



Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Eidgenössisches Departement für
Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation UVEK
Bundesamt für Energie BFE

Schlussbericht 20.05.2014

« Tête de Moine » à l'Appui Solaire

Installation solaire à concentration pour la
production de chaleur de processus

Auftraggeber:

Bundesamt für Energie BFE
Forschungsprogramm 8100146-02
CH-3003 Bern
www.bfe.admin.ch

Kofinanzierung:

République et Canton du Jura
Service des transports et de l'énergie
2, rue des Moulins
CH-2800 Delémont

Auftragnehmer:

Fromagerie de Saignelégier SA
Chemin du Finage 19
2350 Saignelégier
<http://www.tetedemoine.ch/fr/production/les-fromageries/saignelegier>

Autoren:

Thomas Pesenti, EnAW, thomas.pesenti@enaw.ch
Stefan Minder, stefan.minder@nep-solar.com

BFE-Bereichsleiter:	Dr. Stefan Oberholzer
BFE-Programmleiter:	Pierre Renaud
BFE-Vertragsnummer:	SI/500666

Für den Inhalt und die Schlussfolgerungen sind ausschliesslich die Autoren dieses Berichts verantwortlich.

Zusammenfassung

Mit der Fromagerie de Saignelégier konnte die zweite und grösste Solarthermieanlage der Schweiz mit Parabolrinnenkollektoren erfolgreich und im Zeitplan realisiert werden. Die Erträge entsprechen den berechneten Erwartungen und meteorologischen Gegebenheiten in der Schweiz und wertvolle Erfahrungen konnten gewonnen werden. Zahlreiche Verbesserungsideen sind aus dieser Realisierung entstanden und harren der nächsten Anwendung.

Gleichzeitig konnten die Grenzen einer industriellen Nutzung der in der Schweiz höchst unregelmässig anfallenden Solarenergie demonstriert werden. Die harte wirtschaftliche Realität bedeutet, dass mit einem Investitionsvolumen von 750 kCHF (wobei der Solartechnikteil lediglich die Hälfte betrug und der Rest sich auf Statik, zusätzliche bauliche Vorkehrungen und Integration in die Energieversorgung verteilte) jährlich 30'000 Liter Heizöl substituiert. Ohne starke Förderung seitens BFE und Kanton Jura wäre das Projekt nicht realisierbar gewesen. Das Projekt eignet sich hervorragend als Referenz.

Es wäre wünschenswert ein Nachfolgeprojekt im Ausland, im Sonnengürtel der Erde, realisieren zu können, damit dem heutigen erfolgreichen Export von Tête de Moine auch der Export der angewendeten Technologie für Solarthermie folgen könnte.

Résumé

Le projet réalisé chez la Fromagerie de Saignelégier est le deuxième et plus grand projet solaire avec des collecteurs paraboliques. Il a été réalisé dans les délais. Les récoltes correspondent aux calculs et aux attentes et la situation météorologique en Suisse. Au cours du projet beaucoup d'expériences et des idées pour des améliorations ont été créés.

Avec ce projet les limites d'installations solaires thermique en Suisse ont été démontrées avec les récoltes solaires irrégulières. La réalité économique avec un volume d'investissements de 750 kCHF, dont la partie solaire est d'environ 50% seulement et le reste se répartit sur les renforcements statiques, préparations du bâtiment et l'intégration dans le système de la fromagerie) résultent dans une substitution de 30'000l de mazout seulement. Sans soutien massif par l'OFEN et le canton du Jura le projet n'aurait pas pu être réalisé. Le projet sert comme référence idéale.

Il serait souhaitable de réaliser un projet successeur à l'étranger près de l'équateur, afin d'ajouter à l'exportation de la Tête de Moine aussi l'exportation de la technologie solaire mature.

Abstract

The project has been realized at the dairy "Fromagerie de Saignelégier", which is producing the well-known Tête de Moine specialty. The thermal power collected corresponds to the simulations and the tough reality due to the erratic meteorological conditions encountered in the first year of operation. Lots of experience and improvement ideas have been collected throughout the project.

The limits of solar power in industrial applications has been demonstrated in our geographic setting: compared to the 750'000 CHF (only half of it due to the solar technology, the other part due to structural amendments in the building and the integration in the energy supply chain of the dairy) the substituted 30'000l of heating oil are a difficult economic reality. Without massive support from the Federal Office of Energy and the canton of Jura the Project could not have been realized.

It would be nice to find an opportunity to replicate the project in the sun belt of the earth, in order to add the present solar technology as a second export hit to the Tête de Moine cheese.

Inhalt

1. Ausgangslage.....	5
2. Ziel der Arbeit	5
3. Vorgehen / Methode.....	5
4. Ergebnisse / Erkenntnisse	6
4.1. Vergleich Simulation versus Ertrag 2013	7
4.2. Resultate Anlagenbetrieb Januar bis Juni 2013 (Zwischenbericht)	8
4.2.1. Wetter und Sonneneinstrahlung.....	8
4.2.2. Anlagenbetrieb	8
4.2.3. Verfügbarkeit des Kollektorfeldes	8
4.2.4. Ertrag und Wirkungsgrade	9
4.2.5. Defekte.....	10
4.2.6. Umgesetzte Verbesserungen	10
4.3. Thermische Leistung NEP Solar Saignelégier	11
4.3.1. Tagesverlauf	11
4.3.2. Aufheizphase	12
4.3.3. Bestimmung der erzeugten Wärmeleistung während stabiler Betriebsphase	13
4.4. Beobachtungen und Verbesserungspotenzial Gesamtsystem	15
4.4.1. Verbrauchsprofil und Speicherkapazität	15
4.4.2. Temperaturspitzen im Rücklauf	17
4.4.3. Hydraulischer Abgleich zwischen Kollektorreihen.....	19
4.4.4. Temperaturlimitierung im Kollektorkreis, Übertemperaturalarme	19
4.4.5. Schwankungen des Signals vom Direktstrahlungssensor	19
4.4.6. Zusammenfassung der Probleme und Lösungsansätze.....	22
5. Diskussion / Würdigung der Ergebnisse/ Erkenntnisse	23
6. Schlussfolgerungen, Ausblick, nächste Schritte nach Projektabschluss	23

1. Ausgangslage

Die Möglichkeit einer Solarthermie-Installation wurde in Saignelégier bereits im Februar 2009 ins Auge gefasst: die gute Höhenlage (1000 m) und der tägliche Wärmebedarf durch die Käseherstellung eigneten sich gut dazu, der Aufstellungsort für die Kollektoren dagegen weniger, sodass das Projekt bis zur Realisierung des geplanten Erweiterungsbaus (Käse- und Reifungslager) aufgeschoben wurde.

2. Ziel der Arbeit

Ziel ist die erfolgreiche Lancierung des neuen Parabolrinnenkollektors PolyThrough1800 der Firma NEP Solar in einer günstigen industriellen Anwendung:

- optimale Lage der Anlage mit 1000 m ohne Abschattungen;
- gute Voraussetzungen auf einem Flachdach des eben erstellten Erweiterungsbaus (Käsereifungslager);
- tägliche Abnahme der solaren Wärme in der Käseproduktion.

Nach dem Abschluss eines Pilotprojektes in Bever (Engadin), mit einer Vorgängerversion des in Saignelégier eingesetzten Parabolrinnenkollektors, ermöglicht das Projekt die Weiterentwicklung der bewährten Technik.

3. Vorgehen / Methode

Nach der finanziellen Zusage vom BFE und vom Kanton Jura setzen intensive Planungssitzungen mit der Bauherrin Emmi, NEP Solar, der am Erweiterungsbau beteiligten Bauleitung, Fachplanern, Elektro- und Sanitärfirmen, SPF (Institut für Solartechnik SPF) und dem Leitsystemlieferanten ein.

Für die Erstgenannten war die Integration einer Solarthermie-Installation in die Energieversorgung absolutes Neuland, was einen erwünschten «Know-How» Transfer an diese Stellen im Zuge des Projektes als wünschbaren Nebeneffekt ermöglichte.

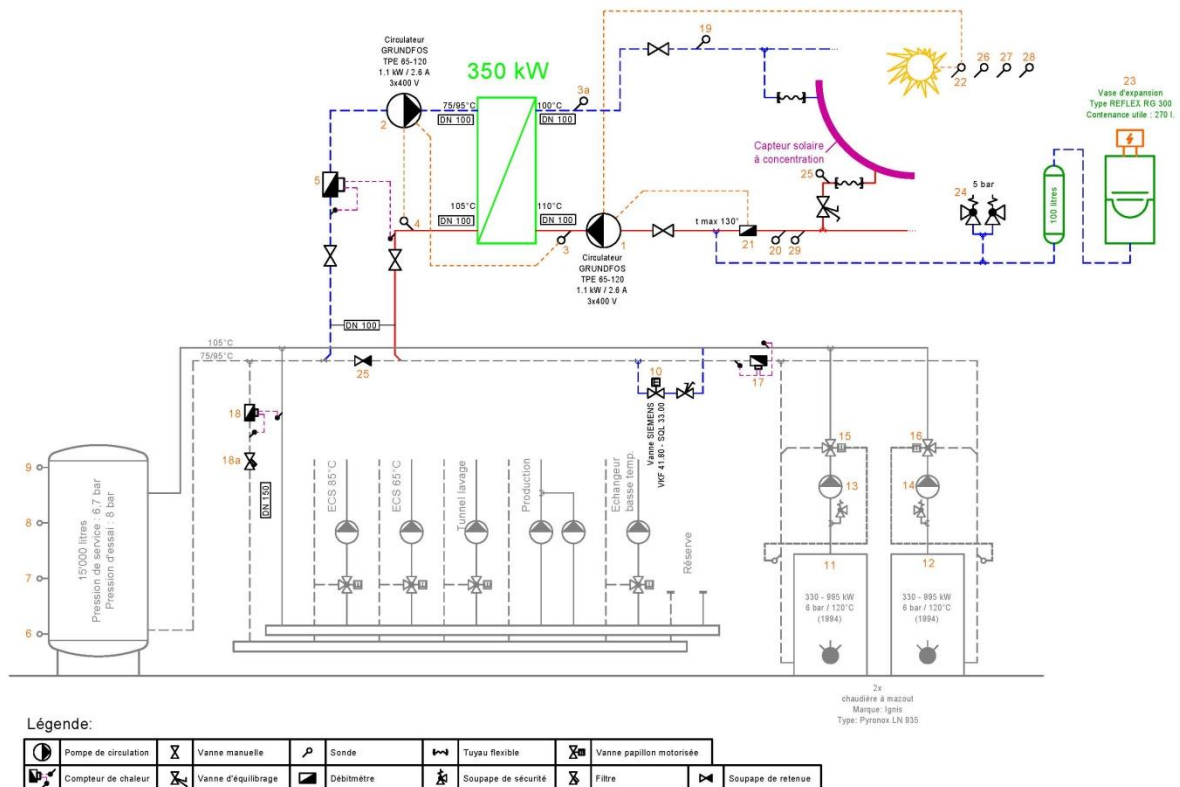
Die Auswertungen des SPF sind Gegenstand eines separaten BFE-Projekts und konzentrieren sich auf das Solarfeld, gehen über die reine Ertragsauswertung weit hinaus und halten auch nach Vorliegen dieses Schlussberichts an. Erste Resultate wurden bereits publiziert:

- SPF-Paper am *2013 ISES Solar World Congress*: "Evaluation of Measurements on Parabolic Trough Collector Fields for Process Heat Integration in Swiss Dairies"

3.1. Detailschema der Installation und Beschrieb der Funktionsweise

Das Leitsystem verwaltet den Kesselspeicher (links im Bild) in der Art, dass sämtliche verfügbare Sonnenenergie prioritär über einen Wärmetauscher in den Speicher geladen wird. Erst wenn die Temperaturen im Speicher einen unteren Grenzwert erreichen, schalten sich die Heizkessel hinzu. Zur präzisen Steuerung sind Temperatursensoren auf vier Niveaus angebracht, die von einem Algorithmus im Leitsystem ausgewertet werden.

Das Solarfeld wird von einem autonomen Controller gesteuert: bei festgestellter direkter Sonneneinstrahlung werden die Kollektoren in Position gefahren und anschliessend laufend dem Sonnenstand nachgefahren. Ist der Kesselspeicher voll und wenn kein Bedarf an Wärme mehr bestehen sollte, werden die Kollektoren in Parkposition gebracht, um eine Überhitzung des Glykolkreises zu verhindern.



4. Ergebnisse und Erkenntnisse

Die Ergebnisse werden in Abschnitt 4.1 ausführlich dargestellt:

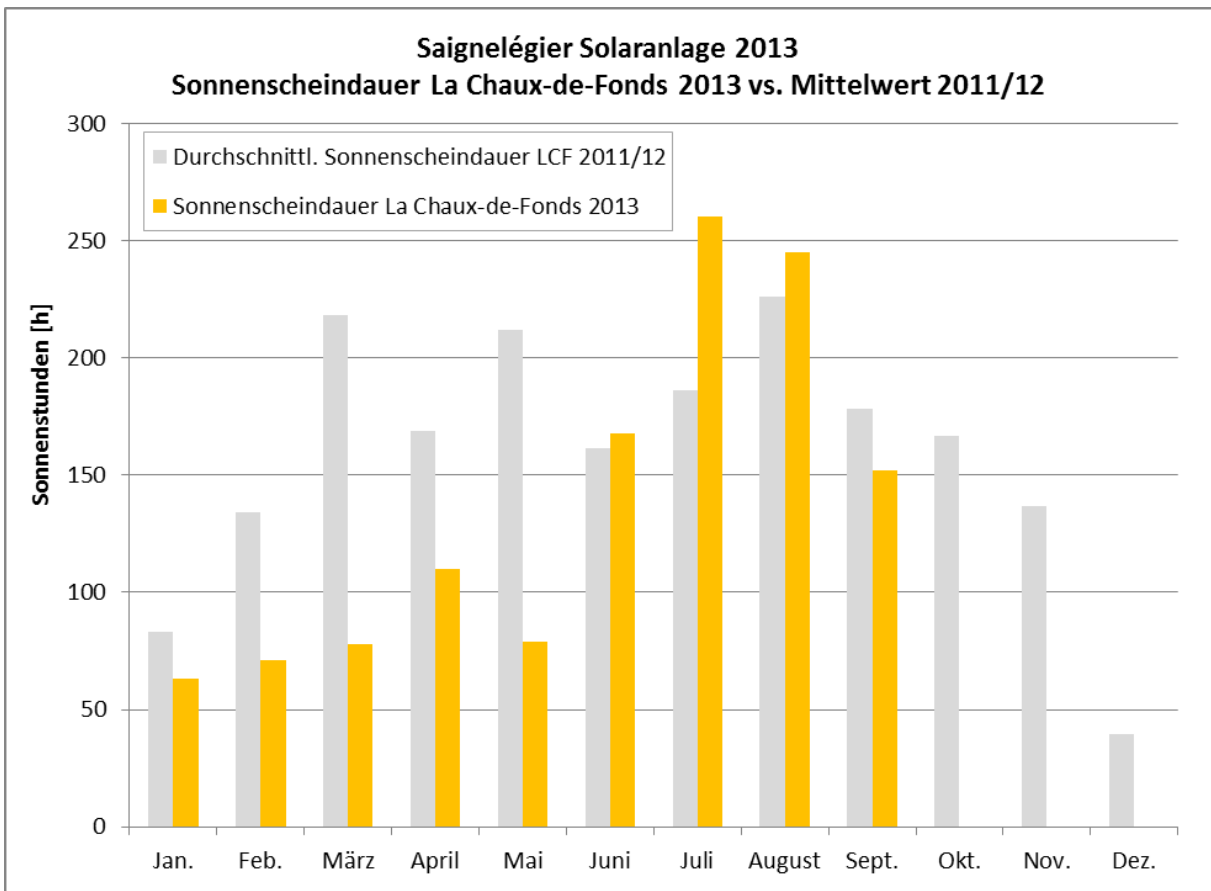
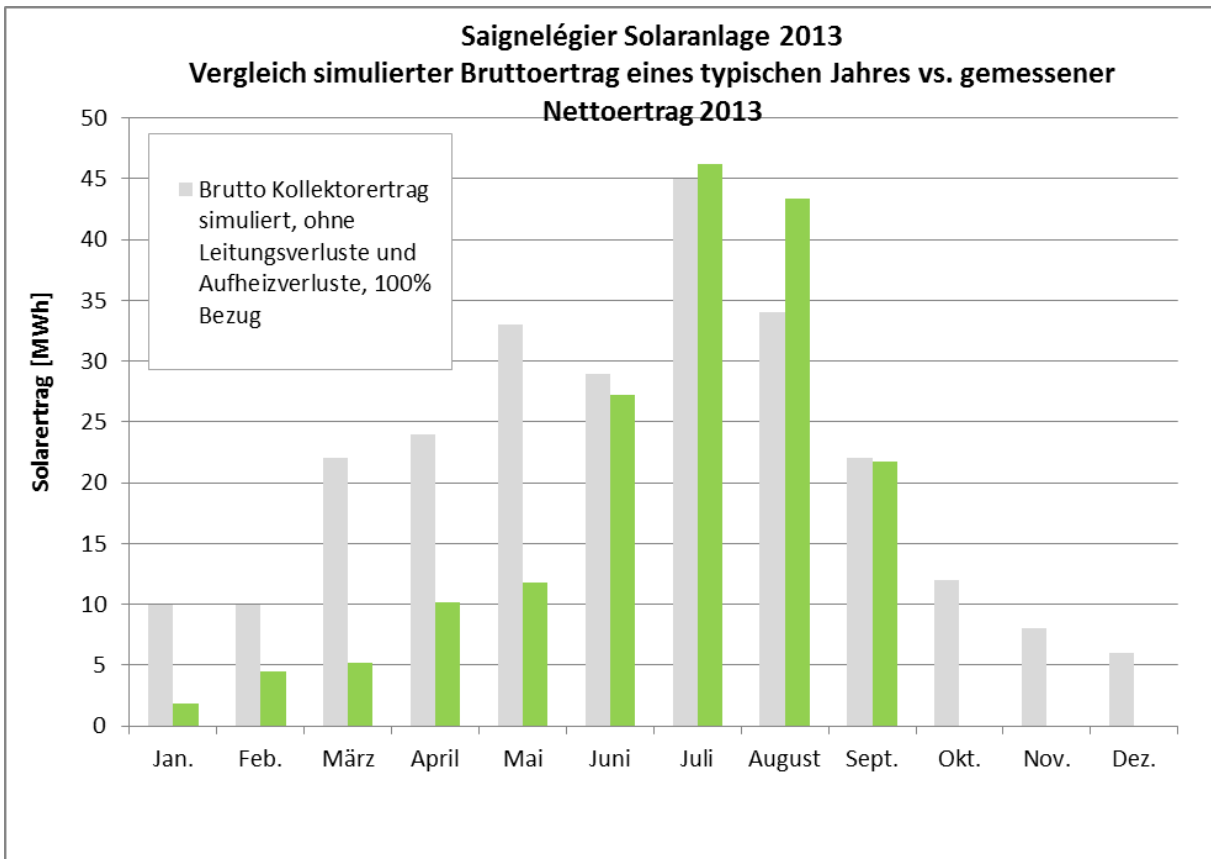
- das Projekt hatte mit ausserordentlich ungünstigem Wetter zu kämpfen, was die Optimierung der Anlage im ersten Halbjahr 2013 behinderte;
- die Monate Juni bis September 2013 lagen im Nettoertrag über der durchschnittlichen Erwartung (also über dem simulierten Wert für ein typisches Jahr nach Meteororm).

Weitere Erkenntnisse im Zuge der Realisierung waren (siehe auch Abschnitt. 4.4):

- die Integration von Solarthermie in eine Standardenergieversorgung erfordert eine detaillierte Spezifizierung aller Anlagendetails: so wurde – trotz der vielen einführenden Projektsitzungen eigentlich unerklärlich – vom Sanitärplaner eine Verrohrung und Verbindungstechnik gewählt, die nur bis 120°C spezifiziert ist. Diese unerwünschte Randbedingung stellte erhöhte Anforderungen an die Regeltechnik;
- für die treffsichere Detektion der Direktstrahlung, die das Einnehmen der Arbeitsposition der Kollektoren steuert, wurde im Projekt ein teures Direktstrahlungsmessgerät verwendet. Für ein nächstes Anlagenprojekt ist eine elegante Alternativlösung angedacht worden, die Gegenstand eines kleinen P+D-Folgeprojektes sein könnte;
- die Reinigung der Kollektoroberfläche stellt den wesentlichen unterjährigen Wartungsaufwand dar. Es hat sich herausgestellt, dass sowohl der Pollenflug im Frühjahr, wie auch die Heuernen zu erheblichen Staubdepositionen auf den Kollektorflächen führen. Anstelle aufwendiger, regelmässiger Spülaktionen durch das Betriebspersonal wird künftig bewusst auf die starken Regenfälle abgestellt: bei starkem Regen werden die Kollektoren in eine geeignete Arbeitsposition gebracht, damit der Regen die Flächen spülen kann.

Die hohen Aufwendungen für die Substitution von 30'000 Liter Heizöl (und damit aktuell rund 15 % des jährlichen Bedarfs) führten zudem zur Entdeckung und Wiederbelebung von noch ungenutzten Effizienzpotentialen im Betrieb. Diese wurde in einem separaten Projekt systematisch erhoben und werden nun in einem Folgeprojekt umgesetzt. Damit wird der Solaranteil in der Produktion der «Tête de Moines» weiterhin steigen.

4.1. Vergleich Simulation versus Ertrag 2013



(Die Auswertungen für Okt-Dez. sind wegen eines defekten Wärmehählers nicht möglich)

4.2. Resultate Anlagenbetrieb Januar bis Juni 2013

4.2.1. Wetter und Sonneneinstrahlung

Der Schneefall und die Temperaturen im Winter waren im gewohnten Rahmen. Januar bis Mai 2013 waren extrem sonnenarm. Ab Juni herrschte wieder typisches Wetter mit Sonneneinstrahlung in einer normalen Bandbreite vor.

4.2.2. Anlagenbetrieb

Die Solaranlage wurde von der Firma NEP Solar regelmässig fernüberwacht und auch von fern betrieben. Die Übergabe der Verantwortung für den Betrieb an die Fromagerie hat noch nicht stattgefunden. Gründe dafür sind:

- weiter ausstehende Aufgaben auf NEP Solar Seite, vor allem betreffend dem Handling der Fehlermeldungen, der Betriebsanleitung in Französisch und der Schulung des lokalen Personals;
- abgang eines Mitarbeiters bei der Fromagerie und damit verbundene hohe Arbeitsbelastung des neuen technischen Verantwortlichen.

Die Anlage lief dauernd im Automatikbetrieb, ausser bei Wartungsarbeiten und Softwareupdates.

Während der Betriebsrevision im Frühjahr stand die Solaranlage während ca. einer Woche meist still wegen Produktionsstillstand und dadurch fehlendem Wärmebedarf.

Die Reflektoren wurden bisher nicht gereinigt. Bei einer Inspektion im Juli 2013 wurde eine relativ starke Verschmutzung registriert, welche den Wirkungsgrad vermutlich um >5% beeinträchtigt. Die Reflektoren sollten möglichst bald und dann mindestens 2x pro Jahr gereinigt werden.

An sehr sonnigen Tagen ab April wurde beobachtet, dass der Heisswasserspeicher am Nachmittag gefüllt war und die Solarwärme nicht mehr eingespeist werden konnte. Dadurch entsteht ein Ertragsausfall (siehe unten).

4.2.3. Verfügbarkeit des Kollektorfeldes

Die Verfügbarkeit der Solaranlage war gut. Teilweise Stillstände gab es drei Mal:

- wegen einem gerissenen Verbindungsschlauch und damit verbundenem Flüssigkeitsverlust (im April, siehe unten);
- wegen einem mehrere Tage anstehenden Pumpenalarms, welcher von NEP Solar erst verspätet bemerkt wurde (im Juni);
- wegen Nacharbeiten an der Lackierung der Stahlstruktur (im Juli).

4.2.4. Ertrag und Wirkungsgrade

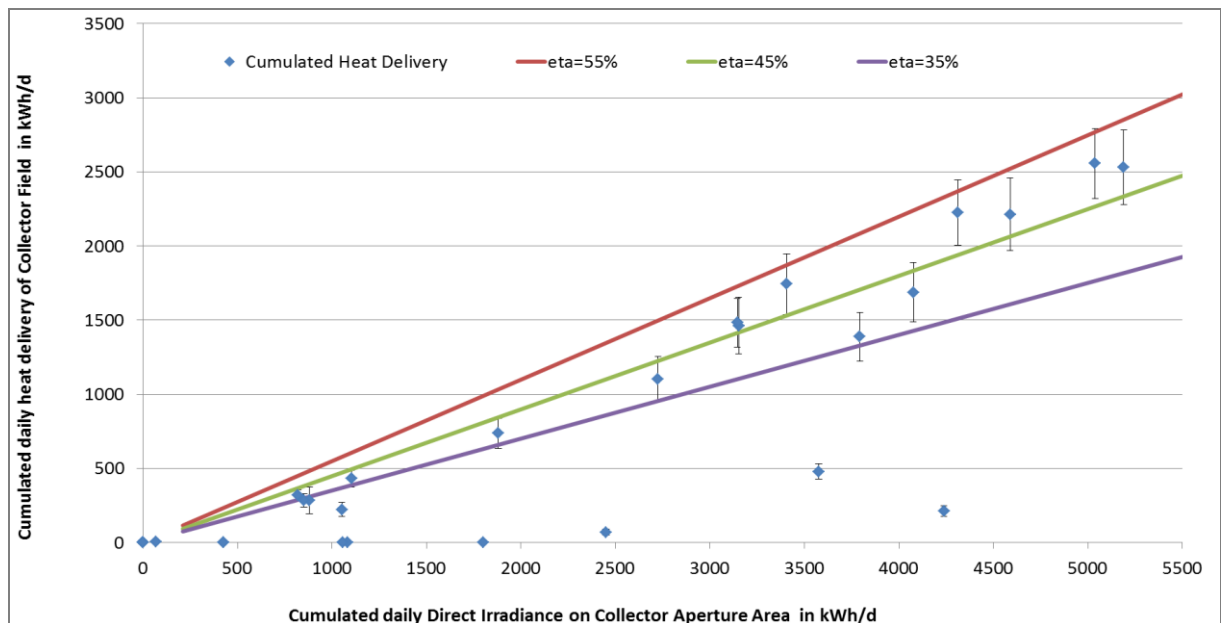
Das SPF hat mit der Auswertung des Ertrags und der Berechnung der Wirkungsgrade begonnen. Die Erträge vom Januar bis Mai liegen deutlich unter den im langfristigen Mittel erwarteten Werten, vermutlich hauptsächlich aufgrund der aussergewöhnlichen Sonnenarmut. Ab Juni liegen die Erträge im Bereich der Erwartungen. Die Auswertung ist allerdings provisorisch und erst oberflächlich verifiziert und interpretiert.

Inbetriebnahme: Ende Oktober 2012

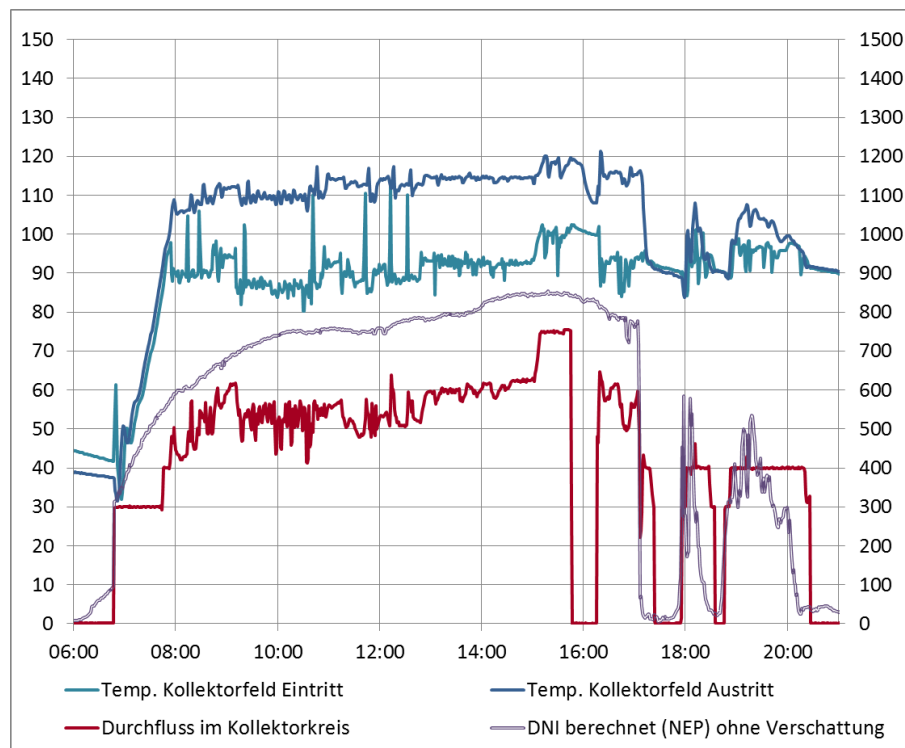
Wärmeproduktion Solarfeld:

- ab Inbetriebnahme bis Ende Juni 2013	72.2	MWh
- Januar - Mai 2013	37.8	MWh
- Juni 2013	32.0	MWh
- Total erste Jahreshälfte, 1.Januar - 30. Juni 2013	69.7	MWh

In der Grafik unten sind Tageserträge gegenüber Einstrahlungssummen in der Periode 3.–30.6.2013 aufgetragen. Tageswirkungsgrade liegen an guten Tagen um 50%.



In der Grafik unten ist ein Tagesverlauf am Beispiel des 18.6.2013 aufgezeichnet. Der Tag war klar bis um ca. 17h. Um 16h herum wurde wären ca. einer halben Stunde die Wärmeanforderung abgeschaltet. Es ist klar zu sehen, dass kurz vorher die Rücklauftemperatur wegen vollem Speicher auf >100°C ansteigt.



Tagesverlauf Solaranlage am 18.6.2013. Linke Skala: Temperatur in °C, Durchfluss (50 = 10 m³/h). Rechte Skala: Strahlung in W/m²

Der aus Summe Ertrag / Summe Direkteinstrahlung gerechnete mittlere Wirkungsgrad des Solarfelds betrug in der stabilen Phase zwischen 9:00 und 15:00 rund 58%.

4.2.5. Defekte

- Gerissener Schlauch: Mitte April wurde ein Druckabfall im Solarkreis beobachtet. Grund war ein Leck in einem der flexiblen Verbindungsschläuche zum Kollektor-Receiverrohr (NEP Solar Umfang). Der Kollektor wurde isoliert und der defekte Schlauch wurde am 25.4.2013 ersetzt (Schweissarbeiten durch Cofely).
- Näherungssensoren verschoben: Ebenfalls im April mussten die Näherungssensoren bei 3 Kollektoren (5,10,14) nachjustiert werden. Die Sicherungsmuttern waren z.T. gebrochen. Ersatzsensoren sind eingetroffen und müssen noch montiert werden. Der Betrieb ist durch den Defekt nicht beeinträchtigt.
- Flexschlauch Witterungsschutz Qualitätsmängel: Die flexiblen Schutzschläuche über der Wärmedämmung der Flexschläuche sind nicht ausreichend witterungsbeständig und müssen durch Schläuche von besserer Qualität ersetzt werden. Die Ersatzschläuche sind bereits in Saignelégier angeliefert und müssen noch montiert werden.

4.2.6. Umgesetzte Verbesserungen

- Verbesserung Korrosionsschutz: 9./10. Juli wurden die mangelhaft beschichteten Stellen auf der lackierten Stahlstruktur repariert: Durch Ablösen der absplitternden Farbe, Entfetten, Nachverzinken, Lackieren.
- Verbesserung Kommunikation Kollektoren: Die Kommunikation über Modbus RS485 mit den Kollektorsteuerungen funktioniert jetzt zuverlässiger. Es treten zwar noch einzelne Kommunikationsfehler auf, die Kommunikation reetabliert sich jedoch jeweils selber wieder. In den letz-

ten Monaten ist kein einziger bleibender Kommunikationsfehler mehr aufgetreten. Mit den vorgesehenen zusätzlichen Anpassungen an der Alarmierung wird der Betrieb nicht mehr durch solche Fehler beeinträchtigt sein.

- Schnittstelle mit der Firma TECO für die Datenhistorisierung: Die Übergabe der wichtigsten Betriebsdaten des Solarkreises an TECO hat lange nicht funktioniert. Das wurde im Juni gelöst und die Datenschnittstelle und Historisierung läuft jetzt.

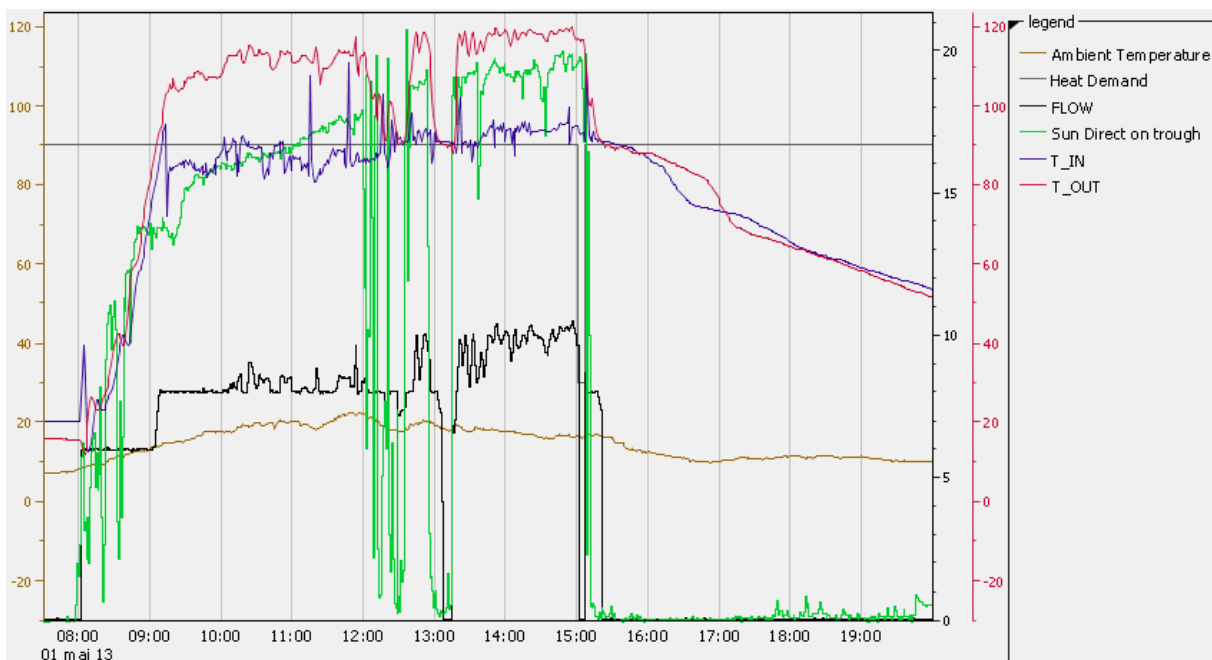
4.3. Thermische Leistung NEP Solar Saignelégier

Zum Aufzeigen der korrekten Funktion und dem Vergleich der erwarteten und effektiv gemessenen Leistung des Solarfeldes in Saignelégier wurde der Verlauf der Temperaturen und des Durchflusses am 1. Mai 2013 genauer untersucht.

4.3.1. Tagesverlauf

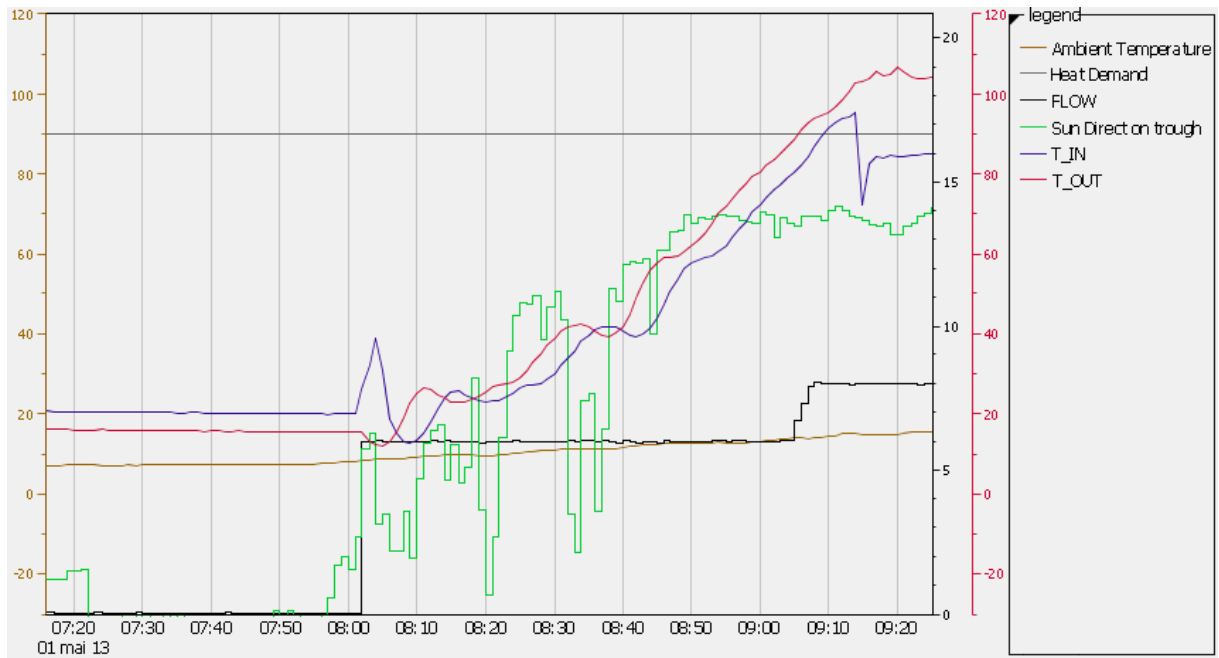
Die erste Grafik unten zeigt den Verlauf des ganzen Tages (weitere Details dann in den Grafiken weiter unten):

- Direktstrahlung auf Kollektorebene (grüne Kurve): Der Tag beginnt sonnig mit einzelnen Wolken. Zwischen 9:30 und 12:00 ist der Himmel klar, 12:00 bis 13:00 ziehen erneut Wolken durch, 13:00 bis 15:00 ist weitgehend sonnig, nach 15:00 ist der Himmel bedeckt.
- Vorlauftemperatur vom Solarfeld (rote Kurve): Der Kreislauf heizt trotz einzelner Wolken schnell auf $>100^{\circ}\text{C}$ auf. Ab ca. 9:15 wird Wärme an den Kunden abgegeben
- Rücklauftemperatur zum Solarfeld (blaue Kurve): Die Zuschaltung der Last ist ab 9:15 deutlich sichtbar. Die Differenz zwischen Vor- und Rücklauftemperatur (rote und blaue Linie) entspricht der an den Kunden abgegebenen Wärme.
- Durchfluss des Wasser/Glykol Gemisches im Solarfeld (schwarze Kurve): Bleibt am Vormittag auf dem Minimaldurchfluss von $8\text{ m}^3/\text{h}$, steigt dann am sonnigen Nachmittag bis auf $10\text{ m}^3/\text{h}$ an, um die Vorlauftemperatur unter 120°C zu halten.



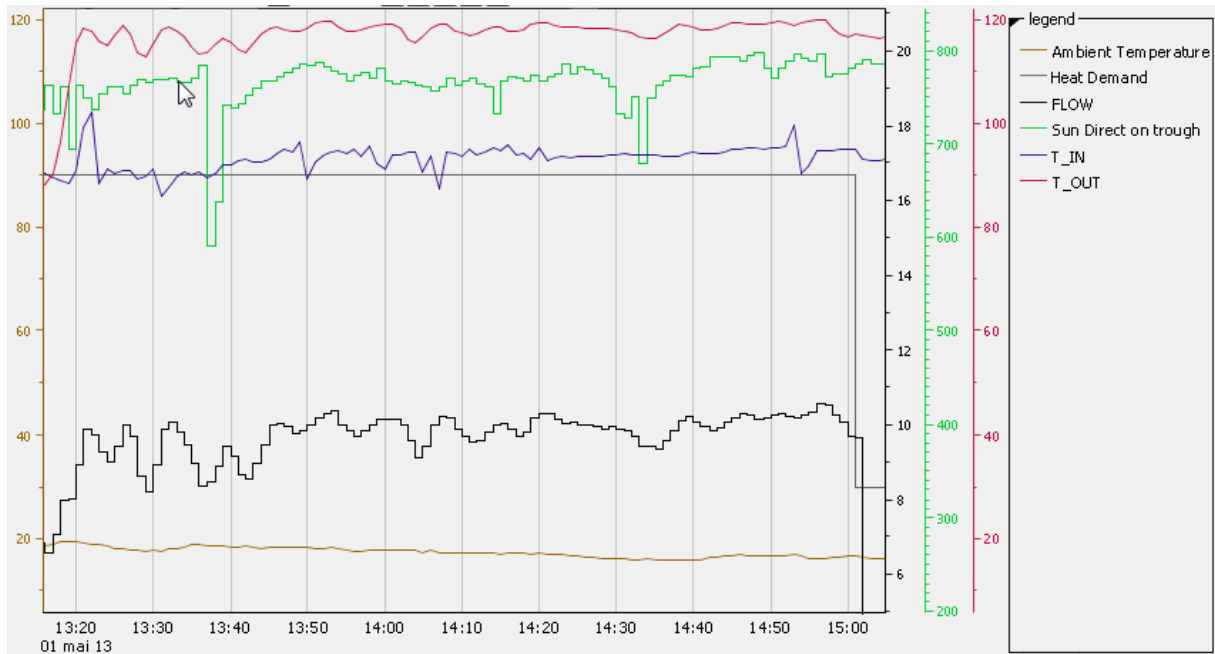
4.3.2. Aufheizphase

Die Grafik unten zeigt die Aufheizphase zwischen 8:00 und 9:00, jeweils kurz unterbrochen wegen durchziehenden Wolken (Einbrüche der grünen Linie):

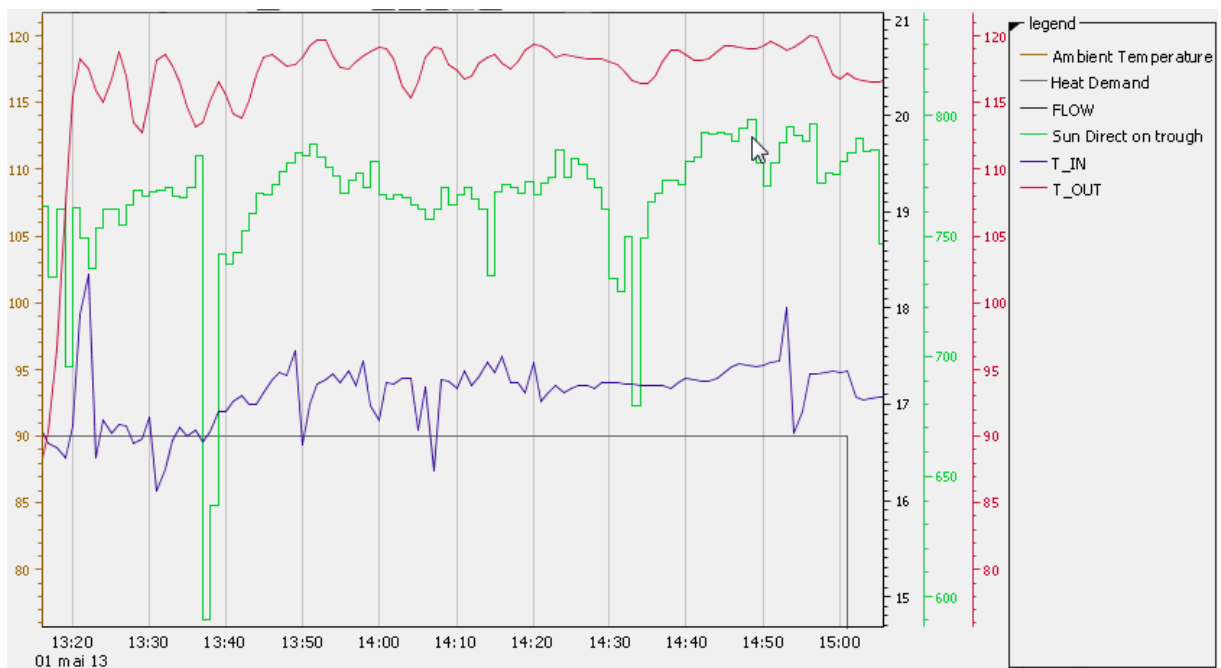


4.3.3. Bestimmung der erzeugten Wärmeleistung während stabiler Betriebsphase

Zwischen 13:20 und 15:00 ist läuft die Anlage stabil mit relativ konstanter Einstrahlung (700–800 W/m², zwei ganz kurze Einbrüche) und konstanten Temperaturen (ca. 94 °C Rücklauf, ca. 119 °C Vorlauf). Die Phase zwischen 13:50 und 14:50 wird herangezogen für die Berechnung der erzeugten Leistung und dem Vergleich mit der bei diesen Bedingungen erwarteten Leistung:



Detail der Temperaturen und Strahlungsstärke:



In der untenstehenden Tabelle wird die Berechnung der gemessenen Leistung und der Erwarteten Leistung gezeigt, mit allen relevanten Annahmen und Parametern.

Saignelégier instantaneous thermal output

Date		01.05.2013
Time period		13:50-14:50
Aperture	m ²	627
Optical efficiency		0.69
Loss factor K1		0.36
Loss factor K2		0.0011
Tin	°C	94
Tout	°C	118.5
Taverage	°C	106.3
Tambient	°C	17
T difference to ambient	K	89.3
T difference in/out	K	24.5
Direct solar rad (on trough)	W/m ²	770
Incidence angle	deg	25.5
IAM		0.97
Theoretical thermal P	kW	298
soiling		0.97
Pipe losses		0.97
Theoretical P incl. losses		280
Flow rate	m ³ /h	10
Density	kg/m ³	985
Cp HTF	kJ/kgK	4.11
	kWh/kgK	0.001141667
Measured thermal P	kW	276
Measured - Theoretical P	kW	-4
Okay? (Green when within 5%)	%	-1.5%
		OK

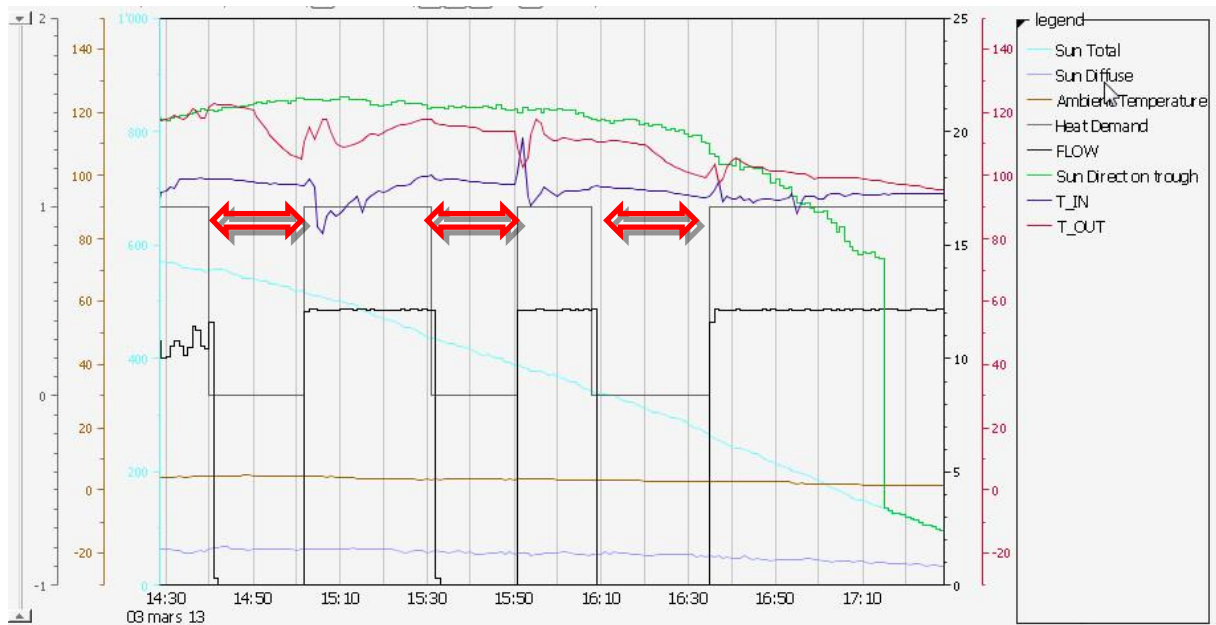
Die erzeugte Leistung liegt 1.5% unter der berechneten, erwarteten Leistung, was deutlich innerhalb der Messtoleranzen liegt (z.B. Fehlerband Direktstrahlungsmessung ist 10 %).

Schlussfolgerung: Die erwartete Leistung wird unter stabilen Bedingungen erreicht.

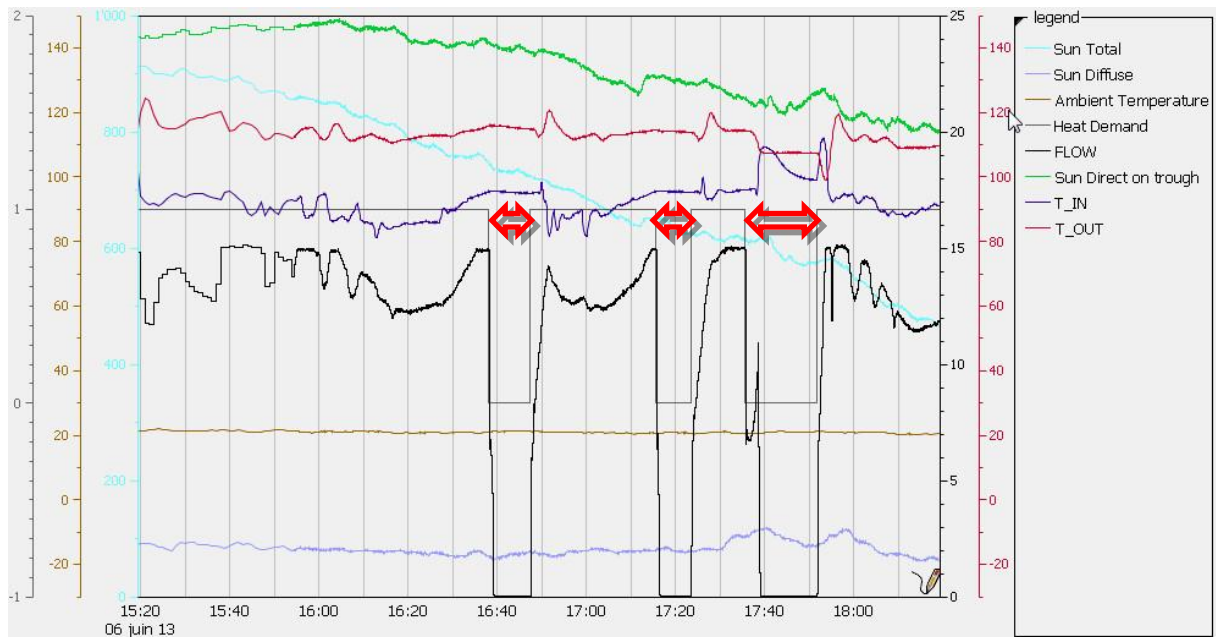
4.4. Beobachtungen und Verbesserungspotenzial Gesamtsystem

4.4.1. Verbrauchsprofil und Speicherkapazität

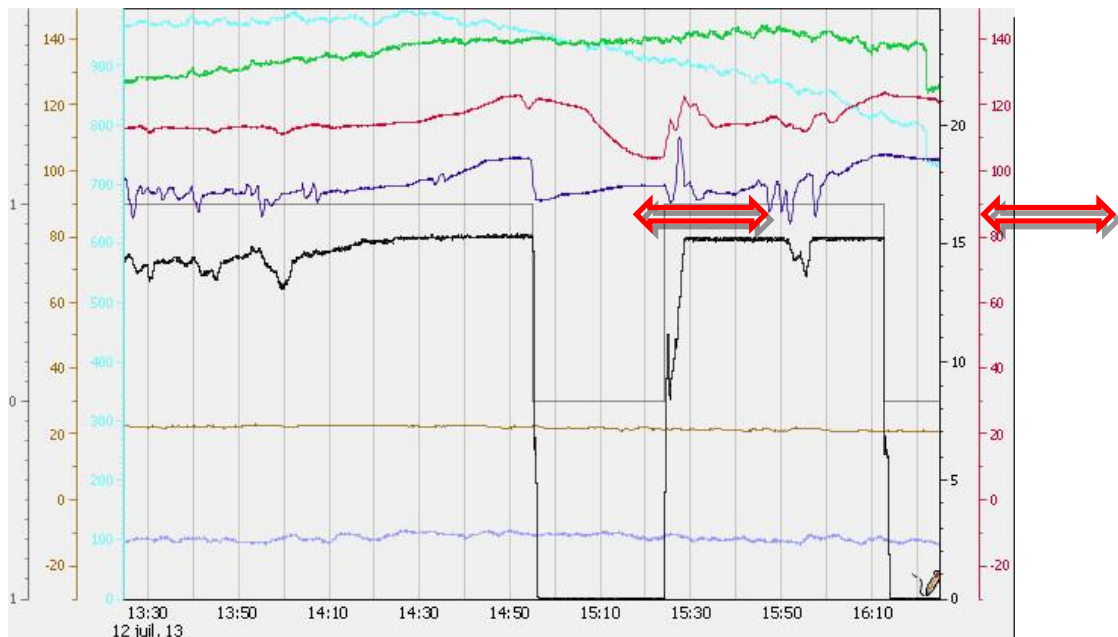
Problembeschrieb: An sonnigen Tagen im Sommerhalbjahr wird regelmässig am Nachmittag die Wärmeanforderung ausgeschaltet. Der 15 m³-Speicher ist dann voll durchgeladen und die solare Produktion grösser als der Wärmebedarf. Die Grafiken unten zeigen das Verhalten an einzelnen Tagen im März, Juni und Juli 2013.



Abschalten Wärmeanforderung wegen Überproduktion und vollem Speicher am 3. März 2013



Abschalten Wärmeanforderung wegen Überproduktion und vollem Speicher am 6. Juni 2013



Abschalten Wärmeanforderung wegen Überproduktion und vollem Speicher am 12. Juli 2013

Lösungsansätze: Im Prinzip kann das Problem mit den folgenden Ansätzen angegangen werden:

- Anpassung des Verbrauchsprofils durch Änderungen im Tagesablauf in der Produktion (Möglichkeiten wahrscheinlich beschränkt).
- Optimierung des Speichermanagements, z.B. der Zuschaltung des Ölkessels oder des Ladens des zweiten Speichers auf tieferem Temperaturniveau (BWW). Optimierungspotenzial muss evaluiert werden.
- Einbindung eines zusätzlichen Verbrauchers, z.B. Warmwasserspeicher
- Vergrößerung des Speichervolumens durch einen zusätzlichen Solarspeicher (verbunden mit einer entsprechenden Investition).

Um das Verbesserungspotenzial und den vielversprechendsten Ansatz genauer bestimmen zu können, sollten folgende Daten erhoben und analysiert werden:

- Verbrauchsprofil 110° Wasser

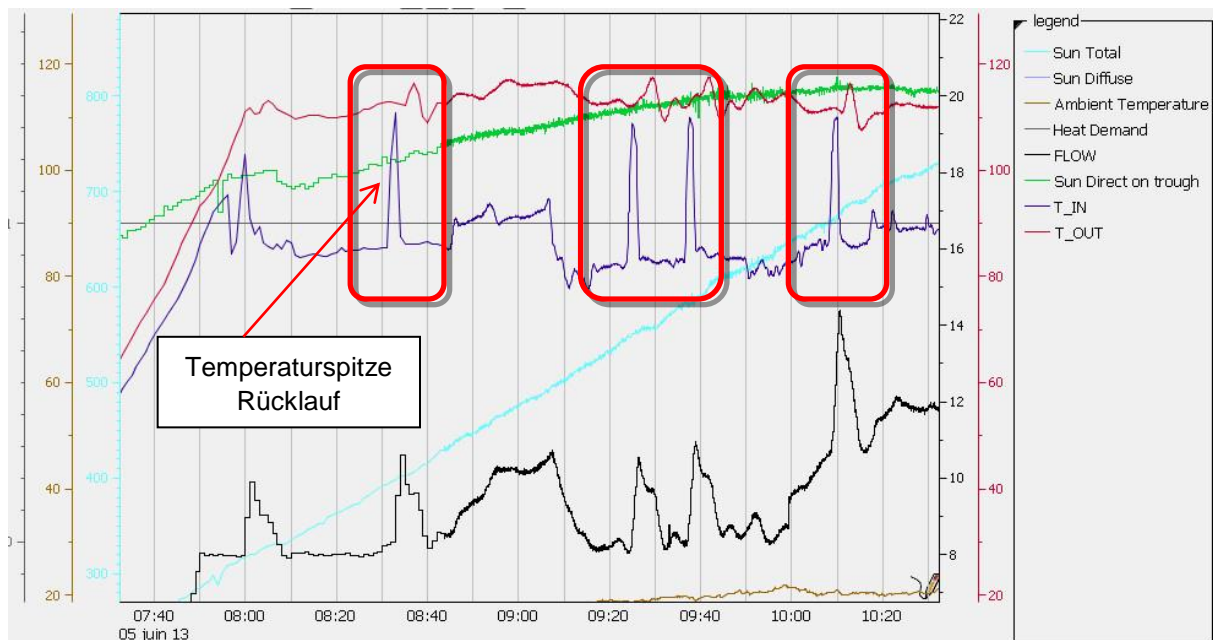
- Verbrauchsprofil BWW
- Verwendung der Wärme im Prozess
- Ladungsstand des 110°C Speichers
- Ladungsstand des BWW Speichers
- Ein-/Ausschaltung Kessel
- Solare Wärmelieferung

4.4.2. Temperaturspitzen im Rücklauf

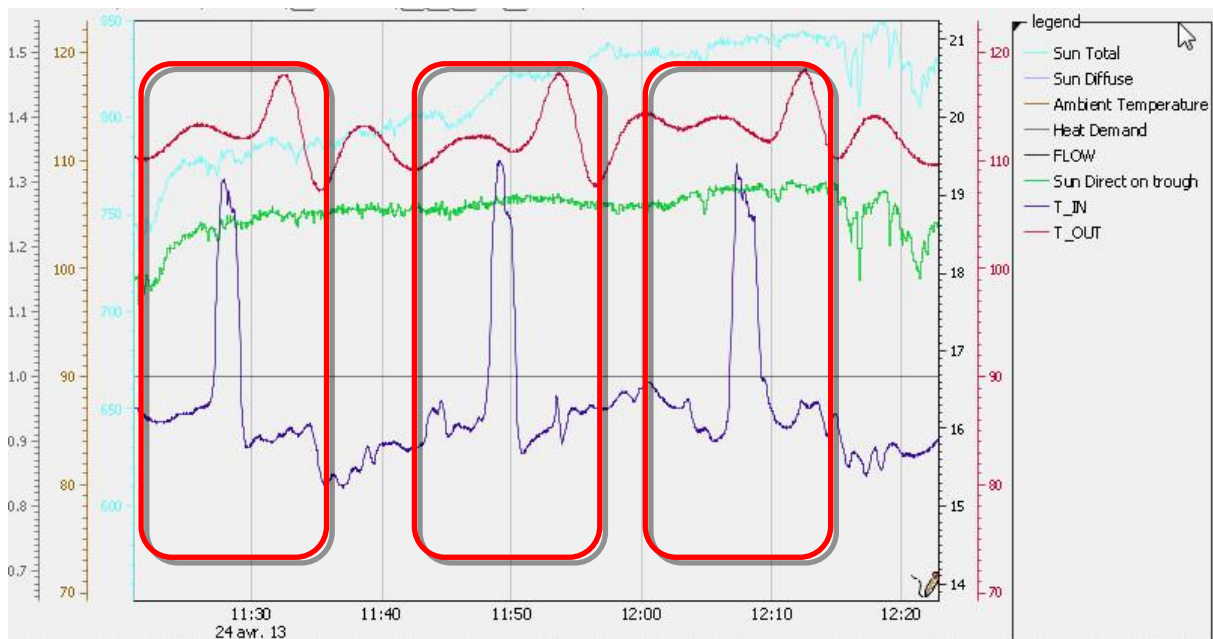
Problembeschrieb: Im Rücklauf zum Solarfeld treten regelmässig Temperaturspitzen bis 110 °C auf. Möglicherweise werden diese Spitzen durch ein kurzzeitiges Abschalten des Sekundärkreislaufs (Pumpe) hervorgerufen. Möglich (aber unwahrscheinlicher) ist auch, dass die Temperaturspitzen auch auf dem Rücklauf des Sekundärkreises stattfinden.

Die Temperaturspitzen können im Solarfeldkreislauf nicht ausreichend abgefedert werden und es kommt zur Überhitzung in den Kollektoren mit temporärer Abschaltung (Defokussierung) einzelner Kollektoren.

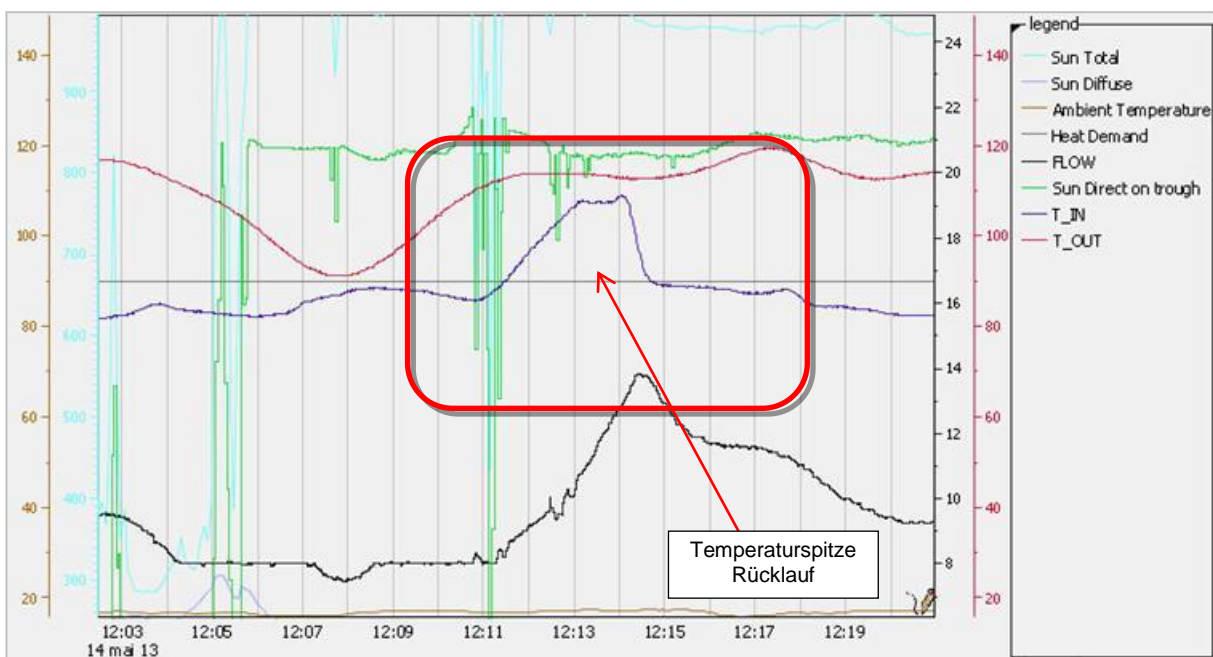
Die Grafiken unten zeigen einige Tagesausschnitte mit diesen Temperaturspitzen.



Temperaturspitzen am Vormittag, Bildausschnitt 3h



Temperaturspitzen Rücklauf um den Mittag, Bildausschnitt ca. 1h



Temperaturspitzen um den Mittag, Bildausschnitt ca. 20 Minuten

Lösungsansätze: Mit TECO überprüfen, was der Grund für die Temperaturspitzen ist

1. Wenn ein Problem mit der Pumpe im Sekundärkreislauf vorliegt, dann Problem TECO-seitig beheben.
2. Wenn Temperaturspitzen auch im Sekundärkreislauf auftreten, Ursache herausfinden und beheben falls möglich.
3. Wenn die Temperaturspitzen nicht vermieden werden können, eine vorausschauende Regelung der Kollektoren implementieren (Offset Tracking beim Anstieg des Rücklaufs über z.B. 105°C).

4.4.3. Hydraulischer Abgleich zwischen Kollektorreihen

Problembeschrieb

Der Durchfluss durch die 17 parallelen Kollektorreihen konnte bisher nicht befriedigend abgeglichen werden. Zwischen den Austrittstemperaturen der einzelnen Kollektoren bestehen Unterschiede bis 10K, was auf Differenzen im Durchfluss von über 50% hinweist. Schwierig ist vor allem der Abgleich für tiefe und für hohe Feld-Volumenströme gleichermaßen, mit der gleichen Einstellung. Im Winter müssen tiefe Volumenströme gefahren werden, um auf die Soll-Austrittstemperaturen zu kommen, Im Sommer z.T. der maximale Volumenstrom.

Weil die Maximaltemperatur im Solarkreis sehr tief begrenzt ist, kommt es zu häufigen Übertemperaturabschaltungen einzelner Kollektoren (temporär, jeweils nur ca.60s).

Lösungsansätze

1. Die Abgleichventile nochmals einregeln, basiert auf den Austrittstemperaturen der Kollektoren im stabilen Betrieb
2. Maximaltemperatur im Kollektorkreis erhöhen (siehe unten)

4.4.4. Temperaturlimitierung im Kollektorkreis, Übertemperaturalarml

Problembeschrieb

Gemäss Sanitärplaner wurde der Solarkreis auf eine Maximaltemperatur von 120°C ausgelegt. Das ist zu tief, da die Solltemperatur des Vorlaufs ebenfalls um die 120°C liegt und darüber eine grosszügige Reserve für Temperaturschwankungen und ungleiche Temperaturen in den Kollektorreihen benötigt wird (siehe auch oben). Es sollte möglich sein, lokal bis 140°C zu gehen (einzelne Kollektoren) und im kombinierten Vorlauf bis 130°C.

Die Temperaturlimite wurde bereits auf 125°C im Gesamtvorlauf und 135°C bei einzelnen Kollektoraustritten erhöht, weil sonst ein gleichmässiger Betrieb kaum möglich ist.

Lösungsansätze

1. Die weiter oben beschriebenen Probleme mit Temperaturspitzen und mangelhaftem hydraulischem Abgleich beheben oder verbessern. Das führt automatisch zu geringerer Anforderung an die Maximaltemperatur.
2. Mit Lieferanten der temperaturkritischen Komponenten abklären, ob eine Erhöhung der Maximaltemperatur zulässig ist, bis zu welcher Temperatur und mit welchen Folgen für die Lebensdauer, Dichtigkeit, etc. Aufgrund dieser Aussagen eine aktuelle Maximaltemperatur neu definieren.
3. Falls die Temperaturlimite nicht genügend erhöht werden kann, Ersatz der temperaturkritischen Komponenten mit höherer Qualität. Die Kosten müssen abgeklärt werden.
4. Umbau auf direkten Kreislauf, ohne Sekundärkreislauf:
 - Umstellen auf Wasser anstelle von Wasser/Glykol im Solarkreis
 - Änderung der Verrohrung, so dass ohne Wärmetauscher direkt das Speicherwasser im Solarkreis zirkuliert
 - Frostschutzschaltung im Winter: Bei Aussentemperaturen unter dem Gefrierpunkt wird der Solarkreis jeweils z.B. alle 1h kurz zirkuliert. Bei unterschreiten von z.B. 3°C wird der Solarkreis auf 5°C aufgeheizt.

4.4.5. Schwankungen des Signals vom Direktstrahlungssensor

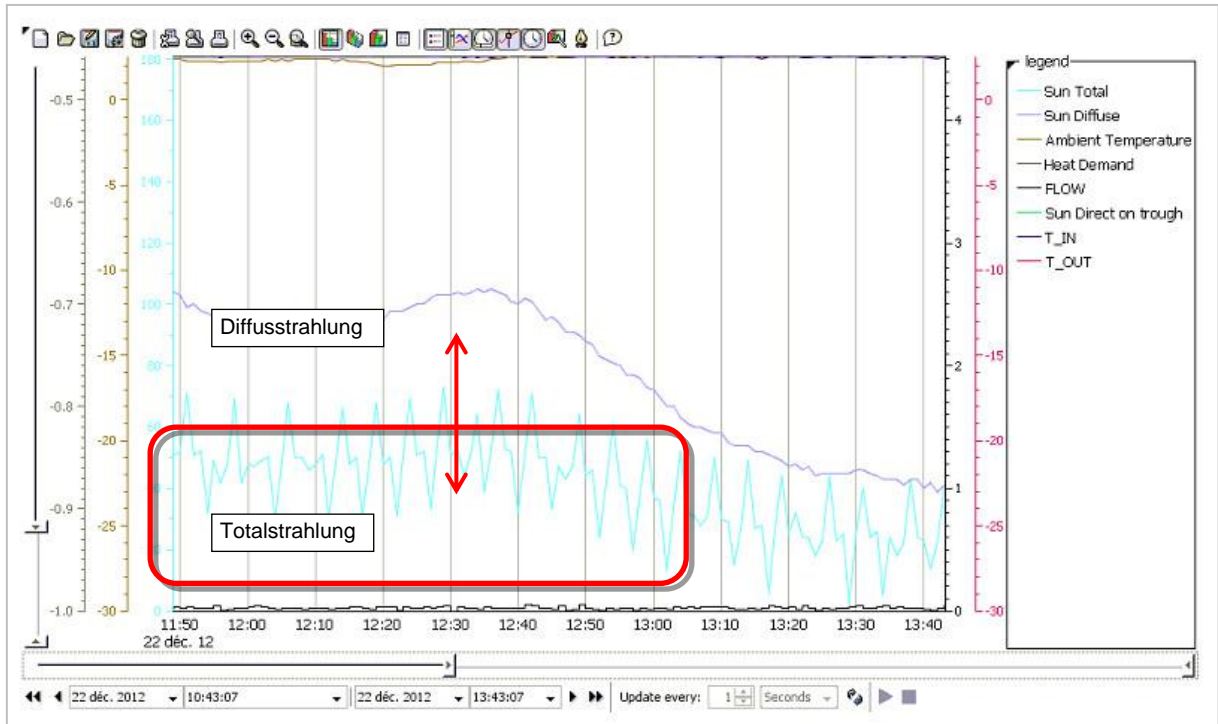
Problembeschrieb

Das Signal für Total-Horizontalstrahlung (Sun Total) und Diffus-Horizontalstrahlung (Sun Diffuse) erscheint meistens plausibel. Periodisch werden aber Werte gemessen, welche nicht möglich oder nicht plausibel sind:

- Diffusstrahlung < Totalstrahlung (siehe erste Grafik unten): Das ist nicht möglich und führt zu gerechneten negativen Werten der Direktstrahlung. Bis -60 W/m² Direktstrahlungsanzeige wurde bereits beobachtet.

- Sehr rasche Änderung in der Totalstrahlung (Stufe). In einigen Fällen sind solche Stufen beobachtet worden, welche eindeutig nicht plausibel waren, weil eine entsprechende Änderung an der Kollektorfeldleistung hätte beobachtet werden müssen (siehe zweite und dritte Grafik unten).

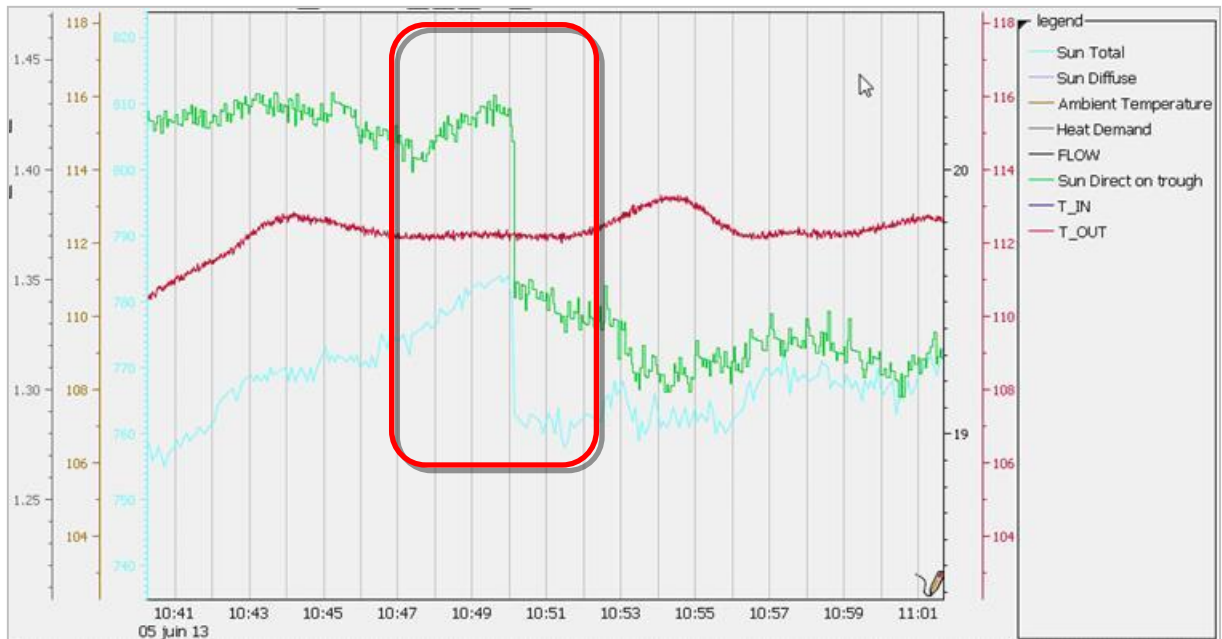
Diese Fehler in der Strahlungsmessung beeinträchtigen den Betrieb nicht (oder kaum). Da die Strahlung aber zur Beurteilung der Leistung und des Wirkungsgrades der Solaranlage herangezogen wird, sollte der Fehler unbedingt behoben werden.



Totalstrahlung um ca. 50W/m² tiefer als Diffusstrahlung (-> unmöglich), sowie stark oszillierendes Totalstrahlungssignal.



Gemessene Direktstrahlung während ca. 20' mehr als verdoppelt, ohne Erhöhung der Leistung des Solarfeldes



Unrealistisch erscheinender Step-Change des Direktstrahlungswertes.

Lösungsansätze

Fehleranalyse auf der ganzen Messkette. Wir schlagen vor, dass dies durch das SPF geschieht, welche bereits Erfahrung mit dem SPN-1 Sensor hat und für die Auswertung der Anlage (Auftrag BfE) auf verlässliche Messwerte angewiesen sind.

4.4.6. Zusammenfassung der Probleme und Lösungsansätze

Zur besseren Übersicht sind die oben beschriebenen Probleme und die Lösungsansätze nochmals tabellarisch zusammengefasst:

Problem / Beobachtung	Lösungsansätze
<p>4.1 Verbrauchsprofil und Speicherkapazität: Nicht genügend Wärmeverbrauch am Nachmittag an sonnigen Tagen -> Teilweise Abschaltung Kollektoren</p>	<ul style="list-style-type: none"> ■ Anpassung des Verbrauchsprofils durch Änderungen im Tagesablauf in der Produktion. ■ Optimierung des Speichermanagements, z.B. der Zuschaltung des Ölkessels oder des Ladens des zweiten Speichers auf tieferem Temperaturniveau (BWW). ■ Einbindung eines zusätzlichen Verbrauchers, z.B. Warmwasserspeicher ■ Vergrößerung des Speichervolumens durch einen zusätzlichen Solarspeicher.
<p>4.2 Temperaturspitzen im Rücklauf: Führt zu Abschaltung der Kollektoren wegen Temperaturlimitierung.</p>	<p>Mit TECO überprüfen, was der Grund für die Temperaturspitzen ist</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ Wenn ein Problem mit der Pumpe im Sekundärkreislauf vorliegt, dann Problem TECO-seitig beheben. ■ Wenn Temperaturspitzen auch im Sekundärkreislauf auftreten, Ursache herausfinden und beheben falls möglich. ■ Wenn die Temperaturspitzen nicht vermieden werden können, Regelung der Kollektoren optimieren.
<p>4.3 Hydraulischer Abgleich zwischen Kollektorreihen: Grosse Unterschiede zwischen Kollektoraustrittstemperaturen, problematisch wegen Temperaturlimitierung</p>	<ul style="list-style-type: none"> ■ Die Abgleichventile nochmals einregeln, basiert auf den Austrittstemperaturen der Kollektoren im stabilen Betrieb ■ Maximaltemperatur im Kollektorkreis erhöhen (siehe unten)
<p>4.4 Temperaturlimitierung im Kollektorkreis auf 120°C ist zu tief</p>	<ul style="list-style-type: none"> ■ Die weiter oben beschriebenen Probleme mit Temperaturspitzen und mangelhaftem hydraulischem Abgleich beheben. Das führt zu geringerer Anforderung an die Maximaltemp. ■ Ev. Erhöhung der Maximaltemperatur, falls zulässig (Abklärung mit Lieferanten). ■ Ersatz der temperaturkritischen Komponenten mit höherer Qualität. ■ Umbau auf direkten Kreislauf, ohne Sekundärkreislauf: <ul style="list-style-type: none"> ○ Umstellen auf Wasser statt Wasser/Glykol ○ Direkterwärmung, ohne Wärmetauscher ○ Frostschutzschaltung im Winter
<p>4.5 Schwankungen Signal SPN-1 Strahlungssensor</p>	<ul style="list-style-type: none"> ■ Fehleranalyse und -Behebung durch SPF

5. Diskussion / Würdigung der Ergebnisse/ Erkenntnisse

Ohne das Engagement der Emmi und der unterstützenden Stellen BFE und Kanton Jura wäre das Projekt nicht realisierbar gewesen. Diesen Stellen gebührt der aufrichtige Dank für die Ermöglichung.

Das Projekt ist ein gutes Beispiel für die effiziente Zusammenarbeit vieler, unabhängiger Stellen: so konnten Projektsitzungen mit Teilnehmern aus Saignelégier, Freiburg, Hünenberg, Zürich und Emmen teilweise als ressourcenschonende Video- bzw. Telefonkonferenzen abgehalten werden.

Die laufenden Verfeinerungen der Steuerungssoftware wurden direkt über Fernwartung aus Australien geleistet.

6. Schlussfolgerungen, Ausblick, nächste Schritte nach Projektabschluss

Die Machbarkeit und industrielle Nutzung von Solarthermie mit Parabolrinnenkollektoren konnte demonstriert werden.

Die dezentrale Zusammenarbeit der involvierten Stellen hat erfolgreich funktioniert.

Damit steht einer Anwendung der Technik im Sonnengürtel der Erde, wo

- mit einem wesentlich höheren, alljährigen Ertrag gerechnet werden kann,
- die Infrastrukturkosten deutlich tiefer zu liegen kommen,

nichts mehr im Wege.

