

Zwischenbericht Oktober 2002

Qualitätssicherungssystem für Solaranlagen

Methode zur permanenten Funktionskontrolle thermischer Solaranlagen

ausgearbeitet durch
Urs Grossenbacher
EnergieBüro Grossenbacher
Pestalozzistr. 10, 3280 Murten



Zusammenfassung

Das Ziel der vorliegenden Arbeit besteht darin, die im Rahmen der ersten Etappe [Syn 98] beschriebenen Verfahren zur permanenten Funktionskontrolle thermischer Solaranlagen auf realen, in Betrieb stehenden Anlagen in die Praxis umzusetzen und die Möglichkeiten und Grenzen derselben auszuloten. Zu diesem Zweck wurden zwei Anlagen, eine im Bernischen Münchenwiler bei Murten (Anlage Rüti) und eine in Thun (Anlage Thun) mit labormässiger Sensorik und Datenerfassungsgeräten ausgerüstet. Es wird dabei ausschliesslich der Kollektorkreis betrachtet und nicht in die bestehenden Steuerungen eingegriffen.

Im Zentrum der Untersuchungen stehen zwei Methoden, mit welchen die Funktionskontrolle durchgeführt werden soll: die Spektralmethode und die Energiebilanzmethode:

Die Spektralmethode basiert auf der vergleichenden Analyse der transienten Temperaturänderungsvorgänge im Kollektorkreis nach Einschalten der Pumpe. Zu diesem Zweck werden die in sekundlicher Zeitauflösung gemessenen Temperatursignale mittels Fouriertransformation in den Spektralbereich transformiert. In dieser Form lassen sich die erhaltenen Signale automatisiert miteinander vergleichen. Die Spektralmethode hat den Vorteil, dass nur ein oder zwei zusätzliche Temperaturfühler notwendig sind. Die Schwierigkeit und damit ein gewisser Nachteil dieser Methode liegt in der erforderlichen fehlerfreien Lernphase, welche notwendig ist, damit später fehlerhaftes Anlageverhalten von fehlerfreiem unterschieden werden kann.

Die Energiebilanzmethode kommt ohne Lernphase aus und basiert auf dem Vergleich des nach dem Einschalten der Pumpe erwarteten Energiegewinn oder -Verlust im Speicher nach einem Pumpintervall mit der gleichzeitig gemessenen Wärmemenge. Der Nachteil der erforderlichen Wärmemengenmessung wird relativiert, indem die Volumenstrommessung mittels Temperaturflankendurchlaufzeitmessung ausgeführt wird. Damit ist kein mechanischer Volumenstrommessteil erforderlich aber mindestens drei zusätzliche Temperaturfühler.

Während der Messdatenaufzeichnung wurden bei beiden Anlagen verschiedene Störungen simuliert. Diese wurden durch Verstellen der Pumpenleistung und durch verschiedene Kollektorabdeckungen ausgeführt. Die Auswertungen der Messdatenreihen erfolgte dann ‚Offline‘ d.h. mit Hilfe verschiedener üblicher EDV-Hilfsmittel.

Die Auswertungen der gemessenen Daten zeigten für beide Methoden durchaus erfreuliche Ergebnisse. D.h. es konnten mit beiden Verfahren die simulierten Störungen vom fehlerfreien Betrieb unterschieden werden. So konnte bei der Anlage Rüti mit einem einzigen Temperaturfühler (d.h. Spektralmethode) eine Kollektorleistungsreduktion ab etwa 10 - 20% mit einer Treffsicherheit von 88% erkannt werden. Dieselben Auswertungen auf der Anlage Thun zeigten insofern ein anderes Bild, weil dort derselbe Fehler besser mit Hilfe eines anderen Messpunktes erkannt werden konnte.

Die Auswertung der Messdaten mittels der Energiebilanzmethode stehen zur Zeit noch am Anfang. Für die Anlage Rüti zeigten die Untersuchungen recht genaue Ergebnisse bis etwa Mitte Juni, dann steigen die Systemtemperaturen auf über 50°C und die Streuungen der Resultate erreichten dieselbe Grösse, wie vorher die bewusst simulierten Fehler mittels Kollektorleistungsreduktion. Der Grund scheint in einem unplausiblen Zusammenhang zwischen dem von der Pumpe geförderten Volumenstrom und der Fluidtemperatur zu liegen.

Trotz noch vorhandenen Unsicherheiten scheint ein einfacher und kostengünstiger Weg in Sicht zu sein, der bei künftigen Solaranlage die rote Warnlampe ermöglicht, welche den Anlagebesitzer über anstehende Fehlfunktionen informiert.

Die als nächstes anstehenden Arbeiten werden sich auf die Verfeinerung der Spektralmethode im Bereich der Signalverarbeitung sowie auf weiterführende Untersuchungen mit der Energiebilanzmethode konzentrieren, sobald von der Anlage Thun mehr Messdaten vorhanden sind. In der Abschlussphase steht dann die Umsetzung der Erkenntnisse in ein Flussdiagramm im Zentrum, welches die Grundlage zur industriellen Umsetzung der Überwachungsalgorithmen auf spezifisch dazu geeigneter Hardware bildet.

Résumé

Le but de ce projet consiste à concrétiser, en expérience réelle, le projet de contrôle permanent du fonctionnement d'installations solaires thermiques décrit dans la 1^{ère} phase, au travers d'installations existantes [Syn 98]. Ceci afin d'en évaluer les possibilités, mais aussi les limites.

Pour ce faire, deux installations ont été choisies. La première à Münchenwiler BE près de Morat (installation Rüti). La deuxième à Thoune (installation Thun). Les deux installations furent équipées de capteurs de températures et d'enregistreurs de données de qualité. Pour cette expérience, seul le circuit solaire fut analysé, sans aucune intervention dans la régulation existante. Deux méthodes de contrôle -la méthode 'spectrale' et la méthode 'bilan d'énergie' – sont au centre de la présent projet.

La méthode spectrale repose sur l'analyse comparative des fluctuations de températures en régime transitoire dans le circuit solaire, après mise en route de la pompe. A cet effet, les signaux de températures, enregistrés seconde par seconde, sont convertis par transformée de Fourier en spectre de fréquences. Par ce principe, les signaux collectés sont comparés automatiquement entre eux. La méthode spectrale a l'avantage de ne demander qu'un ou deux capteurs de température supplémentaires. La difficulté réside – et par là aussi un certain inconvénient – dans la nécessité d'une phase d'acquisition initiale du fonctionnement de référence qui ne doit contenir aucune erreur afin que, par la suite, tout dysfonctionnement de l'installation puisse être détecté sans difficulté, par rapport au comportement sans erreur.

La méthode dite du bilan d'énergie ne nécessite pas de phase d'acquisition initiale. Elle repose sur le principe de comparaison du gain ou de la perte d'énergie attendue dans l'accumulateur après un intervalle de pompage avec mesure simultanée de la quantité de chaleur. L'inconvénient lié à la mesure de la quantité de chaleur peut être relativisé par l'installation de capteurs de température réagissant sur les écarts de température (cf. illustration 13) du fluide, renseignant ainsi sur la vitesse de propagation. En utilisant ce principe, aucun appareil de mesure du volume de débit n'est nécessaire. Par contre, au moins trois capteurs de températures supplémentaires sont utilisés.

Au cours de l'enregistrement des données, plusieurs dysfonctionnements ou pannes des installations furent simulés. Soit en modifiant le débit des pompes, soit en recouvrant partiellement les capteurs solaires. L'évaluation des données ainsi recueillies se fit alors 'offline', ces dernières étant traitées sur PC.

L'évaluation des données traitées montra des résultats réjouissants. Lors des pannes et dysfonctionnements simulés, les deux méthodes permirent nettement de différencier le fonctionnement perturbé du fonctionnement normal des installations. Ainsi sur l'installation Rüti (méthode spectrale), un seul capteur de température permit déjà de déceler une diminution de 10 à 20% du rendement des capteurs solaires. Et cela avec un taux de réussite de 88%. Les mêmes évaluations sur le site Thun donnèrent une image un peu différente. Le même défaut put être mieux décelé au travers d'un autre point de mesure.

L'évaluation des données par la méthode du bilan d'énergie en est encore à ses débuts. Sur l'installation Rüti, l'expérience donna des résultats fort précis jusqu'à environ mi-juin. Par la suite, les températures du système montèrent à plus de 50°C. L'éventail des résultats présenta alors la même dispersion que lors de la simulation de panne, c'est-à-dire lors de la réduction de la surface des capteurs solaires. La cause semble être - supposition non-vérifiée – une relation entre la quantité débitée par la pompe et la température de fluide.

Malgré encore quelques incertitudes, une voie très intéressante se dessine, pour qu'à terme et à moindres frais, un propriétaire d'installation solaire puisse être averti rapidement de tout dysfonctionnement de l'installation. Et cela par un simple voyant rouge.

Les prochains travaux consisteront en l'affinement du traitement des signaux de la méthode spectrale ainsi qu'en une étude plus approfondie de la méthode du bilan d'énergie dès que de plus amples données de l'installation de Thun seront en notre possession. La phase finale consistera à convertir les connaissances acquises en un structogramme, composant alors la base pour l'exploitation industrielle des algorithmes de contrôle, utilisable sur du matériel approprié.

Inhaltsverzeichnis

1	Ausgangslage.....	6
1.1	Resultate der ersten Etappe	6
1.2	Ziel der zweiten Etappe	6
2	Konzept und Aufbau der Arbeitshilfsmittel	7
2.1	Messdatenverarbeitungskonzept	7
2.2	Aufbau und Instrumentierung der Anlagen	8
2.2.1	Anlage Rüti	8
2.2.2	Anlage Thun	9
2.3	Die simulierten Fehlfunktionen	10
2.3.1	Reduzierte Kollektorleistung	10
2.3.2	Andere Störungen	12
3	Anwendung der Spektralmethode	13
3.1	Konzept der Spektralmethode	13
3.2	Signalverarbeitung	13
3.3	Auswertung.....	15
3.3.1	Methodik	15
3.3.2	Resultate	16
4	Anwendung der Energiebilanzmethode	18
4.1	Konzept der Energiebilanzmethode	18
4.2	Auswertung.....	20
4.2.1	Volumenstrommessung	20
4.2.2	Energiebilanzbildung	22
5	Weiteres Vorgehen	24
5.1	Noch offene Fragen	24
5.1.1	Spektralmethode	24
5.1.2	Energiebilanzmethode	24
5.1.3	Wann soll Alarm ausgelöst werden?	25
5.2	Die nächsten Schritte.....	25
6	Literaturverzeichnis	26
	Anhang	

1 Ausgangslage

1.1 Resultate der ersten Etappe

Der im Dezember 1998 fertiggestellte Schlussbericht zur ersten Etappe dieses Projektes hält im Wesentlichen fest, dass eine einfache und damit kostengünstige permanente Funktionskontrolle sich auf die Überwachung der stets korrekten Funktion des Solarkreislaufs beschränken soll. Denn sobald die variablen Parameter am Speicher in den Überwachungsalgorithmus mit einbezogen werden müssen, ist einerseits der Aufwand an zusätzlicher Sensorik höher und andererseits wird die Anzahl der zu unterscheidenden Konzepte grösser.

Es wurden daher zwei Möglichkeiten vorgeschlagen, mit welchen sich die Funktion des Kollektorkreislaufs überwachen lassen:

- *Spektralmethode*: Mit lediglich *einem* zusätzlichen Temperaturfühler kann der transiente Temperaturverlauf an der Kollektorleitung vor dem Wärmetauschereingang nach Pumpeneinschaltung aufgezeichnet und mittels Fouriertransformation im Frequenzbereich abgebildet werden. Ein Vergleich dieser Sprungantwort mit einer aufgezeichneten Referenzsprungantwort der fehlerfreien Anlage erlaubt Rückschlüsse auf mögliche Anlagestörungen.
- *Energiedifferenzberechnung*: Wird das Einschaltkriterium der Kollektorkreispumpe nicht allein nach einer fix eingestellten Temperaturdifferenz zwischen Speicher und Kollektor bestimmt, sondern modulierend unter Einbezug der Temperatur der stehenden Kollektorleitungen, dann kann mittels einer Wärmemengenmessung beim Wärmetauschereingang am Speicher überprüft werden, ob die Pumpeneinschaltung zu dem erwarteten Energiegewinn führte.

Es versteht sich von selbst, dass gewisse Fehlfunktionen weiterhin mit den teilweise bekannten und standardmässigen Methoden durch die Steuerung der Solaranlage überwacht werden müssen. Dazu gehören beispielweise die nächtliche thermische Rückwärtszirkulation in Folge eines undichten Rückschlagventils oder die Überwachung eines Kabelbruchs eines Temperaturfühlers.

1.2 Ziel der zweiten Etappe

In der nun aktuellen zweiten Phase des Projektes soll in erster Linie die Anwendbarkeit der beiden Methoden (Spektralmethode und Energiebilanzmethode) durch Versuche auf realen Anlagen verifiziert werden. Dabei soll auch der Frage nachgegangen werden, welche Fehlfunktionen mit welcher Methode wie sicher erkannt werden können. Im Weiteren soll der Schlussbericht ein Pflichtenheft für die industrielle Umsetzung eines entsprechenden Gerätes enthalten.

2 Konzept und Aufbau der Arbeitshilfsmittel

2.1 Messdatenverarbeitungskonzept

Grundsätzlich werden die Analysen ‚Offline‘ durchgeführt. Das heisst: die relevanten Betriebsdaten der Anlage werden mittels Datenlogger ständig erfasst und das Verhalten der Anlage auf normale oder gestörte Betriebsbedingungen wird später im Büro mit normalen EDV-Hilfsmitteln analysiert und beurteilt.

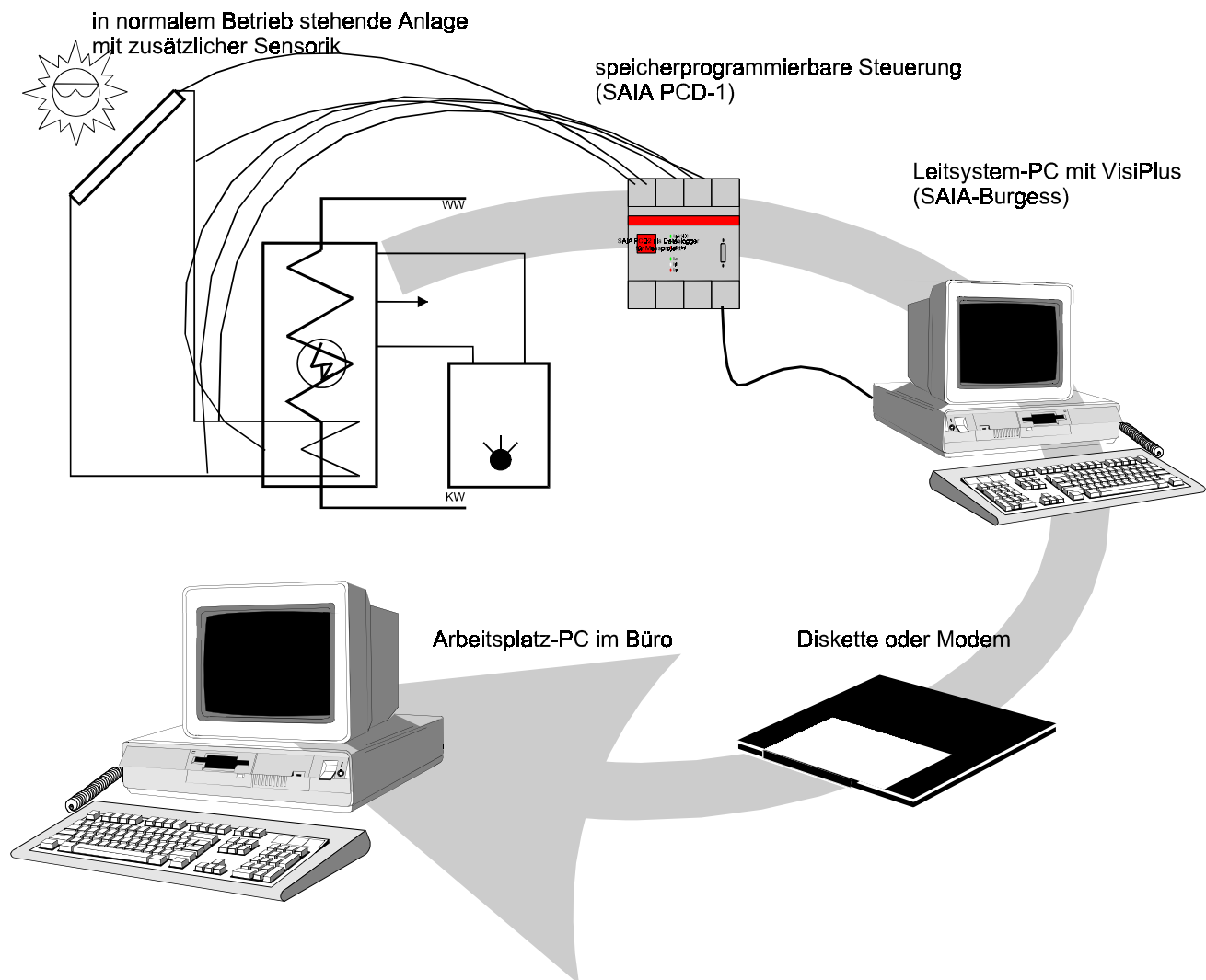


Bild 1: Messdatenverarbeitungskonzept

2.2 Aufbau und Instrumentierung der Anlagen

2.2.1 Anlage Rüti

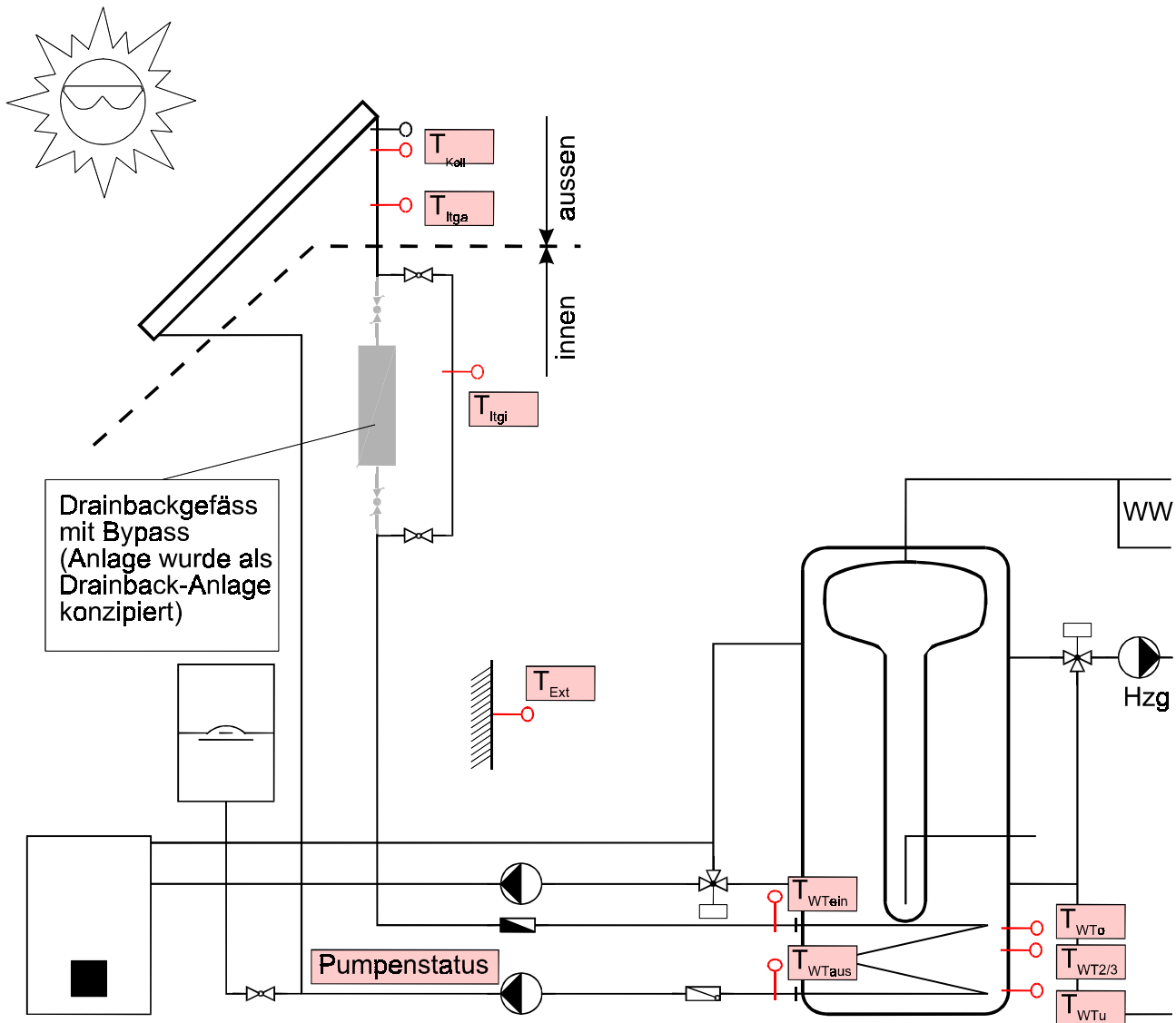


Bild 2: Prinzipschema Anlage Rüti (Tabelle der Messpunkte und Leitungslängen s. Anhang)

Eckdaten der Anlage:

Baujahr / IBS: 1990

Kollektorfeld: 11.8m² trocken angekoppelte Heatpipe-Kollektoren (Fournelle) in zwei seriell geschalteten Feldern, Ausrichtung: Dach: -43 Grad Ost, Röhren: ca. -33° Ost, Neigung: 23°

Speicher: Kombi-Speicher (Jenni) 4200 Liter, 2.9m hoch, 1.4m Durchmesser, 1 Glattrohr-WT 36m

Betriebsweise: Zusatzheizung: Stückholzkessel, WW und Radiator-Heizung für 2 Wohnungen, kein Elektroinsatz

Besonderheiten: Die Anlage ist als Drainback-Anlage konzipiert, gebaut und betrieben worden. Für das Messprogramm musste das Drainbackgefäß mittels Bypass ausser Betrieb genommen und der Kollektorkreis mit Frostschutz gefüllt werden. Die Steuerung ist Teil eines integrierten Haustechnik-Regel- und Steuersystems auf SPS-Basis.

2.2.2 Anlage Thun

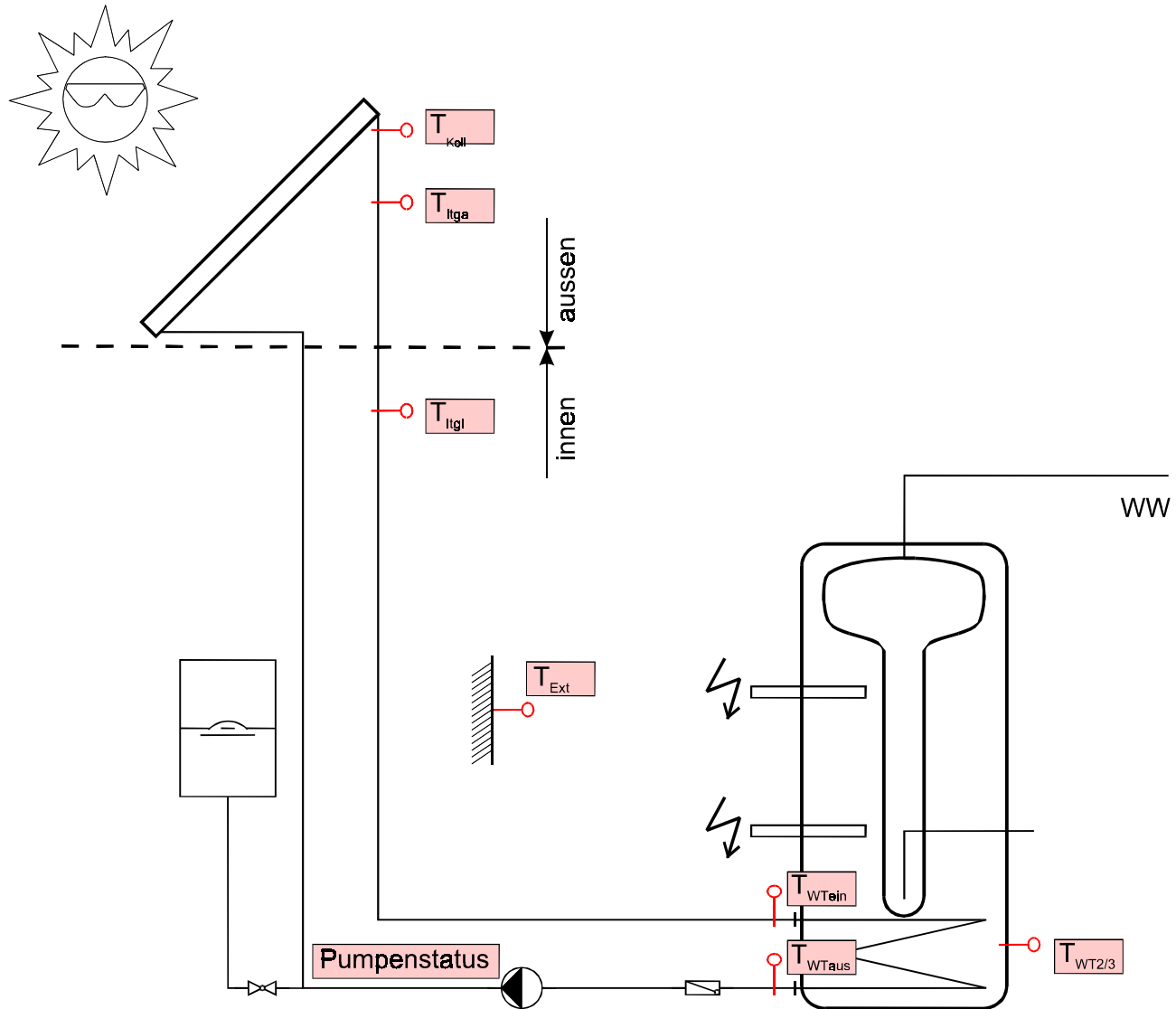


Bild 3: Prinzipschema Anlage Thun

Eckdaten der Anlage:

Baujahr / IBS: 2001

Kollektorfeld: 15.6m² aufgeständerte Flachkollektoren mit Fahnenabsorber (Domino 260, SPF-Nr. C514) in zwei parallel geschalteten Feldern, Ausrichtung: 0° Süd, Neigung: 35°

Speicher: Kombi-Speicher (Feuron) 1000 Liter, Solartauscher 2.4m², zwei Elektroheizungen à 6kW

Betriebsweise: Zusatzheizung: nur elektrisch, WW-Verwendung für Duschraum (industr. Betriebe)

Besonderheiten: Die Anlage ist ein Standard-Produkt von Friap. Die Messungen und die Betriebserfahrungen zeigten, dass der Speicher zu knapp für die vorhandene Kollektorfläche ist und die Anlage im Sommer regelmässig ausdampft. Die vorhandene Steuerung erkennt dies nicht und die Pumpe läuft dabei ohne zu schöpfen weiter. Zudem führt die kleine Einschalttemperaturdifferenz von 8°K oft dazu, dass die Pumpe ein- und ausschaltet, ohne dabei ein Pumpintervall zu vollenden oder während einer längeren Zeit in Betrieb zu stehen.

2.3 Die simulierten Fehlfunktionen

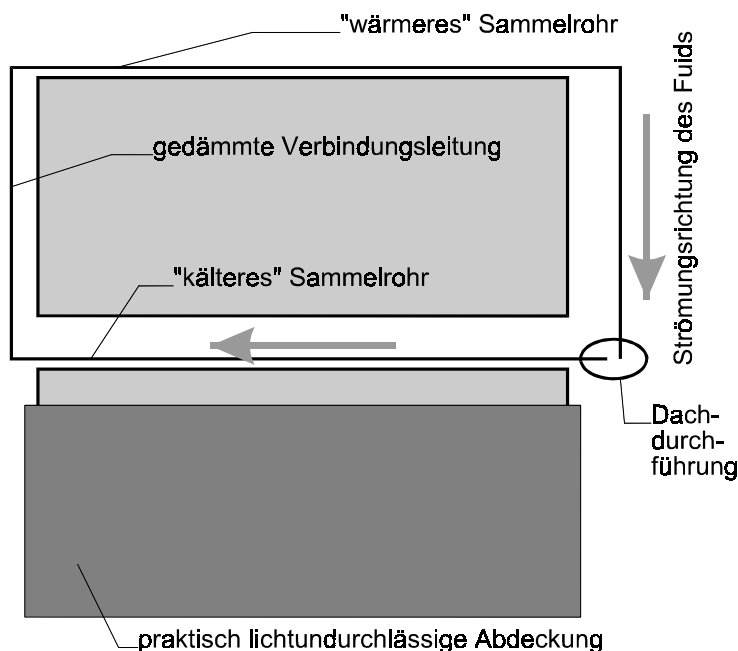
2.3.1 Reduzierte Kollektorleistung

Zur Simulation von Störungen im Kollektorfeld wurden verschiedene temporäre Kollektor-Teilabdeckungen gemacht:



Bild 4: Teilabdeckung des Kollektorfeldes der Anlage Rüti mit einem weissen Geo-Vlies

Dabei ist es wichtig, die Art und Weise der Abdeckung bezüglich des Abdeckungsmaterials und des gewählten Teils des Kollektorfeldes bei der späteren Interpretation der Analyse-Ergebnisse zu kennen und zu berücksichtigen. Die zuerst durchgeführte Teilabdeckung an der Anlage Rüti mit einem Vlies beispielsweise führt fast zum „Ausschalten“ eines der beiden in Serie geschalteten Felder.



Aus der Sicht eines sehr flink reagierenden Temperaturfühlers, sieht durch diese Teilabdeckung der Temperaturverlauf an einer Messstelle nach dem Kollektor deutlich anders aus, als wenn beide Teilfelder die gleiche Wärmeleistung bringen. Dies ist vor allem beim ersten Einschaltvorgang nach der Nacht ausgeprägt, wenn der stehende Leitungsinhalt Umgebungstemperatur angenommen hat und mit dem erstmaligen Durchströmen des Sammelrohrs dieser nicht auf die volle Kollektortemperatur aufgeheizt wird. Es ist daher anzunehmen, dass dieser „Fehler“ mit der Spektralmethode leicht erkannt werden kann.

Bild 5: schematische Darstellung der Teilabdeckung für eine Leistungsreduktion von ca. 40%

Die vorgängig beschriebene Abdeckung wurde nach einer Periode von einem Monat (April) reduziert auf einen Sechstel der gesamten Fläche. Dabei wurde bewusst der kälteste Teil des Kollektors abgedeckt:

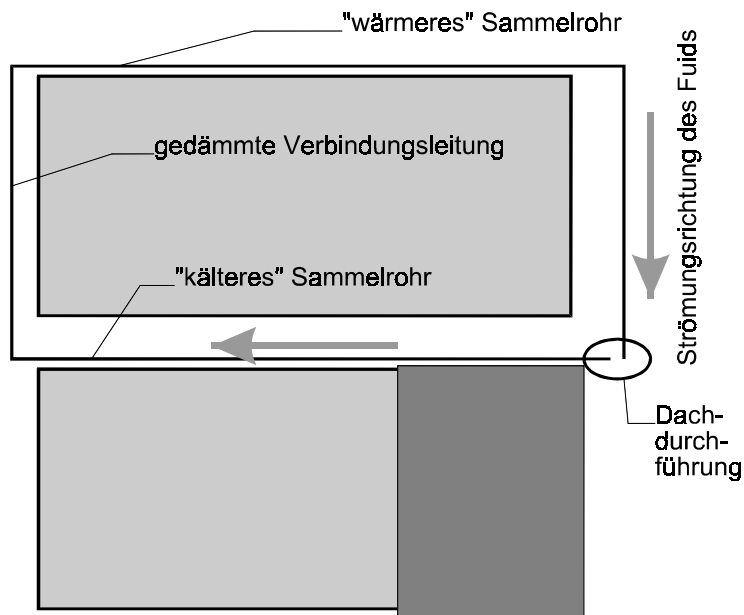


Bild 6: schematische Darstellung der Teilabdeckung für eine Leistungsreduktion von ca. 20 - 30%

Auf der Anlage Thun wurden ebenfalls zwei verschiedene Teilabdeckungen durchgeführt. Zuerst wurden zwei Kollektoren des einen Feldes mit einer komplett lichtundurchlässigen Folie abgedeckt:

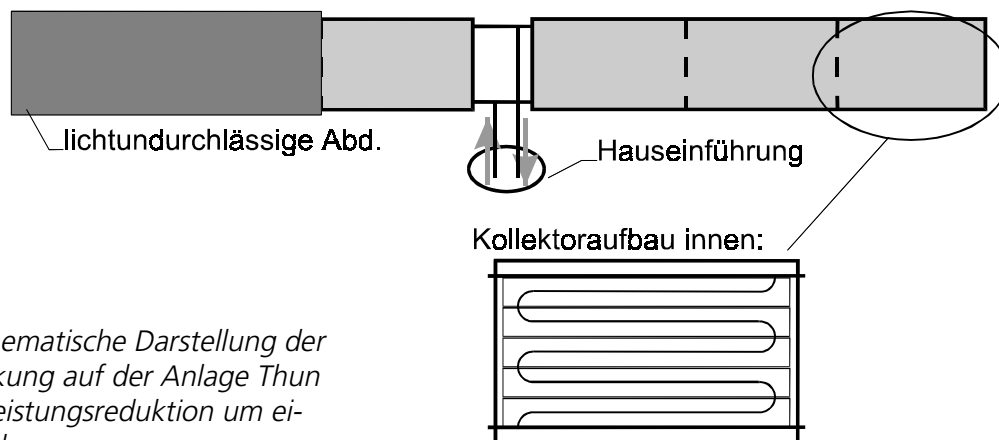


Bild 7: schematische Darstellung der Teilabdeckung auf der Anlage Thun für eine Leistungsreduktion um ein Drittel

Diese Teilabdeckung wurde während zwei Wochen in der ersten Oktoberhälfte eingesetzt und darauf durch eine ganzflächige Abdeckung mit einem Lichtdurchlässigen Material ersetzt. Das dazu verwendete Netz stammt aus einer Gärtnerei und wird dort als Hagelschutznetz eingesetzt. Aus diesem Grund ist der Abschattungsfaktor nicht deklariert und kann vorläufig nur abgeschätzt werden. Ich nehme an, dass die Sonneneinstrahlung um etwa 30 – 40% reduziert wird.

Im Gegensatz zur Teilabdeckung einer Partie des Kollektorfeldes verursacht die ganzflächige Abdeckung mit einem lichtdurchlässigen Material keine Asymmetrien innerhalb des Kollektorfeldes und entspricht somit im Prinzip der real möglichen Fehlerquelle verschmutzter Kollektoren oder solchem mit Kondenswasser. Damit soll festgestellt werden, ob mit den angewendeten Methoden der Funktionskontrolle diese Art Fehler auch erkannt werden kann.

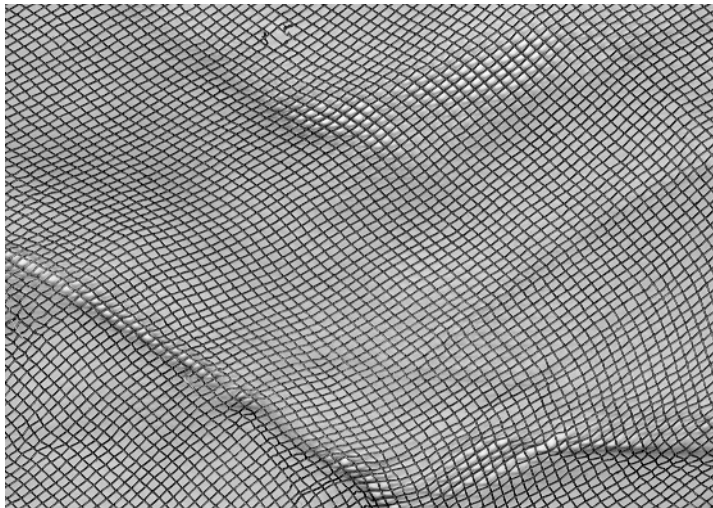


Bild 8: Die Struktur des Netzes ist ziemlich vergleichbar mit derjenigen von Insektenschutznetzen



Bild 9: Die Kollektoranlage in Thun mit der ganzflächigen Abdeckung mit einem Netz

2.3.2 Andere Störungen

- veränderte Pumpenleistung: Stufe der dreistufigen Umwälzpumpe wechseln
- Fehler in der Steuerung: Verstellen der Einschalt-Temperaturdifferenz

3 Anwendung der Spektralmethode

3.1 Konzept der Spektralmethode

Um die Eigenheiten der mit dem Begriff ‚Spektralmethode‘ bezeichneten Funktionskontrolle zu verstehen, sind im Wesentlichen zwei spezifische Aspekte massgebend:

- Mit der Spektralmethode wird der Kollektorkreis ausschliesslich auf relative Abweichungen überwacht. Das bedeutet, dass der Überwachungsalgorithmus zuerst eine Lernphase benötigt, die einen fehlerfreien Anlagebetrieb abbildet. Nach einer festzulegenden Strategie ist diese Lernphase abgeschlossen und ab diesem Zeitpunkt vergleicht die Überwachung das jeweils erste (oder auch alle) Einschaltverhalten pro Tag mit dem als fehlerfrei deklarierten Referenzverhalten.
- Die Überwachung basiert auf der Analyse der transienten Temperaturverläufe an einem oder mehreren Messpunkten im Kollektorkreis nach dem Einschalten der Pumpe. Dazu wird das Messsignal nach einem bestimmten Verfahren mittels Fouriertransformation in den Spektralbereich transformiert um damit eine EDV-kompatible und automatisierbare qualitative Beurteilung des Signals zu ermöglichen.

Unabdingbare Voraussetzung für diese Methode ist die Temperaturmessung mit sehr flink reagierenden Messfühlern. Dies ist jedoch problemlos machbar und nicht speziell kostenintensiv.

Vorteile:

- Die Überwachung kommt mit einem oder vielleicht zwei zusätzlichen Temperaturfühlern aus und verursacht daher wenig Mehrkosten.
- Es braucht praktisch keine anlagespezifische Parametrierung. Der Überwachungsalgorithmus erlernt das Referenzverhalten in der Lernphase und ersetzt damit die manuelle Parametrierung.
- Es werden konzeptbedingt Fehler erkannt, welche sich nach langer Betriebszeit langsam einstellen. Z.B. Kollektorverschmutzung.

Nachteile:

- Es braucht eine fehlerfreie Lernphase. Damit stellt sich die Frage, wie diese als fehlerfrei bezeichnet werden kann.

3.2 Signalverarbeitung

Ein grosser Teil der Arbeiten zu dieser Methode wurde für die Etablierung der methodisch klar strukturierten Signalverarbeitung aufgewendet. Bedingt durch den ‚Offline-Betrieb‘, d.h. durch die Messdatenverarbeitung auf normaler EDV-Umgebung im Büro, ergaben sich einige spezifische Schwierigkeiten, welche bei einer späteren Implementierung des Überwachungsalgorithmus in einer Solarsteuerung nicht mehr relevant sind. Darauf soll hier auch nicht weiter eingegangen werden.

Wichtig ist hingegen die Struktur der Signalverarbeitung, welche sich in mehrere Schritte aufteilt, wie sie im folgenden Flussdiagramm dargestellt sind. Die Details der einzelnen Schritte wurden anlässlich der Präsentation zur Anwendbarkeit der Spektralmethode am 14. Juni 2002 an der Fachhochschule Yverdon erläutert und befinden sich auszugsweise im Anhang.

eingesetztes Werkzeug in labormässiger Versuchsanordnung:

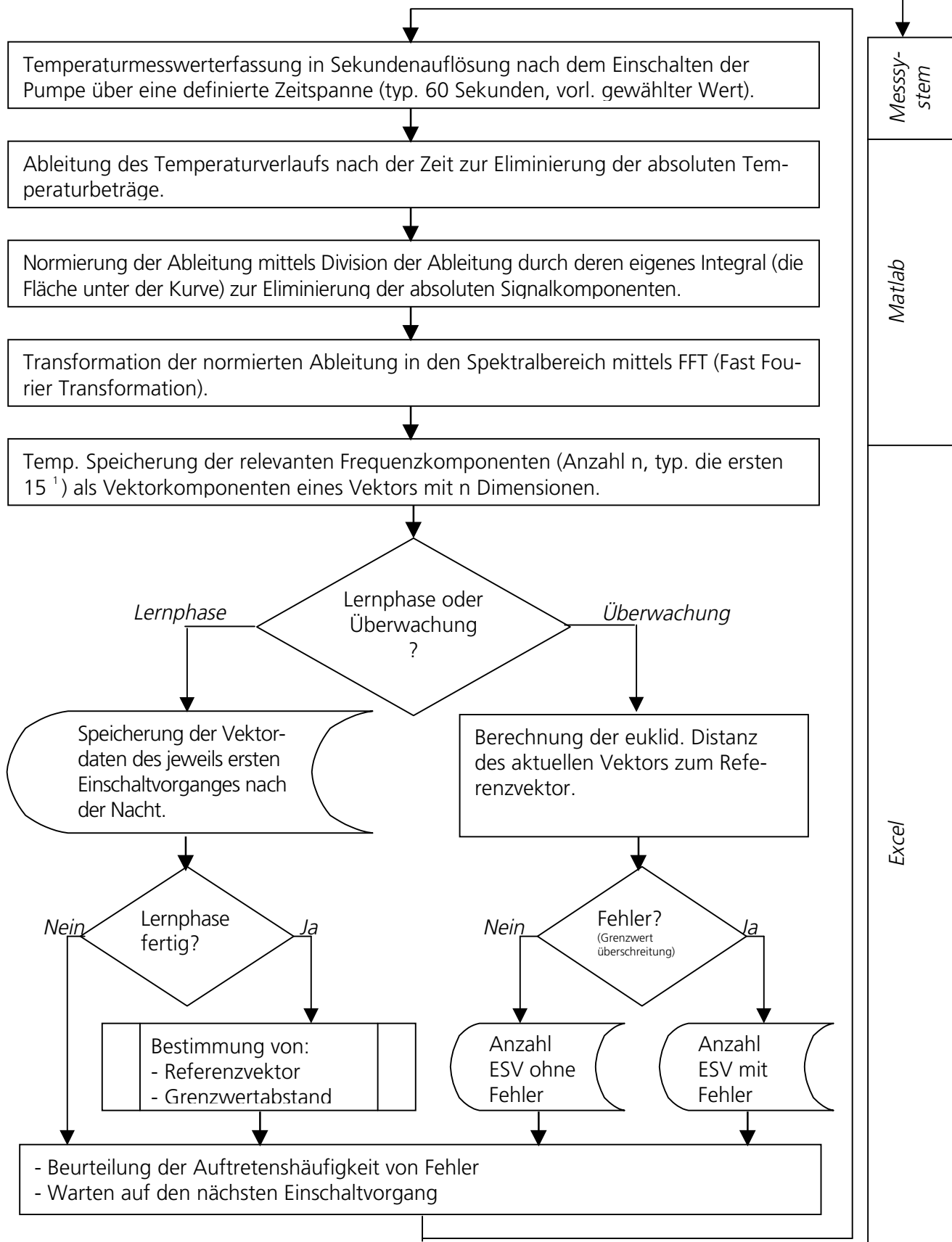


Bild 10: Struktur der Signalverarbeitung (ESV = Einschaltvorgang)

¹ Die bisherigen Analysen haben gezeigt, dass nur etwa die ersten 15 Frequenzkomponenten relevante Beträge aufweisen, welche zur Berechnung des Merkmalsvektors sinnvoll sind.

3.3 Auswertung

3.3.1 Methodik

Selektion der Einschaltvorgänge:

Bei der Anlage Rüti ist das eingestellte Delta-T der Solarsteuerung wegen der Hochtemperaturkollektoren auf 30°K eingestellt. Damit ergeben sich pro Tag in der Regel nur ein bis etwa 5 Einschaltvorgänge. Bei dieser Anlage werden deshalb sämtliche Einschaltvorgänge im Auswertungswerkzeug auf Excel erfasst.

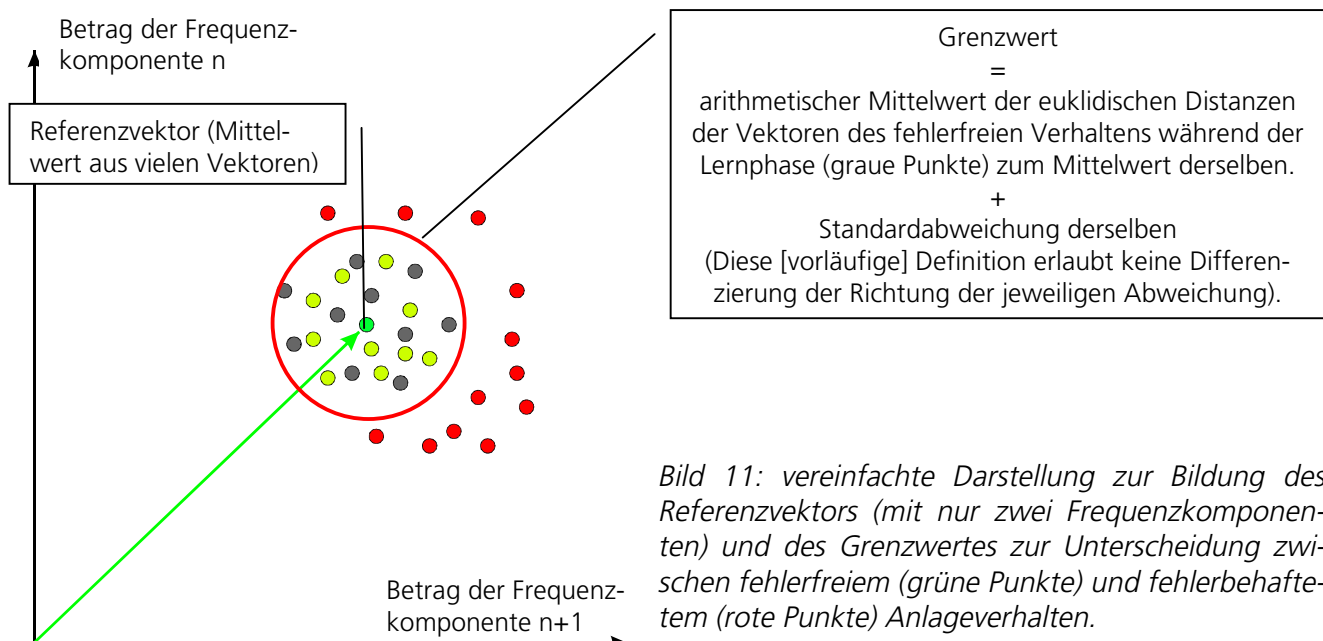
Bei der Anlage Thun ist das Delta-T nur auf 8°K eingestellt und es ergeben sich sehr viel mehr Einschaltvorgänge (vgl. Abschnitt 2.2.2). Hier wird der Einschaltvorgang nur berücksichtigt, wenn die Pumpe vorher mindestens 1 Stunde abgeschaltet war und der Pumpvorgang mindestens 2 Minuten und 40 Sekunden dauert. Das entspricht der erforderlichen Zeitspanne, damit die Temperaturflanke beim Fühler am Wärmetauschereintritt (T_{WTein}) vollständig ankommt.

Definition des fehlerfreien Referenzverhaltens:

Dies ist einer der unsicheren Aspekte der beschriebenen Methode. Im Rahmen der laufenden Untersuchungen wurde grundsätzlich davon ausgegangen, dass die Anlagen korrekt funktionieren, solange nicht eine Fehlfunktion simuliert wurde. Zudem konnte aber auch gezeigt werden, dass die Fehlerauswertung bessere Trefferquoten ergibt, wenn zur Bestimmung des Referenzvektors (dieser ist ja ein Mittelwert aus vielen Vektoren) nur der erste Einschaltvorgang pro Tag verwendet wird. Das ist plausibel, weil durch die lange Stillstandszeit die Temperaturen des stehenden Fluids einen stationären (und je nach Fühlerposition auch immer etwa denselben) Wert annehmen und damit eine einheitlichere Ausgangslage zum Vergleich der transienten Temperaturänderungen ergeben.

Bestimmung des Grenzwertes für fehlerfreies Anlageverhalten:

Dazu wurde ein an sich einfaches und plausibles Modell eingesetzt, welches sich den Resultaten entsprechend zu bewähren scheint. Am besten lässt sich dies anhand einer vereinfachten Darstellung mit einem Vektor in einem nur zweidimensionalen Raum erklären: (Die effektive Berechnung erfolgt für n Dimensionen entsprechend der gewählten Anzahl der signifikanten Frequenzkomponenten).



3.3.2 Resultate

Die Aussage der Resultate beziehen sich auf die Trefferquote der korrekten Erkennung von simulierten Fehlern bzw. des fehlerfreien Anlagebetriebes. Dazu kommt die Unterscheidung nach der Art des simulierten Anlagefehlers und des Parameters (Messstelle), welche den Fehler besser oder schlechter erkennt.

Alle diese Auswertungen wurden auf Excel durchgeführt und können für die Anlage Rüti wie folgt dargestellt werden:

- Anzahl ESV (Einschaltvorgänge) 288
- Anzahl ESV als Referenzverhalten definiert 111

Art des simulierten Fehlers:		Fehler in Zirkulation				Fehler in Kollektorleistung				Fehler in Steuerung			
betrachteter Messpunkt:		T_{koll}	T_{ltga}	T_{ltgi}	T_{WTein}	T_{koll}	T_{ltga}	T_{ltgi}	T_{WTein}	T_{koll}	T_{ltga}	T_{ltgi}	T_{WTein}
Anzahl ausgewertete ESV mit Fehler	Anz.	20	20	20	20	68	68	68	68	6	6	6	6
davon Fehler erkannt	Anz.	3	0	5	13	11	0	60	11	2	0	0	3
in Prozent	%	15	0	25	65	16	0	88	16	33	0	0	50
Anz. ausgewertete ESV fehlerfrei au- sserhalb Lernphase	Anz.	157	156	157	157	109	108	109	109	171	170	171	171
davon fehlerfrei richtig erkannt	Anz.	80	155	91	113	40	107	98	63	93	169	100	117
in Prozent	%	51	99	58	72	37	99	90	58	54	99	58	68

Kommentierung:

Das wichtigste und erfreulichste Ergebnis ist, dass mit dem Messpunkt T_{ltgi} 60 von 68 fehlerbehafteten Einschaltvorgängen erkannt werden konnten. Dies entspricht einer Trefferquote von 88%. Gleichzeitig kann auch positiv festgestellt werden, dass 90% der fehlerfreien Einschaltvorgänge ausserhalb der Lernphase korrekt als fehlerfrei erkannt werden. Umgekehrt bedeutet das eine Fehlalarm-Rate von 10%.

Interessant ist nun die Tatsache, dass die unterschiedlichen Messpunkte sich ganz unterschiedlich zur Erkennung eines spezifischen Fehlers eignen: Während mit dem Parameter T_{ltgi} 88% der Fehler im Bereich reduzierter Kollektorleistung erkannt, bemerkt dies der Parameter T_{WTein} , welcher von T_{ltgi} aus gesehen gut 20m später auf der Leitung angeordnet ist, praktisch nicht. Genau umgekehrt verhält es sich, wenn ein Fehler beim Volumenstrom simuliert wird (Pumpendrehzahlreduktion): dann kann mit dem Parameter T_{WTein} immerhin mit einer Trefferquote von 65% der Fehler erkannt werden, während der Parameter T_{ltgi} praktisch keinen Unterschied zum Referenzverhalten feststellt. Wenn das Delta-T der Solarsteuerung verstellt wird (35 anstatt 30°C), dann erkennt dies der Parameter T_{ltgi} überhaupt nicht, während der Fühler T_{WTein} dies doch zu 50% halbwegs deutlich erkennt.

Bei der Anzahl der fehlerbehafteten Einschaltvorgänge mit simulierten Fehlern bei der Kollektorleistung handelt es sich um die Summe der beiden verschiedenen Teilabdeckungen, wie sie im Abschnitt 2.3.1 beschrieben wurden.

Von den 53 Einschaltvorgängen mit einer Leistungsreduktion von um die 40% wurden mit dem Parameter T_{ltgi} 49 als Fehler erkannt. Das sind 92%. Von den 15 Einschaltvorgängen mit einer Leistungsreduktion von lediglich 20 – 30% wurden 11 als fehlerbehaftet erkannt. Das sind 73%. Am 26. Juni wurden die Röhrenkollektoren gereinigt. Die damit verbundene Leistungssteigerung ist unbekannt aber könnte schätzungsweise um die 10% betragen. Diese Differenz indes scheint nun für die beschriebene Methode ausserhalb der Erfassungsgenauigkeit zu sein. Jedenfalls konnte kein signifikanter Unterschied beobachtet werden.

Eine Messung mit homogener Abdeckung mittels dem im Abschnitt 2.3.1 beschriebenen Netz steht noch aus. Dann wird sich zeigen, ob die durch die Teilabdeckungen erzeugten Asymmetrien ausschlaggebend für die korrekte Fehlererkennung waren oder nicht.

Der Parameter T_{Itga} zeigt ein nicht differenzierbares Verhalten. Dies kann damit begründet werden, dass dieser Temperaturfühler nicht in das Fluid eingetaucht ist wie die anderen, sondern lediglich aussen auf die Leitung geklemmt. Damit ist dessen Verhalten wesentlich träger und die sinnvolle Auswertung für die Spektralmethode nicht mehr möglich.

Die Messungen an der Anlage Thun sind weniger weit fortgeschritten. Es wurden dort bisher nur zwei simulierte Fehler im Bereich reduzierter Kollektorleistung betrachtet. Trotzdem zeigt sich bereits ein teilweise überraschendes Resultat:

- Anzahl ESV (Einschaltvorgänge) 113
- Anzahl ESV als Referenzverhalten definiert 58

Art des simulierten Fehlers:		Fehler in Zirkulation				Fehler in Kollektorleistung				Fehler in Steuerung			
betrachteter Messpunkt:		T_{koll}	T_{Itga}	T_{Itgi}	T_{WTein}	T_{koll}	T_{Itga}	T_{Itgi}	T_{WTein}	T_{koll}	T_{Itga}	T_{Itgi}	T_{WTein}
Anzahl ausgewertete ESV mit Fehler	Anz.					26	26	26	26				
davon Fehler erkannt	Anz.					5	26	12	22				
in Prozent	%					19	100	46	85				
Anz. ausgewertete ESV fehlerfrei au- sserhalb Lernphase	Anz.	Noch keine Fehler simuliert				29	0	29	29	Noch keine Fehler simuliert			
davon fehlerfrei richtig erkannt	Anz.					21	0	27	18				
in Prozent	%					72	####	93	62				

Kommentierung:

Die Anzahl der betrachteten Einschaltvorgänge ist noch etwas niedrig, um fundierte Aussagen über das Resultat dieser Messanordnung zu sagen. Dennoch scheint hier der Fühler beim Wärmetauschereintritt T_{WTein} derjenige zu sein, der auch für reduzierte Kollektorleistung differenzierbare Vektoren ergibt. Währendem der Parameter T_{Itgi} nicht einmal 50% der Fehler erkennt. Damit verhält sich die Anlage Thun in diesem Aspekt genau umgekehrt zur Anlage Rüti.

Von den 16 Einschaltvorgängen mit einer Leistungsreduktion von um einen Drittel wurden mit dem Parameter T_{WTein} alle als Fehler erkannt. Von den 10 Einschaltvorgängen mit einer homogenen Abdeckung durch ein Netz (vgl. Abschnitt 2.3.1) wurden immerhin Hälfte als fehlerbehaftet erkannt.

Die Resultate des Parameters T_{Itga} sind zum jetzigen Zeitpunkt noch nicht brauchbar, weil dieser Parameter erst zusammen mit dem Beginn der Fehlersimulation in Betrieb genommen wurde. Dieser hat demnach noch kein Referenzverhalten. Es wird jedoch interessant sein, die Möglichkeiten dieser Messstelle zu untersuchen. Auf der Anlage Thun ist dieser Fühler nämlich genau wie die drei anderen direkt eingetaucht und ist damit ein flink reagierender Messpunkt.

Bild 12: Konzept der Energiebilanz im Kollektorkreis

Die Mittelwerte der berechneten drei Wärmemengen (immer bezogen auf die Speichertemperatur auf 2/3-WT-Höhe) betragen für den Kollektor knapp 200 Wh, für die Aussenleitung –6 Wh und für die Innenleitung gut -150 Wh. Wenn die Sonne z.B. mit 300 W/m^2 auf die 11.8 m^2 Kollektorfläche während rund 480 Sekunden (entspr. Pumpintervall-Dauer) scheint, liefert der Kollektor bei einem angenommenen Wirkungsgrad von 0.5 etwa 230 Wh. Damit erscheint die vereinfachende Bilanzbetrachtung von Böhringer eher nicht zulässig. Die gemessenen Temperaturverläufe beim Wärmetauschereintritt zeigen jedoch tatsächlich nach dem Durchgang der Temperaturspitze vom im Kollektor stehend aufgewärmten Fluid wieder einen starken Rückgang auf praktisch Speichertemperatur. Und damit scheint die Bilanzbetrachtung Böhringers wieder zulässig:

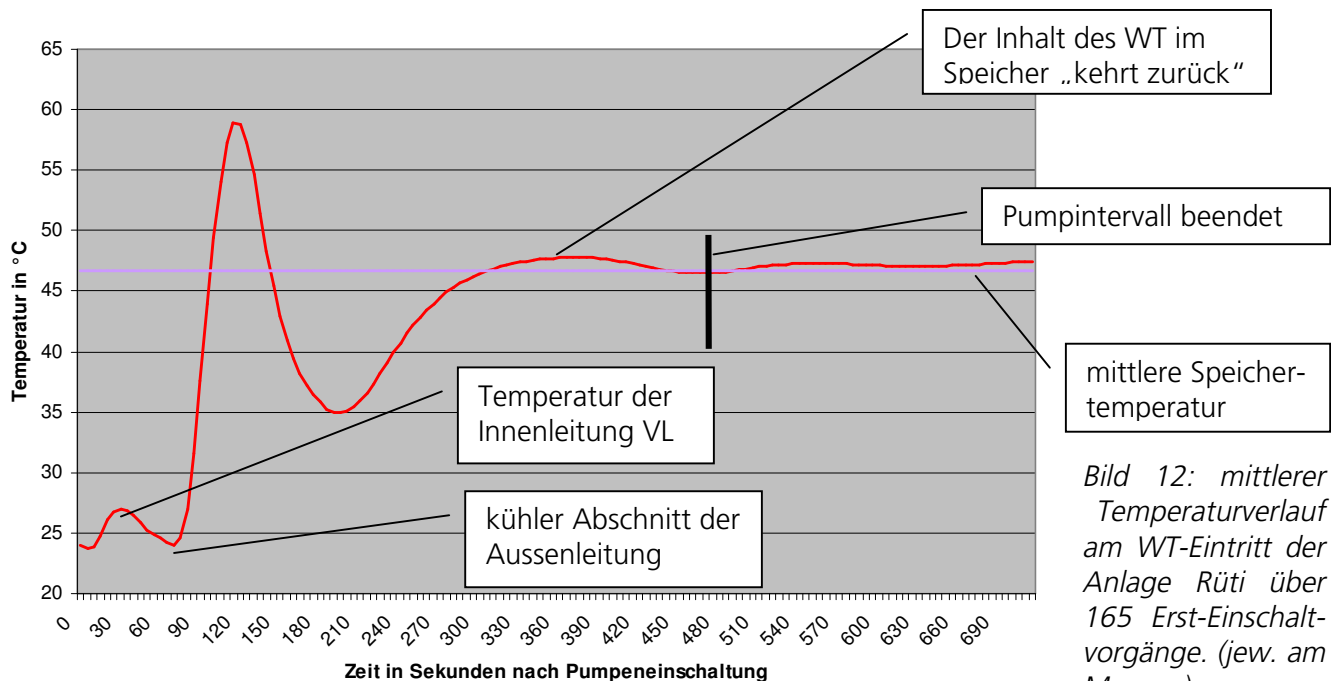


Bild 12: mittlerer Temperaturverlauf am WT-Eintritt der Anlage Rüti über 165 Erst-Einschaltvorgänge. (jew. am Morgen)

Wenn man davon ausgeht, dass aufgrund der vorgängig besprochenen Erkenntnisse die Bilanzbedingung anwendbar ist, benötigt man zur Funktionskontrolle nur noch die Messung der am Speicher zugeführten Wärmemenge im ersten Pumpintervall und den Vergleich der Messung mit der vorgängig auf Grund der Starttemperaturen errechneten Wärmemenge. Wenn der dazu erforderliche Volumenstrom mittels Temperaturflankendurchlaufzeitmessung erfasst wird, dann sind gegenüber der normalen Solaranlage mindestens drei zusätzliche Temperaturfühler notwendig:

1. Aussenleitungstemperatur
2. Wärmetauscher-Eintritt
3. Wärmetauscher-Austritt

Wenn nicht davon ausgegangen werden kann, dass der Fühler beim Wärmetauscher-Eintritt gleichzeitig die Innenleitungstemperatur misst, dann benötigt man einen vierten für diesen Parameter. Bei den untersuchten Anlagen ist dieser Fühler für die Untersuchungen mittels Spektralmethode vorhanden.

Vorteile:

- Die Überwachung erfordert keine Lernphase sondern beruht auf einer absoluten Betrachtung.

Nachteile:

- Es werden mindestens drei zusätzliche Fühler verwendet.
- Es wird wahrscheinlich nicht möglich sein, unter unterschiedlichen Fehlern zu differenzieren.

4.2 Auswertung

(Auswertungen zur Energiebilanzmethode wurden bisher nur an der Anlage Rüti durchgeführt. Aufgrund der teilweise interessanten Erkenntnisse wurde in der Folge die Anlage Thun mit einem zusätzlichen Messpunkt ausgerüstet. Die Auswertungen dort können erst nach Vorliegen einer genügenden Anzahl Messdaten vorgenommen werden).

4.2.1 Volumenstrommessung

Zur Ermittlung des jeweils nach Pumpeneinschaltung beförderten Volumens muss der Leitungsinhalt und die Durchlaufzeit der Temperaturflanke zwischen zwei Messpunkten bekannt sein. Der Leitungsinhalt ist eine anlagespezifische Konstante und die Durchlaufzeit ist die Zeitdifferenz zwischen den Maxima der nach der Zeit abgeleiteten Temperatursignale an den beiden Messpunkten entlang der Kollektorkreisleitung:

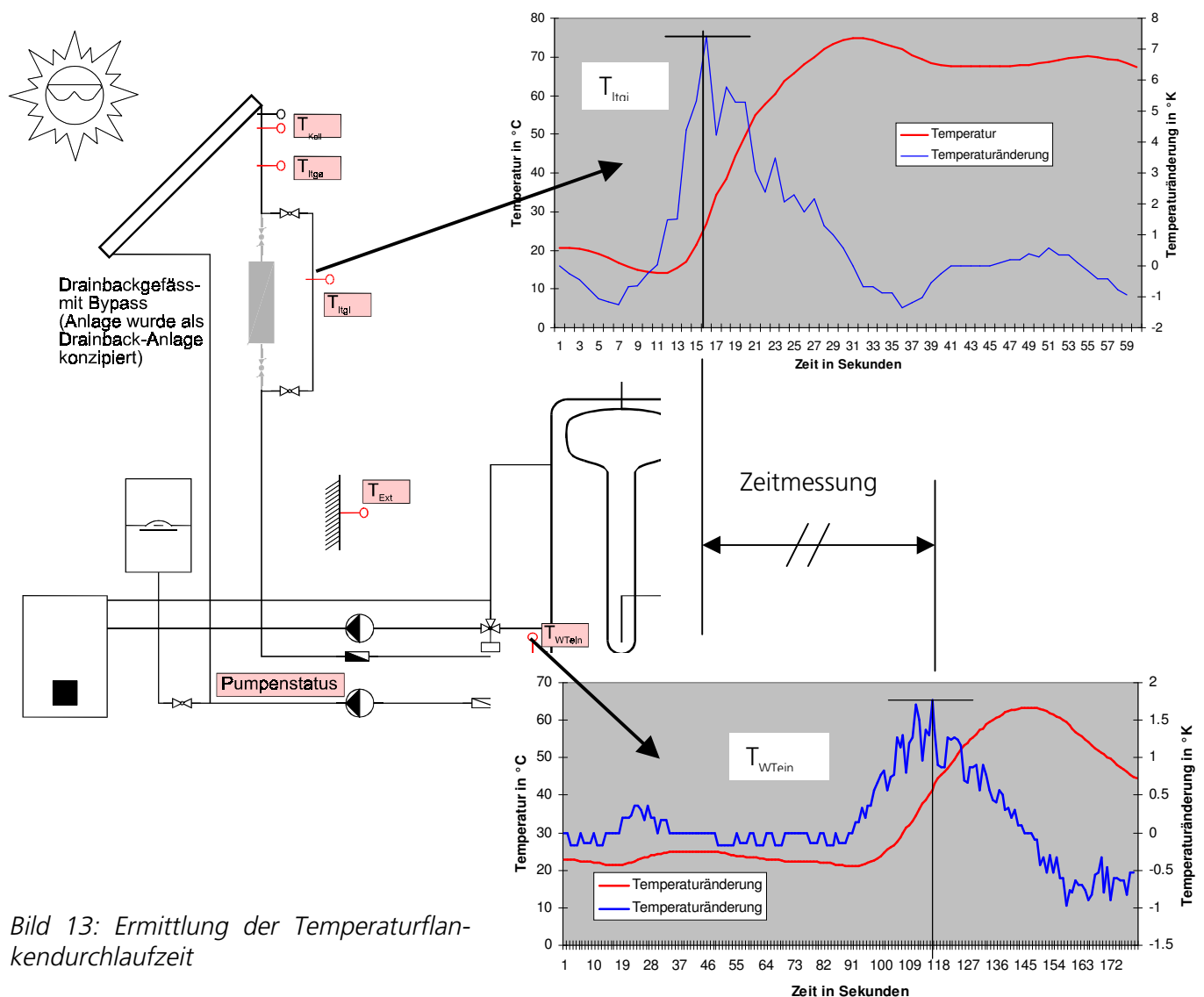


Bild 13: Ermittlung der Temperaturflankendurchlaufzeit

Die Zeitmessung in der dargestellten Art und Weise kann an sich problemlos durchgeführt werden. Die Analyse der Resultate über alle untersuchten Einschaltvorgänge zeigte indessen ein unplausibles Verhalten insofern, dass die Dauer für den Flankendurchlauf umso grösser wurde, je höher die Speichertempe-

raturen lagen. Das ist genau das Umgekehrte von dem, was zu erwarten wäre, denn der Förderstrom der Pumpe nimmt mit abnehmender Viskosität zu. Ebenso nimmt mit abnehmender Viskosität der Druckverlust in den Leitungen ab. Die Viskosität des Fluids hingegen nimmt mit zunehmenden Systemtemperaturen ab, also müsste die Pumpe bei höheren Temperaturen mehr schöpfen. Der Korrelationskoeffizient¹ von der Durchlaufzeit vom Messpunkt T_{lgi} zum Messpunkt T_{WTein} im Vergleich zur Speichertemperatur $T_{SP2/3}$ (das ist ziemlich genau die Temperatur des Fluids bei der Pumpe während der zu messenden Zeitspanne) beträgt 0.61. Die grafische Darstellung über alle Einschaltvorgänge visualisiert diesen Befund:

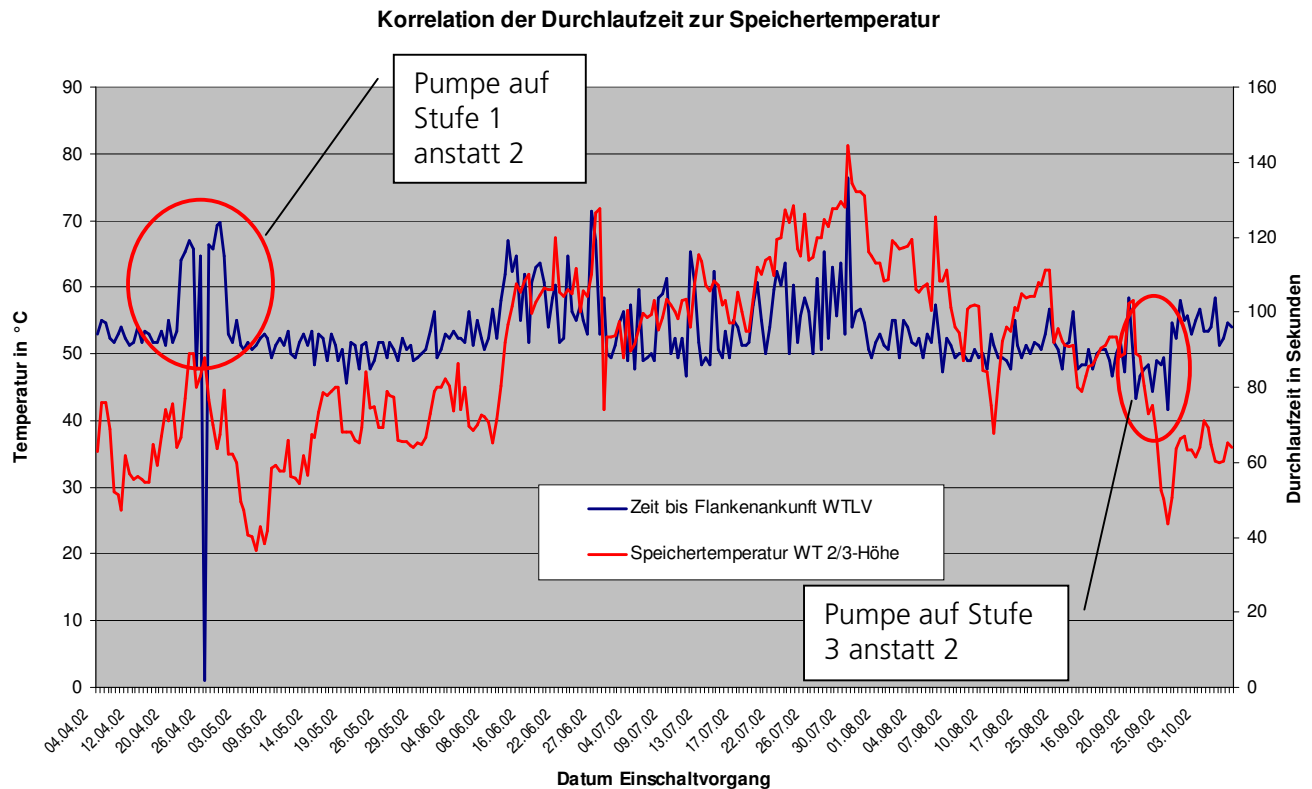


Bild 14: Zusammenhang der Temperaturflankendurchlaufzeit mit der Speichertemperatur

Zwar sind die Variationen der Durchlaufzeit als Folge der veränderten Pumpenstufen erkennbar (der Peak gegen unten bei der ersten Markierung ist eine Fehlmessung), doch wenn die Speichertemperaturen 50°C überschreiten, werden die gemessenen Durchlaufzeiten sehr variabel (Standardabweichung von 13% gegenüber dem arithmetischen Mittel) und zwar in der umgekehrten Tendenz als dies durch die verringerte Fluidviskosität erklärbar wäre.

Mangels einer Referenzmessung² konnte dieser Befund bisher noch nicht geklärt werden. Die folgenden Berechnungen zur Energiebilanz wurden deshalb ungeachtet dieser offenen Fragen durchgeführt.

¹ Der Korrelationskoeffizient ist eine Masszahl für den linearen Zusammenhang zwischen zwei quantitativen Merkmalen. Er liegt zwischen -1 und +1 und ist positiv, wenn den hohen (bzw. niedrigen) Werten eines Merkmals jeweils hohe (bzw. niedrige) Werte des anderen Merkmals entsprechen; er ist negativ im umgekehrten Falle. Der Wert liegt um so näher bei ± 1 , je straffer die Beziehung ist. Ein Wert bei 0 lässt auf das Fehlen einer linearen Beziehung schließen.

² Leider konnte trotz wiederholten Anstrengungen der Wärmezähler von der Firma Sontex nie so in Betrieb genommen werden, dass dessen Messwerte mit dem Datenerfassungssystem geloggt werden konnten.

4.2.2 Energiebilanzbildung

Nachdem der Volumenstrom als bekannt bezeichnet werden kann, ist die Berechnung der dem Speicher zugeführten Wärmeenergie und der Vergleich derselben mit dem erwarteten Wert aufgrund des Wärmehalts des Kollektors, der Aussenleitung und der Innenleitung verhältnismässig einfach:

Prognose:

$$Q_{Sp} =$$

$$\left(\begin{aligned} &\rho(T_{Koll}) * c(T_{Koll}) * V_{Koll} * (T_{Koll} - T_{Sp2/3}) - \\ &+ \rho(T_{ltga}) * c(T_{ltga}) * V_{ltga} * (T_{ltga} - T_{Sp2/3}) - \\ &+ \rho(T_{ltgi}) * c(T_{ltgi}) * V_{ltgi} * (T_{ltgi} - T_{Sp2/3}) \end{aligned} \right) / 3.6$$

Formel 1:

Dem Speicher zugeführte Energie in Wh =

Wärmemenge im Kollektor

+ Wärmemenge in der Aussenleitung

+ Wärmemenge in der Innenleitung

Für die Temperaturen werden jeweils die Starttemperaturen zum Pumpeneinschaltzeitpunkt eingesetzt.

Wärmemengenmessung:

$$Q_{WT} = \sum_{t1-tn} \dot{V}_{5s} * (c(T_{WTein} + T_{WTAus}) / 2) * (T_{WTein} - T_{WTAus}) / 3600 \quad \text{Formel 2:}$$

wobei:

\dot{V}_{5s} in [Liter pro 5 Sekunden]

und:

$t1 - tn$ Summe der in 5-Sekunden-Schritten (aus Gründen der Datenverarbeitung mit Excel) berechneten Wärmemengen bis zum Erreichen des Pumpintervall-Endes, welches durch den ermittelten Volumenstrom und den gesamten Kollektorkreis-Inhalt gegeben ist.

Der Verlauf der dem Speicher zu- bzw. abgeführten Wärmemenge sieht dann beispielsweise für den 23.04.02 mit einer Pumpintervall-Zeit von 580 Sekunden so aus:

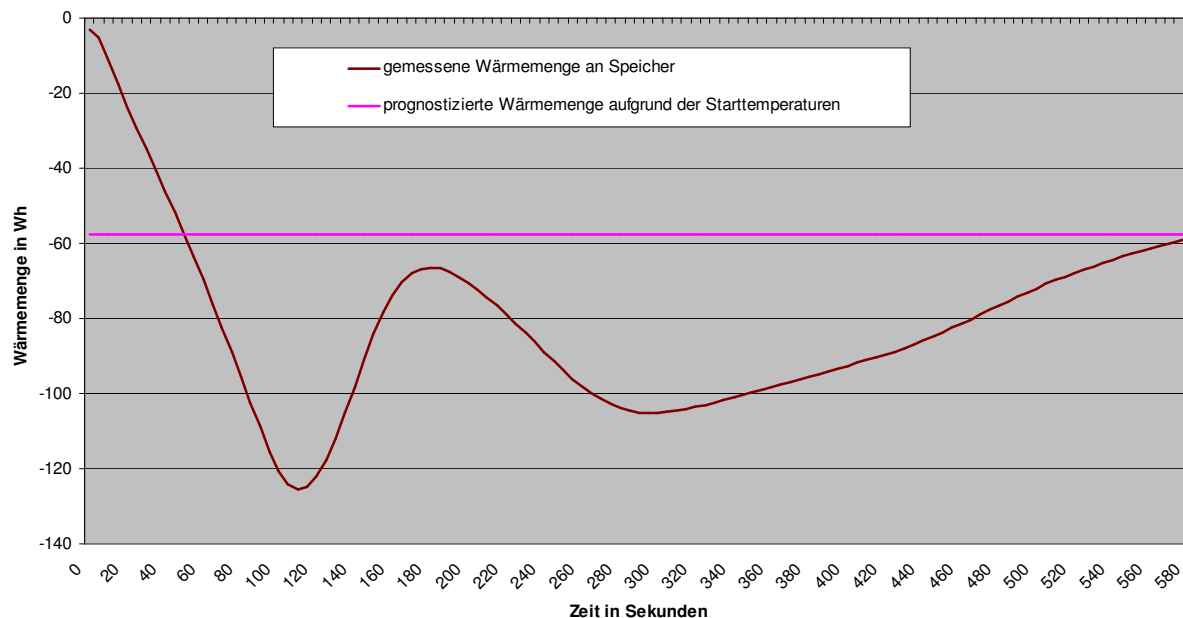


Bild 15: Wärmemengenmessung am WT im Vergleich mit dem prognostizierten Wert am 23.04.02

Für das gewählte Datum stimmt tatsächlich nach dem Abschluss des Pumpintervalls die Wärmebilanz. D.h. es wird effektiv soviel Wärme dem Speicher zugeführt [Formel 2] wie dies aufgrund der Ausgangslage zu erwarten gewesen [Formel 1] ist. Gleichzeitig zeigt die Betrachtung, dass damit selbstverständlich Fehler in der Zirkulation – also z.B. verringerter Durchfluss – nicht erkannt werden, weil ja der Volumenstrom immer wieder neu erfasst wird. An diesem Datum ist nämlich der Volumenstrom verkleinert gewesen (Pumpe auf Stufe 1).

Interessant ist nun, wenn man die obige Momentaufnahme zu allen untersuchten Einschaltvorgängen macht und grafisch die Differenz des prognostizierten zum gemessenen Wert mit den simulierten Fehlern im Bereich der Kollektorleistung übereinander legt:

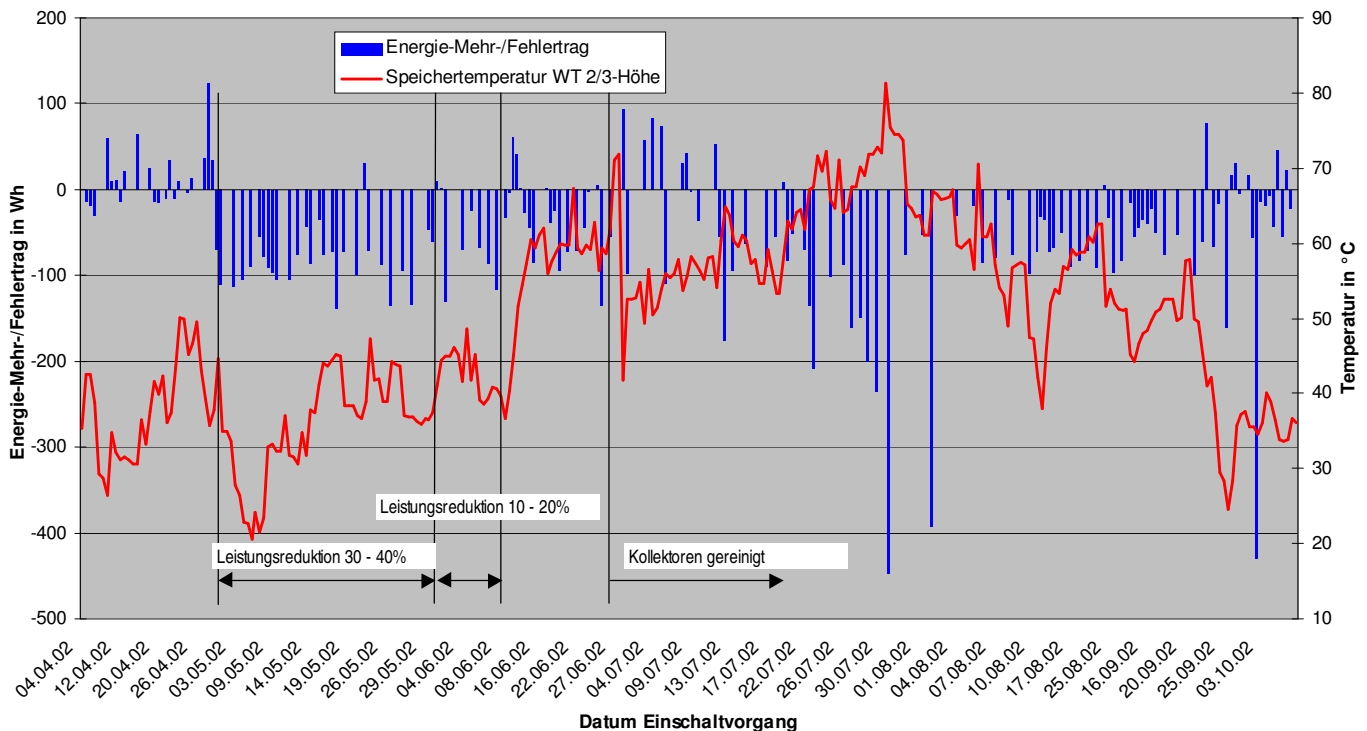


Bild 16: Aufzeichnung der Prognose / Messung - Differenzen über alle Einschaltvorgänge (nur der erste Einschaltvorgang pro Tag): Je höher die Systemtemperatur ansteigt, desto grösser wird die Unschärfe der Resultate.

Kommentierung:

Es zeigt sich, dass die applizierte Kollektorleistungsreduktion ziemlich sicher erkannt wird, solange die Speichertemperatur unter 50°C liegt. Bei höheren Systemtemperaturen wurde zwar nicht nochmals eine Kollektorabdeckung vorgenommen, aber die Abweichungen lassen sich kaum mehr unterscheiden von der Situation bei tieferen Systemtemperaturen. Das bei der Volumenstrommessung erkannte – und nicht geklärte – Problem zeigt sich hier also wieder.

Trotzdem stimmen diese Resultate zuversichtlich, dass die Energiebilanzmethode durchaus auch funktioniert und weitere Untersuchungen insbesondere an der Anlage Thun sind angebracht.

5 Weiteres Vorgehen

5.1 Noch offene Fragen

5.1.1 Spektralmethode

Es ist unklar inwieweit die Wahl der Dauer des Zeitsignals ab Pumpeneinschaltzeitpunkt sich auf die qualitativen Merkmale des daraus abgeleiteten Merkmalsvektor auswirken. Die Zeitspanne wurde bisher so gewählt, dass „etwa das Wesentlichste“ des betreffenden Parameters erfasst wird. Danach wurde diese Dauer für alle Einschaltvorgänge beibehalten. Die Gleichbehandlung über alle Einschaltvorgänge wird sicher bleiben müssen, aber man könnte ev. das Zeitfenster bis zum Erreichen des Maximalwertes genauer, d.h. via Mittelwert über die Lernphase, festlegen. Ein solches oder ähnliches Verfahren muss für die später vollständig autonome Parametrierung durch den entsprechenden Algorithmus ohnehin geprüft werden.

Bei der Bildung des Referenzvektors und der Berechnung der euklidischen Distanzen des aktuellen Merkmalsvektors zum Referenzvektor wurden bisher eine pro Parameter „manuell“ ausgewählte Gruppe von Frequenzen verwendet. Es muss geprüft werden, inwiefern sich diese Auswahl auf das Resultat auswirkt, weil auch für diese Variable ein autonomes Verfahren definiert werden muss.

Die zwischen den beiden Anlagen herausgefundene Diskrepanz der Sensitivität verschiedener Messpunkte auf denselben simulierten Fehler muss hinterfragt werden. Ich gehe vorerst davon aus, dass dies mit der Wahl der Dauer des Zeitsignals zusammenhängt.

5.1.2 Energiebilanzmethode

Zuerst muss die Auswertung der Messungen auf der Anlage Thun durchgeführt werden. Daraus werden sich möglicherweise die Ungereimtheiten bei der Volumenstromberechnung aus der Durchlaufzeitmessung der Temperaturflanke klären. Eine erste grobe Berechnung des Korrelationskoeffizienten zwischen der Systemtemperatur und der Flankendurchlaufzeit ergab nämlich erwartungsgemäss einen negativen Wert. Es könnte deshalb sein, dass bei der Anlage Rüti tatsächlich ein Problem mit der Pumpe vorliegt. Immerhin ist diese seit mehr als 10 Jahren in Betrieb.

Bei den bisherigen Berechnungen der zum Speicher geführten Wärmemenge wurde der Volumenstrom für die Dauer des ganzen Pumpintervalls als konstant angenommen. Dies ist eine Vereinfachung, weil aufgrund der Viskosität in Funktion der Temperatur auch der Förderstrom der Pumpe temperaturabhängig ist. Sobald jedoch der Inhalt des Wärmetauschers ausgestossen ist, ändert sich die Temperatur auch merklich beim Wärmetauscher-Austritt.

Die hohen Streuungen der Resultate bei hohen Systemtemperaturen sollen besser hinterfragt werden. Der Grund könnte in den zu dieser Jahreszeit höheren Einstrahlungsleistungen oder dem in Funktion der Fluid- und Aussentemperaturen variablen Kollektorwirkungsgrad liegen.

5.1.3 Wann soll Alarm ausgelöst werden?

Sowohl bei der einen wie der anderen Methode stellt sich letztendlich die Frage, wann definitiv eine Störung vorliegt, die behoben werden muss. Dann soll nämlich der Überwachungsalgorithmus einen entsprechenden Alarm (rote Lampe) setzen.

Da beide Methoden eine gewisse Streuung aufweisen, kann nicht das einmalige Auftreten einer Anomalie zur Alarmauslösung führen. Es muss ein sinnvolles, statistisches Verfahren festgelegt werden, das bei deutlich gehäuftem Auftreten von Fehlern Alarm auslöst.

5.2 Die nächsten Schritte

Die noch ausstehenden Arbeiten (nebst der laufenden Datenerfassung in die Auswertesysteme) lassen sich (in chronologischer Reihenfolge) etwa wie folgt auflisten:

1. Ausrüsten der Anlage Rüti mit einem Einstrahlungsmessgerät (Pyranometer).
2. Evaluieren der Möglichkeiten zur Messung des Volumenstroms bei der Anlage Rüti (mobiles, auf-schnallbares Durchflussmessgerät, Aufschalten eines bestehenden Flügelrad-Volumenstrommess-gebers oder Inbetriebnahme des Gerätes von Sontex).
3. Ganzflächige Abdeckung der Kollektoren der Anlage Rüti mit dem Netz, welches jetzt noch in Thun ist.
4. Durchführen der Analysen zur Energiebilanzmethode aus den Daten von Thun.
5. Klärung der offenen Fragen gem. Abschnitt 5.1.1 und 5.1.2 im Hinblick auf die autonome Betriebs-weise eines Stand-alone-Gerätes.
6. Weitere Simulation von Störungen und Bearbeitung der Frage, welche Art von Störungen mit wel-cher Methode erkannt werden können. (s. Pflichtenheftergänzung)
7. Definition zusätzlicher Fehlererkennungsroutrinen nach klassischem Verfahren (Logikprüfungen).
8. Entwicklung eines statistischen Auswerteverfahrens der einzelnen Überwachungsergebnisse pro Ein-schaltvorgang zur Alarmauslösung.
9. Entwicklung eines Flussdiagramms zur softwaremässigen Umsetzung der gesamten Erkenntnisse.
10. Rücksprache mit Steuerungshersteller über mögliche Hardware-Konzepte und deren approximative Kosten.
11. Pflichtenhefterstellung zur industriellen Umsetzung einer Solarsteuerung mit den neuen Überwa-chungsfunktionen. (der grösste Teil darin wird das Flussdiagramm ausmachen)
12. Redaktion des Schlussberichtes.

6 Literaturverzeichnis

- [Syn 98] SYNETRUM AG, Dr. Ch. Olivier, U. Grossenbacher.: *Qualitätssicherung bei Solaranlagen: Permanente Funktionskontrolle*, 50 Seiten, ENET-Nr. 190242, 1998
- [Räb 97] R. Räber: *Spektralmethode zur Fehlerfrüherkennung in wärmetechnischen Anlagen*, Diss ETH Nr. 12234, ETH-Zürich, 1997
- [Böh 97] V. Böhringer: *Ertragsoptimierung thermischer Solaranlagen durch modulierte Schalttemperaturdifferenz*, VDI-Verlag 'Heizung Lüftung/Klima Haustechnik' 48/97, esaa GmbH, D-Mühlacker, 1997
- [Alt 98] H. Altgeld, M. Mahler, F. Schuster, D. Theis: *Fehlererkennung bei thermischen Solaranlagen*, aus Otti-Tagungsband zum achten Symposium Thermische Solarenergie, HTW des Saarlandes D-Saarbrücken, 1998

Anhang

- Beschrieb der Messfühler und deren Anordnung für beide Anlagen
- Solarkreisvolumina und –Leitungslängen Anlage Rüti
- Datenblatt Analogeingangsmodul zur SPS
- Illustrationen zum Konzept der Spektralmethode (4 Folien von der Präsentation in Yverdon)

Messfühler Anlage Rüti

Messwert-Bez.	zu messende Grösse	Montageort	Einbauart	Typ	Datenerfassung	spez. Anforderungen
T_{Ext}	Luft-Aussentemperatur	bei Haustüre am Schatten	Aussenfühler	PT1000 2-Leiter	PCD1. W340	keine besondere
T_{Koll}	Temperatur des Fluids am Kollektoraustritt	beim bestehenden Kollektorfühler am Sammelrohr	Anklemmfühler an Rohr	PT1000 2-Leiter	PCD1. W340	hohe Temperaturbeständigkeit
T_{Itga}	Temperatur des Fluids nach längerem Stillstand in denjenigen Leitungsabschnitten, welche dem Aussenklima ausgesetzt sind	Kollektorvorlauf in der Mitte zw. Koll-Austritt und Dachdurchgang	Anklemmfühler an Rohr	PT1000 2-Leiter	PCD1. W340	keine besondere
T_{Itgi}	Temperatur des Fluids nach längerem Stillstand in denjenigen Leitungsabschnitten, welche dem Innenklima (gleichzeitig Flankendetektion)	bei Bypass Drainback-Gefäss in 1. OG	4mm Tauchfühler in dichter Verschraubung ohne Tauchhülse	PT1000 2-Leiter	PCD1. W340	flick
T_{WTein}	Temperatur des Fluids beim WT-Eintritt (gleichzeitig Flankendetektion)	Heizungsraum	4mm Tauchfühler in dichter Verschraubung ohne Tauchhülse	PT1000 2-Leiter	PCD1. W340	flick
T_{WTAus}	Temperatur des Fluids beim WT-Austritt	Heizungsraum	4mm Tauchfühler in dichter Verschraubung ohne Tauchhülse	PT1000 2-Leiter	PCD1. W340	flick
T_{WTo}	Speichertemperatur auf Höhe Wtein	Heizungsraum	Anlegefühler an Speicher	PT1000 2-Leiter	PCD1. W340	keine besondere
$T_{WT2/3}$	Speichertemperatur auf 2/3 der Höhe WT	Heizungsraum	Anlegefühler an Speicher	PT1000 2-Leiter	PCD1. W340	keine besondere
T_{WTu}	Speichertemperatur auf Höhe Wtaus	Heizungsraum	Anlegefühler an Speicher	PT1000 2-Leiter	PCD1. W340	keine besondere

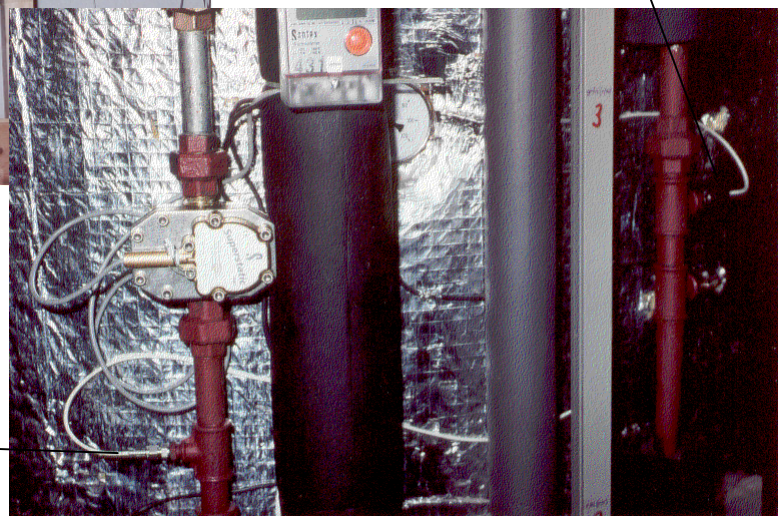


nicht mehr in Betrieb stehendes Drainback-Gefäss

T_{WTein}

T_{Itai}

T_{WTAus}



Messfühler Anlage Thun

Messwert-Bez.	zu messende Grösse	Montageort	Einbauart	Typ	Datenerfassung	spez. Anforderungen
T_{Ext}	Luft-Aussentemperatur	Unter den aufgeständerten Kollektoren	Aussenfühler	PT1000 2-Leiter	PCD1. W340	keine besondere
T_{Koll}	Temperatur des Fluids am Kollektorausstritt	im Rohr beim Kollektorausstritt	4mm Tauchfühler in dichter Verschraubung ohne Tauchhülse	PT1000 2-Leiter	PCD1. W340	flik
T_{Itga}	Temperatur des Fluids nach längerem Stillstand in denjenigen Leitungsabschnitten, welche dem Aussenklima ausgesetzt sind. (gleichzeitig Flankendetektion)	Kollektorvorlauf in der Mitte zw. Koll-Austritt und Gebäudeeintritt	4mm Tauchfühler in dichter Verschraubung ohne Tauchhülse	PT1000 2-Leiter	PCD1. W340	flik
T_{Itgi}	Temperatur des Fluids nach längerem Stillstand in denjenigen Leitungsabschnitten, welche dem Innenklima. (gleichzeitig Flankendetektion)	In Steigzone im 3. OG etwa 4 m nach Gebäudeeintritt	4mm Tauchfühler in dichter Verschraubung ohne Tauchhülse	PT1000 2-Leiter	PCD1. W340	flik
T_{WTein}	Temperatur des Fluids beim WT-Eintritt (gleichzeitig Flankendetektion)	Sanitärzentrale	4mm Tauchfühler in dichter Verschraubung ohne Tauchhülse	PT1000 2-Leiter	PCD1. W340	flik
T_{WTAus}	Temperatur des Fluids beim WT-Austritt	Sanitärzentrale	Anklemmfühler an Rohr	PT1000 2-Leiter	PCD1. W340	keine besondere
$T_{WT2/3}$	Speichertemperatur auf 2/3 der Höhe WT	Sanitärzentrale	Anlegefühler an Speicher	PT1000 2-Leiter	PCD1. W340	keine besondere
T_{Ext}	Luft-Aussentemperatur	Unter den aufgeständerten Kollektoren	Aussenfühler	PT1000 2-Leiter	PCD1. W340	keine besondere
T_{Koll}	Temperatur des Fluids am Kollektorausstritt	im Rohr beim Kollektorausstritt	4mm Tauchfühler in dichter Verschraubung ohne Tauchhülse	PT1000 2-Leiter	PCD1. W340	flik

Solarkreis-Volumina- und Längenangaben Anlage Rüti

<i>Parameter</i>	<i>Wert</i>	<i>Einheit</i>	<i>Quelle, Bemerkung</i>
Kollektor-Sammelrohr			
Nenninhalt	6.3	<i>l</i>	Angabe Hr. Schlafer, Fa. Rüesch 13.08.2001

Solar-WT

Dimension	1	<i>"</i>	techn. Unterlagen Jenni
Länge	36	<i>m</i>	Werkstattzeichnung Jenni 01.12.88
Inhalt	21	<i>l</i>	techn. Unterlagen Jenni
Oberfläche	3.84	<i>m²</i>	techn. Unterlagen Jenni
K _{VS} -Wert	4.9	<i>m³/h</i>	techn. Unterlagen Jenni: Durchfluss- menge bei Druckabfall von 1Bar

Leitungen

Dimension Stahl	3/4	<i>"</i>	
Dimension Stahl	21.6	<i>mm</i>	Innendurchmesser
Dimension Kupfer	19.6	<i>mm</i>	Innendurchmesser
Länge Stahl innenliegend	10	<i>m</i>	geschätzt
Länge Kupfer innenliegend	20	<i>m</i>	Schätzung CO
Länge Kupfer aussenliegend	2.2	<i>m</i>	gemessen
spez. Volumen Stahl	0.37	<i>l/m</i>	
spez. Volumen Kupfer	0.30	<i>l/m</i>	
Volumen innenliegend	9.7	<i>l</i>	
Volumen aussenliegend	0.66	<i>l</i>	
Volumen LTGA - WTVL	7.29	<i>l</i>	
Volumen LTGI - WTVL	6.54	<i>l</i>	relevant für Volumenstromberechnung

Expansion

Expansion	5	<i>l</i>	geschätzt
Gesamtvolumen ohne Expansion	38	<i>l</i>	relevant für Pumpintervallzeit- Berechnung
Gesamtvolumen	43	<i>l</i>	

Nach Füllung der Anlage

effektiv eingefülltes Volumen	45	<i>l</i>	Angabe Hr. Guerra
-------------------------------	----	----------	-------------------

Mischung

Antifrogen SOL	45	<i>l</i>	fertiges Produkt, welches nicht mehr zum Mischen ist
----------------	----	----------	---

Längenabschnitte

LTGA - WTVL in Kupfer	18.1	<i>m</i>	Schätzung und Messung
LTGA - WTVL in Stahl	5	<i>m</i>	
LTGI - WTVL in Kupfer	15.6	<i>m</i>	Schätzung und Messung
LTGI - WTVL in Stahl	5	<i>m</i>	

6.4 PCD2.W3xx Analoges Eingangsmodul, 8 Kanäle, 12 Bit Auflösung

Schnelles Eingangsmodul für den universellen Einsatz mit 8 Kanälen mit je 12 Bit Auflösung. Es stehen Varianten für Spannung 0 .. 10V, Strom 0 .. 20 mA sowie für den Anschluss von verschiedene Temperatursensoren zur Verfügung.

Modul-Übersicht	Auflösung *)
PCD2.W300: Spannungen 0 .. 10V	2.442 mV
PCD2.W310: Strom 0 .. 20 mA	4.884 μ A
PCD2.W340: Universalmodul	
0 .. 10V	2.442 mV
0 .. 20 mA	4.884 μ A
Pt/Ni 1000 (Default)	
Pt1000: -50 .. +400°C	0.14 .. 0.24°C
Ni1000: -50 .. +200°C	0.09 .. 0.12°C
PCD2.W350: Temperatursensor	
Pt/Ni 100	
Pt100: -50 .. +600°C	0.14 .. 0.20°C
Ni100: -50 .. +250°C	0.06 .. 0.12°C
PCD2.W360: Temperatursensor	
Pt 1000 (-50 .. +150°C)	0.07 .. 0.09°C
(Auflösung < 0.1°C)	
Linearisierungsmethode	
für Temperatureingänge:	softwaremässig

*) Auflösung = Wert des niederwertigsten Bits

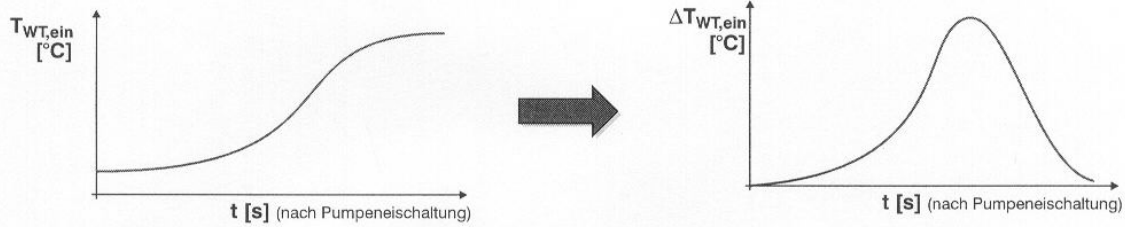
Technische Daten

Eingangsbereiche	siehe Modul-Übersicht
Potentialtrennung	nein
Digitale Darstellung (Auflösung)	12 Bit (0...4095)
Messprinzip	Single ended
Eingangswiderstand	W300: 20 k Ω / 0.15% W310: 125 Ω / 0.1% × W340: U: 200 k Ω / I: 125 Ω W350: nicht relevant W360: nicht relevant

Konzept der Spektralmethode

- Das Verhalten von bestimmten (einer oder mehrere) Betriebsparameter wird nach dem Einschalten der Anlage oder des Kreislaufs im Spektralbereich (nach Fouriertransformation) analysiert.

Konzept der Spektralmethode



Präsentation zur Anwendbarkeit der Spektralmethode, 14.06.02, EIVD
Projekt-Nr. 37529, im Auftrag des Bundesamtes für Energie

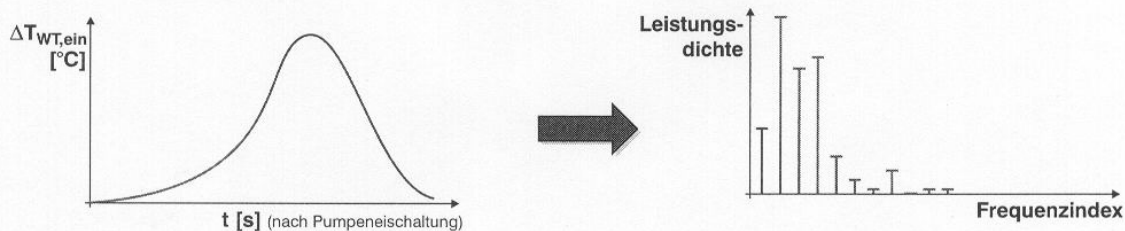
EnergieBüro
Grossenbacher
ingenieurbüro für Energieeffizienz und erneuerbare Energie

SYNETRUM AG
Energie- Gebäude- Umwelt
Beratende Ingenieure und Planer

Konzept der Spektralmethode

- Das Verhalten von bestimmten (einer oder mehrere) Betriebsparameter wird nach dem Einschalten der Anlage oder des Kreislaufs im Spektralbereich (nach Fouriertransformation) analysiert.

Konzept der Spektralmethode



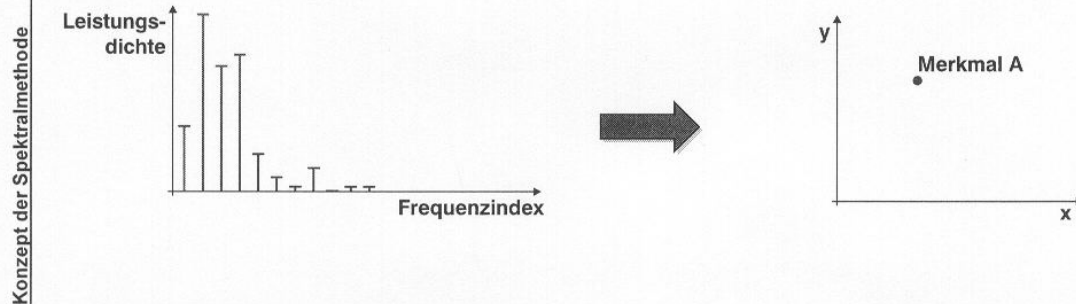
Präsentation zur Anwendbarkeit der Spektralmethode, 14.06.02, EIVD
Projekt-Nr. 37529, im Auftrag des Bundesamtes für Energie

EnergieBüro
Grossenbacher
ingenieurbüro für Energieeffizienz und erneuerbare Energie

SYNETRUM AG
Energie- Gebäude- Umwelt
Beratende Ingenieure und Planer

Konzept der Spektralmethode

- Das Verhalten von bestimmten (einer oder mehrere) Betriebsparameter wird nach dem Einschalten der Anlage oder des Kreislaufs im Spektralbereich (nach Fouriertransformation) analysiert.



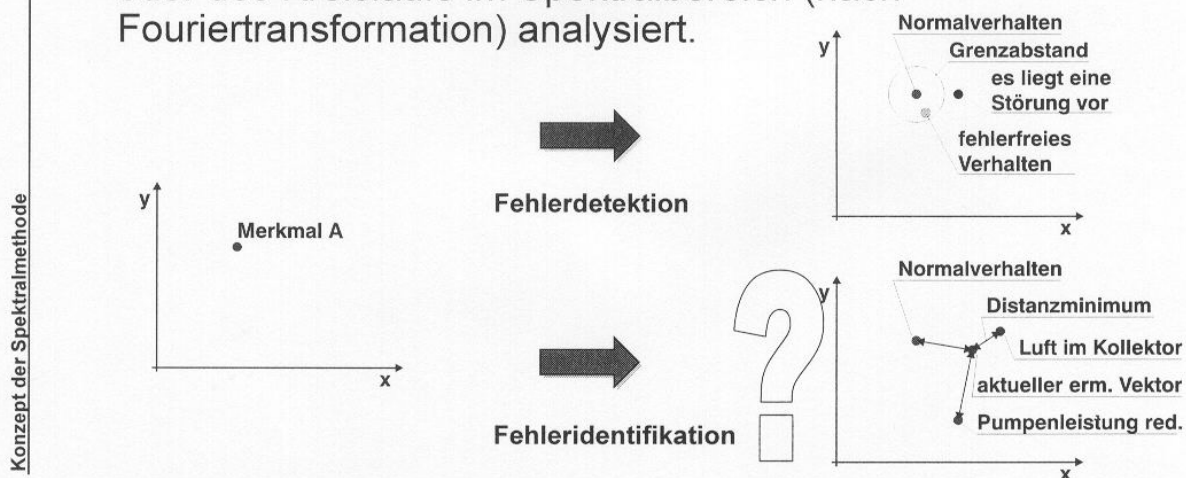
Präsentation zur Anwendbarkeit der Spektralmethode, 14.06.02, EIVD
Projekt-Nr. 37529, im Auftrag des Bundesamtes für Energie

EnergieBüro
Grossenbacher
Expertenbüro für Energieeffizienz und erneuerbare Energie

SYNETRUM AG
Energie- Gebäude- Umwelt
Beratende Ingenieure und Planer

Konzept der Spektralmethode

- Das Verhalten von bestimmten (einer oder mehrere) Betriebsparameter wird nach dem Einschalten der Anlage oder des Kreislaufs im Spektralbereich (nach Fouriertransformation) analysiert.



Präsentation zur Anwendbarkeit der Spektralmethode, 14.06.02, EIVD
Projekt-Nr. 37529, im Auftrag des Bundesamtes für Energie

EnergieBüro
Grossenbacher
Expertenbüro für Energieeffizienz und erneuerbare Energie

SYNETRUM AG
Energie- Gebäude- Umwelt
Beratende Ingenieure und Planer