	0	0,7	2,6	98200	78,0	-12,8
2	0	0	0,6	1,5	98200	82,5	-7,8
3	0	0	0,7	2,6	98200	87,5	-2,9
4	0	0	0,8	1	98200	88,5	-3,2
5	0	0	0,8	1,5	98200	89,5	-3,5
6	0	0	0,6	1,5	98200	90,5	-3,9
7	0	0	0,5	4,6	98200	91,5	-4,2
8	0	0	0,4	5,6	98200	92,5	-4,6
9	0	8,8	0,3	6,6	98200	94,0	-5,0
10	0	48,6	0,4	6,6	98200	94,0	-5,0
...
8760	0	0	1	4,1	98200	78,0	-12,4

Das gewählte Vorgehen hat den Nachteil, dass die Werte für Strahlung, Außenlufttemperatur und Windgeschwindigkeit (aus der Norm bzw. von der Solar Keymark Homepage) und die Werte für Umgebungsluftdruck, Luftfeuchte und Himmelstemperatur (selbst generiert anhand von TRNSYS-Meteororm Wetterdatensätzen) nicht aus der gleichen Datenquelle stammen.

Es hat aber den Vorteil, dass Außenlufttemperatur und Heizlasten (beides aus der Norm) korrelieren sollten. Dies ist aber nur für Würzburg und Davos der Fall, nicht für Stockholm und Athen (siehe nachfolgendes Kapitel).

5.2 Raumheizlast

Die Raumheizlastprofile (inklusive Wetterdaten) wurden von Hr. Bachmann (ITW Stuttgart) zur Verfügung gestellt. Wie in Tabelle 3 schon notiert, sind die Korrelationen von Heizlast zur Umgebungstemperatur für die Normstandorte Athen und Stockholm unzureichend, was *Abbildung 19* verdeutlicht. Für Athen besteht kaum eine Korrelation und die Heizgrenztemperatur liegt über 20°C. Für Stockholm ist eine hohe Streuung vorhanden, die Heizlasten bei sehr niedrigen Außen-temperaturen sind nicht plausibel (siehe roter Kringel) und die Heizgrenztemperatur liegt ebenso über 20°C (siehe rote Linie). Für Würzburg und Davos sind die Korrelationen plausibel.

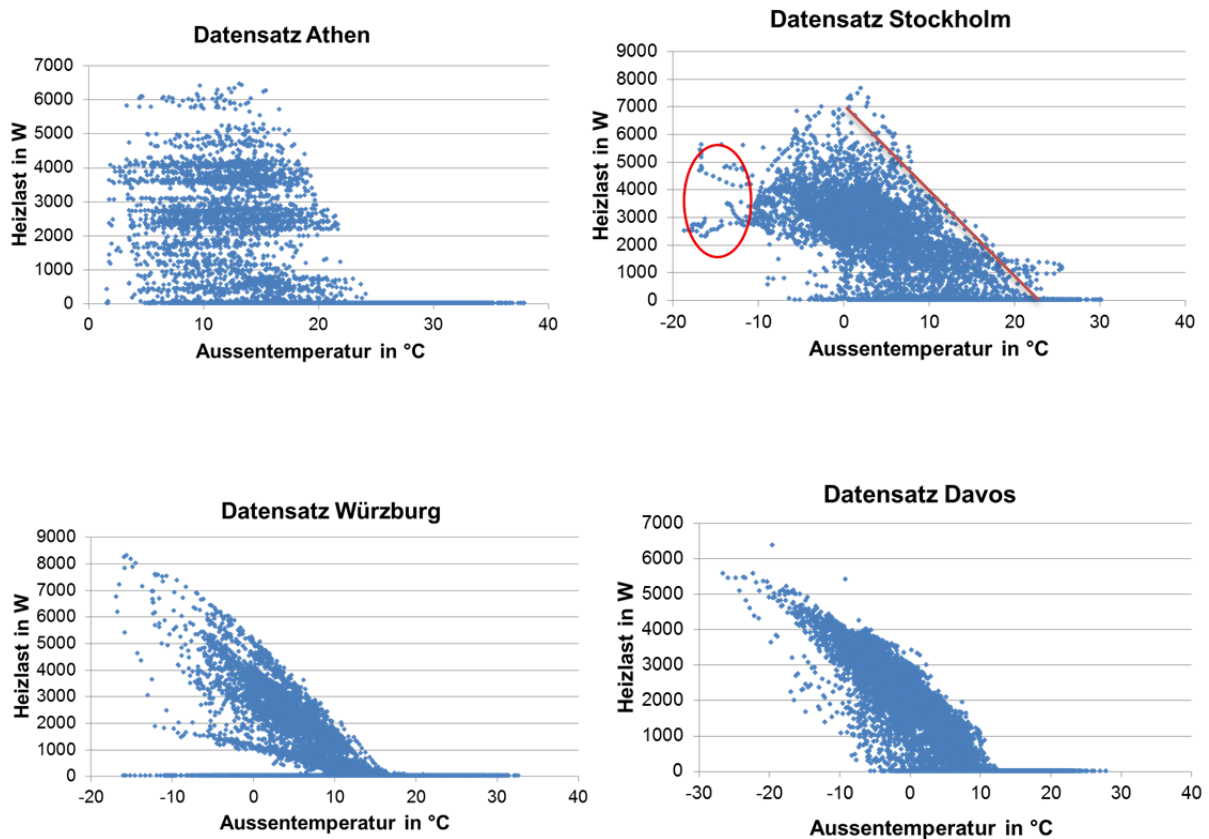


Abbildung 19 Korrelation von Heizlast zur Außenlufttemperatur für die Referenzorte

In *Abbildung 20* sind die Raumheizlastprofile für die jeweiligen Standorte nochmals grafisch dargestellt, wobei auf der Y-Achse die Heizleistung und auf der X-Achse die Stunden eines ganzen Jahres aufgetragen sind. Besonders auffällig und unrealistisch ist der Heizlastverlauf am Standort Athen. Die Heizlastverläufe von Stockholm, Davos und Würzburg sehen in dieser Darstellung plausibel aus.

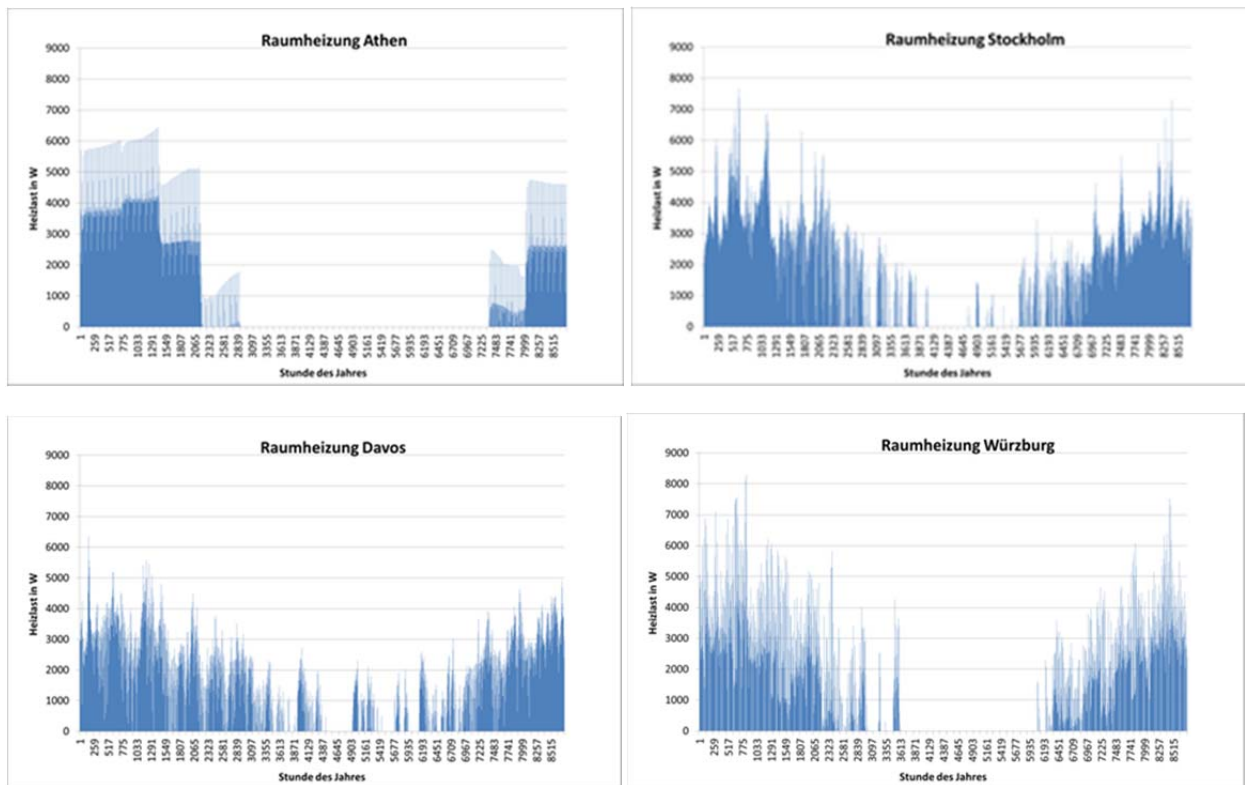


Abbildung 20: Raumlastprofile Athen, Stockholm, Davos und Würzburg

Aufgrund der schlechten Korrelationen zwischen Heizlast und Außenlufttemperatur an den Standorten Athen und Stockholm wurden nur wenige Simulationen mit diesen Wetter- bzw. Raumlastdatensätzen durchgeführt.

Grundsätzlich entspricht die Raumheizlast der eines typischen Gebäudes, welches an den jeweiligen Standorten vorzufinden ist, wie die exemplarischen Auszüge aus der Norm DIN EN 12977, Anhang A für die Standorte Davos und Würzburg zeigen:

„Als Referenzgebäude für die Bestimmung der in Davos üblichen Raumheizlast dient ein typisches Einfamilienhaus mit einer Wärmedämmung entsprechend der Schweizerischen Bauordnung (SIA380 /1:2001; „Grenzwert“). Die jährliche Raumheizlast des Davoser Referenzgebäudes beträgt insgesamt 11 753 kWh/a.“ Quelle: Norm EN DIN 12977

„Als Referenzgebäude für die Bestimmung der in Würzburg üblichen Raumheizlast dient ein typisches deutsches Einfamilienhaus mit einer Wärmedämmung entsprechend dem Stand der Deutschen Gebäudetechnik des Jahres 2005. Die jährliche Raumheizlast des Würzburger Referenzgebäudes beträgt insgesamt 9 090 kWh/a.“ Quelle: Norm EN DIN 12977

Die Raumheizlastdatensätze liegen für beide Standorte in Form von Vor- und Rücklauftemperaturen und Massenströmen in Stundenwerten vor, siehe dazu exemplarisch *Tabelle 6*, die einen Auszug der Datensätze für Davos zeigt.

Tabelle 6: Auszug der Datensätze für Davos

Lastprofil Heizung für den Standort Davos nach der Norm 12977-2:2012 Deutsche Fassung				
Stundenwerte [h]	Vorlauftemperatur [°C]	Rücklauftemperatur [°C]	Massenstrom [kg/h]	
1	34,8	29	424	
2	34,5	29	445	
3	34,2	29	469	
4	34,2	29,1	491	
5	34,3	29,2	502	
6	34,1	29,2	506	
7	34,1	29,2	518	
8	34,1	29,4	542	
9	34,2	29,4	532	
10	34,3	29,4	522	
...	
8760	35,2	29,1	417	

5.3 Trinkwasserzapfprofil

Die Last durch Trinkwassererwärmung wurde zum einem nach der DIN EN 12977-2:2012 und zum anderen nach der DIN EN 16147:2011 (bekannt auch als Bezugsnorm zur ErP-Richtlinie) erstellt. In den Simulationen kommt in der Regel das Trinkwasserzapfprofil nach DIN EN 12977-2 zum Einsatz. Bei komplexeren Verschaltungssystemen wird im Sinne einer Sensitivitätsanalyse zusätzlich das Lastprofil nach DIN EN 16147 eingesetzt, um eine andersartige Entladung des Wärmespeichers zu ermöglichen und die Auswirkungen einer Veränderung dieser Randbedingung besser beurteilen zu können.

5.3.1 Zapfprofil nach DIN EN 12977

Tabelle 7 zeigt eine Übersicht über die Kenndaten des Zapfprofils nach DIN EN 12977. Die letzten drei Spalten enthalten die Werte, die zur Berechnung der Kaltwassertemperatur im Jahresverlauf dienen (siehe Abbildung 21).

Tabelle 7: Kenndaten zum Trinkwasserzapfprofil nach DIN EN 12977

Standort	Beginn der Zapfung [h]	Volumenstrom \dot{V} [l/min]	Lastvolumen V [l/d]	$\vartheta_{\text{average}}$	$\Delta\vartheta_{\text{amplit}}$	D_s
Athen	18,42	10	112	17,8	7,4	137
Davos	18,35	10	112	5,4	0,8	137
Würzburg	18,34	10	112	10	3	137
Stockholm	17,8	10	112	8,5	6,4	137

Der Durchfluss wurde für die ausgewählten System-Verschaltungen auf den Normvolumenstrom von 10 l/min festgesetzt. Die Wärmespeicher-Solltemperatur beträgt 60°C und die Warmwasseraustrittstemperatur 55°C.

In Abbildung 21 ist der grafische Verlauf der Kaltwassertemperatur über das Jahr für die Standorte Davos und Würzburg aufgezeigt. Die Kaltwassertemperatur lässt sich gemäß Norm nach der folgenden Formel 6-1 berechnen:

$$\vartheta_{CW} = \vartheta_{\text{average}} + \Delta\vartheta_{\text{amplit}} * \sin(2\pi(\text{Day} - D_s)/365)$$

Formel 5-1

Erläuterungen zu den verwendeten Variablen in Tabelle 7 und Gleichung (5-1):

ϑ_{CW} = Kaltwassertemperatur in °C
$\vartheta_{\text{average}}$ = Mittlere jährliche Kaltwassertemperatur in °C
$\Delta\vartheta_{\text{amplit}}$ = Mittlere Amplitude der jahreszeitlichen Schwankung der Kaltwassertemperatur in °C
Day = Tag im Jahr in d
D_s = Verschiebungsfaktor in d

Im Jahresverlauf ändern sich die Kaltwassertemperaturen täglich für die Normstandorte und somit verändert sich auch die täglich benötigte Wärmemenge. Beispielhaft für den Standort Würzburg beträgt die Minimaltemperatur 7°C bei einer Wärmemenge von 6,25 kWh/d und die Maximaltemperatur 13°C bei einer Wärmemenge von 5,47 kWh/d. Der jährliche Gesamt-Warmwasserwärmebedarf beträgt für Würzburg 2141 kWh/a. In *Tabelle 8* sind die Kennwerte für die übrigen Normstandorte aufgelistet.

Tabelle 8: Min./Max. Kaltwassertemperaturen und Wärmemengen für die Normstandorte

Einheit	Min. Kaltwassertemperatur °C	Max. Kaltwassertemperatur °C	Min. Wärmemenge kWh/d	Max. Wärmemenge kWh/d	Gesamte Wärmemenge kWh/a
Athen	10,4	25,2	3,89	5,81	1770
Davos	4,6	6,2	6,36	6,57	2360
Würzburg	7	13	5,47	6,25	2141
Stockholm	2,1	14,9	5,23	6,89	2212

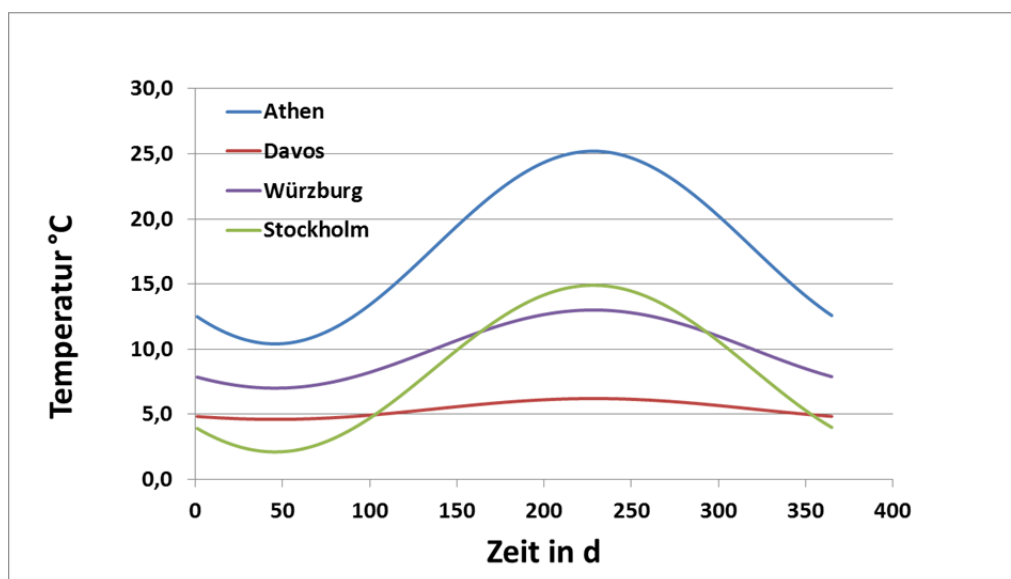


Abbildung 21: Verlauf der Kaltwassertemperaturen für Davos und Würzburg

In *Abbildung 22* ist die grafische Darstellung des Trinkwasserzapfprofils nach DIN EN 12977-2 dargestellt. Die Zapfdauer beträgt für alle Normstandorte 11,2 Minuten. Der Beginn der Zapfung ist in *Tabelle 7* vorgegeben.

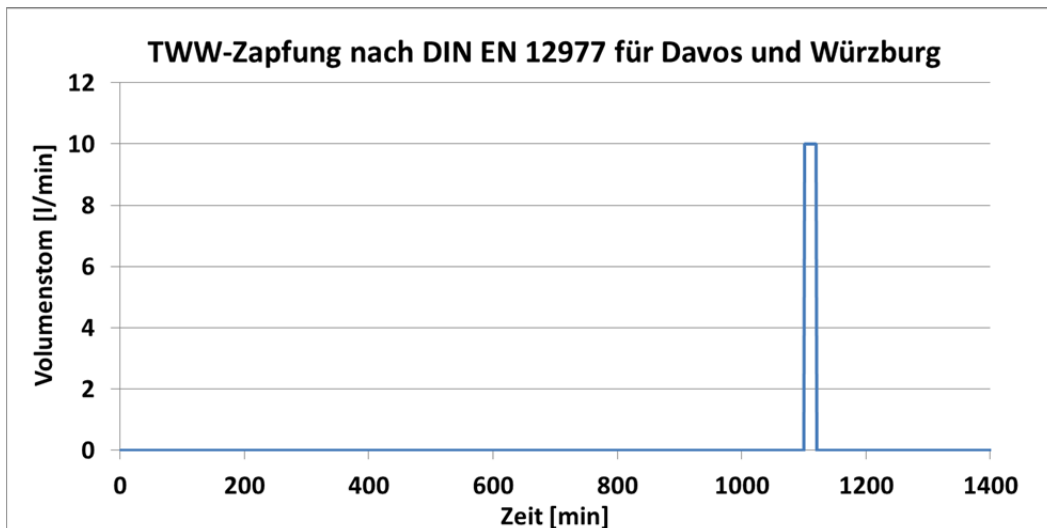


Abbildung 22: Trinkwarmwasserzapfung nach DIN EN 12977

5.3.2 Zapfprofile nach ERP-Richtlinie (DIN EN 16147)

Die ERP-Richtlinie bezieht sich auf die DIN EN 16147:2011 „Wärmepumpen mit elektrisch angetriebenen Verdichtern - Prüfungen und Anforderungen an die Kennzeichnung von Geräten zum Erwärmen von Brauchwasser“. Diese gliedert sich in sechs Prüfungsbestandteile (A bis F), wobei für die weiteren Analysen Teil C „Bestimmung des Energieverbrauchs und der Leistungszahl für die Erwärmung von Brauchwasser unter Anwendung des Entnahmezyklus“ herangezogen wurde. Die Profile zeigen im Gegensatz zu den Profilen nach DIN EN 12977-2 nicht nur eine, sondern mehrere Zapfungen mit unterschiedlicher Durchflussmenge (s. *Abbildung 23*).

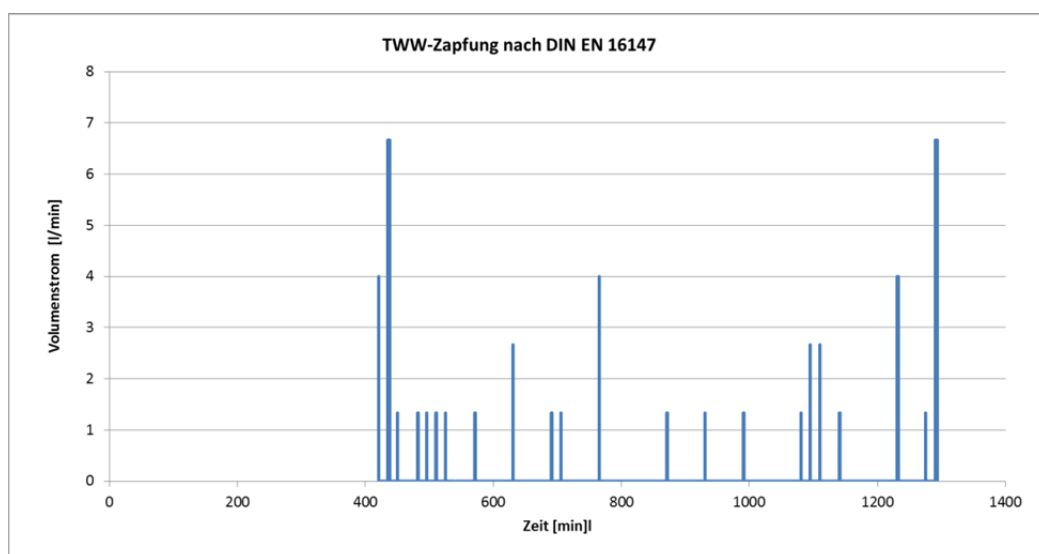


Abbildung 23: Trinkwarmwasser-Entnahmezyklus (M) nach DIN EN 16147

In *Tabelle 9* sind sämtliche Kenndaten des Entnahmezyklus M zusammenfassend dargestellt. Die Kaltwassereintrittstemperatur ist konstant auf 10°C eingestellt und die Warmwasseraustrittstemperatur auf 55°C festgesetzt. Die insgesamt 23 Zapfungen sind über den Tag verteilt. Die Zapfdauer beträgt in Summe 38,34 Minuten, der Energieverbrauch 5,845 kWh pro Tag. Die jährliche Wärmemenge beträgt 2133 kWh/a.

Tabelle 9 Kenndaten zum Zapfprofil nach DIN EN 16147

Zapfprofil nach DIN EN 16147:2011 Deutsche Fassung						
ENTNAHMEZYKLUS M						
Zapfungen	Zapfzeit	Energie [kWh] aus der Norm 16147	Volumenstrom [l/min] aus der Norm 16147	Kaltwassereintritt [°C] aus der Norm 16147	Wärmespeicher Solltemperatur [°C] aus der Norm 16147	Zapfdauer in [min]
1	07:00	0,105	4	10	60	0,50
2	07:15	1,4	10	10	60	4,01
3	07:30	0,105	4	10	60	1,50
4	08:01	0,105	4	10	60	1,50
5	08:15	0,105	4	10	60	1,50
6	08:30	0,105	4	10	60	1,50
7	08:45	0,105	4	10	60	1,50
8	09:00	0,105	4	10	60	1,50
9	09:30	0,105	4	10	60	1,50
10	10:30	0,105	4	10	60	0,75
11	11:30	0,105	4	10	60	1,50
12	11:45	0,105	4	10	60	1,50
13	12:45	0,315	4	10	60	1,50
14	14:30	0,105	4	10	60	1,50
15	15:30	0,105	4	10	60	1,50
16	16:30	0,105	4	10	60	1,50
17	18:00	0,105	4	10	60	1,50
18	18:15	0,105	4	10	60	0,75
19	18:30	0,105	4	10	60	0,75
20	19:00	0,105	4	10	60	1,50
21	20:30	0,735	4	10	60	3,51
22	21:15	0,105	4	10	60	1,50
23	21:30	1,4	10	10	60	4,01
Gesamt Energie:		5,845	104	Gesamtzeit:		38,34

6 Systembeschreibungen

In diesem Abschnitt werden die einzelnen Komponenten der eingangs erörterten Systeme 1 bis 3 beschrieben. Bei den Komponenten handelt es sich um TRNSYS-Types. Vor allem wird Bezug auf die Auslegung und Parametrierung des PVT-Kollektors (Type 203), der Wärmepumpe (Type 401) und der Erdwärmesonde (Type 451a) genommen.

6.1 PVT-Kollektor-Kennlinien-Modell

Die Modellierung des unabgedeckten PVT-Kollektors wurde unter dem Simulationsprogramm TRNSYS als Type 203 im Rahmen eines vorhergehenden, öffentlich geförderten Projektes vom Institut für Solarenergieforschung Hameln erstellt /Quelle: Abschlussbericht BiSolar-WP; Juli 2011/. Die Nachbildung des thermischen Verhaltens des PVT-Kollektors basiert dabei auf dem Kollektorkennlinienmodell unter stationären Bedingungen, das in der EN 12975-2 zur Prüfung der Leistungsfähigkeit unverglaster Kollektoren beschrieben ist. Zur Nachbildung der elektrischen Leistungsfähigkeit bietet das TRNSYS-Modell optional zwei Berechnungsansätze an: das Wirkungsgradmodell und das Effektive Solarzellen-Kennlinien-Modell. Beide Berechnungsansätze beziehen sich auf Kennwerte, die aus den gängigen Datenblättern von PV-Kollektoren entnommen werden können. Weiterhin lässt sich optional der Kondensationswärmestrom mit berücksichtigen.

Die Parametrierung des PVT-Kollektor-Modells erfolgt mit real vermessenen thermischen Wirkungsgradparametern, die vom Projektpartner TÜV Rheinland bereitgestellt wurden (s. *Tabelle 10*). Bei den vermessenen unabgedeckten PVT-Kollektoren handelt es sich zum einen um einen Kollektor mit und zum anderen um einen ohne rückseitige Dämmung. Der sogenannte „LTC“-PVT-Kollektor ist mit einer 5 cm Dämmschicht isoliert (LTC = Low Thermal Conductivity) und der „HTC“-PVT-Kollektor hat keine Dämmung (HTC = High Thermal Conductivity). Weiterhin werden zum Vergleich und zur Überprüfung bei den Simulationen zu System 1 die thermischen Wirkungsgradparameter eines dritten PVT-Kollektors mit Daten vom Institut für Solarenergieforschung Hameln genutzt (abgekürzt „ISFH PVT-A“).

Tabelle 10: Überblick der real vermessenen Parameter

Unabgedeckte PVT-Kollektoren	Konversionsfaktor η_0	Windabhängigkeit des Konversionsfaktors b_u	Wärmeverlustkoeffizient b_1	Windabhängigkeit des Wärmeverlustkoeffizient b_2
	%	s/m	(W/m ² K)	Ws/m ³ K
TÜV HTC	0,67	0,044	21,5	3,66
ISFH PVT-A	0,54	0,09	10,2	1,15
TÜV LTC	0,31	0,1	6,81	0,46

Kollektorkennlinien

Zur Veranschaulichung der thermischen Leistungsfähigkeit der simulierten PVT-Kollektoren zeigen Abbildung 24 und Abbildung 25 die Kollektorkennlinien bei verschiedenen Windgeschwindigkeiten und einer Globalstrahlung von 1000 W/m². Die Berechnungshintergründe entsprechen der allgemeinen Kollektorgleichung Formel 7-1.

$$\eta = \eta_0 \left((1 - b_u \cdot u) - (b_1 + b_2 \cdot u) \cdot \frac{t_m - t_a}{G''} \right) \quad \text{Formel 6-1}$$

Formel 6-1

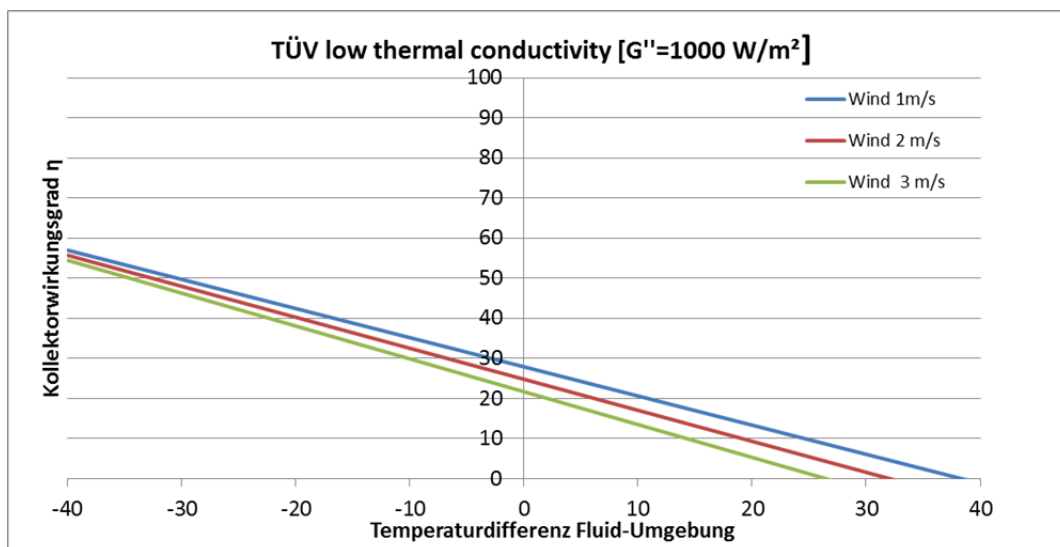


Abbildung 24: Kollektorkennlinie LTC

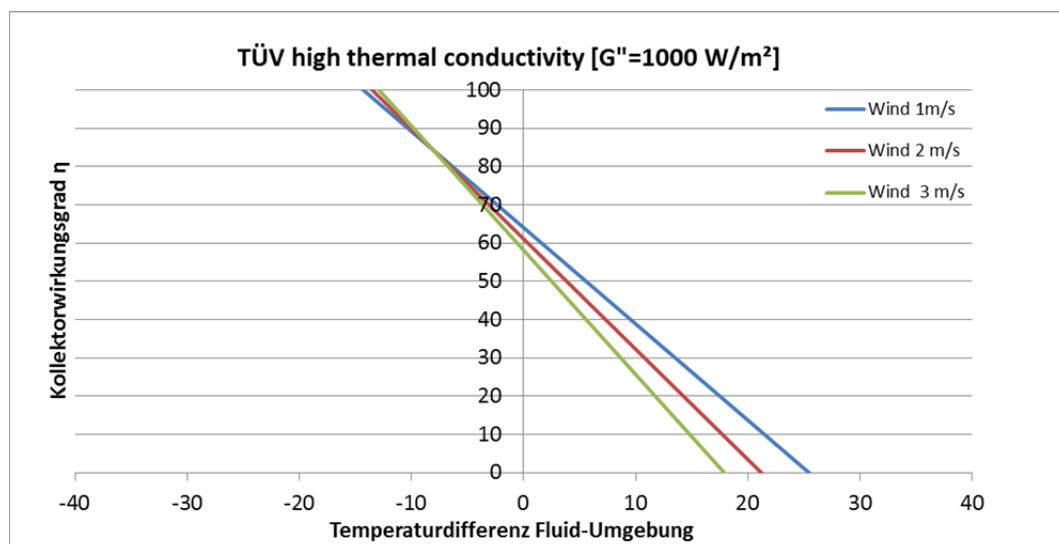


Abbildung 25: Kollektorkennlinie HTC

6.1.1 TRNSYS TYPE 203

Table 11 umfasst die gesamten fest einzustellenden Parameter des Types 203. Insbesondere sind die farblich markierten Felder von Interesse. Hiermit können die verschiedenen Modi eingestellt werden, die innerhalb des PVT-Modells möglich sind. Zum Beispiel, dass die PV-Berechnungen nach dem Wirkungsgradmodell erfolgen sollen. Die farblich markierten Felder werden nachfolgend erläutert.

Table 11: Fest einzustellende Parameter im TRNSYS Type 203

Anzahl	Fest einzustellende Parameter	Einheit
1	kmode	[-]
2	wenn kmode>2:pvmode	[-]
3	ukmode	[-]
4	uimode	[-]
5	Kollektorfläche	m ²
6	Kollektorneigungswinkel	Grad
7	Kollektorazimutwinkel	[-]
8	Konversionsfaktor	[-]
9	Windabhängigkeit des Konversionsfaktors	s/m
10	Wärmeverlustkoeffizient	W/(m ² K)
11	Windabhängigkeit des Wärmeverlustkoeffizient	J/m ³ K
12	Absorptionsgrad des Absorbers	[-]
13	Quotient aus Emissions- u. Absorptionsgrad des Kollektors	[-]
14	effektive Wärmekapazität des Kollektors	kJ/(m² K)
15	spezifische Wärmekapazität des Arbeitsmittels	kJ/(kg K)
16	Einfallswinkelkorrekturfaktor für Diffusstrahlung (Absorber)	[-]
17	Einfallswinkelkorrekturfaktor wird berechnet für die Direktstrahlung (Absorber) mittels Einfallswinkelkorrekturfaktor-Dateien	
18	wenn kmode>2: thermischer Leitwert der PV-Modulabdeckung (Glas+Folie)	W/(m ² K)
19	wenn kmode>2: Emissionsgrad der PV-Modulabdeckung	[-]
20	wenn kmode>2: Transmissionsgrad der PV-Modulabdeckung	[-]
21	wenn kmode>2: Einfallswinkelkorrekturfaktor für Diffusstrahlung (PV-Modul)	[-]
22	Einfallswinkelkorrekturfaktor wird berechnet für die Direktstrahlung (PV-Modul) mittels Einfallswinkelkorrekturfaktor-Dateien	
23	wenn kmode>2: Modulwirkungsgrad unter STC	
24	wenn kmode>2: Kurzschlussstrom des PV-Moduls	A
25	wenn kmode>2: MPP-Strom des PV-Moduls	A
26	wenn kmode>2: Leerlaufspannung des PV-Moduls	V
27	wenn kmode>2: MPP-Spannung des PV-Moduls	V
28	wenn kmode>2: Leistungs-Temperaturkoeffizient des PV-Moduls	%/K
29	wenn kmode > 1: Relaxationsfaktor des Lösungsalgorithmus (hiermit kann das Konvergenzverhalten der Modellgleichungslösung beeinflusst werden guter Wert 0,5)	[-]

Die farblichen Markierungen aus den Tabelle 12 bis Tabelle 14 korrespondieren mit den Parametern 1-4 aus Tabelle 11. Bei den Variablen kmode und pmode können sechs Einstellungen vorgenommen werden und bei ukmode und uimode jeweils zwei.

Tabelle 12: Definition der kmode und pmode Einstellungen

Anzahl	Es können 6 verschiedene Kollektor-Varianten eingestellt werden. Diese lassen sich über die kmode bzw. pmode Befehle einstellen.	Bezeichnung in TRNSYS
1	Thermischer Kollektor	kmode=1
2	Thermischer Kollektor+Kondensativer Wärmegewinn	kmode=2
3	PVT-Kollektor nach Wirkungsgradmodell (s. ISFH MM)	kmode=3; pmode=1
4	PVT-Kollektor nach dem Effektiven-Solarzellen-Kennlinien-Modell (s.ISFH MM)	kmode=3; pmode=2
5	PVT-Kollektor nach Wirkungsgradmodell + kond. Gewinn	kmode4; pmode=1
6	PVT-Kollektor nach dem Effektiven-Solarzellen-Kennlinien-Modell + kond. Gewinn	kmode=4; pmode=2

Tabelle 13: Definition der ukmode Einstellungen

Anzahl	Steuerung des konvektiven Wärmeübergangskoeffizienten (Kollektor /Umgebung).	Bezeichnung in TRNSYS
1	konvektiver Wärmeübergangskoeffizient muss als Input vorgegeben werden	ukmode=1
2	konvektiver Wärmeübergangskoeffizient wird automatisch berechnet	ukmode=2

Tabelle 14: Definition der uimode Einstellungen

Anzahl	Steuerung des internen therm. Leitwerts (Absorber/Fluid) Makierung in der Tab. Festeinzustellende Parameter!	Bezeichnung in TRNSYS
1	interner therm. Leitwert muss als Input vorgegeben werden	uimode=1
2	interner therm. Leitwert wird automatisch berechnet	uimode=2

6.1.2 Parametrierung

Die hier vorgestellte Parametrierung bezieht sich exemplarisch auf den unabgedeckten HTC PVT-Kollektor. Die grau markierten Werte spiegeln die vermessenen Wirkungsgradparameter des Projektpartners TÜV-Rheinland wieder (s. *Tabelle 15*). Weiterhin werden die eingestellten Modi ersichtlich (siehe rechte Spalte Parameter 1-4). Die übrigen Einstellungen entsprechen Standardwerten gemäß den Erfahrungen des Instituts für Solarenergieforschung Hameln (ISFH) /Quelle: Abschlussbericht BiSolar-WP; Juli 2011/.

Tabelle 15: Parametrierung des Types 203

Parameter Einstellungen im TRNSYS Type 203			
Anzahl	Festeinzustellende Parameter	Einheit	TÜV PVT-Kollektor HTC
1	kmode	[-]	4
2	wenn kmode>2:pvmode	[-]	1
3	ukmode	[-]	2
4	uimode	[-]	1
5	Kollektorfläche	m ²	15
6	Kollektorneigungswinkel	Grad	45
7	Kollektorazimutwinkel	[-]	0
8	Konversionsfaktor	[-]	0,67
9	Windabhängigkeit des Konversionsfaktors	s/m	0,044
10	Wärmeverlustkoeffizient	W/(m ² K)	21,5
11	Windabhängigkeit des Wärmeverlustkoeffizient	J/m ³ K	3,66
12	Absorptionsgrad des Absorbers	[-]	0,9
13	Quotient aus Emissions- u. Absorptionsgrad des Kollektors	[-]	0,7
14	effektive Wärmekapazität des Kollektors	kJ/(m ² K)	2,5
15	spezifische Wärmekapazität des Arbeitsmittels	kJ/(kg K)	3,7
16	Einfallswinkelkorrekturfaktor für Diffusstrahlung (Absorber)	[-]	1
17	Einfallswinkelkorrekturfaktor wird berechnet für die Direktstrahlung (Absorber) mittels Einfallswinkelkorrekturfaktor-Dateien		25
18	wenn kmode>2: thermischer Leitwert der PV-Modulabdeckung (Glas+Folie)	W/(m ² K)	177,33
19	wenn kmode>2: Emissionsgrad der PV-Modulabdeckung	[-]	0,9
20	wenn kmode>2: Transmissionsgrad der PV-Modulabdeckung	[-]	0,8
21	wenn kmode>2: Einfallswinkelkorrekturfaktor für Diffusstrahlung (PV-Modul)	[-]	1
22	Einfallswinkelkorrekturfaktor wird berechnet für die Direktstrahlung (PV-Modul) mittels Einfallswinkelkorrekturfaktor-Dateien		26
23	wenn kmode>2: Modulwirkungsgrad unter STC		0,12
24	wenn kmode>2: Kurzschlussstrom des PV-Moduls	A	8,7
25	wenn kmode>2: MPP-Strom des PV-Moduls	A	8,1
26	wenn kmode>2: Leerlaufspannung des PV-Moduls	V	29,6
27	wenn kmode>2: MPP-Spannung des PV-Moduls	V	24
28	wenn kmode>2: Leistungs-Temperaturkoeffizient des PV-Moduls	%/K	-0,46
29	wenn kmode > 1: Relaxationsfaktor des Lösungsalgorithmus (hiermit kann das Konvergenzverhalten der Modellgleichungslösung beeinflusst werden)	[-]	0,5

Des Weiteren gehören zu den Eingabegrößen die Wetterdaten, wie Globalstrahlung, Umgebungstemperatur, Windgeschwindigkeit, etc.. Diese werden als Jahreswerte in stündlicher Form über Textdateien der Simulationsumgebung zugeführt. In Abbildung 26 sind die Eingabewerte dargestellt. Diese müssen je nach Einstellung (Modi) vorhanden sein oder können weggelassen werden.

Abbildung 26: Eingabewerte PVT-Kollektor

Anzahl	INPUT	Einheit
1	globale Bestrahlungsstärke in der Kollektorebene	$\text{kJ}/(\text{m}^2 \text{ h})$
2	direkte Bestrahlungsstärke in der Kollektorebene	$\text{kJ}/(\text{m}^2 \text{ h})$
3	Einfallwinkel der Direktstrahlung	Grad
4	Sonnenzenitwinkel	Grad
5	Sonnenazimutwinkel	Grad
6	Umgebungslufttemperatur	$^{\circ}\text{C}$
7	wenn $k_{\text{mode}}=2,4$: Umgebungsluftdruck	mbar
8	wenn $k_{\text{mode}}=2,4$: relative Umgebungsluftfeuchte	%
9	Himmelstemperatur	$^{\circ}\text{C}$
10	Windgeschwindigkeit	m/s
11	wenn $k_{\text{mode}} > 1$ & $u_{\text{mode}}=1$: konvektiver Wärmeverlustkoeff. Kollektorstirnseite	$\text{W}/(\text{m}^2\text{K})$
12	wenn $u_{\text{mode}}=1$: interner therm. Leitwert des Absorbers	$\text{W}/(\text{m}^2\text{K})$
13	Arbeitsmitteleintrittstemperatur	$^{\circ}\text{C}$
14	Arbeitsmittelmassenstrom	kg/h
15	wenn $k_{\text{mode}} > 2$: Betriebszustand des PV-Moduls (wenn = 0 wird die el. Leistung des PV-Moduls nicht abgenommen, des Weiteren erfolgt auch keine Reduzierung der therm. nutzbaren Bestrahlungsstärke; wenn=1, dann wird el. Leistung abgenommen u. die Bestrahlungsstärke wird reduziert	[-]

6.1.3 Ausgabewerte

Hier soll noch kurz auf die Ausgabewerte eingegangen werden. Insgesamt sind 9 Ausgabewerte vorhanden, z.B. wird je nach Einstellung (Modi) der thermische Leitwert ausgerechnet (s. Abbildung 27). Weiterhin lässt sich ohne weiteres der kondensative Wärmegewinn aus den Ausgabewerten entnehmen. Bei einer Jahressimulation ist der Anteil des kondensativen Wärmeertrags für die gesamte Wärmebilanz teils nicht unerheblich.

Abbildung 27: Ausgabewerte PVT-Kollektor

Anzahl	OUTPUT	Einheit
1	Arbeitsmittelmassenstrom	kg/h
2	Arbeitsmittelaustrittstemperatur	$^{\circ}\text{C}$
3	Nutzwärmestrom	kJ/h
4	mittlere Absorbentemperatur	$^{\circ}\text{C}$
5	wenn $k_{\text{mode}}=2,4$: kondensativer Wärmegewinn	kJ/h
6	wenn $k_{\text{mode}} > 2$: mittlere Temperatur der PV-Modulabdeckung	
7	wenn $k_{\text{mode}} > 2$: elektrische PV-Leistung	kJ/h
8	wenn $k_{\text{mode}} > 2$: konvektiver Wärmeverlustkoeffizient (vorn) des Kollektors	$\text{W}/(\text{m}^2\text{K})$
9	interner thermischer Leitwert des Absorbers	$\text{W}/(\text{m}^2\text{K})$

6.2 Wärmepumpe Type 401

Die Systeme 2 und 3 enthalten eine Wärmepumpe. Der verwendete Wärmepumpen TRNSYS-Type hat die Bezeichnung „Type 401“. Die Parametrierung des Wärmepumpen-Typs erfolgt in Anlehnung an real vermessene Kennlinien einer typischen Wärmepumpe. Bei den Kennlinien handelt es sich zum einem um die Leistungskennlinien (s. Abbildung 28) und zum anderen um die COP-Kennlinien (s. Abbildung 29). Die Kennlinien werden über eine Textdatei in den „Type 401“ eingelesen. Die absoluten Leistungen in Abbildung 15 beziehen sich exemplarisch auf den Standort Würzburg mit einer Heizleistung von 7 kW und einer Verdampferleistung von 5,5 kW bei B0/W55. Für den Standort Davos beträgt die Heizleistung 5 kW und die Verdampferleistung 3,5 kW bei B0/W55.

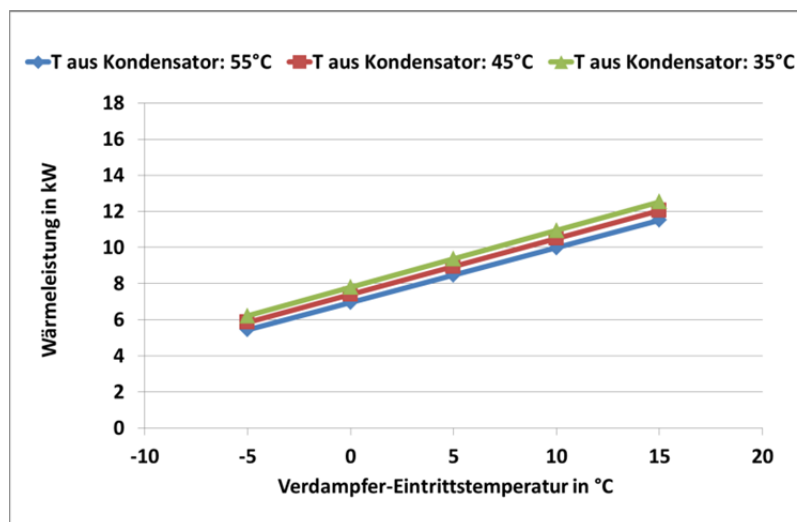


Abbildung 28: Leistungskennlinien der simulierten Wärmepumpe (B0/W55: 7kW)

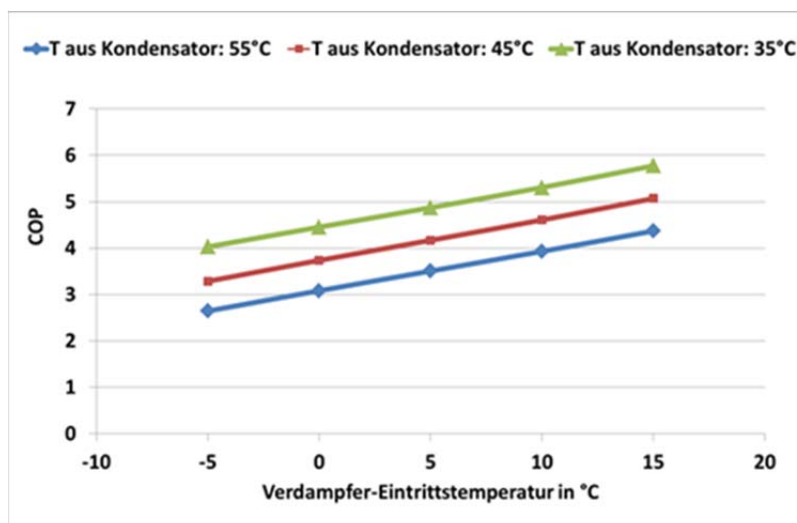


Abbildung 29: COP-Kennlinien der simulierten Wärmepumpe (B0/W55: 3,1)

6.3 Erdwärmesonde Type 451 a

System 3 enthält zusätzlich zur PVT-Kollektor-Anlage eine Erdwärmesonde. Der verwendete Erdwärmesonden-TRNSYS-type hat die Bezeichnung Type 451a. In *Tabelle 16* sind die verwendeten Auslegungsparameter für Würzburg und Davos dargestellt. Diese wurden nach der VDI Richtlinien 4640; Blatt 2 „Thermische Nutzung des Untergrundes- Erdgekoppelte Wärmepumpenanlagen“ ermittelt. *Abbildung 30* zeigt einen Auszug aus der VDI 4640, in der für normalen Untergrund eine spezifische Entzugsleistung von 50 W/m für 2400 h vorzufinden ist. Nach der Formel 6-2 lässt sich die jeweilige Sondenlänge für die Standorte Würzburg und Davos über die Verdampferleistung der Wärmepumpe und die spezifischen Entzugsleistung des Untergrunds berechnen. Die Heizlasten zur Auslegung der Wärmepumpen sind bereits im vorherigen Kapitel erklärt worden.

Tabelle 16 Erdwärmesonden-Auslegungsparameter für Würzburg und Davos

Erdsondenauslegung für Würzburg			Erdsondenauslegung für Davos		
Wärmepumpe Heizleistung:	7	kW	Wärmepumpe Heizleistung:	5	kW
Verdampferleistung:	5,5	kW	Verdampferleistung:	3,5	kW
Jahresbetriebsstunden:	2400	h	Jahresbetriebsstunden:	2400	h
Spezifische Entzugsleistung:	50	W/m	Spezifische Entzugsleistung:	50	W/m
Sondenlänge	110	m	Sondenlänge	70	m
ΔT	3	K	ΔT	3	K
Massenstrom	1710	kg/h	Massenstrom	1088	kg/h

Untergrund	spezifische Entzugsleistung	
	für 1800 h	für 2400 h
<i>Allgemeine Richtwerte:</i>		
Schlechter Untergrund (trockenes Sediment) ($\lambda < 1,5 \text{ W/(m} \cdot \text{K)}$)	25 W/m	20 W/m
Normaler Festgesteins-Untergrund und wassergesättigtes Sediment ($\lambda = 1,5\text{--}3,0 \text{ W/(m} \cdot \text{K)}$)	60 W/m	50 W/m
Festgestein mit hoher Wärmeleitfähigkeit ($\lambda > 3,0 \text{ W/(m} \cdot \text{L)}$)	84 W/m	70 W/m

Abbildung 30 Auszug aus der VDI-Richtlinie 4640, Blatt 2

$$\text{Sondenlänge} = \frac{\text{Verdampferleistung}}{\text{Spezifische Entzugsleistung des Untergrunds}}$$

Formel 6-2

In Tabelle 17 ist die gesamte Parametrierung des TRNSYS-types 451 a aufgezeigt. Die grau unterlegten Parameter stammen aus dem Task 44/ HPP Annex 38 des Solar Heating and Cooling Programmes der Internationalen Energieagentur IEA. Der Massenstrom wurde nach der thermodynamischen Grundgleichung ermittelt. Parameter zwei und drei sind Standardwerte, die im TRNSYS-Type 451a enthalten sind. Die Jahresmitteltemperatur wurde aus den Wetterdaten generiert und die Bodenerwärmung wurde nach der Definition, wie sie in TRNSYS vorgeschrieben ist, ermittelt.

Tabelle 17 Parametrierung des TRNSYS Types 451 a

Anzahl	Bezeichnung der TRNSYS Parameter für Type 451a	Werte	Einheit	Quelle
1	Auslegungsmassenstrom Davos/Würzburg	1088/1710	kg/h	Berechnet
2	Rechenradius [r_{max}]	2,5	m	Standard TRNSYS Type
3	Gitterfaktor 1 oder 2	2	-	Standard TRNSYS Type
4	Sondenlänge Davos/Würzburg	70/110	m	Berechnet
5	Sondendurchmesser	0,026	m	Task 44
6	Bohrdurchmesser	0,18	m	Task 44
7	Temperatur Gradient axialer Richtung Erde	0,025	K/m	Task 44
8	Jahresmitteltempeartur Luft Davos/Würzburg	3,2 / 9	°C	Berechnet
9	Bodenerwärmung (T_{Diff} Oberfläche Erde und Luft) ΔT Wert	0	delta °C	s. Definition TRNSYS Type
10	Spez. Wärmekapazität Füllmaterial	1,65	kJ/kg K	Task 44
11	Dichte Füllmaterial	2000	kg/m ³	Task 44
12	Wärmeleitfähigkeit Füllmaterial	2	W/m K	Task 44
13	Spez. Wärmekapazität Sole	3,86	kJ/kg K	Task 44
14	Dicht Sole	1035	kg/m ³	Task 44
15	Wärmeleitfähigkeit Sole	0,449	W/m K	Task 44
16	kinetische Viskosität Sole	$6,5 \times 10^{-6}$	m ² /s	Task 44
17	Spez. Wärmekapazität Erde in axialer Richtung	800	J/kg K	Task 44
18	Dicht Erde in axialer Richtung	2500	kg/m ³	Task 44
19	Wärmeleitfähigkeit Erde in axialer Richtung (gemittelt)	2	W/m K	Task 44

7 Simulationsergebnisse

In diesem Abschnitt werden die gesamten Simulationsergebnisse für die Systeme 1-3 anhand von ausgewählten Grafiken vorgestellt und ausführlich analysiert. Vorab erfolgen noch einige Definitionen zu den verwendeten Kennwerten, wie z.B. zur spezifischen Nutzwärme des Kollektors, zum Wärmenutzungsgrad des Kollektors, usw.:

$$\text{Spezifische Nutzwärme} = \frac{\text{Nutzwärme}}{\text{Kollektorfläche}}$$

$$\text{Wärmenutzungsgrad Kollektor} = \frac{\text{Nutzwärme Kollektor}}{\text{Einstrahlung auf Kollektorfläche}}$$

$$\text{Deckungsrate Kollektor} = \frac{\text{Nutzwärme Kollektor}}{(\text{Raumheizung} + \text{Trinkwassererwärmung})}$$

$$\text{Nutzungsgrad PV} = \frac{\text{PV - Stromerzeugung}}{\text{Einstrahlung auf Kollektorfläche}}$$

$$\text{Systemarbeitszahl (ohne Pumpenstrom)} = \frac{\text{Energie aus Wärmeerzeugung}}{\text{Stromverbrauch (ohne Pumpenstrom)}}$$

7.1 System 1

Das System 1 wurde eingehend in Kapitel 4.1. erläutert. Hier werden nun die Simulationsergebnisse vorgestellt, die sich nur auf den Standort Würzburg beziehen. Variiert wurden bei den Simulationen die Kollektorfläche und der Kollektortyp, wobei es sich um die drei weiter oben beschriebenen „unabgedeckten“ und einen „abgedeckten“ PVT-Kollektor handelt. Dazu sei nochmals angemerkt, dass das verwendete PVT-Modell für abgedeckte Kollektoren nicht validiert ist. Die Ergebnisse hierfür sind deshalb nicht sonderlich belastbar und dienen hier nur zur groben Orientierung. Das verwendete Zapfprofil richtet sich nach der Norm 12977.

7.1.1 Jährlicher Kollektorsertrag für System 1

Die drei unabgedeckten PVT-Kollektoren wurden in einer Bandbreite von 5 bis 50 m² Fläche analysiert (vgl. roten, grünen und blauen Verlauf in Abbildung 31). Je nach Kollektorfläche erreichen die jährlichen Kollektorserträge Werte zwischen 10 und 45 kWh/m²a für den HTC- und den LTC-PVT-Kollektor. Beim ISFH-PVT-A Kollektor liegen die jährlichen Kollektorserträge etwas höher zwischen ca. 20 kWh/m²a und etwas über 70 kWh/m²a. Bemerkenswert ist, dass der ISFH-PVT-A Kollektor einen höheren Kollektorsertrag erzielt, obwohl der optische Wirkungsgrad η_0 des HTC-PVT-Kollektors mit 67 % höher ist als der des ISFH-PVT-A-Kollektors mit 54 %. Daraus lässt sich schlussfolgern, dass die Wärmeverlustkoeffizienten einen maßgeblichen Einfluss auf den Kollektorsertrag haben.

Um die Simulationsergebnisse auf Plausibilität zu prüfen, wurden die Simulationen erweitert. Hierfür wurde der PVT-TRNSYS Type 203 mit typischen Parametern für einen konventionellen abgedeckten Solarkollektor (Flachkollektor) parametrisiert. Verglichen wurden dabei die Simulationsergebnisse des abgedeckten „PVT-Kollektors“ mit denen des ISFH-PVT-A Kollektors, bei einer Kollektorfläche von 1 m², 5 m² und 10 m² (vgl. roten und schwarzen Verlauf Abbildung 31). Der jährliche Kollektorsertrag des abgedeckten „PVT-Kollektors“ erreicht plausible Werte zwischen 260 kWh/m²a und ca. 450 kWh/m²a, vergleichbar mit denen eines normalen thermischen Kollektors. Bei einer Fläche von 1 m² beträgt die Nutzwärme für den abgedeckten PVT-Kollektor 450 kWh/m²a und für den ISFH-PVT-Kollektor 130 kWh/m². Die Ergebnisse zeigen, dass ein abgedeckter Kollektor durch seine Bauart in diesem System wie erwartet bessere Erträge erzielt als ein unabgedeckter Kollektor. Im Grunde genommen verhält sich das Betriebsverhalten des unabgedeckten PVT-Kollektors analog zu dem eines einfachen Solarabsorbers und das des abgedeckten PVT-Kollektors analog zu dem eines konventionellen Flachkollektors. Die Ergebnisse sind plausibel.

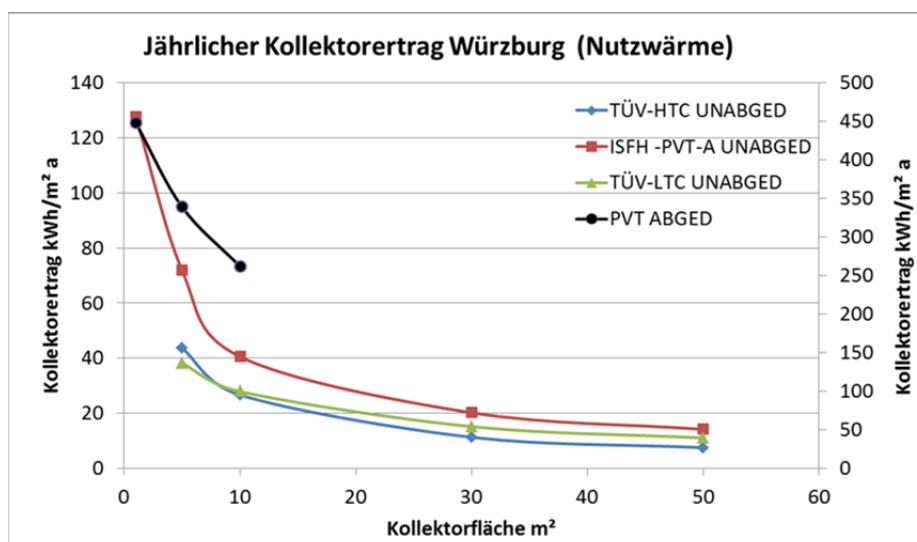


Abbildung 31: Jährlicher Kollektorsertrag für verschiedene PVT-Kollektoren, System 1

7.1.2 Jährliche Stromerzeugung für System 1

Die jährliche Stromerzeugung für die drei unabgedeckten Kollektoren beträgt relativ konstant 140 kWh/m²a bei den unterschiedlichen Kollektorflächen (s. Abbildung 32). Nur bei kleinen Flächen unter 10 m² steigt die Stromproduktion leicht an, da hier eine nennenswerte Kühlung der PVT-Kollektoren im Sommer stattfindet. Die Stromerzeugung des abgedeckten PVT-Kollektors liegt niedriger, zwischen 116 kWh/m²a und 133 kWh/m²a, da die thermischen Verluste des abgedeckten PVT-Kollektors viel kleiner sind als die des unabgedeckten Kollektors und er dadurch heißer betrieben wird.

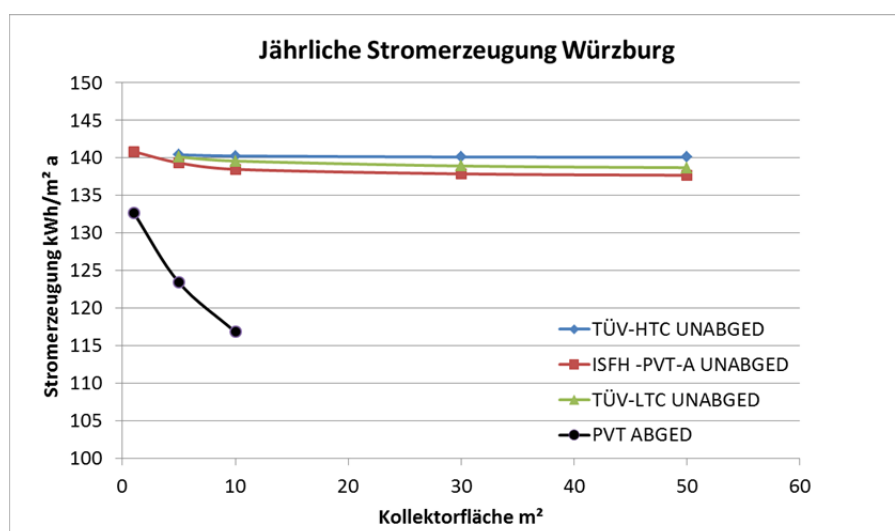


Abbildung 32: Jährliche Stromerzeugung für verschiedene PVT-Kollektoren, System 1

7.2 System 2: PVT-Kollektor mit seriell angeschlossener Wärmepumpe

Die Hydraulik und Regelung des Systems 2 (s. Abbildung 17) wurde in Kapitel 5.2 bereits erläutert. Hier werden nun die Simulationsergebnisse vorgestellt. Es wurden Simulationen für alle 4 Standorte durchgeführt. Dabei wurden die Kollektorfläche, der Kollektortyp und teilweise das Zapfprofil variiert. Zusätzlich wurden noch einige Simulationen mit veränderter Regelung und Abschaltung des thermischen oder photovoltaischen Kollektorteils durchgeführt. In *Tabelle 18* sind die Simulationen gelistet.

Tabelle 18: Simulationen System 2

Simulationen System 2: PVT mit WP				
Wetter	PVT-Typ	Koll.-Fläche m ²	Zapfprofil	Sondersim.
Würzburg	HTC	5, 15, 30	EN	
Würzburg	LTC	5, 15, 30	EN	
Davos	HTC	5, 15, 30	EN	
Davos	LTC	5, 15, 30	EN	
Würzburg	HTC	15	EN	o. Frostschutz
Würzburg	LTC	15	EN	o. Frostschutz
Davos	HTC	15	EN	o. Frostschutz
Davos	LTC	15	EN	o. Frostschutz
Würzburg	HTC	15	EN	o. PV
Würzburg	LTC	15	EN	o. PV
Davos	HTC	15	EN	o. PV
Davos	LTC	15	EN	o. PV
Würzburg	HTC	15	EN	o. Thermie
Würzburg	LTC	15	EN	o. Thermie
Davos	HTC	15	EN	o. Thermie
Davos	LTC	15	EN	o. Thermie
Würzburg	HTC	15	ERP	
Würzburg	LTC	15	ERP	
Davos	HTC	15	ERP	
Davos	LTC	15	ERP	
Athen	HTC	5, 15, 30	EN	
Athen	LTC	5, 15, 30	EN	
Athen	HTC	15	EN	o. Thermie
Athen	LTC	15	EN	o. Thermie
Stockholm	HTC	5, 15, 30	EN	
Stockholm	LTC	5, 15, 30	EN	

7.2.1 Standort Würzburg

7.2.1.1 Kollektortyp HTC (thermisch gut an die Umgebung gekoppelter Absorber, ohne Rückseitendämmung)

7.2.1.1.1 Jahresauswertung

In Abbildung 33 sind die Jahresenergien und Jahresnutzungsgrade für den HTC-Kollektortyp am Standort Würzburg über der Kollektorfläche aufgetragen. Wird die mittlere Absorbertemperatur der Kollektoren zum Schutz vor Eisbildung auf 0°C nach unten begrenzt, werden mit diesem System je nach Kollektorfläche spezifische Nutzwärmen zwischen $180\text{ kWh/m}^2\text{a}$ und $720\text{ kWh/m}^2\text{a}$ erreicht. Die Kollektornutzwärme steigt mit größerer Kollektorfläche immer flacher an (siehe auch Abbildung 35), was man auch an der Deckungsrate erkennt, die von 30 % nur degressiv auf 46 % ansteigt. Erwartungsgemäß nimmt der Wärmenutzungsgrad der Kollektoren synchron zur spezifischen Nutzwärme ab. Der PV-Nutzungsgrad bleibt mit 11,4 % bei unterschiedlichen Kollektorflächen konstant.

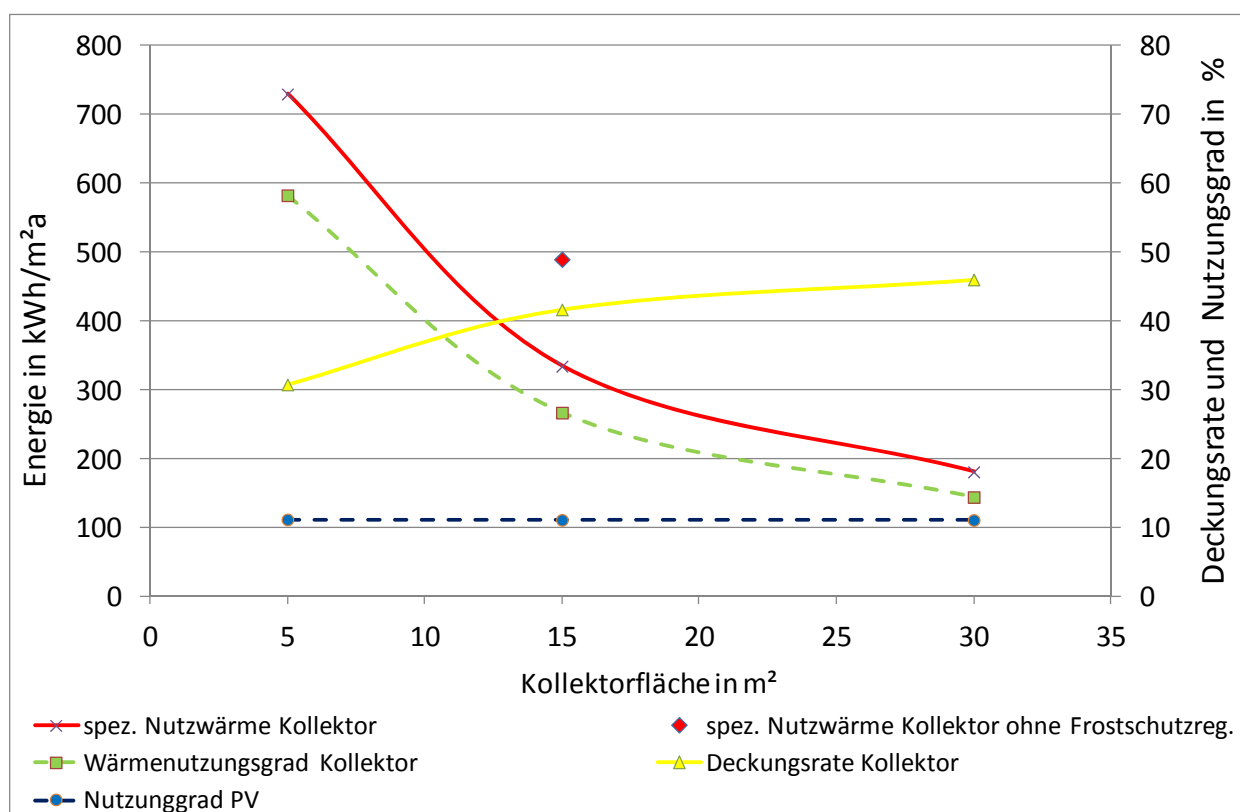


Abbildung 33: Spezifische Jahreskennwerte von System 2 mit Typ HTC für den Standort Würzburg

In Abbildung 34 ist die Häufigkeit der mittleren Absorbertemperaturen für das betrachtete System mit Temperaturbegrenzung und 15 m^2 Kollektorfläche abgebildet. Man sieht eine Spitze bei 0°C

bis 2°C mit exponentiellem Abfall in Richtung höherer Temperaturen. Diese Spitze bei niedrigen Temperaturen ist auf den Wärmepumpenbetrieb zurückzuführen. Da keine Temperaturen unter 0°C zulässig waren, werden knapp oberhalb von 0°C die meisten Betriebsstunden verzeichnet. Wird die Null Grad Grenze unterschritten schaltet die Kollektorkreispumpe aus. Dann können sich die Kollektoren wieder erwärmen, die Pumpe schaltet sich wieder ein und die Absorbtemperatur kühlt sehr schnell wieder in den Bereich von 0°C bis 2°C ab. Der Hügel mit Temperaturen um 30°C entsteht durch den Betrieb, bei welchem der Puffer direkt vom Kollektor beladen wird. Zwischen beiden Hügeln gibt es einen Bereich mit wenigen Betriebsstunden. Dies dürften Phasen mit geringer Solarstrahlung, moderaten Außentemperaturen und wenig Heizbedarf sein.

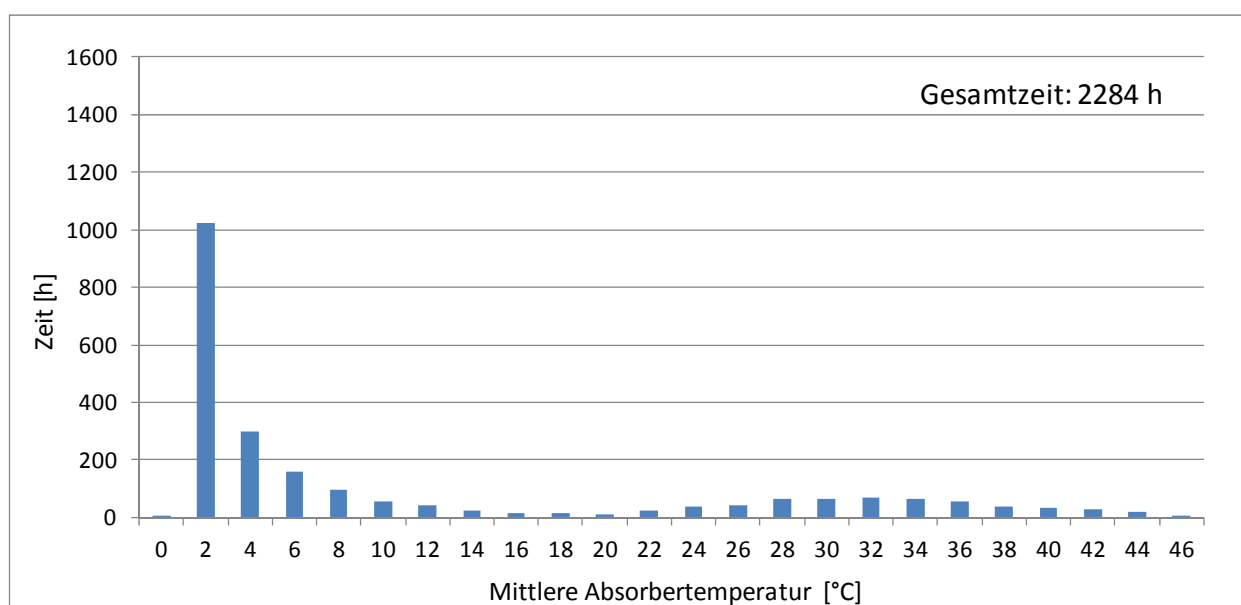


Abbildung 34: Dauer der simulierten mittleren Absorbtemperatur bei Kollektordurchströmung für System 2 mit 15m²-Kollektorfläche, Typ HTC, Standort Würzburg, mit mittlerer Absorbtemperaturbegrenzung bei 0°C

In Abbildung 35 sind die von den einzelnen Wärmeerzeugern in einem Jahr gelieferten absoluten Wärmemengen, sowie der Stromverbrauch der Wärmepumpe und die Stromerzeugung der PVT-Kollektoren dargestellt.

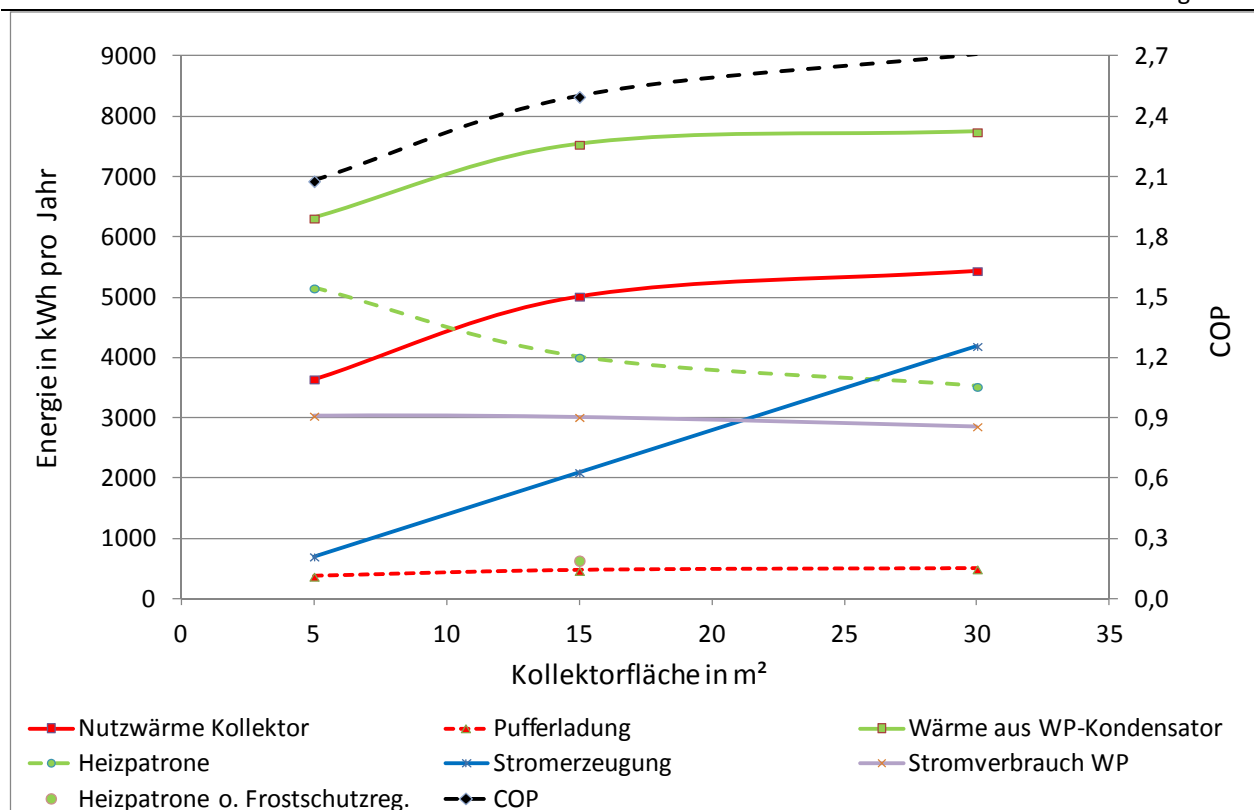


Abbildung 35: Jahresenergien und COP der Wärmepumpe von System 2 mit Typ HTC für den Standort Würzburg

Folgende Erkenntnisse lassen sich ableiten: Die von den Kollektoren gelieferte Nutzwärme steigt mit zunehmender Kollektorfläche ab ca. 15 m² nur noch flach an. Ein vergleichsweise geringer Anteil von 10 % dieser Nutzwärme wird direkt in den Puffer geladen, während der Großteil als Wärmelieferant des Verdampfers dient. Die von der Wärmepumpe gelieferte Wärme steigt in Abhängigkeit von der Nutzwärme der Kollektoren wie diese mit zunehmender Kollektorfläche ab ca. 15 m² nur noch flach an. Der Strombezug der Wärmepumpe sinkt mit zunehmender Kollektorfläche ganz leicht, wodurch der COP entsprechend steigt. Dies ist auf die im Mittel etwas höheren Verdampfungseingangstemperaturen zurückzuführen, da die größere Absorberfläche mehr Wärme sammeln kann und dadurch bei Wärmeentzug durch die Wärmepumpe geringer abkühlt. Dies lässt sich beispielsweise durch den Vergleich der Häufigkeitsverteilungen der Absorberrtemperaturen für 15 m² - Kollektorfläche (siehe Abbildung 34) und 5 m² - Kollektorfläche (siehe Abbildung 36) belegen. Bei 5 m² Kollektorfläche ist der Anteil an Betriebsstunden bei niedrigen Temperaturen deutlich höher.

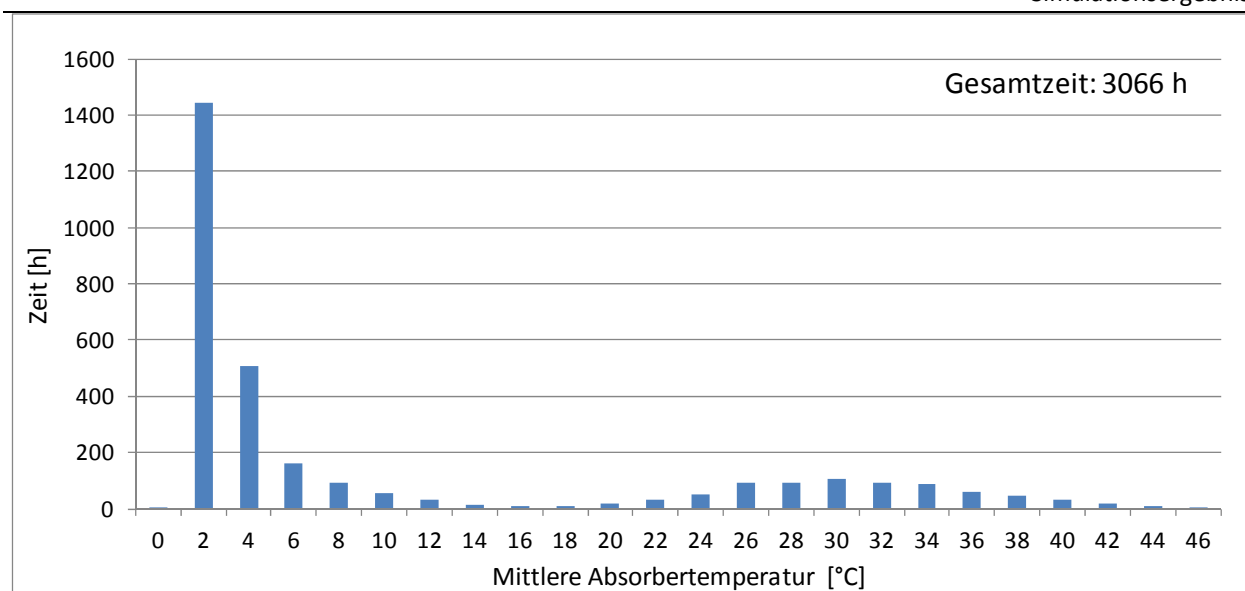


Abbildung 36: Dauer der simulierten mittleren Absorbertemperatur bei Kollektordurchströmung für System 2 mit 5m²-Kollektorfläche, Typ HTC, Standort Würzburg, mit mittlerer Absorbertemperaturbegrenzung bei 0°C

Die Jahresmittelwerte des COP liegen mit 2,1 bis 2,7 unter dem bei dieser Wärmepumpe definierten COP im stationären Betrieb von 2,8 bei B0/W60 (der Pufferspeicher als Senke hat ganzjährig wegen der Trinkwarmwasserbereitung eine Solltemperatur von 60°C), d.h. im Jahresmittel wird die Verdampfungstemperatur nahe 0°C liegen. Bei der Bestimmung des COP fließen nämlich auch die Taktverluste der Wärmepumpe mit ein. Diese werden zwar im Modell berechnet, können aber nicht separat ausgewiesen werden. Die Taktverluste sollten sich mit steigender Kollektorfläche und damit abnehmender Taktzahl verringern.

Ein wesentlicher Anteil der Heizwärme muss über den elektrischen Heizstab erzeugt werden mit entsprechend negativer Konsequenz für die Systemarbeitszahl (siehe auch Abbildung 37). Da die Kollektoren bei der Temperaturbegrenzung auf 0°C nicht im Frostbereich betrieben werden, fallen sie bei niedrigeren Temperaturen als einziger Wärmelieferant der Wärmepumpe aus und der Heizstab muss die benötigte Wärme liefern.

Abbildung 37 zeigt den Jahres-Stromverbrauch von Wärmepumpe und Heizpatrone, die Jahres-Stromerzeugung durch die PVT-Kollektoren und die resultierende Bilanz.

Der Stromverbrauch der Umwälzpumpen im System bleibt unberücksichtigt. Die Leistungsaufnahme der Pumpen hängt von der Hydraulik der individuellen Anlage und der Kollektorfläche ab. Eine Abschätzung anhand der Betriebsstunden der beiden Pumpen ergibt einen Jahresstromverbrauch von ca. 100 bis 200 kWh bei einer angesetzten Leistung von 50 W (Kollektorkreispumpe) und 30 W (Pumpe Kondensatorkreis).

Die Stromerzeugung wächst proportional mit der Kollektorfläche und der Stromverbrauch sinkt, so dass die Jahres-Systemarbeitszahl (unter Berücksichtigung der Stromproduktion der PVT-Kollektoren) überproportional mit der Kollektorfläche ansteigt. Systemarbeitszahlen größer 3

werden erst ab Kollektorflächen von 20 m² erzielt. Laut EE-WärmeG muss die Jahresarbeitszahl bei Elektro-Wärmepumpen größer als 3 sein, um als „energieeffizient“ zu gelten.

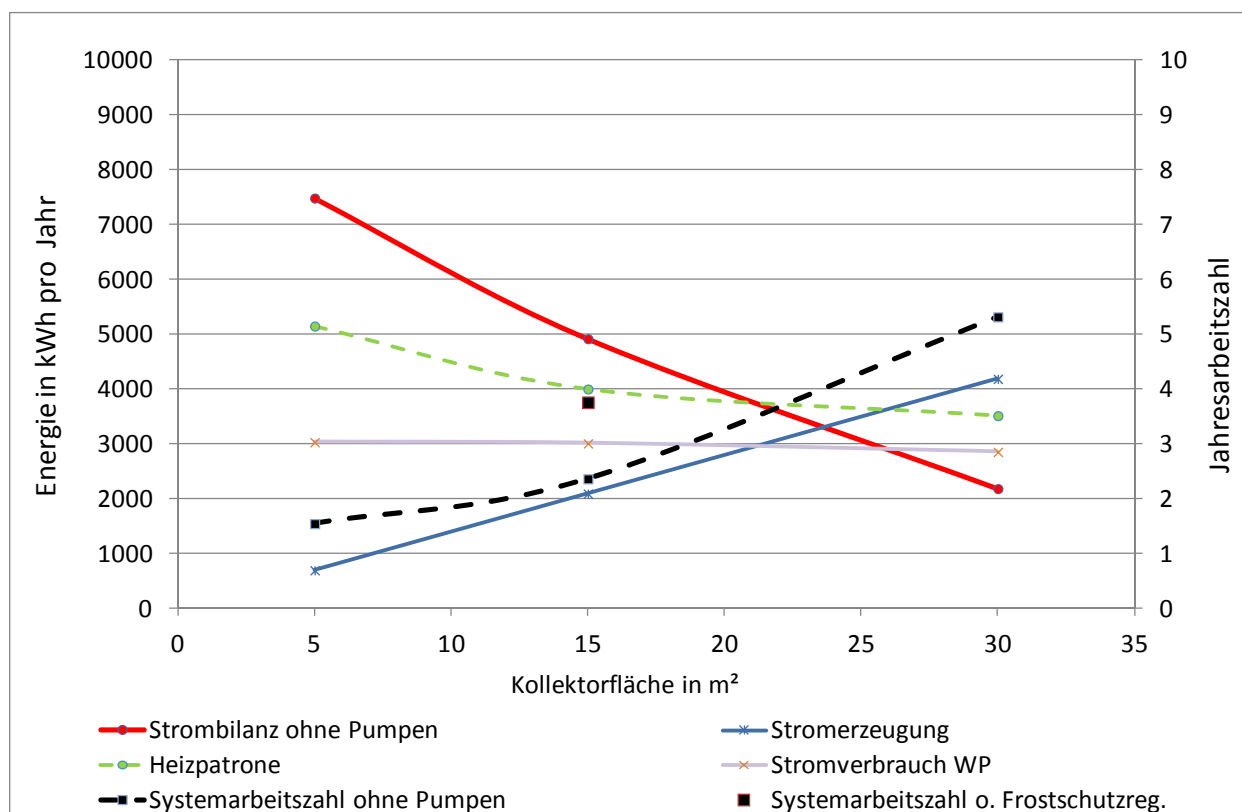


Abbildung 37: Elektrische Verbräuche und Systemarbeitszahlen von System 2 mit Typ HTC für den Standort Würzburg

In einer zusätzlichen Simulation mit 15 m² - Kollektorfläche wurde die mittlere Absorbtemperatur nicht auf 0°C begrenzt, so dass die PVT-Kollektoren tiefe Minustemperaturen bis -18°C erreichen (siehe Abbildung 38). Man sieht in Abbildung 38 zudem einen symmetrischen größeren Hügel mit 0°C als Zentrum und einen ebenfalls symmetrischen kleineren mit 32°C als Zentrum. Der Hügel bei den niedrigen Temperaturen ist auf den Wärmepumpenbetrieb zurückzuführen. Je nach Lufttemperatur und Einstrahlung wird die Flüssigkeit im Kollektorkreislauf durch den Wärmeentzug des Verdampfers stark bis in Minusgrade heruntergekühlt. Ansonsten gilt das Analoge wie bei Abbildung 34.

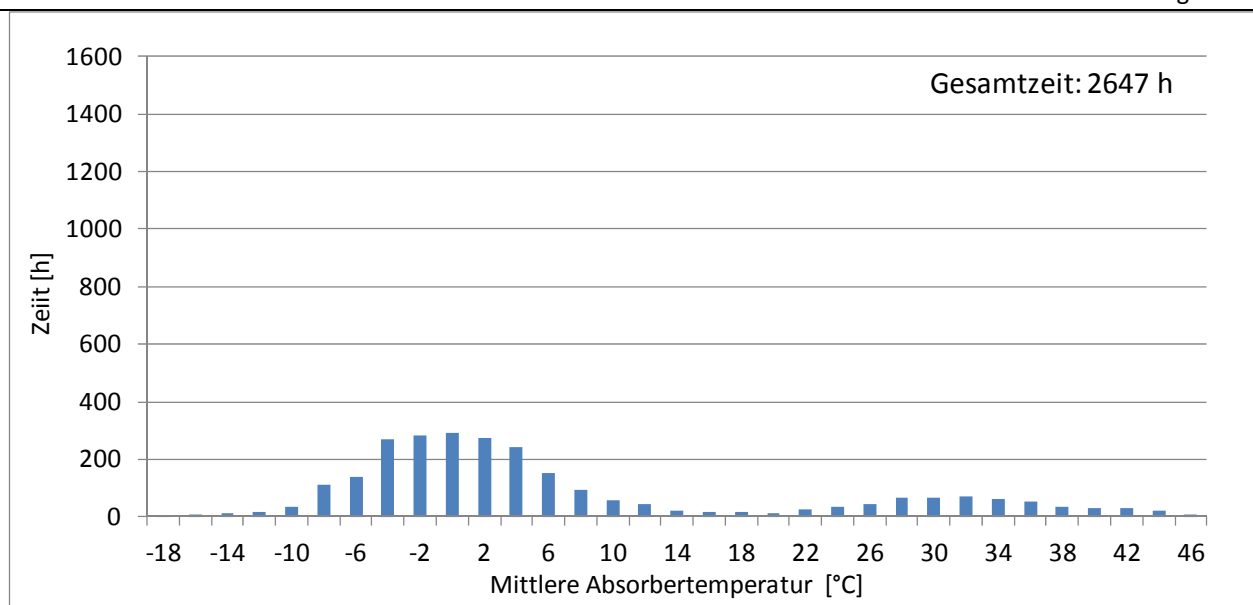


Abbildung 38: Dauer der simulierten mittleren Absorbtemperatur bei Kollektordurchströmung für System 2 mit 15m²-Kollektorfläche, Typ HTC, Standort Würzburg, ohne Temperaturgrenze

Ohne Temperaturbegrenzung können die Kollektoren wegen höherer Temperaturdifferenzen zur Luft mehr Leistung aufnehmen. Zudem wird die Betriebszeit erhöht. Im Simulationsergebnis steigt die spezifische Nutzwärme der PVT-Kollektoren bei den angesetzten 15 m² Kollektorfläche deshalb um 46 %, von rund 330 auf 490 kWh/m²a an (siehe auch Abbildung 33). Der Stromverbrauch des Heizstabes reduziert sich gleichzeitig um 84 %, von rund 4.000 auf 700 kWh/a (siehe auch Abbildung 35), entsprechend größere Anteile an der Heizarbeit übernimmt die Wärmepumpe. Die Systemarbeitszahl steigt (unter Berücksichtigung der Stromproduktion der PVT-Kollektoren) alles in allem von rund 2,3 auf 3,8 an (siehe auch Abbildung 37).

Die Betriebsweise eines PVT-Kollektors im Frostbereich hat somit bei System 2 einen wesentlichen Einfluss auf den thermischen Kollektorertrag und bietet somit Optimierungspotential für das Gesamtsystem. Die Simulationsergebnisse dieser Betriebsweise sind jedoch nur eingeschränkt verwendbar, da die physikalischen Effekte bei Eisbildung auf dem Kollektor vom Modell nicht abgebildet werden. Es ist aufgrund steigender Wärmübergangswiderstände zum Beispiel mit einem schwächeren Anstieg des Kollektorertrages und einer geringeren Reduktion des Heizstabbetriebes zu rechnen als hier simuliert.

Auf die Stromerzeugung würde sich Eisbildung negativ auswirken, so dass man bei realen Systemen auf dem Grat zwischen einer Reduktion des Stromverbrauchs für WP und Heizstab einerseits und einer Reduktion der PV-Stromerzeugung andererseits wandelt. Eine Abschätzung soll hier für das 15m²-System gemacht werden: Der in den kalten Monaten Januar-März und November-Dezember gelieferte Strom betrug 450 kWh, von etwas über 2000 kWh/a im gesamten Jahr. Dieser Wert soll wegen Eisbildung wegfallen. Dagegen steht ein verminderter Stromverbrauch von WP und Heizstab in Höhe von 1780 kWh/a. Selbst bei Berücksichtigung eines geringen An-

stiegs des Pumpenstroms durch den vermehrten Wärmepumpenbetrieb könnte sich der „Frostbetrieb“ eines PVT-Kollektors energetisch lohnen. Dies sollte an einer realen Anlage erforscht werden.

7.2.1.1.2 Monatsauswertung

Im Folgenden wird für 15 m² HTC-Kollektorfläche und Temperaturbegrenzung der Jahresverlauf der Energieströme und einiger Kennwerte in Monatsauflösung dargestellt. Abbildung 39 zeigt die monatlichen Nutzwärmen der PVT-Kollektoren im Vergleich zur solaren Einstrahlung auf die Kollektorfläche. Die hohen Einstrahlungen im Sommer gehen mit relativ geringen Kollektor-Nutzwärmen einher. Die geringste Nutzwärme wird von Juni bis August erzeugt. Im Frühjahr und Herbst steigt die Nutzwärme trotz teilweise geringerer Einstrahlung wieder an. Für den hier betrachteten Standort ist dies ein typischer Verlauf, den man von solaren Kombianlagen kennt, wo der Verbrauch im Sommer (keine Raumheizung) am geringsten ist und zu den Übergangszeiten hin durch zunehmenden Raumheizbedarf ansteigt. In den Wintermonaten November bis Februar erzeugen Kombianlagen dagegen die geringsten Kollektor-Nutzwärmen, da die Einstrahlungen zu gering sind. Im vorliegenden System werden von den Kollektoren jedoch gerade im Winterhalbjahr die höchsten Nutzwärmeerträge abgegeben. Im Dezember übersteigt die Nutzwärme sogar die Einstrahlung was zu einem Kollektornutzungsgrad über 100 % führt. Grund hierfür ist, dass die Außenluft mit unabgedeckten Kollektoren gut als Wärmequelle genutzt werden kann. Zudem besitzt der HTC-Kollektor keine rückseitige Wärmedämmung. Je größer die Wärmeverlustkoeffizienten, desto besser kann Umweltwärme aufgenommen werden. In serieller Verschaltung mit einer Wärmepumpe arbeiten die PVT-Kollektoren mit hohem Anteil als Flächenabsorber und die für die thermische Nutzung dominierende Größe ist der Wärmebedarf der Wärmepumpe. Im Gegensatz zur klassischen Solarthermieanlage hat die Einstrahlung für die Zeiten, an denen den Kollektoren ein maßgeblicher Anteil an Nutzwärme entzogen wird, eine nur untergeordnete Bedeutung.

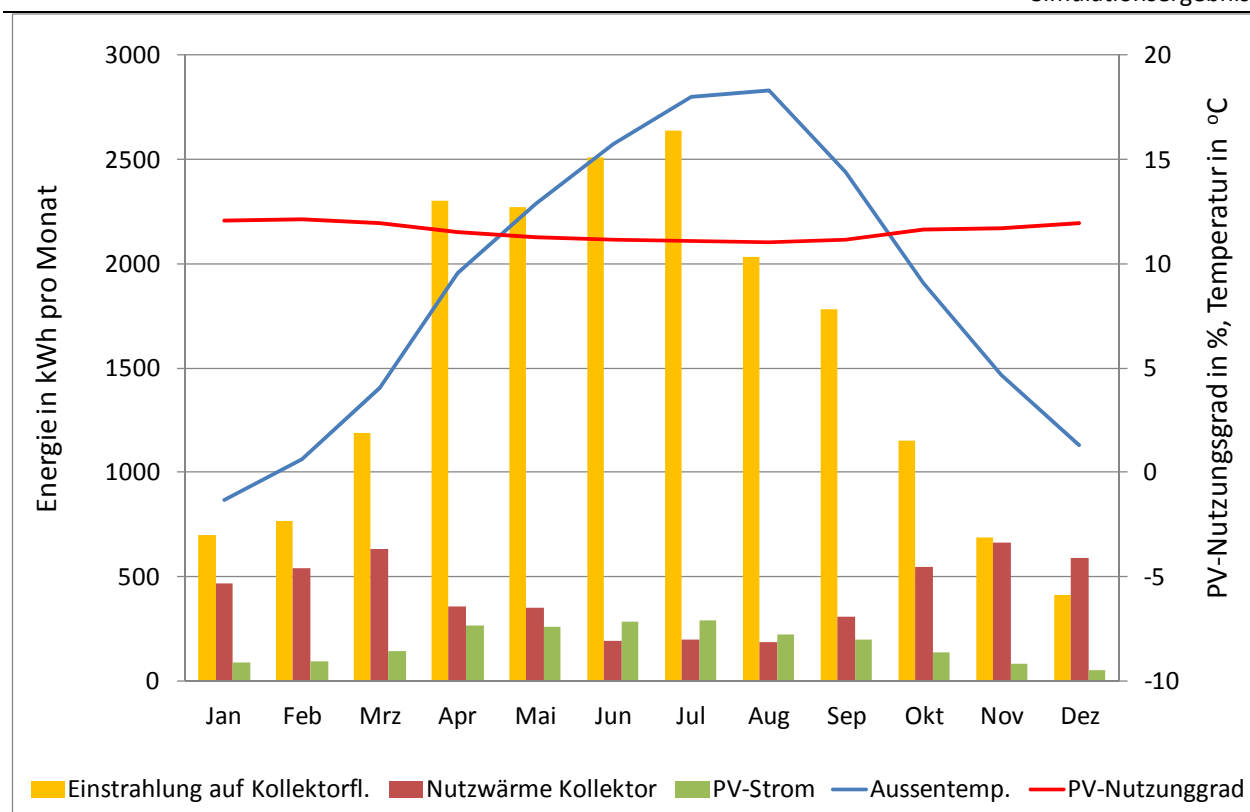


Abbildung 39: Monatswerte System 2 mit 15m²-Kollektorfläche, Typ HTC, Standort Würzburg

Der Verlauf des von den PVT-Kollektoren erzeugten Stromes entspricht den Erwartungen. Die höchsten Nutzungsgrade von 12,1 % werden im Januar und Februar erzielt, wo die niedrigsten Außentemperaturen im Monatsmittel vorliegen und die Wärmepumpe viel Energie entzieht. Die niedrigsten PV-Nutzungsgrade von 11,1 % werden im Juli und August, den Monaten mit den höchsten Außentemperaturen, einem geringem Wärmeentzug durch die Wärmepumpe und nur wenig direkter Wärmeeinkopplung in den Pufferspeicher simuliert (siehe auch Abbildung 40). Die Monatsmittel der Außentemperatur erscheinen in diesem System als Haupteinflussgröße für die Zelltemperatur und damit die elektrische Effizienz. Zur Erinnerung, der elektrische Teil der PVT-Kollektoren ist, wie oben bereits angegeben, wie folgt parametrisiert: Modulwirkungsgrad unter STC = 12 %; Leistungstemperaturkoeffizient = -0,46 %/K. Im Monatsmittel wird der STC-Wert also nur im Winter erreicht.

In Abbildung 40 sind die monatlichen Nutzwärmen, die in den Puffer eingetragen werden, dargestellt. Auffällig ist der geringe Anteil direkter Pufferladung durch die PVT-Kollektoren. Dies zeigt noch einmal, dass die von der Einstrahlung dominierten Zeiten, in denen der Kollektor Nutzwärme abgibt, eine nur untergeordnete Rolle spielen. Ersichtlich ist weiter, dass dieses System mit Begrenzung der PVT-Absorbertemperatur auf 0°C im Winter einen hohen Strombedarf für den Heizstab benötigt. Im Januar ist dieser höher als die von der Wärmepumpe gelieferte Wärme. Je kälter der Monat ist, desto mehr Wärme aus dem Heizstab wird nötig, da der Betrieb der PVT-Kollektoren in Verbindung mit der Wärmepumpe eher den Frostbereich erreicht. Der COP der

Wärmepumpe zeigt einen über das Jahr zu erwartenden Verlauf. Er liegt im Winter bei 2,4 und steigt im Sommer auf bis zu 3,1 (stationärer Wert bei B0/W60 = 2,8). Dass dieser Wert nur im Sommer überschritten wird, liegt u.a. an der ganzjährig hohen Solltemperatur für die Wärmepumpensenke von 60°C (TWW-Solltemperatur) und an den berücksichtigten Taktverlusten der Wärmepumpe.

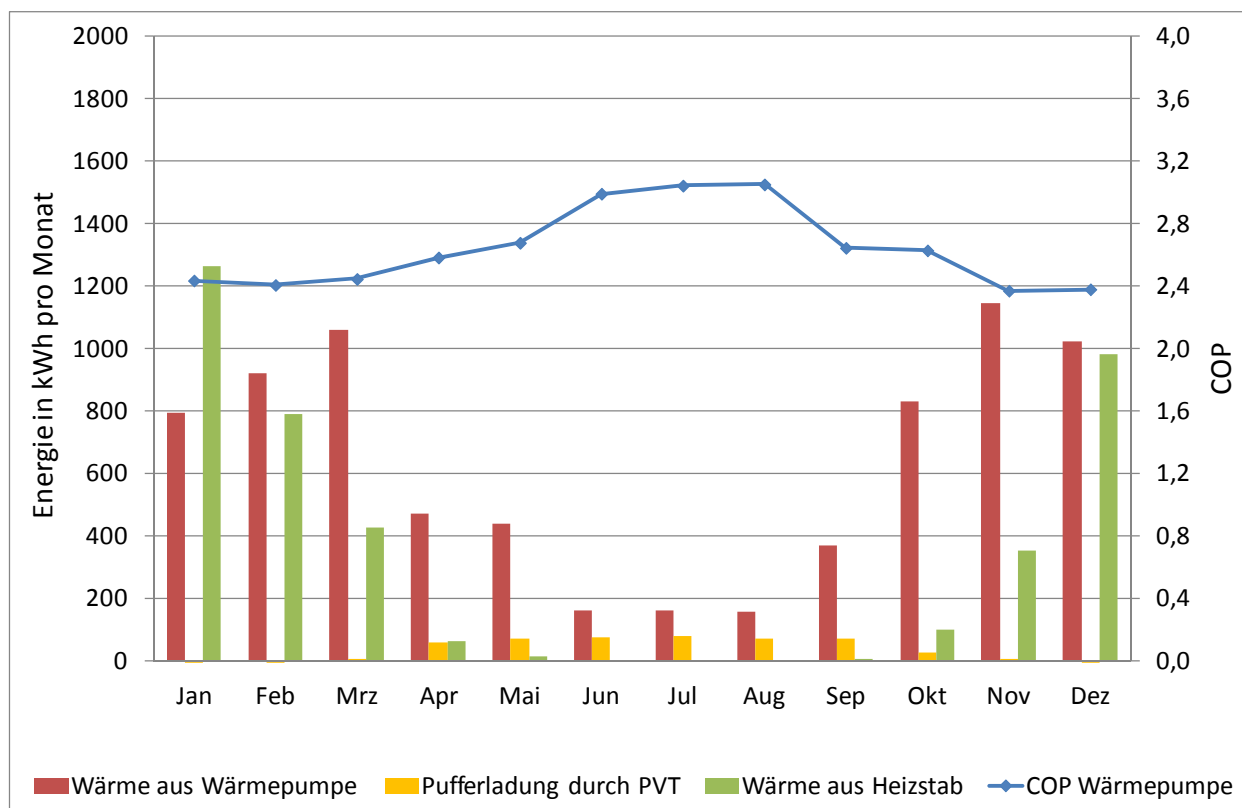


Abbildung 40: Monatswerte und COP, System 2 mit 15m²-Kollektorfläche, Typ HTC, Standort Würzburg

7.2.1.2 Kollektortyp LTC (thermisch schlecht an die Umgebung gekoppelter Absorber, mit Rückseitendämmung)

Im Vergleich zum im vorhergehenden Kapitel behandelten „HTC“- Kollektortyp werden jetzt die Ergebnisse des „LTC“- Kollektortyps präsentiert. Der LTC-Typ hat u.a. eine 5 cm starke Rückseitendämmung und ist daher thermisch schlecht an die Umgebung gekoppelt. Die zugehörigen Kollektorkennlinien sind in Abbildung 24 und Abbildung 25 dargestellt (siehe oben).

Man versieht Kollektoren mit einer thermischen Isolation, um bei Solareinstrahlung höhere Temperaturen zu erzielen und möglichst viel Wärme aus der Solarstrahlung zu gewinnen. Die Isolation reduziert dabei die Wärmeverluste gegenüber der Umgebung, wenn der Kollektor sich erwärmt. In gleichem Maße vermindert eine Isolation aber auch die Wärmeaufnahme eines kühlen Kollektors bei einer wärmeren Umgebung. Dieses Verhalten wirkt sich in dem hier verwendeten

Systemaufbau mit serieller Anbindung an eine Wärmepumpe in der Energiebilanz als kontraproduktiv aus, da, wie oben schon gezeigt, die PVT-Kollektoren mit hohem Anteil als Flächenabsorber arbeiten und die für die thermische Nutzung dominierende Größe der Wärmebedarf der Wärmepumpe ist. Auch in Verbindung mit dem LTC-Kollektor zeigt sich, dass die von der Einstrahlung dominierten Zeiten mit deutlicher Temperaturüberhöhung des Kollektors gegenüber der Umgebungsluft eine nur untergeordnete Rolle spielen.

7.2.1.2.1 Jahresauswertung

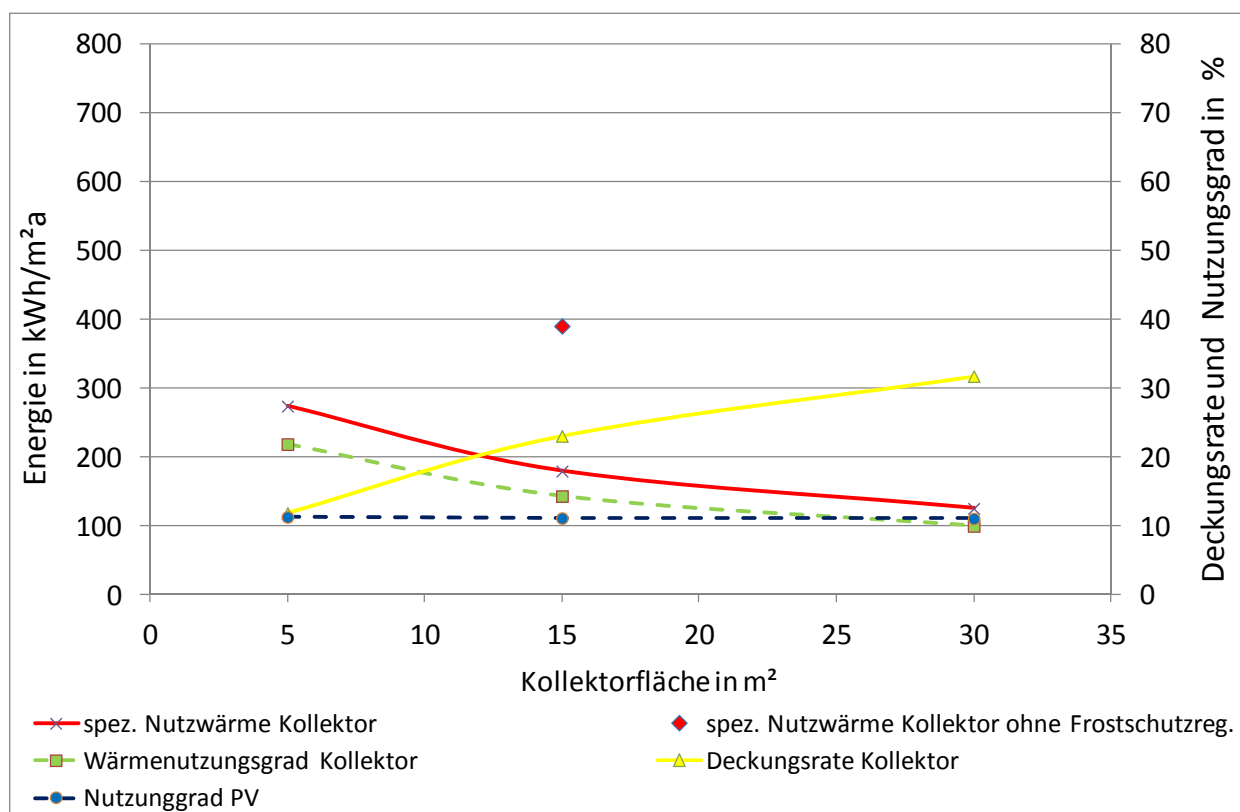


Abbildung 41: Spezifische Jahreskennwerte von System 2 mit Typ LTC für den Standort Würzburg

In Abbildung 41 sind die Jahresenergien und Jahresnutzungsgrade für den LTC-Kollektortyp am Standort Würzburg über der Kollektorfläche aufgetragen. Wird die mittlere Absorbtemperatur des Kollektors zum Schutz vor Eisbildung auf 0°C nach unten begrenzt, werden mit diesem System je nach Kollektorfläche spezifische Nutzwärmen zwischen 126 kWh/m²a und 274 kWh/m²a erreicht (zum Vergleich beim HTC: 180 kWh/m²a bis 720 kWh/m²a). Das sind bei 5 m² Kollektorfläche lediglich 40 % der Nutzwärme bei Verwendung des HTC-Typs. Je kleiner die Kollektorfläche ist, desto mehr macht sich der Leistungsunterschied zwischen beiden Typen bemerkbar. Um die von der Wärmepumpe angeforderte Wärmemenge zu erzielen, muss der Absorber beim LTC-Typ wegen des größeren Wärmübergangswiderstandes stärker abkühlen. Dies ist jedoch aufgrund der unteren Absorbtemperaturbegrenzung nur bedingt möglich. Eine weitere Möglichkeit, die geforderte Wärme zu sammeln, ist die Laufzeit zu vergrößern, was hier in der Tat der Fall ist. In

Abbildung 42 ist die Häufigkeit der Absorberrtemperaturen für das betrachtete System mit Temperaturbegrenzung und 15 m² Kollektorfläche abgebildet.

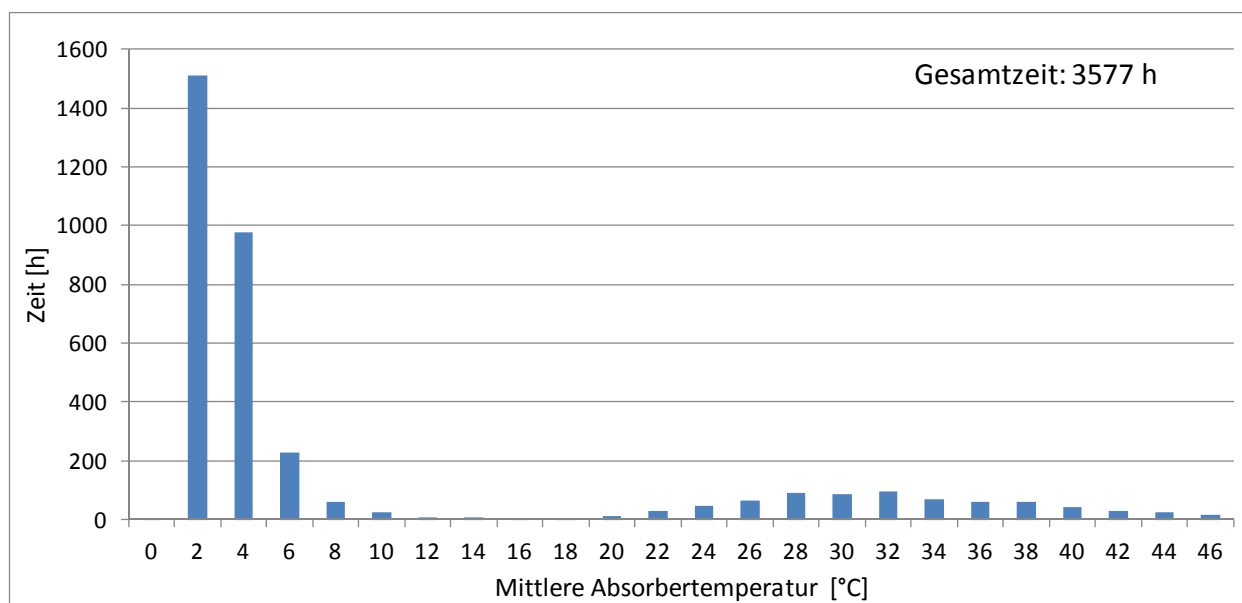


Abbildung 42: Dauer der simulierten mittleren Absorberrtemperatur bei Kollektordurchströmung für System 2 mit 15m²-Kollektorfläche, Typ LTC, Standort Würzburg, mit mittlerer Absorberrtemperaturbegrenzung bei 0°C

Man sieht ähnlich wie für den HTC-Typ in Abbildung 34 eine Spitze bei 0°C bis 2°C mit starkem Abfall in Richtung höherer Temperaturen. Im Vergleich zum HTC-Typ hat sich die gesamte Betriebszeit von 2284 Stunden auf 3577 Stunden deutlich verlängert. Auch beim LTC-Typ bildet sich ein kleinerer Betriebsschwerpunkt mit direkter Pufferbeladung im Absorberrtemperaturbereich von 30°C aus. Dieser ist aber trotz rückseitiger Wärmedämmung nicht ausgeprägter als beim HTC-Typ.

Der PV-Nutzungsgrad der LTC-Kollektoren liegt auf gleicher Höhe wie beim HTC-Typ (vergleiche Abbildung 41 und Abbildung 33).

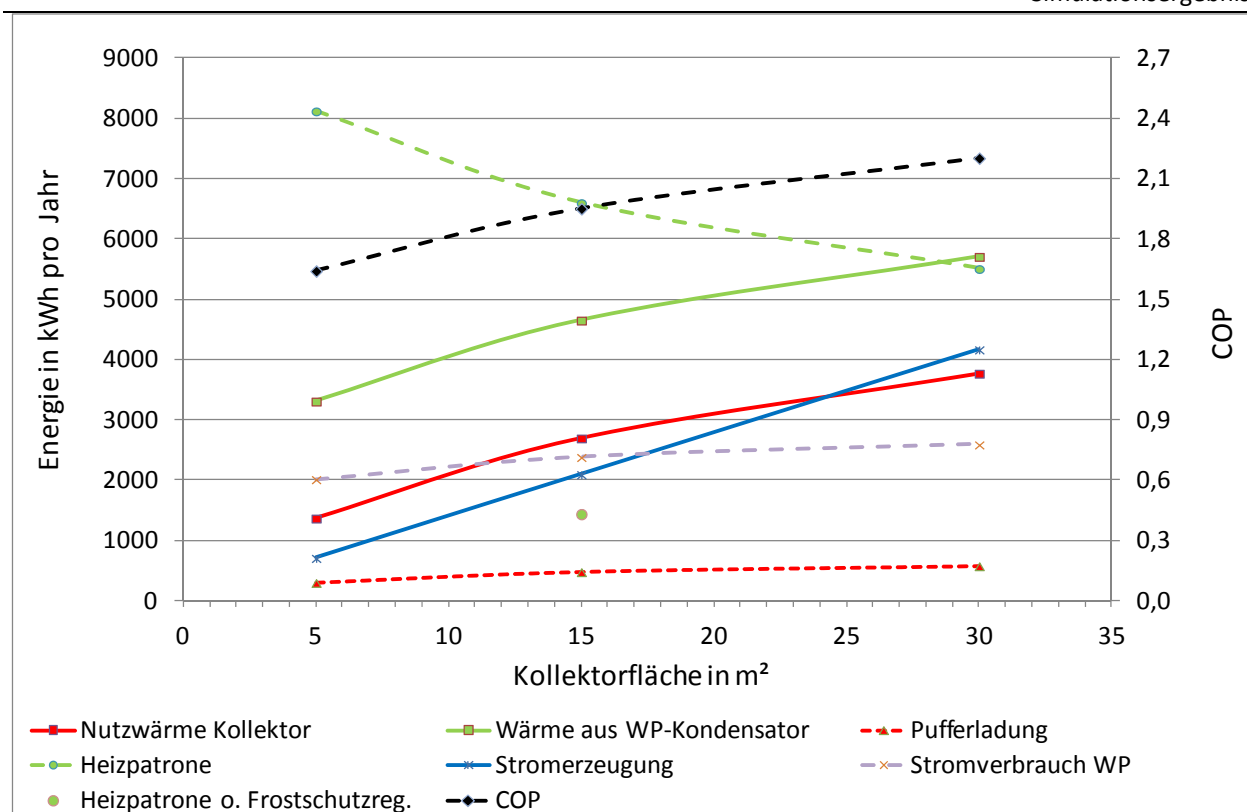


Abbildung 43: Jahresenergien und COP der Wärmepumpe von System 2 mit Typ LTC für den Standort Würzburg

In Abbildung 43 sind die von den einzelnen Wärmeerzeugern in einem Jahr gelieferten absoluten Wärmemengen, sowie der Stromverbrauch der Wärmepumpe und die Stromerzeugung der PVT-Kollektoren für den LTC-Typ dargestellt.

Die Kurvenverläufe sind denen des HTC-Typs im Wesentlichen sehr ähnlich. Die Absolutwerte der Wärmemengen sind jedoch, wie zu Beginn dieses Kapitels bereits angesprochen, von denen des HTC-Typs recht verschieden. So erreichen 30 m² LTC-Kollektoren in etwa so viel Nutzwärme wie die 5 m² große HTC-Anlage!

Auch beim LTC-Kollektor wird ein vergleichsweise geringer Anteil von jetzt etwa 20 % der Nutzwärme direkt in den Puffer geladen, während wieder der Großteil als Wärmelieferant des Verdampfers dient. Die absolute Wärmemenge der direkten Pufferladung ist etwa gleich der des HTC-Kollektors, die relative dagegen höher, entsprechend der geringeren Kollektornutzwärme insgesamt.

Mit zunehmender Kollektorfläche steigt der Strombezug der Wärmepumpe langsamer als die Wärmeabgabe des Kondensators, wodurch der COP entsprechend steigt. Absolut liegt der COP des LTC-Systems 0,5 Punkte unter dem COP des HTC-Systems. Dies ist auf die im Mittel geringeren Verdampfertemperaturen und die höheren Taktverluste zurückzuführen. Die Taktzahl der Wärmepumpe steigt beim LTC-System stark an (bei 15 m² Kollektorfläche um mehr als das Doppelte), da durch die geringere Wärmeaufnahme die Abschalttemperatur von 0°C schneller erreicht wird.

Ein im Vergleich zum HTC-System noch höherer Anteil (57 % beim 15 m²-Feld) der Heizwärme muss über den elektrischen Heizstab erzeugt werden, mit entsprechend negativer Konsequenz für die Systemarbeitszahl (siehe auch Abbildung 44).

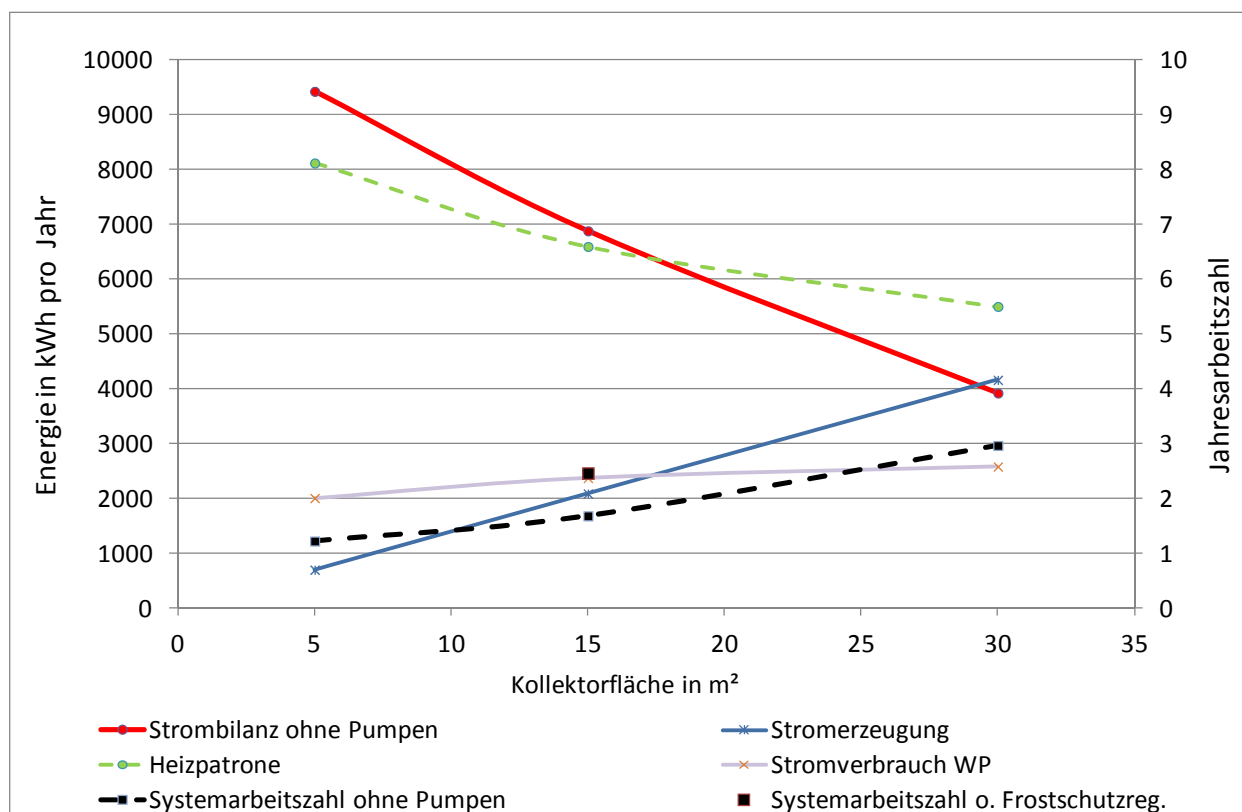


Abbildung 44: Elektrische Verbräuche und Systemarbeitszahlen von System 2 mit Typ LTC für den Standort Würzburg

Abbildung 44 zeigt den Jahres-Stromverbrauch von Wärmepumpe und Heizpatrone, die Jahres-Stromerzeugung durch die PVT-Kollektoren und die resultierende Bilanz (ohne Strom für Umwälzpumpen).

Die Stromerzeugung wächst proportional mit der Kollektorfläche und der Stromverbrauch sinkt, so dass die Jahres-Systemarbeitszahl zunimmt (nicht so stark wie beim HTC-Typ). Systemarbeitszahlen größer 3 werden erst bei einer Kollektorfläche von 30 m² erzielt (zum Vergleich beim HTC ab 20 m²).

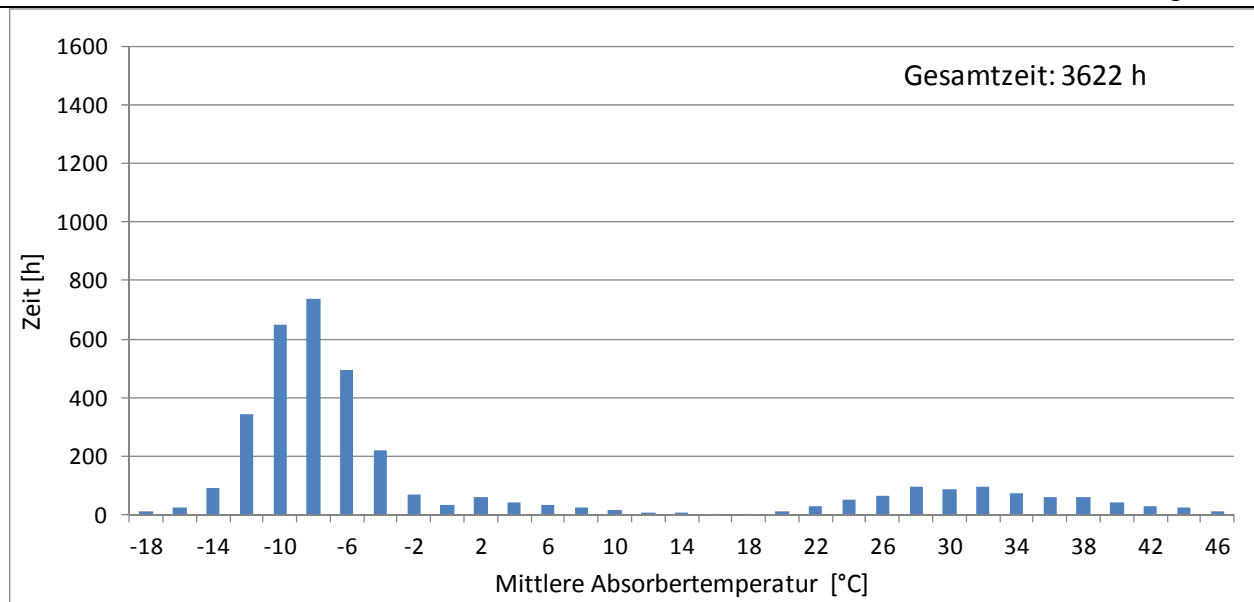


Abbildung 45: Dauer der simulierten mittleren Absorbertemperatur bei Kollektordurchströmung für System 2 mit 15m²-Kollektorfläche, Typ LTC, Standort Würzburg, ohne mittlere Absorbertemperaturbegrenzung

Abbildung 45 zeigt für den Fall mit 15 m² Kollektorfläche, wie deutlich sich die Absorbertemperaturen nach unten schieben, wenn die Temperaturbegrenzung wegfällt. Im Vergleich zum HTC-Typ (siehe Abbildung 38) hat sich der Hauptbetriebsschwerpunkt um ca. 8 K auf den Bereich um -8°C deutlich nach unten verlagert, um so die geforderten Wärmeleistungen zu erbringen. Aufgrund der geringeren Verdampfungseingangstemperaturen sinkt die Heizleistung der Wärmepumpe und als Ausgleich erhöht sich ihre Betriebszeit.

In der Jahresbilanz wird in dieser Betriebsweise immerhin ein Wert der spezifischen Nutzwärme der LTC-Kollektoren von 391 kWh/m² erreicht (siehe auch Abbildung 41; zum Vergleich beim HTC: 490 kWh/m²). Der Heizstabbetrieb wird wesentlich reduziert (siehe auch Abbildung 43). Sein Anteil an der Wärmeerzeugung beträgt nur noch 12 %. Die Jahres-Systemarbeitszahl steigt von 1,7 auf 2,5 (siehe auch Abbildung 44).

Dass die Simulationsergebnisse bei dieser „Frost-Betriebsweise“ der PVT-Kollektoren aufgrund der Modellrestriktionen nur eingeschränkt verwendbar sind, wurde oben schon erläutert. Beim LTC-Typ muss die Eisbildung am realen Kollektor noch kritischer gesehen werden als beim HTC-Typ. Ein LTC-Kollektor kühlt sich bei Betrieb mit der Wärmepumpe stärker ab und da die Unterseite des Kollektors gedämmt ist, wird sich die Kondensation und Eisbildung auf die kältere Oberseite mit den PV-Zellen konzentrieren, was die Stromerzeugung entsprechend stärker behindert.

7.2.1.2.2 Monatsauswertung

Im Folgenden wird für 15 m² LTC-Kollektorfläche und mit Temperaturbegrenzung der Jahresverlauf der Energieströme und einiger Kennwerte in Monatsauflösung dargestellt und mit den Ergebnissen für den HTC-Kollektortyp verglichen. Abbildung 46 zeigt die monatlichen Nutzwärmen der Kollektoren im Vergleich zur solaren Einstrahlung auf die Kollektorfläche. Die hohen Einstrahlungen im Sommer gehen mit relativ geringen Kollektor-Nutzwärmen einher. Im Frühjahr und Herbst steigt die Nutzwärme trotz teilweise geringerer Einstrahlung wieder an. Für den hier betrachteten Standort ist dies ein typischer Verlauf, den man von solaren Kombianlagen kennt, wo der Verbrauch im Sommer (keine Raumheizung) am geringsten ist und zu den Übergangszeiten hin durch zunehmenden Raumheizbedarf ansteigt. In den Wintermonaten November bis Februar erzeugen Kombianlagen dagegen die geringsten Kollektor-Nutzwärmen, da die Einstrahlungen zu gering sind. Beim System mit HTC-Kollektoren stellten sich jedoch gerade im Winterhalbjahr die höchsten solaren Nutzwärmeerträge ein. Dies ist beim System mit LTC-Kollektoren nicht mehr der Fall. Grund hierfür ist, dass die Außenluft mit LTC-Kollektoren durch die rückseitige Dämmung nicht mehr so gut als Wärmequelle genutzt werden kann. Je kleiner die Wärmeverlustkoeffizienten, desto schlechter kann Umweltwärme aufgenommen werden. Der große Vorteil des unabgedeckten Kollektors in serieller Verschaltung mit einer Wärmepumpe wird durch die zusätzliche Wärmedämmung zunichte gemacht.

Da auch hier, im Gegensatz zur klassischen Solarthermieanlage, die Einstrahlung für die Zeiten, an denen dem Kollektor Nutzwärme entzogen wird, nur eine untergeordnete Rolle spielt, kommt der gedachte Vorteil der Rückseiten-Wärmedämmung nicht zur Geltung.

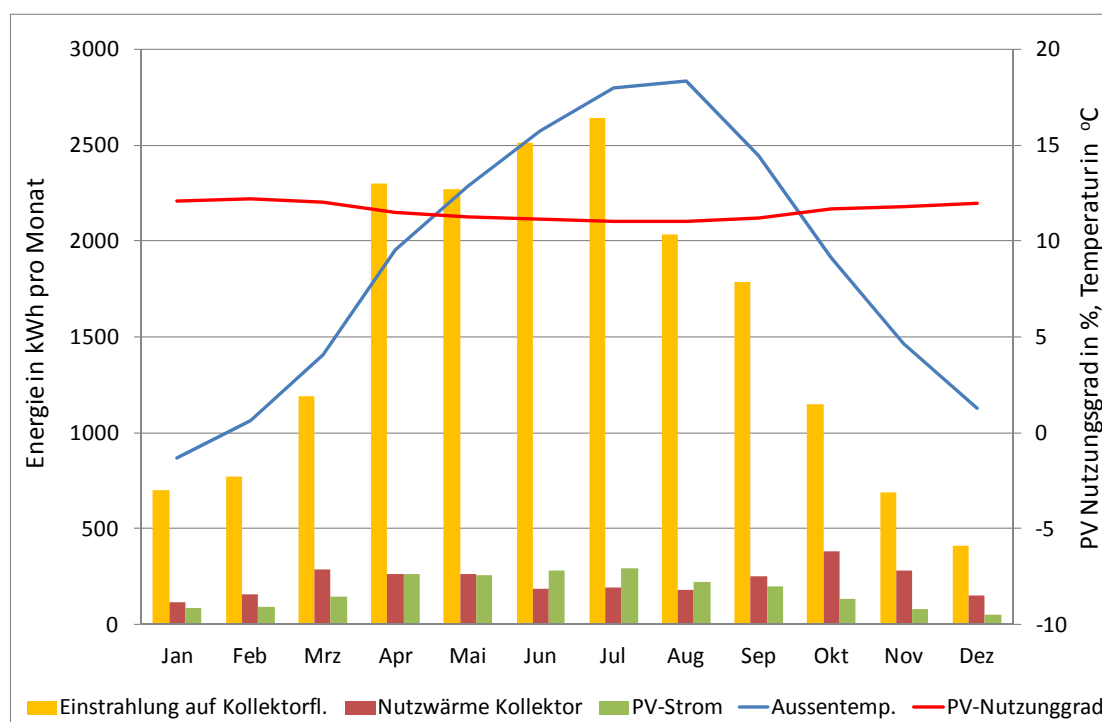


Abbildung 46: Monatswerte System 2 mit 15m²-Kollektorfläche, Typ LTC, Standort Würzburg

Der Verlauf des von den PVT-Kollektoren erzeugten Stromes entspricht den Erwartungen. Wie beim HTC-Kollektor werden die höchsten Nutzungsgrade im Januar (12,1 %) und im Februar (12,2 %) erzielt, wo zudem die niedrigsten Außentemperaturen im Monatsmittel vorliegen. Die niedrigsten PV-Nutzungsgrade von 11,0 % werden im Juli und August, den Monaten mit den höchsten Außentemperaturen simuliert. Die Monatsmittel der Außentemperatur erscheinen in diesem System als Haupteinflussgröße für die Zelltemperatur und damit die elektrische Effizienz. Im Vergleich zum HTC-Kollektor ist die Spanne des PV-Nutzungsgrades um 0,2 Prozentpunkte etwas größer (LTC: Maximum: 12,2%, Minimum: 11,0%; HTC: Maximum: 12,1%, Minimum: 11,1%). Das ist zwar nicht viel, deutet aber auf den Umstand hin, dass sich die PV-Zellen des LTC-Kollektors im Hochsommer etwas stärker aufheizen und im Winter stärker vom Absorber abgekühlt werden. Beide Effekte sind der Wärmedämmung geschuldet. In der Jahressumme für den erzeugten Strom gleichen sich beide Effekte gerade wieder aus (siehe oben)

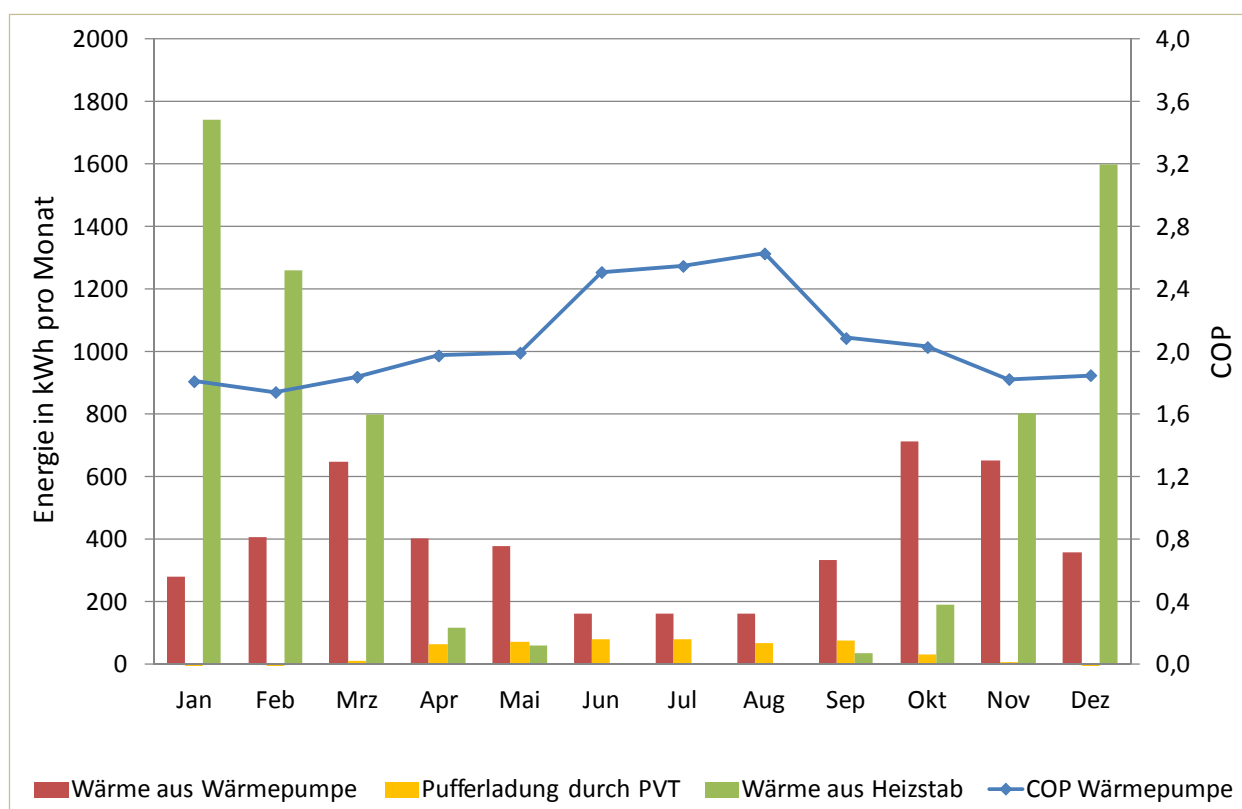


Abbildung 47: Monatswerte System 2 mit 15m²-Kollektorfläche, Typ LTC, Standort Würzburg

In Abbildung 47 sind die monatlichen Nutzwärmen, die in den Puffer eingetragen werden, dargestellt. Wie bei den HTC-Kollektoren ist auch hier nur ein geringer Anteil direkter Pufferladung durch die LTC-Kollektoren vorhanden. Ersichtlich ist weiter, dass dieses System mit Begrenzung der PVT-Absorberrtemperatur auf 0°C im Winter einen äußerst hohen Strombedarf für den Heizstab benötigt, so dass es fast zu einer Stromheizung wird. Im Januar muss der Heizstab 85 % der Heizwärme bereitstellen. Der COP der Wärmepumpe zeigt einen über das Jahr zu erwartenden

Verlauf. Er liegt im Winter bei 1,7 (vgl. HTC: 2,4) und steigt im Sommer auf bis zu 2,6 (vgl. HTC: 3,1).

Zusammenfassend lässt sich in der hier betrachteten Systemkonfiguration am Standort Würzburg kein Vorteil für den LTC-Kollektortyp erkennen. Vielmehr sprechen die Ergebnisse dafür, hier einen thermisch möglichst gut an die Umgebung angekoppelten PVT-Kollektor einzusetzen.

7.2.2 Standort Davos

Der Standort Davos zeichnet sich gegenüber dem Standort Würzburg vor allem durch höhere Einstrahlungssummen im Winterhalbjahr und niedrigere Außentemperaturen aus (siehe unten). Die maximale Heizlast und die Heizgrenze des „Normgebäudes“ sind etwas geringer (rund 6 kW / 12°C in Davos und rund 8 kW / 16°C in Würzburg). Die Jahressumme der Raumheizlast ist dennoch etwas größer aufgrund weniger stark schwankender Heizlast nach unten bei niedrigen Außentemperaturen (gleichmäßigeres Durchheizen; siehe auch Kapitel 6.2.). Der Wärmebedarf für Trinkwarmwasser ist aufgrund niedrigerer Kaltwassertemperaturen etwa 10 % höher.

7.2.2.1 Kollektortyp HTC

7.2.2.1.1 Jahresauswertung

In Abbildung 48 sind die Jahresenergien und Jahresnutzungsgrade für den HTC-Kollektortyp am Standort Davos über der Kollektorfläche aufgetragen. Wird die mittlere Absorbertemperatur der Kollektoren zum Schutz vor Eisbildung auf 0°C nach unten begrenzt, werden mit diesem System je nach Kollektorfläche spezifische Nutzwärmen zwischen 110 kWh/m²a und 400 kWh/m²a erreicht. Verglichen mit dem Standort Würzburg sind dies etwa 40 % weniger, also eine deutliche Einbuße.

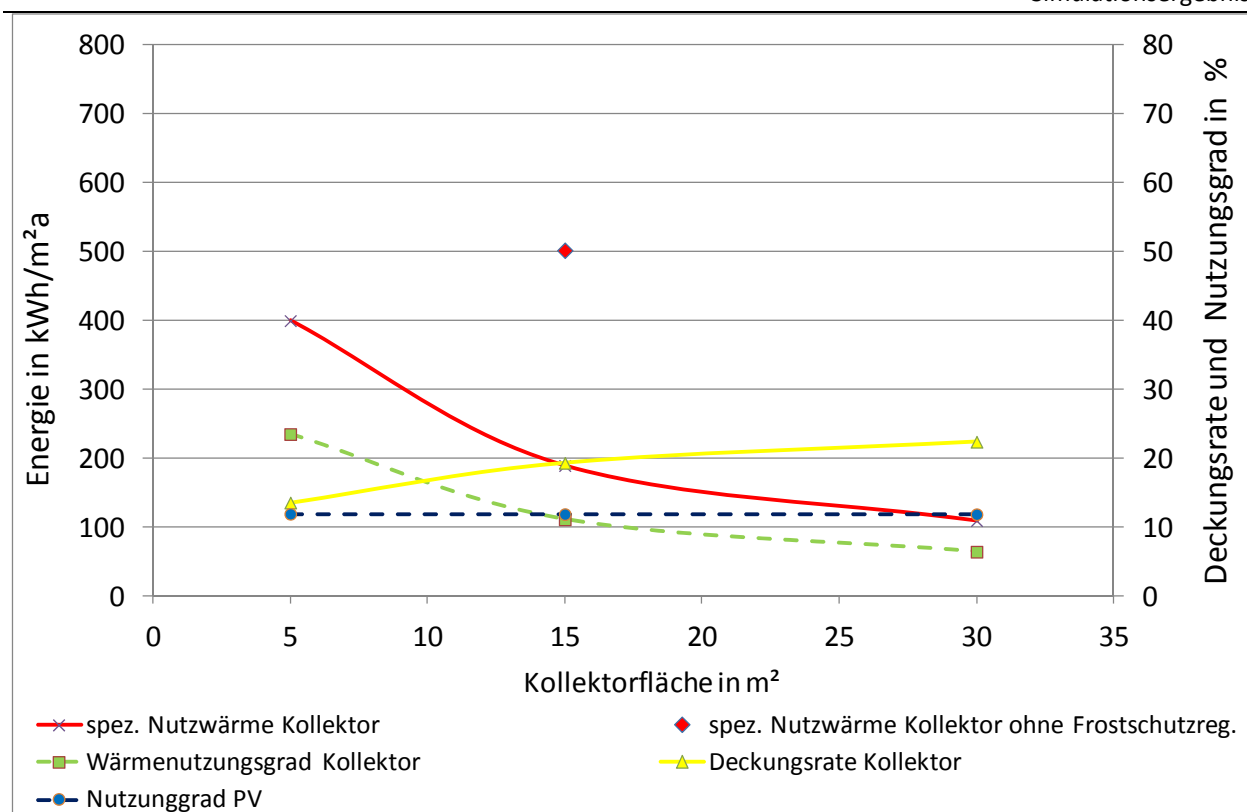


Abbildung 48: Spezifische Jahreskennwerte von System 2 mit Typ HTC für den Standort Davos

Die Kurvenverläufe in Abbildung 48 gleichen der analogen Abbildung 33 für Würzburg nur auf anderem Niveau und wurden dort schon diskutiert.

Der PV-Nutzungsgrad bleibt auch hier bei unterschiedlichen Kollektorflächen konstant, erreicht aber einen Jahreswert von 11,9 % im Vergleich zu Würzburg (11,4 %). Dies dürfte auf die insgesamt niedrigeren Außentemperaturen und besseren Einstrahlungen gerade in der kalten Jahreszeit zurückzuführen sein.

In Abbildung 49 ist die Häufigkeit der mittleren Absorberrtemperaturen für das betrachtete System mit Temperaturbegrenzung und 15 m² Kollektorfläche abgebildet. Man sieht wieder wie erwartet die Spitze bei 0°C bis 2°C mit exponentiellem Abfall in Richtung höherer Temperaturen. Der kleinere Hügel im Temperaturbereich, wo direkte Pufferladung von den Kollektoren stattfinden kann, bildet sich gegenüber dem Würzburger Standort zu tieferen Temperaturen verschoben, im Bereich um 24°C aus. Diese Verschiebung ist aufgrund der im Sommer gegenüber Würzburg um ca. 6 K niedrigeren Kaltwassertemperaturen gut verständlich. Auch die maximal erreichten Absorberrtemperaturen von 39°C sind niedriger als in Würzburg (maximale Absorberrtemperatur: 49°C). Die Gesamtbetriebsstunden sind im Vergleich zu Würzburg zurückgegangen, da durch die niedrigeren Lufttemperaturen die Absorberrgrenztemperatur von 0°C eher erreicht wird.

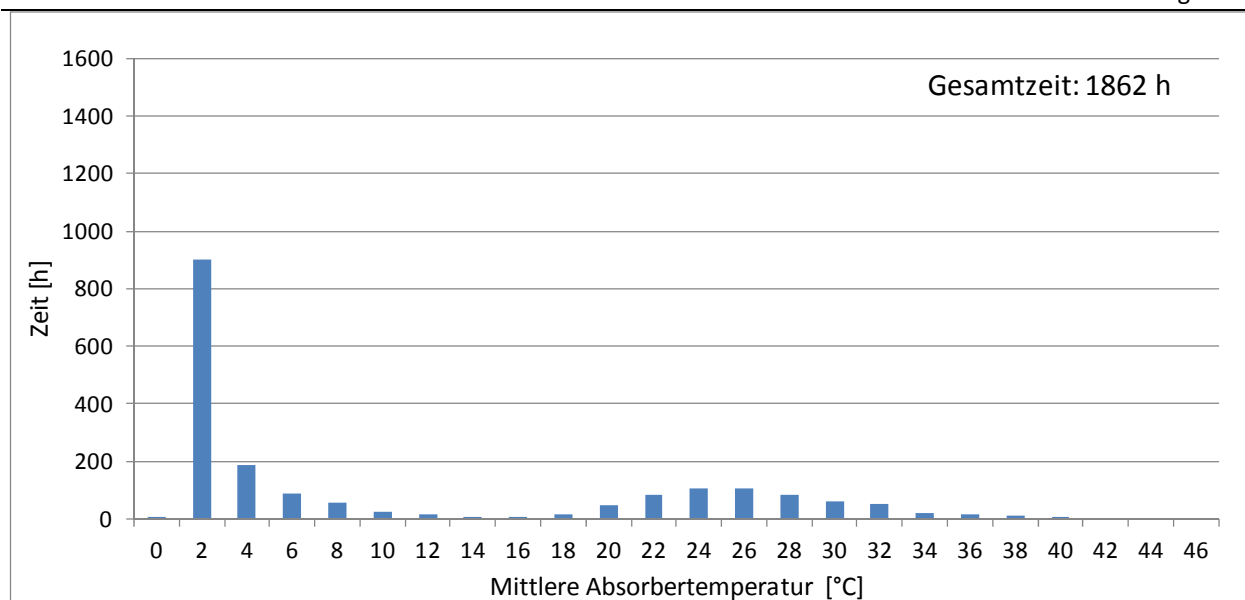


Abbildung 49: Dauer der simulierten mittleren Absorbtemperatur bei Kollektordurchströmung für System 2 mit 15m²-Kollektorfläche, Typ HTC, Standort Davos, mit mittlerer Absorbtemperaturbegrenzung bei 0°C

In Abbildung 50 sind die von den einzelnen Wärmeerzeugern in einem Jahr gelieferten absoluten Wärmemengen, sowie der Stromverbrauch der Wärmepumpe und die Stromerzeugung der PVT-Kollektoren dargestellt.

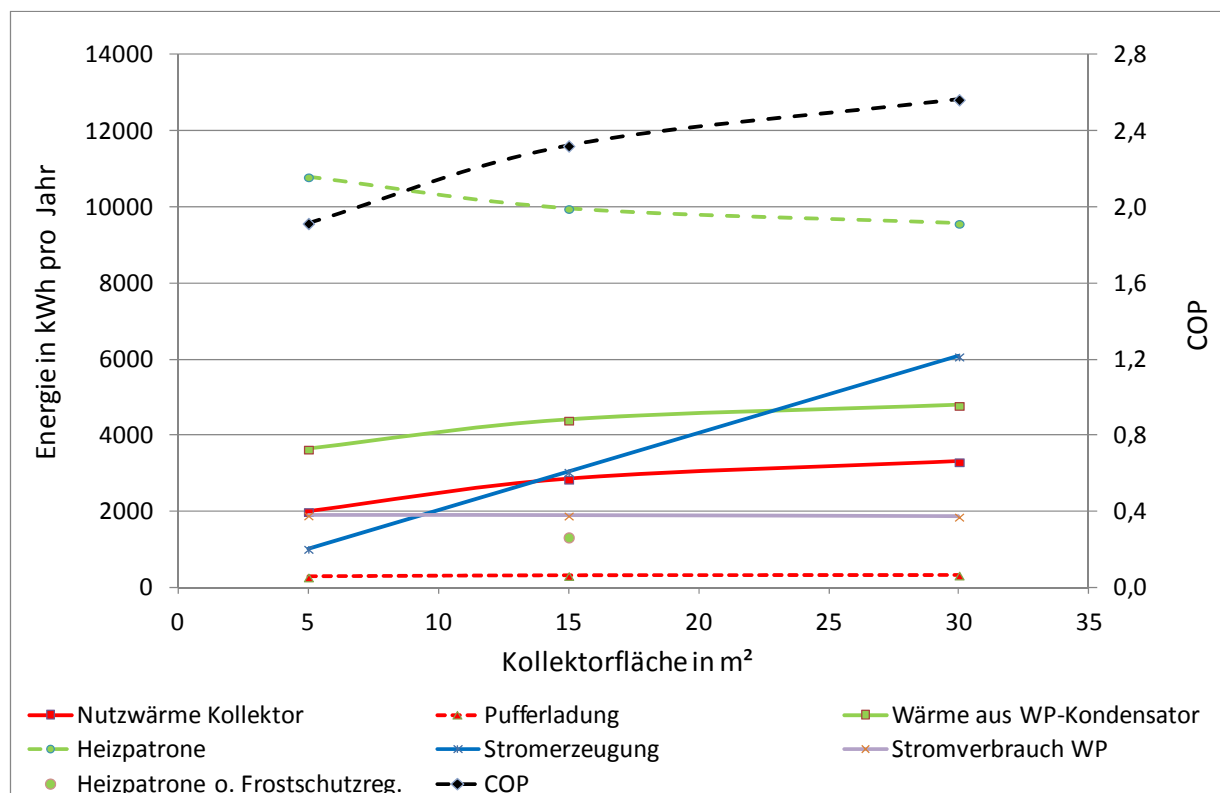


Abbildung 50: Jahresenergien und COP der Wärmepumpe von System 2 mit Typ HTC für den Standort Davos

Auch hier gleichen die Kurvenverläufe der analogen Abbildung 35 für Würzburg. Die Absolutwerte für die Kollektornutzwärme, die Wärme aus der Wärmepumpe und der Heizpatrone unter-

scheiden sich jedoch deutlich. So müssen hier rund $\frac{2}{3}$ der Wärme mittels Heizstab erzeugt werden, so dass auch dieses System fast zu einer Stromdirektheizung wird. Eine Verbesserung der Relation von Wärme aus Wärmepumpe und Heizstab wäre wiederum durch den Betrieb des PVT-Kollektors im Frostbereich möglich (siehe unten). Wie beim Standort Würzburg sinkt der Strombezug der Wärmepumpe mit zunehmender Kollektorfläche leicht, wodurch der COP entsprechend steigt. Insgesamt liegt der COP etwas unter dem der vergleichbaren Systeme für den Standort Würzburg. Dies dürfte im Wesentlichen auf die niedrigeren Außentemperaturen und die damit verbundene höhere Taktzahl der Wärmepumpe zurückzuführen sein.

Positiv ist anzumerken, dass die PV-Stromerzeugung in Davos um 45 % höher ausfällt als in Würzburg. Dies ist der höheren Einstrahlung verbunden mit geringeren Außentemperaturen geschuldet.

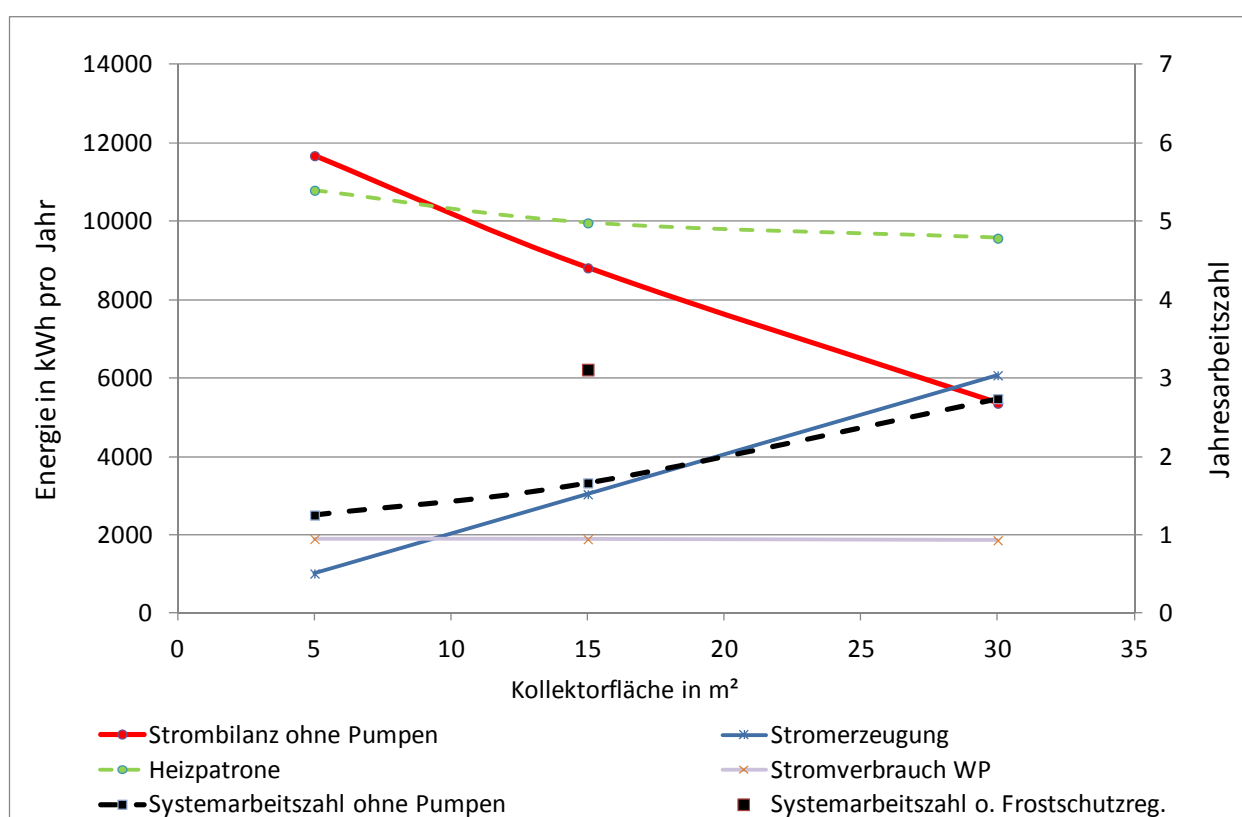


Abbildung 51: Elektrische Verbräuche und Systemarbeitszahlen von System 2 mit Typ HTC für den Standort Davos

Abbildung 51 zeigt den Jahres-Stromverbrauch von Wärmepumpe und Heizpatrone, die Jahres-Stromerzeugung durch die PVT-Kollektoren und die resultierende Bilanz (ohne Strom für Umwälzpumpen)

Die Stromerzeugung wächst proportional mit der Kollektorfläche und der Stromverbrauch sinkt ein wenig, so dass die Jahres-Systemarbeitszahl des Gesamtsystems ansteigt, jedoch nicht so stark wie beim HTC-Typ in Würzburg. Systemarbeitszahlen größer 3 werden bis zu einer Kollektorfläche von 30 m² nicht erzielt (zum Vergleich beim HTC in Würzburg ab rund 20 m²).

In einer zusätzlichen Simulation mit 15 m² Kollektorfläche wurde die mittlere Absorbtemperatur nicht begrenzt, so dass tiefe Minustemperaturen, kurzzeitig bis -25°C, erreicht wurden (siehe Abbildung 52). Ohne Temperaturbegrenzung können die Kollektoren wegen höherer Temperaturdifferenzen zur Luft mehr Wärme aufnehmen. Zudem wird die Betriebszeit erheblich erhöht. Im Vergleich zum Standort Würzburg hat sich der Hauptbetriebsschwerpunkt der PVT-Kollektoren um ca. 6 K auf den Bereich um -6°C deutlich nach unten verlagert, um so die geforderten Wärmeleistungen zu erzeugen. Auch die Form der Verteilung ist „spitzer“ geworden.

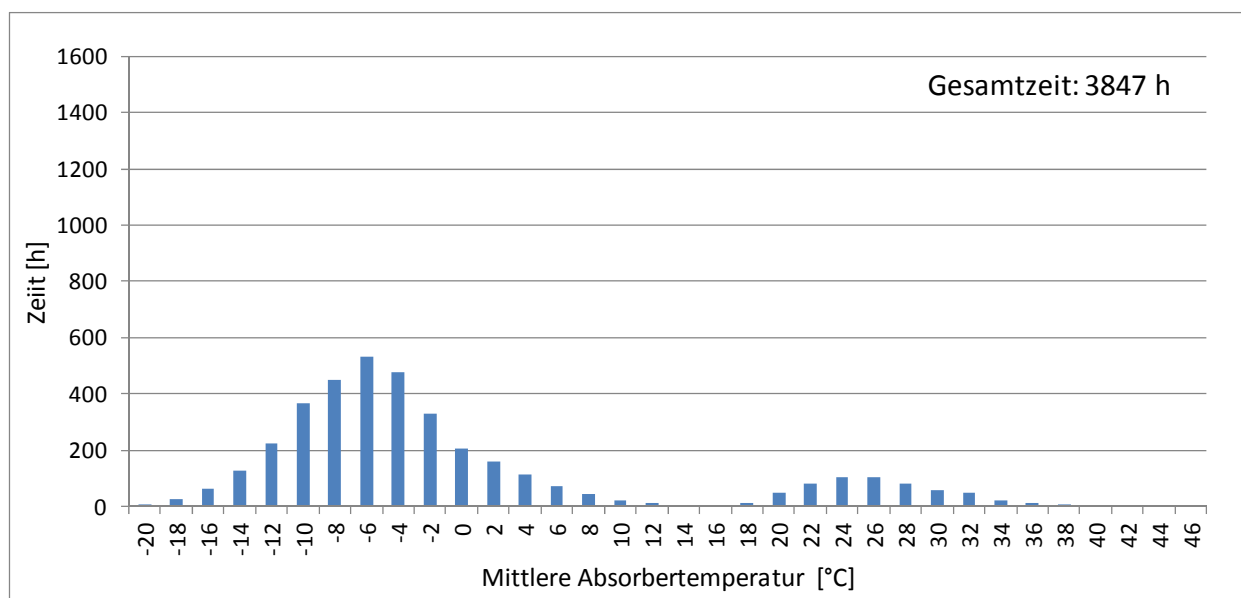


Abbildung 52: Dauer der simulierten mittleren Absorbtemperatur bei Kollektordurchströmung für System 2 mit 15m²-Kollektorfläche, Typ HTC, Standort Davos, ohne Temperaturgrenze

In der Jahresbilanz wird in dieser Betriebsweise der Wert der spezifischen Nutzwärme von 190 auf 500 kWh/m² erheblich gesteigert (siehe auch Abbildung 48), also auf Werte wie beim vergleichbaren System am Standort Würzburg. Der Heizpatronenanteil würde auf 9 % sinken (siehe auch Abbildung 50). Die Jahres-Systemarbeitszahl liegt bereits bei 15 m² Kollektorfläche knapp über 3. Auch hier gelten natürlich die bereits oben genannten Einschränkungen bei Eisbildung.

7.2.2.1.2 Monatsauswertung

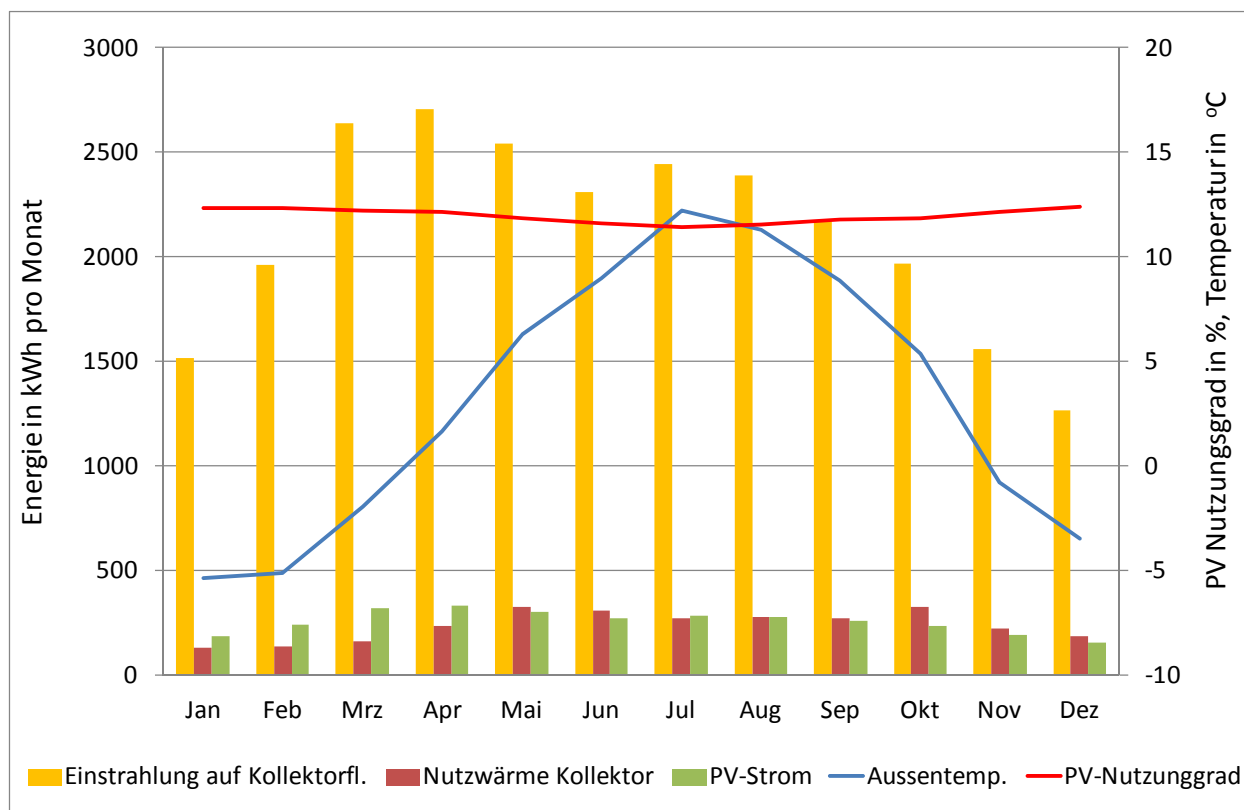


Abbildung 53: Monatswerte System 2 mit 15m²-Kollektorfläche, Typ HTC, Standort Davos

Abbildung 53 zeigt die monatlichen Nutzwärmen der HTC-PVT-Kollektoren im Vergleich zur solaren Einstrahlung auf die Kollektorfläche für den Standort Davos bei 15 m² Kollektorfläche und Temperaturbegrenzung. Im Vergleich zum Standort Würzburg (Abbildung 39) fällt der hohe Strahlungsanteil im Frühjahr und den Wintermonaten auf. So werden im März und April die höchsten Monatssummen der Strahlung auf die geneigte Kollektorfläche erreicht. Insgesamt ist die Strahlung gleichmäßiger über das Jahr verteilt. Die Kollektor-Nutzwärmen sind verglichen mit den hohen Einstrahlungen jedoch recht gering. Während in Würzburg die von den Kollektoren abgegebene Nutzwärme im Winterhalbjahr am höchsten war, sind sie in Davos hier am geringsten. Grund hierfür ist, dass die deutlich kältere Außenluft in Davos mit diesem System schlechter als Wärmequelle genutzt werden kann. (In serieller Verschaltung mit einer Wärmepumpe arbeiten die PVT-Kollektoren mit hohem Anteil als Flächenabsorber und die für die thermische Nutzung dominierende Größe ist der Wärmebedarf der Wärmepumpe.)

Der Verlauf des von den PVT-Kollektoren erzeugten Stromes entspricht den Erwartungen. Wie beim HTC-Kollektor in Würzburg werden die höchsten Nutzungsgrade in den kältesten Monaten Dezember bis Februar (12,4 %) erzielt. Die niedrigsten PV-Nutzungsgrade von 11,4 % werden im Juli, dem Monat mit den höchsten Außentemperaturen simuliert. Die Monatsmittel der Außentemperatur erscheinen auch in diesem System als Haupteinflussgröße für die Zelltemperatur und damit die elektrische Effizienz.

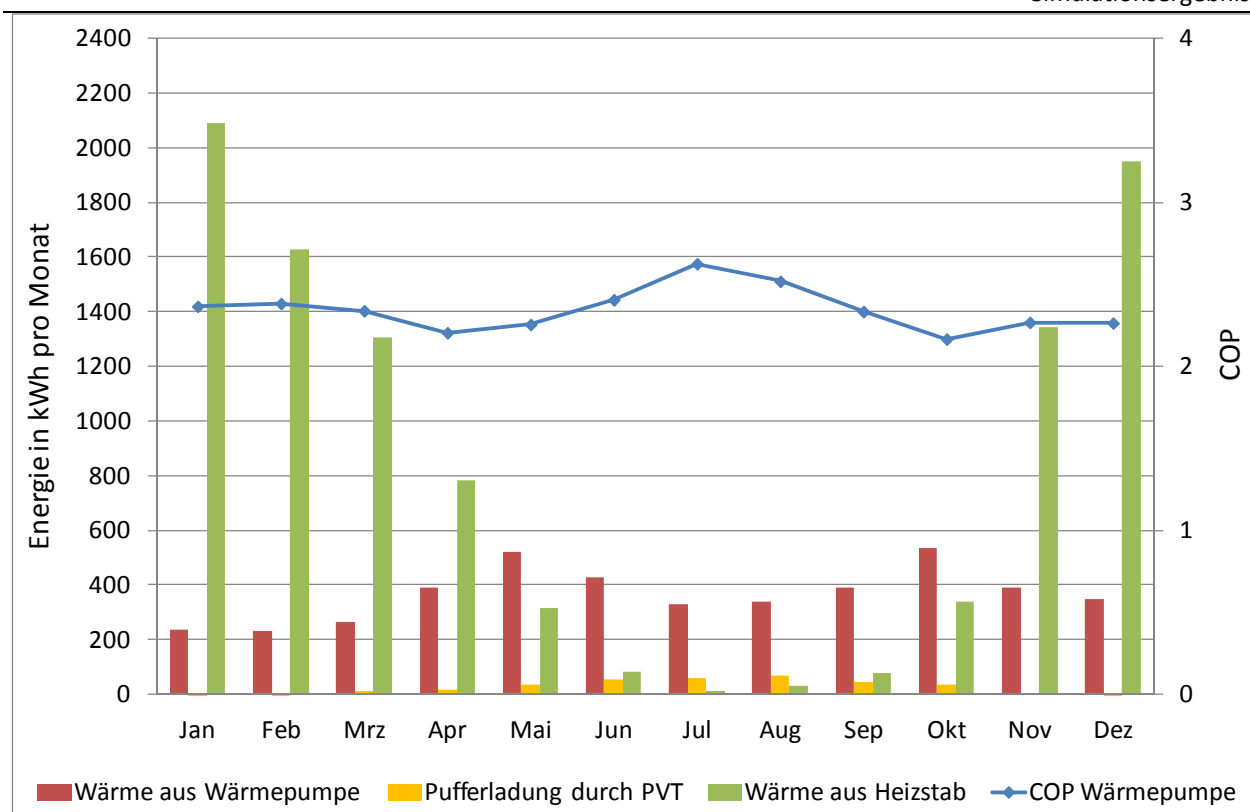


Abbildung 54: Monatswerte und COP, System 2 mit 15m²-Kollektorfläche, Typ HTC, Standort Davos

In Abbildung 54 sind die monatlichen Nutzwärmen, die in den Puffer eingetragen werden, dargestellt. Wie beim Standort Würzburg ist auch hier nur ein geringer Anteil direkter Pufferladung durch die PVT-Kollektoren vorhanden. Ersichtlich ist weiter, dass dieses System mit Begrenzung der PVT-Absorbtemperatur auf 0°C im Winter einen äußerst hohen Strombedarf für den Heizstab benötigt, so dass es vielmehr eine Stromdirekt- als eine Wärmepumpenheizung darstellt. Im Januar wird 90 % der Heizwärme über den Heizstab bereitgestellt. Der COP der Wärmepumpe zeigt über das Jahr einen ähnlichen Verlauf wie in Würzburg, hat seine kleinsten Werte allerdings nicht im Winter sondern im April und Oktober.

7.2.2.2 Kollektortyp LTC (thermisch schlecht an die Umgebung gekoppelter Absorber, mit Rückseitendämmung)

7.2.2.2.1 Jahresauswertung

In Abbildung 55 sind die Jahresenergien und Jahresnutzungsgrade für den LTC-Kollektortyp am Standort Davos über der Kollektorfläche aufgetragen. Wird die mittlere Absorbtemperatur der Kollektoren zum Schutz vor Eisbildung auf 0°C nach unten begrenzt, werden mit diesem System je nach Kollektorfläche spezifische Nutzwärmen zwischen 83 und 200 kWh/m²a erreicht (zum Vergleich beim HTC: 110 und 400 kWh/m²a). Beim System mit 5 m² großer Kollektorfläche stellen die LTC-Kollektoren lediglich 50 % der Nutzwärme bereit, die der HTC-Typ liefert. Je kleiner die Kollektorfläche ist, desto mehr macht sich der Leistungsunterschied zwischen beiden Typen be-

merkbar. Somit haben wir hier ähnliche Unterschiede zwischen beiden Kollektortypen wie beim Standort Würzburg.

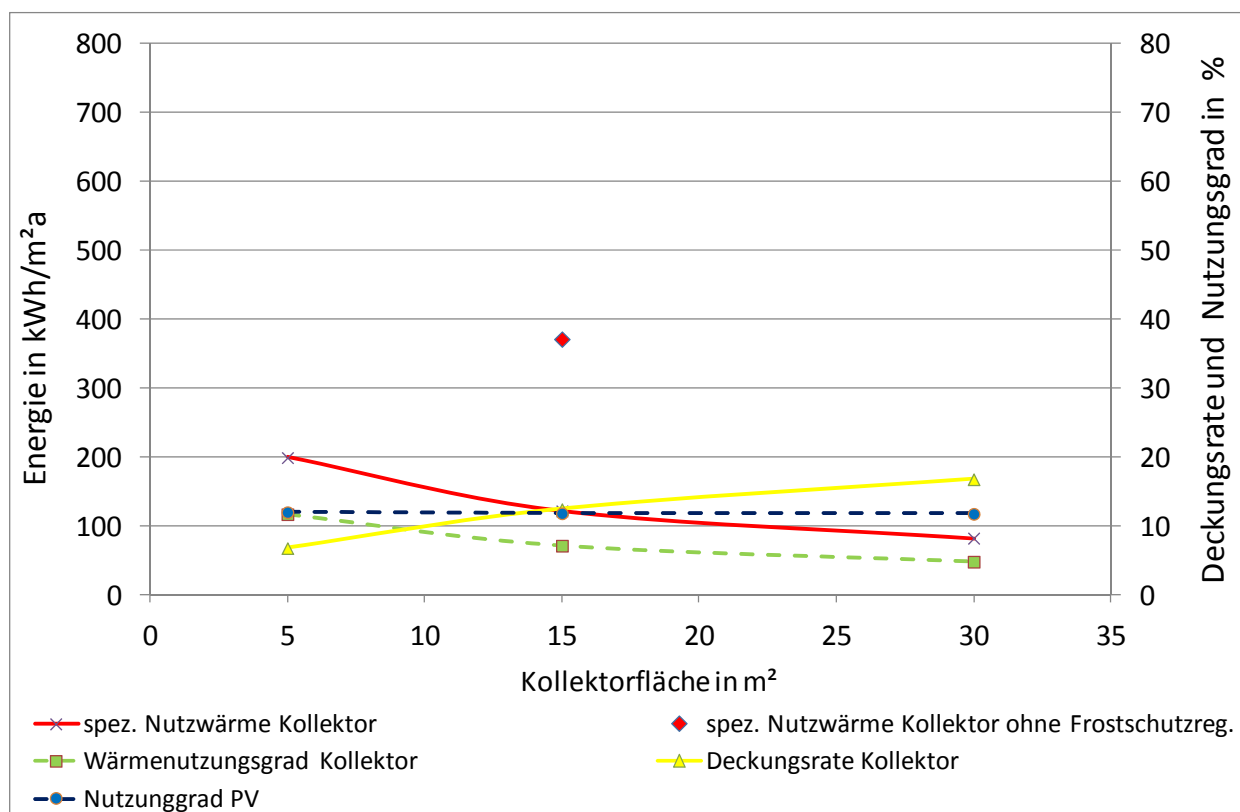


Abbildung 55: Spezifische Jahreskennwerte von System 2 mit Typ L TC für den Standort Davos

In Abbildung 56 ist die Häufigkeit der mittleren Aborbtemperaturen für das betrachtete System mit 15 m² Kollektorfläche und Temperaturbegrenzung abgebildet. Wie beim Standort Würzburg wird auch hier beim LTC-Typ die Laufzeit vergrößert, um die geforderte Wärme zu sammeln. Auch hier wieder auffällig, ist der längere Betrieb im Bereich ab 23°C mit Zeiten direkter Pufferbeladung durch die Kollektoren. Hier machen sich wieder die verringerten Wärmeverluste des LTC-Kollektors durch die rückseitige Wärmedämmung positiv bemerkbar.

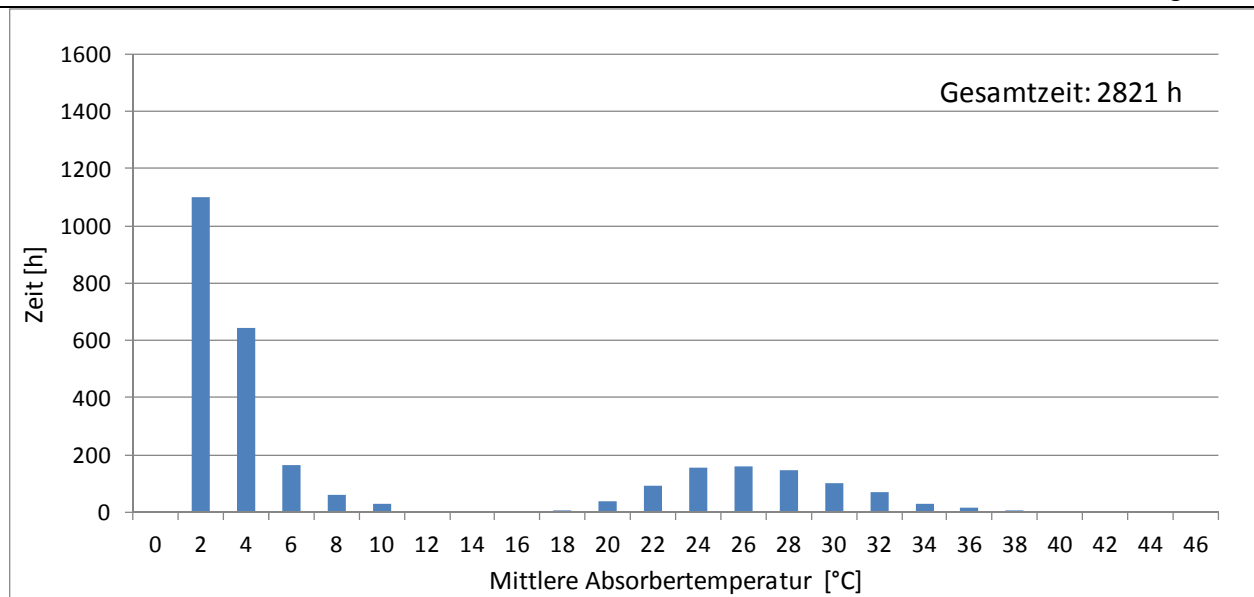


Abbildung 56: Dauer der simulierten mittleren Absorbtemperatur bei Kollektordurchströmung für System 2 mit 15m²-Kollektorfläche, Typ LTC, Standort Davos, mit mittlerer Absorbtemperaturbegrenzung bei 0°C

In Abbildung 57 sind die von den einzelnen Wärmeerzeugern in einem Jahr gelieferten absoluten Wärmemengen, sowie der Stromverbrauch der Wärmepumpe und die Stromerzeugung der PVT-Kollektoren für den LTC-Typ dargestellt.

Die Kurvenverläufe sind denen des HTC-Typs sehr ähnlich. Die Absolutwerte der Wärmemengen sind jedoch, wie oben angedeutet, von denen des HTC-Typ recht verschieden. So erreicht die Nutzwärme der LTC-Kollektoren mit 15 m² Kollektorfläche in etwa den gleichen Wert wie die sehr viel kleinere 5 m²-HTC-Anlage.

Auch bzgl. der Wärmemenge der direkten Pufferladung gilt das gleiche wie beim Standort Würzburg. Sie ist bei den größeren Kollektorflächen von 15 m² und 30 m² größer als die des HTC-Kollektors. Hier machen sich die verringerten Wärmeverluste durch die rückseitige Wärmedämmung positiv bemerkbar.

Mit zunehmender Kollektorfläche steigt der Strombezug der Wärmepumpe langsamer als die Wärmeabgabe des Kondensators, wodurch der COP entsprechend steigt. Absolut liegt der COP des LTC-Systems 0,3 (5 m²) bis 0,5 (30 m²) Prozentpunkte unter dem COP des HTC-Systems.

Ein im Vergleich zum HTC-System noch höherer Anteil (76 % beim 15 m²-Feld) der Heizwärme muss über den elektrischen Heizstab erzeugt werden mit entsprechend negativer Konsequenz für die Systemarbeitszahl (siehe unten).

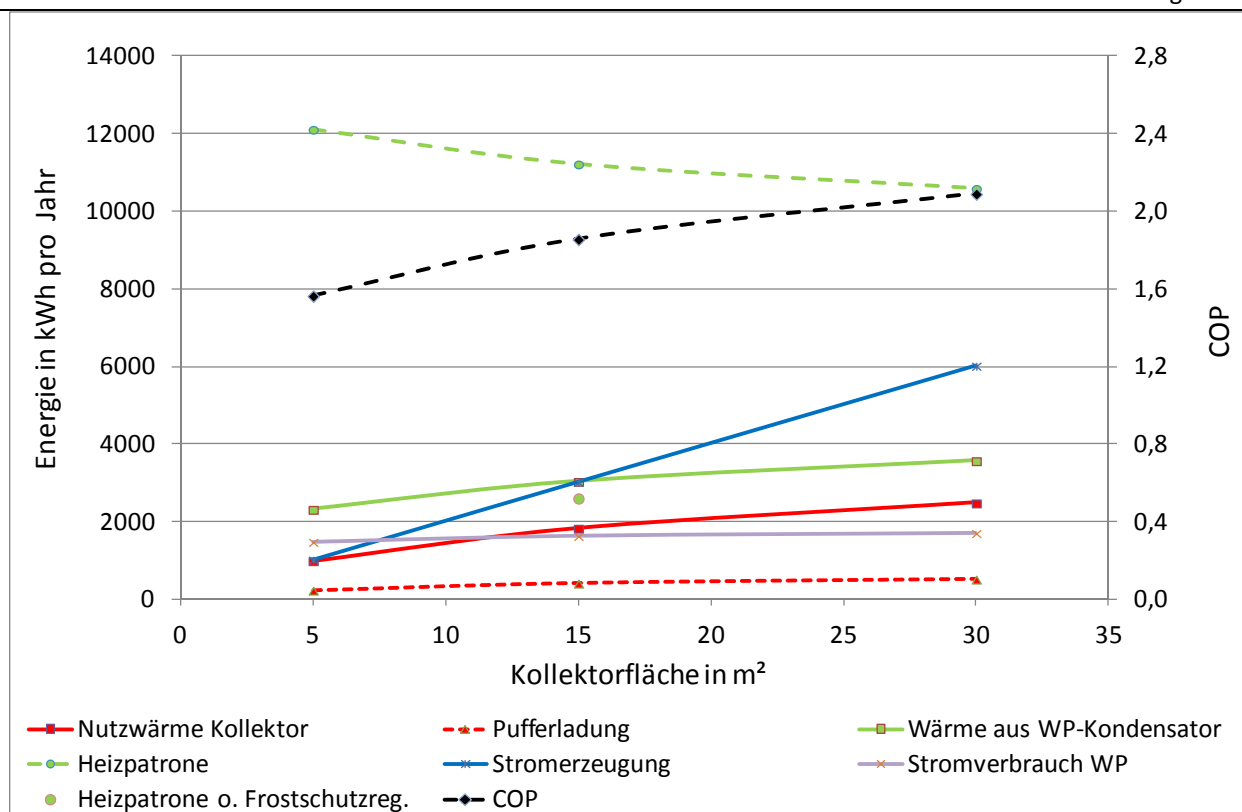


Abbildung 57: Jahresenergien und COP der Wärmepumpe von System 2 mit Typ LTC für den Standort Davos

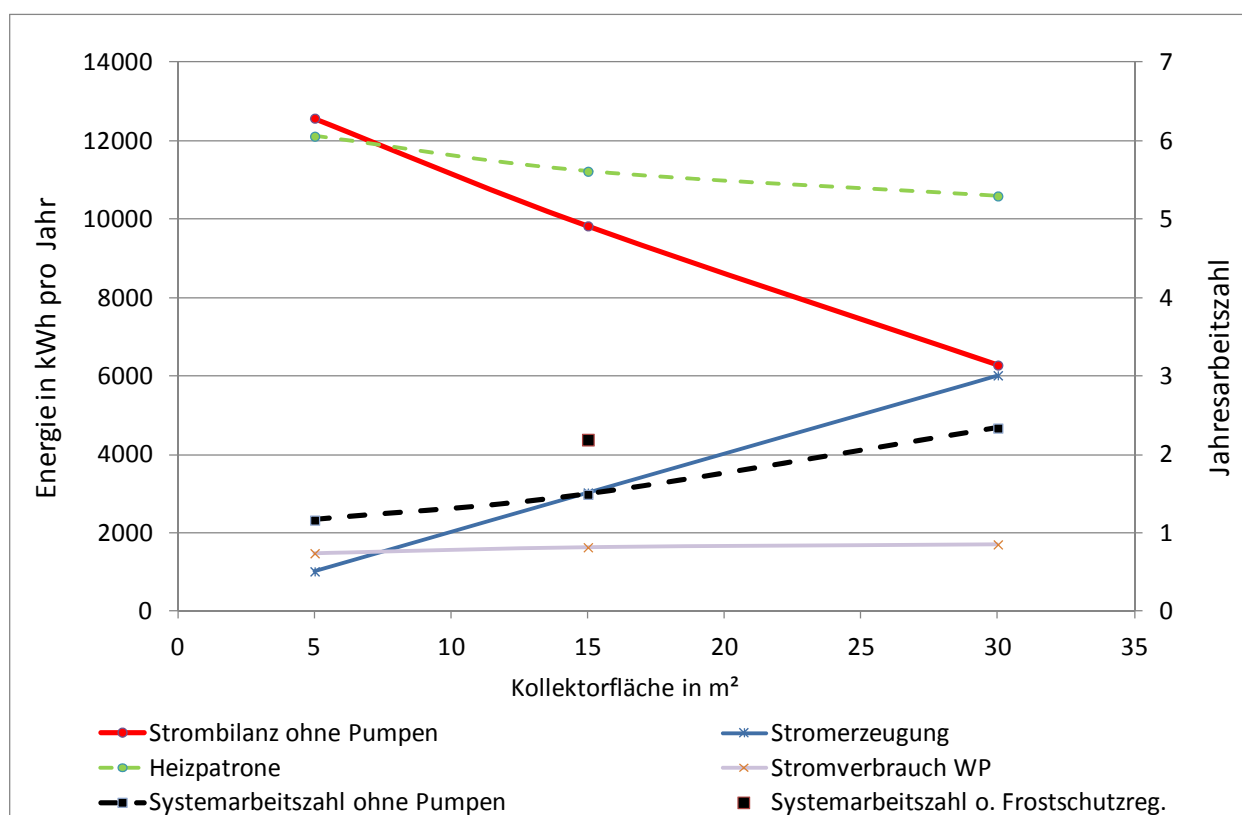


Abbildung 58: Elektrische Verbräuche und Systemarbeitszahlen von System 2 mit Typ LTC für den Standort Davos

Abbildung 58 zeigt den Jahres-Stromverbrauch von Wärmepumpe und Heizpatrone, die Jahres-Stromerzeugung durch die PVT-Kollektoren und die resultierende Bilanz (ohne Strom für Umwälzpumpen).

Die Jahresarbeitszahlen des Gesamtsystems ohne Berücksichtigung des Pumpenstroms liegen noch niedriger als beim HTC-Typ.

Die Stromerzeugung wächst proportional mit der Kollektorfläche und der Stromverbrauch sinkt. Jahresarbeitszahlen größer 3 werden bis zu einer Kollektorfläche von 30 m² nicht mehr erzielt (zum Vergleich beim LTC in Würzburg ab 30 m²).

Bei Wegfall der Temperaturbegrenzung (siehe Abbildung 59), ergibt sich wieder eine deutliche Verschiebung der Absorbtemperaturen nach unten. Im Vergleich zum HTC-Typ hat sich der Hauptbetriebsschwerpunkt bei Einsatz von 15 m² LTC-Kollektoren um ca. 6 K auf den Bereich um -12°C verlagert, um so die geforderten Wärmeleistungen zu erzeugen. Zu berücksichtigen ist jedoch, dass die Wärmepumpe mit geringerer Verdampfereingangstemperatur arbeitet und somit weniger Leistung bringt. Als Ausgleich erhöhen sich auch hier die Betriebszeiten gegenüber den HTC-Kollektoren. In der Jahresbilanz wird in dieser Betriebsweise immerhin ein Wert der spezifischen Nutzwärme von 370 kWh/m² erreicht (zum Vergleich beim HTC: 500 kWh/m²).

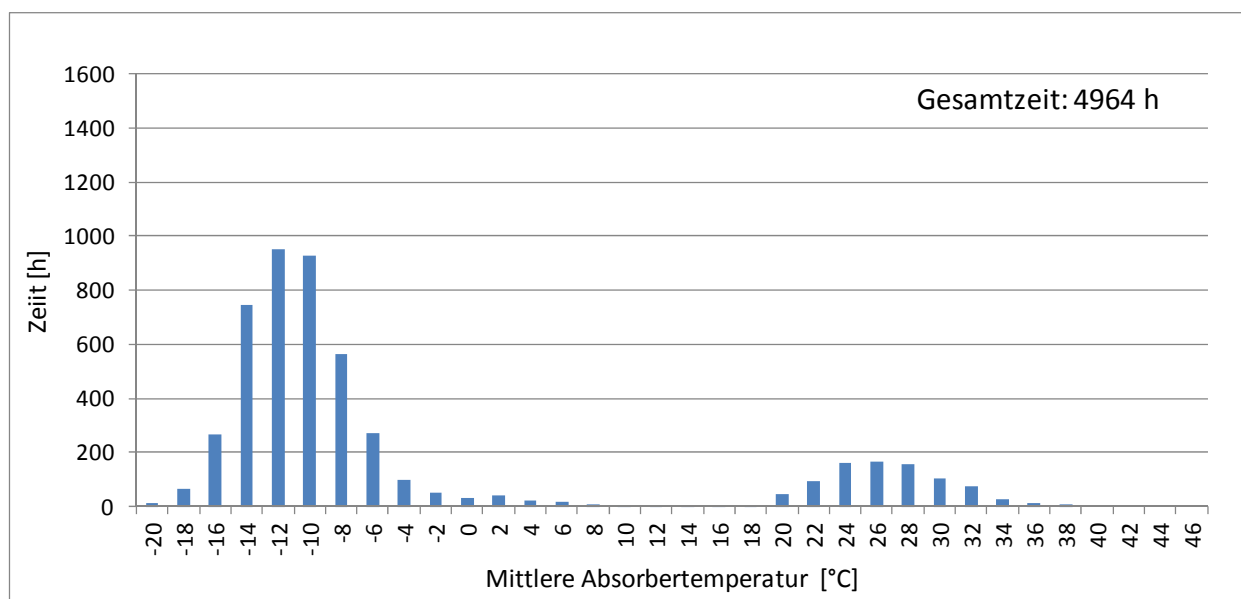


Abbildung 59: Dauer der simulierten mittleren Absorbtemperaturen bei Kollektordurchströmung für System 2 mit 15m²-Kollektorfläche, Typ LTC, Standort Davos, ohne mittlere Absorbtemperaturenbeschränkung

Durch den Betrieb im Frostbereich wird der Heizstabbetrieb wesentlich reduziert (Anteil an Wärmeerzeugung: 17 % beim 15 m²-Feld; siehe auch Abbildung 57). Die Jahresarbeitszahl erhöht sich (nur) auf 2,2 (siehe auch Abbildung 58). Das oben bereits angesprochene Effizienzkriterium (Jahresarbeitszahl > 3) wird also mit 30 m²-Kollektorfläche vermutlich knapp verfehlt. Zu den Einschränkungen der Simulationsergebnisse dieser Betriebsweise gilt das oben schon gesagte.

7.2.2.2.2 Monatsauswertung

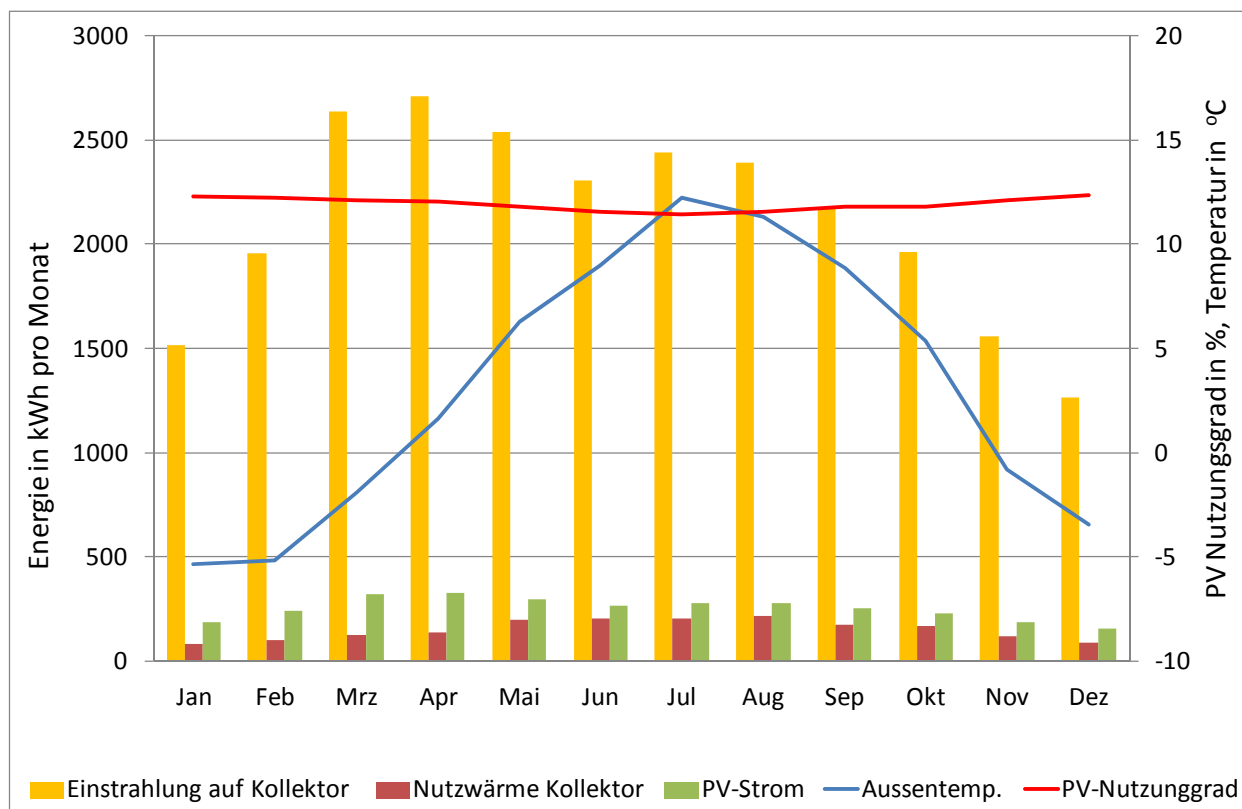


Abbildung 60: Monatswerte System 2 mit 15m²-Kollektorfläche, Typ LTC, Standort Davos

In Abbildung 60 werden die monatlichen Nutzwärmen der PVT-Kollektoren im Vergleich zur solaren Einstrahlung auf die Kollektorfläche für den Standort Davos gezeigt (15 m² Kollektorfläche, mit Temperaturbegrenzung). Der Verlauf entspricht dem der HTC-Kollektoren, nur auf geringem Niveau.

Der Verlauf des von den PVT-Kollektoren erzeugten Stromes entspricht den Erwartungen. Wie beim HTC-Kollektor werden die höchsten Nutzungsgrade im in den kältesten Monaten Dezember bis Februar (12,3 %) erzielt. Die niedrigsten PV-Nutzungsgrade von 11,4 % werden im Juli, dem Monat mit den höchsten Außentemperaturen simuliert. Die Monatsmittel der Außentemperatur erscheinen auch in diesem System als Haupteinflussgröße für die Zelltemperatur und damit die elektrische Effizienz.

Im Vergleich zum HTC-Kollektor ist die Spanne des PV-Nutzungsgrades um 0,1 Prozentpunkte kleiner (LTC: Maximum: 12,3 %, Minimum: 11,4 %; HTC: Maximum: 12,4 %, Minimum: 11,4 %), im Unterschied zum Verhalten in Würzburg, wo die Spanne etwas größer wurde (siehe oben).

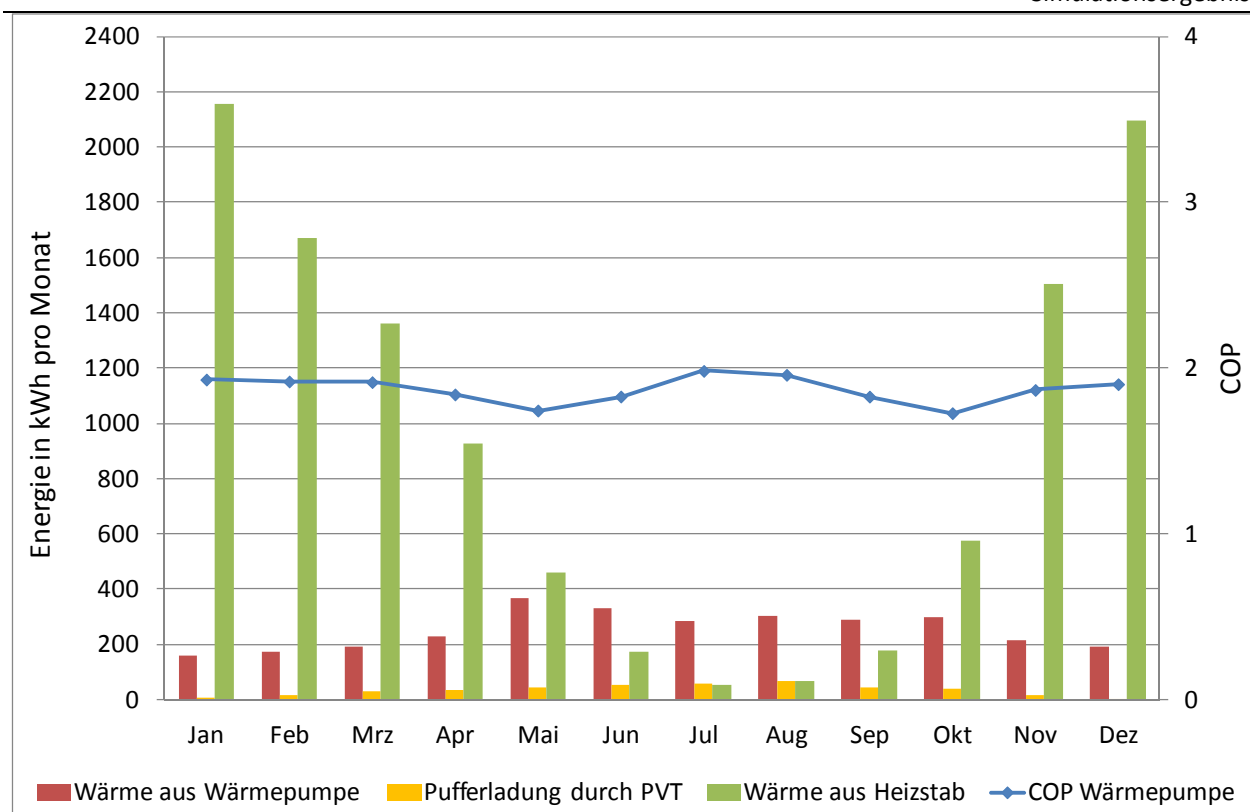


Abbildung 61: Monatswerte System 2 mit 15m²-Kollektorfläche, Typ LTC, Standort Davos

In Abbildung 61 sind die monatlichen Nutzwärmen, die in den Puffer eingetragen werden, dargestellt. Wie bei den HTC-Kollektoren ist auch hier nur ein geringer Anteil direkter Pufferladung durch die PVT-Kollektoren vorhanden. Ersichtlich ist weiter, dass dieses System im Winter einen äußerst hohen Strombedarf für den Heizstab benötigt, so dass dieses System eigentlich eine Stromdirektheizung darstellt. Im Januar wird 93 % der Heizwärme über den Heizstab bereitgestellt.

Der COP der Wärmepumpe zeigt über das Jahr einen ähnlichen Verlauf wie beim System mit HTC-Kollektor. Er liegt im Winter bei 1,7 (vgl. HTC: 2,2) und steigt im Sommer auf bis zu 2,0 (vgl. HTC: 2,6). Damit liegt der COP des LTC-Systems im Mittel 0,5 Punkte unter dem COP des HTC-Systems. Dies ist vermutlich, wie oben bereits erwähnt, auf die höheren Taktverluste zurückzuführen.

Zusammenfassend lässt sich in der hier betrachteten Systemkonfiguration am Standort Davos kein Vorteil für den LTC-Kollektortyp erkennen. Vielmehr sprechen wie für Würzburg die Ergebnisse dafür, einen thermisch möglichst gut an die Umgebung angekoppelten Kollektor einzusetzen.

7.2.3 Standort Athen

Der Standort Athen soll hier als Beispiel für einen warmen südeuropäischen Standort simuliert werden, trotz der inkonsistenten Klima- und Heizlastdaten (siehe auch Kapitel 6.2). Die Ergebnisse sind daher im Vergleich mit den anderen Standorten als grobe Richtung zu verstehen.

Der Standort Athen zeichnet sich gegenüber dem Standort Würzburg durch höhere Einstrahlungssummen vor allem im Winterhalbjahr und höhere Außentemperaturen aus (siehe unten). Die Jahressumme der Raumheizlast ist etwas kleiner und eigentümlich verteilt. Der Wärmebedarf für Trinkwarmwasser ist aufgrund höherer Kaltwassertemperaturen etwa 22 % niedriger als in Würzburg.

7.2.3.1 Kollektortyp HTC (thermisch gut an die Umgebung gekoppelter Absorber)

7.2.3.1.1 Jahresauswertung

In Abbildung 62 sind die Jahresenergien und Jahresnutzungsgrade für den HTC-Kollektortyp am Standort Athen über der Kollektorfläche aufgetragen. Wird die mittlere Absorbertemperatur der Kollektoren zum Schutz vor Eisbildung auf 0°C nach unten begrenzt, werden mit diesem System je nach Kollektorfläche spezifische Nutzwärmen zwischen 250 kWh/m²a und 1250 kWh/m²a erreicht. Verglichen mit dem Standort Würzburg (100 – 400 kWh/m²a) sind dies bis zu dreimal mehr (bei 5 m² Kollektorfläche), also ein deutlicher Gewinn. Die Kollektordeckungsraten steigen auf ansehnliche Werte von 60-70 %. Die Wärmenutzungsgrade der Kollektoren bleiben dagegen für die Flächen 15 m² und 30 m² in der gleichen Größenordnung wie bei Würzburg, bei der 5 m²-Variante ist der Wert etwas besser.

Der PV-Nutzungsgrad bleibt auch hier bei unterschiedlichen Kollektorflächen konstant und erreicht einen Jahreswert von 11,2 %. Im Vergleich zu Würzburg (11,4 %) ist dieser etwas niedriger, was auf die insgesamt höheren Außentemperaturen zurückzuführen ist.

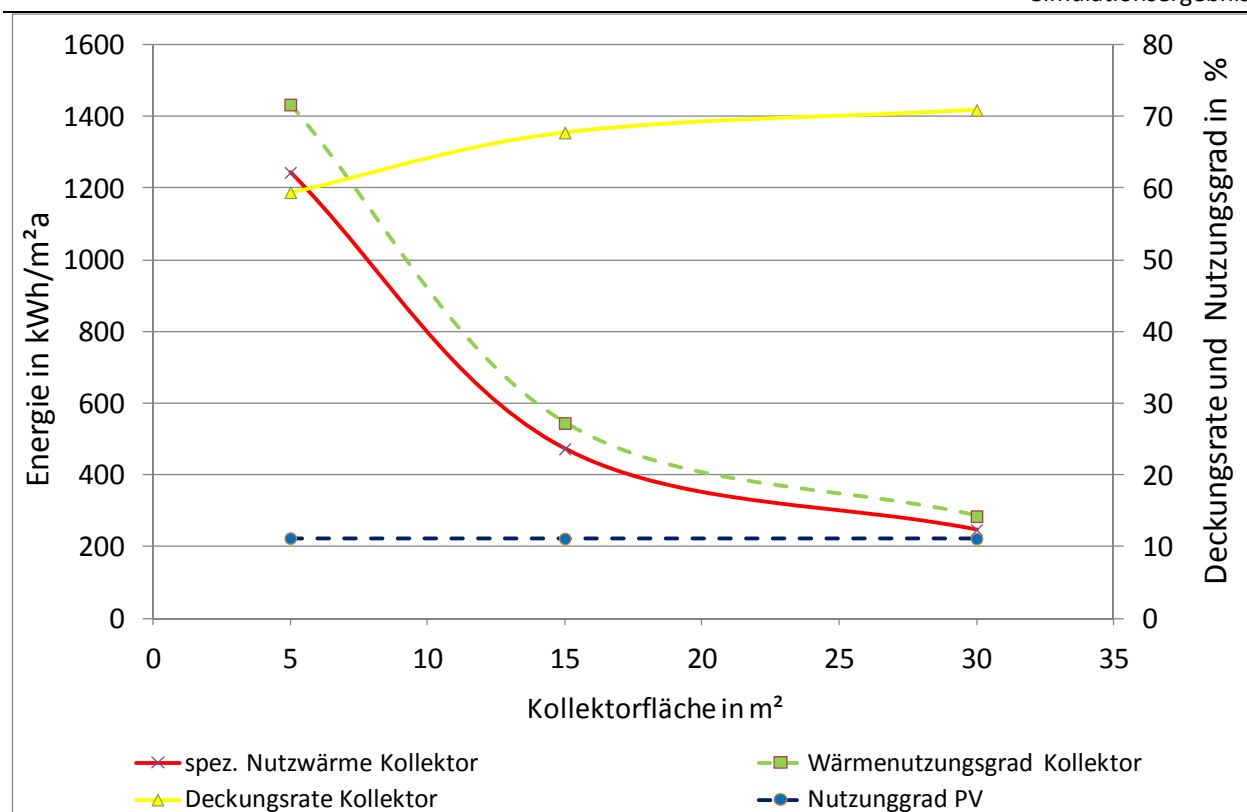


Abbildung 62: Spezifische Jahreskennwerte von System 2 mit Typ HTC für den Standort Athen

In Abbildung 63 ist die Häufigkeit der mittleren Absorberrtemperaturen für das betrachtete System mit Temperaturbegrenzung abgebildet. Im Vergleich mit den Häufigkeitsverteilungen der Standorte Würzburg und Davos liegt das Maximum bei 6°C bis 10°C also deutlich über der 0°C-Grenze. Vom Maximum fällt die Verteilung zu beiden Seiten relativ flach ab. Der zweite Betriebschwerpunkt liegt hier höher, bei 40°C, er ist aber bei weitem nicht so deutlich ausgeprägt wie in Würzburg und Davos.

Die maximal erreichten Absorberrtemperaturen von 50° C sind ähnlich wie in Würzburg (maximale Absorberrtemperatur: 49°C). Die Gesamtbetriebsstunden sind im Vergleich zu Würzburg um 10 % zurückgegangen, was durch den etwas geringeren Wärmebedarf, vor allem aber die bessere Effizienz der Wärmepumpe bei höheren Verdampfer Eintrittstemperaturen zurückzuführen ist.

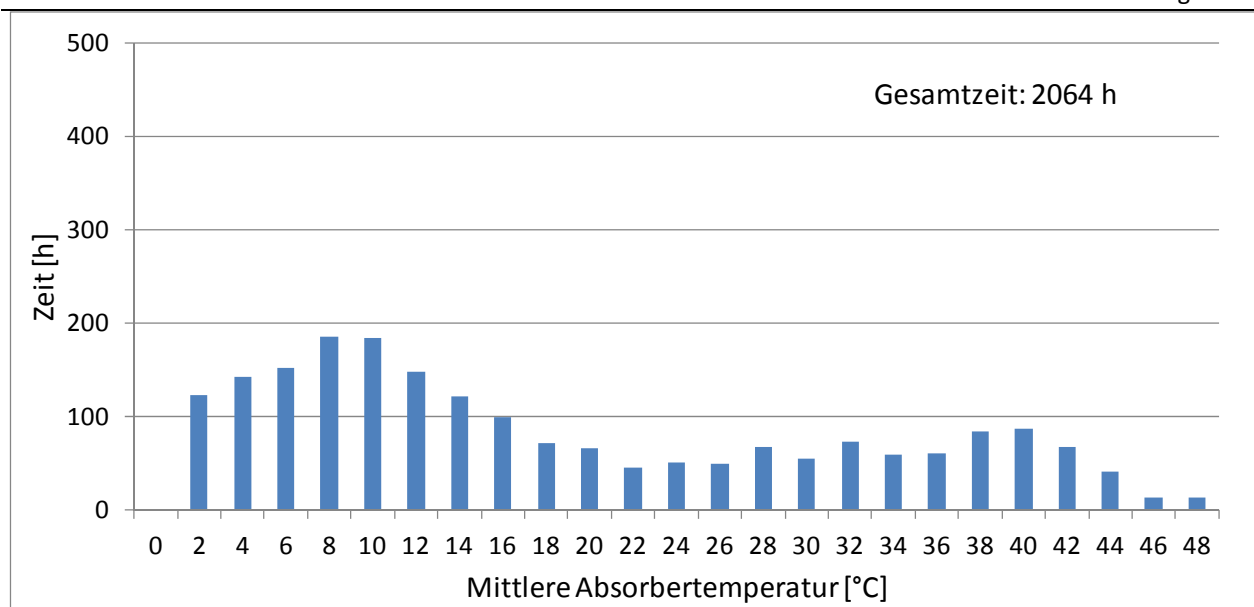


Abbildung 63: Dauer der simulierten mittleren Absorbtemperatur bei Kollektordurchströmung für System 2 mit 15m²-Kollektorfläche, Typ HTC, Standort Athen, mit mittlerer Absorbtemperaturbegrenzung bei 0°C

In Abbildung 64 sind die von den einzelnen Wärmeerzeugern in einem Jahr gelieferten absoluten Wärmemengen, sowie der Stromverbrauch der Wärmepumpe und die Stromerzeugung der PVT-Kollektoren dargestellt.

Die Kurvenverläufe der Kollektornutzwärme, der PV-Stromerzeugung und des COP der Wärmepumpe sind analog denen am Standort Würzburg. Starke Abweichungen ergeben sich jedoch für die Wärme aus Heizpatrone und Wärmepumpe. Die benötigte Wärme wird hier fast ausschließlich von der Wärmepumpe und den Kollektoren geliefert. Der Anteil der Heizpatrone beläuft sich auf lediglich 1 % bei den Systemen mit 15 m²- und 30 m²-Kollektorfläche, was ein sehr positives Ergebnis ist. Im Vergleich zum Standort Würzburg sinkt der Strombezug der Wärmepumpe mit zunehmender Kollektorfläche stärker, wodurch auch der COP entsprechend steigt. Insgesamt liegt der COP über dem der vergleichbaren Systeme für den Standort Würzburg. Dies dürfte im Wesentlichen auf den höheren Verdampfeintrittstemperaturen beruhen.

Die PV-Stromerzeugung in Athen fällt um 38 % höher aus als in Würzburg. Dies ist mit der um 41 % höheren Einstrahlung und den allerdings auch höheren Außentemperaturen verbunden.

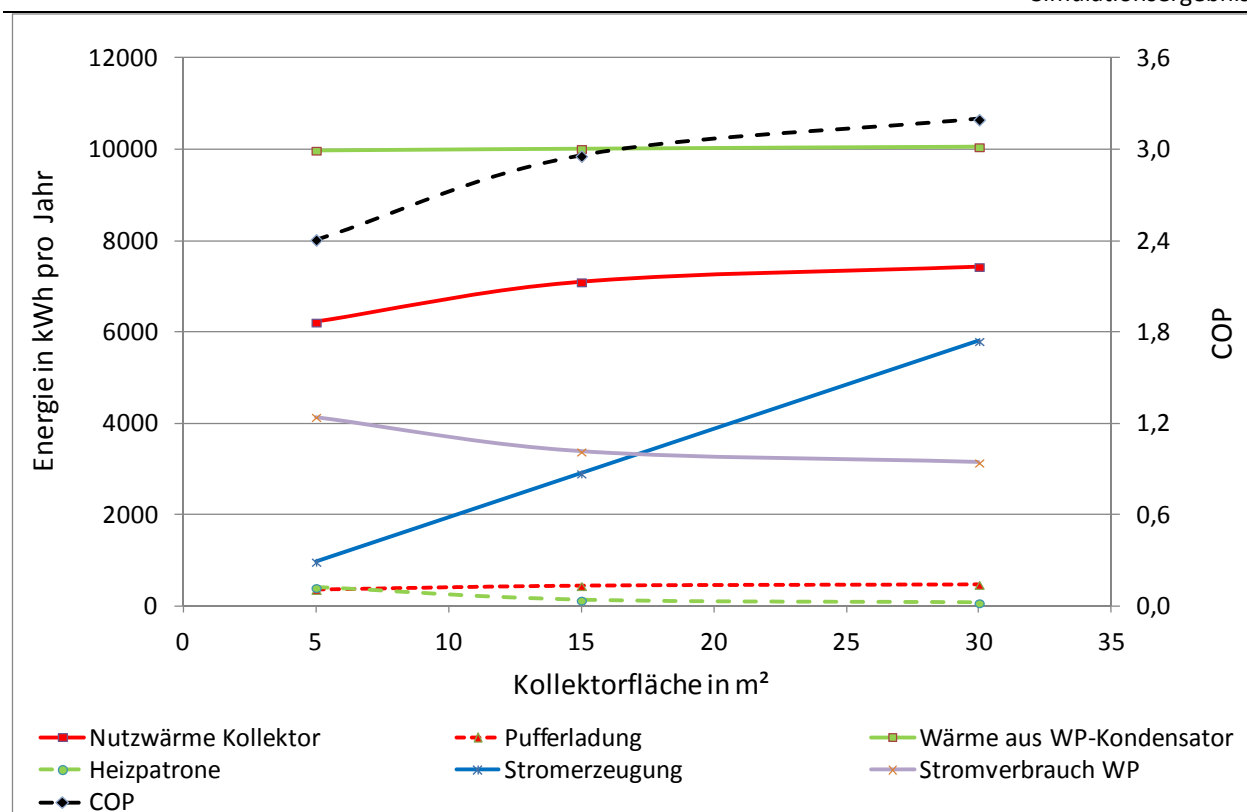


Abbildung 64: Jahresenergien und COP der Wärmepumpe von System 2 mit Typ HTC für den Standort Athen

Abbildung 65 zeigt den Jahres-Stromverbrauch von Wärmepumpe und Heizpatrone, die Jahres-Stromerzeugung durch die PVT-Kollektoren und die resultierende Bilanz (ohne Strom für Umwälzpumpen).

Die Stromerzeugung wächst proportional mit der Kollektorfläche und der Stromverbrauch sinkt. Bereits bei einer Kollektorfläche von 5 m² wird unter Berücksichtigung der Stromproduktion des PVT-Kollektors eine Jahres-Systemarbeitszahl von 3 erreicht. Bei einer PVT-Kollektorfläche von ca. 18 m² ist die Jahres-Gesamtenergiebilanz bereits ausgeglichen: Es wird soviel Strom produziert wie verbraucht. Größere PVT-Flächen erzeugen Stromüberschüsse, was zeigt, dass das hier simulierte System an südeuropäischen Standorten ein hohes Potential mit positiver Energiebilanz hat.

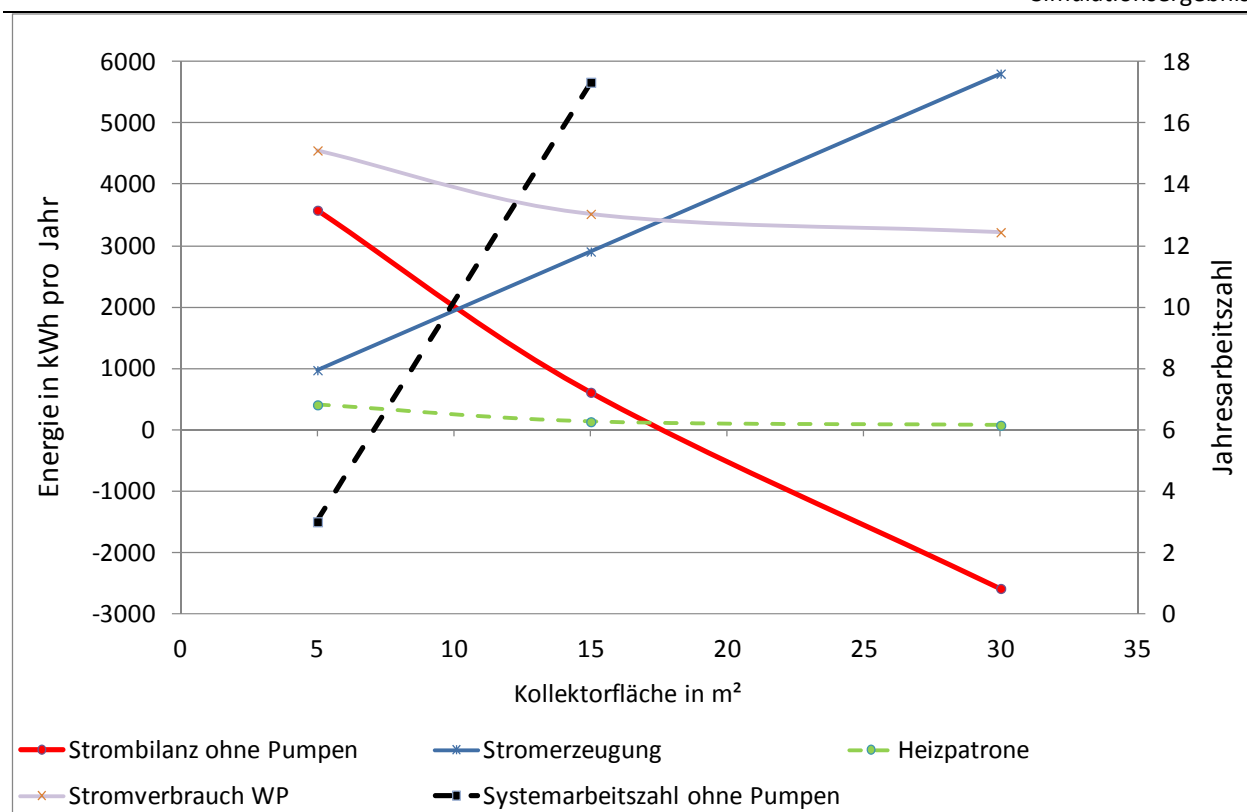


Abbildung 65: Elektrische Verbräuche und Systemarbeitszahlen von System 2 mit Typ HTC für den Standort Athen

7.2.3.1.2 Monatsauswertung

Abbildung 66 zeigt die monatlichen Nutzwärmen der HTC-Kollektoren im Vergleich zur solaren Einstrahlung auf die Kollektorfläche für den Standort Athen bei 15 m² Kollektorfläche und Temperaturbegrenzung.

Im Vergleich zum Standort Würzburg (Abbildung 39) fällt besonders der hohe Strahlungsanteil im Winterhalbjahr auf. Auch im Sommer ist die Strahlung etwas höher als in Würzburg. Insgesamt ist die Glockenkurve der Strahlung flacher bzw. die Einstrahlung gleichmäßiger über das Jahr verteilt. Die Außentemperaturen liegen im Schnitt um 10 K höher als in Würzburg.

Ähnlich wie in Würzburg sind im Sommer die Kollektor-Nutzwärmen verglichen mit den hohen Einstrahlungen recht gering. Dies ist auf den geringen Wärmebedarf im Sommer zurückzuführen. Ebenfalls wie in Würzburg ist die von den Kollektoren abgegebene Nutzwärme im Winterhalbjahr am höchsten. Die an diesem Standort relativ warme Außenluft kann mit den unabgedeckten HTC-Kollektoren besonders effektiv als Wärmequelle für die Wärmepumpe genutzt werden. Auch an diesem Standort arbeiten die Kollektoren in serieller Verschaltung mit einer Wärmepumpe mit hohem Anteil als Flächenabsorber.

Der Verlauf des von den PVT-Kollektoren erzeugten Stromes entspricht den Erwartungen. Wie beim HTC-Kollektor in Würzburg werden die höchsten PV-Nutzungsgrade im kältesten Monat, hier Februar (11,8 %), erzielt. Die niedrigsten PV-Nutzungsgrade von 10,6 % werden im Juli, dem

Monat mit den höchsten Außentemperaturen simuliert. Die Monatsmittel der Außentemperatur erscheinen auch in diesem System als Haupteinflussgröße für die Zelltemperatur und damit die elektrische Effizienz.

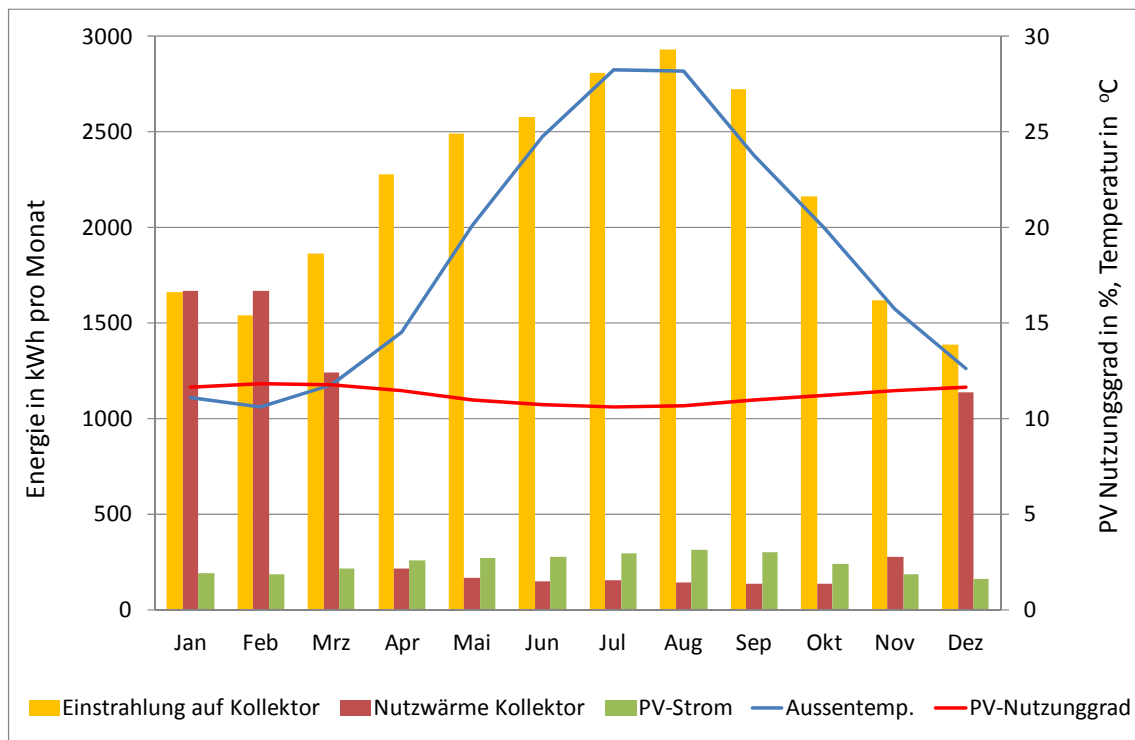


Abbildung 66: Monatswerte System 2 mit 15m²-Kollektorfläche, Typ HTC, Standort Athen

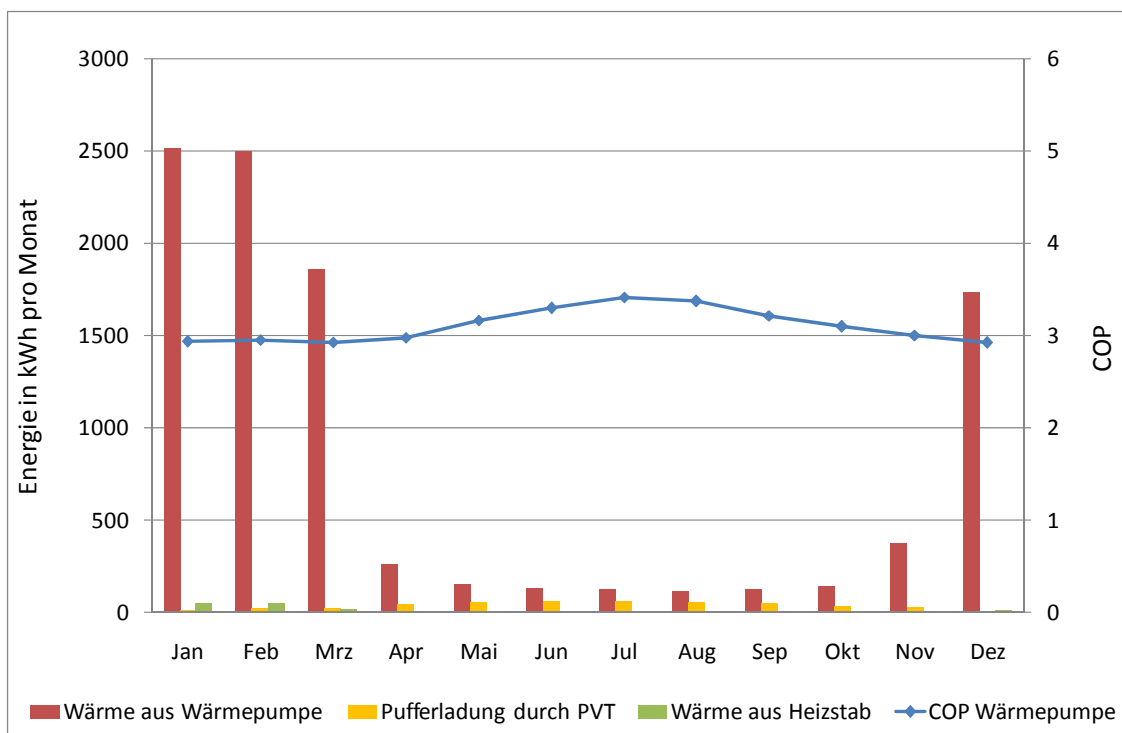


Abbildung 67: Monatswerte und COP, System 2 mit 15m²-Kollektorfläche, Typ HTC, Standort Athen

In Abbildung 67 sind die monatlichen Nutzwärmen, die in den Puffer eingetragen werden, dargestellt. Auffällig ist auch hier der geringe Anteil direkter Pufferladung durch die PVT-Kollektoren. Dies zeigt, dass die von der Einstrahlung dominierten Zeiten, in denen der HTC-Kollektor Nutzwärme abgibt, auch an strahlungsreichen Orten eine nur untergeordnete Rolle spielen. Ersichtlich ist weiter, dass dieses System auch im Winter einen minimalen Strombedarf für den Heizstab benötigt. Der COP der Wärmepumpe zeigt einen über das Jahr zu erwartenden Verlauf. Er liegt im Winter bei 2,9 und steigt im Sommer auf bis zu 3,4. Der Jahres-COP liegt mit 3,0 über dem bei dieser Wärmepumpe definierten COP von 2,8 bei B0/W60.

7.2.3.2 Kolleortyp LTC (thermisch schlecht an die Umgebung gekoppelter Absorber)

7.2.3.2.1 Jahresauswertung

In Abbildung 68 sind die Jahresenergien und Jahresnutzungsgrade für den LTC-Kolleortyp am Standort Athen über der Kollektorfläche aufgetragen (mit Begrenzung der mittleren Absorbertemperatur auf 0°C). Im Vergleich zum HTC-Kollektor werden mit diesem System besonders bei kleinen Kollektorflächen deutlich geringere spezifische Nutzwärmen erreicht. Wie schon beim Standort Würzburg gilt auch hier: Je kleiner die Kollektorfläche ist, desto mehr macht sich der Leistungsunterschied zwischen beiden Typen bemerkbar.

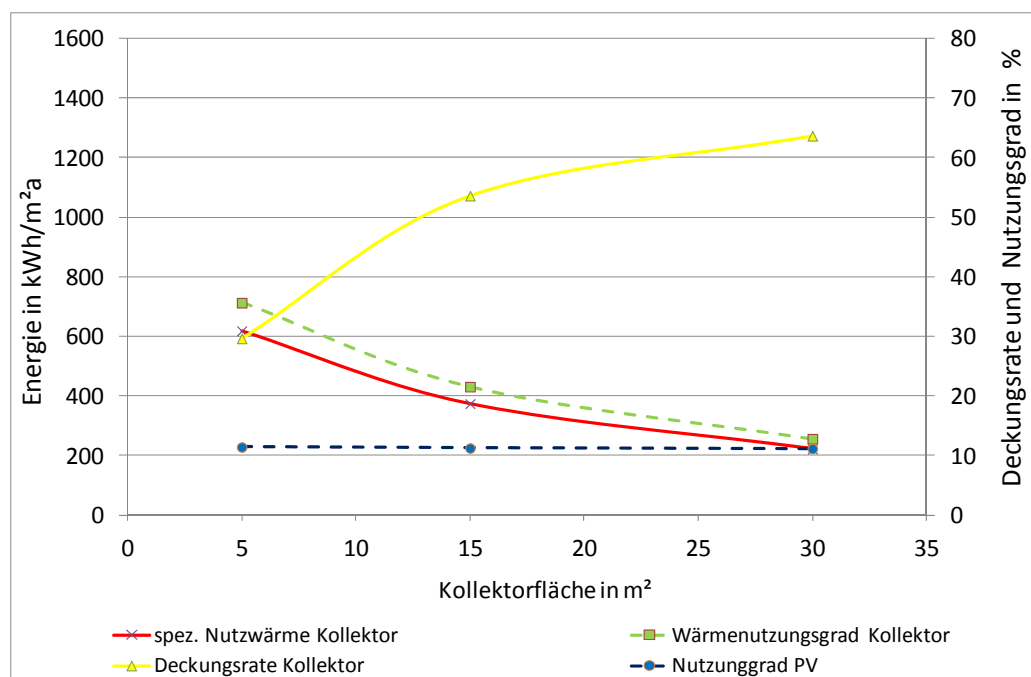


Abbildung 68 Spezifische Jahreskennwerte von System 2 mit Typ LTC für den Standort Athen

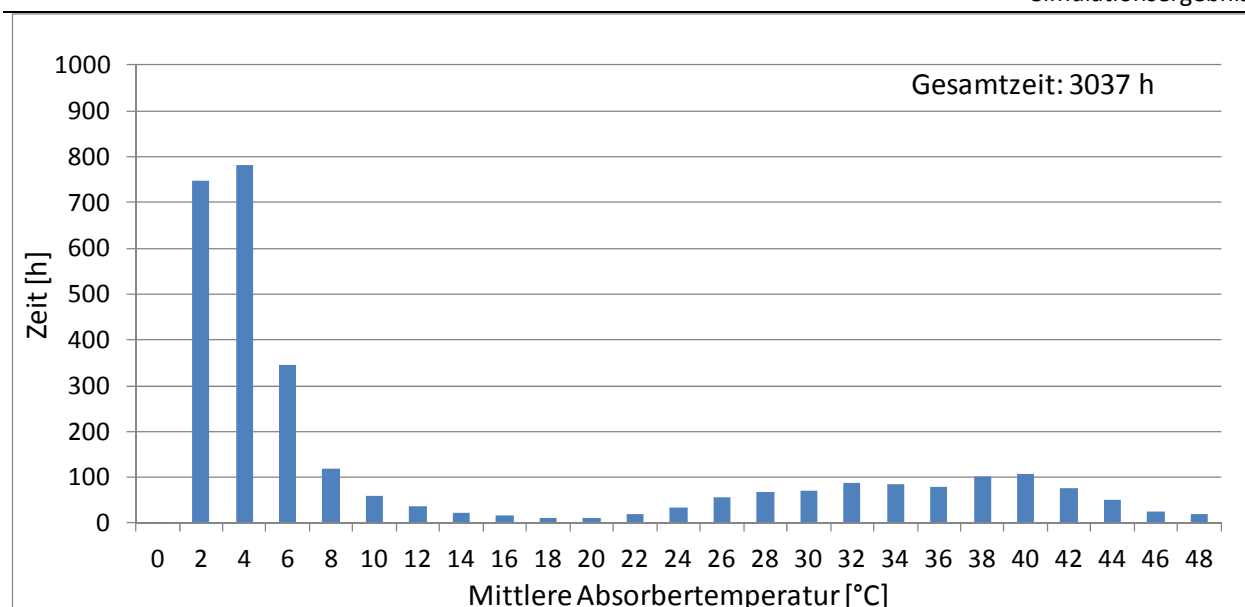


Abbildung 69: Dauer der simulierten mittleren Absorbtemperatur bei Kollektordurchströmung für System 2 mit 15m²-Kollektorfläche, Typ LTC, Standort Athen, mit mittlerer Absorbtemperaturbegrenzung bei 0°C

In Abbildung 69 ist die Häufigkeit der Absorbtemperaturen für das betrachtete System mit Temperaturbegrenzung abgebildet. Um die von der Wärmepumpe angeforderte Wärmemenge zu erzielen, müssen die Kollektoren wegen des größeren Wärmübergangswiderstandes zur Umgebungsluft stärker abkühlen. Dies ist jedoch aufgrund der unteren Absorbtemperaturbegrenzung auf 0°C nur begrenzt möglich. Eine weitere Möglichkeit, die geforderte Wärme zu sammeln, ist die Laufzeit zu vergrößern, was hier in der Tat der Fall ist. Im Vergleich zum HTC-Kollektor ist deutlich der in Richtung 0°C (Abschaltgrenze) verschobene Betriebsschwerpunkt der LTC-Kollektoren zu sehen. Im Bereich zwischen den beiden Maxima bildet sich auch das Minimum wieder stärker aus. Insgesamt ähnelt die Verteilung damit wieder mehr denen von Würzburg. Interessanterweise werden trotz der leicht gedämmten LTC-Kollektoren keine höheren Maximalwerte (50°C) der Absorbtemperaturen als beim HTC-Typ erreicht. (Hinweis: Dies sind nicht die Stagnationstemperaturen, da für die obige Auswertung der Kollektor immer durchströmt ist.)

In Abbildung 70 sind die von den einzelnen Wärmeerzeugern in einem Jahr gelieferten absoluten Wärmemengen, sowie der Stromverbrauch der Wärmepumpe und die Stromerzeugung der PVT-Kollektoren für den LTC-Typ dargestellt.

Die Kurvenverläufe weichen von denen des HTC-Typs ab, da bei kleinen Kollektorflächen weniger Kollektornutzwärme für die Wärmepumpe zur Verfügung steht und der Heizstab wieder einen deutlichen Anteil der Wärmebereitstellung übernimmt. Selbst bei 30 m² Kollektorfläche werden noch 5 % der Wärme vom Heizstab erzeugt.

Mit zunehmender Kollektorfläche steigt der Strombezug der Wärmepumpe erst ein wenig und fällt dann wieder etwas ab. Die Wärmeabgabe des Kondensators steigt deutlich mit der Fläche, wodurch der COP ebenfalls steigt. Absolut liegt der COP des LTC-Systems 0,6 Punkte unter dem

COP des HTC-Systems, was auf die niedrigeren Eintrittstemperaturen in den Verdampfer zurückzuführen ist.

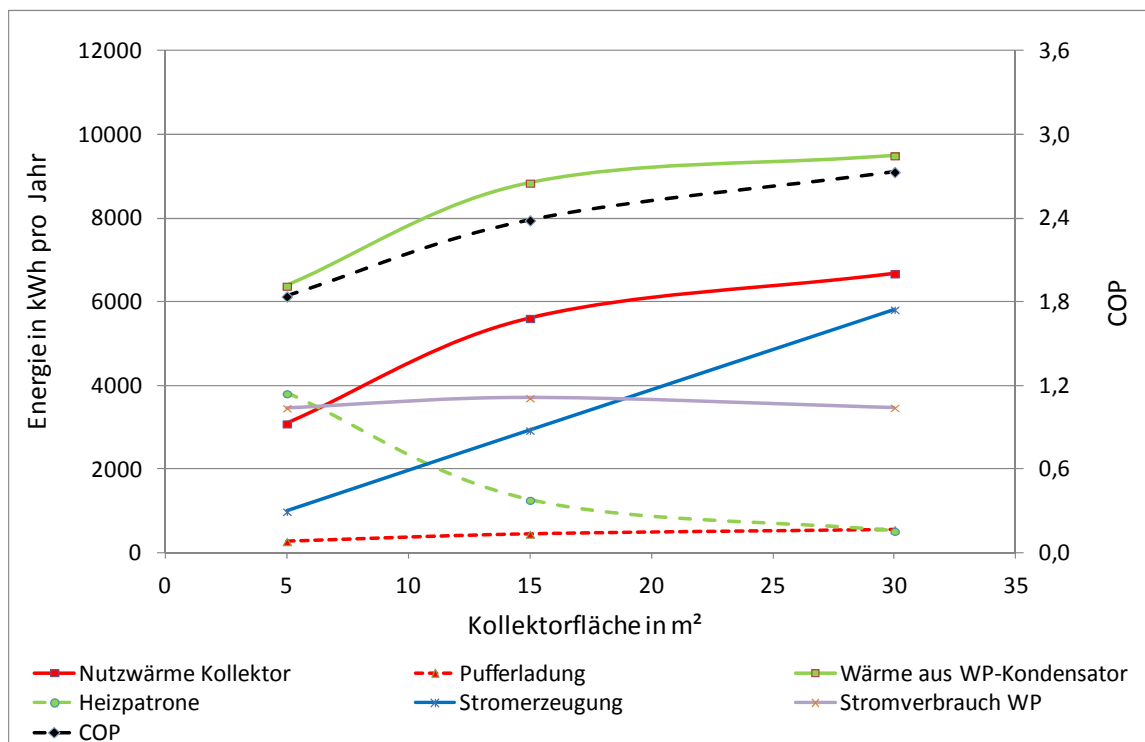


Abbildung 70: Jahresenergien und COP der Wärmepumpe von System 2 mit Typ LTC für den Standort Athen

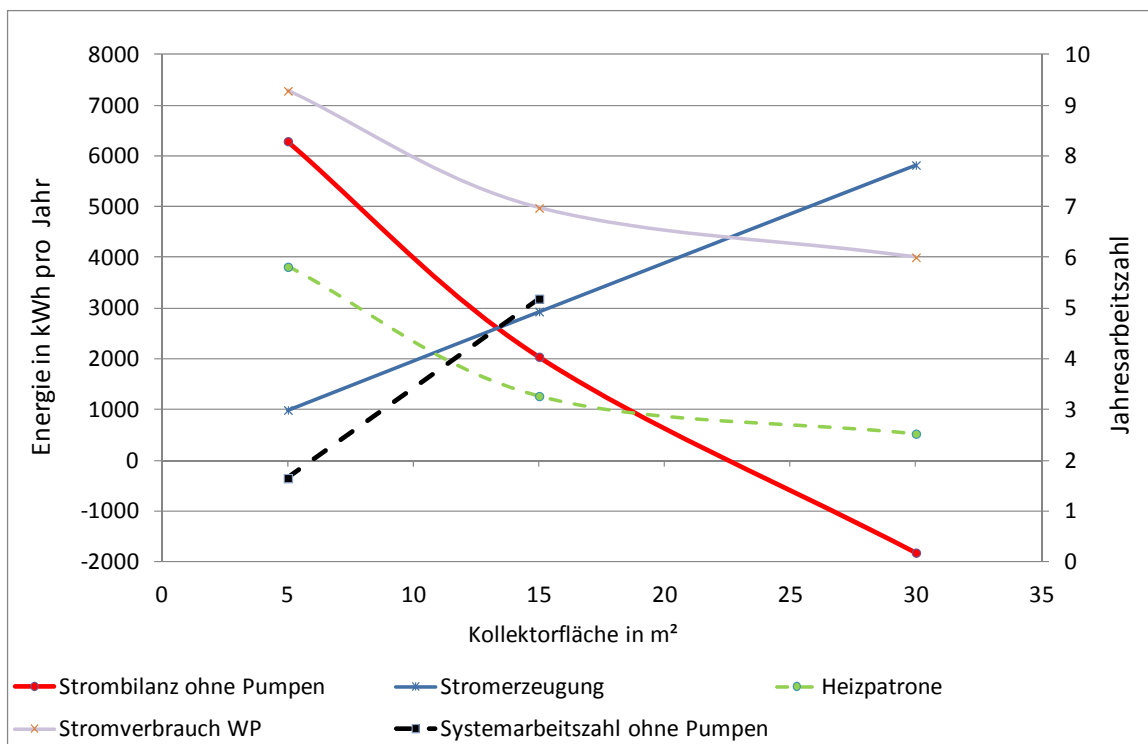


Abbildung 71: Elektrische Verbräuche und Systemarbeitszahlen von System 2 mit Typ LTC für den Standort Athen

Abbildung 71 zeigt den Jahres-Stromverbrauch von Wärmepumpe und Heizpatrone, die Jahres-Stromerzeugung durch die PVT-Kollektoren und die resultierende Bilanz (ohne Strom für Umwälzpumpen).

Die Stromerzeugung wächst proportional mit der Kollektorfläche und der Stromverbrauch sinkt. Auch bei diesem Kollektortyp wird bereits bei einer kleinen Kollektorfläche von 9 m² eine Jahres-Systemarbeitszahl von 3 erreicht. Bei einer Kollektorfläche von ca. 23 m² ist die Jahres-Gesamtenergiebilanz ausgeglichen. Darüber hinaus wird mehr Strom produziert als verbraucht. Es lassen sich aber auch am Standort Athen in der energetischen Gesamtbilanz nur Nachteile des LTC-Typs gegenüber dem HTC-Typ erkennen.

7.2.3.2.2 Monatsauswertung

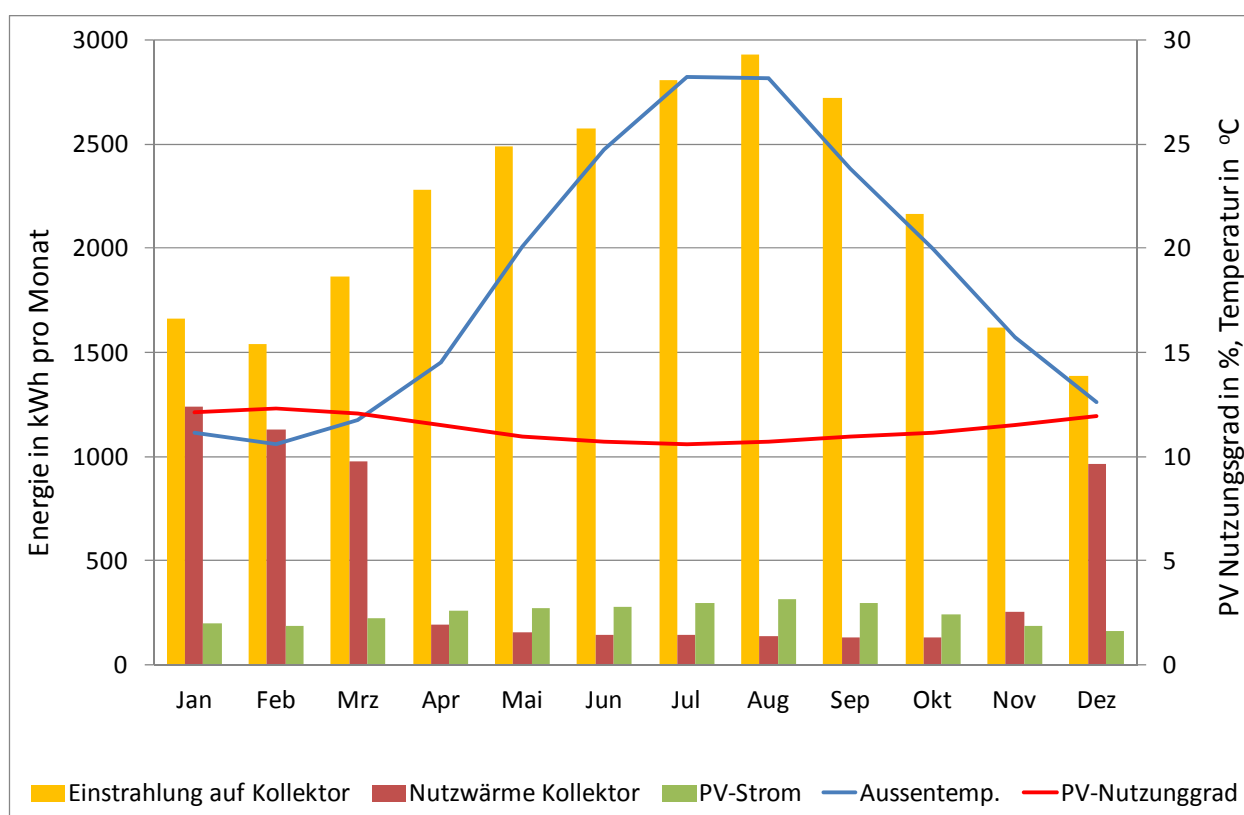


Abbildung 72: Monatswerte System 2 mit 15m²-Kollektorfläche, Typ LTC, Standort Athen

Im Vergleich zum HTC-Kollektor ist hier die im Winter geringere Nutzwärmeabgabe der Kollektoren zu bemerken (s. Abbildung 72). Der Verlauf des von den PVT-Kollektoren erzeugten Stromes entspricht den Erwartungen. Wie beim HTC-Kollektor werden die höchsten PV-Nutzungsgrade im kältesten Monat, hier Februar (12,3 %), erzielt. Die niedrigsten PV-Nutzungsgrade von 10,6 % werden im Juli, dem Monat mit den höchsten Außentemperaturen simuliert. Im Vergleich zum HTC-Kollektor liegt der maximal erreichte monatsmittlere PV-Nutzungsgrad um 0,5 Prozentpunkte höher. Das deutet auf den Umstand hin, dass die PV-Zellen der LTC-Kollektoren bei Wärme-

pumpenbetrieb aufgrund der rückseitigen Wärmedämmung stärker vom Absorber abgekühlt werden. Der PV-Jahresnutzungsgrad liegt daher beim LTC-Typ um 0,1 Prozentpunkte höher.

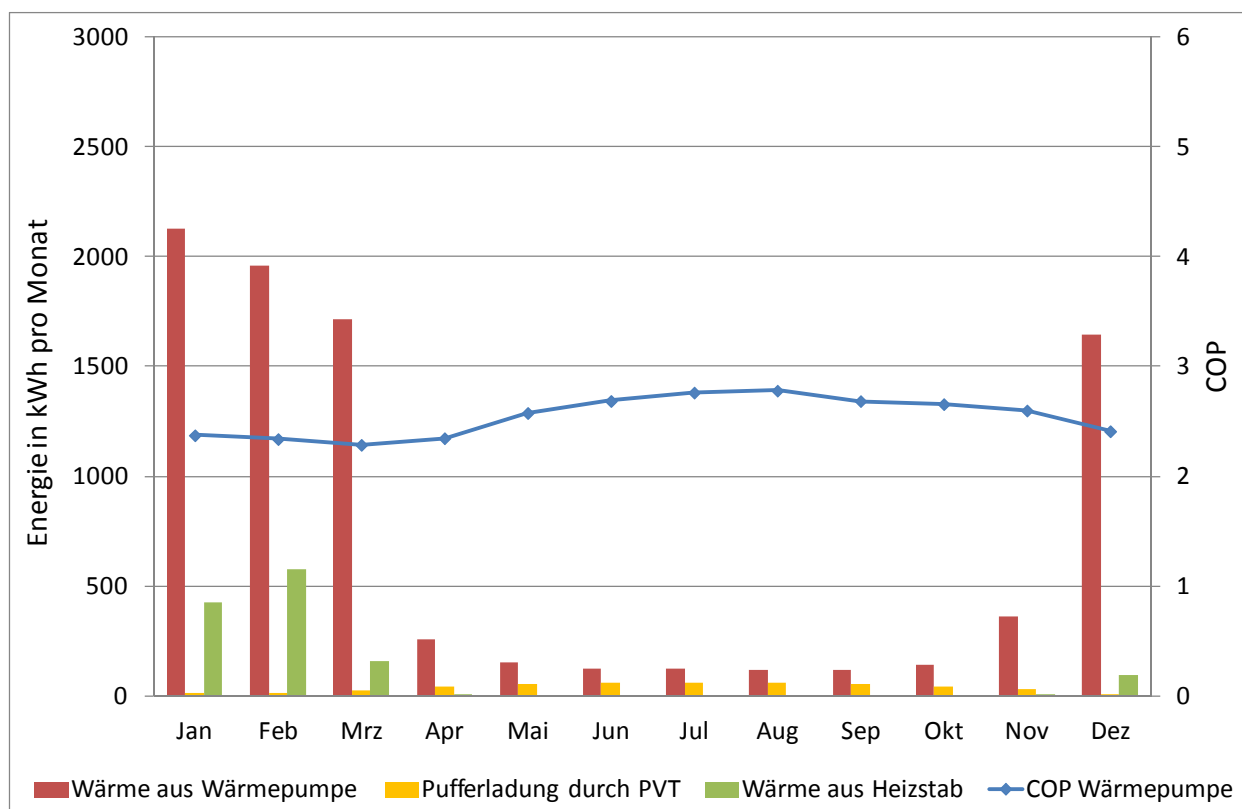


Abbildung 73: Monatswerte und COP, System 2 mit 15m²-Kollektorfläche, Typ LTC, Standort Athen

In Abbildung 73 ist der im Vergleich zum HTC-Kollektor im Winter größere Zusatzheizbedarf durch den Heizstab zu erkennen.

Der COP der Wärmepumpe zeigt einen über das Jahr zu erwartenden Verlauf. Er liegt im Winter bei 2,3 und steigt im Sommer auf bis zu 2,8 und liegt damit im Schnitt 0,6 Punkte unter dem des HTC-Systems.

7.2.4 Standort Stockholm

Der Standort Stockholm soll hier als Beispiel für einen nordeuropäischen Standort simuliert werden, trotz der inkonsistenten Klima- und Heizlastdaten (siehe auch Kapitel 6.2). Die Ergebnisse sind daher im Vergleich mit den anderen Standorten nur als grobe Richtung zu verstehen.

Der Standort Stockholm hat von den 4 simulierten Standorten in der Jahressumme die höchste Heizlast (14960 kWh/a) und geringste Einstrahlung (1157 kWh/(m²a)) auf die Kollektorebene (45°, Süd). Die Einstrahlungssummen im Sommerhalbjahr sind nur etwas niedriger als bei Würzburg, im Winterhalbjahr ist die Einstrahlung in den Monaten November bis Januar deutlich geringer (s. u. Abbildung 78). Im Winter machen sich die kürzeren Tage und der Einfallswinkel der

Sonnenstrahlen bemerkbar. Die Monatsmittel der Außentemperaturen liegen zwischen denen von Würzburg und Davos, jedoch näher an denen von Würzburg.

Die maximale Heizlast (rund 7,5 kW) des „Normgebäudes“ ist etwas geringer als in Würzburg. Die Heizgrenze liegt bei unrealistischen 22°C (s.o. Kap. 5.2). Die Jahressumme der Raumheizlast ist größer aufgrund stark schwankender Heizlast, sowohl bei niedrigen als auch hohen Außentemperaturen (siehe auch Kapitel 6.2.). Der Wärmebedarf für Trinkwarmwasser ist aufgrund niedrigerer Kaltwassertemperaturen etwa 3 % höher als bei Würzburg.

Im Folgenden wird nach der Darstellung der Auswertediagramme zu den einzelnen simulierten Parameterkonstellationen nur noch auf Besonderheiten im Vergleich zu den bislang detailliert diskutierten Fällen hingewiesen, da sich Beschreibungen und Argumente sehr ähneln und es ansonsten zu häufigen Wiederholungen käme.

7.2.4.1 Kollektortyp HTC (thermisch gut an die Umgebung gekoppelter Absorber)

7.2.4.1.1 Jahresauswertung

In Abbildung 74 sind die Jahresenergien und Jahresnutzungsgrade für den HTC-Kollektortyp am Standort Stockholm über der Kollektorfläche aufgetragen. Wird die mittlere Absorbtemperatur der Kollektoren zum Schutz vor Eisbildung auf 0°C nach unten begrenzt, werden mit diesem System je nach Kollektorfläche spezifische Nutzwärmen zwischen 220 und 890 kWh/m²a erreicht. Verglichen mit dem Standort Würzburg ist sowohl die spezifische Nutzwärme, als auch der Wärmenutzungsgrad höher, was auf den höheren Raumheizungsbedarf in den Übergangszeiten zurückzuführen ist. Die Wärmepumpe kann dort noch länger den Kollektor als Wärmequelle benutzen, da die Außentemperaturen hoch genug sind. Aufgrund des höheren Heizbedarfs ist die Kollektor-Deckungsrate jedoch geringer als beim Standort Würzburg.

Der PV-Nutzungsgrad erreicht einen höheren Jahreswert von 11,6 % im Vergleich zu Würzburg (11,4 %). Dies dürfte auf die insgesamt niedrigeren Außentemperaturen zurückzuführen sein.

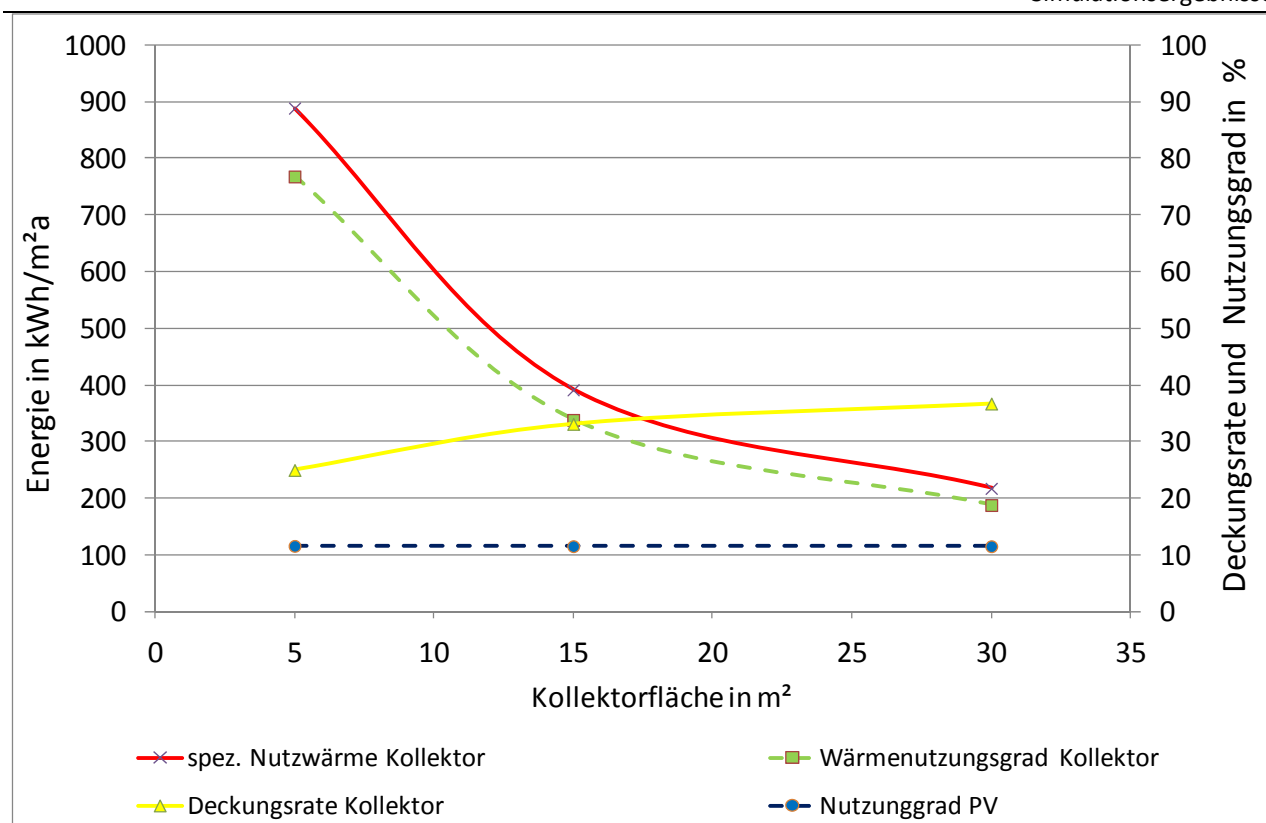


Abbildung 74: Spezifische Jahreskennwerte von System 2 mit Typ HTC für den Standort Stockholm

In Abbildung 75 ist die Häufigkeit der mittleren Absorberrtemperatur für das betrachtete System mit Temperaturbegrenzung und 15 m² Kollektorfläche abgebildet. Man sieht wieder wie erwartet die Spitze bei 0°C bis 2°C mit exponentiellem Abfall in Richtung höherer Temperaturen. Der kleinere Hügel im Temperaturbereich, wo direkte Pufferladung von den Kollektoren stattfinden kann, bildet sich gegenüber dem Würzburger Standort zu etwas tieferen Temperaturen verschoben, im Bereich um 28°C aus. Auch die maximal erreichten Absorberrtemperatur von 44°C sind niedriger als in Würzburg (maximale Absorberrtemperatur: 49°C). Die Gesamtbetriebsstunden sind im Vergleich zu Würzburg nur wenig höher.

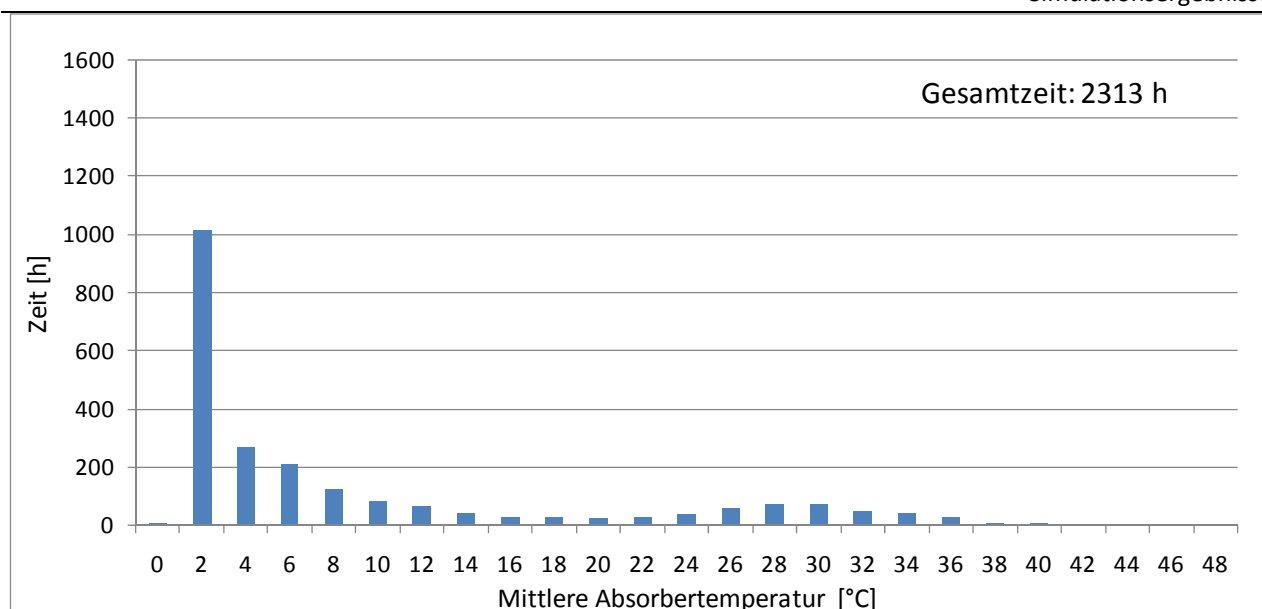


Abbildung 75: Dauer der simulierten mittleren Absorbtemperatur bei Kollektordurchströmung für System 2 mit 15m²-Kollektorfläche, Typ HTC, Standort Stockholm, mit mittlerer Absorbtemperaturbegrenzung bei 0°C

In Abbildung 76 sind die von den einzelnen Wärmeerzeugern in einem Jahr gelieferten absoluten Wärmemengen, sowie der Stromverbrauch der Wärmepumpe und die Stromerzeugung der PVT-Kollektoren dargestellt.

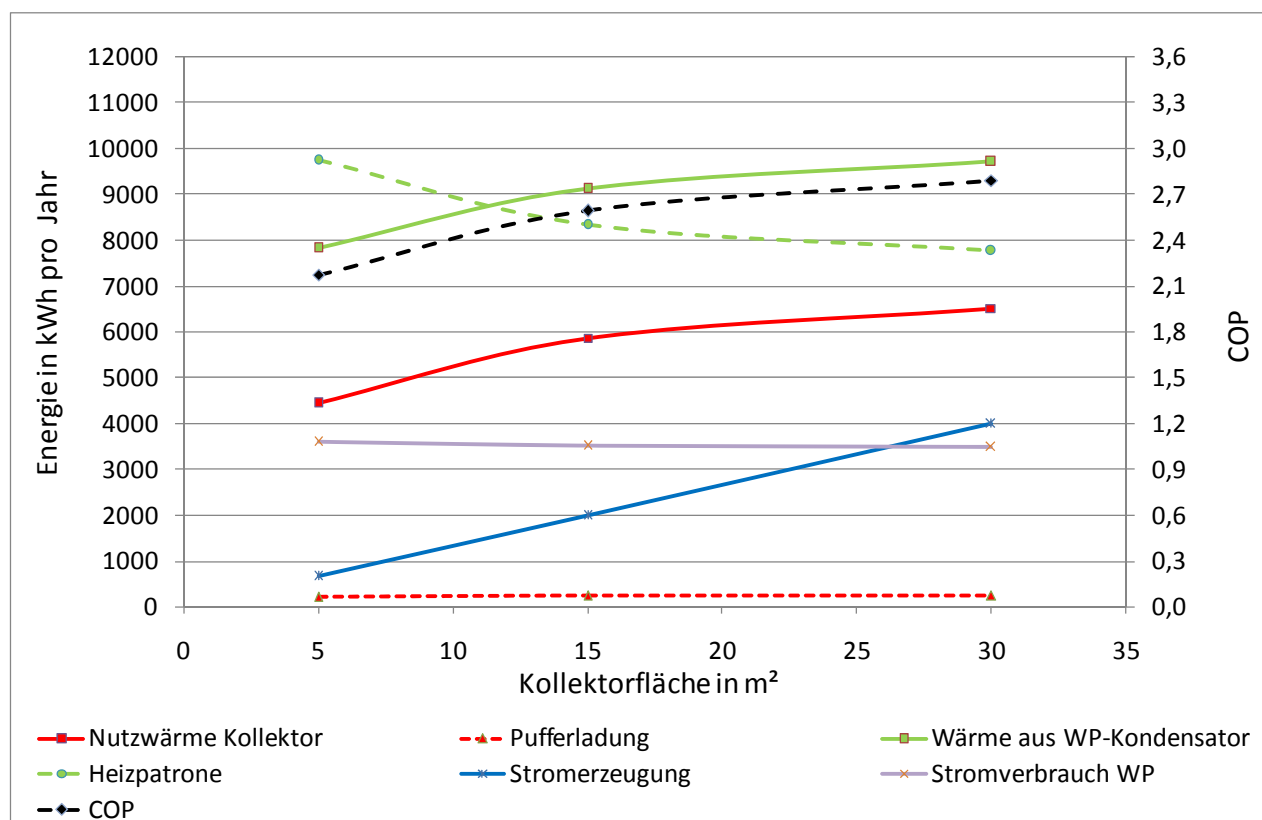


Abbildung 76: Jahresenergien und COP der Wärmepumpe von System 2 mit Typ HTC für den Standort Stockholm

Auch hier gleichen die Kurvenverläufe der analogen Abbildung 35 für Würzburg. Die Absolutwerte für die Kollektornutzwärme, die Wärme aus der Wärmepumpe und der Heizpatrone unterscheiden sich jedoch. So müssen hier rund die Hälfte der Wärme mittels Heizstab erzeugt werden. Wie beim Standort Würzburg sinkt der Strombezug der Wärmepumpe mit zunehmender Kollektorfläche leicht, wodurch der COP entsprechend steigt. Insgesamt liegt der COP 0,1 Punkte über dem der vergleichbaren Systeme für den Standort Würzburg. Dies dürfte im Wesentlichen auf die im Vergleich zu Würzburg stark schwankende Heizlast und den höheren Heizbedarf im Sommer und den Übergangszeiten liegen (siehe Kap. 5.2).

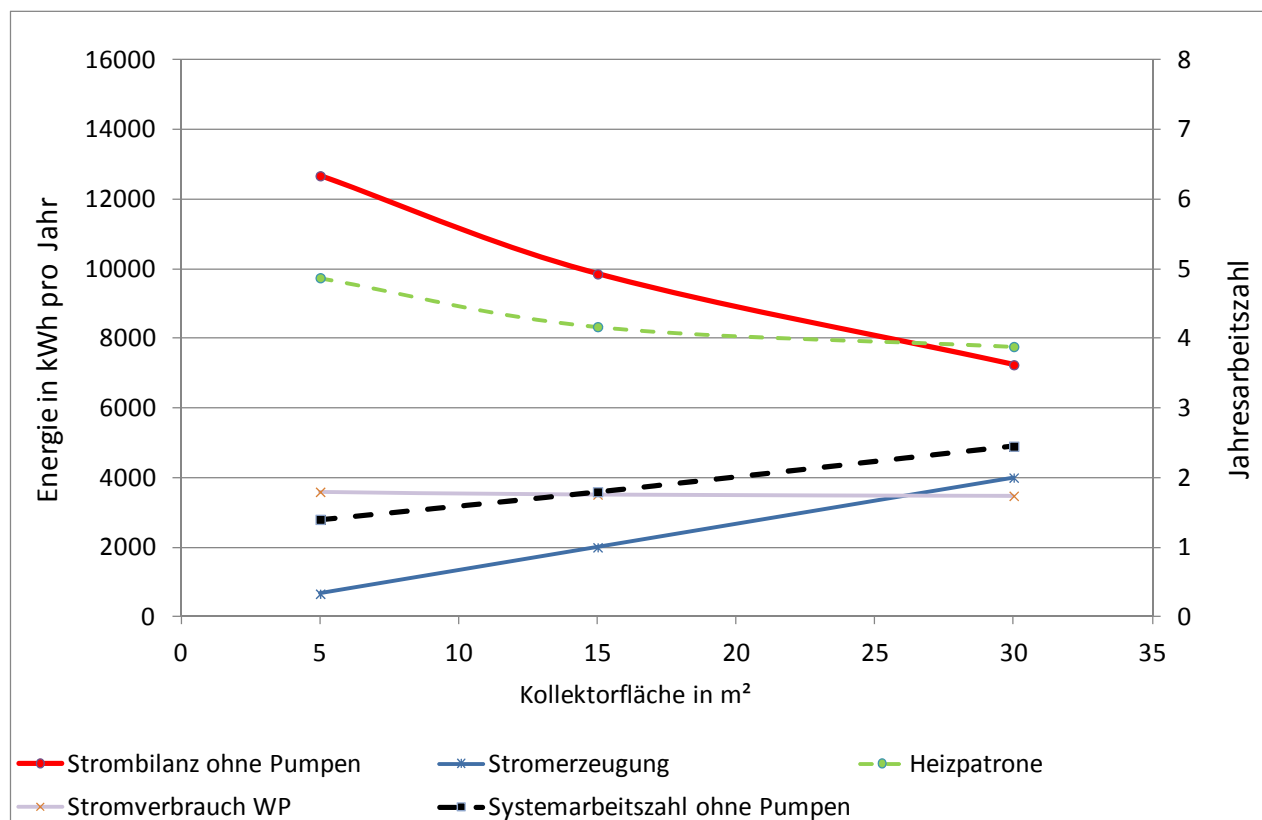


Abbildung 77: Elektrische Verbräuche und Systemarbeitszahlen von System 2 mit Typ HTC für den Standort Stockholm

Abbildung 77 zeigt den Jahres-Stromverbrauch von Wärmepumpe und Heizpatrone, die Jahres-Stromerzeugung durch die PVT-Kollektoren und die resultierende Bilanz (ohne Strom für Umwälzpumpen)

Die Stromerzeugung wächst proportional mit der Kollektorfläche und der Stromverbrauch sinkt, so dass die Jahres-Systemarbeitszahl des Gesamtsystems ansteigt, jedoch nicht so stark wie beim HTC-Typ in Würzburg. Systemarbeitszahlen größer 3 werden bis zu einer Kollektorfläche von 30 m² nicht erzielt (zum Vergleich beim HTC in Würzburg ab rund 20 m²).

7.2.4.1.2 Monatsauswertung

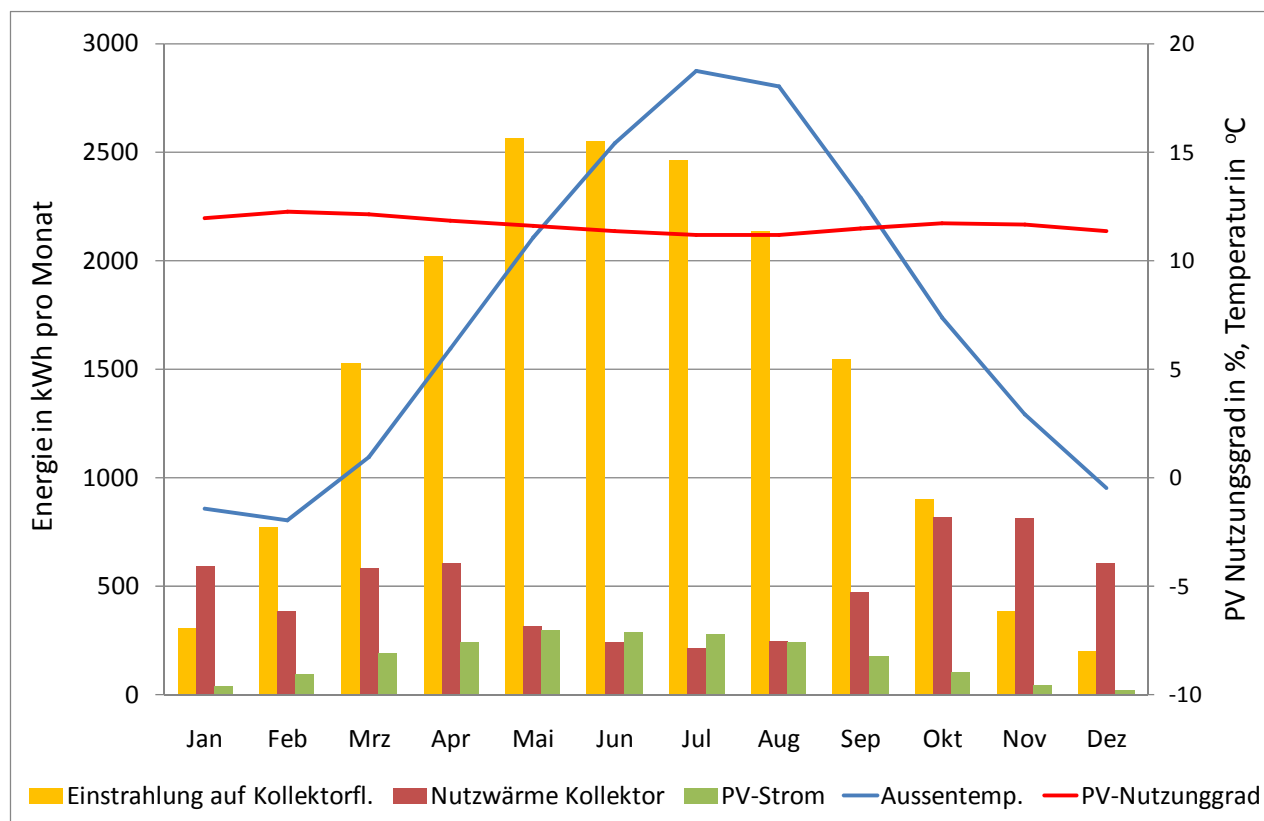


Abbildung 78: Monatswerte System 2 mit 15m²-Kollektorfläche, Typ HTC, Standort Stockholm

Abbildung 78 zeigt die monatlichen Nutzwärmen der HTC-PVT-Kollektoren im Vergleich zur solaren Einstrahlung auf die Kollektorfläche für den Standort Stockholm bei 15 m² Kollektorfläche und Temperaturbegrenzung. Die monatlichen Strahlungssummen haben einen ähnlichen Jahresverlauf wie am Standort Würzburg (Abbildung 39). Es fällt jedoch der niedrigere Strahlungsanteil in den Wintermonaten auf.

Wie in Würzburg ist die von den Kollektoren abgegebene Nutzwärme im Winterhalbjahr am höchsten und in Relation zur Einstrahlung noch höher als in Würzburg.

Der Verlauf des von den PVT-Kollektoren erzeugten Stromes entspricht den Erwartungen. Wie beim HTC-Kollektor in Würzburg werden die höchsten Nutzungsgrade im kältesten Monat Februar (12,2 %) erzielt. Die niedrigsten PV-Nutzungsgrade von 11,2 % werden im Juli und August, den Monaten mit den höchsten Außentemperaturen simuliert.

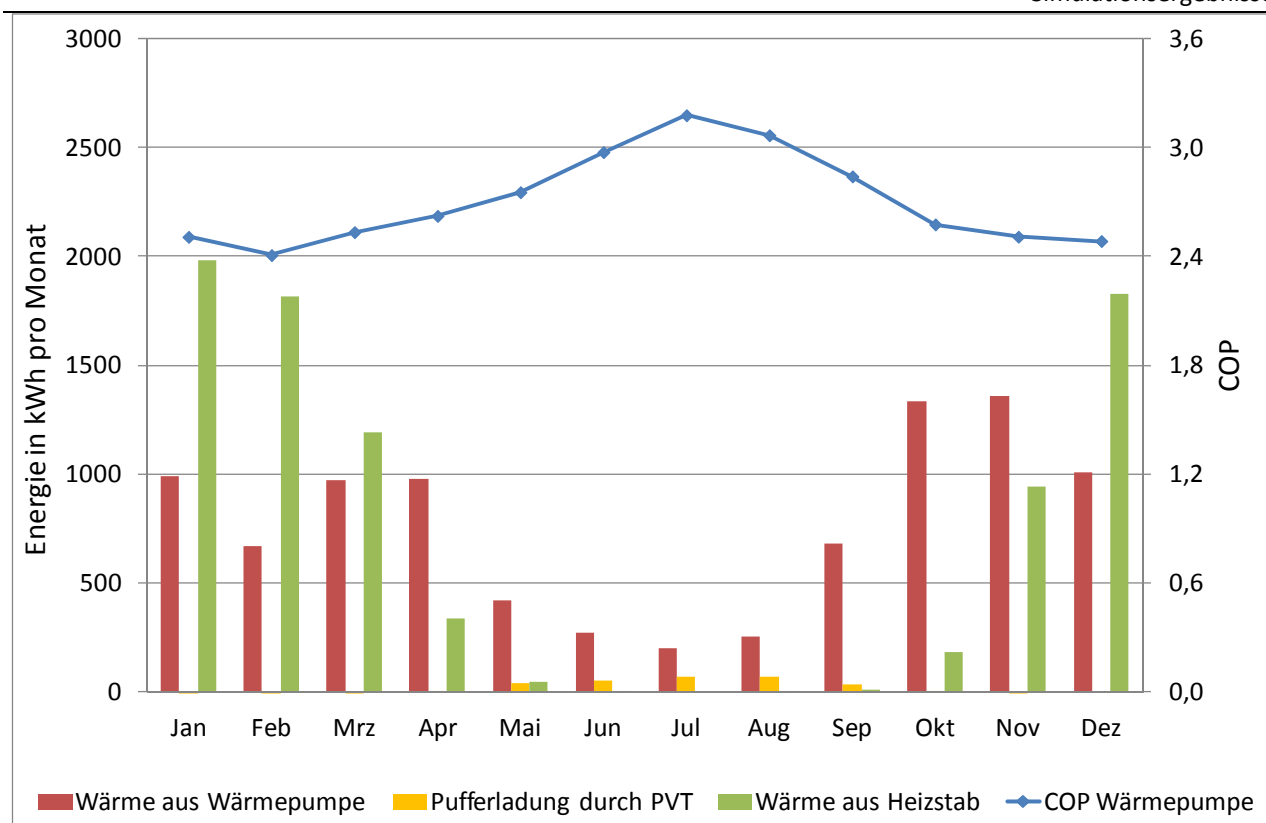


Abbildung 79: Monatswerte und COP, System 2 mit 15m²-Kollektorfläche, Typ HTC, Standort Stockholm

In Abbildung 79 sind die monatlichen Nutzwärmen, die in den Puffer eingetragen werden, dargestellt. Wie beim Standort Würzburg ist auch hier nur ein geringer Anteil direkter Pufferladung durch die PVT-Kollektoren vorhanden. Ersichtlich ist weiter, dass dieses System mit Begrenzung der PVT-Absorbtemperatur auf 0°C im Winter einen äußerst hohen Strombedarf für den Heizstab benötigt. Im Januar wird 2/3 der Heizwärme über den Heizstab bereitgestellt. Der COP der Wärmepumpe zeigt über das Jahr einen ähnlichen Verlauf wie in Würzburg.

7.2.4.2 Kollektortyp LTC (thermisch schlecht an die Umgebung gekoppelter Absorber)

7.2.4.2.1 Jahresauswertung

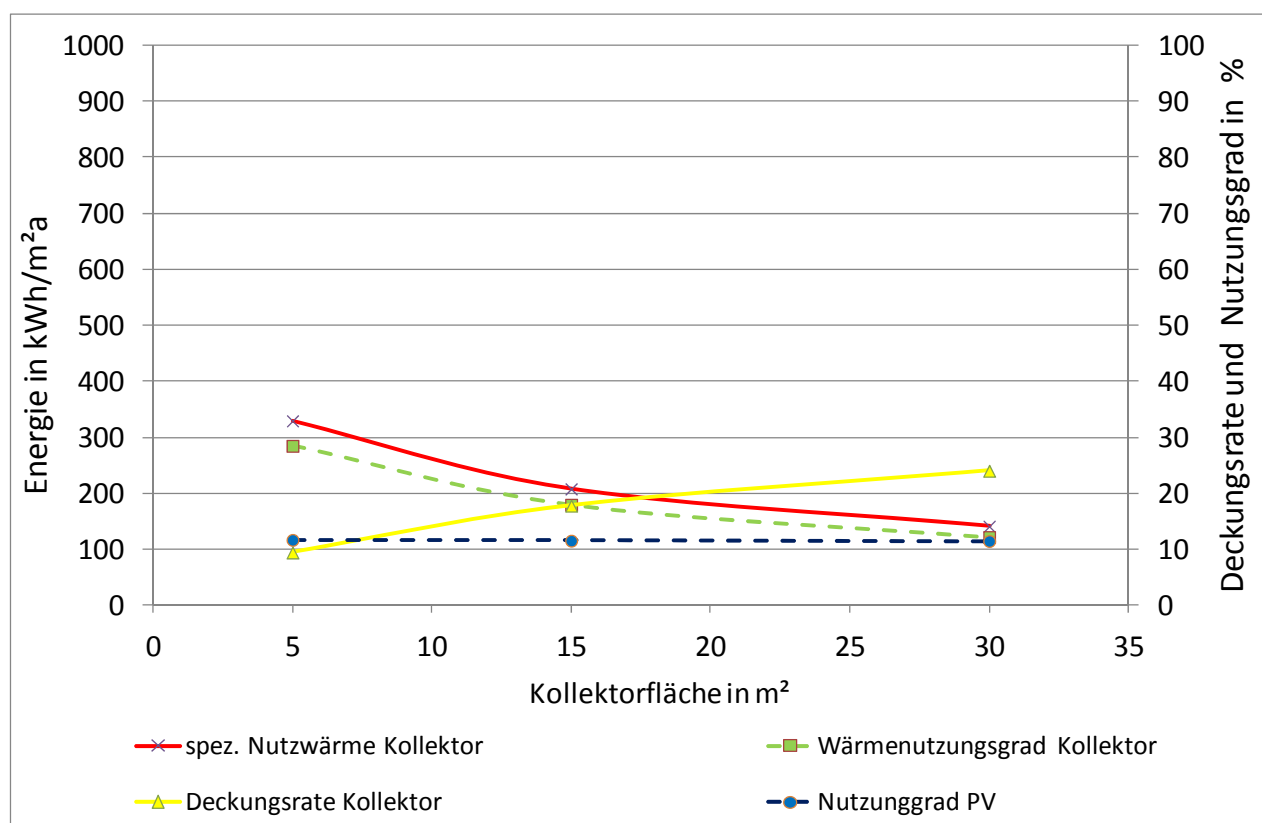


Abbildung 80: Spezifische Jahreskennwerte von System 2 mit Typ LTC für den Standort Stockholm

In Abbildung 55 sind die Jahresenergien und Jahresnutzungsgrade für den LTC-Kollektortyp am Standort Stockholm über der Kollektorfläche aufgetragen. Wird die mittlere Absorbtemperatur der Kollektoren zum Schutz vor Eisbildung auf 0°C nach unten begrenzt, werden mit diesem System je nach Kollektorfläche spezifische Nutzwärmen zwischen 140 und 330 kWh/m²a erreicht (zum Vergleich beim HTC: 220 und 890 kWh/m²a). Beim System mit 5 m² großer Kollektorfläche stellen die LTC-Kollektoren lediglich 37 % der Nutzwärme bereit, die der HTC-Typ liefert.

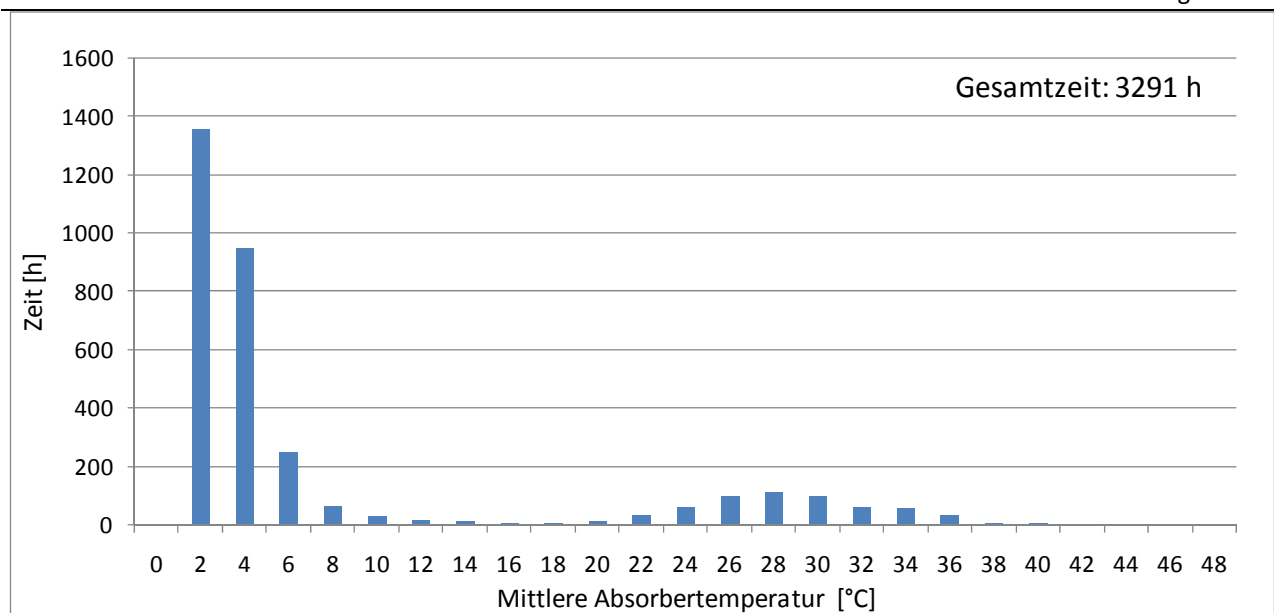


Abbildung 81: Dauer der simulierten mittleren Absorbtemperatur bei Kollektordurchströmung für System 2 mit 15m²-Kollektorfläche, Typ LTC, Standort Stockholm, mit mittlerer Absorbtemperaturbegrenzung bei 0°C

In Abbildung 81 ist die Häufigkeit der mittleren Absorbtemperaturen für das betrachtete System mit 15 m² Kollektorfläche und Temperaturbegrenzung abgebildet. Wie beim Standort Würzburg wird auch hier beim LTC-Typ die Laufzeit vergrößert, um die geforderte Wärme zu sammeln. Auch hier wieder auffällig ist der längere Betrieb im Bereich ab 22°C mit Zeiten direkter Pufferbe- ladung durch die Kollektoren. Hier machen sich wieder die verringerten Wärmeverluste des LTC- Kollektors durch die rückseitige Wärmedämmung positiv bemerkbar.

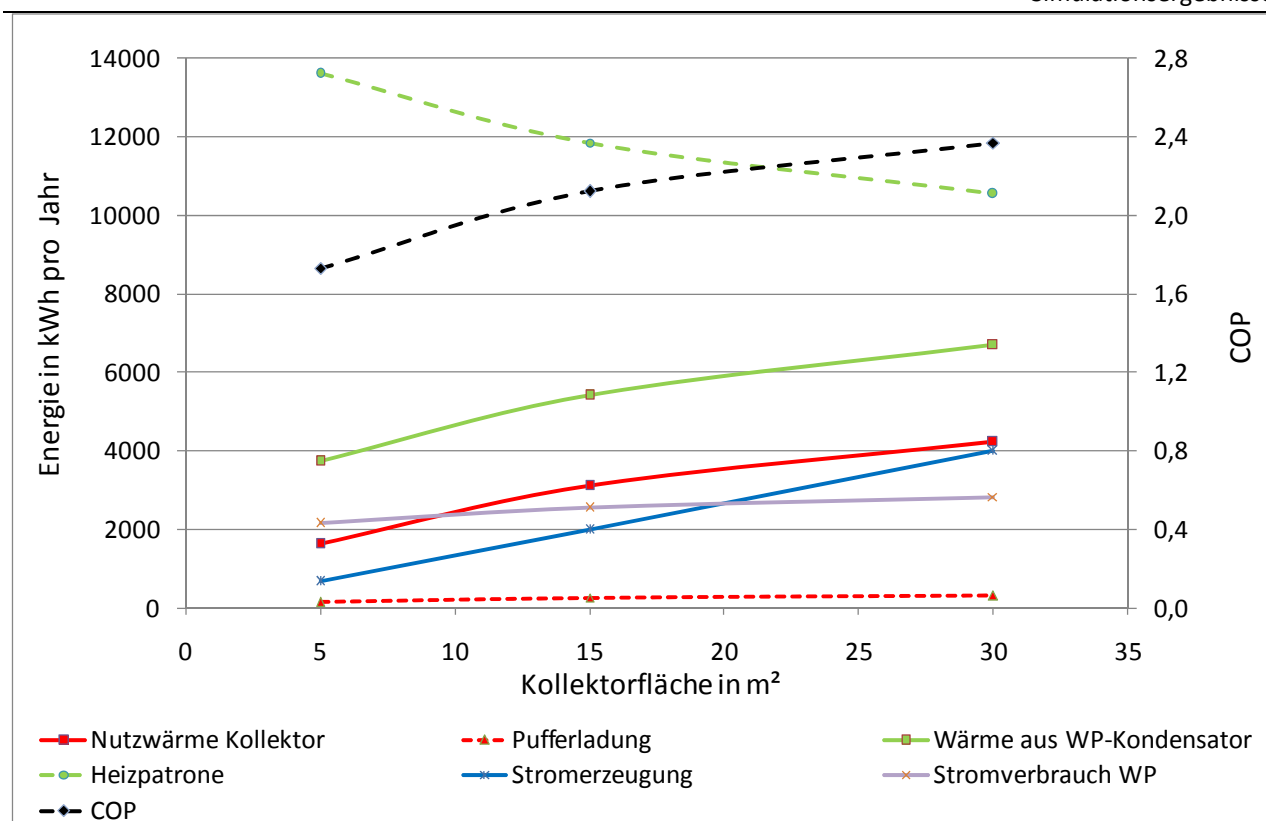


Abbildung 82: Jahresenergien und COP der Wärmepumpe von System 2 mit Typ HTC für den Standort Stockholm

In Abbildung 82 sind die von den einzelnen Wärmeerzeugern in einem Jahr gelieferten absoluten Wärmemengen, sowie der Stromverbrauch der Wärmepumpe und die Stromerzeugung der PVT-Kollektoren für den LTC-Typ dargestellt.

Die Kurvenverläufe sind denen des HTC-Typs sehr ähnlich. Die Absolutwerte der Wärmemengen sind jedoch, wie oben angedeutet, von denen des HTC-Typ recht verschieden. So erreicht die Nutzwärme der LTC-Kollektoren mit 15 m² Kollektorfläche in etwa den gleichen Wert wie die sehr viel kleinere 5 m²-HTC-Anlage.

Mit zunehmender Kollektorfläche steigt der Strombezug der Wärmepumpe langsamer als die Wärmeabgabe des Kondensators, wodurch der COP entsprechend steigt. Absolut liegt der COP des LTC-Systems 0,5 (5 m²) bis 0,4 (30 m²) Prozentpunkte unter dem COP des HTC-Systems.

Ein im Vergleich zum HTC-System noch höherer Anteil (68 % beim 15 m²-Feld) der Heizwärme muss über den elektrischen Heizstab erzeugt werden mit entsprechend negativer Konsequenz für die Systemarbeitszahl.

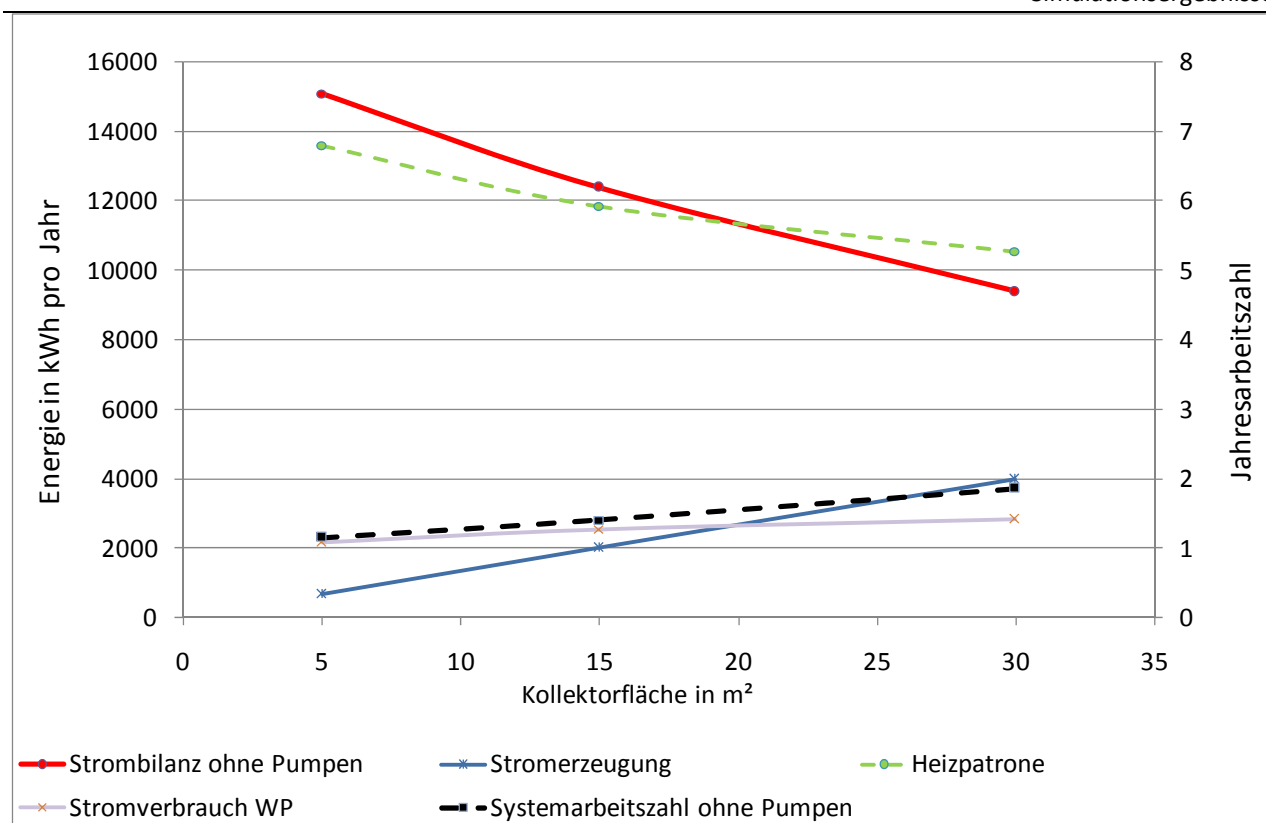


Abbildung 83: Elektrische Verbräuche und Systemarbeitszahlen von System 2 mit Typ HTC für den Standort Stockholm

Abbildung 83 zeigt den Jahres-Stromverbrauch von Wärmepumpe und Heizpatrone, die Jahres-Stromerzeugung durch die PVT-Kollektoren und die resultierende Bilanz (ohne Strom für Umwälzpumpen).

Die Jahresarbeitszahlen des Gesamtsystems ohne Berücksichtigung des Pumpenstroms liegen noch niedriger als beim HTC-Typ.

Die Stromerzeugung wächst proportional mit der Kollektorfläche und der Stromverbrauch sinkt. Jahresarbeitszahlen größer 3 werden bis zu einer Kollektorfläche von 30 m² nicht mehr erzielt (zum Vergleich beim LTC in Würzburg ab 30 m²).

7.2.4.2.2 Monatsauswertung

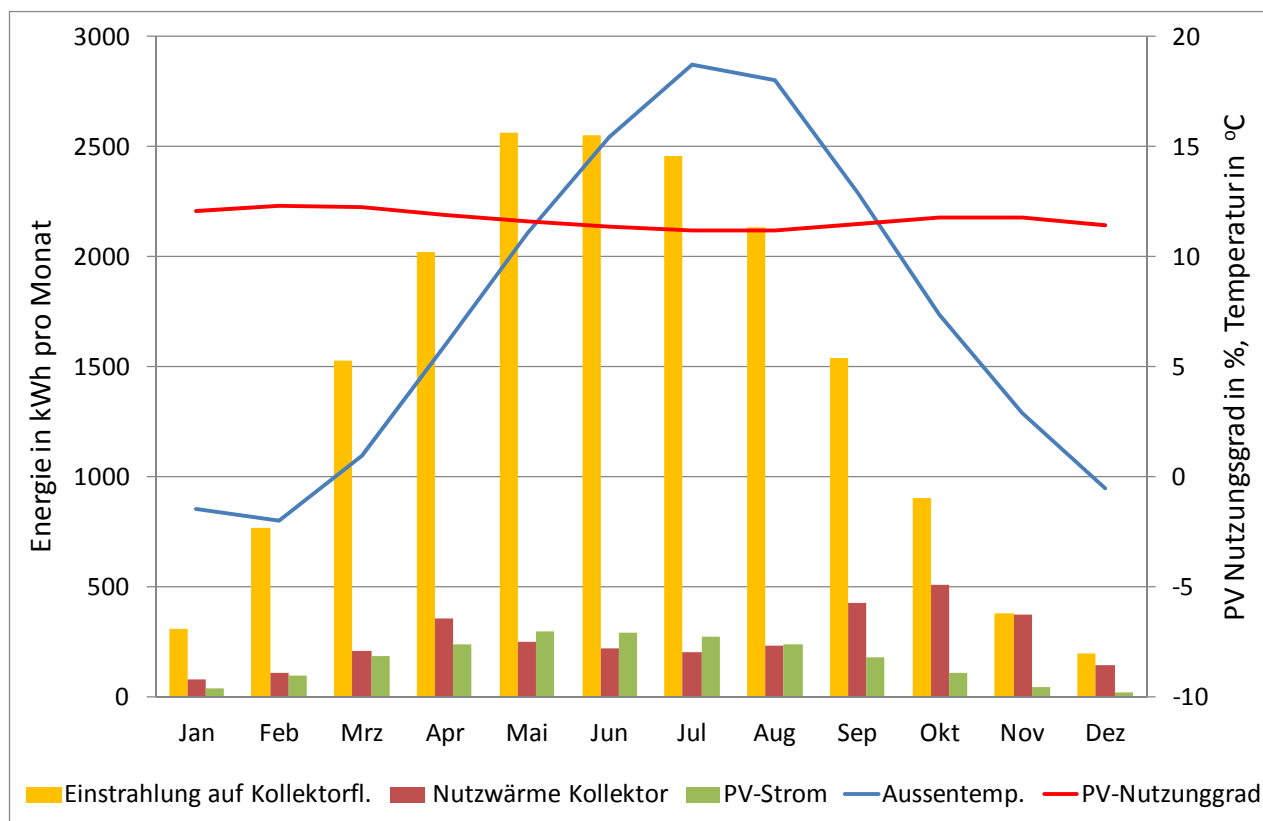


Abbildung 84: Monatswerte System 2 mit 15m²-Kollektorfläche, Typ LTC, Standort Stockholm

In Abbildung 84 werden die monatlichen Nutzwärmen der PVT-Kollektoren im Vergleich zur solaren Einstrahlung auf die Kollektorfläche für den Standort Stockholm gezeigt (15 m² Kollektorfläche, mit Temperaturbegrenzung). Der Verlauf entspricht dem der HTC-Kollektoren, aber auf besonders im Winterhalbjahr deutlich geringerem Niveau.

Der Verlauf des von den PVT-Kollektoren erzeugten Stromes entspricht den Erwartungen. Die höchsten Nutzungsgrade werden im kältesten Monat Februar (12,3 %) erzielt. Die niedrigsten PV-Nutzungsgrade von 11,2 % werden im Juli und August den Monaten mit den höchsten Außentemperaturen simuliert. Im Vergleich zum HTC-Kollektor ist die Spanne des PV-Nutzungsgrades um 0,1 Prozentpunkte etwas größer (LTC: Maximum: 12,3%, Minimum: 11,2%; HTC: Maximum: 12,2%, Minimum: 11,2%).

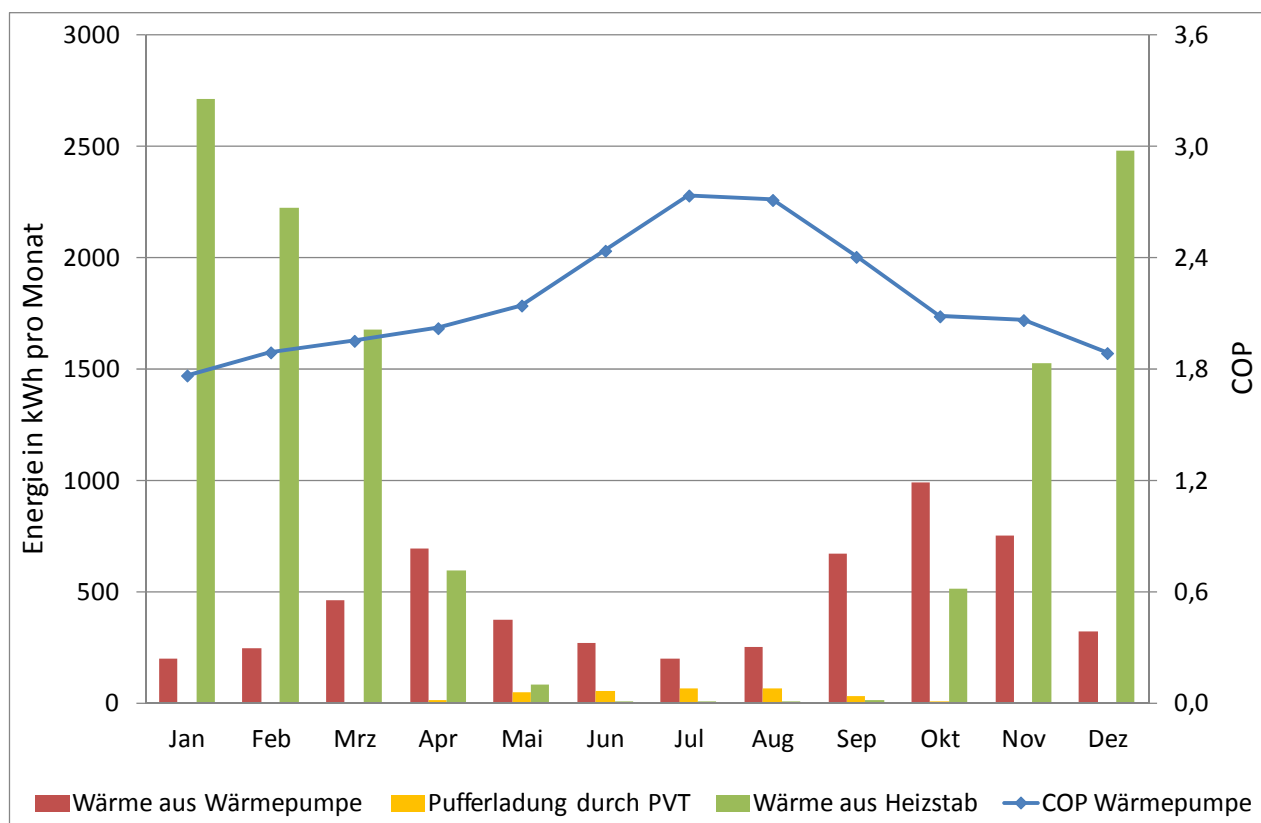


Abbildung 85: Monatswerte und COP, System 2 mit 15m²-Kollektorfläche, Typ ITC, Standort Stockholm

In Abbildung 85 sind die monatlichen Nutzwärmen, die in den Puffer eingetragen werden, dargestellt. Wie beim Standort Würzburg ist auch hier nur ein geringer Anteil direkter Pufferladung durch die PVT-Kollektoren vorhanden. Ersichtlich ist weiter, dass dieses System mit Begrenzung der PVT-Absorbtemperatur auf 0°C im Winter einen äußerst hohen Strombedarf für den Heizstab benötigt. Im Januar wird 93 % der Heizwärme über den Heizstab bereitgestellt.

Der COP der Wärmepumpe zeigt über das Jahr einen ähnlichen Verlauf wie beim System mit HTC-Kollektor. Er liegt im Winter bei 1,8 (vgl. HTC: 2,4) und steigt im Sommer auf bis zu 2,7 (vgl. HTC: 3,2). Damit liegt der COP des LTC-Systems im Mittel 0,5 Punkte unter dem COP des HTC-Systems.

Zusammenfassend lässt sich auch in der Systemkonfiguration am Standort Stockholm kein Vorteil für den LTC-Kollektortyp erkennen. Vielmehr sprechen auch hier die Ergebnisse dafür, einen thermisch möglichst gut an die Umgebung angekoppelten Kollektor einzusetzen.

7.2.5 Variation des Zapfprofils

Im Sinne einer Sensitivitätsanalyse wurde für einige exemplarische Simulationen mit 15 m² Kollektorfläche, HTC- und LTC-Kollektortyp und die Standorte Würzburg und Davos (siehe Über-

sichtstabelle oben) ein weiteres Trinkwarmwasserlastprofil eingesetzt. Das Zapfprofil nach der neuen ERP-Richtlinie zeichnet sich im Unterschied zum in den bisherigen Simulationen verwendeten Profil nach DIN EN 12977-2 durch über den Tag verteilte kleinere Zapfungen mit unterschiedlicher Durchflussmenge aus. Weiter wird dort die Kaltwassertemperatur unabhängig von Standort und Jahreszeit auf 10°C festgelegt. Die Wärmemenge zur Trinkwarmwassererwärmung ist damit für alle Standorte gleich.

Mit Hilfe der durchgeführten Vergleichssimulationen sollen die Auswirkungen des über den Tag verteilten Lastprofils auf die Wärmeerzeugung und den Stromertrag des PVT-Systems abgeschätzt werden.

7.2.5.1 Auswirkungen auf die Wärmeerzeugung der PVT-Kollektoren

Durch die Änderung des Zapfprofils (sowie der Kaltwassertemperatur) wird am Standort Würzburg die Nutzwärme aus den Kollektoren um 1,6 % gesteigert und die Laufzeit der Kollektorkreispumpe um 6,6 % erhöht. Dies zeigt, dass durch das häufigere Zapfen über Tag die Kollektoren häufiger durchströmt werden. Dabei wirkt sich positiv aus, dass tagsüber mehr Einstrahlung und höhere Außentemperaturen herrschen. Sowohl die direkte Pufferbeladung nimmt leicht zu, als auch die Energie zum Verdampfer der Wärmepumpe. Insgesamt kann so der Stromverbrauch des Systems (ohne Berücksichtigung der Pumpen) um 2,8 % gesenkt werden, da der Heizstab weniger benötigt wird.

7.2.5.2 Auswirkungen auf den Stromertrag der PVT-Kollektoren

Simulationen für die Standorte Würzburg und Davos zeigten keine nennenswerten Änderungen in der Stromerzeugung bei den vorgenommenen Änderungen des Warmwasser-Zapfprofils und des Jahresgangs der Kaltwassertemperaturen. Dies passt zu dem beobachteten Sachverhalt, dass die Schwankungsbreite der PV-Nutzungsgrade aller hier simulierten PVT-Systeme insgesamt nur gering ist.

7.2.6 Auswirkung der thermischen Nutzung auf den Stromertrag

Um die Auswirkung der thermischen Nutzung bzw. der Kühlung der PVT-Kollektoren auf ihren Stromertrag zu beziffern, wurden für die Standorte Würzburg, Davos und Athen jeweils vergleichende Simulationen durchgeführt. Dazu wurde das System 2 mit 15 m²-Kollektorfläche einmal mit thermischer Nutzung und zum Vergleich ganz ohne thermische Nutzung durch Ausschalten der Kollektordurchströmung simuliert.

Für den HTC-Kollektor fällt der jährliche Stromertrag an den beiden Standorten Würzburg und Athen um 0,4 %, in Davos um 0,3 %. Beim LTC-Kollektor sind die Einbußen bei wegfallender Kühlung größer: in Würzburg und Athen 2,1 %, in Davos 1,7 %. Dass sich der Effekt beim LTC-Typ

stärker bemerkbar macht, liegt an den im Vergleich zum HTC-Kollektor tieferen Absorberrtemperaturen, wenn der Kollektor durchströmt wird. Dadurch kommt ein größerer Kühleffekt zustande.

Abbildung 86 zeigt den Jahresverlauf der monatlichen PV-Nutzungsgrade für den LTC-Typ am Standort Würzburg. Im Winter ist der Kühleffekt durch die in Relation zur PV-Stromerzeugung höhere Nutzwärmemenge etwas stärker ausgeprägt als im Sommer.

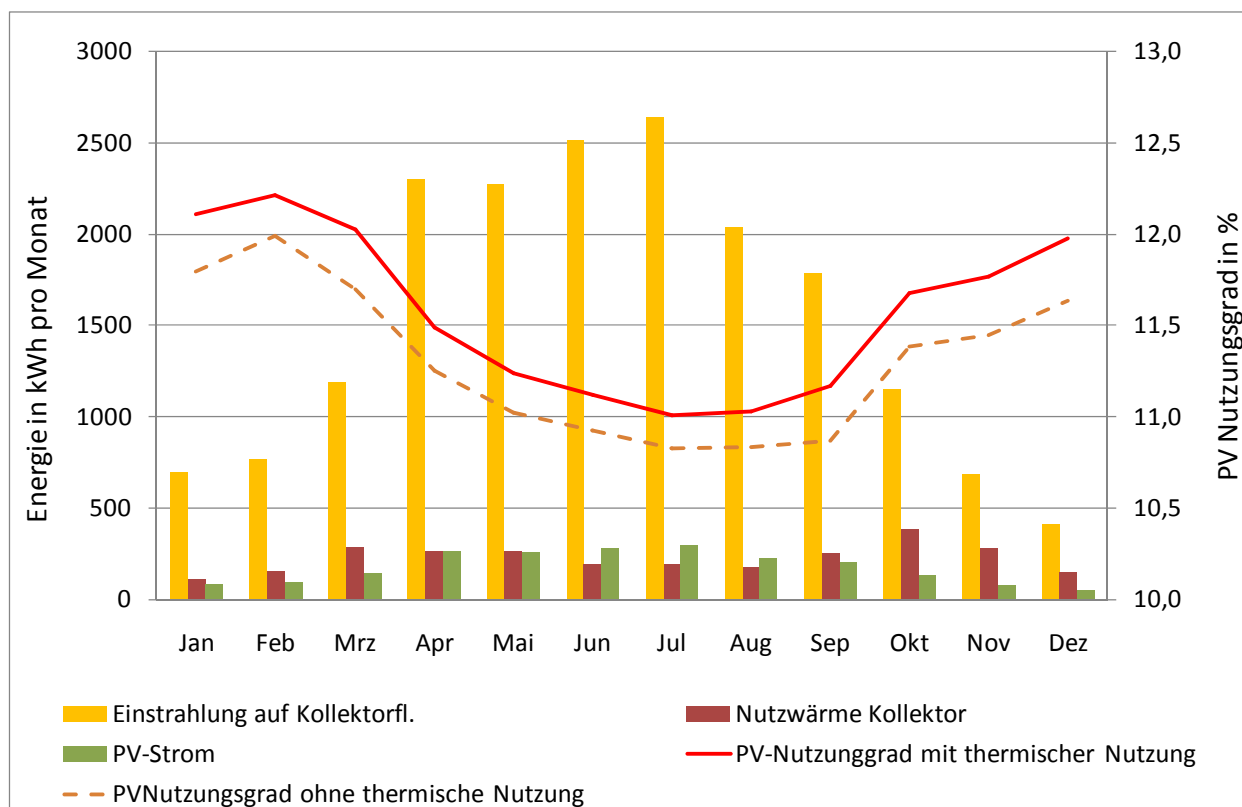


Abbildung 86: Vergleich des PV-Nutzungsgrades beim System 2 mit 15m²-Kollektorfläche, Typ LTC, Würzburg

In Abbildung 87 ist die Häufigkeit der mittleren Absorberrtemperaturen in der strahlungsreichen Jahreszeit vom 1. April bis 30. September für den Standort Würzburg abgebildet. Dabei werden nur die Zeiten berücksichtigt, in denen die auf die Kollektorfläche auftreffende Globalstrahlung größer als 200 W/m² ist. Verglichen wird die Häufigkeit der Absorberrtemperaturen mit und ohne thermische Nutzung. Gut erkennbar ist, dass sich die Häufigkeit ohne thermische Nutzung in den oberen Temperaturbereich ausdehnt, wodurch die Verteilung flacher wird. Die maximale Absorberrtemperatur liegt im Fall ohne thermische Nutzung um 14 K höher als mit Betrieb des Thermieteils des PVT-Kollektors. Die maximal erreichte Temperatur beträgt 64°C, was damit für diesen Kollektortyp die Stagnationstemperatur am Standort Würzburg darstellt.

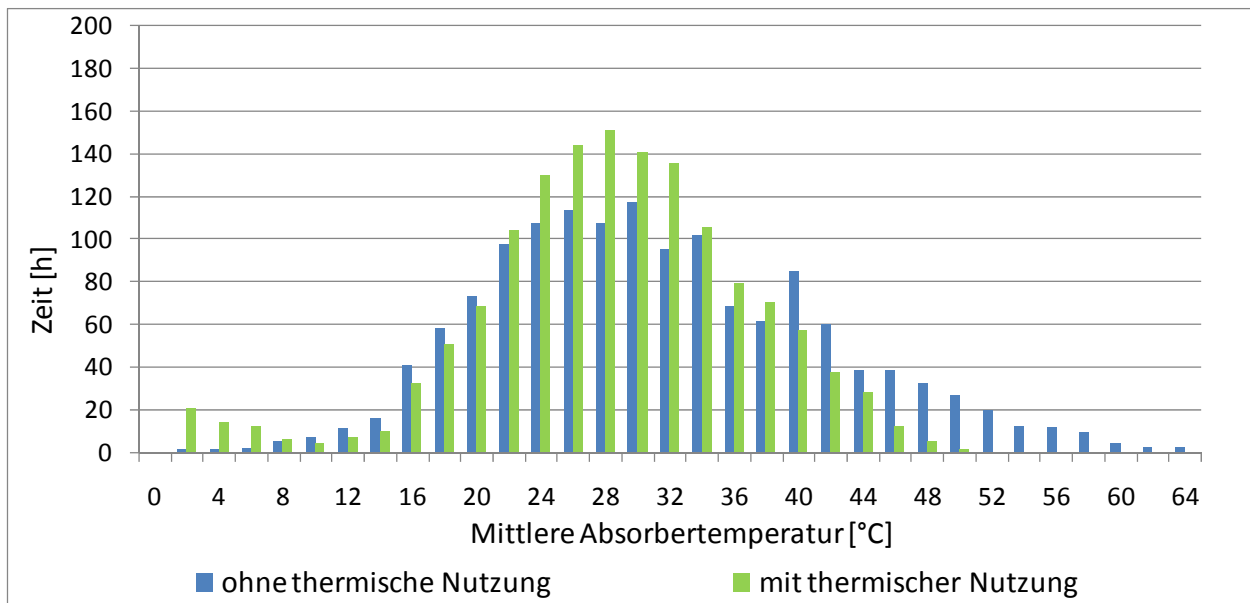


Abbildung 87: Dauer der simulierten mittleren Absorbtemperatur bei Einstrahlungen über 200 W/m^2 für System 2 mit 15m^2 -Kollektorfläche, Typ LTC, Standort Würzburg im Zeitraum: 1.April bis 30. September

7.3 System 3

Die Hydraulik und Regelung des Systems 3 (s. Abbildung 18) wurde in Kapitel 5.3 bereits erläutert. Im Vergleich zu System 2 dienen sowohl die PVT-Kollektoren als auch die Erdsonde als Wärmequelle für die Wärmepumpe. Solange die mittlere Absorbtemperatur der PVT-Kollektoren unter 10°C liegt, arbeitet die Wärmepumpe mit der Wärme aus der Erdsonde. Steigt die mittlere Absorbtemperatur der Kollektoren über 10°C , schaltet die Wärmepumpe auf die PVT-Kollektoren um. Unterschreitet die mittlere Absorbtemperatur der Kollektoren 3°C , wird wieder auf die Erdsonde umgeschaltet. Ist die Wärmepumpe nicht in Betrieb, wird ab einer mittleren Absorbtemperatur der Kollektoren von 17°C die Wärme aus den Kollektoren in die Erdsonde geleitet (Regenerationsbetrieb). Beendet wird der Regenerationsbetrieb, wenn die Absorbtemperatur unter 12°C fällt oder die Wärmepumpe in Betrieb geht. Anders als bei System 2 kann die Absorbtemperatur während der Durchströmung der Kollektoren nicht bis zum Frostbereich absinken.

Hier werden nun die Simulationsergebnisse vorgestellt. Es wurden Simulationen nur für den Standort Würzburg durchgeführt. Dabei wurden die Kollektorfläche und der Kollektortyp variiert. Zusätzlich wurde noch eine Simulationen ohne Regeneration der Erdsonde durchgeführt.

7.3.1 Standort Würzburg

7.3.1.1 Kollektortyp HTC (thermisch gut an die Umgebung gekoppelter Absorber, ohne Rückseitendämmung)

7.3.1.1.1 Jahresauswertung

In Abbildung 88 sind die Jahresenergien und Jahresnutzungsgrade für den HTC-Kollektortyp am Standort Würzburg über der Kollektorfläche aufgetragen. Je nach Kollektorfläche werden spezifische Nutzwärmen der PVT-Kollektoren zwischen 316 und 800 kWh/m²a erreicht. Verglichen mit den Werten des Systems 2 liegen sie höher, insbesondere bei größeren Kollektorflächen. Zu beachten ist hier aber, dass der weitaus größte Teil der Wärme aus den PVT-Kollektoren zur Regeneration der Erdsonde verwendet wird. Wird das System ohne Regeneration betrieben, so dass die PVT-Kollektoren wie bei System 2 nur die Wärmepumpe und den Puffer beliefern, sinkt die Nutzwärme aus dem Kollektor erheblich ab. Im simulierten Fall mit 15 m² Kollektorfläche auf 15 % des ursprünglichen Wertes (siehe auch Abbildung 88). Der Grund hierfür liegt an der Erdsonde, die hier wie üblich so ausgelegt wurde, dass sie als einzige Wärmequelle für die Wärmepumpe eigentlich ausreicht. Der Kollektor kommt dadurch für den Wärmepumpenbetrieb kaum noch zum Zuge. Auch die im Bild gezeigte Deckungsrate ist zwar nach oben genannter Formel formal richtig berechnet, muss aber anders interpretiert werden. Die Kollektornutzwärme fließt ja nur zu einem geringen Anteil direkt zum Verbraucher, sondern vor allem in einen Puffer, der durch das Erdreich gebildet wird.

Für die Größe und den Verlauf der Wärmenutzungsgrade der PVT-Kollektoren gilt das gleiche wie oben bereits für die spezifische Nutzwärme gesagt.

Der PV-Nutzungsgrad bleibt auch hier bei unterschiedlichen Kollektorflächen nahezu konstant und erreicht einen Jahreswert von 11,5 %. Er ist damit im Vergleich zu System 2 um 0,1 Prozentpunkte höher. Hier treffen sich zwei gegenläufige Effekte: Auf der einen Seite werden die PVT-Kollektoren durch die Wärmepumpe nicht mehr so stark abgekühlt, andererseits kühlt der Regenerationsbetrieb die Zellen besonders in der strahlungsreicheren Zeit ab. Letzteres überwiegt also etwas. Im direkten Vergleich von System 3 mit und ohne Regenerationsbetrieb sinkt der PV-Jahresnutzungsgrad um 0,15 Prozentpunkte.

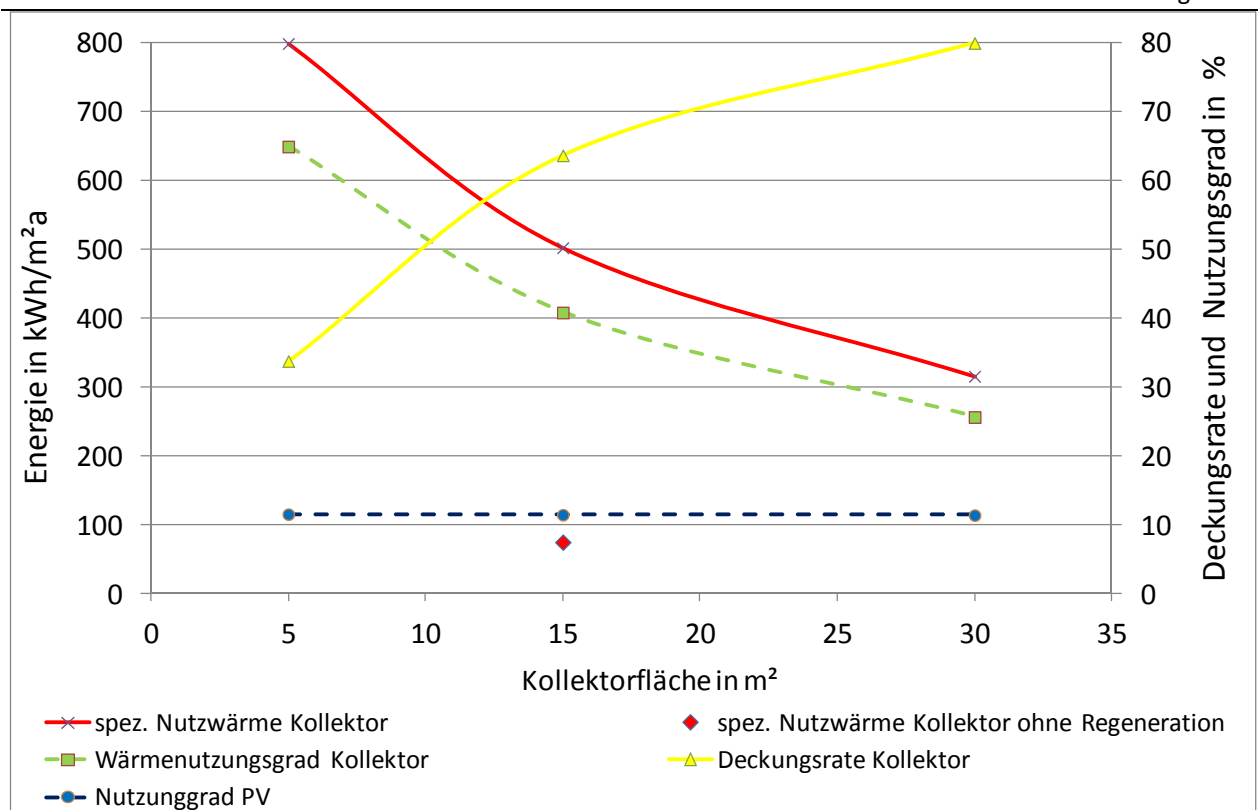


Abbildung 88: Spezifische Jahreskennwerte von System 3 mit Typ HTC für den Standort Würzburg

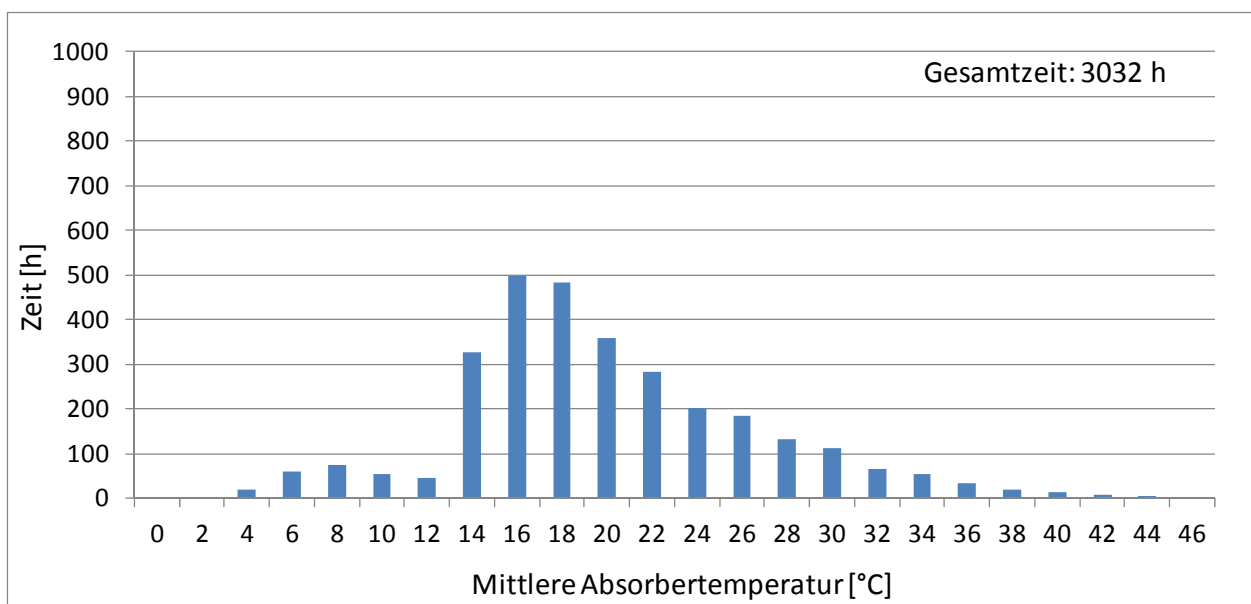


Abbildung 89: Dauer der simulierten mittleren Absorbtemperatur bei Kollektordurchströmung für System 3 mit 15m²-Kollektorfläche, Typ HTC, Standort Würzburg

In Abbildung 89 ist die Häufigkeit der mittleren Absorbtemperatur für das System 3 mit 15 m² Kollektorfläche abgebildet. Man sieht eine kleine Häufung der Betriebszeiten zwischen 3°C und 12°C, welche auf den Betrieb der Kollektoren mit der Wärmepumpe zurückzuführen ist. Ab 13°C ist dann ein signifikanter Anstieg der Betriebszeiten sichtbar. Dies sind die Zeiten, wo die Kollektoren zur Erdsondenregeneration eingesetzt werden und bei noch höheren Absorbtem-

peraturen zusätzliche Betriebsstunden mit direkter Wärmeeinkopplung in den Pufferspeicher hinzukommen.

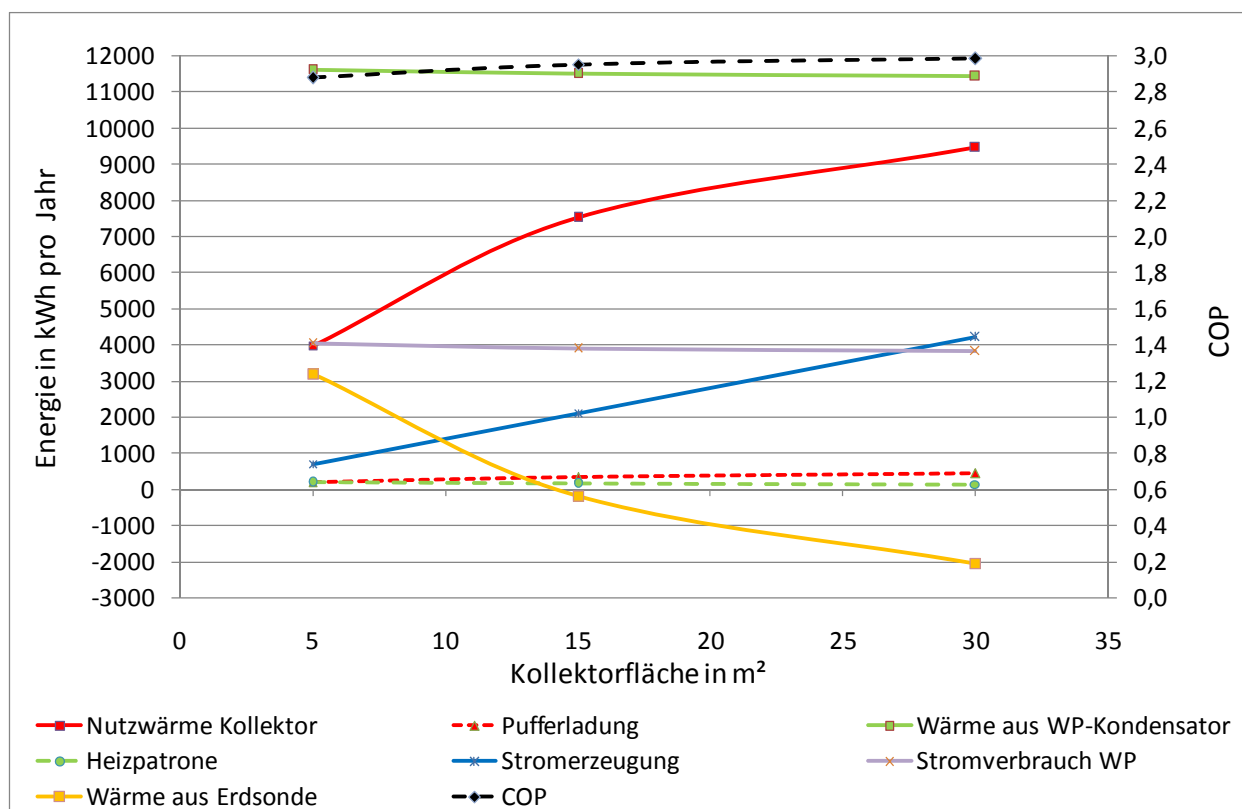


Abbildung 90: Jahresenergien und COP der Wärmepumpe von System 3 mit Typ HTC für den Standort Würzburg

In Abbildung 90 sind die von den einzelnen Wärmeerzeugern in einem Jahr gelieferten absoluten Wärmemengen, sowie der Stromverbrauch der Wärmepumpe und die Stromerzeugung der PVT-Kollektoren dargestellt. Im direkten Vergleich mit System 2 sind folgende Änderungen erkennbar:

Die Nutzwärme der Kollektoren steigt mit zunehmender Kollektorfläche auch ab ca. 15 m² noch weiter an. Grund: Die Erdsonde wirkt wie ein riesiger Pufferspeicher mit „unbegrenzter“ Aufnahmefähigkeit.

Ein noch geringerer Anteil von nur noch rund 5% der Nutzwärme wird direkt in den Puffer geladen. Der Regenerationsbetrieb führt dazu, dass die Kollektoren nicht mehr so häufig Temperaturen erreichen, die eine direkte Wärmeeinkopplung in den Pufferspeicher ermöglichen. Um dies zu verhindern, kann eine komplexere prioritätsgesteuerte Regelung verwendet werden. (s. z.B. (Pärisch, et al., 2014).

Da die Erdsonde für eine Vollversorgung der von der Wärmepumpe benötigten Verdampferleistung ausgelegt ist, muss nur noch ein kleiner Anteil der Heizwärme von lediglich 1,5 % über den elektrischen Heizstab erzeugt werden. Dieser fängt nur noch kurze Lastspitzen ab. Die von der Wärmepumpe gelieferte Wärme fällt mit zunehmender Kollektorfläche ganz leicht ab. Grund:

Mit zunehmender Kollektorfläche nimmt der Anteil direkter Wärmeeinkopplung in den Pufferspeicher leicht zu. Der Strombezug der Wärmepumpe sinkt mit zunehmender Kollektorfläche leicht, wodurch der COP etwas steigt. Dies ist durch den Betriebsanteil der Wärmepumpe mit den Kollektoren als Wärmequelle begründet. Größere Kollektorflächen bedeuten, wie schon im System 2, im Mittel etwas höhere Verdampfeingangstemperaturen, da die größere Absorberfläche mehr Wärme sammeln kann und dadurch bei Wärmeentzug durch die Wärmepumpe geringer abkühlt. Dies lässt sich auch hier durch den Vergleich der Häufigkeitsverteilungen der Absorberrtemperaturen für die Varianten mit 15 m² und 5 m² Kollektorfläche erkennen (vergleiche Abbildung 89 und Abbildung 91).

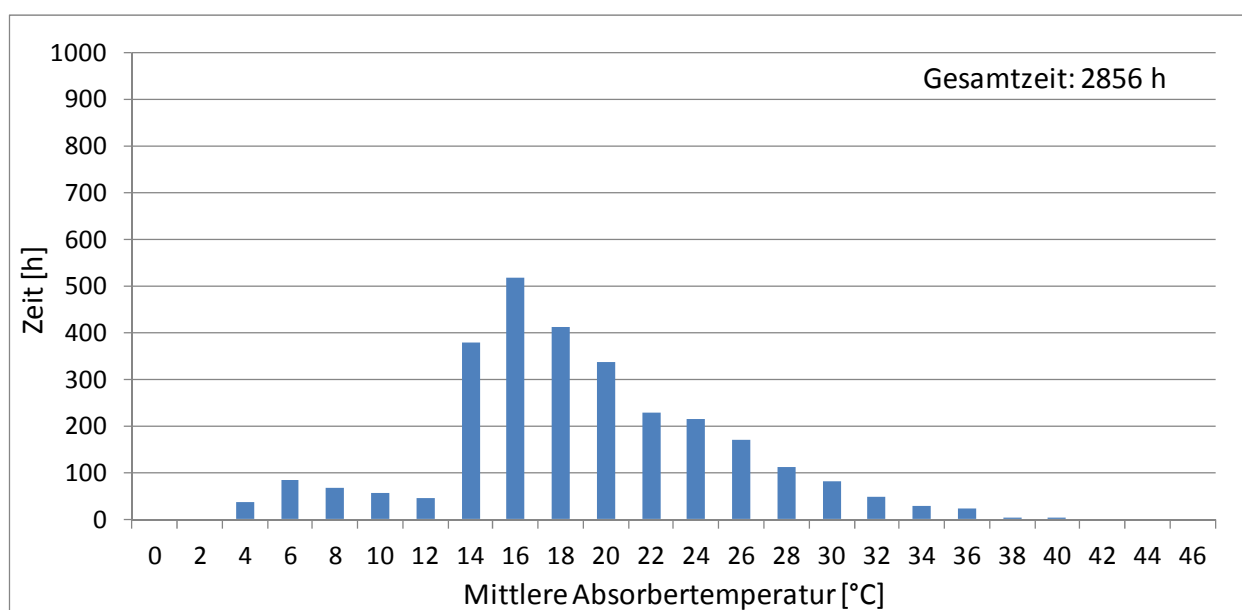


Abbildung 91: Dauer der simulierten mittleren Absorberrtemperatur bei Kollektordurchströmung für System 3 mit 5m²-Kollektorfläche, Typ HTC, Standort Würzburg

Die Jahresmittelwerte des COP liegen mit 2,9 bis 3,0 über dem bei dieser Wärmepumpe definierten COP im stationären Betrieb von 2,8 bei B0/W60 (ganzjährige Solltemperatur des Pufferspeichers: 60°C).

In Bezug auf die Energiebilanz der Erdsonde zeigt sich folgendes: In Abbildung 90 ist mit „Wärme aus Erdsonde“ die Summe aus Wärmeentnahme (positiv) und Wärmeeinkopplung bzw. Regeneration (negativ) gemeint. Ohne Regeneration werden der Erdsonde 5850 kWh/a an Wärme entzogen. Wie man in Verbindung mit Abbildung 90 erkennt, wird dieser Wert bereits bei einer Kollektorfläche von 5 m² um 2660 kWh/a reduziert. Die Energiebilanz bei einer HTC-Kollektorfläche von 15 m² ist gerade ausgeglichen. Bei größeren Kollektorflächen wird mehr Wärme in die Erdsonde eingebracht als entzogen. Hier würde es also Sinn machen, den Regenerationsbetrieb einzuschränken, um Pumpenstrom zu sparen. Gegebenenfalls sind bei der Erdreichregeneration auch rechtliche Belange bzgl. zulässiger Temperaturen etc. einzuhalten (siehe z.B. VDI 4640).

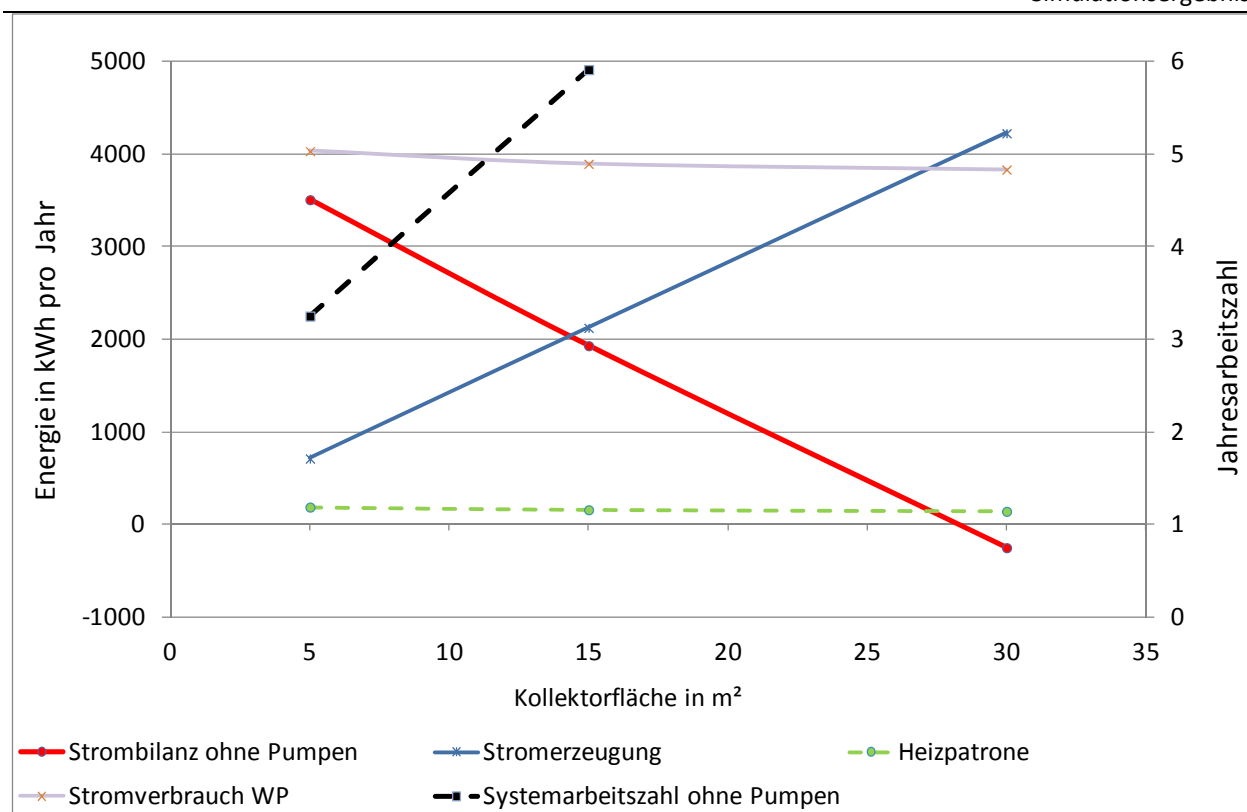


Abbildung 92: Elektrische Verbräuche und Systemarbeitszahlen von System 3 mit Typ HTC für den Standort Würzburg

Abbildung 92 zeigt den Jahres-Stromverbrauch von Wärmepumpe und Heizpatrone, die Jahres-Stromerzeugung durch die PVT-Kollektoren und die resultierende Bilanz (ohne Strom für Umwälzpumpen).

Die Stromerzeugung wächst proportional mit der Kollektorfläche und der Stromverbrauch sinkt. Bereits bei einer HTC-Kollektorfläche von 5 m² wird eine Arbeitszahl über 3 erreicht. Bei einer Kollektorfläche von ca. 28 m² ist die Jahres-Gesamtenergiebilanz ausgeglichen. Darüber hinaus wird mehr Strom produziert als verbraucht wird.

7.3.1.1.2 Monatsauswertung

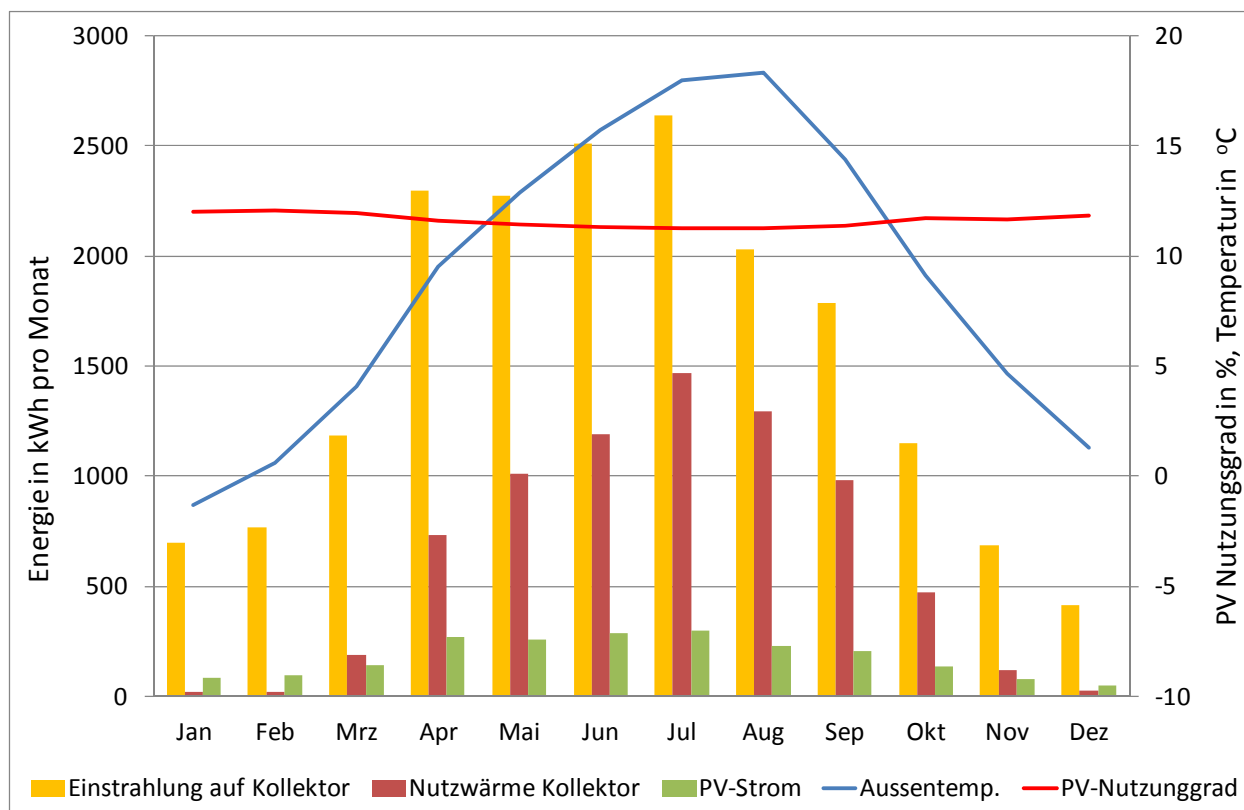


Abbildung 93: Monatswerte System 3 mit 15m²-Kollektorfläche, Typ HTC, Standort Würzburg

Abbildung 93 zeigt die monatlichen Nutzwärmen von 15 m² HTC-PVT-Kollektoren im Vergleich zur solaren Einstrahlung auf die Kollektorfläche. Die hohen Einstrahlungen im Sommer gehen mit hohen Kollektor-Nutzwärmen einher. Während bei System 2 im Sommer die geringsten und im Winter die höchsten Nutzwärmen erzeugt wurden, ist es hier genau umgekehrt. Der Grund hierfür ist, dass die Erdsonde in diesem System faktisch die primäre Wärmequelle darstellt und die PVT-Kollektoren nur ab einer bestimmten Temperatur genutzt werden. So wird das Winterhalbjahr im Wesentlichen mit der Erdsonde betrieben. Im Sommerhalbjahr leistet der Kollektor einen zusätzlichen Beitrag zu Wärmbereitstellung. Der Hauptteil der Kollektornutzwärme wird aber zum Zwecke der Regeneration im Sommer ins Erdreich geleitet.

Der Verlauf des von den PVT-Kollektoren erzeugten Stromes entspricht den Erwartungen. Die höchsten Nutzungsgrade von 12,1 % werden im Februar erzielt, wo zudem eine der niedrigsten Außentemperaturen im Monatsmittel vorliegt. Die niedrigsten PV-Nutzungsgrade von 11,3 % werden im Juni bis August, den Monaten mit den höchsten Außentemperaturen simuliert. Die Monatsmittel der Außentemperatur erscheinen auch in diesem System als Haupteinflussgröße für die Zelltemperatur und damit die elektrische Effizienz. Im Vergleich zum System 2 sind die PV-Nutzungsgrade im Januar und Dezember 0,1 Prozentpunkte schlechter, im Mai bis September dagegen um 0,1 Prozentpunkte besser. Wie oben bereits erwähnt, treffen sich hier zwei gegenläufige Effekte: Auf der einen Seite werden die Kollektoren im Winter durch die Wärmepumpe

nicht mehr so stark abgekühlt, andererseits kühlt der Regenerationsbetrieb die PV-Zellen besonders in der warmen Sommerzeit ab.

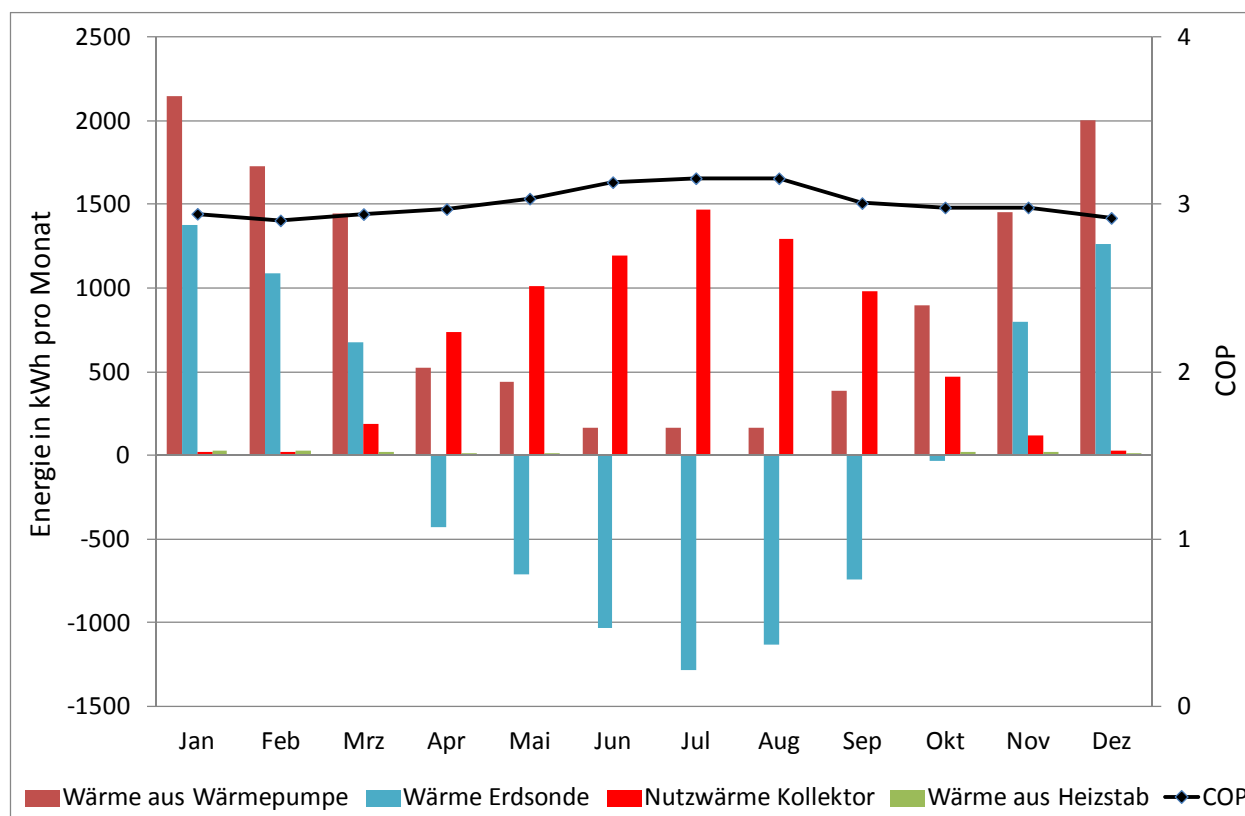


Abbildung 94: Monatswerte und COP, System 3 mit 15m²-Kollektorfläche, Typ HTC, Standort Würzburg

In Abbildung 94 sind einige monatlichen Wärmemengen dargestellt. Erkennbar ist zunächst der auch im Winter minimale Strombedarf für den elektrischen Heizstab. Die für die Wärmepumpe benötigte Wärme wird fast vollständig von der Erdsonde gedeckt. Im Sommer wird der größte Teil der vom Kollektor erzeugten Wärme zur Regeneration in die Erdsonde eingebracht.

Der COP der Wärmepumpe zeigt einen über das Jahr zu erwartenden Verlauf. Er liegt im Winter bei 2,9 und steigt im Sommer auf bis zu 3,2. Der Jahres-COP liegt mit knapp 3 über dem bei dieser Wärmepumpe definierten COP im stationären Betrieb von 2,8 bei B0/W60. Verglichen mit System 2 ist der COP im Winter höher, was durch die von der Erdsonde kommenden höheren Eingangstemperaturen des Verdampfers erklärbar ist.

7.3.1.2 Kollektortyp LTC (thermisch schlecht an die Umgebung gekoppelter Absorber, ohne Rückseitendämmung)

7.3.1.2.1 Jahresauswertung

In Abbildung 95 sind die Jahresenergien und Jahresnutzungsgrade für den LTC-Kollektortyp am Standort Würzburg über der Kollektorfläche aufgetragen. Im Vergleich zum HTC-Kollektor wer-

den mit diesem System deutlich geringere spezifische Nutzwärmen erreicht. Sowohl im Betrieb mit der Wärmepumpe als auch im Regenerationsbetrieb stellt sich der größere Wärmeübergangswiderstand als nachteilig heraus.

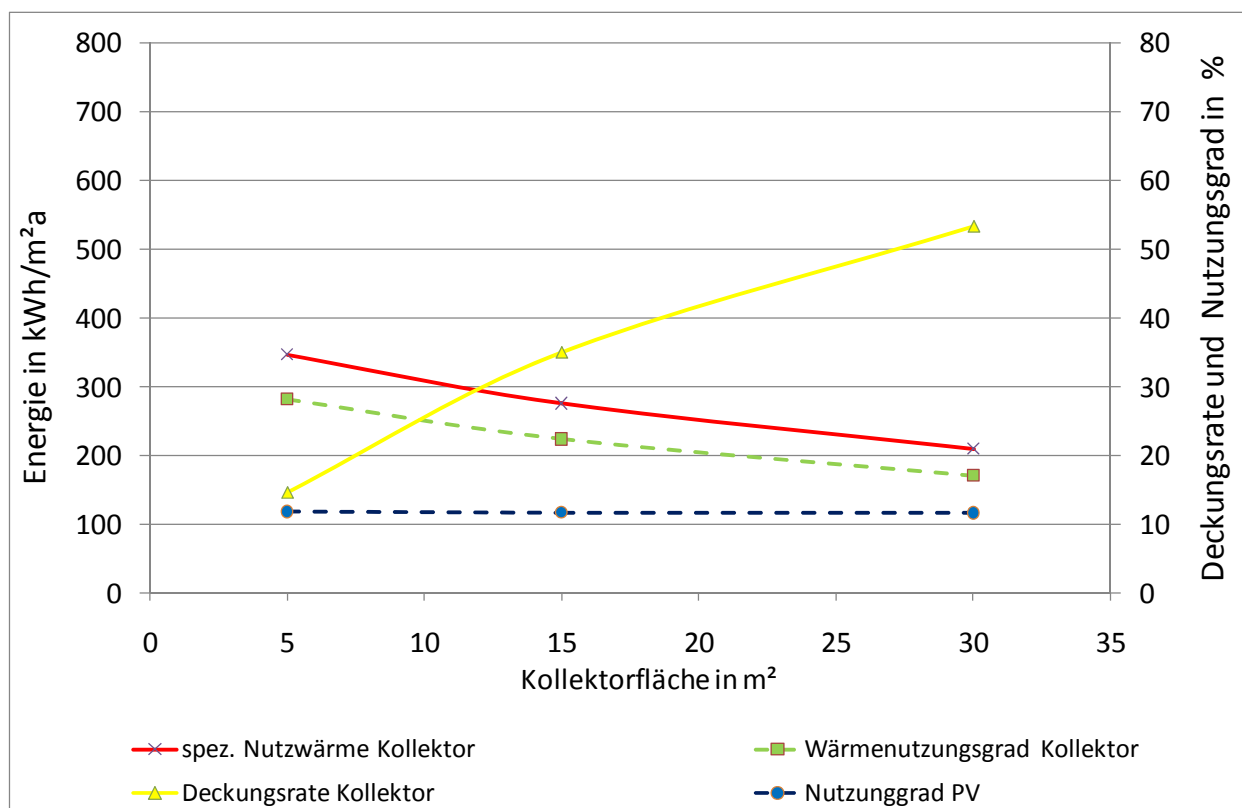


Abbildung 95: Spezifische Jahreskennwerte von System 3 mit Typ LTC für den Standort Würzburg

Abbildung 96 zeigt exemplarisch für 15 m² LTC-Kollektorfläche, dass sich die mittlere Absorbtemperatur wie auch in System 2 zu kälteren Temperaturen hin verschiebt. Man sieht in der kleinen Häufung der Betriebszeiten zwischen 3°C und 12°C (Wärmepumpenbetrieb) ein im Vergleich größeren Anteil zwischen 2°C und 6°C und ein Maximum bei 13°C – 14°C mit steilem Abfall in Richtung höherer Temperaturen. Letzteres sind wieder die Zeiten, wo die Kollektoren zur Erdsondenregeneration eingesetzt werden und bei noch höheren Absorbtemperatureraten zusätzliche Betriebsstunden mit direkter Wärmeeinkopplung in den Pufferspeicher hinzukommen. Es werden wie erwartet nicht mehr so hohe Absorbtemperatureraten erreicht wie beim HTC-Typ. Insgesamt sind die Betriebszeiten, in denen die LTC-Kollektoren Wärme liefern, gegenüber dem HTC-Typ kleiner, da durch die geringeren Absorbtemperatureraten sowohl beim Wärmepumpenbetrieb als auch im Regenerationsbetrieb die Abschalt-Temperaturen schneller erreicht werden. Auch beim LTC-Typ wird der weitaus größte Teil der Wärme aus dem Kollektor zur Regeneration der Erdsonde verwendet.

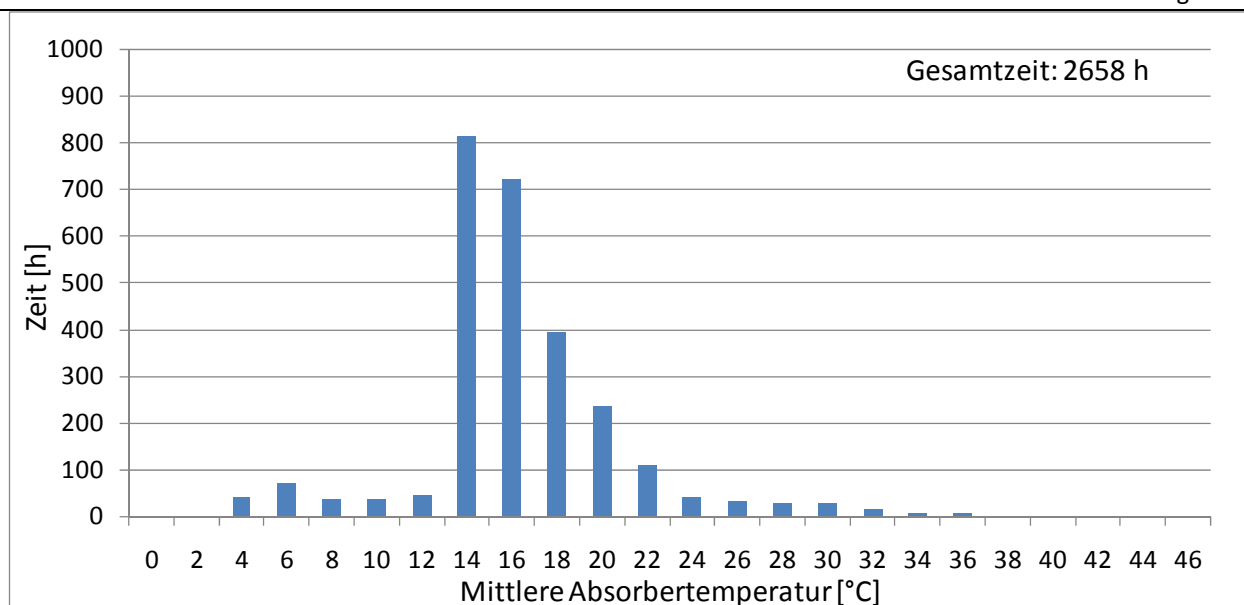


Abbildung 96: Dauer der simulierten mittleren Absorbtemperatur bei Kollektordurchströmung für System 3 mit 15m²-Kollektorfläche, Typ LTC, Standort Würzburg

Der PV-Nutzungsgrad bleibt auch hier bei unterschiedlichen Kollektorflächen nahezu konstant und erreicht einen Jahreswert von 11,7 %. Er ist damit im Vergleich zum System mit HTC-Kollektoren um 0,2 Prozentpunkte höher. Hier machen sich die insgesamt niedrigeren Absorbtemperaturen bemerkbar. Im Unterschied zum System 2 werden die PV-Zellen durch den Regenerationsbetrieb gerade in den strahlungsreichen Monaten stärker aktiv gekühlt.

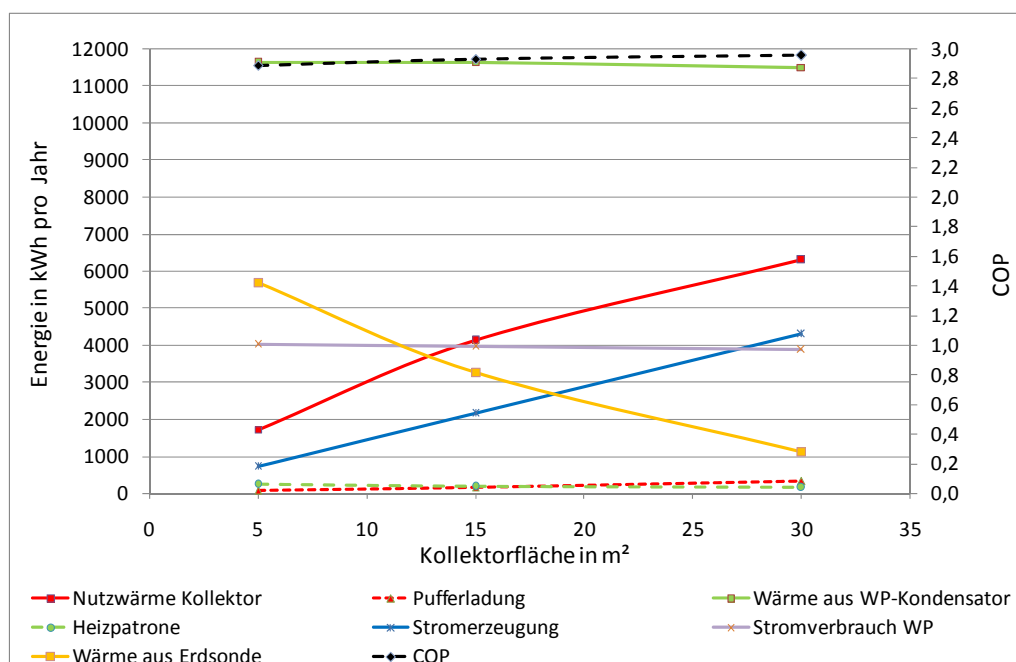


Abbildung 97: Jahresenergien und COP der Wärmepumpe von System 3 mit Typ LTC für den Standort Würzburg

In Abbildung 97 sind die von den einzelnen Wärmeerzeugern in einem Jahr gelieferten absoluten Wärmemengen, sowie der Stromverbrauch der Wärmepumpe und die Stromerzeugung der LTC-PVT-Kollektoren dargestellt. Die größte Änderung im Vergleich zum HTC-Kollektor ist der geringere Nutzwärmeertrag aus den Kollektoren und damit verbunden die schlechtere Energiebilanz der Erdsonde. Ist die Energiebilanz der Erdsonde bei HTC-Kollektoren mit 15 m² gerade ausgeglichen, wird bei LTC-Kollektoren selbst bei 30 m² Kollektorfläche noch mehr Wärme aus der Erdsonde entzogen als eingebracht.

Da auch hier die Erdsonde für eine Vollversorgung der von der Wärmepumpe benötigten Verdampferleistung ausgelegt ist, muss nur noch ein kleiner Anteil der Heizwärme von unter 2% über den elektrischen Heizstab erzeugt werden.

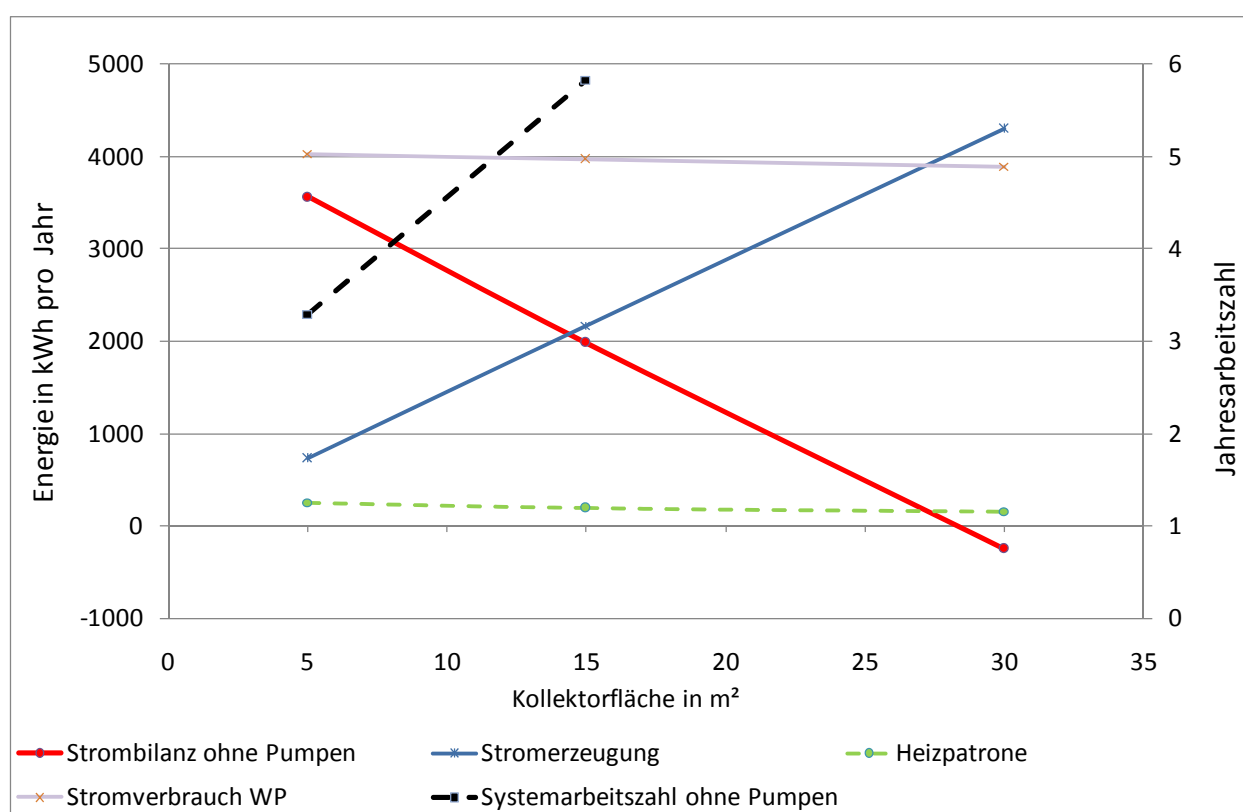


Abbildung 98: Elektrische Verbräuche und Systemarbeitszahlen von System 3 mit Typ LTC für den Standort Würzburg

Abbildung 98 zeigt den Jahres-Stromverbrauch von Wärmepumpe und Heizpatrone, die Jahres-Stromerzeugung durch die LTC-PVT-Kollektoren und die resultierende Bilanz (ohne Strom für Umwälzpumpen).

Im Vergleich zum HTC-Typ trifft man hier auf fast identische Zusammenhänge. Die im Vergleich zum HTC-Typ etwas größere Stromerzeugung wird durch einen leicht höheren Stromverbrauch bei der Wärmepumpe ausgeglichen. In der Gesamtbilanz für den Stromverbrauch ergeben sich identische Jahres-Systemarbeitszahlen. Auch hier wird bei einer Kollektorfläche von ca. 28 m²

eine ausgeglichene Jahres-Gesamtenergiebilanz erzielt. Darüber hinaus wird mehr Strom produziert als verbraucht.

7.3.1.2.2 Monatsauswertung

Abbildung 99 zeigt die monatlichen Nutzwärmen von 15 m² LTC-PVT-Kollektoren im Vergleich zur solaren Einstrahlung auf die Kollektorfläche. Wie beim HTC-PVT-Kollektor gehen die hohen Einstrahlungen im Sommer mit hohen Kollektor-Nutzwärmen einher. Die Höhe der Kollektor-nutzwärmen ist jedoch geringer als beim HTC-Kollektortyp, was wie oben bereits gesagt am größeren Wärmeübergangswiderstand des LTC-Kollektors liegt.

Der Verlauf des von den PVT-Kollektoren erzeugten Stromes entspricht den Erwartungen. Die höchsten Nutzungsgrade von 12,0 % (HTC: 12,1%) werden im Februar erzielt, wo zudem eine der niedrigsten Außentemperaturen im Monatsmittel vorliegt. Die niedrigsten PV-Nutzungsgrade von 11,7 % (HTC: 11,3%) werden im Mai bis September, also den warmen Monaten simuliert. Hier machen sich die gegenüber dem HTC-Kollektor niedrigeren Absorberrtemperaturen während des Regenerationsbetriebs bemerkbar.

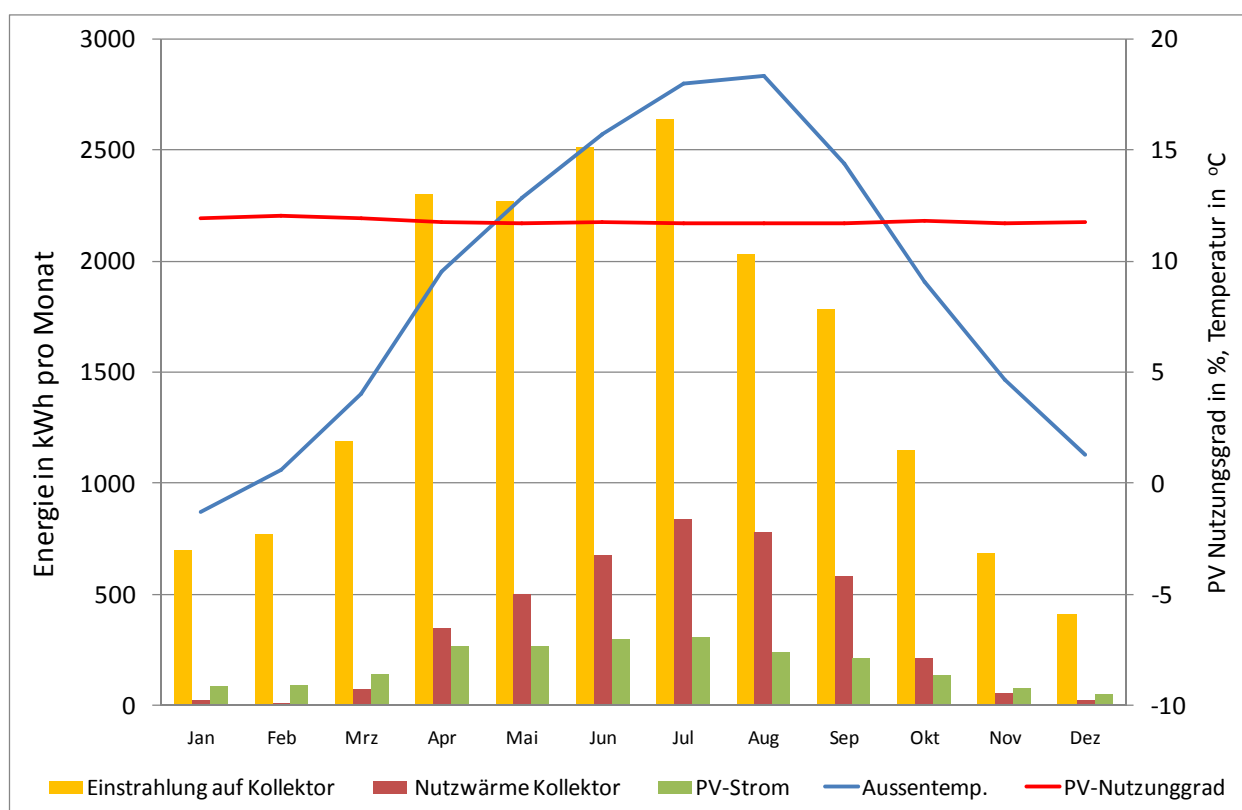


Abbildung 99: Monatswerte System 3 mit 15m²-Kollektorfläche, Typ LTC, Standort Würzburg

In Abbildung 100 sind einige monatlichen Wärmemengen dargestellt. Erkennbar ist zunächst der auch im Winter minimale Strombedarf für den elektrischen Heizstab. Die für die Wärmepumpe benötigte Wärme wird fast vollständig von der Erdsonde gedeckt. Im Sommer wird der größte

Teil der vom Kollektor erzeugten Wärme zur Regeneration in die Erdsonde eingebracht. Im Vergleich zum HTC-Kollektor ist die in die Erdsonde eingebrachte Wärme deutlich geringer.

Der COP der Wärmepumpe zeigt einen über das Jahr zu erwartenden Verlauf und liegt geringfügig unter dem COP beim System mit HTC-Kollektor. Er liegt im Winter bei 2,9 und steigt im Sommer auf bis zu 3,1.

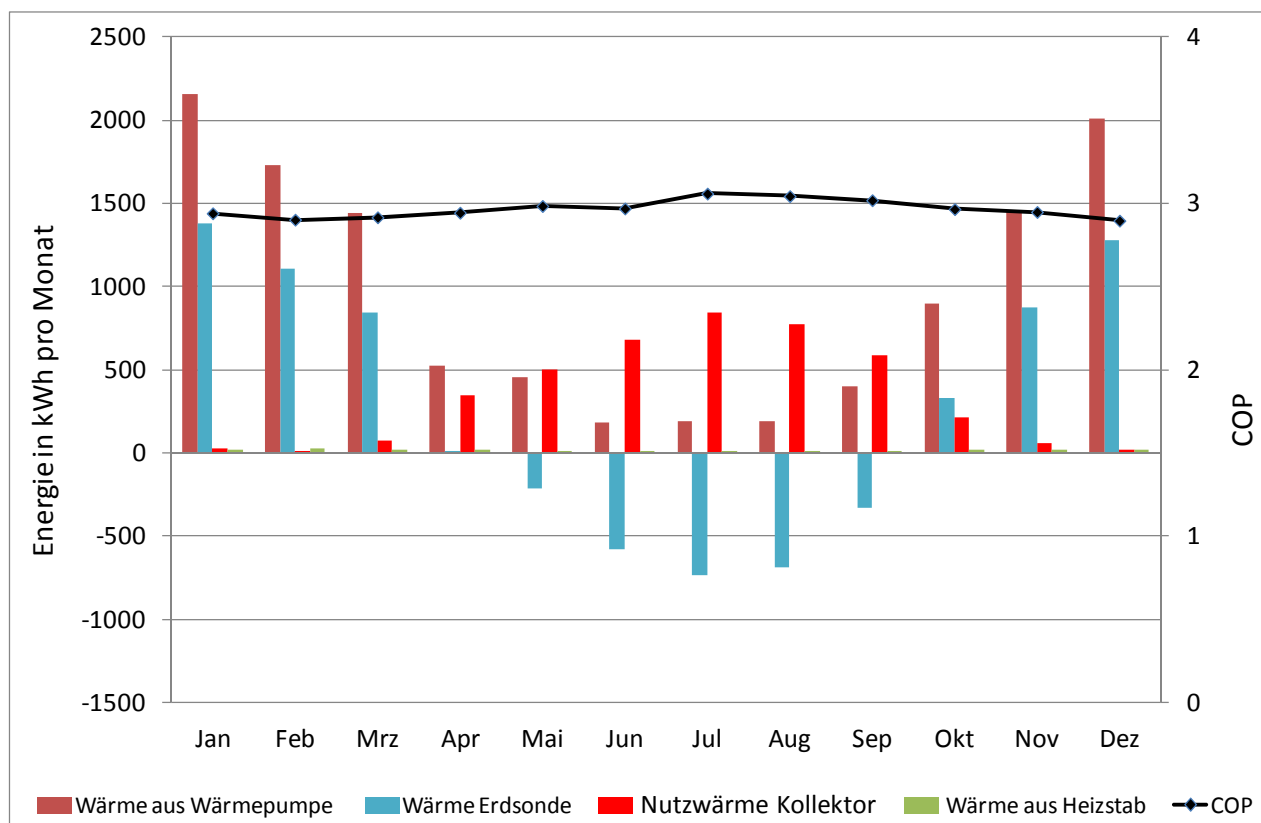


Abbildung 100: Monatswerte und COP, System 3 mit 15m²-Kollektorfläche, Typ LTC, Standort Würzburg

7.3.2 Bemerkung zum sinnvollen Einsatz einer PVT –WP Kombination mit Erdsonde

Unter den gegebenen Randbedingungen im verwendeten Simulationsmodell ergaben abschätzende Vergleichssimulationen eines Systems mit 10 m² Kollektorfläche (HTC-Typ) im 5. Betriebsjahr einen Mehrverbrauch an Strom für die Wärmepumpe von lediglich 11 kWh/a bzw. 0,3 %, wenn die Regeneration ausgeschaltet bleibt. D.h. die Regeneration des Erdreichs hat in diesem System keinen signifikanten Effekt auf den Stromverbrauch der Wärmepumpe. Ein gegenläufiger Effekt ist, dass sich ohne Regenerationsbetrieb die direkte Einspeisung vom Kollektor in den Puffer um 180 kWh/a erhöht, was die Wärmepumpe etwas entlastet und somit Strom spart. Als Drittes kommt hinzu, dass die Stromerzeugung durch den Regenerationsbetrieb um 20 kWh/a steigt (Erklärung siehe oben). Insgesamt führt der Regenerationsbetrieb also zu einer Einsparung von ca. 30 kWh Strom pro Jahr. Dem steht jedoch der Pumpenstrom der Kollektorkreispumpe während des Regenerationsbetriebs entgegen. Die Pumpe war zu diesem Zweck ca. 2200 h in Betrieb. Eine Einsparung an Strom würde erst mit einer Pumpe unter 13 W Leistungsaufnahme

geschehen. Für dieses System ist eine Regeneration der Erdsonde somit eher nachteilig zu bewerten.

Diese Einschätzung deckt sich auch mit Ergebnissen aus dem Task 44 und anderen Untersuchungen. Demnach konnten Systeme mit unverglasten Kollektoren und Regeneration einer Einzelsonde die Arbeitszahl gegenüber einem System ohne Kollektoren und ausreichend dimensionierter Erdsonde nicht sichtbar steigern (Haller, et al., 2014). Bei unterdimensionierten Sonden und Sondenfeldern kann jedoch die langjährige Auskühlung des Erdreichs und die gegenseitige Beeinflussung der Erdwärmesonden vermieden werden (Pärisch, et al., 2014), (Bertram, et al., September 2011). Geringfügige Verbesserung der Systemeffizienz kann im Fall kompakter Erdreich-Wärmeübertrager (wie z. B. Erdwärmekörben und gebäudeintegriertem Wärmeübertrager) erzielt werden (Ochs, et al., 2014).

8 Schlussfolgerungen aus Marktrecherche und Simulationen auf Auswirkungen auf die Prüfprozeduren und Normierung

8.1 Schlussfolgerungen aus der Marktrecherche

In Arbeitspunkt AP 2.1. wurden alle bekannten PVT-Kollektoren technisch charakterisiert und nach Funktionsprinzipien (z.B. abgedeckte / unabgedeckte Kollektoren) und Arten der Wärmenutzung (z.B. direkte / indirekte Nutzung der Wärme ohne / mit Wärmepumpe) strukturiert. Dabei haben sich Marktschwerpunkte (siehe Kap. 2) herausgebildet.

Die weitaus meisten Produkte finden sich bei unabgedeckten Kollektoren ohne und mit rückseitiger Wärmedämmung, welche von den Herstellern in verschiedenen Systemkonfigurationen ohne und mit Wärmepumpe empfohlen werden. Für diese Produkte sollten mit oberster Priorität die notwendigen Prüfprozeduren erstellt werden, um hier eine bessere Markteinführung zu gewährleisten. Es sollten Mindestvorgaben für die Produktinformationen erstellt werden und in die Zertifizierung einfließen. Bei der Marktrecherche haben sich die zugänglichen Produktinformationen in vielen Fällen als unzureichend erwiesen. Dies betrifft insbesondere die Datenblattangaben und die Konstruktionsmerkmale. Im Datenblatt eines PVT-Kollektors sollten mindestens folgende Informationen enthalten sein:

- Bauart (z.B. abgedeckt/unabgedeckt, mit/ohne Rückseitendämmung)
- Abmessungen
- Alle erforderlichen elektrischen Kennwerte zur Leistungscharakterisierung
- Alle erforderlichen thermischen Kennwerte zur Leistungscharakterisierung
- Verwendete Materialien
- Grenztemperaturen
- Prüflabel
- **Ergänzungen von Projektpartnern erwünscht!**

Weiter hat sich aus der Recherche ergeben, dass bzgl. der Konstruktion und Funktion von (PVT)-Kollektoren eine eindeutige Sprachregelung definiert werden sollte, was möglicherweise bedeutet, dass bisher verwendete Begrifflichkeiten durch neue ersetzt bzw. überarbeitet werden müssen (siehe hierzu Kapitel 2.2). Diese Empfehlung gilt sowohl für den Normenbereich als auch für die Förderrichtlinien.

Bei den Anwendungen von PVT-Kollektoren ist eine große Systemvielfalt gegeben. Aus der Marktrecherche und anderen Studien (z. B. Task 44 des Solar Heating and Cooling Programms) haben sich jedoch für PVT-Flachkollektoren mit flüssigem Wärmeträger drei Systemschaltungen

als wesentlich herauskristallisiert (siehe Kapitel 4). Diese Schaltungen wurden in AP4 abgebildet und simuliert. Dabei handelt es sich um folgende Systeme:

- PVT + Kessel oder Wärmepumpe in paralleler Verschaltung (System 1)
- PVT + Wärmepumpe in paralleler und serieller Verschaltung (System 2)
- PVT + Wärmepumpe + Erdsonde in paralleler und serieller Verschaltung (System 3)

8.2 Schlussfolgerungen aus den Systemsimulationen

8.2.1 Unabgedeckte PVT-Kollektoren mit flüssigem Wärmeträger

Durch Simulationen wurden die Betriebszustände von unabgedeckten PVT-Kollektoren und ihre Erträge in ihren spezifischen thermischen Einbindungssituationen im Jahresverlauf repräsentativ ermittelt. Dabei zeigte sich, dass sowohl die Betriebszustände als auch die thermischen Erträge wesentlich von der Systemkonfiguration (ohne / mit Wärmepumpe oder Erdsonde), der Kollektorbauweise (ohne / mit rückseitiger Wärmedämmung (HTC / LTC)) und den verwendeten Randbedingungen bzgl. Standort, Auslegung und Regelung der Anlage abhängen.

So liegt die Bandbreite von simulierten mittleren Absorberrtemperaturen im Bereich von -24°C (Standort Davos, LTC-Kollektor, Betrieb ohne Frostvermeidung) bis zu 64°C (Standort Würzburg, Stagnationstemperatur). Der obere Temperaturbereich ist als unkritisch anzusehen. Der untere Temperaturbereich mit Minustemperaturen während des thermischen Betriebs (= Wärmeentzug aus dem Kollektor) ist für thermische Solarkollektoren aber untypisch. Hier müsste überprüft werden, inwieweit hier eine zusätzliche Materialbeanspruchung z.B. durch Kondensat- und Eisbildung entsteht.

Auch die Betriebsschwerpunkte der mittleren Absorberrtemperaturen sind stark von der Systemkonfiguration, der Regelung und den Klimabedingungen abhängig. Aus den Betriebsschwerpunkten ergeben sich die Temperaturbereiche in denen der PVT-Kollektor die meiste Zeit betrieben wird. So ist ein Dauerbetrieb unter 0°C durchaus realistisch, was im Prüfverfahren Berücksichtigung finden sollte.

Die elektrischen Erträge sind relativ gering von den Systemkonfigurationen, sondern hauptsächlich von den Klimabedingungen (Außentemperatur und Einstrahlung) abhängig. Beim PV-Jahresnutzungsgrad ergab sich eine Bandbreite von 11,1 % (Standort Athen) und 12,0 % (Standort Davos). Es ist zu erwarten, dass der Wärmebedarf im Sommer eine weitere, im Projekt allerdings nicht variierte Randbedingung darstellt, welche den PV-Nutzungsgrad maßgeblich beeinflusst. Bei größerem sommerlichem Wärmebedarf z.B. durch höheren Warmwasserverbrauch (Hotels, Schwimmbad, ...) würden die PVT-Kollektoren insbesondere bei hoher Einstrahlung mehr gekühlt mit entsprechender Erhöhung des PV-Jahresnutzungsgrades.

Die thermischen Erträge variieren sehr stark. Die größten Einflussfaktoren sind hier die Regelung, die Systemkonfiguration, die Kollektorfläche (mit Bezug zur Wärmelast), die Kollektorbauweise und schließlich die Klimabedingungen. So reicht die simulierte Bandbreite spezifischer Kollektornutzerträge von 11 kWh/m²a (System 1, 30m²-HTC-Kollektor, Standort Würzburg) bis 1244 kWh/m²a (System 2, 5m²-HTC-Kollektor, Standort Athen). Dies macht sehr deutlich, dass die Beurteilung der thermischen Leistung eines PVT-Kollektors an klar definierte Vorgaben geknüpft werden muss. Diese Vorgaben müssen bei der Normierung definiert werden. Gleiches gilt auch für zukünftige Förderbedingungen. Letztlich stellt sich auf Grund des Spektrums möglicher Anwendungen und der hohen Bandbreite der resultierenden Kollektornutzerträge die grundsätzliche Frage, ob der spezifische Kollektornutzertrag ein geeignetes Beurteilungskriterium im Sinne des eigentlichen Ziels, der Energieeinsparung, sein kann. Geeigneter wäre, das ganze System unter den jeweiligen Randbedingungen zu betrachten und die Systemarbeitszahl bzw. Aufwandszahl als Gütekriterium zu verwenden.

8.2.2 Abgedeckte PVT-Kollektoren mit flüssigem Wärmeträger

Wie oben schon gesagt, war im Gegensatz zur ursprünglichen Projektplanung kein realitätsnahes Simulationsmodell für abgedeckte PVT-Kollektoren verfügbar und deshalb aussagekräftige Systemsimulationen hierzu nicht möglich. Auch hat keiner der wenigen Hersteller abgedeckter PVT-Kollektoren ein Prüfmuster zur Verfügung gestellt, mit dem sich offene Fragen zur Modellbildung und Validierung hätten klären lassen.

Trotzdem sollen hier einige die Prüfprozedur und Normung betreffende Hinweise gegeben werden.

Von der Bauweise her entsprechen die abgedeckten PVT-Kollektoren den bekannten Flachkollektoren aus der Solarthermie. Man kann davon ausgehen, dass hier von der Größenordnung ähnliche Betriebszustände und Temperaturen auftreten wie in der „reinen“ Solarthermieanlage. Das verwendete Systemkonzept wird in der Regel dem System 1 (siehe auch Kapitel 4.1) entsprechen.

Bei der Mehrheit der wenigen am Markt vertretenen abgedeckten PVT-Kollektoren (siehe Kapitel 2) sind die PV-Zellen direkt unter der Glasabdeckung angebracht. Eine aktive Kühlung durch den Absorber findet nicht statt. Die Zelltemperaturen werden sich daher auf ein vergleichbares Niveau einstellen, wie bei einem gut rückseitig gedämmten PV-Modul (was es in der Praxis natürlich nicht gibt) mit entsprechenden negativen Konsequenzen für die elektrische Leistung. Welche maximalen Temperaturen hier erreicht werden können, müsste auf einem Prüfstand messtechnisch ermittelt werden. Ein Ansatz dies theoretisch zu berechnen ist uns nicht bekannt, was auch eine aussagekräftige Simulation eines solchen Kollektors derzeit ausschließt. Es ist nicht auszu-

schließen, dass Zelltemperaturen erreicht werden, die den Kontakt der PV-Zellen zur Glasabdeckung (dauerhaft) beeinträchtigen oder zur Degradation der Zellen führen.

Bei dieser Bauart mit Zellanordnung unter der Glasabdeckung ist auch eine klare Definition bzgl. der thermischen Leistungsangaben notwendig. Durch die PV-Zellen wird die Aperturfläche für den thermischen Absorber verkleinert (siehe Abbildung 3), was dazu führt, dass in der Regel die Aperturfläche des Absorbers viel kleiner ist als die Bruttofläche des Kollektors. Eine alleinige Angabe der thermischen Leistung bezogen auf die Apertur- oder Absorberfläche führt zu Fehlinterpretationen bzgl. der auf die Kollektorbruttofläche bezogenen thermischen Leistung beim direkten Vergleich mit Produkten anderer Bauweisen (siehe Abbildung 4).

8.3 Ausblick auf zukünftige Technologien

Eine Einordnung möglicher zukünftiger Entwicklungen der PVT- Technologie im laufenden Projekt insofern zu berücksichtigen, dass die zu erarbeitende Prüfprozedur auf diese Technologien ebenfalls anwendbar oder anpassbar ist, stellte sich als schwierig heraus. Aus der Marktrecherche folgt eine Marktdominanz (bzgl. der Anbieter) bei den unabgedeckten Flachkollektoren mit flüssigem Wärmeträger. Trotz einer schon jetzt vorhandenen hohen Produktvielfalt sind hier weitere zukünftige Entwicklungen nicht auszuschließen. Dass dabei auch neue Produktideen entstehen können, zeigt das Beispiel der Firma SPlus2, die einen Flächenabsorber herstellt, der keinen direkten Kontakt zum PV-Teil hat. Das Produkt ist insofern innovativ, als hier die Wärmegewinnung aus der Umwelt konsequent im Vordergrund steht und damit ein anderer Ansatz verfolgt wird, als in den uns bekannten anderen PVT-Kollektoren. Es wird hier zwar auf eine Erwärmung des Absorbers aufgrund der Einstrahlung wie auf die Kühlung der PV-Zellen verzichtet, dafür aber der Kollektor uneingeschränkt im Minusgradbereich betrieben, was z.B. im System 2 deutliche Vorteile bringen kann (siehe Kap. 7.2). Aufgrund der Systemvielfalt in denen PVT-Flachkollektoren eingesetzt werden können, ist es kaum zu antizipieren, welche Neuerungen hier noch auf den Markt kommen. Schwierig ist es auch eine Abgrenzung vorzunehmen, was unter dem Begriff „PVT“ fallen soll und was nicht. Als Beispiele seien hier SPlus2 oder die Luftkollektoren von Scansun und SolarVenti (siehe. Kap. 2.3.2) genannt. In den Normengremien ist zu diskutieren, wie weit der Rahmen der Kategorie „PVT-Kollektoren“ gesteckt werden soll bzw. muss.

Im Bereich abgedeckter Flachkollektoren mit flüssigem Wärmeträger gibt es z. Zt. F & E Programme die sich mit dieser anspruchsvollen Technologie (s. Kap. 2.2.2) befassen, um die Effizienz zu erhöhen. So werden z.B. beim Fraunhofer ISE abgedeckte PVT-Kollektoren entwickelt, wo die PV-Zellen direkt auf dem Absorber sitzen. Das Ziel ist es einen hohen optischen Wirkungsgrad zu erreichen und Materialien zu finden, die hohe Stillstandstemperaturen dauerhaft aushalten. Das

dies nicht selbstverständlich ist, mag einer der Gründe dafür sein, dass alle bisher kommerziell angebotenen Produkte dieser Bauweise (bis auf einen Hersteller) wieder vom Markt verschwunden sind.

Am ZAE Bayern wurde ein PVT-Absorber in schwach konzentrierenden CPC-Kollektoren untersucht (Pröll, et al., 2014)(BMU, FKZ 0325993A), der sich am besten für Installationen bei knappen Dachflächen eignet. Trotz einer Reduzierung des PV-Ertrags können dabei höhere flächenspezifische Gesamtenergieerträge erzielt werden als bei einer getrennten Installation von Photovoltaik- und Solarthermie-Modulen.

Im Bereich der stark konzentrieren PVT-Kollektoren waren laut PVT-Roadmap (PV-Catapult, 2006) bereits 2006 drei Hersteller mit Parabolrinnenkollektoren am Markt vertreten. Heute produziert keiner dieser Hersteller mehr, dafür sind jedoch drei neue Hersteller am Markt vertreten (s. Kap. 2.4.). Dies deutet darauf hin, dass für diese recht komplexe Technologie noch keine ausreichende Nachfrage vorhanden ist, was letztlich auch für rein thermische Parabolrinnenkollektoren konstatiert werden kann. Bei letzteren gibt es allerdings eine größere Zahl von Herstellern, teils auch in Deutschland. Prinzipiell sind für stark konzentrieren PVT-Kollektoren ähnliche technologische Neuerungen denkbar, wie dies für die thermischen Konzentratoren gilt.

Im Bereich der PVT-Luftkollektoren gibt es jetzt schon sehr unterschiedliche und innovative Bauformen (s. Kap. 2.3). Dass hier neue Ideen die Systemvielfalt erhöhen, ist durchaus denkbar, aber von uns kaum abzuschätzen.

Wer kann hier noch etwas beitragen? ***Ergänzungen oder Berichtigungen von Projektpartnern erwünscht!***

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Unabgedeckter PVT-Kollektor	14
Abbildung 2: Abgedeckter PVT-Kollektor	14
Abbildung 3: PVT Kollektor mit Abdeckung, PV-Zellen unter Abdeckscheibe (Quelle: Solarhybrid i.L.)	17
Abbildung 4: PVT Kollektor mit Abdeckung, PV-Zellen auf Absorber (Quelle: Fraunhofer ISE)	17
Abbildung 5: Übersicht der Wärmenutzungen von PVT-Flachkollektoren mit flüssigem Wärmeträger (Rot markiert: favorisierte Anwendungen)	19
Abbildung 6: PVT-Kollektor Luft als Wärmeträger (Quelle: Fa. Grammer Solar, Technisches Datenblatt, 07.2009) ..	20
Abbildung 7: SolarVenti SV30 AWX Hybrid (Quelle: http://www.veh-warmluftkollektoren.de)	21
Abbildung 8: SolarWall PVT (Concordia Universität in Montreal, Quelle: Datenblatt Conserval Engineering Inc.) ..	21
Abbildung 9: Funktionsprinzip SolarWall (Quelle: Conserval Engineering Inc.)	22
Abbildung 10: SolarWall PVT – PV-Module auf Fassade montiert (Quelle: Conserval Engineering Inc.)	22
Abbildung 11: SolarDuct mit PVT Option (Quelle: Datenblatt Conserval Engineering Inc.)	23
Abbildung 12: PVT-Konzentrator (Quelle: Fa. Absolicon, Schweden)	24
Abbildung 13: PVT-Konzentrator Z20 (Quelle: Datenblatt Firma ZenithSolar)	24
Abbildung 14: links Marktrecherche (P), Quelle:TU Graz, OTTI 2013 und rechts System (P) nach Task 44	27
Abbildung 15: Links Marktanalyse Task 44, rechts Grafik (Systemkonzept/Solarkollektor) Quelle:Task 44	28
Abbildung 16 System 1, Solarthermie + Kessel, Schaltung (P)	29
Abbildung 17: System 2, SHP-System Schaltung (P/S)	30
Abbildung 18: System 3, SHP-System Schaltung (P/S/R)	31
Abbildung 19 Korrelation von Heizlast zur Außenlufttemperatur für die Referenzorte	35
Abbildung 20: Raumlastprofile Athen, Stockholm, Davos und Würzburg	36
Abbildung 21 Verlauf der Kaltwassertemperaturen für Davos und Würzburg	39
Abbildung 22 Trinkwasserzapfung nach DIN EN 12977	40
Abbildung 23 Trinkwasser-Entnahmezyklus (M) nach DIN EN 16147	40
Abbildung 24 Kollektorkennlinie LTC	43
Abbildung 25 Kollektorkennlinie HTC	43
Abbildung 26 Input Parameter PVT-Kollektor	47
Abbildung 27 Output Parameter PVT-Kollektor	47
Abbildung 28 Leistungskennlinien der simulierten Wärmepumpe (B0/W55: 7kW)	48
Abbildung 29 COP Kennlinien der simulierten Wärmepumpe (B0/W55: 7kW)	48
Abbildung 30 Auszug aus der VDI-Richtlinie 4640 ,Blatt 2	49
Abbildung 31 Jährlicher Kollektorertrag für verschiedene PVT-Kollektoren, System 1	53
Abbildung 32 Jährliche Stromerzeugung für verschiedene PVT-Kollektoren, System 1	53
Abbildung 33: Spezifische Jahreskennwerte von System 2 mit Typ HTC für den Standort Würzburg	55
Abbildung 34: Dauer der simulierten mittleren Absorbtemperatur bei Kollektordurchströmung für System 2 mit 15m²-Kollektorfläche, Typ HTC, Standort Würzburg, mit mittlerer Absorbtemperaturbegrenzung bei 0°C	56
Abbildung 35: Jahresenergien und COP der Wärmepumpe von System 2 mit Typ HTC für den Standort Würzburg ..	57
Abbildung 36: Dauer der simulierten mittleren Absorbtemperatur bei Kollektordurchströmung für System 2 mit 5m²-Kollektorfläche, Typ HTC, Standort Würzburg, mit mittlerer Absorbtemperaturbegrenzung bei 0°C	58
Abbildung 37: Elektrische Verbräuche und Systemarbeitszahlen von System 2 mit Typ HTC für den Standort Würzburg	59

<i>Abbildung 38: Dauer der simulierten mittleren Absorbtemperatur bei Kollektordurchströmung für System 2 mit 15m²-Kollektorfläche, Typ HTC, Standort Würzburg, ohne Temperaturgrenze</i>	<i>60</i>
<i>Abbildung 39: Monatswerte System 2 mit 15m²-Kollektorfläche, Typ HTC, Standort Würzburg.....</i>	<i>62</i>
<i>Abbildung 40: Monatswerte und COP, System 2 mit 15m²-Kollektorfläche, Typ HTC, Standort Würzburg</i>	<i>63</i>
<i>Abbildung 41: Spezifische Jahreskennwerte von System 2 mit Typ LTC für den Standort Würzburg</i>	<i>64</i>
<i>Abbildung 42: Dauer der simulierten mittleren Absorbtemperatur bei Kollektordurchströmung für System 2 mit 15m²-Kollektorfläche, Typ LTC, Standort Würzburg, mit mittlerer Absorbtemperaturbegrenzung bei 0°C.....</i>	<i>65</i>
<i>Abbildung 43: Jahresenergien und COP der Wärmepumpe von System 2 mit Typ LTC für den Standort Würzburg .</i>	<i>66</i>
<i>Abbildung 44: Elektrische Verbräuche und Systemarbeitszahlen von System 2 mit Typ LTC für den Standort Würzburg</i>	<i>67</i>
<i>Abbildung 45: Dauer der simulierten mittleren Absorbtemperatur bei Kollektordurchströmung für System 2 mit 15m²-Kollektorfläche, Typ LTC, Standort Würzburg, ohne mittlere Absorbtemperaturbegrenzung.....</i>	<i>68</i>
<i>Abbildung 46: Monatswerte System 2 mit 15m²-Kollektorfläche, Typ LTC, Standort Würzburg.....</i>	<i>69</i>
<i>Abbildung 47: Monatswerte System 2 mit 15m²-Kollektorfläche, Typ LTC, Standort Würzburg.....</i>	<i>70</i>
<i>Abbildung 48: Spezifische Jahreskennwerte von System 2 mit Typ HTC für den Standort Davos.....</i>	<i>72</i>
<i>Abbildung 49: Dauer der simulierten mittleren Absorbtemperatur bei Kollektordurchströmung für System 2 mit 15m²-Kollektorfläche, Typ HTC, Standort Davos, mit mittlerer Absorbtemperaturbegrenzung bei 0°C.....</i>	<i>73</i>
<i>Abbildung 50: Jahresenergien und COP der Wärmepumpe von System 2 mit Typ HTC für den Standort Davos</i>	<i>73</i>
<i>Abbildung 51: Elektrische Verbräuche und Systemarbeitszahlen von System 2 mit Typ HTC für den Standort Davos</i>	<i>74</i>
<i>Abbildung 52: Dauer der simulierten mittleren Absorbtemperatur bei Kollektordurchströmung für System 2 mit 15m²-Kollektorfläche, Typ HTC, Standort Davos, ohne Temperaturgrenze</i>	<i>75</i>
<i>Abbildung 53: Monatswerte System 2 mit 15m²-Kollektorfläche, Typ HTC, Standort Davos.....</i>	<i>76</i>
<i>Abbildung 54: Monatswerte und COP, System 2 mit 15m²-Kollektorfläche, Typ HTC, Standort Davos.....</i>	<i>77</i>
<i>Abbildung 55: Spezifische Jahreskennwerte von System 2 mit Typ L TC für den Standort Davos</i>	<i>78</i>
<i>Abbildung 56: Dauer der simulierten mittleren Absorbtemperatur bei Kollektordurchströmung für System 2 mit 15m²-Kollektorfläche, Typ LTC, Standort Davos, mit mittlerer Absorbtemperaturbegrenzung bei 0°C</i>	<i>79</i>
<i>Abbildung 57: Jahresenergien und COP der Wärmepumpe von System 2 mit Typ LTC für den Standort Davos</i>	<i>80</i>
<i>Abbildung 58: Elektrische Verbräuche und Systemarbeitszahlen von System 2 mit Typ LTC für den Standort Davos</i>	<i>80</i>
<i>Abbildung 59: Dauer der simulierten mittleren Absorbtemperatur bei Kollektordurchströmung für System 2 mit 15m²-Kollektorfläche, Typ LTC, Standort Davos, ohne mittlere Absorbtemperaturbegrenzung.....</i>	<i>81</i>
<i>Abbildung 60: Monatswerte System 2 mit 15m²-Kollektorfläche, Typ LTC, Standort Davos</i>	<i>82</i>
<i>Abbildung 61: Monatswerte System 2 mit 15m²-Kollektorfläche, Typ LTC, Standort Davos</i>	<i>83</i>
<i>Abbildung 62: Spezifische Jahreskennwerte von System 2 mit Typ HTC für den Standort Athen.....</i>	<i>85</i>
<i>Abbildung 63: Dauer der simulierten mittleren Absorbtemperatur bei Kollektordurchströmung für System 2 mit 15m²-Kollektorfläche, Typ HTC, Standort Athen, mit mittlerer Absorbtemperaturbegrenzung bei 0°C.....</i>	<i>86</i>
<i>Abbildung 64: Jahresenergien und COP der Wärmepumpe von System 2 mit Typ HTC für den Standort Athen.....</i>	<i>87</i>
<i>Abbildung 65: Elektrische Verbräuche und Systemarbeitszahlen von System 2 mit Typ HTC für den Standort Athen</i>	<i>88</i>
<i>Abbildung 66: Monatswerte System 2 mit 15m²-Kollektorfläche, Typ HTC, Standort Athen.....</i>	<i>89</i>
<i>Abbildung 67: Monatswerte und COP, System 2 mit 15m²-Kollektorfläche, Typ HTC, Standort Athen</i>	<i>89</i>
<i>Abbildung 68 Spezifische Jahreskennwerte von System 2 mit Typ LTC für den Standort Athen.....</i>	<i>90</i>
<i>Abbildung 69: Dauer der simulierten mittleren Absorbtemperatur bei Kollektordurchströmung für System 2 mit 15m²-Kollektorfläche, Typ LTC, Standort Athen, mit mittlerer Absorbtemperaturbegrenzung bei 0°C.....</i>	<i>91</i>

Abbildung 70: Jahresenergien und COP der Wärmepumpe von System 2 mit Typ LTC für den Standort Athen	92
Abbildung 71: Elektrische Verbräuche und Systemarbeitszahlen von System 2 mit Typ LTC für den Standort Athen	92
Abbildung 72: Monatswerte System 2 mit 15m²-Kollektorfläche, Typ LTC, Standort Athen.....	93
Abbildung 73: Monatswerte und COP, System 2 mit 15m²-Kollektorfläche, Typ LTC, Standort Athen.....	94
Abbildung 74: Spezifische Jahreskennwerte von System 2 mit Typ HTC für den Standort Stockholm.....	96
Abbildung 75: Dauer der simulierten mittleren Absorbtemperatur bei Kollektordurchströmung für System 2 mit 15m²-Kollektorfläche, Typ HTC, Standort Stockholm, mit mittlerer Absorbtemperaturbegrenzung bei 0°C.....	97
Abbildung 76: Jahresenergien und COP der Wärmepumpe von System 2 mit Typ HTC für den Standort Stockholm 97	
Abbildung 77: Elektrische Verbräuche und Systemarbeitszahlen von System 2 mit Typ HTC für den Standort Stockholm	98
Abbildung 78: Monatswerte System 2 mit 15m²-Kollektorfläche, Typ HTC, Standort Stockholm	99
Abbildung 79: Monatswerte und COP, System 2 mit 15m²-Kollektorfläche, Typ HTC, Standort Stockholm	100
Abbildung 80: Spezifische Jahreskennwerte von System 2 mit Typ LTC für den Standort Stockholm.....	101
Abbildung 81: Dauer der simulierten mittleren Absorbtemperatur bei Kollektordurchströmung für System 2 mit 15m²-Kollektorfläche, Typ LTC, Standort Stockholm, mit mittlerer Absorbtemperaturbegrenzung bei 0°C.....	102
Abbildung 82: Jahresenergien und COP der Wärmepumpe von System 2 mit Typ HTC für den Standort Stockholm	103
Abbildung 83: Elektrische Verbräuche und Systemarbeitszahlen von System 2 mit Typ HTC für den Standort Stockholm	104
Abbildung 84: Monatswerte System 2 mit 15m²-Kollektorfläche, Typ LTC, Standort Stockholm.....	105
Abbildung 85: Monatswerte und COP, System 2 mit 15m²-Kollektorfläche, Typ LTC, Standort Stockholm.....	106
Abbildung 86: Vergleich des PV-Nutzungsgrades beim System 2 mit 15m²-Kollektorfläche, Typ LTC, Würzburg... 108	
Abbildung 87: Dauer der simulierten mittleren Absorbtemperatur bei Einstrahlungen über 200 W/m² für System 2 mit 15m²-Kollektorfläche, Typ LTC, Standort Würzburg im Zeitraum: 1.April bis 30. September.....	109
Abbildung 88: Spezifische Jahreskennwerte von System 3 mit Typ HTC für den Standort Würzburg.....	111
Abbildung 89: Dauer der simulierten mittleren Absorbtemperatur bei Kollektordurchströmung für System 3 mit 15m²-Kollektorfläche, Typ HTC, Standort Würzburg	111
Abbildung 90: Jahresenergien und COP der Wärmepumpe von System 3 mit Typ HTC für den Standort Würzburg	112
Abbildung 91: Dauer der simulierten mittleren Absorbtemperatur bei Kollektordurchströmung für System 3 mit 5m²-Kollektorfläche, Typ HTC, Standort Würzburg	113
Abbildung 92: Elektrische Verbräuche und Systemarbeitszahlen von System 3 mit Typ HTC für den Standort Würzburg	114
Abbildung 93: Monatswerte System 3 mit 15m²-Kollektorfläche, Typ HTC, Standort Würzburg.....	115
Abbildung 94: Monatswerte und COP, System 3 mit 15m²-Kollektorfläche, Typ HTC, Standort Würzburg	116
Abbildung 95: Spezifische Jahreskennwerte von System 3 mit Typ LTC für den Standort Würzburg	117
Abbildung 96: Dauer der simulierten mittleren Absorbtemperatur bei Kollektordurchströmung für System 3 mit 15m²-Kollektorfläche, Typ LTC, Standort Würzburg	118
Abbildung 97: Jahresenergien und COP der Wärmepumpe von System 3 mit Typ LTC für den Standort Würzburg	118
Abbildung 98: Elektrische Verbräuche und Systemarbeitszahlen von System 3 mit Typ LTC für den Standort Würzburg	119
Abbildung 99: Monatswerte System 3 mit 15m²-Kollektorfläche, Typ LTC, Standort Würzburg.....	120
Abbildung 100: Monatswerte und COP, System 3 mit 15m²-Kollektorfläche, Typ LTC, Standort Würzburg	121

Tabellenverzeichnis

<i>Tabelle 1: Liste der Hersteller (mit Länderkennung) unabgedeckter PVT-Kollektoren mit flüssigem Wärmeträger.</i>	16
<i>Tabelle 2: Liste der Hersteller (mit Länderkennung) abgedeckter PVT-Kollektoren mit flüssigem Wärmeträger.....</i>	18
<i>Tabelle 3: Vergleich der Wetterdatensätze und Konsistenzprüfung der Heizlastprofile mit der Umgebungslufttemperatur</i>	33
<i>Tabelle 4 Ausschnitt der neu erstellten Wetterdaten für den Standort Davos.....</i>	34
<i>Tabelle 5 Ausschnitt der neuerstellten Wetterdaten für den Standort Würzburg.....</i>	34
<i>Tabelle 6 Auszug der Datensätze für Davos.....</i>	37
<i>Tabelle 7 Kenndaten zum Trinkwasserzapfprofil nach DIN EN 12977</i>	38
<i>Tabelle 8 Min./Max. Kaltwassertemperaturen und Wärmemengen für die Normstandorte</i>	39
<i>Tabelle 9 Kenndaten zum Zapfprofil nach DIN EN 16147.....</i>	41
<i>Tabelle 10 Überblick der real vermessene Parameter</i>	42
<i>Tabelle 11 Festeinzustellende Parameter im TRNSYS Type 203</i>	44
<i>Tabelle 12 Definition der kmode und pvmode Einstellungen.....</i>	45
<i>Tabelle 13 Definition der ukmode Einstellungen.....</i>	45
<i>Tabelle 14 Definition der uimode instellungen</i>	45
<i>Tabelle 15 Parametrierung des Types 203.....</i>	46
<i>Tabelle 16 Erdwärmesonden Auslegungsparameter für Würzburg und Davos.....</i>	49
<i>Tabelle 17 Parametrierung des TRNSYS Types 451 a.....</i>	50
<i>Tabelle 18 Simulationen System 2.....</i>	54

Literaturverzeichnis

Deutsches Institut für Normung. 2001. *Sonnenenergie Vokabular, DIN EN ISO 9488.* 2001.

Bertram, E., et al. September 2011. *Abschlussbericht zum Vorhaben Solarthermie2000plus: Kurzbezeichnung: BiSolar-WP.* Hameln/Emmerthal : s.n., September 2011.

BMU. 2012. *Richtlinien zur Fördermaßnahmen zur Nutzung erneuerbarer Energien im Wärmemarkt.* Berlin : s.n., 2012.

DIN Deutsches Institut für Normung. 2001. *Sonnenenergie Vokabular, DIN EN ISO 9488.* 2001.

EN, Norm 12977-2 DIN. 2012. *Thermische Solaranlagen und ihre Bauteile-Kundenspezifisch gefertigte Anlagen-Teil 2: Prüfverfahren für solar betriebene Warmwasserbereiter und Kombinationssysteme.* 2012.

FH-Düsseldorf, Adam et al. 2014. *Exceltable.* 2014.

Haller, Dott, Ruschenburg, Ochs, Bony. 2013. *The Reference Framework for System Simulations of the IEA SHC Task 44 / HPP Annex 38.* 2013.

Haller, M.Y., Frank, E. und SPF, Institut für Solartetechnik. 2014. *Solarwärme Wärmepumpen - Interpretationen der Simulationen des IEA SHC Task 44 / HPP Annex 38.* 24. Solarthermisches Symposium, Staffelstein : OTTI e.V., 2014.

Norm DIN EN 16147, Deutsches Institut für Normung. 2011. *Wärmepumpen für elektrisch angetriebenen Verdichtern-Prüfungen und Anforderungen an die Kennzeichnung von Geräten zum Erwärmen von Brauchwasser.* 2011.

Ochs, F., et al. 2014. *Thermodynamische Analyse von erdgekoppelten Wärmepumpen mit solarer Regeneration.* 24. Symposium thermische Solarenergie in Bad Staffelstein : OTTI e.V., 2014.

Pärisch, Arnold, Bertram, Tepe, Rockendorf und (ISFH), Institut für Solarenergieforschung GmbH Hameln. 2014. *5 Regelungskonzepte für die parallel/serielle Einbindung von Solarkollektoren in erdgekoppelte Wärmepumpensysteme. In: Tagungsband des 24. Symposiums thermi.* 24. Symposium thermische Solarenergie in Bad Staffelstein : OTTI e.V., 2014.

Pröll, M., et al. 2014. *Ertagsvergleich des CPC PVT Kollektorprinzips gegenüber PVT Flachkollektoren und Solarthermie-Fotovoltaik-Kombinationen auf Basis von Jahressimulationen.* 24. Symposium thermische Solarenergie in Bad Staffelstein : OTTI e.V., 2014.

PV-Catapult. 2006. *PVT-Roadmap in PV Catapult.* s.l. : supported by the European Union under contract no 502775 (SES6), 2006.