

# EIN JAHR PHOTOVOLTAIK-FORSCHUNGSZENTRUM ZWENTENDORF

**Christoph GROISS\*1**

<sup>1</sup> Technische Universität Wien, Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe  
Gußhausstraße 25/370-1, 1040 Wien, Austria  
Tel.: +43 | (0)1 | 58801 | 370126, Fax: +43 | (0)1 | 58801 | 370199  
e-Mail: [groiss@ea.tuwien.ac.at](mailto:groiss@ea.tuwien.ac.at),  
Web: [www.ea.tuwien.ac.at](http://www.ea.tuwien.ac.at)

**Kurzfassung:** Seit Juni 2010 erfasst das Messsystem der Photovoltaik-Anlage Zwentendorf durchgehend Daten. Anhand dieser Zeitreihen sollen Rückschlüsse für den großflächigen Einsatz von Photovoltaiksystemen gewonnen werden. Die Anlage bietet über verschieden ausgerichtete Module Vergleichsmöglichkeiten bezüglich der unterschiedlichen Einspeisecharakteristika.

Das Messsystem besteht aus einer Wettermessstation, einer richtungsabhängigen Einstrahlungsmessung sowie Leistungsmessungen der Module und der Wechselrichter. Aufgrund der zeitlichen Auflösung im Bereich zwischen 1 s und 10 s ist die Analyse kurzfristiger Einspeiseschwankungen möglich.

Der Ertrag der Anlage lag im ersten Jahr je nach Modulgruppe um 4 % bis 39 % über dem prognostizierten Werten. Die Auswertung der Modulgruppen zeigt, dass sich das Einspeiseprofil und die Ausbeute der unterschiedlich ausgerichteten Modulgruppen stark unterscheiden.

**Keywords:** Photovoltaik, Zwentendorf, Messergebnisse

## 1 Einleitung

Die Photovoltaik-Anlage Zwentendorf ist seit Juni 2009 in Betrieb. Das Messsystem der Anlage zeichnet seit Juni 2010 durchgehend Daten auf. In diesem Paper wird die Anlage im einjährigen Betrachtungszeitraum bis Mai 2011 analysiert.

Ziel der Untersuchung ist, Erkenntnisse und Empfehlungen sowohl für Einzelanlagen als auch für den großflächigen Einsatz von Photovoltaiksystemen abzuleiten. Die Photovoltaik-Anlage in Zwentendorf bietet hierfür vielfältige Variationen, um verschiedene Effekte untersuchen zu können. Die Anlage am Freifeld liefert Aufschluss über kleinräumige Ausgleichseffekte gleicher Anlagentypen. Mit den Trackeranlagen ist die Beurteilung des Mehrertrags von nachgeführten Systemen möglich. Von besonderem Interesse sind die Fassadenmodule, welche mit Südost-, Südwest und Nordwestorientierung eine deutlich unterschiedliche Einspeisecharakteristik aufweisen. Anhand der südorientierte Aufdachanlage können standortbedingte Unterschiede (z.B. Verschmutzung, Teilverschattung, Temperaturunterschiede,...) zu den Freifeldanlagen beurteilt werden.

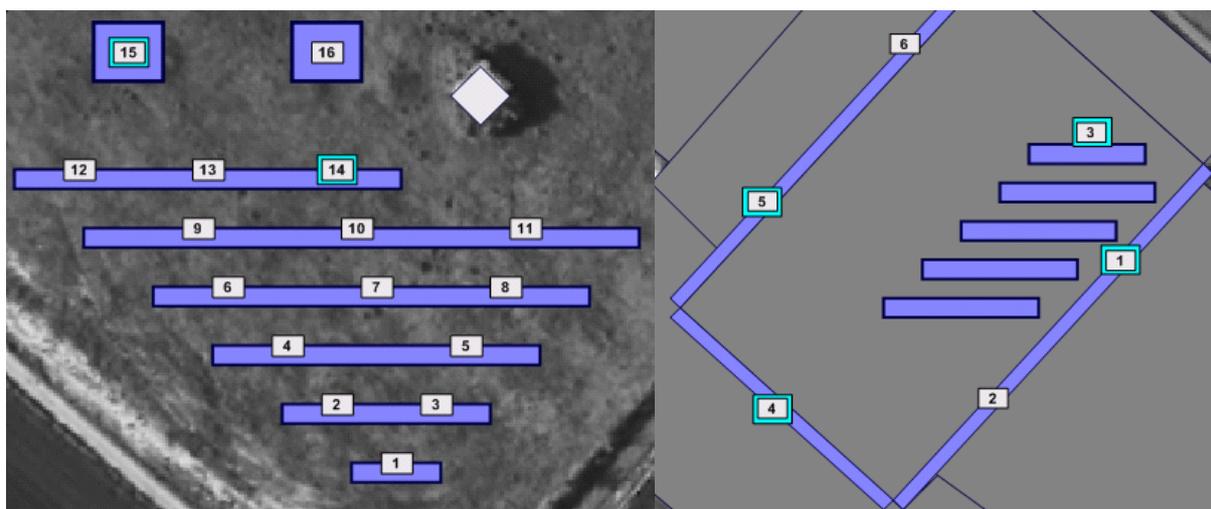
## 2 Daten der Anlage

In Tabelle 1 sind die Modul- und Wechselrichterleistungen der Anlagen in Zwentendorf dargestellt. Die Modulleistungen sind die Nennleistung unter Standard-Testbedingungen (STC). Für Wechselrichter sind die Nennleistungen der Eingangsseite (DC) und der Ausgangsseite (AC) angegeben.

**Tabelle 1:** Modul- und Wechselrichterleistungen der PV-Anlage Zwentendorf

	<b>Modul- Leistung</b>	<b>DC- Leistung</b>	<b>AC- Leistung</b>
Freifeld	159 kWp	155 kW	146 kW
Reaktor	55 kWp	46 kW	44 kW
Gesamt	214 kWp	201 kW	190 kW

In Abbildung 1 sind die Modulgruppen am Freifeld (linkes Teilbild) und am Reaktor (rechtes Teilbild) dargestellt. Je Wechselrichter sind zwischen 3 und 5 Strings zu je 11 bis 14 Module verschaltet. Die Anlagen am Freifeld sind südorientiert mit einem Anstellwinkel von 30°. Weiters befinden sich am Freifeld zwei Nachführsysteme, welche astronomisch zweiachsig nachgeführt sind.



**Abbildung 1:** Modulgruppen am Freifeld (links) und am Reaktor (rechts), Quelle: EVN AG

Im rechten Teil von Abbildung 1 sind die Modulgruppen am Reaktor dargestellt. Die Fassadenmodulgruppen mit einem Anstellwinkel von 90° sind exakt südwest-, südost- bzw. nordwestorientiert. Weiters befinden sich auf dem Reaktordach 30° aufgeständerte Modulgruppen mit Süd-Orientierung.

## 3 Messsystem

In Zusammenarbeit mit der EVN AG wurde in einem ersten Schritt das Messsystem hinsichtlich der zu untersuchenden Fragestellungen beurteilt. Das System wurde im Februar 2011 um eine richtungsabhängige Einstrahlungsmessung („Messwürfel“) sowie um eine weitere Kamera erweitert.

Das Messsystem beinhaltet eine Wettermessstation (Globalstrahlung, Wind, Niederschlag, etc.), Modultemperaturmessung sowie eine richtungsabhängige Einstrahlungsmessung (siehe Abbildung 2). Die Einspeiseleistung wird sowohl durch die interne Messung der Wechselrichter, durch eine externe detaillierte Messung an bestimmten Wechselrichtern sowie durch den Einspeisezähler für die gesamte Anlage bestimmt. Je nach Messsystem liegt die zeitliche Auflösung im Bereich von 1s bis 10s.



**Abbildung 2:** Richtungsabhängige Einstrahlungsmessung mit Sensor nach Osten, Süden Westen sowie einen horizontalen Sensor [2]

Zunächst wurde die Genauigkeit des Messsystems überprüft. Die gemessenen Monats- und Jahreserträge wurden sowohl mit der internen Aufzeichnung der Wechselrichter als auch der Abschätzung von Ertragsberechnungstools gegenübergestellt.

Das Messsystem weist im einjährigen Betrachtungszeitraum eine Datenverfügbarkeit von rund 97% auf. Bezüglich des Ertragsvergleichs wurden sowohl die externen Messgeräte, welche Ein- und Ausgang der Wechselrichter messen, die Daten der Wechselrichter selbst als auch die Einspeisezähler verglichen. Die unterschiedlichen Messungen weisen bezüglich der Jahres- und Monatserträge eine Differenz von etwa 1,3% auf.

Neben der Aufzeichnung der Umweltbedingungen (Globalstrahlung, Temperatur, Windgeschwindigkeit) werden die Leistungen sowohl auf Gleichspannungsseite als auch Wechselspannungsseite aufgezeichnet. Somit konnten die Limitierungen als auch Ausnutzungsgrade der Module und Wechselrichter berechnet werden.

## 4 Ertragsanalyse

Für eine grobe Abschätzung der Erträge wurde das freie Tool „PVGIS“ [1] verwendet. Mit den Standardeinstellungen wurden die normierten Erträge für die verschieden ausgerichteten Module berechnet. Die Standardeinstellung geht von 14 % Gesamtsystemverlusten und kristallinem Silizium als Modultechnologie aus. Für die unterschiedlich ausgerichteten Module wurden sowohl die Werte des Anstellwinkels („Slope“), der Südabweichung („Azimuth“) und der Montageart („Free-Standing“ bzw. „Building integrated“) variiert.

In Tabelle 2 sind die gemessenen Jahreserträge der 16 Freifeld- und 6 Reaktor-Wechselrichter dargestellt. Der Jahresertrag liegt je nach Modulgruppe um 4% bis 39% über dem prognostizierten Wert des Tools „PVGIS“. Besonders die am Reaktor montierten Anlagen liegen größtenteils deutlich über dem erwarteten Ertrag. Es sei an dieser Stelle

darauf hingewiesen, dass das Tool „PVGIS“ von einem durchschnittlichen Jahr bei der Berechnung der Erträge ausgeht. Somit kann das positiv abweichende Messergebnis auch aufgrund eines höheren Dargebots im betrachteten Zeitraum zustande kommen.

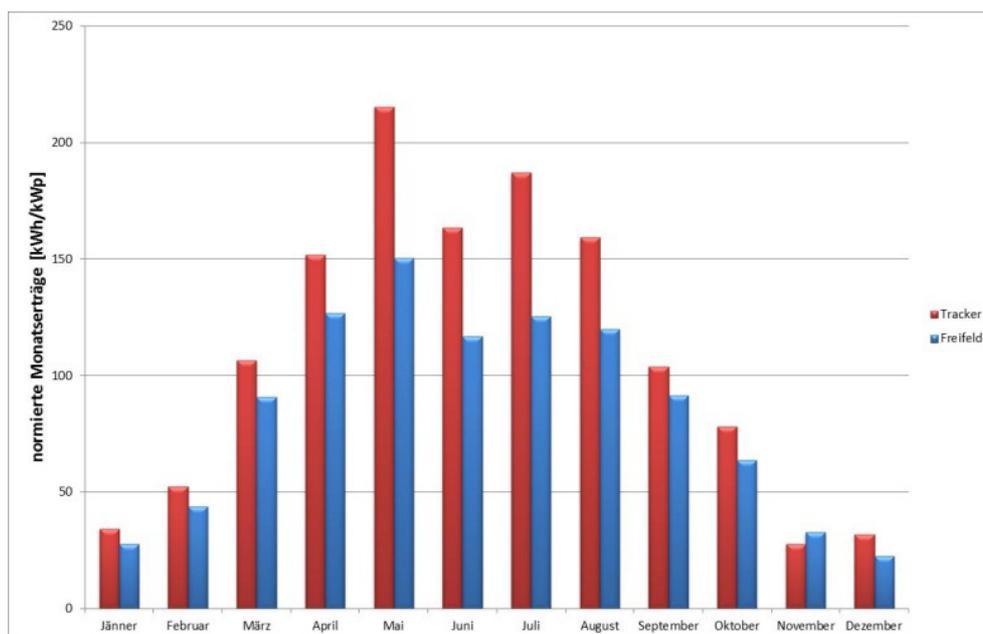
**Tabelle 2:** Jahreserzeugung der PV-Anlage Zwentendorf

	Freifeld	Reaktor	Gesamt
Jahreserzeugung	166 MWh	38 MWh	204 MWh
Installierte Leistung	159 kWp	55 kWp	214 kWp
Volllaststunden	1043 h	697 h	955 h

Die Summe der Wechselrichter Messdaten zeigt einen Gesamtertrag der Anlage von 204 MWh. Der Einspeisezähler weist mit 207 MWh einen um etwa 1,5% höheren Jahresertrag auf (Freifeld 168,8 MWh und Reaktor 38,6 MWh).

Ein Unterschied zeigte sich zwischen den Anlagen am Freifeld und jener am Reaktordach. Die fix aufgeständerten Anlagen am Freifeld weisen die gleiche Ausrichtung wie die Anlage auf dem Reaktordach auf. Auch die eingesetzten Module sind vom gleichen Typ. Die Anlagen am Reaktordach weist aufgrund einer kleineren Wechselrichterauslegung teilweise Limitierungen der Einspeiseleistung auf (siehe Kapitel 5). Trotzdem liegt die Aufdachanlage mit 1080 kWh/kWp um 6,5% über dem durchschnittlichen Wert der Freifeldanlagen von 1012 kWh/kWp. Eine Erklärung hierfür könnten die unterschiedlichen Wind- und Temperaturverhältnisse sein.

Die Photovoltaikanlage in Zwentendorf besitzt zwei nachgeführte Modulsysteme („Tracker“). Diese werden im Folgenden mit den benachbarten fix aufgeständerten Modulen am Freifeld verglichen. Abbildung 3 zeigt den grafischen Vergleich der normierten Monatserträge der Tracker und der aufgeständerten Anlagen. Der Vergleich bezieht sich auf den mittleren Ertrag der beiden Tracker und den mittleren Ertrag der 14 aufgeständerten Freifeld Modulgruppen.



**Abbildung 3:** Vergleich der Monatserträge zwischen nachgeführten und aufgeständerten Anlagen

Abbildung 3 zeigt den Zugewinn des Trackers im Vergleich zu den aufgeständerten Freifeldanlagen. Die Jahreserzeugung der nachgeführten Anlagen liegt hier um knapp 30% höher als jene der fest installierten Freifeldanlagen. Es zeigt sich, dass der Zugewinn gerade in den Monaten Mai, Juni und Juli mit 40% bis knapp 50% am größten ist.

Ein Grund für den hohen relativen Zugewinn kann durch den Verlauf der Sonne erklärt werden. In den Sommermonaten kommt die direkte Einstrahlung der Sonne in den Morgenstunden aus Nordosten bzw. in den Abendstunden aus Nordwesten. In den Wintermonaten hingegen aus Südosten bzw. Südwesten. Somit können die nachgeführten Anlagen in den Sommermonaten die direkte Strahlung in den Morgen- und Abendstunden deutlich besser nutzen als fest installierte Module. In den Wintermonaten wird dieser Vorteil verhältnismäßig geringer.

## 5 Leistungsanalyse

### 5.1 Ausnutzung der Module und Wechselrichter

In Tabelle 3 sind die Leistungsdaten einiger Wechselrichter angeführt. Die dargestellten Modulleistungen sind jene aus den Herstellerdatenblättern, welche unter STC gemessen wurden. Die Wechselrichterleistung beschreibt die nominelle Ausgangsleistung (AC) laut Herstellerangaben. Die maximale Wechselrichterleistung beschreibt die tatsächlich auftretenden Ausgangsleistungen der Wechselrichter. Dabei handelt es sich um 1 min Mittelwerte.

**Tabelle 3:** Vergleich von installierter Modul- und Wechselrichterleistung mit maximal auftretender Einspeiseleistung

	<b>Tracker</b>	<b>Freifeld</b>	<b>Fassade SO</b>	<b>Fassade NW</b>
Modulleistung	7,69 kW	8,95 kW	8,80 kW	7,75 kW
Wechselrichterleistung	8,00 kW	8,00 kW	8,00 kW	6,50 kW
Maximale WR-Leistung	8,11 kW	8,13 kW	8,11 kW	5,15 kW

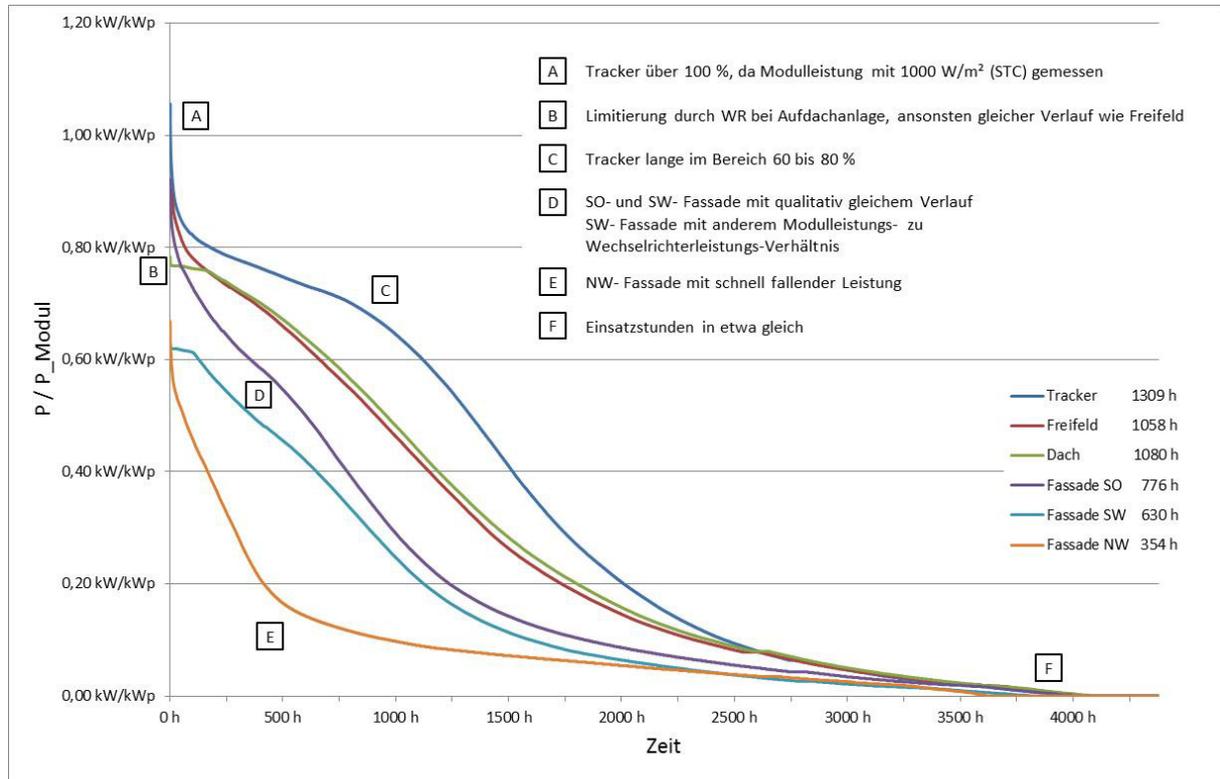
Abgesehen vom Nordwest-Fassadenmodul stellt für alle anderen Modulgruppen die Ausgangsleistung des Wechselrichters die Begrenzung der maximalen Leistung dar. Die gemessenen Einspeiseleistungen liegen im Bereich 101% bis 102% der maximalen Wechselrichterausgangsleistung.

In Bezug auf die Modulleistung zeigt der Tracker, dass die Nennmodulleistung in der Praxis überschritten werden kann. Dies ist darin begründet, dass die gegebene Modulleistung unter normierten Testbedingungen (STC mit 1.000 W/m<sup>2</sup> Einstrahlung und 25°C Modultemperatur) bestimmt wird. Im Betrieb können jedoch bessere Bedingungen auftreten (höhere Einstrahlung bzw. niedrigere Temperaturen).

Das Nordwest-Fassadenmodul nutzt die Ausgangsleistungsleistung des Wechselrichters mit 79% zu keinem Zeitpunkt im Jahr vollständig aus. Die maximale Modulausnutzung beträgt 67%. Somit treten an der Nordwest-Fassade zu keinem Zeitpunkt im Jahr so gute Verhältnisse auf, wie unter Standardtestbedingungen (STC).

## 5.2 Dauerlinien

In Abbildung 4 sind die Dauerlinien der Modulgruppen dargestellt. Die Datengrundlage für dieses Diagramm bilden die 1min-Messwerte der Wechselrichter. Die Stundenangabe neben der Wechselrichterlegende beschreibt die jährliche Volllaststundenzahl. Auf der horizontalen Achse sind die bezogenen Einspeiseleistungen in kW/kWp gegeben. Markante Punkte im Diagramm sind per Legende erklärt.



**Abbildung 4:** Jahresdauerlinien der Modulgruppen im Vergleich

Punkt A zeigt die Situation, dass die eingespeiste Leistung des Trackers dessen Modulnennleistung um 5% übersteigt. Der Effekt, dass bessere Umgebungsbedingungen auftreten können, als unter Standardtestbedingungen (STC) angenommen werden, wurde bereits zuvor in Kapitel 5.1 beschrieben.

Punkt B zeigt die beschriebene Limitierung der Einspeiseleistung durch den Wechselrichter. Während die Freifeldanlage (rote Kennlinie) eine maximale Einspeisung von 0,91 kW/kWp aufweist, tritt bei der Aufdachanlage (grüne Kennlinie) bei 0,77 kW/kWp eine Abflachung der Dauerlinie auf, welche auf die Beschränkung durch die Wechselrichterleistung zurückzuführen ist.

Punkt C beschreibt den Bereich in welchem der Tracker den Mehrertrag gegenüber den Freifeldanlagen erzielt. Während sowohl die Aufdach- als auch Freifeldanlage die Linie von 0,60 kW/kWp bei rund 750h schneidet, liegt dieser Schnittpunkt beim Tracker bei rund 1250h.

Punkt D zeigt die Auswirkung der unterschiedlichen Wechselrichterdimensionierung des Südost- und Südwest-Fassadenmoduls. Im Bereich der maximalen Leistung ist eine Abflachung der Dauerlinie des Südwestmoduls (türkise Kennlinie) zu sehen, welche in einem Wert von 0,62 kW/kWp resultiert. Weiters ist auch im mittleren Leistungsbereich ein

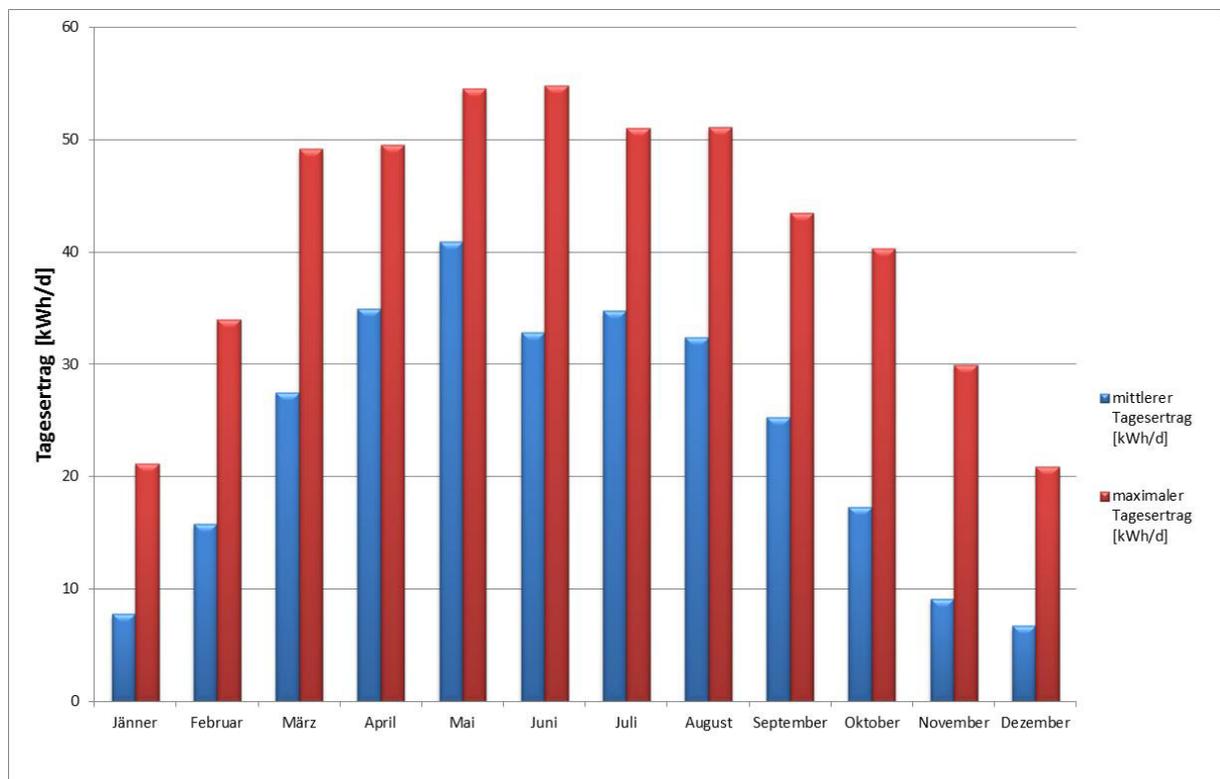
Unterschied der beiden Fassadenmodule zu erkennen. Dies kann teilweise dadurch begründet werden, dass die Einspeiseleistung des Südwestmoduls auf eine deutlich höhere Modulleistung bezogen wird. Allerdings ist dies keine Erklärung für den Unterschied in den niedrigeren Leistungsbereichen, da hier der kleiner dimensionierte Wechselrichter keine Rolle spielen sollte.

Punkt E zeigt, dass das Nordwest-Fassadenmodul eine deutlich unterschiedliche Charakteristik bezüglich des Dauerlinienverlaufs aufweist, als die restlichen Modulgruppen. Die maximale Einspeiseleistung liegt mit 0,67 kW/kWp noch in einem ähnlichen Bereich. Die Einspeiseleistung fällt hier jedoch schneller ab. So liefert die Anlage während rund 400 h pro Jahr eine Einspeiseleistung welche größer 20% der Modulnennleistung ist.

Punkt F zeigt, dass die Einsatzstunden aller Modulgruppen mit rund 4000 h nahezu gleich sind. Dies ist in der Sonnenstundenzahl pro Jahr begründet. Selbst wenn sich eine Modulgruppe im Schattenbereich befindet und nicht direkt angestrahlt wird, liefert die Diffusstrahlung einen Ertrag.

### 5.3 Auswertungen der Tageseinspeisungen

Im Folgenden werden die maximalen Tageserträge jedes Monats näher analysiert. Abbildung 5 zeigt die maximalen und mittleren Tageserträge in kWh/d. Die Werte beschreiben die Summe aller Ausgangsleistungen der Wechselrichter. Der Verlauf des durchschnittlichen Tagesertrags je Monat (blaue Säule) entspricht (nahezu) jenen der Monatserträgen.



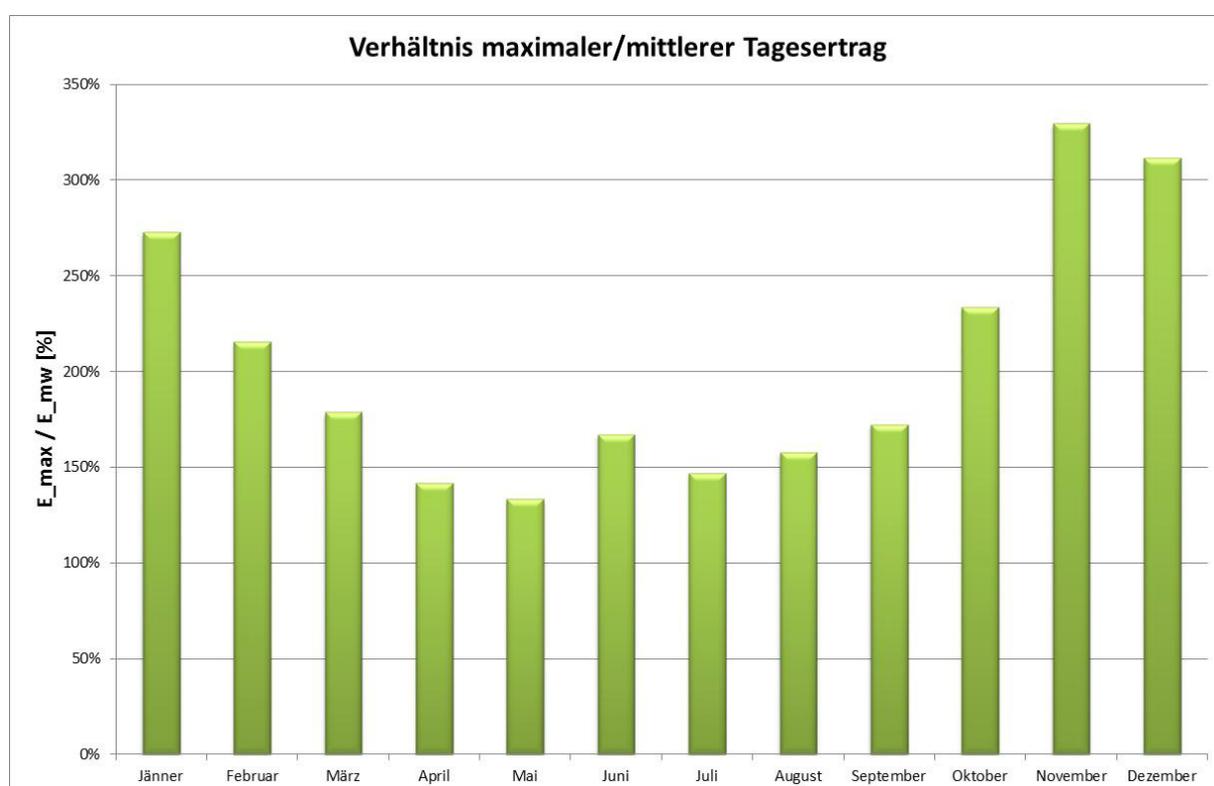
**Abbildung 5:** maximale und mittlere Tageserträge der PV-Anlage Zwentendorf nach Monaten

Die maximalen Tageserträge werden durch die roten Säulen in Abbildung 5 dargestellt. Hierbei ist ersichtlich, dass für die Monate März bis August am ertragreichsten Tag jeweils

ca. 50 kWh erzielt wurden. Somit ist über diesen halbjährigen Betrachtungszeitraum die maximale Tageserzeugung relativ konstant, während die mittleren Monatserzeugungen deutlich stärker variieren.

In den beiden Monate Jänner und Dezember liegt der maximale Tagesertrag mit 21 kWh/d bei rund 40% des maximalen Tagesertrags der Sommermonate. Der maximale Tagesertrag nimmt in den Wintermonaten weniger stark ab, als der mittlere Monatsertrag.

Abbildung 6 beruht auf den Zahlenwerten aus Abbildung 5 und setzt diese in Relation. Die Abbildung zeigt das Verhältnis des maximalen Tagesertrags und des mittleren Tagesertrags je Monat. Hierbei ist ersichtlich, dass in den Sommermonaten der maximale Tagesertrag rund 50 % über dem durchschnittlichen Tagesertrag liegt. In den Monaten November und Dezember hingegen liegt der Maximalwert um mehr als 200% über dem Durchschnittswert.

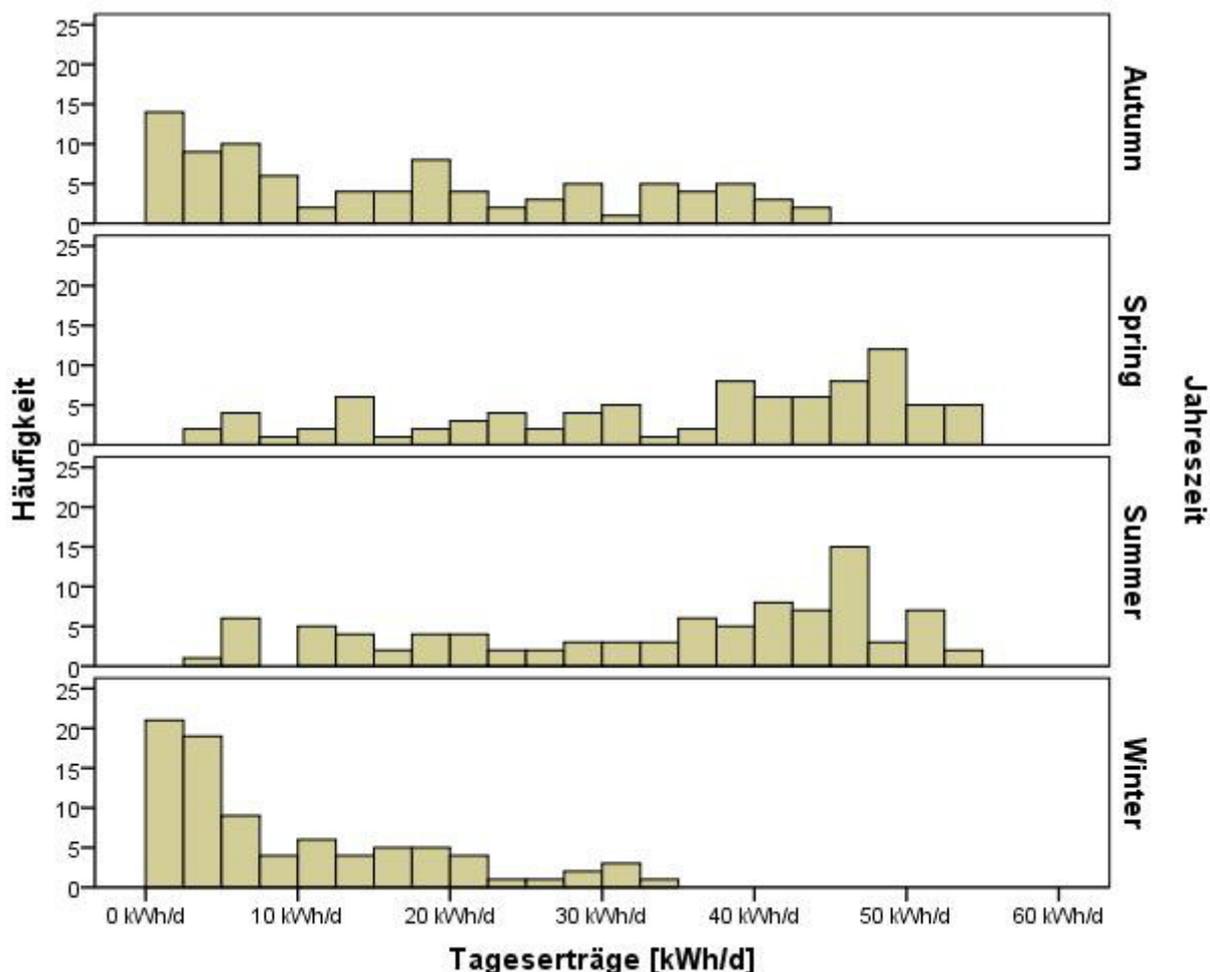


**Abbildung 6:** Verhältnis des maximalen Tagesertrags bezogen auf den durchschnittlichen Tagesertrags des Monats

Das Histogramm in Abbildung 7 zeigt warum, das Verhältnis von maximalem zu mittlerem Tagesertrag über die Monate schwankt. Die Unterteilung erfolgt hier nach meteorologischen Jahreszeiten (Frühling: MAM, Sommer: JJA, Herbst: SON, Winter: DJF).

Die Wintermonate weisen am häufigsten einen Tagesertrag von weniger als 5 kWh/d auf. Vereinzelt treten Tageserzeugungen von 30 kWh/d auf. Somit ist das Verhältnis von 300 % des maximalen Tagesertrags zum mittleren Tagesertrag zu erklären (siehe Abbildung 6). In den Sommermonaten zeigt sich eine recht gleichmäßige Verteilung der Tageserträge über die Klasseneinteilung. Werte von unter 5 kWh/d treten kaum auf. Dafür gibt es im Bereich um 50 kWh/d eine feststellbare Häufung. Diese heben den Monatsdurchschnitt an, sodass in

den Sommermonaten der maximale Tagesertrag mit rund 50 % deutlich weniger stark über dem Mittelwert liegt, als in den Wintermonaten.



**Abbildung 7:** Histogramm der Tageserträge unterteilt nach Jahreszeiten

Die Analyse der ertragsreichsten Tage je Monat zeigt, dass die maximalen Einspeiseleistungen nicht an den heißen Sommertagen erzielt werden. Aufgrund der höheren Temperaturen sinkt der Modulwirkungsgrad. Bei den meisten Modulanordnungen werden die maximalen Leistungen an kühleren Tagen mit hoher Einstrahlung erzielt. Je nach Einstrahlungsrichtung und Modulausrichtung kann die Spitzenleistung an Wintertagen jene der sonnenreichen Sommertage übersteigen. Bei der Anlagendimensionierung muss hierbei ein sinnvoller Kompromiss zwischen Modul- und Wechselrichterleistung gefunden werden, sodass die Einspeiseleistung nicht zu sehr durch den Wechselrichter beschränkt wird.

## 6 Ergebnisse

Die Photovoltaik-Anlage in Zwentendorf besitzt aufgrund der unterschiedlichen Ausrichtungen und Montagevarianten ideale Voraussetzungen, um die Auswirkungen verschiedenster Effekte analysieren zu können.

Das Messsystem weist im einjährigen Betrachtungszeitraum eine Datenverfügbarkeit von rund 97% auf. Die unterschiedlichen Messungen weisen bezüglich der Jahres- und

Monatserträge eine Differenz von etwa 1,3% auf. Für die hier durchgeführten Untersuchungen ist sowohl die Datengenauigkeit als auch die zeitliche Auflösung (1s bis 10s-Raster) ausreichend.

Der Jahresertrag liegt je nach Modulgruppe um 4% bis 39% über dem prognostizierten Wert. Besonders die am Reaktor montierten Anlagen liegen größtenteils deutlich über dem erwarteten Ertrag. Die Jahreserzeugung der nachgeführten Anlagen liegt um knapp 30% höher als jene der fest installierten Freifeldanlagen. Es zeigt sich, dass der Zugewinn in den Monaten Mai, Juni und Juli mit 40% bis knapp 50% am größten ist.

Die Analyse der Einspeiseleistungen zeigt, dass je nach Dimensionierung des Wechselrichters, eine zeitweise Begrenzung der Einspeiseleistung auftreten kann. Dies ist sowohl von den Umgebungstemperaturen als auch von der Jahreszeit und damit verbundenen Einstrahlungscharakteristik abhängig.

Mit Hilfe der im Februar 2011 installierten richtungsabhängigen Einstrahlungsmessung kann nun die Strahlung für eine beliebig geneigte unverschattete Ebene berechnet werden. Mit dem vorherrschenden Dargebot (Einstrahlung, Temperatur) kann zukünftig die mögliche Einspeisung unter idealen verlustlosen Bedingungen berechnet werden.

## **7 Literatur**

- [1] JRC. PVGIS - Photovoltaic Geographical Information System. 2011. <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps4/pvest.php#> (Zugriff am 07 2011).
- [2] Heinze, Florian: Messung von Direkt- und Diffusstrahlung bei Photovoltaikanlagen, Diplomarbeit, Wien 2011