

Ermittlung der mittleren Windverhältnisse in Photovoltaik-Freiflächenanlagen und die resultierende Ermittlung der Modultemperaturen

Dipl.-Ing. (FH) André Schumann, Julia Dittberner, Prof. Dr. Timon Kampschulte (Hochschule für Angewandte Wissenschaften Hamburg, Fakultät Life Sciences)

Genauer Ansatz zur Ermittlung der Modultemperatur

Relevanz der genauen Bestimmung der Modultemperaturen unter Berücksichtigung der Windverhältnisse

Abhängig vom standörtlichen Klima ergeben sich ca. 1,5 % bis 3 % höhere Temperaturverluste, wenn die Windgeschwindigkeit im Jahresdurchschnitt um 1 m/s verringert wird. Marktübliche Simulationsprogramme wie PVSyst und PV*SOL rechnen besonders im Bezug auf die Windgeschwindigkeit vereinfacht (siehe Tagungsband). Je nach Höhe der tatsächlichen Windgeschwindigkeit resultieren dadurch typischerweise Fehler in der Größenordnung von ± 3 % des Jahresertrags.

Die Solarzellentemperatur lässt sich über das in der folgenden Formel dargestellte Energiegleichgewicht aus der Erwärmung und Abkühlung der Module bestimmen:

$$U \cdot (T_{\text{Zelle}} - T_{\text{Luft}}) = \alpha \cdot G_{\text{Modul}} \cdot (1 - \eta)$$

Mit: U = Wärmedurchgangskoeffizient in $W/(m^2 \cdot ^\circ C)$, T_{Zelle} = Solarzellentemperatur in $^\circ C$,
 T_{Luft} = Umgebungslufttemperatur in $^\circ C$, α = Absorptionskoeffizient (meist 0,9),
 G_{Modul} = Solare Globalstrahlung in Modulebene in W/m^2 , η = Modulwirkungsgrad

Der Wärmedurchgangskoeffizient U ist entscheidend für die sich einstellende Solarzellentemperatur.

Der Wärmedurchgang der erhitzten Solarzelle setzt sich aus der Wärmeleitung durch die verschiedenen Schichten des Moduls und dem Wärmeübergang an den Oberflächen zusammen. Letzterer wiederum besteht aus Wärmestrahlung und Konvektion. Es ergeben sich somit zwei unterschiedliche Wärmedurchgänge an der Modulvorder- und der Modulrückseite. Das genaue Vorgehen zur Bestimmung von U ist in [1] beschrieben. Letztendlich ergibt sich bei der detaillierten Betrachtung des Wärmedurchgangs u.a. eine Abhängigkeit des U -Werts von der Windgeschwindigkeit, Umgebungstemperatur und Moduloberflächentemperatur, so dass sich die letztendliche Modultemperatur nur iterativ bestimmen lässt.

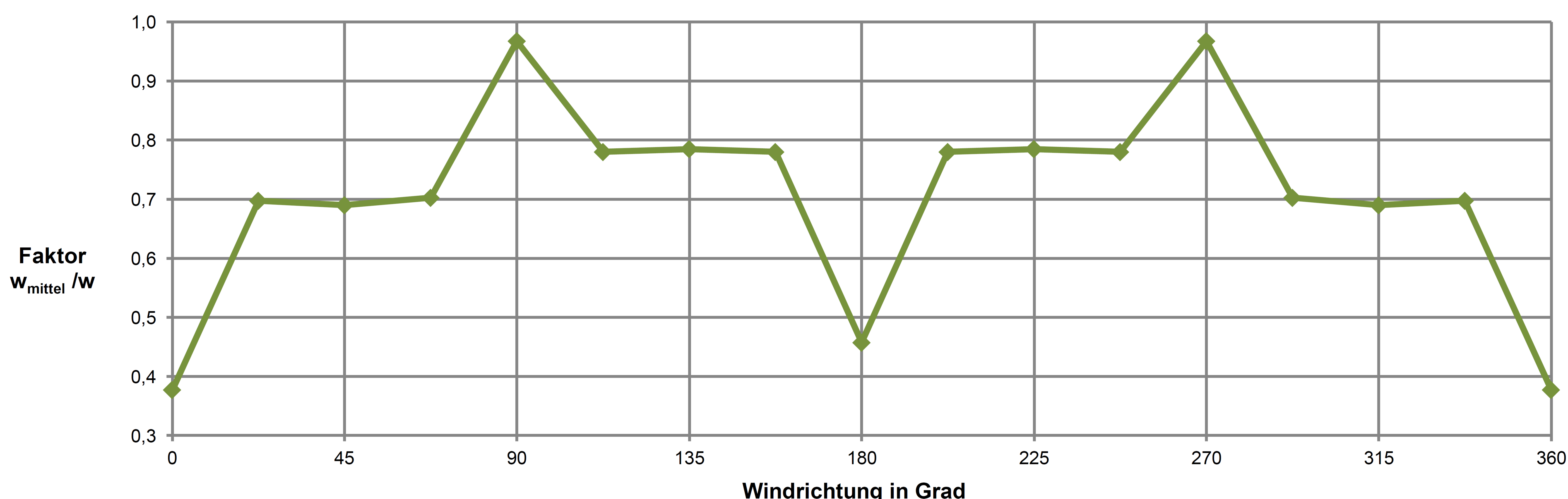
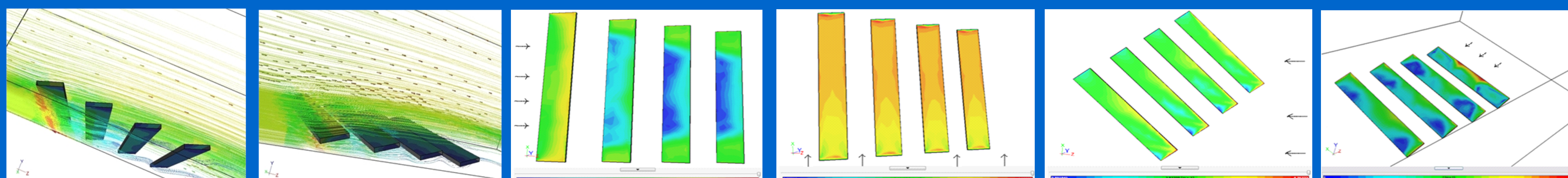
[1] Dittberner, Julia: Möglichkeiten zur genauen Bestimmung der PV-Modultemperaturen bei Ertrags-simulationen unter Berücksichtigung von Windgeschwindigkeiten. Hamburg, Hochschule für Angewandte Wissenschaften, Fakultät Life Sciences, Bachelorarbeit, 2011

Ermittlung der Windverhältnisse im PV-Feld

Für hindernisarme, bodennahe Verhältnisse bietet das in der folgenden Formel dargestellte logarithmische Höhenprofil eine gute Methode, um die Windgeschwindigkeit von 10 m Höhe auf die Höhe der Module umzurechnen. Dabei ist die Wahl der standörtlichen Rauigkeitslänge von entscheidender Bedeutung.

$$w(h_2) = w(h_1) \cdot \ln(h_2 / z_0) / \ln(h_1 / z_0) \quad \text{Mit: } w(h_{1 \text{ bzw. } 2}) = \text{Windgeschwindigkeit in der Höhe } h_1 \text{ bzw. } h_2 \text{ in m/s, } z_0 = \text{Rauigkeitslänge in m}$$

Je nach Richtung erfährt der Wind jedoch weitere Abschwächungen durch die PV-Installation. Um diese Effekte für Freiflächenanlagen genauer zu untersuchen, wird in der dreidimensionalen Strömungssimulationssoftware Caedium mit einem entsprechend der Möglichkeiten des Produkts vereinfachten Modell gearbeitet. Die folgenden Bilder geben ein paar Beispiele der durchgeführten Versuche. Um die Verhältnisse innerhalb eines größeren Feldes darzustellen, werden die durchschnittlichen Windströmungen nur für die zwei mittleren bzw. entferntesten Modulreihen ausgewertet. Insgesamt ergibt sich aus der Analyse die im folgenden Diagramm dargestellte windrichtungsabhängige Abschwächungsfunktion.



Winddatenquellen für PV-Ertragsanalysen

Für Ertragssimulationen wird die Windgeschwindigkeit in gleicher zeitlicher Auflösung wie und korrelierend mit den Einstrahlungs- und Temperaturdaten benötigt. Die Interpolation von Winddaten von einem Messpunkt zu einem Standort ist sehr komplex und verlangt Detailinformationen über das dazwischen liegende Höhenprofil und die Oberflächenbeschaffenheit. In der für Einstrahlungsdaten häufig verwendeten Software MeteoNorm erfolgt die Interpolation auch nach Herstellerankunft entsprechend nur ungenau. Auch die künstliche Verteilung von Monatswerten in Stundenwerte führt zu weiteren Unsicherheiten. Leider ist die Nutzung von Datenquellen für die Ertragsprognose von Windenergieanlagen nicht praktikabel, da diese oft hoch komplex und im Verhältnis zu Einstrahlungsdaten sehr teuer sind. Zudem wird oft nur eine Häufigkeitsverteilung geliefert. Für die photovoltaische Ertragsproduktion ist aber der genaue tageszeitliche Wind relevant.

SCHLUSSFOLGERUNG

Genauere standörtliche Winddaten im Tagesverlauf sind für eine Verbesserung der Prognosegenauigkeit von PV-Erträgen erforderlich, jedoch schwer verfügbar. Eine Rückführung der Windgeschwindigkeit und -Richtung in 10 m Höhe auf die mittleren Verhältnisse im PV-Feld ist hingegen möglich.