

Solarstrahlung im räumlichen Vergleich

Eine Untersuchung der 100 Prozent erneuerbar stiftung

Peter Glasstetter und René Mono, 2013

ZUSAMMENFASSUNG / ABSTRACT

Die Solarenergie wird neben der Windenergie wichtigste Säule des Energiesystems von morgen sein. Doch wenig ist darüber bekannt, wie sich solare Strahlung in Deutschland im raum-zeitlichen Kontext darbietet. Die vorliegende Studie möchte erste Hinweise zur Klärung dieser Frage beitragen. Sie analysiert die Solarstrahlung in Deutschland aus zwei Perspektiven: Räumlich, indem sie 27 Standorte untersucht, und zeitlich, indem sie die Globalstrahlung an diesen Standorten zu jeder Stunde der Jahre 2007 bis 2009 betrachtet. Die Studie kommt zu drei Ergebnissen: Erstens zeichnen sich Standorte, die eine schwächere Globalstrahlung aufweisen, durch ein stabileres Sonnendargebot aus. Weniger Fluktuation bei der Erzeugung von Solarstrom ist möglich. Zweitens lässt sich Deutschland bezüglich der Gleichzeitigkeit der solaren Strahlung in acht Regionen einteilen. Standorten, die derselben Region angehören, weisen eine höhere Gleichzeitigkeit auf als Standorte, die sich in unterschiedlichen Regionen befinden. Drittens spielt die geographische Distanz eine Rolle, wenn es darum geht, deutschlandweit eine möglichst stabile Erzeugung von Solarstrom zu erreichen. Besonders wichtig ist dabei, Erzeugungsschwerpunkte im Südwesten bzw. im Südosten um Standorte im Nordosten bzw. Nordwesten zu ergänzen. Alle drei Ergebnisse verdeutlichen: Der Zubau der Photovoltaik darf sich nicht allein auf die Standorte mit der höchsten Globalstrahlung konzentrieren. Aus einer systemischen Sicht haben auch im Jahresmittel sonnenärmere Standorte ihren Wert.

Einleitung: Wie scheint die Sonne über Deutschland?

Was noch vor einem Jahrzehnt gerne belächelt wurde, kann heute nicht mehr ernsthaft bezweifelt werden: „Die Energiewende in Deutschland wird auf der Basis von Wind und Photovoltaik erfolgen. Eine realistische Alternative dazu existiert nicht.“ (Agora Energiewende 2012: 6).

Wenn auch das Einspeiseprofil der Photovoltaik in der Regel Parallelen zum täglichen Lastgang aufweist und sich mit der Windenergie saisonal ergänzt (vgl. Gerlach und Breyer 2012; BDEW 2013: 8f), so ist sie eine dargebotsabhängige erneuerbare Energietechnologie mit deutlichen, wenn auch im Groben gut prognostizierbaren Schwankungen im tages- und jahreszeitlichen Angebot. Wesentlicher Faktor für das Energiedargebot der Solarstrahlung pro Flächeneinheit ist neben dem Einstrahlungswinkel, der mit der Erdrevolution im jahreszeitlichen Rhythmus schwankt, die Wetterlage und der damit verbundene Bewölkungsgrad. Hier stellt sich die Frage, inwiefern durch eine breite räumliche Verteilung von Solaranlagen wetterbedingte Schwankungen im Dargebot ausgeglichen werden können. Analog zur ungleichen räumlichen Verteilung der Windenergie in Deutschland bestehen derzeit deutliche regionale Disparitäten hinsichtlich der Höhe der installierten PV-Leistung, allerdings mit umgekehrtem Vorzeichen: Von den zum Jahresende 2012 installierten 32.400 MW Gesamtleistung der PV befinden sich rund 13.900 MW in Bayern und Baden-Württemberg, was einem Anteil von 43 Prozent entspricht (vgl. BSW 2013). Beide Bundesländer umfassen jedoch nur 29 Prozent der gesamten Landesfläche und Bevölkerung. Ein Teil dieser räumlichen Disparitäten lässt sich durch das höhere Globalstrahlungsaufkommen in Süddeutschland und der damit höheren Wirtschaftlichkeit bei konstanter Einspeisevergütung erklären. Für den weiteren Ausbau der Photovoltaik in Deutschland ist allerdings zu diskutieren, ob die natürlichen Dargebotsvorteile einiger Regionen eine weitere Konzentration auf die besten Standorte, mithin eine Zunahme der räumlichen Ungleichgewichte rechtfertigen oder ob raum-zeitliche Dargebotsmuster auftreten, die für einen räumlich ausgewogenen Ausbau der Solarenergie sprechen. Im Blickpunkt der Untersuchung liegt daher die Frage, welche raum-zeitlichen Dargebotsmuster in Deutschland auftreten und welche interregionalen Potenziale für einen Ausgleich bestehen.

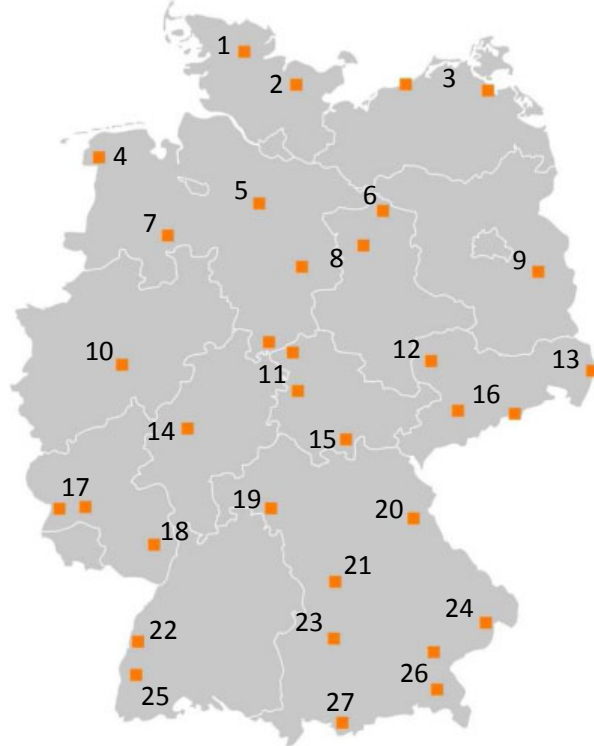
Die 100 prozent erneuerbar stiftung hat im vergangenen Jahr eine analoge Analyse zum Winddargebot im raumzeitlichen Kontext vorgelegt (vgl. Mono und Glasstetter 2012). Die hier vorliegende Untersuchung knüpft an diese Untersuchung an. Im Folgenden wird die Standortauswahl sowie die Datengrundlage und -aufbereitung erläutert. Daran anschließend werden die Ergebnisse der deskriptiven statistischen Auswertung und der Clusteranalysen vorgestellt und diskutiert¹.

¹ Aufgrund der hohen Komplexität und unzureichender Datengrundlage zu Bewölkungsgrad und Verhältnis von direkter und diffuser Strahlung wurde keine Erzeugungssimulation durchgeführt.

1 Auswahl der Standorte

Die Auswahl der Standorte schließt an die Auswahl der Winddatenanalyse an, deren Ergebnisse bereits publiziert sind (vgl. Mono und Glasstetter 2012). Dies ist insofern zweckdienlich, als in einem weiteren Schritt technologisch bedingte Portfolioeffekte auf kleinräumiger Ebene ermittelt werden können. Zu den in der Winddatenanalyse angenommen Standorten wurden Messstationen des Deutschen Wetterdienstes (DWD) lokalisiert, die die geringste Distanz zu den ausgewählten Onshore-Wind-Standorten besitzen². Jedem Standort können auf diese Weise vier bis fünf DWD-Stationen zugeordnet werden. Da nur für die Jahre 2007 bis 2009 weitgehend vollständige Zahlenreihen vorliegen, wurde die Untersuchung auf diesen Zeitraum begrenzt (26.304 Stundenintegralwerte je Messreihe). Zudem konnten nicht allen ursprünglich geprüften Standorten Wetterstationen mit vollständigen Strahlungsreihen zugewiesen werden³, so dass sich für die Untersuchung insgesamt 27 Standorte ergeben, für die Daten aus 34 DWD-Stationen herangezogen werden können (je zwei für die Standorte 3, 8, 16, 17 und 26 sowie drei für den Standort 11 in Abbildung 1).

Abbildung 1: Verteilung der Standorte



1

2 Datengrundlage und -aufbereitung

Die Datenbasis bildet die gemessene horizontale Globalstrahlung als stündliches Integral der Strahlungsleistung für den Zeitraum zwischen 2007 und 2009. Die Einheit ist kJ/m^2 und gilt für die Stunde vor der Meldung, d.h. für die Meldung um 12 Uhr ist die Energiemenge erfasst, die von 11 bis 12 Uhr auf einem Quadratmeter eingestrahlt wurde.

Die Messreihen weisen zum Teil Lücken und Inkonsistenzen auf. Zur Validierung der Datenreihen wurden daher verschiedene Schritte ausgeführt. Für fehlende Nachtwerte wurden entsprechend der Wert mit 0 gleichgesetzt, ebenso inkonsistente Messwerte in Nachtzeiten. Ein fehlender Tageswert wurde als Mittelwert der vorangegangenen und nachfolgenden Stunde gebildet. Bei einer Datenlücke von zwei Stundenintervallen wurden jeweils die Werte des vorherigen bzw.

² Die für die Winddatenanalyse (vgl. Mono und Glasstetter, 2012) ergänzend aufgenommenen Standorte 26, 34, 35 und 37 im Schwarzwald bzw. den Bayerischen Alpen wurden nicht berücksichtigt.

³ Die Standorte im Emsland, in der Uckermark, im Aachener Raum und auf der Schwäbischen Alb konnten nicht berücksichtigt werden, da keine vollständigen Messreihen der regionalen Wetterstationen vorliegen.

nachfolgenden Stundeintegrals ergänzt. Bei drei fehlenden Stunden wurden die benachbarten verfügbaren Werte jeweils in der ersten und dritten fehlenden Stunde eingefügt und der Mittelwert in der zweiten fehlenden Stunde angenommen. Lücken von mehr als drei Stunden wurden entweder durch Daten aus Stationen übernommen, die dem gleichen Standort zugeordnet werden, oder, falls anderweitig nicht möglich, als stündlicher Mittelwert von den Stationen der benachbarten Standorte (z.B. die Werte von Standort 18 aus den Werten der Stationen für die Standorte 14 und 19) gebildet. Insgesamt wurden auf diese Weise 31.462 Tageswerte ergänzt, was 3,4 Prozent des gesamten Datenumfanges (Tag- und Nachwerte) bzw. etwa 6,8 Prozent der Tageswerte entspricht.

Für diejenigen Standorte, denen mehrere Stationen mit weitgehend vollständigen Datenreihen zugeordnet werden konnten (3, 8, 11, 16, 17 und 26), wurden die Werte zusammengeführt und gemittelt, um die Validität zu erhöhen. Die vorgenommenen Eingriffe in die Datengrundlage sind hinnehmbar, da das Erkenntnisinteresse der Untersuchung darin besteht, Unterschiede im regionalen Dargebot der solaren Globalstrahlung aufzudecken und die Eingriffe eher dazu führen, regionale Unterschiede zu nivellieren. Mit anderen Worten: Die Eingriffe erhöhen die Validität der Aussagen, die aus dieser Studie gewonnen werden.

3 Solarstrahlungsdargebot im Vergleich

Das Solarstrahlungsdargebot an den ausgewählten DWD-Stationen wird ausgedrückt als gemittelte jährliche Globalstrahlung für den untersuchten Zeitraum 2007 bis 2009. Es spiegelt die allgemeine Tendenz zunehmender Globalstrahlungswerte mit abnehmender geographischer Breite wider, die auch durch die langjährigen Globalstrahlungsauswertungen des DWD bestätigt wird (vgl. DWD 2013; alle Werte für diese Untersuchung in Tabelle 12 im Anhang). So liegen die dargebotsstärksten Standorte der vorliegenden Untersuchung allesamt in Bayern (vgl. Tabelle 1).

2

Tabelle 1: Top 3 Standorte mit der höchsten Globalstrahlung 2007-2009 (kWh/m²)

Standort	Mittlere jährliche Globalstrahlung 2007-2009 [kWh/m ²]
Fürstzell (24)	1184,0
Würzburg (19)	1138,3
Weißenburg (21)	1138,0

Das grundlegende Muster höherer Jahresglobalstrahlungswerte an den südlichen Standorten ist aber nicht ungebrochen. So erreichen neben Standorten im Norden (Schleswig (1), Greifswald/Rostock-Warnemünde (3) und Seehausen (6)) vor allem auch Standorte im Osten des Landes (Lindenberg (9) und Görlitz (13)) Werte, die mit einigen süddeutschen Standorten vergleichbar sind oder diesen zumindest sehr nahe kommen (vgl. Tabelle 12 im Anhang). Auch diese Ausnahmen stehen im Einklang mit den Ergebnissen der Globalstrahlungsauswertung des DWD, nach denen zwar die niedrigste Globalstrahlung in Schleswig-Holstein, Niedersachsen und den Mittelgebirgen Nordrhein-Westfalens, Hessens und Thüringens vorzufinden ist, aber auch in diesen Bundesländern Gegenden mit - im intraregionalen Vergleich - höherem Dargebot

(etwa entlang der Nordseeküste oder in der Kölner Bucht) existieren. Am deutlichsten weichen die im östlichen „Sonnengürtel“ entlang der deutsch-polnischen Grenze befindlichen Stationsstandorte von der grundlegenden Nord-Süd-Tendenz ab. Dies wird in der vorliegenden Auswertung durch die bereits erwähnten Stationen Görlitz und Lindenberg bestätigt.

Tabelle 2: Top 3 arithmetisches Mittel der stündlichen Globalstrahlung 2007-2009 (Wh/m²) ohne Nachtstunden

Standort	Mittlere stündliche Globalstrahlung [Wh/m ²]
Fürstencell (24)	242
Weißenburg (21)	236
Lahr (22)	235

Betrachtet man wiederum den stündlichen Mittelwert der Globalstrahlung über alle Stunden mit solarer Einstrahlung (also ohne Nachtstunden), tritt das Nord-Süd-Muster deutlicher hervor. Die drei Stationen mit den höchsten Werten (vgl. Tabelle 2) liegen ausnahmslos in Süddeutschland. Ebenso sind - mit Ausnahme der Station Lindenberg (9; Rang 8) – alle weiteren Stationen der Top 10 im südlichen Teil der Republik verortet. Einige südliche Stationen, die bei der jährlichen Globalstrahlung keine besonders hohen Werte aufweisen, verbessern bei dieser Betrachtungsweise deutlich ihre Position, so zum Beispiel Garmisch-Partenkirchen (27; Rang 7). Das lässt vermuten, dass weitere Faktoren wie etwa das Relief der Stationsumgebung mit den daraus resultierenden Verschattungseffekten bei niedrigen Sonnenständen insgesamt die jährliche Globalstrahlungshöhe entscheidend beeinflussen.

Neben der absoluten Höhe der Globalstrahlung spielt die Stetigkeit des Solarstrahlungsdargebots hinsichtlich der energetischen Nutzung der Solarstrahlung eine Rolle. Als Merkmal der Stetigkeit untersucht werden, wie stark die stündlichen Integrale um die ermittelten Mittelwerte streuen und welche Unterschiede zwischen den einzelnen Stationen auftreten. Die Standardabweichung fällt für drei nördlich gelegene Stationen am niedrigsten aus. Tabelle 3 zeigt die Standardabweichungen – und zwar einmal als absoluten Wert und einmal im Verhältnis zum Mittelwert.

Tabelle 3: Top 3 Standorte mit der höchsten Stetigkeit absolut (Standardabweichung) und Top 3 Standorte mit der höchsten Stetigkeit relativ (Variationskoeffizient) 2007-2009

Station	Standardabweichung [Wh/m ²]	Station	Standardabweichung/Mittelwert [Variationskoeffizient in Prozent]
Emden (4)	191	Augsburg (23)	95,1
Diepholz (7)	203	Freiburg (25)	95,6
Dörnick (2)	204	Lahr (22)	95,8

Der Mittelwert der absoluten Standardabweichung über alle Stationen hinweg beträgt 221 Wh/m². Insbesondere die Standardabweichung der Stationen mit unterdurchschnittlichen Glo-

balstrahlungswerten liegt unterhalb dieses Wertes, während die dargebotsstärksten Standorte die höchste Standardabweichung aufzeigen (vgl. Tabelle 12 im Anhang). Da höhere Mittelwerte (Erwartungswerte) in der Regel eine höhere Varianz aufweisen, wurde die Standardabweichung in einem zweiten Schritt ins Verhältnis zum Mittelwert gesetzt. Der sich daraus ergebende Variationskoeffizient fällt wiederum für zahlreiche Standorte im Süden mit Werten zwischen 95 und 96 Prozent am günstigsten aus (vgl. Tabelle 4). Es zeigt sich jedoch, dass es nicht die Stationen mit den höchsten jährlichen Globalstrahlungswerten sind, sondern die im intraregionalen Vergleich schwächeren südlichen Standorte. Die Variationskoeffizienten der Spitzenreiter hinsichtlich der mittleren jährlichen Globalstrahlung gruppieren sich um den Mittelwert aller Stationen, der bei nahezu 1 liegt (vgl. Tabelle 12 im Anhang).

Um ein weiteres Kriterium für die Stetig- bzw. Unstetigkeit des Angebots zu gewinnen, wurden die zwischenstündlichen Wechsel im Solarstrahlungsdargebot erfasst und in drei Kategorien eingeteilt: Sprünge im Dargebot zwischen zwei Stundenintegralen mit einer Differenz kleiner gleich 250 kJ/m², Sprünge in einer Höhe von 250 bis 500 kJ/m² und Sprünge mit mehr als 500 kJ/m². Der Mittelwert der Stundendifferenz über alle Stationen hinweg liegt bei 248 kJ/m². Da die Tageslänge (gemessen als Summe der Stunden mit Einstrahlungswerten) zwischen den Stationen leicht schwankt und sich somit insgesamt im Dreijahreszeitraum die Unterschiede bezüglich der Anzahl an Stunden mit Solareinstrahlung aufsummieren, wurde zur besseren Vergleichbarkeit die für die Kategorien ermittelte Anzahl an Sprüngen zu der Gesamtzahl der Sprünge am jeweiligen Standort ins Verhältnis gesetzt⁴. Tabelle 4 zeigt zunächst die drei Standorte, die die geringste Stetigkeit, also die höchste Fluktuation aufweisen. Tabelle 5 listet die drei Standorte mit der höchsten Stetigkeit bzw. der geringsten Fluktuation.

Tabelle 4: Standorte mit dem höchsten Anteil an Sprüngen zwischen zwei Stundenintegralen mit mehr als 500 kJ/m² Unterschied

Standort	Anteil an Sprüngen der Solarstrahlung > 500 kJ/m ² zwischen zwei Stundenintegralen in Prozent [absolute Anzahl der Sprünge in Klammern]
Fürstencell (24)	19,4 (3.060)
Garmisch-Partenkirchen (27)	18,9 (2.793)
Weiden (20)	18,7 (2.842)

Hält man Tabelle 4 und Tabelle 5 gegeneinander, ist der Befund deutlich: Die südlich gelegenen Stationen mit einem höheren Solarstrahlungsdargebot weisen eine höhere Fluktuation auf, d.h. die meisten Sprünge mit einem großen Unterschied im zwischenstündlichen Strahlungsdargebot (vgl. Tabelle 4). Die Stationen mit der geringsten Fluktuation, d.h. dem geringsten Anteil großer Unterschiede (> 500 kJ/m²) in der Solarstrahlung zwischen zwei Stunden, liegen hingegen ausnahmslos im Norden (vgl. Tabelle 5). Der Mittelwert über alle Stationen liegt bei 14,8 Prozent. Betrachtet man wiederum die Stationen mit den höchsten Anteilen geringer Sprünge (< 250

⁴ Die Differenz zwischen dem Standort mit den meisten Einstrahlungsstunden und dem Standort mit den wenigsten beträgt 1199 Stunden. Im Durchschnitt über alle Stationen werden 15.343 Sprünge verzeichnet .

kJ/m^2) zwischen den stündlichen Strahlungsintegralen, so befinden sich unter den Spitzenreitern die genannten nördlich gelegenen Stationen mit vergleichsweise niedriger jährlicher Globalstrahlung (vgl. Tabelle 13 im Anhang).

Tabelle 5: Standorte mit dem geringsten Anteil an Sprüngen zwischen zwei Stundenintegralen mit mehr als 500 kJ/m^2 Unterschied

Standort	Anteil an Sprüngen der Solarstrahlung $> 500 \text{ kJ/m}^2$ zwischen zwei Stundenintegralen in Prozent [absolute Anzahl der Sprünge in Klammern]
Emden (4)	9,5 (1.409)
Dörnick (2)	10,0 (1.494)
Braunschweig/Gardelegen (8)	10,5 (1.669)

Der Blick auf die Tabellen 4 und 5 offenbart also: Eine höhere Globalstrahlung an einem Standort scheint mit einer höheren Fluktuation einherzugehen. Tatsächlich lässt sich diese Vermutung durch eine einfache Korrelation bestätigen: Setzt man die durchschnittliche stündliche Globalstrahlung an einem Standort zu der wie in Tabelle 4 und 5 gemessenen Fluktuation in das Verhältnis, bestätigt sich der Zusammenhang: Je mehr Globalstrahlung an einem Standort auftritt, desto größer ist die Fluktuation an diesem Standort ($r = 0,79$).

Interessanterweise hat sich ein ähnlicher Zusammenhang schon beim natürlichen Windangebot gezeigt (vgl. Mono & Glasstetter, 2013). Bei dem Zubau von Photovoltaik-Anlagen ist also genauso wie bei Windenergieanlagen zu bedenken, dass die Standorte, an denen das beste natürliche Dargebot herrscht (sprich: der meiste Wind weht oder am stärksten die Sonne scheint), auch die höchste Fluktuation bei der Erzeugung erneuerbarer Energie aufweisen.

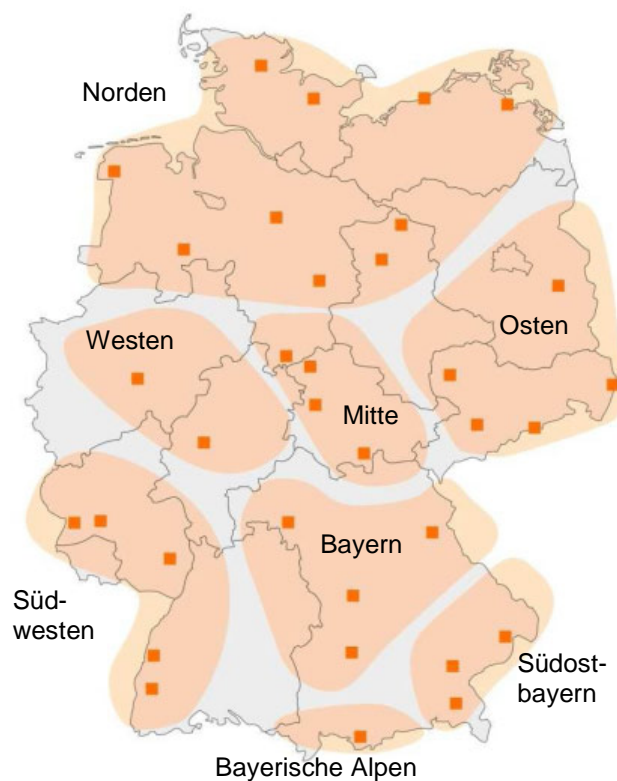
Zusammenfassung: Regionale Verteilung der Globalstrahlung

Die bisherige Auswertung der Daten ist weitestgehend konform mit den Ergebnissen des DWD zur langjährigen regionalen Verteilung der Globalstrahlung. Stationen mit vergleichsweise hoher Globalstrahlung liegen nicht nur im Süden, wo sich erwartungsgemäß die angebotsstärksten Standorte befinden, sondern insbesondere auch im Osten und Nordosten. Jedoch geht ein höheres Solarstrahlungsangebot auch mit einer höheren Häufigkeit an stärkeren zwischenstündlichen Schwankungen einher. Insbesondere nimmt der Anteil an größeren Sprüngen im Dargebot zwischen zwei Stunden zu, wenn der Standort hohe stündliche Mittelwerte der Strahlungsleistung oder eine vergleichsweise hohe jährliche Globalstrahlung aufweist. Insofern stellt sich die Frage, ob die nach dem Dargebot besten Standorte auch die aus einer systemischen Sicht besten Standorte sind.

4 Regionenanalyse

In einem weiteren Schritt wurden die Datenreihen mittels der Statistiksoftware SPSS einer Clusteranalyse unterzogen. Die Clusterung wurde als hierarchische Analyse nach der Methode „Between group linkage“ und anhand der Messgröße „Euklidische Distanz“ durchgeführt. Das daraus resultierende Dendrogramm legt die Bildung von acht Clustern nahe. Diese Regionen, wie sie in Abbildung 1 zu erkennen sind, weisen ein ähnliches Globalstrahlungsprofil auf: Wenn also an einem Standort innerhalb eines der Cluster die Sonne scheint, dann ist die Wahrscheinlichkeit hoch, dass an einem anderen Standort innerhalb desselben Clusters zu gleicher Zeit die Sonne mit ähnlicher Intensität scheint.

Abbildung 1: Regionen (Cluster) mit ähnlichem Solarstrahlungsaufkommen 2007-2009:



6

Alle Cluster unterscheiden sich mit einer Ausnahme (Cluster „Südwesten“ und Cluster „Bayerische Alpen“) hochsignifikant voneinander. Dies belegen paarweise t-Tests: In sich sind alle Cluster äußerst homogen. Dafür sprechen sehr hohe Reliabilitätswerte, die auch unter Ausschluss der Nullwerte (Nachtstunden) deutlich bestehen bleiben (Cronbachs $\alpha > ,95$ für Cluster „Norden“, „Osten“, „Südwesten“, „Bayern“ und „Südostbayern“ sowie Cronbachs $\alpha = ,925$ und $,927$ für Cluster „Mitte“ bzw. „Westen“)⁵.

Entsprechend der Fragestellung soll im Folgenden geklärt werden, welche Cluster ein schwaches Dargebot in den im Allgemeinen dargebotsstärkeren Clustern im Süden oder Südwesten

⁵ Cronbachs Alpha von $\alpha > 0,90$ zeigt, dass der Datenverlust trotz Zusammenlegung der Messtationen minimal ist.

ausgleichen, in denen bereits hohe PV-Kapazitäten installiert sind. Dazu wurde die Globalstrahlung in allen Clustern in acht Kategorien eingeteilt⁶.

Tabelle 6a bzw. Tabelle 6b zeigen, wie sich die Globalstrahlung in den anderen Regionen darstellt, wenn in den Clustern „Bayern“ bzw. „Südwesten“ eine geringe Globalstrahlung herrscht. Als geringe Einstrahlung wurden alle Werte unterhalb von 796 kJ/m² festgelegt⁷. Von den insgesamt 14.684 Stunden im Cluster „Bayern“ mit solarer Einstrahlung fallen 8.811 (60 Prozent) unter das hier definierte Kriterium für geringe Solarstrahlung. Im Cluster „Südwesten“ sind es 8.745 Stunden von insgesamt 14.421 Einstrahlungsstunden (61 Prozent).

Tabelle 6a: Höheres Solarstrahlungsdargebot im Rest Deutschlands bei geringer Globalstrahlung (< 796 kJ/m²) im Cluster „Bayern“, Anteile ohne Nachtstunden in Prozent (100 Prozent = 8.811 Stunden):

Regionen (Cluster)	796 bis 1187 kJ/m ²	1188 bis 1720 kJ/m ²	> 1720 kJ/m ²
Norden	5,7	2,7	1,1
Westen	6,3	2,1	0,7
Mitte	4,1	1,2	0,2
Osten	6,1	2,3	0,6
Südwesten	5,9	1,9	0,3
Südostbayern	6,2	1,8	0,5
Bayerische Alpen	7,4	3,6	1

7

Die ermittelten, relativ geringen Anteile für ein höheres Strahlungsaufkommen in den übrigen Regionen bei schwacher Einstrahlung in den ausgewählten südlichen Clustern spiegeln generell die hohe Gleichzeitigkeit der Solarstrahlung wider. Das hier als gering definierte Solarstrahlungsdargebot von weniger als 796 kJ/m² tritt quasi regelmäßig an jedem Vor- und Nachmittag auf, wenn der Einstrahlungswinkel noch nicht bzw. nicht mehr hoch genug ist, um eine höhere Strahlungsleistung pro Flächeneinheit zu ermöglichen. Dies geschieht nahezu gleichzeitig an allen Stationen bzw. in allen Clustern und kann naturgemäß nicht durch eine alternative räumliche Verteilung von Messstationen (oder – übertragen auf die Energiewirtschaft – von PV-Anlagen) ausgeglichen werden. So zeigt Tabelle 6a, dass in etwa 90 bis 95 Prozent der Fälle, in denen der Cluster „Bayern“ ein geringes Dargebot aufweist, in allen anderen Clustern mit Ausnahme des Clusters „Bayerische Alpen“ ebenfalls kein höheres Aufkommen zu verzeichnen ist.

⁶ Die Kategorienbildung wurde anhand der Oktile der Gesamtverteilung der Globalstrahlung vorgenommen. Dies bedeutet: Vor dem ersten und nach letzten sowie zwischen jedem Quantil befinden sich 12,5 Prozent aller Werte der Verteilung. Die Oktile liegen bei 12, 113, 294, 512, 796, 1187 und 1720 kJ/m².

⁷ Der Wert 796 kJ/m² ist der obere Rand des fünften Oktils der Gesamtverteilung der Globalstrahlung. Das heißt: Über alle Standorte hinweg liegt die Globalstrahlung in 62,5 Prozent aller Stunden unter 796 kJ/m². Unter Hinnahme des Verlustes wissenschaftlicher Präzision lässt sich zur Veranschaulichung sagen, dass eine herkömmliche PV-Anlage mit rund 800 kJ/m² Globalstrahlung ca. 15 Prozent der installierten Leistung bereitstellen kann.

Mit 88 Prozent fällt der Wert für das Spitzenreitercluster „Bayerische Alpen“ auch nur geringfügig niedriger aus.

Tabelle 6b: Höheres Solarstrahlungsdargebot im Rest Deutschlands bei geringer Globalstrahlung (< 796 kJ/m²) im Cluster „Südwesten“, Anteile ohne Nachtstunden in Prozent (100 Prozent = 8.745 Stunden):

Regionen (Cluster)	796 bis 1187 kJ/m ²	1188 bis 1720 kJ/m ²	> 1720 kJ/m ²
Norden	6,7	3,2	1,5
Westen	6,6	1,9	0,6
Mitte	5,6	2,2	0,8
Osten	7,6	3,7	2,0
Bayern	7,1	2,4	0,9
Südostbayern	8,1	3,6	2,4
Bayerische Alpen	8,6	4,7	1,7

Tabelle 6b zeigt für den Südwesten ein ähnliches Bild. Die Ausgleichspotenziale eines schwachen Solardargebots dort liegen zwar in den übrigen Regionen etwas, aber nicht nennenswert höher als für den Fall eines schwachen Dargebots in Bayern.

Eine geringe solare Einstrahlung kann allerdings auch Folge von dichter Bewölkung sein, die selbst bei hohem Einstrahlungswinkel um die Mittagszeit zu geringen Strahlungswerten führt. Ebenso kann ein generell geringerer Einstrahlungswinkel im Winterhalbjahr oder den Übergangszeiten und zusätzliche Bewölkung schnell in einem Unterschreiten des gesetzten Schwellenwertes resultieren. Relevant für den Ausgleich eines geringen Dargebots in den Clustern „Bayern“ bzw. „Südwesten“ sind jene Anteile in den Intervallen mit mindestens 1188 kJ/m² Strahlungsleistung und vor allem in demjenigen mit mehr als 1720 kJ/m². Hier liegen maßgeblich die Fälle vor, bei denen sich das geringe Dargebot im betrachteten Cluster aufgrund von Bewölkung ergibt. Dieses kann potentiell durch ein höheres Dargebot aufgrund geringerer oder gar keiner Bewölkung in anderen Regionen ausgeglichen werden.

Die Häufigkeitsanalyse ergibt, dass ein niedriges Dargebot im Cluster „Bayern“ am häufigsten von einem höheren Dargebot in den Clustern „Bayerische Alpen“ und „Westen“ sowie vor allem auch dem geographisch weiter entfernten Cluster „Norden“ begleitet ist. Insgesamt bleiben die Anteile der Stunden mit relativ hohen Strahlungsleistungen (> 1720 kJ/m²) jedoch mit Werten zwischen 0,7 und 1,1 Prozent eher gering (entspricht absolut 64 bzw. 101 Stunden) (vgl. Tabelle 6a).

Etwas höher fallen die Anteile mit stärkerer Solarstrahlung für die Betrachtung des Clusters „Südwesten“ aus. Hier wiederholt sich das für den Cluster „Bayern“ beobachtete Muster, wonach einige weiter entfernte Cluster am ehesten in der Lage sind, ein niedriges Angebot im Südwesten auszugleichen: So sind mit 2,4 und 2 Prozent die Werte für die Regionen „Südostbayern“

und „Osten“ im Intervall mit mindestens 1720 kJ/m² Solarstrahlung am höchsten, gefolgt vom Cluster „Bayerische Alpen“ mit 1,7 Prozent (entspricht 211, 171 und 149 Stunden). Das geringste Potenzial für einen Ausgleich besitzt in beiden Szenarien die Region „Mitte“. Die Hauptachse zu den ausgleichenden Regionen verläuft für den „Südwesten“ allerdings nicht wie für den Cluster „Bayern“ in nordsüdlicher, sondern vor allem in westöstlicher Richtung.

Der Befund, dass die geographische Entfernung für den Ausgleich eine Rolle spielt, wird durch eine Korrelationsanalyse der Messdatenreihen der Standorte bestätigt. So bestehen die höchsten negativen Korrelationskoeffizienten (Pearsons $r > -0,25$) zwischen Stationen, die einander auf einer Nord-Süd, Nordwest-Südost, Nordost-Südwest und Ost-West streichenden Achse in größerer Entfernung gegenüber liegen⁸. Der Minimalabstand beträgt dabei etwa 400 Kilometer (z.B. zwischen den Standorten Diepholz und Chemnitz/Zinnwald-Georgenfeld oder zwischen Fürstenzell und Gießen-Wettenberg)

4.1 Saisonale Regionenanalyse

Um herauszufinden, ob saisonale Unterschiede im interregionalen Dargebotsmuster bestehen, wurden die Datenreihen in je einen Datensatz für die Winter- und die Sommerhalbjahre unterteilt⁹ und auf jene Stunden reduziert, in denen der energiewirtschaftliche Beitrag der Solarstrahlung in der jeweiligen Jahreshälfte bedeutsam ist. Für das Sommerhalbjahr werden hierzu die zehn Stundenintegrale zwischen 7 und 17 Uhr betrachtet, für das Winterhalbjahr sind es die sechs Integrale zwischen 9 und 15 Uhr. Die Reduzierung hat den Vorteil, dass die zwangsläufig schwächeren Stundenintegrale während der Sonnenaufgänge und -untergänge nicht in die Auswertung einfließen. Dadurch liegt ein feineres Instrumentarium zum Auffinden interregionaler Ausgleichspotenziale vor. Die Clusteranalyse wird nach der bereits beschriebenen Methode für beide Datenreihen durchgeführt. Auch hier legen die jeweiligen Dendrogramme eine Lösung mit acht Clustern nahe. Es können mit einer einzigen Ausnahme hochsignifikante Unterschiede zwischen den Clustern durch paarweise t-Tests¹⁰ und die hohe interne Konformität durch hohe bis sehr hohe Reliabilitätswerte¹¹ bestätigt werden.

⁸ Einige Beispiele ohne Vollständigkeit: Nordwest-Südost streichend zwischen der Station Emden (4) auf der einen und den Stationen Weißenburg (22) und Chieming/Mühldorf (26) auf der anderen Seite; Nordost-Südwest streichend zwischen Rostock-Warnemünde/Greifswald (3) und Trier-Petrisberg/Deuselbach (17), Weinbiet (18), Würzburg (19) und Lahr (21); Nord-Süd streichend zwischen Dörnack (2) und Augsburg (25) sowie Garmisch-Partenkirchen (27); West-Ost streichend zwischen Trier-Petrisberg/Deuselbach (17) und Görlitz (13).

⁹ Die Datenreihe „Sommerhalbjahr“ bildet sich aus allen Tagen zwischen dem 21. März und 23. September inklusive dieser beiden Tage. Das Winterhalbjahr beginnt entsprechend am 24. September und endet am 20. März.

¹⁰ Die Ausnahme bildet das Paar aus Cluster „Westen“ und „Südwesten“ im Sommerhalbjahr, bei denen sich beim paarweisen Vergleich des Mittelwertes keine signifikante Unterschiede zeigen.

¹¹ Für die Betrachtung der Sommerhalbjahre erreichen mit Ausnahme der Cluster „Westen“ und „Mitte“ alle Cluster einen Wert von Cronbachs $\alpha \geq 0,90$. Die Cluster „Westen“ und „Mitte“ erzielen einen Wert von Cronbachs $\alpha = 0,85$. Für die Betrachtung der Winterhalbjahre ergibt sich für den Cluster „Mittelbayern“ Cronbachs $\alpha = 0,87$, für alle anderen gilt Cronbachs $\alpha \geq 0,93$.

Die Clusteranalyse der saisonalen Zeitreihen ergibt eine abweichende Gruppierung für die Sommer- und Winterhalbjahre 2007 bis 2009. Während die Clusterung für die Sommerhalbjahre derjenigen der saisonal unspezifischen Betrachtung entspricht, ergeben sich größere Abweichungen für die Betrachtung der Winterhalbjahre vor allem für die südliche Hälfte der Republik. Abbildungen 3 und 4 verdeutlichen die Unterschiede.

Abbildung 3: Regionen mit ähnlichem Solarstrahlungsaufkommen während der Sommerhalbjahre 2007-2009 (Stunden zwischen 7 und 17 Uhr):

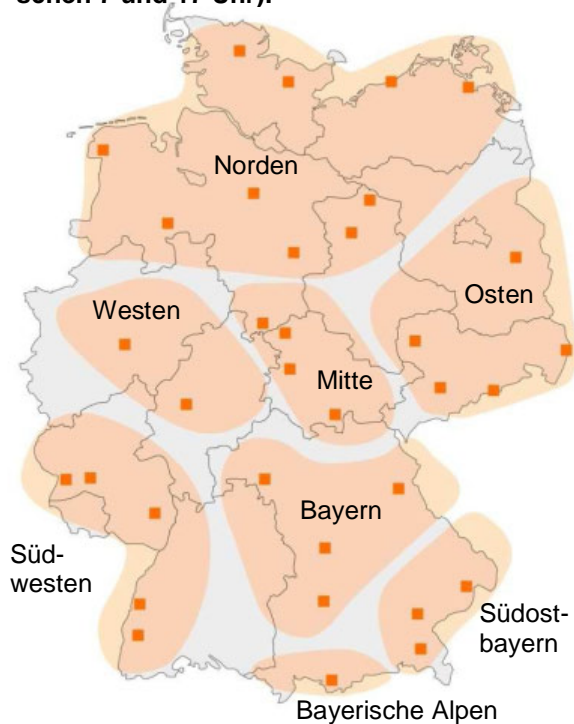
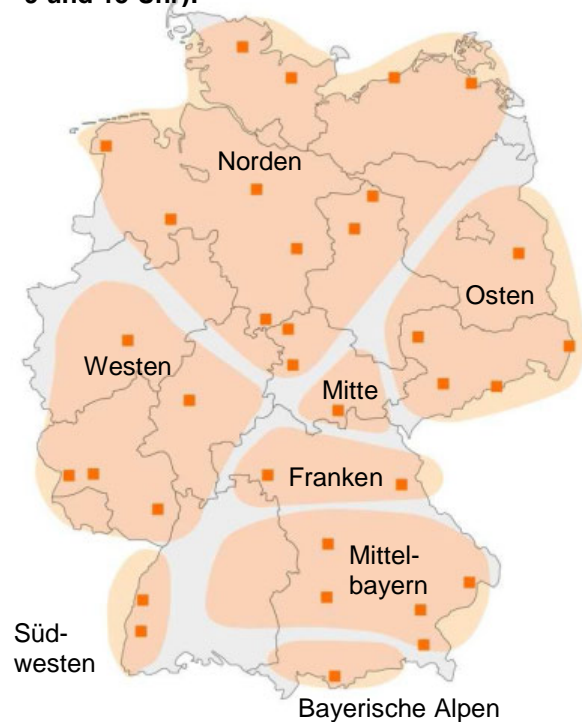


Abbildung 4: Regionen mit ähnlichem Solarstrahlungsaufkommen während der Winterhalbjahre 2007-2009 (Stunden zwischen 9 und 15 Uhr):



10

Um raumzeitliche Ausgleichspotenziale zu ermitteln, wurde die selbe Kategorisierung vorgenommen wie in Kapitel 4 beschrieben¹².

Auf dieser Grundlage kann wiederum der Fall untersucht werden, welches solare Strahlungsdargebot in den anderen Clustern herrscht, wenn im Sommerhalbjahr in den im Allgemeinen sonnenreichen Clustern „Bayern“ bzw. „Südwesten“ die Solarstrahlung unter das Niveau von 1656 kJ/m² sinkt¹³. Dies ist für den Cluster „Bayern“ an 3.183 Stunden der Fall (von insgesamt 5.610 betrachteten Stundenwerten; also in etwa 57 Prozent), im Cluster „Südwesten“ an 3.424 Stunden (entspricht 61 Prozent).

Insgesamt zeigt sich, dass das regionale Ausgleichspotenzial in den Sommerhalbjahren gegenüber der ganzjährigen Betrachtung ohne tageszeitliche Eingrenzung des Betrachtungszeitrau-

¹² Die Quantile liegen dabei bei 719, 966, 1198, 1421, 1655, 1896 und 2238 kJ/m² für die Sommerhalbjahr und bei 221, 333, 433, 533, 658, 828 und 1120 kJ/m² für die Winterhalbjahre.

¹³ Es handelt sich bei dem gesetzten Schwellenwert erneut um den oberen Rand des fünften Oktils $Q_{0,625}$.

mes prozentual gesehen in beiden Regionalszenarien (geringes Solarstrahlungsdargebot in den Clustern „Bayern“ bzw. „Südwesten“) höher ausfällt (vgl. Tabelle 7a und b).

Tabelle 7a: Höheres Solarstrahlungsdargebot in den Sommerhalbjahren im Rest Deutschlands bei geringer Globalstrahlung (< 1656 kJ/m²) im Cluster „Bayern“; Anteile der Stunden zwischen 7 und 17 Uhr in Prozent (100 Prozent = 3.183 Stunden):

Regionen (Cluster)	1.656 bis 1.896 kJ/m ²	1.897 bis 2.238 kJ/m ²	> 2.238 kJ/m ²
Norden	7,8	5,4	3,6
Westen	7	5,3	4,2
Mitte	4,5	3	1,7
Osten	7	6,2	3,8
Südwesten	6,1	4,9	2,4
Südostbayern	8,1	5,8	4,6
Bayerische Alpen	5,9	5,7	4,7

Im Falle einer geringen Einstrahlung in der Region „Bayern“ lässt sich zudem feststellen, dass während des Sommerhalbjahres der benachbarte Cluster „Südostbayern“ mit 18,5 Prozent (absolut 590 Stunden) das höchste Ausgleichspotenzial aufweist, insbesondere auch hinsichtlich des Anteils von 4,6 Prozent an Stunden mit sehr hohem Strahlungsaufkommen (> 2.238 kJ/m², absolut 146 Stunden), wobei die Region „Bayerische Alpen“ in dieser Kategorie den höchsten Anteil verzeichnet (4,7 Prozent oder absolut 149 Stunden). Aber auch die Cluster „Osten“ und „Norden“, dicht gefolgt von den Clustern „Westen“ und „Bayerische Alpen“, weisen während des Sommerhalbjahres in mindestens jeder sechsten sonnenarmen Stunde im Cluster „Bayern“ ein höheres Solarstrahlungsdargebot auf.

Tabelle 7b zeigt noch deutlichere Ausgleichspotenziale für ein schwaches Dargebot im Südwesten. Die Cluster „Südostbayern“ und „Osten“ können in etwa jeder vierten Stunde ein schwächeres Dargebot im Cluster „Südwesten“ ausgleichen (absolut an 944 bzw. 834 Stunden). In etwa jeder zehnten Stunde (absolut 332 Stunden) weist die Region „Südostbayern“ dabei sogar ein sehr hohes Aufkommen mit mehr als 2238 kJ/m² auf. Der Cluster „Osten“ verzeichnet in dem Intervall sehr hoher Einstrahlung ebenfalls mit 7,5 Prozent (absolut 257 Stunden) einen vergleichsweise hohen Anteil. Auch die Cluster „Bayerische Alpen“ und „Bayern“ leisten einen gewichtigen Beitrag, ein schwächeres Dargebot im „Südwesten“ auszugleichen, wobei dies für die Region „Bayerische Alpen“ vor allem für die oberen Strahlungsintervalle gilt.

Tabelle 7b: Solarstrahlungsdargebot in den Sommerhalbjahren 2007 bis 2009 in den Regionen bei geringer Solarstrahlung (< 1656 kJ/m²) im Cluster „Südwesten“; Anteile der Stunden zwischen 7 und 17 Uhr in Prozent (100 Prozent = 3.424 Stunden):

Regionen (Cluster)	1656 bis 1896 kJ/m ²	1897 bis 2238 kJ/m ²	> 2238 kJ/m ²
Norden	8,4	6	4,2
Westen	7,4	5,3	3,9
Mitte	6	4,3	3,4
Osten	8,4	8,5	7,5
Bayern	9	6,4	4,1
Südostbayern	9,5	8,4	9,7
Bayerische Alpen	7,3	6,7	7

Für die Betrachtung der Winterhalbjahre wurden alle Stundenintegrale zwischen 9 und 15 Uhr betrachtet, die zwischen dem 23. September und dem 21. März der Jahre 2007 und 2009 liegen. Insgesamt entspricht dies einem Umfang von 3.210 Stunden. Aufgrund des im Winterhalbjahr ohnehin schwächeren Dargebots wurde ein schwaches Strahlungsaufkommen als ein Unterschreiten des Wertes von 828 kJ/m² definiert¹⁴.

Die Vergleichbarkeit zwischen Winter- und Sommerhalbjahren ist aufgrund der abweichenden Clusterung schwierig (siehe nochmals Abbildungen 3 und 4). Als Referenzcluster zur Identifizierung sich ergänzender Regionen werden im Folgenden der in seiner Zusammensetzung veränderte Cluster „Südwesten“ und der Cluster „Mittelbayern“ herangezogen.

Tabelle 8a: Höheres Solarstrahlungsdargebot in den Winterhalbjahren 2007 bis 2009 im Rest Deutschlands bei geringer Solarstrahlung (< 828 kJ/m²) im Cluster „Mittelbayern“, Anteile der Stunden zwischen 9 und 15 Uhr in Prozent (n = 2.221 Stunden):

Regionen (Cluster)	828 bis 1120 kJ/m ²	> 1120 kJ/m ²
Norden	5,2	3,1
Westen	6,4	4,8
Osten	6,4	2,7
Mitte	5,7	3,6
Franken	6,8	3,6
Südwesten	11,3	7,5
Bayerische Alpen	12,4	9,8

¹⁴ Dies ist der obere Rand des sechsten Oktils Q_{0,75}.

Für den Fall geringer Solarstrahlung im Cluster „Mittelbayern“ (entspricht 2.221 Stunden oder 69 Prozent aller betrachteten Stunden) zeigt Tabelle 8a, dass insbesondere die Cluster „Bayerische Alpen“ und „Südwesten“ mit rund 22 und 19 Prozent (entspricht absolut 493 bzw. 417 Stunden) das größte Potenzial für einen Ausgleich besitzen. Die Region „Bayerische Alpen“ weist sogar in nahezu jeder zehnten sonnenarmen Stunde im Cluster „Mittelbayern“ (insgesamt 217 Stunden) einen hohen Einstrahlungswert im Bereich von mehr als 1120 kJ/m² auf, in dem sich nur die oberen 12,5 Prozent der stündlichen Mittelwerte des Gesamtclusters bewegen.

Tabelle 8b: Höheres Solarstrahlungsdargebot in den Winterhalbjahren 2007 bis 2009 im Rest Deutschlands bei geringer Globalstrahlung (< 828 kJ/m²) im Cluster „Südwesten“, Anteile an Stunden zwischen 9 und 15 Uhr in Prozent (n = 2.045 Stunden):

Regionen (Cluster)	828 bis 1120 kJ/m ²	> 1120 kJ/m ²
Norden	5,1	2,2
Westen	5,0	2,2
Osten	7,1	2,6
Mitte	6,0	3,7
Franken	7,6	3,9
Mittelbayern	8,9	2,8
Bayerische Alpen	12,4	10,6

Während der Cluster „Südwesten“ im Winterhalbjahr für den Ausgleich sonnenarmer Zeiten im Cluster „Mittelbayern“ einen besonderen Beitrag leistet, lässt sich dies im umgekehrten Fall – also bei niedrigen Einstrahlungswerten im Cluster „Südwesten“ - nicht in gleichem Umfang bestätigen (vgl. Tabelle 8b). Zwar reicht der Anteil in Höhe von 11,7 Prozent (absolut 241 Stunden) für den zweiten Rang, aber gerade in dem Intervall mit hoher Strahlung (> 1.120 kJ/m²) besitzen die Cluster „Franken“ und „Mitte“ mit 3,9 und 3,7 Prozent (entspricht 75 und 79 Stunden) höhere Anteile. Wie schon für den Cluster „Mittelbayern“ besitzt auch für die Region „Südwesten“ der Cluster „Bayerische Alpen“ mit Abstand das höchste Potential, geringe solare Einstrahlung auszugleichen. In fast jeder fünften Stunde ist hier die Einstrahlung höher, wenn im „Südwesten“ wenig Sonnenlicht einfällt. In jeder zehnten Stunde (absolut 217 Stunden) übertrifft das solare Dargebot sogar deutlich eine geringe Einstrahlung im südlichen Oberrheingraben (vgl. Tab. 10a).

4.2 Saisonale Regionenanalyse in relativer Perspektive

Um Dargebotsmuster in ihrer saisonalen und interregionalen Auflösung noch genauer identifizieren zu können, wurden die Stundenintegrale der Messstationen für die Messreihen der Sommer- und Winterhalbjahre ins Verhältnis zum durchschnittlichen Strahlungsaufkommen aller Stationen der jeweils betrachteten Stunden gesetzt. Erneut wurde eine Clusteranalyse durchgeführt. Die Reliabilitätsprüfung ergibt jedoch, dass die vorgeschlagenen Clusterlösungen in Teilen nur mäßige bis geringe Reliabilitätswerte aufweisen (Cronbachs $\alpha < ,70$). Der Varianzverlust wäre also bei einer Clusterung hoch, so dass für die Regionenanalyse in relativer Perspektive auf die Clusterbildung verzichtet wird und die interregionalen Beziehungen zwischen allen 27 Standorten ermittelt werden.

Tabelle 9a: Relatives Solarstrahlungsdargebot an Messstationen mit überdurchschnittlichem Dargebot (Top 5) in den Sommerhalbjahren zwischen 7 und 17 Uhr:

Standorte	Mittelwert	Standardabweichung
1) Fürstzell (23)	1,12	0,61
2) Schleswig (1)	1,08	0,46
3) Würzburg (19)	1,08	0,47
4) Weißenburg (22)	1,06	0,56
5) Rostock/Greifswald (3)	1,06	0,56

14

Tabelle 9b: Relatives Solarstrahlungsdargebot an Messstationen mit unterdurchschnittlichem Dargebot (unterste fünf Standorte) in den Sommerhalbjahren zwischen 7 und 17 Uhr:

Standorte	Mittelwert	Standardabweichung
23) Dörnig (2)	0,94	0,36
24) Diepholz (7)	0,94	0,49
25) Göttingen/Leinefelde/Eisenach (11)	0,92	0,48
26) Emden (4)	0,90	0,47
27) Neuhaus am Rennsteig (15)	0,88	0,50

Tabellen 9a und 9b geben Mittelwerte und Standardabweichungen der Standorte mit den höchsten und niedrigsten Mittelwerten für die jeweils betrachteten Zeiträume wieder (für die ganzjährige Betrachtung vgl. Tab. 14 im Anhang). Die Werte lassen sich folgendermaßen interpretieren (am Beispiel von Tabelle 9a): In einem durchschnittlichen Stundenintegral im Sommerhalbjahr zwischen 7 und 17 Uhr übersteigt das Dargebot in Fürstzell das gemittelte Angebot aller ausgewerteten Stationen um durchschnittlich zwölf Prozent, das der Station Schleswig den stationsweiten Durchschnitt um acht Prozent usw. Entsprechend erreichen die Stationen Emden und

Neuhaus am Rennsteig auf den untersten Tabellenrängen in der Regel nur etwa 90 bzw. 88 Prozent des landesweiten durchschnittlichen Dargebots (vgl. Tabelle 9b). Es ist bemerkenswert, dass neben den süddeutschen Stationen mit Schleswig und Rostock/Greifswald auch zwei norddeutsche Stationen zu den Standorten mit einem vergleichsweise hohen überdurchschnittlichen Dargebot gehören.

Für das Winterhalbjahr ergibt sich ein abweichendes Bild, insbesondere was die Tabellenspitze anbelangt (vgl. Tabelle 10a). Neben der Station „Garmisch-Partenkirchen“, die mit deutlichem Abstand die Tabelle anführt, nehmen die im äußersten Südwesten gelegenen Standorte Lahr und Freiburg die nachfolgenden Spitzenplätze ein, gefolgt von ihren südöstlichen Pendanten (Fürstzell und Chieming/Mühldorf). Im Allgemeinen liegen die Mittelwerte des Spitzenquintetts mit 119 bis 138 Prozent deutlich über den Werten der sommerlichen Spitzengruppe. Allerdings weichen auch die Mittelwerte des Tabellenendes mit 72 bis 82 Prozent stärker vom Gesamtdurchschnitt ab, das nun ausschließlich von norddeutschen Standorten besetzt ist. Bemerkenswert ist, dass der Standort Rostock/Greifswald, der sich während der Sommerhalbjahre noch in der Spitzengruppe aufhält, nun im unteren Quintett rangiert.

Tabelle 10a: Relatives Solarstrahlungsdargebot an Messstationen mit überdurchschnittlichem Dargebot (Top 5) in den Winterhalbjahren zwischen 9 und 15 Uhr:

Standorte	Mittelwert	Standardabweichung
1) Garmisch-Partenkirchen (27)	1,38	0,77
2) Lahr (22)	1,26	0,64
3) Freiburg (25)	1,24	0,72
4) Fürstzell (24)	1,20	0,63
5) Chieming/Mühldorf (26)	1,19	0,62

15

Tabelle 10b: Relatives Solarstrahlungsdargebot an Messstationen mit unterdurchschnittlichem Dargebot (unterste fünf Standorte) in den Winterhalbjahren zwischen 9 und 15 Uhr:

Standorte	Mittelwert	Standardabweichung
23) Rostock/Greifswald (3)	0,82	0,48
24) Soltau (5)	0,81	0,46
25) Diepholz (7)	0,80	0,48
26) Emden (4)	0,76	0,50
27) Dörnick (2)	0,72	0,50

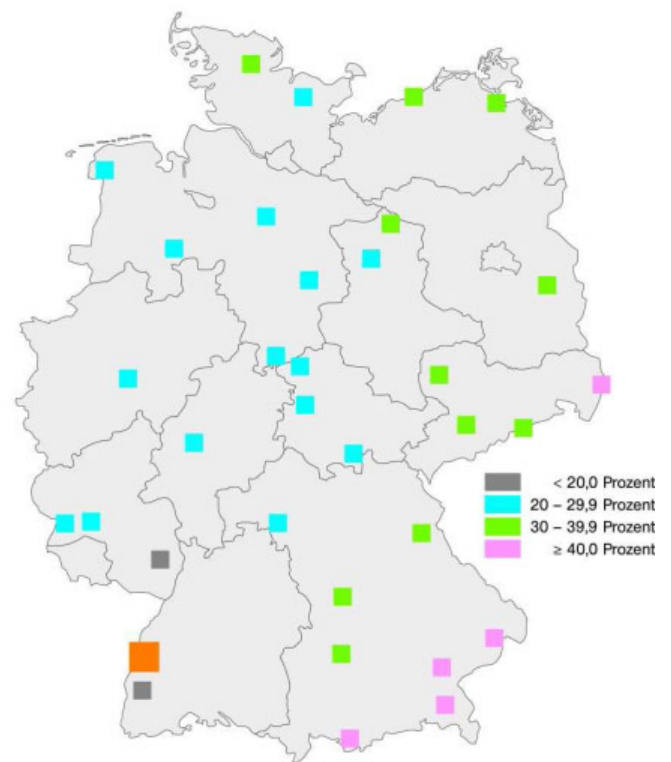
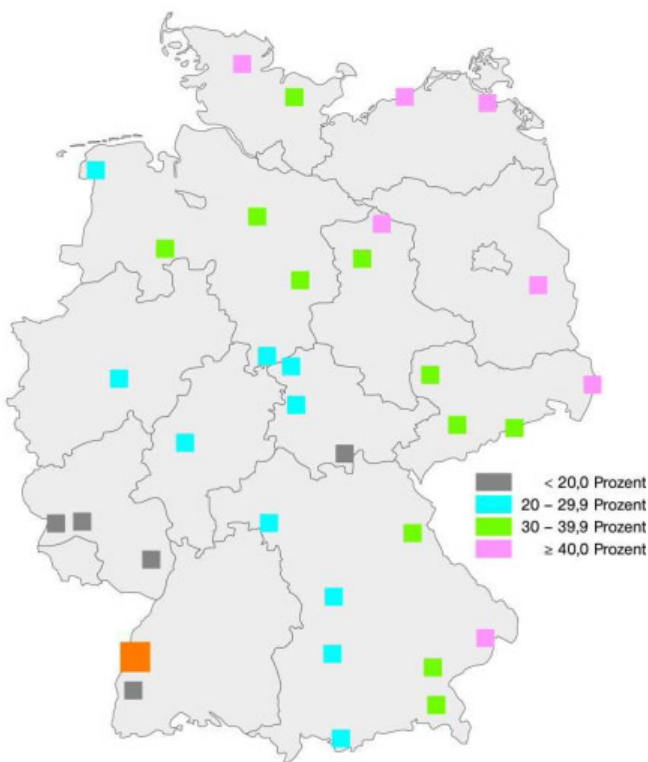
An dieser Stelle sei an die zentrale Erkenntnis aus Kapitel 3 erinnert. Danach ist das Strahlungsangebot an den Standorten weniger fluktuierend, die eine niedrige mittlere Strahlung auf-

weisen. Tabelle 10b bestätigt dies: Aus den Top-3-Standorten mit der höchsten Stetigkeit der Solarstrahlung (also mit der geringsten Fluktuation) aus Tabelle 5 in Kapitel 3 finden sich mit, nämlich Emden und Dörnick zwei in Tabelle 10b wieder.

Auf Grundlage einer Kategorisierung kann betrachtet werden, welche Stationen ein hohes überdurchschnittliches Dargebot aufweisen, wenn in anderen Stationen ein hohes unterdurchschnittliches Angebot auftritt. Als Kriterien für ein unter- bzw. überdurchschnittliches Dargebot wurde ein Dargebot von weniger als 75 Prozent bzw. mehr als 125 Prozent des Durchschnitts aller Stationsintegrale zu der betrachteten Stunde festgelegt. Die Spanne von 50 Prozent liegt damit etwas höher als die gemittelte Standardabweichung aller Stationen während des Sommerhalbjahres und entspricht nahezu der gemittelten Standardabweichungen während der Winterhalbjahre. Die beschriebene Bedingung niedriger Solarstrahlung wurde auf die Station Lahr im Südwesten bezogen und die Häufigkeitsverteilung der Einstrahlungsniveaus an den 26 verbleibenden Stationen ermittelt. Es zeigt sich, dass sich die räumliche Verteilung der Stationen mit einem hohen Ausgleichspotenzial für ein geringes solares Dargebot in Lahr während der Sommerhalbjahre von derjenigen während der Winterhalbjahre deutlich unterscheidet (vgl. Abbildungen 5a und 5b)

Abbildung 5a: Wahrscheinlichkeit von überdurchschnittlich hohem Solarstrahlungsdargebot bei gleichzeitig unterdurchschnittlichem Dargebot am Standort Lahr in den Sommerhalbjahren 2007-2009 in Prozent (Stunden zwischen 7 und 17 Uhr):

Abbildung 5b: Wahrscheinlichkeit von überdurchschnittlich hohem Solarstrahlungsdargebot bei gleichzeitig unterdurchschnittlichem Dargebot am Standort Lahr in den Winterhalbjahren 2007-2009 in Prozent (Stunden zwischen 9 und 15 Uhr):



Während der Sommerhalbjahre sind es insbesondere Standorte im Norden, Nordosten und Osten, die mit einer Wahrscheinlichkeit von mehr als 40 Prozent eine unterdurchschnittliche Einstrahlung im Südwesten ausgleichen können. Generell nimmt die Wahrscheinlichkeit eines Ausgleichs mit zunehmender Entfernung in Richtung Nord, Nordost und Ost zu. Der am nördlichsten gelegene Standort Schleswig kann sogar in nahezu jeder zweiten Stunde (49 Prozent, vgl. Tabelle 10a) mit einem Mindestniveau von 125 Prozent des stationsweiten Durchschnitts aufwarten, wenn in Lahr nur maximal 75 Prozent dieses Niveaus erreicht werden. Demgegenüber weisen insbesondere die Stationen im regionalen Umfeld bzw. geringerer Entfernung (bis etwa 350 Kilometer) nur Wahrscheinlichkeiten von weniger als 30 Prozent auf. Dem stochastischen Erwartungswert (in absoluten Zahlen) für den relativen Wert von 100 Prozent entspricht für die Sommerhalbjahre eine stündliche Globalstrahlung von 1457 kJ/m² (405 Wh/m²). Entsprechend liegen die Erwartungswerte für 75 bzw. 125 Prozent bei 1096 bzw. 1821 kJ/m² (304 bzw. 506 Wh/m²).

Tabelle 10a: Top 5 Standorte mit der höchsten Wahrscheinlichkeit überdurchschnittlichen Strahlungsdargebotes bei gleichzeitig unterdurchschnittlicher Einstrahlung am Standort Lahr (< 0,75) während der Winterhalbjahre 2007-2009 (Stunden zwischen 9 und 15 Uhr) in Prozent

Standorte	Insgesamt > 1,25	1,25-1,5	1,51-1,75	> 1,75
1) Garmisch-Partenkirchen	53,4	11,9	11,5	30,1
2) Fürstenzell	48,1	12,6	8,7	26,8
3) Chieming/Mühldorf	45,1	11,3	11,6	22,1
4) Görlitz	43,9	12,3	11,8	19,8
5) Chemnitz/Zinnwald	38,4	16,3	10,7	11,5

Tabelle 10b: Top 5 Standorte mit der höchsten Wahrscheinlichkeit überdurchschnittlichen Strahlungsdargebotes bei gleichzeitig unterdurchschnittlicher Einstrahlung am Standort Lahr (< 0,75) während der Sommerhalbjahre 2007-2009 (Stunden zwischen 7 und 17 Uhr) in Prozent

Standorte	Insgesamt > 1,25	1,25-1,5	1,51-1,75	> 1,75
1) Schleswig	49,2	18,0	12,8	18,4
2) Lindenberg	48,0	21,9	13,3	12,8
3) R.-Warnemünde/Greifswald	47,2	21,1	12,1	14,0
4) Fürstenzell	46,7	17,4	13,2	17,1
5) Seehausen	46,5	23,0	13,0	10,5

Wie die gleiche Frage im Winterhalbjahr zu betrachten ist, zeigen Abbildung 5b bzw. Tabelle 10a: Die Standorte im äußersten Süden und Südosten Bayerns und der Standort Görlitz weisen im Winter das größte Ausgleichspotential auf. Vereinfacht ausgedrückt erscheint das sommerliche Muster um einen gedachten zentralen Mittelpunkt im Uhrzeigersinn um etwa einen Quadranten gedreht zu sein. Die im Osten und Nordosten gelegenen Stationen verzeichnen mit Wahrscheinlichkeiten von 30 bis 40 Prozent weiterhin ein relativ hohes Ausgleichspotential, wohingegen die Stationen in Niedersachsen und Schleswig-Holstein meist nur noch Werte zwischen 20 und 30 Prozent erreichen. Der stochastische Erwartungswert für den Relativwert von 100 Prozent während der betrachteten Winterhalbjahre liegt mit 592 kJ/m² (164 Wh/m²) im Vergleich zum Sommerhalbjahr erwartungsgemäß deutlich niedriger. Dem Niveau von 75 bzw. 125 Prozent entspricht daher (in absoluten Zahlen) ein Erwartungswert von 444 bzw. 740 kJ/m² (123 bzw. 206 Wh/m²). Ergänzend sei noch der Fall beleuchtet, dass an der Station Fürstenzell im Südosten Bayerns ein unterdurchschnittliches Strahlungsniveau auftritt. Tabellen 11a und 11b geben die Verteilungshäufigkeiten überdurchschnittlicher Einstrahlung an den fünf ausgleichs-stärksten Standorten in Bezug auf die Station Fürstenzell wieder.

Tabelle 11a: Top 5 Standorte mit der höchsten Wahrscheinlichkeit überdurchschnittlichen Strahlungsdargebotes bei gleichzeitig unterdurchschnittlicher Einstrahlung am Standort Fürstenzell (< 0,75) während der Sommerhalbjahre 2007-2009 (Stunden zwischen 7 und 17 Uhr) in Prozent

Standorte	Insgesamt > 1,25	1,25-1,5	1,51-1,75	> 1,75
1) Schleswig	52,3	20,5	13,0	18,9
2) Seehausen	47,9	23,5	13,3	11,0
3) R.-Warnemünde/Greifswald	47,3	20,9	12,1	14,2
4) Gießen – Wettenberg	43,1	20,4	11,2	11,5
5) Soltau	41,1	19,9	11,5	9,7

Tabelle 11b: Top 5 Standorte mit der höchsten Wahrscheinlichkeit überdurchschnittlichen Strahlungsdargebotes bei gleichzeitig unterdurchschnittlicher Einstrahlung am Standort Fürstenzell (< 0,75) während der Winterhalbjahre 2007-2009 (Stunden zwischen 9 und 15 Uhr) in Prozent

Standorte	Insgesamt > 1,25	1,25-1,5	1,51-1,75	> 1,75
1) Lahr	49,2	14,0	10,8	24,6
2) Freiburg	46,9	11,2	8,0	27,7
3) Trier-Petrisberg/Deuselbach	40,2	15,5	9,4	15,3
4) Weinbiet	40,0	14,4	11,0	14,6
5) Gießen-Wettenberg	39,8	11,1	10,9	17,8

Es wird deutlich, dass für den Standort Fürstencell ebenfalls deutliche Unterschiede zwischen den Sommer- und Winterhalbjahren bestehen. Die Unterschiede weisen allerdings ein analoges, nahezu spiegelverkehrtes Muster im Vergleich zur Fallbetrachtung „Lahr“ auf. Während der Sommerhalbjahre besitzen Standorte im Norden bzw. nordwestlich von Fürstencell gelegene Standorte, wie z.B. Gießen-Wettenberg, die höchste Wahrscheinlichkeit, bei unterdurchschnittlichem Strahlungsaufkommen in Fürstencell überdurchschnittliche Strahlungswerte zu verzeichnen. In den Winterhalbjahren dominieren eindeutig die im Südwesten und Westen gelegenen Standorte.

Mit Blick auf die Ergebnisse dieses Abschnittes kann aus energiewirtschaftlicher Perspektive der Schluss gezogen werden, dass insbesondere für das globalstrahlungsstärkere Sommerhalbjahr ein entsprechender Ausbau der Photovoltaik in der nördlichen Landeshälfte das größte Potenzial aufweist, schwaches Strahlungsdargebot in der südlichen Landeshälfte auszugleichen. Insbesondere die Standorte mit einem im intraregionalen Vergleich höheren Globalstrahlungsdargebot im Norden und Osten verfügen über die höchste Wahrscheinlichkeit, bei getrübbten Strahlungsbedingungen im Süden ein deutlich überdurchschnittliches Strahlungsdargebot aufzuweisen.

Zusammenfassung: Regionenanalyse

In Deutschland lassen sich acht Regionen unterscheiden, die ein ähnliches Profil des solaren Strahlungsdargebotes aufweisen. Die hohe Gleichzeitigkeit des Dargebotes durch nahezu zeitgleichen Sonnenaufgang, -untergang und -höchststand lässt bei einer Betrachtung über den gesamten dreijährigen Zeitraum nur relativ geringe interregionale Ausgleichspotentiale identifizieren.

Diese treten deutlicher zutage, wenn den saisonalen Strahlungsschwankungen Rechnung getragen wird und die einstrahlungsarmen Stunden um die Sonnenaufgänge und -untergänge ausgeschlossen werden. In der saisonalen Perspektive zeigt sich, dass Unterschiede im interregionalen Ausgleichspotenzial zwischen Sommer- und Winterhalbjahren auftreten. Für die energiewirtschaftlich bedeutsameren Sommerhalbjahre gilt, dass neben dem äußersten Südosten und Süden Bayerns die nördlichen und östlichen Regionen bei schwächeren Einstrahlungsbedingungen in den Regionen „Bayern“ und „Südwesten“ die höchsten Ausgleichspotenziale aufweisen. In den Winterhalbjahren gleicht die westliche am häufigsten die östliche Südhälfte aus und umgekehrt. Die schmale Region um die bayerischen Alpen – allerdings nur durch den Standort Garmisch-Partenkirchen repräsentiert – spielt aufgrund seiner besonderen Lage am Alpenrand und den damit verbundenen klimatischen Bedingungen (vergleichsweise hohe Anzahl an Sonnenstunden in den Winterhalbjahren) dabei eine besondere Rolle.

Das beschriebene Muster wird durch die relative Betrachtung der Sommer und Winterhalbjahre weitgehend gestützt. Da hier jedoch nicht die Beziehungen zwischen den Regionen, sondern zwischen den einzelnen Standorten untersucht werden, tritt insbesondere das Ausgleichspotenzial der im Norden und im Osten gelegenen Standorte während der Sommerhalbjahre bei unterdurchschnittlichem Solarstrahlungsdargebot an den betrachteten südwestlichen und südöstlichen Standorten Lahr und Fürstencell stärker hervor. Sie weisen insgesamt die höchste Wahrscheinlichkeit überdurchschnittlichen Solardargebotes auf, wenn im Südwesten bzw. Südosten besonders unterdurchschnittliche Strahlungsverhältnisse auftreten.

Die Ergebnisse sprechen insgesamt für einen räumlich gleichmäßigen, dezentralen und verbraucher-nahen Ausbau der Photovoltaik, wenn es darum geht, interregionale Ausgleichspotentiale zwischen Norden und Süden zu heben. Diese könnten zusätzlich durch einen gezielten Ausbau der dafür geeigneten Standorte in der nördlichen Landeshälfte verstärkt werden.

Fazit: Auch schwächere Standorte sind systemisch von Bedeutung

Im Süden Deutschlands scheint die Sonne stärker als in Norddeutschland. Die Solarstrahlung weist eine hohe Gleichzeitigkeit auf, weil die Sonne überall in Deutschland nachts nicht scheint und in den Mittagsstunden am höchsten steht.

Auf diese zwei banalen Aussagen ließ sich der Kenntnisstand über das Sonnendargebot in Deutschland hinsichtlich seiner raum-zeitlichen Verteilung bisher reduzieren.

Eine energiewirtschaftlich solide Basis für die Planung von photovoltaischen Anlagen zur Erzeugung von Strom aus solarer Strahlung lag damit nicht vor. Die vorliegende Studie ist als ein erster Beitrag gedacht, dieses für den Erfolg der Energiewende in Deutschland bedrohliche Defizit zu lindern.

Das wichtigste Ergebnis lautet: Die Formel, Solaranlagen sollten dort stehen, wo die Globalstrahlung am höchsten ist (sprich: die Sonne am intensivsten scheint), kann nicht aufrecht erhalten werden – jedenfalls nicht in dieser undifferenzierten Form. Zwar sind die Gesteungskosten an den Standorten mit der höchsten Solarstrahlung am niedrigsten. Doch eine fortgeführte Fokussierung auf die besten Standorte hätte vor allem negative Effekte für das Gesamtsystem. Diese sind auf drei Faktoren zurückzuführen:

Erstens geht eine überdurchschnittlich starke Solarstrahlung an einem Standort mit einer hohen Fluktuation einher. Standorte mit einer relativ geringen Globalstrahlung weisen ein stabileres Strahlungsprofil aus – und zwar sowohl im Mittel (ausgedrückt als Standardabweichung) als auch bei der Betrachtung von einer Stunde auf die nächste. Dieser Befund ist wahrscheinlich bedeutsam: Einerseits verspricht eine geringe Fluktuation auf der einen Seite die volkswirtschaftlichen Gesamtkosten eines vollständig regenerativen Energiesystems zu reduzieren, weil weniger Ausgleichs- bzw. Regelenergie erforderlich wird. Andererseits dürfte gerade der letztgenannte Aspekt (geringere Wahrscheinlichkeit hoher Sprünge im zwischenstündlichen Dargebot an strahlungsschwächeren Standorten) die Aufrechterhaltung der Netzstabilität erleichtern. Interessant ist, dass die Analyse des Winddargebots in Deutschland ein ganz ähnliches Ergebnis liefert (vgl. Mono und Glasstetter, 2012).

Zweitens lassen sich in Deutschland statistisch gut Regionen nachweisen, die ein ähnliches Globalstrahlungsprofil haben, in denen die Sonne in einer gegebenen Stunde also ähnlich stark scheint und die sich hinsichtlich dieses Globalstrahlungsprofils wiederum deutlich von anderen Regionen unterscheiden. Mit anderen Worten: Die Gleichzeitigkeit des solaren Dargebots sinkt mit der Ausdehnung der Fläche und ist für die Gesamtfläche Deutschlands am geringsten. Wenn der Zubau von PV-Anlagen räumlich intelligent gesteuert würde, ließe sich auch die Gleichzeitigkeit des solar erzeugten Stroms reduzieren. Ob eine entsprechende räumliche Steuerung zumindest für größere Photovoltaik-Anlagen im regulatorischen Rahmen angelegt werden kann, sollte erwogen werden. Unterhalb der regionalen Ebene zeigt der Vergleich ausgewählter Solarstandorte, dass Schwankungen im Sonnendargebot durch eine angemessene regionale Verteilung der Photovoltaikanlagen ausgeglichen werden können. In Monaten mit reicher Son-

nenenergie-Ernte, also im Sommerhalbjahr, ist das geeignete Maß die geographische Distanz und zwar offenbar möglichst auf einer Achse vom Südwesten Deutschlands in den Nordosten bzw. (wenngleich unter Umständen etwas weniger deutlich) vom Nordwesten in den Südosten.

Insgesamt lassen die Ergebnisse dieser Untersuchung nur einen Schluss zu: Die Standortfrage spielt nicht nur bei Betrachtung der Windenergie, sondern auch in Hinsicht auf die Nutzung der Sonnenenergie, eine wichtige Rolle. Vieles spricht dafür, im Sinne einer volkswirtschaftlich effizienten Lösung auch die räumliche Effizienz zu betrachten.

Die vorliegende Studie zeigt auch: Standorte mit einer schwächeren Globalstrahlung haben für das Gesamtsystem positive Effekte. „Je mehr Solarstrahlung, desto besser der Standort“ – diese Formel trifft zwar für die Beurteilung der Wirtschaftlichkeit einzelner Anlagen zu, ist aus energie-wirtschaftlicher Gesamtsicht jedoch fragwürdig. Aus gesamtsystemischer Perspektive scheint vielmehr geboten, den Zubau schwächerer Standorte zu forcieren, weil sie mit einem stetigeren Erzeugungsprofil überzeugen können. Der volkswirtschaftliche Nutzen eines schwächeren Standortes nimmt darüber hinaus zu, wenn dieser in einer ausreichenden Distanz zu bestehenden Erzeugungsschwerpunkten liegt.

Selbstredend sind mit dieser Studie nicht alle Fragen zur räumlichen Effizienz der Solarenergieproduktion beantwortet. Höchste Relevanz hat dabei die Betrachtung der Kompatibilität von Wind- und Sonnendargebot im räumlich-zeitlichen Vergleich.

21

Literatur- und Quellenverzeichnis

Agora Energiewende (Hrsg., 2012): 12 Thesen zur Energiewende. Berlin. URL:

<http://www.agora-energiewende.de/service/publikationen/publikation/pub-action/show/pub-title/12-thesen-zur-energiewende-langfassung/> (30.01.2013)

Bundesverband Solarwirtschaft e.V. [BSW] (2013): Photovoltaik-Bilanz 2012: Solare Energiewende kommt voran. URL:

http://www.solarwirtschaft.de/fileadmin/media/Grafiken/pdf/BSW_norden_holt_bei_pv_auf.pdf (20.01.2013)

Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. [BDEW] (2013): Erneuerbare Energien und das EEG: Zahlen, Fakten, Grafiken (2013). URL:

[http://www.bdew.de/internet.nsf/id/17DF3FA36BF264EBC1257B0A003EE8B8/\\$file/Energieinfo_EE-und-das-EEG-Januar-2013.pdf](http://www.bdew.de/internet.nsf/id/17DF3FA36BF264EBC1257B0A003EE8B8/$file/Energieinfo_EE-und-das-EEG-Januar-2013.pdf) (10.02.2013)

Deutscher Wetterdienst [DWD] (2012): Globalstrahlung in der Bundesrepublik Deutschland. Mittlere Jahressummen, Zeitraum: 1981-2010. URL:

http://www.dwd.de/bvbw/generator/DWDWWW/Content/Oeffentlichkeit/KU/KU1/KU12/Klimagutachten/Solarenergie/Globalkarten_entgeltfrei/VielJ_C3_A4hrigeMittelwerte/Jahr_1981-2010,templateId=raw,property=publicationFile.pdf/Jahr_1981-2010.pdf (15.02.2013)

Gerlach, A.-K. und C. Breyer, C. (2012): PV und Windkraft : sich hervorragend ergänzende Energietechnologien am Beispiel Mitteldeutschlands. URL: http://www.reiner-lemoine-institut.de/sites/default/files/gerlach2012_paper_pv-wind_mitteldeutschland_12p_badstaffelstein_final_proc.pdf (15.12.2012)

Mono, R. und P. Glasstetter (2012): Windpotenzial im räumlichen Vergleich. URL: <http://100-prozent-erneuerbar.de/2013/01/windpotenzial-im-raumlichen-vergleich/>

Mono, R. und P. Glasstetter (2013). Windenergie im raumzeitlichen Kontext: Wie weht der Wind über Deutschland? In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen 63 (5). (in Druck)

Anhang

Tabelle 12: Übersicht Stationen mit Koordinaten, gemittelte Jahresglobalstrahlung, gemittelte stündliche Globalstrahlung (ohne Nachtstunden), Standardabweichung und Variationskoeffizient

Nr.	Standort DWD-Wetterwarte	Koordinaten	Ø Globalstrahlung 2007-2009 [kWh/m²]	Ø stündliche Globalstrahlung 2007-2009 (ohne Nachtstunden) [Wh/m²]	Stetigkeit (Standardabweichung) [Wh/m²]	Stetigkeit relativ (Standardabweichung /Mittelwert) [in Prozent]
1	Schleswig	N 54°31'48.00", E 9°33'0.00"	1063,20	214	227	106,4
2	Dörnick	N 54°10'12.00", E 10°20'60.00"	944,10	205	204	99,4
3	Greifswald Rostock-Warnemünde	N 54°6'0.00", E 13°24'36.00" N 54°10'48.00", E 12°4'48.00"	1068,12	220	222	100,8
4	Emden	N 53°23'24.00", E 7°13'48.00"	879,63	192	191	99,4
5	Soltau	N 52°57'0.00", E 9°46'48.00"	1012,18	216	214	99,2
6	Seehausen	N 52°53'24.00", E 11°43'48.00"	1076,92	218	226	103,6
7	Diepholz	N 52°35'24.00", E 8°20'60.00"	938,59	203	203	99,6
8	Braunschweig Gardelegen	N 52°17'24.00", E 10°26'60.00" N 52°30'36.00", E 11°24'0.00"	1030,29	209	213	102,1
9	Lindenberg	N 52°12'36.00", E 14°7'12.00"	1099,65	231	231	100,0

10	Lüdenscheid	N 51°15'0.00", E 7°38'24.00"	996,16	213	218	102,5
11	Göttingen Leinefelde Eisenach	N 51°30'0.00", E 9°56'60.00" N 51°23'24.00", E 10°18'36.00" N 51°0'0.00", E 10°22'12.00"	975,83	210	207	98,5
12	Leipzig-Holzhausen	N 51°19'12.00", E 12°27'0.00"	1062,27	217	226	104,0
13	Görlitz	N 51°9'36.00", E 14°56'60.00"	1088,83	221	230	103,8
14	Gießen-Wettenberg	N 50°36'0.00", E 8°39'0.00"	1084,05	229	228	99,7
15	Neuhaus am Rennweg	N 50°30'0.00", E 11°8'24.00"	957,57	206	214	104,0
16	Chemnitz Zinnwald-Georgenfeld	N 50°47'24.00", E 12°52'12.00" N 50°43'48.00", E 13°45'0.00"	1067,40	217	219	101,1
17	Trier-Petrisberg Deuselbach	N 49°45'0.00", E 6°39'36.00" N 49°45'36.00", E 7°3'36.00"	1033,55	217	218	100,2
18	Weinbiet	N 49°22'48.00", E 8°7'12.00"	1081,55	231	225	97,3
19	Würzburg	N 49°46'12.00", E 9°57'36.00"	1138,27	234	232	99,5
20	Weiden	N 49°40'12.00", E 12°11'24.00"	1097,98	234	233	99,6
21	Weißenburg	N 49°1'12.00", E 10°57'36.00"	1137,99	236	234	99,5
22	Lahr	N 49°40'12.00", E 12°11'24.00"	1095,22	235	225	95,8
23	Augsburg	N 48°25'48.00", E 10°56'24.00"	1084,61	233	221	95,1
24	Fürstenzell	N 48°32'60.00", E 13°20'60.00"	1184,02	242	245	101,4
25	Freiburg	N 48°1'12.00", E 7°50'24.00"	1039,33	227	217	95,6
26	Mühl Dorf Chieming	N 48°16'48.00", E 12°30'0.00" N 47°53'24.00", E 12°32'24.00"	1080,72	231	224	97,0
27	Garmisch-Partenkirchen	N 47°36'43.34", E 11°16'50.69"	1059,57	232	227	98,0
-	Mittelwert	-	1051,01	221	221	100,1

Tabelle 13: Anteile der Sprünge zwischen zwei Stundenintegralen 2007-2009

Nr.	DWD-Wetterwarte	Anteil der Sprünge mit kleiner gleich 250 kJ/m ² [in Prozent]	Anteil der Sprünge zwischen 251 kJ/m ² und 500 kJ/m ² [in Prozent]	Anteil der Sprünge größer 500 kJ/m ² [in Prozent]
1	Schleswig	62,4	23,3	14,3
2	Dörnick	62,8	27,2	10
3	Greifswald / Rostock-Warnemünde	63,3	25,6	11,1
4	Emden	64,9	25,6	9,5
5	Soltau	61,7	25	13,3
6	Seehausen	61,7	23,1	15,2
7	Diepholz	62,8	25,9	11,3
8	Braunschweig, Gardelegen	64,7	24,8	10,5
9	Lindenberg	58,7	23,9	17,4
10	Lüdenscheid	61,4	22,7	15,9
11	Göttingen / Leinefelde / Eisenach	63,4	25,7	10,9
12	Leipzig-Holzhausen	61,7	21,8	16,5
13	Görlitz	60,9	22,9	16,2
14	Gießen-Wettenberg	58,8	23,7	17,5
15	Neuhaus am Rennweg	62,1	21,9	16
16	Chemnitz / Zinnwald-Georgenfeld	63,4	23,9	12,7
17	Trier-Petrisberg / Deuselbach	61,3	24,5	14,3
18	Weinbiet	59,8	25,8	14,3
19	Würzburg	58	23,4	18,6
20	Weiden	57,5	23,8	18,7

21	Weißenburg	57,7	23,9	18,4
22	Lahr	58,1	27,1	14,7
23	Augsburg	57,2	26,8	16
24	Fürstenzell	57,6	23	19,4
25	Freiburg	57,5	27,4	15,1
26	Mühldorf / Chieming	59,5	27,4	13,1
27	Garmisch-Partenkirchen	57,7	23,4	18,9
-	Mittelwert	60,6	24,6	14,8

Tabelle 14: Relatives Solarstrahlungsdargebot der Messstationen 2007 bis 2009:

Rang	Wetterwarten (Nummerierung Abb. 1)	Mittelwert	Standardabweichung
1	Fürstenzell (24)	1,14	0,61
2	Würzburg (19)	1,10	0,46
3	Weißenburg (22)	1,08	0,47
4	Lahr (21)	1,06	0,56
5	Lindenberg (9)	1,05	0,56
6	Görlitz (13)	1,05	0,60
7	Augsburg (23)	1,05	0,52
8	Schleswig (1)	1,05	0,63
9	Gießen-Wettenberg (14)	1,04	0,55
10	Garmisch-Partenkirchen (27)	1,03	0,67
11	Mühldorf / Chieming (26)	1,03	0,54
12	Weinbiet (18)	1,03	0,47
13	Chemnitz / Zinnwald – Georgenfeld (16)	1,03	0,47
14	Rostock-Warnemünde / Greifswald (3)	1,02	0,54

15	Seehausen (6)	1,02	0,47
16	Weiden (20)	1,01	0,47
17	Freiburg (25)	1,01	0,60
18	Trier-Petrisberg / Deuselbach (17)	0,99	0,52
19	Leipzig-Holzhausen (12)	0,98	0,44
20	Braunschweig / Gardelegen	0,96	0,37
21	Soltau (5)	0,94	0,45
22	Lüdenscheid (10)	0,94	0,52
23	Göttingen / Leinefelde / Eisenach (11)	0,89	0,36
24	Dörnick (2)	0,88	0,49
25	Diepholz (7)	0,88	0,48
26	Neuhaus am Rennsteig (15)	0,88	0,47
27	Emden (4)	0,84	0,50
-	Mittelwert	1,00	0,51