

Die Wirtschaftlichkeit von Photovoltaik in der Spät- und Post-Ära des EEGs

Eigenverbrauch als Schlüssel zu rentablen PV-Investments



Zusammenfassung

Der zügige Ausbau der Photovoltaik (PV) in Deutschland führt aktuell zu stetig fallenden EEG Vergütungen. Die gleichzeitig fallenden Modulpreise können mit dieser Entwicklung jedoch nicht schritthalten um weiterhin angemessene Renditen zu sichern. Eine Absenkung des EEG Tarifs um einen Cent pro Kilowattstunde könnte durch Reduktion der Systemkosten um je 100 €/kWp kompensiert werden. Die Studie zeigt Perspektiven wie PV-Anlagen auch zukünftig profitabel betrieben werden können und richtet sich an Betreiber und Investoren von Dachanlagen im Privat- und Industriekundenbereich.

Wir zeigen welche Renditen für das Auslaufmodell EEG in Deutschland noch erwartet werden können. Im weiteren Verlauf untersuchen wir, wie durch das Instrument des Eigenverbrauchs die Photovoltaik auch zukünftig ein rentables Investment bleiben könnte und unter welchen Bedingungen die Photovoltaik mittelfristig auch ohne Subventionen auskommen könnte. Die Studie liefert damit einen Beitrag zur aktuellen Diskussion der EEG Förderung.

Grundlage unserer Untersuchung ist die Modellierung und Simulation von 244 verschie-

denen Solarpark-Varianten anhand eines detaillierten Cashflow Modells. Die wichtigsten Einflussfaktoren im Modell sind System- und Betriebskosten, Fremdkapitalkonditionen, Renditeerwartungen, Tarife und Vergütungsalternativen.

In dieser Studie werden folgende Aspekte beleuchtet:

- **Einfluss fallender Vergütung und Systempreise auf die Wirtschaftlichkeit der Photovoltaik im aktuelle EEG Förderumfeld**
- **Die Berücksichtigung von Eigenverbrauch als Schlüssel zu rentablen Photovoltaik Investments**
- **Anforderungen und Voraussetzungen für erfolgreiche Investments in Photovoltaik jenseits des EEGs.**

1	AUSLAUFMODELL EEG	2
1.1	TARIFENTWICKLUNG.....	2
1.2	SIMULATION EINER TYPISCHEN PHOTOVOLTAIKANLAGE	2
1.3	ZUSAMMENHANG ZWISCHEN DEM PV-SYSTEMPREIS UND DER VERGÜTUNG: „1CENT PRO 100€“	3
2	DER EINFLUSS VON EIGENVERBRAUCH AUF DIE RENDITE	4
2.1	EEG UND EIGENVERBRAUCH.....	4
2.2	EINE PV-ANLAGE MIT EIGENVERBRAUCH	4
2.3	ERGEBNISSE.....	4
3	JENSEITS DES EEGS	6
3.1	DIE POST EEG ÄRA: DIE MISCHUNG MACHT’S!.....	6
3.2	ENERGIESPEICHER UND STROMHANDEL.....	6
3.3	ERHÖHTE ANFORDERUNGEN AN RENDITE UND RISIKOABSCHÄTZUNG.....	6
3.4	SCHLUSSBEMERKUNG	7
4	REFERENZEN	7
6	HAFTUNGSAUSSCHLUSS UND URHEBERRECHT	8
7	AUTOREN UND KONTAKT	8

1 Auslaufmodell EEG

1.1 Tarifentwicklung

Die EEG Tarife für die Photovoltaik (PV) nehmen aktuell nach dem Degressionsmodell um 2,5% pro Monat ab. Für die Inbetriebnahme ab 1. Januar 2013 sind die Tarife für verschiedene Anlagentypen in Tabelle 1 dargestellt.

Anlagentyp	Tarif [Cent/kWh]
Dachanlage bis 10 kWp	17,02
Dachanlage bis 40 kWp	16,14
Dachanlage bis 1 MWp	14,40
Dachanlage bis 10 MWp	11,78
Konversionsflächen	11,78

Tabelle 1: EEG Vergütungssätze für die Inbetriebnahme ab 1. Januar 2013 nach § 32 EEG. Quelle: Bundesnetzagentur [1].

Damit eine PV-Anlage für einen Investor eine adäquate Rendite liefert, müssten die Systempreise mit der Abnahme der EEG Tarife schritthalten. Im folgenden Abschnitt haben wir einen typischen PV-Park modelliert, der die Abhängigkeit der zur erwartenden Rendite von Systempreis und Tarif untersucht.

1.2 Simulation einer typischen Photovoltaikanlage

Mit Hilfe unserer Software Suite MatobisPro [2] simulieren wir Photovoltaikanlagen über die gesamte Betriebsphase. Die wichtigsten Eckdaten der Anlagen sind in Tabelle 2 zusammengefasst.

Beschreibung	Wert
Nennleistung	1 MW
Parklaufzeit	20 Jahre
Volllaststunden pro Jahr	970
Anf. Betriebskosten/Erträge	15%
Modul Degradation pro Jahr	0,25%
Fremdkapitalzins	3,3%
Laufzeit Fremdkapital	15 Jahre
Eigen-/Fremdkapital	30%/70%
Steuer	Deutschland
Systempreis in €/kWp	500-2000
Einspeisetarif in Cent/kWh	5-18
Anzahl der Simulationen	224

Tabelle 2: Die wichtigsten Eckdaten des Modellparks. Quelle: Matobis AG

Der Systempreis wird zwischen 500€ und 2000€ in Schritten von 100€/kWp und der Tarif zwischen 5 und 18 Cent in Schritten von

1Cent/kWh variiert. Insgesamt werden damit für die Studie 224 verschiedene Anlagen (16 Systempreise x 14 Tarifvarianten) über die Betriebsphase modelliert und alle relevanten Risiko und Ertragszahlen berechnet.

1.3 Zusammenhang zwischen dem PV-Systempreis und der Vergütung: „1Cent pro 100€“

Für unsere Modellparks variieren wir die Einspeisevergütung, Systempreis und ermitteln jeweils Projekt- und Eigenkapitalrendite. Für jedes Projekt fordern wir dabei einen für Fremdkapital üblichen Risikopuffer, der sich aus dem Quotient von verfügbarem Cashflow zu Schuldendienst (Zins und Tilgung) berechnet. Dieser sogenannten DSCR-Wert (engl. Debt Service Cover Ratio) ist typischerweise 1,3. Für eine feste erwartete Eigenkapitalrendite ermitteln wir den Zusammenhang zwischen den Systemkosten und dem Einspeisetarif, der diese Rendite liefert. In Abbildung 1 sind die Ergebnisse zusammengefasst. Sie sind für Investoren wie Projektentwickler in gleichem Maße von Interesse. Hier einige Beispiele die sich daraus ablesen lassen.

1. Eine große Dachanlage (bis 10 MWp) die für einen Systempreis von 1200 €/kWp errichtet wird und im Jan. 2013 in Betrieb geht (Tarif 0,1178 €/kWh) würde eine Eigenkapitalrendite von nur ca. 3% erzielen. Der Einsatz von (70%) Fremdkapital zu einem Zinssatz von 3,3% wäre in diesem Beispiel nicht sinnvoll.
2. Eine Dachanlage bis 1 MW (Inbetriebnahme Jan. 2013, Tarif 0,144 €/kWh) kann bei einem Systempreis von 1200 €/kWp eine Eigenkapitalrendite von ca. 9% erwirtschaften.
3. Eine Dachanlage bis 10 MW kann ab 2013 nur dann eine Eigenkapitalrendite von 7% erzielen wenn der Systempreis auf ca. 1000 €/kWp fallen würde.

Aus Abbildung 1 lässt sich für eine feste Rendite die Sensitivität zwischen Tarifänderung und Systempreisänderung ableiten. Bei 9% Rendite und 1200 €/kWp gilt: **Eine Tarifabsenkung um 1 Cent/kWh kann durch eine Reduktion des Systempreises um 100 €/kWp kompensiert werden.**

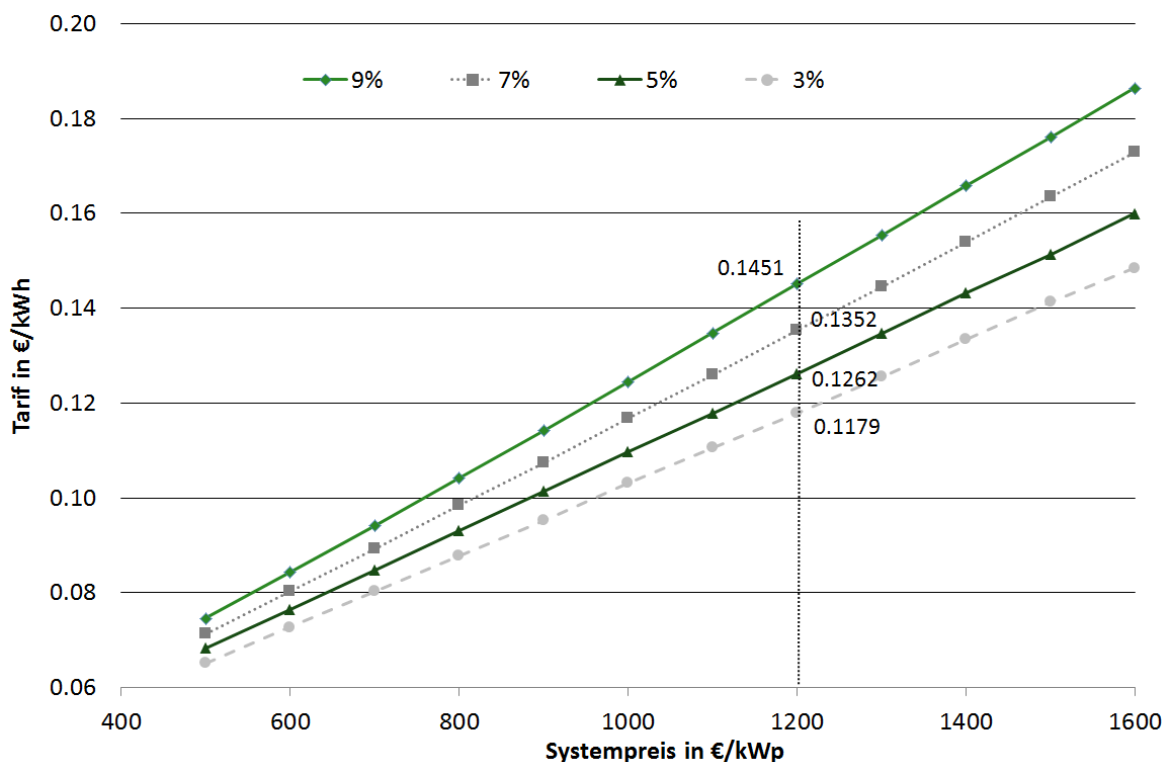


Abbildung 1: Zusammenhang zwischen Systempreis und Einspeisevergütung für verschiedene Werte einer geforderten Eigenkapitalrendite über die gesamte Betriebsphase für eine typische PV-Anlage. Die Eckdaten der Anlage sind in Tabelle 1 zusammengefasst. Quelle: Matobis AG

2 Der Einfluss von Eigenverbrauch auf die Rendite

Unsere obige Analyse hat gezeigt, dass im aktuellen EEG Umfeld nur dann auch weiterhin attraktive Renditen erzielt werden können, falls die Systempreise deutlich fallen um mit der abnehmenden Vergütung Schritt zu halten. Ein anderer möglicher Ausweg aus diesem Dilemma bietet jedoch die Berücksichtigung des Eigenverbrauchs.

2.1 EEG und Eigenverbrauch

In der Anfangsphase des EEGs wurden Vergütungssätzen für Dachanlagen von 50,6 Cent/kWh (2001) bezahlt. Zur gleichen Zeit lag der Strompreis für private Haushalte bei 14,3 Cent/kWh [3]. Im Rahmen des EEG 2009 konnte unter gewissen Umständen für den Eigenverbrauch von Strom aus Photovoltaikanlagen die EEG Vergütung beansprucht werden [4].

Durch die starke Strompreissteigerung der letzten Jahre - seit 2011 liegt der Durchschnittliche Strompreis für private Haushalte über 25 Cent/kWh - gewinnt der Eigenverbrauch und die direkte Vermarktung von Strom an Endkunden neue Bedeutung. Mit der Novellierung des EEG 2012 sinkt der vergütungsfähige Anteil des gesamten Stromertrags für Dachanlagen von 10kW bis 1 MW, die ab April 2012 in Betrieb genommen wurden auf dann nur noch 90% [5]. Damit muss der Eigenverbrauch bzw. Direktvermarktung bei Wirtschaftlichkeitsberechnungen berücksichtigt werden.

2.2 Eine PV-Anlage mit Eigenverbrauch

In diesem Abschnitt erweitern wir die Betrachtungen zur Rendite eines Solarparks um eine Eigenverbrauchs- bzw. Direktvermarktungskomponente. Neben dem EEG Tarif wird ein gewisser Anteil mit einem höheren Tarif vergütet.

1. Eine Dachanlage bis 40 kWp eines Privatinvestors mit einer EEG Vergütung von 16,14 Cent/kWh.

2. Eine große Dachanlage eines Industrieunternehmens mit einer EEG Vergütung von 11,78 Cent/kWh.

Für beide Anlagen vergüten wir einen Anteil von 0%, 10%, 20% und 30% zu einem höheren Tarif von 20 Cent/kWh. Alle weiteren Eckdaten sind wie in Tabelle 1 angegeben. Der Verlauf der Rendite als Funktion des Systempreises für die vier verschiedenen Anteile der höheren Tarifkomponente ist in Abbildung 2 und Abbildung 3 dargestellt.

2.3 Ergebnisse

Durch die Beimischung eines Tarifs von 20 Cent/kWh ergibt sich ein höherer effektiver Tarif und damit erwartungsgemäß eine höhere Eigenkapitalrendite (IRR) der Anlage. Tabelle 3 und Tabelle 4 fassen die Ergebnisse zusammen.

Anteil Zweit-tarif	Effekt. Tarif in Cent	IRR bei 1200€/kWp
0%	16,14	12,19%
10%	16,53	12,93%
20%	16,91	13,76%
30%	17,30	14,40%

Tabelle 3: Einfluss des Anteils eines Zweittarifs auf die Eigenkapitalrendite (IRR) am Beispiel einer Dachanlage bis 40 kWp und einem EEG Tarif von 16,14 Cent/kWh. Mit steigendem Anteil einer Tarifkomponente von 20 Cent/kWh nimmt die Eigenkapitalrendite zu. Quelle: Matobis AG

Anteil Zweit-tarif	Effekt. Tarif in Cent	IRR bei 1200€/kWp
0%	11,78	2,98%
10%	12,60	4,95%
20%	13,42	6,79%
30%	14,25	8,47%

Tabelle 4: Einfluss des Anteils eines Zweittarifs auf die Rendite am Beispiel einer großen Dachanlage und einem EEG Tarif von 11,78 Cent/kWh. Quelle: Matobis AG

Bei einer Zweittarifkomponente von 30% steigt bei der kleinen Dachanlage die Eigenkapitalrendite um ca. 2,2 Prozentpunkte und bei der großen Dachanlage um 5,5 Prozentpunkte. Die große Dachanlage erzielt damit eine Eigenkapitalrendite von ca. 8,5% wie sie typischerweise von Investoren gefordert wird.

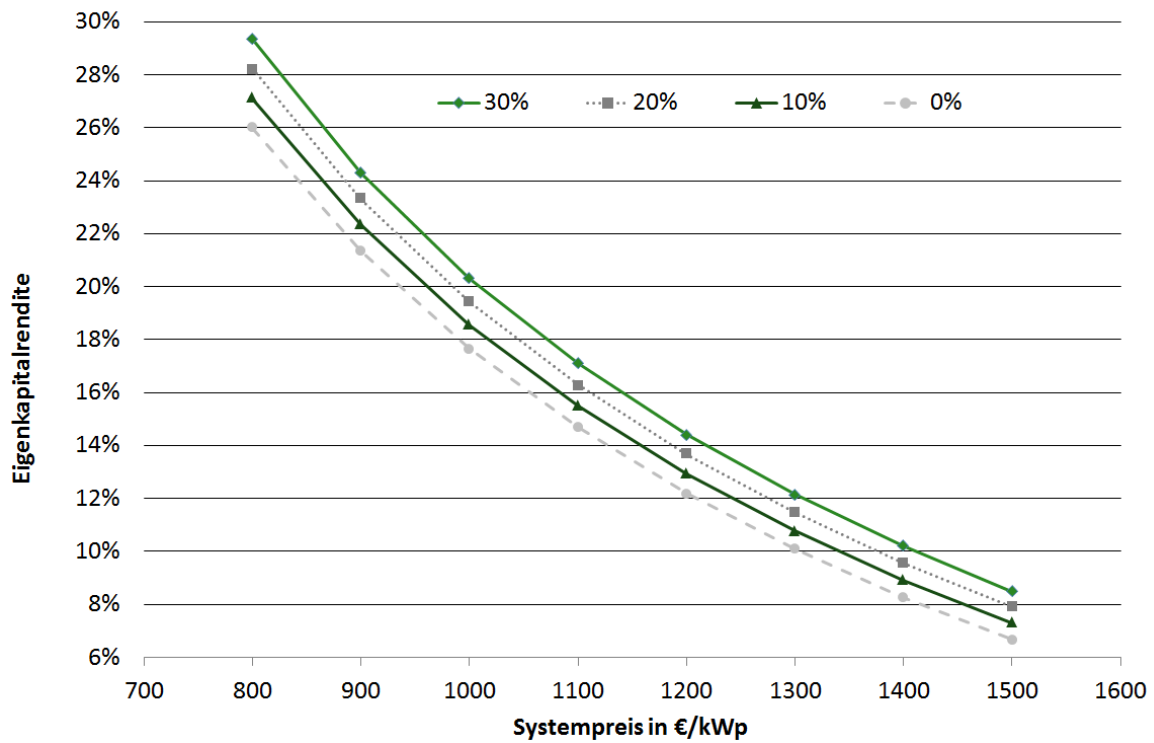


Abbildung 2: Eigenkapitalrendite als Funktion des Systempreises für vier verschiedene Anteile einer Eigenverbrauchskomponente (0%, 10%, 20%, 30%) einer Dachanlage bis 40 kWp. Aufgrund des höheren effektiven Tarifs ergibt sich mit steigendem Anteil des Zweittarifs bei einem festen Systempreis eine höhere Rendite. Quelle: Matobis AG

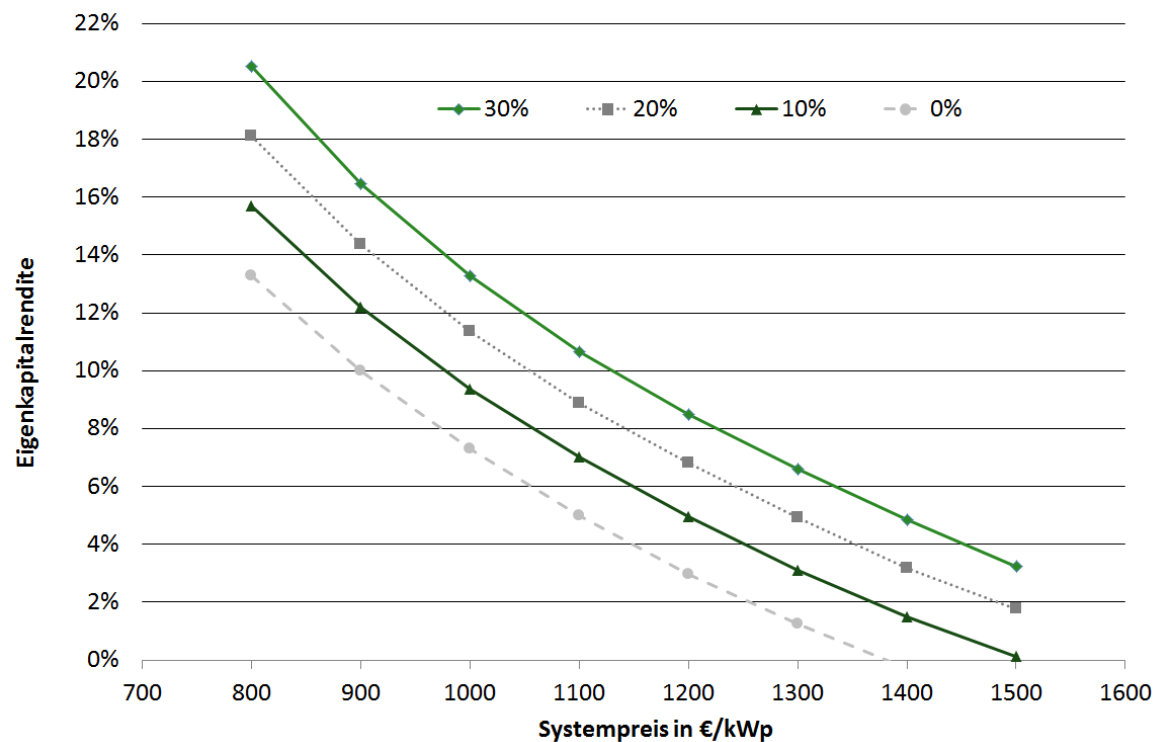


Abbildung 3: Eigenkapitalrendite als Funktion des Systempreises für vier verschiedene Anteile einer Eigenverbrauchskomponente (0%, 10%, 20%, 30%) einer großen Aufdachanlage. Ohne Eigenverbrauch ergeben sich für Systempreise ab 1400€/kWp negative Renditen. Quelle: Matobis AG

3 Jenseits des EEGs

Die vorliegende Studie beleuchtet, wie im derzeitigen EEG Vergütungssystem für Photovoltaik durch die Berücksichtigung der Direktvermarktung und des Eigenverbrauchs angemessene Renditen erwirtschaftet werden können. Erreicht wird dies durch den höheren effektiven Einspeisetarif. In der Konsequenz könnte man damit komplett auf eine EEG subventionierte Stromerzeugung verzichten. Diese Post EEG Ära erfordert aber auch eine erweiterte Sicht auf Chancen und Risiken.

3.1 Die Post EEG Ära: Die Mischung macht's!

Rein rechnerisch erreicht man jetzt schon durch Kombination der beiden Komponenten aus börsengehandelter Stromtarif von ca. 5 Cent/kWh und Privatkundentarif von 27 Cent/kWh, einen hinreichenden effektiven Tarif. Dies gilt sowohl für kleine Dachanlagen die zur teilweisen Deckung des Eigenverbrauchs verwendet werden, als auch für Freilandanlagen die in eine kommunale, dezentrale Energieversorgung eingebunden sind¹. Für Gewerbe- und Industriekunden, die beispielsweise mit größeren Dachanlagen ausgestattet werden können gelten obige Überlegungen in gleicher Weise. Die Rentabilität hängt auch hier vom Referenztarif und dem Umfang des Eigenverbrauchs ab.

3.2 Energiespeicher und Stromhandel

Mit einem schrittweisen Auslaufen des EEGs gewinnen sowohl die Energiespeicherung als auch optimale Vermarktungsstrategien an der Strombörse, bzw. eine Kombination von beiden Aspekten zunehmend an Bedeutung. Die Berücksichtigung beider Aspekte kann einen weiteren Renditebeitrag leisten. Zukünftig könnte sowohl für Privat- als auch für Industriekunden der Einsatz von Batteriespeichern und Wärme- bzw. Kältespeicherung interessant sein. Durch den Aspekt der Speicherung spielt dadurch auch die Elektromobilität eine wichtige Rolle.

¹ Vernachlässigt wurden in dieser einfachen Betrachtung MwSt., Stromsteuer und andere Abgaben die eventuell anfallen.

3.3 Erhöhte Anforderungen an Rendite und Risikoabschätzung

Marktrisiko

Projekte die über eine Laufzeit von 20 und mehr Jahre stabile Erträge liefern sollen, erfordern eine solide Planung und Kalkulation. Wenn Stromtarife und Abnahme der erzeugten Energie nicht mehr staatlich garantiert sind, spielt der Einfluss von potentiellen Ertragsschwankungen, die durch variable Strompreise oder Tarifkonditionen (Laufzeit, Kündigungsrechte) verursacht werden eine wichtige Rolle.

Kreditrisiko

Neben dem Marktrisiko erfordert auch das Kreditrisiko eine besondere Aufmerksamkeit. Beim Abschluss von Vereinbarungen zum direkten Stromverkauf wie beispielsweise auf einem Industriegelände oder bei der kommunalen, dezentralen Stromversorgung mit langen Vertragslaufzeiten muss ein möglicher Ausfall und der damit verbundene mögliche Verlust berücksichtigt werden.

Operationelle Risiken

Jenseits des EEGs ist ein Anlagenbetreiber größerem Wettbewerb und operationellen Risiken ausgesetzt. Beispielsweise ergibt sich durch die Vermarktung an der Strombörse im Spot- und Terminmarkt ein höherer operativer und regulatorischer Aufwand, höhere Kosten und Risiken. Eine größere Anzahl von Vertragspartnern und die damit verbundenen operativen Schnittstellen und vertragliche Vereinbarungen erhöhen ebenfalls die operativen Risiken.

Bedeutung von Risikomanagement

Mit dem Verlassen der Komfortzone EEG ergeben sich damit höhere Anforderungen an das Risikomanagement, sowohl in der Planungs- und Bauphase einer Anlage, als auch im Betrieb.

Durch Szenarioanalyse und Stresstesting kann der Einfluss widriger Ereignisse und die Auswirkung entsprechender Maßnahmen evaluiert werden. In der Konsequenz sind gegenüber EEG-subventionierten Projekten zusätzliche Sicherungsmechanismen wie Rücklagen, angepasste Fremdkapitalquoten, Sicherungsgeschäfte (Hedging), Kreditaus-

fallversicherungen und die Wirkungsweise von Sicherheiten zu untersuchen.

Im Einzelnen müssen die Wirkungsweise und die Kosten entsprechender Sicherungsmechanismen gegeneinander abgewogen werden.

3.4 Schlussbemerkung

Unsere Analyse illustriert, dass sich in Zukunft jenseits des EEGs auch weiterhin attraktive Renditen für PV-Anlagen erzielen lassen. Die veränderten Bedingungen erfordern jedoch sowohl auf der Seite der Eigen- und Fremdkapitalinvestoren, als auch bei der Projektentwicklung eine solide Planung und

Analyse. Ein ausgefeiltes Cashflow-Modell zur Bewertung, Optimierung und Risikomanagement ist hier von zentraler Bedeutung.

Das vorliegende Modell ist nicht auf die Modellierung, Analyse und Optimierung von Photovoltaikanlagen beschränkt. Es ist in gleicher Weise auf On- und Off-shore Windparks, Solarthermie, Wasserkraft, Geothermie und Biogasanlagen anwendbar. Hierzu wurde eine Studie zu Offshore Windparks erstellt [6]. Die generische Version unseres Modells ist ganz allgemein zur Analyse und Optimierung von Infrastrukturprojekten in der Planungs-, Bau-, und Betriebsphase geeignet.

4 Referenzen

[1] EEG-Vergütungssätze für PV-Anlagen:

www.bundesnetzagentur.de/cln_1931/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetGas/ErneuerbareEnergienGesetz/VerguetungssaetzePVAnlagen/VerguetungssaetzePhotovoltaik_node.html

[2] Eine Kurzbeschreibung der Software Suite MatobisPro Software finden Sie auf unserer Website unter: www.matobis.com/Content/DatenblattMatobisPRO_de.pdf

[3] Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V (Seite 6):

[www.bdew.de/internet.nsf/id/123176ABDD9ECE5DC1257AA20040E368/\\$file/121026_BDEW_Strompreisanalyse_Oktober%202012_Update_26.10.2012.pdf](http://www.bdew.de/internet.nsf/id/123176ABDD9ECE5DC1257AA20040E368/$file/121026_BDEW_Strompreisanalyse_Oktober%202012_Update_26.10.2012.pdf)

[4] EEG 2009 § 33: www.clearingstelle-eeg.de/files/EEG_2009_juris_Stand_110501.pdf

[5] Novellierung des EEG 2012 durch die PV Novelle:

www.erneuerbare-energien.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/pv_verguetung_1206_bf.pdf

[6] Offshore Windparks: Wie eine Seebrise ihr Portfolio elektrisiert. D. Dersch, M. Agamia, Matobis AG Investment Services, 2011, auch auf Englisch verfügbar unter: www.matobis.de

[7] Bildquelle: www.office.com

6 Haftungsausschluss und Urheberrecht

Alle Angaben in dieser Studie basieren auf öffentlich zugänglichen Informationsquellen. Diese Quellen wurden gewissenhaft geprüft und als zuverlässig eingestuft. Wir übernehmen jedoch keine Haftung für Schäden, die durch die Verwendung der in dieser Studie enthaltenen Informationen entstehen. Die Einschätzungen und Bewertungen spiegeln die Meinung der Verfasser zum Zeitpunkt der Erstellung der Studie wieder. Der Inhalt dieser Studie ist urheberrechtlich geschützt und darf – auch in Auszügen – und unabhängig zu welchem Zweck ohne vorherige schriftliche Genehmigung weder veröffentlicht, verteilt noch reproduziert werden.

7 Autoren und Kontakt



Dr. Dominik Dersch, PRM

ist Gründer und Vorstand der Matobis AG und hat mehr als 20 Jahre Erfahrung in Forschung, Beratung, dem deregulierten Energiemarkt und im Investmentbanking. Er ist zertifizierter Risikomanager (PRM), Gründer und amtierender Direktor des Münchner PRMIA Chapters und Board Member von PRMIA weltweit.



Mohamed Agamia

ist Gründer und Vorstand der Matobis AG hat mehr als 12 Jahre Erfahrung in der Entwicklung von Software für Risiko-Managementsysteme, Bewertung von Finanzinstrumenten und Cashflow Modelle für Banken und Versicherungen.

Beide Autoren verfügen über langjährige Erfahrung in der Projektfinanzierung, unter anderem in den Bereichen Photovoltaik, On- und Offshore Windkraftanlagen mit einem Gesamtvolumen von mehreren Milliarden Euro.

Adresse: Matobis AG Investment Services
Bülówstr. 27
81679 München
www.matobis.de

E-Mail: info@matobis.de

Telefon: +49 89 4377797-0

17. Dezember 2012