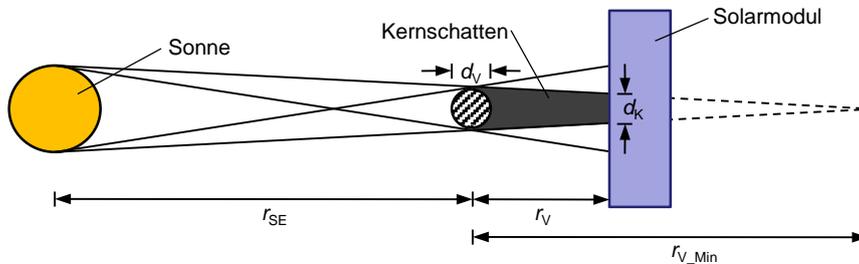


## Lösungen zu Kapitel 9:

### Aufgabe 9.1: Verschattungen

- a)  $r_{V\_Min} = 5,35 \text{ m} > r_V = 2 \text{ m}$   
Es gibt also einen Kernschatten.
- b)



Mit der Skizze und Strahlensatz:

$$\frac{d_V}{r_{V\_Min}} = \frac{d_K}{r_{V\_Min} - r_V} \Rightarrow d_K = d_V \cdot \frac{r_{V\_Min} - r_V}{r_{V\_Min}} = 5 \text{ cm} \cdot \frac{5,35 \text{ m} - 2 \text{ m}}{5,35 \text{ m}} = \underline{3,1 \text{ cm}}$$

- c) Die Module sollten möglichst senkrecht stehen. Typischerweise sind die Zellen jeweils in Längsrichtung des Moduls in Reihe geschaltet. Im Fall des senkrecht stehenden Moduls fällt durch den Kernschatten nur ein Zellstring aus, da die anderen Zellstrings aufgrund der Bypassdioden noch arbeiten können. Im Fall eines waagrecht stehenden Moduls verschattet das Rohr Zellen in jedem Zellstring, so dass das gesamte Modul ausfällt.

### Aufgabe 9.2: Ertragsschätzung

- a) Mit Tabelle 2.4:  $Y_F = 93,4 \% \cdot 900 \text{ kWh}/(\text{kWp} \cdot \text{a}) = \underline{840,6 \text{ kWh}/(\text{kWp} \cdot \text{a})}$
- b) Aus Abbildung 2.7:  $H' \approx 950 \text{ kWh}/(\text{m}^2 \cdot \text{a})$

$$\Rightarrow Y'_F = \frac{H'}{H} \cdot Y_F = \frac{950}{1000} \cdot 840,6 \frac{\text{kWh}}{\text{kWp} \cdot \text{a}} = \underline{798,6 \frac{\text{kWh}}{\text{kWp} \cdot \text{a}}}$$

- c) Ergebnis aus PVGIS:  $H'' = 2820 \frac{\text{Wh}}{\text{m}^2 \cdot \text{d}} = 2,63 \frac{\text{kWh}}{\text{m}^2 \cdot \text{d}} \cdot \frac{365 \text{ d}}{\text{a}} = 1029,3 \frac{\text{kWh}}{\text{m}^2 \cdot \text{a}}$
- $$\Rightarrow Y''_F = \frac{H''}{H} \cdot Y_F = \frac{1029,3}{1000} \cdot 840,6 \frac{\text{kWh}}{\text{kWp} \cdot \text{a}} = \underline{865,2 \frac{\text{kWh}}{\text{kWp} \cdot \text{a}}}$$

- d) Ergebnis ist 838 kWh/(kWp·a)

Fazit: Am realistischen sind voraussichtlich die Ergebnisse aus a) und d). Ggf. liegt der tatsächliche Ertrag noch etwas höher; dies hängt von den konkreten Komponenten (insbesondere dem Wechselrichter) ab. PVGIS rechnet in Unterpunkt d) mit einer Performance Ratio von 77 %; erhöht man diese auf 80 %, so ergibt sich ein Ertrag von 870 kWh/(kWp·a).

### Aufgabe 9.3: Renditeberechnung

a) Jährliche Einnahmen:  $K_{\text{Ein}} = w_{\text{Jahr}} \cdot P_{\text{STC}} \cdot k_{\text{EEG}} = \underline{7301,28 \text{ Euro/a}}$

Jährliche Betriebskosten:  $K_{\text{Betrieb}} = 1,5 \% \cdot K_0 = \underline{900 \text{ Euro/a}}$

Amortisationszeit:  $T_{\text{Amortisation}} = \frac{K_0}{K_{\text{Überschuss}}} = \underline{9,37 \text{ a}}$

- b) Wir berechnen das sich nach 20 Jahren ergebende Kapital  $K_{20}$  jeweils nach Gleichung (9.9) und (9.11) und variieren  $q$  solange, bis sich keine Differenz mehr ergibt:

$$\text{Differenz: } D = K_0 \cdot q^{20} - K_{\text{Überschuss}} \cdot \frac{q^{20} - 1}{q - 1} = 60.000 \text{ Euro} \cdot q^{20} - 6.401 \text{ Euro} \cdot \frac{q^{20} - 1}{q - 1}$$

Variation ergibt:  $q = 1,086$  ; somit  $p = \underline{8,6 \%}$

### Aufgabe 9.4: Anlagenmonitoring

- a) Der Ausdruck *Sonnenvolllaststunden* beschreibt allgemein die Volllaststunden, die die Sonne auf eine horizontale Fläche pro Jahr leistet. Der Referenzertrag beschreibt dagegen die Volllaststunden, die die Sonne in Generatorebene pro Jahr leistet.
- b) Das ist allgemein nicht vorhersehbar. Die Ausrichtung hat keinen direkten Einfluss auf die *PR*, da diese lediglich den Anlagenenertrag bezogen auf den Referenzertrag (also die optische Energie, die auf den Generator fällt) ausdrückt.
- c) Ca. 80 bis 85 %