

Hinweise zur Dimensionierung von Inselanlagen mit Maximum-Powerpoint-Regelung (MPP-Regelung)

Es wird in diesem Beitrag untersucht welche wesentlichen Faktoren zur optimalen Dimensionierung beitragen und welche Solarspitzenleistung ein Solarmodul haben muss, bei gegebenem Verbrauch/pro Tag, um ein Solarsystem ganzjährig betriebsfähig zu halten. Anhand einer Tabelle werden die errechneten Solar-Umrechnungsfaktoren mit und ohne MPP-Regelung, bei verschiedener Ausrichtung der Solarmodule dargestellt.

Angenommen ein System muss Verbraucher mit 100Wh/Tag im Ganzjahresbetrieb mit Strom versorgen. Sofort richtet sich die Aufmerksamkeit auf die entscheidenden Wintermonate Dezember und Januar.

Anhand von Einstrahlungstabellen und Simulationsprogrammen weiß man, dass beispielsweise in Würzburg bei einer Süd-Ausrichtung unter einem Neigungswinkel von 45° eine zu erwartende Einstrahlung von 1.3kWh/m²/Tag im Dezember und 1.5kWh/m²/Tag im Januar zu erwarten ist.

Bei einem Winkel von 30° wäre die Einstrahlung Dezember-Januar 1.2kWh/m²/Tag-1.3kWh/m²/Tag. Und bei einem Winkel von 90° wäre die Einstrahlung Dezember-Januar 1.3kWh/m²/Tag-1.4kWh/m²/Tag. Bei einem Winkel von 0° , also horizontaler Ausrichtung des Modules wäre die Einstrahlung Dezember-Januar 0.7kWh/m²/Tag-0.8kWh/m²/Tag.

Als wichtige Grundvoraussetzung muss gelten, dass ein Solarmodul im Sommer, bei Erwärmung auf 55°C nur noch ca. 86.5% seiner aufgrund der Einstrahlung maximal möglichen Leistung abgibt. Im Winter und in Schlechtwetterperioden bei 25°C Modultemperatur jedoch 100% oder sogar mehr bei noch niedrigeren Temperaturen. Dies ist wichtig, da die nachfolgende Berechnung sich nur auf Wintermonate bezieht.

Eine weitere wichtige Größe ist nun der Systemwirkungsgrad.

Dieser setzt sich im wesentlichen zusammen aus.

- a) Ladefaktor der Batterie. Bei Bleibatterien etwa **Lf=0.9**
- b) Anpassungsverluste des Solargenerators an die Batterie bei Verwendung von Linearregler. Je nach Jahreszeit und Erwärmung des Modules ergibt das einen Faktor zwischen **Afl=0.7 bis 0.93**. Gemäß einer MPP-Spannung zwischen 15V und 17V, sowie einer Akkuspannung zwischen Ubat=12V und Ubat=14V. Für die Dimensionierung ist der Faktor 0.7 zu verwenden, da das System für die Winterjahreszeit, bei geringer Einstrahlung, sowie bei nicht voll geladener Batterie (Ubat=12V) dimensioniert werden muss.
- c) Anpassungsverluste des Solargenerators an die Batterie bei Verwendung eines MPP-Reglers. Dieser Faktor ist jetzt wesentlich höher, da kaum Anpassungsverluste da sind. **Afmpp=0.99**.
- d) Linearreglerverluste mit einem Faktor **Rf=0.98** (Wirkungsgrad des Linearreglers)
- e) MPP-Reglerverluste mit einem Faktor **Rfmpp=0.95** (Wirkungsgrad des MPP-Reglers)

Die Gesamtverluste bzw. der Systemwirkungsgrad ergibt sich aus der Multiplikation aller Faktoren.

Linear: $Nlsy=Lf \cdot Afl \cdot Rf=0.9 \cdot 0.7 \cdot 0.98=0.62$

MPP: $Nmpps=Lf \cdot Afmpp \cdot Rfmpp=0.9 \cdot 0.99 \cdot 0.95=0.85$

Die geforderte Solarleistung der Module P_{sol} kann nun leicht mittels der Beziehung zwischen Einstrahlung E_{vmin} , elektrischer Verbrauch/Tag E_{el} und Systemwirkungsgrad $Nlsy$ oder $Nmpps$ errechnet werden.

E_{vmin} ist aus Tabellen zu entnehmen und ist abhängig von der Ausrichtung der Solarmodule und der ortsabhängigen Einstrahlung.

Eel ist der gesamte Verbrauch pro Tag. $Eel=U \cdot I \cdot t$ wobei t die Zeitdauer in Stunden des Stromflusses während eines Tages ist. Also in Wh.

Der Ansatz zur Herleitung sieht folgendermaßen aus:

1. Der Ertrag elektrischer Energie Eel und der Verbrauch VB ist gleich. $Eel=VB$
2. Der Verbrauch ist: $VB=U \cdot I \cdot t$ [Wh/Tag] U=Spannung in V, I=Strom in A, t=Zeit in Std während eines Tages
3. Die aus dem Solarmodul gelieferte elektrische Energie während eines Tages ist:
 $Eel=Evmin \cdot Nmod \cdot Nsy \cdot Asol$ [Wh/ m²Tag*m²] Evmin=durchschnittliche Einstrahlung pro m² und Tag, während der Kalendermonate geringster Einstrahlung Dezember oder Januar in Wh/m² Tag bezogen auf die Himmelsrichtung und den Neigungswinkel und dem Ort, nmod=Modulwirkungsgrad, Nsy=Systemwirkungsgrad, Asol=Fläche des Solarmodules in m²
4. Der Solarmodulwirkungsgrad lässt sich bestimmen aus: $Nmod=Psol/(Asol \cdot 1000)$
 [Wp/(m²*W/m²), Psol=Solarspitzenleistung bei 25°C und 1000W/m² Einstrahlung, 1000W/m² ist die Spitzenleistungsbezogene Einstrahlung auf die Solarmodule definiert sind.
5. Die durchschnittlich gelieferte elektrische Energie während eines Tages ergibt sich nun aus der Gleichung in Punkt 3: $Eel=Evmin \cdot Nsy \cdot Psol \cdot Asol / (Asol \cdot 1000)$
 [Wh/qmTag*Wp*m²/(m²*W/m²)]. Es zeigt sich, dass die Solarmodulfläche sich herauskürzt.
6. Durch Umstellen der Formel ergibt sich die benötigte Solarleistung

$$Psol=(Eel \cdot 1000)/(Nsy \cdot Evmin)$$

$$\text{Einheiten: } [(Wh \cdot W/qm)/(Wh/qm/Tag)]$$

Der Faktor 1000 Wh/m² ist die Solare Einstrahlung unabhängig vom Solarmodulwirkungsgrad und Ausrichtung der Module.

Um nun zu unserem Berechnungsbeispiel zurückzukehren errechnet sich also bei einem Verbrauch von Eel=100Wh und einer Einstrahlung von 1.3kWh/m²/Tag bei einer Ausrichtung nach Süden und einem Neigungswinkel der Solarmodule von 45° eine Solarleistung Psol von

Linearreglersystem: $Psol=100Wh \cdot 1000Wh/qm / (0.62 \cdot 1300Wh/m^2/Tag) = \mathbf{124.1Wp}$

MPP-Reglersystem: $Psol=100Wh \cdot 1000Wh/qm / (0.85 \cdot 1.300Wh/m^2/Tag) = \mathbf{90.5Wp}$

Gegenüber einem Linearsystem errechnet sich ein Verbesserungsfaktor des Systemwirkungsgrades von

$$Nmpps/Nlsy=0.85/0.62=\mathbf{1.37}$$

oder von **37% mehr Autonomie** in Schlechtwetterperioden bei Verwendung von MPP-Reglern.

Ebenso lässt sich daraus ein Umrechnungsfaktor aus Solarleistung/Verbrauch ermitteln.

Linearsystem Südausrichtung, 45° Neigungswinkel: $Psol/Eel=\mathbf{1.24}$ [Wp/(Wh/Tag)]=**Tag/h**]

MPP-System Südausrichtung, 45° Neigungswinkel: $Psol/Eel=\mathbf{0.91}$ [Wp/(Wh/Tag)]=**Tag/h**]

Daraus ergibt sich der wichtige Solar Umrechnungsfaktor bei der Dimensionierung von Inselssystemen, wenn man den Verbrauch pro Tag ermittelt hat. Nämlich welche Solarleistung ist nötig bei welchem Verbrauch pro Tag.

$$P_{sol} = 0.91 * E_{el} \quad [Wp \quad Wh/Tag]$$

bei MPP-System, Südausrichtung, 45° Neigungswinkel, in Süddeutschland

$$P_{sol} = 1.24 * E_{el} \quad [Wp \quad Wh/Tag]$$

bei Linear-System, Südausrichtung, 45° Neigungswinkel in Süddeutschland

Nun können tabellarisch weitere **Solar-Umrechnungsfaktoren SU** für unterschiedliche Himmelsrichtung und Neigungswinkel bezogen auf die Wintermonate im Beispiel für Würzburg, ermittelt werden.

Neigungswinkel \ Himmelsrichtung	0°		30°		45°		60°		90°	
	Linear	MPP	Linear	MPP	Linear	MPP	Linear	MPP	Linear	MPP
Nord	2.30	1.68	4.03	2.94	4.03	2.94	5.37	3.92	5.37	3.92
Ost	2.30	1.68	2.30	1.68	2.30	1.68	2.69	1.96	3.23	2.35
Süd	2.30	1.68	1.34	0.98	1.24	0.91	1.15	0.84	1.24	0.91
West	2.30	1.68	2.30	1.68	2.30	1.68	2.69	1.96	3.23	2.35

Tabelle 1: Umrechnungsfaktor SU zwischen benötigter elektrischer Energie pro Tag (Eel) und dazu erforderlicher Solarspitzenleistung (Psol), für Standort Würzburg.

$$P_{sol} = SU * E_{el}$$

Das optimalste System wäre natürlich das System mit dem geringsten Solarumrechnungsfaktor SU, da in diesem Fall für einen bestimmten elektrischen Verbrauch die minimalste Solarleistung Psol benötigt wird.

Aus oben gezeigter Tabelle wäre das ein Solarsystem mit Südausrichtung, 60° Neigungswinkel gegenüber dem Horizont und MPP-Regler. $SU = 0.84$

D.h. bei einem elektrischen Verbrauch von 100Wh/Tag müsste das Solarmodul die Leistung von $P_{sol} = 84Wp$ bringen um ganzjährig die geforderte Energie zu liefern.

$$P_{sol} = SU * E_{el} = 0.84 * 100Wh$$

Das schlechteste System wäre Nordausrichtung, bei 60° oder 90° Neigungswinkel mit einem Linearregler. Die Solarleistung müsste $P_{sol} = 5.37 * 100Wh = 537Wp$ betragen.

Natürlich ist die Voraussetzung ein ausreichend dimensionierter Akku, mit einer Energie von ca.

$$E_{elakku} = 10 * VB \quad (VB = \text{elektrischer Verbrauch pro Tag}), \text{ also ca. } 1000Wh.$$

Der MPP-Regler sollte einen hohen Wirkungsgrad besitzen, ca. 95% und auch bei geringer Einstrahlung, ca. 2.5% von Psol, noch im MPP arbeiten können.

Dipl.-Ing.(FH) Peter Schwarz
Schams Electronic