

Analyse des Betriebsverhaltens und Bewertung der Leistungsfähigkeit von Isolierglaskollektoren in einem Wärmenetz

Michael Seiler, Fabian Feuchter, David Schmitt, Thorsten Summ, Christoph Trinkl und Wilfried Zörner

Institut für neue Energie-Systeme (InES) der Technischen Hochschule Ingolstadt
Esplanade 10, D-85049 Ingolstadt
Tel.: +49 841 9348-3723
E-Mail: Michael.Seiler@thi.de
Internet: www.thi.de/go/energie

Abstract

In einer mehrstufigen Analyse bestehend aus Messdatenauswertung, normativer Leistungsprüfung nach ISO 24194 sowie simulationsbasierten Untersuchungen mit der MATLAB/Simulink CARNOT Toolbox wird die Leistungsfähigkeit des weltweit ersten Isolierglaskollektorfeldes untersucht. Die zwischen März und Juli 2024 durchgeführten Messungen zeigen, dass die Kollektoren die Labormessungen unter realen Bedingungen annähernd bestätigen und somit ihre grundsätzliche Effizienz nachgewiesen werden konnte. Dennoch wurde ein erhebliches Optimierungspotential hinsichtlich der Anlagenregelung identifiziert, das insbesondere auf die träge Reaktion des Temperatursensors aufgrund seiner Positionierung zurückzuführen ist. Die Simulation bestätigte, dass eine deutlich frühere Aktivierung der Primärpumpe möglich wäre. Dadurch könnte der Energieertrag im Untersuchungszeitraum theoretisch um bis zu 30,23 % gesteigert werden. Gleichzeitig zeigt sich, dass diese Problematik im Anfahrverhalten durch die Bewertungsmethodik der ISO 24194 nicht erfasst wird, da deren Testbedingungen primär auf Volllastzustände ausgelegt ist.

Hintergrund und Motivation

Großflächensolarthermie bietet ein vielversprechendes Potenzial, um eine zuverlässige und nachhaltige Wärmeversorgung unabhängig von fossilen Energieimporten zu gewährleisten. Angesichts des zunehmenden Bedarfs an dekarbonisierter Wärme rückt die Technologie verstärkt in den Fokus: Ab 2025 müssen neu errichtete Wärmenetze mindestens 65 % ihrer Energie aus erneuerbaren Quellen oder nicht vermeidbarer Abwärme beziehen. Im weiteren Verlauf ist geplant, den Anteil erneuerbarer Energien in deutschen Wärmenetzen bis 2030 auf 30 % und bis 2040 auf 80 % zu steigern [1]. Vor diesem Hintergrund eröffnet sich für die Solarthermie eine zentrale Rolle bei der Transformation der Wärmenetze.

Vor diesem Hintergrund wurde am *Institut für neue Energie-Systeme (InES)* ein edelgasgefüllter Großflächenkollektor in Isolierglasbauweise entwickelt. Dieser wurde zunächst unter Laborbedingungen umfassend untersucht und im Jahr 2023 erstmals in einem kommerziellen Nahwärmenetz in Marktschorgast implementiert. Die dort errichtete Pilotanlage stellt die erste Anwendung dieses innovativen Kollektortyps dar. Weitere potenzielle Anwendungsfelder dieses Kollektortyps sind die industrielle

Ziel dieser Arbeit ist es, die Leistungsfähigkeit dieses Kollektorfeldes unter realen Betriebsbedingungen zu bewerten und Betriebserfahrungen mit dem neuen Kollektortyp zu sammeln. Dabei kommen verschiedene Ansätze zur Anwendung, unter anderem der Performance-Check nach ISO 24194 [2] sowie eine modellgestützte Analyse mit der MATLAB Simulink CARNOT Toolbox [3, 4].

Datenlage und erste Erkenntnisse

Im Folgenden werden zunächst die untersuchte Anlage und die Datenlage vorgestellt. Das Isolierglaskollektorfeld besteht aus 32 Kollektoren mit einer Gesamtbruttofläche von 124 m². Die Kollektoren sind in 8 Strängen verschaltet, wobei jeder Strang aus 4 Kollektoren besteht. Neben den primären Vor- und Rücklaufleitungen sind auch an den Ausgängen jedes Kollektorstranges Temperaturfühler installiert. Zusätzlich wird der Volumenstrom im Primär- und Sekundärkreislauf erfasst und eine mobile Wetterstation misst die Einstrahlung in der Horizontal- und Kollektorebene, die Windgeschwindigkeit und -richtung sowie die Umgebungstemperatur [5].

Das Kollektorfeld speist in ein kommerzielles Nahwärmenetz ein und befindet sich in unmittelbarer Nähe der Heizzentrale, die mit zwei Pufferspeichern von je 20 m³ ausgestattet ist. Einer der Speicher wird von der Solaranlage beladen und speist seinerseits in den zweiten Speicher, den Netzspeicher, ein. Abbildung 1 zeigt schematisch die Hydraulik und Regelung der Anlage. Links ist der Sekundärkreis vom Wärmetauscher zum Pufferspeicher dargestellt, rechts der Primärkreis vom Wärmetauscher zum Kollektorfeld. Dargestellt ist auch die Pumpenregelung, die nach dem Matched-Flow-Prinzip immer den passenden Volumenstrom erzeugen soll. Ein Solarregler mit Hysterese überwacht, ob die Kollektortemperatur die Speichertemperatur überschreitet. Ist dies der Fall wird ein PID-Regler freigegeben, der die Pumpe so steuert, dass eine konstante Vorlauftemperatur von 95 °C erreicht wird.

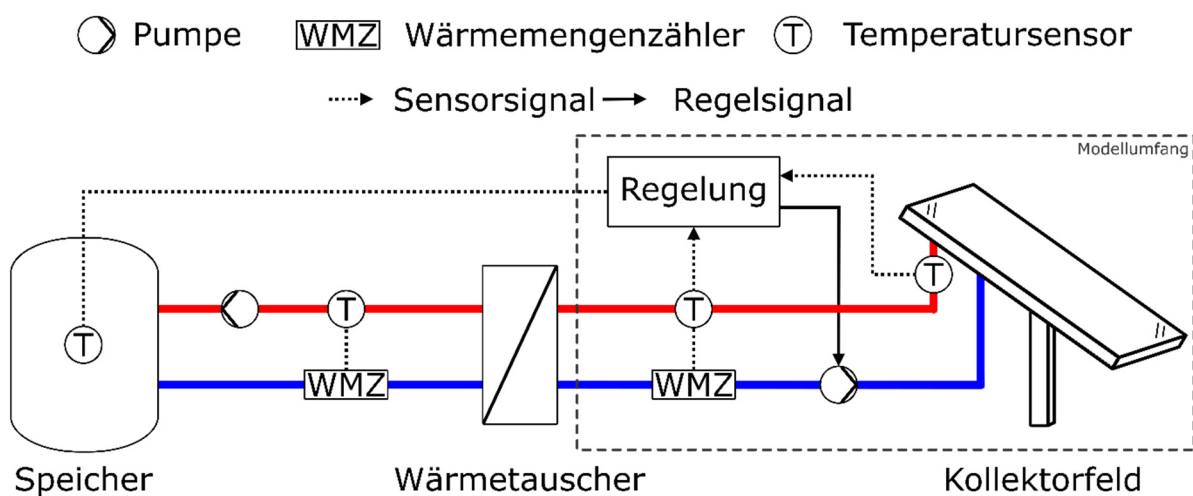


Abbildung 1: Schematische Darstellung von Hydraulik und Regelgrößen

Die Analyse dieser Anlage basiert auf Messdaten, die im Zeitraum vom 19.03.2024 bis zum 01.08.2024 erhoben wurden. Es ist jedoch zu berücksichtigen, dass ein Teil der Isolierung des Kollektorfeldes erst am 08.05.2024 fertiggestellt wurde, was in der Zeit davor zu deutlich höheren Wärmeverlusten geführt hat.

Abbildung 2 zeigt den Verlauf der wichtigsten primärseitigen Betriebsgrößen für den Zeitraum vom 23.06. bis einschließlich 27.06., also für fünf aufeinander folgende Tage. Das obere Diagramm visualisiert die Temperaturen im Primärkreis: Vorlauftemperatur (rot), Rücklauftemperatur (blau), Kollektor- bzw. Strangaustrittstemperatur (grau gestrichelt) und Umgebungstemperatur (schwarz). Im unteren Diagramm ist auf der linken Achse die thermische Leistung (braun) und auf der rechten Achse die Globalstrahlung in der Kollektorebene (gelb) aufgetragen.

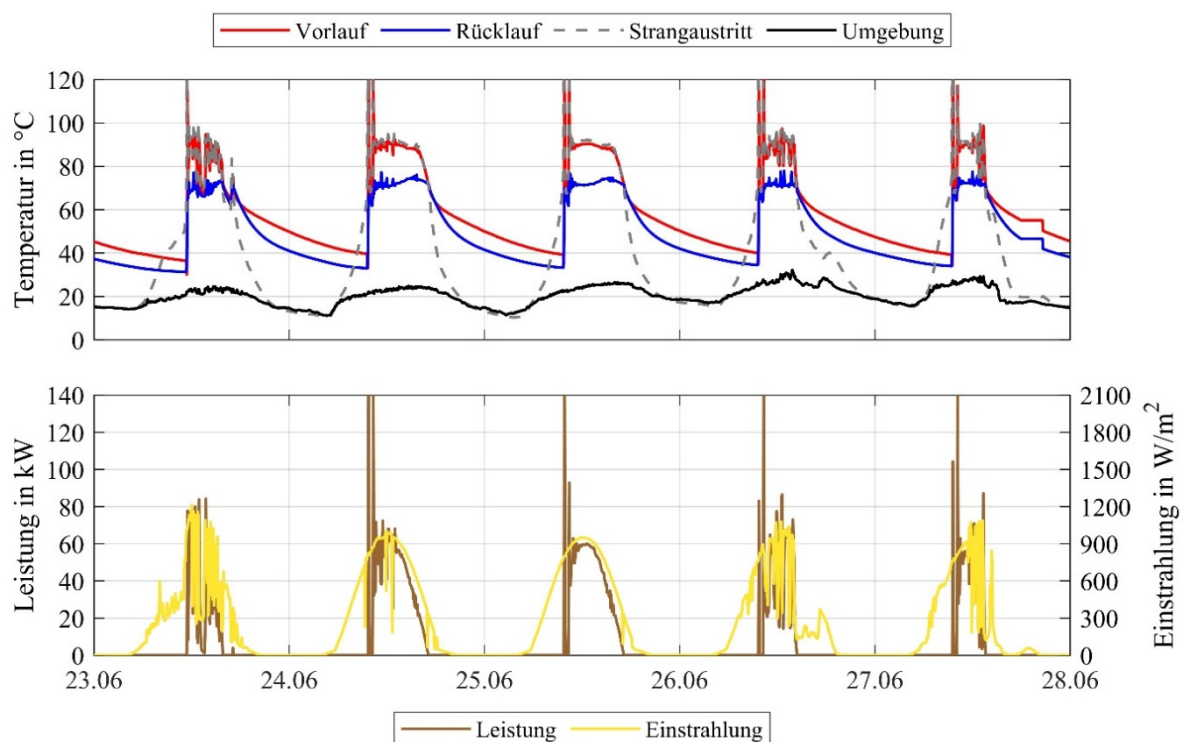


Abbildung 2: Verlauf der primärseitigen Temperaturen, Primärleistung und Einstrahlung in der Kollektorebene

Besonders auffällig sind ein verhältnismäßig später Pumpenstart sowie die ausgeprägten Temperaturspitzen der Kollektor- und Vorlauftemperatur zu Beginn sonniger Tage. Diese entstehen, wenn sich das Wärmeträgermedium im Kollektorfeld vor dem Einschalten der Pumpe stark erwärmt und dann durch das Einschalten der Pumpe schnell zum Wärmetauscher transportiert wird. Ein entsprechendes Verhalten ist zunächst nicht ungewöhnlich. Aufgrund der vergleichsweise hohen Wärmekapazität des Kollektors von $15.000 \text{ J/m}^2\text{K}$ ist mit einer erhöhten Aufheizzeit gegenüber herkömmlichen Systemen zu rechnen. Dazu kommt, dass bei Inbetriebnahme in der Systemregelung ein Sensor zur Bestimmung der Kollektortemperatur verwendet wurde, der die Temperatur am Strangaustritt misst. Auf die Nutzung anderer Einschaltbedingungen, wie z.B. einem Strahlungssignal wurde verzichtet. Im Gegensatz zu anderen Flachkollektoren ist ein direkt mit dem Absorber verbundener

Sensor bei Isolierglaskollektoren nicht realisierbar, da sonst die Gasdichtheit des Kollektors nicht mehr aufrechtzuerhalten wäre.

Für eine erste überschlägige energetische Bewertung wird mit Gleichung (1) exemplarisch der Kollektorstromwirkungsgrad η am 25.06. um 12:00 Uhr berechnet.

$$\eta = \eta_0 - \frac{a_1 * \Delta T}{G} - \frac{a_2 * \Delta T^2}{G} \quad (1)$$

Die im Labor der Technischen Hochschule Ingolstadt ermittelten Kollektorparameter lauten: $a_1 = 3,909$, $a_2 = 0,0136$ und $\eta_0 = 0,8408$. Zu diesem Zeitpunkt beträgt die Rücklauftemperatur (am Heizhaus) 72°C , die Vorlauftemperatur (am Heizhaus) $90,2^\circ\text{C}$ und die Umgebungstemperatur $25,4^\circ\text{C}$, was einer mittleren Temperaturdifferenz ΔT von $55,7^\circ\text{C}$ entspricht. Bei einer gleichzeitigen Globalstrahlung G von 950 W/m^2 in der Kollektorebene, liegt die gemessene thermische Leistung des Kollektorfeldes bei ca. 60 kW , was einem Wirkungsgrad von ca. 53% entspricht. Der theoretisch zu erwartende Wirkungsgrad nach der Kollektorgleichung mit den genannten Parametern beträgt 61% , was einer Leistung von ca. 69 kW entspricht. Die Abweichung lässt sich durch verschiedene reale Einflussfaktoren wie Wärmeverluste in den Rohrleitungen, Messunsicherheiten, Verschmutzung der Kollektorfläche oder verminderte Edalgaskonzentration im Kollektor erklären. Außerdem werden Einfallswinkelfaktoren und Temperaturunterschiede zwischen Kollektorfeld und Heizhaus nicht berücksichtigt.

Überprüfung der Anlage nach ISO 24194

Die Norm ISO 24194:2022 legt Verfahren und Anforderungen zur Leistungsbewertung solarthermischer Kollektorfelder fest. Sie ist anwendbar auf Flachkollektoren, Vakuumröhrenkollektoren sowie auf nachgeführte und nicht-nachgeführte, konzentrierende Systeme [2]. Grundlage der Bewertung ist der Vergleich zwischen der gemessenen thermischen Leistung oder Energie eines Kollektorfeldes und der erwarteten Leistung oder Energie, welche unter Berücksichtigung von Kollektorparametern und aktuellen Betriebsbedingungen berechnet wird [2].

Für Flachkollektoren definiert die Norm zwei Berechnungsansätze. Der erste basiert auf der globalen Einstrahlung in der Kollektorebene und eignet sich daher für die vorliegende Untersuchung. Der zweite Ansatz hingegen erfordert eine getrennte Erfassung von Direkt- und Diffusstrahlung, was in den Messdaten nicht gegeben ist, sodass er hier nicht zur Anwendung kommt [2]. Die Berechnung der erwarteten thermischen Leistung erfolgt daher nach dem ersten Ansatz. Dieser wird im Folgenden als Gleichung (2) eingeführt.

$$\dot{Q}_{estimate} = \left[\eta_0 K(\theta_L, \theta_T) G - a_1 \Delta T - a_2 \Delta T^2 - a_5 \left(\frac{dT_m}{dt} \right) \right] * f_{safe} A_{GF} \quad (2)$$

A_{GF} : Bruttofläche des Kollektorfeldes
 θ_L : Longitudinaler Einfallswinkel
 θ_T : Transversaler Einfallswinkel
 K : Einfallswinkelfaktor

Der Sicherheitsfaktor f_{safe} wird mit der zu erwartenden Leistung multipliziert. Er dient dazu, systematische Verluste und Unsicherheiten realer Anlagen zu berücksichtigen. Dazu zählen unter anderem Wärmeverluste im Kollektorkreis, Messunsicherheiten, Modellabweichungen sowie mögliche ungleichmäßige Strömungsverteilungen innerhalb des Kollektorfeldes [2]. In dieser Arbeit erfolgt die Anwendung der Norm mit Hilfe der Software *SunPeek* [6], die die einzelnen Korrekturfaktoren automatisch berücksichtigt: 0,95 zur Abbildung von Messunsicherheiten, 0,97 für Wärmeverluste und 0,98 für sonstige systembedingte Einflüsse. Daraus ergibt sich ein Gesamtsicherheitsfaktor von 92,6 %. Die zeitweise fehlende Rohrleitungsisolierung zu Beginn der Messperiode wird in dieser pauschalen Bewertung nicht durch einen gesonderten Sicherheitsfaktor berücksichtigt. Zur Bewertung wird aus der gemessenen und der nach Gleichung (2) berechneten thermischen Leistung eine Performance Ratio gebildet (vgl. Gleichung (3)). Dieses Verhältnis gibt an, wie nah das Kollektorfeld unter realen Betriebsbedingungen an der erwarteten Leistung arbeitet.

$$\text{Performance Ratio} = \frac{Q_{\text{real}}}{Q_{\text{estimate}}} \quad (3)$$

Abbildung 3 zeigt alle Zeiträume (blaue Punkte), in denen die Bedingungen nach ISO 24194 erfüllt waren und vergleicht die gemessene thermische Leistung des Kollektorfeldes mit der nach Gleichung (2) berechneten erwarteten Leistung. Die grau gestrichelte Linie zeigt eine Performance Ratio von 100 %. Die rote gestrichelte Linie zeigt das gleiche Verhältnis unter Berücksichtigung des Sicherheitsfaktors. Zusätzlich sind zwei Trendlinien (rot, durchgezogen) dargestellt, jeweils getrennt für den Zeitraum mit und ohne vollständige Isolierung des Kollektorfeldes.

Insgesamt gibt es 123 Stundenintervalle, in denen alle Normvorgaben eingehalten wurden. Die Performance Ratio liegt im Mittel unter den erwarteten Werten. Unter Berücksichtigung der Sicherheitsfaktoren beträgt sie vor dem 08.05.2024 nur 83,6 % und steigt danach auf 96,8 % an. Der niedrige Wert im ersten Abschnitt ist zu erwarten. Dass der Wert auch nach der Isolierung unter 100 % bleibt, lässt sich durch reale Effekte erklären, wie z.B. eine geringere als erwartete Edalgaskonzentration in den Kollektoren, die zu einem geringeren Wirkungsgrad führt.

In einzelnen Stundenintervallen liegt die gemessene Leistung auch ohne Sicherheitsfaktor über der berechneten Erwartung. Ein Beispiel dafür ist der 12. Juni 12:00 Uhr mit einem Leistungsverhältnis von 105 % (116 % mit Sicherheitsfaktor). In dieser Stunde wurde ein kurzfristiger Rückgang der Einstrahlung aufgezeichnet, der vermutlich durch Bewölkung verursacht wurde. Die erwartete Leistung wird in einstündigen Intervallen berechnet. Da die Messwerte im 5-Minuten-Raster vorliegen, kann es bei starken Einstrahlungsschwankungen innerhalb einer Stunde zu systematischen Abweichungen kommen. Zusätzlich wirken sich zeitverzögerte thermische Effekte im Kollektorfeld, z.B. durch dessen Wärmekapazität, auf die Leistungsmessung aus. Diese Effekte sind zwar grundsätzlich durch die Sicherheitsfaktoren berücksichtigt, können aber im Einzelfall dennoch zu Abweichungen führen. Zusammenfassend lässt sich sagen, dass die überschlägige

Abschätzung anhand der Kollektorgleichung viele in der Norm berücksichtigte Faktoren außer Acht lässt. Tatsächlich arbeitet die Anlage nahezu optimal und erreicht eine Performance, die nur wenige Prozent unter der theoretischen Erwartung liegt.

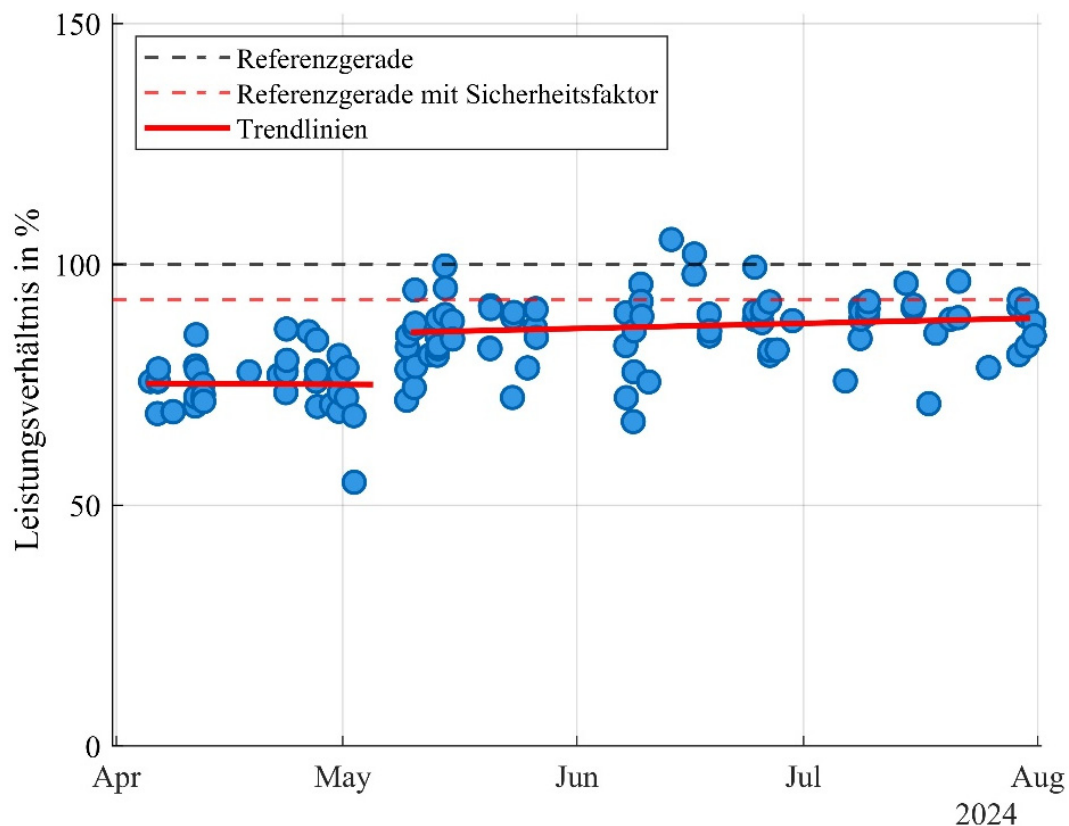


Abbildung 3: Verhältnis aus geschätzter zu gemessener Leistung im Zeitverlauf

Ein weiterer relevanter Aspekt ist allerdings das oben beschriebene Verhalten zu Tagesbeginn: Hier führt das verzögerte Einschalten der Pumpe regelmäßig zu ausgeprägten Temperaturspitzen. Da diese Zeitpunkte jedoch nie innerhalb der in der Norm definierten Bewertungsintervalle liegen, geht dieser Effekt nicht in die normbasierte Bewertung ein. In einem nächsten Schritt soll daher untersucht werden, ob dieses Verhalten durch die hohe Wärmekapazität der Kollektoren erklärt werden kann oder ob die ISO 24194 in ihrer derzeitigen Ausgestaltung eine systematische Schwachstelle aufweist, die reale Energieverluste unberücksichtigt lässt.

Aufbau der Simulation und Validierung

Zur genaueren Analyse des beschriebenen Effekts und seines Einflusses auf den thermischen Ertrag des Kollektorfeldes wurde ein Simulationsmodell in *MATLAB Simulink* unter Verwendung der *CARNOT Toolbox* entwickelt. Das verwendete Simulationsmodell basiert auf einer Arbeit von Summ [7], in der die Heizzentrale modelliert wurde. Im Rahmen dieser Arbeit wurde das Modell angepasst und im Hinblick auf die Abbildung des Kollektorfeldes erweitert. Im Modell sind der Wärmetauscher und der Speicher nicht enthalten, stattdessen dienen Messdaten als Inputwerte für den Kollektorrücklauf. Modelliert werden die Rohrleitungen zum Kollektorfeld, die Primärpumpe einschließlich der Regelung sowie das Kollektorfeld. Die Anfang Mai erfolgte Änderung der Rohrisolation ist ebenfalls im Modell berücksichtigt.

In **Simulation 1** werden neben Wetterdaten und Rücklauftemperatur auch die gemessenen Massenströme als Eingangsgrößen verwendet.

In **Simulation 2** wird zusätzlich die Pumpenregelung modelliert; dabei dienen die simulierte Vorlauftemperatur sowie die gemessenen Speicher- und Kollektortemperaturen als Regelgrößen.

In **Simulation 3** wird die berechnete Absorbertemperatur für die Regelung verwendet.

Zur Bewertung der Übereinstimmung zwischen Messung und Simulation werden die Kennzahlen Mean Absolute Error (MAE) und Mean Bias Error (MBE) verwendet. Der MAE beschreibt die mittlere absolute Abweichung zwischen simulierten und gemessenen Werten und gibt damit Aufschluss über die generelle Genauigkeit der Simulation. Im Gegensatz dazu zeigt der MBE, ob im Mittel eine systematische Über- oder Unterschätzung vorliegt. Die beiden Kennzahlen sind wie folgt definiert:

$$\text{MAE} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n |x_i^{\text{sim}} - x_i^{\text{mess}}| \quad (4)$$

$$\text{MBE} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (x_i^{\text{sim}} - x_i^{\text{mess}}) \quad (5)$$

wobei x_i^{sim} die simulierten Werte, x_i^{mess} die gemessenen Werte und n die Anzahl der betrachteten Datenpunkte bezeichnet. Beide Fehlermaße werden sowohl auf die thermische Leistung als auch auf die über den Zeitraum aufsummierte Energie bezogen und jeweils relativ zur entsprechenden Referenzgröße angegeben. Für die Bewertung auf Leistungsebene wird der Mittelwert der simulierten thermischen Leistung während aller Zeitpunkte mit positivem Massenstrom als Bezugsgröße herangezogen. Der relative Fehler ergibt sich durch Division von MAE bzw. MBE durch diesen Mittelwert. Für die energetische Bewertung wird als Referenz der Endwert der über die Simulationsdauer kumulierten Energie verwendet. Die relative Abweichung ergibt sich analog als Verhältnis von MAE bzw. MBE zur Gesamtenergie.

Simulation 1

Dieser Schritt dient der Validierung des Simulationsmodells hinsichtlich der angenommenen hydraulischen Verschaltung sowie der Abbildung der Wärmeverluste im System. Über den gesamten Simulationszeitraum beträgt der durchschnittliche MAE 4,36 % bzw. 1,52 kW, während der MBE bei 1,38 % bzw. 0,48 kW liegt. Ein positiver MBE deutet auf eine systematische Überschätzung der realen Leistung durch die Simulation hin. Der geringe MBE-Wert deutet jedoch darauf hin, dass sich Über- und Unterschätzungen über die Zeit weitgehend ausgleichen, da das Vorzeichen der Abweichung bei der Berechnung berücksichtigt wird. Die Abweichung der kumulierten Energie über den gesamten Zeitraum beträgt 10,57 %, was auf eine deutlich stärkere Überschätzung der Simulation im Vergleich zur Realität hindeutet. Um die Ursachen dieser Abweichung näher zu untersuchen, wird im Folgenden ein exemplarischer Tag analysiert, an dem der MAE bezogen auf den täglichen Energieertrag mit 23,5 kWh sehr hoch ist. Abbildung 4 zeigt den zeitlichen Verlauf der simulierten (schwarz) und gemessenen (rot) thermischen Leistung des Kollektorfeldes und den Massenstrom. Es ist deutlich zu erkennen, dass insbesondere die Anlaufspitzen zu Beginn des Tages in der Simulation deutlich überschätzt werden. Eine mögliche Ursache liegt in der zeitlichen Auflösung der Messdaten: Bei einem Intervall von fünf Minuten können kurzzeitige Leistungsspitzen nicht adäquat erfasst und somit nicht korrekt mit der Simulation verglichen werden. Während die prozentuale Abweichung im weiteren Tagesverlauf deutlich geringer ausfällt, reichen die überschätzten Leistungsspitzen aus, um den Tagesertrag merklich zu verfälschen. Im nächsten Simulationsschritt wird die Regelstrategie der realen Anlage im Modell implementiert, wodurch insbesondere der Massenstromverlauf realistischer abgebildet werden kann und besser zur thermischen Dynamik der Simulation passt.

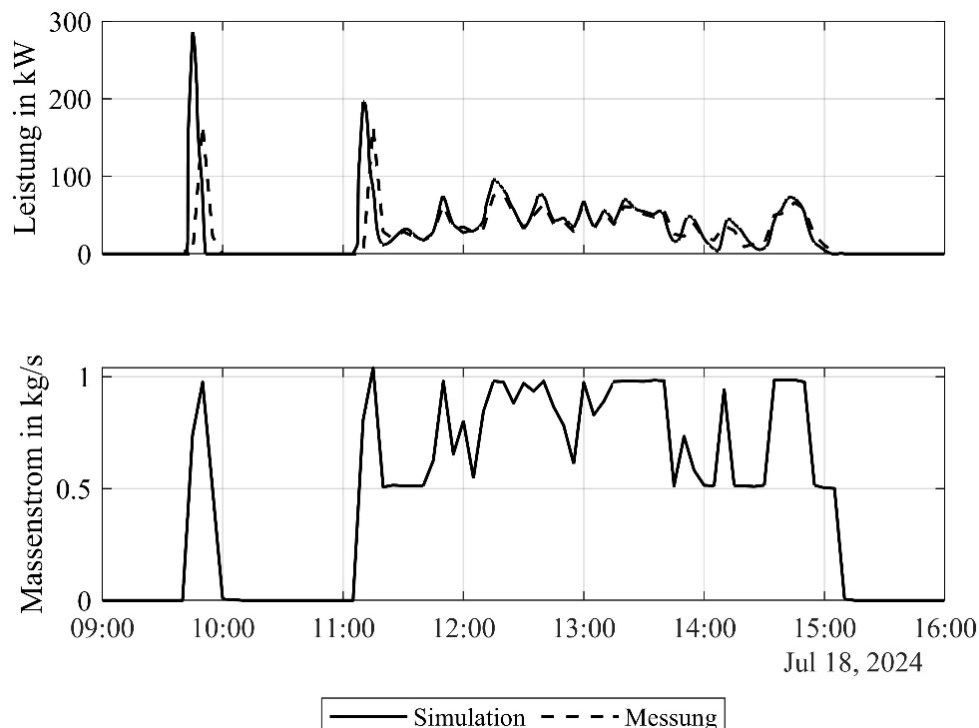


Abbildung 4: Simulierter und gemessener Leistungsverlauf an einem Tag mit hoher Abweichung im Ertrag

Simulation 2

Im zweiten Simulationsschritt wurde die reale Regelstrategie der Anlage modellseitig umgesetzt. Als Einschaltbedingung dient eine Hysterese, bei der die Pumpe nur aktiviert wird, wenn die real gemessene Kollektortemperatur die Speichertemperatur um den eingestellten Betrag übersteigt. Über den gesamten Simulationszeitraum ergibt sich nach dieser Anpassung ein durchschnittlicher MAE von 3,87 % bzw. 1,38 kW, während der MBE auf -0,25 % bzw. -0,09 kW sinkt. Ein negativer MBE bedeutet nun, dass die Simulation die reale Leistung im Mittel leicht unterschätzt. Auch die Abweichung der kumulierten Energie über den gesamten Zeitraum liegt mit -1,38 % deutlich näher an den Messwerten und ist ebenfalls negativ, was eine Unterschätzung der realen Energieproduktion bedeutet.

Am zuvor exemplarisch untersuchten Tag, dem 18.07.2024, reduziert sich die Abweichung von 23,5 kWh auf lediglich -2,35 kWh. Abbildung 5 zeigt den zeitlichen Verlauf der gemessenen (gestrichelte Linie) und simulierten (durchgezogene Linie) thermischen Leistung, Temperatur und des Massenstroms. Deutlich erkennbar ist die verbesserte Übereinstimmung der Leistung zwischen Messung und Simulation, insbesondere bei den morgendlichen Anfahrtsspitzen. Es fällt aber auch auf, dass der simulierte Massenstrom insgesamt niedriger und deutlich gleichmäßiger ist als der gemessene Verlauf. Entsprechend ist bei gleicher Leistung und Rücklauftemperatur die Vorlauftemperatur um bis zu 10 °C höher. Dies deutet darauf hin, dass der Regler im Modell deutlich träger ist als in der realen Anlage. Dennoch zeigen die insgesamt geringen Abweichungen in der thermischen Leistung und im Energieertrag, dass das Modell für eine Bewertung der Anlage gut geeignet ist.

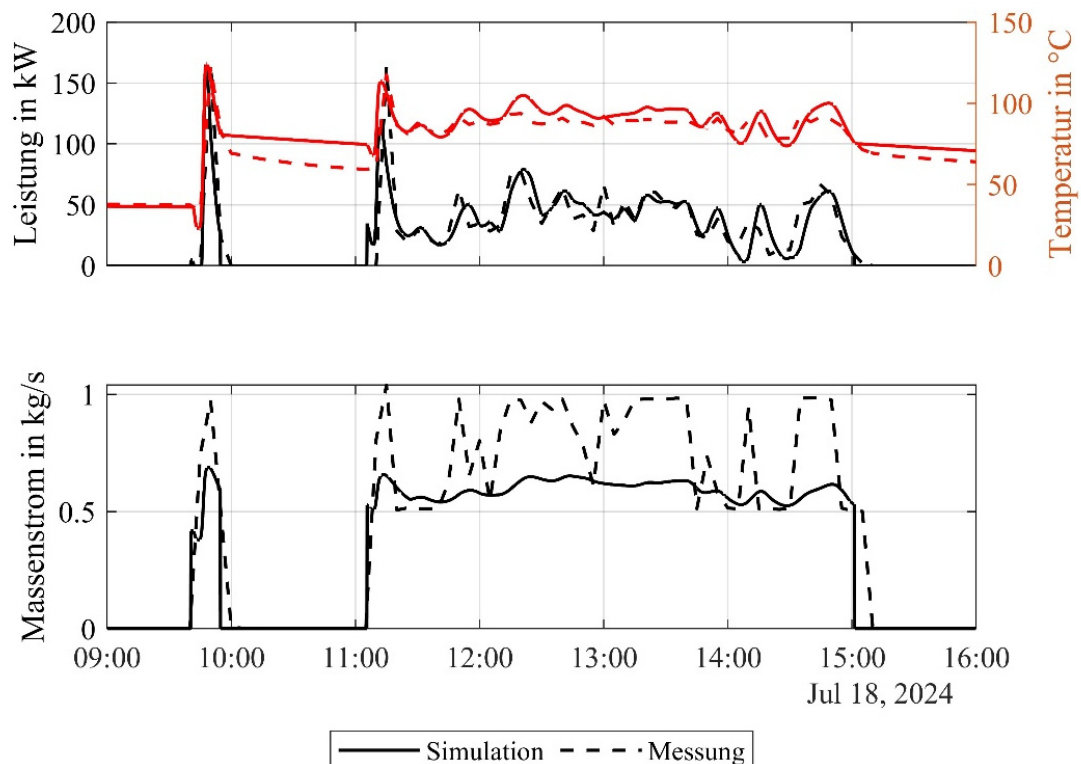


Abbildung 5: Vergleich der Temperatur (rot), Leistung (schwarz oben) und Massenstrom (schwarz unten) zwischen Simulation 2 und Messung

Simulation 3

Im nächsten Simulationsschritt wird die Regelungsstrategie dahingehend angepasst, dass anstelle der gemessenen Temperatur des in der Anlagenregelung verwendeten Kollektortemperatursensors nun die nach dem Kollektormodell gemäß ISO 9806 berechnete Kollektortemperatur als Referenzgröße verwendet wird [8]. Damit wird das Kollektorfeld regelungstechnisch ideal abgebildet - insbesondere entfällt die bisher durch das träge Ansprechverhalten des realen Temperaturfühlers verursachte Verzögerung. Abbildung 6 zeigt nochmals den bereits untersuchten 18.07.2024 als exemplarischen Vergleichstag. Es ist zu erkennen, dass die Pumpe in der Simulation deutlich früher einschaltet als im realen Betrieb. Während der gemessene Massenstrom positiv ist, gibt es bis auf die Anlaufspitzen kaum Unterschiede zwischen der simulierten und der gemessenen thermischen Leistung des Kollektorfeldes. Auffällig ist jedoch, dass die simulierte Pumpe vor allem morgens häufig taktet, d.h. in kurzen Abständen ein- und ausgeschaltet wird. Dieser Effekt könnte mit den gewählten Randbedingungen der Simulation zusammenhängen, insbesondere damit, dass die Rücklauftemperatur nicht modelliert, sondern aus Messdaten übernommen wird. In Zeiten, in denen die Pumpe laut Simulation aktiv ist und das Kollektorfeld Wärme liefert, würde in einem vollständig modellierten System auch die Rücklauftemperatur entsprechend ansteigen. Dieser Effekt wird in der vorliegenden Modellierung nicht berücksichtigt, was zu einer verfälschten Darstellung der Kollektoreffizienz und des Energieertrags führen kann. Bei der weiteren Bewertung der Simulationsergebnisse ist dieser systematische Einfluss entsprechend zu berücksichtigen.

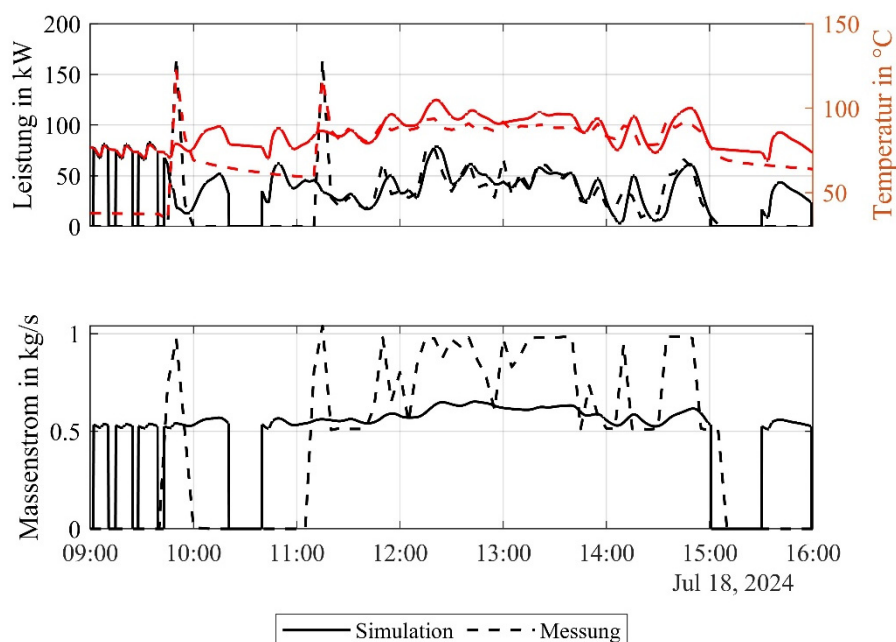


Abbildung 6: Vergleich der Temperatur (rot), Leistung (schwarz oben) und Massenstrom (schwarz unten) zwischen Simulation 3 und Messung

Die Simulationsergebnisse bestätigen, dass die gewählte Umsetzung der Regelstrategie - insbesondere die Positionierung des Temperaturfühlers - zu einem verzögerten Anfahrverhalten der Anlage führt. Dieses Verhalten hat einen deutlichen Einfluss auf den Energieertrag. Eine gezielte Anpassung der Regelung kann daher

insbesondere in den ersten Stunden des Tagesbetriebs und an Tagen mit geringer Einstrahlung potenziell zu einer Effizienzsteigerung führen.

Abbildung 7 zeigt den Verlauf der thermischen Leistung des Kollektorfeldes – simuliert und gemessen – im oberen Diagrammbereich, die Kollektortemperatur im mittleren sowie die Globalstrahlung in der Kollektorebene (orange) im unteren Teil der Abbildung. Der dargestellte Tag wurde gezielt ausgewählt, da an diesem Datum eine besonders große Abweichung zwischen dem gemessenen und dem simulierten Energieertrag auftritt. Es handelt sich um einen Tag mit insgesamt geringer Einstrahlung, geprägt von einem markanten Strahlungseinbruch über mehrere Stunden zur Tagesmitte, vermutlich aufgrund anhaltender Bewölkung. Auffällig ist, dass die reale Anlage lediglich zwei kurze Anlaufspitzen zeigt und im weiteren Tagesverlauf praktisch keinen nutzbaren Energieertrag generiert – trotz einer rund 90-minütigen Phase am Vormittag, in der die Einstrahlung über 500 W/m^2 liegt und kurzzeitig Spitzenwerte von bis zu 1.100 W/m^2 erreicht werden. Ursache hierfür ist die verzögerte Reaktion des Systems, bedingt durch die trägen Temperaturmesswerte am Kollektorausgang. Anhand des Temperaturverlaufs ist zu erkennen, dass die gemessene Temperatur um bis zu 45°C von der simulierten abweicht. Am späten Nachmittag nimmt die Einstrahlung erneut zu, was im Modell durch den simulierten Regler korrekt erfasst wird: Die Pumpe wird wieder eingeschaltet, was wieder zu einem Ertragsgewinn gegenüber der Realität beiträgt.

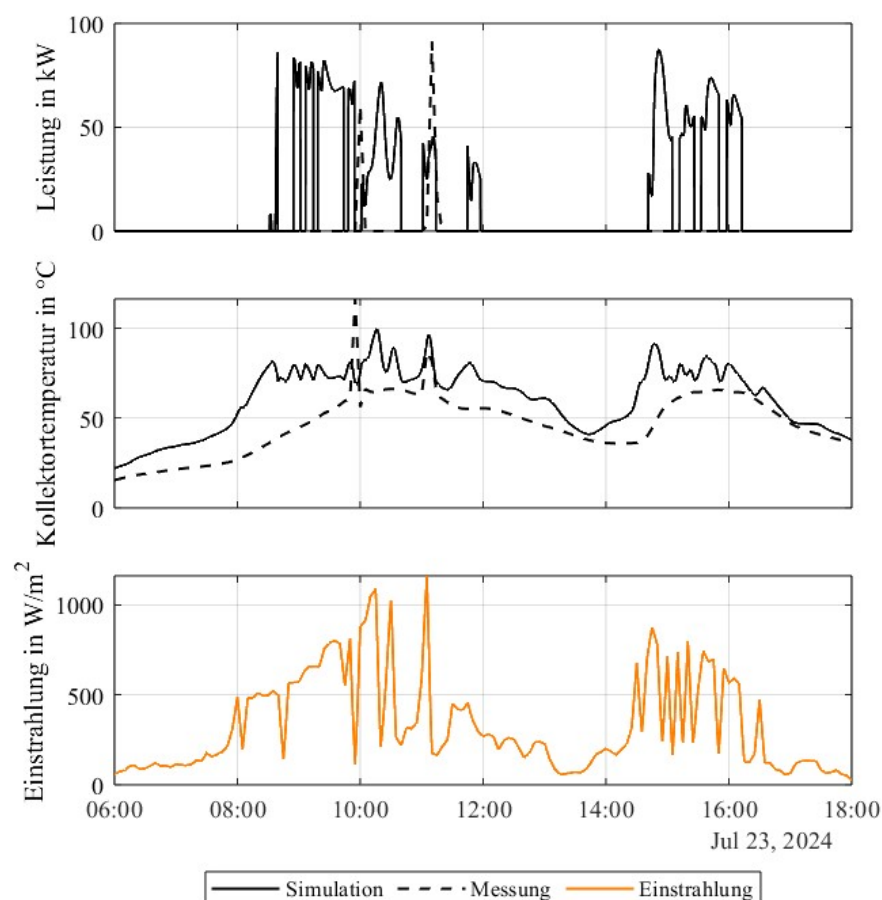


Abbildung 7: Vergleich von gemessener und simulierter Kollektorfeldleistung sowie Einstrahlung an einem strahlungsarmen Tag

Abbildung 8 vergleicht die im Simulationsmodell berechnete Kollektortemperatur mit der gemessenen Temperatur. Jeder Datenpunkt (blau) stellt ein Simulations- und Messwertpaar dar, wobei die Punkte nicht in chronologischer Reihenfolge, sondern nach den sortierten Messwerten aufgetragen werden. Es werden nur Zeitpunkte in der ersten Tageshälfte mit ausgeschalteter Pumpe (Massenstrom = 0) und einer Globalstrahlung über 10 W/m^2 berücksichtigt. Um eine Überfrachtung der Darstellung zu vermeiden, wird zudem nur jeder 50. Datenpunkt geplottet. Punkte, die genau auf der Referenzlinie (schwarz) liegen, kennzeichnen eine vollständige Übereinstimmung zwischen Simulation und Messung. Zusätzlich wurde durch Gruppierung (5°C Schritte) der Datenpunkte eine Trendlinie (rot) erzeugt, die den generellen Zusammenhang visualisiert. Im niedrigen Temperaturbereich kann es sich um Zeiten mit geringer Einstrahlung handeln, in denen sowohl der Absorber als auch der Kollektor Umgebungstemperatur haben. Mit steigender Temperatur nimmt die Differenz bis zu einer Absorbertemperatur von etwa 70°C zu, wo sich der Trend umkehrt. Bei hohen Temperaturen ($70 - 80^\circ\text{C}$) handelt es sich vermutlich häufig um Zeiten, in denen die Pumpe kurz zuvor noch in Betrieb war, also das Fluid erwärmt wurde. Der Kollektor kühlt schneller ab als das Fluid weshalb die Trendlinie bei etwa 80°C die Referenzlinie unterschreitet.

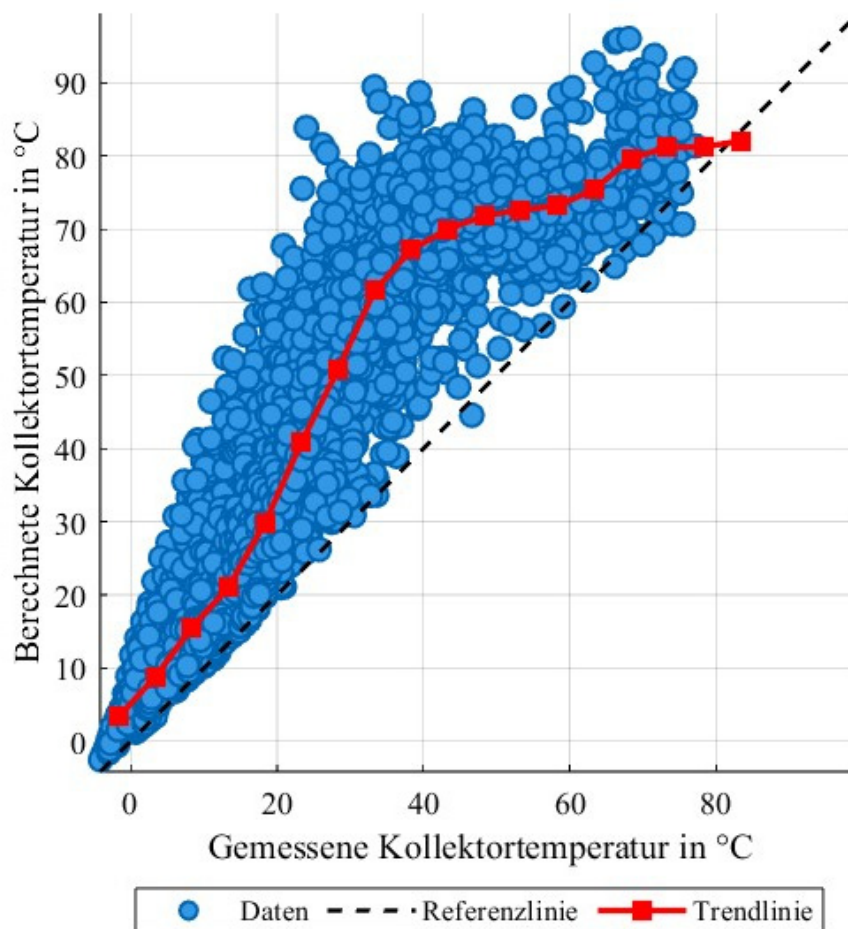


Abbildung 8: Berechnete über der gemessenen Kollektortemperatur mit Referenzlinie (schwarz)

Tabelle 1 fasst die Ergebnisse der verschiedenen Simulationsschritte übersichtlich zusammen. Dargestellt sind jeweils die mittlere thermische Leistung, der resultierende Energieertrag sowie die Abweichungen zur Messung in Form des MAE und des MBE sowohl in absoluten Werten als auch als relative Größen. Unsicherheiten, z.B. durch falsch angenommene Wärmeverluste, können durch die Ergebnisse von Simulation 2 weitgehend ausgeschlossen werden. Das Modell inklusive der implementierten Regelstrategie zeigt bezogen auf Energie und Leistung nur eine geringe Abweichung und unterschätzt tendenziell den realen Ertrag. Auf Basis dieser Simulation ergibt sich für den betrachteten Zeitraum ein zusätzliches Ertragspotenzial von 26,46 MWh bzw. 30,23 %. Auch wenn das tatsächliche Potenzial vermutlich geringer ausfällt, kann davon ausgegangen werden, dass durchaus deutliche Effizienzpotenziale vorhanden sind. Für eine genauere Abschätzung wäre allerdings eine erweiterte Modellierung erforderlich, die auch den Sekundärkreislauf einschließlich des Wärmespeichers einbezieht. So würde die Temperaturanhebung des Kollektorrücklaufs berücksichtigt werden.

Tabelle 1: Übersicht der Simulationsschritte und ihrer jeweiligen Fehler

		Wert	MAE		MBE	
Messung	Leistung ($\bar{}$, Massenstrom > 0)	31,61 kW	-	-	-	-
	Energie (kumuliert)	61 MWh	-	-	-	-
Simulation 1	Leistung ($\bar{}$, Massenstrom > 0)	34,80 kW	1,52 kW	4,36 %	0,48 kW	1,38 %
	Energie (kumuliert)	68 MWh	7,22 MWh	10,57 %	7,22 MWh	10,57 %
Simulation 2	Leistung ($\bar{}$, Massenstrom > 0)	35,53 kW	1,38 kW	3,87 %	-0,09 kW	-0,25 %
	Energie (kumuliert)	60 MWh	8,33 MWh	1,38 %	-8,33 MWh	-1,38 %
Simulation 3	Leistung ($\bar{}$, Massenstrom > 0)	38,84 kW	3,53 kW	9,08 %	1,78 kW	4,59 %
	Energie (kumuliert)	88 MWh	26,46 MWh	30,23 %	26,46 MWh	30,23 %

Fazit und Ausblick

Die im Rahmen dieser Arbeit durchgeführte mehrstufige Analyse, bestehend aus Messdatenauswertung, normativer Leistungsprüfung nach ISO 24194 sowie einer Systemsimulation, zeigt insgesamt, dass die untersuchten Isolierglaskollektoren in der Praxis in guter Näherung die im Laborversuch erwarteten Energieerträge erreichen. Die grundsätzliche Funktionsfähigkeit und Effizienz des weltweit ersten Isolierglaskollektorfeldes kann damit nachgewiesen werden. Die detaillierte Auswertung der Messdaten zeigt jedoch ein Verbesserungspotenzial in der Anlagenregelung: Die Anlagenregelung reagiert träge auf eine Zunahme der Einstrahlung. Ursache hierfür ist neben der hohen thermischen Kapazität der Kollektoren insbesondere die Nutzung von Temperatursensoren für die Regelung, die nicht direkt am Absorber, sondern am Strangaustritt angebracht sind. Diese verzögerte Erfassung der tatsächlichen Kollektortemperatur führt dazu, dass die Umwälzpumpe häufig erst dann eingeschaltet wird, wenn die Kollektoren bereits deutlich aufgeheizt sind, wodurch potenziell bereitgestellte Energie ungenutzt bleibt. Die Leistungsprüfung mit der Software *Sunpeek* nach Gleichung 1 der ISO 24194 ergab, dass die Anlage in Phasen hoher Einstrahlung die erwarteten Erträge annähernd erreicht, bzw. leicht unterschreitet.

Um diesen Effekt genauer zu untersuchen, wurde aufbauend auf einer vorherigen Arbeit ein Simulationsmodell mit der Software *MATLAB Simulink* und der *CARNOT Toolbox* erstellt. Simulation 1, gespeist mit Wetterdaten, Rücklaufftemperatur und dem gemessenen Massenstrom validierte das Simulationsmodell mit einem MAE bezogen auf die Leistung von 1,52 kW (4,36 %) und einem MBE von 0,48 kW (1,38 %), was auf eine moderate systematische Überschätzung der Realität durch das Modell hinweist. Der im Vergleich zum MAE niedrige MBE zeigt, dass sich die Abweichungen im Mittel häufig aufheben. Durch die zusätzliche Modellierung der Pumpenregelung in Simulation 2 konnte die Genauigkeit nochmals deutlich verbessert werden (MBE von 1,38 kW (3,87 %), MAE von 0,09 kW (-0,25 %)), wobei insbesondere die kumulative Energie eine Unterschätzung von etwa 1,38 % aufweist. Simulation 3 zeigte, dass bei Verwendung der simulierten Kollektortemperatur, nach dem Kollektormodell der ISO 9806 als Regelgröße die Primärpumpe deutlich früher, teilweise um bis zu zwei Stunden, eingeschaltet würde.

Mit der implementierten optimierten Regelungsstrategie könnte der Energieertrag im Untersuchungszeitraum um bis zu 30,23 % gesteigert werden. Insbesondere an einstrahlungsarmen Tagen zeigen sich erhebliche ungenutzte Potenziale, die im realen Anlagenbetrieb bisher nicht ausgeschöpft werden. In der aktuellen Modellierung wird jedoch der Sekundärkreis nicht abgebildet, insbesondere die Veränderung der Rücklaufftemperatur bleibt unberücksichtigt, da stattdessen die gemessene Rücklaufftemperatur als Eingangsgröße verwendet wird. Das tatsächliche Ertragspotenzial dürfte daher geringer ausfallen. Auch ist darauf hinzuweisen, dass der identifizierte Minderertrag durch die derzeit verwendete Regelungsstrategie im Rahmen des in der ISO 24194 definierten Bewertungsansatzes nicht erkannt wird, obwohl diese Norm speziell zur Leistungsbewertung von solarthermischen Kollektorfeldern dient. Der Grund hierfür liegt in der Methodik der Norm: Die Bewertung

erfolgt ausschließlich unter Bedingungen nahe der Volllast, sodass Probleme im Anfahrverhalten des Kollektorfeldes, wie sie hier identifiziert wurden, unberücksichtigt bleiben. Der Minderertrag durch anfangs fehlende Rohrleitungsisolierungen wurde jedoch zuverlässig erkannt.

Aus den Ergebnissen der vorliegenden Arbeit ergibt sich die Empfehlung, die Regelung der Anlage zu optimieren, um die ermittelten Ertragspotenziale, vor allem morgens und an Tagen mit geringer Einstrahlung zu erschließen. Dazu bieten sich zwei Lösungsansätze an: Ein Intervallbetrieb der Umwälzpumpe oder eine strahlungsgeführte Regelung. Beim Intervallbetrieb, der von Vakuumröhrenkollektoren bekannt ist [9], könnte die Pumpe regelmäßig für kurze Zeit eingeschaltet werden, um eine zeitnahe Temperaturerfassung zu gewährleisten. Nachteil hierbei wäre, dass häufiges Ein- und Ausschalten die Lebensdauer der Pumpe beeinträchtigen kann. Alternativ könnte eine strahlungsgeführte Regelung implementiert werden. Diese Option würde eine Nachrüstung der Anlage erfordern, da die Einstrahlung derzeit nur zu Forschungszwecken mit einer mobilen Wetterstation gemessen wird und nicht mit der Anlagenregelung verbunden ist. In weiterführenden Untersuchungen könnte durch eine erweiterte Simulation unter Einbeziehung des Sekundärkreises und des Wärmespeichers eine genauere Abschätzung des Optimierungspotenzials erfolgen.

Danksagung

Die in diesem Beitrag vorgestellten Arbeiten wurden vom Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) der Bundesrepublik Deutschland im Rahmen des 7. Energieforschungsprogramms unter den Projekten „flexLAC“ (Förderkennzeichen 03ETW015A) und "STRAWBERRIES" (Förderkennzeichen 03EN6041A) gefördert. Die Autoren danken dem BMWK und dem Projektträger Jülich für die Unterstützung des Forschungsvorhabens sowie für die vertrauensvolle Zusammenarbeit.

This project has been funded by partners of the CETPartnership (<https://cetpartnership.eu/>) through the Joint Call 2022. As such, this project has received funding from the European Union's Horizon Europe research and innovation programme under grant agreement no. 101069750."

Literaturverzeichnis

- [1] *Wärmeplanungsgesetz: WPG*, 2024. Accessed: Nov. 19 2024. [Online]. Available: <https://www.bundesregierung.de/breg-de/aktuelles/waermeplanungsgesetz-2213692>
- [2] *DIN EN ISO 24194:2022, Sonnenenergie – Kollektorfelder – Überprüfung der Leistungsfähigkeit (ISO 24194:2022)*, 24194, DIN, Berlin.
- [3] *MATLAB Simulink*. Natick, MA, USA: MathWorks. Accessed: Jan. 5 2025. [Online]. Available: <https://www.mathworks.com/products/simulink.html>
- [4] *CARNOT Toolbox Ver. 8.0.2, für Matlab/Simulink R2021b*, © Solar-Institut Jülich.
- [5] M. Seiler, T. Summ, D. Schmitt, C. Trinkl, and W. Zörner, "Isolierglaskollektoren und Nahwärmenetze: Analyse des Betriebs und Herausforderungen bei der Integration," in *34. Symposium Solarthermie und innovative Wärmesysteme*, Kloster Banz, Bad Staffelstein, 2024, pp. 346–355.

- [6] AEE Intec, SOLID Solar Energy Systems GmbH und Gasokol GmbH, *SunPeek*, 2023. [Online]. Available: <https://sunpeek.org/>
- [7] T. Summ, *A Techno-Economic Investigation on Insulating Glass Solar Thermal Flat-Plate Collectors for District Heating Systems in Europe*. De Montfort University, Leicester, Unveröffentlichte Dissertation, erscheint voraussichtlich 2025.
- [8] *Solarenergie – Thermische Sonnenkollektoren – Prüfverfahren (ISO 9806:2017); Deutsche Fassung EN ISO 9806:2017*, 9806, DIN, Berlin.
- [9] Viessmann Werke, Ed., “Planungshandbuch Solarthermie,” Allendorf (Eder), 2008. Accessed: Apr. 11 2025. [Online]. Available: <https://community.viessmann.de/viessmann/attachments/viessmann/customers-solar/139/1/Planungshandbuch%20Solarthermie.pdf>