

# 1 Funktions- und Ertragskontrolle nach dem ISTT-Verfahren

Dass ISTT-Verfahren ermöglicht die Überprüfung der Funktion und die Überprüfung eines garantierten solaren Ertrags einer solarthermischen Anlage unter den bei der Planung zugrundegelegten Betriebsbedingungen (Wetter, Last- bzw. Verbrauchsprofil). ISTT-Verfahren steht für insitu short term test. Bei dem Verfahren wird ein dynamisches Simulationsmodell der Anlage numerisch an hochaufgelöste Messdaten der Anlage angepasst und dieses Modell anhand der Messdaten überprüft. Mit dem Simulationsmodell wird anschließend die Berechnung des Jahresertrags für die bei der Planung festgelegten Betriebsbedingungen durchgeführt.

## 1.1 Aufbau und Funktionsweise

### 1.1.1 Allgemeines Vorgehen

Im Folgenden werden die einzelnen Schritte bei der Garantieüberprüfung mit diesem Verfahren aufgeführt:

1. Messungen, bei denen alle für den Solarertrag und die Überprüfung der Funktion relevanten Größen der Anlage aufgezeichnet werden. Die Anzahl der Messsensoren muss der speziellen Anlage angepasst werden. Die Messungen werden für die Dauer von 4-8 Wochen durchgeführt.
2. Detaillierte Überprüfung der Anlage mit den Messdaten der ersten Woche. Dabei wird die prinzipielle Funktion der Anlage, die Regelung und der Betrieb des Kollektorfeldes und der Wärmeübertrager überprüft und mit den Planungsdaten verglichen.
3. Fehlerbehebung: Werden bei der Funktionskontrolle Mängel festgestellt, so müssen diese den ausführenden Firmen bzw. dem Planer mitgeteilt werden. Nach den Nachbesserungen sind diese anhand weiterer Messdaten zu überprüfen. Erst wenn alle groben Anlagenfehler beseitigt wurden sollte mit dem Verfahren fortgefahren werden.
4. Abbildung der Anlage mit einem dynamischen Simulationsprogramm. Dabei wird die Anlage so abgebildet, hinsichtlich der hydraulischen Anordnung der Komponenten und der Regelstrategie, wie es aus den Planungsunterlagen hervorgeht. Als Modellparameter werden die Angaben der Hersteller verwendet. Mit den bei der Planung ebenfalls festgelegten Betriebsbedingungen (Wetter, Last) wird der Sollwert der Anlage ermittelt  $Q_{Soll}$ .
5. Sensitivitätsanalyse: Bei dieser wird, unter Zugrundelegung der standardisierten Betriebsbedingungen (Wetter, Last) aus dem Planungsprozess, sowie der Komponentenparameter (Herstellerangaben), der Einfluss einzelner Komponentenparameter auf den solaren Jahresertrag der Anlage untersucht. Die Parameter werden jeweils um 10 % variiert. Dadurch wird festgestellt, welche Parameter wesentlich sind und durch Anpassung an die experimentellen Daten bestimmt werden müssen. Parameter die den Jahresertrag der Anlage um mehr als 0,5 % beeinflussen müssen identifiziert werden.
6. Numerische Anpassung der durch die Sensitivitätsanalyse bestimmten Komponentenparameter an die in situ Messdaten. Die Validierung geschieht durch den Vergleich von gemessener und simulierter Leistung unter Verwendung der angepassten Parameter bei den gemessenen Betriebsbedingungen (Wetter und Last). Hierbei muss die Standardabweichung über den Messzeitraum zwischen den Zeitreihen der gemessenen

und der simulierten Leistung für das untersuchte Teilsystem unter 5% liegen. Für Speicher muss die Standardabweichung unter 10 % liegen.

7. Erstellung und Validierung des Simulationsmodells der realen Anlage. Das Simulationsmodell muss hinsichtlich der hydraulischen Anordnung der Komponenten und der Regelstrategie mit der ausgeführten Anlage bestmöglich übereinstimmen. Für die Validierung werden die gemessenen Betriebsbedingungen in das Simulationsmodell eingelesen und der solare Ertrag damit berechnet. Die gemessene Energie wird mit der berechneten Energie verglichen. Ist die Abweichung über den gesamten Messzeitraum kleiner als 5 %, ist die Überprüfung positiv verlaufen und es steht ein Rechenmodell zur Verfügung, welches das thermische Verhalten der realen Anlage beschreibt.
8. Ertragsberechnungen für die beim Planungsprozess verwendeten Betriebsbedingungen (Wetter, Last- bzw. Verbrauchsprofil) mit dem validierten Simulationsmodell der realen Anlage. Damit wird der Istwert der Anlage bezogen auf die bei der Planung herangezogenen Betriebsbedingungen berechnet  $Q_{Ist}$ .

Die Funktion der Anlage wird als zufriedenstellend bewertet, wenn

$$Q_{Ist}/Q_{Soll} > 0,9$$

Andernfalls wird der Minderertrag der Anlage wie folgt ermittelt:

$$Q_{Mind} = Q_{Gar} * (1 - Q_{Ist}/Q_{Soll})$$

Dabei ist  $Q_{Gar}$  der vom Planer abgegebene Garantiewert. Wurde kein Garantiewert abgegeben wird der Minderertrag wie folgt ermittelt:

$$Q_{Mind} = Q_{Soll} - Q_{Ist}$$

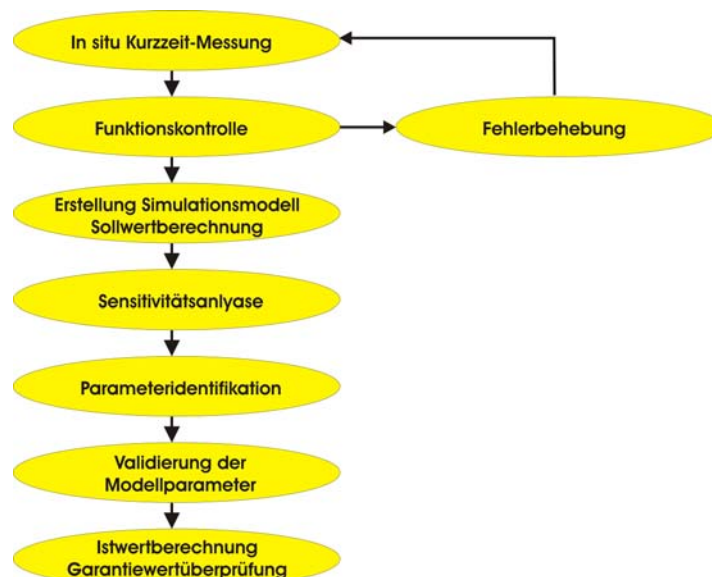


Abbildung 1: Ablaufschema des ISTT-Verfahrens

### 1.1.2 Anforderungen an die Messesequenzen

Zur zuverlässigen Parameterbestimmung müssen während der 5-8-wöchigen Messungen alle Anlagenzustände auftreten, die während eines gesamten Betriebsjahres zu erwarten sind. Als Zustand wird in diesem Zusammenhang der Mittelwert der relevanten Einflussgrößen über eine Betriebsstunde bezeichnet.

Welche Zustände bei einer Anlage auftreten, hängt neben den Standortbedingungen auch wesentlich von deren Dimensionierung ab. Um Aufschluss über die relevanten Anlagenzustände zu erhalten sollten deshalb mit dem Simulationsmodell Zustandsdiagramme auf Basis der Planungsdaten für die anzupassenden Komponenten erstellt werden. Die Messsequenzen müssen diese Zustände enthalten.

Allgemein wird gefordert:

1. Es müssen mindestens 3 unterschiedliche Messsequenzen zur Parameteridentifikation vorhanden sein
2. Jede dieser Messsequenzen muss alle relevanten Betriebszustände der Komponente bzw. des Teilsystems aufweisen

Am Beispiel des Kollektorkreises soll die prinzipielle Auswahl der erforderlichen Messsequenzen näher erläutert werden.

### Kollektorkreis

Die relevanten Einflussgrößen auf den Kollektorsertrag sind:

- die totale Einstrahlung in Kollektorebene  $E$
- die Temperaturdifferenz zwischen mittlerer Kollektortemperatur und Umgebung  $DT_{Koll}$

Damit lassen sich alle möglichen Zustände in einem  $(E, DT)$ -Diagramm darstellen. In Abbildung 2 sind qualitativ die unterschiedlichen Bereiche in einem Zustandsdiagramm für das Kollektorfeld bzw. den Kollektorkreis gekennzeichnet. Falls aufgrund der Anlagendimensionierung nicht alle Zustände auftreten, können diese Zustände bei der Parameterbestimmung vernachlässigt werden.

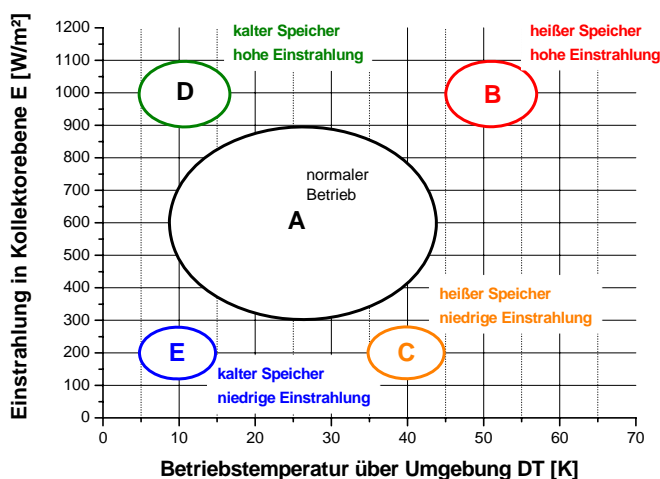


Abbildung 2: Messsequenzen zur Bestimmung der Kollektorkreisparameter

1. Sequenz A, normaler Betrieb mit einer Dauer von 1 Woche. Die Sequenz sollte etwa gleich viele Tage mit geringer/keiner und stärkerer/starker Bewölkung beinhalten.
2. Sequenz B, 1 Tag, warmer Speicher ( $> 60$  °C), hohe Einstrahlung
3. Sequenz C, 1 Tag, warmer Speicher ( $> 50$  °C), geringe Einstrahlung

4. Sequenz D, 1 Tag, kalter Speicher ( $< 30\text{ }^{\circ}\text{C}$ ), hohe Einstrahlung
5. Sequenz E, 1 Tag, kalter Speicher ( $< 30\text{ }^{\circ}\text{C}$ ), geringe Einstrahlung

Die relevanten Messsequenzen müssen zur Bestimmung der Modellparameter des Kollektorfeldes bzw. Kollektorkreises herangezogen werden.

Die Sequenzen B-E können durch Manipulation am Verbrauchsprofil erzwungen werden, um den Messzeitraum zu verkürzen (z.B. Zwangsentladung oder Zwangsbeheizung des Speichers). Eine Manipulation im Solarsystem selbst ist nicht zulässig.

Aus jedem Satz von Messsequenzen folgt ein Parametersatz PX, der für die Überprüfung des Modells verwendet wird.

### **Speicher**

Wesentliche Einflussgröße auf die Verluste des Speichers ist die Temperaturdifferenz zwischen Speichermedium und Umgebung  $DT_{Sp}$ . Diese hängt ab von den Betriebsbedingungen der Anlage. Deshalb muss der Datensatz zur Bestimmung der Modellparameter folgende Anforderungen erfüllen:

1. Die Messsequenz muss mindestens 3 Lade- und Entladezyklen enthalten.
2. Die Messsequenz muss einen oder mehrere vollständige Lastzyklen lang sein. Bei Brauchwasseranlagen sind das typischerweise 7 Betriebstage (z.B. Montag bis Sonntag). Bei anderen Anwendungen ist die Dauer eines typischen Lastzyklus aus den Messdaten zu ermitteln.

Bei der Bestimmung der Speicherparameter ist darauf zu achten, dass der Anfangszustand des Speichermodells mit den Messdaten übereinstimmt (Temperaturen im Speicher). Andernfalls darf nur der Teil bewertet werden, bei dem sich das Modell und der reale Speicher bereits angeglichen haben.

#### **1.1.3 Auswahl des Parametersatzes**

Die Auswahl des Parametersatzes geschieht durch die Überprüfung der Vorhersagegenauigkeit des jeweiligen Modells. Alle Parametersätze werden verwendet, um jeweils die Gesamtsequenz und jede andere Sequenz vorherzusagen. Ein Parametersatz wird als gut bewertet, wenn:

1. Die gesamte Messsequenz genauer als 5% vorhersagt wird
2. Mehr als 60 % der Teilsequenzen genauer als 5 % vorhersagt werden
3. Keine der Teilsequenzen eine Abweichung von mehr als 10 % aufweist

Erfüllen mehrere Parametersätze diese Anforderungen wird der Parametersatz ausgewählt, der den gesamten Messzeitraum am genauesten beschreibt.

#### **1.1.4 Überprüfung Gesamtmodell**

Die überprüften Teilmodelle werden zu einem Gesamtmodell der Anlage zusammengefügt. Dabei ist auf eine bestmögliche Abbildung des hydraulischen und des regelungstechnischen Ist-Zustandes der Anlage zu achten. Mit dem Gesamtmodell wird der Ertrag der Anlage vorhergesagt. Dabei werden die gemessenen Betriebsbedingungen der Anlage (Wetter, Last) als Eingangsgrößen verwendet. Der simulierte Ertrag wird mit dem gemessenen Ertrag verglichen. Das Modell wird als hinreichend genau bewertet, wenn die Abweichung zwischen Messung und Simulation klein als 5 % ist. Da die Einzelkomponenten dieses Kriterium bereits erfüllen, sind größere Abweichungen bei der Abbildung des Gesamtsystems zu suchen.

### **1.1.5 Mindestanforderungen**

Die Messdaten sind mit einer Auflösung von 3 bis 6 Minuten (Mittelwerte) aufzuzeichnen. Die Sensoren sollten mindestens alle 10 Sekunden abgefragt werden. Zudem sollten die Messungen im Zeitraum von März bis Oktober stattfinden. Messzeiträume bei denen das Kollektorfeld mit Schnee bedeckt war (März/April) sollten nicht für die Auswertung herangezogen werden.

### **1.1.6 Bewertungsmöglichkeiten/Aussagekraft**

Mit dem Verfahren ist die Überprüfung der Funktion, des solaren Anlagenertrags sowie die Bewertung eines abgegebenen Garantiewertes möglich. Im Falle fest installierter Messtechnik kann das Verfahren mehrfach zur regelmäßigen Kontrolle verwendet werden. Dabei wird der aktuelle Zustand der Anlage mit dem Zustand zu Beginn der Überprüfung verglichen.

### **1.1.7 Anwendungsbereiche**

Das Verfahren ist für große Solaranlagen ab ca. 50 m<sup>2</sup> geeignet. Es eignet sich für beliebige solarthermische Anlagen. Bei Anlagen mit saisonalen Speichern sind innerhalb des üblichen Messzeitraums von 5-8 Wochen keine exakten Aussagen über den saisonalen Speicher und deshalb auch über den solaren Systemertrag möglich.