

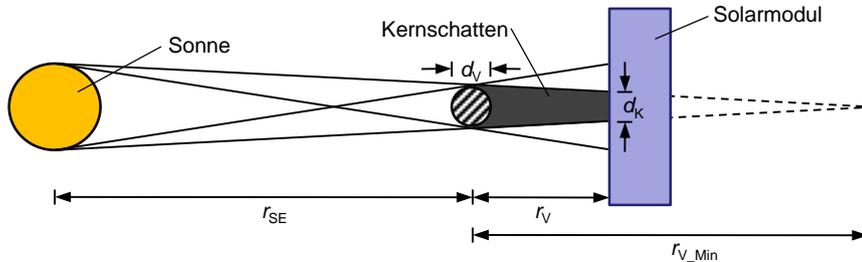
Lösungen zu Kapitel 10:

Aufgabe 10.1: Verschattungen

a) $r_{V_Min} = 107 \cdot d_V = 107 \cdot 5 \text{ cm} = \underline{5,35 \text{ m}} > r_V = 2 \text{ m}$

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 10.2: Ertragsschätzung

a) Mit Tabelle 2.4: $Y_F \approx 91 \% \cdot 900 \text{ kWh}/(\text{kWp} \cdot \text{a}) = \underline{819 \text{ kWh}/(\text{kWp} \cdot \text{a})}$

b) Aus Abbildung 2.7: $H' \approx 970 \text{ kWh}/(\text{m}^2 \cdot \text{a})$

$$\Rightarrow Y'_F = \frac{H'}{H} \cdot Y_F = \frac{970}{1000} \cdot 819 \frac{\text{kWh}}{\text{kWp} \cdot \text{a}} = \underline{794,4 \frac{\text{kWh}}{\text{kWp} \cdot \text{a}}}$$

c) Ergebnis aus PVGIS: $H'' = 1050 \frac{\text{kWh}}{\text{m}^2 \cdot \text{a}}$

$$\Rightarrow Y''_F = \frac{H''}{H} \cdot Y_F = \frac{1050}{1000} \cdot 819 \frac{\text{kWh}}{\text{kWp} \cdot \text{a}} = \underline{860 \frac{\text{kWh}}{\text{kWp} \cdot \text{a}}}$$

d) Ergebnis ist 862 kWh/(kWp·a)

Fazit: Es ergeben sich deutlich voneinander abweichende Ergebnisse. Als Mittelwert aus den vier Berechnungen ergibt sich 833 kWh/(kWp·a). Dieser Wert entspricht in etwa auch dem Ergebnis von kommerziellen Simulationstools.

Aufgabe 10.3: Renditeberechnung

- a) Berechnen Sie die Amortisationszeit.
„Mittlere Vergütung“:

$$k_{\text{Mittel}} = a_{\text{Eigen}} \cdot k_{\text{Bezug}} + (1 - a_{\text{Eigen}}) \cdot k_{\text{EEG}} = 0,3 \cdot 25 \text{ct/kWh} + 0,7 \cdot 18 \text{ct/kWh}$$

$$k_{\text{Mittel}} = a_{\text{Eigen}} \cdot k_{\text{Bezug}} + (1 - a_{\text{Eigen}}) \cdot k_{\text{EEG}} = 0,4 \cdot 22 \text{ ct/kWh} + 0,6 \cdot 12 \text{ct/kWh} = \underline{16 \text{ ct/kWh}}$$

$$K_{\text{Ein}} = w_{\text{Jahr}} \cdot P_{\text{STC}} \cdot k_{\text{Mittel}} = 900 \frac{\text{kWh}}{\text{kWp} \cdot \text{a}} \cdot 30 \text{ kWp} \cdot 0,16 \frac{\text{Euro}}{\text{kWh}} = \underline{4320 \text{ Euro/a}}$$

$$\text{Jährliche Betriebskosten: } K_{\text{Betrieb}} = 1,5 \% \cdot K_0 = 1,5 \% \cdot 42.000 \text{ Euro} = \underline{630 \text{ Euro/a}}$$

$$\text{Amortisationszeit: } T_{\text{Amortisation}} = \frac{K_0}{K_{\text{Ein}} - K_{\text{Betrieb}}} = \frac{K_0}{K_{\text{Überschuss}}} = \frac{42.000 \text{ Euro}}{3690 \text{ Euro/a}} = \underline{11,4 \text{ a}}$$

- b) Wir berechnen das sich nach 20 Jahren ergebende Kapital K_{20} jeweils nach Gleichung (10.9) und (10.11) und variieren q solange, bis sich keine Differenz mehr ergibt:

$$\text{Differenz: } D = K_0 \cdot q^{20} - K_{\text{Überschuss}} \cdot \frac{q^{20} - 1}{q - 1} = 42.000 \text{ Euro} \cdot q^{20} - 3690 \text{ Euro} \cdot \frac{q^{20} - 1}{q - 1}$$

- c) Variation ergibt: $q = 1,061$; somit $p = \underline{6,1 \%}$

Aufgabe 10.4: 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 %.