

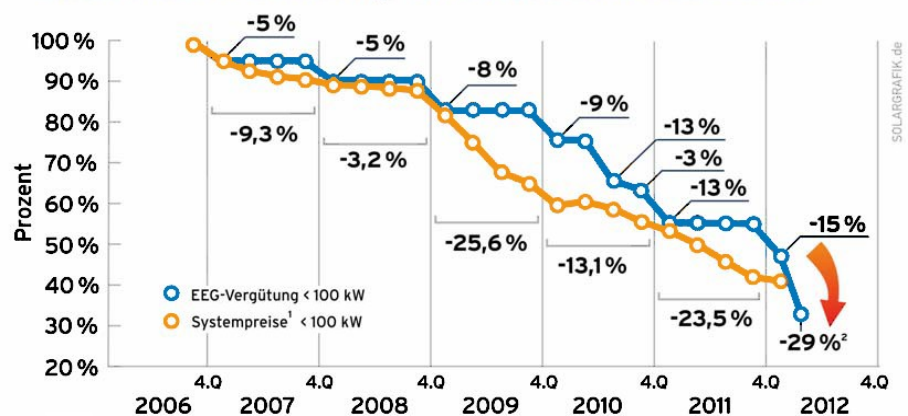
## Vergleich von Photovoltaik-Freiflächenanlagen

### Einleitung

Aufgrund der sinkenden Förderung und der nicht im gleichen Maß sinkenden Anlagenkosten wird der Bereich in dem eine Photovoltaikanlage (PVA) wirtschaftlich betrieben werden kann schmaler. Dadurch ergeben sich folgende Herausforderung für Planer und Betreiber:

- präzise Planung
- Optimierung derzeitiger Konzepte
- kostenarmer Betrieb

### Kosten und Förderung von Solarstrom seit 2006



<sup>1</sup> Systempreise: Durchschnittliche Endkundenpreise fertig installierter Aufdach-Anlagen ohne USt.  
<sup>2</sup> geplant zum 9.3.2012

Quelle: BSW-Solar, www.solarwirtschaft.de

Die vorliegende Arbeit wurde im Rahmen eines Praktikums bei der Firma ValloSol GmbH erstellt.

Abbildung 1: Verhältnis der Anlagekosten zur sinkenden Förderung [1]

Die ValloSol GmbH übernimmt die Betriebsführung von Photovoltaikanlagen

### Vergleiche

Unter Photovoltaikanlage versteht man im Allgemeinen ein Solarkraftwerk, also eine Einrichtung, die einen Teil der Sonnenstrahlung in Strom umwandelt. Für die Beurteilung einer solchen Anlage, sind folgende Merkmale von Bedeutung.

Die **Größe** einer PVA wird durch ihre **Nennleistung** in kWp (Kilowatt peak) oder MWp (Megawatt peak) angegeben. Sie wird durch Aufsummieren der Nennleistung (Leistung unter STC) der einzelnen Module ermittelt.

Eine weitere, vor allem für den Eigentümer oder Investoren, wichtige Angabe ist der **Ertrag**. Dieser kann als Summe des eingespeisten Stroms oder mit der Einspeisevergütung verrechnet als erwirtschaftetes Kapital angegeben werden.

Um eine erste Aussage über die Qualität einer Anlage machen zu können und um unterschiedliche PVA zu vergleichen eignet sich der **spezifische Ertrag**. Er wird aus dem Quotient aus Ertrag und Nennleistung gebildet, ist also unabhängig von der Anlagengröße. Beim Vergleich von Anlagen mittels spezifischem Ertrag muss jedoch bedacht werden,

dass der Standort, PV-Modul und die Orientierung einen hohen Einfluss auf den spezifischen Ertrag haben.

Das Leistungsverhältnis bzw. der **Performance Ratio (PR)**, oft auch als Qualitätsfaktor bezeichnet, gibt das Verhältnis von tatsächlich erzeugtem Energieertrag zu erwartetem Ertrag an und wird folgendermaßen berechnet:

$$PR = \frac{E_{ist}}{E_{soll}} = \frac{E_{Ertrag}}{E_{Modulfläche} \cdot A_{Modulfläche\ gesamt} \cdot \eta_{Modul\ STC}}$$

Er ist ein Maß für die Qualität einer Anlage und im Gegensatz zum spezifischen Ertrag unabhängig von Ort, Modulwirkungsgrad und Ausrichtung. Den PR beeinflussen Wechselrichterverluste, Modultemperatur bzw. Hinterlüftung, Verluste durch Verschmutzung der PV-Module, Verluste durch Verschattung, Schlechte Zusammenstellung der Komponenten (Mismatching), Ausfallzeiten und Leitungsverluste.

Der Aufbau einer Photovoltaik Anlage ist in Abbildung 2 dargestellt

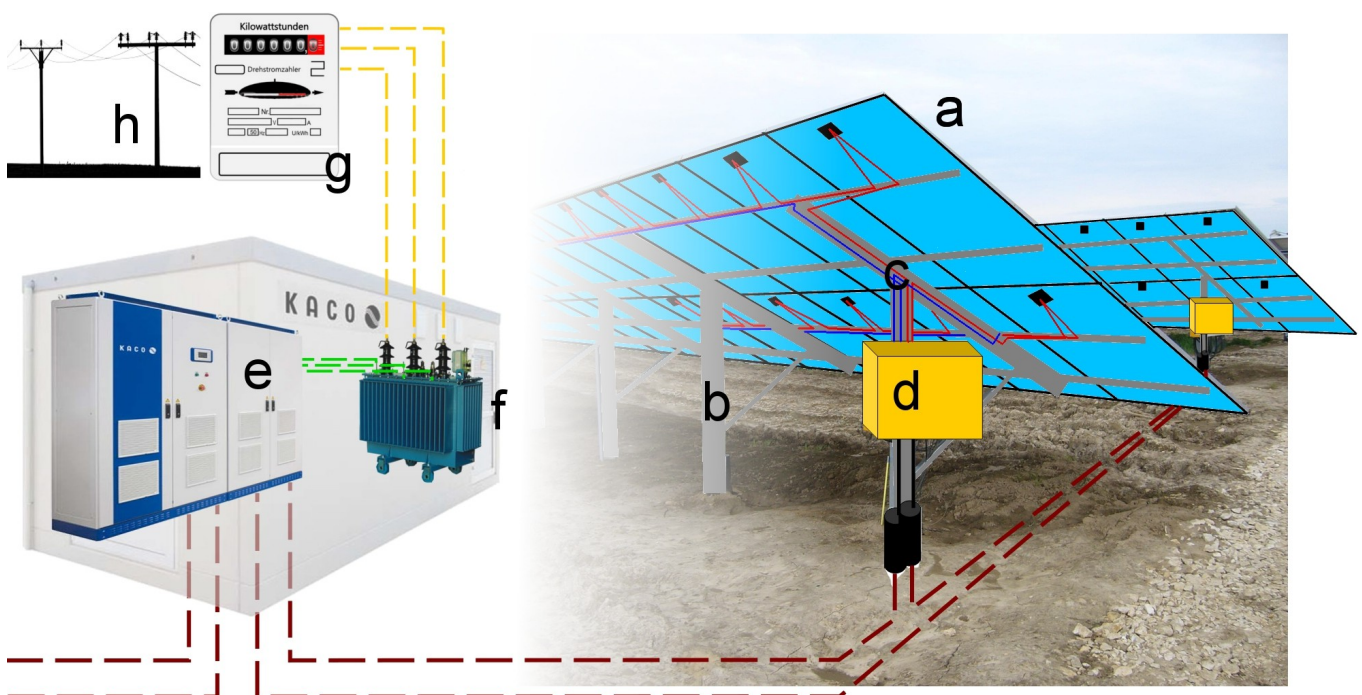


Abbildung 2: Aufbau einer Photovoltaikanlage: a Module, b Montagevorrichtung, c Stringverkabelung, d Generatoranschlusskasten (GAK), e Wechselrichter (WR), f Transformator, g Stromzähler, h Stromnetz

## Eigenverbrauch

Die untersuchten Solarparks haben solange sie nicht einspeisen einen konstanten Strombezug (PV Bubesheim 2011 36228 kWh bzw. 7165,10 €). Dieser wird hauptsächlich durch die Leerlaufverluste des Mittelspannungstransformators verursacht. Um den Eigenverbrauch also zu senken und einen kostenarmen Betrieb zu erreichen wurden folgende Maßnahmen erarbeitet.

Eine **Abtrennung** der Solaranlage vom Stromnetz könnte nahezu den gesamten Strombezug verhindern. Hierzu muss jedoch eine zeitgesteuerte Schaltanlage mit Vakuum-Leistungsschalter konstruiert werden, da solche Lösungen nicht auf dem Markt sind. Außerdem muss das steigende Ausfallrisiko beachtet werden und eine Schalterlaubnis vom Netzbetreiber erteilt werden[2].

In jedem Fall sollte bei der Planung einer PVA der **wirtschaftlichste Transformator** ausgewählt werden. Hierzu werden folgende Berechnungen durchgeführt[3].

Kosten durch Anschaffung:

$$K_A = A \cdot \frac{r}{100}$$

$$\text{mit } r = \frac{p \cdot q^n}{q^n - 1}$$

$$\text{mit } q = 1 + \frac{p}{100}$$

Kosten durch Leerlaufverlust:

$$K_0 = t_{\text{Betrieb}} \cdot k_{\text{Vergütung}} \cdot P_0 + t_{\text{Leerlauf}} \cdot k_{\text{Strompreis}} \cdot P_0$$

Kosten durch Lastverlust:

$$K_L = (P_K - P_0) \cdot m^2 \cdot k_{\text{Vergütung}} \cdot t_{\text{Betrieb}}$$

Die Summe der drei verschiedenen Kosten stellt die jährlichen Gesamtkosten durch den Transformator dar, anhand der verschiedene Modelle verglichen werden können.

## Formelzeichen

Symbol	Bedeutung	Einheit
$A$	Anschaffungskosten	[€]
$A_{\text{Modulfläche gesamt}}$	Modulfläche insgesamt	[m <sup>2</sup> ]
$E_{\text{Ertrag}}$	Ertrag	[kWh]
$E_{\text{ist}}$	tatsächliche Energie	[kWh]
$E_{\text{Modulfläche}}$	Einstrahlung auf Modulfläche	[kWh/m <sup>2</sup> ]
$E_{\text{soll}}$	zu erwartende Energie	[kWh]
$K_0$	Kosten durch Leerlaufverlust	[€]
$K_A$	Anschaffungskosten	[€]
$K_L$	Kosten durch Lastverlust	[€]
$k_{\text{Strompreis}}$	Kosten aus Strompreis	[€/kWh]
$k_{\text{Vergütung}}$	Kosten aus Stromvergütung	[€/kWh]
$m$	Auslastung	[-]
$n$	Jahre Abschreibung	[-]
$p$	Zinssatz	[%]
$P_0$	Leerlaufverlust	[W]
$P_K$	Kurzschlussverlust	[W]
$P_L$	Lastverlust	[W]
$q$	Zinsfaktor	[-]
$r$	Tilgungsfaktor	[-]
$t_{\text{Betrieb}}$	Stunden in dem der Solarpark einspeist	[h]
$t_{\text{Leerlauf}}$	Stunden in dem der Solarpark nicht einspeist	[h]
$\eta_{\text{Modul STC}}$	Modulwirkungsgrad	[%]

## Literaturverzeichnis

- 1: Bundesverband Solarwirtschaft e.V. (BSW-Solar), Statistische Zahlen der deutschen Solarstrombranche (Photovoltaik), 2012
- 2: Dr. Ulrich Reininghaus, Dr. Christian Reuber, Dr. Markus Heimbach, Calor Emag ,  
Wartungsfreier Vakuum-Leistungsschalter mit integrierten Mess- und Schutzfunktionen, 2004
- 3: Siemens AG, Verlustbewertung bei Transformatoren – Investitionsvergleich,