

Solartracker (Teil 1)

Betriebserfahrungen mit einer Solarpumpe in Niger

von Chr. Hempel (SEP-Sonderenergieprogramm Niger/GTZ)

Solartrackeranlagen, also mobile Solargeneratoren, deren Panels dem Tagesgang der Sonnenstrahlung von Ost nach West folgen, haben seit geraumer Zeit die Aufmerksamkeit der Fachwelt auf sich gezogen, da sie ein geeignetes Mittel darstellen, die Leistung der Solaranlage zu steigern. Im Niger etwa, einem der sonnigsten Gebiete der Erde, konnten im praktischen Versuch bei unveränderter installierter Panelleistung im Vergleich zu immobilen Systemen beachtliche Steigerungsraten bei der nutzbaren Strahlungsenergie und somit der Auswirkung auf Wasserförderung oder Energieverfügbarkeit für Beleuchtung, Belüftung und Solarkühlung beobachtet werden. Der Autor der hier beginnenden Artikelreihe, Projektleiter des SEP Niger der GTZ, berichtet zunächst über die Vorteile, welche der Solartrackerpumpenbetrieb südlich der Sahara mit sich bringt (oder bringen kann).

Solartracker und Solarstrahlung

Ein Blick auf die Afrikakarte reicht aus, den geographischen Standort des Niger südlich der Sahara zwischen dem 12. und 23. nördl. Breitengrad zu lokalisieren. Da das Land an den nördlichen Wendekreis des Krebses grenzt, ergibt sich die Besonderheit, daß insbesondere die südlichen, überwiegend dicht besiedelten Landesteile im Jahresverlauf nicht nur aus südlicher, sondern vorübergehend auch aus nördlicher Richtung der Sonnenstrahlung ausgesetzt sind, ein für deutsche und europäische Verhältnisse eher ungewöhnlicher Vorgang. Während in den nördlichen Breitengraden alle Solaranlagen „automatisch“ nach Süden ausgerichtet werden müssen, tritt in den südlichen Landesteilen des Niger mit monatelangen Spitzentemperaturen von 40-45 °C die Möglichkeit hinzu, technische Lösungen zu suchen, bei denen die Solaranlage – wie in Europa – nicht nur dem Son-

nenengang folgt oder durch die Veränderung des Anstellwinkels bis zu 10 % mehr Solarenergie genutzt werden können. Durch das Drehen der Anlage um die eigene Achse kann nämlich die optimale Position und somit eine maximale Energieausbeute auch bei nördlicher Bestrahlung erreicht werden.

Leider gibt es bislang im Niger nur ganz wenige Anlagen, welche mit mobilen Solargeneratoren ausgestattet sind. Gerade bei Solarpumpen aber oder leistungsmäßig begrenzten Solar-Home-Systems kann diese Anlagenart nur empfohlen werden: Sie ermöglicht - bei einem insgesamt üppigen, jährlichen Globalstrahlungsangebot von fast 2.200 kWh/m² (Ø 1986-1995 → 2.171 kWh/m² oder 5,95 kWh/m²/Tag auf nicht geneigte Flächen) – auch an den Tagen mit unterdurchschnittlicher Solarstrahlung noch gute Förderergebnisse, wo immobile Anlagen bereits nicht mehr ausreichen, um Batterien hinrei-

chend nachzuladen oder den Wasserbedarf von kleinen Dörfern zu decken.

Im Vergleichsfall wird allerdings vorausgesetzt, daß der Anstellwinkel der beiden Systeme (15°) identisch ist und die durchschnittliche tägliche Globalstrahlung auf die geneigten Panels am Versuchsstandort etwa 6,5 kWh/m² im Jahresdurchschnitt erreicht.

Wie im übrigen die Tabellen 1 und 2 sowie Abb. 2 zeigen, muß sich der Anlagenplaner vor allem bei Tagen mit geringer Einstrahlung der Notwendigkeit bewußt sein, entweder die Anlage auf diese Extremfälle auszulegen (durch Steigerung der Panelzahl) oder mit unveränderter Modulanzahl, aber Solartrackerbetrieb, eine untere Leistungsgrenze immer noch zu garantieren.

Dieser 10-Jahresübersicht zufolge sind die sonnigsten Perioden zwischen März und April, die sonnenärmsten Zeiträume gewöhnlich zwischen Dezember und Januar, allerdings auf der Basis von Meßergebnissen auf einer nicht geneigten Fläche. Gewisse Änderungen sind festzustellen, wenn man die Globalstrahlung auf 15°, geneigte Panels untersucht. Tabelle 2 etwa stellt entsprechende Meßergebnisse zwischen Mai 1995 und September 1996 vor.

Die hier auf insgesamt 17 Monate begrenzte, aber über September 1996 hinaus weitergeführte Meßreihe ist graphisch in Abb. 2 wiedergegeben. Es zeigt sich, daß der Zeitraum zwischen Juni und September die geringste Strahlungsenergie verzeichnet und – mit steigendem Sonnenstand – die Ergebnisse im Falle geneigter Panels ab Januar bis Mai überdurchschnittliche Werte erreichen, was auch für den Monat Oktober gilt, da dann die Sonne nahezu senkrecht auf die Anlage scheint. Die maximalen Tageseinstrahlungen liegen in den einzelnen Monaten zwischen 6,53 und 8,25 kWh/m². Hingegen sind die für Auslegungsberechnungen besonders wichtigen minimalen Tageseinstrahlungen in den einzelnen Monaten mit 2,01 bis 5,40 kWh/m² ausgewiesen. Die Praxis zeigt aber, daß die Wahrscheinlichkeit zweier Tage hintereinander mit ähnlich schwachen Einstrahlungen im Niger sehr gering ist (Tab. 2). Wo gewisse Flexibilität akzeptabel er-

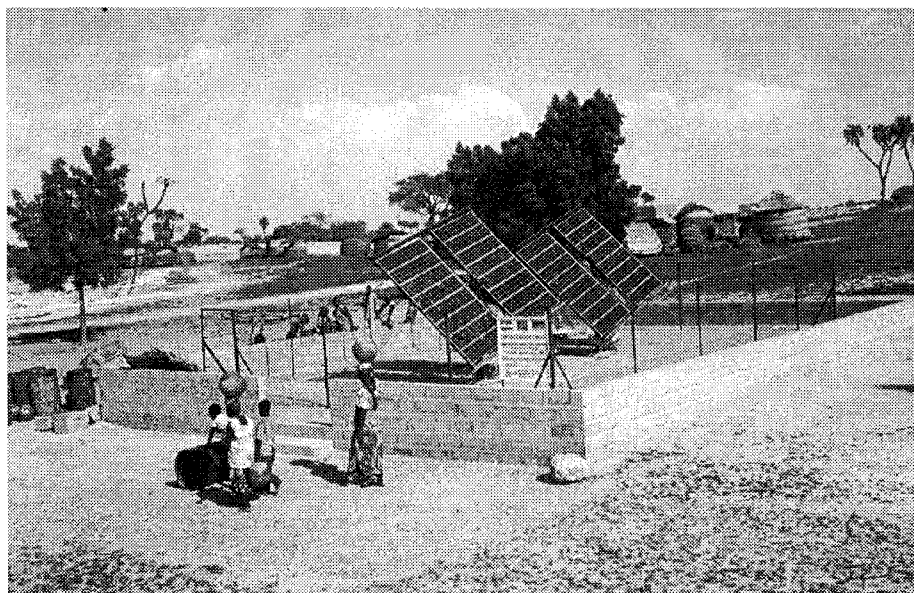


Abb. 1: Solartracker Mai Jirgui

(Foto: Hempel)

scheinen, hilft auch das Studium der geordneten Jahresstrahlungsdauerlinie weiter. Für den Niger sind die Ergebnisse am Beispiel des Pumpenstandortes Mai Jirgui in Abb. 3 für den Zeitraum vom 1.5.1995 bis 30. 4. 1996 dargestellt. Als wichtigste Erkenntnis ergibt sich daraus die Häufigkeit der Globalstrahlungsintensität im Jahresverlauf, eine geeignete Basis für Wahrscheinlichkeitsüberlegungen, wie aus Tabelle 3 ersichtlich.

Mit anderen Worten: An fast 80 % aller Jahrestage erreichte bzw. überstieg im Meßzeitraum die Globalstrahlung auf 15° geneigte Panels 6 kWh/m², an weiteren 15 % lag sie

Monat	Monatl. Globalstrahl. (kWh/m ²)	Durchschn. tägl. Globalstrahl. (kWh/m ²)	Maxim. tägl. Globalstrahl. (kWh/m ²)	Minim. tägl. Globalstrahl. (kWh/m ²)
Mai 1995	192,76	6,22	7,39	2,51
Juni	182,25	6,08	6,95	2,01
Juli	188,84	6,09	6,99	3,44
August	186,91	6,03	7,15	3,31
September	190,19	6,34	7,51	3,71
Oktober	205,58	6,63	7,41	5,39
November	191,42	6,38	6,99	4,33
Dezember	196,47	6,34	6,41	5,40
Jan. 1996	213,38	6,88	6,68	4,42
Februar	200,48	6,91	7,97	5,31
März	211,56	6,82	7,84	5,33
April	203,75	6,79	8,25	4,00
Mai	206,15	6,65	7,87	5,34
Juni	176,95	5,90	6,53	4,25
Juli	184,04	5,94	6,75	3,98
August	174,40	5,62	7,04	2,64
September	194,52	6,48	7,37	4,12

Tab. 2: Monatliche Globalstrahlung auf 15° geneigte Panels mit Südausrichtung
Quelle: Messungen des SEP Niger in Mai Jirgui

Globalstrahlung (kWh/m ² /Tag)	Jahresanteil (%) (Anzahl Tage/365 Tage)	Summenhäufigkeit (Σ %)
≥8,0	0,82	0,82
≥7,0	27,68	28,50
≥6,0	50,14	78,64
≥5,0	15,67	93,71
≥4,0	3,83	97,54
≥3,0	1,64	99,18
≥2,0	0,82	100,00

Tab. 3: Geordnete Meßergebnisse der Globalstrahlung (kWh/m²/Tag) auf 15° geneigte Panels mit Südausrichtung
Quelle: Messungen des SEP Niger in Mai Jirgui im Jahreszeitraum vom 1.5.1995 bis 30.4.1996

Globalstrahlung kWh/m ²	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995
• pro Jahr	2.166,4	2.187,5	2.163,0	2.187,5	2.138,3	2.031,1	2.149,5	2.228,9	2.190,0	2.264,5
• Monatsmax.	208,6	204,3	194,3	188,4	206,0	191,8	179,8	208,5	199,3	206,0
• Monatsmin.	März	März	Nov.	Feb.	April	Sept.	Feb.	April	April	Mai
• Ø pro Monat	161,2	162,0	162,9	162,9	134,4	1152,5	160,3	166,3	166,3	174,9
• Ø pro Tag	Dez.	Dez.	Jan.	Okt.	Dez.	Jan.	Jan.	Dez.	Jan.	Dez.
	180,5	182,3	180,3	182,3	178,2	169,3	179,1	185,7	182,5	188,7
	5.935	5.993	5.926	16.081	5.945	15.565	5.889	6.107	6.000	6.2040

Tab. 1: Jährliche Globalstrahlung auf nicht geneigte Flächen im Niger
Quelle: ICRISA T Sadoré (Niger)

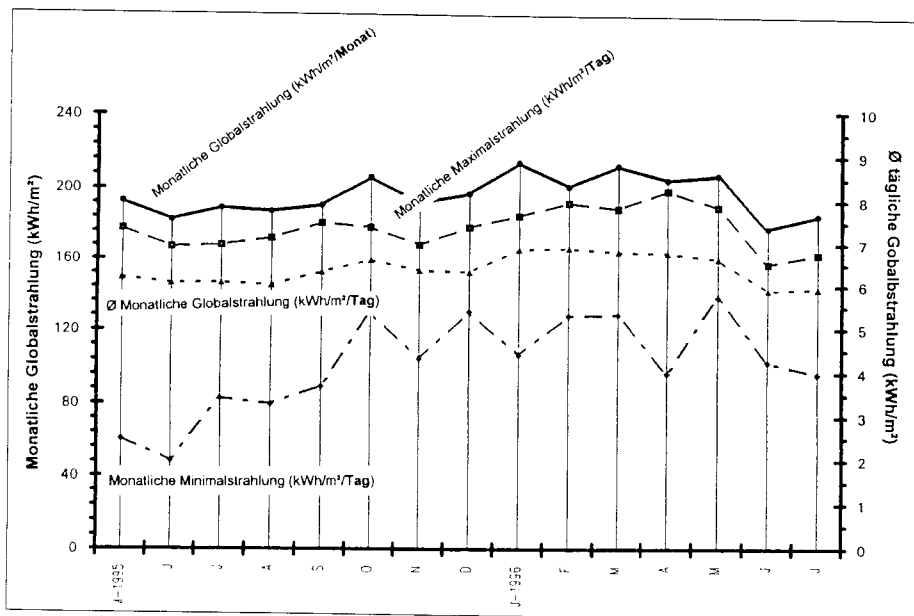


Abb. 2: Monatswerte der Globalstrahlung (kWh/m²) auf 15° geneigte Solarpanels sowie Monatsmittelwerte der tägl. Globalstrahlung im Vergleich zu monatl. Extremwerten

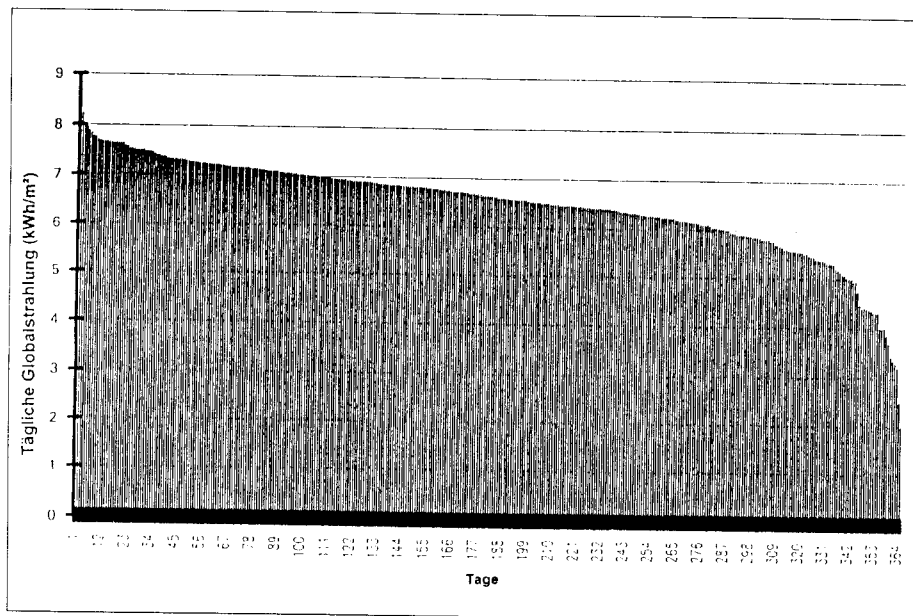


Abb. 3: Mai Jirgui / Geordnete Meßergebnisse der täglichen Globalstrahlung (kWh/m²) auf 15° geneigte Solarpanels im Zeitraum vom 01. Mai 1995 bis 30. April 1996

zwischen 5 und 6 kWh/m², für europäische Verhältnisse immer noch hervorragende Werte.

Lediglich 2,5 % aller Tage des Meßjahres, also 10 – 15 Tage, werden wahrscheinlich (und praktisch auch nachgewiesen) durch unbefriedigende Strahlungen von unter 4 kWh/m² charakterisiert.

Anlagenbeschreibung

An dieser Stelle sind einige generelle Anmerkungen zur Solarpumpenanlage in Mai Jirgui angebracht und zwar im Hinblick auf die Wasserförderung aus der Bohrung in den Wasserbehälter und auf die Eigenschaften sowie die Funktionsfähigkeit des Solargenerators.

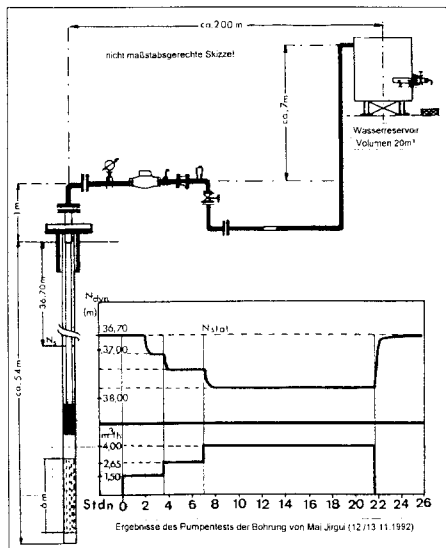


Abb. 4: Technische und hydraulische Charakteristika der Solarpumpe

Einige Einzelheiten gehen bereits aus Abb. 4 hervor, welche hydraulische und technische Charakteristika der Anlage skizzenhaft darstellt. Danach fördert die Solarpumpe, (Typ Grundfos SP 3A-10) über eine etwa 45 m lange flexible Steigleitung (Wellmaster 2") Wasser aus einer auf 54 m Tiefe abgesenkten Bohrung von 4". Der statische Wasserspiegel liegt bei 36,70 m (unter der Erdoberfläche), der dynamische sinkt je nach Fördermenge der Pumpe (in Abhängigkeit von der Solarstrahlung) auf knapp 38 m ab, wobei der Pumpendauerstet stabile hydraulische Verhältnisse bestätigte. Das Wasser wird über einen Höhenunterschied von durchschnittlich 45 m in einen Wasserbehälter von 20 m³ Inhalt gefördert, der sich in etwa 200 m Entfernung von der Pumpe in der Dorfmitte befindet. Die Wasserleitung besteht aus 200 lfm PVC-Rohr (2") und ist mit 2 galvanisierten Röhren am Anfang und Ende der Förderstrecke mittels Flanschen verbunden. In die Förderleitung eingebaut sind eine Wasseruhr (Q_n = 10 m³), eine Rückschlagklappe, ein Absperrventil sowie insgesamt fünf 90°-Krümmer.

Die der geodätischen oder Nutzförderhöhe von 45 m notwendigerweise hinzuzurechnenden Verlusthöhen der Rohrleitung und der Einzelwiderstände werden pauschal mit 10 %, also 4,5 m veranschlagt. Diese rechnerisch zweifellos nicht einwandfreie Methode trägt aber der Tatsache Rechnung, daß sich die Fließgeschwindigkeit des Wassers im Tagesverlauf regelmäßig ändert, der Rohrreibungsbeiwert λ von Kennzahlen wie etwa Strömungszustand, der Reynoldszahl, der relativen Rauigkeit des PVC-Rohres abhängt, die am Anlagenort nicht genau bestimmbar sind. Auch waren keine Rohrbeiwerte für die Ermittlung der Ver-

lusthöhen in den Einzelwiderständen der Leitung bekannt.

Auch der Solargenerator bedarf an dieser Stelle einer kurzen Darstellung. Während die ursprünglich im August 1993 installierte Anlage u.a. aus einem starren Gestell mit einem Anstellwinkel von ca. 15° und einer strikten Südausrichtung der Module (4x8 in Serie geschaltete Siemens M55-Panels) bestand und somit fest vorgegebene Werte auswies, bot sich beim Umbau der Solarpumpe im Dezember 1995 mit 2 Solartrackern der amerikanischen Firma Zome-works Corporation, Albuquerque/New Mexico (Alleinimporteure für Deutschland: Firma IBC, Staffelstein) eine technische Lösung an, bei welcher die Module dem sich ändernden Sonnenstand automatisch um eine Achse nachgeführt werden. Die Nachführung arbeitet mit einer Flüssigkeit, welche zwischen 2 Tanks im oberen und unteren Rahmen des Gestells durch ein Kupferrohr fließt. Die auf diese beiden Rahmenteile im Tagesverlauf auftreffende Solarstrahlung wird durch zwei Reflektoren gebündelt bzw. abgewiesen, so daß ein Wärmegefälle insbesondere am frühen Morgen auftritt und den „Aufstieg“ der wärmesensiblen Flüssigkeit in die zunächst „oben“ befindliche Rahmenhälfte bewirkt. Diese ist nämlich infolge ihres Reflektors kühler. Die durch die fließende Flüssigkeit bewirkte Schwerkraftverlagerung der mittels Halterohr an einem 1,80 m hohen Stahlmasten befestigte Modulhalterung bewirkt ein allmähliches „Aufrichten“ des Panelfeldes von der West- in die Ostrichtung innerhalb von 20-30 Minuten unter den örtlichen Bedingungen. Anschließend erfolgt ein „Abkippen“ der Panels auf die gewünschte morgend-

liche Ostausrichtung mit zunächst 45° Neigung. Im Laufe des Tages kommt es dann unter Sonneneinwirkung zu einer allmählichen Rückführung der Panels aus der Ostlage in die abendliche Westausrichtung. Die Mittagszeit ist gekennzeichnet durch eine dem immobilen System eigene horizontale Südausrichtung mit gleichem Anstellwinkel (15°).

Stoßdämpfer verhindern plötzliche Bewegungen des Systems durch Windeinfluß, ein im Niger allerdings relativ seltener Vorgang, der auf kaum mehr als 10 % der Tage eines Jahres beschränkt ist.

Weitere Vorteile des Solartrackers sind eine mögliche Änderung des Anstellwinkels der Module zwischen 5 und 45° auf dem Trackerrahmen und die Ausrichtung des gesamten Solargenerators aus der Süd- in die Nordposition/-orientierung. Dieser Vorteil – es müssen einzig die Reflektorbleche vertauscht werden – ist gerade in Gebieten zwischen dem 15. nördl. und 15. südl. Breitengrad der Erde von Bedeutung, da in diesen Regionen die Sonne einen gewissen Zeitraum lang nicht aus der sonst vorherrschenden Himmelsrichtung (Süd für die nördliche Halbkugel, Nord für die südliche Halbkugel) scheint. So empfiehlt sich etwa für den Standort Mai Jirgui eine rd. dreimonatige Nordausrichtung der Panels zwischen Mai und August jeden Jahres. Die Sonne steht nämlich am 13. Mai und 28. Juli im Zenit der Anlage und bestrahlt diese in der Zwischenzeit aus nördlicher Richtung.

Die je nach Anstellwinkel der Module und Sonnenstand mit Solartrackern ohnehin mögliche deutliche Steigerung der Leistungsausbeute des Generators im Jahresverlauf kann mit dieser Maßnahme folglich

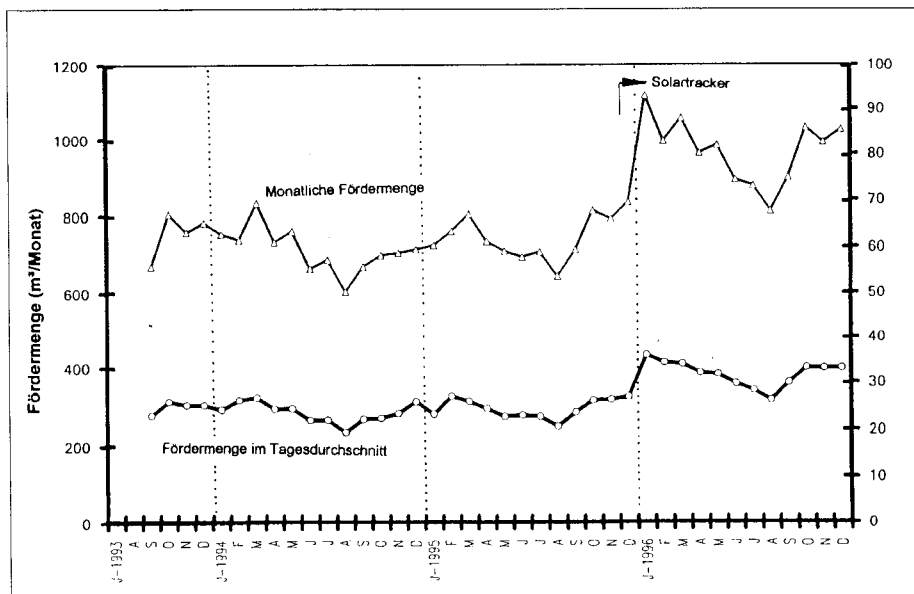


Abb. 5: Monatsverlauf der Fördermenge der Solarpumpe von Mai Jirgui vor und nach dem Einbau von Solartrackern

nochmals im Vergleich zu einem stets nach Süden ausgerichteten Trackersystem in gewissen Grenzen gesteigert werden.

Testziel und Testverlauf

Die ursprünglich mit 32 Siemens M55-Panels auf starrem Gestell ausgestattete Solarpumpe von Mai Jirgui wurde Anfang September 1993 in Betrieb genommen und am 22. Dezember 1995 bei unveränderter Anzahl derselben Panels auf Solartrackerbetrieb umgestellt. Ziel dieser Aktion war es, das Wasserangebot für die Dorfbewölkerung deutlich zu steigern. Den Maßnahmen vorausgegangen waren

- die tägliche/monatliche Erfassung der Fördermenge seit Betriebsbeginn der (ursprünglichen) Anlage,
- die tägliche/monatliche Erfassung der Wassergeldeinnahmen und Betriebsausgaben des Pumpenkomitees,
- die Analyse der Differenz zwischen theoretischer und tatsächlicher Geldeinnahme,
- die Ermittlung der monatlichen Sparquote zwecks Ersatzteilfinanzierung.

Außerdem wurden von April bis Dezember 1995 tägliche Strahlungsmessungen durchgeführt, um einen Zusammenhang zwischen aufgenommener Globalstrahlungsenergie und Fördervolumen statistisch zu belegen. Mit dieser Maßnahme konnte die Grundlage für einen Systemvergleich (starres - mobiles System) geschaffen werden. Vergleichbare Messungen erfolgten anschließend vom 22.12.1995 bis 18.5.1996 mit dem umgerüsteten Solargenerator. Dabei wurde die Fördermenge in Relation zur aufgenommenen Solarstrahlung auf ein starres und das neue mobile System (beide 15° geneigt) gesetzt. Die aus diesen Aktivitäten resultierenden Langzeitergebnisse erlauben somit einen Vergleich

- der Fördermenge vor/nach Umrüstung der Anlage,
- des Betriebsverhaltens der Pumpe vor/nach dem Umbau in Abhängigkeit vom Strahlungsspektrum,
- des Tagesverlaufs der Globalstrahlung auf fixierte und mobile Panels mit gleichem Anstellwinkel.

Am 16. und 17. Mai 1996 wurden sodann von Sonnenaufgang bis -untergang Vergleichsmessungen für beide Systeme durchgeführt, indem bei fast identischer Strahlungsenergie an beiden Tagen

- meteorologische Eckdaten (Globalstrahlung, Umgebungstemperatur, Luftfeuchtigkeit) erhoben und ihre Auswirkungen auf den Solargenerator analysiert,
- der Tagesgang der Globalstrahlung

auf das mobile und am nächsten Tag fixierte Solartrackersystem verglichen,

- die Wirkungsgrade der Panels/der Gesamtanlage ermittelt,
- die aufgenommene Leistung des starren und mobilen Systems in Abhängigkeit von der momentanen Strahlungsintensität in Relation zur hydraulischen Energie gesetzt,
- die Auswirkung der momentanen Fördermenge auf das dynamische Niveau der Bohrung bestimmt und
- verschiedene elektrische Eckdaten der Anlage beim Betrieb mit mobilem und fixiertem Solargenerator gemessen wurden.

Schließlich wurden die Auswirkungen des Solartrackerbetriebs auf die Wasserförderung am 16. Mai und diejenigen einer fixierten Anlage am 17. Mai 1996 in graphischer Form ge-

genübertgestellt, um insbesondere Fördermengenvergleiche anzustellen.

Langzeitergebnisse des Systemvergleichs

Bei einer installierten Leistung von 1,7 kW und einer manometrischen Förderhöhe von knapp 50 m förderte die Solarpumpe von Mai Jirgui im ersten Jahr 8.814 m³ und im zweiten Jahr 8.580 m³, was durchschnittlichen Tagesleistungen von 24,5 bzw. 23,5 m³ entsprach. In einer deutlichen Erhöhung der Fördermenge auf 10.898 m³ im dritten Betriebsjahr machte sich bereits der Einsatz des Solartrackerbetriebs im Zeitraum vom 22.12.95 bis 31.8.96 bemerkbar, so daß die Tagesausbeute im Jahresdurchschnitt bereits 30 m³ erreichte.

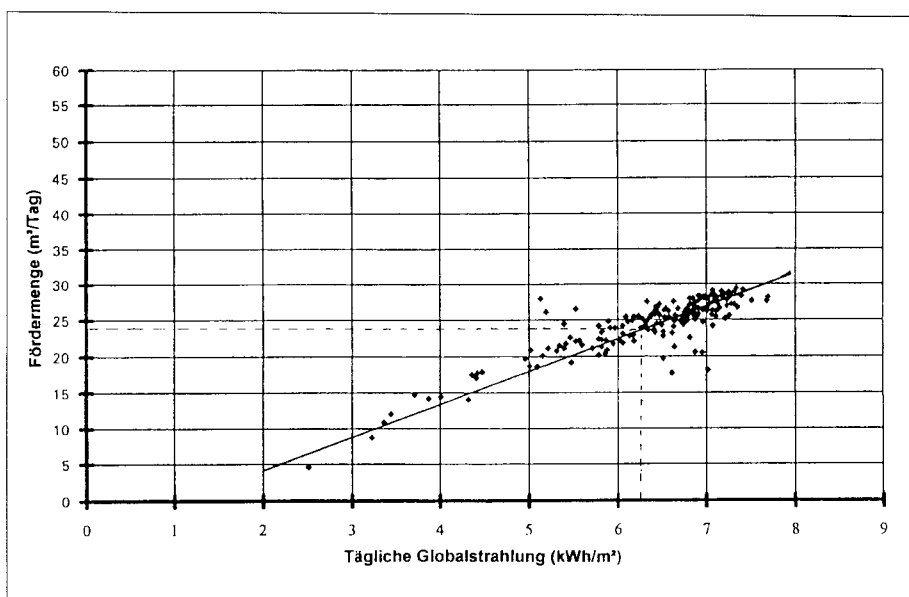


Abb. 6: Förderleistung (m³/Tag) der Solarpumpe von Mai Jirgui vor ihrem Umbau (Meßdaten vom 07.04. – 21.12.1995)

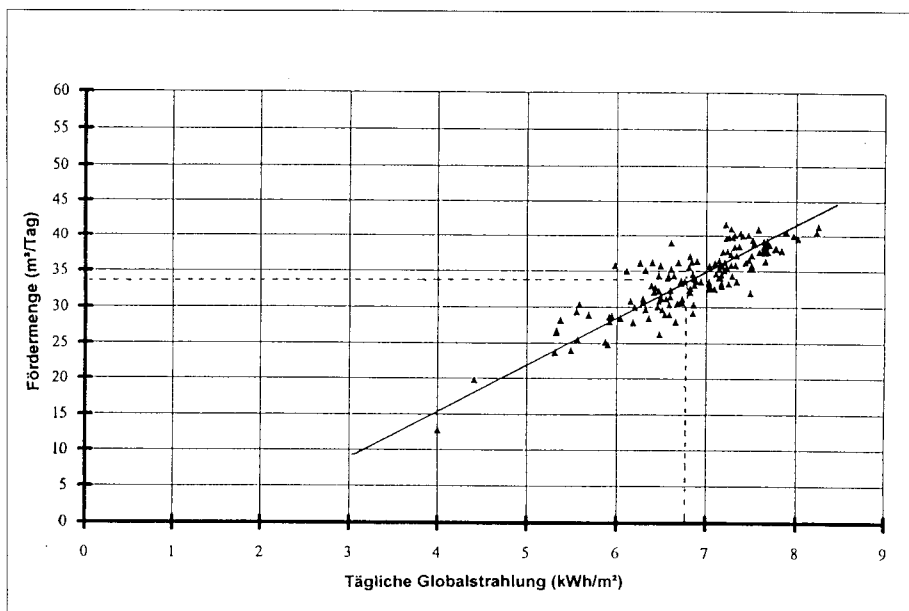


Abb. 7: Förderleistung (m³/Tag) der Solarpumpe von Mai Jirgui nach ihrem Umbau auf Solartrackerbetrieb (Meßdaten vom 22.12.95 – 18.05.96)

Globalstrahlung (kWh/m ² /Tag)	Fördermenge(m ³ /Tag) Solitrackersystem	Fördermenge (m ³ /Tag) immobil. System	Abweichungen
3	10	11	-10%
4	16	15	+7%
5	22	19	+16%
6	28	23	+22%
7	34	27	+26%
8	42	31	+35%

Tab. 4: Durchschnittliche Fördermenge der Pumpensysteme von Mai Jirgui als Funktion der Solarstrahlung

Bezieht man die Berechnungen auf reinen Solartrackerbetrieb im Vergleich zum ursprünglich immobil System, so lassen sich sogar Mengensteigerungen von 34 % nachweisen. Den rein optischen Beweis dieser Feststellung enthält Abb. 5, welche die Entwicklung der Fördermenge im Monatsverlauf seit September 1993 zeigt. Deutlich ist der vom Solartracker-Generator ausgehende Impuls auf die Fördermenge ab Januar 1996 ersichtfich.

Deutlicher noch kommen diese positiven Resultate bei Gegenüberstellung der Korrelationsgraphiken (Abb. 6 und 7) zur Geltung. Bei Zugrundelegung einer Meßreihe von 259 Globalstrahlungsdaten auf 15° geneigten Panels mit Südausrichtung förderte die Solarpumpe in ihrer ursprünglichen Form durchschnittlich 23,95 m³/Tag bei durchschnittlich 6,27 kWh/m² Tagesstrahlung. Der etwas sonnigere Meßzeitraum zwischen dem 22. 12. 95 und dem 18. 5. 96 (149 Tage mit durchschnittlich 6,77 kWh/m²) führte bei unveränderten Meßmethoden, aber Solartrackerbetrieb, zu einer Steigerung des Fördervolumens auf durchschnittlich 33,54 m³, also täglich fast 10 m³ mehr im Vergleich zur ursprünglichen Anlage.

Wie sehr sich die Fördermenge bei gleicher Globalstrahlung, aber unterschiedlichen Systemen veränderte, vermittelt Tab. 4. Legt man nämlich durch die beiden Punktwolken der Abbildungen 6 und 7 eine Korrelationsgerade mit insgesamt minimalen Abweichungen von allen Meßdaten, so zeigt sich die Überlegenheit des Solartrackers bei Strahlungswerten von weniger als 4 kWh/m²/Tag noch deutlicher. Daß die Solartrackeranlage indessen auch bei einer Energieaufnahme von weniger als 3 kWh/m² und Tag funktioniert, beweisen einzelne Meßergebnisse: Demzufolge wurden in Mai Jirgui bei täglichen Strahlungswerten von nur 2,7

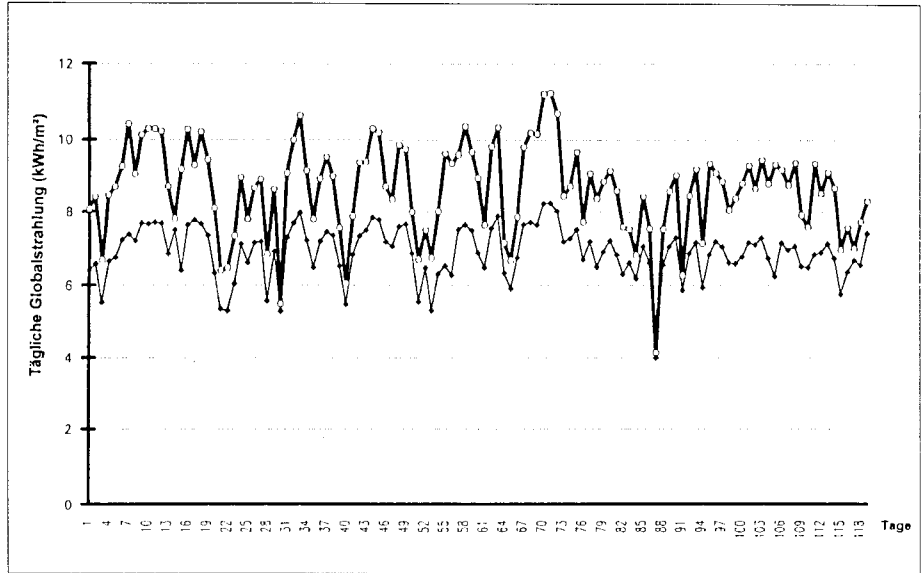


Abb. 8: Tagesverlauf der Solarstrahlung (kWh/m²) auf fixierte und mobile Paaneln in Mai Jirgui vom 22.01. – 18.05.96

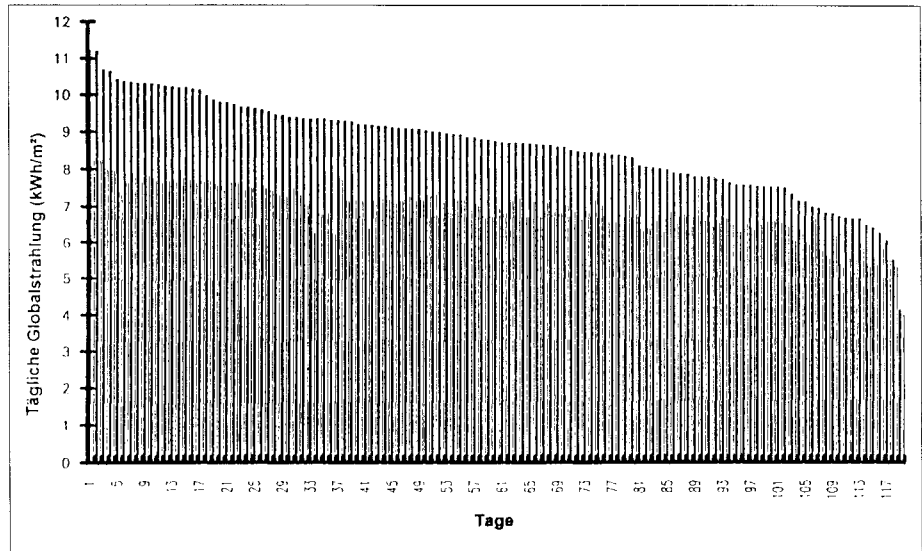


Abb. 8: Mai Jirgui/Geordnete Meßergebnisse (22.01. – 18.05.96) der täglichen Globalstrahlung (kWh/m²) auf 15° geneigte Solarpanels im Vergleich zum Solartracker

kWh/m² zwischen 6,4 und 12,5 m³ gefördert, wobei diese Differenz auf Unterschiede im Tagesgang der Globalstrahlung zurückzuführen ist.

Das „Geheimnis“ der Überlegenheit des Solartrackers liegt naturgemäß darin begründet, daß die Panels im Tagesverlauf stets optimal auf die Sonne ausgerichtet sind. Das sichert eine bessere Strahlungsausnutzung und somit höhere Energieaufnahme der Module im Vergleich zu den unbeweglichen Panels.

Deutlich wird dies bei der Gegenüberstellung der Meßergebnisse im Zeitraum vom 22. Januar bis 18. Mai 1996, wie in Abb. 8 dargestellt. Stets nahm der Solartracker mehr Energie auf als das starre System.

Der tägliche Energieüberschuß wird besonders deutlich, wenn man die 118 Meßergebnisse der Abb. 8 in geordneter Form darstellt: Je intensiver die Globalstrahlung eines Tages,

umso größer die Energieaufnahme des Solartrackers im Vergleich zum herkömmlichen System. Mit 1.019,6 kWh/m² nahm das mobile Generatorsystem im Testzeitraum etwa 25 % mehr Energie auf als das ursprüngliche System mit 812,74 kWh/m². (Abbildungen 8 und 9)

Fortsetzung Teil (2) in SONNENENERGIE Heft 1/1997

Dr. Christian Hempel ist Projektleiter des SEP Niger der GTZ und den Lesern seit 1992 aus mehreren Veröffentlichungen über seine Arbeiten in Afrika bekannt. Zu einem späteren Zeitpunkt wird er über Betriebserfahrungen mit einem Solar-Home-System berichten, das ebenfalls mit einer Solartrackeranlage ausgestattet ist.