Zeitschrift: Bulletin des Schweizerischen Elektrotechnischen Vereins, des Verbandes Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen = Bulletin de l'Association suisse des électriciens, de l'Association des entreprises électriques suisses

Herausgeber: Schweizerischer Elektrotechnischer Verein ; Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen

Band: 86 (1995)

Heft: 4

Artikel: Analyse des Betriebsverhaltens von Photovoltaikanlagen durch normierte Darstellung von Energieertrag und Leistung

Autor: Häberlin, Heinrich / Beutler, Christian

DOI: https://doi.org/10.5169/seals-902428

Nutzungsbedingungen

Die ETH-Bibliothek ist die Anbieterin der digitalisierten Zeitschriften auf E-Periodica. Sie besitzt keine Urheberrechte an den Zeitschriften und ist nicht verantwortlich für deren Inhalte. Die Rechte liegen in der Regel bei den Herausgebern beziehungsweise den externen Rechteinhabern. Das Veröffentlichen von Bildern in Print- und Online-Publikationen sowie auf Social Media-Kanälen oder Webseiten ist nur mit vorheriger Genehmigung der Rechteinhaber erlaubt. Mehr erfahren

Conditions d'utilisation

L'ETH Library est le fournisseur des revues numérisées. Elle ne détient aucun droit d'auteur sur les revues et n'est pas responsable de leur contenu. En règle générale, les droits sont détenus par les éditeurs ou les détenteurs de droits externes. La reproduction d'images dans des publications imprimées ou en ligne ainsi que sur des canaux de médias sociaux ou des sites web n'est autorisée qu'avec l'accord préalable des détenteurs des droits. En savoir plus

Terms of use

The ETH Library is the provider of the digitised journals. It does not own any copyrights to the journals and is not responsible for their content. The rights usually lie with the publishers or the external rights holders. Publishing images in print and online publications, as well as on social media channels or websites, is only permitted with the prior consent of the rights holders. Find out more

Download PDF: 15.07.2025

ETH-Bibliothek Zürich, E-Periodica, https://www.e-periodica.ch

Um die Energieproduktion und das Betriebsverhalten von Photovoltaikanlagen verschiedener Grösse und an verschiedenen Orten in fairer Weise miteinander vergleichen zu können, wurde vom JRC in Ispra/Italien eine normierte Datenauswertung vorgeschlagen [1]. Solche Darstellungen sind in andern Zweigen der elektrischen Energietechnik bereits seit längerer Zeit üblich. In dieser Arbeit wird zunächst eine Einführung in diese Darstellung mit Schwergewicht auf netzgekoppelten Anlagen vorgenommen. Darauf werden einige von uns entwickelte Erweiterungen dieser Methode vorgestellt, welche den Informationsgehalt der erzeugten Grafiken erhöhen und insbesondere eine detaillierte Analyse sporadischer Fehlfunktionen (z. B. «Maximum-Power-Tracking-Fehler» beim Wechselrichter, (Teil-)Beschattung oder Schneebedeckung des Generators usw.) erlauben. Anschliessend werden anhand einiger Beispiele die damit möglichen Auswertungen vorgestellt.

Analyse des Betriebsverhaltens von Photovoltaikanlagen durch normierte Darstellung von Energieertrag und Leistung

■ Heinrich Häberlin und Christian Beutler

Einführung

Bei vielen Photovoltaikanlagen wird die Einstrahlung und die Energieproduktion mit mehr oder weniger aufwendigen Datenerfassungssystemen registriert. Aufgrund dieser Daten können dann Diagramme für die tägliche, monatliche oder jährliche Einstrahlung und Energieproduktion generiert werden. Da sich die installierte Leistung und die lokalen Strahlungsverhältnisse bei verschiedenen Anlagen oft sehr stark unterscheiden, können aus solchen Diagrammen nur in begrenztem Masse Fehlfunktionen erkannt oder Vergleiche zwischen dem Verhalten verschiedener Anlagen angestellt werden. Solche Vergleiche sind für die Optimierung der Systemtechnik von Photovoltaikanlagen sehr nützlich.

Die normierten Erträge («Yields»)

Der Einfluss der Anlagengrösse kann auf einfache Weise eliminiert werden, wenn der Energieertrag der Anlage in einer bestimmten Bezugsperiode τ (z. B. Tag (d), Monat (mt), Jahr (a)) durch die Nennleistung P_o des Solargenerators bei Standard-Testbedingungen (STC, Bestrahlungsstärke 1 kW/m^2, AM-1,5-Spektrum, Zelltemperatur 25 °C) dividiert wird. Man erhält so den spezifischen Ertrag (englisch Yield) der Anlage, wobei man zwischen dem **End-Ertrag** Y_f (Final Yield, Nutzenergieertrag) und dem **Generator-Ertrag** Y_a (Array Yield, Gleichstromertrag des Solargenerators) unterscheidet. Kürzt man im Zähler und Nenner kW heraus, bleibt als Einheit h/τ. Die Grössen Y_f und Y_a geben also auch an, wieviele Stunden die Anlage mit der Solargenerator-Nennleistung P_o arbeiten müsste, um in der Zeit τ die gleiche Energiemenge zu erzeugen. Damit lässt sich die spezifische Energieproduktion von Anlagen unterschiedlicher Grösse bereits gut vergleichen. Bild 1 zeigt beispielsweise den Endertrag Y_f in kWh/kW$_p$ pro Monat der

Adresse der Autoren:
Dr. *H. Häberlin*, dipl. El.-Ing. ETH, Professor,
Ch. Beutler, El.-Ing. HTL, Assistent,
Ingenieurschule Burgdorf (ISB), Jlcoweg 1,
CH-3400 Burgdorf.

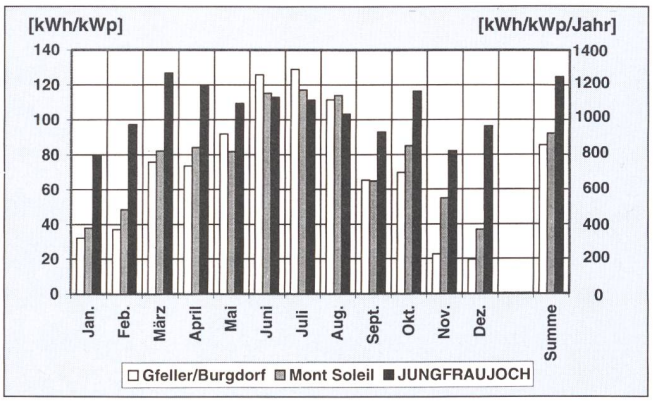


Bild 1 Vergleich der Y_f-Werte in kWh/kW$_p$/Monat für das Jahr 1994 bei drei netzgekoppelten Photovoltaikanlagen in verschiedenen Höhenlagen: Gfeller/Burgdorf (540 m), Mont-Soleil (1270 m) und Jungfraujoch (3454 m) (Angaben bezogen auf die nominelle Solargeneratorleistung gemäss Datenblatt der Module).

netzgekoppelten Photovoltaikanlage der ISB auf dem Jungfraujoch im Vergleich zu einer Anlage in Burgdorf und der Anlage auf dem Mont-Soleil für das Jahr 1994.

Der Einfluss der lokal und zeitlich unterschiedlichen Einstrahlung wird durch die Einführung des **Strahlungs- oder Referenz-Ertrags** Y_r (Reference Yield) berücksichtigt. Man erhält diese Grösse, wenn die in der Bezugsperiode τ in die Solargeneratorebene eingestrahlte Energie H_I (in kWh/m^2) durch die Bestrahlungsstärke G_o = 1 kW/m^2 bei STC dividiert wird. Kürzt man im Zähler und im Nenner kW/m^2 heraus, bleibt als Einheit ebenfalls h/τ. Der Strahlungsertrag Y_r bedeutet somit auch die Anzahl Stunden, während der die Sonne mit G_o = 1 kW/m^2 scheinen müsste, um in der Bezugsperiode die Energie H_I in die Solargeneratorebene einzustrahlen. Eine ideale, verlustlose Photovoltaikanlage, deren Solargeneratortemperatur dauernd auf STC-Temperatur (25 °C) wäre, würde daraus einen genau gleich grossen Endertrag $Y_f = Y_r$ erzeugen, daher die Bezeichnung Referenzertrag.

Grundsätzlich ist man in der Wahl der Bezugsperiode τ (Tag, Monat, Jahr) frei. Für Bezugsperioden, die grösser als einen Tag sind (Monat und Jahr), wird der erhaltene Y-Wert oft noch durch die Anzahl Tage n_d dividiert, welche die Bezugsperiode τ umfasst. Auf diese Weise erhält man direkt vergleichbare, numerisch nicht allzu stark variierende, normierte Durchschnitts-Tageserträge in kWh/kW$_p$/d bzw. h/d.

Die Performanz («Performance Ratio»)

Da bei realen Anlagen natürlich in verschiedenen Systemkomponenten Verluste auftreten und die Solargeneratortemperatur meist höher als 25 °C ist, ist der Endertrag Y_f einer realen Anlage kleiner als Y_r. Um den Grad der Annäherung an den Idealfall anzugeben, definiert man die **Performanz** ***PR*** (Performance Ratio, Nutzungsziffer, Ertragsverhältnis) als Quotient aus Endertrag und Referenzertrag in der gleichen Bezugsperiode τ: $PR = Y_f/Y_r$.

Definition der normierten Verluste («Losses»)

Die Differenz zwischen dem Referenzertrag Y_r und dem Generatorertrag Y_a bezeichnet man als **Generatorverluste** $L_c = Y_r - Y_a$ (Capture Losses, Einfangverluste, Feldverluste). Sie setzen sich aus zwei Komponenten zusammen, den temperaturbedingten und den nicht temperaturbedingten Generatorverlusten, das heisst $L_C = L_{CT} + L_{CM}$.

Die **temperaturbedingten Generatorverluste** L_{CT} (Thermic Capture Losses) entstehen, weil die maximale Leistung des Solargenerators im praktischen Betrieb meist kleiner als P_o ist, wegen der gegenüber STC meist höheren Solargeneratortemperatur. Wird die Solargeneratortemperatur gemessen, lassen sich diese temperaturbedingten Generatorverluste relativ leicht berechnen (Details später).

Die **nicht temperaturbedingten Generatorverluste** L_{CM} («Miscellaneous Capture Losses») dagegen haben viele verschiedene Ursachen. Normal sind die Verluste in der Verdrahtung an Widerständen und Strangdioden und der Wirkungsgradverlust der Module bei kleinen Bestrahlungsstärken.

Daneben sind darin diverse vom Systemersteller nicht beabsichtigte, manchmal nur sporadisch auftretende Verluste enthalten, die oft Systemprobleme anzeigen:

- Verluste wegen Teilabschattung, Verschmutzung, Schneebedeckung und Strahlungsinhomogenitäten beim Generator

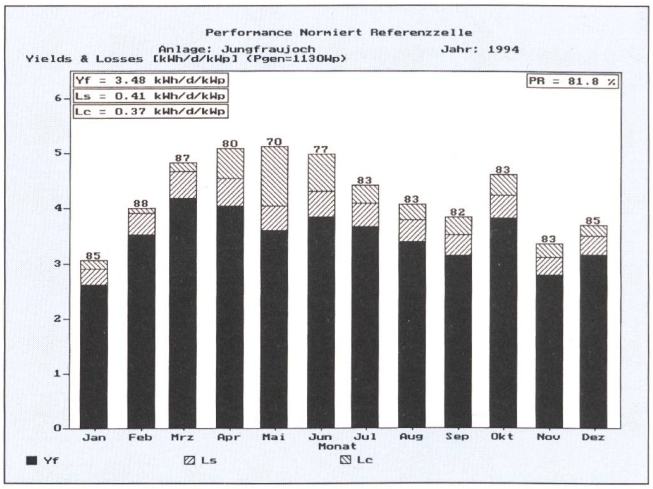


Bild 2 Normierte Jahresstatistik für die Energieproduktion der netzgekoppelten Photovoltaikanlage Jungfraujoch (3454 m) im Jahre 1994. Alle *Y*- und *L*-Werte sind als Tages-Durchschnittswerte in kWh/kW$_p$/d bzw. h/d angegeben.

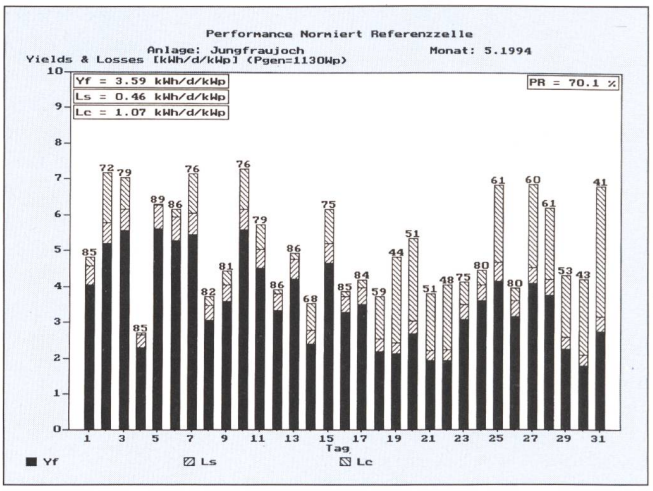


Bild 3 Normierte Monatsstatistik der Anlage Jungfraujoch im Mai 1994. An mehreren Tagen ist die Energieproduktion der Anlage infolge Schneebedeckung der östlichen Generatorhälfte beeinträchtigt (niedrige *PR*- und hohe L_c-Werte).

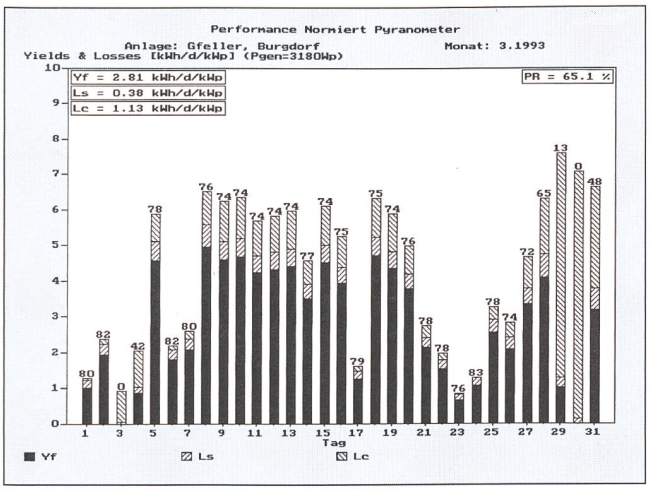


Bild 4 Normierte Monatsstatistik der Anlage Gfeller für März 1993: Schneebedeckung am 3. und 4., Wechselrichterprobleme in der Zeit vom 28. bis 31. März. Bei beiden Störungen treten an den entsprechenden Tagen niedrige *PR*- und hohe L_c-Werte auf. Sie sind erst mit normierten Tagesstatistiken oder Tagesdiagrammen voneinander unterscheidbar.

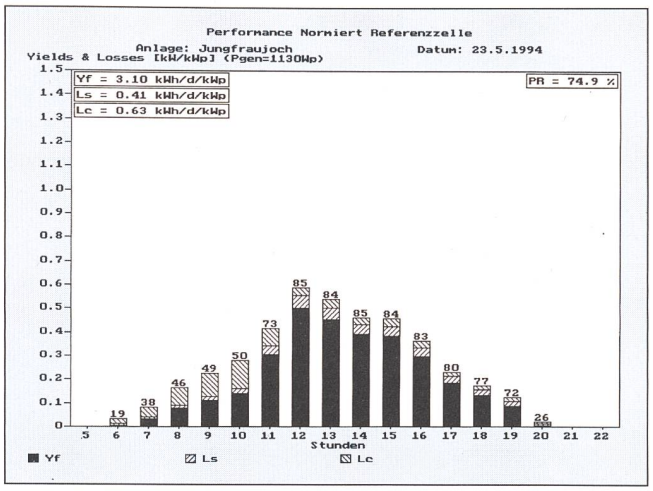


Bild 5 Normierte Tagesstatistik der Anlage Jungfraujoch am 23. Mai 1994. Für jede Stunde sind die Stundenwerte für Y_f, L_s und L_c sowie *PR* angegeben. Wie bei den normierten Monats- und Jahresstatistiken sind auch die Stundenwerte von Y_a und Y_r leicht ablesbar. Alle Stundenwerte von *Y* und *L* sind in kW/kW$_p$ (bzw. dimensionslos) angegeben. Die angegebenen Tageswerte sind die Summe der jeweiligen Stundenwerte. Am Morgen ist die ostseitige Solargeneratorhälfte schneebedeckt und wird zwischen 10 und 11 Uhr freigeschaufelt, was einen markanten *PR*-Anstieg bewirkt.

- Fehlanpassungen zwischen den Modulen eines Stranges («Mismatch»)
- Fehler beim Maximum-Power-Point-Tracking (z. B. bei Wechselrichtern)
- Fehler bei der Strahlungsmessung
- Bei netzgekoppelten Anlagen zusätzlich Verluste wegen Wechselrichterausfällen
- Bei Inselanlagen zusätzlich Abregelverluste bei vollem Akkumulator
- Bei Pyranometer-Strahlungsmessung ferner spektrale Verluste und Glasreflexionsverluste bei kleinen Lichteinfallswinkeln.

Gut geplante und realisierte netzgekoppelte Anlagen haben möglichst kleine L_{CM}-Verluste.

Die Differenz zwischen dem Generatorertrag Y_a und dem Endertrag Y_f bezeichnet man als **Systemverluste** $L_s = Y_a - Y_f$ (System Losses oder BOS-Losses). Darunter versteht man alle Systemverluste mit Ausnahme der oben erwähnten Generator- oder Feldverluste. In L_s sind insbesondere die Umwandlungsverluste DC-AC eines Wechselrichters (sofern vorhanden) und bei Inselanlagen die Speicherverluste des Akkumulators enthalten (Tabelle I).

Wichtig: Bei netzgekoppelten Anlagen sind Verluste infolge Wechselrichterausfällen und Maximum-Power-Tracking-Fehlern in L_{CM} und nicht etwa in L_s enthalten!

Standardgrafiken für normierte Erträge und Verluste

Rechnet man alle *Y*- und *L*-Werte auf normierte Durchschnitts-Tageserträge um, kann man eine sehr informative grafische Darstellung für die Energieproduktion in einem Jahr erstellen, indem man in einem Balkendiagramm für jeden Monat eines Jahres Y_f, L_s und L_c in kWh/kW$_p$/d aufträgt. Eine derartige Darstellung soll als **normierte Jahresstatistik** bezeichnet werden. Eine analog aufgebaute **normierte Monatsstatistik** erhält man, wenn man in einem Balkendiagramm für jeden Tag eines Monats Y_f, L_s und L_c darstellt. Aus diesen Grafiken kann man auch die nicht direkt angegebenen Werte von Y_a (Grenzlinie zwischen L_c und L_s) und Y_r (meist obere Grenze von L_c) ablesen. Nur bei sehr kalten Tagen kann L_c ausnahmsweise negativ werden, so dass die maximale Balkenhöhe Y_a entspricht. Mit geeigneten Schraffuren (wenn möglich in verschiedenen Farben) für Y_f, L_s und L_c kann man aber erreichen, dass alle *Y*- und *L*-Werte sicher ablesbar sind.

Durch eine einfache Neuerung kann man den Informationsgehalt dieser Grafiken noch wesentlich erhöhen: *Man gibt über jedem Balken noch die Performanz in Prozenten an.* Auf diese Weise enthalten diese kompakten Standardgrafiken alle Informationen, die früher in zwei separaten Darstellungen präsentiert wurden ($Y_f/L_s/L_c/Y_r$ in der einen, $Y_f/Y_r/PR$ in der andern Grafik, Beispiele für diese Grafik in [2], Bilder 8 und 9). Aus diesen Standardgrafiken kann man bereits sehr viele Informationen über aufgetretene betriebliche Probleme entnehmen.

Bild 2 zeigt die normierte Jahresstatistik 1994 der netzgekoppelten PV-Anlage der ISB auf dem Jungfraujoch. Man erkennt, dass die PR-Werte wegen hoher L_c-Werte in den Frühlingsmonaten April bis Juni deutlich geringer als in andern Monaten sind. Die Darstellung der normierten Monatsstatistik ermöglicht eine genauere Analyse.

Bild 3 zeigt die normierte Monatsstatistik dieser Anlage im Mai 1994. An einigen Tagen ist nach intensiven Schneefällen L_c sehr gross und *PR* sinkt auf tiefe Werte (bis unter 50%), weil die Schneehöhe vor dem östlichen Solargenerator der Anlage [2] nach dem sehr schneereichen Winter 1993/94 die Unterkante des Solargenerators erreichte, so dass er nach starken Schneefällen erst wieder freigeschaufelt werden musste. Da das Gelände unter dem westlichen Solargenerator wesentlich steiler abfällt, war die Energieproduktion dieser Generatorhälfte dagegen wegen Schnee nie längere Zeit beeinträchtigt. Normierte Tagesstatistiken oder Tagesdiagramme, die in den folgenden Kapiteln beschrieben werden, ermöglichen eine detailliertere Analyse der festgestellten Probleme.

Die normierte Monatsstatistik ermöglicht aber bereits auch die Erkennung von sporadischen Wechselrichterproblemen, die rein aufgrund der Monatsproduktionswerte nicht unbedingt entdeckt würden. Bild 4 zeigt die entsprechende Auswertung für eine 3,18-kW$_p$-Anlage in Burgdorf für den März 1993. Am 3. und 4. März hatte die Anlage bereits Probleme, ebenso in der Zeit zwischen dem 28. und 31. März. Am 30. März war die Anlage sogar vollständig ausser Betrieb, da der Wechselrichter nicht automatisch aufstartete. Eine detaillierte Analyse mit normierten Tagesdiagrammen ergab, dass der Solargenerator am 3. und 4. März mit Schnee bedeckt war, dass aber in der Zeit nach dem 28. März der

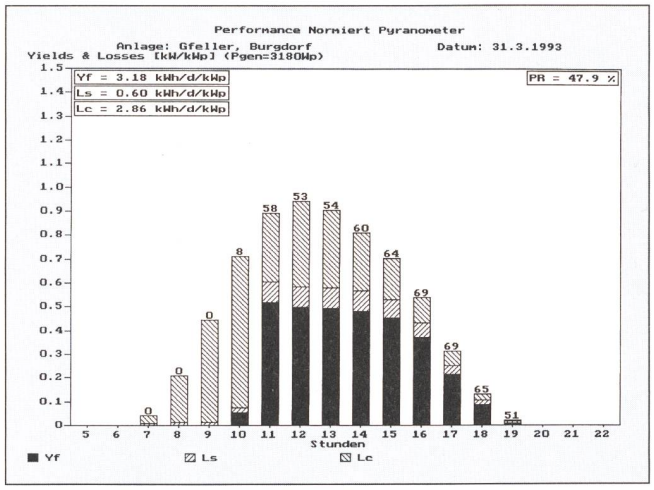


Bild 6 Normierte Tagesstatistik der Anlage Gfeller für den 31. März 1993. Am Morgen (vor 9 Uhr) startet der Wechselrichter nicht automatisch. Nachdem er manuell gestartet wurde, funktioniert das Maximum-Power-Point-Tracking nicht richtig, das heisst *PR* ist zu klein und L_c zu gross. Einige Tage später erlitt das Gerät einen Hardware-Defekt.

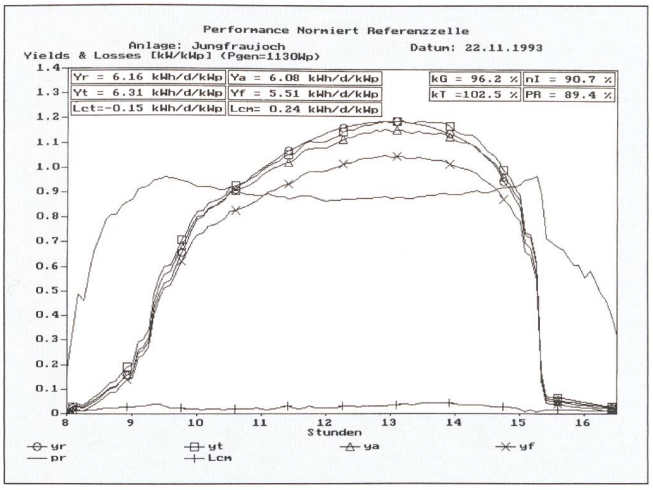


Bild 7 Normiertes Tagesdiagramm der Anlage Jungfraujoch am 22. November 1993. Strahlend schöner Tag mit sehr kleinem l_{CM} und hohem k_G, das heisst die Anlage funktioniert an diesem Tag einwandfrei und ohne irgendwelche Beeinträchtigungen.

Wechselrichter Probleme mit dem Aufstarten und dem Maximum-Power-Point-Tracking hatte.

Bei beiden Anlagen kann mit der neu eingeführten normierten Tagesstatistik die Ursache der aufgetretenen Probleme näher untersucht und genauer eingegrenzt werden (siehe Bilder 5 und 6).

Normierte Tagesstatistik mit Stundenwerten

Man kann die Bezugszeit τ, in der die Einstrahlung und die Energieerträge ermittelt werden, natürlich auch kleiner als einen Tag wählen. Wird für τ eine Stunde gewählt, so erhält man *Stunden-Y-Werte*, welche für die betrachtete Stunde die Energieproduktion in kWh/kW$_p$ pro Stunde oder die *entsprechende mittlere Leistung der Photovoltaikanlage in dieser Stunde in Bezug auf die Solargeneratorleistung* P_o angeben. Analog kann man auch Stunden-*L*-Werte definieren. Kürzt man die Einheit Stunde (h) im Zähler und im Nenner heraus, haben diese Stunden-*Y*- und Stunden-*L*-Werte die Einheit kW/kW$_p$, das heisst sie sind eigentlich dimensionslos. Verglichen mit Durchschnitts-Tageswerten in kWh/kW$_p$/d sind sie numerisch natürlich deutlich kleiner und liegen meist unter 1 (Ausnahme: Y_r kann den Wert 1 in Ausnahmefällen leicht überschreiten). Zwischen dem Tageswert und den Stundenwerten besteht ein einfacher Zusammenhang: Der Tageswert ist die Summe der Stundenwerte der betreffenden Grösse während des betrachteten Tages.

Mit diesen neu eingeführten Stundenwerten für Y_f, Y_a, Y_r, L_c und L_s kann man nun eine **normierte Tagesstatistik** mit Stundenwerten analog zur normierten Monatsstatistik oder Jahresstatistik darstellen und über dem Balkendiagramm der Stundenwerte von Y_f, L_s und L_c wieder die Performanz *PR* in Prozenten angeben.

Bild 5 zeigt die normierte Tagesstatistik (mit Stundenwerten) der Anlage Jungfraujoch am 23. Mai 1994. An diesem Tag steigt die Performanz nach einer längeren Zeit intensiver Schneefälle (18.5.–22.5.94, siehe Bild 3) von Werten um 50% wieder auf Normalwerte an. Das Diagramm zeigt sehr schön, was an diesem Tag passierte: In den Morgenstunden bis 10 Uhr liegt *PR* bei Werten von 50% und weniger, weil der eingeschneite Ostgenerator wie in den vergangenen Tagen nur wenig zur Stromproduktion beiträgt. Zwischen 10 und 11 Uhr steigt *PR* dagegen plötzlich an und erreicht zwischen 11 und 12 Uhr einen Wert von 85%. Da der Solargenerator im Sommer zu dieser Zeit noch im Schatten liegt, ist dieses Phänomen auf einen menschlichen Eingriff zurückzuführen, das heisst der Hauswart schaufelte nach einer Periode starker Schneefälle den eingeschneiten Generator auf der Ostseite frei.

Bild 6 zeigt die normierte Tagesstatistik für den 31. März 1993 der bereits früher erwähnten Anlage in Burgdorf, die im März 1993 mehrere betriebliche Probleme hatte (Bild 4). In der Zeit vor 9 Uhr ist die Energieproduktion der Anlage noch 0, weil der Wechselrichter nicht automatisch aufstartete. Entsprechend hoch ist in dieser Zeit der L_c-Wert (fast so gross wie Y_r, da der Wechselrichter von der an sich verfügbaren Solargeneratorleistung praktisch nichts aufnimmt). In der Zeit zwischen 9 und 10 Uhr startet der Wechselrichter (nach

Symbol	Bezeichnung	Bedeutung / Erklärung / Ursache	Einheit	
Y_r	Strahlungsertrag, Referenzertrag (Reference Yield)	$Y_r = H_I / G_O$. Y_r entspricht der Zeit, während der die Sonne mit G_O = 1kW/m^2 scheinen müsste, um die Energie H_I auf den Solargenerator einzustrahlen.	$\frac{kWh/m^2}{d*1kW/m^2}$	[h/d]
L_c	Generatorverluste, Feldverluste (Capture Losses)	**Temperaturbedingte Verluste L_{CT}:** Verluste, weil Zellentemperatur meist höher als 25°C. **Übrige, nicht temperaturbedingte Verluste L_{CM}:** - Verdrahtung, Strangdioden, kleine Einstrahlung. - Teilabschattung, Verschmutzung, Schneebedeckung, Strahlungsinhomogenitäten, Mismatch. - Maximum-Power-Tracking-Fehler, Nichtabnahme der verfügbaren Generatorleistung wegen Wechselrichterausfällen oder bei vollem Akku (bei Inselanlagen). - Fehler bei Strahlungsmessung. - Bei Pyranometer-Strahlungsmessung: Spektrale Verluste, Glasreflexionsverluste.	$\frac{kWh}{d*kWp}$	[h/d]
Y_a	Generator-Ertrag (Array Yield)	$Y_a = E_A / P_O$. Y_a entspricht der Zeit, während der die Anlage mit Solargenerator-Nennleistung P_O arbeiten müsste, um die Generator-DC-Energie E_A zu erzeugen	$\frac{kWh}{d*kWp}$	[h/d]
L_s	Systemverluste (System Losses)	Wechselrichter-Umwandlungsverluste DC-AC, Speicherverluste des Akkus bei Inselanlagen.	$\frac{kWh}{d*kWp}$	[h/d]
Y_f	Endertrag (Final Yield)	$Y_f = E_{nutz} / P_O$. Y_f entspricht der Zeit, während der die Anlage mit Generator-Nennleistung P_O arbeiten müsste, um die gleiche Nutzenergie E_{nutz} zu produzieren. Bei Netzverbundanlagen : $E_{nutz} = E_{ac}$.	$\frac{kWh}{d*kWp}$	[h/d]
PR	Performanz, Nutzungsziffer, (Performance Ratio)	$PR = Y_f / Y_r$. PR ist das Verhältnis zwischen der effektiv genutzten Energie E_{nutz} zur Energie, die eine verlustlose, ideale PV-Anlage mit Solargeneratortemperatur 25°C bei gleicher Einstrahlung produziert.		[1]

$$Y_r \xrightarrow{-L_c} Y_a \xrightarrow{-L_s} Y_f$$

Tabelle I Übersicht über Definition und Bedeutung der normierten Erträge und Verluste bei Photovoltaikanlagen. Bei der Angabe der Einheiten wurde angenommen, dass für längere Bezugsperioden *t Tages-Durchschnittswerte* angegeben werden.

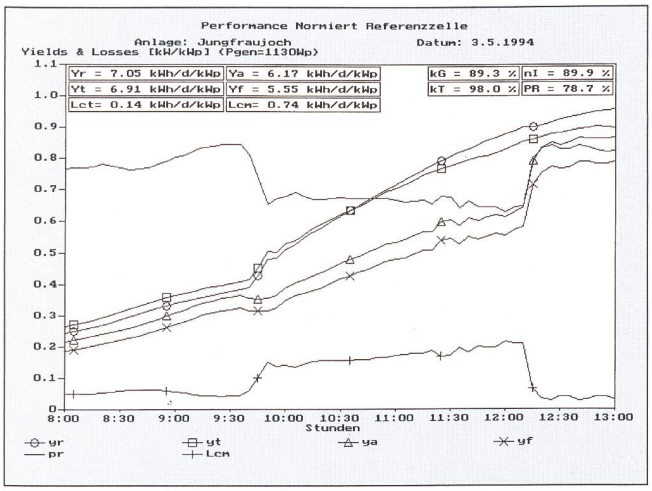


Bild 8 Normiertes Tagesdiagramm der Anlage Jungfraujoch (gedehnt) für den 3. Mai 1994 (8–13 Uhr). Zwischen 9.40 und 12.15 Uhr ist l_{CM} deutlich höher, weil der ostseitige Solargenerator infolge einer Dachlawine teilweise abgeschattet ist.

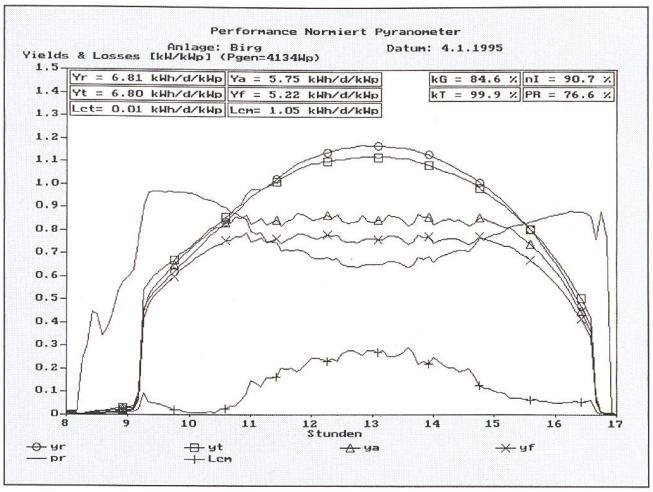


Bild 9 Normiertes Tagesdiagramm für die Anlage Birg (2670 m) am 4. Januar 1995. Weil der Solargenerator im Vergleich zur Wechselrichter-Nennleistung etwas überdimensioniert ist, steigt l_{CM} über die Mittagszeit etwas an, was eine deutlich geringere Energieausbeute zur Folge hat. Die Werte für k_G (etwa 85%) und *PR* (etwa 77%) liegen entsprechend tiefer.

einem manuellen Eingriff des Betreibers), hat dann aber anschliessend massive Probleme mit dem Maximum-Power-Point-Tracking bei mittleren und grösseren Leistungen, da die *PR*-Werte viel zu tief liegen. Diese Probleme konnten noch einige Tage weiter (bis in die ersten Apriltage) verfolgt werden, bis der Wechselrichter mit einem Hardware-Defekt endgültig ausfiel.

Da bei den meisten Photovoltaikanlagen mit einer einigermassen sinnvollen automatischen Datenerfassung zumindest Stundenmittelwerte der wichtigsten Grössen erfasst werden, sollten die bisher beschriebenen Darstellungen (normierte Jahres-, Monats- und Tagesstatistiken) bei all diesen Anlagen realisiert werden können. Diese Darstellungen erlauben mit den gleichen Messdaten eine eingehendere Analyse eventueller Fehlfunktionen der Anlage als die in [1] vorgeschlagenen Auswertungen.

Normierte Leistungen bei Photovoltaikanlagen

Bei den meisten Photovoltaikanlagen mit detaillierteren Messprogrammen werden für jede Grösse mehrere Werte pro Stunde (im Abstand Δt) erfasst. Bei der 60-kW$_p$-Anlage der ISB [3] zum Beispiel wird jeder Messwert einmal pro Sekunde abgetastet. Daraus werden im Normalfall (keine Störungen der Anlage) Minuten-Mittelwerte gebildet und abgespeichert. Bei den Anlagen Jungfraujoch und Gfeller/Burgdorf werden im Normalfall 5-Minuten-Mittelwerte gebildet. In solchen Fällen liegt es nahe, bei Bedarf die *Bezugsperiode τ noch weiter zu verkleinern und gleich dem minimalen zeitlichen Abstand Δt der gespeicherten Messwerte zu setzen*, bei den erwähnten Anlagen also gleich 1 bzw. 5 Minuten. Dies ermöglicht eine noch feinere Analyse des Betriebsverhaltens solcher Anlagen. Man kann somit für jede dieser nunmehr recht kurzen Bezugsperioden einen kurzzeitigen Mittelwert für jeden *Y*- bzw. *L*-Wert bilden und diesen als *normierten Momentanwert* y_f, y_a und y_r bzw. l_c und l_s auffassen.

Bei vielen Anlagen wird neben der Umgebungstemperatur auch noch die Solarzellentemperatur gemessen. In solchen Fällen ist eine Aufteilung der Generatorverluste L_c in die unvermeidlichen temperaturbedingten Verluste L_{CT} und die übrigen, nicht temperaturbedingten Verluste L_{CM} möglich, wenn mit der Einführung der oben erwähnten Momentanwerte *drei weitere Momentanwerte y_T, l_{CT} und l_{CM}* definiert werden. L_{CM} und l_{CM} steigen bei Fehlfunktionen der Photovoltaikanlage sofort stark an und sind deshalb ausgezeichnete Indikatoren für Anlagenprobleme, besonders wenn die globale Bestrahlungsstärke G_I in die Solargeneratorebene mit einer Referenzzelle gemessen wird. Für die Definition dieser Werte wird die temperaturkorrigierte Solargeneratorleistung P_{OT} benötigt.

Da die Leistung eines Solargenerators temperaturabhängig ist, liefert ein sonst idealer, verlustloser Solargenerator mit der Nennleistung P_O, dessen Solarzellen auf der Temperatur T_c sind, bei Bestrahlung mit G_o = 1 kW/m² im Punkt maximaler Leistung (Maximum Power Point = MPP) die folgende Leistung:

$$P_{OT} = P_O[1-c_T(T_c-T_o)] \qquad (1)$$

Damit kann man die normierten Momentanwerte für Leistungen und Verluste sowie die momentane Performanz wie folgt definieren:

Normierte Strahlungsleistung/Referenzleistung

$$y_r = G_I/G_o = G_I/1\ \text{kWm}^{-2} \qquad (2)$$

Temperaturkorrigierte Strahlungsleistung

$$y_T = y_r \cdot P_{OT}/P_O = y_r \cdot [1-c_T(T_c-T_o)] \qquad (3)$$

Normierte Solargeneratorleistung

$$y_a = P_A/P_o \qquad (4)$$

Normierte Nutzleistung

$$y_f = P_{nutz}/P_o \qquad (5)$$

Temperaturbedingte Generatorverluste

$$l_{CT} = y_r - y_T \qquad (6)$$

Nicht temperaturbedingte Generatorverluste

$$l_{CM} = y_T - y_a \qquad (7)$$

Systemverlustleistung

$$l_s = y_a - y_f \qquad (8)$$

Momentane Performanz

$$pr = y_f/y_r \qquad (9)$$

Dabei bedeuten

- P_{OT} Temperaturkorrigierte Solargenerator-Nennleistung
- P_O Solargenerator-Nennleistung bei STC
- c_T Temperaturkoeffizient der MPP-Leistung des Solargenerators (typisch 0,0044K^{-1} bei kristallinen Solarzellen)
- T_C Zellentemperatur des Solargenerators
- T_o STC-Bezugstemperatur, bei der die Solargenerator-Nennleistung P_o definiert ist (25 °C).
- G_I Globale Bestrahlungsstärke in Solargeneratorebene (kW/m²)
- G_o Bestrahlungsstärke bei STC (1 kW/m²)
- P_A Vom Solargenerator produzierte Gleichstromleistung
- P_{nutz} Von Photovoltaikanlage produzierte Nutzleistung (bei netzgekoppelten Anlagen: $P_{nutz} = P_{ac}$).

Normiertes Tagesdiagramm mit Momentanwerten

Die hier definierten normierten Leistungen und Verluste liegen meist zwischen 0

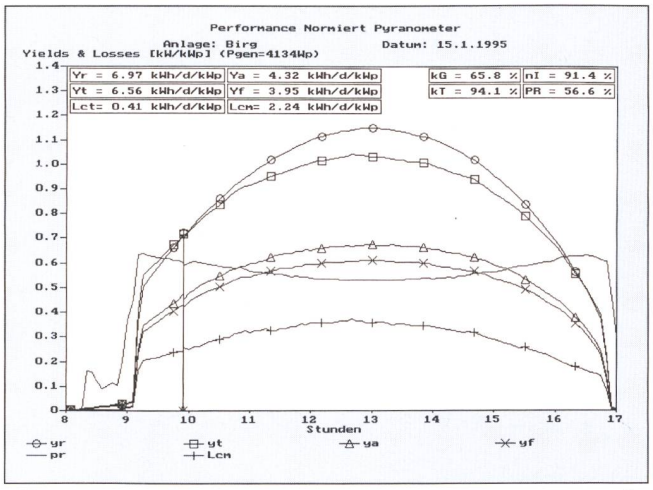


Bild 10 Normiertes Tagesdiagramm der Anlage Birg am 15. Januar 1995. Nach starken Schneefällen ist ein Teil des Generators eingeschneit. l_{CM} steigt sofort nach Sonnenaufgang auf etwa 0,2 an und erreicht über die Mittagszeit den Wert 0,37. Die Energieproduktion ist an diesem Tag stark beeinträchtigt, k_G liegt bei nur etwa 66% und *PR* gar nur bei knapp 57%. Es ist auch zu erkennen, dass der Wechselrichter kurz vor 10 Uhr kurzzeitig ausfiel (wegen eines Spannungseinbruchs auf der AC-Seite).

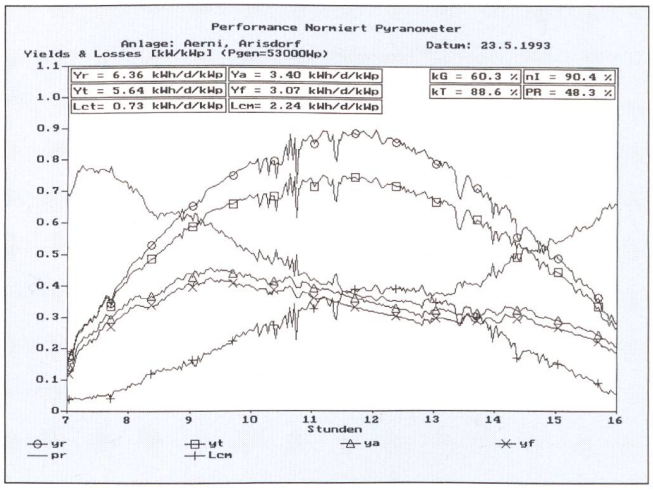


Bild 11 Normiertes Tagesdiagramm der Anlage Aerni in Arisdorf am 23. Mai 1993. An diesem Tag hatte der verwendete Wechselrichter offensichtlich ein schwerwiegendes Problem mit dem Maximum-Power-Point-Tracking. l_{CM} steigt im Laufe des Tages stark an. Deshalb liegen an diesem Tag sowohl k_G (etwa 60%) als auch *PR* (etwa 48%) sehr tief.

und 1. Bei kurzzeitigen Strahlungsspitzen («Cloud-Enhancement»-Situationen) sind bei Stationen im Flachland kurzzeitige Spitzen bis etwa 1,3, im Hochgebirge bis 1,8 denkbar. Diese Beschränkung des Variationsbereichs der so definierten Momentanwerte erleichtert das Einzeichnen dieser Funktionen in ein einziges, möglichst informatives Tagesdiagramm mit normierten Leistungswerten. In der Folge soll dieses Diagramm kurz als **normiertes Tagesdiagramm** bezeichnet werden. Das wichtigste Problem bei der praktischen Erstellung dieses Diagramms ist die Sicherstellung der Unterscheidbarkeit der verschiedenen Kurven an Tagen mit stark wechselnden Strahlungsverhältnissen. Steht Farbe zur Verfügung, werden die *Kurven am besten verschiedenfarbig* realisiert, andernfalls müssen sie durch verschiedene Symbole oder Strichformen unterschieden werden.

Aus den Momentanwerten y_r, y_T, y_a, y_f bzw. l_{CT}, l_{CM} und l_s kann man durch Integration über den betreffenden Tag die Tageswerte Y_r, Y_T, Y_a, Y_f bzw. L_{CT}, L_{CM}, L_s berechnen:

$$Y_i = \int_0^T y_i dt = \sum_k y_{ik} \cdot \Delta t \qquad (10)$$

resp.

$$L_i = \int_0^T l_i dt = \sum_k l_{ik} \cdot \Delta t \qquad (11)$$

Mit diesen Beziehungen können nun auch die Tageswerte für Y_T (**temperaturkorrigierter Strahlungs- bzw. Referenzertrag**), die **temperaturbedingten Generatorverluste** L_{CT} und die **nicht temperaturbedingten Generatorverluste** L_{CM} bestimmt werden.

Mit diesen Tageswerten können neben der Performanz *PR* noch weitere sinnvolle Verhältnisse definiert werden:

Temperatur-Korrekturfaktor

$$k_T = Y_T / Y_r \qquad (12)$$

Generator-Korrekturfaktor

$$k_G = Y_a / Y_T \qquad (13)$$

Bei netzgekoppelten Anlagen ferner:

Wechselrichter-Nutzungsgrad DC-AC

$$n_I = Y_f / Y_a \qquad (14)$$

Das normierte Tagesdiagramm, in dem die Werte y_r, y_T, y_a, y_f sowie l_{CM} und *pr* eingezeichnet sind, eignet sich besonders gut zur Beurteilung des betrieblichen Verhaltens einer Photovoltaikanlage. Bei einer gut konzipierten und einwandfrei funktionierenden Anlage liegt *pr* während des ganzen Tages im Idealfall nur wenig unter 1, und für die normierten nicht temperaturbedingten Generatorverluste gilt: $l_{CM} << 1$. Steigt der l_{CM}-Wert an, bedeutet dies, dass die Anlage die an sich verfügbare Solargeneratorleistung $y_T P_o$ nicht mehr voll abnimmt.

Bei **Inselanlagen** ist dieser Idealfall natürlich nicht immer erfüllt, denn eine Inselanlage ist meist darauf ausgelegt, auch einige Schlechtwettertage überbrücken zu können, das heisst sie verfügt über einen Akku als Energiespeicher. Dieser Akku muss auch ab und zu vollgeladen werden, damit er eine genügende Lebensdauer erreicht. Bei vollgeladenem Akku wird aber y_T nicht mehr voll ausgenützt, das heisst l_{CM} und auch der entsprechende Tageswert L_{CM} steigen an, wogegen *pr* und der Tageswert *PR* abfallen. Besonders krass ist diese Situation bei ganzjährig betriebenen Insel-

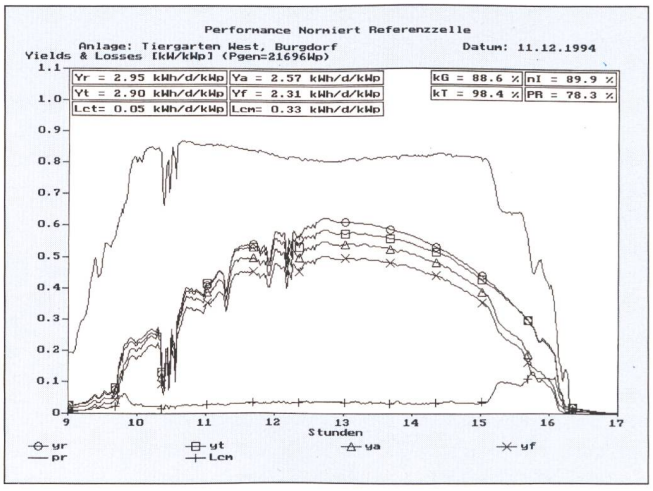


Bild 12 Normiertes Tagesdiagramm am 11. Dezember 1994 der 20-kW-Anlage auf der Westseite des ISB-Gebäudes [3]. Man erkennt, wie nach 15 Uhr durch die Beschattung der unteren Modulreihen l_{CM} deutlich ansteigt. l_{CM} ist somit auch ein guter Indikator für Teilbeschattungen des Solargenerators.

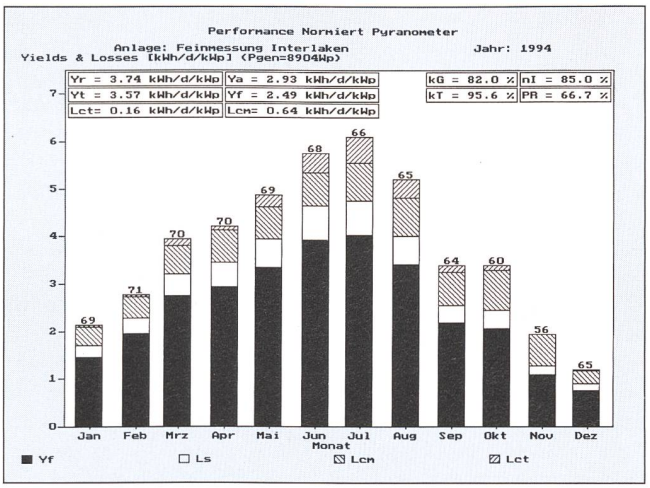


Bild 13 Normierte Jahresstatistik 1994 der IBI-Anlage in Interlaken. Man erkennt, dass im Oktober die L_{CM}-Verluste relativ zu den andern Werten zu gross sind, das heisst es muss in diesem Monat ein Problem vorliegen.

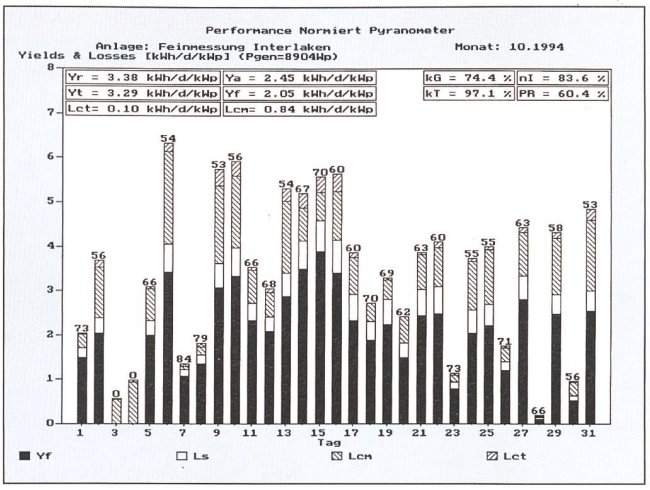


Bild 14 Normierte Monatsstatistik der IBI-Anlage in Interlaken für Oktober 1994. Man erkennt, dass offenbar im Laufe des 2. Oktober Probleme auftraten und dass die Anlage am 3. und 4. Oktober ausser Betrieb war. Ab dem 5. Oktober nahm die Anlage mit reduzierter Leistung den Betrieb wieder auf.

anlagen in gemässigten Zonen im Sommer. Bei Inselanlagen liegen die L_{CM}-Werte deshalb immer deutlich höher und die *PR*-Werte wesentlich tiefer als bei gut konzipierten netzgekoppelten Anlagen.

Bei einwandfrei funktionierenden **netzgekoppelten Anlagen** mit genügend grossem Wechselrichter (wechselstromseitige Wechselrichter-Nennleistung P_{In} etwa P_o oder sogar etwas darüber) ist dagegen der **l_{CM}-Wert ein guter Indikator für Anlagenprobleme**. Liegt l_{CM} über etwa 5 bis 10%, hat die Anlage in der Regel irgendein betriebliches Problem.

Da die Leistung des Solargenerators im praktischen Betrieb kaum je den Wert P_o erreicht, ist es meist sinnvoll, die Solargenerator-Nennleistung P_o etwas grösser als die Wechselrichter-Nennleistung P_{In} zu wählen, zum Beispiel um 10% bis 50% höher. Voraussetzung dazu ist natürlich, dass der Wechselrichter bei einem Überangebot an Leistung nicht einfach abschaltet, sondern zur Leistungsbegrenzung den MPP verlässt und weiter arbeitet. Dabei steigt natürlich der l_{CM}-Wert kurzzeitig an (meist über Mittag an schönen Tagen bei hohen y_T-Werten). Die Leistung y_f wird dabei meist auf einen relativ konstanten Wert begrenzt. Der L_{CM}-Wert (bzw. der Generator-Korrekturfaktor k_G) zeigt dabei den dadurch verlorenen normierten Tagesertrag an. In der übrigen Zeit (bei kleineren y_T-Werten) muss natürlich auch bei solchen Anlagen $l_{CM} << 1$ sein und *pr* nahe bei 1 liegen.

Anhand einiger Beispiele sollen nun die Möglichkeiten der normierten Tagesdiagramme näher vorgestellt werden.

Bild 7 zeigt das normierte Tagesdiagramm der Anlage Jungfraujoch am 22. November 1993. Bei dieser Anlage ist P_{In} etwa 1,8 kW, also wesentlich höher als P_o. Man erkennt, dass l_{CM} während des ganzen Tages sehr klein ist. L_{CM} ist deshalb auch sehr klein und k_G liegt nahe bei 1. Die Anlage funktionierte an diesem Tag somit ohne Probleme.

Bild 8 zeigt ein gedehntes normiertes Tagesdiagramm der gleichen Anlage am 3. Mai 1994. Um etwa 9.40 Uhr beginnt l_{CM} plötzlich anzusteigen und bleibt bis um 12.15 Uhr relativ hoch, was ein entsprechendes Absinken von *pr* zur Folge hat. Vermutlich wurde dieses Phänomen durch eine Dachlawine vor dem ostseitigen Generator ausgelöst. Der entstandene Schneewall bewirkt eine teilweise Abschattung dieser Generatorhälfte. Kurz nach Mittag rutscht der Schnee ab oder wird weggeschaufelt, l_{CM} fällt stark ab und *pr* steigt deutlich an. k_G ist an diesem Tag natürlich deutlich kleiner als bei Bild 7.

Bild 9 zeigt das normierte Tagesdiagramm für den 4. Januar 1995 der Anlage Birg auf einer Höhe von 2670 m (P_o = 4,134 kW_p), die mit einem leicht überdimensionierten Solargenerator ausgerüstet ist. Der Wechselrichter begrenzt die gleichstromseitige Eingangsleistung auf etwa 3,5 kW oder in normierter Darstellung bei y_a etwa 0,85. Da y_T an diesem schönen, kalten Wintertag einen Spitzenwert von etwa 1,12 erreicht, steigt l_{CM} über die Mittagszeit stark an und erreicht Spitzenwerte von etwa 0,28. Auch *pr* sinkt über die Mittagszeit deutlich ab und steigt erst am Nachmittag wieder an. L_{CM} liegt an diesem Tag bei 1,05 $kWh/kW_p/d$ statt vielleicht bei 0,4 $kWh/kW_p/d$, bei einer Anlage ohne überdimensionierten Solargenerator, das heisst es gehen etwa 0,65 kWh/kW_p durch die Leistungsbegrenzung des Wechselrichters verloren. Entsprechend tiefer liegt auch k_G, nämlich bei knapp 85%.

Bild 10 zeigt das normierte Tagesdiagramm der gleichen Anlage am 15. Januar 1995 nach einer Periode starker Schneefälle. Sobald die Sonne aufgeht, steigt l_{CM} sofort auf einen Wert von etwa 0,2 an und erreicht am Mittag gar Werte um 0,37. Entsprechend tief ist über den ganzen Tag auch *pr*. Obwohl auch dieser Tag strahlend schön ist, tritt über die Mittagszeit keine Leistungsbegrenzung auf. Offensichtlich fehlt an diesem Tag ein bestimmter Anteil der Solargeneratorleistung, weil dieser zum Teil eingeschneit ist. Ein ähnliches Tagesdiagramm ergäbe sich nach einem Ausfall einiger Stränge des Solargenerators infolge defekter Strangdioden oder Strangsicherungen. L_{CM} liegt an diesem Tag bei beachtlichen 2,24 $kWh/kW_p/d$ und k_G auf knapp 66%, *PR* sogar nur bei knapp 57%.

Bild 11 zeigt das normierte Tagesdiagramm des 23. Mai 1993 bei der Anlage Aerni in Arisdorf. An diesem Tag hat der verwendete Wechselrichter offenbar ein gravierendes Problem mit dem MPP-Tracking. l_{CM} steigt schon bei relativ tiefen Bestrahlungsstärken stetig an und erreicht über Mittag Werte um 0,4. Entsprechend tief ist auch *pr* über die Mittagszeit. Der Tageswert von L_{CM} liegt mit 2,24 $kWh/kW_p/d$ sehr hoch. k_G erreicht nur gut 60% und *PR* gar nur etwa 48%.

Bild 12 zeigt das normierte Tagesdiagramm am 11. Dezember 1994 einer Anlage mit einem dreiphasigen 20-kW-Wechselrichter, die am Photovoltaik-Testzentrum der ISB betrieben wird. Die Solarmodule dieser auf einem Sheddach montierten Anlage sind horizontal in Serie geschaltet,

so dass am späteren Nachmittag nicht beim ersten Schattenwurf des vorne liegenden Sheds die ganze Solargeneratorleistung ausfällt, sondern nur in Stufen entsprechend den bereits beschatteten Modulreihen. Ein Bild dieser Anlage ist in [3] zu finden. Man erkennt, dass nach 15 Uhr l_{CM} plötzlich auf ein neues Niveau ansteigt und nach 15.30 Uhr nochmals ansteigt. Entsprechend geht auch *pr* zurück. Dies ist auf die Beschattung der untersten bzw. zweituntersten Modulreihe zurückzuführen. l_{CM} reagiert also sehr deutlich auch auf Teilbeschattungen des Solargenerators durch nahe gelegene Objekte.

Eingrenzung von Fehlern mit den verschiedenen Darstellungsarten

Die Unterteilung der Generatorverluste L_C in die temperaturbedingten Generatorverluste L_{CT} und die nicht temperaturbedingten Generatorverluste L_{CM} ist auch bei der normierten Jahres-, Monats- und Tagesstatistik zweckmässig und ermöglicht eine genauere Analyse von aufgetretenen Problemen. Falls nur *Stundenwerte als Ausgangsmaterial* für die Berechnung von Y_T und die Aufteilung von L_C in L_{CT} und L_{CM} zur Verfügung stehen, sollte darauf geachtet werden, dass für die *Zellentemperatur strahlungsgewichtete Temperaturmesswerte* zur Verfügung stehen, um eine möglichst hohe Genauigkeit zu erzielen. Durch sukzessiven Einsatz der verschiedenen normierten Statistiken und des normierten Tagesdiagramms ist die Erkennung von Fehlern und ihren Ursachen dann ziemlich einfach, wie das nachfolgende Beispiel zeigt.

Bild 13 zeigt eine derartige normierte Jahresstatistik 1994 der Anlage der Industriellen Betriebe Interlaken (IBI), die mit vier im Master-Slave-Betrieb arbeitenden 1,8-kW-Wechselrichtern ausgerüstet ist. Man erkennt sofort, dass im Oktober 1994 die L_{CM}-Verluste relativ zu hoch sind. Für die genauere Untersuchung wird eine normierte Monatsstatistik gemäss Bild 14 erstellt. Hier erkennt man, dass die Anlage am 2. Oktober 1994 Probleme bekam. Eine normierte Tagesstatistik dieses Tages (Bild 15) zeigt, dass die Anlage zwischen 13 und 14 Uhr total ausfiel (Defekt am Master-Wechselrichter), was an einem plötzlichen starken Abfall der Stunden-*PR*-Werte erkennbar ist. Die Stunden-L_{CM}-Werte steigen gleichzeitig auf die Stundenwerte von Y_T, das heisst der Wechselrichter nimmt keine Leistung vom Solargenerator mehr auf. Eine noch feinere Analyse dieses Ausfalls ermöglicht das für die kritische Zeit gedehnte normierte Tagesdiagramm (Bild 16, Darstellung normierter 5-Minuten-Messwerte). Man erkennt, dass sich der Ausfall bereits in den Messwerten von 13.35 Uhr durch ein temporäres Maximum-Power-Tracking-Problem vorankündigt (starker l_{CM}-Anstieg, kombiniert mit entsprechendem *pr*-Abfall). Die Messwerte um 13.40 Uhr sind wieder normal. Der eigentliche Ausfall erfolgt etwa um 13.42 Uhr und äussert sich erstmals in den Messwerten von 13.45 Uhr. Danach steigt l_{CM} auf y_T und *pr* sowie y_f sinken auf 0, das heisst die Anlage ist ausgefallen. Am 3. und 4. Oktober war die Anlage ausser Betrieb. In Bild 14 erkennt man, dass sie am 5. Oktober wieder provisorisch mit nur zwei Wechselrichtern in Betrieb genommen wurde. Ab 14. Oktober waren sogar wieder drei Wechselrichter im Betrieb, die *PR*-Tageswerte an schönen Tagen stiegen wieder deutlich an. Am 16. Oktober trat erneut ein Hardware-Defekt auf, diesmal nur an einem Slave-Wechselrichter. Im weiteren Verlauf des Monats lief die Anlage nur noch mit zwei Wechselrichtern, was die tiefen *PR*-Werte an schönen Tagen erklärt.

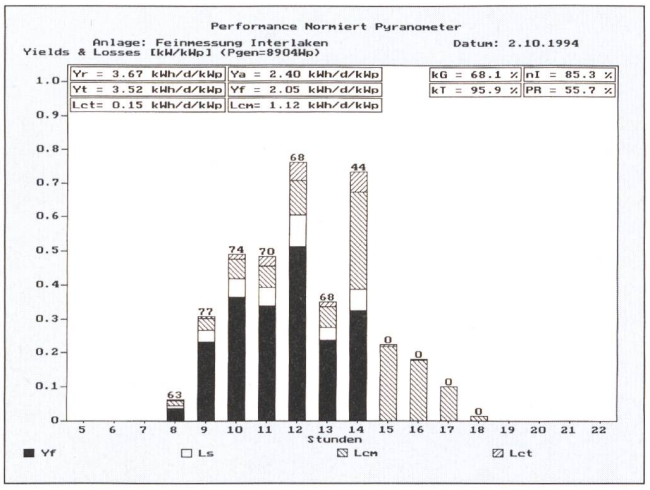


Bild 15 Normierte Tagesstatistik für den 2. Oktober 1994 für die IBI-Anlage Interlaken. Man erkennt, dass die Anlage zwischen 13 und 14 Uhr ausfiel.

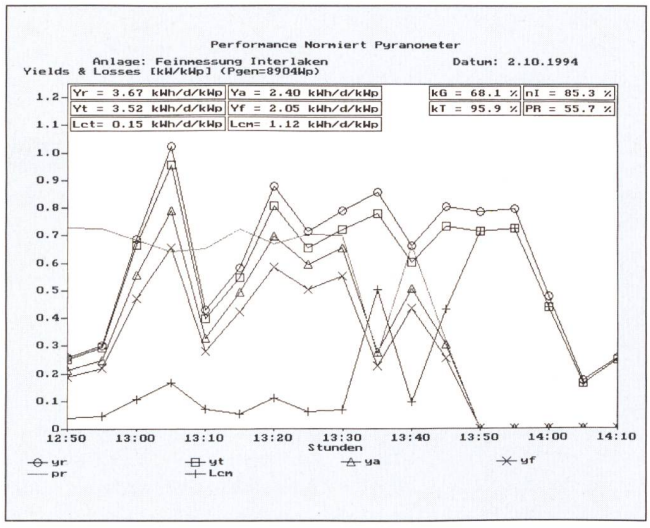


Bild 16 Detailanalyse des Ausfalls vom 2. Oktober 1994 durch ein gedehntes normiertes Tagesdiagramm der IBI-Anlage Interlaken für die Zeit zwischen 12.50 bis 14.10 Uhr (mit 5-Minuten-Mittelwerten). Der Ausfall der Anlage kündigt sich bereits in den Messwerten von 13.35 Uhr durch ein temporäres MPP-Tracking-Problem (Anstieg von l_{CM}, Einbruch von pr) an. Um etwa 13.42 Uhr erfolgt der endgültige Ausfall des Master-Wechselrichters, die Energieproduktion der ganzen Anlage sinkt auf 0. Als Folge davon sinkt y_f und *pr* ebenfalls auf 0.

Verdankungen

Wir danken Herrn S. Oberli, Assistent an der ISB, der wesentliche Teile der Software (unter anderem die Grafikmodule) entwikkelt hat, die in dieser Arbeit verwendet wurde. Er stand uns auch bei Problemen mit dem Weiterausbau der von ihm entwikkelten Grundsoftware mit Rat und Tat zur Seite.

Der Aufbau der Messtechnik und die Entwicklung eines grossen Teils der in dieser Arbeit verwendeten Software erfolgte im Rahmen eines vom Bundesamt für Energiewirtschaft (BEW) und vom Wasser- und Energiewirtschaftsamt (WEA) des Kantons Bern finanzierten Projektes. Der Bau der Anlage auf dem Jungfraujoch wurde überdies von mehreren Firmen und Institutionen unterstützt [2]. Die Photovoltaik-Aktivitäten der Ingenieurschule Burgdorf wurden und werden auch von den Industriellen Betrieben Burgdorf (IBB), der Bernischen Kraftwerke AG (BKW) und dem Elektrizitätswerk der Stadt Bern (EWB) unterstützt. All diesen Firmen und Institutionen sei an dieser Stelle für ihre wertvolle Unterstützung herzlich gedankt. Ferner danken wir auch der Firma Atlantis Energie AG, die

uns den Zugriff auf die Messdaten zweier von ihr erstellten Anlagen ermöglicht hat. Dank gebührt auch der Elektrowatt Ingenieurunternehmung (EWI), welche uns die Ertragsdaten der Anlage Mont-Soleil zur Verfügung gestellt hat.

Zusammenfassung und Ausblick

Durch die in dieser Arbeit vorgestellten erweiterten normierten Darstellungen kann das Betriebsverhalten von Photovoltaikanlagen verschiedener Grösse und an unterschiedlichen Standorten im Detail analysiert und verglichen werden. Wird bei einer Photovoltaikanlage ein etwas detaillierteres Messprogramm durchgeführt, sollte nicht nur die Umgebungstemperatur, sondern unbedingt auch die Zellen- oder Modultemperatur T_C gemessen werden. Mit dieser Grösse können die Generator- oder Feldverluste in den temperaturbedingten und nicht temperaturbedingten Anteil aufgespalten werden, was eine wesentlich genauere Untersuchung erlaubt. Stehen Messwerte in kürzeren Messintervallen als eine Stunde zur Verfügung, ermöglicht die Darstellung der normierten Leistungen und Verluste im normierten Tagesdiagramm eine noch feinere Analyse.

Literatur

[1] Guidelines for the Assessment of Photovoltaic Plants, Document B: Analysis and Presentation of Monitoring Data, Issue 4.1, June 1993.

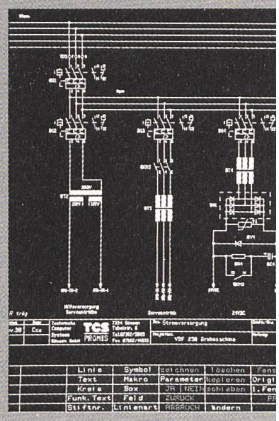
[2] *H. Häberlin, Ch. Beutler* und *S. Oberli*: Die netzgekoppelte 1,1-kW-Photovoltaikanlage der ISB auf dem Jungfraujoch. Bulletin SEV/VSE 10/1994.

[3] *H. Häberlin*: Das neue 60-kW$_p$-Photovoltaik-Testzentrum der Ingenieurschule Burgdorf. Bulletin SEV/VSE 22/94.

Analyse du comportement d'exploitation d'installations photovoltaïques par représentation normalisée du rendement énergétique et de la puissance

Le JRC à Ispra (Italie) a proposé une analyse normalisée des données, qui devrait permettre de comparer objectivement la production d'énergie et le comportement d'exploitation d'installations photovoltaïques de tailles différentes [1]. De telles représentations sont déjà appliquées depuis un certain temps dans d'autres secteurs de l'économie électrique. L'étude tient en premier lieu à présenter cette représentation axée avant tout sur des installations raccordées au réseau. Des extensions de cette méthode que nous avons développées sont elles aussi présentées ici; elles visent à augmenter la valeur informative des graphiques et à obtenir une analyse détaillée des défauts de fonctionnement sporadiques (tels que «maximum power tracking» sur l'onduleur, périodes d'ombre ou enneigement qui peuvent perturber le générateur). Pour finir, l'article présente les interprétations possibles en s'appuyant sur quelques exemples.

Wie Sie automatisch zu besseren Schaltplänen kommen



Ganz einfach – mit Promis, dem CAE-System der TCS Buchs AG. Denn Promis verknüpft und überwacht grafische und logische Informationen, erstellt Schaltpläne, liefert Dokumentationsunterlagen und gibt automatisch Klemmenpläne, Schaltschrank-Layouts und Stücklisten aus. Und das auf einer breiten Hardware-Plattform, sowohl unter UNIX wie auch unter MS-DOS. Dabei spielt es keine Rolle, ob Sie nach europäischen oder US-Normen arbeiten.

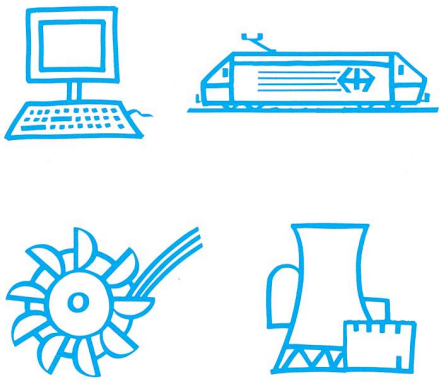
Kein Wunder, denn Promis basiert auf den Erfahrungen von Experten. Interessiert? Dann schreiben Sie uns.

promis

DAS CAE-SYSTEM FÜR DIE ELEKTRO-TECHNIK.

Technische Computer Systeme
Buchs AG, Fabrikstr. 19, CH-9470 Buchs
Telefon 085/65259, Fax 085/62937

Aufschwung. Mit Strom.



BEP/PUBLICIS • FCB 94

Zum Glück geht's endlich wieder aufwärts mit der Wirtschaft. Aber von nichts kommt nichts. Aufschwung heisst: wieder mehr Arbeit, wieder mehr Produktion. Das braucht Energie - vor allem elektrische Energie. Gerade an der Spitze der fortschrittlichsten Entwicklungen, dort, wo die zukunftsträchtigsten Trends liegen – bei der Informatik, im Dienstleistungssektor, in der High Tech, bei Robotik, Automation, Kommunikation – spielt Strom die erste Geige. Wir sorgen dafür, dass der Strom für den Aufschwung immer bereit ist.

VSE
UCS
8023 Zürich

SCHWEIZER ELEKTRIZITÄT
DER DRAHT MIT ZUKUNFT