



SOLAR WINGS: MONITORING ZWEIACHSIGE NACHFÜHRUNG – FLUMROC

Annual Report 2010

Author and Co-Authors	Hugo Kessler, Nicolas Allet*, Franz Baumgartner*;
Institution / Company	joint project: Flumroc AG, Flums *ZHAW, Zurich University of Applied Science
Address	Technikumstrasse 9, 8401 Winterthur
Telephone, E-mail, Homepage	058 934 72 32; www.zhaw.ch/~bauf
Project- / Contract Number	TPNr. 8100 -146-02; Proj. No. SI/500466
Duration of the Project (from – to)	May 2010 to July 2011
Date	30.11.2010

ABSTRACT

The two axis PV Solar Wings tracking system was measured to evaluate the energy yield of the first two axis prototype installation at the Flumroc AG in Flums, Switzerland. The DC power of a PV string, tracked by the Solar Wings system, was compared to the DC output of a fixed flat-roof mounted PV string consists of the same PV mono-crystalline silicon standard modules and the same 10kW in-verter.

During the first period, March till Oct 2010, a specific AC yield of the whole system of 1047 Wh/Wp was measured (78.96 kWp nominal power including the 3.76 kWp of the fixed reference system). Thus an AC yield of about 1200 Wh/Wp for the full first year of operation is expected. This represents about 20% higher yield relative to the longtime average PV yield of new large scale installation in Switzerland.

On a clear sky day in June 2010 a detailed performance analysis shows 26% higher measured DC performance of the traced modules. Due to higher wiring losses and elevated temperatures in the DC cables of the tracked system in average 33V lower string voltage was measured in the traced system. Assuming the same amount of DC losses in both systems, tracked versus fixed installed, the increase in energy yield is about 34% for the tracking system for that particular day. The about 4°C lower measured average module temperature increase the PV power by about 2% for that sunny day.

A detailed analysis of the shading effect of the nearby pylon in September shows additional losses of the tracked system of 4% of the daily DC production on a clear sky day in August.

During the analyzed period, May to Sept 2010 an increase of about 18% of the DC yield of the tracked system was found relative to the fix mounted modules.

Einleitung / Projektziele

Dieses Projekt hat die Performanceanalyse des zweiachsig, seilbasierten Solarnachführsystems Solar Wings zu Ziel, welches bei der Flumroc AG, Flums von der Firma Bartholet AG, Flums installiert wurde. Dieser Bericht ist ein Zwischenbericht für die ersten Monate seit Inbetriebnahme im Jahr 2010 und soll erweitert werden, um ein vollständiges Erfassungsjahr dokumentieren zu können.

Anlagenkonzept

Der Auftraggeber, Flumroc AG hat die Realisierung des ersten Prototypen einer zweiachsigen Solar Wings Nachführung auf dem Aussenlagergelände der Flumroc am Standort Flums in Auftrag gegeben. Sie wurde Anfang 2010 gebaut und die Netzeinspeisung erfolgt seit März 2010.[1] Es bestand der Wunsch des Auftraggebers mit dem Bau der Anlage auch den Doppelnutzen, der Solarstromerzeugung und des ungestörten Betriebs des Warenverkehrs mit LKW unterhalb der Solaranlage, ansprechend zu demonstrieren. Daher wurde die Platzierung der Anlage an den südseitigen Rand des Freilagers und aus ästhetischen Gründen, parallel zur Anfahrtstrasse, die eine Azimuth-Abweichung von 45° aus der Südrichtung aufweist, in Auftrag gegeben.

Das PV Systemdesign ist auf 7 dreiphasige Wechselrichter mit einer Nennleistung von je 10kW (Sunways NT 10000) aufgeteilt. Die verteilten Wechselrichter wurden anstatt eines Zentralwechselrichters ausgewählt, um die Abschattungseffekte des angrenzenden Hochspannungsmasten, möglichst auf den betroffenen Modulträger/String zu lokalisieren. Zwei Modulträger mit je 8 Stk. monokristalliner Solarmodule mit einer Modulnennleistung von 235W (Sharp NU-E235, $V_{mp}=30V$ STC, Aussenmasse 1.65m x 0.99m) bilden in Serie einen der drei unabhängigen Stringeingänge. (DC Eingangsnennleistung $3 \times 2 \times 8 \times 235W_p = 11280W_p$) Es werden 40 Modulträger also gesamthaft 75.2 kW Nennleistung zweiachsig nachgeführt.

Die Modulausrichtung erfolgt im zehnmütigen Intervall als Funktion der Tages/ Jahreszeit.



Abbildung 1 Blick auf die zweiachsige Solar Wings Nachführung der Flumroc AG, die über dem Aussenlager der Flumroc in Flums Anfang 2010 realisiert wurde. Die Zwischenstützen haben einen Abstand von 35m und je 10 Modulträger sind im Abstand von 3.2m auf den Tragseilen zwischen zwei solcher Zwischenstützen montiert.

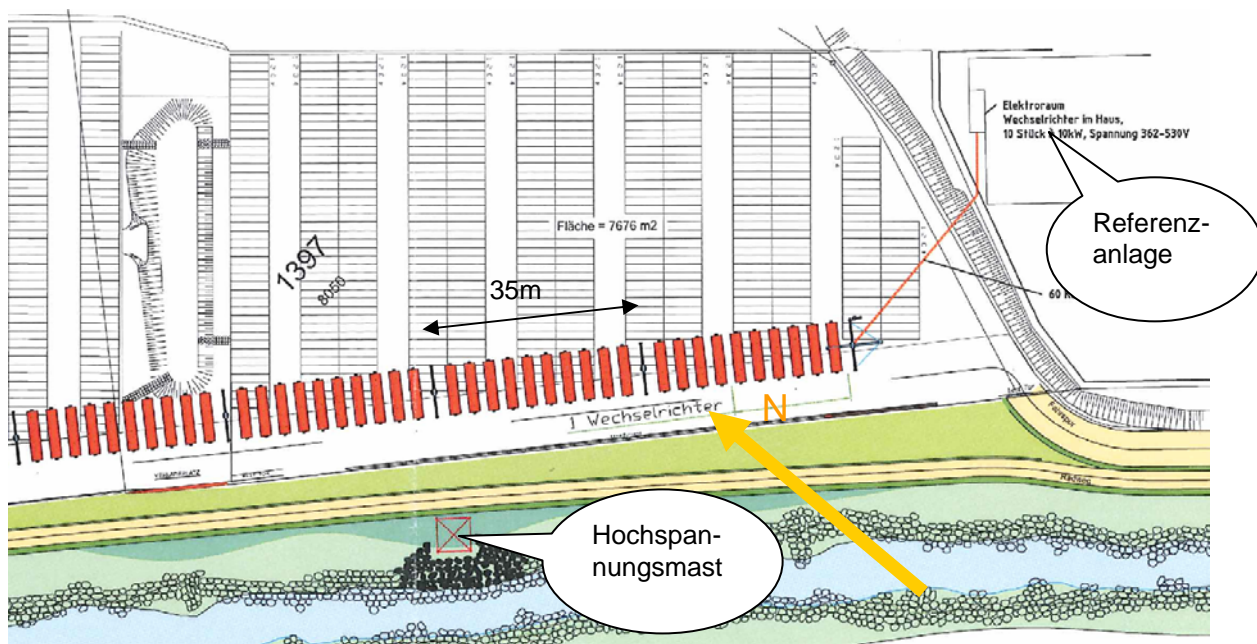


Abbildung 2 Konzept der beiden PV Systeme, Messobjekt: zweiachsige Solar Wings Nachführung und das Referenzsystem: baugleiche Module mit 30° Neigung exakt nach Süd orientiert auf dem Betriebsgebäudes im oberen rechten Bildbereich. (Zeichnung, Pamag Engineering, Flums, Nr. 091240) Sechs Modulträger werden mit einem 10kW Wechselrichter zusammengefasst. Der Nordpfeil zeigt die Abweichung mit 45° aus der Südrichtung der Tragseile.

Das Messsystem

Die DC Größen Strom und Spannung werden an einem Strang der Sonne nachgeführten Module gemessen und verglichen mit den DC Messgrößen des nicht nachgeführten Referenzstrangs, welcher fix auf dem Dach installiert, 30° geneigten nach Süd orientiert ist. Die Messung des Gleichstroms von 7A erfolgt mit dem eingesetzten Hallstromwandler (LEM CT-10) mit einer GUM Unsicherheit von 0.08% (k=1) inklusive der Weiterverarbeitung der Ausgangsspannung des Stromsensors über den analogen DC Spannungsmess-Einschub AI110 (16bit Auflösung) des DAQ Systems CFP 2200 von National Instruments. Die Spannungsmessung UDC, erfolgt mit dem Messwandler Sineax 829 (0.1% Garantie Unsicherheit) von GMC mit einer resultierenden GUM Unsicherheit von 0.1% (k=1). Somit kann für die Messung der DC Leistung aus dem Produkt der obigen Messgrößen Strom und Spannung über die eingesetzten Messwandler eine resultierende Unsicherheit von 0.13% erzielt werden, ohne den Einflüssen der GUM Typ A Unsicherheitsbeiträge (individuelle Schwankung der Messwerte). Die Temperaturmessung erfolgt mittels PT1000 (Klasse B) und dem Messwandler RTD122 des DAQ Systems CFP 2200 mit einer Unsicherheit von 0.5°C auf der Rückseite der Module.

Durch unvorhergesehene Lieferschwierigkeiten der ausgewählten ISE Einstrahlungssensoren, durch das Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme ISE in Freiburg, war es nötig als Alternative die Einstrahlungswandler Spektron 310 mit 20mA Stromausgang einzusetzen. Am 9. Aug 2010 wurde zum Sonnenhöchststand ab 13 Uhr eine Referenzmessung innerhalb von 15 Minuten, zum Sonnenhöchststand mit 60 Teilmessungen ausgeführt. Der Mittelwert des ISE Präzisionssensors (Bezeichnung HOQ 009-2010, einkristalline Zellen; 2% Unsicherheit bei k=2 bzw. 95% Vertrauensbereich) betrug 1026 W/m² an diesem klaren Sonnentag. Die Sonnenhöhe betrug dabei 59° und die Ausrichtung war Süd, wodurch für diesen Zeitabschnitt, die Sonne senkrecht auch auf die fest aufgeständerten Solarmodule eingestrahlt hat in der auch der Referenzsensor positioniert war. Die Solarmodule waren zu diesem Zeitpunkt ebenfalls in gleicher Position (Abweichung kleiner 2°) zur Sonnen positioniert. Die Standardabweichung aller in diesem Zeitraum mit einem Abtastintervall von 15 Sekunden aufgezeichneten Werte betrug 0.2%, was für einen wolkenlosen Himmel spricht. Die resultierende Unsicherheit für die Kalibrierung dieser Spektron 310 Sensoren war damit deutlich kleiner als 2.1% (k=2) dominiert durch den ISE Referenzsensor. Nach der durchgeführten Kalibrierung über die Addition der Offsetkorrektur von 2.69% zum ursprünglichen Sensorsignal lag auch der Mitternachtswert

des Einstrahlungssensors um 0.2% um den Nullwert. Die Tagessumme dieses klaren Sonnentages lag bei 8.96 kWh/m² für den fix 30° geneigten nach Süd montieren Referenzsensor. Die Kalibrierung konnte mit einer resultierenden Unsicherheit von 1.1% (k=1) ausgeführt. Auf Basis dieser Kalibrierung wird die resultierende Messunsicherheit der Einstrahlungsmessung mit dem Spektron 310 Sensor konservativ mit 2% bei (k=1) für das nächste Halbjahr angegeben und damit neben dem Drift auch mögliche spektrale Mismatchfaktoren einbezogen.

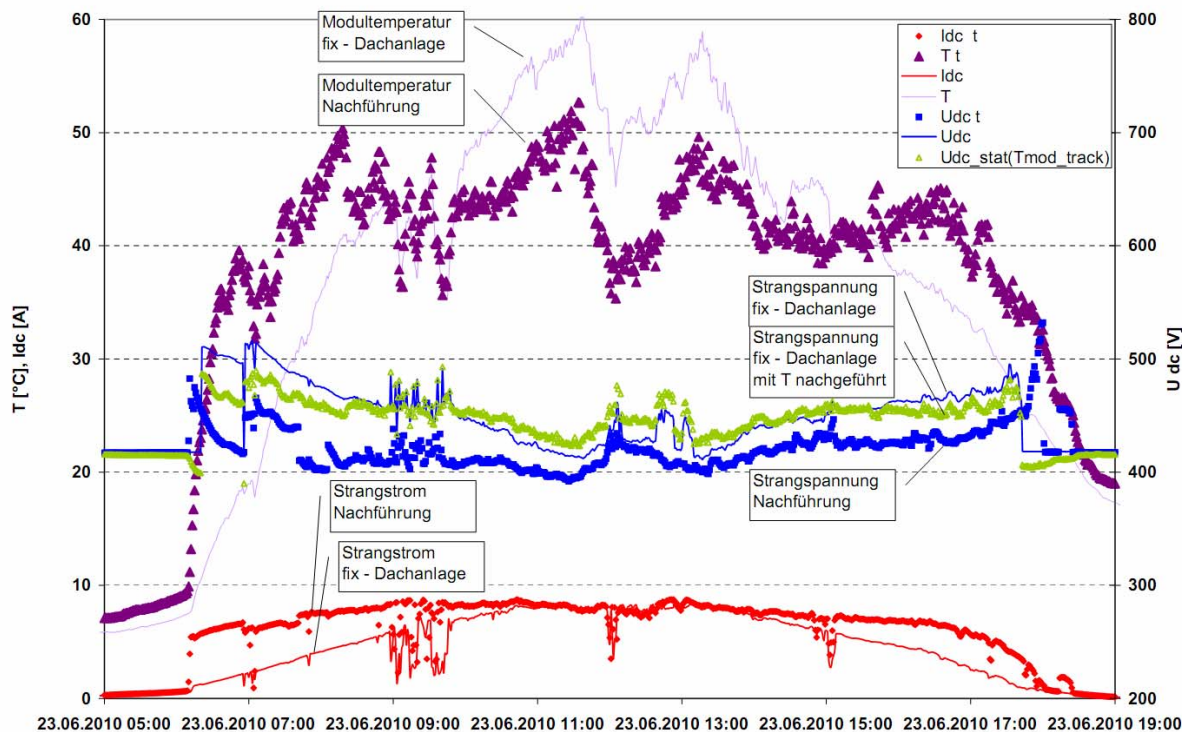


Abbildung 3 Tagesverlauf der DC Leistung der nachgeführten Module (Index Idc t Gleichstrom, T t Modultemperatur in °C, Udc t Stringgleichspannung), sowie der baugleichen Referenzmodule die fix auf dem benachbarten Industriedach, unter dem Winkel von 30° geneigt und exakt nach Süd orientiert sind Module (Index Idc Strangstrom, Udc Strangspannung, T Modultemperatur). Mehrertrag an diesem Sonnentag durch Tracking 26% relativ zu fest aufgeständert.

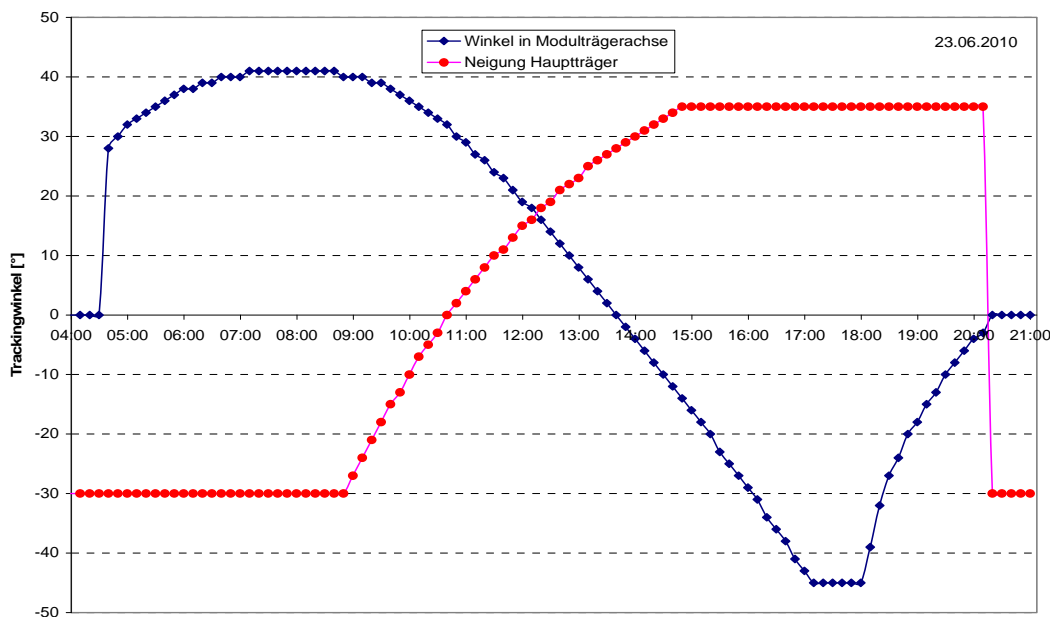


Abbildung 4 Verlauf der Winkelvorgaben für den Tracker auf der Basis der Ortszeit (MEZ keine Sommerzeit) am 23. Juni 2010. (Winkelbereiche -42° bis 45° und -30° bis 35°) Ertrag siehe Abb. 3.

Messergebnisse

Aus dem mit dem Standardstromzähler des EW ermittelten eingespeisten Wechselstromerträgen von 1047 Wh/Wp in den Monaten März bis Oktober 2010 wird auf einen AC-Ertrag der Nachführanlage von über 1200 Nennbetriebsstunden im ersten vollständigen Betriebsjahr geschlossen. Damit liegt dieser Wert um ca. 20% über dem spezifischen Schweizer Durchschnittsertrag für grössere neue PV Anlagen in der Schweiz und ca. 40% über dem langjährigen landesweiten Durchschnittsertrag von 820 Wh/Wp für fast ausschliesslich nicht nachgeführte PV-Anlagen.[3] Der erste 650kW Solar Wings Prototypen, der an der Nordgrenze der Schweiz, in Waldshut als einachsiges seilbasiertes Nachführsystem installiert ist, erreichte in den ersten beiden Betriebsjahren spezifische Jahreserträge von ca. 1300 Wh/Wp an einer ideal nach Süden orientierten 22° geneigten, völlig unbeschatteten Betriebsstandort. [1, 2].

Die Ursachen für den in der Messperiode ermittelten niedrigeren Ertrag, verglichen mit dem Erwartungswert, wird nachfolgend diskutiert.

TABELLE 1 Ertragswerte des zweiachsigen Solarnachführsystems der Flumroc AG bezogen auf die gesamte PV Nennleistung von 78.96kW wovon 3.76kW als Referenzsystem fix auf dem Dach des benachbarten Betriebsgebäudes installiert sind. Die AC Erträge wurden als Messwerte der Standardstromzählers aus der Stromabrechnung des EW übernommen (Landis & Gyr 1%, Industriezähler). In der rechten Spalte ist der Mehrertrag ohne die zusätzlichen Leitungsverluste von 8% angegeben. Zusätzlich ist noch die Ertragsminderung durch Abschattung zu berücksichtigen.

	AC Ertrag	spezifischer AC Ertrag	Tages Einstrahlung	Tracking Mehrertrag	Performance zu Pin fix	Tracking Mehrertrag gleiche Leitungsverl.
	kWh_AC	Wh_AC/ Wp	kWh/m2/d	Pdc track/fix	PR_t to_fix	Pdc track/fix
2010						
März	9355	118				
April	12219	155				
Mai	9250	117	4.769	3.3%	0.836	11.3%
Juni	11647	148	5.308	13.4%	0.986	21.4%
Juli	13767	174	7.233	15.0%	0.826	23.0%
August	9435	119	4.139	7.7%	0.969	15.7%
September	9494	120	4.819	13.3%	0.853	21.3%
Oktober	7481	95				
Zwischensumme	82648	1047				18.6%

- Der Grund für die niedrigen Erträge im Mai 2010 lagen in den fallweise aufgetretenen Empfangsfehlern des DCF 77 Funksignale im Schatten der nahen Berge. Durch die resultierenden Synchronisationsfehler wurde der SPS Steuerrechner ein falsches Datums- und Zeitsignal übermittelt, was unmittelbar zu einer nicht optimalen Modulausrichtung führte, da sie Zeit gesteuert erfolgt. Gleich nach erkennen des Fehlfunktion wurde Mitte Mai dieser Fehler durch eine zusätzliche SPS Software Kontrollroutine vollständig behoben.
- In Abbildung 3 sind für einen klaren Sonnentag, 23. Juni 10 die Mehrerträge durch die zweiachsige Nachführung am frühen Vormittag und am späten Nachmittag sehr gut ersichtlich, durch die Analyse der Strangsströme im unteren Bildbereich. Der gemessene Gleichspannungstagesertrag des nachgeführten Stranges war an diesem Tag um **26%** höher als der fix auf dem Dach installierten (34.9kWh zu 27.8kWh)
- Weiters ist aus dem Verlauf der Temperatur zur Mittagszeit in Abb. 3 (oberer Bildbereich) eine um ca. 10 Grad geringer Temperatur der auf den Tragseilen nachgeführten Solarmodule verglichen mit den Modultemperaturen auf dem Flachdach ersichtlich. Wird die Temperaturdifferenz mit der produzierten DC Leistung gewichtet und so die mittlere energierelevante Modultemperatur bestimmt, so ergibt sich an diesem Tag eine um 4°C geringere Modultemperatur. Bezogen auf den Unterschied von Einstrahlungsmessungen fix bzw. nachgeführt ist als die Solar Wings Nachführung mit der optimalen Hinterlüftung der Module, mit einer DC Leistungssteigerung von **ca. 2%** verbunden verglichen mit einer Dachanlage.

- Die Strangspannung der nachgeführten Module ist im Mittel um 28V kleiner als jene des fix auf dem Dach montierten Referenzstranges im Zeitraum 6:00 bis 19:00 (16V zwischen 13:00 bis 14:00 und 63V zwischen 8:00 und 9:00). Um 14 Uhr, wenn die Ströme im nachgeführten und im Referenzstrang etwa gleich gross sind beträgt die Spannungsreduktion im nachgeführten Strang 21V oder 5% der Strangspannung. Um die Spannungsabweichung durch unterschiedliche Temperaturen der beiden zu vergleichenden Stränge auszuschliessen, wurde die Spannung des Referenzstrings auf das Temperaturniveau der nachgeführten Module zurückgerechnet und dieser Verlauf in Abb. 3 eingetragen (TC der Modulspannung nach Datenblatt $-0.35\%/^{\circ}\text{C}$). Im Tagesmittel verbleibt eine Spannungsdifferenz nach der Temperaturkorrektur von 33V (oder 8% bezogen auf die Strangspannung). Dies wird zurückgeführt, auf deutlich höhere Kabellängen der nachgeführten Anlage, die Referenzanlage ist direkt bei den Wechselrichtern installiert, wo die Spannungsmessung erfolgt. Zusätzlich sind die 4mm^2 DC Leitungen ausgesprochen eng in einem Kabelkanal geführt, was zu hohen Leitertemperaturen und damit erhöhtem Leitungswiderstand führt, da alle Wechselrichter im benachbarten Betriebsgebäude installiert sind (siehe Abb1). Ein zielführender Vergleich der Leistungsgewinn der Nachführung muss also auf der Basis von gleichen Spannungsabfällen, sprich gleichen Leitungslängen und Kühlungsbedingungen der Kabelführung erfolgen. Dazu müssen also die im Messaufbau ermittelten Leistungsgewinn um 8% zugunsten der Nachführung aufgewertet werden, was in der Tabelle 1 in der äusserst rechten Spalte erfolgt ist.
- Weitere eher geringfügige Ertragseinbussen erfolgen, wenn die Anlage zu Demonstrationszwecke bei Werksführungen für die Besucher bewusst aus der optimalen Orientierung gefahren wurde.
- Ein gleichwertiger Vergleich von nachgeführtem und fix installierter Dachanlage muss auch die Abschattungsverluste der auf eine Flachdach installierten hintereinander liegenden Modulreihen zu Sonnenaufgang und Sonnenuntergang, der ca. 3% beträgt (für einen typischen Reihenabstand bzw. Abschattungswinkel von 20%).

Ertragsminderung durch Abschattung

Nachfolgend wird der Sachverhalt und die ermittelten Messergebnisse für die Ermittlung der Abschattungsverluste durch den südseitigen Hochspannungsmasten, wie in Abb. 6 gezeigt, exemplarisch für den 9. August beschrieben. Aus Tabelle 2 ist für diesen klaren Sonntag aufgrund der einsetzenden Abschattung ab ca. 13 Uhr ersichtlich, dass eine Leistungsminderung von ca. 8% für den Nachmittag, verglichen mit der Situation ohne Hochspannungsmasten, zu verzeichnen ist. Bei sinkender Sonnenhöhe im Rest des Jahres sind besonders die Wechselrichter 5 bis 7 betroffen.



Abbildung 5

Rechts Abschattungssituation am 4. April 2010 um 17:03 durch den südostseitigen Hochspannungsmasten (Im Hintergrund ist der Südwesthang der Kurfürsten zu sehen.)

ENTWURF des ZWISCHENBERICHTS

TABELLE 2 Leistungsminderung pro individuellem DC Strang am Nachmittag des 9. Aug 2010 durch die Schattenwirkung des zwanzig Meter entfernten Hochspannungsmasten. Zur Veranschaulichung der Abschattungsverluste wurde die Farbe grün für Leistungen grösser 2kW, orange für den Leistungsbereich 1 bis 2kW (Teilabschattung) und orange für unter 1kW (Abschattung gewählt). Die rechte Spalte zeigt die Verluste. Ein Strang umfasst zwei nachgeführte Modulträger mit in Summe 2 x 8 Module je 230Wp, Nummer der Wings in Zeile 2 mit 1 beginnend von Süd bis 41; reale Abschattungssituation Abb. 5. (Leistungen wurden dem Wechselrichtermonitoring entnommen)

09-08-10	WR1	WR1	WR1	WR2	WR2	WR2	WR3	WR3	WR3	WR4	WR4	WR4	WR5	WR5	WR5	WR6	WR6	WR6	WR7	WR7	WR7		
P_AC [kW]	1	3	5	7	9	11	13	15	17	19	21	23	25	27	29	31	33	35	37	39	41	Verlust	
17:30	2.7	2.6	2.7	2.5	2.7	1.4	0.8	0.5	2.1	2.7	2.6	2.6	2.7	2.6	2.5	2.6	2.7	2.6	2.6	2.6	2.6	1.9	-12.2%
17:10	2.5	2.5	2.4	2.3	2.5	2.4	0.9	0.5	0.7	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6	2.7	2.7	2.7	2.7	2.7	2.7	2.1	-12.7%
16:50	2.7	2.7	2.7	2.7	2.8	2.7	2.6	0.5	0.5	2.3	2.7	2.7	2.7	2.7	2.6	2.7	2.7	2.7	2.7	2.7	2.7	2.4	-10.0%
16:30	2.7	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.7	2.1	0.4	2.1	2.8	2.7	2.8	2.8	2.6	2.8	2.7	2.8	2.8	2.8	2.7	2.5	-7.1%
16:10	2.8	2.8	2.9	2.9	2.9	2.9	2.9	2.8	0.5	0.5	2.8	2.7	2.8	2.9	2.7	2.9	2.9	2.8	2.9	2.8	2.9	2.7	-9.0%
15:50	2.9	2.9	2.9	3	2.9	2.9	2.9	2.9	2.3	0.3	2.7	2.8	2.9	2.9	2.8	2.9	2.8	2.8	2.9	2.9	2.9	2.8	-5.8%
15:15	2.9	2.9	2.9	3	2.9	2.9	2.9	2.9	2.9	0.9	2.3	2.9	2.8	2.9	2.8	3.0	2.9	2.9	2.9	2.9	2.9	3.0	-3.6%
14:45	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	2.9	2.9	2.5	0.4	2.5	2.9	3.0	2.9	3.0	3.0	2.9	2.9	2.9	2.9	3.0	-6%
14:15	3.1	3.1	3.1	3.1	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	0.7	0.5	2.9	3.0	2.9	3.0	3.0	3.0	2.9	2.9	2.9	3.1	-8.7%
13:45	3.1	3.1	3.2	3.2	3.2	3.1	3.1	3.0	3.0	3.0	2.5	0.9	0.8	3.0	2.9	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.1	-8.8%
13:15	3.0	3.1	3.1	3.2	3.2	3.2	3.2	3.1	3.1	3.1	3.0	2.5	0.8	2.6	2.9	3.1	3.1	3.1	3.1	3.1	3.1	3.1	-3.2%

Abschattung

Idc = 2.56A
Udc = 413V
Pac= 952W

Keine Abschattung
Idc = 7.2A
Udc = 430V
Pac= 2924 W

mittlere Abschattungsverluste
Nachmittag

-8.2%



Abbildung 6 Schattenwurf des Hochspannungsmasten am 9. Aug 2010. Im linken Teilbild ist die Beschattung um 15:20 zu sehen, die links vom Zwischenträger den Modulträger Nr. 20 der Länge nach beschattet (Modulträger 20 und 19 bilden den Strang 1 des Wechselrichter 4, siehe Eintrag der geminderten Leistung von 0.9kW in Tabelle 2 zum Zeitpunkt 15:15). Im rechten Teilbild ist der Schatten um 17:30 ersichtlich, den ein Strassenbeleuchtungsmast auf Modulträger Nummer 8 im Vordergrund wirft, wodurch dessen erstes Modul an der rechten unteren Ecke im Umfang von ca. zwei Solarzellen beschattet wird. Die Leistung sinkt durch die Wirkung der Bypassdioden in diesem Modul nur minimal auf 2.5kW ab (siehe Tabelle 2 in der ersten Zeile beim Eintrag Modulträger 7 bis 8)

Zusammenfassung - erster Zwischenbericht

Das zweiachsige Solar Wings Nachführsystem erzielt am Standort Flums einen jährlichen spezifischen EW-Stromzählerertrag von 1047 kWh/kWp in den Monaten März bis Oktober 2010, was einen Jahresertrag im ersten vollständigen Betriebsjahr von über 1200 kWh/kWp erwarten lässt. Dies ist um 20% höher als der in der Schweiz mit Photovoltaikanlagen im Durchschnitt mit fest installierten neuen Grossanlagen im Langjahresmittel erzielt wird.

An einem Sonnentag im Juni konnten 26% Mehrertrag durch die nachgeführten Module gemessen werden, verglichen mit der fix auf dem Flachdach des benachbarten Betriebgebäudes installierten 30° Grad geneigt, exakt nach Süd orientiert, Referenzanlage. Würden beide PV Systeme mit exakt den gleichen Zuleitungen ausgestattet sein, so wäre beim nachgeführten System nicht im Mittel eine um 33V geringere Strangspannung (ca. 8%) zu verzeichnen. Dann wäre der ermittelte Mehrertrag an diesem Sonnentag mit ca. 34% zu ermitteln. Im Mittel würde diese Anrechnung der gleichen Leitungsverluste den in den Monaten Mai bis Sept. gemessenen Mehrertrag durch Tracking auf ca. 18% erhöhen.

Aufgrund der exzellenten Hinterlüftung der Solarmodule die in eine Höhe von 8 Metern über Boden montiert sind, wurden an Sommertagen um ca. 10° Grad geringere Temperaturen um die Mittagszeit gemessen und im Mittel auf die Stromproduktion gewichtet 4°C, was einen Leistungsgewinn von ca. 2% bezogen auf aufgeständerte Nennleistung der Dachanlagen bedeutet.

Das zweiachsige Solar Wings Nachführsystem könnte allerdings noch deutlich mehr erwirtschaften wäre es nicht durch äussere Einflüsse, der Einbettung in die bestehende Bausituation bzw. Bergschatten begrenzt. Diese Verluste sind im Einzelnen:

- Die Abschattung durch den Hochspannungsmasten führt, jeweils am Nachmittag zu Verlusten, dann wenn die Nachführung an klaren Sonnentagen den Mehrertrag gegenüber fix montierten Solarsystemen erzielt. Beispielsweise wurde im August an klaren Sonnentagen eine Minderung des Mehrertrags von ca. 8% am Nachmittag gemessen (siehe Tabelle 2). Daraus wird eine Minderung des zusätzlichen Trackergewinnes von täglich 4% abgeschätzt. Ohne Abschattung durch den Hochspannungsmaster wäre ein Tracking-Mehrertrag von ca. 22% möglich.
- Würden die Tragseile nicht wegen der Zufahrtstrasse nach Süd-Ost orientiert sein, könnte ebenfalls ein höherer Mehrertrag erzielt werden, da dann der Back-Tracking Modus reduziert werden könnte, was zu Mehrerträgen von bis zu ca. 3% führen könnte
- Abschattung durch die nahe Bergkette im Nordosten und im Südwesten ca. 6%
- Unsicherheit der Einstrahlungsmessung 3%, Unsicherheit der Nennleistung +/-3%
- All die hier ermittelten Messwerte basieren auf einem unbeschatteten fix installierten Referenzsystems auf dem Industrieflachdach. Für einen gleichwertigen Vergleich müsste für grössere Referenzanlagen eine typische Reihenverschattung von ca. 3% abgezogen werden.

Fazit: Soll bei zukünftigen Installationen maximaler Ertrag erzielt werden, muss strikt auf einen abschattungsfreien Standort geachtet werden und auch die Ausrichtung der Tragseile optimal nach Ost-West orientiert sein. Nach dem Vorliegen einer vollständigen Jahresmessreihe können die angegebenen Kennwerte weiter präzisiert werden.

Referenzen

- [1] F. Baumgartner, A. Büchel, R. Bartholet; 25th European Photovoltaic Solar Energy Conf. and 5th World Conference on Photovoltaic Energy Conversion, Proceedings; Valencia; Spain; 6- 10 Sept 2010; "Cable-based Solar Wings tracking system: two-axis and progress of one-axis system"
- [2] F. Baumgartner; ep Photovoltaik – Jan 2010, S38-42; Hamburg; Germany; 21- 25 Sept 2009; „Solar Wings – Skiliffttechnik für die Modulnachführung“
- [3] T. Hostettler, "Solarstromstatistik Schweiz 2009"; SEV Bulletin 05/2010; Seite 13