Zeitschrift: bulletin.ch / Electrosuisse
Herausgeber: Electrosuisse
Band: 95 (2004)
Heft: 10

Artikel: Netzgekoppelte Photovoltaikanlage Jungfraujoch
Autor: Häberlin, Heinrich
DOI: https://doi.org/10.5169/seals-857942

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: 14.09.2025

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

Netzgekoppelte Photovoltaikanlage Jungfraujoch:

10 Jahre störungsfreier Betrieb mit Rekordenergieerträgen

Die höchstgelegene netzgekoppelte Photovoltaikanlage der Welt auf dem Jungfraujoch (3454 m ü.M.) wurde durch das Photovoltaiklabor der HTI im Sommer und Herbst 1993 geplant und realisiert. Die Anlage Jungfraujoch arbeitet seit ihrer Inbetriebnahme Ende Oktober 1993 nunmehr seit mehr als 125 Monaten störungsfrei mit einer Verfügbarkeit von Energieproduktion und Messdaten von 100% . Der Betrieb einer PV-Anlage in derartigen Höhenlagen ist ein extremer Stress für alle Komponenten. Anlagekomponenten, die sich in derart extremen Umweltbedingungen bewähren, sollten auch unter normalen Betriebsbedingungen sehr zuverlässig arbeiten. Gegenüber den ersten Betriebsjahren konnte der Energieertrag durch einige Verbesserungen der Anlage sogar noch etwas gesteigert werden.

■ Heinrich Häberlin

Einführung

Die PV-Anlage Jungfraujoch ist wahrscheinlich immer noch die höchstgelegene netzgekoppelte PV-Anlage der Welt. Sie ist ans schweizerische und damit auch an das europäische Verbundnetz angeschlossen. Sie funktioniert seit dem 27. Oktober 1993 störungsfrei und hatte bisher einer Verfügbarkeit von Energieproduktion und Messdaten von 100% (Bild 1) .

Aufbau der Anlage

Der Solargenerator besteht aus 24 Modulen Siemens M75 (48 W_p) mit einer Nennleistung von 1152 W_p. Sie sind senkrecht an die Aussenfassade der internationalen Forschungsstation Jungfraujoch montiert. Auf dieser Höhe treten von Zeit zu Zeit STC-Bedingungen auf, deshalb ist es möglich, direkt aus den Messdaten die effektive Leistung des PV-Generators zu bestimmen, indem die gemessene DC-Leistung am Wechselrichter bei STC um die rechnerischen Verluste in der Verdrahtung und an den Strangdioden erhöht wird (STC = Standard-Testbedingungen, Einstrahlung 1 kW/m², Zellentemperatur 25 °C). Die so bestimmte effektive STC-Leistung beträgt 1130 W_p. Der erste Teilgenerator hat eine Westabweichung von 12° gegen Süden, der zweite eine von 27°.

Die von den Modulen produzierte Energie wurde zunächst von einem Wechselrichter Top Class 1800 ins Netz eingespeist. Nach 32 Monaten mit sehr guten Betriebserfahrungen konnte der Energieertrag der Anlage noch etwas erhöht werden durch die Elimination der Strangdioden und den Ersatz des Wechselrichters durch ein verbessertes Modell (Top Class 2500/4 Grid III).

Bild 2 zeigt ein Blockschema der Anlage. Folgende Grössen werden gemessen:

- Einstrahlung in die Ebene jedes Teilgenerators mit je einem beheizten Pyranometer und einer Referenzzelle
- Modultemperatur für beide Teilgeneratoren
- Umgebungstemperatur
- Von jedem Teilgenerator produzierter Gleichstrom
- Gleichspannung am Wechselrichtereingang
- Wechselspannung am Wechselrichterausgang
- Ins Netz eingespeiste Wechselstromleistung

Diese Werte werden alle zwei Sekunden abgetastet. Die Daten werden temporär in einem Datenlogger Campbell

Bild 1 Blick auf die eine Hälfte des Solargenerators der PV-Anlage (1,1 kW_p) an der Fassade der hochalpinen Forschungsstation Jungfraujoch (3454 m, etwa 46,5°N). Am rechten Bildrand sind zwei Strahlungssensoren (ein Pyranometer und eine Referenzzelle) zu erkennen.

Adresse des Autors
Prof. Dr. *Heinrich Häberlin*
Berner Fachhochschule, Hochschule für Technik und Informatik (HTI)
Fachbereich Elektro- und Kommunikationstechnik, Photovoltaiklabor
Jlcoweg 1, CH-3400 Burgdorf
E-Mail: heinrich.haeberlin@bfh.ch
Internet: www.pvtest.ch

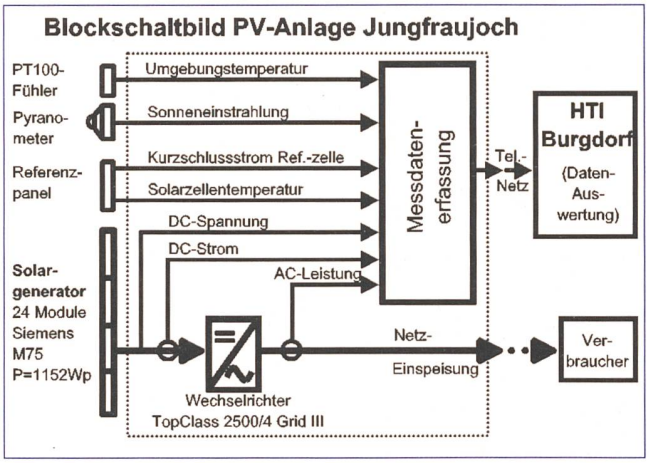

Bild 2 Blockschema der netzgekoppelten PV-Anlage Jungfraujoch (1,152 kW_p nominal, 1,13 kW_p effektiv) der HTI Burgdorf auf dem Jungfraujoch (3454 m).

Bild 3 Massive Schneebedeckung der Osthälfte des PV-Generators am 7. Mai 2001. Da je 4 Module in Serie geschaltet sind, ist die Produktion dieses Teilgenerators unter diesen Bedingungen fast 0.

CR10 gespeichert. Unter normalen Bedingungen werden daraus alle 5 Minuten Mittelwerte berechnet und abgespeichert. Im Falle einer Störung stehen jedoch die Originaldaten als Error-File zur Verfügung, was eine detaillierte Analyse des Fehlers erlaubt. Jeden Tag werden die Daten am frühen Morgen mit einem Telefonmodem automatisch zur weiteren Analyse und Speicherung ans PV-Labor in Burgdorf übermittelt.

Um eine optimale Zuverlässigkeit zu erhalten, ist eine richtige mechanische und elektrische Dimensionierung unabdingbar. Die an diesem Ort auftretenden Windlasten sind extrem hoch, und wegen der häufigen Gewitter ist ein guter Blitz- und Überspannungsschutz unerlässlich.

Betriebserfahrungen und Zuverlässigkeit

Seit Betriebsbeginn hat die Anlage ohne irgendwelche Schäden folgenden hochalpinen Beanspruchungen standgehalten:

- **Schwere Stürme** mit Windgeschwindigkeiten bis über 250 km/h. Dies stellt einen sehr harten Test für die mechanischen Komponenten und die Konstruktion dar.
- **Gewitter** mit schweren Blitzeinschlägen, die in andern Experimenten, die nicht genügend geschützt waren, Überspannungsschäden verursachten.
- **Strahlungsspitzen** mit Werten bis 1720 W/m². Derartige Spitzen können an diesem Standort während «Cloud-Enhancement-Situationen» (wolkenbedingte Strahlungserhöhungen) auftreten, weil die vom Himmel stammende Strahlung durch diffuse Reflexionen vom Gletscher vor dem Solargenerator noch zusätzlich erhöht wird. Wegen der Proportionalität von Einstrahlung und DC-Leistung sind solche Spitzen eine harte Belastung für den Wechselrichter.
- **Grosse Temperaturdifferenzen**: An einem kalten Wintertag kann der Abfall der Solargeneratortemperatur nach Sonnenuntergang 40 °C in 30 Minuten übersteigen. Die gemessenen Solargeneratortemperaturen schwankten im Bereich von –29 °C bis +66 °C.
- **Schnee- und Eisbedeckung** des Solargenerators: Im Frühling sind Schneehöhen von mehr als 3 m möglich. Die resultierende Schneehöhe hängt nicht nur von der Schneemenge, sondern auch von der Windgeschwindigkeit und der Windrichtung während und nach dem Schneefall ab. Manchmal wird die Energieproduktion aber auch durch massive Reifbedeckung und Schatten von riesigen Eiszapfen vor dem PV-Generator beeinträchtigt.

	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	Mittelwert 1994–2003
Y_f (kWh/kW$_p$/a)	1272	1404	1454	1504	1452	1330	1372	1325	1400	1467	1398
$PR = Y_f/Y_r$ (%)	81.8	84.1	84.7	85.3	87.0	84.8	84.6	78.6	85.2	84.9	84.2

Tabelle 1: Spezifischer Jahresenergieertrag (bezüglich effektiver STC-Leistung) und Performance Ratio von 1994 bis 2003.
1999 – 2001 war die Energieproduktion durch den Ersatz der Fenster an der Fassade der hochalpinen Forschungsstation beeinträchtigt. Im Frühjahr 2001 war die Produktion wegen einer lang dauernden Schneebedeckung der östlichen Hälfte des Solargenerators relativ tief. Der Winterenergieanteil bewegte sich in all diesen Jahren zwischen 43,2% und 50,7% mit einem Mittelwert von 46,2%. In der Rekordperiode von März 1997 bis Februar 1998 (12 Monate) betrug der Jahresendertrag 1541 kWh/kW$_p$, der Winterenergieanteil 46,2% und die mittlere Performance Ratio 85,2%. Solche Erträge sind für eine Anlage in Mitteleuropa absolut hervorragend und wären auch für südeuropäische Anlagen noch sehr beachtlich.

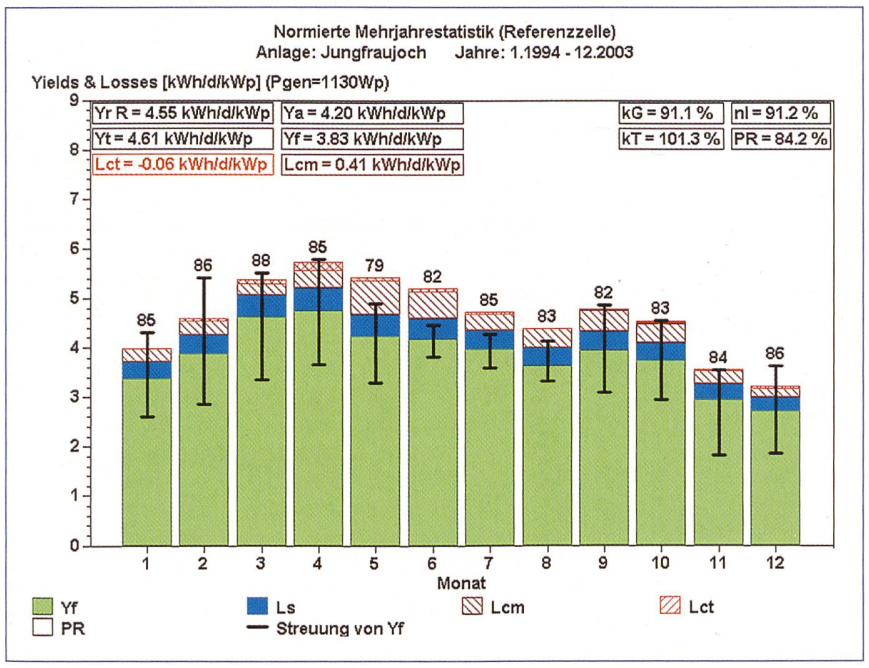

Bild 4 Normierte monatliche Energieproduktion für das Durchschnittsjahr zwischen 1994 und 2003 für die PV-Anlage Jungfraujoch (Einstrahlung mit Referenzzelle gemessen). Teilweise Schneebedeckungen des PV-Generators im Frühling haben höhere L_{CM}-Werte und tiefere *PR*-Werte speziell in den Monaten Mai und Juni zur Folge. Die Produktion von August bis Oktober ist infolge der Teilbeschattungen zwischen 1999 und 2001 auch etwas beeinträchtigt. Die monatlichen *PR*-Werte liegen zwischen 79% und 88%, das Jahresmittel beträgt 84,2%. Hinweis: Wenn die Werte auf die Generatornennleistung von 1,152 kW_p bezogen wären, lägen Y_f und *PR* etwa 2% tiefer.

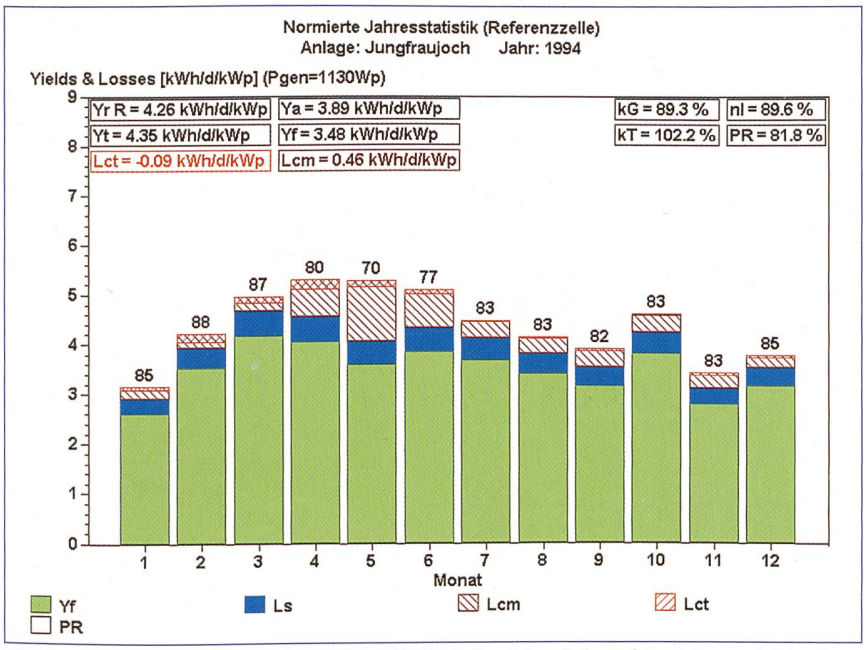

Bild 5 Normierte monatliche Energieproduktion für 1994, dem Jahr mit der tiefsten Jahresproduktion in 10 Jahren. Von April bis Juni ist die Energieproduktion durch Schnee beeinträchtigt.

Im Sommer 1999, 2000 und 2001 mussten die Fenster an der Fassade der Forschungsstation ersetzt werden. Deshalb musste ein Gerüst errichtet werden, das in diesen Jahren in den Monaten August bis Oktober eine zeitweise Teilbeschattung des PV-Generators zur Folge hatte. Während der Arbeiten im Jahre 2001 wurde ein Modul mechanisch beschädigt. Beim Ersatz dieses Moduls wurde bemerkt, dass sich bei einem andern Modul im Westgenerator an der Unterkante De-laminationen zu entwickeln begannen. Bei einer visuellen Inspektion zwei Jahre zuvor war davon noch nichts bemerkt worden, deshalb schien sich diese Dela-mination relativ rasch entwickelt zu haben. Sie wurde wahrscheinlich durch Feuchtigkeit verursacht, die von der Kante her ins Modul eindrang und eine beginnende elektrolytische Zersetzung der Nachbarzellen verursachte. Es wurde zwar noch kein messbarer Leistungsabfall des PV-Generators registriert, aber als Vorsichtsmassnahme wurde das Modul im Herbst 2001 ebenfalls ersetzt.

In mehr als zehn Jahren Betrieb unter extremen klimatischen Bedingungen zeigte nur eines von 24 Modulen sichtbare Zeichen einer Degradation, die von natürlichen Einflüssen verursacht wurde. Vor seinem Ersatz wurde allerdings kein Abfall der elektrischen Leistung registriert. Das einzige betriebliche Problem sind die manchmal grossen Schneemengen im Frühjahr, die eine zeitweise Schneebedeckung der Osthälfte des PV-Generators bewirken können (Bild 3), welche dann einen Verlust der Produktion dieser Generatorhälfte von einigen Tagen bis einigen Wochen zur Folge hat.

Datenerfassungssystem

Das Datenerfassungssystem mit einem Datenlogger CR10 arbeitete ebenfalls ohne grössere Probleme. Die Verfügbarkeit der Messdaten (AMD) war bisher 100%.

Leider hatte das Lüftungssystem des Pyranometers nicht die gleiche Zuverlässigkeit wie das übrige System. Da das gelieferte Speisegerät unterdimensioniert war, fiel es nach kurzer Zeit bereits aus. Deshalb waren die Pyranometer zwischen Dezember 1993 und Juni 1994 zeitweise mit Schnee oder Eis bedeckt. Dieser Mangel konnte durch den Einbau einer eigenen Speisung behoben werden. Im Februar 1994 trat zudem ein Fehler von etwa 2% im Wirkleistungsumformer auf, der mit der vorhandenen redundanten Messtechnik entdeckt und korrigiert werden konnte. Das defekte Gerät wurde ebenfalls ersetzt. Im Februar 2003 trat zudem ein Defekt bei einem DC-DC-Wandler auf, der einige der Sensoren speiste. Glücklicherweise konnten auch dieses Mal die fehlenden Daten mit Hilfe der noch vorhandenen Daten rekonstruiert werden.

Mittlere normierte Jahresenergieproduktion und Performance Ratio von 1994–2003

Um die Leistung von PV-Anlagen verschiedener Grösse und an verschiedenen Orten miteinander vergleichen zu können, sind normierte Grössen sehr nütz-

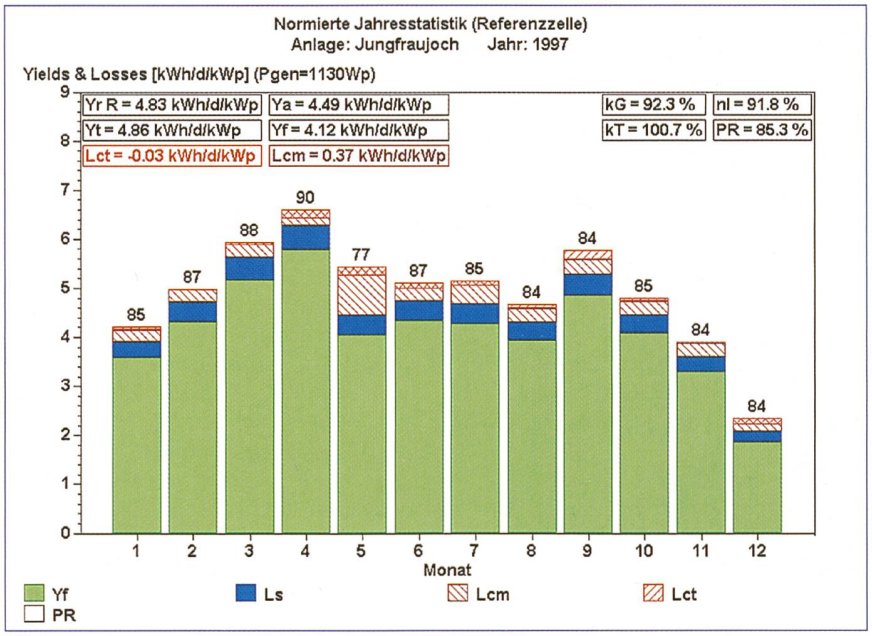

Bild 6 Normierte monatliche Energieproduktion für 1997, dem Jahr mit der höchsten Jahresproduktion in zehn Jahren.

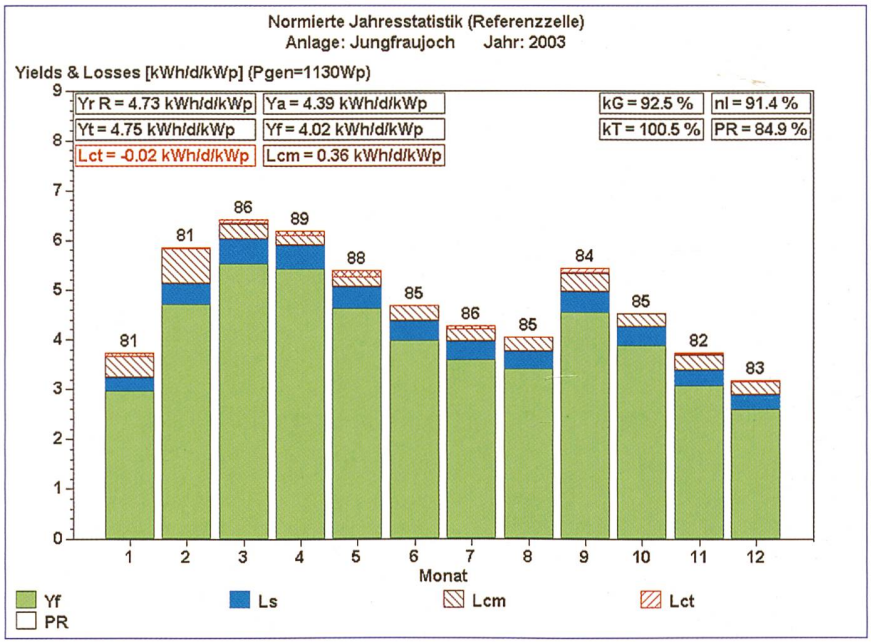

Bild 7 Normierte monatliche Energieproduktion für 2003, dem Jahr mit der zweithöchsten Jahresproduktion und den höchsten Modultemperaturen in 10 Jahren.

lich. Wird die Energieproduktion in einem gegebenen Zeitraum (Monat, Jahr) durch die Solargenerator-Spitzenleistung dividiert (bei Jungfraujoch 1,13 kW_p), erhält man den Generatorertrag Y_a (DC) und den Endertrag Y_f (AC). Den Strahlungsertrag Y_r erhält man, indem die in der gleichen Periode gemessene Strahlungssumme in die Ebene des PV-Generators durch 1 kW/m^2 dividiert wird. Wenn die Generatortemperatur gemessen wird, kann damit auch der temperaturkorrigierte Strahlungsertrag Y_T berechnet werden, indem die temperaturbedingte Reduktion des Wirkungsgrades der Solarmodule berücksichtigt wird (Details siehe [2]). Durch Verwendung durchschnittlicher Tageswerte kann zudem der Einfluss der verschiedenen Monatslängen eliminiert werden.

In Bild 4 wird eine normierte Jahresstatistik für das Durchschnittsjahr zwischen 1994 und 2003 mit Monatswerten von Y_f, Y_a, temperaturkorrigiertem Strahlungsertrag Y_T und Strahlungsertrag Y_r dargestellt. Alle Werte sind auf die effektive PV-Generatorleistung bezogen. Die thermischen Generatorverluste $L_{CT} = Y_r - Y_T$, die nichtthermischen Generator-Verluste $L_{CM} = Y_T - Y_a$, die Systemverluste $L_S = Y_a - Y_f$ und die Performance Ratio $PR = Y_f/Y_r$ (Zahl oben an Balken) sind ebenfalls dargestellt [2].

In den Bildern 5 bis 7 werden normierte Jahresstatistiken für das Jahr mit der tiefsten und der höchsten Jahresproduktion sowie für 2003, dem Jahr mit dem zweithöchsten Energieertrag, aber den höchsten durchschnittlichen Modultemperaturen dargestellt. In all diesen Diagrammen wurde die Einstrahlung mit einer Referenzzelle gemessen.

Im Jahre 1997 war die Einstrahlung und der Energieertrag in der Zeit von 1994 bis 2003 am höchsten. Im Jahre 2003 wurden im Mittelland Rekordwerte von Einstrahlung und Sommertemperaturen erreicht. Auf Jungfraujoch jedoch war 2003 bezüglich Einstrahlung in die Solargeneratorebene und Energieertrag nur das zweitbeste Jahr in der Beobachtungsperiode, dagegen erreichte die strahlungsgewichtete Modultemperatur einen Spitzenwert (leicht über dem Wert des Rekordjahres 1997).

Normierte Jahresenergieproduktion der PV-Anlage Jungfraujoch im Vergleich mit anderen Anlagen in der Schweiz

Bild 8 zeigt die normierte monatliche Energieproduktion bezogen auf die Solargenerator-Spitzenleistung in den Jahren 1994 bis 2003 für eine PV-Anlage auf einem Einfamilienhaus in Burgdorf (3,18 kW_p, 540 m ü.M.), für die grosse PV-Anlage Mont Soleil (560 kW_p, 1270 m ü.M.) und für die PV-Anlage Jungfraujoch (1,15 kW_p, 3454 m ü.M.).

Im Sommer 1996 wurde die Energieproduktion der Anlage in Burgdorf durch einen Wechselrichterausfall beeinträchtigt, der während der Ferien des Eigentümers auftrat und deshalb nicht sofort bemerkt wurde. Bei PV-Anlagen im Mittelland, das im Herbst und Winter oft von Nebel oder Hochnebel bedeckt ist, variiert die Energieproduktion im Jahresverlauf sehr stark zwischen einem Maximum im Sommer und einem tiefen Minimum im Winter. Bei der erwähnten Anlage in Burgdorf beträgt das Verhältnis zwischen Sommermaximum und Winterminimum etwa 10:1. Der Winterenergieanteil (Oktober bis März) liegt an solchen Orten knapp unter 30%.

Bei der Anlage Mont Soleil auf 1270 m ist das Verhältnis zwischen Sommer-Maximum und Winterminimum geringer, die Energieproduktion gleichmässiger, und

der Winterenergieanteil ist höher. In einigen Jahren tritt ein Sommermaximum wie bei Mittellandanlagen auf, in anderen Jahren treten dagegen zwei Maxima im Frühling und im Herbst auf (wie bei der Anlage Jungfraujoch).

Bei der Anlage Jungfraujoch ist die Situation noch besser. Die jährliche Energieproduktion ist viel höher als an anderen Standorten, und die monatliche Energieproduktion ist viel besser über das ganze Jahr verteilt und relativ konstant. Das Verhältnis zwischen Maximum und Minimum ist normalerweise nur knapp über 2 (Ausnahme 1997: knapp 3) und der Winterenergieanteil liegt zwischen 43,2% und 50,7% mit einem Mittelwert von 46,2%.

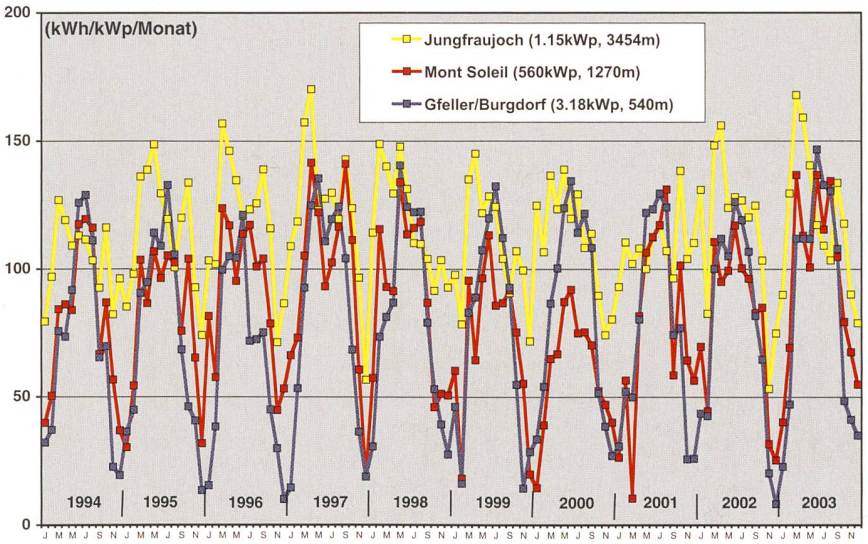

Bild 8 Normierte monatliche Energieproduktion (bezogen auf Solargenerator-Nennleistung) der PV-Anlagen Jungfraujoch (1,15 kW_p), Mont Soleil (560 kW_p) und Gfeller/Burgdorf (3,18 kW_p) in den Jahren 1994 bis 2003.

Schlussbemerkungen

Die Anlage Jungfraujoch ist nun seit über zehn Jahren erfolgreich im Betrieb. Dank des Anstellwinkels von 90° und der hohen Sonneneinstrahlung im Winter ist die Energieproduktion der PV-Anlage Jungfraujoch während des ganzen Jahres relativ konstant. Statt des üblichen Sommermaximums und Winterminimums (der Unterschied kann bei Mittellandanlagen bis zu 10 betragen, siehe Bild 8), treten üblicherweise zwei Maxima auf, ein höheres im Frühjahr (März, April oder Mai) und ein niedrigeres im Herbst (September oder Oktober). Dank des hohen Albedos des Gletschers vor dem Solargenerator wird auch im Sommer viel Diffusstrahlung auf den Generator reflektiert, sodass die Sommerproduktion trotz des Anstellwinkels von 90° nicht allzu stark einbricht und bemerkenswert hoch ist.

Das einzige grössere betriebliche Problem sind temporäre Schneebedeckungen, die oft im Frühjahr auftreten. Dank des Anstellwinkels von 90° ist dieses Problem jedoch nicht sehr schwer wiegend. Mit einer grösseren Höhe des PV-Generators über Grund (z. B. 5 m bis 7 m statt nur 3 m) würde dieses Problem wahrscheinlich kaum mehr auftreten.

Die Energieproduktion und die Performance Ratio der hochalpinen PV-Anlage auf Jungfraujoch erreichte während der letzten zehn Jahre Rekordwerte. Somit konnte gezeigt werden, dass ein zuverlässiger Betrieb einer netzgekoppelten PV-Anlage und sehr hohe Energieerträge unter den extremen klimatischen Bedingungen in den Hochalpen möglich sind. Die mit dieser Anlage gewonnenen Erfahrungen werden bei der möglichen Realisierung anderer hochalpiner PV-Anlagen sehr nützlich sein.

Verdankungen

Ich danke allen Institutionen, die dieses Projekt finanziell unterstützt haben. Die in diesem Beitrag beschriebenen Arbeiten wurden vom Bundesamt für Energie (BFE), dem WEA des Kantons Bern (1992-1995), dem PSEL (1996–1999) und Gesellschaft Mont Soleil (seit 2000) unterstützt. Der Bau der Anlage selbst wurde vom BFE, VSE (Verband Schweizerischer Elektrizitätswerke), Siemens Solar (Module), Fabrimex Solar (Wechselrichter) und den Jungfraubahnen finanziert. Dank gebührt auch der hochalpinen Forschungsstation Jungfraujoch, welche die Anlage an und in ihrem Gebäude beherbergt. Die PV-Aktivitäten der HTI im Allgemeinen werden auch durch die Localnet AG, Burgdorf, unterstützt. Mein spezieller Dank geht an Christian Beutler und Christian Renken, die das Projekt in der Zeit von 1992 bis 1997 bzw. 1997 bis 2004 betreuten. Dank gebührt auch Simon Oberli, der auch am Bau der Anlage und der Entwicklung der Auswertesoftware mitwirkte und Christof Geissbühler, der die Anlage ab 2004 weiter betreut.

Literatur

[1] *H. Häberlin, Ch. Beutler und S. Oberli*: «Die netzgekoppelte 1,1-kW-Fotovoltaikanlage der Ingenieurschule Burgdorf auf dem Jungfraujoch». Bulletin SEV/VSE 10/94.

[2] *H. Häberlin und Ch. Beutler*: «Analyse des Betriebsverhaltens von Photovoltaikanlagen durch normierte Darstellung von Energieertrag und Leistung». Bulletin SEV/VSE 4/95.

[3] *H. Häberlin*: «Grid-connected PV plant on Jungfraujoch in the Swiss Alps». *Erschienen in:* Michael Ross und Jimmy Royer (Editors): «Photovoltaics in Cold Climates». James and James, London, 1999, ISBN 1-873936-89-3.

Viele weitere Informationen über die Aktivitäten des Photovoltaiklabors der HTI in Burgdorf: http://www.pvtest.ch

partner brenet
building and renewable energies network of technology

Das PV-Labor der HTI ist auch Partner im nationalen Kompetenznetzwerk BRENET (Gebäudetechnik und erneuerbare Energien).

Installation photovoltaïque couplée au réseau sur le Jungfraujoch

L'installation photovoltaïque couplée au réseau la plus élevée du monde se trouve sur le Jungfraujoch à 3454 m d'altitude. Elle a été projetée et réalisée durant l'été et l'automne 1993 par le laboratoire photovoltaïque de la Haute école technique et informatique (HTI). Depuis sa mise en service en octobre 1993, l'installation a travaillé 125 mois sans connaître d'incident, la disponibilité de la production énergétique et les données mesurées s'élevant à 100%. L'exploitation d'une installation photovoltaïque à une telle altitude soumet tous les composants à un énorme stress. Les composants qui font leurs preuves dans des conditions environnementales aussi extrêmes devraient fonctionner de manière très fiable dans des conditions normales.