

Automatische Ertragsüberwachung von Photovoltaikanlagen auf der Basis von Satellitendaten: Evaluierung des PVSAT-2 Verfahrens

E. Lorenz, J. Betcke, A. Drews, D. Heinemann, Universität Oldenburg, D-26111 Oldenburg

G. Heilscher, M. Schneider, Meteocontrol GmbH, D-86152 Augsburg

P. Toggweiler, Enecolo AG, Lindhofstrasse 52, CH-8617 Mönchaltorf

W. van Sark, Utrecht University, NL-3584 CS Utrecht

E. Wiemken, Fraunhofer-ISE, D-79110 Freiburg

H.G. Beyer, Hochschule Magdeburg-Stendal, D- 9114 Magdeburg

Tel: 0049-441-798-3545, Fax: 0049-441-798-3326,

E-Mail: elke.lorenz@uni-oldenburg.de

Internet: www.energiemeteorologie.de

1. Einleitung

In dem von der EU geförderten Projekt PVSAT-2 wurde ein vollautomatisches Verfahren zur Ertragsüberwachung und Fehlererkennung für Photovoltaikanlagen entwickelt. Durch frühzeitiges Erkennen von Anlagenfehlern können Ertragsverluste vermieden und somit die Wirtschaftlichkeit der Anlagen gesteigert werden.

Während ein kompletter Ausfall der Anlage relativ einfach festgestellt werden kann, sind Fehler, die zur Ertragsminderung führen, schwierig zu identifizieren. Dazu gehören Ausfälle einzelner Strings, defekte Wechselrichter oder Abschattungsverluste. Diese Fehler sind wegen der variablen Energieproduktion ohne zusätzliche Information über die solare Einstrahlung meist nicht erkennbar. Solarstrahlungsinformationen aus Satellitendaten stellen hier eine kostengünstige Alternative zu Bodenmessungen dar. Neben der Erkennung von Fehlfunktionen bietet PVSAT-2 auch ein Verfahren zur Identifikation von möglichen Fehlerursachen. Diese Fehlerdiagnose ist ein wichtiges Hilfsmittel zu einer schnellen Behebung der aufgetretenen Störungen.

In diesem Beitrag wird nach der Einleitung eine kurze Einführung zu dem PVSAT-2 Verfahren gegeben. Anschließend werden Ergebnisse für die einzelnen Verfahrensschritte dargestellt: Zunächst wird eine Bewertung der Genauigkeit der Einstrahlungsdaten gegeben. Es folgt eine detaillierte Genauigkeitsanalyse des simulierten Anlagenenertrags. Abschließend erfolgt eine Auswertung zur Erkennung von Fehlermustern.

2. Überblick über das Verfahren

Die Grundstruktur und wesentlichen Elemente des PVSAT2-Service wurden bereits in [1] vorgestellt.

Abb.1 gibt einen schematischen Überblick über das Verfahren mit den folgenden Komponenten:

- Die tatsächliche Energieproduktion einer Anlage wird automatisch täglich erfasst.

- Der erwartete Energieertrag wird auf der Basis von Satellitendaten mit einem Simulationsmodell bestimmt.
- Durch den täglichen Vergleich von gemessenem und erwartetem Energieertrag werden Fehler schnell festgestellt und deren Ursachen mit dem entwickelten Fehlererkennungsverfahren ermittelt.
- Die Betreiber werden über den Anlagenenertrag und auftretende Fehler informiert.

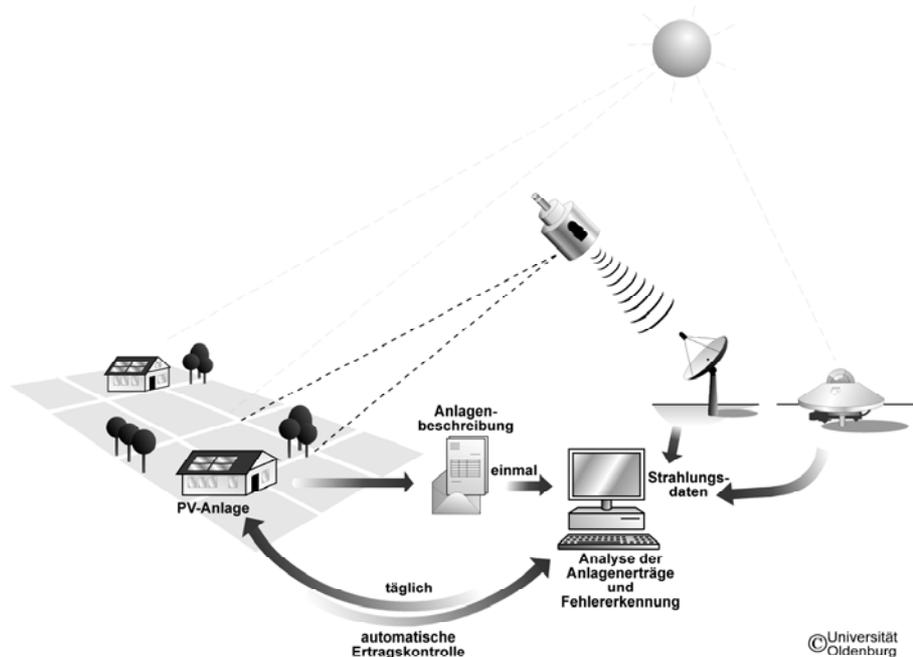


Abbildung 1: Prinzip des PVSAT2- Verfahrens

3. Genauigkeit der Einstrahlungsdaten

Der begrenzende Faktor für die Genauigkeit der Simulation sind die Einstrahlungswerte aus Satellitendaten [2]. Die Einstrahlungsberechnung erfolgt mit einer weiterentwickelten Version der semi-empirischen Heliosat-Methode [3] auf der Basis von Daten der Wettersatellitenreihe Meteosat.

Im Rahmen von PVSAT-2 konnte die Genauigkeit des Verfahrens zur Berechnung der Einstrahlung, insbesondere auch des Diffusanteils, deutlich erhöht werden. Dies ist in Abb.2 für die Globalstrahlung dargestellt, wo der Jahresgang von *bias* und *rmse* für Stundewerte im Vergleich für das alte und das neue Verfahren gezeigt ist. Die Auswertung erfolgte mit Messwerten der Einstrahlung von 17 Stationen des Deutschen Wetterdienstes für das Jahr 2000. Es wird deutlich, dass die starke Überschätzung der Einstrahlung von Oktober bis Dezember und die Unterschätzung der Einstrahlung im Sommer, die bei dem bisherigen Verfahren auftritt, mit dem neuen Verfahren korrigiert wird. Weiterhin wird mit dem neuen Verfahren auch der *rmse* verringert, insgesamt ergibt sich für die Globalstrahlung für Stundewerte ein *rmse* von 22.3% im Vergleich zu 22.9% vorher, für die Diffusstrahlung wird der *rmse* von 32.5% auf 30.1% reduziert.

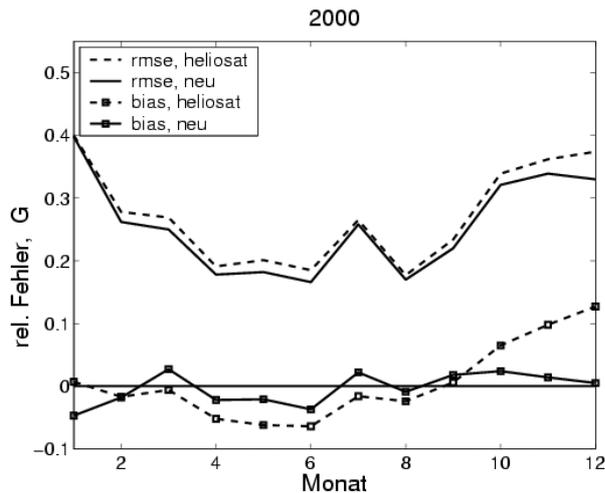


Abbildung 2: Relative Fehler (*rmse*, *bias*) für Stundenmittelwerte der Globalstrahlung G des bisherigen und des verbesserten Verfahrens im Vergleich.

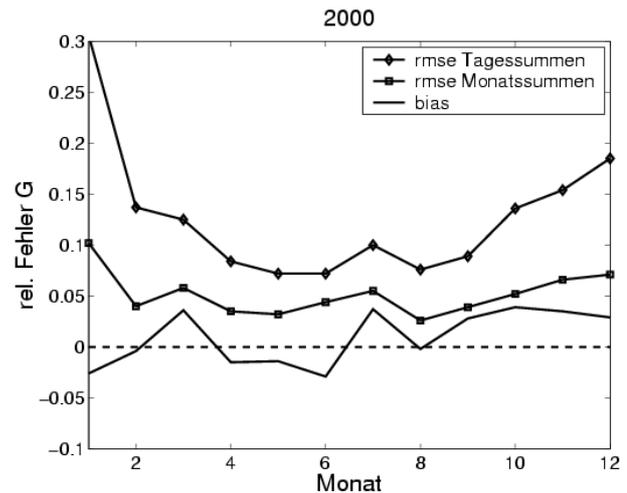


Abbildung 3: Relative Fehler (*rmse*, *bias*) für Tages- und Monatsmittelwerte der Globalstrahlung G.

Die Auswertung des simulierten Anlagenenertrags erfolgt im Rahmen von PVSAT-2 auf verschiedenen Zeitskalen. Abbildung 3 zeigt den jahreszeitlichen Verlauf des Fehlers von Tages- und Monatsmittelwerten. Mit zunehmendem Mittelungszeitraum wird der *rmse* deutlich kleiner. So ergibt sich für Monatsmittelwerte im Winter ein *rmse* von 10% und im Sommer von unter 5%. Die unterschiedliche Qualität der Strahlungsdaten in Sommer und Winter ist darauf zurückzuführen, dass die Genauigkeit der Einstrahlungsinformation sowohl vom Sonnenstand als auch von der Wettersituation abhängt. Bei hohem Sonnenstand und klarem Himmel sind die Fehler niedrig, während mit sinkendem Sonnenstand, sowie mit zunehmendem Bewölkungsgrad und zunehmender Variabilität der Bewölkung die Fehler steigen.

Eine zusätzliche Verbesserung der Einstrahlungsinformation wird durch Kombination der satellitenberechneten Einstrahlung mit Messwerten von Wetterstationen erreicht [4].

4. Genauigkeit der PV-Simulation

Zur Berechnung des Anlagenenertrags wird zunächst, ausgehend von der Globalstrahlung, die Einstrahlung auf die Modulebene berechnet. Die Simulation des Anlagenenertrags erfolgt dann unter Verwendung von Angaben zur PV-Anlage mit einem allgemeinen Modell zur Simulation der MPP-Leistung einer Anlage, das im Rahmen von PVSAT-2 entwickelt wurde [5]. Eine Analyse der Genauigkeit des gesamten Simulationsverfahrens einschließlich der Strahlungsberechnung aus Satellitendaten wird anhand des Vergleich mit Messwerten einer 30kW_p Anlage in Kirchzarten durchgeführt, für die Daten von Januar 2003 bis Mai 2004 zur Verfügung standen.

Die Genauigkeitsanalyse wird für verschiedene Mittelwerte durchgeführt, die sich durch das verwendete Fehlererkennungsverfahren ergeben. Im Rahmen von PVSAT-2 wurde zur Identifikation von Fehlerursachen ein „footprint“-Verfahren [1,6]

entwickelt. Typische Fehlermuster werden durch Auftragung der Fehler über die Tageszeit oder die erzielte Leistung extrahiert. So ergibt sich z.B. bei Verschattung eine Ertragsminderung in den Morgen- oder Abendstunden, während der Ausfall eines Strings zur gleichmäßigen Minderung des Anlagenenertrags über den Tag führt. Die extrahierten Fehler werden mit den entsprechenden Fehlermustern für häufige Anlagenfehler verglichen. Eine Tabelle der möglichen Anlagenfehler umfasst dabei u.a. den Ausfall einzelner Strings, Leistungsbegrenzung bei hohen Leistungen durch Inverterfehler und verschiedenen Typen von Verschattung.

Die Einstrahlungsberechnung für Stundenwerte weist vergleichsweise hohe Fehler auf, wie im vorangehenden Abschnitt gezeigt wurde. Deshalb werden neben den Stundenwerten auch Mittelwerte des Anlagenenertrages für die verschiedenen Leitungsklassen oder Tageszeiten über 7 Tage und 30 Tage ausgewertet. Die weitere Evaluierung erfolgt am Beispiel des Tagesgangs der Fehler.

Für die Entscheidung, ob in einer bestimmten Situation ein Anlagenfehler vorliegt, oder ob der Unterschied zwischen Messwert und simuliertem Wert im Rahmen der Genauigkeit der Simulation liegt, werden maximale Simulationsfehler vorhergesagt. Die vorhergesagten maximalen Simulationsfehler wurden so gewählt, dass, bei fehlerlosem Betrieb der Anlage, in 95 % aller Fälle die Differenz zwischen simuliertem und gemessenem Wert innerhalb der Fehlergrenzen liegt. Hierbei ermöglichen situationsabhängige Fehlerangaben zu den simulierten Werten in Abhängigkeit von Wetter und Sonnenstand eine optimale Nutzung der Strahlungsdaten.

Für Stundenwerte ergibt sich im Mittel ein maximaler Fehler von 44.8%, bei Mittelung gleicher Tageszeiten für 7 Tage beträgt der maximale Fehler im Mittel 24.9% , für 30 Tage reduziert sich der Fehler auf 14.6%.

In Abb. 4 ist für die betrachteten Mittelungszeiträume 1 Tag, 7 Tage und 30 Tage die kumulierte, relative Häufigkeitsverteilung der situations-spezifischen, maximalen Fehler gegeben (durchgezogene Linien). So sind z.B. für Stundenwerte in etwa 15% aller auftretenden Situationen die Simulationsfehler kleiner als 20%. Für Mittelwerte über 7 Tage wird diese Genauigkeit in 30% aller Fälle erreicht und für Mittelwerte über 30 Tage in über 70% aller Situationen. Für Situationen mit hoher Einstrahlung und entsprechend hoher Leistung der Anlage sind dabei die Simulationsfehler am kleinsten, so dass Störungen des Anlagenbetriebs schnell erkannt werden können. Sehr hohe relative Fehler treten dagegen nur für sehr niedrige Anlagenenertrag auf.

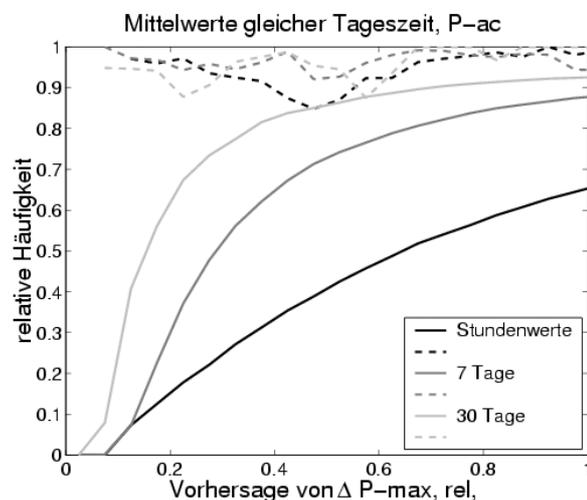


Abbildung 4: Kumulierte relative Häufigkeitsverteilung des vorhergesagten maximalen Simulationsfehler (durchgezogene Linien) und Anteil der Situationen, für die $\Delta P_{\text{mes}} < \Delta P_{\text{max, vorhergesagt}}$ (gestrichelte Linie).

Die gestrichelte Linie in Abb. 4 zeigt die Zuverlässigkeit der vorhergesagten Fehlerangaben, ausgedrückt durch den Anteil an Situationen, für den die gemessenen Abweichung innerhalb der angegebenen Fehlergrenzen liegt. Für alle Genauigkeitsklassen und Mittelungszeiträume ergibt sich eine gute Zuverlässigkeit der Vorhersage der maximalen Fehler.

5. Auswertung zur Fehlererkennung

Zur Auswertung der Fehlererkennung mit dem „footprint“-Verfahren wird am Beispiel des Ausfalls eines Strings die Extraktion eines Fehlermusters durch den Vergleich von simulierten und gemessenen Daten dargestellt. Dazu wurden Messdaten einer 0.53kWp Anlage in Oldenburg mit 7 parallelen Strings für den Zeitraum 1.1.-31.11.2004 verwendet. Der Ausfall von zwei Strings wurde künstlich erzeugt.

In Abb. 5 ist für 3 Tage im Juni der simulierte Anlagenertrag, die untere Fehlergrenze des simulierten Anlagenertrags und die gemessene Leistung im zeitlichen Verlauf aufgetragen (links). Zur Erkennung von Fehlermustern wird das Verhältnis zwischen den genannten Größen und gemessener Anlagenleistung gebildet (rechts). Der Anlagenertrag wird dann als zu niedrig identifiziert, wenn das Verhältnis $(P_{sim} - \Delta P_{max})/P_{mes}$ größer als eins ist.

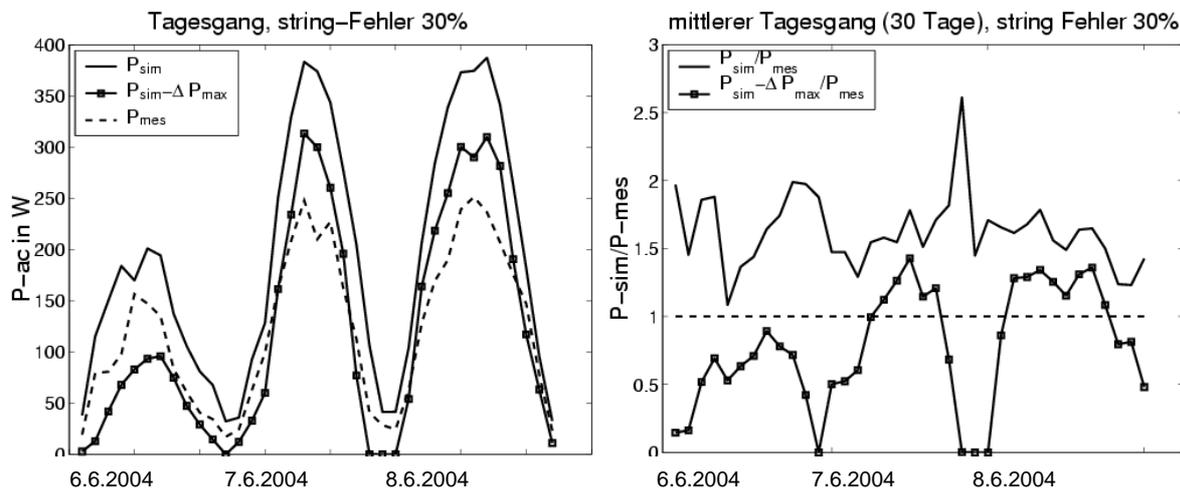


Abbildung 5: Tagesgang der Leistung, normiert mit der gemessenen Leistung; links: einfacher Tagesgang für 3 Tage im Juni 2004, rechts: mittlerer Tagesgang für jeweils 30 Tagen von Januar bis November 2004.

Ein Stringausfall ist dadurch charakterisiert, dass über den ganzen Tag die Anlagenleistung verringert ist. Von den 3 betrachteten Tagen gibt nur der 8.6. mit sehr guten Einstrahlungsverhältnissen dieses Muster wieder, wenn man die Abend- und Morgenstunden mit sehr hohen Simulationsfehlern vernachlässigt. Am 7.6. mit verringerter Einstrahlung in den Vormittagsstunden lässt sich zwar insgesamt ein Fehler feststellen, aber das typische String-Fehlermuster wird nicht reproduziert. An Tagen mit geringer Einstrahlung lässt sich auf der Basis von Stundendaten kein Fehler feststellen.

Abb.6 zeigt den mittleren Tagesgang von 30 Tagen der normierten simulierten Leistungen mit Fehlergrenzen für die Monate Januar bis November 2004. Hier wird der typische Tagesgang für String-Fehler für die Monate März bis September gut

wiedergeben, wenn von jeweils einem Wert in den Morgen- bzw. Abendstunden abgesehen wird.

Im Winterhalbjahr wird festgestellt, dass ein Fehler vorliegt, die Fehlerursache lässt sich in dem vorliegenden Beispiel nicht ermitteln.

6. Zusammenfassung

Mit dem PVSAT-2 Verfahren können während des ganzen Jahres auf der Basis von Monatsmittelwerten Anlagenfehler, die mindestens etwa 25% betragen, festgestellt werden. In Sommermonaten können auch Fehler im Bereich von 10% detektiert werden. Die Möglichkeit zur Identifikation von Anlagenfehler hängt von der Höhe der

jeweiligen Energieverluste und von der Jahreszeit ab. In den Sommermonaten lassen sich Fehlermuster für Ertragsminderungen ab etwa 15% erkennen.

Im Rahmen einer Testphase, die am 1.1.2005 begonnen hat, wird das PVSAT-2 Verfahren für insgesamt 100 Anlagen in Deutschland, den Niederlanden und der Schweiz evaluiert.

Dieses Projekt wird von der EU unter der Projektnummer ENK5-CT-2002-00631 gefördert.

Literatur:

- [1] Schneider M. et al.: *Satellitengestützte Ertragsüberwachung mit automatischer Fehlererkennung für kleine und mittlere Photovoltaikanlagen*, 19. Symposium Photovoltaische Solarenergie, Bad Staffelstein 10.3-12.3. 2004.
- [2] Betcke J. et al. : *PVSAT : Remote Performance Check for Grid Connected PV Systems Using Satellite Data, Evaluation of a One Year Field-Testing*, 17th Photovoltaic Solar Energy Conference, München, 22.10.-26.10 2001.
- [3] Hammer A. et al.: *Solar Energy Assessment Using Remote Sensing Technologies*, Remote Sensing of Environment, 86, 423-432, 2003.
- [4] Betcke J. und Beyer H:G.: (2004) *Accuracy Improvement of Irradiation Data by Combining Ground and Satellite Measurements*, EUROSUN (ISES Europe Solar Congress) Freiburg, Germany, 20.6.-23.6. 2004.
- [5] Beyer H.G.: *Ertragsberechnung für PV-Anlagen in Brasilien über das PVSat Verfahren*, 19. Symp. Photovolt. Solarenergie, Bad Staffelstein, 10.3.-12.3.2004
- [6] Drews A. et al.: *Intelligent Performance Check of PV System Operation Based on Satellite Data*, EUROSUN (ISES Europe Solar Congress) Freiburg, Germany, 20.6.-23.6. 2004.

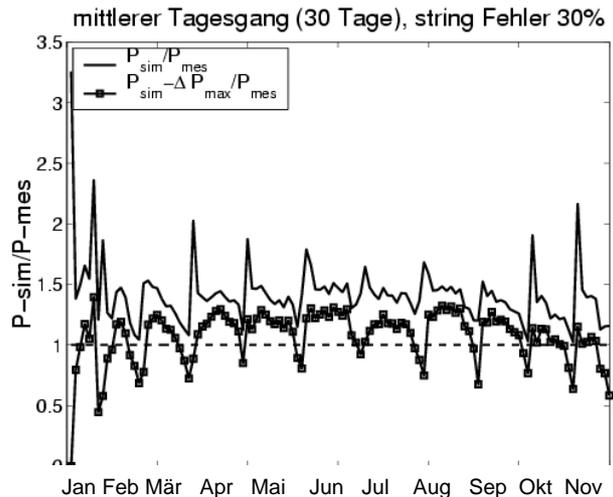


Abbildung 6: mittlere Tagesgang (30Tage) der simulierten Leistung normiert mit der gemessenen Leistung von Januar bis November 2004

Automated performance check of PV system operation based on satellite data: Evaluation of the PVSAT-2 procedure

E. Lorenz, J. Betcke, A. Drews, D. Heinemann, Oldenburg University, D-26111
Oldenburg

G. Heilscher, M. Schneider, Meteocontrol GmbH, D-86152 Augsburg

P. Toggweiler, Enecolo AG, Lindhofstrasse 52, CH-8617 Mönchaltorf

W. van Sark, Utrecht University, NL-3584 CS Utrecht

E. Wiemken, Fraunhofer-ISE, D-79110 Freiburg

H.G. Beyer, Hochschule Magdeburg-Stendal, D- 9114 Magdeburg

Tel: 0049-441-798-3545, Fax: 0049-441-798-3326,

E-Mail: elke.lorenz@uni-oldenburg.de

Internet: www.energymeteorology.de

A procedure for an automated performance check of PV system operation was developed within the EC funded project PVSAT-2. Early detection of failures in grid connected PV systems increases efficiency, reliability and cost-effectiveness of these systems.

Due to the variability of the solar irradiation and therefore of the energy yield, most system failures are difficult to detect. Besides an continuous recording of the actual energy yield, additional information on the available solar irradiance is necessary to calculate reference values of the expected yield. For small systems local data acquisition is usually too expensive, therefore irradiance values are derived from satellite data.

For the early detection of system failures the system performance is analysed daily on a central server and a failure detection routine identifies possible causes for system failures.

This paper provides an overview on the PVSAT-2 procedure and presents results of the different components of the service:

- An enhanced method to calculate diffuse and global irradiance from satellite data was developed.
- A detailed error analysis for the simulated power output is given. The PV simulation is performed with a general model for the MPP performance of PV modules, developed within PVSAT-2 [5].
- To identify reasons for system failures a 'footprint' method was developed. Measured and simulated time series are evaluated with respect to the identification of typical error patterns, characterising different system failures.

The performance of the PVSAT-2 service is currently evaluated in a one year test phase that started in January 2005, including 100 PV systems in Germany, the Netherlands and Switzerland.

Additional information is available on <http://www.pvsat.com>