

Schlussbericht Dezember 2003

Qualitätssicherungssystem für Solar- anlagen

Methode zur permanenten Funktions- kontrolle thermischer Solaranlagen

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

Verdankungen:

Als Autor des Schlussberichts möchte ich an dieser Stelle allen Personen danken, welche zum Gelingen der Arbeit in irgend einer Weise beigetragen haben. Dies ist insbesondere Dr. Charles Olivier, welcher ursprünglich die Projektidee initiiert, sowie seine Solaranlage zur Messzwecken über fast zwei Jahre zur Verfügung gestellt hat. Derselbe Dank geht auch an die Energie Thun AG in Thun, welche ihrerseits die Anlage zu Messzwecken zur Verfügung stellte und mit Markus May einen kompetenten Ansprechpartner vor Ort „mitlieferte“.

Den beiden Projektpartnern SAIA-Burgess aus Murten und Sontex aus Sonceboz danke ich für das kostenlose zur Verfügung stellen der Messinfrastruktur.

Im Weiteren danke ich allen Solarfachleuten im In- und Ausland, welche zur Beantwortung von Fragen zur Verfügung standen und so mit ihrem spezifischen Know-How zur Zielerreichung beigetragen haben.

Diese Arbeit ist im Auftrag des Bundesamtes für Energie entstanden. Für den Inhalt und die Schlussfolgerungen ist ausschliesslich der Autor dieses Berichts verantwortlich.

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 sind zwei Anlagen, eine im Bernischen Münchenwiler bei Murten (Anlage Rüti) und eine in Thun (Anlage Thun) mit labormässiger Sensorik und Datenerfassungsgeräten ausgerüstet worden. Es wird dabei ausschliesslich der Kollektorkreis betrachtet und nicht in die bestehenden Steuerungen eingegriffen.

Im Zentrum der Untersuchungen stehen zwei (später dann nur noch eine) Methoden, mit der 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 zusätzlicher Temperaturfühler notwendig ist. Dieser soll wenige Meter nach Kollektorausstritt in der Kollektorleitung platziert sein. Die Schwierigkeit und damit ein gewisser Nachteil dieser Methode liegt in der fehlerfreien Lernphase, welche notwendig ist, damit später fehlerhaftes Anlageverhalten von fehlerfreiem unterschieden werden kann.
- Die in der ersten Projektetappe beschriebene 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.

Während der Messdatenaufzeichnung werden bei beiden Anlagen verschiedene Störungen simuliert. Diese werden durch Variieren der Pumpenstufen, verschiedene Kollektorfeldabdeckungen, Verstellung der Regelparameter und anderem mehr ausgeführt. Die Auswertungen der Messdatenreihen erfolgt ‚Offline‘ d.h. mit Hilfe verschiedener üblicher EDV-Hilfsmittel.

Trotz intensiven Analysen der Messdatenreihen kann mit der Energiebilanzmethode für beide Anlagen keine brauchbare Korrelation zwischen den simulierten Fehlern und den Resultaten erarbeitet werden. Das Konzept der Energiebilanzmethode scheidet aufgrund dieser Untersuchungen aus.

Die Spektralmethode hingegen erweist sich als tauglich, Fehler wie Störungen bei der Kollektordurchströmung (z.B. stehende Luftblasen), Kondensation auf der Innenseite der Scheibe, gestörte Pumpenleistung und zirkulierende Luft im Kreislauf zuverlässig zu erkennen. Es handelt sich bei allen diesen Fehlern um graduelle Kollektorleistungsreduktionen, welche langsam eintreten und nicht durch Logikprüfungen detektiert werden können. Dies ist insbesondere das Interessante am gefundenen Konzept, welches zusammen mit Logikprüfungen, welche im Rahmen eines anderen P-&D-Projektes [Age 02] beschrieben wurden, die theoretischen Grundlagen zur Entwicklung einer künftigen Reglergeneration liefert, welche über die rote Warnlampe verfügen, welche den Anlagebesitzer über anstehende Fehlfunktionen und Degradationen informiert.

Die Erkenntnisse der durchgeführten Datenanalysen sind in Form eines Flussdiagramms und der Beschreibung der einzelnen Signalverarbeitungs- und Rechenschritten als Pflichtenheft für die industrielle Umsetzung erarbeitet. Nach Rücksprache mit verschiedenen Steuerungsherstellern kann festgestellt werden, dass sich die Mehrkosten für die Umsetzung einer permanenten Funktionskontrolle mit der Spektralmethode im Vergleich zu sehr einfachen Solarreglern im Bereich von CHF 100.- bis CHF 150.- inkl. dem erforderlichen zusätzlichen Fühler bewegen. Bei teureren, digitalen Reglern für kompliziertere Anlagen reduzieren sich die Mehrkosten auf den zusätzlichen Fühler von ca. CHF 50.-.

Résumé

Le présent projet vise à tester en pratique les méthodes proposées, dans le cadre d'une précédente pré-étude [Syn 98], pour le contrôle permanent des performances d'installations solaires thermiques, de manière à en établir les possibilités et les limites.

Pour ce faire, deux installations, - l'une à Münchenwiler BE près de Morat (installation Rütli), et l'autre à Thoun (installation Thun) – ont été équipées de capteurs de températures et d'enregistreurs de données de qualité. L'expérimentation s'est limitée exclusivement au circuit solaire, sans aucune intervention dans les régulations existantes.

Deux méthodes de contrôle des performances ont été appliquées et analysées:

- La **méthode spectrale** repose sur l'analyse comparative des fluctuations de températures en régime transitoire dans le circuit solaire, après l'enclenchement de la pompe. A cet effet, la température du fluide est mesurée en un point situé en aval des capteurs à une cadence élevée (typiquement chaque seconde), puis ce signal de température, est converti par transformée de Fourier en spectre de fréquences. Sous cette forme, le comportement dynamique de l'installation en fonctionnement peut être aisément comparé à celui de l'installation fonctionnant de manière optimale. La méthode spectrale a l'avantage de ne nécessiter qu'un capteur de température supplémentaire, placé à une distance de quelques mètres après la sortie des capteurs solaires. 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 du bilan d'énergie** ne nécessite pas de phase d'apprentissage initiale. Elle repose sur le principe de comparaison du gain ou de la perte d'énergie attendue dans l'accumulateur après un intervalle de fonctionnement de la pompe de circulation avec la quantité de chaleur effectivement mesurée.

Au cours de l'enregistrement des données sur les deux installations, plusieurs dysfonctionnements ou pannes de ces installations ont été simulés, notamment par un changement du régime de fonctionnement de la pompe, un obscurcissement partiel ou total d'une partie des capteurs, une modification des paramètres de la régulation, ainsi que par d'autres actions. L'analyse des données ainsi recueillies a été réalisée 'offline' à l'aide d'outils logiciels disponibles sur PC.

Malgré l'analyse détaillée des séries de données mesurées sur les deux installations, il n'a pas été possible de mettre en évidence une corrélation entre les dysfonctionnements simulés et les résultats fournis par la méthode du bilan d'énergie. Le concept de cette méthode est inadapté

Par contre, la méthode spectrale se révèle adéquate pour détecter des dysfonctionnements comme par ex. une réduction du débit (causée par ex. par la présence de bulles d'air), la condensation sur la surface intérieure des vitrages, ou une perturbation du régime de fonctionnement de la pompe notamment. Ces dysfonctionnements apparaissent en général lentement et se traduisent par une réduction progressive de la puissance des capteurs; ce type de pannes ne peut pas être détecté par des tests logiques. La méthode spectrale complète avantageusement la logique de détection mise au point dans le cadre d'un autre projet P&D [Age 02]. Ensemble, elles forment les fondements théoriques pour le développement de la génération de régulateurs du futur. Ceux-ci disposeront d'une lampe rouge avertissant l'utilisateur de l'installation à l'apparition de dysfonctionnements ou de dégradation des performances.

La mise en œuvre de la méthode – résultat des travaux réalisés dans ce projet – est synthétisée par un organigramme et une description des étapes élémentaires de traitement du signal et de calcul, formant le cahier des charges pour l'application industrielle. Les discussions avec plusieurs fabricants de régulateurs montrent que les surcoûts pour l'implémentation de la méthode spectrale se situeraient autour de CHF 100.- à 150.- en comparaison des régulateurs solaires simples (y compris le capteur de température supplémentaire requis). Le surcoût de mise en œuvre dans des régulateurs numériques destinés au contrôle d'installations solaires complexes se réduirait au seul coût du capteur supplémentaire, soit env. CHF 50.-.

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 Fehlersimulationen.....	12
3	Die Spektralmethode	13
3.1	Konzept der Spektralmethode	13
3.2	Signalverarbeitung.....	13
3.3	Anwendung der Spektralmethode	15
3.3.1	Datenerfassung und -Aufzeichnung	15
3.3.2	Das Messprogramm	16
3.3.3	Eckdaten zur Signalverarbeitung	17
3.3.4	Empirische Parameter und Einschränkungen	22
3.4	Diskussion der Resultate anhand der Anlage Thun	24
3.5	Welche Fehler können mit der Spektralmethode erkannt werden?	29
3.5.1	Auswertungs- und Darstellungsmethodik.....	29
3.5.2	Anlage Thun klein.....	30
3.5.3	Anlage Thun gross.....	31
3.5.4	Anlage Rüti.....	35
3.5.5	Zusammenfassung	38
4	Weitere Resultate	39
4.1	Möglichkeit für verbesserte Auswertung	39
4.2	Volumenstrom- und Wärmemengenmessung	41
4.2.1	Theorie zur Volumenstromberechnung mittels Zeitmessung	41
4.2.2	Erkenntnisse aus den Volumenstromberechnungen.....	42
4.2.3	Energiebilanzmethode	45
4.2.4	Wärmemengenmessung aus Wärmezähler und eigener Berechnung.....	45
4.3	Ergänzende Fehlererkennungsroutinen	48
5	Pflichtenheft zur industriellen Umsetzung.....	49
5.1	Erforderliche Hardware	49
5.2	Kostenschätzungen von Herstellern	53
6	Bewertung, Ausblick	55
	Literaturverzeichnis	
	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 Anlagekonzepte 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 beispielsweise 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 abgeschlossenen zweiten Phase des Projektes soll in erster Linie die Anwendbarkeit der beiden Methoden (Spektralmethode und Energiebilanzmethode) durch Versuche auf realen Anlagen verifiziert werden. Damit soll untersucht werden, welche Fehlfunktionen mit welcher Methode wie sicher erkannt werden können. Im Weiteren soll ein Pflichtenheft für die industrielle Umsetzung der gefundenen Methodik ausgearbeitet werden.

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.

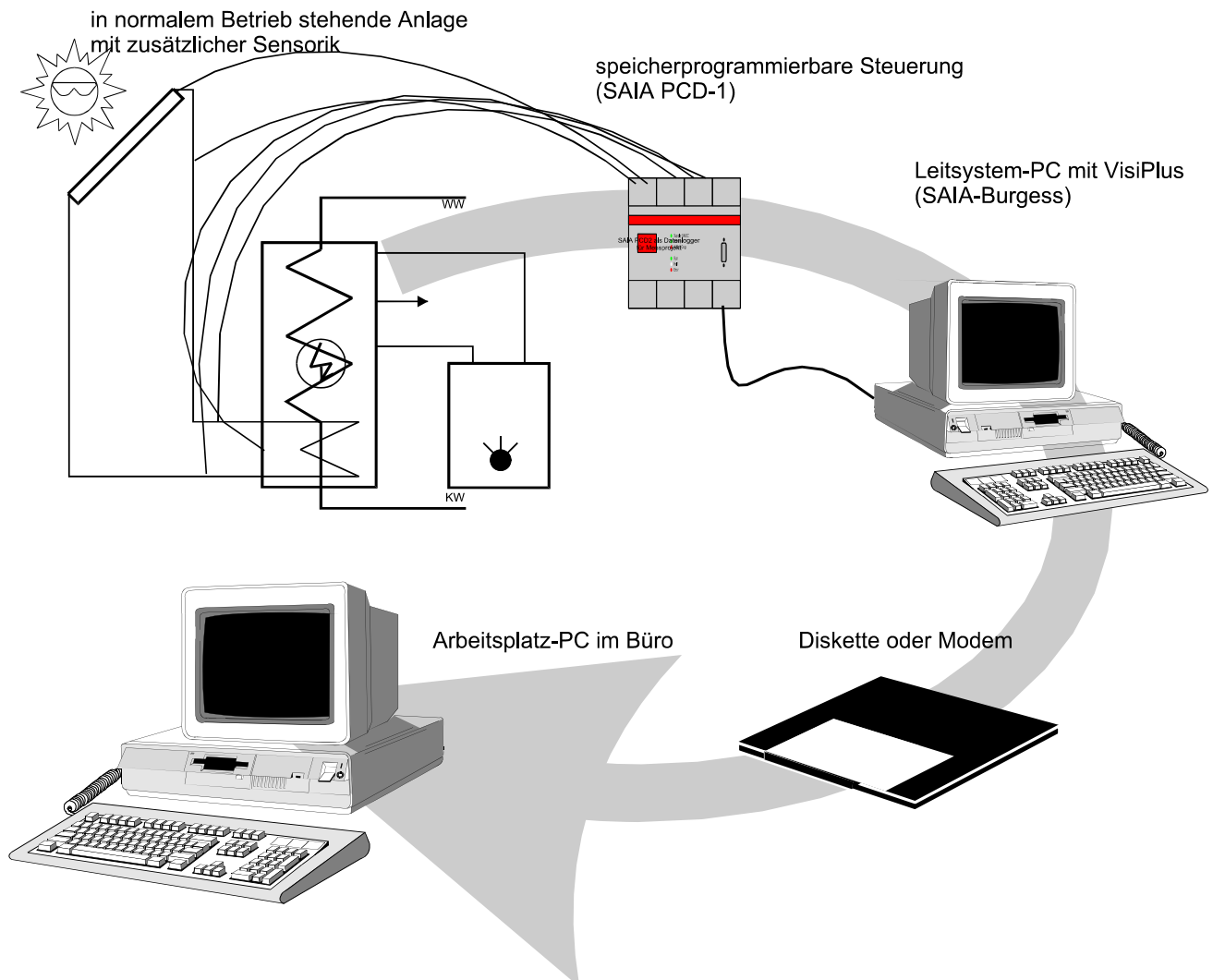


Bild 1: Messdatenverarbeitungskonzept

2.2 Aufbau und Instrumentierung der Anlagen

2.2.1 Anlage Rüti

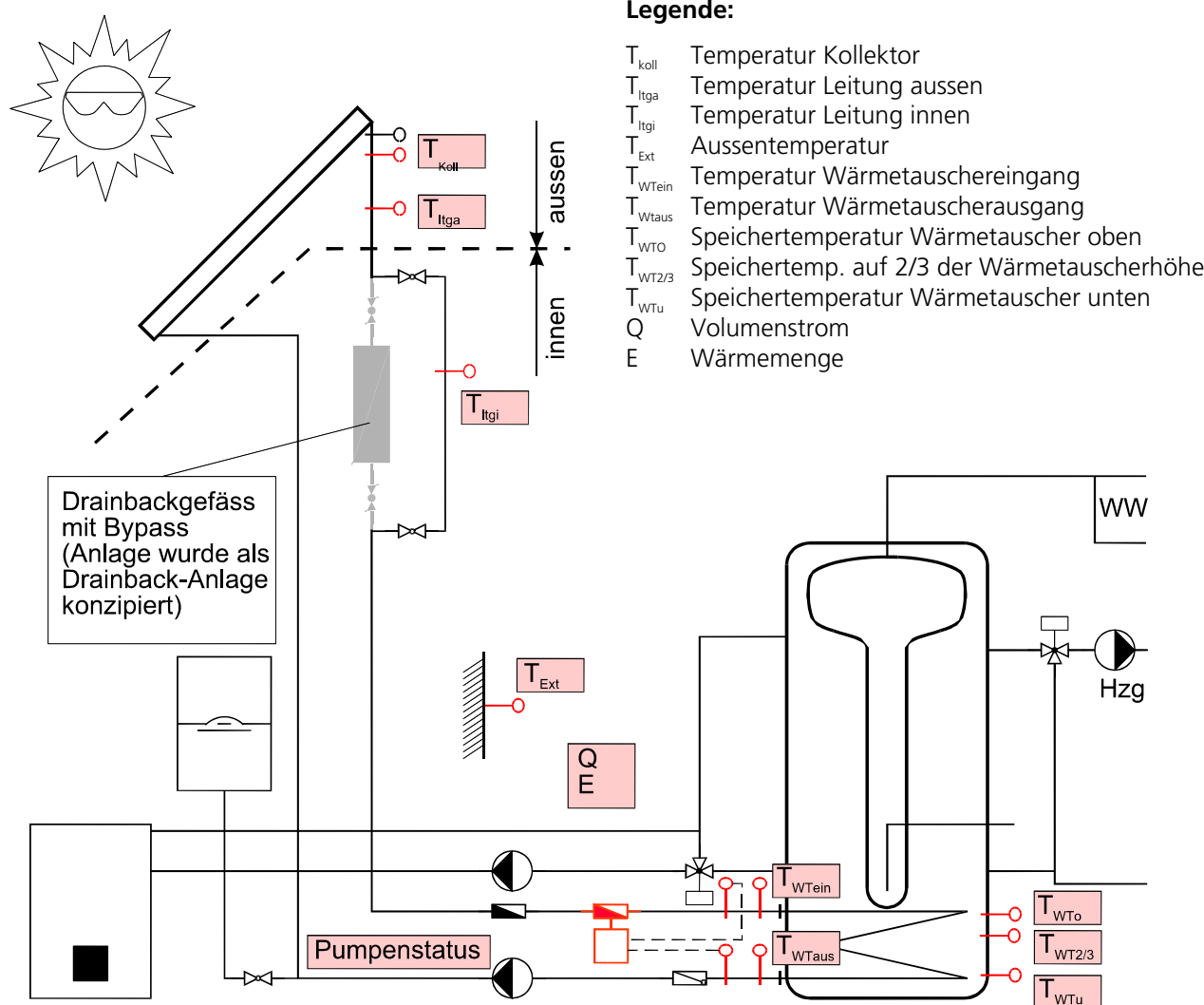


Bild 2: Prinzipschema Anlage Rüti (Tabelle der Messpunkte und Leitungslängen s. Anhang)

Eckdaten der Anlage:

- Baujahr: 1990
- Kollektorfeld: 11.8m² trockenangekoppelte Heatpipe-Kollektoren (Fournelle, Phillips) in zwei seriell geschalteten Feldern à 3 Einheiten mit insgesamt 72 Röhren bzw. 6.48m² Absorberfläche, Ausrichtung: Dach: -43 Grad Ost, Röhren: ca. -33° Ost, Neigung: 23°
- Speicher: Kombi-Speicher (Jenni) 4'200 Liter, 2.9m hoch, 1.4m Durchmesser, 1 Glattrohr-WT 36m lang mit 3.84m² Oberfläche
- 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

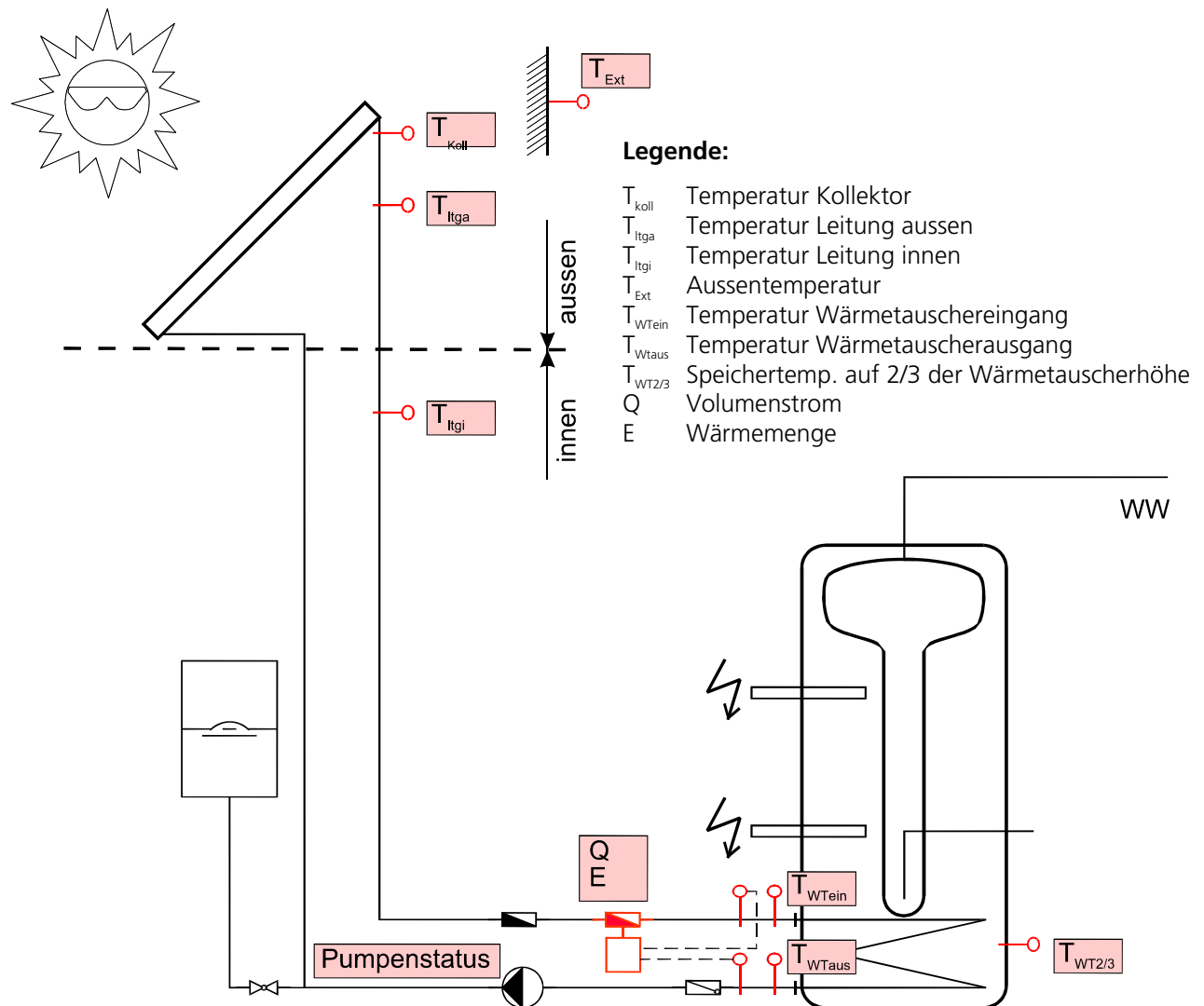


Bild 3: Prinzipschema Anlage Thun

Eckdaten der Anlage:

Baujahr / IBS: 2001

Kollektorfeld: 15.6m² bzw. 7.8m² aufgeständerte Flachkollektoren mit Fahnenabsorber (Domino 260, SPF-Nr. C514) in zwei parallel geschalteten Feldern, Ausrichtung: 0° Süd, Neigung: 35°

Speicher: Kombi-Speicher (Feuron) 1'000 Liter, Solartauscher 2.4m², zwei Elektroeinsätze à 6kW

Betriebsweise: Zusatzheizung: nur elektrisch, WW-Verwendung für Duschaum (industrielle Betriebe)

Besonderheiten: Die Anlage ist ein Standardprodukt von Friap. Das Kollektorfeld wurde im April 2003 – also mitten im Messprogramm – um die Hälfte reduziert. Der Umbau führte dazu, dass das Messprogramm in zwei Teile (Anlage gross und klein) aufgeteilt wurde. Die vorgängigen Betriebserfahrungen zeigten, dass der Speicher sonst zu knapp dimensioniert ist und die Anlage im Sommer regelmässig ausdampft. Die vorhandene Steuerung erkennt dies nicht und die Pumpe läuft dabei ohne Fluid zu fördern 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.

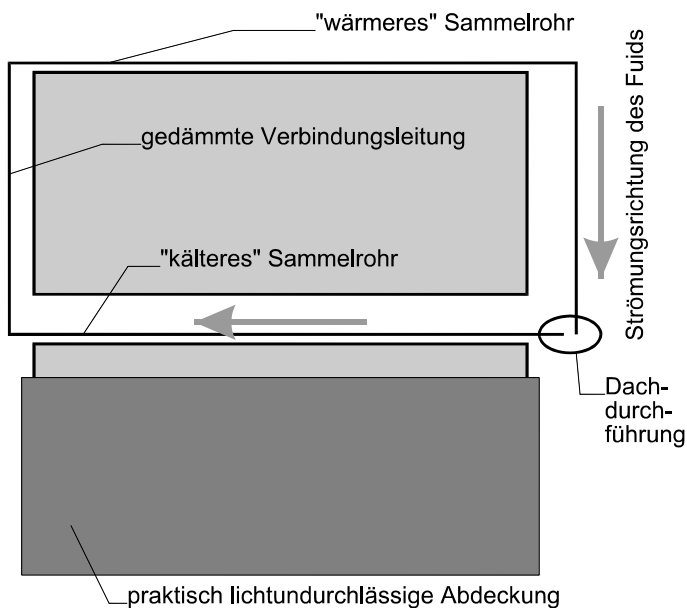
2.3 Die simulierten Fehlfunktionen

2.3.1 Reduzierte Kollektorleistung

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



Bild 4: Teilabdeckung des Kollektorfeldes der Anlage Rüti mit einem weissen Vlies, das im Strassenbau eingesetzt wird.



heizt wird. Es ist daher anzunehmen, theode leicht erkannt werden kann.

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. (vgl. Bild 6) 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 aufgedass dieser „Fehler“ mit der Spektralme-

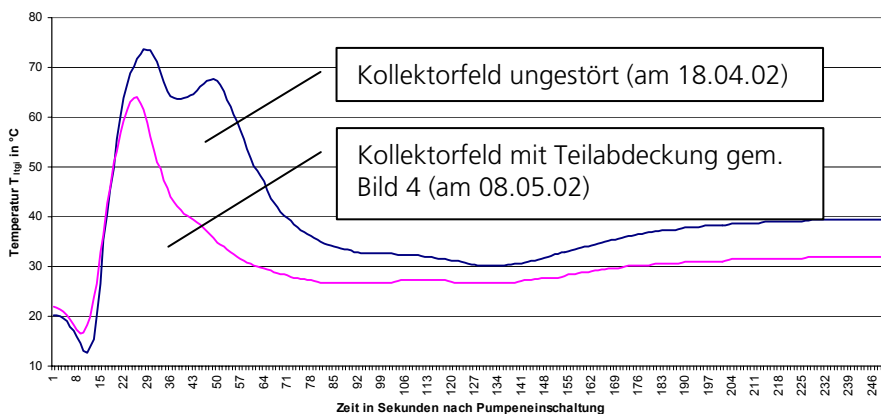


Bild 5: (oben) schematische Darstellung der Teilabdeckung für eine Leistungsreduktion von ca. 40%

Grafik 6: (links) Temperaturverlauf beim Messpunkt Itgi während der ersten 4 Minuten nach Pumpeneinschaltung.

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:

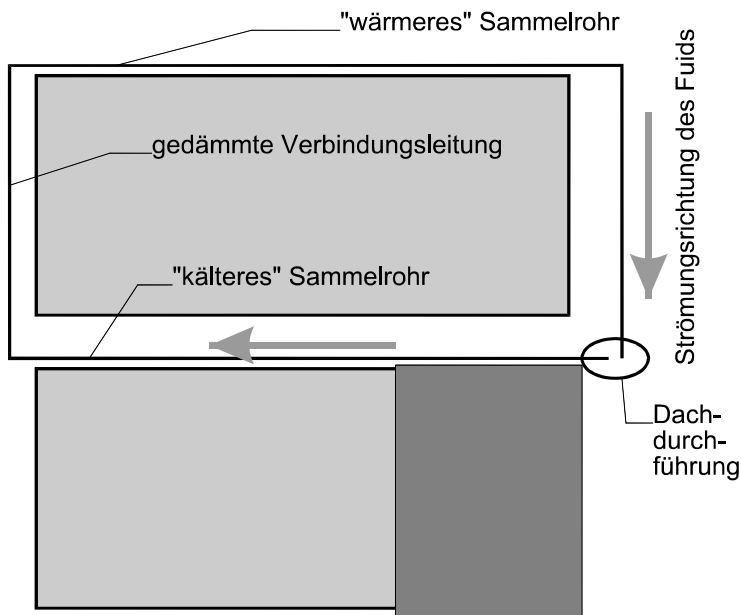


Bild 7: schematische Darstellung der Teilabdeckung für eine Leistungsreduktion von ca. 20 - 30%

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

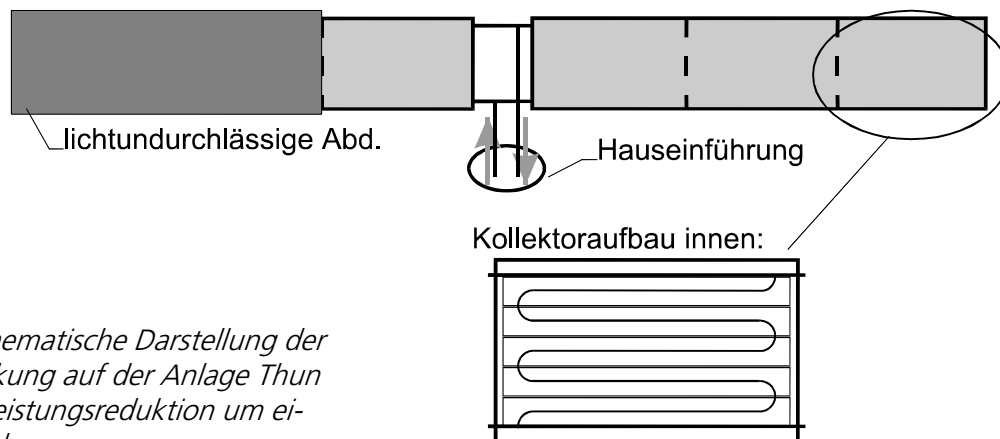


Bild 8: schematische Darstellung der Teilabdeckung auf der Anlage Thun für eine Leistungsreduktion um einen Drittel

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. Der geschätzte Abschattungsfaktor beträgt etwa 30 – 40%.

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 einer ganzflächigen Degradation der selektiven Beschichtung. Damit soll festgestellt werden, ob mit den angewendeten Methoden der Funktionskontrolle diese Art Fehler auch erkannt werden kann.

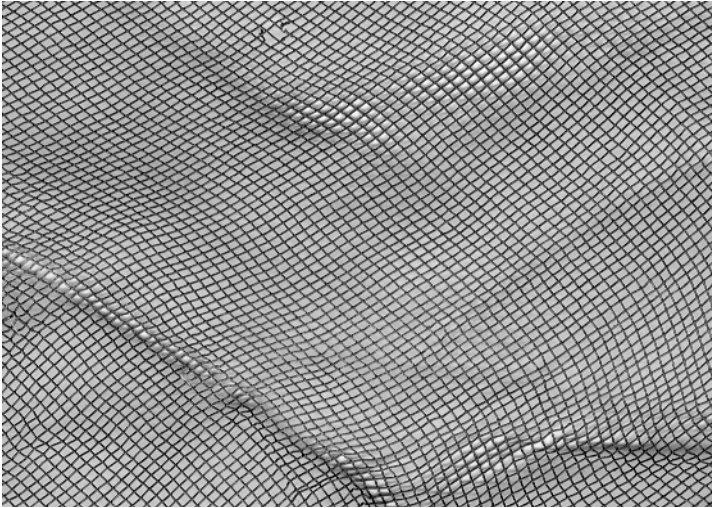


Bild 9: Die Struktur des eingesetzten Netzes für eine teilweise Abdeckung der Kollektoren



Bild 10: Die grosse Kollektoranlage in Thun mit der ganzflächigen Netzabdeckung.

2.3.2 Andere Fehlersimulationen

- Defekte Kollektor-Dämmung:
 - Entfernen der Sammelrohrdämmung über ein Sechstel der Länge (nur Anlage Rüti)
- Fehler in der Steuerung:
 - Ändern der Einschalt-Temperaturdifferenz
- Fehler in der Zirkulation:
 - Stufe der dreistufigen Umwälzpumpe ändern
 - Luft in Kollektorkreis einblasen (nur Anlage Thun)

(vgl. Details des Messprogramms im Anhang sowie Übersicht im Abschnitt 3.3.2)

3 Die Spektralmethode

3.1 Konzept der Spektralmethode

Das Konzept der Spektralmethode wurde im Rahmen einer Dissertation an der ETHZ zur Fehlererkennung am Wärmepumpenkreislauf entwickelt, beschrieben und mit labormässiger Vergleichsanordnung validiert [Räb 97]. Um die Eigenheiten der mit dem Begriff ‚Spektralmethode‘ bezeichneten Funktionskontrolle zu verstehen, sind im Wesentlichen zwei 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 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 flink reagierenden Messfühlern. Dies ist technisch problemlos machbar und auch nicht teuer. Inwiefern sich ein Drift des Messfühlers auf das Resultat der Methode auswirkt, kann nicht abschliessend kommentiert werden. Da nur die Signalcharakteristik und nicht das absolute Temperatursignal verwendet wird, kann man allerdings davon ausgehen, dass eine gewisse Toleranz gegenüber der Variabilität der absoluten Genauigkeit besteht.

Vorteile:

- Die Überwachung benötigt nur einen zusätzlichen Temperaturfühler und ist daher kostengünstig.
- 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. Kollektorverschmutzungen (wenn sie nicht über das ganze Feld gleich stark ist, vgl. Abschnitt 3.5.3), Lufteinschlüsse, verringerter Volumenstrom usw. (s. Abschnitt 3.5)

Nachteile:

- Es braucht eine fehlerfreie Lernphase nach der Inbetriebsetzung der Anlage. Damit stellt sich die Frage, wie diese als fehlerfrei bezeichnet bzw. wie dies sichergestellt werden kann. (vgl. Kapitel 6)
- Es lassen sich nicht alle Fehler erkennen.

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.

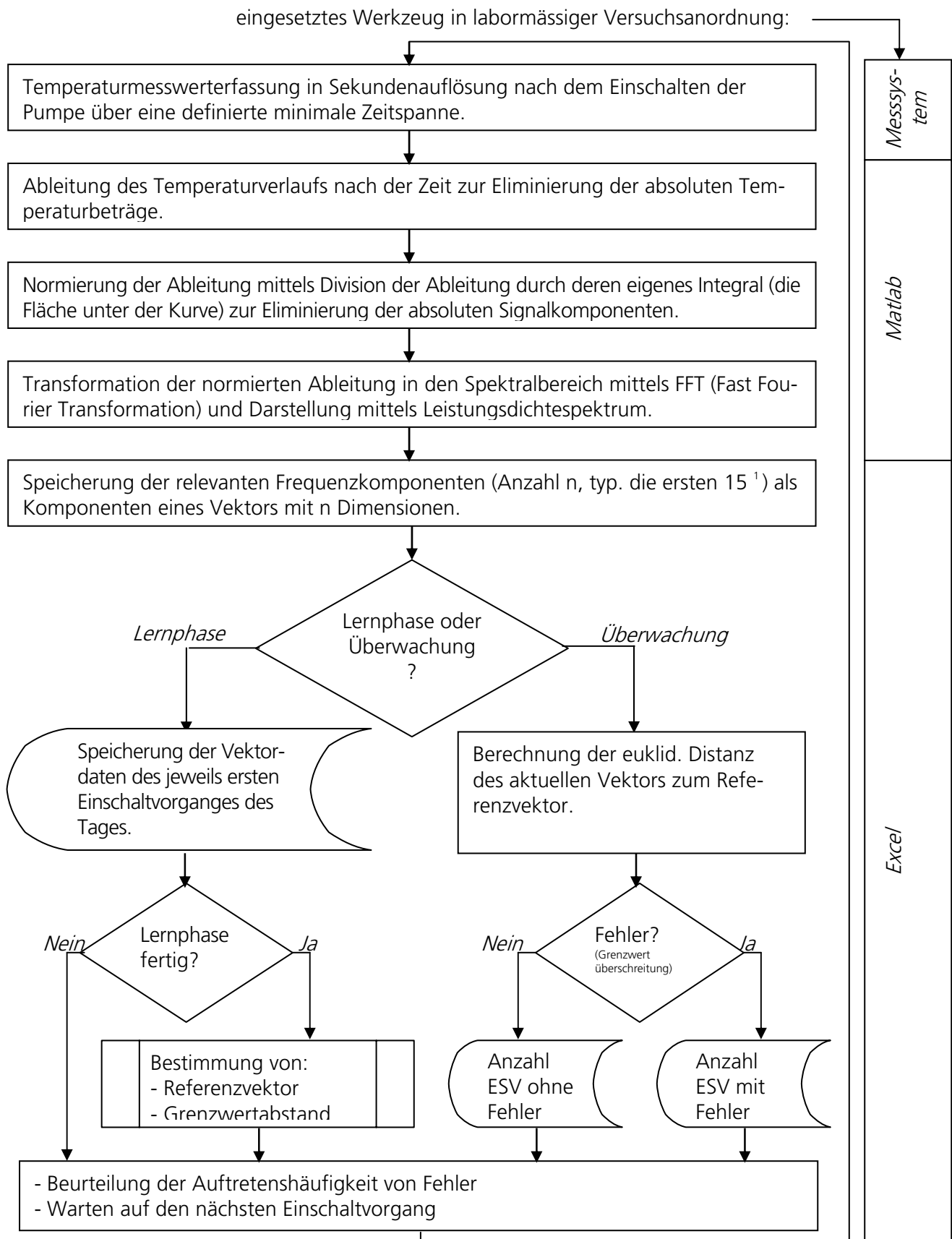


Bild 11: Struktur der Signalverarbeitung wie sie labormässig und offline mit den geloggtten Messdatenreihen vorgenommen wurde. (ESV = Einschaltvorgang)

¹ Die durchgeführten Analysen haben gezeigt, dass nur etwa die ersten 15 Frequenzkomponenten relevante Beträge aufweisen, welche zur Berechnung des Merkmalsvektors sinnvoll sind. Dies stimmt auch mit den Beobachtungen von Räber [Räb 97] überein und kann damit als genügend sicher angesehen werden.

3.3 Anwendung der Spektralmethode

3.3.1 Datenerfassung und -Aufzeichnung

Messpunkte:

Bei der Anlage Rüti sind die Messpunkte Itgi (Leitung innen) und wtein (Wärmetauschereintritt) mit flinken Temperaturfühlern ausgestattet, welche eine Analyse mit der Spektralmethode zulassen. Bei der Anlage Thun ist zusätzlich noch der Messpunkt Itga (Leitung aussen) eingebaut worden, allerdings erst in einer späteren Phase des Messprogramms.

Bei den eingesetzten Fühlern handelt es sich um PT1000 –Elemente in einer dünnwandigen Edelstahlhülse mit 4mm Durchmesser, welche mit einer Klemmverschraubung ohne Tauchhülse direkt in den Rohrquerschnitt eingetaucht sind. Es ist anzunehmen, dass Fühler mit noch besserer thermischer Ankopplung an das Medium (d.h. dünnere Hülsen) tendenziell besser differenzierbare Temperatursignale liefern.

Selektion der Einschaltvorgänge:

Bei der Anlage Rüti beträgt die eingestellte Einschalt-Temperaturdifferenz der Solarsteuerung wegen der Hochtemperaturkollektoren 30°K. Damit ergeben sich pro Tag in der Regel nur ein bis maximal etwa 5 Pumpeneinschaltungen. Bei dieser Anlage werden deshalb sämtliche Einschaltvorgänge im Auswertungswerkzeug auf Excel erfasst.

Bei der Flachkollektor-Low-Flow-Anlage Thun ist das Einschalt-Temperaturdifferenz nur auf 8°K eingestellt und es ergeben sich sehr viel mehr Einschaltvorgänge (vgl. Abschnitt 2.2.2). Dazu kommt, dass der Kollektorkreis mit einem fast 23 Meter Leitungspaar erschlossen ist. Das Fluid-Volumen in der Vorlauf-Leitung und im Wärmetauscher zusammen (21 l) ist wesentlich grösser als das im Kollektor (14 l). Es erstaunt deshalb nicht, wenn die Anlage einige „Anläufe“ braucht, bis die Kollektorkreispumpe längere Zeit eingeschaltet bleibt. Zur Reduktion der Anzahl der aufgezeichneten Einschaltvorgänge wird hier der Einschaltvorgang nur berücksichtigt, wenn die Pumpe vorher mindestens 1 Stunde abgeschaltet war und der Pumpvorgang mindestens 2 Minuten dauert. Das entspricht knapp der erforderlichen Zeitspanne, damit die Temperaturflanke beim Fühler am Wärmetauschereintritt (wtein) vollständig ankommt. Für die besser geeigneten Messpunkte Itga und Itgi ist dieses Zeitfenster jedoch ausreichend.

Datenaufzeichnung:

Zur Datenaufzeichnung wird je eine Speicherprogrammierbare Steuerung (PCD1) und ein konfigurierbares Leitsystem (VisiPlus) der Firma SAIA-Burgess (Projektpartner) auf einem Windows-NT-Rechner eingesetzt. Die Datenaufzeichnung erfolgt kontinuierlich unter Anwendung eines einfachen Kompressionsalgorithmus indem ein Messwert nur aufgezeichnet wird, wenn er sich vom vorhergehenden um mindestens einen einstellbaren Schwellwert unterscheidet. Mittels den aufgezeichneten Pumpeneinschaltzeitpunkten und dem Datums- und Zeitstempel pro aufgezeichnetem Messwert kann aus diesen Datenreihen ein Signal in Sekunden-Auflösung extrahiert werden.

In der industriellen Umsetzung der entsprechenden Messtechnik muss jedoch eindeutig der Pumpeneinschaltzeitpunkt als Trigger verwendet werden, welcher die Aufzeichnung des Messsignals mit einem fixierten Zeitintervall von einer Sekunde startet. Die in der Versuchsanordnung eingesetzte Methode verursachte teilweise unrealistisch grosse Sprünge im Signal² welche mittels gleitender Mittelwertbildung vor der weiteren Signalverarbeitung behelfsmässig wieder ausgeglichen werden mussten, damit die Ableitung des Signals nicht grosse Spikes enthält.

² Die Ursache hierfür liegt beim eingesetzten Leitsystem und dessen Datenlogger-Funktion, welche bei Situationen wo viele Messdaten gleichzeitig aufgezeichnet werden sollten, offensichtlich Probleme mit der Echtzeit-Datenverarbeitung hatte.

3.3.2 Das Messprogramm

Im Rahmen der laufenden Untersuchungen wird grundsätzlich davon ausgegangen, dass die Anlagen korrekt funktionieren, solange nicht eine Fehlfunktion simuliert wird. Das heisst aber nicht, dass es im Rahmen des Messprogramm nur „Lernphase“ und „simulierte Fehler“ gab. Vielmehr wird versucht, die Lernphase, die simulierten Anlagestörungen und der „fehlerfreie Betrieb ausserhalb der Lernphase“ zeitlich in einen vernünftigen und möglichst realistischen Zusammenhang zu bringen. Im Unterschied zu einer späteren realen Anwendung der Methode sind diese drei verschiedenen Betriebsphasen im Rahmen des Messprogramms auf der Zeitachse beliebig verschiebbar. Auch nach Abschluss des Programms lassen sich ausserhalb der Fehlersimulations-Zeitfenster die „Lernphase“ und der „fehlerfreie Betrieb ausserhalb der Lernphase“ beliebig definieren. Damit bei der Auswertung der Resultate nicht zu viele Parameter variabel sind wird für beide bzw. alle drei Anlagen ein Messprogramm festgelegt: (Details s. Anhang)

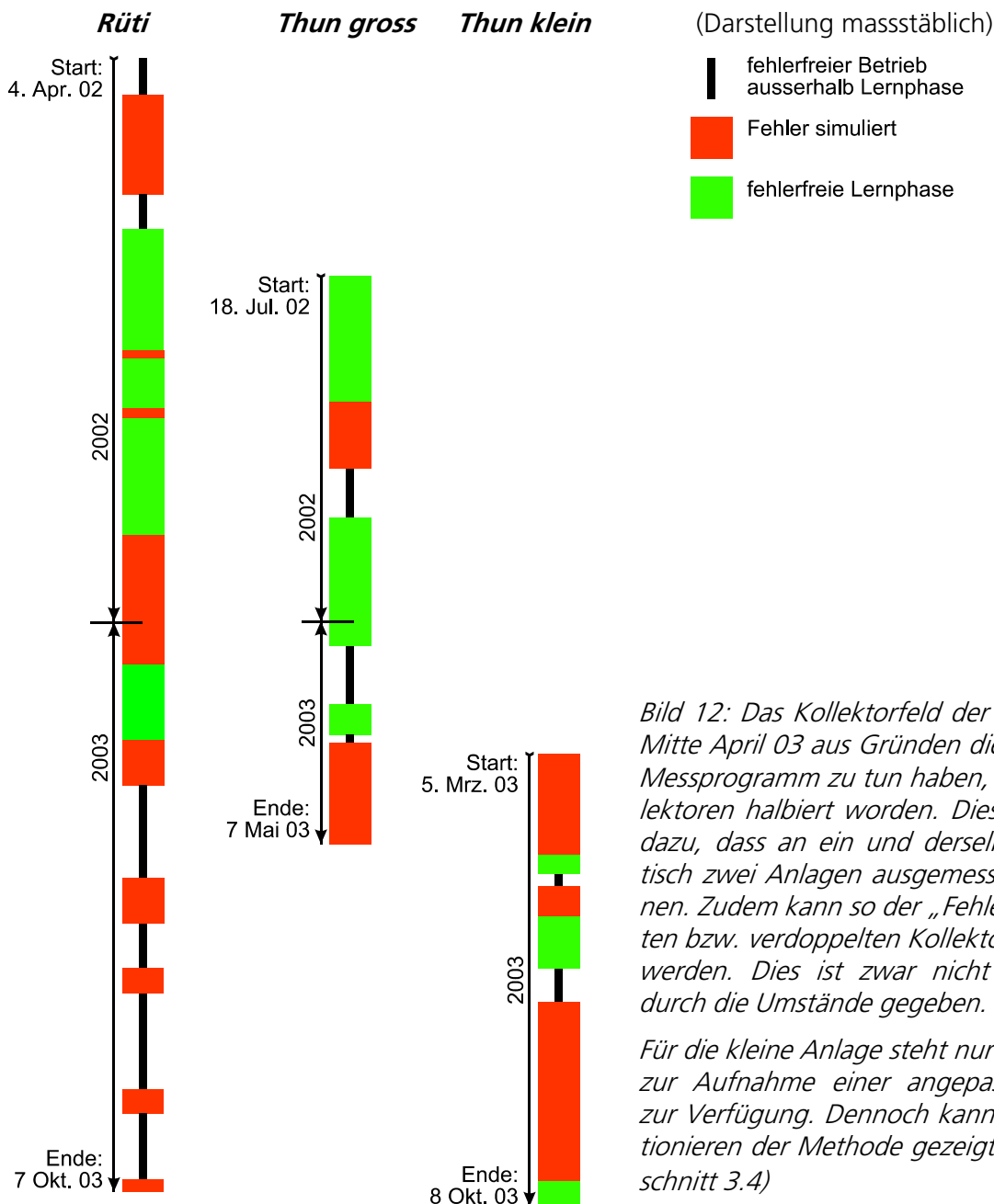


Bild 12: Das Kollektorfeld der Anlage Thun ist Mitte April 03 aus Gründen die nichts mit dem Messprogramm zu tun haben, von 6 auf 3 Kollektoren halbiert worden. Dieser Umbau führt dazu, dass an ein und derselben Anlage faktisch zwei Anlagen ausgemessen werden können. Zudem kann so der „Fehler“ einer halbierten bzw. verdoppelten Kollektorfläche simuliert werden. Dies ist zwar nicht realistisch aber durch die Umstände gegeben.

Für die kleine Anlage steht nur noch wenig Zeit zur Aufnahme einer angepassten Lernphase zur Verfügung. Dennoch kann ein gutes Funktionieren der Methode gezeigt werden. (s. Abschnitt 3.4)

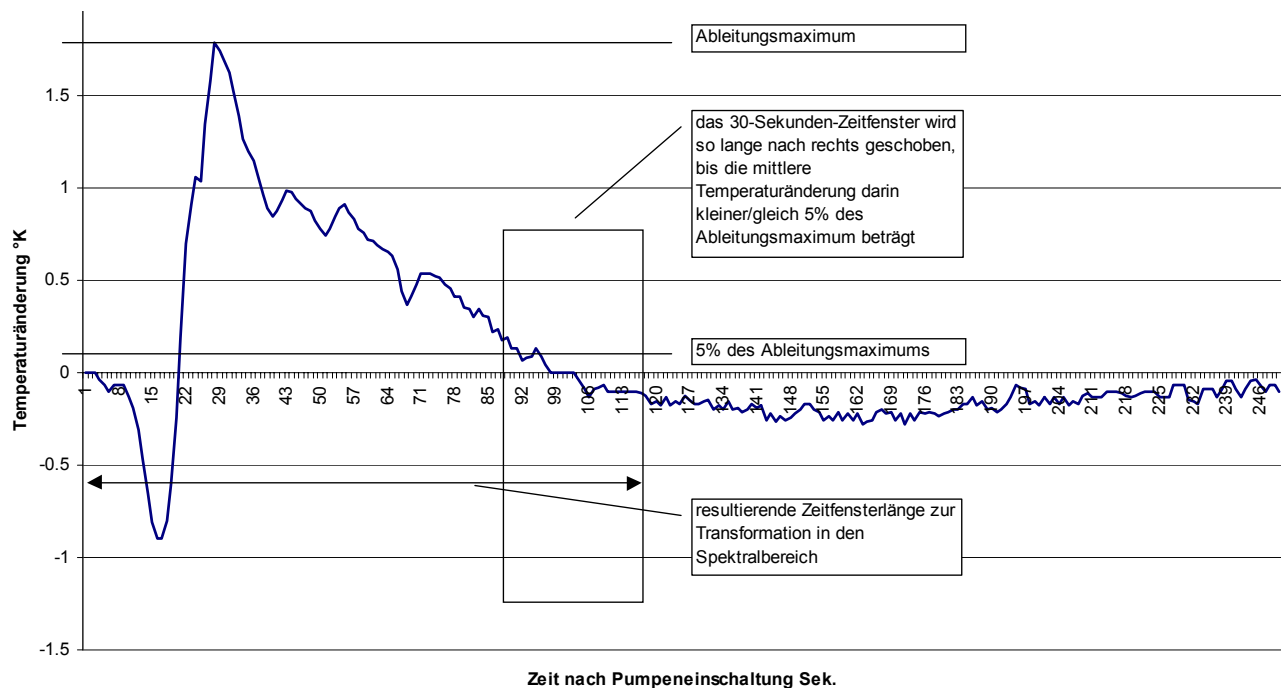
3.3.3 Eckdaten zur Signalverarbeitung

(vgl. Abschnitt 0 und Flussdiagramm im Anhang)

Bestimmung der Zeitfensterlänge:

Nach Räber [Räb 97] muss die Fouriertransformation auf ein Zeitfenster der Impulsantwort (zeitl. Ableitung des Temperatursignals) angewendet werden, dessen Beginn durch das auslösende Prozessereignis gegeben ist², und so lang dauert, bis das Signal etwa stabil bei Null ist. Bei der Solaranlage entspricht damit der Startzeitpunkt dem Einschaltzeitpunkt der Solarkreispumpe.

Die Zeitspanne, bis die Temperaturänderungen beim betreffenden Messpunkt sich um Null einpendelt, muss jedoch zunächst ermittelt werden. (Die Temperaturzunahme im Speicher spielt dabei keine Rolle, weil dieser Vorgang viel langsamer abläuft). Es wird das folgende einfache Verfahren angewendet:



Grafik 13: Die Kurve zeigt die Temperaturänderung am Messpunkt ltgi der Anlage Thun klein am 1. Oktober 03 um 13:57:44 Uhr bei der ersten Einschaltung. Die ermittelte Zeitfensterlänge beträgt 117 Sekunden. Die 5% und 30 Sekunden als Grenzwerte sind empirisch gewählte Parameter.

Zur realen Umsetzung der Methodik ist die Einführung einer Längenbegrenzung notwendig, weil die Zeitfensterlänge, auf welche die Fouriertransformation angewendet werden soll, aus dem Mittelwert aller Längen der während der Lernphase aufgezeichneten Signale berechnet werden muss. Damit also nicht alleine für die Lernphase sehr viel Speicher erforderlich wird, muss ein anlagespezifischer Wert zur zeitlichen Begrenzung der Temperaturoaufzeichnung gefunden werden. Dies lässt sich näherungsweise aus dem bewegten Fluidvolumen vom kaltseitigen Kollektoreintritt bis zum festgelegten Messpunkt und dem projizierten Nennvolumenstrom berechnen. Damit wird sichergestellt, dass das ganze Volumen im Kollektor nach dem Einschalten der Pumpe den Messpunkt passiert. Eine Gegenüberstellung der auf diese Weise berechneten Zeitfensterlängen mit den messtechnisch ermittelten Werten ergibt folgendes Bild:

² Bei der Wärmepumpe war das der Einschaltzeitpunkt des Kompressors

Auswahl der Einschaltvorgänge:

Bei den Auswertungen konnte gezeigt werden, dass es sinnvoll ist, jeweils nur der erste Einschaltvorgang pro Tag sowohl in der Lernphase wie auch in der Überwachungsphase zu verwenden. Dies deshalb, weil durch die lange Stillstandszeit in der Nacht, die Fluid-Temperatur in den Leitungen tiefe und immer etwa gleiche Werte annimmt. Damit ergibt sich eine hohe Temperaturdifferenz zwischen der Kollektorstarttemperatur und der Starttemperatur am betreffenden Messpunkt, was zu einer ausgeprägten Temperaturflanke führt, deren Charakteristik letztlich interessiert.

Die Starttemperatur des Messpunkts ltga im Leitungsabschnitt an Aussenklima entspricht ca. der Aussen-temperatur zum Einschaltzeitpunkt der Pumpe. Die Temperaturdifferenz zur Kollektorstarttemperatur wird hier also wesentlich durch die aktuelle Aussentemperatur beeinflusst. Verschiedene Auswerteverfahren haben gezeigt, dass durch die Eliminierung der absoluten Temperaturinformation in der angewandten Signalverarbeitung (Ableitung nach der Zeit und Normierung) dieser Einfluss bezüglich der Vergleichbarkeit der Signale gering wird. Das heisst, dass trotz teilweise recht unterschiedlicher Startbedingungen nach wie vor fehlerbedingte Signalveränderungen vom normalen Verhalten unterschieden werden können. Dies kann zusätzlich über die Differenzierung in zwei Referenzvektoren in Abhängigkeit der Kollektorstarttemperatur verbessert werden. (s. weiter unten)

Zeitliche Begrenzung der Lernphase:

Die an den beiden Anlagen gemachten Erfahrungen zeigen, dass die Lernphase eine Zeitspanne umfassen muss, in der die Kollektortemperatur zum Einschaltzeitpunkt eine genügend grosse Variabilität aufweist, damit alle möglichen Betriebsfälle erfasst werden. Dies ist nur der Fall, wenn sich die Lernphase über mindestens drei Jahreszeiten erstreckt.

Für die reale Umsetzung der Methode wird als sinnvolle zeitliche Begrenzung eine minimale Anzahl Referenz-Einschaltvorgänge von 240 über eine Anzahl Kalendertage von mindestens 300 empfohlen. (vgl. Flussdiagramm im Anhang) Damit werden mindestens drei Jahreszeiten erfasst. Das bedeutet, dass auch bei sehr grossen Speichern, welche im Herbst noch lange geladen sind, eine Zeit erfasst wird, an der die Kollektoreinschalttemperatur (bei entladem Speicher) tief liegt.

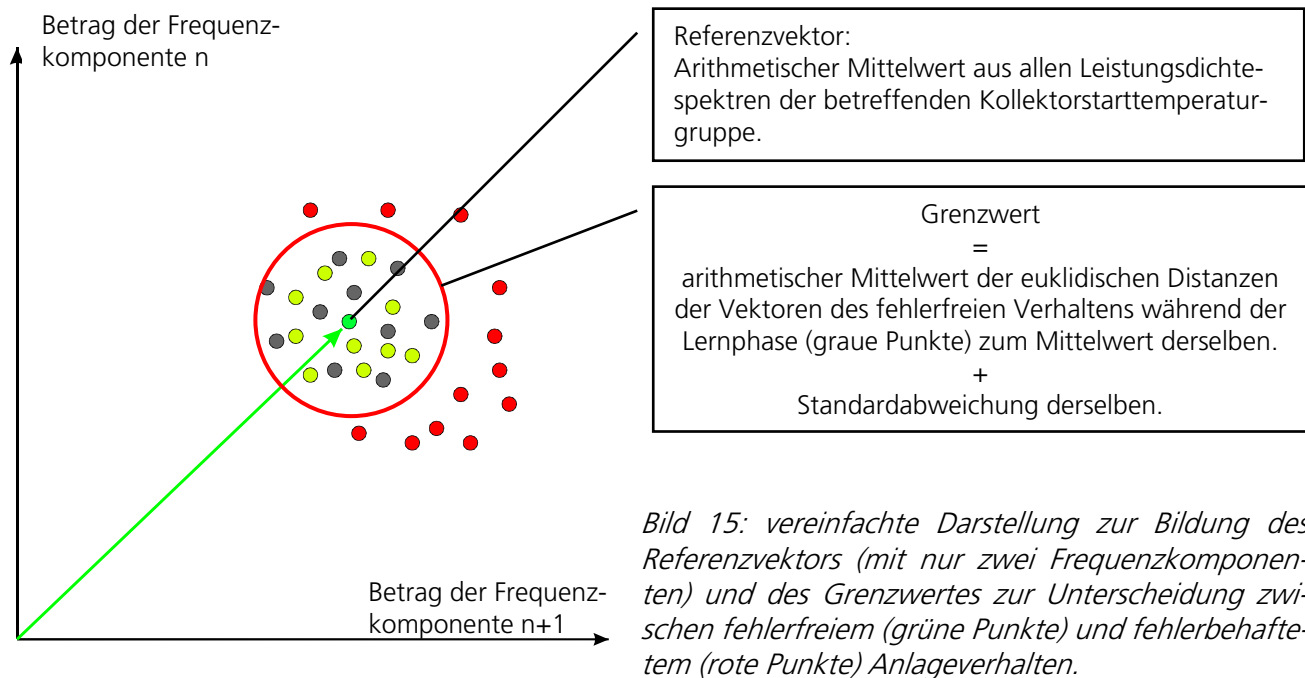
Aufteilung in zwei Referenzfälle:

Die Analysen der aufgezeichneten Leistungsdichtespektren haben gezeigt, dass trotz der Eliminierung der absoluten Temperatursignale und der Normierung der zeitlichen Ableitung eine mehr oder weniger ausgeprägte Abhängigkeit von der Kollektorstarttemperatur besteht (s. Abschnitt 4.1). Das heisst, dass das charakteristische Merkmal, welches als Referenzverhalten gespeichert wird, in Funktion der Kollektorstarttemperatur steht. Um die Trennschärfe zwischen fehlerfreiem und fehlerbehaftetem Verhalten zu verbessern ohne den Rechenaufwand massgeblich zu erhöhen, können nun die Referenzeinschaltungen anhand der Kollektortemperatur in zwei Gruppen, eine für die höheren und eine für die tieferen Temperaturen, eingeteilt werden. Damit für beide Gruppen gleichviel Einschaltvorgänge zur Bildung des jeweiligen Referenzvektors eingesetzt werden können, muss als Grenzwert der Medianwert³ der Kollektorstarttemperaturen berechnet werden.

³ Der Median ist die Zahl, die in der Mitte einer Zahlenreihe liegt. Das heisst, die eine Hälfte der Zahlen hat Werte, die kleiner sind als der Median, und die andere Hälfte hat Werte, die grösser sind als der Median.

Bestimmung des Grenzwertes für fehlerfreies Anlageverhalten:

Nach Abschluss der Lernphase muss aus den aufgezeichneten Daten ein Mass berechnet werden, anhand dem in der anschliessenden Überwachungsphase das Anlageverhalten in fehlerfrei und fehlerbehaftet eingeteilt werden kann. Dazu wird ein 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 (s. folgende Grafik). Die effektive Berechnung erfolgt für 20 Dimensionen entsprechend der Anzahl signifikanter Frequenzkomponenten.



Dieses Verfahren ist im Prinzip nur zulässig, wenn die zur Ermittlung des Grenzwertes verwendeten Datenreihen (euklid. Distanz) etwa normalverteilt sind [Mit 03]. Die entsprechende Analyse der Datenreihen zeigten eine mehr oder weniger gute Normalverteilung. Dies ist aber auf die relative geringe Anzahl Daten (zu kurze Lernphase) zurückzuführen. Auch aus diesem Grund muss die Lernphase genügend lang dauern. (vgl. Abschnitt 3.4)

Die euklidische Distanz berechnet sich mit:

$$D_e = \sqrt{\sum_{i=1}^n (AR_i - A_i)^2}$$

Dabei sind:

A_i : Der Amplitudenbetrag des aktuellen Leistungsdichtespektrums mit dem Frequenzindex i

AR_i Der arithmetische Mittelwert der Amplitudenbeträge aller Referenz-Leistungsdichtespektren mit dem Frequenzindex i

D_e euklidische Distanz der beiden Vektoren (Vektordifferenz)

[Mit 03] hat für die euklidischen Distanzen der Referenzeinschaltvorgänge für die Anlage Thun klein pro Kollektortemperatur-Gruppe (Ref.1 und Ref.2) und alle drei Messpunkte (Itga, Itgi und wtein) je ein Histogramm aufgezeichnet. Daraus wird ersichtlich, dass die Werte schlecht normal verteilt sind. Aller-

dings muss erwähnt werden, dass die Datenbasis der Anlage Thun klein wegen der kurzen Messperiode sehr schmal ist. Nicht zuletzt auch daraus folgt die Forderung nach einer relativ langen Lernphase.

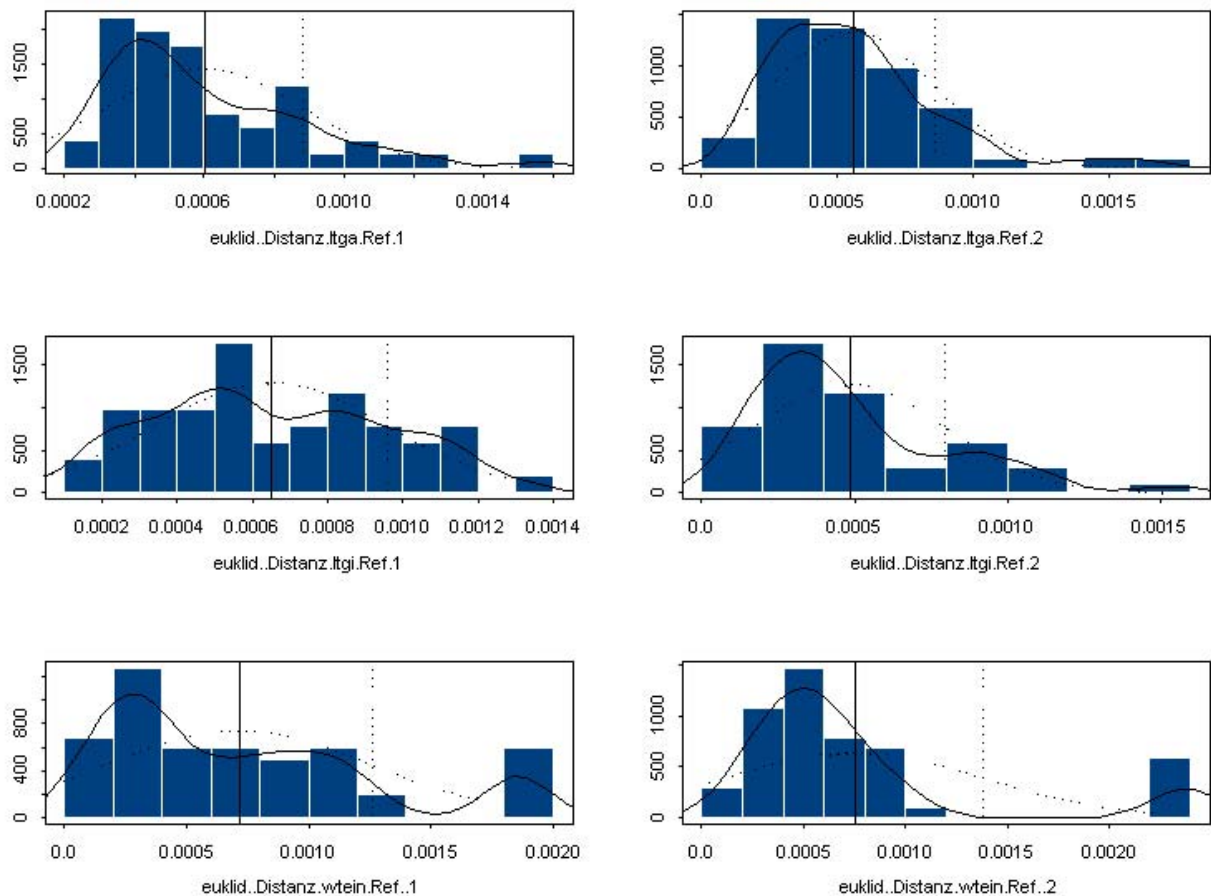


Bild 16: Histogramme der euklidischen Distanzen der Lernphase der Anlage Thun klein: Die Balken bezeichnen die relative Häufigkeit innerhalb einer Klasse auf, die durchgezogene Linie ist ein Dichteschätzer, die gepunktete Linie ist die Normalverteilungsdichte, die vertikale Linie der Mittelwert und die gepunktete vertikale Linie ist der Grenzwert. Einzig der Messpunkt Itga weist einigermaßen eine Normalverteilung auf. Dies wird bei einer grösseren Anzahl aufgezeichneter Leistungsdiagramme besser. (Quelle: [Mit 03])

Entscheid zur Alarmauslösung:

Das gesamte bisher beschriebene Verfahren liefert nach Abschluss der Lernphase pro Einschaltvorgang die Information, ob die aufgezeichnete Charakteristik des Temperatursignals unter- oder oberhalb des nach Abschluss der Lernphase ermittelten Grenzwertes liegt. Da die Methode jedoch einer konzeptbedingten Ungenauigkeit unterliegt, kann allein diese Information nicht als Entscheid zur Alarmauslösung herangezogen werden. Vielmehr muss die Auftretenshäufigkeit der Grenzwertüberschreitungen in Relation zu den in der Lernphase gemachten Erfahrungen gesetzt werden und anhand dieser einen zweiten Grenzwert festgelegt werden, der die Alarmwahrscheinlichkeit festlegt. [Mit 03]

Nach Rücksprache mit Statistikfachleuten der Uni Bern kann dazu ein Test mit der Binominalverteilung eingesetzt werden. Dabei wird die Summe der Grenzwertüberschreitungen im Zeitfenster der letzten 20 Einschaltungen mit dem Anteil der Grenzwertüberschreitungen während der Lernphase verglichen. Dieser Test liefert die Binomialwahrscheinlichkeit, d.h. die Wahrscheinlichkeit einer nicht zufällig (innerhalb der Verteilung üblichen) Häufigkeit der Alarme im Zeitfenster. Steigt diese über ein gewisses im Voraus festgelegtes Niveau (im Bereich zwischen 0.9 bis 0.99) hinaus, so ist anzunehmen, dass die Alarmauslösung nicht zufällig ist, also ein im Referenzsystem nicht berücksichtigter Fehler aufgetreten ist.

3.3.4 Empirische Parameter und Einschränkungen

In den vorgängigen Abschnitten wurden verschiedene Parameter diskutiert, welche im Rahmen des Projekts mehr oder weniger empirisch d.h. alleine aufgrund der gemachten Erfahrungen ermittelten worden sind. Zur angestrebten Verallgemeinerung der Methodik sind solche Parameter problematisch. Es sollen nachfolgend die Zusammenhänge und die Relevanz derselben, sowie die Einschränkungen bezüglich der angewendeten Anlagentechnik zusammengefasst werden:

Empirisch gewählte Parameter:

Parameter	gewählter Wert	Relevanz	Automatisierungsmöglichkeit
Dauer der Signalaufzeichnung	Zeitfensterlänge aus Kollektor- plus Leitungsvolumen und Nenn-durchfluss mit 100% Sicherheitsmarge (Faktor 2)	Hat nur Einfluss auf Speicherplatz und birgt ein geringes Risiko, dass relevante Signalkomponenten nicht aufgezeichnet werden.	Erfahrungswerte sammeln und aufgrund der Wiederholgenauigkeit Signalaufzeichnungszeit selber bestimmen.
Zeitfensterlänge für Fouriertransformation	Amplituden-Grenzwert: 5% des Ableitungsmaximum Prüfzeitfensterlänge: 30 Sekunden	Geringer Einfluss, weil für alle aufgezeichneten Signale gleich angewendet. Birgt Risiko, dass bei stark schwankenden Signalen keine Längenbegrenzung gefunden wird. Oder umgekehrt, dass bei sehr schwachen Signalen relevante Signalkomponenten ausgeblendet werden.	Lernalgorithmus und statistische Auswertung über die ersten paar Einschaltungen.
Anzahl der ausgewerteten Frequenzen	die ersten 15 Frequenzindizes	Gering, weil sowohl die eigenen Erfahrungen wie die von [Räb 97] diese Annahme stützen.	Statistisches Auswertverfahren anwenden.
Zeitl. Begrenzung der Lernphase	Bedingung: mind. 240 Referenzeinschaltvorgänge UND mind. 300 Tage	Hat grossen Einfluss auf die Güte des Referenzvektors	Statistisches Auswertverfahren über Variabilität der Einschalttemperaturbedingungen.
Zeitfenster zur Anwendung des Binominal-Tests	20 Einschaltvorgänge	Eher gering, weil damit in erster Linie beeinflusst wird, wie lange die Verzögerung der Alarmauslösung dauert. Bei graduellen Fehlerursachen (Kondensat an der Verglasung usw.), wozu die Spektralmethode in erster Linie interessant ist, spielt das keine Rolle.	??
Grenzwert für Binomialwahrscheinlichkeit	0.9 – 0.99	Relativ grosser Einfluss auf die Trennschärfe zwischen Fehlalarm und wirklichem Alarm bei graduellen Fehlerursachen.	iterativer Test über die Zeitspanne der Lernphase

Einschränkungen zur Anwendung der Spektralmethode:

- Bei Drainback-Anlagen würde der Temperaturfühler zum Einschaltzeitpunkt der Pumpe überhalb dem Drainbackgefäss im trockenen liegen und beim Ankommen der Wärmeträgerflüssigkeit je nach Gefälle im Rohr unterschiedlich rasch oder vielleicht sogar gar nie ganz eingetaucht werden. Die Gegebenheiten der ausgeführten Installation würden die Messung massiv beeinflussen.

- Bei Anlagen mit drehzahlvariablen Pumpensteuerungen muss sichergestellt werden, dass die Drehzahlregelung erst einsetzt, nachdem das Messzeitfenster der Spektralmethode abgelaufen ist
- Bei Anlagen mit unverglasten Kollektoren ist anzunehmen, dass der Einfluss der Aussentemperatur dominiert. Es ist jedoch denkbar, dass bei einer Differenzierung des Referenzverhaltens in Funktion der Aussentemperatur (ähnlich wie hier zwei Referenzvektoren in Funktion der Kollektorstarttemperatur gebildet wurden) dieser Einfluss kompensiert werden könnte.
- Bei Anlagen mit zwei unterschiedlich ausgerichteten Kollektorfeldern müssten die beiden Felder wie zwei separate Anlagen überwacht werden.
- Bei Kollektorfeldern, wo je nach Tageszeit eine Teilbeschattung auftritt (Kamin, Baum, Nachbargebäude usw.) müsste ein für die Spektralmethode anwendbares Zeitfenster definiert werden, damit Einschaltvorgänge bei Teilbeschattung herausgefiltert werden.

3.4 Diskussion der Resultate anhand der Anlage Thun

Da die Solaranlage der Energie Thun AG eher einer „normalen“ Installation als die Anlage Rüti entspricht, ist es von besonderem Interesse, wie gut sich die Spektralmethode dort anwenden lässt.

Grundsätzlich kann bei der Anlage Thun eine grössere Streuung der berechneten euklidischen Distanzen beobachtet werden als bei der Anlage Rüti. Die Trennschärfe zwischen fehlerfreiem und fehlerbehaftetem Betrieb ist deshalb insgesamt schlechter. Dies ist im wesentlichen durch zwei Aspekte einfach erklärbar:

- Der Kollektorfühler misst durch seinen schlechten thermischen Kontakt⁴ zum Fluid ungenau.
- Die Einschalttemperaturdifferenz ist viel kleiner als bei den Hochtemperaturkollektoren der Anlage Rüti (nur 8°K anstatt 30°K!)

Trotzdem kann insbesondere anhand zweier verschiedener Kollektorabdeckungen mit einem Netz, welche z.B. den Fehler beschlagener Glasabdeckungen simulieren, sehr schön die Funktionsweise der Methode mit dem Messpunkt Itga (Leitung aussen, etwa 1.5m nach Kollektorausstritt) im Detail gezeigt werden:



Messpunkt Tltga

Bild 17: Das kleine Kollektorfeld mit der Netzabdeckung auf dem Kollektor, welcher am weitesten vom Messpunkt entfernt ist.

Bei dieser Versuchsanordnung kann unter Berücksichtigung der Hydraulik (s. Bild 18) angenommen werden, dass die Teilleistungsreduktion eher schlecht erkennbar sein wird, weil zuerst das heisse Medium der beiden ungestörten Kollektoren und dann erst das weniger warme des reduzierten Kollektors beim Messpunkt vorbeikommt.

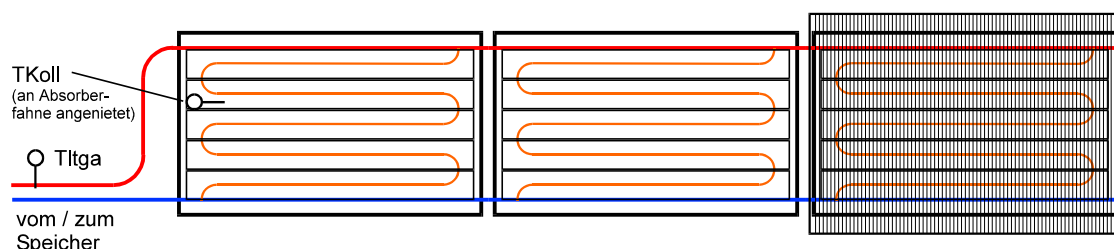


Bild 18: Die schematische Darstellung der Kollektorteilabdeckung und der Kollektorverrohrung.

⁴ Der Kollektorfühler ist ein Kabel-Fühler in einer 6mm- Hülse, der in eine zweite Hülse eingeschoben wird (in der Regel wohl ohne Wärmeleitpaste !). Diese zweite Hülse ist mit einer Punktschweissung oder einer Niete an einem Punkt am zweitobersten Absorberstreifen in etwa 2 cm Distanz vom Wärmeträgerrohr fixiert.

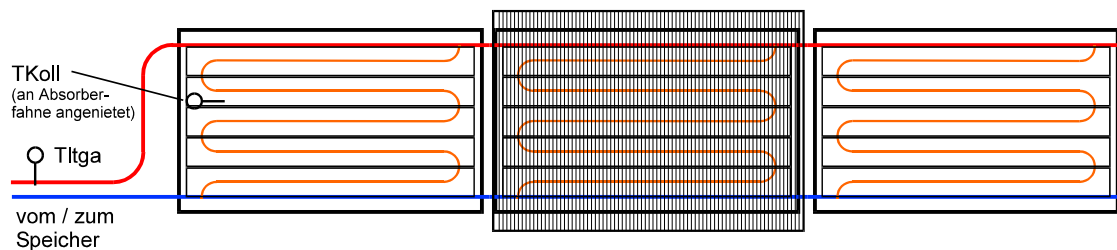
Bild 19: Das kleine Kollektorfeld mit der Netzabdeckung auf dem mittleren Kollektor.

Bei dieser Anordnung kann erwartet werden, dass durch die Reihenfolge heiss – kühl – heiss, die Teilleistungsreduktion am Messpunkt eher erkennbar sein wird.

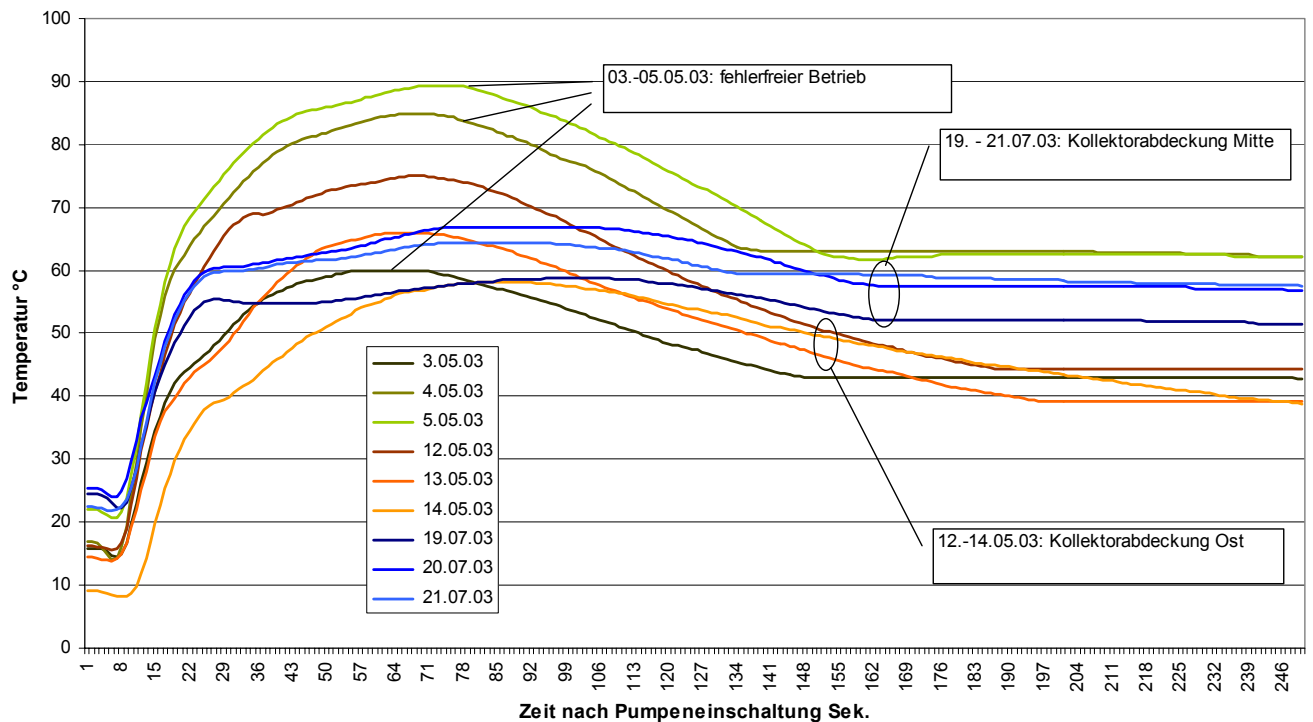
Messpunkt Tltga



Bild 20: (unten) die schematische Darstellung der Kollektorteilabdeckung und der Kollektorverrohrung.



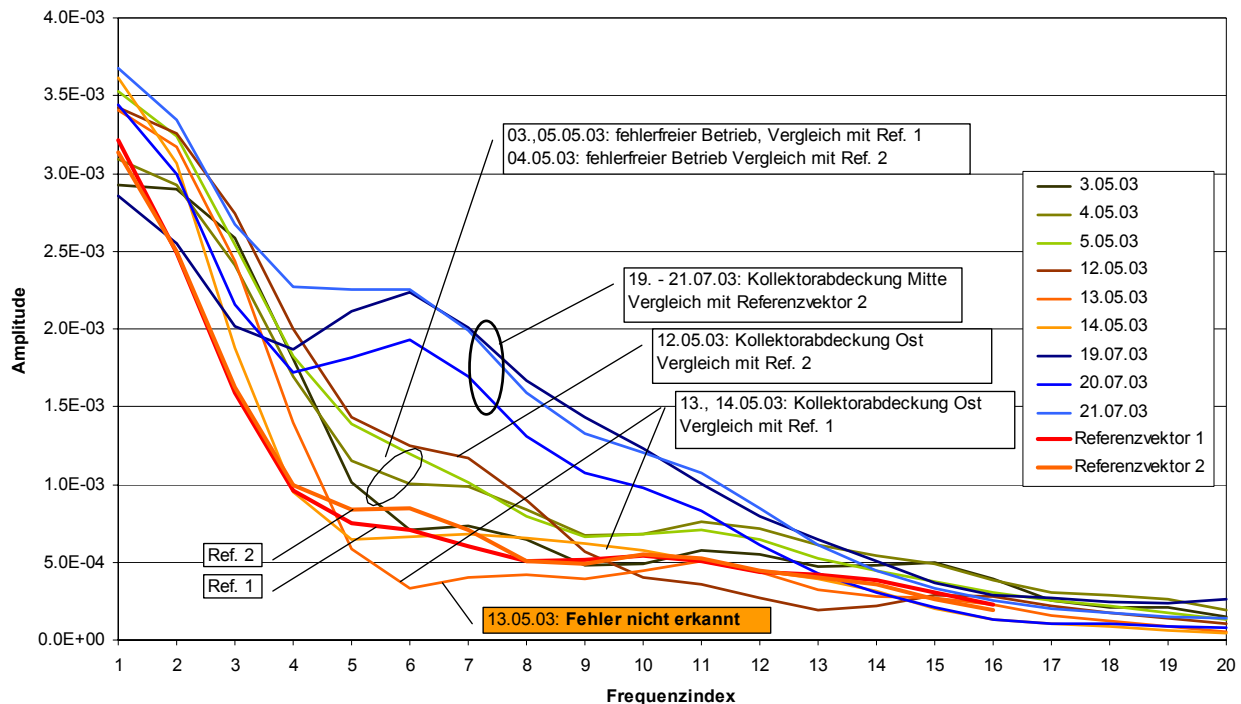
Betrachtet man nun das unter verschiedenen Betriebsbedingungen aufgezeichnete Temperatursignal am Messpunkt Tltga, kann man die erwarteten Abweichungen vom Betrieb ohne Kollektorabdeckung mehr oder weniger deutlich erkennen. Nachfolgend werden drei fehlerfreie Einschaltvorgänge (ausserhalb der Lernphase) und je drei Einschaltvorgänge mit den oben erklärten unterschiedlichen Fehlersimulationen dargestellt:



Grafik 21: Die Grafik zeigt pro Versuchsanordnung drei Temperatursignale in Funktion der Zeit jeweils bei der ersten Pumpeneinschaltung am betreffenden Tag. Wie erwartet zeigt sich nach etwa 30 Sekunden bei teilweise abgedecktem Kollektorfeld gegenüber dem freien Kollektorfeld ein Knick. Dieser Knick

ist aufgrund der Kollektorverrohrung bei der Abdeckung in der Mitte stärker ausgeprägt als bei der Abdeckung auf dem Kollektor Ost.

Nach diesem „optischen“ Erkennen der Differenzen stellt sich natürlich die Frage, wie sich der Betrieb mit den Teilabdeckungen vom Betrieb ohne Abdeckung unterscheiden lässt. Nach der im Abschnitt 3.3.3 beschriebenen Signalverarbeitung zeigen sich die Unterschiede in den Leistungsdichtespektren wie folgt:

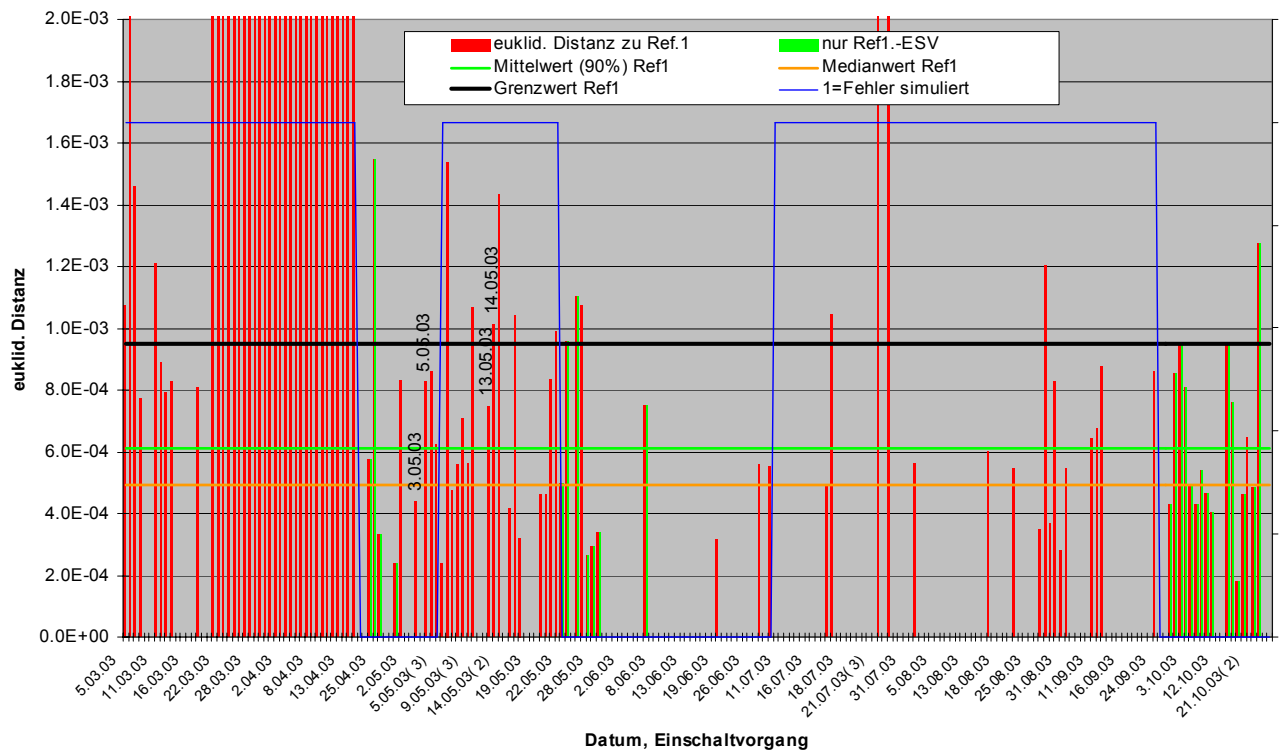


Grafik 22: Wie erwartet lässt sich die Leistungsreduktion des mittleren Kollektors durch die sich abwechselnden Temperaturniveaus im Spektralbereich wesentlich besser vom Referenzbetrieb unterscheiden. Aber auch die Abdeckung des äussersten Kollektors kann teilweise vom fehlerfreien Betrieb unterschieden werden.

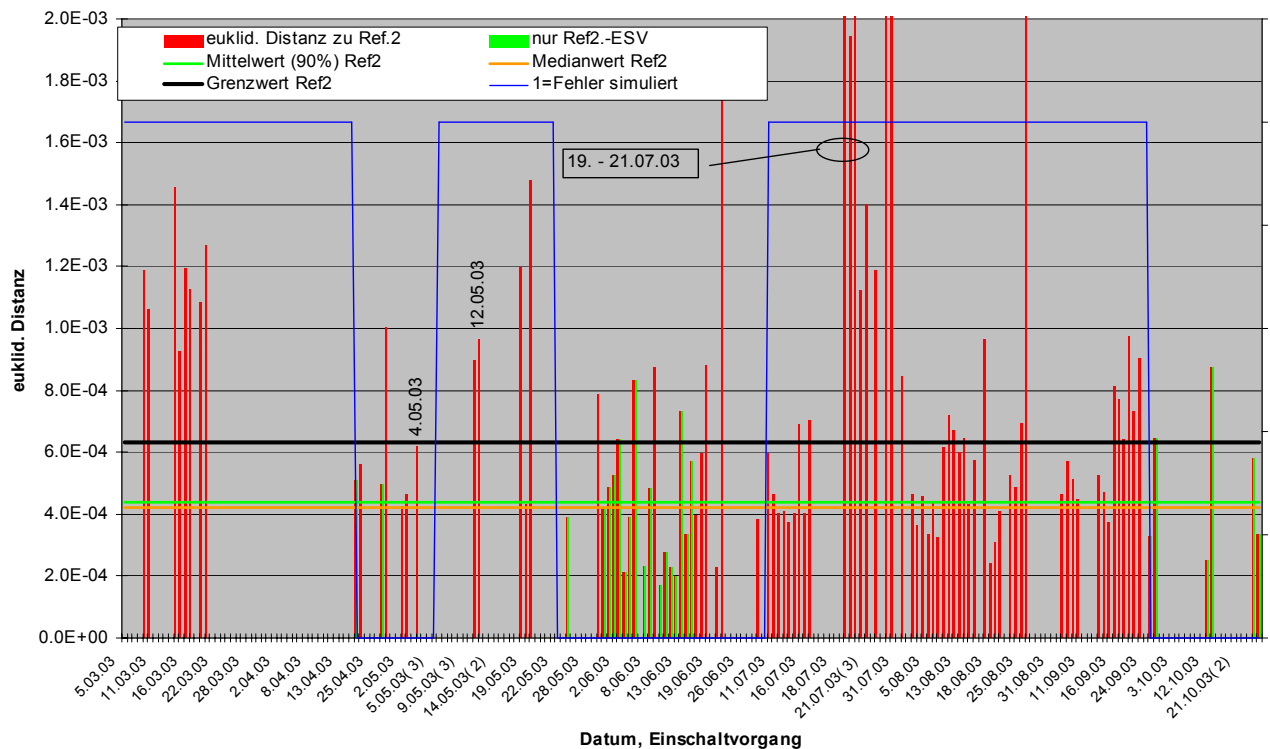
Relevant ist dann letztlich die Wahl des Grenzwertes, an welchem der Betrag der euklidischen Vektordistanz des pro Einschaltvorgang ermittelten Vektors zum angewendeten Referenzvektor verglichen wird.

Der Grenzwert ermittelt sich aus dem Mittelwert der Vektordistanzen im Referenzbetrieb plus deren Streuung um den Mittelwert (=Standardabweichung). Dieser Ansatz ist wie im Abschnitt 3.3.3 erwähnt, im Prinzip nur zulässig wenn die zur Berechnung herangezogenen Distanzen etwa normalverteilt sind. Dies ist umso mehr der Fall, je näher der Medianwert und der arithmetische Mittelwert beieinander liegen. Zur Illustration ist deshalb in den nachfolgenden Grafiken auch der Median der Vektordistanzen im Referenzbetrieb eingezeichnet. Da die Messreihen an der verkleinerten Anlage in Thun relativ kurz sind und die gewählten Lernzeitfenster noch kürzer sind, erstaunt es nicht weiter, wenn diese Differenz eher gross ausfällt. Dennoch zeigt sich eine recht gute Anwendbarkeit der Methode.

Eine Messung mit einer Abdeckung des Kollektors ganz links wurde nicht vorgenommen. Diese Anordnung hätte eine Leistungsreduktion des Kollektors mit dem Kollektorfühler bewirkt. Dies hätte zur Folge gehabt, dass die beiden ungestörten Kollektoren gegenüber demjenigen mit dem Kollektorfühler eine gewisse Übertemperatur zum Einschaltzeitpunkt gehabt hätten. Es ist anzunehmen, dass aus der „Sicht“ des Messpunkts Tltga dies durch einen zweiten (verzögerten) Temperatursprung sehr gut erkennbar gewesen wäre.

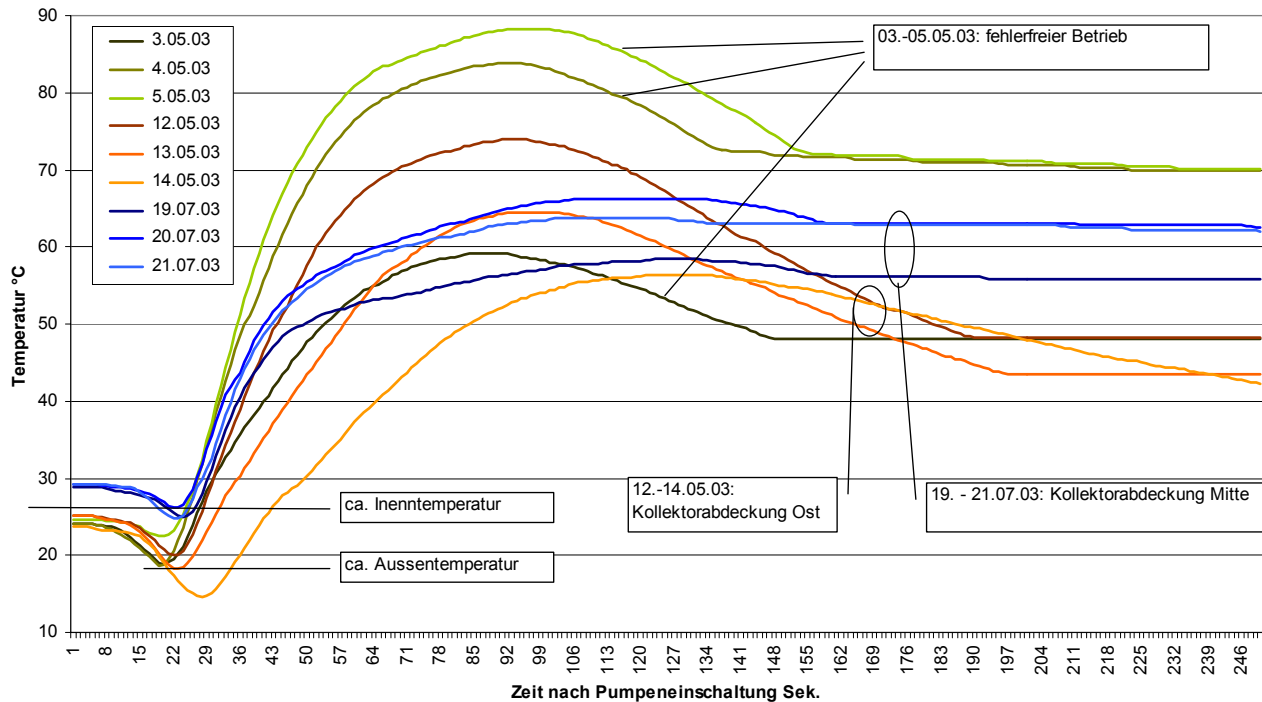


Grafik 23: Der Referenzvektor 1 (Ref1) kommt bei Kollektor-Starttemperaturen unterhalb dem Medianwert der während der Lernphase (grün/rote Balken) aufgezeichneten Temperaturen zum Einsatz. Deshalb erkennt man auf der Zeitachse die hauptsächliche Anwendung in der kalten Jahreszeit. In der Grafik sind die weiter oben exemplarisch betrachteten Einschaltvorgänge mit den unterschiedlichen Teilabdeckungen beschriftet. Damit wird deutlich, wie weit diese vom jeweils angewendeten Grenzwert entfernt sind.

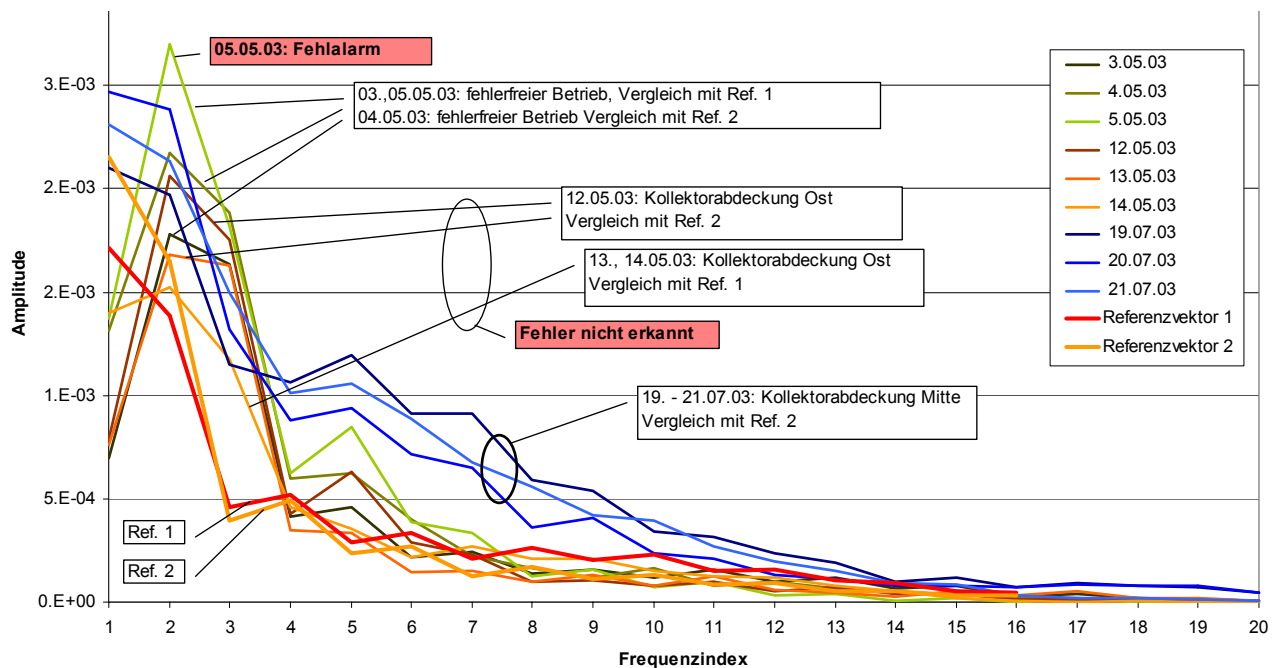


Grafik 24: Der Referenzvektor 2 (Ref2) bildet das Komplement zur oberen Darstellung. Die restlichen 5 exemplarischen Einschaltvorgänge sind beschriftet. Auffällig ist die absolut problemlose Erkennung der Kollektorteilabdeckung in der Mitte im Juli. Achtung: die simulierten Fehler von Anfang Juli bis Ende September sind unterschiedlicher Art. Die Kollektorabdeckung war nur vom 19. – 31.07.03 angebracht.

Zum Vergleich der Eigenschaften und Möglichkeiten zur Anwendung des bisher Diskutierten an verschiedenen Messpunkten, sind nachfolgend dieselben 9 Einschaltvorgänge am Messpunkt Itgi (Leitung innen, 6.1m nach Kollektoraustritt im Gebäudeinneren) dargestellt. Dabei lassen sich Unterschiede durch die Verschmierung des Signals durch die längere Leitung sowie durch den Einfluss der jahreszeitlich unterschiedlichen Temperaturdifferenzen zwischen der Aussen- und Innentemperatur gegenüber dem Messpunkt Itgi erwarten:



Grafik 25: Wie erwartet zeigt sich im Temperatursignal qualitativ mehr oder weniger dasselbe Bild aber mit geringeren Abweichungen.



Grafik 26: Die Einschaltvorgänge mit der mittleren Kollektorteilabdeckung heben sich im Spektralbereich deutlich von den anderen ab. Die Leistungsreduktion des Kollektors Ost hingegen, geht im „Rauschen“ des Verfahrens unter. Weshalb die Referenzvektoren bei der zweiten Frequenz gegenüber dem fehlerfreien Verhalten keinen Spitz aufweisen, kann nicht schlüssig geklärt werden.

3.5 Welche Fehler können mit der Spektralmethode erkannt werden?

3.5.1 Auswertungs- und Darstellungsmethodik

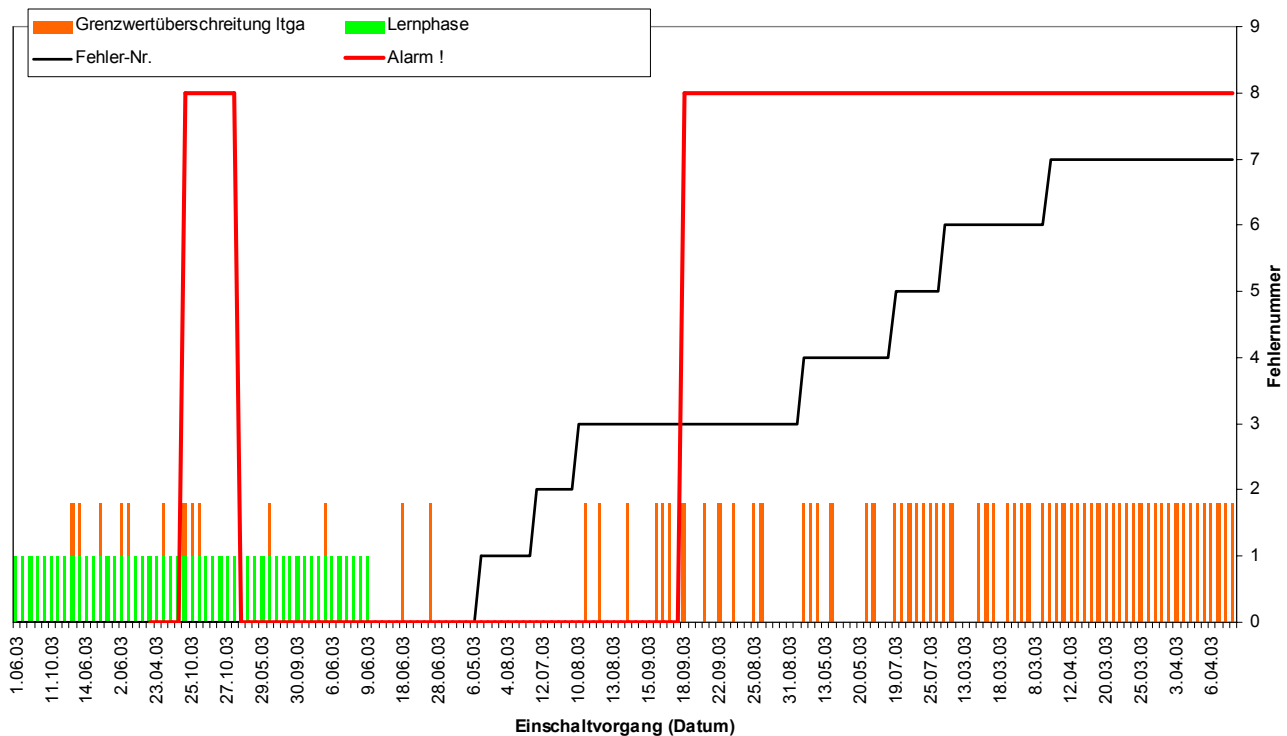
In diesem Kapitel soll der Frage nachgegangen werden, welche Fehlertypen sich mit der Spektralmethode erkennen lassen und wie gut sich die angewendeten statistischen Auswertemethoden und die verschiedenen Messpunkte dazu eignen.

Zu diesem Zweck sind in den nachfolgenden Darstellungen die durchgeführten Messprogramme auf einer neuen Zeitachse abgebildet. Von links nach rechts stehen nicht mehr die Daten der Einschaltvorgänge in chronologischer Reihenfolge sondern nach verschiedenen Betriebsphasen. Zuerst die fehlerfreie Lernphase (grüne Balken), dann die fehlerfreie Überwachungsphase und dann der fehlerbehaftete Anlagebetrieb. Diese Reihenfolge entspricht der vorausgesetzten Realität. Über die gesamte Darstellung sind mit den orangefarbenen Balken die Grenzwertüberschreitungen dargestellt.

In der Phase des fehlerbehafteten Anlagebetriebs sind die simulierten Fehler nummeriert und in aufsteigender Reihenfolge sortiert (schwarze Linie und Skala rechts). Dabei sind die schlecht erkennbaren Fehler mit einer tiefen Nummer versehen und die gut erkennbaren mit einer hohen. Damit wird verhindert, dass ein gut erkennbarer Fehler einen nachfolgenden schlecht erkennbaren bezüglich der Überschreitung der Fehlerwahrscheinlichkeit beeinflusst (s. Abschnitt 3.3.3, letzter Punkt). Bei einer Fehlersimulation über weniger als 20 Tage (das ist das beim Binominalvergleich angewandte Zeitfenster, s. Abschnitt 3.3.4), kann demnach nicht alleine die rote Linie (=ausgelöster Alarm) betrachtet werden, sondern es muss auch auf die Anzahl der Grenzwertüberschreitungen während der betreffenden Fehlersimulationsdauer geachtet werden.

Es wird bewusst die statistische Auswertung zur Alarmierung auch auf die Lernphase angewendet. Dies wird in der Realität nicht möglich sein, weil derweil noch keine Referenzvektoren und Grenzwerte berechnet werden können. Hier soll es zeigen, wie stark sich Häufung der Grenzwertüberschreitungen in den verschiedenen Betriebsphasen unterscheiden.

3.5.2 Anlage Thun klein



Grafik 27: Resultate vom Messpunkt Itga: Die Lernphase umfasst nur 51 Einschaltvorgänge. Dementsprechend ist auch die Differenzierungsmöglichkeit zwischen fehlerbehaftetem und fehlerfreiem Einschalten beschränkt. Dazu kommt noch, dass die Lernphase sich aus kleinen Einzelteilen zu unterschiedlichen Jahreszeiten zusammensetzt. Der gewählte Grenzwert für die Alarmwahrscheinlichkeit beträgt 90%

Legende zur Fehlernummer

- 1: Pumpe von Stufe III auf Stufe II reduziert
- 2: Pumpe auf Stufe II, Drehzahlregulierung EIN
- 3: Einschalt-Temperaturdifferenz 10°K anstatt 8°K
- 4: Kollektor Ost mit Netz abgedeckt
- 5: Pumpe auf Stufe II, mittl. Kollektor mit Netzabdeckung
- 6: Kollektorfeld doppelt so gross (vor dem Umbau)
- 7: Kollektorfeld doppelt so gross, Luft im Kreislauf

Diskussion

Die Umschaltung der Pumpenstufe von III auf II hat bei dieser Anlage praktisch keine Volumenstromverminderung zur Folge. Dementsprechend konnte dieser Fehler auch nicht erkannt werden.

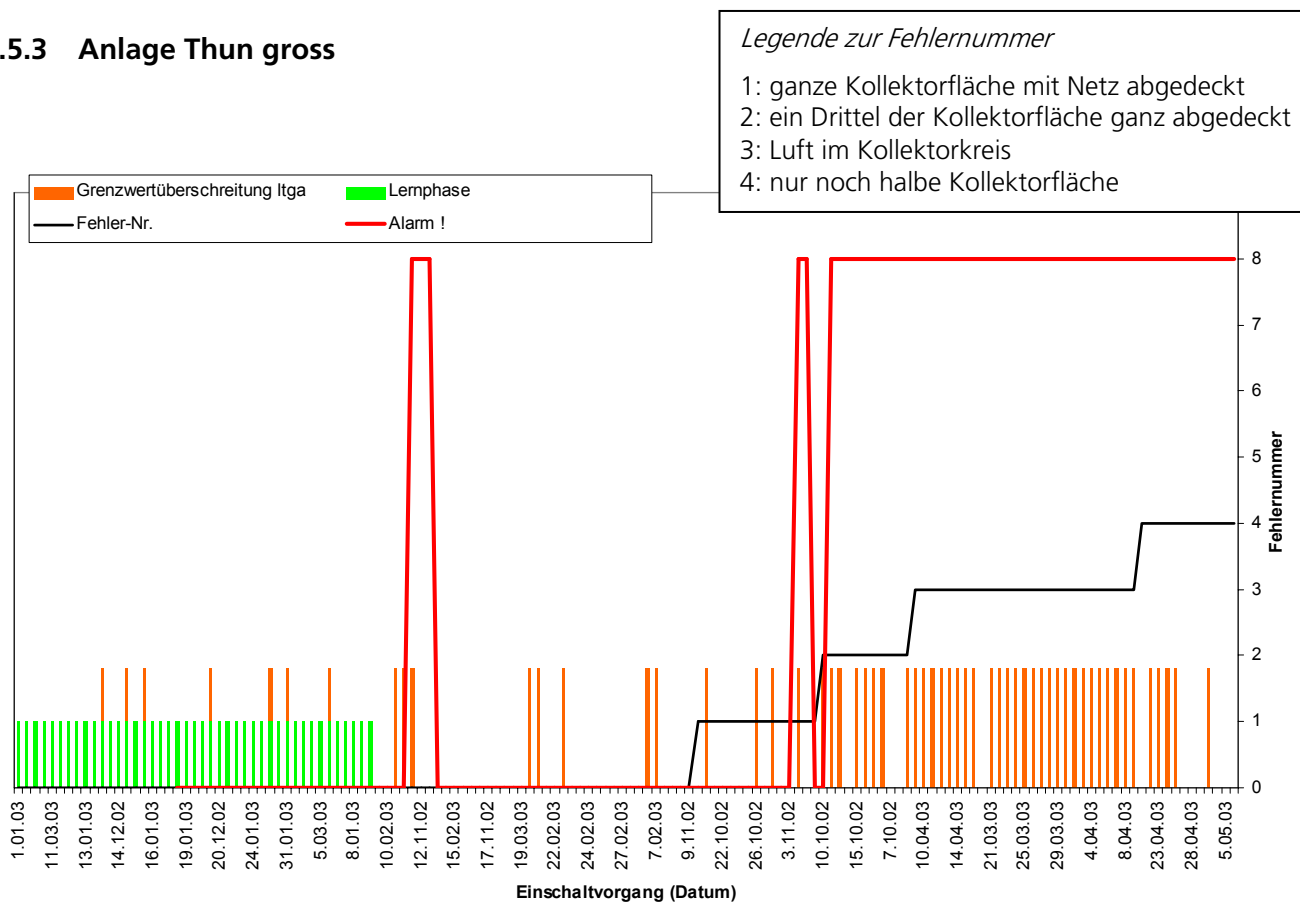
Die Steuerung (DR 4-Multi von Sorel) bietet die Möglichkeit die Pumpe drehzahl geregelt zu betreiben. In diesem Modus versucht die Regelung die Temperaturdifferenz zwischen Kollektor und Speicher nach Einschalten der Pumpe konstant zu halten. Die Pumpe startet mit Nenndrehzahl. Die Zeit, bis die Regelung diese drosselt, ist in der Regel länger als das Zeitfenster der Temperatursignalerfassung. Deshalb kann auch dieser veränderte Regelparameter nicht als Fehler bzw. Unterschied zur Lernphase erkannt werden.

Die Erhöhung der Einschalttemperaturdifferenz um 2 Kelvin führt auf den ersten Blick nur zu wenig mehr Grenzwertüberschreitungen. Trotzdem wird nach 15 Einschaltungen Alarm ausgelöst.

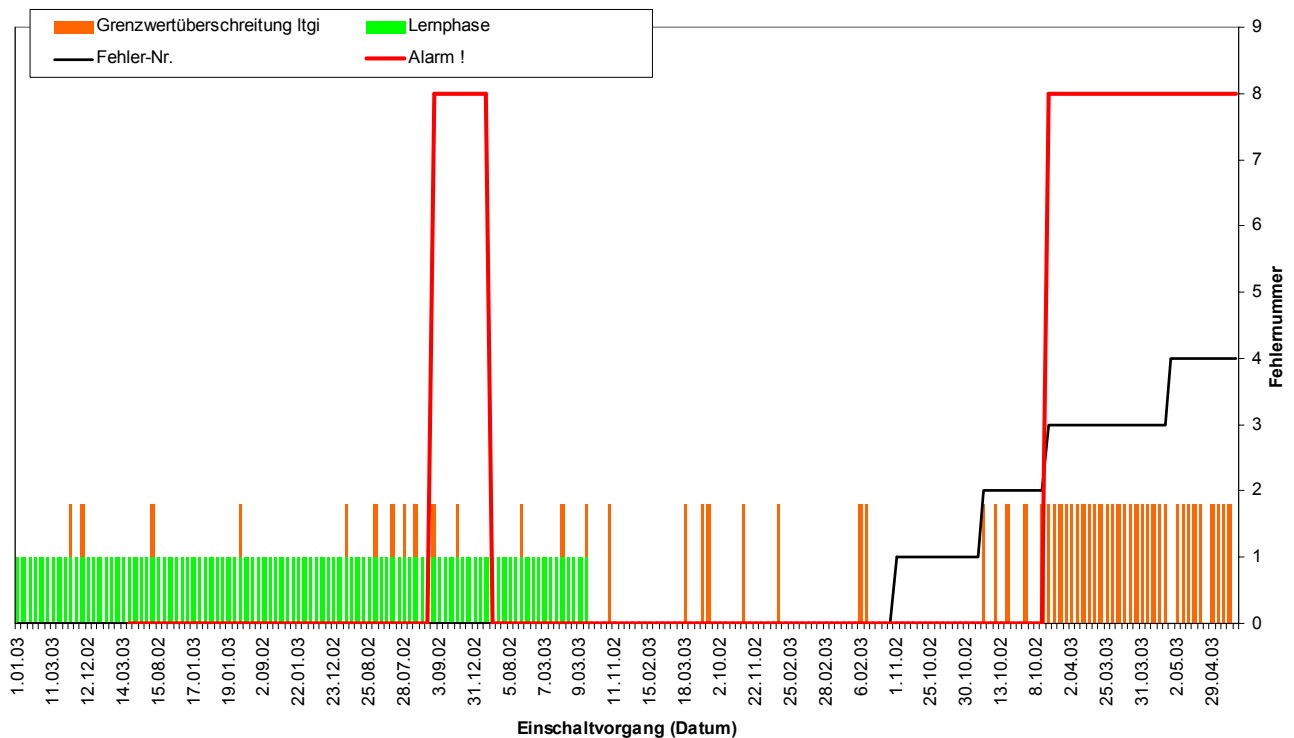
Die Kollektorteilabdeckungen mit dem Netz (zuerst der kälteste, dann der mittlere) führen zur klaren Alarmierung (s. Abschnitt 3.4)

Während der Lernphase tritt in dieser Modellrechnung für 8 Einschaltvorgänge eine Alarmierung auf. Dies ist im Wesentlichen auf die schmale Datenbasis zur Referenzvektorberechnung in diesem Beispiel zurückzuführen.

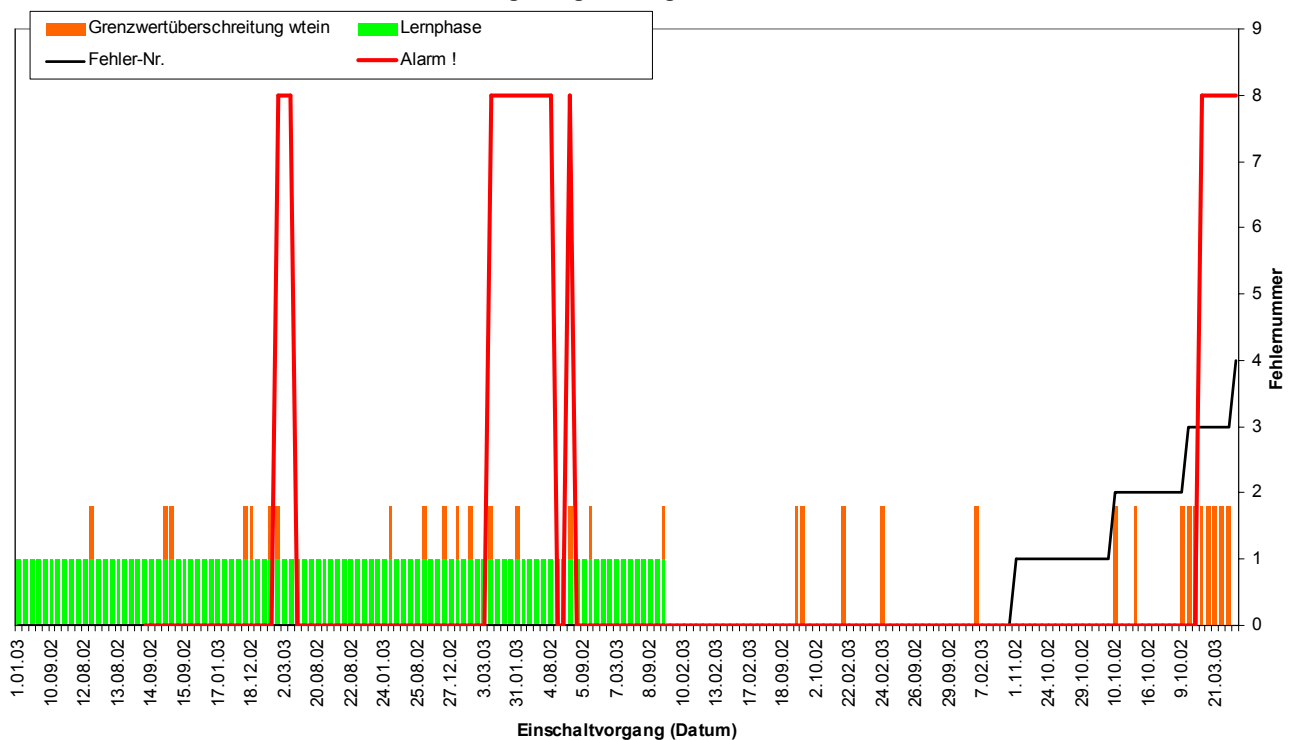
3.5.3 Anlage Thun gross



Grafik 28: Resultate vom Messpunkt ltga: Die Lernphase umfasst nur 43 Einschaltvorgänge, weil der Messpunkt ltga erst spät in Betrieb genommen werden konnte.



Grafik 29: Resultate vom Messpunkt Itgi



Grafik 30: Resultate vom Messpunkt wtein

Diskussion

Als Grenzwert zur Alarmauslösung ist überall 95% eingesetzt.

Die Lernphase bei den Messpunkten Itgi und wtein umfasst 98 Einschaltvorgänge.

Bei jedem Messpunkt ergeben sich Fehlalarme, die während oder nach der Lernphase auftreten. Bei der realen Umsetzung kann ersteres nicht eintreten, weil die Lernphase abgeschlossen sein muss, damit ein Referenzverhalten berechnet werden kann.

Der Vergleich der drei Messpunkte bestätigt die Erkenntnisse des Abschnitts 3.4. Dort konnte gezeigt werden, dass bei zunehmender Entfernung des Messpunktes vom Kollektor, das Temperatursignal unschärfer wird.

Dieser systembedingte Grundsatz manifestiert sich bei der vorliegenden Auswertung darin, dass Empfindlichkeit der Überwachung vom Messpunkt Itgi zum Messpunkt wtein abnimmt und umgekehrt das Auftreten von Fehlalarmen zunimmt. Unabhängig davon, ob diese während der Lernphase oder nachher auftreten.

Zu den Fehlalarmen muss noch hinzugefügt werden, dass diese vor allem im Zeitraum Januar / Februar auftraten. Genauere Analysen der Grenzwertüberschreitungen zeigten ein häufigeres Auftreten bei Temperaturen um den Gefrierpunkt. Diese Beobachtung deckt sich mit den Messresultaten der Überwachung der Photovoltaikanlage, welche sich ebenfalls auf dem Gebäude der Energie Thun AG befindet. Am Morgen des 27. Oktober 03 (Ende des Messprogramms) konnte die Ursache denn auch direkt beobachtet werden: Bei klarem Himmel, genügender Luftfeuchtigkeit und genügend tiefen Aussentemperaturen sind die Kollektoren mit Raureif bedeckt. Sobald die Sonne in die Kollektorfläche scheint, dauert es noch ein paar Minuten, bis der Reif von oben her zu schmelzen beginnt. Der Kollektorfühler befindet sich etwa auf $\frac{3}{4}$ -Höhe des Kollektors. Es gibt also eine Situation, wo die oberen Absorberflächen mit dem Kollektorfühler voll besonnt sind, währenddem das untere Drittel der Kollektorverglasung noch mit Reif bedeckt ist. Wenn in dieser Situation die Einschalttemperaturdifferenz bereits überschritten wird, schaltet die Pumpe ein bevor die Verglasung eisfrei ist. Diese asymmetrische Kollektorleistungsverring-

erung kann bekanntlich von der Spektralmethode sehr gut detektiert werden.



Bild 31: Das kleine Kollektorfeld der Anlage Thun am 27. Oktober morgens um etwa 8 Uhr: Am unteren Kollektorrand sind noch Reste von Raureif sichtbar (ca. 4 Minuten vorher war der ganze Kollektor bedeckt). Die zum Zeitpunkt der Aufnahme sichtbare noch verbleibende Reif-Fläche nimmt von links nach rechts zu und lässt damit erkennen, dass die Pumpe in Betrieb ist. (Die Kollektorverrohrung ist nicht nach Tichelmann

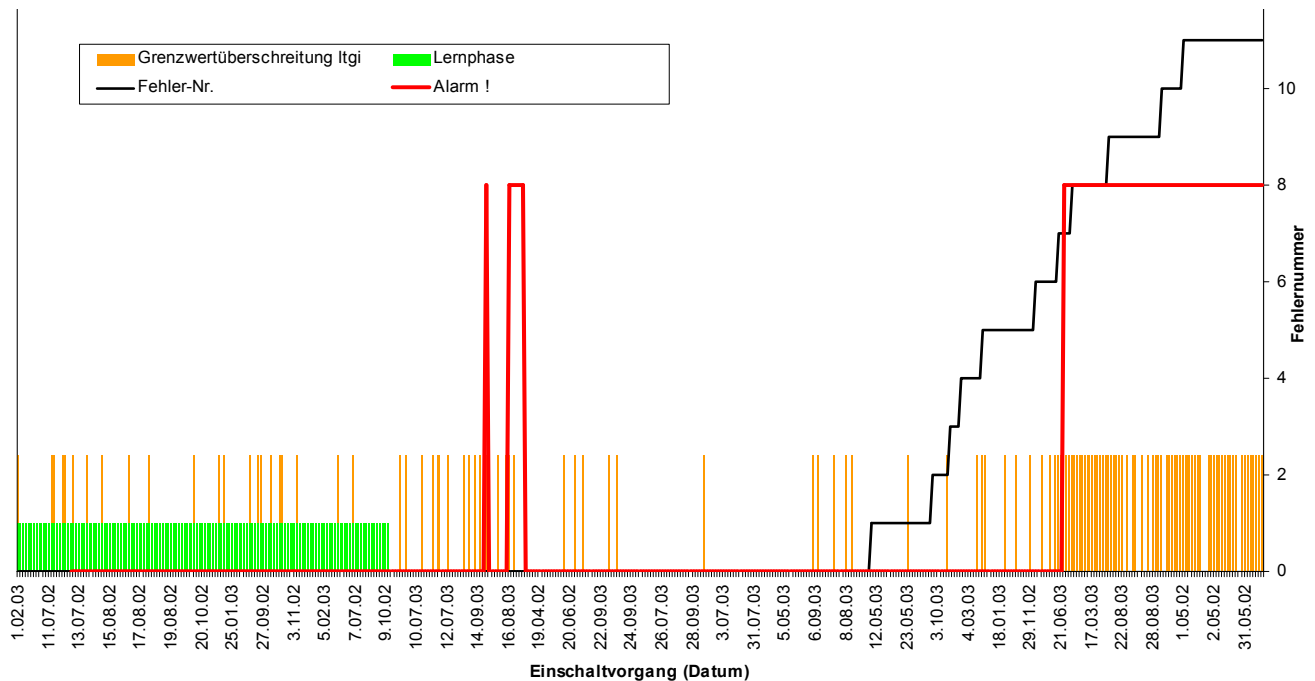
ausgeführt. Siehe Bilde 18)

Zusammenfassend können von den Messungen an der Anlage Thun (gross und klein) folgende Erkenntnisse festgehalten werden:

- der Messpunkt Itga liefert die besten Resultate
- die registrierten Fehlalarme lassen sich weitgehend erklären

- eine homogene Kollektorleistungsverringerung (ganzflächige Netzaabdeckung) lässt sich knapp erkennen.
- eine Abweichung der Einschalttemperaturdifferenz von 2°K (25%) lässt sich erkennen
- eine asymmetrischen Störung des Kollektorfeldes lässt sich problemlos erkennen
- Luft im Kollektorkreis lässt sich problemlos erkennen

3.5.4 Anlage Rütli



Grafik 32: Resultate vom Messpunkt Itgi

Legende zur Fehlernummer:

1: 16% (der Länge) Sammelleitungsdämmung entfernt	7: ca. 16% Koll.-fläche (2.-wärmste) mit Netz abgedeckt
2: Einschalttemperaturdiff. um 5°K auf 25°K verkleinert	8: ca. 33% der Kollektorfläche mit Netz abgedeckt
3: Einschalttemperaturdifferenz um 5°K auf 35°K erhöht	9: Pumpendrehzahl reduziert (Stufe I)
4: ca. 16% der Koll.-fläche (kälteste) mit Netz abgedeckt	10: ca. 16% der Kollektorfläche ganz abgedeckt
5: ganze Kollektorfläche mit Netz abgedeckt	11: ca. 40% der Kollektorfläche ganz abgedeckt
6: Pumpendrehzahl erhöht (Stufe III)	

Diskussion

Als Grenzwert zur Alarmauslösung ist 99% eingesetzt. D.h. wenn die (kummulierte) Binomial-Wahrscheinlichkeit (die Wahrscheinlichkeit einer nicht zufälligen Häufigkeit) der Alarme im gewählten Zeitfenster den Wert 0.99 übersteigt, so ist anzunehmen, dass die Alarmauslösung nicht zufällig ist und somit anzunehmen ist, dass ein im Referenzsystem nicht berücksichtigter Fehler aufgetreten ist.

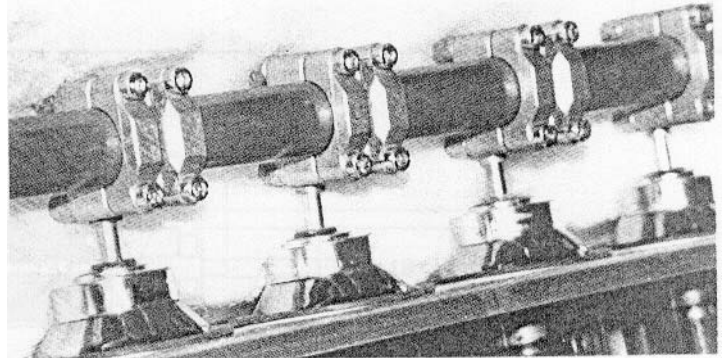
Die Lernphase bei den Messpunkten Itgi und wtein umfasst 134 Einschaltvorgänge.

Es treten nach Abschluss der Lernphase 2 Fehlalarme auf. Bei detaillierterer Analyse lässt sich feststellen (in obiger Grafik nicht ersichtlich), dass eine Häufung der Grenzwertüberschreitungen Ende Juli 2002 auftraten, als die Kollektorstarttemperaturen während einiger Tage 100°C überschritten. Dass bei diesen Extrembedingungen die Alarmauslösung erfolgt spricht für die Sensitivität der Methode. Projiziert auf die Reale Anwendung, würde ein solcher Fehlalarm dazu führen, dass der Anlagebesitzer die Temperaturen abliest, allenfalls mit dem Installateur Rücksprache hält und ein paar Tage abwartet, bis er feststellen kann, dass bei normaleren Temperaturen der Alarm wieder verschwindet.

Dies kann sowohl als Vor- wie Nachteil interpretiert werden. Einerseits ist es im Prinzip ein Fehlalarm andererseits kann die Situation verglichen werden mit der analogen Kühlwassertemperaturanzeige in jedem Auto, bei welchen ein roter Bereich am oberen Ende der Skala den Autofahrer auf ein gewisses Pannenrisiko aufmerksam macht.

Die Detektion der simulierten Fehler präsentiert sich wie folgt:

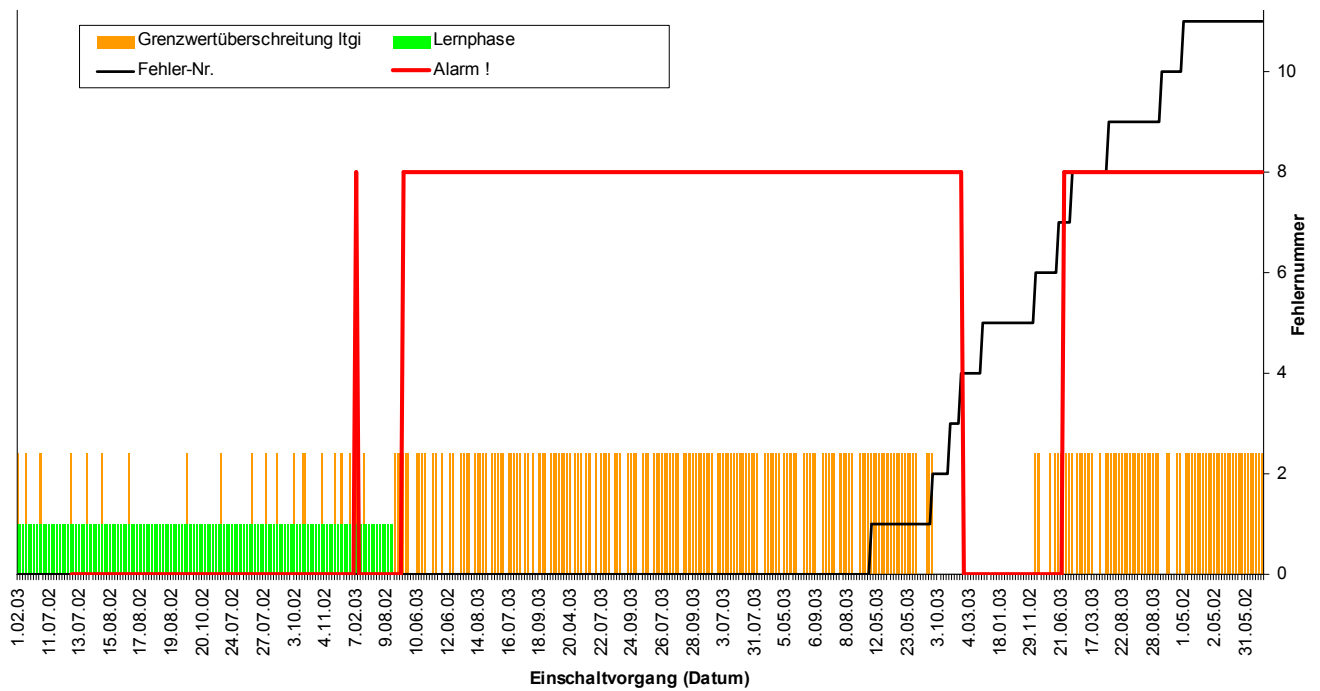
1. Eine fehlendes Stück Kollektorsammelleitungs-dämmung wird durch die Reduktion der Fehlererkennung auf die transienten Vorgänge beim Pumpenstart nicht erkannt, weil die thermische Trägheit des Rohrs grösser ist als dass der resultierende Wärmeverlust im Zeitfenster der Temperatursignalerfassung registriert werden könnte. Es ist anzunehmen, dass bei Flachkollektoren etwa dieselbe Erkenntnis gemacht werden könnte. (Dieser Fehler konnte bei der Anlage Thun leider nicht simuliert werden)



*Bild 33: ungedämmtes Sammelrohr
(Prospektbild Fournelle)*

2. 3. Eine Veränderung der Einschalttemperaturdifferenz um 5° (16%) lässt sich nicht erkennen. Allerdings sind die Zeitfenster für diesen Versuch womöglich zu klein, um diesen Schluss definitiv zu ziehen.
4. Eine Kollektorleistungsreduktion auf ein Sechstel der Fläche beim Eintritt der Kollektorkreisleitung – also beim kältesten Kollektor – lässt sich nicht erkennen. Allerdings ist auch hier die Versuchsdauer möglicherweise etwas zu kurz gewählt.
5. Eine homogene, d.h. ganzflächige Kollektorabdeckung mit dem Netz lässt sich erwartungsgemäss nicht erkennen.
6. Die Erhöhung der Pumpenstufe von II auf III hat – wie sich im Nachhinein herausstellte (vgl. Abschnitt 4.2, Bild 35) – praktisch keine messbare Volumenstromerhöhung zur Folge. Dies kann somit nicht als Fehler bezeichnet werden. Dementsprechend wird auch kein Alarm ausgelöst.
7. Wenn dieselbe Fehlersimulation wie die Nummer 4 auf den Kollektorteil angewendet wird, der vom Austritt her gesehen an zweiter Stelle liegt, kann die Leistungsreduktion klar erkannt werden.
8. Dieser Fehler entspricht der Nummer 4 aber mit einem weiteren Kollektorteilfeld. Die Verdoppelung der Netzabdeckung gegenüber Nr. 4 von einem Sechstel auf einen Drittel der Fläche lässt sich nun auch an dieser Stelle (Kollektoreintritt, kalte Seite) korrekt erkennen.
9. Die Reduktion der Pumpenstufe von II auf I hat eine Reduktion des Volumenstroms um ca. 25% zur Folge. Diese Abweichung kann problemlos detektiert werden. (vgl. Abschnitt 4.2, Bild 35)
10. 11: Alle „gröberen“ asymmetrischen Kollektorleistungsreduktionen lassen sich problemlos erkennen. Die Versuche 4, 7 und 8 zeigen sehr schön die Grenze der Empfindlichkeit des Systems.

Ein ganz anderes Bild präsentiert sich, wenn dieselbe Auswertung mit dem Messpunkt wtein durchgeführt wird (s. folgende Seite): Nach einer durchaus „normalen“ Lernphase zeigen sich sehr viele Grenzwertüberschreitungen beim fehlerfreien Anlagebetrieb, was zu einem ständig anstehenden Fehlalarm führt. Die grosse Entfernung vom Kollektor führt offensichtlich zu derart hohen Störeinflüssen entlang der Leitung, dass das Temperatursignal „verschmiert“ und durch unterschiedliche Umgebungstemperaturen derart variiert, dass diese und andere unbekannte Einflüsse überwiegen. Der Messpunkt wtein ist wie bei der Anlage Thun auch bei dieser Anlage nicht für die Spektralmethode brauchbar.



Grafik 34: Resultate vom Messpunkt wtein

3.5.5 Zusammenfassung

<i>Fehlerbeschreibung</i>	<i>Fehlerkat.</i>	<i>Umsetzung als Simulation</i>	<i>Simulation durchgeführt</i>		<i>Fehler erkennbar</i>		<i>Bemerkungen</i>
			<i>Thun</i>	<i>Rüti</i>	<i>Thun</i>	<i>Rüti</i>	
verschmutztes Glas	reduzierte Kollektorleistung	Netzabdeckung ganzflächig	X	X	ja	nein	Die Verschmutzung muss allerdings signifikant sein.
defekte Wärmedämmung		Entfernen der Isolation auf einer Teilstrecke des Sammelrohres		X	ev.	nein	grundsätzlich Fehler bei Flachkollektoren wahrscheinlich eher erkennbar
Leistungsverlust der selektiven Beschichtung		Netzabdeckung ganzflächig	X	X	ja	nein	Bei signifikanter Verschlechterung ja.
Störungen bei der Kollektordurchströmung (z.B. stehende Luftblasen)		Teilabdeckungen der Kollektorfläche (mit Netz oder nicht transparent)	X	X	ja	ja	problemlos erkennbar
Kondensation auf der Innenseite der Scheibe		Netzabdeckung teilflächig	X	X	ja	ja	wenn die Kondensation bei allen Kollektoren auftritt eher schlecht erkennbar
gestörte Pumpenleistung	gestörte Zirkulation	Verstellung der Pumpenstufe	X	X	ja	ja	ab einer Volumenstromveränderung von etwa 20% erkennbar
thermische Rückwärtszirkulation nachts		Ausbau des Rückschlägers			nein	nein	Dieser Fehler kann mittels Logikprüfung erfasst werden.
Luft im Wärmeträger		Luft einblasen	X		ja	ja ⁵	problemlos erkennbar
Wärmeträgerverlust		Luft einblasen	X		ja	Ja ⁵	problemlos erkennbar
Temperaturfühlerdefekt (inkl. der flinken Sonde für die Spektralmethode)	gestörte Regelfunktionen	?			nein	nein	Dieser Fehler kann mittels Logikprüfung erfasst werden.
Fühlerdrift oder Wechsel der Programmparameter		Programmparameter manuell ändern	X	X	ja	nein	ab einer Abweichung von etwa 20% erkennbar
WT-Verschmutzung innen	gestörte WT-Fkt.	?			nein	nein	Diese Fehler können mittels Logikprüfung erfasst werden.
WT-Verschmutzung aussen		?			nein	nein	

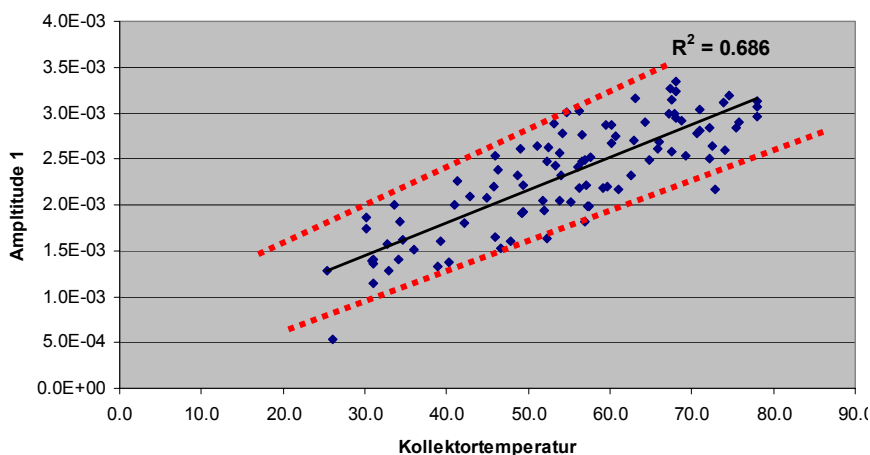
⁵ Nicht getestet aber naheliegend

4 Weitere Resultate

4.1 Möglichkeit für verbesserte Auswertung

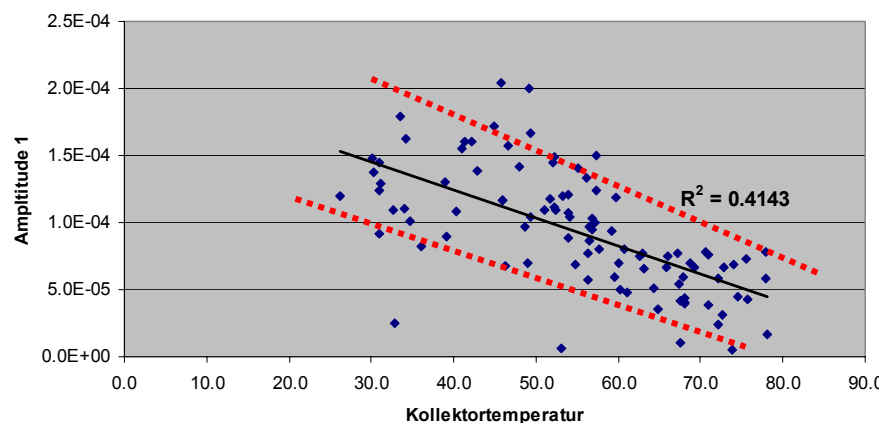
Mit der Aufteilung des aufgezeichneten Referenzverhaltens der Anlagen in zwei Gruppen (Ref1 und Ref2) anhand der Kollektorstarttemperatur kann auf eine einfache Weise eine wesentliche Verbesserung der Trennschärfe realisiert werden. Die Feststellung, dass sich die Referenzvektoren der beiden Gruppen unterscheiden, führt automatisch zur Überlegung, wovon genau die Charakteristik der Leistungsdichtespektren abhängig ist und ob sich diese Abhängigkeit als Funktionsgleichung herleiten liesse.

Mit den Mitteln der statistischen Auswertung von Excel werden dazu einige Untersuchungen durchgeführt. Exemplarisch werden die Leistungsdichtespektren der Messpunkte Itgi von beiden Anlagen diesbezüglich analysiert. Dabei zeigt sich eine mehr oder weniger ausgeprägte Abhängigkeit der Grösse der Amplitude pro Frequenzindex in Funktion der Kollektorstarttemperatur. Nachfolgend zwei Beispiele von der Anlage Thun:



Grafik 35: Die X-Y-Grafik der Amplituden der tiefsten Frequenz in Funktion der jeweiligen Kollektorstarttemperatur zeigt eine lineare Abhängigkeit mit positiver Steigung und hoher Streuung, währenddem....

.... dieselbe Darstellung für die 16. Frequenz eine negative Steigung bei noch höherer Streuung aufweist. (Achtung: die Amplituden der 16. Frequenz sind um etwa eine Gröszenordnung kleiner als diese der ersten !)



Tatsächlich zeigt sich bei den vom Betrag her relevanteren Frequenzen eine positive Steigung, welche mit zunehmender Frequenz abnimmt und negativ wird. Anders ausgedrückt: je höher die Kollektorstarttemperatur desto dominanter werden die tiefen Frequenzen und desto weniger beträgt der Anteil an höheren Frequenzen. Die beobachteten Abhängigkeiten sind aber starken Streuungen unterworfen und die von Excel gelieferten Bestimmtheitsmasse liegen näher bei 0.5 als 1, was heisst, dass die lineare Regression nur eine schwache Korrelation mit der verwendeten Stichproben aufweist.

Versuchsweise sind Analysen unter Anwendung eines in Abhängigkeit der Kollektorstarttemperatur berechneten Referenzvektors durchgeführt worden. Dies zeigte aber die Schwierigkeit, dass zur Beurtei-

lung, der Lage des aktuell aufgezeichneten Leistungsdichtespektrums im Vergleich zum „angepassten“, dynamischen Referenzverhalten nicht mehr ein Grenzwert verwendet werden kann, wie dies im Abschnitt 3.3.3 erläutert ist. Denn die Datenbasis zur Berechnung eines solchen gibt es bei diesem Verfahren nicht mehr. Vielmehr muss aus den zur Herleitung der Funktion des dynamischen Referenzvektors zugrunde gelegten Datenreihen einen oberen und unteren Grenzwert (qualitativ als rot gepunktete Linien in Grafik 35 eingezeichnet) pro Frequenzindex berechnet werden, welche als „Messlatte“ verwendet werden können.

Die Möglichkeiten zur Umsetzung solcher Auswertungen sind im Rahmen einer Sitzung mit dem Institut für mathematische Statistik und Versicherungslehre der Uni Bern diskutiert worden. Dabei zeigte sich, dass eine Korrekte Anwendung der notwendigen statistischen Funktionen erheblichen Aufwand bedeutet und den Rahmen des vorliegenden Projektes bei weitem sprengen würde. Näherungsweise durchgeführte Auswertungen mit vielen Vereinfachungen und manuell eingesetzten Hilfsparametern ergeben etwa dieselbe Trennschärfe zwischen fehlerfreiem zu fehlerbehaftetem Anlageverhalten wie bei der Anwendung zweier Referenzvektoren in Form eines (bzw. zwei) Grenzwertes der euklidischen Distanzen.

Trotzdem scheint diese Möglichkeit als Weiterentwicklung der vorliegend beschriebenen Auswertung der Spektralmethode vielversprechend und plausibel.

4.2 Volumenstrom- und Wärmemengenmessung

4.2.1 Theorie zur Volumenstromberechnung mittels Zeitmessung

In einem ersten Ansatz wird versucht, die von Böhringer [Böh 97] beschriebene Methode der Temperaturflanken-Durchlaufzeitmessung nachzuvollziehen. Demnach müsste der Volumenstrom aus der verstrichenen Zeitspanne zwischen dem Erreichen der jeweiligen Ableitungsmaxima zwischen zwei Messstellen und dem dazwischenliegenden Volumen berechnet werden können. Im Zwischenbericht vom Oktober 2002 [Gro 02] ist das Konzept wie folgt dargestellt:

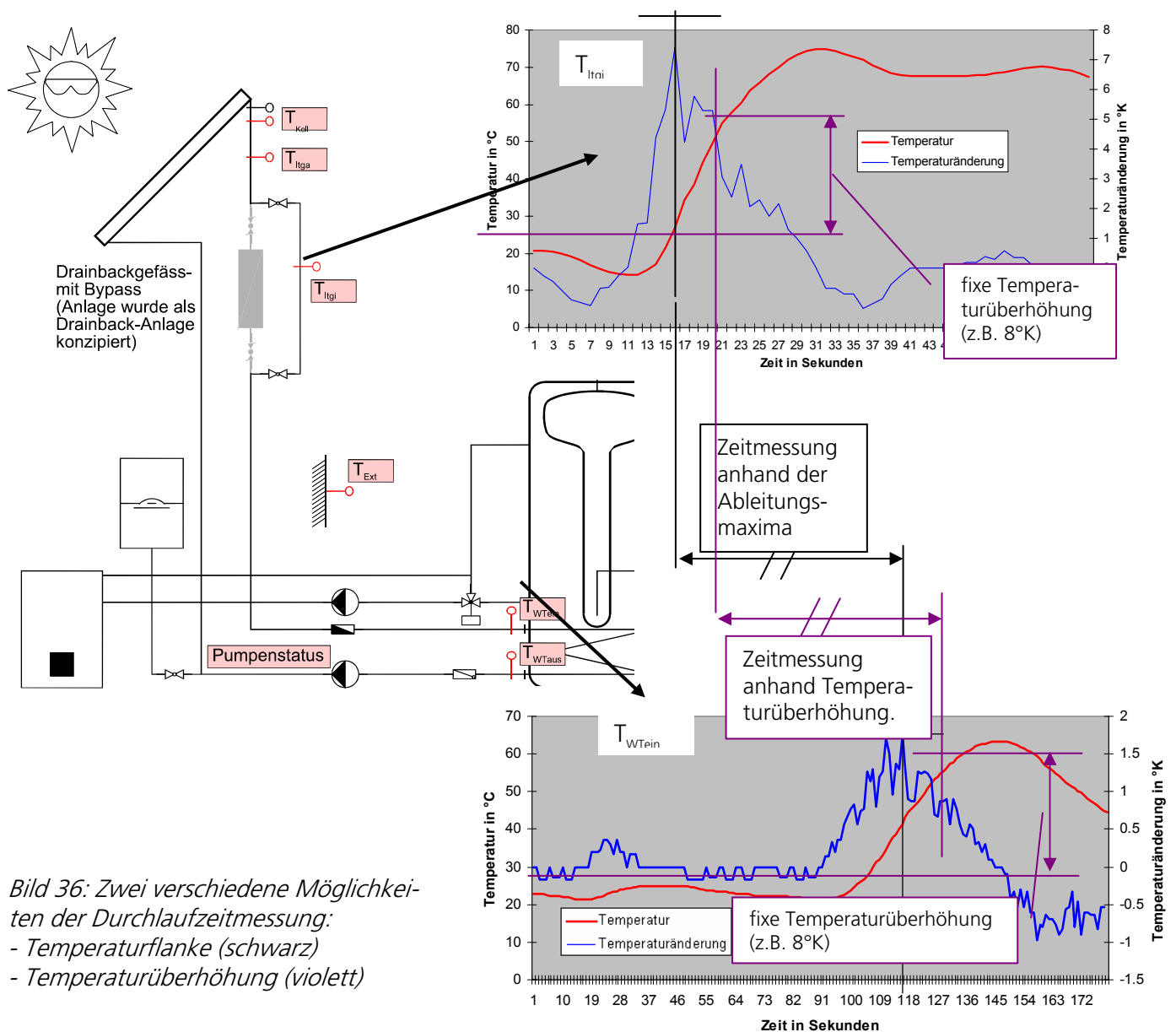


Bild 36: Zwei verschiedene Möglichkeiten der Durchlaufzeitmessung:

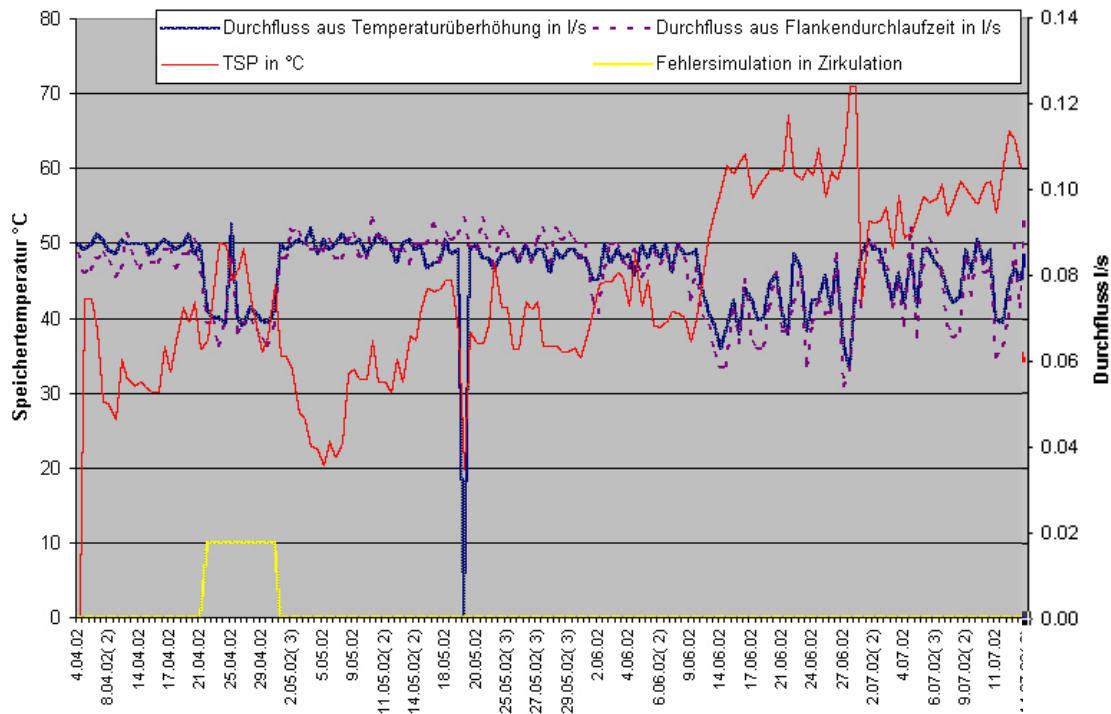
- Temperaturflanke (schwarz)
- Temperaturüberhöhung (violett)

Am Institut für Zukunftsenergiesysteme IZES an der Universität Saarbrücken sind zu diesem Thema Labormessungen durchgeführt worden [Mah 03]. Dort konnte gezeigt werden, dass anstelle der Temperaturflanke das Erreichen eines gewählten Temperaturunterschieds als Trigger für die Zeitmessung die besseren Resultate liefert. Der jeweiligen Temperatur pro Messpunkt zum Pumpeneinschaltzeitpunkt wird

ein $\Delta\theta$ von z.B. 8°K dazu addiert. Die Differenz der Zeitpunkte des jeweiligen Erreichens dieser Temperaturüberhöhung pro Messstelle ergibt die gesuchte Durchlaufzeit.

4.2.2 Erkenntnisse aus den Volumenstromberechnungen

Mit den Messdatenreihen der Anlage Rüti werden beide Varianten (Temperaturüberhöhung und Flankendurchlaufzeit) angewendet und untereinander verglichen. Während die absoluten Resultate, d.h. der Volumenstrom in l/s etwa gleich hoch liegt, zeigen die Resultate aus der Flankendurchlaufzeitmessung eine recht hohe Streuung zwischen den einzelnen Einschaltvorgängen.



Grafik 37: Ausschnitt einer grafischen Darstellung der pro Einschaltvorgang (X-Achse) ermittelten Volumenströme auf zwei verschiedene Arten. Die gelbe Kurve zeigt an, wann in der Zirkulation Fehler simuliert worden sind (Verstellen der Pumpenstufe). Die rote Kurve entspricht der auf der Skala links angegebenen Speichertemperatur. Interessanterweise sinkt oberhalb einer Speichertemperatur von etwa 50°C der Volumenstrom deutlich ab, obschon die Viskositätsänderung des Fluids das Gegenteil erwarten liesse.

Die Validierungsmessungen am IZES [Mah 03] ergaben auch, dass immer ein Korrekturfaktor notwendig ist. Dieser Faktor ist pro Messanordnung individuell und kann nur experimentell anhand einer Referenzmessung ermittelt werden.

Dazu werden bei der Anlage Rüti während einiger Tage Messungen mit einem portablen Ultraschall-durchflussmessgerät (Portaflow) durchgeführt. Gleichzeitig liegen auch die Volumenstrom-Messdaten des SuperCal-Wärmezählers von der Firma Sontex (vgl. Abschnitt 5.1) vor. Zum Vergleich der drei verschiedenen Methoden zur Volumenstromermittlung wird jeweils das Zeitfenster der ersten 17 Minuten nach Einschalten der Pumpe festgelegt:

Volumenstrommessung mit Portaflow:

Das Messgerät verfügt über einen eigenen Datenlogger, dessen Messintervall auf 5 Sekunden eingestellt worden war. Als Referenz-Volumenstrom wird der Mittelwert der 5-Sekunden-Momentanwerte über das Zeitfenster von 17 Minuten eingesetzt.

Volumenstrommessung mit SuperCal:

Der Wärmezähler liefert alle 10 Sekunden den kumulierten Durchfluss als Total des Zählerstandes. Der Datenlogger (vgl. Abschnitt 2.1) zeichnet die Messdaten (aus Gründen der Datenkompression) bei einer relevanten Änderung des Zählerstandes zusammen mit einem eigenen Zeitstempel auf. Die Zählerstandsänderung ist während den ersten etwa 30 Sekunden noch zu klein, als dass alle 10 Sekunden ein Wert vorliegt. Danach werden jedoch praktisch im Intervall der Datenlieferung von SuperCal die Werte geloggt. Bei der Anwendung eines Zeitfensters von 17 Minuten zeigen sich teilweise etwas unplausible Unterschiede, zwischen zwei unterschiedlichen Auswertungen der geloggteten Zählerstandsdaten:

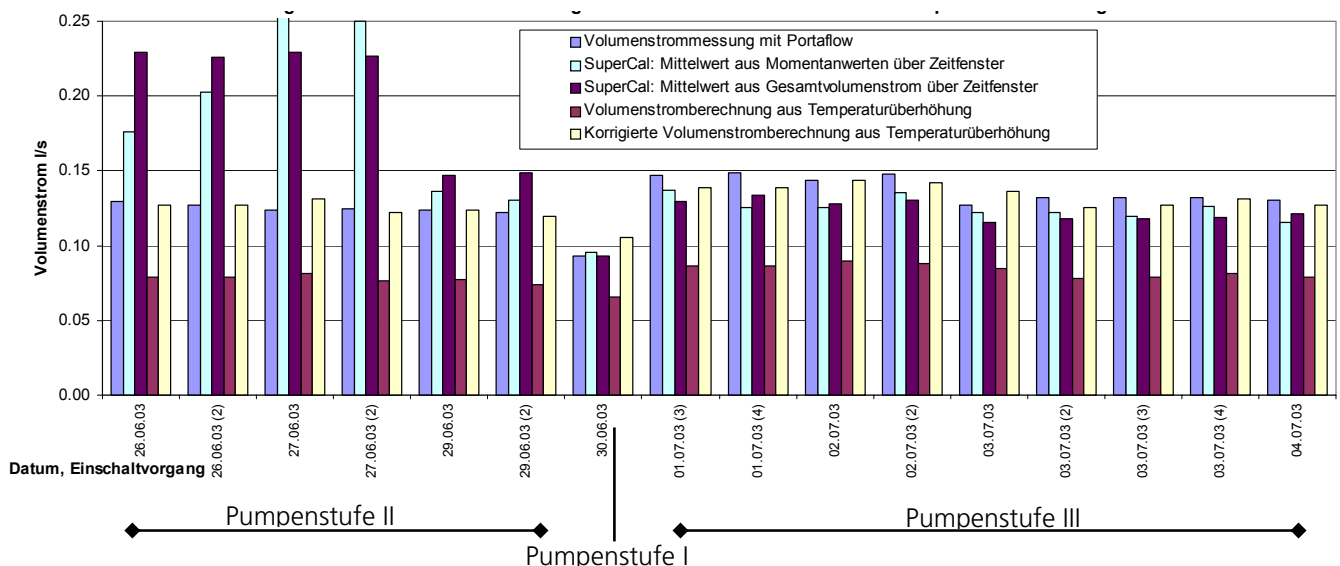
1. Mittelwert aus Momentanwerten über Zeitfenster: d.h. es wird pro aufgezeichneten Zählerstand ein Momentanwert des Volumenstroms aus Zählerstandsänderung und Zeitstempeldifferenz berechnet und dann über das ganze Zeitfenster von 17 Minuten gemittelt.
2. Mittelwert aus Gesamtvolumenstrom über Zeitfenster: d.h. es wird nur der Zählerstand vor und nach dem Zeitfenster von 17 Minuten und die dazwischenliegende exakte Zeit zur Berechnung eines einzigen Volumenstromwertes herangezogen.

Volumenstromberechnung aus Temperaturüberhöhung:

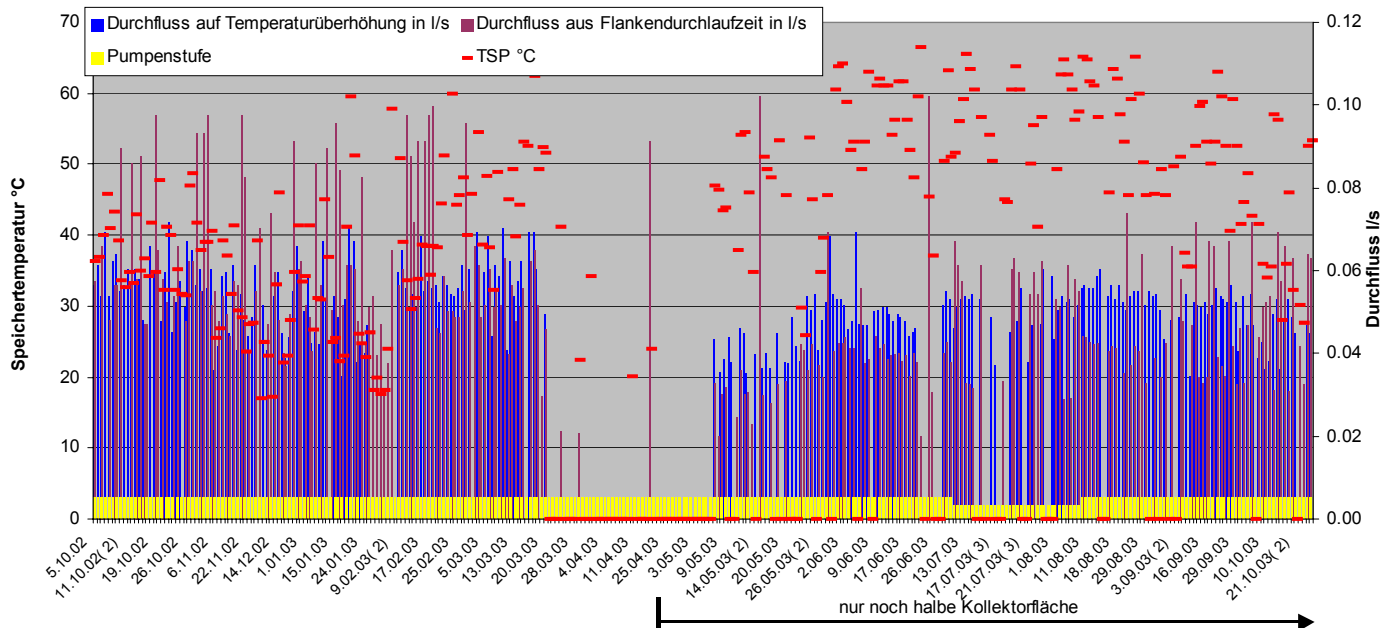
Diese Methode liefert nur einen Wert pro Pumpeneinschaltung. Die Pumpe muss dazu mindestens so lange in Betrieb sein, dass das Fluid vollständig vom ersten zum zweiten Messpunkt gefördert wird. Der Vergleich mit der als Referenzmessung deklarierten Ultraschallmessung liefert den vom IZES genannten Korrekturfaktor. Als Mittelwert von 6 Einschaltvorgängen beträgt der Faktor (für die Anlage Rüti) 1.6.

Korrigierte Volumenstromberechnung aus Temperaturüberhöhung:

Das entspricht der mit dem Faktor 1.6 multiplizierten Volumenstromberechnung aus Temperaturüberhöhung.



Grafik 38: Vergleich der verschiedenen Volumenstromberechnungsarten bei unterschiedlichen Pumpenstufen-Einstellungen. Die Abweichungen der Messungen mit SuperCal an den ersten vier Einschaltvorgängen können nicht erklärt werden. (Anlage Rüti)



Grafik 39: Anlage Thun: Vergleich der zwei Unterschiedlichen Volumenstromberechnungen. Sehr schön lässt sich der Einfluss des verkleinerten Kollektorfeldes erkennen, das den hydraulischen Widerstand erhöht und damit den Durchfluss bei gleichbleibender Pumpenleistung reduziert. (vgl. Bild 8 und 18) Die beiden Kollektor-Teilfelder sind bei der grossen Anlage parallel geschaltet. Die kleine Anlage hat dann nur noch ein „Widerstand“.

Es kann auch erkannt werden, was die Spektralmethode (vgl. Abschnitt 3.5.2) schon gezeigt hat: der Volumenstrom bleibt bei den Pumpenstufe II und III praktisch identisch. Im Gegensatz zur Anlage Rüti kann der „richtige“ Einfluss der Speichertemperatur auf den Volumenstrom erkannt werden: je tiefer die Systemtemperatur, desto kleiner der Durchfluss.

Fazit:

Die Anwendung der mit dem Faktor korrigierten Volumenstromberechnungen scheint im Prinzip möglich. Allerdings ist erstens die Ermittlung des Korrekturfaktors mit erheblichen Aufwendungen verbunden und zweitens fehlt die theoretische Erklärung für dessen Vorhandensein. Bei den hier untersuchten Anlagen konnten die Faktoren zwar ermittelt werden, doch die Unsicherheiten sind gross:

- Bei der Anlage Rüti kann z.B. die Leitungslänge zwischen den beiden Messpunkten nur grob gemessen bzw. geschätzt werden, weil die Leitungsführung nur an wenigen Orten sichtbar ist. Der Einfluss der Leitungslänge ist aber durch die damit verbundene Volumenberechnung überproportional.
- Bei der Anlage Thun kann die Leitungslänge zwischen den zwei Temperaturmesspunkten genauer bestimmt werden. Leider konnte an dieser Anlage mit dem portablen Messgerät nur eine auswertbare Durchflussmessung durchgeführt werden und es kann dadurch nicht ein brauchbarer Korrekturfaktor ermittelt werden. Er kann auf etwa 1.2 geschätzt werden.

Wenigstens konnte durch den Vergleich der Resultate aus Temperaturflankendurchlaufzeit und Temperaturüberhöhung bei beiden Anlagen den Befund vom IZES bestätigt werden, wonach sich die Methode mit der Temperaturüberhöhung als zuverlässiger (d.h. mit kleinerer Streuung) erweist.

4.2.3 Energiebilanzmethode

Sowohl in der ersten Projektetappe [Syn 98] wie auch im Zwischenbericht vom Oktober 2002 [Gro 02] ist die Möglichkeit der Energiebilanzmethode⁶ (vg. [Böh 97]) diskutiert worden. Aufgrund der schwach erkennbaren Zusammenhänge zwischen den bei der Anlage Rüti simulierten Fehler und den Abweichungen zwischen gemessenen und prognostizierten Energiemengen, ist in der Folge auch die Anlage Thun Anfang Mai 03 mit einem SuperCal-Wärmezähler ausgerüstet worden, um festzustellen, ob bei einer Flachkollektoranlage das Konzept besser funktioniert. Die Auswertung zeigt jedoch noch viel weniger plausible Resultate als bei der Anlage Rüti. Dabei ist nicht die Ermittlung des Volumenstroms bzw. die Wärmemengenmessung am Wärmetauscher das Problem. Vielmehr kann das von Böhlinger aufgestellte Konzept der Energiebilanz nicht nachvollzogen werden. D. h. in den Grössenordnungen stimmen die berechneten Energiemengen schon mit den gemessenen überein aber die Ungenauigkeiten bewegen sich in Faktoren wie 1.5 und mehr. Damit lässt sich keine verlässliche Aussage zur Richtigkeit der im Speicher angekommenen Wärmemenge im Vergleich zur erwarteten machen.

Aus den ermittelten Datenreihen kann nicht ohne weiteres ein Zusammenhang zwischen den Abweichungen und den dazugehörigen Rahmenbedingungen interpretiert werden, denn die Variabilität der einzelnen Parameter sind gross und deren Relevanz je nach Anlage und Jahreszeit sehr verschieden. Während bei der Anlage Rüti durch die hohe Kollektortemperatur (Heat-Pipe-Kollektoren) die Wärme im Kollektorsammelrohr die Energiebilanz dominiert, sind es bei der Anlage Thun eher die relativ langen Leitungen in der Steigzone. Je nach Speichertemperatur zum Pumpenstartzeitpunkt, variieren die Wärmemengen in den Leitungsabschnitten innen und aussen sehr stark währenddem die Energie im Kollektor durch die fixe Einschalttemperaturdifferenz immer gleich bleibt. Zusammen mit dem pro Einschaltvorgang ermittelten Volumenstrom (vgl. 4.2.2) ergeben sich sehr variable Energiemengen, welche nach einem Pumpintervall im Speicher erwartet werden, welche sich nur ganz grob mit der gemessenen Wärmemenge am Wärmetauscher vergleichen lassen. Die Streuungen der Resultate sind so gross, dass die Einflüsse der simulierten Fehler darin untergehen.

Fazit: Die Tauglichkeit der Energiebilanzmethode als permanente Funktionskontrolle kann im Rahmen dieses Projektes nicht bestätigt werden.

4.2.4 Wärmemengenmessung aus Wärmezähler und eigener Berechnung

Nach dem Scheitern der Energiebilanzmethode ist es trotzdem von Interesse festzustellen, wie gut eine Wärmemengenmessung alleine mit Temperaturfühlern, d.h. ohne mechanischem Volumenstrommessteil, funktioniert. Dies kann sozusagen als Nebenprodukt des vorliegenden Projekts verstanden werden, weil es keinen direkten Zusammenhang mit der Spektralmethode hat.

Dazu benötigt man:

- 2 flinke Temperaturfühler über eine bekannte Rohrstrecke (s. Abschnitt 4.2)
- 2 Temperaturfühler am Wärmetauscher (Eintritt und Austritt)

Bei den beiden Messanlagen ist jeweils der Fühler beim Wärmetauschereintritt für beide Funktionen verwendet. D.h. man benötigt effektiv nur drei Temperaturfühler.

Der Berechnung wird der aus der Durchlaufzeit der Temperaturüberhöhung gewonnene und mit dem experimentell ermittelten Korrekturfaktor korrigierte Volumenstrom zu Grunde gelegt (vgl. Abschnitt 4.2.2). Anschliessend werden die Temperaturmesswerte vom Wärmetauscher-Eintritt und Austritt verwendet. Mit den Korrekturtermen der temperaturabhängigen Dichte und spezifischen Wärme des Fluids lautet die Formel zur Momentanleistungsberechnung:

⁶ 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.

$$P_{WT} = Q \cdot \left(\frac{(\vartheta_{WTein} + \vartheta_{WTAus})}{2} \cdot a_{\rho} + b_{\rho} \right) \cdot \left(\frac{(\vartheta_{WTein} + \vartheta_{WTAus})}{2} \cdot a_c + b_c \right) \cdot (\vartheta_{WTein} - \vartheta_{WTAus}) \cdot 1000$$

P_{WT} : Leistung am Wärmetauscher in W

Q : Volumenstrom in l/s

ϑ_{WTein} : Temperatur am Wärmetauschereintritt in °C

ϑ_{WTAus} : Temperatur am Wärmetauscheraustritt in °C

a_{ρ} : Steigungskoeffizient Dichtefunktion Fluid ohne Einheit

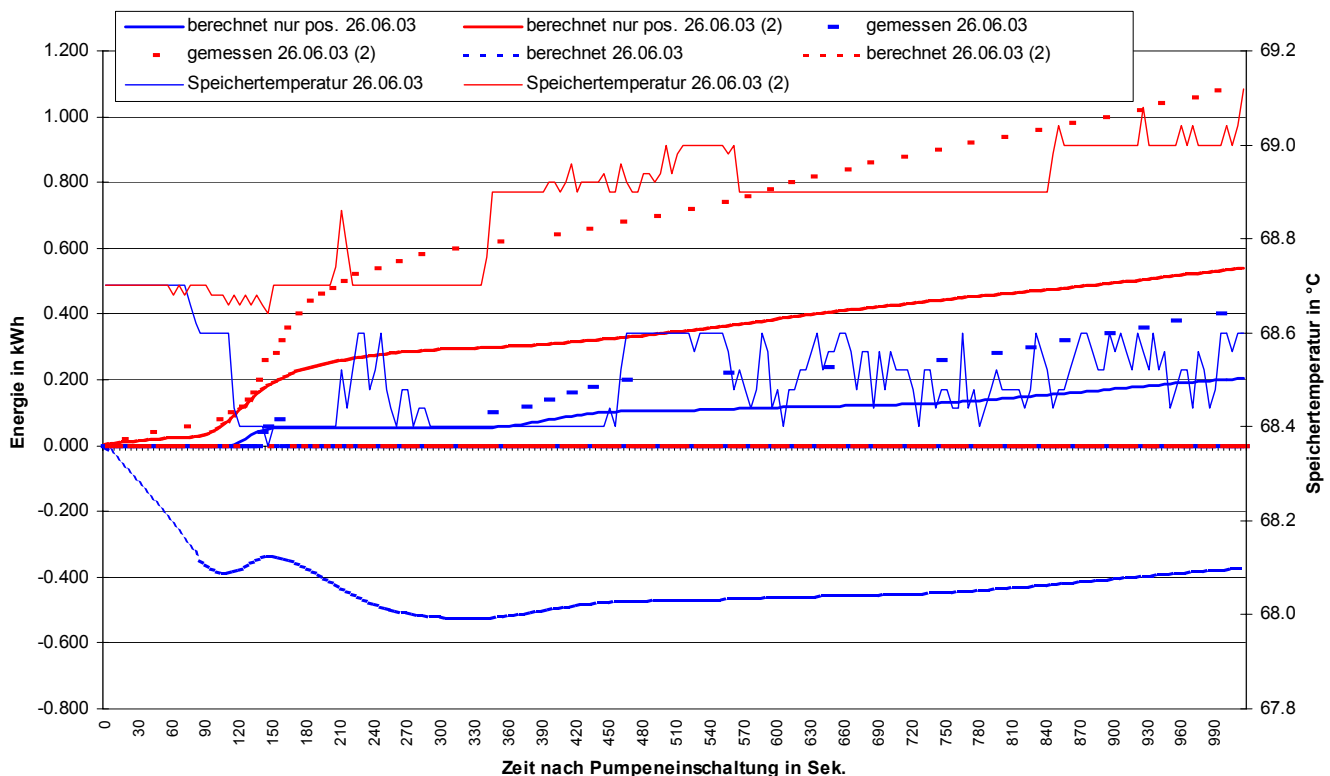
b_{ρ} : Y-Achsenabschnitt Dichtefunktion Fluid in kg/l bei 0°C

a_c : Steigungskoeffizient spez.-Wärmefunktion Fluid ohne Einheit

b_c : Y-Achsenabschnitt spez.-Wärmefunktion Fluid in kJ/kg°K bei 0°C

Diese Berechnung ist im Intervall von 5 Sekunden nach Einschaltung der Pumpe durchgeführt worden.

Zur Überprüfung der Resultate kann die Messung vom SuperCal-Wärmezähler herangezogen werden. Dabei muss beachtet werden, dass der Wärmezähler im Unterschied zur eigenen Berechnung, die Energie nur in einer „Richtung“, nämlich zum Speicher hin, misst. Aus diesem Grund sind die berechneten Momentanleistungen einmal mit und einmal ohne die negativen Anteile zur an den Speicher abgegebenen bzw. dem Speicher entnommenen Energie aufsummiert. Für den ersten und zweiten Einschaltvorgang bei der Anlage Rüti am 26. Juni 2003 ist dies in der nachstehenden Grafik dargestellt. Dabei zeigt sich, dass die mit dem SuperCal gemessene Energie genau doppelt so gross ist, wie die berechnete. Die berechnete Leistung ist über die gemessene Globalstrahlung, die Kollektorfeldfläche unter Anwendung der Kollektorwirkungsgradformel überprüft und liegt in der richtigen Grösse. Der Fehler muss also auf der Seite der Messung mit dem Wärmezähler bzw. die Auswertung dessen Zählerstands-Werten liegen. Woher genau der Faktor 2 stammt, kann nicht eruiert werden.



Grafik 40: Verlauf der an den Speicher gelieferte bzw. dem Speicher entnommene Wärme in Funktion der Zeit am Beispiel der ersten und zweiten Pumpeneinschaltung am 26.06.03 bei der Anlage Rüti: Die Einschaltung um 09:11:40 Uhr führt soviel Wärme aus dem Speicher, dass nach 17 Minuten (entspricht der Breite der Grafik) die Bilanz für den Speicher immer noch negativ ist. Die Angabe des Wärmezähler

trägt in dem Fall, weil er die positiven Anteile durchaus kumuliert. Die Pumpe ist fast 27 Minuten in Betrieb, bis die Temperaturdifferenzregelung sie wieder abstellt. Die Speichertemperatur beträgt für die 2. Einschaltung um 9:47:48 (also 10 Minuten nach Abschaltung) wieder 68.7°C. Bei dieser zweiten Einschaltung wird nun dank noch warmer Leitungen sofort dem Speicher Wärme zugeführt. Deshalb sind die Kurven „berechnet nur Pos. 26.06.03 (2)“ und „berechnet 26.06.03 (2)“ deckungsgleich.

Fazit:

Die Wärmemengenmessung über einen aus einer Zeitmessung berechneten Volumenstrom ist möglich und im Prinzip recht einfach aber die Nachteile sind allerdings auch klar:

- Es braucht eine Kalibrierung zur Ermittlung des Korrekturfaktors zur Volumenstromberechnung.
- Die Anwendung ist beschränkt auf Anlagen mit nicht drehzahlgeregelten Pumpen.
- Die Volumenstromschwankungen aufgrund der veränderten Förderleistung der Pumpe durch die Variabilität der Viskosität können nicht oder nur mit grossem Aufwand rechnerisch korrigiert werden. Dazu müssten die physikalischen Eigenschaften der Pumpe und aller anderen am hydraulischen Widerstand des Solarkreises beteiligten Komponenten bekannt sein und im Rechner parametrisiert werden. Dies ist in der Praxis kaum möglich und ungenügend zuverlässig.

4.3 Ergänzende Fehlererkennungsroutinen

Der Vorteil der Spektralmethode liegt hauptsächlich im kleinen Mehraufwand an Hardware und Sensorik, sowie an der Fähigkeit Fehler zu erkennen, welche sehr langsam und langfristig eintreten und direkt den Ertrag an Solarenergie betreffen. Der Nachteil liegt in der erforderlichen Lernphase, während der ein fehlerfreier Betrieb vorausgesetzt wird. Ein ganz andere Ansatz wird im Projekt der Firma Agena beschrieben [Age 02].

In diesem Zwischenbericht sind ein Set an Logikprüfungen spezifiziert, mit welchen je nach Umfang der Sensorik und der Anlagekonfiguration mehr oder weniger viele bekannte Fehlfunktionen detektiert werden können. Dieser Ansatz eignet sich vor allem für binäre Fehler. D.h. Fehler, die ein bestimmtes Anlageverhalten verursachen oder nicht. Für die Erkennung von Kollektorleistungsverringerungen hingegen bedeutet dieser Ansatz entweder:

- Wärmemengemessung am Wärmetauscher und Vergleich mit Richtwert
- Wärmeleistungsmessung am Wärmetauscher und Vergleich mit theoretischer Kollektorleistung zum selben Zeitpunkt unter gemessenen, stabilen Bedingungen

Beim ersten Punkt liegt das Problem bei der Festlegung des Richtwerts, der von vielen Parametern abhängig ist und nur grob als allgemeingültig erklärt werden kann.

Der zweite Punkt ist konzeptionell der Richtige zur Beurteilung der Kollektorleistung erfordert aber eine aufwendige Sensorik, die Kenntnis des Einfallswinkels des Direktstrahlungsanteils der Globalstrahlung und – über ein genügend grosses Zeitfenster - stabile Betriebsparameter. Letzteres ist abhängig von den Witterungsbedingungen und dem Verbraucherverhalten und somit nicht beeinflussbar.

Deshalb liefert die Spektralmethode in zweierlei Hinsichten eine Ideale Ergänzung zu den Logikprüfungen:

- Die Logikprüfungen helfen mit, Anlagefehler in der Lernphase zu erkennen, damit diese abgebrochen und nach Behebung des Fehlers neu gestartet werden kann.
- Die Logikprüfungen erfassen Anlagefehler, welche die Spektralmethode nicht abdeckt (vgl. Abschnitt 3.5.5)

Damit ist es naheliegend und als ideale Ergänzung zu sehen, wenn eine künftige Generation von Solarreglern mit permanenter Funktionskontrolle sowohl die Spektralmethode wie Logikprüfungen beinhalten.

5 Pflichtenheft zur industriellen Umsetzung

5.1 Erforderliche Hardware

Fragen im Zusammenhang mit der erforderlichen Hardware sowie der zu erwartenden Kosten einer Steuerung, in welche die Spektralmethode implementiert ist, wurden an die beiden Projektpartner SAIA-Burgess aus Murten und Sontex aus Sonceboz sowie an Elfero AG aus der Schweiz und Resol aus Deutschland gestellt. In dieser Anfrage wurden folgende Eckdaten angegeben:

Die Methodik in Kürze:

- Die Lernphase dauert etwa 10 Monate, während denen die Temperatursignale von 240 – 300 Einschaltvorgängen über ein Zeitfenster von 200 Sekunden aufgezeichnet werden müssen. Diese müssen bis zum Abschluss der Lernphase gespeichert werden.
- Nach Abschluss der Lernphase wird aus dem Set an Sprungantworten (Temperatursignal in Funktion der Zeit) über mehrere Rechenvorgänge (s. Abschnitt 0) ein Anlageverhalten für den fehlerfreien Referenzbetrieb berechnet.
- Nach der Berechnung des Referenzverhaltens folgt der eigentliche Überwachungsbetrieb. Die Sprungantwort jedes neuen Einschaltvorganges wird wiederum in den Spektralbereich transformiert und mit dem Referenzverhalten verglichen. Über eine einfache statistische Auswertung (Binominalverteilung) wird dann über ein Zeitfenster von 20 Einschaltvorgängen entschieden, ob ein bleibender Anlagefehler vorliegt oder nicht.

Erforderliche Schnittstellen:

- Das Gerät muss über eine einfache Bedienerchnittstelle verfügen. Z.B. zweizeilige Punktmatrix-LCD und Drehimpulsgeber oder ähnlich.
- Der Alarm muss über eine rote LED auf dem Gehäuse und über einen pot. freien Kontakt abgegeben werden können.
- Die Daten müssen auf einen PC gedownloadet werden können (nur bei Problemfällen).

Entsprechend der unterschiedlichen Hintergründe der angefragten Firmen fielen die Stellungnahmen aus:

- Sontex ist Fabrikant von Durchflussmessgebern und Wärmezählern. Das Know-How für elektronische Geräte basiert demnach auf den für die Wärmezählung erforderlichen Parametern wie Kostenoptimierung der Elektronik durch Minimierung des Systems auf das absolut Notwendige bei hohen Stückzahlen. Sontex hat dementsprechend als einziger detaillierte Überlegungen zu den für die Spektralmethode zusätzlich zu den Funktionen der Solarsteuerung erforderlichen Komponenten gemacht. Gemäss Sontex sind dies ein 12-Bit Mikrocontroller mit integriertem AD-Wandler, und 128kB-EEPROM oder Flash-Speicher sowie eine RS-232-Schnittstelle.
- SAIA-Burgess ist international tätiger Hersteller verschiedenster elektronischer und elektrotechnischer Komponenten unter Anderem auch von speicherprogrammierbaren Steuerungen (SPS). Im bestehen SPS-Produktesortiment befindet sich auch die PCDS1, welche als „SPS-basierender Regler“ deklariert ist. Nach Auskunft von SAIA hat dieses Gerät alle Hardwarevoraussetzungen zur Implementation der Spektralmethode.
- Resol hat langjährige Erfahrungen mit Solarreglern und hat dementsprechend auch eine breite Produktpalette, welche spezifisch auf diese Anwendung hin konzipiert sind. Momentan ist ein neues Gerät im Entwicklungsstadium, welches die Hardware-Voraussetzungen für die Spektralmethode hat.
- Elfero stellt in erster Linie Heizungs- und Lüftungsregler her. Für die Umsetzung der Spektralmethode schlagen sie ein frei programmierbares System vor, das Anpassungen erlaubt. Die Marktchancen schätzen sie wegen zu hohen Kosten (keine konkrete Angabe) mit praktisch Null ein.

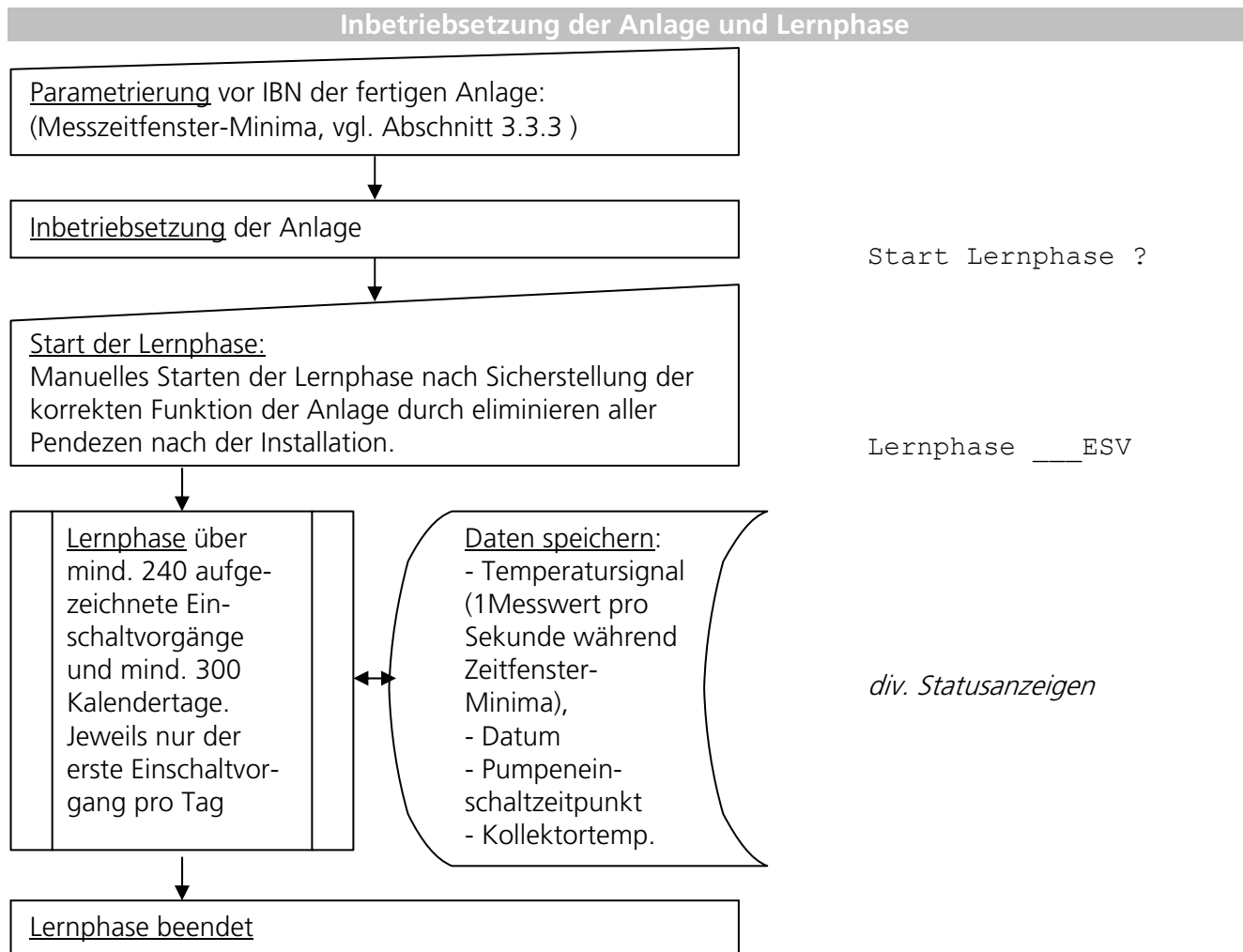
Zusammenfassend kann festgestellt werden, dass die Hardwareanforderungen mit einer modernen, mikrocontroller-basierten Steuerung gegeben sind und nebst allenfalls etwas mehr Speicher keine zusätzlichen Komponenten notwendig sind.

Software-Struktur:

(detailliertere Darstellung im Anhang)

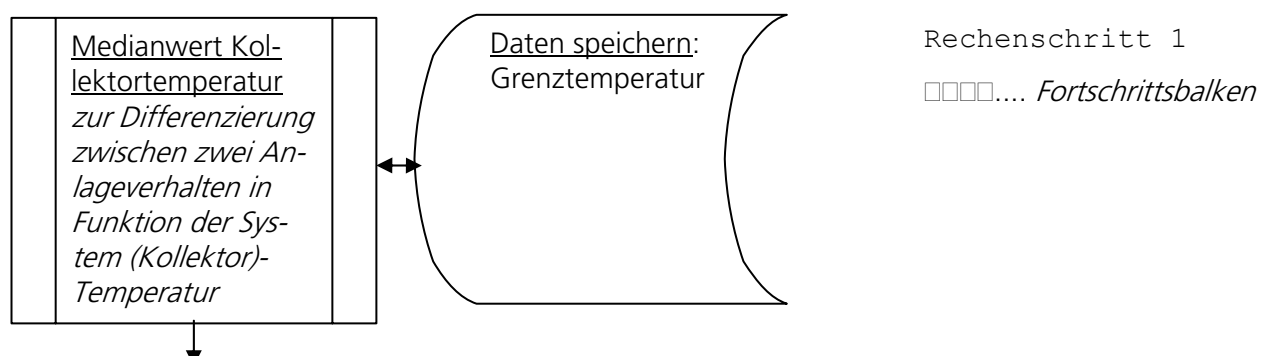
Betriebsphase, Signalverarbeitung

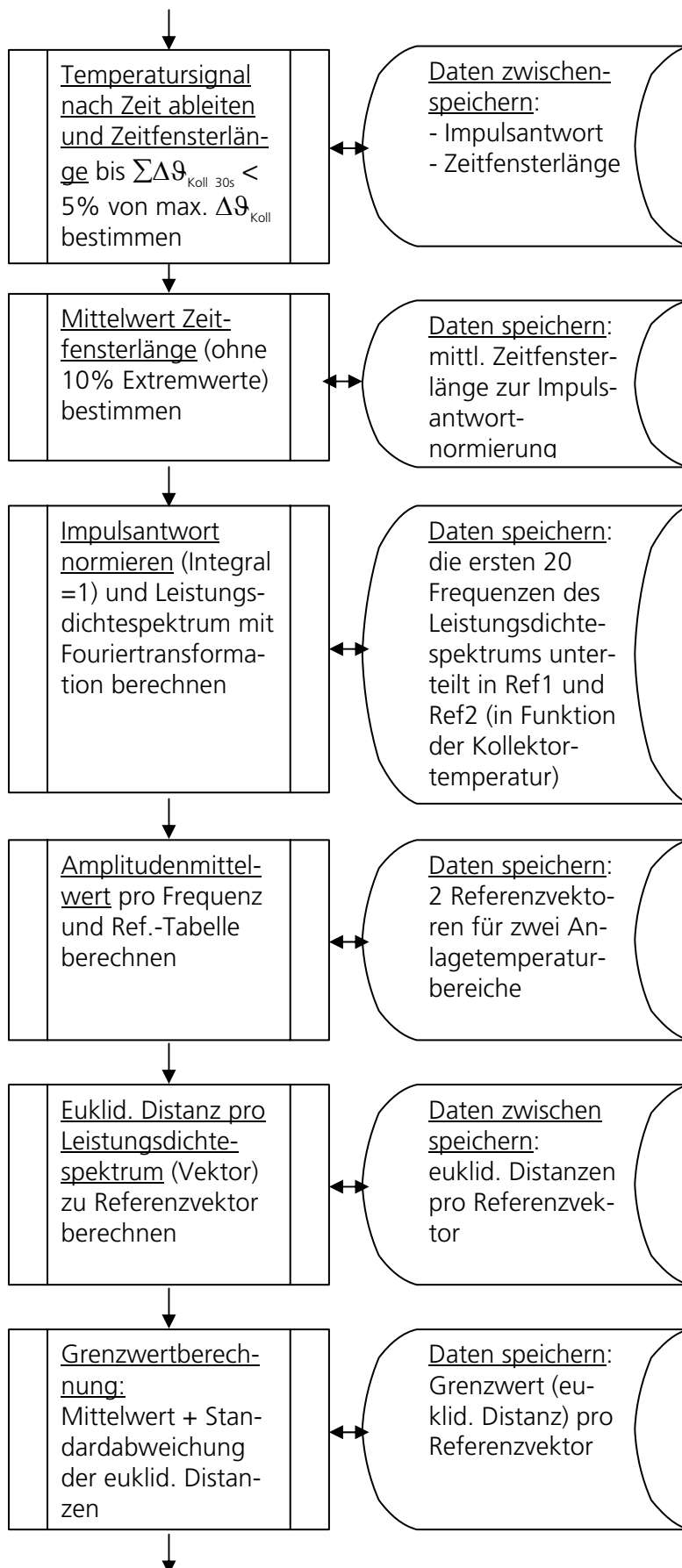
Anzeige auf Display



Referenzvektorberechnung

In Insgesamt 8 Berechnungsschritten erfolgt die Verarbeitung der aufgezeichneten Temperatursignalen zur Ermittlung des Referenzverhaltens (Berechnung muss parallel zum normalen Anlagebetrieb ablaufen und kann über eine lange Zeit (Stunden...) dauern, weil keine echtzeit-Berechnungen durchgeführt werden müssen:



Betriebsphase, Signalverarbeitung**Anzeige auf Display**

Rechenschritt 2

□□□□.... *Fortschrittsbalken*

Rechenschritt 3

□□□□.... *Fortschrittsbalken*

Rechenschritt 4

□□□□.... *Fortschrittsbalken*

Rechenschritt 5

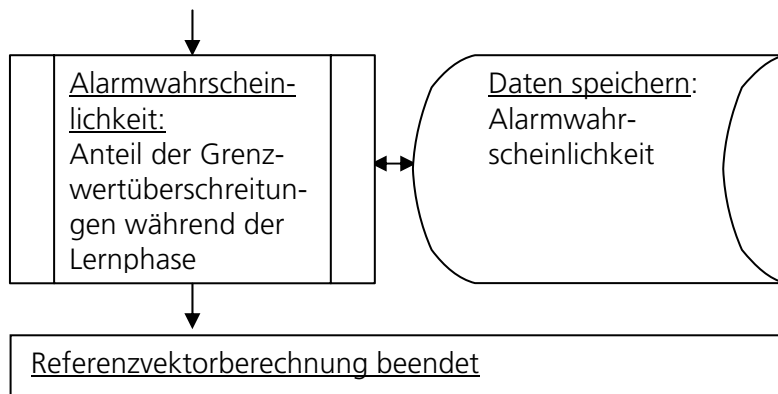
□□□□.... *Fortschrittsbalken*

Rechenschritt 6

□□□□.... *Fortschrittsbalken*

Rechenschritt 7

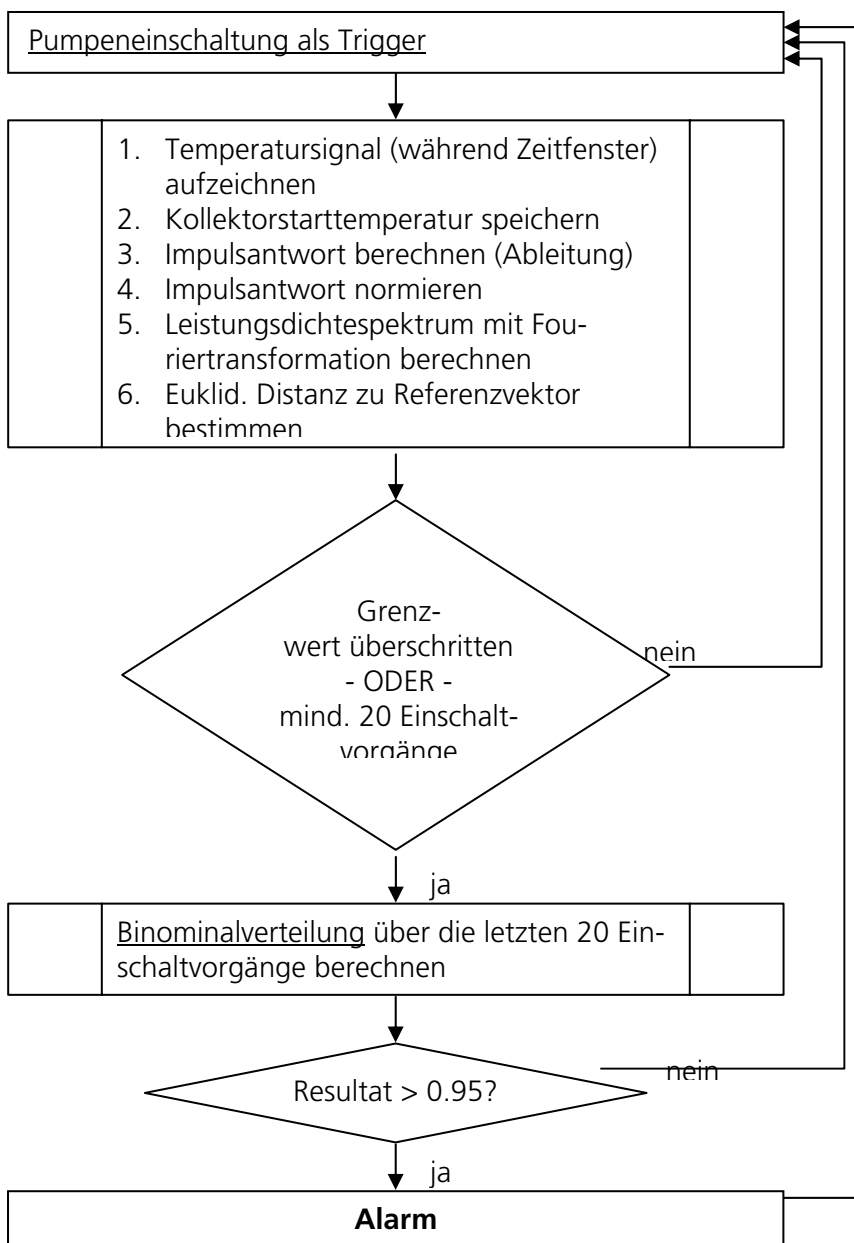
□□□□.... *Fortschrittsbalken*

Betriebsphase, Signalverarbeitung**Anzeige auf Display**

Rechenschritt 8

□□□□.... Fortschrittsbalken

Anlage OK: ____ESV

Überwachungsbetrieb

div. Statusanzeigen

Anlage AL: ____ESV

5.2 Kostenschätzungen von Herstellern

Die Stückzahlen sind von den Herstellern selber angenommen und wurden in der Fragestellung nicht vorgegeben.⁷

Als „Nicht-Hersteller“ von Solarreglern schätzte **Sontex** nur die Kosten, welche explizit für die Umsetzung der Spektralmethode als Zusatz zu einem einfachen Temperaturdifferenzregler erforderlich sind. Der Temperaturfühler ist dabei nicht inbegriffen:

- Stückzahl: 1'000 Stk. pro Jahr während 5 Jahren
- Hardware (Mikrocontroller, Speicher, RS-232-Schnittstelle, ein Analogeingang (Temperaturmessung) und ein Digitaleingang (Pumpenstatus) CHF 10.- bis 20.-
- Entwicklungskosten für Hardware und Software CHF 35'000 – 50'000.-
- Resultierender Endkunden-Stückpreis (bzw. Mehrkosten gegenüber einfacher Temperaturdifferenzregelung!) inkl. 50% Marge für Hersteller und Händler CHF 50.- bis 70.-

Ebenfalls als „Nicht-Hersteller“ von Solarreglern geht **SAIA-Burgess** von folgenden Annahmen aus:

- Stückzahl: 50 – 100 Stk. pro Jahr (als Solarregler)
- Entwicklungskosten Hardware keine, PCS1 vorhanden
- Entwicklungskosten Software CHF 5'000 - 15'000.-
- Endkundenpreis ca. CHF 900.-

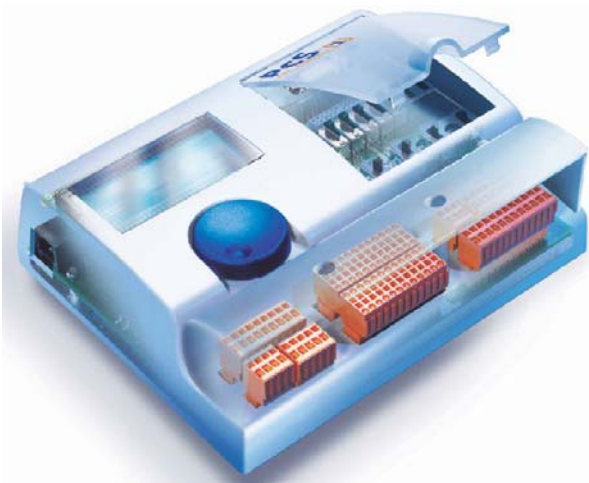


Bild 41: Prospektbild einer PCS1. Der Regler ist grundsätzlich universell einsetzbar. Er verfügt über vordefinierte Programmblöcke für verschiedenste Haustechnikanwendungen, welche durch den Systemintegrator / Installateur parametrierbar sind. Die Regelung einer Solaranlage inklusive der permanenten Funktionskontrolle mit der Spektralmethode kann eine von vielen Funktionen des Gerätes sein.

⁷ Zum Vergleich: Die Markterhebung, welche von SOLAR (Schweizerischer Fachverband für Solarenergie) im Auftrag des Bundesamtes für Energie für das Jahr 2002 durchgeführt wurde, weist eine Stückzahl in der Schweiz verkaufter Anlagen mit verglasten Flachkollektoren oder Röhrenkollektoren von 2'600 aus.

Resol macht folgende Angaben:

- | | |
|---|---|
| <ul style="list-style-type: none"> • Stückzahl: 1'000 – 2'000 pro Jahr • Entwicklungskosten Hardware | keine, neuer Prototyp in Entwicklungsbudget ohnehin enthalten |
| <ul style="list-style-type: none"> • Entwicklungskosten Software (bei Vorhandensein entsprechender Softwarebibliotheken für spezielle Algorithmen wie FFT usw.) | EUR 2'700.- |
| <ul style="list-style-type: none"> • Endkundenpreis neuer Regler (derjenige, welche sich in Entwicklung befindet) | EUR 1'000.- |
| <ul style="list-style-type: none"> • Endkundenpreis für DeltaSol M mit der Funktion der Spektralmethode aufgerüstet (Nach entsprechend erfolgreichen Feldtests mit dem neuen Prototypen) | EUR 420.- |



Bild 42: Prospektbild einer Resol-DeltaSol M – Steuerung. Der in Entwicklung befindliche Regler kommt in dasselbe Gehäuse. Das Gerät ist spezifisch für die Regelung von Solaranlagen entwickelt. Bietet aber auch die witterungsgeführte Vorlauftemperaturregelung eines Heizkreises sowie mehrere Wärmezähler-eingänge.

Elfero AG schätzt die Kosten der Softwareentwicklung auf ca. CHF 8'000.- bis 12'000.-. Sieht aber keine Marktchancen.

Fazit:

Die Mehrkosten für die permanente Funktionskontrolle mit der Spektralmethode bewegen sich im Vergleich zu sehr einfachen Solarreglern im Bereich von CHF 100.- bis CHF 150.- inkl. dem erforderlichen zusätzlichen Fühler. Bei teureren Reglern für kompliziertere Anlagen mit Wärmemengenmessung und anderes mehr, reduzieren sich die Mehrkosten auf den zusätzlichen Fühler von ca. CHF 50.-

Damit liegen die Kosten weit unterhalb dem, was im Jahr 1998 mittels einer kleinen Umfrage im Rahmen der ersten Projektetappe ermittelt wurde: Die Synthese der Antworten der befragten Solarfachfirmen auf die Frage, wie viel eine permanente Funktionskontrolle mehr kosten dürfte, ergab, dass dies für kleine Kompaktanlagen etwa CHF 250.-, für heizungsintegrierte Anlagen CHF 450.- und für grössere Brauchwarmwasservorwärmanlagen rund CHF 550.- sein dürften.

Selbstverständlich hat die Solarbranche und die Technik der Steuerungen in der Zwischenzeit einen Entwicklungsschritt vollzogen, und die Antworten würden heute wahrscheinlich tiefer liegen. Dennoch kann mit dem vorliegenden und nun abgeschlossenen Projekt gezeigt werden, dass sich die technische Lösung mit der Akzeptanz an der Front (Hersteller, Installateure) deckt.

6 Bewertung, Ausblick

Das Projekt zum Thema permanente Funktionskontrolle bei thermischen Solaranlagen hat in seiner Gesamtheit gezeigt, dass in diesem Bereich sowohl noch Handlungsbedarf besteht, wie auch die entsprechenden technischen Möglichkeiten vorhanden sind. Denn auch fünf Jahre nach Beginn der Arbeiten hat die Solarenergie den Durchbruch im Sinne der Normalität eines Elektroboilers noch nicht geschafft.

Die Produktpalette ist durchaus vorhanden und die Standardisierung wie auch die Qualitätssicherung von Einzelkomponenten (Kollektor- und Anlagetests am SPF) sind etabliert und akzeptiert. Ein in der Praxis nach wie vor beobachtetes Manko sind die Kenntnisse der (nicht spezialisierten) Installateure. In diesem Bereich besteht ein angepasstes Aus- und Weiterbildungsangebot, welches allerdings sehr schlecht besucht wird (Penta Project).

Eine zu Beginn des Projekts postulierter Vorteil der permanenten Funktionskontrolle liegt in der Steigerung des Vertrauens der Kunden in die Solartechnik. Eine im Mai 2002 vorgestellte Studie über die Marktchancen und Markthindernisse der thermischen Solarenergie [Ger 02], hat diese These exakt bestätigt. Laut dieser Studie ist nämlich genau dieser Aspekt, also „...die Garantie, dass die Anlage gut funktioniert und die versprochene Leistung bringt...“ für 90 Prozent der Befragten der wichtigste Entscheidungsfaktor, der für den Kauf einer Solaranlage spricht⁸.

In diesem Sinne bewerte ich das Ziel der gestellten Projektaufgabe als weitgehend erreicht. Grundsätzlich reichen die entwickelten Grundlagen aus, um die Spektralmethode technisch umzusetzen und in die industrielle Produktion zu übernehmen. Die Frage, ob dazu vorher noch weitergehende Analysen und eine Weiterentwicklung der Methode (s. Abschnitt 4.1) notwendig bzw. sinnvoll ist, kann durchaus aufgeworfen und in Fachkreisen diskutiert werden.

Bei den Besitzern der abgebildeten Anlagen jedenfalls, würde das rote Alarmlämpchen aufleuchten.....



Bild 43: Haus in Ernen VS (Foto: U. Grossenbacher)

Bild 44 (beide): Haus in Bad Ragaz SG
(Fotos: Thomas Keel, Bad Ragaz)



⁸ Der Autor der Studie schliesst daraus und aus weiteren Fragestellungen: „All das deutet darauf hin, dass Einfamilienhausbesitzer den Einbau einer Solaranlage vor allem als persönlichen Entscheid ansehen, bei dem zumindest die Funktionsgarantie gewährleistet sein muss, um die Mehrkosten zu rechtfertigen.“

Literaturverzeichnis

- [Syn 98] SYNETRUM AG, Dr. Ch. Olivier, U. Grossenbacher: *Qualitätssicherung bei Solaranlagen: Permanente Funktionskontrolle*, Schlussbericht der ersten Projektetappe, 50 Seiten, ENET-Nr. 190242, 1998
- [Gro 02] EnergieBüro Grossenbacher, U. Grossenbacher: *Qualitätssicherung bei Solaranlagen: Permanente Funktionskontrolle*, Zwischenbericht der zweiten Projektetappe, 33 Seiten, 2002
- [Age 02] Jacques Bony et Claude Jobin: *Détection et identification de dysfonctionnements affectant les installations solaires pour la production d'eau chaude sanitaire*, Phase 1 - Cahier des charges, AGENA énergies, Moudon, 2002
- [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
- [Mah 03] M. Mahler, Institut für Zukunftsenergiesysteme, Universität Saarbrücken D- Saarbrücken: *Austausch und Information über Volumenstromberechnungen mittels Durchlaufzeitmessungen*, April 2003
- [Mit 03] M. Mitter, Institut für mathematische Statistik und Versicherungslehre, Universität Bern: *Besprechung und Beratung zur Frage der Grenzwertbildung und Alarmauslösung anhand der Auftretenshäufigkeit der Grenzwertüberschreitungen*, November 2003
- [Ger 02] F. Gerheuser: *Marktchancen und Markthindernisse der thermischen Solarenergie*, Untersuchung im Auftrag des Bundesamtes für Energie, POLIS Politikberatung und Sozialforschung, Brugg, 2002

Anhang


- Detaillierte Messprogramme
- Flussdiagramm Spektralmethode
- Beschrieb der Messfühler und deren Anordnung für beide Anlagen
- Solarkreisvolumina und –Leitungslängen der Anlagen
- Datenblatt Analogeingangsmodul zur SPS
- Illustrationen zum Konzept der Spektralmethode
(4 Folien aus der Präsentation an der EIVD in Yverdon)

Messprogramm Anlage Rüti

[illegible]

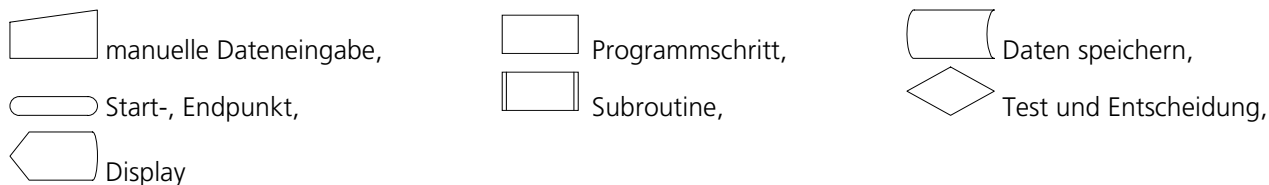
Monat	Tag	Status	Monat	Tag	Status	Monat	Tag	Status	Monat	Tag	Status	Monat	Tag	Status	Monat	Tag	Status	Monat	Tag	Status	Monat	Tag	Status	Monat	Tag	Status	Monat	Tag	Status	Monat	Tag	Status
Apr 02	1			1			1			1			1			1				1				1				1				
	2			2			2			2			2			2				2				2				2				
	3			3			3			3			3			3				3				3				3				
	4			4			4			4			4			4				4				4				4				
	5			5			5			5			5			5				5				5				5				
	6			6			6			6			6			6				6				6				6				
	7			7			7			7			7			7				7				7				7				
	8			8			8			8			8			8				8				8				8				
	9			9			9			9			9			9				9				9				9				
	10			10			10			10			10			10				10				10				10				
	11			11			11			11			11			11				11				11				11				
	12			12			12			12			12			12				12				12				12				
	13			13			13			13			13			13				13				13				13				
	14			14			14			14			14			14				14				14				14				
	15			15			15			15			15			15				15				15				15				
	16			16			16			16			16			16				16				16				16				
	17			17			17			17			17			17				17				17				17				
	18			18			18			18			18			18				18				18				18				
	19			19			19			19			19			19				19				19				19				
	20			20			20			20			20			20				20				20				20				
	21			21			21			21			21			21				21				21				21				
	22			22			22			22			22			22				22				22				22				
	23			23			23			23			23			23				23				23				23				
	24			24			24			24			24			24				24				24				24				
	25			25			25			25			25			25				25				25				25				
	26			26			26																									

- 1) Messpunkt Itga in Betrieb genommen
- 2) IBN mit nur noch halber Kollektorfläche

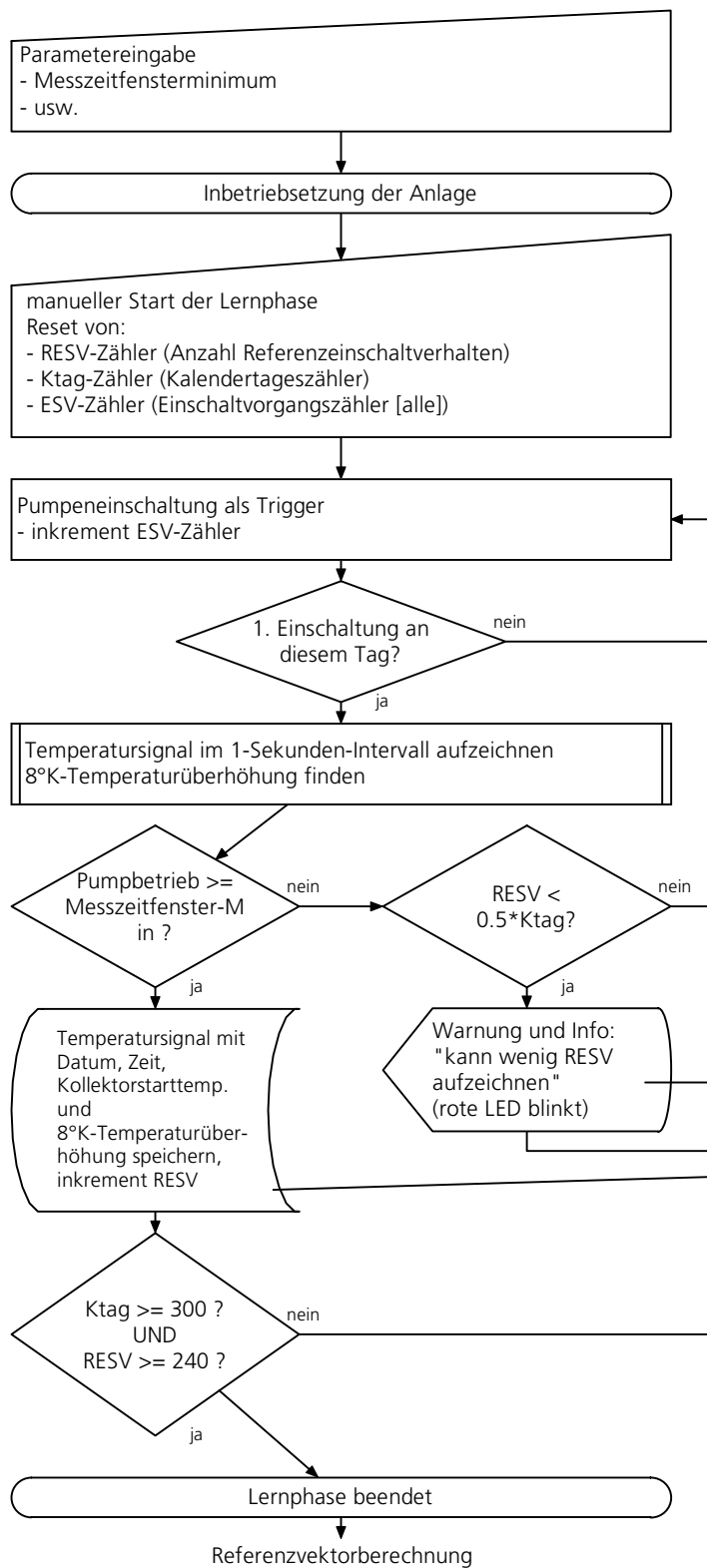
 = Lernphase Anlage gross
 = Lernphase Anlage klein

Flussdiagramm Spektralmethode

Legende:



Software-Struktur



Start Lernphase ?

Lernphase: __0 ESV

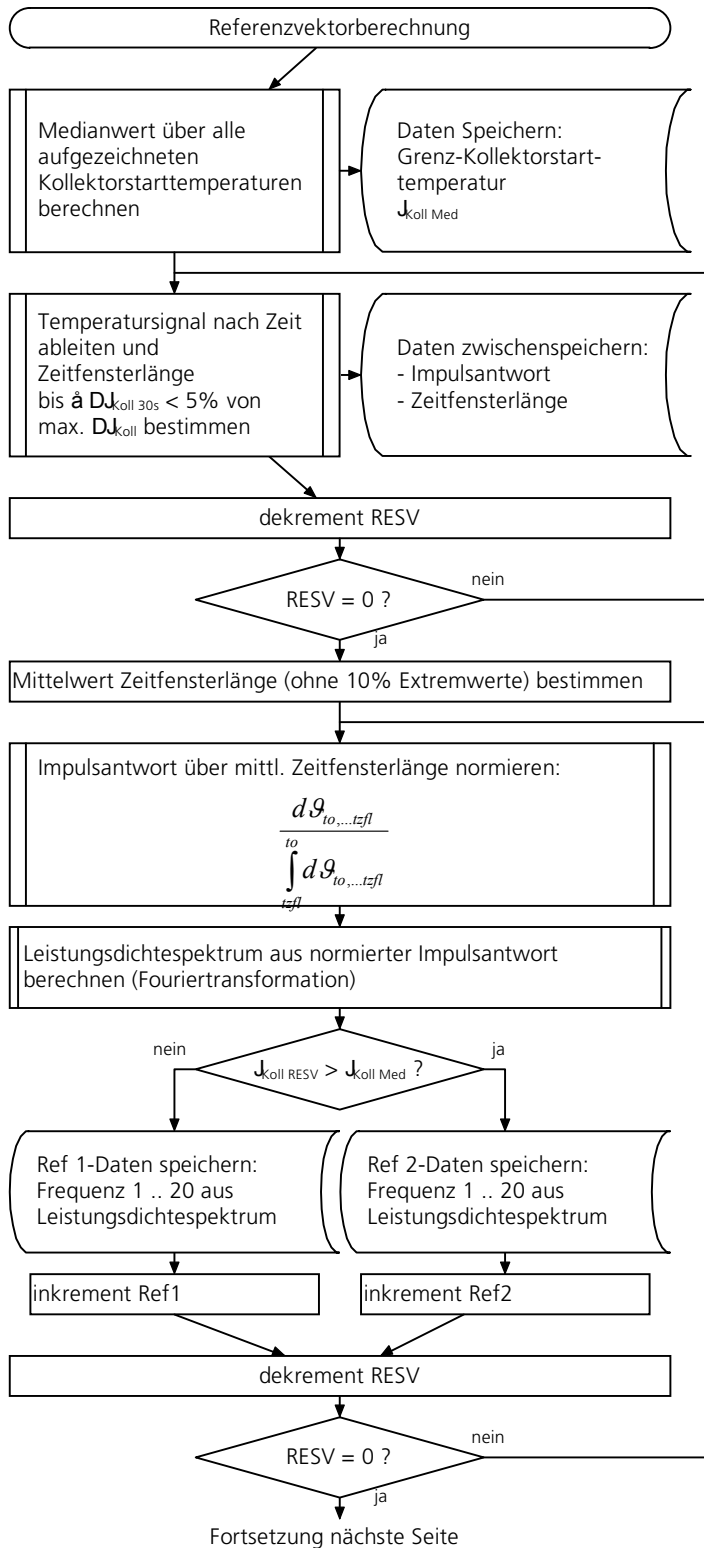
Zahl blinkt wäh-
rend Aufzeichnung

Lernphase: __1 ESV

wenig Ref.-ESV

wechselnde
Anzeige

Lernphase: __1 ESV

Software-Struktur**Anzeige auf Text-Display**

Rechenschritt 1

□□□□.... Fortschrittsbalken

Rechenschritt 2

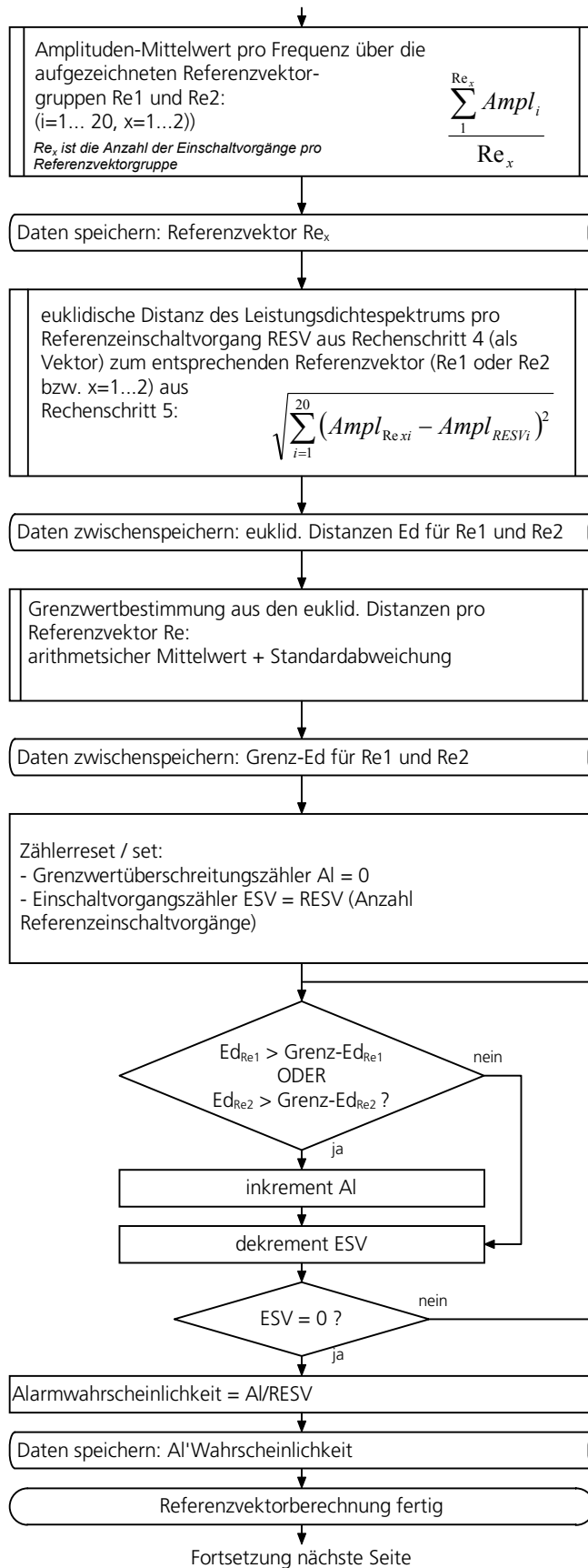
□□□□.... Fortschrittsbalken

Rechenschritt 3

□□□□.... Fortschrittsbalken

Rechenschritt 4

□□□□.... Fortschrittsbalken

Software-Struktur**Anzeige auf Text-Display**

Rechenschritt 5

□□□□.... Fortschrittsbalken

Rechenschritt 6

□□□□.... Fortschrittsbalken

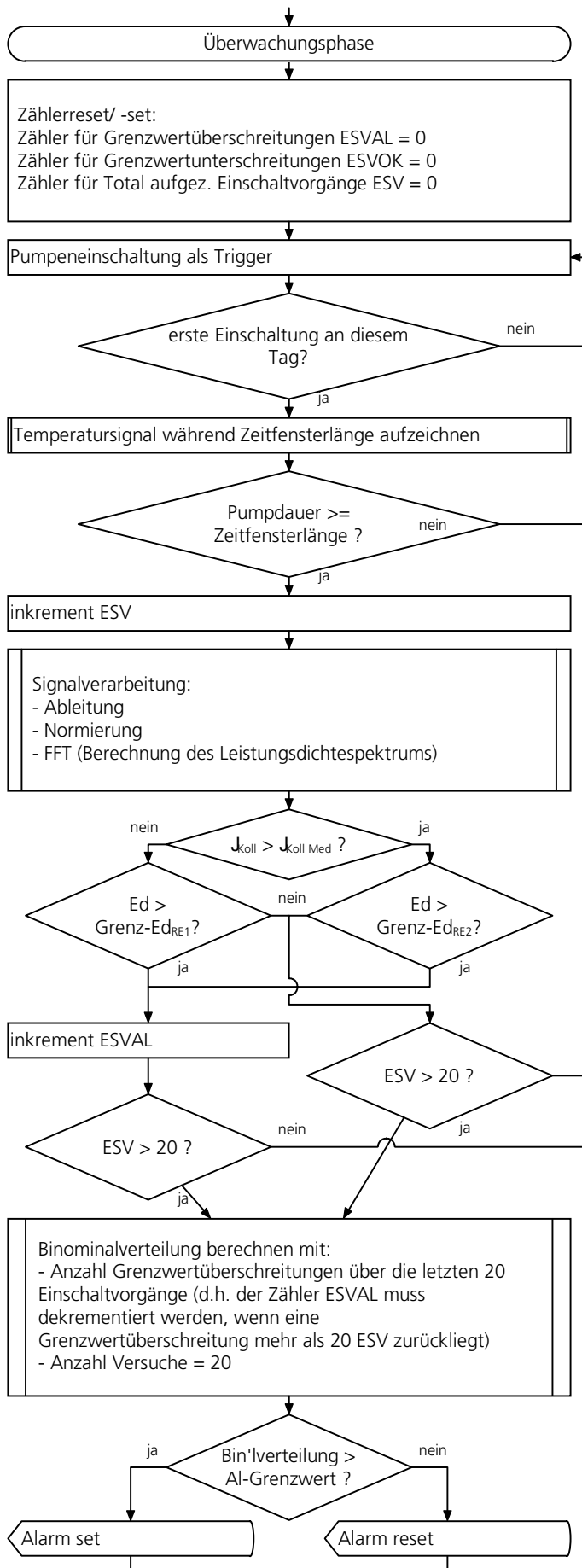
Rechenschritt 7

□□□□.... Fortschrittsbalken

Rechenschritt 8

□□□□.... Fortschrittsbalken

Anlage OK __0__ ESV

Software-Struktur**Anzeige auf Text-Display**

Anlage OK __0__ ESV

Signal loggen

Anlage OK __1__ ESV

bei Alarm:

Störung __xy__ ESV

Messfühler Anlage Rütli

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 Sammelrohrende	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	flink
T_{WTein}	Temperatur des Fluids beim WT-Eintritt (gleichzeitig Flankendetektion)	Heizungsraum	4mm Tauchfühler in dichter Verschraubung ohne Tauchhülse	PT1000 2-Leiter	PCD1. W340	flink
T_{WTaus}	Temperatur des Fluids beim WT-Austritt	Heizungsraum	4mm Tauchfühler in dichter Verschraubung ohne Tauchhülse	PT1000 2-Leiter	PCD1. W340	flink
T_{WTo}	Speichertemperatur auf Höhe W_{Tein}	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 W_{Taus}	Heizungsraum	Anlegefühler an Speicher	PT1000 2-Leiter	PCD1. W340	keine besondere

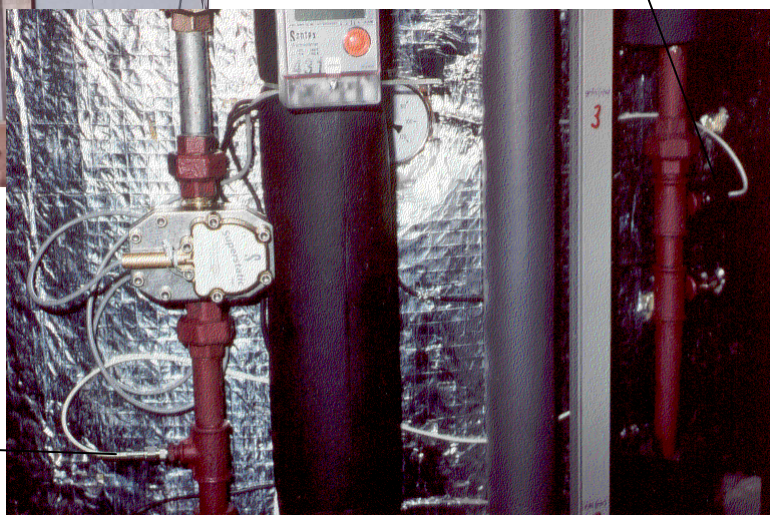


nicht mehr in Betrieb stehendes Drainback-Gefäss

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 Kollektoraustritt	im Rohr beim Kollektoraustritt	4mm Tauchfühler in dichter Verschraubung ohne Tauchhülse	PT1000 2-Leiter	PCD1. W340	flink
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	flink
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	flink
T_{WTein}	Temperatur des Fluids beim WT-Eintritt (gleichzeitig Flankendetektion)	Sanitärzentrale	4mm Tauchfühler in dichter Verschraubung ohne Tauchhülse	PT1000 2-Leiter	PCD1. W340	flink
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 Kollektoraustritt	im Rohr beim Kollektoraustritt	4mm Tauchfühler in dichter Verschraubung ohne Tauchhülse	PT1000 2-Leiter	PCD1. W340	flink



Messpunkt wtein



Messpunkt Itga

Solarkreis-Volumina- und Längenangaben Anlage Rütli

<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 - WTEIN	7.29	<i>l</i>	
Volumen LTGI - WTEIN	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 - WTEIN in Kupfer	18.1	<i>m</i>	Schätzung und Messung
LTGA - WTEIN in Stahl	5	<i>m</i>	
LTGI - WTEIN in Kupfer	15.6	<i>m</i>	Schätzung und Messung
LTGI - WTEIN in Stahl	5	<i>m</i>	

Solarkreis-Volumina- und Längenangaben Anlage Thun

<i>Parameter</i>	<i>Wert</i>	<i>Einheit</i>	<i>Quelle, Bemerkung</i>
Kollektorfeld			
Nenninhalt Anlage gross	14.04	/	6 Kollektoren Domino 260 à 2.6m ² und 0.9l/m ²
Nenninhalt Anlage klein	7.02	/	3 Kollektoren Domino 260 à 2.6m ² und 0.9l/m ²

Solar-WT

Dimension	1	"	techn. Unterlagen Friap
Länge	24	m	Angabe Hr. Aeberhard, Fa. Feuron
Inhalt	17.5	l	Angabe Hr. Aeberhard, Fa. Feuron
Oberfläche	2.4	m ²	techn. Daten Friap

Leitungen

Dimension Stahl	3/4	"	
Dimension Stahl	21.6	mm	Innendurchmesser
Dimension Kupfer	16	mm	Innendurchmesser
Länge Stahl innenliegend	5.8	m	ca. gemessen VL+RL
Länge Kupfer innenliegend	33.8	m	ca. gemessen, VL+RL
Länge Kupfer aussenliegend	5.9	m	gemessen VL+RL
spez. Volumen Stahl	0.37	l/m	
spez. Volumen Kupfer	0.20	l/m	
Volumen innenliegend	8.9	l	
Volumen aussenliegend Anlage gross	1.19	l	
Volumen aussenliegend Anlage klein	0.95	l	
Volumen LTGA - WTEIN	4.29	l	relevant für Volumenstromberechnung
Volumen LTGI - WTEIN	3.37	l	relevant für Volumenstromberechnung

Expansion

Expansion	12	/	PNU 140: leer im kalten Zustand
-----------	----	---	---------------------------------

Zirkulierendes Volumen

Voltot Anlage gross o. Expansion	42	l	relevant für Pumpintervallzeit-Berechnung
Voltot Anlage klein o. Expansion	34	l	
Vol Koll + Ltg einfach Anlage gross	19		
Vol Koll + Ltg einfach Anlage klein	12		

Nach Füllung der Anlage

effektiv eingefülltes Volumen	54	l	Angabe IBS-Protokoll Friap
-------------------------------	----	---	----------------------------

Mischung

Antifrogen L	50	%	Angabe IBS-Protokoll Friap
--------------	----	---	----------------------------

Längenabschnitte

LTGA - WTEIN in Kupfer	17.7	m	Messung
LTGA - WTEIN in Stahl	2	m	Messung
LTGI - WTEIN in Kupfer	13.1	m	Messung
LTGI - WTEIN in Stahl	2	m	Messung

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 Temperaturmesssonden 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

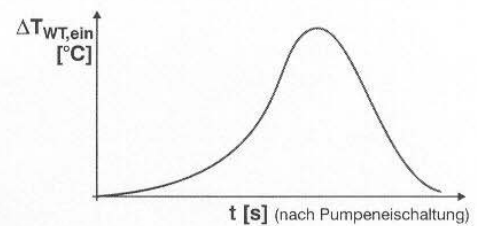
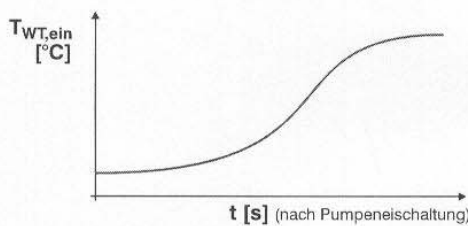
Technische Daten

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

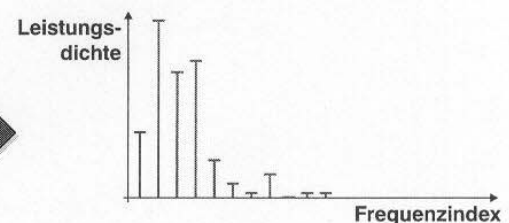
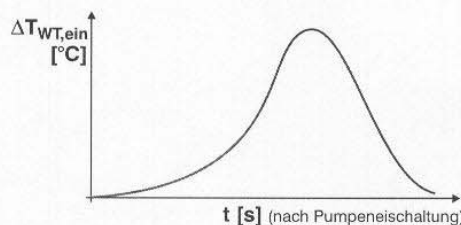
EnergieBüro
Grossenbacher
ingenieurbüro für Energieplanung und erneuerbare Energie

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



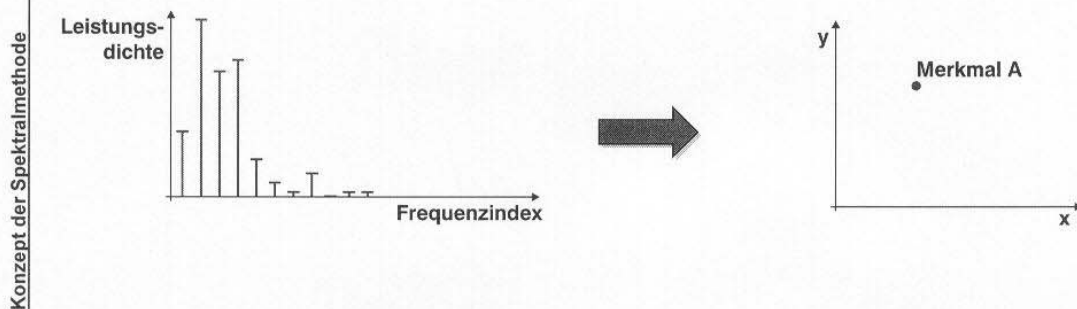
Präsentation zur Anwendbarkeit der Spektralmethode, 14.06.02, EIVD
Projekt-Nr. 37529, im Auftrag des Bundesamtes für Energie

EnergieBüro
Grossenbacher
ingenieurbüro für Energieplanung 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.



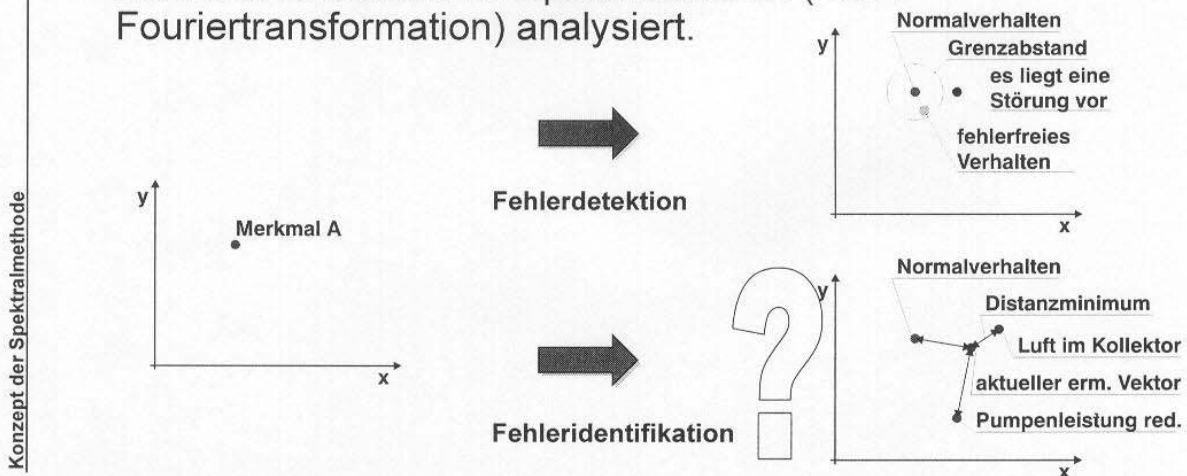
Präsentation zur Anwendbarkeit der Spektralmethode, 14.06.02, EIVD
Projekt-Nr. 37529, im Auftrag des Bundesamtes für Energie

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