

ERLÖSPERSPEKTIVEN DER PHOTOVOLTAIK IN DEUTSCHLAND – EINFLUSSMÖGLICHKEITEN DURCH VARIATION DER ANLAGENAUSRICHTUNG

Alexander Zipp(*)¹, Bernd Lukits(*)²

Bestehende Anreize durch Vergütungsregeln

Die Vergütungsregeln im Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) für Photovoltaik (PV)-Anlagen lassen drei Grundausrichtungen für die Gewinnmaximierungsstrategie potentieller Investoren und Anlagenbetreiber offen, die sich im idealen Fall miteinander kombinieren lassen: die Maximierung der jährlich erzeugten Energiemenge, des (anteiligen) Eigenverbrauchs sowie des (relativen) Marktwertes der PV-Erzeugung.

Die Maximierung der jährlich erzeugten Energiemenge wird dabei durch das grundlegende Prinzip des EEGs, eine fixierte Einspeisevergütung, angereizt. Der Zeitpunkt der Einspeisung spielt für die Höhe der Vergütung keine Rolle. Jedoch können sowohl bei der Nutzung der optionalen Marktprämie, als auch bei Eigenverbrauch des PV-Stroms die Erlöse für den Anlagenbetreiber durch eine Veränderung des Erzeugungsprofils im Vergleich zu dem der ertragsmaximalen Anlage rentabel sein. Im Fall der Marktprämie richtet sich eine potentielle Erlössteigerung nach dem relativen Marktwert der Anlage im Vergleich zum bundesweiten Durchschnitt (vgl. Sensfuss und Ragwitz 2011).

Das Erzeugungsprofil einer PV-Anlage kann, abgesehen von der Verwendung eines Stromspeichers, primär durch folgende Optionen beeinflusst werden:

- Geographischer Standort innerhalb Deutschlands.
- Anstellwinkel des Moduls (0° horizontal bis 90° vertikal).
- Azimutwinkel des Moduls (90° West bis -90° Ost).

Ziel der Arbeit ist es zu überprüfen, inwieweit die Variation der oben genannten Möglichkeiten zu einer Erlössteigerung im Rahmen einer Förderung nach EEG genutzt werden können.

Analyse der Marktwerte verschiedener Ausrichtungen und Standorte

Für die Analyse innerhalb der Arbeit wurde ein PV-Modell auf Basis der Daten der MIRAKEL-Datenbank des Deutschen Wetterdienstes verwendet, um die Effekte einer Änderung der Anlagenausrichtung zu ermitteln.

Die Berechnungen zeigen, dass die Standortwahl einen erheblichen Einfluss auf den Jahresertrag einer PV-Anlage hat. Die Überprüfung der Standortwahl zur Veränderung des Leistungsprofils liefert ein weniger eindeutiges Ergebnis. Hier ergaben die Berechnungen, dass durch eine Standortvariation innerhalb Deutschlands keine signifikanten Veränderungen des PV-Erzeugungsprofils zu erwarten sind. Die Leistungsspitze wird in allen untersuchten Fällen zum annähernd gleichen Zeitpunkt erreicht und auch die restliche Leistung fällt relativ betrachtet annähernd zeitgleich an. Demzufolge ist die Variation des Standortes keine geeignete Maßnahme, um einen positiven Einfluss auf den erreichten Marktwert auszuüben und die Erlöse bei einer Vermarktung nach optionaler Marktprämie zu erhöhen.

Die Veränderung der Anlagenausrichtung an einem festen Standort ist den Modellrechnungen zufolge eine sehr effektive Maßnahme, um sowohl den Jahresertrag, als auch das zeitliche Leistungsprofil zu beeinflussen. Der maximale Jahresertrag wird bei Südanlagen mit einem Anstellwinkel von 30° oder 40° erreicht. Die höchsten Erträge bei einer Ost- bzw. Westausrichtung werden von Anlagen mit

¹ IZES gGmbH, Altenkesseler Straße 17, +49 681 9762 840, +49 681 9762 850, zipp@izes.de, www.izes.de

² FH Technikum Wien, Giefinggasse 6, 1210 Wien, +43 660 1477 533, ee11m025@technikum-wien.at, www.technikum-wien.at

einem Anstellwinkel von 10° erreicht. Der Vergleich der Leistungsprofile zwischen Anlagen verschiedener Azimutwinkel zeigt, dass die Verlagerung hin zu einer Ost- oder Westausrichtung mit 40° Anstellwinkel die größte Verschiebung der Leistungsspitze und der gesamten Energiemengen, verglichen mit einer Südanlage zur Folge hat. Um den energiewirtschaftlichen Mehrwert, im Sinne höherer Markterlöse, von einer Abweichung der Südausrichtung einer PV-Anlage zu bestimmen, wurde in der Arbeit bewusst nicht die übliche Kenngröße der Levelized Cost of Electricity verwendet, sondern eine marktbasierende Kennzahl im Sinne von Joskow (2011), die den Zeitpunkt der Erzeugung berücksichtigt: der energieträgerspezifische ‚Marktwert‘.

Nach klassischer EEG-Fixvergütung stellt die ertragsmaximale Ausrichtung das Optimum dar. Damit eine Abweichung davon sich über den Weg der Direktvermarktung nach der optionalen Marktprämie finanziell lohnt, muss der Betrag der relativen Veränderung des Marktwertes größer sein als der der relativen Veränderungen des Jahresertrags. Dies folgt aus dem Verzicht pro erzeugte Energieeinheit nicht nur auf den Markterlös, sondern auch auf den Geldbetrag der gleitenden Marktprämie. In diesem Fall wird eine ‚bedarfsgerechte Einspeisung‘, ausgedrückt durch den höheren Marktwert, entsprechend entlohnt und über das Instrument der optionalen Marktprämie angereizt. Es stellt sich also die Frage, inwieweit die Energieertragsverluste durch höhere durchschnittlich erzielte Marktpreise kompensiert werden können.

Anhand der verfügbaren Daten von 2011 und 2012 wurden die Marktwerte verschiedener Anlagenausrichtungen an bestimmten Standorten bestimmt. Die Ergebnisse zeigen, dass in dem genannten Zeitraum an keinem der betrachteten Standorte eine Abweichung von der ertragsstärksten Ausrichtung zu einer Steigerung der Vermarktungserlöse nach Marktprämienmodell geführt hätte und somit kein finanzieller Anreiz hierzu bestand. Es ist jedoch denkbar, dass der Bau von Ost- bzw. West-PV-Anlagen durch die Verlagerung der Leistungsspitze aus netztechnischer Betrachtung vorteilhaft wäre. Ebenso ist es möglich, dass die verfügbaren Standorte für Südanlagen nicht ausreichend sind, um die notwendige PV-Kapazität für das Erreichen der langfristigen EE-Ausbauziele aufzubauen. Tritt einer der beiden Situationen tatsächlich ein, müssen die bestehenden Vergütungsstrukturen für PV-Anlagen ggf. nach der Ausrichtung bzw. dem Leistungsprofil hin differenziert werden, um den aus gesamtsystemischer Sicht optimalen Zubau anzureizen.

Stoetten				Mannheim											
Marktwerte				Marktwerte											
70°	1,0803	1,1069	1,0981	70°	1,0366	1,0798	1,0787	70°	1,0801	1,1068	1,0921	70°	1,0134	1,0682	1,0658
60°	1,0831	1,1065	1,1007	60°	1,0391	1,0783	1,0805	60°	1,0830	1,1059	1,0952	60°	1,0166	1,0655	1,0682
50°	1,0863	1,1059	1,1029	50°	1,0427	1,0767	1,0814	50°	1,0860	1,1051	1,0981	50°	1,0208	1,0631	1,0691
40°	1,0898	1,1052	1,1045	40°	1,0471	1,0749	1,0808	40°	1,0892	1,1040	1,1003	40°	1,0259	1,0604	1,0685
30°	1,0933	1,1043	1,1052	30°	1,0521	1,0729	1,0788	30°	1,0925	1,1028	1,1017	30°	1,0315	1,0576	1,0656
20°	1,0964	1,1033	1,1048	20°	1,0572	1,0708	1,0752	20°	1,0952	1,1017	1,1018	20°	1,0373	1,0548	1,0607
10°	1,0989	1,1023	1,1032	10°	1,0617	1,0686	1,0707	10°	1,0972	1,1004	1,1007	10°	1,0427	1,0517	1,0545
2011	90°	0°	-90°	2012	90°	0°	-90°	2011	90°	0°	-90°	2012	90°	0°	-90°

Abbildung 1: Relative Marktwerte von PV-Anlagen an den Standorten Stoetten und Mannheim für 2011 und 2012 (EEX, eigene Berechnungen)

Literatur

Joskow, P. J. (2011): Comparing the Costs of Intermittent and Dispatchable Electricity Generating Technologies. In: American Economic Review, Volume 100, No. 3, S. 238-241.

Sensfuss, F. und Ragwitz, M. (2011): Weiterentwickeltes Fördersystem für die Vermarktung von erneuerbarer Stromerzeugung. Fraunhofer Institut System- und Innovationsforschung, Karlsruhe.