



Werner Schmid

Photovoltaikstrom und Energiewende – Quo vadis?

Das Ziel ist ausgegeben. Europa strebt Klimaneutralität bis 2050 an. Deutschland hat sich mit 2045 ein noch ambitionierteres Ziel gesetzt. Eine der Mammutaufgaben, welche dabei zu bewältigen ist, ist die Energiewende. Erreicht werden soll diese durch Umstellung der Energieerzeugung auf 100% regenerative Quellen, lässt man die Optionen Kernenergie oder Kernfusion außen vor.

Vor dem Hintergrund des Klimawandels, aber auch einer weiter wachsenden Weltbevölkerung, zunehmenden Konsums und Wohlstands, ist es geradezu ein Muss, die Energiewende möglichst schnell und effizient, aber auch Ressourcen schonend zu bewerkstelligen.

Bei der Umsetzung der Energiewende wird der Photovoltaik eine bedeutende Rolle zugeschrieben. Ausbauziele zwischen 400 bis 500 Gigawatt-Peak (GWp) installierter Leistung in Deutschland bis 2050 werden diskutiert. Derzeit (Ende 2021) sind knapp 60 GWp in Betrieb. Geht man von einem Investitionsbedarf von durchschnittlich 600 bis 700 € pro Kilowatt-Peak (kWp) für die Anlagenherstellung aus, resultiert für den Ausbau der weiteren 340 bis 440 GWp eine Investitionssumme von 200 bis 300 Mrd. €.

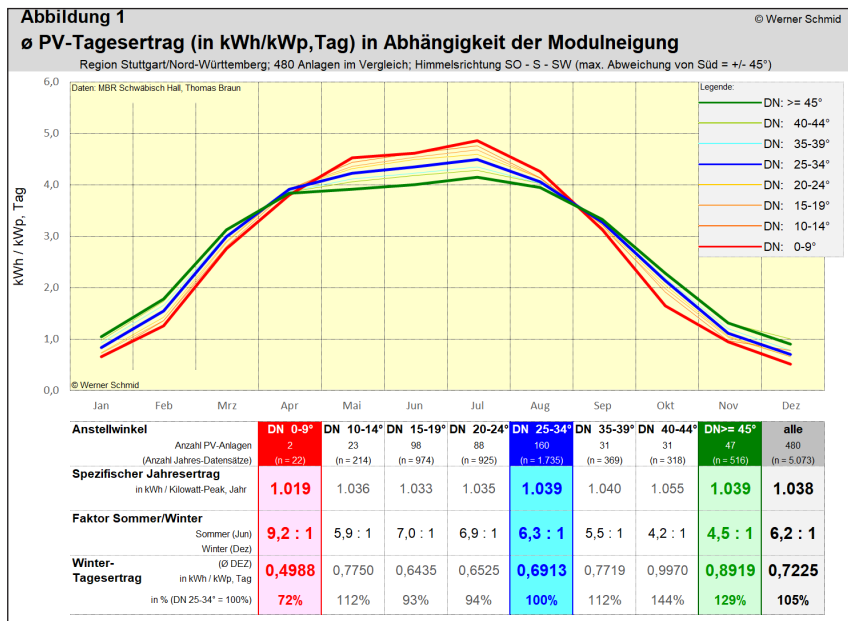
Angesichts der großen Herausforderungen (Klimawandel, Energiewende-Dienlichkeit der Anlage, Knappheit von Rohstoffen, begrenzte Verfügbarkeit von Flächen, hoher Kapitalbedarf) erscheint es ratsam, die einzelnen Photovoltaik-Anlagenkonzepte auf Wirtschaftlichkeit, Eignung für die Zielerrei-

chung sowie deren Ressourcen -Effizienz zu prüfen. Die Ergebnisse der nachfolgenden Untersuchung von 480 Photovoltaikanlagen in Süden Deutschlands zeigen auf, dass nicht jede Anlage, die nach heutigen Rahmenbedingungen mit ordentlichem Jahresertrag wirtschaftlich betrieben werden kann, den Herausforderungen in gleichem Maß gerecht wird. Gleichzeitig lassen sich anhand der Ergebnisse aber auch Konzepte identifizieren, welche in der Lage sind, diese Zukunftsaufgaben besser zu meistern.

Auswertungsergebnisse von 480 Anlagen

Basis der Untersuchung bilden die monatlichen Erträge von 480 Photovoltaik-Anlagen, welche von der ASED I GmbH des Maschinen- und Betriebshilfsring Schwäbisch Hall e.V. ab dem Jahr 2004 in einem Meldeportal zur Unterstützung der Anlagenbetreiber bei der Anlagenkontrolle erfasst wurden. Die Betreiber erhalten monatlich einen Bericht, mithilfe dessen sie die Leistung ihrer eigenen Anlage in Vergleich zu anderen Anlagen setzen können. Mit dem Ziel Defekte oder Aus-

Bild 1: Beispiel einer Photovoltaik-Anlage auf einem Stallgebäude;
Bildquelle: LEL



Ost- oder Westausrichtung wird ein deutlich flacherer Anstellwinkel (ca. DN: 15°) empfohlen.

Die zusammenfassenden Ergebnisse sind in Abbildung 1 dargestellt. Folgendes kann festgehalten werden:

- Der langjährige Durchschnittsertrag der 480 Photovoltaikanlagen lag in der Region Nord-Württemberg bei 1.038 Kilowattstunden je Kilowattpeak (kWh/kWp).
- Den höchsten Durchschnittsertrag erzielten Anlagen mit einem Anstellwinkel von 40 bis 44° gegen Waagrecht mit 1.055 kWh/kWp.
- In Summe konnten, entgegen früherer Annahmen in der PV-Branche, auch mit steilem Anstellwinkel hohe Jahreserträge erzielt werden. Anlagen mit Anstellwinkeln größer 45° gegen Waagrecht erzielten mit durchschnittlich 1.039 kWh/kWp Jahreserträge, welche so hoch lagen wie diejenigen der Referenz (Anstellwinkel DN: 30°; 1.039 kWh/kWp).
- Das Verhältnis zwischen dem spezifischen Durchschnittsertrag an einem Sommertag (Jun) und demjenigen eines Wintertages (Dez) zeigt eine Korrelation zum Anstellwinkel („Faktor Sommer/Winter“). Bei Anlagen mit kleinem Anstellwinkel (DN: 0° bis 9°) ist der Energieertrag an einem Sommertag durchschnittlich rund 9-fach höher als an einem Wintertag. Bei der Referenz (DN: 25 bis 34°) liegt der Faktor bei ca. 6:1, steil installierte Anlagen (DN: >40°) weisen hingegen ein Verhältnis zwischen Sommer- und Winter-Tagesertrag von 4 bis 4,5:1 auf.

fälle von Komponenten möglichst zeitnah zu erkennen. In Summe liegen der Auswertung 5.073 vollständige Jahresdatensätze (480 Anlagen x Ø Betriebszeit ca. 10,5 Jahre, je Datensatz 12 Monatswerte pro Jahr) mit Standorten in Nord-Württemberg (Breitengrad: ca. 48,8° N; Himmelsrichtung der Modulfelder zwischen Süd-Ost (135°) bis Süd-West (225°)) zugrunde. An dieser Stelle ein herzlicher Dank an die Herren Thomas Braun und Fritz Hube vom MBR SHA für die Erhebung und Bereitstellung der anonymisierten Datenbasis.

Zielsetzung der Datenanalyse war es, die „optimale“ Modulausrichtung zu identifizieren. Dazu wurden die Zusammenhänge zwischen „Modulausrichtung“ und Jahresertrag, aber auch der Verteilung des Jahresertrags auf die einzelnen Monate (Jahres-Erzeugungslastgang) untersucht.

Bislang galten im Süden Deutschlands für die Modulausrichtung folgende Faustregeln:

- Himmelsrichtung (**Azimutwinkel**): Möglichst ideale Südausrichtung. Geringfügige Abweichungen sind tolerierbar. Bei stärkerer Abweichung ist mit schwächeren Erträgen zu kalkulieren.
- Anstellwinkel** gegen Waagrecht (DN; Dachneigung): Als ideal wird bei Südausrichtung der Anlage ein Anstellwinkel von ca. DN: 30° genannt. Bei weitgehender

- Ausschlaggebender Grund hierfür ist, dass die Anlagen mit einem Anstellwinkel größer 40° gegen Waagrecht mit rund 1 Kilowattstunde pro Kilowattpeak und Tag sowohl nominal als auch relativ die höchsten durchschnittlichen Winter-Tageserträge erzielen, während es die Anlagen mit sehr flachem Anstellwinkel kaum auf 0,5 kWh/kWp, Wintertag bringen.

In Abbildung 2 sind die durchschnittlichen Tageserträge der Klassen mit unterschiedlichen Anstellwinkeln (DN) zu den Monaten

der Sommersonnwende (JUN), Herbstbeginn (SEP), Wintersonnwende (DEZ) und Frühlingsanfang (MRZ) dargestellt.

Zum Zeitpunkt der Sommersonnwende (JUN) ist der spezifische Tagesertrag bei flach installierten Anlagen erwartungsgemäß am höchsten. Hier werden durchschnittlich 4,6 kWh/kW_p geerntet. Bei steil installierten Anlagen sind es im Sommer dagegen nur knapp 4 kWh/kW_p. Anders das Bild zur Wintersonnwende (DEZ). Flach installierte Anlagen (DN: 0° bis 9°) erreichen in dieser Jahreszeit lediglich Erträge um 0,5 kWh/kW_p am Tag. Steil installierte Module (DN: > 40°) schaffen hingegen durchschnittlich Tageserträge von rund 1 kWh/kW_p, Tag. Die Referenz (DN: 30°) bringt es an einem Wintertag auf durchschnittlich 0,7 kWh/kW_p, Tag.

Fazit: Während der Jahres-Gesamtertrag bei allen Anlagen mit einem Anstellwinkel von DN: größer 25° mit 1.039 bis 1.055 kWh/kW_p ähnlich hoch liegt, konnte mit steil aufgestellten Anlagen pro Wintertag 25 bis 35% bzw. 0,2 bis 0,3 Kilowattstunden je Kilowatt-peak höhere Durchschnittserträge erzielt werden in Relation zur Referenz (DN: 30°). In Relation zu flach installierten Anlagen beläuft sich das Plus beim Winterertrag auf rund 0,5 kWh/kW_p.

Modell bestätigt die Ergebnisse

Anhand eines komplexen Rechenmodells konnten die beobachteten Ergebnisse nachvollzogen und bestätigt werden.

Abbildung 3 zeigt: das Ertragsoptimum einer nach Süden (180°S) ausgerichteten PV-Anlage

- wird an einem Sommertag mit Anlagen, die einen Anstellwinkel von DN 20° bis 30° haben, erzielt.
- wird an einem Wintertag mit Anlagen, die einen Anstellwinkel von DN 70° bis 80° haben, erzielt.

Bemerkenswert ist, dass der Winterertrag steiler Anlagen mit etwa 1,0 kWh/kW_p, Tag im Süden Deutschlands gut doppelt so hoch liegt wie der Winterertrag von Anlagen mit flachen Anstellwinkeln (0,43 kWh/kW_p).

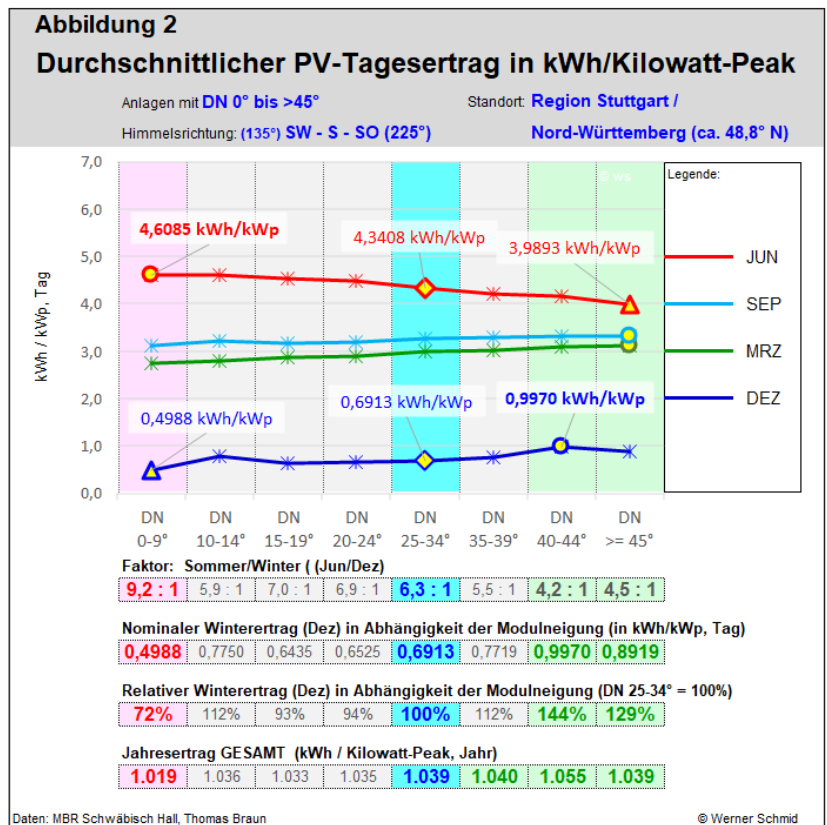


Abb. 2: Tageserträge der Klassen mit unterschiedlichen Anstellwinkeln (DN) - Auswertungsergebnisse (DN); Bildquelle: LEL, Werner Schmid

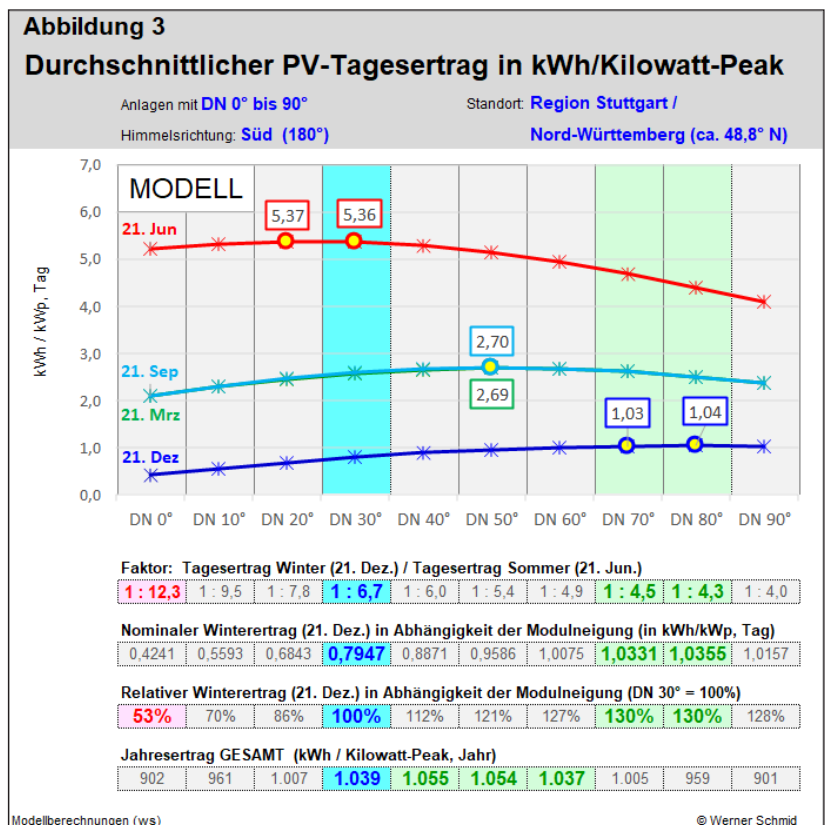


Abb. 3: Tageserträge der Klassen mit unterschiedlichen Anstellwinkeln (DN) - Modellberechnung; Bildquelle: LEL, Werner Schmid

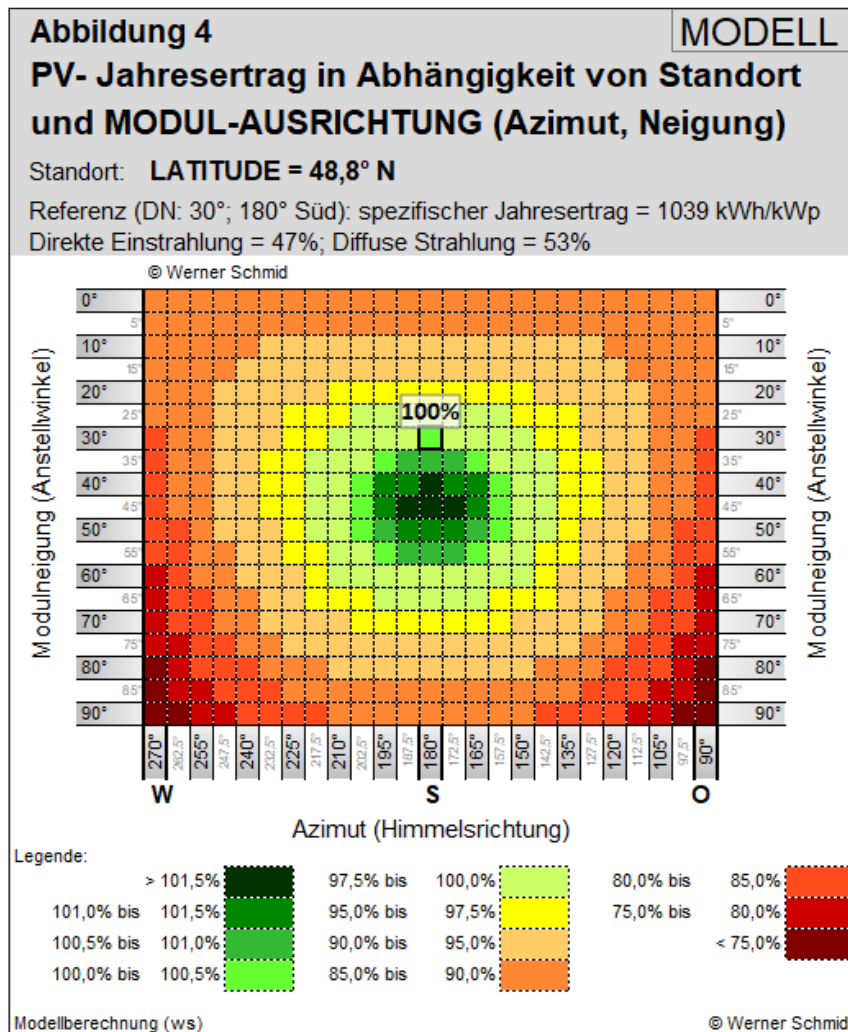


Abb. 4: In den Auswertungs- und den Modellergebnissen lässt sich erkennen, dass sich der Jahres-Gesamtertrag bei einer Vielzahl von Ausrichtungsvarianten im ökonomisch akzeptablen Bereich bewegt; Bildquelle: LEL, Werner Schmid

Bau und Betrieb einer PV-Anlage müssen sich rechnen. Daher lag bislang beim Anlagenbau, gestützt durch die aktuelle Förderpolitik, der Fokus auf dem Jahres-Gesamtertrag der PV-Anlage. Sowohl in den Auswertungs- als auch den Modellergebnissen lässt sich erkennen, dass sich der Jahres-Gesamtertrag bei einer Vielzahl von Ausrichtungsvarianten im ökonomisch akzeptablen Bereich bewegt (Abbildung 4).

Bei nach Süden (180°) ausgerichteten PV-Anlagen mit Anstellwinkeln von DN 40° bis 45° ist das höchste Jahres-Ertragspotential (>101,5%) zu erwarten. Steigt der Anstellwinkel auf 90° (senkrecht stehende Module) oder fällt auf 0° (flachliegende Module) reduziert sich das Jahres-Ertragspotential lediglich auf Werte zwischen 85 bis 90%.

- Je stärker die Anlagenausrichtung von Süden abweicht (West bzw. Ost), desto geringer fällt das zu erwartende Jahres-Ertragspotential aus. Hier zeigt sich jedoch ein differenziertes Bild.

- Bei Anlagen mit flachem Anstellwinkel (DN kleiner 10°) ist nur ein schwacher bzw. nahezu kein Rückgang des Jahres-Ertragspotentials von Ost- bzw. West-Anlagen gegenüber nach Süden ausgerichteten Anlagen zu beobachten. Sie weisen immer noch ein Jahres-Ertragspotential von 85 bis 90% auf. (Anmerkung: Der nur geringe Rückgang des Jahres-Ertragspotentials von Ost- oder Westanlagen bei flachem Anstellwinkel hat in der Praxis dazu geführt, dass beim Anlagenbau die Empfehlung ausgesprochen wird, Ost-/West- Anlagen möglichst auf Dächern mit flacher Dachneigung zu installieren.)

- Bei steil ausgerichteten Modulen hingegen ändert sich das Bild stärker. Hier ist ein deutlicher Rückgang des Jahres-Ertragspotentials bei zunehmender Ost- oder Westausrichtung zu erwarten. Dennoch gibt es auch für solche Anlagen in der Praxis Konzepte wie bifaziale „Solarzäune“.

Die Fokussierung auf den Jahres-Gesamtertrag hat dazu geführt, dass sich eine enorme Vielfalt an PV-Konzepten, orientiert an ökonomischen Werten, in der Praxis etabliert hat. Mit Blick auf die Herausforderungen der Energiewende (Klimawandel, Energiewendefähigkeit der Anlage, Knappheit von Rohstoffen, begrenzte Verfügbarkeit von Flächen, hoher Kapitalbedarf) unterscheiden sich aber die PV-Anlagenkonzepte in ihrer Eignung erheblich. Daher gilt es die Konzepte zu bewerten und diejenigen zu identifizieren, die am besten in der Lage sind den gestellten Herausforderungen gerecht zu werden.

Herausforderungen der Energiewende

In seiner Studie „Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland“ vom 06.08.2021 (S. 56) bringt es das Fraunhofer ISE auf den Punkt: „Die Nagelprobe sind windstille, trübe Wintertage, an denen der Stromverbrauch

Maximalwerte erreichen kann, ohne dass Sonne- oder Windstrom bereitstehen“.

Blickt man auf den „Jahreslastgang Gesamtverbrauch Endenergie“ in Deutschland, welcher in Abbildung 5 für das Jahr 2018 modellhaft dargestellt ist, wird deutlich, dass die Bewältigung der Winterproblematik mit Hilfe der Erneuerbaren Energien (in Verbindung mit Kurz- und Langzeitspeichern) den Schwierigkeitsgrad der Aufgabe erheblich erhöht.

Während bei Strom, Kraftstoffen, Warmwasser, Prozesswärme und -kälte über das Jahr hinweg beim Verbrauch mit nur geringen Jahreszeiteffekten gerechnet werden muss zeigt sich im Bereich der Raumwärme, und in geringerem Maße bei der Beleuchtung, hingegen eine deutliche Abhängigkeit von der Jahreszeit. Auch wenn das Verbrauchsjahr 2018 nicht repräsentativ für den künftigen Energieverbrauch stehen kann, so wird doch die Tendenz, dass in Deutschland der höchste Energiebedarf im Winter vorhanden ist, auch in Zukunft Bestand haben.

Zur Bewältigung dieser Problematik sind verschiedene Lösungsansätze denkbar.

1. Energieeffizienz: Konsequente Umsetzung von Energieeffizienzmaßnahmen, um den spezifischen Energieverbrauch zu verringern.
2. Verlagerung des Energieverbrauchs in Zeiten der Energieherstellung: Diese Maßnahmen eignen sind allerdings eher zur Bewältigung von Schwankungen im kurzfristigen Bereich (Tages-, Wochenschwankungen). Zur Bewältigung der Winterproblematik sind kaum Beispiele vorhanden.
3. Langzeitspeicherung: Zum „Transport“ überschüssiger Energie aus dem Sommer stehen zum einen Speichertechnologien für Strom oder Wärme zur Verfügung. Zum anderen kann Sommerstrom auch durch Umwandlung in „stapelbare“ Energieträger (Wasserstofftechnologie, Power-to-X, etc.) in den Winter transportiert werden.
4. Technologiepark zur Gewinnung und Bereitstellung regenerativer Energie: Je besser es gelingt, das „virtuelle Kraftwerk“

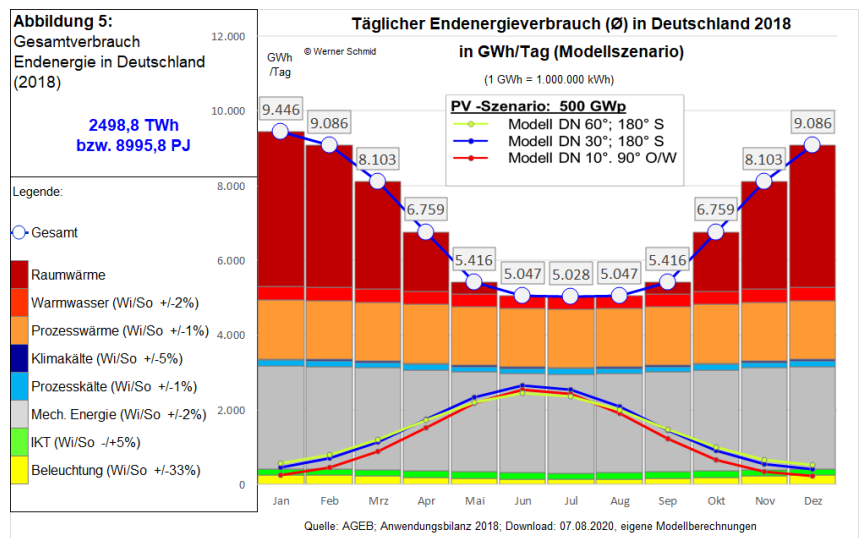
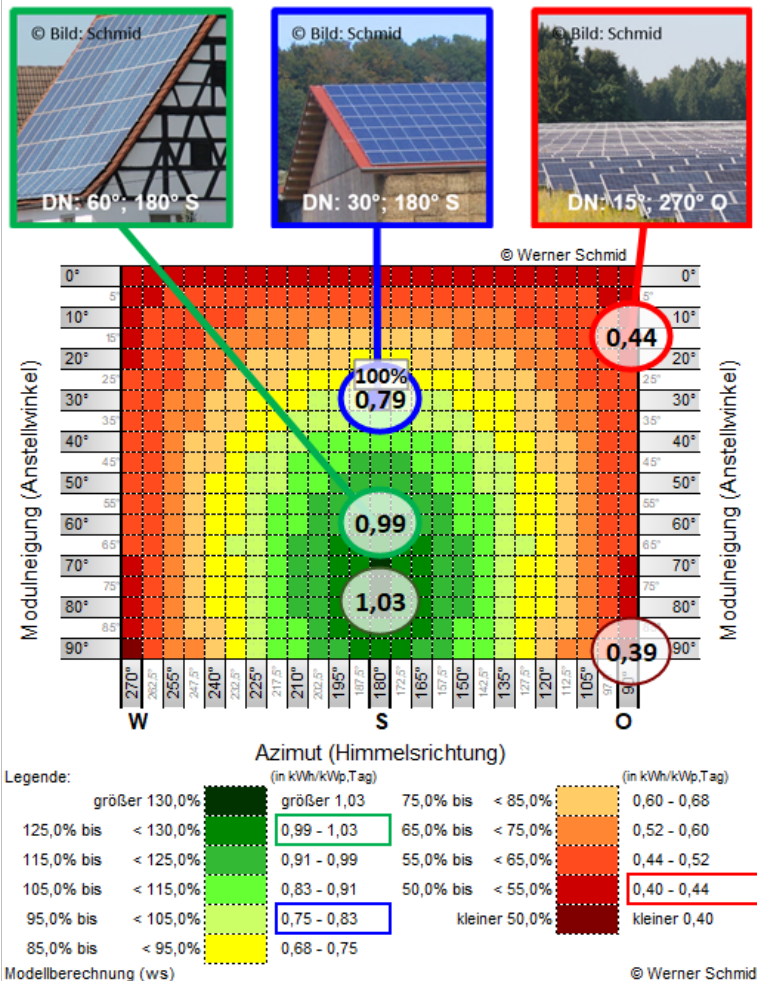


Abbildung 6 PV- WINTER-Tagesertrag in Abhäng. v. Standort und MODUL-AUSRICHTUNG (Azimut, Neigung)

Standort: **LATITUDE = 48,8° N** Tag: **21. Dezember**
 Referenz (DN: 30°; 180° S): spez. WINTER-Tagesertrag = 0,795 kWh/kWp
 Direkte Einstrahlung = 47%; Diffuse Strahlung = 53%



auf den Energieverbrauchslastgang abzustimmen, desto geringer fallen die Anforderungen (und Kosten) auf Seiten der Kurz- und Langzeitspeicherung aus.

Gerade zu Punkt 4 weist die Photovoltaik erhebliches Potential auf. Durch eine Optimierung der Anlagen in Richtung „hoher Winterertrag“ besteht die Chance, möglichst viel Energie in der kalten Jahreszeit „just-in-time“ bereit stellen zu können.

In Abbildung 6 ist die Höhe des zu erwartenden spezifischen PV-Tagesertrags am dunkelsten Tag des Jahres (21.12.) dargestellt. Während bei steil stehenden, nach Süden ausgerichteten Modulen (DN 60°; 180°S) ein durchschnittlicher spezifischer Tagesertrag von rund 1 kWh/kWp zu erwarten ist, liegt der Ertrag der nach Osten ausgerichteten An-

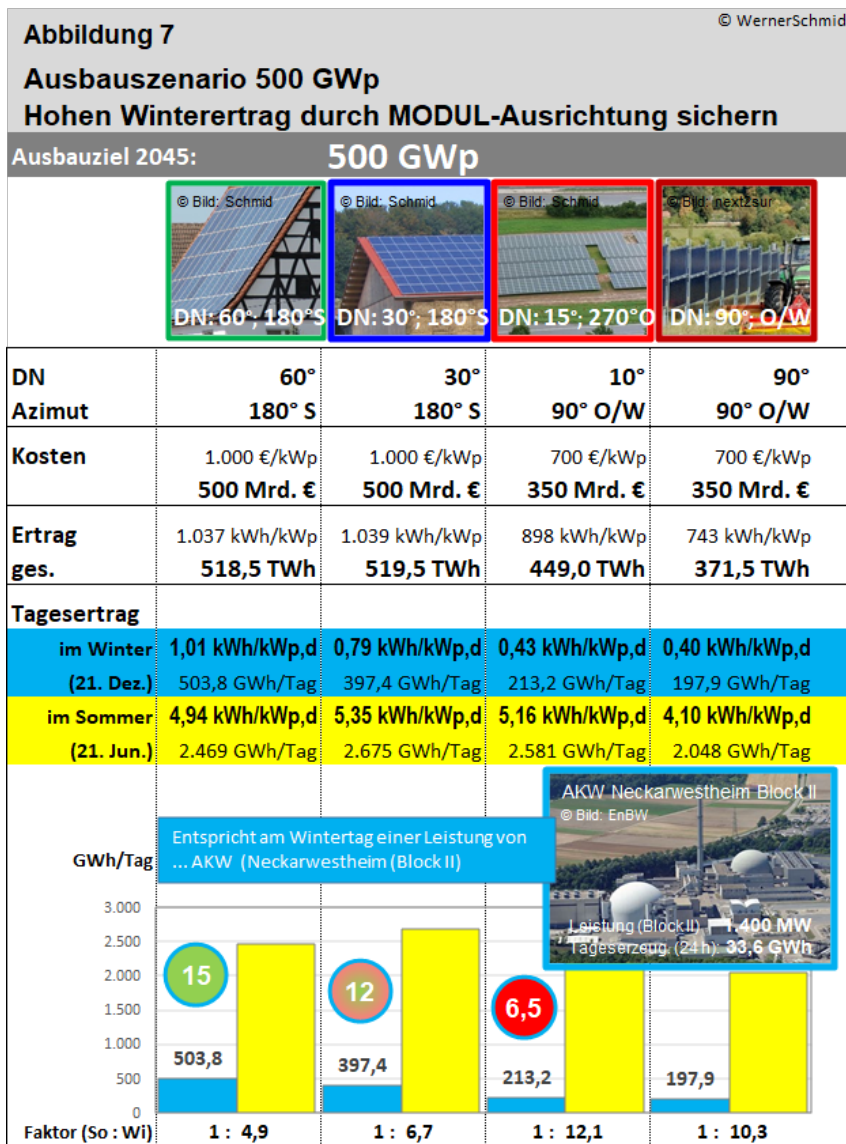
lage (DN 15°; 270°O) nur knapp über 0,4 kWh/kWp. Erschwerend hinzu kommt, zumindest in einigen Regionen Deutschlands, dass die Leistung von PV-Anlagen unter Schneebedeckung praktisch auf Null zurückfällt. Das Gefahrenpotential einer länger andauernden Schneebedeckung ist bei flacheren Anlagen deutlich erhöht.

Szenario 500 Gigawatt-Peak

In Abbildung 7 sind vier Szenarien eines 500 GWp- PV-Ausbaus modellhaft dargestellt. Die zugehörigen Jahres-Erzeugungslastgänge sind in Abb. 4 dargestellt.

Deutlich wird: Würde man den PV-Ausbau überwiegend mit Ost-/West-Anlagenkonzepten mit flachem Anstellwinkel, wie heute vielfach praktiziert, vorantreiben, würde die Winter-Tagesertragsleistung der installierten 500 GWp gegenüber steil aufgestellten Südanlagen um mehr als die Hälfte geringer ausfallen. In Zahlen bedeutet das: Der (durchschnittliche) tägliche Unterschied der Stromerzeugung zwischen beiden Varianten würde sich auf geschätzt 250 bis 300 GWh pro Tag belaufen. Umgerechnet auf die Erzeugungslleistung eines Atomkraftwerks der Neckarwestheim-Klasse (Block II), welcher eine Leistung von 1.400 MW hat, unterscheiden sich die beiden Anlagenkonzepte immerhin um eine Tagesleistung (24 h Betrieb des AKW) von rund 7,5 bis 9 Kernkraftwerken der Neckarwestheim-Klasse (Block II). Im Sommer hingegen werden in allen Szenarien große Strommengen erzeugt. Die Unterschiede zwischen den beiden Varianten belaufen sich an einem Sommertag auf rund 100 GWh zugunsten der flachen Ost-/West-Variante.

Das Szenario macht deutlich, auf welcher Grundlage die Aussage des Fraunhofer ISE beruht. Ergänzen könnte man die Angst vor dem „windstillen, trüben Wintertag“ noch um die Furcht vor dem sonnigen Sommer-Sonntag, an welchem wir schon heute immer wieder Strom zu negativen Preisen im Markt „entsorgen“ müssen. Bei einem zehnfach höheren Photovoltaikausbau im Vergleich zu heute dürfte diese Problematik noch größer ausfallen. Ob, in welchem Umfang und mit welchem Kostenaufwand es möglich sein wird diese stark schwankenden Stromüberschüsse in Kurz- oder Langzeitspeicher zu packen ist noch ungewiss. Denn viele Spei-



chertechnologien (z.B. Wasserstoffherzeugung) erfordern eine gewisse Konstanz und länger andauernde Phasen in der Bereitstellung von „Überschussstrom“, um wirtschaftlich betrieben werden zu können. Möglicherweise bleibt in vielen Fällen nur die Abregelung mit oder ohne Ausgleich des Ertragsausfalls für den Anlagenbetreiber?.

Einzelbetriebliche Überlegungen

Mancher Landwirt denkt darüber nach, mit Hilfe der Photovoltaik einen möglichst hohen Autarkiegrad zu erreichen. Rechnerisch gelänge nahezu vollkommene Autarkie dann, wenn eine PV-Anlage am dunkelsten Tag des Jahres in der Lage ist den Tagesstrombedarf zu decken. Geht man beispielsweise von einem landwirtschaftlichen Betrieb mit 36.500 kWh Jahresverbrauch und übers Jahr relativ gleichmäßigem täglichen Stromverbrauch (Beispiel Milchviehhaltung) aus, läge rechnerisch der durchschnittliche Tagesbedarf bei ca. 100 kWh. Hier schließt sich die Frage an: Wie groß müsste eine PV-Anlage sein, um diesen Bedarf durchschnittlich zu decken? Antwort: Es kommt darauf an: Eine flach installierte Ost-/West-Anlage, die ca. 0,5 kWh/kW_p Winterertrag erntet müsste mindestens 200 kW_p aufweisen (zudem sollte der Standort „schneefrei“ sein). Eine steile Südanlage, die rund 1 kWh/kW_p Winterertrag im Durchschnitt erzielen kann, müsste hingegen lediglich 100 kW_p haben. Erfahrungsgemäß orientiert sich die Realität nicht an Durchschnittswerten. Aber mit beiden Anlagen könnte in Verbindung mit einem Speicher, welcher in der Lage ist mindestens den einfachen Nachtstrombedarf zu decken, eine Autarkie um oder oberhalb der 90% möglich sein. 100% Autarkie ausschließlich mit Photovoltaik & Speicher zu erreichen würde vermutlich bedeuten, dass sowohl Erzeugungs-

anlage als auch Speicher um ein Vielfaches überdimensioniert werden müssten. Was letztlich nach heutigen Bedingungen ökonomisch eher nicht tragbar wäre.

Schlussfolgerungen

Wie bei vielen Dingen gilt auch bei der Frage nach der Rolle der Photovoltaik im Rahmen der Energiewende: Wir benötigen Konzepte die 24/365 funktionieren und tragen. Die dargestellten Fakten können/sollen Anregung dazu geben, die Ausbaupläne für Photovoltaik zu überdenken und zu gestalten. Der Fokus der Bewertung, das macht der Abgleich von Jahres-Erzeugungslastgängen der PV-Anlagenvarianten mit dem Jahres-Verbrauchslastgang D deutlich, sollte beim weiteren Ausbau verstärkt darauf gelegt werden, wie gut sich PV-Anlagenkonzepte für die „Winterproblematik“ eignen. Je besser es gelingt nach dieser Prämisse zu handeln, desto geringer fallen im Idealfall der Bedarf an wertvollen Flächen (insbesondere für die Nahrungsmittelerzeugung), Ressourcen und Kapital aus. Leider zeigt ein Blick in die heutige Praxis, dass nach wie vor die PV-Jahresertragsleistung, unabhängig vom „Winterpotential“, insbesondere bei der Förderung, das Maß der Dinge ist. Hier besteht nach Meinung des Autors Handlungsbedarf. ■

Online können Sie den 1. Teil des Artikels in der [Landinfo 5/2021](#) abrufen.

Der 2. Teil des Artikels erscheint in der Landinfo 2/2022.

QR-Code zum Artikel in der Landinfo 5/2021



Werner Schmid
LEL - Abt. 4
Tel.: 07171 / 917 - 207
werner.schmid@lel.bwl.de