

# Rechnet sich PV noch?

**Größere Anlagen lohnen sich aktuell eher als kleine**

**Für Photovoltaikanlagen gelten neue Sätze bei der Einspeisevergütung. Die Übergangsfrist für PV-Anlagen nach der alten Vergütung lief bis September. Nun stellt sich die Frage, ob sich neue Anlagen zur Solarstromerzeugung bei den neuen Einspeisesätzen noch rechnen. Dies analysiert Dr. Mathias Schindler von der Landwirtschaftskammer Niedersachsen.**

In der Übersicht erfolgt ein Vergleich der alten Vergütungssätze für die Stromeinspeisung mit den aktuellen Vergütungen. Neu im Programm sind die Abgrenzungen. Wurde früher bei 30 kWpeak, bei 100 kWpeak und bei 1 MWpeak der Vergütungssatz geändert, so kennt die neue Vergütungsregelung die Grenzen von 10 kWpeak, was einer Abgrenzung zwischen den privaten Anlagen auf Einfamilienhäusern und gewerblichen Nutzern eher entspricht als die früheren Grenzwerte, 40 kWpeak und 1 MWpeak.

Auf die Schnelle wurden die Vergütungen zunächst um 20 bis 32 Prozent gekürzt und mit zusätzlichen Kürzungen um ein Prozent pro Monat ging es bis Oktober weiter. Auch künftig wird es weitere Kürzungen geben. Diese sind zunächst auch mit einem Prozent pro Monat vorgesehen, werden aber wahrscheinlich in Abhängigkeit vom bisherigen Ausbau der Anschlussleistung höher ausfallen.

## Abgrenzungen geändert

Für den Bereich der Privaten, also bis 10 kWpeak (das sind etwa 100 m<sup>2</sup> Dach- beziehungsweise circa 85 m<sup>2</sup> nutzbare Fläche), wurde die Vergütung bis Oktober auf 18,36 Cent/kWh gekürzt. Verglichen mit den Kürzungen in anderen Größenbereichen fällt sie damit noch moderat

aus, denn im Bereich zwischen 10 und (bisher) 30 kWp werden die garantierten Vergütungen auf 15,53 Cent (minus 29 Prozent) gesenkt. Stärker trifft es die noch größere Dachflächenanlagen, bei denen die Vergütung um bis zu 34 Prozent abgesenkt wird. 12,71 Cent je kWh ist die neue Vergütung für die Freiflächenanlagen, die unabhängig von Größe und Einstufung (Konversions- oder Trassenbegleitfläche) einheitlich ausgestaltet wird.

## Vergütung unter Bezugskosten

Doch es wurde nicht nur die garantierte Einspeisevergütung deutlich verringert. Auch beim Eigenverbrauch gibt es deutliche Einschnitte. Da die neuen Einspeisevergütungen inzwischen ein Niveau erreicht haben, dass unter den normalen marktüblichen Bezugskosten für Strom liegt, entfällt die bislang gezahlte Vergütung für den Eigenverbrauch des mit der eigenen Photovoltaik-Anlage erzeugten Stroms.

Um dennoch den Eigenverbrauch weiter voran zu bringen, erfolgt dies nicht mehr mit Anreizprogrammen, sondern durch Zwang. Da eine garantierte Einspeisevergütung nur noch für 90 Prozent des erzeugten Solarstromes gezahlt wird, kann der Erzeuger wählen, ob er den verbleibenden 10-Prozent-Anteil selbst verbrauchen und damit seine

Stromrechnung entlasten will, oder diese Strommenge über den Netzbetreiber an die Börse bringt und dort verkauft. Letzteres ist allerdings wenig attraktiv, weil an der Strombörse oft nur Preise von wenigen Cent erzielt werden. Für die Kleinanlagen bis 10 kWpeak wird dieser Zwang noch verstärkt. Hier gibt es nur für 80 Prozent des erzeugten Stromes die garantierte Vergütung.

Dank der bisherigen Bedingungen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) waren mit den Photovoltaikanlagen bei geschicktem Moduleinkauf und rechtzeitigem Anschluss kurz vor der nächsten Vergütungsabsenkung für den Anlagenbetreiber teilweise Renditen für das eingesetzte Gesamtkapital von deutlich mehr als 10 Prozent erreichbar. Durch den so genannten Leverage-Effekt konnte die Rendite für das eingesetzte Eigenkapital oft sogar noch stark gesteigert werden, wenn zum Beispiel aus Mitteln der Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW) vergleichsweise zinsgünstige Kredite zur Finanzierung von etwa 80 Prozent der Investitionssumme eingesetzt werden konnten, die den erzielten Überschuss dann auf die ergänzenden 20 Prozent Eigenkapital konzentriert haben. Dies trieb die Eigenkapitalverzinsung teilweise auf deutlich über 20 Prozent und das mit 20 Jahren Erlösgarantie und sehr überschaubarem Kostensteigerungsrisiko.

Die bisherige Praxis der Modulanbieter, die Preise immer dann zu senken, wenn auch die Vergütung abgesenkt wurde, nährt den Verdacht, dass hier ein Markt abgeschöpft wurde und den Investoren immer nur eine „angemessene“ Rendite übrig gelassen wurde.

Wer jetzt mit dem Gedanken spielt, sich jetzt wegen der dort etwas höheren Vergütung nur noch eine typische Einfamilienhaus-Anlage zuzulegen, der sollte berücksichtigen, dass es immerhin auch einige Kostenpositionen gibt, die kleine Anlagen stärker belasten als die größeren. Mit viel Geschick lässt sich so eine Anlage mit einer Spitzenleistung von 9,8 kWh/h für circa 14 200 Euro (netto, einschließlich Montage) betriebsfertig machen. Die spezifischen Investitionskosten liegen dann bei 1 450 Euro/kWpeak.

## Investitionskosten entscheiden

Angebote für unter 800 Euro/kWpeak gibt es ebenfalls. Diese beinhalten aber nur die Module, so dass nach Zukauf der Wechselrichter, des Montagematerials und dem Netzanschluss sich meist die gleiche Summe ergibt. Wer diese Anlage aus Eigenmitteln finanziert, eine Nettolistung von 900 kWh/kWpeak am Einspeisepunkt erreicht, für den eigenverbrauchten Strom 17 Cent/kWh an Stromkosten spart (3 Prozent Steigerung/Jahr) und neben 120 Euro für die sonstigen Betriebskosten auch noch fünf Minuten am Tag für die Solaranlagenkontrolle abrechnet, der darf sich bei 3 Prozent Zinsanspruch für sein eingesetztes Kapital über 1 635 Euro Unternehmergewinn freuen – aufsummiert bis zum Ende der garantierten Einspeisevergütung, also nach etwas mehr als 20 Jahren. Alternativ lässt sich auch eine Eigenkapitalrendite von 4,13 Prozent ermitteln. Nicht gerade viel, aber immer noch mehr als bei vielen Banken und ein gutes Gewissen bekommt man dadurch vielleicht auch.

## Großanlagen rechnen sich besser

Besser rechnet sich da schon eine etwas größere Anlage mit einer Leistung von 28,42 kWpeak. Dies ist die Größe, die problemlos auf viele Wirtschaftsgebäude errichtet werden kann. Mit 49 100 Euro Investitionssumme und spezifischen Investitionskosten von 1 728 Euro je kWpeak ist diese zwar überproportional teurer als die kleine Anlage, erreicht aber trotz der um 3 Cent/kWh niedrigeren

**Vergleich der Solarstromvergütung vom Dach bei unterschiedlichen Anlagengrößen**

	Einspeisevergütung Cent/kWh					Freiflächenanlage >10 MW
	Dachflächenanlagen				>1 MWp	
	<10 kWp	<30 kWp neu: 40 kWp	30-100 kWp (40-100 kWp)	100 - 1.000 kWp		
Anfang 2011	28,74	28,74	27,33	25,86	22,56	
Vor 1.4.2012	24,43	24,43	23,23	21,98	19,18	17,94
seit 1.4.2012*	19,50 (-20%)	18,50 (-24%)	16,50 (-29%)	16,50 (-25%)	13,50 (-30%)	13,50 (-25%)
ab 1.10.2012*	18,36 (-25%)	17,42 (-29%)	15,53 (-33%)	15,53 (-29%)	12,71 (-34%)	12,71 (-30%)

\* bis Oktober weitere Kürzungen um 1%/Monat; danach weitere monatliche Kürzungen nach Zubau (Zielgröße 1%/Monat); Vergütung nur noch für 80/90% des erzeugten Stroms, keine Eigenverbrauchsvergütung mehr. Übersicht: Dr. Schindler

Einspeisevergütung bei vollständiger Eigenkapitalunterlegung und einem Zinsanspruch von 3 Prozent über die 20 Jahre einen Unternehmensgewinn von 8 599 Euro. Ausgedrückt als Eigenkapitalrendite sind es 5,81 Prozent – das klingt schon interessanter.

## Kapitalrendite neu überprüfen

Mit einer Anlagengröße von 90,16 kWpeak, die auf größeren Hallendächern zum Einsatz kommen könnte, steigt zwar der gesamte Investitionsbedarf auf 150 549 Euro, die spezifischen Kosten gehen aber geringfügig auf 1 670 Euro/kWpeak zurück. Selbst wenn die Jahresleistung mit nur noch 880 kWh/kWpeak aufgrund der leicht suboptimalen Bedingungen (geringere Dachneigung) etwas schlechter ausfällt, der Eigenstromverbrauch nur eine Ersparnis von 16 Cent/kWh bringt und die sonstigen Betriebskosten auf 900 Euro pro Jahr steigen, führt die Eigenkapitalfinanzierung zu einem kumulierten Unternehmensgewinn von 53 563 Euro. Besser einordnen lässt sich das Ergebnis über die Kapitalrendite: Bleibt das Eigenkapital nur so lange hier investiert, wie es aus Liquiditätsgründen benötigt wird, so ergibt sich eine Eigenkapitalrendite von 9,33 Prozent. Diese Investition scheint sich zu lohnen. Risikoüberlegungen zeigen, dass die Mindestrendite von 3 Prozent oder ein Unternehmensgewinn von Null erreicht wird, wenn die spezifischen Investitionskosten 2 033 Euro/kWpeak erreichen, also um 21,7 Prozent steigen. Bei der Anlage des Modelltyps 2 wird diese Gewinnschwelle bei 1 917 Euro/kWpeak (plus 10,9 Prozent) erreicht. Die Anlage des Typs 1 darf nur 1 545 Euro/kWpeak (plus 6,6 Prozent) teurer werden, bevor die Mindestverzinsung in Gefahr gerät.

Damit die Anlagen 1 und 2 die gleiche Eigenkapitalrendite erreichen wie die Anlage 3 (9,33 Prozent), müssten entweder die Leistungen auf 968 kWh/kWpeak (Anlage 1) beziehungsweise 972 kWh/kWpeak (Anlage 2) steigen, oder die Einspeisevergütung müsste bei Anlage 1 21,36 Cent/kWh (plus 9,5 Prozent) und bei Anlage 2 18,17 Cent/kWh (plus 10,1 Prozent) betragen. Dies zeigt, dass durch die



**Die hier angestellte Rentabilitätsanalyse der Solarstromerzeugung ergibt, dass große PV-Anlagen gegenüber kleinen im Vorteil sind. Einerseits wegen der neuen, über einen weiten Leistungsbereich konstanten Vergütungssätze, andererseits wegen Preiseffekte beim Modulkauf und bei der Installation.** Foto: Moe

neuen über einen weiten Leistungsbereich konstanten Vergütungssätze größere Anlagen, die ohnehin von der Kostendegression profitieren, zusätzlich deutlich begünstigt werden. Somit ist festzuhalten, dass die Rendite der kleineren Anlagen wesentlich stärker reduziert wird als die bei größeren Anlagen.

## Modulpreis wichtige Basisgröße

Da sich an den Vorgaben zur Einspeisevergütung wohl nur noch Details ändern, bleibt die Frage, wie sich wohl die Modulpreise entwickeln werden, wenn die Einspeisevergütungen demnächst tatsächlich monatlich um 1 Prozent gesenkt wird. Zunächst ist dieses scheinbar ein guter Weg, um zukünftig die bisher immer beobachtbare Jahresendrallye beim Netzanschluss zu vermeiden. Man muss allerdings kein Prophet sein, um vorherzusagen, dass sich die Modulpreise weiter in die gleiche Richtung entwickeln werden wie die Vergütungssätze. Wenn die Theorie, dass die Anlagenverkäufer „rückwärts“ rechnen, weiter Bestand haben soll, kann man im Prinzip für die genannten Modellanlagen genau vorhersagen, wie stark die Modulpreise jeden Monat sinken werden.

Unter der Annahme, dass die Rentabilität beim Anlagenbetreiber konstant bleiben soll, muss diese an einem Parameter fest gemacht werden. Dazu bieten

sich entweder das absolute Gewinnniveau oder die Eigenkapitalrendite an. Da bei sinkenden Modulpreisen die Beibehaltung des absoluten Gewinnniveaus dank des sinkenden Investitionsvolumens die Anlagen wirtschaftlich attraktiver machen würde, erscheint die zweite Kennzahl sinnvoller.

## Kleinere Anlagen zu teuer im Bau

Deswegen wurden die ausgewiesenen spezifischen Investitionskosten für die drei bislang analysierten Anlagengrößen unter der Annahme errechnet, dass mit diesen Anlagen auch zukünftig die bislang erzielten Renditen, die ja mit 4,13 Euro für die Anlagengröße 9,8 kWpeak und 5,81 Prozent bei einer Größe von 28,42 kWpeak nicht gerade überwältigend waren. Lediglich die Anlagengröße 90,1 kWpeak ließ mit 9,33 Prozent eine sehr attraktive Rendite erwarten.

Die Modellrechnungen zeigen, dass die spezifischen Investitionskosten bei den kleineren Anlagen deutlich stärker sinken müssten, um die ohnehin schon geringere Rentabilität noch zu halten. Als Ursache dafür sind schnell die nicht größenproportionalen sonstigen Kosten ausgemacht. Für die Anlagengrößen im Bereich „Einfamilienhausdach“ dürften zukünftig andere Beweggründe für die Installation ausschlaggebend werden. Attraktiver werden diese Anlagen wie-

der bei steigenden Anteilen für Eigenverbrauch, wenn auch die Bezugskosten für Strom weiter und vor allem stärker steigen oder wenn die Rendite nicht ausschlaggebend ist, sondern die Auflage, beim Neubau eine regenerative Energiequelle zu nutzen.

## Vorteil durch Größendegression

Für die Anlagengrößen 28,42 kWpeak und 90,1 kWpeak ergeben sich nahezu identische Prozentsätze für die rentabilitätsneutrale Absenkung der spezifischen Investitionskosten. Hier gleichen die leichten Unterschiede in den Annahmen zur Leistung und zu den Bezugskosten für Strom die Größendegressionsvorteile bei den sonstigen Kosten annähernd aus. Danach müssten für diese Anlagengrößen die spezifischen Investitionskosten für eine betriebsfertige Solaranlage bis zum Jahresende 2012 um etwa 13,4 Prozent von 1 728 (oder 1 670) Euro/kWpeak auf 1 497 (oder 1 446) Euro/kWpeak zurückgehen. Daraus lässt sich folgern: Mit den Senkungen der Einspeisevergütungen konnten sich einige Modulhersteller und Anlagenbauer offenbar nur noch durch Preissenkungen am Markt halten, denen sie mit der Kostensenkung nicht folgen konnten. Deren Insolvenzen werden den Markt vielleicht etwas bereinigen, die Produktionsstätten sind da und werden weiter betrieben, manches Unternehmen muss eben erst zweimal verkauft werden, bevor es gut läuft.

## Ausblick auf Solarmarkt

Senkungen der Einspeisevergütungen werden auch weiterhin durch sinkende Anlagenpreise so kompensiert, dass sich bei „größeren“ Anlagen (ab etwa 80 kWpeak) auch künftig noch Renditen abzeichnen. Für die kleineren Anlagen auf Einfamilienhäusern (bis 15 kWpeak) war die Renditeerwartung bereits in der Vergangenheit nicht berauschend, in Zukunft wird die Luft hier extrem dünn. Dennoch werden zukünftig vermutlich diese Anlagen weiter gebaut, weil der Gesetzgeber beim Wohnungsbau für Neubauten und bei Modernisierung den Einsatz regenerativer Energiesysteme fordert. ■