

# PV-Hybridanlagen weltweit

## Eine technische und ökonomische Betrachtung

von G. Becker, B. Giesler, K. Höchstetter, P. Kremer, M. Zehner

Die FH München untersuchte in Zusammenarbeit mit der Siemens Solar GmbH für zwei PV-Hybridanlagen die technische Ausführung und deren Wirtschaftlichkeit an unterschiedlichen Standorten.

Der erste Teil der Untersuchung beinhaltet die meßtechnische Überprüfung des Anlagenverhaltens sowohl im Feldversuch als auch im Prüffeld. Das Verhalten und Zusammenspiel der einzelnen Systemkomponenten bei vorgegebenem Lastprofil und die korrekte Dimensionierung der Einzelkomponenten stand dabei im Vordergrund. Die hier betrachteten Anlagentypen sind für eine Versorgung von Lasten mit 2 kWh/d bzw. 5 kWh/d Tagesverbrauch ausgelegt.

Der zweite Teil der Untersuchung sollte die Frage beantworten, wie wirtschaftlich PV-Hybridanlagen unter vorgegebenen Randbedingungen heute arbeiten können. Dabei wurde der Betrieb der Hybridanlagen an vier Standorten mit unterschiedlichen Einstrahlungsbedingungen in Europa und Afrika simuliert. Die Simulation erfolgte mit dem Programm „JAM“ von Siemens Solar GmbH. Bei korrekter Systemdimensionierung stellte sich heraus, daß PV-Hybridanlagen trotz ungünstiger Einstrahlungsbedingungen auch in Europa für Inselanwendungen schon wirtschaftlich eingesetzt werden können.

### Aufbau einer PV-Hybridanlage

Prinzipiell besteht eine PV-Insel-Hybridanlage aus Solargenerator, Zusatzgenerator, Energiespeicher (Blei- oder NiCd-Akkus), Anpassungselektronik und Verbrauchern.

Angesichts der hohen Kosten von konventionellen Speichern (ca. 250 bis 500 DM/kWh) ist es sinnvoll, das PV-System durch einen abrufbaren Generator zu ergänzen. Zum Einsatz kommen hierbei vor allem benzin-, diesel- oder gasbetriebene Motoren, die mit Asynchron-, Synchron- oder Gleichstrom-Generatoren gekuppelt sind (Motor-Generatoren).

Alle diese Generatoren liefern elektrische Energie auf Abruf. Dies ermöglicht es, das Risiko eines Versorgungsausfalles zu vermeiden, das bei zu knapp bemessener Batteriekapazität

immer besteht. Gleichzeitig kann man bei der Dimensionierung der Anlage die PV-Generatorfläche entsprechend verkleinern.

Bei Bedarf schaltet die Batterieüberwachung den Motor-Generator ein, der die Verbraucherversorgung übernimmt und gleichzeitig die Batterie wieder bis zu einem gewissen Füllgrad nachlädt. Sobald dieser erreicht ist, wird der Motor-Generator stillgesetzt und der Betrieb läuft photovoltaisch weiter. Diese Konfiguration erlaubt eine Betriebsführung, die auf die Erhöhung der Lebensdauer der Komponenten (Batterie, Motor-generator) hin optimierbar ist.

### Systemkonfiguration mit 0,6 kVA

Der Prototyp der kleineren Systemkonfiguration (ausgelegt für eine kostenoptimale Versorgung von Wechselspannungsverbrauchern bis zu einer Leistungsaufnahme von 600 W bzw. 1.400 W und einem Gesamtverbrauch von ca. 2 kWh/d) wurde im südlichen Teil des Freigeländes der Firma Siemens Solar GmbH in München aufgebaut und vermessen. Die Konfiguration weist folgende technische Details auf:

Der Solargenerator ist auf einem Modultragegestell mit einem Neigungswinkel von 45° nach Süden orientiert (Abb. 1). In der Abbildung ist auch die PV-Inselversorgung der Meßwerterfassung zu sehen. Das Modultragegestell und der Schalt-

schränk sind auf einem festen Betonfundament verankert, um auch extremen Witterungsbedingungen (Windlasten) standzuhalten. Die kleinere Systemkonfiguration verfügt als Hauptenergiequelle über einen 660 W<sub>P</sub>-Solargenerator. Der Zusatzgenerator, ein 4-Takt-Benzinmotor, hat eine Leistung von 1.400 VA (230 V/50 Hz).

Der Energiespeicher wurde auf eine Batteriekapazität von C<sub>100</sub> = 200 Ah ausgelegt (C<sub>100</sub>: Batteriekapazität bei einer Entladedauer von 100 Stunden). Die Anpassungselektronik befindet sich direkt hinter dem Modultragegestell im Schaltschrank, um die Leitungsverluste zwischen dem Solargenerator und der Leistungselektronik so klein wie möglich zu halten. Der Schaltschrank ist zweigeteilt, wobei der obere Teil die Elektronikkomponenten enthält und im unteren Teil die Batterien und der Zusatzgenerator untergebracht sind. Die im Test zu versorgende AC-Last befindet sich in einer wetterfesten Transporteinheit, die ebenfalls auf dem Fundament montiert ist.

Das Blockschaltbild in Abb. 2 zeigt die Verschaltung der Systemkonfiguration. Für den Solargenerator wurden sechs Module des Typs M110/24 von Siemens Solar verwendet (110 W<sub>P</sub>/24 V<sub>DC</sub>). Diese sechs Module sind in zwei parallel geschaltete Gruppen mit je drei ebenfalls parallel verschalteten Modulen aufgeteilt.

Der Hybridgenerator muß, da in seiner Größenklasse keine preiswerten Geräte mit Elektrostarteinrichtung zur Verfügung stehen, bei Bedarf manuell gestartet werden. Im Gegensatz zum Solargenerator benötigt der Motor nach einer gewissen Betriebsstundenzahl eine Wartung (Ölwechsel, Zündkerzen, etc.).

Als Energiespeicher kamen Varta Solar Batterien mit Gitterplatten zum Einsatz. Dabei wurden je zwei Batterien in Serie zu einem Strang und zur Vergrößerung der Kapazität zwei Stränge parallel geschaltet. Die Batteriekontrolleinheit (BAKO) von Siemens Solar dient zur Anzeige des aktuellen Ladezustandes des Blei-Akkumulators und bilanziert außerdem die Ener-

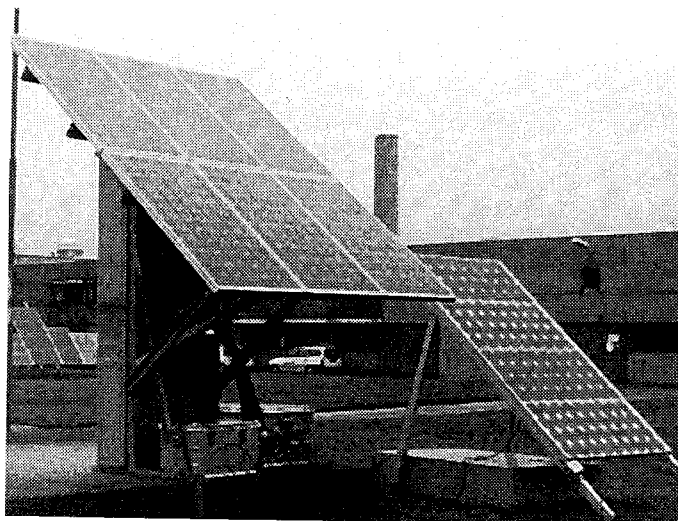


Abb. 1: 0,6-kVA-PV-Insel-Hybridanlage im Feldversuch

Foto: FH München

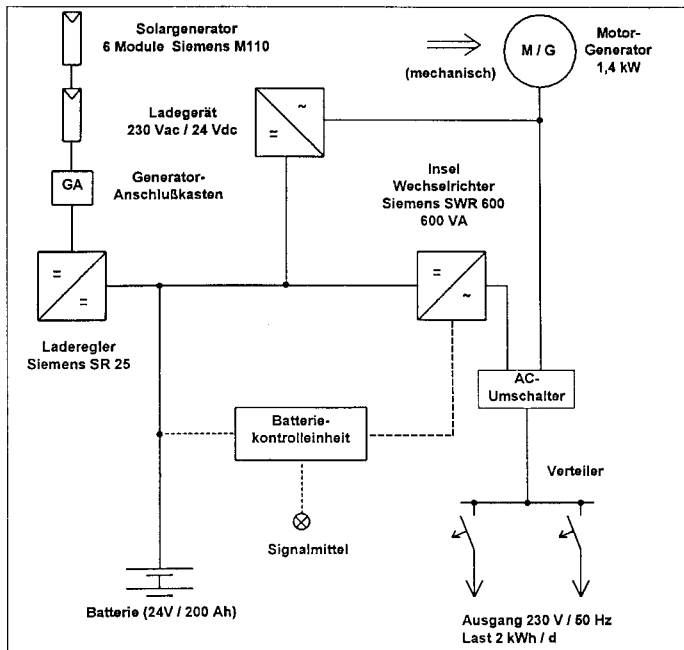


Abb. 2: Blockschaltbild der 0,6-kVA-PV-Insel-Hybridanlage

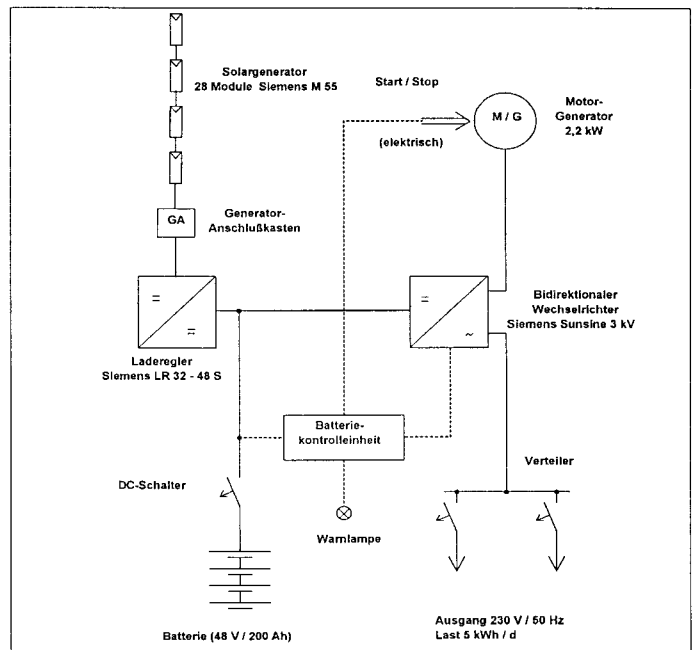


Abb. 3: Blockschaltbild der 3-kVA-PV-Insel-Hybridanlage

gieflüsse in und aus der Batterie. Wichtige Zustände, die Auswirkungen auf die Batteriedaten haben, wie Vollladung bzw. Tiefentladung, werden ebenfalls protokolliert und bei der Ermittlung des aktuellen Ladezustandes zusätzlich mit einbezogen. Selbst wenn über längere Zeiträume weder die Lade- bzw. Entladegrenzspannung erreicht wurde, ist die BAKO trotzdem noch in der Lage, durch Auswertung von Spannung, Strom, Temperatur und eines komplexen Batteriemodells den Ladezustand der Batterie sicher zu bestimmen. Das Ergebnis der Batteriemodellierung erlaubt eine intelligente und vorausschauende Betriebsführung und erhöht damit die Batterielebensdauer gegenüber bisherigen Standardanlagen wesentlich.

Zusätzlich zum rein passiven Regierbetrieb bietet die BAKO die Möglichkeit über drei Relaisausgänge, aktiv in die Systemsteuerung einzugreifen. Man kann einen Ausgang dazu benutzen, eine bevorstehende Tiefentladung durch eine Signallampe oder Hupe zu signalisieren. Damit kann der Betreiber der Anlage den Zusatzgenerator rechtzeitig starten.

Unter anderem werden im Display der BAKO folgende Parameter angezeigt: Ladezustand, Akkuspannung, Strom, Temperatur des Akkumulators, zugeführte Strommenge, zugeführte Energie, entnommene Strommenge, entnommene Energie, Betriebsstunden.

Diese Systemkonfiguration wurde unter realen Einsatzbedingungen vermessen und optimiert. Um einen annähernd realen Lastverlauf mit Grundlast und Lastspitzen zu simulieren, wurden mittels Zeitschaltuhren verschieden große Lampen als

Verbraucher über den Tag verteilt zu- und abgeschaltet. Die permanente Meßwerterfassung erfolgte dabei in 5-Minuten-Intervallen mit einem Hybridschreiber.

Während des Meßzeitraums arbeitete die Anlage sehr zuverlässig, so daß eine Versorgung der Verbraucher jederzeit gewährleistet war. Um die Motorlaufzeit des Zusatzgenerators für einen Anlagenstandort in Mitteleuropa zu optimieren sollte der Solargenerator um zwei bis vier Solarmodule erweitert werden.

### Systemkonfiguration mit 3 kVA

Die größere Hybridanlage wurde für eine kostenoptimale Versorgung von Wechselspannungsverbrauchern bis zu einer Leistungsaufnahme von 3 kVA bzw. max. 5 kVA und einem Gesamtverbrauch von ca. 5 kWh/d ausgelegt. Konzipiert wurde die PV-Insel-Hybridanlage mit einem 1,3 bis 1,5 kW<sub>p</sub> Solargenerator, einem 2,2 kW Motor-/Benzingenerator und einer Batteriekapazität von C<sub>100</sub> = 200 Ah bei einer Systemgleichspannung von 48 V.

Diese PV-Insel-Hybridanlage wurde im Prüffeld bei Siemens Solar aufgebaut und vermessen. Dadurch wurde eine Simulation des Anlagenverhaltens für verschiedene Standorte und unter veränderbaren Randbedingungen ermöglicht. Folgende Substitutionen wurden in der Anlagenkonfiguration getroffen:

Der Solargenerator wurde durch einen Simulator ersetzt, um verschiedene Anlagenstandorte (Sevilla, Khartoum, Cape Town) zu simulieren. Zusätzlich konnten die Betriebsbedingungen bei jahreszeitbedingten Schwankungen der solaren Einstrahlung nachgebildet werden.

Der vorgesehene Benzingenerator konnte im Prüffeld nicht eingesetzt werden. Als Ersatz wurde das elektrische Netz verwendet, da es in der Analyse des Anlagenverhaltens zunächst nur um die Energiebilanz des Gesamtsystems ging und der eingesetzte bidirektionale Wechselrichter sich auch auf das Netz synchronisieren kann.

Zur Realisierung des Lastprofils wurde ein regelbarer ohmscher Widerstand und eine Kühl-/Gefrierkombination verwendet. Der Widerstand wurde durch eine speicherprogrammierbare Steuerung (SPS) geschaltet, um ein vorgegebenes Lastprofil (bis zu 5 kW für die Lastspitze) automatisch nachzufahren. Für den Energiespeicher und die Anpassungselektronik wurden die in der konzipierten Systemkonfiguration vorgesehenen Komponenten eingesetzt.

Die Vermessung des Systems wurde automatisiert über ein „Functionmeter B1083“ der Firmen Siemens/Norma durchgeführt. Die Meßwerte wurden im Intervall von 5 Minuten über die serielle Schnittstelle des Meßgerätes ausgelesen und auf einem PC gespeichert.

Das Blockschaltbild in Abb. 3 zeigt die Verschaltung der Systemkonfiguration. Die Konfiguration weist dabei folgende weitere technische Details auf: Der Solargenerator (1,1 bis 1,48 kW<sub>p</sub>, Systemspannung 48 V) setzt sich aus einer Serien- und Parallelschaltung von Solarmodulen des Typs Siemens M55 (55 W<sub>p</sub>/12 V<sub>DC</sub>) zusammen. Als Zusatzgenerator wurde ein Benzingenerator (2,2 kW) mit Elektrostart-/stoppeinrichtung ausgewählt. Für den Energiespeicher wurden acht Akkumulatoren vom Typ Varta Solar zu einer Serien- und Par-

allelschaltung mit 48 V und 200 Ah verschaltet. Die BAKO wurde in dieser Anlage auch als aktives Steuerelement zur Regelung des Zusatzgenerators mitverwendet.

Hervorzuheben ist bei dieser Anlagenkonfiguration noch der bidirektionale Wechselrichter vom Typ Siemens Sunshine 3-kVA. Dieser kann sowohl Gleich- in Wechselspannung konvertieren, als auch Wechselspannung gleichrichten. Damit übernimmt dieser Wechselrichter bei Betrieb des Zusatzgenerators die Funktion eines sonst notwendigen Ladegeräts für die Akkumulatoren. Durch Hinzunahme des Benzingenerators wird auch die Leistungsgrenze von 3 auf 5 kVA für die Last erhöht.

Die 3-kVA-PV-Insel-Hybridanlage zeigte bei der Hardwaresimulation (ohne Motorgenerator) im Prüffeld in ihren Einzelkomponenten volle Funktionsfähigkeit. Anlagenkonfiguration und Größe der Einzelkomponenten sind energetisch auf die Ausgangsbedingungen hin optimiert und austariert. Eine Bestätigung für die im Prüffeld tatsächlich gemessenen Werte war die recht gute Übereinstimmung mit den aus Simulationsprogrammen gewonnenen Resultaten und prognostizierten Anlagenverhalten.

Der Solargenerator einer PV-Insel-Hybridanlage muß flacher angestellt werden als der einer PV-Stand-Alone-Anlage, um eine effizientere Energieausnutzung zu erzielen. Da bei der Stand-Alone-Anlage kein Hilfsgenerator zur Verfügung steht, muß der Anstellwinkel steiler sein, um die Einstrahlung in den Wintermonaten besser nutzen zu können. Bei der Hybridanlage jedoch dimensioniert man den Anstellwinkel auf eine hohe solare Deckung im Sommer, Frühjahr und Herbst und nimmt im Winter zur Deckung des Defizits den Zusatzgenerator.

### Wirtschaftlichkeitsanalysen

Im zweiten Teil der Untersuchungen sollte die Wirtschaftlichkeit der beiden PV-Insel-Hybridanlagenkonfigurationen an verschiedenen Standorten betrachtet werden. Damit ein aussagefähiger Vergleich zwischen den einzelnen Standorten möglich war, wurde jeweils eine Standardanlagenkonfiguration mit den in Tab. 1 dargestellten Anlagenparametern definiert.

In dem Kreisdiagramm (Abb. 4) wird der prozentuale Anteil der Einzelkomponenten am Gesamtkapitaleinsatz dargestellt. Dabei ist ersichtlich, daß die Solarmodule mit einem Anteil von 37 % den größten Teil der Anlageninvestitionen für sich beanspruchen. Der Kostenanteil von 7 %

Anlagenkonfiguration	A	B
PV-Generatorleistung in $W_p$	660	1.480
Batteriekapazität $C_{100}$ in Wh	4.800	9.600
Zusatz-Generatorleistung in W	1.440	2.200
Investkosten in DM	17.000	40.000

Tab. 1: Anlagenparameter

für die Energiespeicherung ist dagegen im Vergleich zu reinen PV-Inselkonfigurationen gering. Der Zusatzgenerator ist als Standard-Diesel/Benzingenerator relativ billig zu beziehen und bewegt sich mit einem Kostenanteil von 10 % noch in einem akzeptablen Rahmen.

Die Preiskalkulation für die einzelnen Komponenten fand auf der Basis aktueller Marktpreise zum Zeitpunkt November 1995 statt. Bei der parallel untersuchten größeren Anlage ist dabei eine qualitativ ähnliche Kostenverteilung wie bei der kleineren Anlage zu beobachten.

Bei der Wirtschaftlichkeitsberechnung an den verschiedenen Standorten hatten neben den wirtschaftlichen und technischen Anlagenparametern auch standortspezifische Einstrahlungsbedingungen großen Einfluß auf die jeweiligen Ergebnisse. Die Gleichmäßigkeit und der Betrag der solaren Einstrahlung beeinflussen maßgeblich die Belastung des Zusatzgenerators bzw. der Energiespeicher. Das hat direkte Auswirkungen auf die jährlich anfallenden Betriebskosten der Anlage zur Folge.

Speziell die benötigten Einstrahlungsdaten wurden aus dem Programm „SIZING/SASY-B“ in das für die wirtschaftliche Simulation verwendete Programm „JAM“, beide von der Siemens Solar GmbH, eingegeben und dort anschließend weiterverarbeitet. Betrag und Gleichmäßigkeit der Einstrahlung beeinflussten dabei maßgeblich die Belastung des Zusatzgenerators und der Batterien und somit auch die jährlich anfallenden Betriebskosten.

Das Programm „JAM“ arbeitet bei der Simulation hauptsächlich mit der Annuitätenmethode, d.h. die Investitionskosten werden durch konstante Raten über die gesamte Anlagenlebensdauer abgegolten. Bei den Batterien und dem Zusatzgenerator, deren Lebensdauer stark von der Beanspruchung abhängt, setzt sich die Annuität aus dem Zins für die ursprüngliche Investition und der nutzungsabhängigen Abschreibung zusammen.

Bei der Berechnung des Energiepreises geht „JAM“ folgendermaßen vor:

- Eingabe eines Lastintervalles in dem die Simulation zu erfolgen hat, wobei der qualitative Verlauf des

täglichen Energieverbrauches gleich bleibt (Lastspitzen).

- Berechnung der Energie, die von den Solarmodulen täglich bereitgestellt werden kann.
- Erstellung einer anlageninternen Energiebilanz, von der ausgehend dann die jeweilige Belastung der Batterie (Volladezyklen) und des Zusatzgenerators (Laufzeit) bei einem Lastpunkt berechnet wird.
- Sobald nach der Jahressimulation für einen Lastpunkt alle kosten- und anlagenrelevanten Daten vorliegen, werden die Kilowattstundenpreise aus der Summe aller Kosten und der pro Jahr abgegebenen Energiemenge berechnet.
- Das Programm wird solange durchlaufen bis das vorgegebene Lastintervall abgearbeitet ist.

Als Endergebnis liefert „JAM“ eine Tabelle mit den folgenden Daten: erzeugte Energie, jährliche Kosten, Kilowattstundenpreis, Generatorbetriebsdauer und Anzahl der Volladezyklen für die Batterien.

Die Ergebnisse der Simulationen wurden anschließend zur besseren Auswertung in Diagrammform (EXCEL 5.0) dargestellt, wobei hier stellvertretend nur die Ergebnisse der Anlage A betrachtet werden.

In Abb. 5 ist die Abhängigkeit des kWh-Preises vom jeweiligen Anlagenstandort für die Anlage A zu sehen. Je günstiger die standortspezifischen Einstrahlungsbedingungen ausfallen (absolute bzw. gleichmäßige Einstrahlung), desto vorteilhafter entwickelt sich der kWh-Preis, z.B. von 3,40 DM in München auf 2,30 DM am Standort Khartoum. Zusätzlich ist aus diesem Diagramm ersichtlich, wie sich, bei sonst gleicher Anlagenkonfiguration, je nach Standort die Größe der optimal zu versorgenden Last verändert.

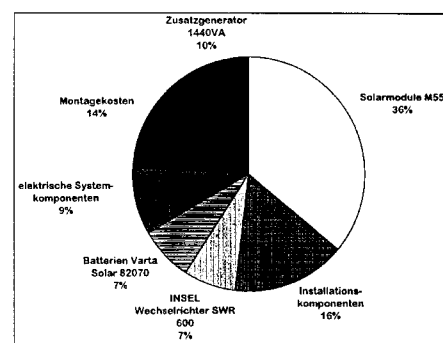


Abb. 4: Kostenstruktur der 0,6-kVA-Anlage

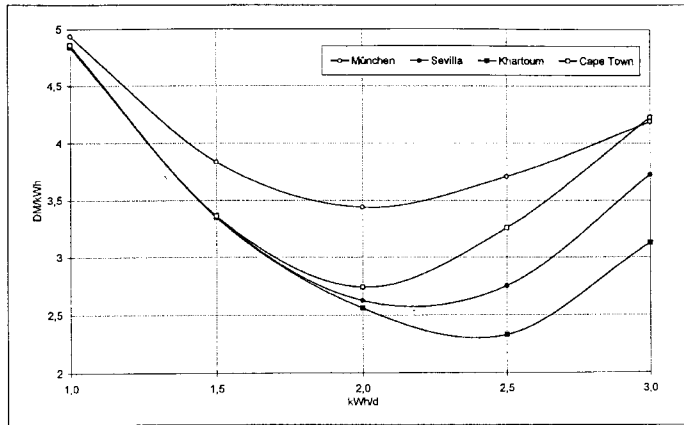


Abb. 5: Kilowattstundenpreis der 0,6-kVA-Anlage für verschiedene Standorte

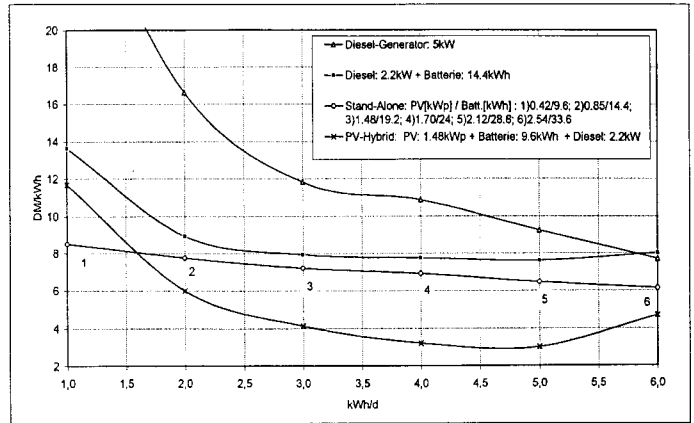


Abb. 6: Stromgestehungskosten verschiedener Konfigurationen im Vergleich für den Standort Sevilla

Um einen Vergleich zwischen den hauptsächlich eingesetzten Insel-Energieerzeugern (Diesel, Diesel + Batterie, PV + Batterie) und von PV-Insel-Hybridanlagen durchzuführen, wurde das wirtschaftliche Verhalten dieser gängigen Konfigurationen simuliert. In der Gegenüberstellung der erhaltenen Ergebnisse für die Anlage B in Abb. 6 zeigt sich ganz deutlich der wirtschaftliche Vorteil, den Hybrid-Anlagen gegenüber anderen Insel-Konfigurationen besitzen. In Tab. 2 werden die Eigenschaften und Systemvorteile von PV-Hybridssystemen deutlich gemacht.

Der Vorteil eines solchen zusammengesetzten Hybridsystems liegt darin, daß es die Stärken der Einzelsysteme ohne deren Schwächen vereint. Für die kontinuierliche Energieversorgung (24-Stunden-Betrieb) bieten die Hybridsysteme also entscheidende Vorteile:

- geringere Energiekosten bei optimaler Auslegung und Betriebsführung
- hohe Zuverlässigkeit der Stromversorgung, da mindestens zwei Energiequellen verfügbar
- geringere Wartungsanwendungen für den thermoelektrischen Generator
- längere Gebrauchsdauer der verschleißbehafteten Systemkomponenten
- Stromqualität ist vergleichbar mit einem Netzanschluß

- Möglichkeit der Wärmeauskoppelung bei thermoelektrischen Generatoren (BHKW)

### Perspektiven des Einsatzes von Hybridanlagen

Inselanlagen besitzen ein hohes Marktpotential in Gebieten ohne elektrisches Netz. Dies gilt selbst für das Gebiet der EU. Das Einsatzspektrum ist vielfältig und reicht von reinen PV-Inselssystemen für Beleuchtung, Information oder Telekommunikation (Solar-Home-Systems) bis hin zu PV-Hybridssystemen für größere Energie- und Leistungsanforderungen. Bei diesen Anwendungen ist der Einsatz von Photovoltaikanlagen auch unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten sinnvoll.

PV-Insel-Hybridanlagen haben gegenüber reinen PV-Inselanlagen den Vorteil, daß der Generatorverbund Leistungsschwankungen aufgrund von Energieangebotsdefiziten aufängt und damit Solargeneratoren oder Batterien nicht überdimensioniert werden müssen. Auch das im kurz- und mittelfristigen Zeitbereich durch den Hybridgenerator verbesserte Energiemanagement erlaubt neben der Minimierung des Speicherbedarfs (Reduktion der Kosten), die Erhöhung der Versorgungssicherheit, die Maximierung der Ausgangsleistungen bei Bedarf und die Optimierung der Anlagenbetriebsführung (Lebensdauer der Komponenten,

Energieflußrechnungen, kostenoptimale Energiebereitstellung). Hybridsysteme bieten außerdem verbesserte Möglichkeiten zur Netzbildung.

Das wichtigste Ergebnis, das sich bei der wirtschaftlichen Simulation herausstellte, war die ökonomische Überlegenheit der PV-Insel-Hybridanlagen im Vergleich zu anderen heute verbreiteten Insel-Konfigurationen (siehe Abb. 6).

Erreicht wird dieses Verhalten dadurch, daß die einzelnen Energieerzeuger nicht bis an ihre Leistungsgrenzen beansprucht werden. Wegen dieser schonenden Betriebsweise reduzieren sich die jährlich anfallenden variablen Betriebskosten drastisch. Das wirkt sich natürlich positiv auf die Wirtschaftlichkeit aus. Wie aus Abb. 5 ersichtlich ist, gibt es außerdem zu jeder Anlagenkonfiguration eine bestimmte Lastgröße bei der der Energieerzeugungspreis ein Minimum erreicht. Durch Variation einzelner Anlagenkomponenten läßt sich dieser Punkt des Kostenminimums verschieben und flexibel an einen geänderten Lastbedarf anpassen, wodurch sich der Kilowattstundenpreis in einem begrenzten Lastbereich auf einem niedrigen Niveau halten läßt.

Bezogen auf eine geforderte Versorgungssicherheit und Lastgröße lassen sich mit Hilfe der Simulation bei einer PV-Insel-Hybridanlage Investitionskosten einsparen, da aufgrund des Energiemixes die benötigten Komponenten direkt für einen bestimmten Lastfall dimensioniert werden können. Eine kostspielige Überdimensionierung kann vermieden werden, da bei auftretenden Energie-defiziten bzw. Extremsituationen diese durch den vorhandenen Zusatzgenerator ausgeglichen werden.

Besonders geeignet ist diese Anlagenvariante, wenn bestehende Insel-Anlagen erweitert werden sollen. Durch den modularen Aufbau einer PV-Insel-Hybridanlage lassen sich

Charakteristik	PV-Stand-alone	PV-Hybrid	Diesel
Wetterabhängigkeit	stark	keine	keine
Flexibilität (Lastanpassung)	gut	sehr gut	gering
Zuverlässigkeit	gut	sehr gut	mittel
Brennstoff	kein	20 bis 40 %	100 %
Wartung	gering	mittel	hoch
Investitionen	hoch	mittel	gering
Betriebskosten	gering	20 bis 40 %	100 %
Speicherautonomie (Batterie)	5 bis 7 Tage	(2 bis 3 d) + Tank	Tank

Tab. 2: Systemvergleich

die Investitionen wenn nötig auf einen längeren Zeitraum verteilen, was den Kreis der potentiellen Anwender weiter vergrößert.

Hauptsächliche Einsatzgebiete für diese Anlagenkonfigurationen dürften Entwicklungs- sowie Schwellenländer sein, die bei steigendem Lebensstandard und damit steigendem Energieverbrauch darauf angewiesen sind, preisgünstige und robuste Energieerzeugungssysteme einzuführen. Aber selbst im Bereich der EU können PV-Insel-Hybridanlagen aufgrund ihres günstigen kWh-Preises bereits heute zur Insel-Energieversorgung herangezogen werden. Für den Einsatz in Europa sind zum Beispiel folgende Anwendungen vorstellbar:

- Ausbau vorhandener Insel-Anlagen kleinerer Leistung zu PV-Insel-Hybridanlagen. Die hierfür in Frage kommenden Insel-Anlagen befinden sich vor allem bei der Versorgung von nur sporadisch benutzten und zu meist abgelegenen Örtlichkeiten

(Wochenendhäuser, Alpenhütten, etc.) im Einsatz. Neben der Reduzierung des Energieerzeugungspreises verringert sich auch die Menge des umständlich zu transportierenden Brennstoffes.

- Aufbau einer dezentralen, punktuellen Energieversorgung mittlerer Leistung (z.B. Flanitzhütte). Diese Variante der Energieversorgung kann aufgrund örtlicher oder klimatischer Gegebenheiten vorteilhaft sein gegenüber einem konventionellen, leitungsgebundenen Netzanschluß, wenn dessen Aufbau zu teuer oder zu aufwendig wäre. Bedarf für diese Art der Anwendung besteht auch innerhalb der EU. Dort mußten 1994 etwa 300.000 Gehöfte ohne Netzbindung auskommen (Fhg ISE, Kiefer/Bopp, PV-Anlagen für netzferne Häuser).

- Rascher und mobiler Aufbau von zuverlässigen und belastbaren Energieversorgungen. Bei Einbau der gesamten PV-Insel Hybridanlage in einem leicht zu transportierenden Con-

tainer o.ä. läßt sich sehr rasch eine nahezu autarke Energieversorgung aufbauen, wie sie bei mobilen wissenschaftlichen Einrichtungen, Baufirmen oder Hilfsorganisationen benötigt wird.

Die zwei untersuchten PV-Insel-Hybridanlagen erwiesen sich als energetisch und ökonomisch ausgereift. Für konventionelle Inselanlagen stellen diese beiden Konfigurationen eine ernsthafte Konkurrenz dar. Bei der Fülle an Einsatzmöglichkeiten und dem großen Marktpotential dieser Anlagen scheint eine Verbreitung sehr erfolgversprechend.

Prof. Dr. G. Becker ist Leiter, Dipl.-Ing. (FH) K. Höchstetter und Dipl.-Ing. (FH) M. Zehner sind Mitarbeiter des Solar-Labors der FH-München  
Dipl.-Ing., Ing. (grad) P. Kremer und Dipl.-Ing. Bodo Giesler sind Mitarbeiter von Siemens Solar GmbH, München  
e-mail: Zehner@e-technik.fh-muenchen.de

# Neues Regelungskonzept Wechselrichter zur Netzkopplung von PV-Anlagen

von M. Meinhardt Institut für Stromrichtertechnik, Technische Hochschule Darmstadt

**Transformatorlose Wechselrichter führen zu einer Verringerung von Kosten, Verlusten und Baugröße. Auch der kumulierte Energieaufwand für die Herstellung einer Photovoltaik-Anlage verringert sich. Beim Einsatz in transformatorlosen Anlagen zeichnet sich der dreiphasige selbstgeführte stromeinprägende Wechselrichter (PIWR) im Vergleich zum spannungseinprägenden Wechselrichter durch eine geringe Gleichspannung und ein günstigeres Verhalten gegenüber (kapazitiven) Erdströmen aus. In diesem Artikel wird die Funktionsweise und das Betriebsverhalten eines neuartigen Zwei-Punkt-Regelungskonzeptes für einen 10 kW-PIWR anhand von Simulationsergebnissen vorgestellt. Basierend auf der Messung des Kommutierungsverhaltens des PIWR werden die Verluste und der Wirkungsgrad berechnet.**

Das neuartige Zwei-Punkt-Regelungskonzept für den PIWR ist für den Einsatz in PV-Anlagen gut geeignet, da es unempfindlich gegenüber Parameterschwankungen ist und keine aufwendige adaptive Regelung benötigt. Im Vergleich zu Regelungskonzepten mit PWM-Steuersatz ist eine Verkleinerung der Gleichstromdrossel möglich. Durch den Einsatz der Zwei-Punkt-Regler erhält man eine maximale Regeldynamik. Ein zusätzlicher Erdstromregelkreis verhindert das Auftreten eines Gleichanteils im Netzstrom. Aufgrund der fehlenden festen Modulationsfrequenz besitzt der PIWR ein breitbandiges Ausgangsspektrum, welches zu einer weniger störenden Geräuschemission des PIWR führt.

## Warum ein neues Konzept?

Entsprechend der Richtlinien ist für PV-Anlagen oberhalb einer Nennleistung von 5 kW eine dreiphasige Einspeisung notwendig. Ein dreiphasiger Wechselrichter (WR) zeigt dabei im Vergleich zu drei einphasigen Einheiten einen geringeren Aufwand für Steuerung und Regelung. Aufgrund des kontinuierlichen Leistungsflusses können kleinere Filterelemente auf der Gleichspannungsseite eingesetzt werden. Durch den Verzicht auf den Einsatz eines Transformators wird der Wechselrichter kleiner, zuverlässiger und billiger.

Der Energieerntefaktor der PV-Anlage wird erhöht, zum einen durch Erhöhung des (Teillast-) Wirkungsgrades und zum anderen durch ei-

nen verringerten kumulierten Energieverbrauch zur Wechselrichterproduktion. Zur Herstellung eines 12,5 kVA-Netztransformators benötigt man eine Energiemenge von 1,5 MWh<sub>el</sub>, dies entspricht 1/6 des jährlichen Energieertrags einer 10 kW-PV-Anlage.

Nachteilig zeigt sich bei transformatorlosen PV-Anlagen, daß die Solargeneratorkennspannung nicht mehr beliebig wählbar ist. Aufgrund des festgelegten „Übersetzungsverhältnisses“ von 1 erhält man bei transformatorlosen netzgekoppelten PV-Anlagen beim Einsatz von dreiphasigen spannungseinprägenden Wechselrichtern eine sehr hohe Zwischenkreisspannung (im Leerlauf bis zu 1.200 V). Dies führt vor allem hinsichtlich der Spannungsfestigkeit der Solarmodule und der Leistungshalbleiter zu Problemen. In [1] werden Möglichkeiten beschrieben, diese Probleme zu beherrschen.

Beim PIWR treten keine derartigen Probleme auf, da hier aufgrund der hochsetzenden Eigenschaft des PIWR die Gleichspannung (im Leerlauf) immer kleiner als 600 V ist. Der PIWR ist daher prinzipiell für den Einsatz in netzgekoppelten PV-Anlagen gut geeignet.