

**Entwicklung von Verfahren zur Prognose des Ertrags  
großflächiger Energieversorgungssysteme  
auf der Basis von Satelliteninformationen**

Von der Fakultät V – Mathematik und Naturwissenschaften –  
der Carl-von-Ossietzky-Universität Oldenburg zur Erlangung des Grades  
eines Doktors der Naturwissenschaften (Dr. rer. nat.)  
angenommene Dissertation

**Christian Reise**  
geboren am 21. August 1964  
in Würzburg

Referent Prof. Dr. Jürgen Parisi, Universität Oldenburg  
Korreferenten Prof. Dr. Joachim Luther, Universität Freiburg  
Prof. Dr. Volker Mellert, Universität Oldenburg

Tag der  
Disputation 9. Juli 2003

# Inhalt

<b>Überblick</b>	<b>5</b>
Was passiert in 2030? . . . . .	5
Diese Arbeit . . . . .	7
<b>1 Flächenbezogene Einstrahlungsdaten</b>	<b>9</b>
1.1 Begriffe . . . . .	9
1.1.1 Deterministische Einflüsse . . . . .	11
1.1.2 Stochastische Einflüsse . . . . .	14
1.1.3 Datensammlungen . . . . .	16
1.2 Bodendaten . . . . .	17
1.2.1 Wetterdienste . . . . .	19
1.2.2 Testreferenzjahre . . . . .	19
1.2.3 Strahlungsatlanten . . . . .	20
1.2.4 CD-ROM-Datenbank METEONORM . . . . .	22
1.2.5 Meßkampagnen . . . . .	22
1.2.6 1000-Dächer-Daten . . . . .	23
1.3 Satellitendaten . . . . .	25
1.3.1 Polar umlaufende und geostationäre Satelliten . . . . .	25
1.3.2 Meteosat-Daten . . . . .	26
1.3.3 Physikalische Modelle . . . . .	27
1.3.4 Statistische Modelle . . . . .	28
1.4 Das Heliosat-Verfahren . . . . .	28
1.4.1 Die aktuelle Formulierung . . . . .	29
1.4.2 Qualität dieser Daten . . . . .	34
1.4.3 Datenbasis dieser Arbeit . . . . .	37
<b>2 Mathematische Charakterisierung von Einstrahlungsfeldern</b>	<b>41</b>
2.1 Einfache Methoden der Strukturanalyse . . . . .	43
2.1.1 Räumliche Varianz . . . . .	43
2.1.2 Zeitliche Varianz . . . . .	47
2.1.3 Rückblick: Korrelationsmodell für verteilte Erzeuger . . . . .	49
2.2 Weitergehende Methoden der Strukturanalyse . . . . .	53

2.2.1	Fourier-, Gabor- und Wavelet-Transformationen . . . . .	54
2.2.2	Haar-Wavelets und Mehrfachzerlegung . . . . .	60
2.2.3	Klassifizierung nach räumlichen Merkmalen . . . . .	68
2.2.4	Klassifizierung nach zeitlicher Entwicklung . . . . .	71
2.2.5	Exkurs: Kurzzeit-Vorhersage der zur erwartenden so- laren Einstrahlung . . . . .	75
2.3	Charakterisierung von Einstrahlungsfeldern / Zusammenfassung	77
<b>3</b>	<b>Anwendung</b>	<b>79</b>
3.1	Reale Einstrahlungswerte . . . . .	80
3.2	Annahmen zum Modell 2030 . . . . .	82
3.2.1	1-Knoten-Modelle . . . . .	83
3.2.2	Vielknoten-Modelle . . . . .	84
3.2.3	Modell Verbrauch . . . . .	85
3.2.4	Modelle der Erzeuger . . . . .	87
3.2.5	Zusammenfassung Szenario 2030 . . . . .	89
3.3	Modellrechnungen zum Stromtransport . . . . .	91
3.3.1	Die Rechenschritte zur Bilanz . . . . .	92
3.3.2	Stromtransportmengen und -Strecken: die Wattsekun- denmeter . . . . .	94
3.3.3	Mittleres Stromtransportaufkommen . . . . .	104
3.3.4	Maximales Stromtransportaufkommen . . . . .	105
3.4	Schlüsse für reale Versorgungsnetze . . . . .	114
	<b>Zusammenfassung</b>	<b>115</b>
	<b>Literatur</b>	<b>117</b>
	<b>Symbole und Bezeichner</b>	<b>123</b>
	<b>Abkürzungen und Akronyme</b>	<b>128</b>
	<b>Bildungsgang</b>	<b>129</b>
	<b>Dankeschön</b>	<b>130</b>

## Überblick und Kontext

In der Energiewirtschaft Deutschlands spielt die photovoltaische Stromerzeugung, was die installierte Kraftwerksleistung und die Erzeugung betrifft, noch keine Rolle. Ihr Anteil an der Stromproduktion in Deutschland liegt im Jahr 2003 bei etwa 0,3 Promille [14][62]. Dagegen ist 2003 das Jahr, in dem die Stromerzeugung aus Windkraftanlagen erstmals die aus Wasserkraft übersteigt, beide erreichen einen Anteil von jeweils etwa 4 Prozent an der Gesamtstromerzeugung [62].

Für die mittelfristige Zukunft (damit sind hier die nächsten 20 bis 30 Jahre gemeint, also etwa der Zeitraum einer menschlichen Generation) nehmen alle Szenarien einer *nachhaltigen* Energieversorgung Deutschlands einen deutlichen Zuwachs bei allen regenerativen Energieträgern an. Aufgrund des räumlich nahezu gleichverteilten Vorkommens der solaren Einstrahlung ist dabei das technische Potential der Photovoltaik in Deutschland deutlich größer als jenes der Windenergienutzung.

Mögliche Entwicklungswege für Deutschland wurden und werden z. B. bei Nitsch und Luther [54], Altner u. a. [2], Quaschnig [61], Fishedick, Nitsch u. a. [25] beschrieben. Diese Szenarien verwenden häufig die Jahre 2010 (Einleitung von Veränderungen an der Energieversorgungsstruktur), 2030 (abgeschlossene Umsetzung von Einsparmaßnahmen durch Effizienzsteigerung, merkbare Anteile regenerativer Erzeugung) und 2050 (weitgehend regenerative Versorgung) als Stützstellen.

### Was passiert in 2030?

Die zwei für Deutschland wichtigen (weil noch weit ausbaubaren) erneuerbaren Energieträger Solarstrom und Windkraft haben die Eigenschaft, daß ihre Erzeugung räumlichen und zeitlichen Fluktuationen unterliegt und außer durch verlustbehaftete Abregelung nicht steuerbar ist. Vielmehr bestimmen die meteorologischen Gegebenheiten (das Klima und das Wetter) und die räumliche Verteilung der Erzeuger den zeitlichen Verlauf der Stromproduktion.

Werden Photovoltaik- und Windkraftwerke in großem Maße zur Stromerzeugung in bestehenden Energieversorgungsnetzen eingesetzt, müssen die Auswirkungen der Fluktuationen der Energieeinspeisung in diese Netze untersucht werden. Räumlich verteilt erzeugter Solar- und Windstrom im Netz stellt – im Unterschied zu vergleichsweise zentralisierten und gut regelbaren konventionellen Kraftwerken – neue Herausforderungen an ein Stromversorgungsnetz, die sich nach Zeit- und Größenskalen unterscheiden:

1. Erhalt der Versorgungsqualität.

In kurzen Zeitbereichen (Sekunden bis Minuten) geht es um die sichere Betriebsführung in räumlich begrenzten Teilnetzen. Im Wechselspiel von Erzeugung, Übertragung und Verbrauch stellen sich u. a. Fragen der Frequenz- und Spannungshaltung, des kurzfristigen Leistungsausgleichs, der Blindleistungsbereitstellung oder -Kompensation, der Häufigkeit von

kurzfristigen Spannungsschwankungen (Flicker) und der Oberwellenanteile von Spannung und Strom.

Elektrotechnische Forschung und Entwicklung befaßt sich hier sowohl mit den Komponenten (neuartige Generatoren bzw. Wandler, Netzanbindungen und -Rückwirkungen etc.) als auch mit notwendigen Anpassungen der Betriebsführung in Versorgungsnetzen.

## 2. Verstärkter regionaler und überregionaler Leistungsausgleich.

Abhängig von der Statistik der Erzeugung und des Verbrauchs im Netz findet ein Leistungsausgleich durch die konventionellen Kraftwerke statt, der sich im Zeitbereich von Viertelstunden bis zu einigen Stunden oder Tagen bewegt. Dieser Ausgleich wird nicht mehr durch kraftwerksinterne Regelkreise, sondern durch Leistungsanpassungen unter betriebstechnischen und ökonomischen Randbedingungen bewirkt, die von den Kraftwerks- bzw. Netzbetreibern vorgenommen werden.

Veränderungen bei den regenerativ erzeugten Strommengen werden Anpassungen am Kraftwerkspark bzw. an dessen Regelfähigkeit erfordern. Auch bei den Stromtransportmengen und -wegen treten Veränderungen auf, die sich auf die notwendigen Leitungskapazitäten auswirken. Im regionalen Maßstab zeigen sich heute entsprechende Effekte bereits in windreichen Küstenländern.

Zur Beschreibung und quantitativen Abschätzung dieser Veränderungen dienen Rechenmodelle von Stromversorgungssystemen mit regenerativen und konventionellen Erzeugern. Diese Modelle sollen Aussagen über notwendige Anpassungen ermöglichen – arbeiten aber oft mit idealisierenden Annahmen zu den Eigenschaften des Übertragungsnetzes. Verschiedene Studien stimmen darin überein, daß bis zu einem Anteil von 30 Prozent regenerativ erzeugten Stroms in Deutschland insgesamt kein momentaner Überschuß bzw. Speicherbedarf entsteht (Nitsch und Luther [54], Quaschnig [61], Fishedick, Nitsch u. a. [25]). Sie geben auch Hinweise zur Zusammensetzung eines zukünftigen Kraftwerksparks, allerdings wird dabei die Transportkapazität des deutschen Stromnetzes als stets ausreichend angenommen. Ob die Transportkapazität des Netzes zur Beschränkung werden kann, welcher Netzausbau notwendig wird oder welcher Anteil der regenerativen Erzeugung bei Auftreten von lokalen Überschüssen verworfen werden müsste, ist noch genauer zu untersuchen.

Solarstrom scheint im Stromnetz auf den ersten Blick besonders schwierig handhabbar zu sein: bei der solaren Einstrahlung ist das Verhältnis aus Jahresmittelwert zu täglichen Maximalwerten im Sommer etwa 1:10. Bei 8 Prozent Solarstromanteil im Netz (in der Jahresbilanz eines möglichen Szenarios 2030) sind also im ungünstigsten Fall Tagesspitzen von 80 Prozent der mittleren Netzlast zu erwarten – wobei nachts natürlich 0 Prozent erzeugt werden. Wind- und Wasserkraft sind mit Verhältnissen von mittlerer zu maximaler Erzeugung von 1:5 bzw. 1:2 weniger dynamisch und weisen einen schwächer ausgeprägten bzw. gar keinen Tagesgang auf.

Deswegen konzentriert sich diese Arbeit zunächst auf die photovoltaische Stromerzeugung und stellt statistische Untersuchungen zur Gleichzeitigkeit

und zur Variabilität der Einstrahlung an. Ihr Ziel ist, die nicht elektrotechnisch dominierten Fragen aus Punkt 2 einer Antwort näher zu bringen – die Bearbeitung von Punkt 1 gehört dagegen in ein anderes Fachgebiet.

Diese Beschreibung und Bewertung der Effekte bei der Integration fluktuierender Erzeugung in ein Stromversorgungsnetz erfordert tiefgehendere Analysen als „einfache“ Potentialabschätzungen oder Ertragsprognosen.

Ein guter Teil dieser Aufgaben ist der Energiemeteorologie zuzuordnen, die sich mit der Beschreibung, Modellierung, Prognose und Nutzungsoptimierung der natürlichen Ressourcen Solarstrahlung, Wind und Wasserkraft befaßt. Sie kann die erforderlichen Informationen über das räumliche und zeitliche Verhalten dieses Energieangebotes, hier speziell der solaren Einstrahlung auf dem Gebiet Deutschlands, bereitstellen.

Für die Auswertung dieser Informationen sind dann mathematische Verfahren der Strukturanalyse notwendig, die zum Teil dem Gebiet der Signalverarbeitung entlehnt sind und in die Energiemeteorologie übernommen wurden (Beyer, Costanzo und Reise [8]). Die oben beschriebenen anwendungsorientierten Fragen können schließlich mit Werkzeugen der Systemsimulation beantwortet werden.

## Diese Arbeit

Damit sind die drei Schritte dieser Arbeit umrissen:

1. Bereitstellen eines Einstrahlungsdatensatzes mit räumlich und zeitlich korrelierten Daten.

Der erste Teil der Arbeit beginnt mit einem Überblick über die Eigenschaften der solaren Einstrahlung und über vorhandene Datensätze der solaren Einstrahlung.

Als wesentliche Quelle für Einstrahlungsdaten dienen in dieser Arbeit Bilddaten des europäischen Wettersatelliten METEOSAT. Aus dem vom Satelliten in mehreren Wellenlängenbereichen empfangenen Rückstreuungssignal kann die am Erdboden auftreffende Solarstrahlung ermittelt werden. Damit werden im Rahmen der zeitlichen und räumlichen Auflösung der Satellitendaten Folgen von Einstrahlungskarten erstellt, die das räumlich-zeitliche Einstrahlungsfeld repräsentieren.

2. Vorstellung und Anpassung von mathematischen Methoden zur Beschreibung des Einstrahlungsfelds.

Methoden der Strukturanalyse auf räumlichen und zeitlichen Datenfeldern, hier also auf Solarstrahlungsfeldern, werden vorgestellt bzw. eingeführt. Nach einem Rückblick auf verschiedene klassische Ansätze liegt der Schwerpunkt dieses Abschnitts auf der Einführung der Wavelet-Analyse und der darauf basierenden Mehrfachzerlegung. Diese ermöglicht direkte und räumlich aufgelöste Aussagen über die Größenverteilung von Feldstrukturen und ihrer zeitlichen Stabilität. Außerdem werden Fragen der Klassifizierbarkeit von Einstrahlungssituationen und der kurzfristigen Vorhersage des Strahlungsangebots behandelt.

3. Anwendungsorientiertes Rechenbeispiel zur Beschreibung des Betriebsverhaltens eines Modell-Stromnetzes mit verteilten regenerativen Erzeugern.

Für das anwendungsnahe Rechenmodell ist zunächst der Übergang vom abstrakten Einstrahlungsfeld auf konkrete Stromerzeugungsmuster notwendig. Also werden hier reale Eigenschaften einzelner PV-Anlagen und eines Ensembles aus solchen Anlagen eingeführt.

Zur Modellierung der Netzlast und der anderen regenerativen und konventionellen Erzeuger wird auf die Ergebnisse früherer Studien (Langniss, Nitsch, Luther und Wiemken [44]) zurückgegriffen. Ein neuartiges Modell ordnet deren Resultaten eine geographische Verteilung zu. Damit werden räumlich aufgelöste Rechnungen zum Modellnetz möglich, die differenzierte Aussagen über Stromtransport-Mengen und -Strecken (zusammengefaßt also Ws-m oder GWh-km, analog zu den Tonnenkilometern im Transportwesen) erlauben. Diese Rechnungen können helfen, noch offene technische Fragen der oben beschriebenen Szenarien zu beantworten.

Die gesamte Arbeit bezieht sich durchgehend auf das Gebiet der Bundesrepublik Deutschland nach der Wiedervereinigung.

## 1 Flächenbezogene Einstrahlungsdaten

Mit der zunehmenden Verbreitung solarer Technologien wurden und werden auch bessere und umfassendere Datensätze der solaren Einstrahlung benötigt. Anfangs dienten Einstrahlungsdaten (oft Monatssummen) hauptsächlich der groben Potentialabschätzung für zukünftige Nutzungsfälle oder der Ertragsprognose für einzelne Systeme. Heute werden detaillierte Datensätze der solaren Einstrahlung sowohl zur Systemauslegung und Optimierung (auch im Gebäudebereich) als auch im Systembetrieb (z. B. zur zeitnahen Ertragskontrolle von Solarsystemen) eingesetzt. Andererseits machte die Entwicklung der Informationstechnologie umfassendere Datensätze der solaren Einstrahlung erst handhabbar – die in der Einleitung beschriebenen Problemstellungen mit ihren speziellen Anforderungen an Einstrahlungsdaten können erst mit der breiten Verfügbarkeit von Speicherplatz und Rechenleistung vergleichsweise einfach untersucht werden.

Die Verfügbarkeit von Einstrahlungsdaten weist daher eine ähnliche Entwicklung auf wie die Solartechnik selbst. Die heute genutzten Datensätze basieren dabei noch weitgehend auf Messungen der Strahlungsintensität am Erdboden. Durch Methoden der Fernerkundung werden diese Daten allerdings zunehmend ergänzt und zum Teil ersetzt.

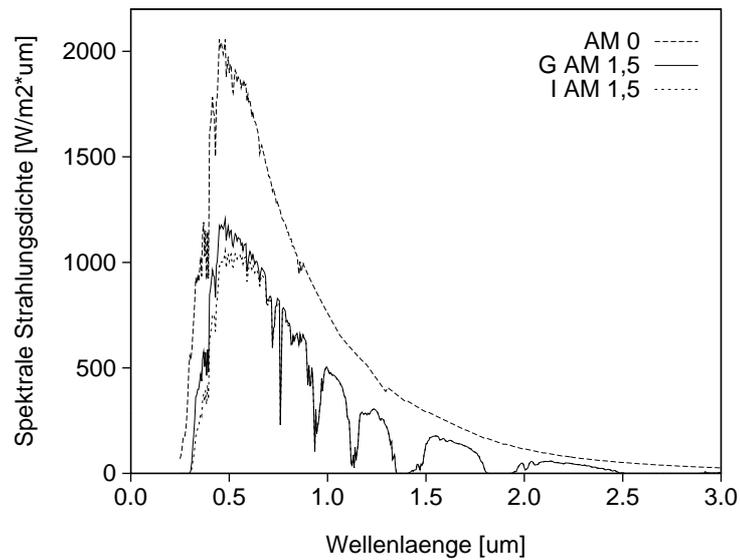
Dieses Kapitel gibt einen Überblick über die derzeit für Deutschland verfügbaren Einstrahlungsdaten. Zunächst werden einige Begriffe und Modelle definiert und erklärt. Daran schließt sich die Beschreibung von Datensätzen an, die durch klassische Datenerfassung am Boden gewonnen wurden. Den dritten und vierten Abschnitt bilden die Beschreibung von Satellitendaten und von Verfahren zur Berechnung der solaren Einstrahlung aus diesen Daten.

### 1.1 Begriffe

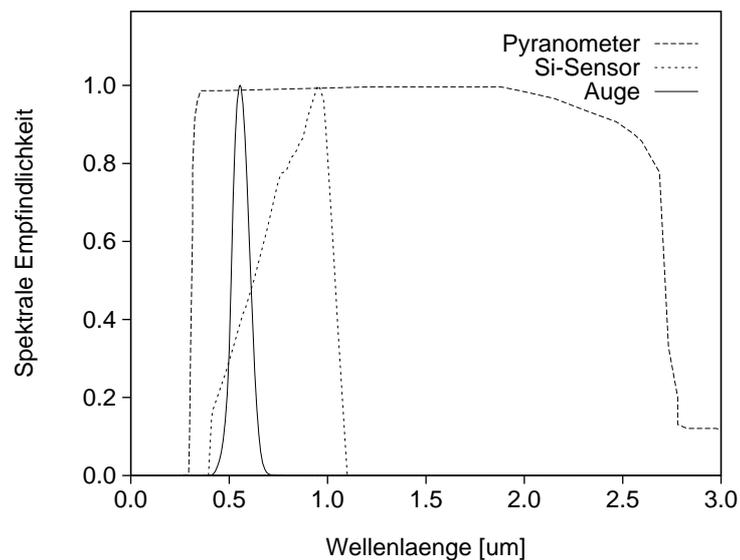
Als solare Einstrahlung wird die kurzwellige elektromagnetische Strahlung der Sonne bezeichnet, die die Erde erreicht. Die Strahlung umfaßt ultraviolette Anteile, das sichtbare Licht und Infrarotstrahlung, insgesamt etwa im Wellenlängenbereich von  $0,3 \mu\text{m}$  bis  $2,5 \mu\text{m}$ . Auf dem Weg zur Erdoberfläche durchdringt diese Strahlung die Erdatmosphäre. Hier ändern Streuung und Absorption die Intensität, das Spektrum und die Winkelverteilung der einfallenden Strahlung.

Die Änderungen im Spektrum nach dem Durchgang durch eine klare Atmosphäre sind in Figur 1.1 grob veranschaulicht. Weitere Verschiebungen treten auf, wenn zusätzliche wellenlängenabhängige Streuprozesse an Aerosolen oder Wolken auftreten. Für die energetische Nutzung der solaren Einstrahlung spielen diese letztgenannten spektralen Effekte allerdings nur eine untergeordnete Rolle. Wichtiger ist die Gesamtschwächung der solaren Einstrahlung und die Änderung der Winkelverteilung.

Der Anteil der solaren Einstrahlung, der die Erdoberfläche auf geradem direktem Weg erreicht, wird als Direktstrahlung  $I_{\text{gh}}$  bezeichnet. (In dieser Arbeit werden alle Einstrahlungsgrößen mit zwei Indices nach Ort und Ausrichtung bezeichnet. Die hier verwendete Index-Konvention ist in der Liste der For-



**Figur 1.1:** Spektren der globalen solaren Einstrahlung auf horizontale Empfangsflächen vor und nach dem Durchgang durch die Erdatmosphäre: AM 0: außerhalb der Erdatmosphäre; G AM 1,5: globale Einstrahlung nach Durchgang durch eine klare trockene Standardatmosphäre bei einer Sonnenhöhe von  $42^\circ$ ; I AM 1,5: Spektrum des Anteils direkter Strahlung aus G AM 1,5 [23].



**Figur 1.2:** Relative spektrale Empfindlichkeit eines thermischen Einstrahlungssensors (Pyranometer), eines c-Si-Halbleitersensors und des menschlichen Auges, jeweils normiert auf 1.

melzeichen ab Seite 123 erklärt. Der Index g steht für die Beobachtung am Erdboden (ground), der Index h für die Messung in der horizontalen Empfangsebene.)

Meßtechnisch bedingt werden dabei alle Einstrahlungsanteile aus einem Öffnungswinkel von  $5^\circ$  um die Position der Sonne erfasst. Der Anteil der gestreuten Strahlung, der die Erdoberfläche erreicht, wird als Diffusstrahlung  $D_{gh}$  bezeichnet. Beide Anteile zusammen ergeben die Globalstrahlung an der Erdoberfläche

$$G_{gh} = I_{gh} + D_{gh}. \quad (1.1)$$

Die globale Einstrahlung auf eine horizontale Fläche  $G_{gh}$  ist die am häufigsten als Zahlenwert verfügbare Einstrahlungsgröße. Sie wird an vielen Orten gemessen, Mittel- oder Summenwerte sind in Solarstrahlungs-Atlanten dargestellt, und sie ist auch eine Basisgröße bei der Auswertung von Satellitenbildern.

Bei nicht horizontalen Flächen kommt zu den beiden Komponenten der Globalstrahlung noch ein reflektierter Strahlungsanteil  $R_{gt}$  (t für tilted, geneigt) hinzu, der nach Streuung an der Erdoberfläche die Empfangsebene erreicht. Oft wird dieser Anteil aus der Globalstrahlung abgeleitet:

$$R_{gt} = \frac{1}{2}\rho G_{gh}(1 - \cos \beta), \quad (1.2)$$

für die Albedo  $\rho$  wird in natürlicher bewachsener Umgebung meist 0,2 eingesetzt. Die Gesamteinstrahlung auf eine geneigte Fläche (Index t) ist dann

$$G_{gt} = I_{gt} + D_{gt} + R_{gt}. \quad (1.3)$$

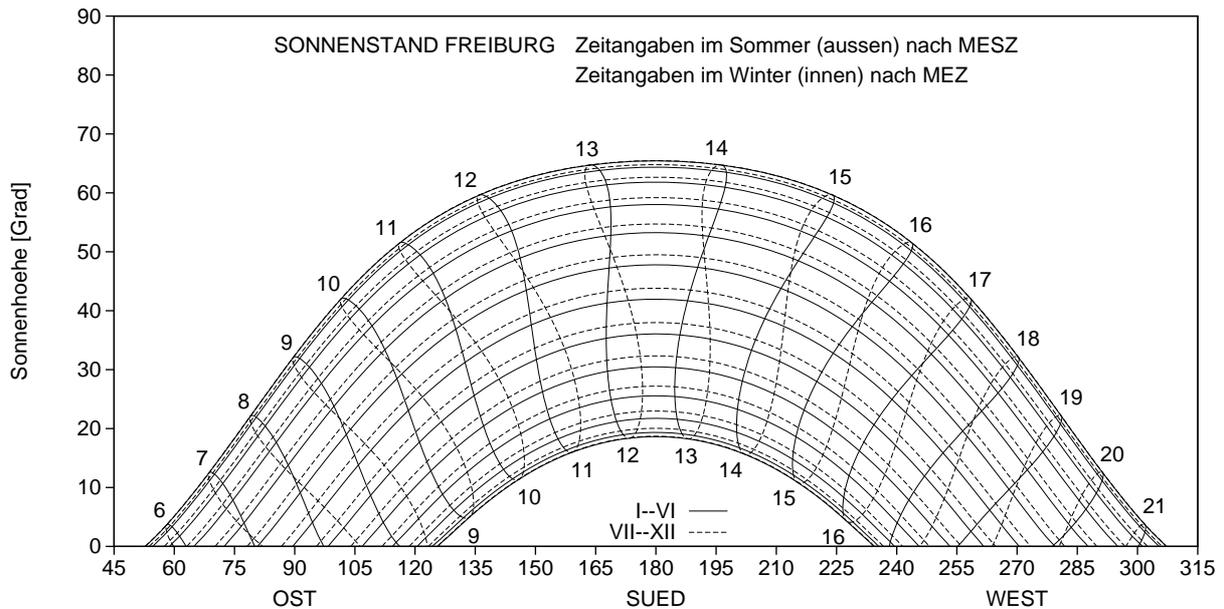
Auch die anderen beiden Komponenten  $I_{gt}$  und  $D_{gt}$  können aus den entsprechenden Werten für die horizontale Ebene berechnet werden. Die Direktstrahlung läßt sich dabei rein geometrisch ermitteln, für den Diffusanteil sind Annahmen (ein Modell) über die Einstrahlungsverteilung aus dem Himmelsraum notwendig. Diese Berechnungen werden in den Abschnitten 1.4 und 3.1 beschrieben.

Die Intensität der Globalstrahlung oder der einzelnen Einstrahlungsanteile ist zum Teil durch den Lauf der Sonne deterministisch bestimmt, zum anderen Teil durch das Wetter stochastisch beeinflusst. Um die solare Einstrahlung besser beschreiben zu können, ist es zweckmäßig, diese Anteile zu trennen und getrennt zu beschreiben.

Die deterministischen (also vorhersagbaren) Anteile geben dabei fast stets eine obere Schranke der solaren Einstrahlung vor, das stochastische Wettergeschehen moduliert dann diese maximal mögliche Einstrahlung.

### 1.1.1 Deterministische Einflüsse

Die Erde umrundet die Sonne auf einer elliptischen Bahn mit einem mittleren Abstand  $r_0$  von  $1,496 \cdot 10^{11}$  m. In diesem Abstand beträgt die solare



**Figur 1.3:** Sonnenstand für Freiburg im Breisgau. Horizontal ist die Sonnenrichtung (der Azimut  $\psi_s$ ) aufgetragen, vertikal die Sonnenhöhe (die Elevation  $\alpha_s$ ). Die tägliche Bahn der Sonne verläuft in dieser Darstellung parallel zu einer der Tageslinien von Ost nach West. Dabei schneidet sie je nach Jahreszeit mehr oder weniger Stundenlinien, die aufgrund der Zeitgleichung (siehe Haupttext) die Form einer 8 aufweisen. Die durchgezogenen Tageslinien gehören zum Halbjahr von der Wintersonnenwende bis zur Sommersonnenwende, die erste Linie (ganz innen) steht für den 21. Dezember, die weiteren Linien folgen in Abständen von 15 Tagen. Die gestrichelten Linien gehören entsprechend zur zweiten Jahreshälfte, die erste Linie (ganz außen) steht für den 21. Juni, die weiteren Linien folgen auch hier im 15-Tage-Abstand. Ebenso sind die beiden verschieden dargestellten Teile der Stundenlinien den beiden Jahreshälften zugeordnet. Alle Zeitangaben beziehen sich auf die amtliche Zonenzeit (also die alltägliche „Uhrzeit“), zu jeder Stundenlinie gehören daher zwei Zeitangaben nach Winterzeit (MEZ) und Sommerzeit (MESZ).

Einstrahlung auf eine Ebene normal zur Strahlrichtung  $G_*$   $1367 \text{ Wm}^{-2}$ . Dieser Wert war und ist Gegenstand zahlreicher Messungen, die heute gültige Zahl wurde 1982 von der WMO als Referenzwert festgelegt. Durch die Variation des Abstands Sonne–Erde ( $r_{\min} = 0,983 r_0$ ,  $r_{\max} = 1,017 r_0$ ) ergibt sich der aktuelle Wert der Einstrahlung am oberen Rand der Erdatmosphäre  $G_{\text{on}}$  als

$$G_{\text{on}} = I_{\text{on}} = (r_0/r)^2 G_*. \quad (1.4)$$

Er schwankt damit zwischen  $1322$  und  $1415 \text{ W/m}^{-2}$ .

Die Einstrahlung auf eine erdfeste Empfangsfläche hängt natürlich von der aktuellen Position der Sonne in Bezug auf diese Fläche ab. Über einer horizontalen Fläche wird der Sonnenstand durch Azimut (Richtung)  $\psi_s$  und Elevation (Sonnenhöhe)  $\alpha_s$  angegeben. Neben der Elevation ist oft auch der Zenitwinkel  $\theta_s = 90^\circ - \alpha_s$  in Gebrauch.

Um die Position der Sonne aus der Sicht eines Beobachters auf der Erde zu beschreiben, muß die Erdrotation, der Effekt der geneigten Erdachse und die nicht konstante Umlaufgeschwindigkeit der Erde auf ihrer elliptischen Bahn berücksichtigt werden. Die Erdrotation sorgt für den Tagesgang der Einstrahlung zwischen Sonnenaufgang und Sonnenuntergang. Aus der Neigung der Erdachse gegenüber der Umlaufbahn-Ebene ergibt sich die jahreszeitliche Variation der Tageslänge und der täglichen maximalen Sonnenhöhe. Die Variation in der Umlaufgeschwindigkeit führt schließlich dazu, daß der tägliche Sonnenhöchststand (Mittag nach wahrer Ortszeit) für einen Ort nicht immer zur selben Uhrzeit (Zonenzeit) eintritt, sondern um  $\pm 15$  Minuten um einen Mittelwert (Mittag nach mittlerer Ortszeit) schwankt. Formeln zur Sonnenstandsrechnung, die diese Effekte berücksichtigen, sind z. B. bei Duffie und Beckman [20], Iqbal [36] und Schumacher [68] angegeben. Ebenso existieren seit langem Programme zur Berechnung des Sonnenstands [10][78]. Figur 1.3 zeigt die Position der Sonne in Horizontkoordinaten ( $\psi_s$ ,  $\alpha_s$ ) für Freiburg im Breisgau.

Die solare Einstrahlung auf eine horizontale Ebene am oberen Rand der Erdatmosphäre ergibt sich damit zu

$$G_{\text{oh}} = G_{\text{on}} \sin \alpha_s. \quad (1.5)$$

Zwischen dem oberen Atmosphärenrand und der Nutzung der Solarstrahlung am Erdboden liegt die Atmosphäre. Die letzte noch deterministisch bestimmte Größe ist die relative Weglänge der direkten Einstrahlung durch die Atmosphäre, die mit dem englischen Begriff „Air mass“  $AM$  bezeichnet wird. Die Weglänge bei Einstrahlung aus Zenitrichtung wird gleich 1 gesetzt. Für eine planparallele Atmosphäre ergäbe sich damit die Weglänge in Abhängigkeit der Sonnenhöhe zu

$$AM = 1 / \sin \alpha_s. \quad (1.6)$$

Der Begriff der Air mass wird auch zur Bezeichnung des solaren Spektrums nach Durchgang durch eine entsprechende Atmosphären-Schichtdicke verwen-

det. So bezeichnet AM 1,5 ein häufig genutztes Referenzspektrum, wie es bei einer Sonnenhöhe von  $42^\circ$  und klarem Himmel auftritt.

Die Krümmung der Erdatmosphäre und die Refraktion kann z. B. durch eine semiempirische Formel beschrieben werden, die Skiba [71] nach Kasten [38] angibt:

$$AM = 1 / [\sin \alpha_s + 0,15(\alpha_s + 3,885^\circ)^{-1,253}]. \quad (1.7)$$

### 1.1.2 Stochastische Einflüsse

Der aktuelle Atmosphärenzustand (das Wetter) beeinflusst die solare Einstrahlung unabhängig von allen bisher beschriebenen Effekten. Es treten jeweils unterschiedliche Wechselwirkungen mit verschiedenen Atmosphärenbestandteilen auf, die häufig in die vier Gruppen Luftmoleküle, Aerosole, Gase & Wasserdampf und Wolken eingeteilt werden [36].

**Luftmoleküle:** An Luftmolekülen (also vor allem an Stickstoff- und Sauerstoff-Molekülen), die mit etwa  $10^{-10}$  m deutlich kleiner als die Wellenlänge der sichtbaren solaren Strahlung sind, dominiert die Rayleigh-Streuung. Jeder Streuprozess läßt sich durch die Winkelverteilung der gestreuten Strahlung (die Streufunktion  $P$ ) und die Wahrscheinlichkeit der Streuung (den Streuquerschnitt  $\sigma$ ) beschreiben. Für Streufunktion und Streuquerschnitt der wellenlängenabhängigen Rayleigh-Streuung gilt [36]:

$$P(\psi) \sim 1 + \cos^2 \psi, \quad \sigma(\lambda) \sim \lambda^{-4}. \quad (1.8)$$

Der Winkel  $\psi$  bezeichnet dabei die Ablenkung der Streustrahlung aus der Vorwärtsrichtung. Aus der starken Wellenlängenabhängigkeit des Streuquerschnitts ergeben sich die Phänomene des Himmelsblau (das gestreute Licht enthält mehr kurzwellige Anteile) und der Rotfärbung der tiefstehenden Sonne (im direkten Anteil verbleiben mehr langwellige Anteile).

**Aerosole:** Feste oder flüssige Schwebeteilchen in der Luft werden als Aerosole bezeichnet. Ihre typischen Durchmesser ( $10^{-9}$  m bis  $10^{-4}$  m) sind von der Größenordnung der einfallenden Strahlung oder liegen darüber. Das Streuverhalten dieser Teilchen wird durch die Mie-Streuung beschrieben, der Streuquerschnitt ist für die hier betrachteten Teilchen und Wellenlängen etwa proportional zu  $\lambda^{-1,3}$ . Aerosole können Strahlung auch absorbieren, der Streueffekt überwiegt allerdings. Das Verhältnis aus Streuung und Gesamtschwächung der durchgehenden Strahlung (Extinktion) wird als Einfachstreueralbedo bezeichnet, für Aerosole typische Werte liegen zwischen 0,7 und 1,0.

**Gase und Wasserdampf:** Absorption durch Wasserdampf, Kohlendioxid, Methan, Ozon und andere Gase findet typischerweise in eng begrenzten Bändern statt. Alle genannten Moleküle sind größer als Luftmoleküle und können durch die eintreffende Strahlung in bestimmte Rotations- und

Schwingungszustände angeregt werden. Insgesamt wird durch diese Absorptionsvorgänge die bekannte Form des solaren Spektrums nach Durchgang durch die Atmosphäre erzeugt (siehe Figur 1.1).

**Wolken:** Eine Wolke ist eine Ansammlung kleiner beweglicher Körper in einem gasförmigen Medium, deren Anzahl groß genug ist, um eine für das Auge leicht erkennbare Verringerung der Sichtweite zu erzielen [27]. Aerosolfreie Wolken besitzen eine Einfachstreueralbedo von nahezu 1. Dennoch kann die Schwächung der Strahlung wegen der hohen Anzahl von Wechselwirkungsprozessen bis zu 20 Prozent auf Absorption beruhen.

Befinden sich in der Wolke Aerosole, beeinflussen diese den Strahlungshaushalt auf zwei Arten. Einerseits dienen sie als Kondensationskeime, sodaß bei gleichem Flüssigwassergehalt eine größere Anzahl von Tröpfchen mit kleineren Radien vorhanden ist. Durch die höhere Anzahl der Teilchen erhöht sich die optische Dicke und durch deren geringere Größe die Wahrscheinlichkeit der Rückwärtsstreuung. Daneben nimmt das Absorptionsvermögen aufgrund der niedrigeren Einfachstreueralbedo der Aerosole stark zu.

Insgesamt stellen die Wolken den variabelsten und aufgrund der Stärke ihres Einflusses auch den wichtigsten Faktor für die Bestimmung der Einstrahlung am Boden aus Satellitenbildern dar.

Alle vier Mechanismen werden später im Rahmen der Beschreibung der HELIOSAT-Methode genauer erklärt. In ihrer Gesamtheit bewirken sie eine Verringerung der Transmission der Atmosphäre und damit eine Schwächung der einfallenden Solarstrahlung. Diese Schwächung wird oft durch eine dimensionslose Verhältniszahl beschrieben. Der „Clearness-Index“  $k_o$  setzt die Einstrahlung am Erdboden in Relation zur Einstrahlung am oberen Rand der Atmosphäre:

$$k_o = G_{gh}/G_{oh}. \quad (1.9)$$

Der Clearness-Index zu einem gemessenen Wert von  $G_{gh}$  läßt sich damit einfach bestimmen, da  $G_{oh}$  nur vom Sonnenstand abhängt. Der Wert wird oft für einfache Parametrisierungen der Einstrahlungssituation verwendet, z. B. in Korrelationen der diffusen und der globalen Einstrahlung [46][69]. Allerdings weist der Clearness-Index auch bei konstantem Atmosphärenzustand einen Tagesgang auf, vor allem, weil er die relative Weglänge  $AM$  nicht berücksichtigt. Um ein Maß zu bekommen, das nur die stochastischen Einflüsse auf die Einstrahlung beschreibt, muss man die gemessene Einstrahlung auf die Clear-sky-Einstrahlung  $G_{ch}$  beziehen:

$$k_c = G_{gh}/G_{ch}. \quad (1.10)$$

Die Clear-sky-Einstrahlung ist die für einen gegebenen Ort und einen gegebenen Zeitpunkt bei klarer und wolkenloser Atmosphäre maximal mögliche Einstrahlung (der Index  $c$  steht für Einstrahlung am Boden unter Clear-sky-Bedingungen). Sie kann über Clear-sky-Modelle berechnet werden, die deutlich über die Berechnung der Weglänge  $AM$  hinaus gehen. Dazu sind Daten des räumlich und zeitlich variablen Aerosol- und Wasserdampfgehalts

der Atmosphäre notwendig. Diese Werte sind, zum Teil zusammengefasst zu Trübungsfaktoren, aus Meßkampagnen und klimatologischen Berechnungen als Monatswerte in hinreichender regionaler Auflösung erhältlich.

Der Clear-sky-Index  $k_c$  bleibt konstant, wenn sich der Zustand der Atmosphäre über den Tag nicht ändert. In der Gleichung

$$G_{gh} = k_c \cdot G_{ch} \quad (1.11)$$

beschreibt  $k_c$  damit allein die klima- und wetterbedingte Variation der solaren Einstrahlung und bildet damit eine zentrale Auswertegröße im Rahmen dieser Arbeit.

### 1.1.3 Datensammlungen

Einstrahlungsdaten sind räumlich und zeitlich hoch variabel und wiederholen sich nicht in identischer Folge. Für jede Anwendung braucht es also Daten mit dem richtigen Orts- und Zeitbezug. Ein Strahlungs-Datensatz muß daher auch Angaben zur räumlichen und zeitlichen Gültigkeit aufweisen, die sich zum Teil wiederum aus der Struktur der Daten ergeben. Die Eigenschaften eines Datensatzes werden nach mehreren Kriterien beschrieben:

**Zeitbezug des Datensatzes:** Zunächst wird unterschieden zwischen „echten“ Meßwerten (oder abgeleiteten Daten im originalen Zeitbezug) und „typischen“ Zeitreihen oder langfristigen Mittelwerten, die nicht an einen bestimmten Zeitraum gebunden sind. Auch die typischen Zeitreihen, z. B. Testreferenzjahre (s. u.), haben eine Zeitskala, diese läßt sich aber nicht absoluten (historischen) Zeitpunkten zuordnen. Zur Auslegung von Solarenergiesystemen werden eher typische Zeitreihen und langfristige Mittelwerte verwendet, um das Systemverhalten möglichst allgemeingültig und reproduzierbar abschätzen zu können. Bei der Auswertung von Betriebsdaten solcher Systeme sind dagegen natürlich Zeitreihen erforderlich, die sich genau auf den untersuchten Zeitraum beziehen.

**Aktualität:** Ein weiteres Kriterium ist die Zeitnähe der Verfügbarkeit von Einstrahlungsdaten. Speziell die Betriebs- und Ertragsüberwachung von Solaranlagen ohne eigene Einstrahlungsmessung erfordert den Zugriff auf zeitnah verfügbare lokale oder regionale Einstrahlungsdaten. So können z. B. für Deutschland Monatsmittel der solaren Einstrahlung relativ zeitnah (etwa einen Monat später) aus den Tabellen und Karten entnommen werden, die in den Zeitschriften „Photon“ [59] und „Sonnenenergie“ [72] veröffentlicht werden. Für das Projekt PVSAT [63] werden Zeitreihen der Einstrahlung eines Monats aus Satellitendaten erzeugt, die bereits am ersten Tag des Folgemonats bereitstehen.

**Zeitbezug des einzelnen Werts:** Unterschieden werden Momentanwerte und Summen- oder Mittelwerte über gleiche Zeitintervalle. Aus Satellitendaten abgeleitete Werte sind fast immer Momentanwerte, da eine große Landfläche in regelmäßigen Intervallen (Minuten bis Stunden) punktweise

abgetastet wird. Bodenmessungen liegen dagegen fast immer als zeitliche Mittelwerte vor. Typische Mittelungsintervalle liegen dabei zwischen 1 Minute (bei speziellen Projekt-Meßdaten) und 1 Jahr (bei der langfristigen Betrachtung klimatologischer Werte).

**Ortsbezug:** Ein Datum kann sich auf einen genau definierten Meßort oder ein bestimmtes räumliches Gebiet beziehen. Bodenmesswerte liegen zunächst immer nur für einzelne Punkte vor. Kartographische Darstellungen erfordern also Verfahren, die allen Orten eines Gebiets Werte zuordnen, d. h. Klassifizierungen bzw. Regionalisierungen (wie in den Testreferenzjahren, s. u.) oder Interpolationsverfahren (wie in klassischen Strahlungsatlanten). Satellitendaten sind typischerweise Flächendaten (Rasterdaten), die bezogen auf regelmäßige Gitter vorliegen.

Die Anwendung oder die zu bearbeitende Fragestellung bestimmt also die Eigenschaften des notwendigen Datensatzes, wobei es zwischen einigen Repräsentationen Umrechnungsverfahren gibt. Für diese Arbeit besteht ein Bedarf an historischen Datensätzen mit gleichzeitig hoher räumlicher und zeitlicher Auflösung, was die Bedingung der Korreliertheit impliziert. Diese Anforderungen werden durch Satellitendaten auf der räumlichen Seite sehr gut erfüllt, die zeitliche Auflösung ist dagegen bei verschiedenen Bodendatensätzen besser.

## 1.2 Bodendaten

Systematische Beobachtungen und Aufzeichnungen des Wettergeschehens werden schon seit sehr langer Zeit durchgeführt. Vor dem breiten Einsatz von Meßwertwandlern und automatisierter Datenerfassung wurden analoge, selbstregistrierende Geräte (z. B. Thermo-, Hydro- und Barographen) zur Unterstützung der menschlichen Beobachtung eingesetzt. Die für viele Orte verfügbaren Sonnenscheinstunden sind ein Resultat dieser Beobachtungsmethoden.

Ein seit langem gebräuchliches und verblüffend einfaches Instrument zur Messung der Sonnenscheindauer ist der Campbell-Stokes-Heliograph. Eine Glaskugel von etwa 10 cm Durchmesser fokussiert das direkte Sonnenlicht auf einen Brennpunkt, der im Laufe eines Tages um die Kugel wandert. Entlang dieser Bahn ist ein spezieller Papierstreifen angebracht, in den bei Sonnenschein eine Spur gebrannt wird. Der Streifen wird täglich gewechselt, aus der Länge der Brennschur läßt sich direkt die tägliche Sonnenscheindauer ablesen. Nach einer WMO-Definition spricht man von Sonnenschein, wenn die direkte Einstrahlung normal zur Einfallrichtung  $I_{gn}$  den Wert von  $120 \text{ W/m}^2$  überschreitet. Der Papierstreifen ist entsprechend präpariert.

Die Sonnenscheindauer wird an vielen Stationen und seit langer Zeit gemessen, es gibt weltweit deutlich mehr Datensätze der Sonnenscheindauer als z. B. der Globalstrahlung. Mit Hilfe der Formeln von Ångström [3][4] oder Suehrcke [76] kann die tägliche Globalstrahlungssumme aus der Sonnenscheindauer abgeschätzt werden, ein Verfahren, welches vor allem bei der Erstellung von Einstrahlungsatlanten angewendet wurde.

Instrumente zur quantitativen Messung der solaren Einstrahlung arbeiten entweder thermisch oder auf Halbleiterbasis. Halbleitersensoren werden nahezu ausschließlich für Globalstrahlungsmessungen eingesetzt. Bei den thermischen Instrumenten unterscheiden sich die Bauformen nach den zu erfassenden Einstrahlungskomponenten: Ein Pyrheliometer misst nur den Direktanteil der Solarstrahlung und muß der Sonne nachgeführt werden. Pyranometer (Solarimeter) erfassen die Globalstrahlung oder, zusammen mit einer Abschattungsvorrichtung, die Diffusstrahlung auf eine ebene Fläche .

Die genauesten Pyrheliometer werden als „Active Cavity Radiometer“ (ACR) bezeichnet. Die Strahlung fällt durch ein Kollimatorrohr in einen Schwarzkörper-Hohlraum und erwärmt diesen. Ein daneben angeordneter gleichartiger Hohlraum wird von der solaren Einstrahlung abgeschirmt und mit einer nach der Temperaturdifferenz geregelten elektrischen Heizung auf dieselbe Temperatur gebracht. Die Heizleistung ist dann ein Maß für die empfangene Solarstrahlung im ersten Schwarzkörper. ACR sind die einzigen Instrumente zur absoluten Messung der Einstrahlung, alle anderen Instrumente müssen gegen ACR oder Sekundärnormale kalibriert werden.

Standard-Pyrheliometer verwenden ebenso wie Pyranometer eine Thermoelement-Reihe, um die Erwärmung einer schwarzen (ebenen) Empfangsfläche gegenüber einem Referenzkörper, meist dem beschatteten Gerätegehäuse, zu messen. Bei Pyrheliometern ist diese Fläche wieder am Ende eines Kollimatorrohrs angeordnet, bei Pyranometern unter einem doppelten Glasdom. Dieser Dom isoliert die Empfangsfläche thermisch gegenüber der Umgebungsluft, sorgt aber gleichzeitig für eine weitgehende Unabhängigkeit des Sensorsignals vom Einfallswinkel der Strahlung.

Halbleitersensoren sind als Selenzellen aus alten Belichtungsmessern bekannt, Einstrahlungssensoren für Solarenergie-Anwendungen arbeiten heute aber ausschliesslich mit kristallinen Silizium-Solarzellen. Diese Zellen sind unter einer flachen oder einer domartigen Kunststoff- oder Glasabdeckung angeordnet. Der Kurzschlußstrom der Meßzellen ist proportional zur empfangenen Einstrahlung, bedarf aber einer Korrektur der Abhängigkeit von der Zellentemperatur. Bei manchen Sensoren wird diese Korrektur bereits intern bewerkstelligt, hierzu wird die temperaturabhängige Leerlaufspannung einer mechanisch identischen zweiten Meßzelle herangezogen.

Figur 1.2 zeigt die Wellenlängenabhängigkeit der Empfindlichkeit für thermische und kristalline Si-Halbleiter-Sensoren. Bei den thermischen Sensoren beschränkt (bei geeigneter Beschichtung der absorbierenden Fläche) allein das Glas der Abdeckung das erfaßte Spektrum. Die spektrale Empfindlichkeit der Halbleitersensoren ist dagegen durch den Halbleiter-Übergang vorgegeben.

Der Vergleich von Meßwerten aus Si-Sensoren mit thermischen Sensoren ist daher nicht trivial. Halbleitersensoren „sehen“ einen kleineren Teil des solaren Spektrums als thermische Sensoren, dieses Spektrum ändert sich aber geringfügig mit dem Bewölkungszustand. Auch ist die Abhängigkeit vom Einfallswinkel bei Halbleitersensoren deutlich ausgeprägter, besonders bei Typen mit flacher Abdeckung. Als dritte Fehlerquelle kann die Temperaturabhängigkeit des Ausgangssignals dazukommen, wenn der Sensor nicht über

eine interne Korrekturschaltung verfügt.

Halbleitersensoren werden wie thermische Pyranometer unter Standard-Bedingungen (Einstrahlung:  $1000 \text{ W/m}^2$  normal zur Sensoroberfläche, Umgebungstemperatur  $25 \text{ }^\circ\text{C}$ ) kalibriert. Bei der Bildung von Jahressummen der Globalstrahlung, die aus allen Richtungen auf den Sensor trifft und kein konstantes Spektrum aufweist, treten aus den genannten Gründen typischerweise Abweichungen von bis zu 5 Prozent zwischen Si- und thermischen Pyranometern auf.

### 1.2.1 Wetterdienste

Die klassische Quelle für Einstrahlungs- und andere meteorologische Daten stellten lange Zeit die nationalen Wetterdienste dar. In allen industrialisierten Ländern stehen mehr oder weniger dichte Meßnetze zur Verfügung, in denen meteorologische Standardgrößen aufgezeichnet werden. Der Deutsche Wetterdienst (DWD) betreibt derzeit etwa 40 Stationen, die auch Stunden-summen der solaren Einstrahlung erfassen. An einer deutlich größeren Anzahl von Stationen wird die Sonnenscheindauer (in Stunden pro Tag) erfaßt, aus der sich Näherungswerte der Einstrahlung berechnen lassen.

Die zur Zeit vom DWD veröffentlichten Karten der monatlichen Einstrahlungssummen für Deutschland basieren auf einer Kombination von METEOSAT-Daten mit den 40 Bodenstandorten. Der DWD berechnet hieraus Monatssummen der Einstrahlung für jeden Ort in Deutschland (genauer: für ein Raster von etwa 10 km Weite) und stellt diese Daten auf Anfrage und gegen Kostenerstattung jedem Interessenten zur Verfügung. Die langjährigen Stundenreihen der Einstrahlung an den 40 Stationen (die natürlich korreliert und von hoher Genauigkeit sind) wurden allerdings aus Kostengründen außerhalb des DWD noch nie komplett für statistische Untersuchungen im Bereich der Solarenergie genutzt.

### 1.2.2 Testreferenzjahre

Aus der Notwendigkeit, die solare Einstrahlung für alle Orte eines Landes mit zumindest brauchbarer Genauigkeit, einheitlich und reproduzierbar verfügbar zu haben, wurden relativ früh Testreferenzjahre entwickelt ([11][49], in den USA auch schon früher [29]). Wie der Name andeutet, handelt es sich um Referenzdatensätze, die Simulationsrechnungen über ein Jahr (und damit rechnerische Tests bei der Systemauslegung) ohne großen Aufwand bei der Datenbeschaffung ermöglichen sollen. Eine wichtige Rolle spielten dabei die Anforderungen der Klimatechniker, die zur Auslegung raumlufttechnischer Anlagen auf Größen wie Lufttemperatur und -Feuchte angewiesen sind. Die Einstrahlung spielt erst in neuerer Zeit als Energiegewinn oder (häufiger) als Wärmelast – und natürlich zur Auslegung solarer Energiesysteme – eine Rolle.

Testreferenzjahre (TRJ) sollen das typische Wetterverhalten in jeweils einer Region wiedergeben. Dabei müssen drei Bedingungen erfüllt sein:

- Die Jahres- und Saisonmittelwerte sollen den entsprechenden langjährigen

Mittelwerten entsprechen, die Häufigkeitsverteilungen sollen entsprechend übereinstimmen

- Typische Wettersequenzen sollen in repräsentativer Auswahl enthalten sein
- Die Korrelation zwischen den einzelnen Parametern innerhalb des Datensatzes für einen Ort muß erhalten sein

Um diese Bedingungen zu erfüllen, werden meistens Teilstücke gemessener Zeitreihen aus verschiedenen Jahren zusammengesetzt. Für Deutschland und für einige europäische Länder wurden auf diese Weise TRJ mit teilweise unterschiedlichen Eigenschaften und unterschiedlicher Datenqualität erstellt.

Für Deutschland existieren 12 TRJ, womit jedem Ort des Landes (abgesehen von Gebieten über 1000 m Höhe in den Alpen und im Hochschwarzwald) ein Datensatz zugewiesen ist. Die Einteilung Deutschlands in 12 Regionen wurde mit relativ hohem Aufwand auf der Basis von 20-jährigen Zeitreihen für 300 Wetterstationen zunächst nur für die alten Bundesländer durchgeführt. Inzwischen sind auch alle östlichen Landesteile den klimatischen Verhältnissen einer der bestehenden 12 Regionen zugeordnet worden. Die TRJ-Datensätze selbst stammen von 12 ausgewählten Referenzstationen in jeder der Regionen. Sie bestehen nur zu 15 Prozent aus echten Meßwerten (nämlich aus Beobachtungen des DWD in Drei-Stunden-Intervallen für die meisten Parameter). Die restlichen Werte, insbesondere die kompletten Einstrahlungswerte, sind über Modelle generiert worden [11].

Eine Neuauflage der deutschen TRJ, dann mit einer neuen Zonierung für die gesamte wiedervereinigte Republik, ist seit sehr langer Zeit in Arbeit, aber noch nicht verfügbar.

Insgesamt 29 Testreferenzjahre (mit größerer Regionalisierung) existieren für die Länder Belgien, Dänemark, Frankreich, Irland, Großbritannien, Italien und die Niederlande. Die europäischen TRJ basieren auf Datensätzen von 10 bis 20 Jahren Dauer, aus denen jeweils vollständige Monate zu einem TRJ zusammengefügt wurden. Die Werte der globalen Einstrahlung auf eine horizontale Ebene sind dabei immer gemessene Werte, andere Einstrahlungskomponenten sind oft über Modelle bestimmt [49].

Diese Testreferenzjahre sind sehr gut geeignet, das Betriebsverhalten und den Ertrag von einzelnen solaren Energiesystemen auf einer einheitlichen Datenbasis abzuschätzen. Auch der Vergleich verschiedener Systemauslegungen für einen Standort (bei Jahresrechnungen auch für verschiedene Standorte) ist sehr gut möglich, solange es sich nicht um ausfallkritische Systeme handelt, zu deren Auslegung „Worst-case“-Datensätze nötig sind. Die Testreferenzjahre erlauben aber keine Aussagen über die Korrelation der Einstrahlungszitreihen an verschiedenen Orten, da die Zeitreihen der einzelnen Referenzstationen aus völlig unterschiedlichen Jahren stammen können.

### 1.2.3 Strahlungsatlanten

Ausschließlich Daten der Einstrahlung finden sich in einer Reihe von Strahlungsatlanten, die zumeist Kartensätze mit Jahres- und Monatsmittelwerten

enthalten. Der bekannteste Atlas ist der Europäische Strahlungsatlas (European Solar Radiation Atlas, ESRA). Inzwischen ist die vierte Version dieses Atlas erschienen, die Geschichte der einzelnen Ausgaben wird hier kurz dargestellt.

Die erste Auflage des ESRA erschien 1979 und zeigte Isolinien der Einstrahlung auf eine horizontale Fläche [42]. Diese Daten wurden aus Einstrahlungsmesswerten von 50 Stationen und Sonnenscheindauern von 6 Stationen ermittelt, die Datenbasis umfaßt die 10 Jahre von 1966 bis 1975. Der Atlas erschien in Form einer Broschüre in immerhin 6 europäischen Sprachen.

1984 erschien die zweite Auflage, die nun, in zwei Bänden, die Einstrahlung auf horizontale und geneigte Flächen enthielt [43]. Die Tabellen und Isolinien-Karten basierten nun auf 114 Einstrahlungs- und 226 Sonnenscheindauer-Stationen für denselben Zeitraum. Zusätzlich wurde eine Reihe von statistischen Auswertungen geliefert. Die Anzahl der Sprachen reduzierte sich allerdings auf drei.

Nachdem die zweite Auflage lange vergriffen war, wurde eine dritte Auflage erstellt, deren Ausgangsdaten und Inhalte sich von der zweiten Auflage kaum unterschieden [58]. Wenige abgeleitete Größen wurden mit verbesserten Modellen neu berechnet, die statistischen Auswertungen entfielen, und der gesamte Inhalt hatte wieder in einem Band Platz, der auch nur in Englisch erschien. Dafür lagen dieser Ausgabe erstmals zwei Disketten bei, die alle Tabellen nun auch in elektronisch lesbarer Form brachten.

Die vierte Auflage erschien während der Fertigstellung der vorliegenden Arbeit [67]. Sie besteht aus einer CD-ROM mit den Daten und einigen Hilfsprogrammen nebst ausführlichem gedruckten Handbuch sowie aus einem gedruckten „echten“ Atlas mit farbigen Karten. Die Datenbasis wurde gegenüber den Vorversionen erweitert und bezieht erstmals auch Satellitendaten ein. Damit sind nun digitale Karten der Monatsmittelwerte der direkten, diffusen und globalen Einstrahlung in einer Auflösung von etwa  $10 \text{ km} \times 10 \text{ km}$  verfügbar. Darüber hinaus sind gemessene Jahresreihen der Tagessummen für 90 Stationen und gemessene Jahresreihen von Stundenmitteln für 6 Standorte enthalten. Die Programme auf der CD-ROM erlauben die Synthese von Stundenmittelwerten auch auf der Basis der flächendeckend vorhandenen Kartendaten.

Neben dem ESRA gibt es für Deutschland noch Strahlungsatlanten für die deutschen Bundesländer Bayern, Baden-Württemberg und Nordrhein-Westfalen, die jeweils von den Wirtschaftsministerien dieser Länder herausgegeben werden und auf den Daten und Auswertungen des DWD beruhen.

All diese Einstrahlungskarten und Atlanten (außer dem ESRA 4) bieten Jahres- oder Monatsmittelwerte auf horizontale und meist auch geneigte Flächen. Sie dienen damit der Abschätzung des Strahlungsangebots für beliebige Orte in ihrem Gebiet, lassen aber keine Aussage über das zeitliche Verhalten innerhalb eines Monats zu.

#### 1.2.4 CD-ROM-Datenbank METEONORM

Das Schweizer Produkt METEONORM ist die konsequente Weiterentwicklung eines Strahlungsatlas zu einer nutzerfreundlichen Einstrahlungsdatenbank. Mittlerweile in der Version 4 erhältlich, deckt es neben der Schweiz und Europa inzwischen alle Orte der Erdoberfläche zwischen den Polarkreisen ab. Die Bereitstellung von stündlichen Einstrahlungsdaten auf beliebig orientierte Flächen an einem beliebigen Ort verläuft in vier Schritten:

- Aus einer Datenbank mit Monatsmitteln der Globalstrahlung  $G_{gh(M)}$  und der Temperatur  $T_{(M)}$  werden die Daten für den gewählten Standort interpoliert. Diese Datenbank umfaßt insgesamt 2400 Stationen, für die Datensätze über mindestens 10 Jahre vorliegen (in Europa für die Jahre 1981 bis 1990).
- Ein Syntheseverfahren erzeugt aus den Monatsmitteln Stundenwerte, wobei die Werte der Temperatur  $T_{(h)}$  mit denen der Einstrahlung  $G_{gh(h)}$  korreliert sind.
- Die Werte der Globalstrahlung werden in Direktstrahlung  $I_{gn(h)}$  und Diffusstrahlung  $D_{gh(h)}$  aufgespalten.
- Aus diesen beiden Komponenten und aus Informationen über die lokale Horizontlinie wird die Einstrahlung auf die geneigte Empfangsfläche  $G_{gt(h)}$  berechnet.

Neben Einstrahlung und Temperatur können eine Reihe von weiteren abgeleiteten oder unabhängigen Größen ausgegeben werden, allerdings ist z. B. bei den Winddaten die Datenbasis deutlich kleiner. Alle Ausgabewerte werden in eines von zahlreichen wählbaren Datenformaten gespeichert und können in vielen Auslegungs- und Simulationsprogrammen direkt weiterverwendet werden.

METEONORM stellt damit zur Zeit wohl die umfassendste und komfortabelste Datensammlung dar. Allerdings läßt sich diese Sammlung nicht für die hier beabsichtigten Korrelationsuntersuchungen nutzen, da alle Kurzzeitdaten „on the fly“ synthetisiert werden.

#### 1.2.5 Meßkampagnen

Alle bisher beschriebenen Quellen stellen korrelierte Zeitreihen der Einstrahlung für verschiedene Orte gar nicht oder nur als Stundenwerte und zu hohen Kosten bereit. In Deutschland wurden (unter anderem) daher mehrere bodengestützte Meßkampagnen durchgeführt, die diese Daten für ein mehr oder weniger begrenztes Gebiet und Zeiträume von einem bis zu fünf Jahren bereitstellen.

Im Rahmen der Untersuchungen von Steinberger betrieb die Universität Oldenburg fünf transportable Meßstationen [31][74]. Diese wurden von 1990 bis 1994 in vier Phasen mit Abständen von einigen 100 m bis zu einigen 100 km betrieben. Dabei wurden minimal 10-s-Mittel von acht Meßgrößen (Windgeschwindigkeiten, Temperaturen, Einstrahlungen) aufgezeichnet. Damit konnten trotz der relativ kleinen Stationszahl aufschlußreiche Auswertungen zum Kurzzeitverhalten von Einstrahlung und Wind durchgeführt werden.

Ein Schwerpunkt waren Untersuchungen zur Abhängigkeit der Korrelation der Zeitreihen von der Entfernung der Meßorte. Die Ergebnisse finden sich in [74], auf diese wird in späteren Abschnitten dieser Arbeit zurückgegriffen.

Ergänzt wurde dieses Meßnetz durch eine kleinräumige Anordnung von 15 Solarmodulen auf den Dächern der Universitätsgebäude in Oldenburg. Die Ausgangsleistung dieser Module wurde im Sekundentakt registriert. Die Auswertung dieser Meßkampagne findet sich bei Hammer und Stolzenburg [31] und ebenfalls bei Steinberger [74].

In ähnlicher Weise wurde vom Staatlichen Institut für Gesundheit und Umwelt in Saarbrücken über 1,5 Jahre ein Meßnetz von zehn Stationen in fester Anordnung betrieben [50]. Hier wurden 10-min-Mittel der Einstrahlung aufgezeichnet.

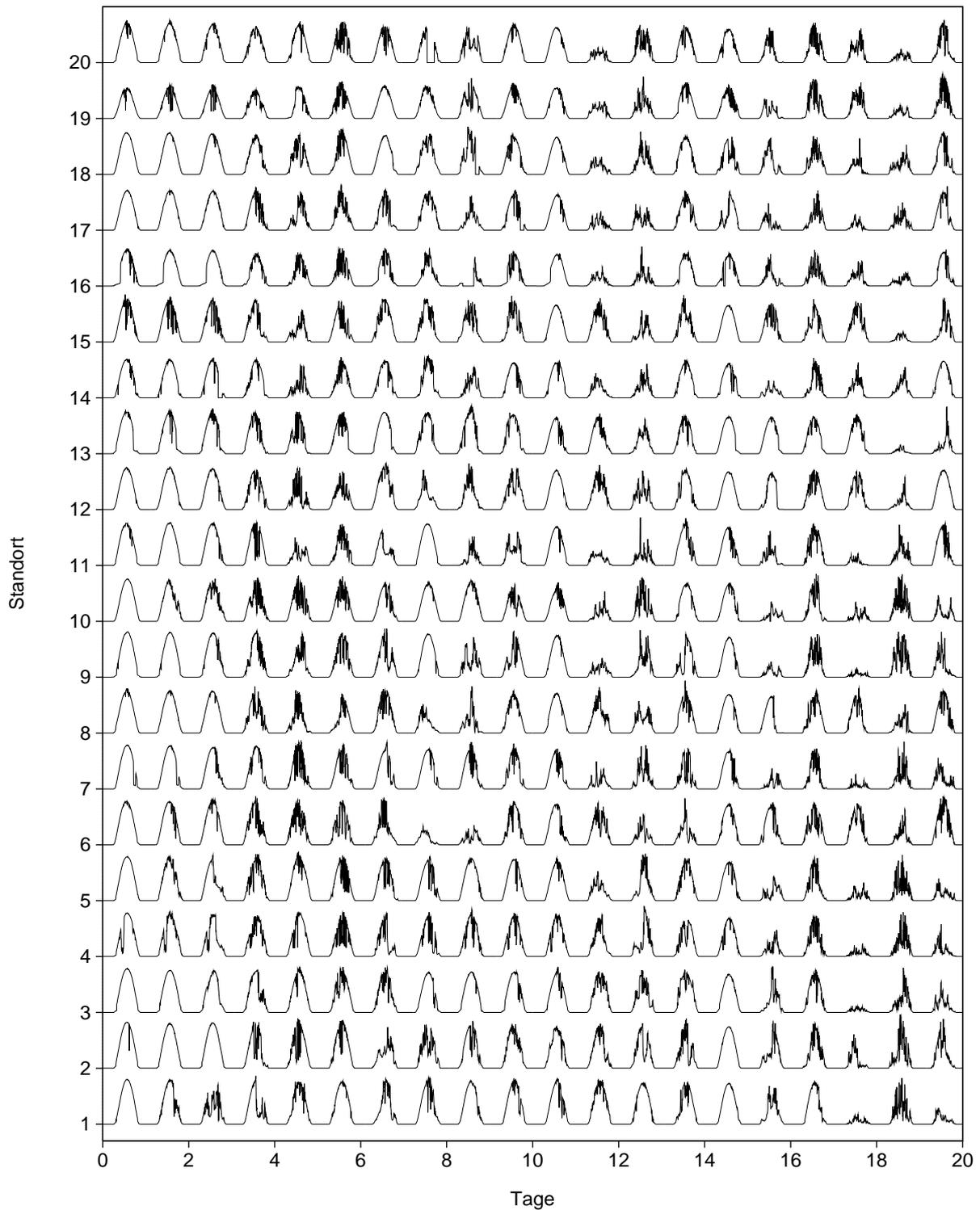
### 1.2.6 1000-Dächer-Daten

Im Jahr 1991 wurde das Bund-Länder-1000-Dächer-Programm gestartet. In diesem Programm wurde die Errichtung von Photovoltaik-Anlagen auf privaten Wohngebäuden mit Zuschüssen von 70 Prozent der Investitionssumme gefördert. Das 1000-Dächer-Programm war das erste breit angelegte PV-Förderprogramm, es diente gleichzeitig dem Marktanschub und der Weiterentwicklung der Anlagenkomponenten, insbesondere der Wechselrichter. Das 1000-Dächer-Programm wurde umfassend wissenschaftlich, sowohl technisch als auch soziologisch, begleitet, federführend war dabei das Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE [33].

Insgesamt wurden zwischen 1991 und 1995 2100 Anlagen errichtet. 100 dieser Anlagen nahmen am „Intensiv Meß- und Auswerteprogramm“ I-MAP teil. Sie wurden mit einer Meßtechnik ausgestattet, die insgesamt zehn Betriebsgrößen in 5-min-Mittelwerten erfaßt und diese Werte allnächtlich an eine Datenbank am Fraunhofer ISE übermittelte. Unter den gemessenen Größen sind die Werte der solaren Einstrahlung auf die horizontale Ebene und auf die Modulebene. Im Rahmen des I-MAP entstand damit eine Datenbank, welche für 100 Orte und minimal zwei Jahre 5-Minuten-Mittel der Einstrahlung enthält. Für alle 100 Anlagen sind dies die Jahre 1994 und 1995, für 40 ausgewählte Anlagen gibt es auch Daten für die Jahre 1996 und 1997.

Diese Strahlungsdatenbank übertrifft in der räumlichen und zeitlichen Auflösung alle davor installierten Solarstrahlungs-Meßnetze in Deutschland. Dennoch sind die 1000-Dächer-Daten bei weitem nicht ideal. Das große Problem liegt in der eingeschränkten Genauigkeit dieser Daten, die mehrere Ursachen hat.

Die Strahlungsmessung an den Photovoltaikanlagen des 1000-Dächer-Programms erfolgt mit Si-Strahlungssensoren. Si-Sensoren zeichnen, auch wenn sie sorgfältig bei  $1000 \text{ W/m}^2$  kalibriert sind, im Jahresmittel ca. 5 Prozent geringere Einstrahlungswerte als Pyranometer auf. Das abweichende Spektralverhalten und das abweichende Reflexionsverhalten der beiden Sensortypen sind die Ursachen dieser Abweichung, ein direkter Vergleich der Werte ist nicht ohne Korrekturrechnungen möglich.



**Figur 1.4:** Solare Einstrahlung auf geneigte PV-Generatorflächen an 20 Anlagenstandorten in Deutschland. Die Grafik zeigt den Verlauf über 20 Tage vom 11. bis zum 30. August 1997, die Maxima der einzelnen Kurven liegen bei etwa  $1000 \text{ Wm}^{-2}$ . Die Reihenfolge der Zeitreihen von oben nach unten entspricht der geographischen Reihenfolge der Orte von Nord nach Süd.

Die PV-Anlagen des 1000-Dächer-Programms sind ausschließlich in Siedlungsgebieten installiert, dort sind PV-Anlagen auf Gebäudedächern auch unter guten Aufstellungsbedingungen oft nicht frei von Horizontverbauungen, die Standorte von Wetterstationen werden sorgfältiger gewählt.

Schließlich war eine Wartung der Meßtechnik nicht vorgesehen. Alle Strahlungssensoren wurden vor dem Einbau kalibriert und wiesen eine Anfangsgenauigkeit von  $\pm 2$  Prozent auf, eine spätere Rekalibrierung fand nicht statt. Einen noch größeren Einfluß auf die Genauigkeit der Strahlungsmessung wird allerdings die oftmals fehlende (und auch nicht vorgesehene) Reinigung der Sensoren gehabt haben.

Die Qualität der Meßwerte ist damit weit von jener entfernt, die an meteorologischen Stationen der Wetterdienste oder an Forschungsinstituten erreicht wird. Für die statistische Untersuchung des solaren Einstrahlungsfelds können die 1000-Dächer-Daten dennoch sehr gut verwendet werden. Hier spielt nicht der relativ große mögliche Einzelfehler der Messung an einem Ort die Rolle. Das zeitliche und räumliche Verhalten des gesamten Ensembles wird von diesem terrestrischen Datensatz hervorragend repräsentiert [80].

Als Beispiel zeigt Figur 1.4 für 20 Orte einen Ausschnitt von 20 Tagen aus den Meßdaten. Die Meßorte sind gleichmäßig auf dem Gebiet der Bundesrepublik Deutschland verteilt, die Folge der Zeitreihen von oben nach unten in der Grafik entspricht der geographischen Reihenfolge der Orte von Nord nach Süd. Schon an dieser einfachen Zusammenstellung der Datensätze ist zu erkennen, daß das Solarstrahlungsangebot selten in ganz Deutschland gleichartig ist — und daß die 1000-Dächer-Daten eine geeignete Basis für statistische Auswertungen darstellen können.

### 1.3 Satellitendaten

Meteorologische Satelliten stehen seit über 25 Jahren im Dienst der Wetterprognose (in Europa war 1985 METEOSAT 2 der erste operationelle Satellit). Unter anderen Erdbeobachtungs-Satelliten zeichnen sie sich dadurch aus, daß sie praktisch die gesamte Oberfläche der Erde in kurzen und regelmäßigen Zeitintervallen erfassen.

#### 1.3.1 Polar umlaufende und geostationäre Satelliten

Verschiedene Länder betreiben Wettersatelliten in relativ niedrigen polaren Umlaufbahnen. Typische Bahnhöhen liegen bei 850 km, ein Satellit in dieser Höhe umläuft die Erde in 24 h 14 mal. Dabei bildet er einen Streifen von etwa 3000 km Breite ab, der jeweils von Pol zu Pol verläuft. Durch eine sonnensynchrone Verschiebung aufeinanderfolgender Umlaufbahnen nach Westen kann ein Satellit im Lauf eines Tages die Erdoberfläche zweimal komplett abbilden, einmal auf der Tag- und einmal auf der Nachtseite. Soll ein Ort auf der Erde öfter als alle 12 h beobachtet werden, sind mehrere Satelliten notwendig, deren Aufnahmestreifen nach einer Entzerrung zusammengefügt werden können. Bedingt durch die niedrige Flughöhe werden räumliche Auflösungen von  $1 \times 1$  km<sup>2</sup> erreicht. Zur Zeit sind 4 polar umlaufende Wettersatelliten in

Betrieb, zwei weitere werden auf ihren Umlaufbahnen in Bereitschaft gehalten [24].

Für die großräumige Wetterbeobachtung sind auch geostationäre Satelliten gut geeignet. Geostationäre Satelliten „stehen“ aus Erdsicht in 36000 km Höhe über dem Äquator, diese Entfernung entspricht etwa 3,5 Erddurchmessern. Das Sichtfeld geostationärer Satelliten reicht damit maximal bis  $81^\circ$  nördlicher und südlicher Breite, die Polarregionen sind nicht sichtbar. Der auswertbare Bildbereich umfaßt allerdings nur einen Kreis, der bis etwa  $65^\circ$  nördlicher und südlicher Breite reicht. Geostationäre Satelliten bilden die ganze sichtbare Erdoberfläche oder Ausschnitte davon in regelmäßigen Intervallen, meistens in 30-Minuten-Abständen, ab. Die Entzerrung kann für alle Bilder eines Ausschnitts in gleicher Weise durchgeführt werden. Mit etwa fünf Satelliten können alle Kontinente flächendeckend erfaßt werden. Derzeit sind 8 geostationäre Satelliten im Einsatz, 7 weitere sind auf ihrer Umlaufbahn als Reservesatelliten geparkt [24].

Neben dem eingeschränkten Sichtfeld gibt es allerdings zwei weitere Nachteile geostationärer Satelliten. Gebiete höherer Breiten werden stets unter sehr ungünstigen Blickwinkeln gesehen, und die räumliche Auflösung ist durch die große Flughöhe (bei vergleichbarer Winkelauflösung der Sensoren) schlechter als bei den umlaufenden Satelliten.

Für beide Satellitentypen wurden Verfahren entwickelt, die aus den Daten eines oder mehrerer Aufnahmekanäle die solare Einstrahlung am Erdboden ermitteln können. Geostationäre Satelliten werden hierzu allerdings weitaus häufiger genutzt. Die folgende Beschreibung der Verfahren bezieht sich daher nur auf diesen Satellitentyp, speziell auf die Europäische Satellitenserie METEOSAT.

### 1.3.2 Meteosat-Daten

METEOSAT „steht“ in etwa 36000 km Höhe über dem Golf von Guinea auf  $0^\circ$  Länge. An Bord des Satelliten ist ein Radiometersystem aus Si- und HgCdTe-Sensoren, die in drei Wellenlängenbereichen arbeiten:

- Der IR-Kanal ( $10,5 - 12,5 \mu\text{m}$ , Öffnungswinkel  $0,14 \text{ mrad}$ , entspricht  $5 \times 5 \text{ km}^2$  am Nadirpunkt) ermöglicht die Bestimmung der Temperatur der Wolkenobergrenze mit etwa 1 K Auflösung. Dies funktioniert Tag und Nacht gleich gut, da die Reflektion der solaren Einstrahlung an der Atmosphäre bei diesen Wellenlängen sehr gering ist. Die Wolkenfilme in den Fernseh-Wetterberichten werden auf der Basis dieser Daten erzeugt.
- Der WV-Kanal (WV für water vapour, Wasserdampf,  $5,7 - 7,1 \mu\text{m}$ , Öffnungswinkel  $0,14 \text{ mrad}$ ) ermittelt den Feuchtegehalt der Atmosphäre in wolkenfreien Gebieten.
- Der VIS-Kanal arbeitet im Bereich des sichtbaren Lichts ( $0,5 - 0,9 \mu\text{m}$ , Öffnungswinkel  $0,07 \text{ mrad}$ , entspricht  $2,5 \times 2,5 \text{ km}^2$  am Nadirpunkt) und liefert Bilder, die etwa als Schwarz-Weiß-Fotos charakterisiert werden können. Er erfaßt damit am besten die Transmission der Atmosphäre im kurzwelligen Bereich und ermöglicht die relativ direkte Berechnung der am Erdboden eintreffenden kurzwelligen Solarstrahlung. Alle Rechnungen

in dieser Arbeit beziehen sich auf die Daten des METEOSAT-VIS-Kanals.

Der Satellit rotiert mit  $100 \text{ min}^{-1}$  um seine vertikale Achse, die parallel zur Erdachse liegt. Das Radiometer „blickt“ nahezu senkrecht zur Rotationsachse nach außen und kann so bei jeder Umdrehung einen (am Nadirpunkt) 5 km breiten Streifen der Erdoberfläche abtasten, den es in 5 km lange Pixel unterteilt. Dieser Abtastprozess beginnt am Südpol, nach jeder Umdrehung wird das Radiometer in der Ebene aus Rotationsachse und Blickrichtung um etwa  $0,125 \text{ mrad}$  nach Norden gekippt, nach 2500 Umdrehungen (oder 25 Minuten) ist dann die ganze sichtbare Erdscheibe in  $2500 \times 2500$  Pixeln erfaßt. Zusammen mit den 5 Minuten, in denen das System in die Ausgangslage zurückgeführt wird, ergibt sich ein Abtastraster von 30 Minuten, was zu einer Unterteilung des Tages in 48 „Slots“ führt. Im VIS-Kanal wird ein Paar von Sensoren mit jeweils halbem Öffnungswinkel verwendet, womit hier eine Auflösung von  $5000 \times 5000$  Pixeln erreicht wird. Die numerische Auflösung ist bei allen drei Kanälen 8 bit, ein Pixel kann also (Grau-) Werte zwischen 0 und 255 annehmen.

Der so erzeugte Datenstrom wird im European Space Operations Center (ESOC) in Darmstadt empfangen und zu Bildprodukten aufbereitet. Dies umfaßt insbesondere das Anbringen von geometrischen Korrekturen, da die Lage des Satelliten auf seiner Umlaufbahn nur annähernd stationär ist. Die korrigierten Bilder werden dann jeweils komplett, zusammen mit Daten und Bildern anderer Satelliten, wieder an METEOSAT zurückgesendet, der sie dann wie ein Fernmeldesatellit an die Empfangsstationen der Nutzer verteilt. Bildauschnitte von Mitteleuropa sind innerhalb von 5 bis 9 Minuten nach der Erfassung beim Empfänger nutzbar.

Verfahren zur Bestimmung der solaren Einstrahlung aus den Bilddaten geostationärer Satelliten werden seit etwa 20 Jahren entwickelt. Bekannt ist dabei zunächst nur die Einstrahlung der Sonne außerhalb der Erdatmosphäre  $G_0$  und ein gemessener Wert der Strahldichte (also der empfangenen Einstrahlung pro Raumwinkeleinheit) für eine bestimmten Blickrichtung am Ort des Satelliten. Um einen Wert der Einstrahlung am Erdboden ermitteln zu können, muß also der gesamte Weg Sonne–Atmosphäre–Erdboden–Atmosphäre–Satellit untersucht werden. Historisch wurden zwei getrennte und konkurrierende Ansätze verfolgt, die entweder auf einer physikalischen Modellierung der Atmosphäre oder auf statistischen Verfahren basieren. In den letzten Jahren ist dann eine Annäherung der Modelle zu beobachten gewesen. Übersichten über die Entwicklung und Verbesserung der Verfahren bieten zum Beispiel [34][55][56].

### 1.3.3 Physikalische Modelle

Strahlungs-Transfermodelle modellieren die wichtigsten Wechselwirkungen des Lichts auf dem oben beschriebenen Weg. Sie berücksichtigen also Absorptions- und Streuprozesse in der Atmosphäre in Abhängigkeit der Winkelbeziehungen, der Zusammensetzung der Atmosphärenschichten und der Lichtwellenlänge. Strahlungs-Transfermodelle setzen damit Daten über einige Atmosphärenbestandteile und deren Höhenprofile voraus, insbesonde-

re über den Aerosolgehalt und den Wasserdampfgehalt. Diese Daten werden meist aus Datenbanken und meteorologischen Modellrechnungen gewonnen, die wiederum auf speziellen Meßkampagnen oder den Daten anderer Satelliten basieren. Wenn ein solches Modell dann den Gesamtweg Sonne–Atmosphäre–Erdboden–Atmosphäre–Satellit korrekt nachbilden kann (die Werte bei Sonne und Satellit sind ja bekannt), kann auch die Strahlungsintensität am Erdboden berechnet werden.

Ein Beispiel hierfür ist das Verfahren von Stuhlmann und Raschke. Mit einem Strahlungs-Transfermodell wird die Einstrahlung für Clear-sky- und für völlig bedeckte Bedingungen berechnet. Aus den Satellitendaten wird ein Bewölkungsgrad bestimmt, mit dem dann zwischen den beiden Grenzwerten aus dem Strahlungs-Transfermodell interpoliert wird [52][75].

#### 1.3.4 Statistische Modelle

Um nicht auf die Kenntnis der Atmosphärenparameter angewiesen zu sein, wurden statistische Beziehungen zwischen Satellitendaten und zeitgleich gemessenen Bodendaten aufgestellt. Dabei werden zunächst die Einflüsse der verschiedenen Winkel Sonne–Erdboden–Satellit weitgehend eliminiert. Die vom Satelliten gemessene Strahldichte wird dann auf einen festen Wertebereich normiert, woraus ein Maß für den Bewölkungsgrad, der Cloud-Index  $n$ , resultiert. Die Relation zwischen  $n$  und dem aus der Bodenmessung ermittelten Clearness-Index  $k_o$  ist nahezu linear, die Regressionskoeffizienten werden in einer Parameteranpassung bestimmt. Eines der ersten operationellen Verfahren in Europa wurde unter dem Namen HELIOSAT an der Ecole des Mines in Sophia-Antipolis entwickelt [15]. Es wurde in einer Reihe von Schritten weiterentwickelt, die hier nur zusammenfassend dargestellt werden. Die derzeit aktuelle Version wird dann komplett dokumentiert.

#### 1.4 Das Heliosat-Verfahren

Das ursprüngliche HELIOSAT-Verfahren kommt in der Tat ohne Atmosphärenparameter aus, benötigt aber Bodenmeßwerte über einen repräsentativen Zeitraum für mehrere Orte. Schon in dieser ursprünglichen Form ist das Verfahren nicht rein statistisch. In die einfachen Korrekturen der Winkelabhängigkeiten des Meßsignals geht ein vereinfachtes Clear-sky-Modell von Bourges [12] ein. In dem Bestreben, die Beziehung zwischen Cloud-Index und Clearness-Index möglichst gut zu linearisieren, wurden die Korrekturen zunehmend verfeinert. Mit einem guten Clear-sky-Modell, welches den Einfluß der trockenen Atmosphäre bei gegebener Trübung durch Aerosole beschreibt, und der Verwendung des Clear-sky-Index  $k_c$  anstelle des Clearness-Index  $k_o$  auf der Seite der Bodendaten konnte die lineare Beziehung schließlich sehr nahe an die parameterfreie Form  $k_c = 1 - n$  herangebracht werden. Damit sind keine Bodendaten mehr für eine Regression notwendig, aber das Clear-sky-Modell braucht minimal den Wert eines Trübungsfaktors. Dieser wiederum ist orts- und jahreszeitabhängig, kann aber heute aus Datenbanken entnommen werden. Das Clear-sky-Modell stellt in diesem Verfahren einen parametrisierten Ersatz für die oben beschriebenen Strahlungstransfer-Modellrechnungen für den unbewölkten Fall dar.

Figur 1.5 gibt einen Überblick über das Verfahren, das nun in Einzelschritten beschrieben wird.

#### 1.4.1 Die aktuelle Formulierung

Das HELIOSAT-Verfahren wurde ursprünglich von Cano et al. [15] entwickelt und unter diesem Namen veröffentlicht. Im Rahmen mehrerer europäischer Forschungsprojekte, an denen die Cano-Gruppe zum Teil beteiligt war, wurde das Verfahren schrittweise verbessert und optimiert. Dieser Abschnitt beschreibt den Stand des Verfahrens, auf dem die operationellen Rechenprogramme von SATELLIGHT [26] und von PVSAT [64] basieren. Diese Form des Verfahrens wurde gelegentlich schon als HELIOSAT 2 bezeichnet, sie ist in der Arbeit von Hammer umfassend dokumentiert [30]. Die offizielle Version HELIOSAT 2 mit weiteren Verbesserungen durch Rigollier u. a. [65][66] steht auf dem HELIOCLIM-Server zur allgemeinen Verfügung [32]. Der nächste Entwicklungsschritt wird im EU-Projekt „HELIOSAT 3“ (2001 – 2004) vollzogen werden, wo das Verfahren an die zweite Generation der METEOSAT-Satelliten (MSG) angepaßt wird.

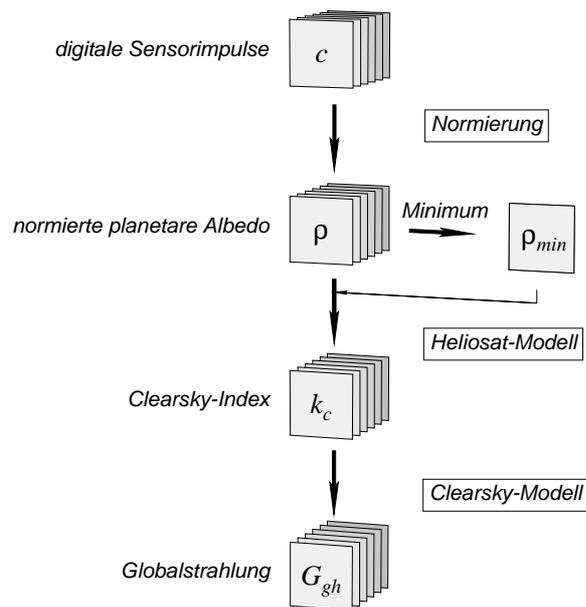
**Normierung des Satellitensignals:** Der VIS-Kanal von METEOSAT erfaßt im sichtbaren Spektralbereich das von der Erde reflektierte Sonnenlicht. Dieses Signal wird in „Counts“  $C$  genannten Einheiten geliefert, d. h. als 8-bit-Zahl pro Pixel mit dem Wertebereich von 0 bis 255. Das Signal ist abhängig von der auf die atmosphärischen Schichten auftreffenden Einstrahlung  $I_{\text{on}}$ . Nach Subtraktion eines von Cano et al. konstant angenommenen Offset  $C_0$  verhält sich der verbleibende Wert proportional zur Einstrahlung:  $C - C_0 \sim I_{\text{on}}$ . Zusätzlich zur Einstrahlung ist der Count proportional zum Reflexionsvermögen  $\varrho$  der reflektierenden Atmosphärenbestandteile (insbesondere Wolken) und des Erdbodens innerhalb des betrachteten Raumwinkels:  $C - C_0 \sim \varrho$ . Unter Ausnutzung dieser Proportionalitäten definieren Cano et al. als normierten Rückstreuwert die relative Reflektivität  $\rho$ :

$$\rho := \frac{C - C_0}{I_{\text{on}}}, \quad \rho \sim \varrho \quad (1.12)$$

**Der Cloud-Index:** Die normierten Rückstreuwerte von Wolken übertreffen in der Regel diejenigen der Erdoberfläche, außer über hellem Wüstensand und über Schnee. Damit ist es möglich, das Auftreten von Bewölkung zu erkennen. Ist die relative Reflektivität für ein vollständig bewölktetes Pixel  $\rho_c$  und die relative Reflektivität des unbewölkten Erdbodens bzw. Ozeans  $\rho_g$  bekannt, so läßt sich mit diesen Referenzwerten als Maß für die Bewölkung der Cloud-Index  $n$  definieren:

$$n = \frac{\rho - \rho_g}{\rho_c - \rho_g} \quad (1.13)$$

Wählt man als Referenzwerte das Maximum und Minimum der normierten Rückstreuwerte eines Pixels, nimmt der Cloud-Index Werte im Bereich  $n \in [0, 1]$  an. Zur Bestimmung der Referenzwerte wird für jedes Pixel die



**Figur 1.5:** Schema des modifizierten Heliosat-Verfahrens. Der wesentliche Aufwand des Verfahrens steckt in der Normierung der Sensorsignale zu Werten der normierten planetaren Albedo. Aus den Albedowerten werden dann, durch pixelweisen Vergleich mit minimalen und maximalen Werten, Bewölkungsgrade ermittelt, die direkt mit dem Clear-sky-Index korrelieren. Aus dem Clear-sky-Index kann dann die Globalstrahlung am Erdboden errechnet werden.

minimale und die maximale Reflektivität aus einer Zeitreihe von METEOSAT-Counts benötigt. Im Fall des Minimums wird hier der Mittelwert der dunkelsten normierten Counts verwendet, um einige Probleme mit Wolkenschatten zu umgehen [30].

Die Zeitreihe der benutzten Bilder muß lang genug sein, um für jedes Pixel unbewölkte Zeiträume zu enthalten. Sie sollte jedoch kurz genug sein, um saisonal bedingte Unterschiede in der Bodenreflektivität zu berücksichtigen, wie sie durch Änderung in der Vegetation auftreten. Hierfür hat sich die monatliche Speicherung der Bodenreflektivität (in Form von Bodenalbedo-Bildern) als geeignet erwiesen.

Die Bodenreflektivität weist außerdem einen Tagesgang auf, der durch anisotrope Reflexion begründet ist. Ebenso führen Rauigkeiten des Geländes im Subpixelbereich dazu, daß Schatten morgens und abends, aber nicht mittags wahrnehmbar sind. HELIOSAT 2 verwendet deshalb für jeden Monat einen kompletten Satz von Bodenalbedo-Bildern für alle auszuwertenden Slots.

**Transmission durch die Atmosphäre:** Cano et al. nehmen einen linearen Zusammenhang zwischen dem Cloud-Index  $n$  und der Transmission durch die Atmosphäre an. Die Transmission wird dabei durch den Clearness-Index  $k_o = G_{gh}/G_{oh}$  beschrieben:

$$k_o = a \cdot n + b \quad (1.14)$$

Die Parameter  $a$  und  $b$  müssen durch Regression mit Bodenmeßdaten bestimmt werden. Sind diese Parameter bekannt, ergibt sich für die Globalstrahlung am Boden

$$G_{gh} = (a \cdot n + b) \cdot G_{oh} \quad (1.15)$$

In dieser Form ist das HELIOSAT-Verfahren ein rein statistisches Verfahren, das zur Bestimmung der Parameter  $a$  und  $b$  zwingend einen zeitgleich gemessenen Bodendatensatz voraussetzt. Erschwerend kommt hinzu, daß die Parameter nicht nur ortsabhängig (weil geometrieabhängig) sind, sondern auch noch tages- und jahreszeitlich variabel sind [16]. Dies legte eine Verbesserung an der zentralen Gleichung (1.14) der HELIOSAT-Methode nahe.

Aus einer alternativen Herleitung des Cloud-Index  $n$  (der von Cano et al. nicht hergeleitet, sondern definiert wurde), die bei Hammer [30] angegeben ist, resultiert die Form

$$k_o = k_{o,clear}(1 - n) \quad (1.16)$$

$k_{o,clear}$  bezeichnet dabei den Clearness-Index bei klarer Atmosphäre, mithin also eine Größe, die alle geometrischen Abhängigkeiten mit täglicher oder jährlicher Variabilität beschreibt. Aufgrund der Identität  $k_c = k_o/k_{o,clear}$  läßt sich Gleichung (1.16) noch zu

$$k_c = 1 - n \quad (1.17)$$

vereinfachen. Damit basiert das HELIOSAT-Verfahren auf einer Beziehung zwischen Bewölkungsgrad  $n$  und dem Clear-sky-Index  $k_c$ , die keine Regression gegen Bodendaten erfordert. Speziell für die extremen Werte von  $n$  (nahe 0 oder 1) zeigten sich allerdings beim Vergleich mit Bodendaten noch deutliche Abweichungen, außerdem verblieb eine merkbare Abhängigkeit von den verschiedenen Winkeln zwischen Sonne, Satellit und Erde. Im Rahmen des SATELLIGHT-Projekts wurden daher noch mehrere Verbesserungen angebracht.

**Verbesserte Normierung der Satellitencounts:** In der ursprünglichen Gleichung (1.12) gibt es nur einen konstanten Offset  $C_0$ , der von Cano et al. aus dem minimalen Rückstreuwert über dem Meer bestimmt wurde. In der Tat ist aber der Rückstreuwert über dem Meer nicht sehr konstant. Der Offset  $C_0$  wird deshalb nun als Summe aus konstantem Radiometeroffset  $C_{\text{off}}$  und einem variablem Rückstreuwert der Atmosphäre  $C_{\text{atm}}$  aufgefaßt. Die hier angegebenen empirischen Ausdrücke zur Beschreibung der Atmosphären-Rückstreuung in Abhängigkeit der Positionen von Sonne und Satellit stammen von Costanzo [16] und von Beyer et al. [6]. Sie wurden später von Hammer anhand von Strahlungstransferrechnungen und der Ergebnisse eines analytischen Modells der Ozeanreflektivität überprüft und bestätigt.

Die Geometrie zwischen Sonne, Pixel am Erdboden und Satellit wird hierbei durch drei Winkel beschrieben: den Sonnen-Zenitwinkel  $\theta_s$ , den Satelliten-Zenitwinkel  $\theta_m$  und den Winkel Sonne–Erdboden–Satellit  $\Psi$ . Für die Untersuchung von zehn mitteleuropäischen wolkenfreien Ozeangebieten mit Sonnenhöhen größer  $15^\circ$  wurde folgender Ansatz für das Aerosol- und Rayleigh-Rückstreusignal gewählt:

$$C_{\text{atm}} = B \cdot (1 + \cos^2 \Psi) \cdot \frac{\cos^{0,15} \theta_s \cdot \cos^b \theta_m}{\cos \theta_m} \quad (1.18)$$

Der Term  $(1 + \cos^2 \Psi)$  ist die Rayleigh-Streufunktion für das direkte Sonnenlicht in Richtung des Satelliten,  $1/\cos \theta_m$  steht für die vom Satelliten wahrgenommene Luftmasse, die Terme  $\cos^{0,15} \theta_s$  und  $\cos^b \theta_m$  sind empirische Ausdrücke für die Schwächung der Strahlung auf dem Weg zur streuenden Luftmasse und von dort weiter zum Satelliten. Die beiden Parameter wurden zu  $B = 4,5$  und  $b = 1,25$  bestimmt.

Für das Projekt SATELLIGHT war es notwendig, den Cloud-Index für jedes Pixel in Europa zu bestimmen, insbesondere für Sonnenhöhen kleiner  $15^\circ$ , die im Winter in den nördlichen Regionen überwiegen. Deshalb wurde der Ansatz (1.18) von Hammer auf tiefere Sonnenstände und Gesamteuropa erweitert. Hierfür wurde eine Datenbasis von 26 europäischen Meerespixeln verwendet.

$$C_{\text{atm}} = (1 + \cos^2 \Psi) \cdot \frac{f(\theta_s)}{\cos^{0,78} \theta_m} \quad (1.19)$$

$$f(\theta_s) = -0,55 + 25,2 \cos \theta_s - 38,3 \cos^2 \theta_s + 17,7 \cos^3 \theta_s.$$

Die Rayleigh-Streufunktion sowie die Abhängigkeit vom Satelliten-Zenitwinkel  $\theta_m$  entsprechen dem Ansatz 1.18. Für die Abhängigkeit vom

Sonnen-Zenitwinkel  $\theta_s$  kommt jedoch ein Polynom dritter Ordnung für  $f(\theta_s)$  zum Einsatz, um die tiefen Sonnenstände mit Sonnenhöhen unter  $15^\circ$  zu erfassen.

Der Offset  $C_0$  in Gleichung (1.12) wird damit durch die Summe  $C_{\text{off}} + C_{\text{atm}}$  ersetzt, als Instrumentenoffset für METEOSAT 5 wird der von Moulin et al. [53] angegebene Wert  $C_{\text{off}} = 5$  übernommen.

Nach diesen Verbesserungen ist die Beziehung  $k_c = 1 - n$  tatsächlich weitgehend erfüllt. Allerdings wird der vollständig bewölkte Fall durch die lineare Relation nur ungenügend erfaßt. Bei vollständig bedecktem Himmel mit  $n \geq 1$  ergibt sich aus dieser Relation ein Clearsky-Index von  $k_c \leq 0$ , was einer Globalstrahlung von  $0 \text{ W/m}^2$  oder weniger entspricht. Tatsächlich werden aber tagsüber auch bei bedecktem Himmel minimal etwa 5 Prozent der Einstrahlung gemessen, die bei klarem Himmel zu erwarten wäre. Obwohl am Satelliten eine erhöhte Reflektivität der Wolke wahrgenommen wird, vermindert sich die Transmission durch die Wolke nicht. Daher wurde die Relation von Dumortier [21] für extreme Werte des Cloud-Index verändert:

$$k_c = \begin{cases} 1,2 & \text{für } n \leq -0,2 \\ 1 - n & \text{für } -0,2 < n \leq 0,8 \\ 2,0667 - 3,6667n + 1,6667n^2 & \text{für } 0,8 < n \leq 1,1 \\ 0,05 & \text{für } 1,1 < n \end{cases} \quad (1.20)$$

**Vom Clear-sky-Index zur Globalstrahlung:** Aus dem Clear-sky-Index  $k_c$  und der Clear-sky-Einstrahlung  $G_{\text{ch}}$  kann nun die globale Einstrahlung auf eine horizontale Fläche am Erdboden berechnet werden:  $G_{\text{gh}} = k_c G_{\text{ch}}$ . Zur Beschreibung der Clear-sky-Einstrahlung sind verschiedene Modelle entwickelt worden. Das hier verwendete basiert auf Arbeiten von Linke [45], Kasten [40], Young [39], Page [57] und Dumortier [21] (in dieser zeitlichen Reihenfolge). Der einzige freie Parameter des Modells ist der Linke-Trübungs-faktor  $T_L$ . Dieser Faktor ist ein Maß für die Trübung der Atmosphäre durch Aerosole, er gibt an, wie die Dicke einer aerosolfreien Atmosphäre vervielfacht werden müßte, um dieselbe optische Dicke wie die aerosolhaltige Atmosphäre zu erreichen.

Der direkte und der diffuse Anteil der solaren Einstrahlung werden getrennt bestimmt, es ist nach [21][57]

$$I_{\text{ch}} = I_{\text{on}} \cos \theta_s \exp(-0,8662 T_L m \delta_R(m)) \quad (1.21)$$

$$D_{\text{ch}} = I_{\text{on}}(0,0065 + (0,0646 T_L - 0,045) \cos \theta_s + (0,0327 T_L - 0,014) \cos^2 \theta_s) \quad (1.22)$$

Der Einfluß der Sonnen-Zenitwinkels  $\theta_s$  macht sich im Direktanteil  $I_{\text{ch}}$  an zwei Stellen bemerkbar: einmal allein durch den Geometriefaktor  $\cos \theta_s$ , und durch die Verlängerung des Wegs durch die Atmosphäre. Letzteres berücksichtigt der Exponentialterm in (1.21) mit der „optical air mass“  $m$  nach

Kasten [40]

$$m = \frac{1 - z/z_0}{\cos \theta_s + 0,50572 (96,07995 - \theta_s)^{-1,6364}} \quad (1.23)$$

( $z$  ist die Höhe des Ortes über dem Meer,  $z_0 = 10^5$ m) und der Rayleighschen optischen Tiefe  $\delta_R$  nach Kasten und Page [39][57]

$$\delta_R(m) = \begin{cases} 1/(6,6296 + 1,7513 m - 0,1202 m^2 \\ \quad + 0,0065 m^3 - 0,00013 m^4) & \text{für } m \leq 20 \\ 1/(10,4 + 0,718 m) & \text{für } m > 20 \end{cases} \quad (1.24)$$

Sämtliche Parameter in diesen semiempirischen Formeln wurden aus der zitierten Literatur übernommen, sie wurden von den genannten Autoren durch Fits bestimmt.

**Globalstrahlung auf geneigte Flächen:** Für den Anwendungsfall der solaren Energieerzeugung muß die globale Einstrahlung auf die horizontale Fläche  $G_{gh}$  noch auf eine geneigte Empfangsfläche umgerechnet werden. Diese Umrechnung wird wieder getrennt nach Direkt- und Diffusanteil  $I_{gh}$  und  $D_{gh}$  durchgeführt, die oben errechnete Globalstrahlung muß also wieder in diese beiden Komponenten aufgespalten werden (das Clear-sky-Modell hat zwar auch schon die getrennten Komponenten bereitgestellt, aber beide Komponenten wurden dann gemeinsam mit dem Clear-sky-Index multipliziert, um  $G_{gh}$  zu erhalten).

Die Aufspaltung und Umrechnung der Globalstrahlung ist ein Standardproblem der Solarenergie, eine Übersicht über verschiedene Modelle und Verfahren findet sich zum Beispiel bei Schumacher [68]. Hier werden nur die für diese Arbeit (ebenso wie für das SATELLIGHT-Projekt) verwendeten Modelle genannt und auf die entsprechende Literatur verwiesen.

Der Diffusanteil  $D_{gh}$  wird aus  $G_{gh}$  mittels eines Modells von Skartveit und Olseth [69] ermittelt. Die Umrechnung auf die geneigte Fläche erfolgt dann für  $I_{gh}$  direkt geometrisch, für  $D_{gh}$  nach dem Modell von Temps/Coulson und Klucher [41] nach den Angaben bei Schumacher.

Damit sind alle Schritte auf dem Weg von METEOSAT-Bilddaten bis zu Werten der solaren Einstrahlung auf eine geneigte Empfangsfläche erklärt. Der nächste Abschnitt befaßt sich mit der Genauigkeit der so bestimmten Einstrahlungsdaten, danach wird die Datenbasis der vorliegenden Arbeit beschrieben.

#### 1.4.2 Qualität dieser Daten

Als Maß für die Qualität aller aus Satellitendaten erzeugten Einstrahlungswerte wird fast immer deren Abweichung von am Erdboden aufgenommenen Meßwerten untersucht. Das mittlere Quadrat diese Abweichung wird dabei stets auf einen Mittelungszeitraum für Boden- und Satellitenverfahren bezogen, der zwischen 1 h und 1 Monat liegt. Alle aktuellen Verfahren, die

auf Bildern von METEOSAT und vergleichbaren geostationären Wetterbeobachtungssatelliten basieren, erreichen etwa die folgenden Genauigkeiten (die Angabe RMSE bezieht sich auf den Mittelwert aller Werte):

Zeitraum	RMSE
1 h	20... 25 Prozent
1 d	10... 15 Prozent
1 Monat	5... 10 Prozent

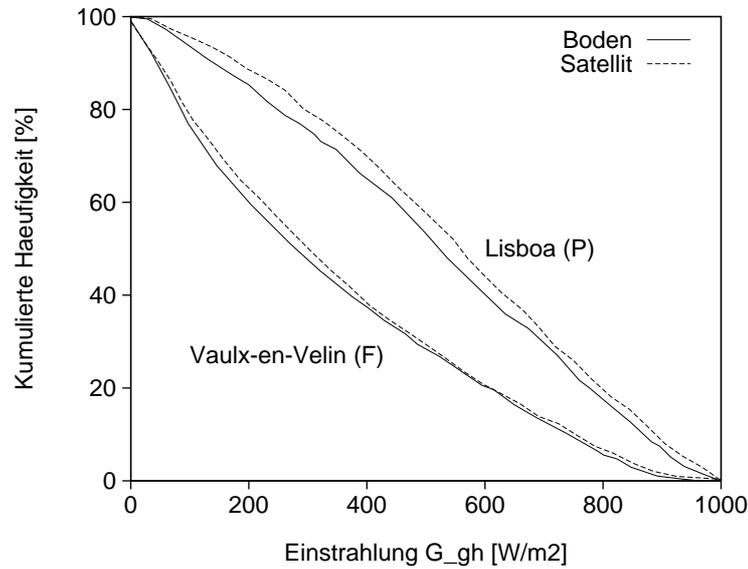
Diese Werte wurden übereinstimmend in verschiedenen Studien [34][55][56] ermittelt, sie gelten in gleicher Weise für die physikalischen und die physikalisch-statistischen Modelle. Sie deuten damit auf Fehlermechanismen, die weitgehend unabhängig von den verwendeten Modellen sind. Zelenka et al. [81] unterscheiden drei wesentliche Ursachen für diese Abweichungen:

1. Die Umrechnungen und Annahmen der Satelliten-Verfahren (von der Strahldichte am Satelliten zur Einstrahlungsstärke am Boden, von der spektralen Sensitivität des Satellitensensors zur Globalstrahlung am Boden)
2. die Meßfehler bei der Bodenmessung
3. Probleme der Zuordnung von Bildpunkt und Ort am Boden (Navigation), der unterschiedlichen räumlichen und zeitlichen Mittelung am Satelliten und am Boden und des Schattenwurfs bei niedrigen Sonnenständen

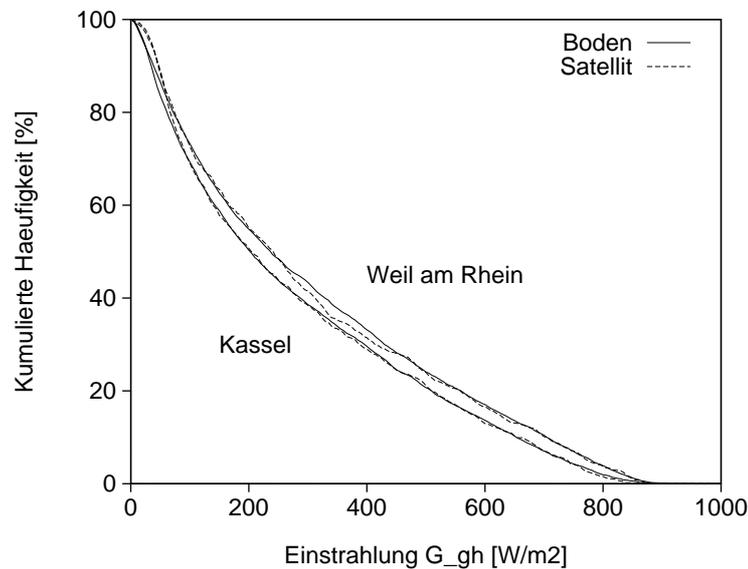
Die Meßfehler in der Globalstrahlung  $G_{\text{gh}}$  einer regelmäßig gewarteten und kalibrierten Bodenstation werden dabei mit 3 bis 5 Prozent angegeben. Zur Abschätzung des dritten Fehleranteils werden dann bestimmte Einstrahlungssituationen betrachtet. Zelenka und auch Hammer [30] bestimmten den RMSE für jeweils homogene Situationen (nur klare oder nur bedeckte benachbarte Pixel) für Gebiete in den USA bzw. in Europa. In beiden Untersuchungen liegt der verbleibende RMSE bei 13 bis 15 Prozent. Damit läßt sich etwa die Hälfte des Gesamtfehlers von 25 Prozent den Punkten 1 und 2 zuordnen, im Wesentlichen also der Satellitendaten-Auswertung an sich.

Eine weitere Abschätzung von Zelenka vergleicht den Fehler der Satellitendaten mit der räumlichen Vergleichbarkeit der Werte einzelner Bodenstationen untereinander. Er betrachtete den RMSE in Abhängigkeit der Stationsentfernung für verschiedene Paare von Bodenstationen, ein Maß, welches auch als „raw variogram“ bezeichnet wird. Für eine Entfernung von 10 km ergibt sich der RMSE zu 15 Prozent, bei 30... 50 km sind es bereits 25 Prozent. Nach Zelenka sind Satellitendaten also schon dann Bodendaten überlegen, wenn die nächste nutzbare Station mehr als 40 km weit entfernt ist.

Für die Auswertungen in dieser Arbeit sind die möglichen Fehler der Einzeldaten weniger bedeutend als die Statistik der Datengesamtheit. Ein geeignetes Vergleichsmaß sind die kumulierten Häufigkeiten der Einstrahlung oder der Clear-sky-Index-Werte. Figur 1.6 zeigt einen Vergleich dieser Häufigkeitsverteilung der Einstrahlung auf die horizontale Fläche für Vaulx-en-Velin



**Figur 1.6:** Kumulierte Häufigkeitsverteilung der Einstrahlung auf eine horizontale Fläche  $G_{gh}$  für Vaulx-en-Velin (bei Lyon) und Lissabon, jeweils aus Boden- und aus Satellitendaten bestimmt. Daten: Satellight-Projekt [26].



**Figur 1.7:** Kumulierte Häufigkeitsverteilung der Einstrahlung auf eine horizontale Fläche  $G_{gh}$  für Kassel und Weil am Rhein, jeweils aus Boden- und aus Satellitendaten bestimmt.

(bei Lyon) und Lissabon. Dieser Vergleich stammt aus dem SATELLIGHT-Projekt [26] und bestätigte dort die grundsätzliche Eignung der Satellitendaten zur großräumigen Beschreibung des Einstrahlungsgeschehens auf einer einheitlichen Datenbasis.

Das oben beschriebene weiter verbesserte HELIOSAT-Modell kann auch die kleinen Unterschiede der Häufigkeitsverteilungen nachvollziehen, die innerhalb Deutschlands auftreten. Figur 1.7 zeigt einen entsprechenden Vergleich für die beiden Städte Kassel und Weil am Rhein. Nach Hammer werden Unterschiede in der Häufigkeitsverteilung klar wiedergegeben, wenn die betrachteten Orte in Deutschland mehr als 300 km voneinander entfernt sind [30].

### 1.4.3 Datenbasis dieser Arbeit

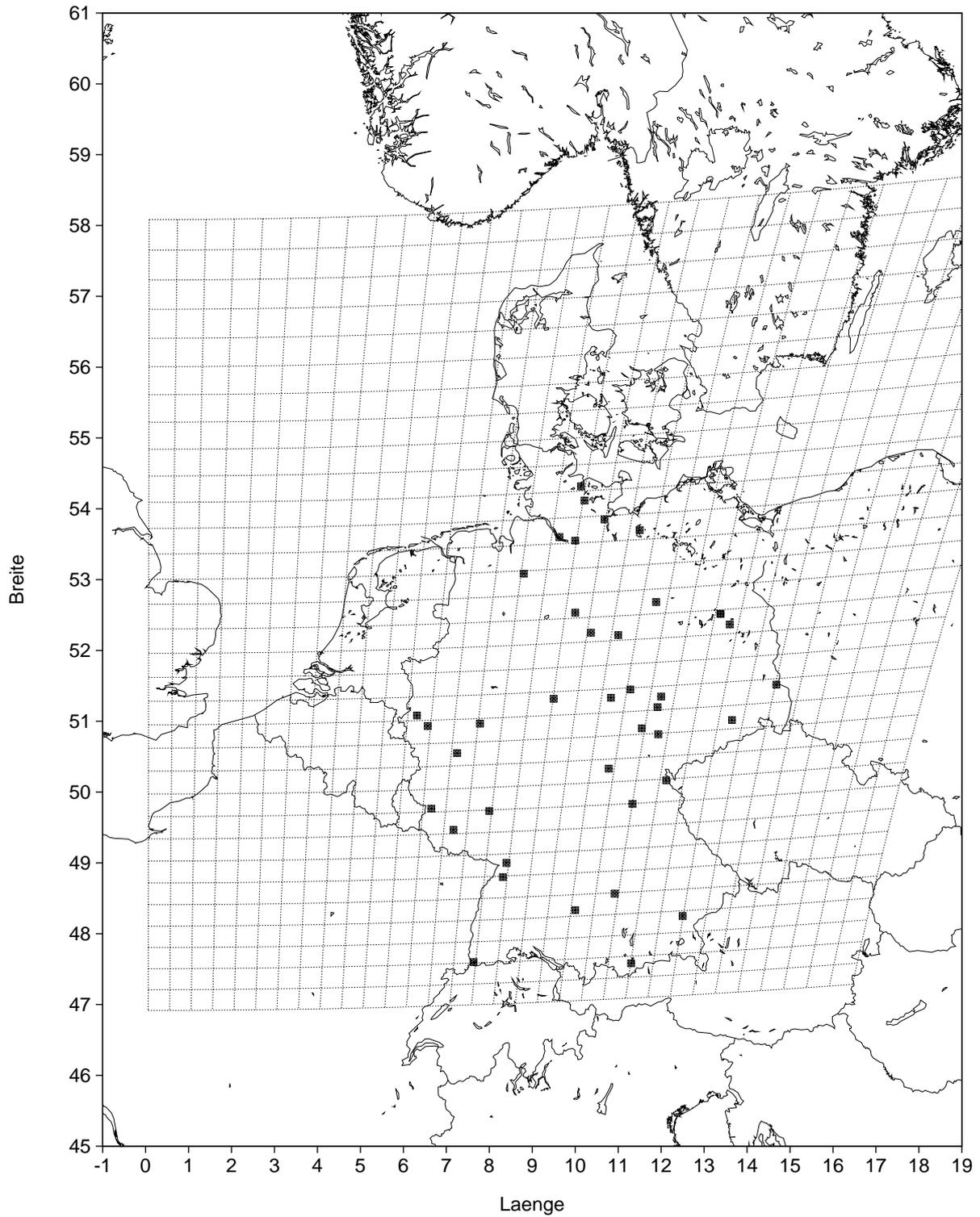
Die METEOSAT-Bilddaten, die für diese Arbeit verwendet werden, wurden an der Universität Oldenburg empfangen und archiviert. Aus den gespeicherten Bildern des VIS-Kanals wurden jeweils Ausschnitte von  $512 \times 256$  Original-Bildpunkten (Pixeln, die in Deutschland einer Fläche von etwa  $2,5 \times 4,5 \text{ km}^2$  entsprechen) hergestellt. Vor der weiteren Verarbeitung wurde eine Mittelung über je zwei in Ost–West-Richtung benachbarte Pixel dieser Ausschnitte durchgeführt. Die so entstandenen Szenen decken das in Figur 1.8 gezeigte Gebiet mit jeweils  $256 \times 256$  annähernd quadratischen Pixeln ab.

Die vorliegende Arbeit basiert auf zwei Sätzen von Szenen für das Jahr 1997. Ein Kartensatz enthält die Werte des Clear-sky-Index für die horizontale Ebene  $k_c$ , der andere Werte der globalen solaren Einstrahlung auf eine 30 Grad geneigte, südgerichtete Fläche  $G_{gt}$ . Alle verfügbaren Satellitenbilder dieses Jahres wurden zu zwei mal 10040 Karten verarbeitet. Das ist fast die komplette Zahl der 28 Slots von 06:00 bis 19:30 für alle Tage des Jahres, zusammen 10220.

Nicht alle dieser Karten können für alle Auswertungen in dieser Arbeit verwendet werden. Sollen alle Tage des Jahres in einer Auswertung berücksichtigt werden, so wird diese Auswertung auf ein Fenster von Tageszeiten beschränkt, in denen die Sonne für alle Orte des Bildgebiets eine minimale Höhe erreicht. Entsprechend dieser Bedingung wurden die folgenden Zeitfenster bestimmt:

	12 Monate	9 Monate	6 Monate
Zeitraum	01.01. – 31.12.	05.02. – 05.11.	22.03. – 20.09.
Tageszeit (MEZ)	11:00 – 14:00	10:00 – 15:00	09:00 – 17:30
Slots (GMT)	10:00 – 13:00	09:00 – 14:00	08:00 – 16:30
Anzahl Tage	365	274	183
Bilder pro Tag	7	11	18
Elevation $\alpha_s$	$> 5^\circ$	$> 10^\circ$	$> 10^\circ$
$G_{gt}/G_{gt,1997}$	100 Prozent	94 Prozent	76 Prozent

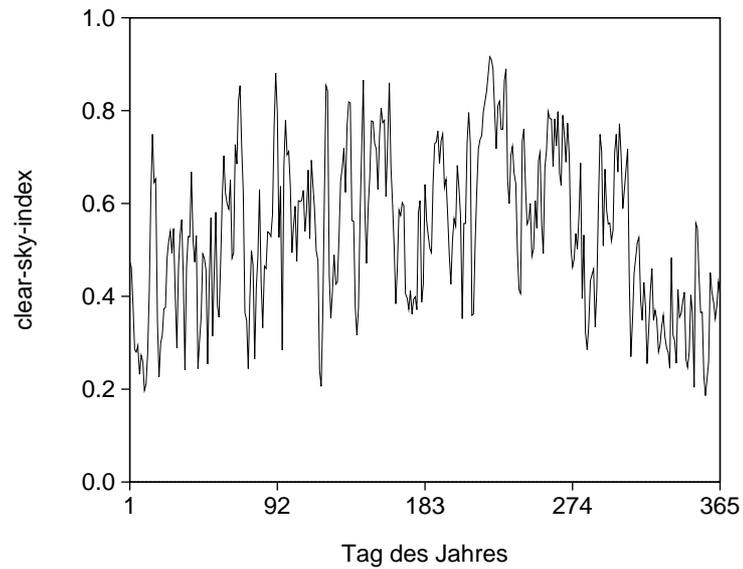
Die letzte Zeile der Tabelle gibt den Anteil der Gesamteinstrahlung des Jahres 1997 an, der im betreffenden Zeitraum auftritt. Die beiden Zeiträume mit



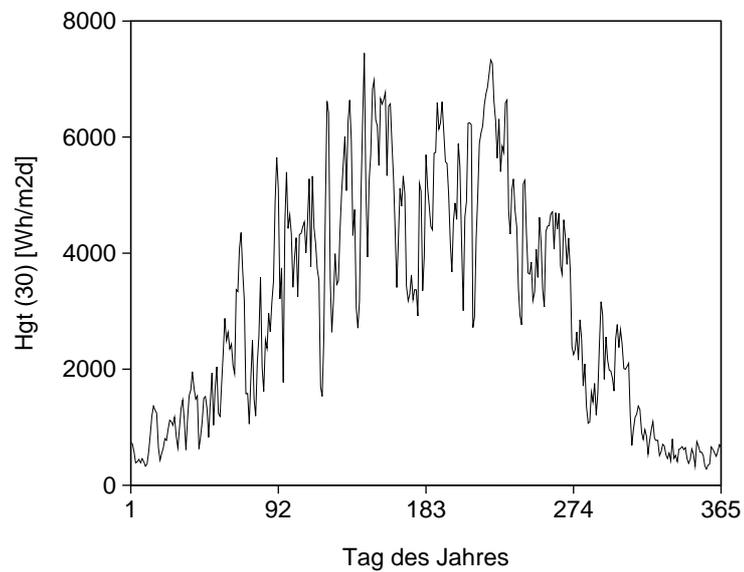
**Figur 1.8:** Lage der Satellitenbild-Ausschnitte in Mitteleuropa. Die punktierten Vierecke umfassen jeweils  $8 \times 8$  Pixel. Die schwarzen Quadrate sind die Standorte der 40 mit Meßtechnik ausgestatteten PV-Anlagen des 1000-Dächer-Programms, die von 1994 bis 1997 betrieben wurden.

weniger als 365 Tagen sind jeweils um den Tag der Sommer-Sonnenwende zentriert.

Die Figuren 1.9 und 1.10 zeigen über die Gesamtszene und jeweils einen Tag gemittelte Werte des Clear-Sky-Index  $k_c$  und der Einstrahlungssumme auf eine  $30^\circ$  geneigte, südgerichtete Fläche  $H_{gt}$ . Bei der Einstrahlung ist der Jahresgang deutlich erkennbar, der Clear-sky-Index zeigt allerdings ebenfalls einen schwach ausgeprägten Jahresgang. Die geringeren Einstrahlungssummen im Winter sind also nicht nur auf den Sonnenstand zurückzuführen, sondern auch durch die jahreszeitlich geringere Durchlässigkeit der Atmosphäre begründet.



**Figur 1.9:** Jahrgang 1997 der mittleren täglichen Clear-sky-Index-Werte  $\langle k_c \rangle_{x(D)}$  (gemittelt wurde jeweils über das gesamte Gebiet aller Szenen im zeitlichen Fenster von 11 bis 14 Uhr MEZ).



**Figur 1.10:** Jahrgang 1997 der mittleren täglichen Einstrahlungssummen auf eine  $30^\circ$  geneigte, südgerichtete Empfangsfläche. Die Jahressumme beträgt  $1127 \text{ kWh/m}^2$ .

## 2 Mathematische Charakterisierung von Einstrahlungsfeldern

Damit stehen die Ausgangsdaten bereit, die eine Untersuchung der räumlichen und zeitlichen Variabilität des Einstrahlungsfelds erlauben. Ziel dieser Untersuchung ist eine quantitative Beschreibung der Wechselwirkung von räumlich verteilter Solarstromerzeugung mit einem Stromversorgungsnetz. Bevor diese Problemstellung in Abschnitt 3 auf der Basis der Einstrahlungsdaten  $G_{\text{gt}}$  mit Werkzeugen der Systemsimulation bearbeitet wird, werden in diesem Abschnitt einige statistische Maßzahlen zur Beschreibung des Einstrahlungsfelds definiert, berechnet und ausgewertet. Für diesen Teil werden die Werte des Clear-sky-Index  $k_c$  verwendet, die ausschließlich den stochastischen Anteil der Variabilität des Einstrahlungsfelds beschreiben.

Es werden zunächst einfache und naheliegende Auswertungen auf dem  $k_c$ -Datensatz durchgeführt. Vor allem wird die Abhängigkeit der räumlichen und zeitlichen Variabilität des Clear-sky-Index von der Größe des betrachteten Gebiets untersucht. Zudem werden Rechnungen vorgestellt, die dies bereits auf der deutlich eingeschränkteren Basis eines Bodendatensatzes taten [74].

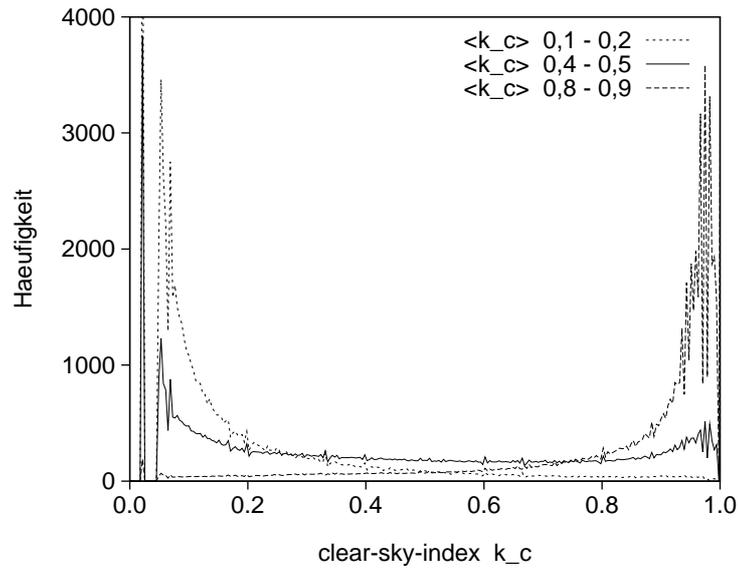
Danach wird ein umfassenderer und mathematisch begründeter Formalismus vorgestellt, der die früheren Untersuchungen zusammenführt und zugleich perfekt auf den flächenhaften Satelliten-Datensatz abgestimmt ist. Die Auswertung erweitert sich dabei gleichzeitig von integralen Werten (Mittelwerten, Standardabweichungen) zur internen räumlichen Korrelationsstruktur des Einstrahlungsfelds.

### Zur Nomenklatur

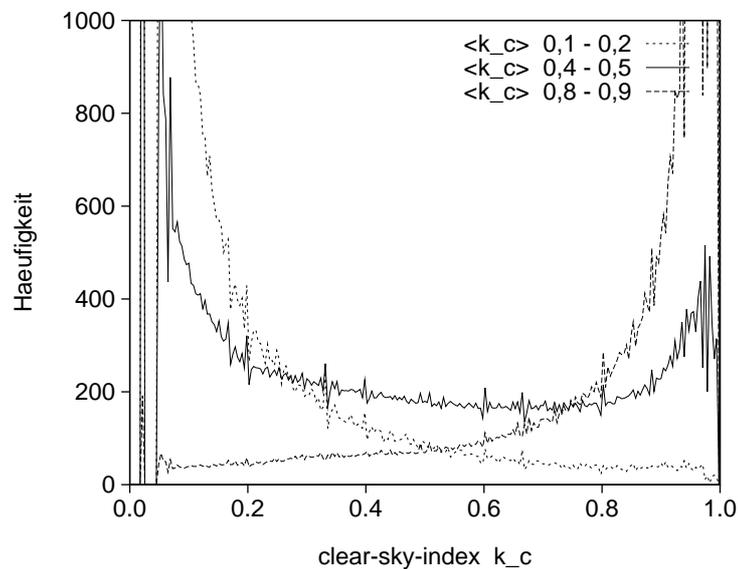
In den folgenden Abschnitten werden regelmäßig Mittelwerte und Standardabweichungen bestimmt, die sich jeweils entweder auf räumliche Ensembles oder auf Zeitreihen beziehen. Um diesen Bezug der Mittelung klarzustellen, werden die Mittelwerte  $\langle u \rangle$  mit Indices versehen:  $\langle u \rangle_x$  steht für eine räumliche Mittelung (zumeist in 2 Dimensionen),  $\langle u \rangle_t$  für das Mittel über eine Zeitreihe und  $\langle u \rangle_s$  speziell für das Mittel über einen Slot (also über dasselbe Halbstunden-Intervall jedes Tages) über einen Monat. In gleicher Weise wird die Standardabweichung mit Indices gekennzeichnet. Die Standardabweichung, hier die Wurzel aus der mittleren quadratischen Abweichung vom Mittelwert (allgemeiner: das zentrierte zweite Moment einer Zufallsgröße), wird für die räumliche Mittelung demnach so dargestellt:

$$\sigma_x(u) = \sqrt{\langle (u - \langle u \rangle_x)^2 \rangle_x}$$

Auch hier gelten die Indices t und s (statt x) für die zeitliche und Slotweise Berechnung der Standardabweichung. Die gewöhnliche Schreibweise  $\sigma_u$  wird hier nicht benutzt, um Problemen mit der Anhäufung von Indices (z. B.  $\sigma_{x,k_c}$ ) zu entgehen.



**Figur 2.1:** Histogramme des Clear-sky-Index  $k_c$ , dargestellt für drei Klassen des mittleren  $k_c$  der Gesamtszene. In jede der drei Kurven gehen alle 11:30-Szenen einer  $\langle k_c \rangle_x$ -Klasse und eines Jahres ein. Die Klassenbreite der Einteilung nach  $\langle k_c \rangle_x$  ist 0,1, die Klassenbreite der Histogramme selbst ist 0,004 ( $= 1/256$ , da die  $k_c$ -Werte in 8-Bit-Zahlen gespeichert sind). Die Fläche unter einer Kurve entspricht 65536, der Anzahl Pixel in einer Szene. Der isolierte Peak bei  $k_c = 0,03$  resultiert aus einer technischen Eigenheit des Heliosat-Modells.



**Figur 2.2:** Vergrößerter Ausschnitt aus Figur 2.1. In allen Klassen treten sehr kleine oder sehr große Werte von  $k_c$  stets häufiger auf als mittlere Werte. Trotz der relativ großen Pixelfläche von  $5 \times 4,5 \text{ km}^2$  ist das solare Einstrahlungsfeld wesentlich durch die Zustände klar oder dicht bewölkt charakterisiert – „mittelgraue“ Pixel treten selten auf.

## 2.1 Einfache Methoden der Strukturanalyse

### 2.1.1 Räumliche Varianz

Die Daten des solaren Einstrahlungsfelds liegen – nach den in Abschnitt 1.4.3 beschriebenen Vorarbeiten – als Szenen des Clear-sky-Index  $k_c$  und als Szenen der Einstrahlung auf eine geneigte Fläche  $G_{gt}$  vor. Diese Szenen wurden direkt aus Satellitenbildern abgeleitet. Zur Charakterisierung dieser Szenen erscheinen daher Standard-Maßzahlen der Statistik oder der Bildverarbeitung zunächst naheliegend.

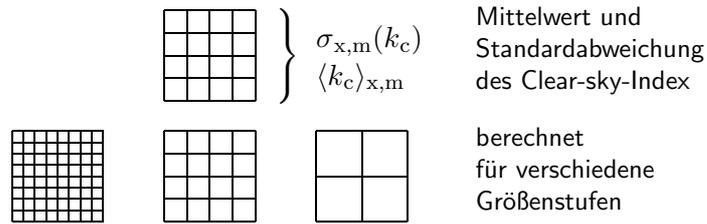
Trivial ist die Charakterisierung einer Szene durch den Mittelwert über die gesamte abgebildete Fläche  $\langle k_c \rangle_x$ . Die Mittelwerte einer Szene werden bei den folgenden Untersuchungen vor allem zur Einteilung der Szenen in Klassen herangezogen.

Eine einfache Charakterisierung aus der Bildverarbeitung nutzt Histogramme der Helligkeitswerte („Grauwerte“) einer Szene. Dies sind Häufigkeitsverteilungen der  $k_c$ -Werte, die schon einige Schlüsse auf die Eigenschaften des Einstrahlungsfelds zulassen. Die Figuren 2.1 und 2.2 zeigen zwei Histogramme, die aus zahlreichen Szenen in drei verschiedenen  $\langle k_c \rangle_x$ -Klassen erzeugt wurden. Deutlich sichtbar treten kleine ( $k_c < 0,2$ ) und große ( $k_c > 0,8$ ) Werte häufiger auf als mittlere.

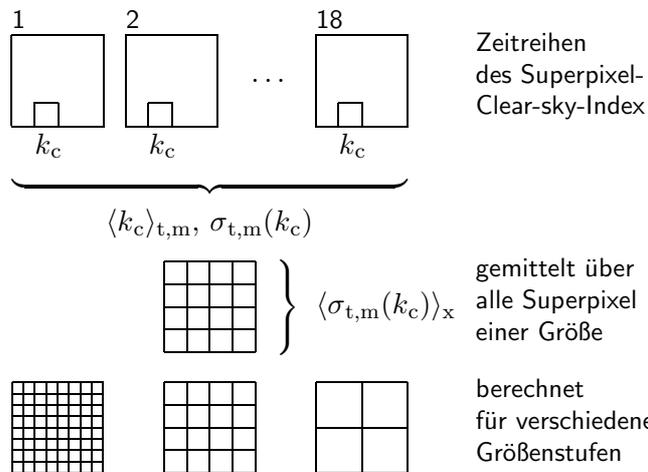
Das Strahlungsfeld wird demnach mehr von klaren oder sehr bedeckten Situationen bestimmt als von mittleren Atmosphärenzuständen. Dieser Sachverhalt diente auch schon lange als Grundannahme für Ansätze zur Modellierung des zeitlichen Verhaltens von Einstrahlungswerten [51][70][74][77][76] bzw. des zeitlichen und räumlichen Verhaltens eines Einstrahlungsfelds [31]. Die Satellitenszenen zeigen diese bimodale Verteilung allerdings nicht in der Klarheit wie die genannten Veröffentlichungen, die auf der Auswertung von zeitlich hochaufgelösten Bodendaten basieren. Dies liegt an der nicht vernachlässigbaren Größe des kleinsten Mittelungsgebiets, einem Pixel von  $5 \times 4,5 \text{ km}^2$  Fläche. Kleinräumige durchbrochene Bewölkung, die unter diesem Größenmaßstab liegt, trägt damit bereits zu Pixeln mit mittleren  $k_c$ -Werten bei.

Ein drittes einfaches Maß für die Charakterisierung der Einstrahlungssituation ist die räumliche Variabilität des Clear-sky-Index, ausgedrückt durch die Standardabweichung  $\sigma_x(k_c)$  der  $k_c$ -Werte für die gesamte Szene. Werte von  $\sigma_x(k_c)$  werden in Figur 2.5 gezeigt. Klar ist, daß hohe räumliche Variationen in  $k_c$  nur bei mittleren Werten von  $\langle k_c \rangle_x$  (gemittelt über die ganze Szene) auftreten können. Auffällig ist allerdings, daß bei diesen mittleren Werten von  $\langle k_c \rangle_x$  (etwa von 0,4 bis 0,6) keine niedrigen Standardabweichungen zu beobachten sind. Szenen mittlerer Gesamteinstrahlung sind also immer durch eine relativ hohe räumliche Variabilität bestimmt.

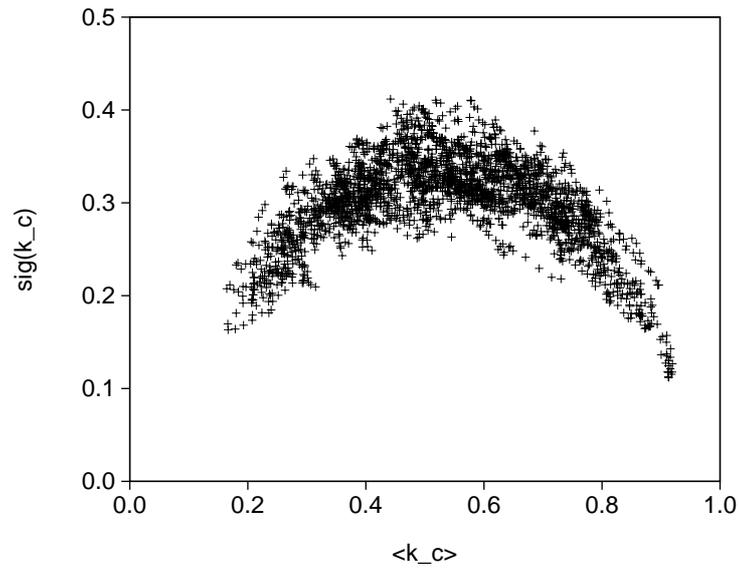
Diese Gesamt-Standardabweichung liefert, ebenso wie die Histogramme, noch keine größenskalenabhängigen Informationen, sie kann also z. B. Schachbrettmuster mit großen oder kleinen Feldern nicht unterscheiden. Auf der Basis der Satellitenbilder ist es allerdings einfach, die räumliche und zeitliche Variabilität des Einstrahlungsfelds auf variablen Bildregionen, also auf Flächen



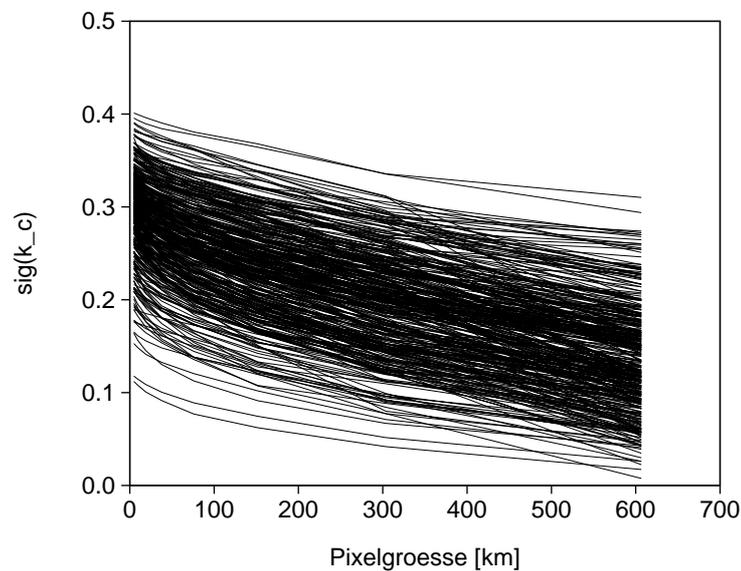
**Figur 2.3:** Rechenschema zur Bestimmung der räumlichen Standardabweichung des Clear-sky-Index  $k_c$  in Abhängigkeit von der Pixelgröße. In einem Rechenschritt werden jeweils 4 benachbarte Pixel zu einem Superpixel zusammengefaßt. Mittelwerte  $\langle k_c \rangle_{x,m}$  und Standardabweichungen  $\sigma_{x,m}(k_c)$  werden dann auf jeder Größenstufe jeweils über alle Superpixel dieser Stufe berechnet.



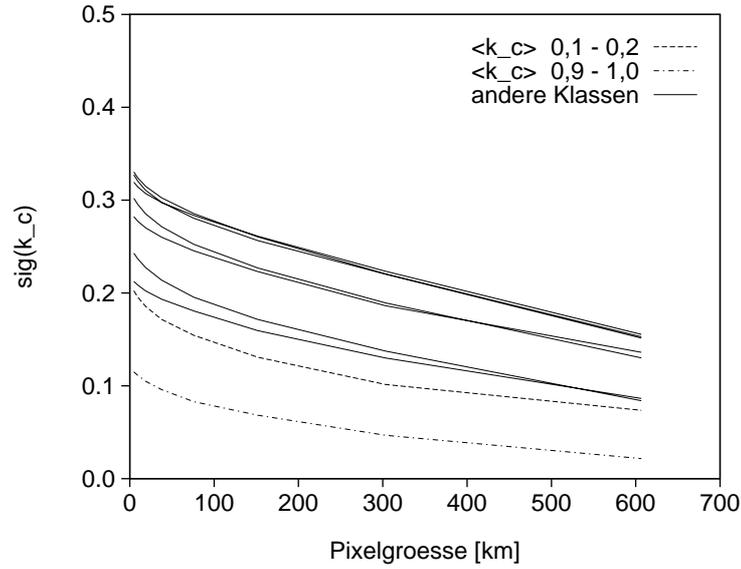
**Figur 2.4:** Rechenschema zur Bestimmung der zeitlichen Standardabweichung des Clear-sky-Index  $k_c$  in Abhängigkeit von der Pixelgröße. In einem Rechenschritt werden jeweils 4 benachbarte Pixel zu einem Superpixel zusammengefaßt. Die über jeweils 18 Slots reichenden Zeitreihen des Clear-sky-Index werden dann zunächst individuell für alle Superpixel dieser Größenstufe ausgewertet. Zur Darstellung werden die Mittelwerte  $\langle k_c \rangle_{t,m}$  und Standardabweichungen  $\sigma_{t,m}(k_c)$  noch durch räumliche Mittelung zusammengefaßt.



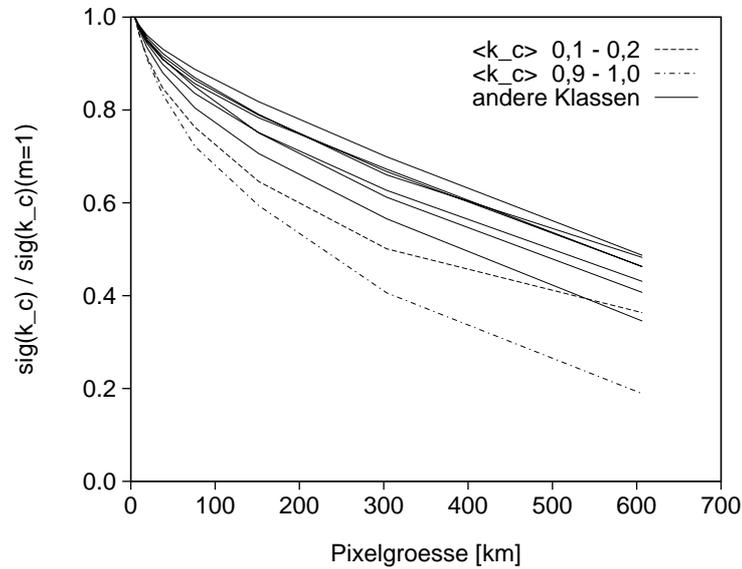
**Figur 2.5:** Räumliche Standardabweichung des Clear-sky-Index  $k_c$  innerhalb einer Szene, dargestellt über dem mittleren Clear-sky-Index  $\langle k_c \rangle_x$  dieser Szene. Jeder Punkt repräsentiert eine Szene, insgesamt wurden etwa 2500 Szenen von 10:00 bis 13:00 jedes Tages ausgewertet. Die größten räumlichen Inhomogenitäten treten bei mittleren Werten von  $\langle k_c \rangle_x$  auf, insbesondere gibt es keine homogenen Szenen mit mittlerem  $\langle k_c \rangle_x$ .



**Figur 2.6:** Räumliche Standardabweichung des Clear-sky-Index  $k_c$  in Abhängigkeit von der Pixelgröße. Für jede nächste Stufe  $m$  werden jeweils 4 benachbarte Pixel zu einem Superpixel zusammengefaßt.  $\sigma_{x,m}(k_c)$  wird dann über alle Superpixel berechnet. Je größer die so betrachteten Regionen werden, umso weiter reduziert sich die räumliche Standardabweichung.



**Figur 2.7:** Mittlere Abnahme der räumlichen Standardabweichung  $\sigma_x(k_c)$  in Klassen der Breite 0,1 des mittleren Clear-sky-Index. Der Verlauf und der Betrag der Abnahme sind in allen Klassen ähnlich, allerdings hängt der Anfangswert (für die kleinste Größenstufe) klar von  $\langle k_c \rangle_x$  ab (vgl. Figur 2.5).



**Figur 2.8:** Mittlere relative Abnahme der räumliche Standardabweichung  $\sigma_{x,m}(k_c)$  in Klassen der Breite 0,1 des mittleren Clear-sky-Index. Im Gegensatz zu Figur 2.7 sind hier die Werte  $\sigma_{x,m}(k_c)$  auf die Standardabweichung bei der kleinsten Pixelgröße  $\sigma_{x,1}(k_c)$  bezogen.

verschiedener Größe, zu betrachten. Dazu werden in wiederholter Folge jeweils 4 benachbarte Pixel einer Szene zu einem Superpixel gemittelt. In einer Szene mit einer Kantenlänge von 256 Pixeln kann dieser Vorgang 8 mal durchgeführt werden, bis ein einziges Pixel übrigbleibt. Inklusive der Originalszene ergeben sich neun mit  $m$  bezeichnete Größenstufen. Figur 2.3 veranschaulicht dieses Verfahren.

Für die Szenen aus solchen Superpixeln werden dann für jede Stufe  $m$  wieder Mittelwerte  $\langle k_c \rangle_{x,m}$  und Standardabweichung  $\sigma_{x,m}(k_c)$  bestimmt, von denen die letzte ( $m = 9$ ) mit nur einem Pixel natürlich keine räumliche Varianz mehr aufweist. Während bei diesem Prozeß die Mittelwerte für alle Größenstufen gleich sind, nimmt die Standardabweichung mit zunehmender Größenstufe stetig ab.

Diese Abnahme ist in Figur 2.6 einmal beispielhaft für alle 11:30-Szenen des Jahres dargestellt. Die Reduktion von  $\sigma_{x,m}(k_c)$  hat dabei für alle Szenen einen vergleichbaren Verlauf und Betrag. Die Kurven werden nur wesentlich durch den Startwert bei der kleinsten Größenstufe, also  $\sigma_{x,1}(k_c)$ , bestimmt. Dieser hängt wiederum (siehe Figur 2.5) mit dem Mittelwert  $\langle k_c \rangle_x$  zusammen.

Eine Sortierung nach Klassen ähnlicher Mittelwerte  $\langle k_c \rangle_x$  liegt damit nahe. Figur 2.7 zeigt für die  $\langle k_c \rangle_x$ -Klassen die mittlere Abnahme von  $\sigma_{x,m}(k_c)$ , also den Wert

$$\langle \sigma_{x,m}(k_c) \rangle_t = \left\langle \sqrt{\langle (k_{c,m} - \langle k_{c,m} \rangle_x)^2 \rangle_x} \right\rangle_t \quad (2.1)$$

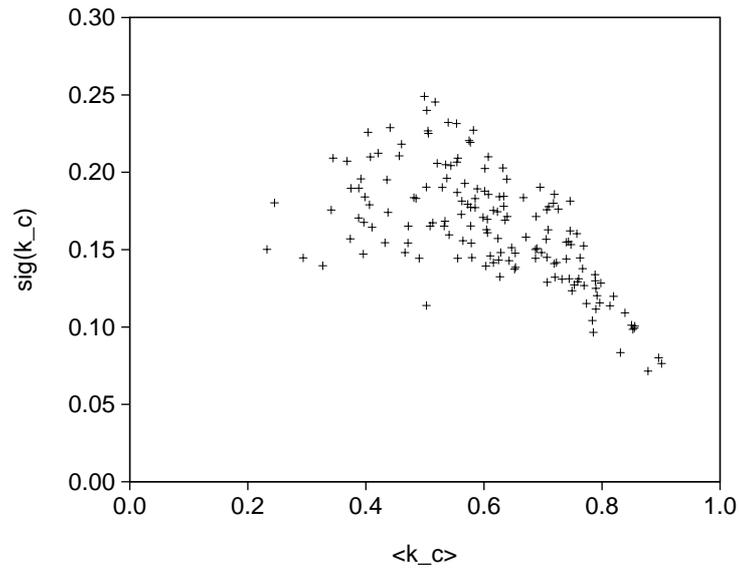
über der Superpixelgröße (innerhalb der Klassen wird nochmals zeitlich gemittelt). Figur 2.8 zeigt dieselben Daten, aber normiert auf die Standardabweichung bei der kleinsten Pixelgröße, also der Größenstufe der Originalbilder. Im Vergleich zur Situation bei Einzelpixeln halbiert sich die räumliche Standardabweichung annähernd bis zur Stufe der größten Superpixel ( $m = 8$ ), die der Aufteilung einer Szene in vier Teile entspricht. Diese Halbierung tritt relativ gleichmäßig in allen  $\sigma_x(k_c)$ -Klassen auf.

### 2.1.2 Zeitliche Varianz

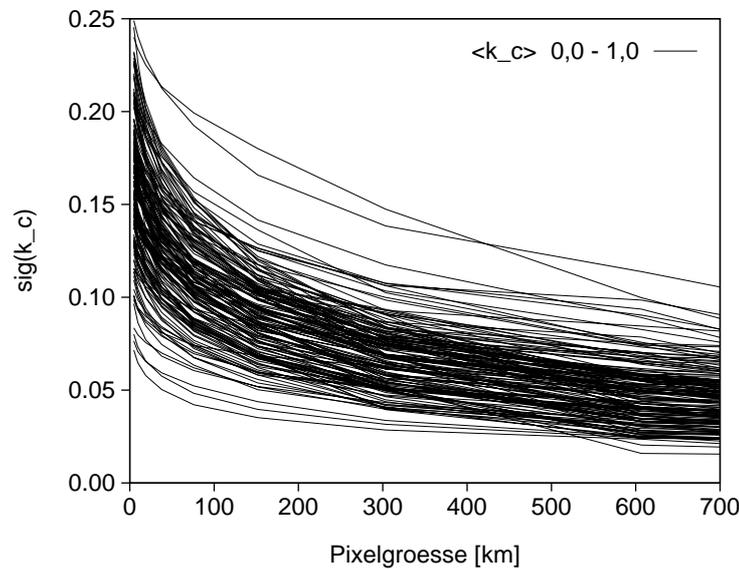
Schon diese Maßzahlen  $\sigma_{x,m}(k_c)$  lassen sich aus der Sicht eines zukünftigen Energieversorgers oder Netzbetreibers interpretieren. Für ein Stromversorgungsnetz mit einem merkbaren Anteil solarer Erzeugung deuten sie den möglichen Leistungsfluß *zwischen* verschiedenen Regionen einer Größenstufe  $m$  an. Ein Ausgleichsfluß zwischen kleinräumigen Regionen wird also – relativ zur flächenspezifisch installierten Leistung – größer sein als der zwischen großräumigen Regionen.

Ebensowichtig für einen Netzbetreiber ist die Untersuchung der möglichen zeitlichen Fluktuation der Einstrahlung und damit der solaren Erzeugung *innerhalb* einer Region. Also müssen Zeitreihen von Szenen untersucht werden, was zunächst mit ähnlich einfachen Maßzahlen geschieht.

Aus einer Reihe von Szenen lassen sich pixelweise Zeitreihen des jeweils lokalen  $k_c$  bestimmen. Als Reihen werden hier jeweils 18 Szenen (9:00 bis



**Figur 2.9:** Zeitliche Standardabweichung des Clear-sky-Index  $k_c$  über die 18 Szenen eines Tages, dargestellt über dem mittleren  $k_c$  desselben Tages. Jeder Punkt repräsentiert einen Tagesgang, insgesamt wurden die 183 Tage des Sommerhalbjahres ausgewertet.



**Figur 2.10:** Zeitliche Standardabweichung des Clear-sky-Index  $k_c$  in Abhängigkeit von der Pixelgröße. Betrachtet wird die Fluktuation von  $k_c$  innerhalb einzelner Pixel oder Superpixel über die 18 30-Minuten-Schritte jedes Tages. Dargestellt sind alle Tage des Halbjahres-Zeitraums. Das Konzept der Zusammenfassung zu Superpixeln entspricht dem Verfahren bei den räumlichen Untersuchungen. Je größer die betrachteten Regionen werden, desto weiter reduzieren sich die Schwankungen auch auf der Zeitskala.

17:30) aller Tage des früher definierten Halbjahres-Zeitraums genutzt. Jede dieser lokalen Zeitreihen hat einen Mittelwert  $\langle k_c \rangle_t$  und eine Standardabweichung  $\sigma_t(k_c)$ . Die einzelnen Standardabweichungen lassen sich zu einer mittleren Standardabweichung der Einzelpixel (also sinngemäß für  $m = 1$ ) eines Tages  $\langle \sigma_t(k_c)_{(D)} \rangle_x$  zusammenfassen. Figur 2.9 zeigt diese tägliche mittlere Standardabweichung über dem Mittelwert von  $k_c$  des jeweiligen Tages. Ähnlich wie bei der räumlichen Standardabweichung für eine einzelne Szene (Figur 2.5) treten höhere zeitliche Variabilitäten an Tagen mit mittleren Werten von  $\langle k_c \rangle_{x(D)}$  auf. Der auswertbare Halbjahreszeitraum liegt im Sommerhalbjahr, niedrige Werte von  $\langle k_c \rangle_{x(D)}$  tauchen daher seltener auf als in Figur 2.5, für die das ganze Jahr genutzt werden konnte (zum jahreszeitlichen Verlauf der Mittelwerte von  $k_c$  vgl. auch Figur 1.9).

Mit dem oben eingeführten Konzept der Superpixel läßt sich die mittlere zeitliche Standardabweichung auch für größere Regionen als  $\langle \sigma_{t,m}(k_c)_{(D)} \rangle_x$  für alle 9 Stufen  $m$  berechnen. Das Verfahren wird in Figur 2.4 verdeutlicht. So kann die Abhängigkeit der mittleren zeitlichen Standardabweichung von der Größenstufe  $m$ , also

$$\langle \sigma_{t,m}(k_c) \rangle_x = \left\langle \sqrt{\langle (k_{c,m} - \langle k_{c,m} \rangle_t)^2 \rangle_t} \right\rangle_x \quad (2.2)$$

bestimmt werden. Figur 2.10 zeigt diese Abhängigkeit für alle vollständigen Tageszeitreihen des Halbjahres-Zeitraums in 1997.

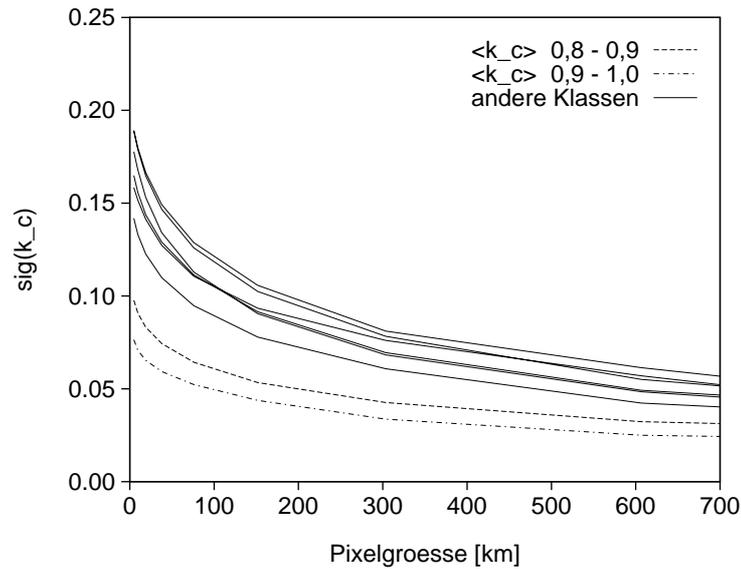
Ähnlich wie bei der Untersuchung der räumlichen Standardabweichung ist eine deutliche Abnahme der zeitlichen Fluktuation mit der Größe der betrachteten Region zu beobachten. Auch hier unterscheiden sich Form und Betrag der Abnahme kaum, wohl aber die Startwerte, die durch die zeitliche Variabilität auf der kleinsten Größenstufe gegeben sind.

Eine Zusammenfassung in Klassen ist in Figur 2.11 gezeigt, Figur 2.12 zeigt die relative Abnahme der zeitlichen Fluktuationen. Interessant ist bei der letzten Darstellung, daß die Kurven für alle Klassen (also für bedeckte, bewölkte und klare Situationen) nahezu identisch sind. Mit Blick auf die Integration von Solarstrom in Versorgungsnetze ergibt sich aus Figur 2.12 die Aussage, daß eine Vervierfachung der Gebietsgröße (Verdoppelung der Kantentlänge) die zeitlichen Fluktuationen der solaren Erzeugung im Mittel um 10 Prozent verringert, und das unabhängig vom Bewölkungszustand.

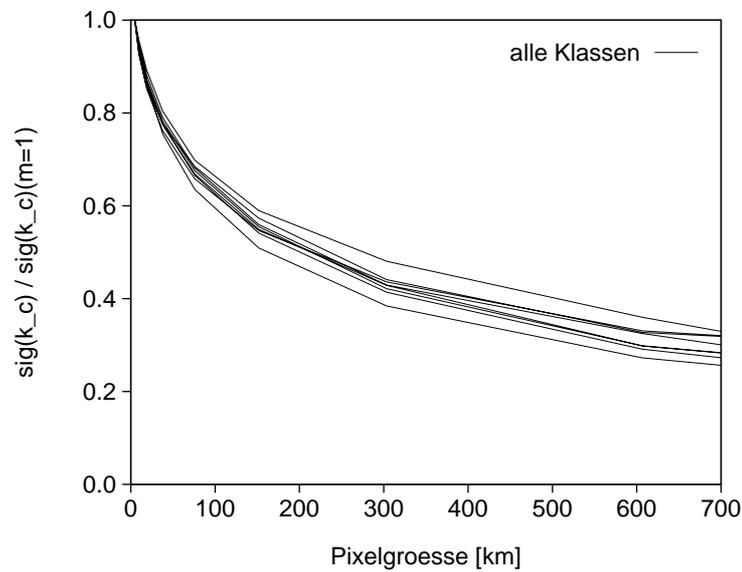
### 2.1.3 Rückblick: Korrelationsmodell für verteilte Erzeuger

Ähnliche Untersuchungen wurden bereits von Steinberger [74] durchgeführt. Dabei standen keine großflächigen und räumlich hochaufgelösten Einstrahlungsdaten zur Verfügung, für die solare Erzeugung auf einem Netz von Gitterpunkten mußte zunächst ein Modell aufgestellt werden. Dieses wird hier kurz nachvollzogen.

Ausgangspunkt waren Zeitreihen von Stundensummen der solaren Einstrahlung für 6 Meßstationen des DWD über 10 Jahre, wobei die Einstrahlung auf die geneigte Fläche  $G_{gt}$  aus den bereitgestellten Meßwerten der Global-



**Figur 2.11:** Mittlere Abnahme der zeitlichen Standardabweichung  $\sigma_t(k_c)$  in Klassen der Breite 0,1 des mittleren Clear-sky-Index. Auch hier ist der Verlauf und der Betrag der Abnahme in allen Klassen ähnlich, wieder hängt der Verlauf und der Betrag der Abnahme in allen Klassen ähnlich, wieder hängt der Anfangswert (für die kleinste Größenstufe) klar von  $\langle k_c \rangle_t$  ab (vgl. Figur 2.9).



**Figur 2.12:** Mittlere relative Abnahme der zeitlichen Standardabweichung  $\sigma_t(k_c)$  in Klassen der Breite 0,1 des mittleren Clear-sky-Index. Wieder sind, wie in Figur 2.8, alle Werte auf die Standardabweichung bei der kleinsten Pixelgröße  $\sigma_{x,1}(k_c)$  bezogen.

und Diffusstrahlung auf eine horizontale Fläche berechnet wurden. Steinberger betrachtete, getrennt nach Tagesstunden, die Abweichung der gemessenen Einstrahlung  $G_{\text{gt}}$  vom Monatsmittelwert für die entsprechende Stunde  $\langle G_{\text{gt}} \rangle_s$  (der Index  $s$  steht hier, in Anlehnung an die slotweise Mittelung bei Satellitendaten, für das Mittel über alle Werte einer Tagesstunde im Monat). Diesem Vorgehen liegt die Idee zugrunde, daß für einen Nutzer der Sonnenenergie nicht die gesamten Fluktuationen der Einstrahlung, sondern nur die Abweichungen gegenüber dem bekannten und damit vorhersehbareren mittleren Tagesgang interessant sind. Eine derartige Aufteilung in einen deterministischen und einen stochastischen Anteil ist ein übliches Verfahren zur Trendbereinigung von Zeitreihen, es wird in verschiedenen bekannten Verfahren zur Einstrahlungsmodellierung genutzt (z. B. [1]). Werden die verbleibenden Fluktuationen noch mit ihrer Standardabweichung normiert, resultiert eine Residualzeitreihe

$$X(t) = \frac{G_{\text{gt}} - \langle G_{\text{gt}} \rangle_s}{\sigma_s(G_{\text{gt}})} \quad (2.3)$$

Diese hat den Mittelwert 0 und die Standardabweichung 1. Für zwei verschiedene Meßstationen  $i$  und  $j$  wird dann der Kreuzkorrelationskoeffizient (ohne Zeitversatz) der beiden Residualreihen berechnet:

$$r_{ij} = \frac{1}{\sigma_{t,i} \sigma_{t,j}} \langle (G_{\text{gt},i} - \langle G_{\text{gt},i} \rangle_t)(G_{\text{gt},j} - \langle G_{\text{gt},j} \rangle_t) \rangle_t \quad (2.4)$$

Der Kreuzkorrelationskoeffizient gibt nun ein direktes Maß der Ähnlichkeit der beiden Zeitreihen in Abhängigkeit von der Entfernung der Meßstationen. Bei 6 Meßstationen konnte Steinberger 15 Paare mit jeweils verschiedenen Abständen  $d_{ij}$  bilden. Die Abnahme von  $r_{ij}$  ließ sich durch eine einfache Exponentialfunktion gut annähern:

$$r_{ij} = e^{-ad_{ij}} \quad (2.5)$$

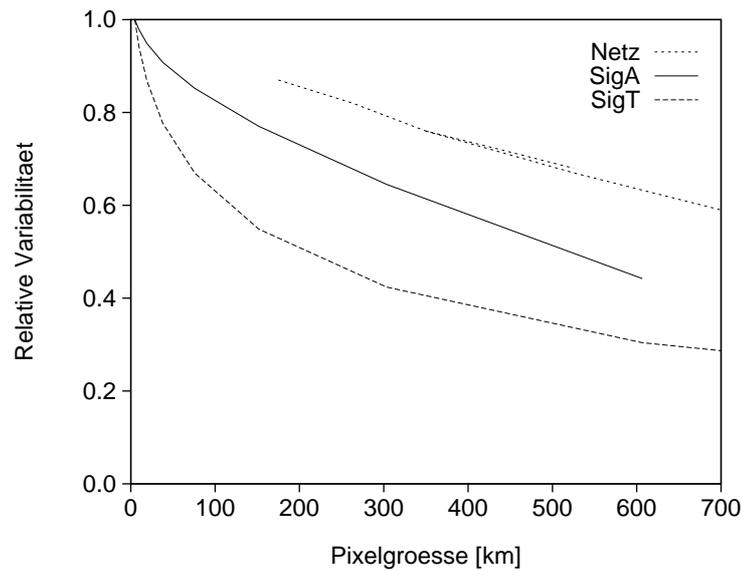
Für  $a$  fand Steinberger  $0,00338 \text{ m}^{-1}$ , für eine Entfernung der Meßstationen von 600 km (etwa die halbe Kantenlänge einer Szene) ergibt sich  $r_{ij}$  zu 0,13. Die Gültigkeit dieses Modells wurde in einer Untersuchung an den Meßdaten des 1000-Dächer-Programms bestätigt [80].

Mit der Formulierung des Modells für  $r_{ij}$  ist es auch möglich, das Verhalten eines Ensembles von solaren Erzeugern zu beschreiben, ohne über explizite Zeitreihen für die einzelnen Standorte, z. B. auf den Knotenpunkten eines Gitters, zu verfügen. Die Entfernungsabhängigkeit von  $r_{ij}$  kann direkt genutzt werden, um die Standardabweichung für das Ensemble zu errechnen:

$$\sigma_t(G_{\text{gt,ens}}) = \frac{1}{M^2} \sum_{i=1}^M \sum_{j=1}^M \sigma_i \sigma_j r_{ij} \quad (2.6)$$

Gleichung (2.6) ergibt sich aus der Definition der Standardabweichung und der Form des Ensemblemittels  $\langle X(t) \rangle_x = 1/M \sum_{i=1}^M X(t)$ .

Steinberger definiert dann zwei Modellgitter mit 12 und 48 Stationen, für die er nach (2.6) aus den paarweisen Abständen aller Stationspaare  $\sigma_t(G_{\text{gt,ens}})$



**Figur 2.13:** Vergleich der drei Untersuchungen zur Abnahme der Variabilität mit zunehmender Gebietsgröße. Die drei Kurven zeigen v. o. n. u.: „Netz“: die Ensemble-Standardabweichung  $\sigma_{t,m}(G_{gt,ens})$  nach der Modellgitter-Berechnung von Steinberger [74]; „SigA“: die mittlere relative Abnahme der räumlichen Standardabweichung  $\sigma_{x,m}(k_c)$  (aus dem vorletzten Abschnitt); „SigT“: die mittlere relative Abnahme der zeitlichen Standardabweichung  $\sigma_{t,m}(k_c)$  (aus dem letzten Abschnitt) für jeweils wachsende Gitterpunktabstände bzw. wachsende Superpixel.

berechnet. Aus einer Variation der Maschenweite der Modellgitter ergeben sich schließlich Werte für Regionen mit Gesamtausdehnungen zwischen 175 km und 1050 km. Die Abnahme der Ensemble-Standardabweichung mit zunehmender Gesamtausdehnung zeigt Figur 2.13. In derselben Figur sind auch die Ergebnisse aus den beiden vorangehenden Abschnitten aufgetragen, die Reduktion der räumlichen und der zeitlichen Standardabweichung in den Satellitenszenen.

Die Kurven in Figur 2.13 zeigen die relative Abnahme der Variabilität damit zwar für 3 verschiedene Größen, sind aber in ihrer Aussage dennoch vergleichbar. Die Rechnungen von Steinberger basieren auf normierten Residuen der Einstrahlung auf eine geneigte Fläche  $G_{gt}$ , bezogen auf den langjährigen mittleren monatlichen Tagesgang. Die Satellitenszenen dagegen werden auf die Variation des Clear-sky-Index  $k_c$  in einer Szene gegen das Szenenmittel bzw. an einem Tag gegen das Tagesmittel untersucht.

Die normierten Residuen und der Clear-sky-Index sind durchaus vergleichbar, beide Verfahren entfernen die deterministischen Anteile im Tages- und Jahresgang der solaren Einstrahlung. Insbesondere für die Betrachtung der *relativen* Abnahme von Einstrahlungsfuktuationen erscheinen beide Größen gleichwertig. Verschieden sind allerdings die Bezugspunkte für die Betrachtung der stochastischen Anteile der Fluktuationen.

Steinberger betrachtet die Variabilität gegenüber dem mittleren monatlichen Tagesgang, die Satellitenszenen werden in dieser Arbeit gegen das Szenenmittel bzw. gegen das Tagesmittel untersucht. In den Resultaten von Steinberger bleibt daher die Abweichung einzelner Tagessummen gegen das Monatsmittel erhalten, die Abnahme der Fluktuation mit der Gebietsgröße ist also geringer, weil dieser Anteil auch durch eine Vergrößerung der Region nicht zum Verschwinden gebracht werden kann.

Außerdem betrachtete Steinberger die Daten von 12 oder 48 Einzelstandorten mit variabler Entfernung, während die beiden davor beschriebenen Rechnungen jeweils Mittelwerte über aneinander angrenzende Flächenelemente nutzen. Die Variabilität in einem regelmäßigen Gitter aus Flächenmittelwerten wird aber stets kleiner sein als die Variabilität in einem nach der räumlichen Dimension vergleichbaren Gitter mit Einzelpunkt-Werten.

Die Ergebnisse aus den bis hier beschriebenen Satellitenszenen-Analysen stehen also qualitativ in Übereinstimmung mit den Resultaten früherer Arbeiten.

## 2.2 Weitergehende Methoden der Strukturanalyse

Alle bisher beschriebenen Untersuchungen basierten auf direkten empirischen Ansätzen, die ein spezielles Problem mit einer direkt darauf ausgerichteten Untersuchungsmethode analysierten. Zweckmäßig wäre allerdings eine generalisiertere Beschreibung des räumlichen und zeitlichen Verhaltens des Einstrahlungsfelds, die eine eindeutige Zuordnung von Eigenschaften zu Größenstufen ermöglicht.

Typische mathematische Ansätze der Signalanalyse untersuchen ein Signal

nicht nur im Orts- oder Zeitraum, sondern auch im Frequenzraum. Dabei besteht oft das Problem, daß die zur Analyse nutzbaren Daten nicht den mathematischen Anforderungen für eine „saubere“ Transformation in den Frequenzraum genügen. Eine typische Bedingung ist z. B. die Stationarität, die für beliebige gemessene Signale nicht gegeben sein muß oder aufgrund der zeitlichen Beschränktheit des Signals gar nicht gegeben sein kann.

Ausgehend von der klassischen Methode der Analyse im Frequenzraum, der Fourierzerlegung, werden deswegen im folgenden Abschnitt verschiedene Methoden vorgestellt, die sich immer mehr an die Eigenschaften real gemessener Signale beschränkter Dauer oder beschränkter räumlicher Ausdehnung anpassen. Der übernächste Abschnitt stellt dann die spezielle Methode der Mehrfachauflösung im Detail vor.

Bei den vorliegenden Datensätzen des Clear-sky-Index  $k_c$  oder der daraus ermittelten Einstrahlung tritt generell das Problem auf, daß die einzelnen Zeitreihen-Abschnitte immer nur maximal 18 Slots lang sind, da für die Nachtstunden keine Daten vorliegen. Für derart kurze zeitliche Abschnitte gibt es keine sinnvoll anwendbaren Verfahren der Frequenzanalyse, schon deswegen, weil 18 Einzelwerte nahezu keine Frequenzinformation enthalten können.

Im Ortsraum sollte die Anwendung angepaßter Verfahren besser möglich sein. Die Szenen haben eine Kantenlänge von 256 Pixeln, und ein Pixel ist kein singulärer Abtastwert, sondern ein Abtastmittel. Es lassen sich also nur bestimmte Frequenzen auswerten, aber höhere Frequenzen (die es im Wolkenfeld zweifelsohne geben kann) sollten sich nicht im solchermaßen gemittelten Signal wiederfinden.

Alle folgenden Betrachtungen beziehen sich daher auf den Ortsraum und seine Entsprechung, den Ortsfrequenzraum. Die zeitliche Entwicklung wird erst später wieder betrachtet, indem die zeitliche Entwicklung der Maßzahlen aus dem Ortsfrequenzraum untersucht wird.

### 2.2.1 Fourier-, Gabor- und Wavelet-Transformationen

Der bekannteste Ansatz der Signalanalyse im Frequenzraum basiert auf der Fourier-Transformation

$$H(f) = \int_{-\infty}^{\infty} h(x) e^{2\pi i f x} dx \quad (2.7)$$

Wenn die Energie der Funktion  $h(x)$  beschränkt ist (d. h.  $h(x)$  quadratintegabel ist), wird sie durch die Funktion  $H(f)$  vollständig repräsentiert, sie wurde vom Ortsraum in den Frequenzraum transformiert.  $h(x)$  und  $H(f)$  sind dann zwei gleichwertige Darstellungen derselben Information. Bei beliebigen Funktionen ist dazu der ganze Wertebereich von  $f$  notwendig, bei periodischen Funktionen reichen die ganzzahligen Vielfachen der Grundfrequenz, die sich aus der Periodenlänge ergibt.

Für den Fall eines nur an  $N$  diskreten Raumpunkten gemessenen Signals wird das Integral in (2.7) durch eine Summe angenähert, statt  $H(f)$  entsteht

eine diskrete Folge  $H_n$ :

$$H_n = \sum_{k=0}^{N-1} h_k e^{2\pi i k n / N} \quad (2.8)$$

Das Signal wird so auf  $N$  Werte  $H_n$  abgebildet, die das Signal im diskretisierten Frequenzraum beschreiben.

Eine wesentliche Bedingung für die diskrete Fourier-Transformation ist die Stationarität des untersuchten Signals. In der Praxis wird diese Forderung meist so ausgelegt, daß die Reihe  $h(x)$  hinreichend lang sein soll und verschiedene Ausschnitte aus dem Signal denselben Mittelwert aufweisen sollen. Anschaulich wird durch diese Bedingungen vermieden, daß ein Trend im Signalverlauf bei der (impliziten) periodischen Aneinanderreihung des Signals an der Stoßstelle einen Sprung erzeugt, der dann zu Beiträgen bei vielen Fourier-Koeffizienten  $H_n$  führt.

Beide Voraussetzungen sind allerdings bei den hier verfügbaren, vergleichsweise kleinen Szenen nicht gegeben. Außerdem wird das Signal bei einer Fourier-Transformation stets über seinen vollen Umfang analysiert, die Untersuchung einer  $k_c$ -Szene würde also Maßzahlen erzeugen, die für die ganze Szene gelten.

Ein Ausweg aus diesen Problemen besteht darin, die Fourier-Analyse mit einer Fensterfunktion zu kombinieren. Damit können räumlich beschränkte Datensätze untersucht werden, und die erzeugten Maßzahlen lassen sich bestimmten Regionen des ursprünglichen Signals zuordnen. In allgemeiner Darstellung (ohne normierende Faktoren) sieht eine gefensterter Fouriertransformation so aus:

$$G(f, b) = \int_{-\infty}^{\infty} h(x) \psi(x - b) e^{2\pi i f x} dx \quad (2.9)$$

$$G_n = \sum_{k=0}^{N-1} h_k \psi_{k-b} e^{2\pi i k n / N} \quad (2.10)$$

Vorzugsweise wird für  $\psi$  eine Gauß-Glockenfunktion eingesetzt, in diesem Fall nennt man  $G(f, b)$  Gabor-Transformierte [35][48]. Über die Variation von  $b$  wird das Fenster (welches konstante Form und Breite aufweist) über den Bereich des ursprünglichen Signals verschoben. Natürlich hängt das Ergebnis einer Gabor-Transformation von der Wahl der Breite der Glockenfunktion ab. Ein breites Fenster läßt keine genaue Lokalisierung im Ortsraum zu, ein schmales Fenster wird schwer mit tiefen Frequenzen zu nutzen sein. Die Frequenzselektivität des Verfahrens und die Lokalisierbarkeit der Resultate beeinflussen sich also gegenläufig, zur Wahl einer geeigneten Fensterbreite ist daher ein Vorwissen über den Signalinhalt bzw. über die gesuchten Signaleigenschaften notwendig.

Um dieses Problem zu umgehen und Signalstrukturen verschiedenener Größe ohne Vorab-Annahmen analysieren zu können, kann die Fensterbreite von  $\psi$  mit der Abtastfrequenz  $f$  verknüpft werden. Jetzt korrespondieren tiefe Fre-

quenzen mit breiten Fenstern und hohe Frequenzen mit schmalen Fenstern. Dieser Schritt führt zur Wavelet-Transformation [48]:

$$L(a, b) = \int_{-\infty}^{\infty} h(x) \psi'(ax - b) dx \quad (2.11)$$

Die Terme  $e^{2\pi ifx}$  und  $\psi(x - b)$  wurden zusammengefaßt, d. h. Sinus- und Kosinusfunktionen treten nicht mehr als Testfunktionen innerhalb eines Fensterbereichs auf. Statt dessen bilden die  $\psi'(ax - b)$  eine Schar von Funktionen mit den Scharparametern  $a$  und  $b$ . Diese werden – sinnbildlich gesprochen – unter verschiedenen Dehnungen oder Stauchungen („Dilatationen“, Parameter  $a$ ) und an verschiedenen Orten („Translationen“, Parameter  $b$ ) mit dem Verlauf des ursprünglichen Signals verglichen.

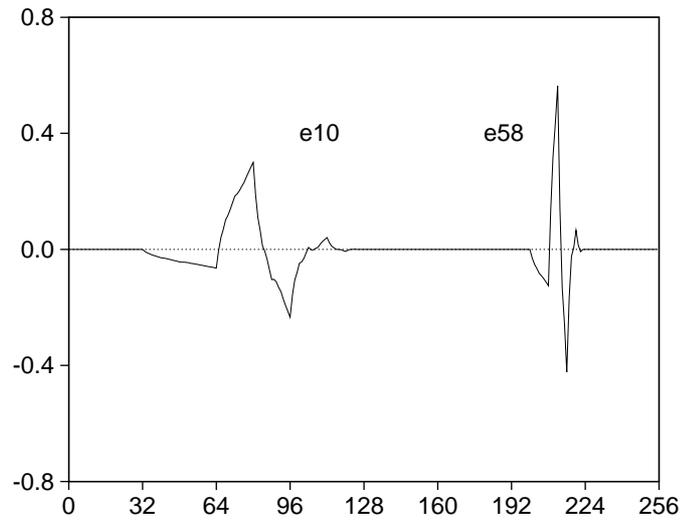
Die Gewichte der einzelnen (jeweils gedehnten / gestauchten und verschobenen) Wavelets werden als Wavelet-Koeffizienten bezeichnet. Diese Koeffizienten sind ein Maß für die lokale Variation des ursprünglichen Signals auf einer bestimmten Skala, d. h. in einem bestimmten Frequenzbereich. Sie charakterisieren damit die Signalstrukturen sowohl nach Größe als auch nach Ort. Ein Vorwissen, wie zum Beispiel bei der Wahl der Glockenbreite bei der Gabor-Transformation erforderlich, ist hier (zumindest im Prinzip) nicht notwendig. Die Wavelet-Transformation kann eine Filterung oder Analyse inklusive einer Ortszuordnung von Frequenzanteilen leisten, ohne a priori über die vorkommenden Frequenzen informiert zu sein.

Ähnlich wie die Fourier-Transformation stellt die Wavelet-Transformation eine Entwicklung eines Signals (allgemeiner einer Funktion) nach einer Funktionenbasis dar. Während diese Basis bei der Fourier-Transformation aus Sinus- und Kosinus-Funktionen gebildet wird, sind es bei der Wavelet-Transformation allgemeinere Elementarfunktionen, die Wavelets. Im Gegensatz zu den Sinus- und Kosinus-Funktionen sind die einzelnen Wavelet-Funktionen im Ortsraum lokalisiert, gleichzeitig sind sie es aber auch im Frequenzraum, der im Zusammenhang mit der Wavelet-Transformation auch als Skalenraum bezeichnet wird.

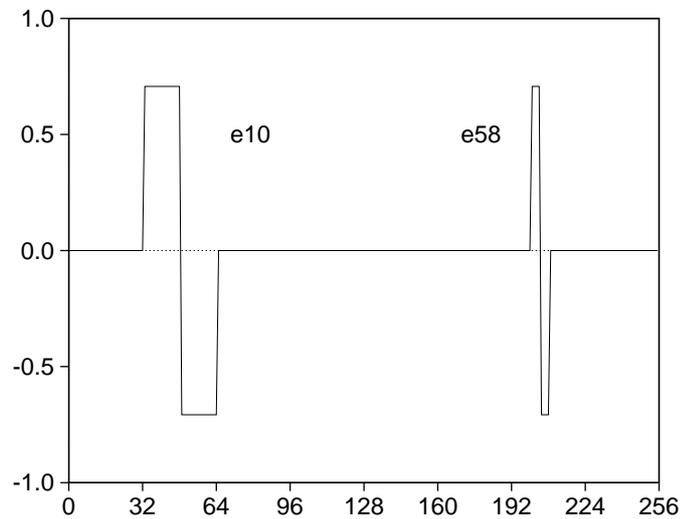
Funktionenbasen, die als Wavelets eingesetzt werden sollen, müssen verschiedene Bedingungen erfüllen. Die wichtigste dieser Bedingungen ist die Orthogonalität der einzelnen Funktionen zueinander. Sie ermöglicht es, die Redundanz zu vermeiden, die die Wavelet-Transformation beim Vergleich eines Signals  $h(x)$  mit Wavelets beliebiger Dehnung und an beliebigen Orten (Parameter  $a$  und  $b$  in  $\psi'(ax - b)$ ) erzeugt. Außerdem ist sie Bedingung für die Möglichkeit der exakten Rekonstruktion des Ursprungssignals aus den Wavelet-Koeffizienten, also der Möglichkeit einer Rücktransformation.

Die Lokalisierbarkeit im Ortsraum erfordert außerdem Wavelet-Funktionen mit möglichst kompaktem „Träger“, also möglichst geringer Ausdehnung im Ortsraum. Die Fähigkeit von Wavelet-Funktionen, bestimmte Anteile in einem Signal zu erkennen oder zu „übersehen“, hängt schließlich mit der Anzahl der verschwindenden Momente der Funktionen zusammen. Die Minimalforderung ist das Verschwinden des ersten Moments (d. h. des Mittelwerts der Waveletfunktion), die Faltung mit einem konstanten Signal ergibt





**Figur 2.14:** Zwei Vertreter der Klasse der Daubechies-4-Wavelets für eine Signallänge von 256 Schritten. Die Wavelets entstanden durch die Rücktransformation der beiden Einheitsvektoren  $\mathbf{e}_{10}$  und  $\mathbf{e}_{58}$ . Eine Schar von 255 verschiedenen Wavelets analysiert das Signal auf seiner gesamten Länge und auf verschiedenen Skalenstufen.



**Figur 2.15:** Zwei Vertreter der Klasse der Haar-Wavelets. Die Wavelets entstanden durch die Rücktransformation der beiden Einheitsvektoren  $\mathbf{e}_{10}$  und  $\mathbf{e}_{58}$ .

repräsentieren dabei die Wavelet-Funktionsschar der kleinsten Skalenstufe, also der höchsten räumlichen Auflösung, für alle Translationen  $b$ .

Aus der Bedingung der Orthogonalität der Gesamtmatrix und der (für dieses spezielle Wavelet gestellten) Forderung nach dem Verschwinden des ersten und des zweiten Moments ergeben sich 4 Gleichungen, die die 4 Filterkoeffizienten festlegen. Diese Gleichungen wurden erstmals von Daubechies [17] aufgestellt und gelöst, die Filterkoeffizienten ergeben sich daraus (nach [60]) zu

$$\begin{aligned} c_0 &= (1 + \sqrt{3})/4\sqrt{2} & c_1 &= (3 + \sqrt{3})/4\sqrt{2} \\ c_2 &= (3 - \sqrt{3})/4\sqrt{2} & c_3 &= (1 - \sqrt{3})/4\sqrt{2} \end{aligned}$$

Mit diesen Filterkoeffizienten definiert Matrix (2.12) das kleinste Wavelet aus der Serie der Daubechies-Wavelets (und das kleinste stetige Wavelet überhaupt, das eine orthogonale Funktionenbasis bilden kann).

Aus der Anwendung auf einen Signalvektor resultiert ein Vektor, der zur Hälfte, in allen ungeraden Komponenten, die Wavelet-Koeffizienten des Ursprungssignals für die kleinste Skalenstufe enthält. Die Koeffizienten werden auch als Details dieser Skalenstufe bezeichnet.

In der anderen Hälften, in allen geraden Komponenten, findet sich aufgrund der Kopplung der Filter  $(c_0, c_1, c_2, c_3)$ ,  $(c_3, -c_2, c_1, -c_0)$  eine räumlich gemittelte Darstellung des Ursprungssignals, der Kontext. Nach einer Umsortierung der Komponenten in Kontext und Detail kann dieselbe Matrix, nun in der Dimension  $N/2 \times N/2$ , wieder auf den Kontext-Anteil angewendet werden. Diese Anwendung derselben Filterfunktion auf das räumlich gemittelte und um einen Faktor 2 verkürzte Kontext-Signal entspricht der Anwendung einer um den Faktor 2 gestreckten Filterfunktion auf das ursprüngliche Signal.

Durch iterative Anwendung der Rechenfolge aus Filterung (durch die Matrixmultiplikation) und Umsortieren entstehen schließlich Detail-Komponenten für eine Reihe von Skalenstufen, bezogen auf das Originalsignal werden die Waveletfunktionen jeweils um den Faktor 2 gestreckt. Dieses Verfahren wird als „Mehrfachauflösung“ bezeichnet.

Figur 2.14 zeigt Beispiele für diese Daubechies-Wavelets. Die dargestellten Kurven der Wavelet-Funktionen entstehen, indem anstelle eines Resultatvektors aus Kontext- und Detailkomponenten ein Einheitsvektor  $\mathbf{e}_i$  der Rücktransformation unterzogen wird ( $\mathbf{e}_i$  bezeichnet einen Vektor, dessen Komponenten bis auf die Komponente  $i$  gleich Null sind, die Komponente  $i$  selbst ist gleich 1).

In der Bildverarbeitung werden die Daubechies-Wavelets und viele andere Wavelets eingesetzt, die auf spezielle Anforderungen hin entwickelt wurden. Neben aufwendigeren Filtern gibt es ein noch kleineres Wavelet, das nicht stetig ist, aber die Forderung nach Orthogonalität und verschwindendem erstem Moment erfüllt. Dies ist das Haar-Wavelet, das als Filterfunktion schon deutlich vor der Formulierung der Wavelet-Theorie in Gebrauch war [28], sich aber in den Formalismus eingliedern läßt.



Der Wirkungsbereich der erneuten Mittelung und Differenzierung dehnt sich damit, bezogen auf das ursprüngliche Signal, um einen Faktor 2 aus. Damit ist die Dehnung der Wavelets erreicht. Indem diese Rechenfolge solange wiederholt wird, bis die Länge der Kontext-Information auf 1 geschrumpft ist, wird das Signal auf allen Größenstufen, von der ursprünglichen Schrittweite bis zur halben Gesamtlänge, analysiert. Figur 2.16 verdeutlicht diesen Prozess. Am Ende der Mehrfachzerlegung ging weder Information verloren (das ursprüngliche Signal kann durch die schrittweise Rücktransformation mit  $f = 1$  wieder hergestellt werden), noch wuchs der Speicherbedarf für die Information. Es fand lediglich eine zweckmäßige Reorganisation des Informationsgehalts statt, die die weitere Auswertung erleichtert.

Ausgehend vom ursprünglichen Signal  $S$  ergibt sich eine Pyramide von Teilsignalen mit Kontext- und Detailinformation  $C_m$  und  $D_m$ , wobei jedes Paar  $C_m, D_m$  aus dem Kontext  $C_{m-1}$  der vorhergehenden Größenstufe entsteht. Allen Stufen  $m$  kann eine Energie, das mittlere Quadrat der Kontext- oder Detailinformation einer Größenstufe, zugeordnet werden:

$$C_m^2 = \langle c^2 \rangle_m, \quad D_m^2 = \langle d^2 \rangle_m \quad (2.15)$$

Eine besondere Eigenschaft der Mehrfachzerlegung mit orthogonalen Wavelets ist, daß sich die Gesamtenergie des Signals in die einzelnen Summanden der Detailenergie und einen verbleibenden Kontext-Term aufspaltet:

$$S^2 = \sum_m D_m^2 + C_M \quad (2.16)$$

Der Beweis für eine Stufe, also für  $\langle c^2 \rangle_m = \langle d^2 \rangle_{m+1} + \langle c^2 \rangle_{m+1}$ , ergibt sich durch Einsetzen der Rechenvorschrift für  $c$  und  $d$  in Gleichung (2.16). Diese Eigenschaft erleichtert später die saubere Zuordnung von Eigenschaften des Einstrahlungsfelds zu bestimmten Größenstufen.

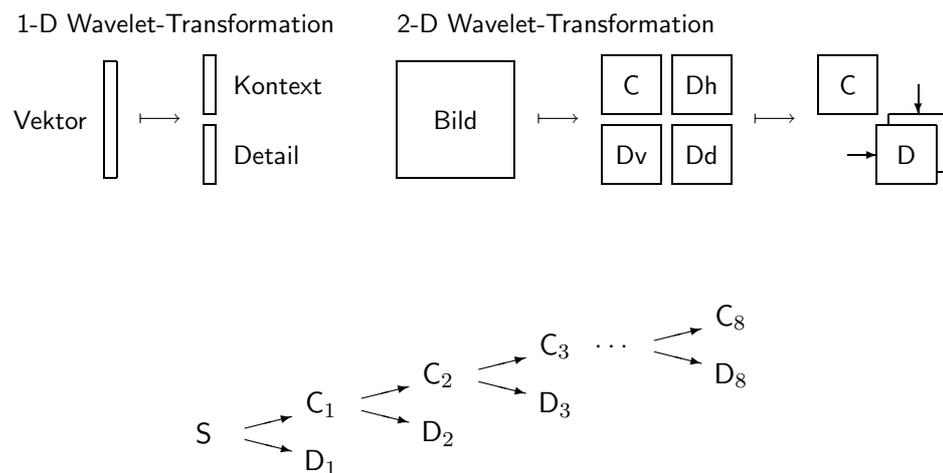
In zwei Dimensionen, also für Bilder bzw. Szenen des Clear-sky-Index, wird die Mehrfachzerlegung nacheinander in beiden Dimensionen durchgeführt. Aus der angegebenen Darstellung der Mehrfachauflösung als Folge von Matrixmultiplikationen folgt, daß die Reihenfolge dabei keine Rolle spielt, die Matrixmultiplikation ist assoziativ. Dieselben Rechenschritte werden also erst über den  $x$ -Index (nacheinander für alle  $y$ ) und dann über den  $y$ -Index (nacheinander für alle  $x$ ) durchgeführt. Damit ergibt sich die in Figur 2.16 gezeigte Aufteilung eines zweidimensionalen Signals in vier Teilsignale: ein Kontext-Anteil, jeweils ein Detail-Anteil in  $x$ - und in  $y$ -Richtung (Indices  $h$  und  $v$ ) und ein Detail-Anteil aus der Anwendung der Transformation in beiden Dimensionen, der als „diagonaler“ Detail-Anteil (Index  $d$ ) bezeichnet wird.

Auch die Energie des Signals verteilt sich auf vier Anteile:

$$C_m^2 = C_{m+1}^2 + D_{m+1,h}^2 + D_{m+1,v}^2 + D_{m+1,d}^2 \quad (2.17)$$

wobei die drei Detail-Summanden zusammengefasst werden können:

$$D^2 = D_h^2 + D_v^2 + D_d^2 \quad (2.18)$$



**Figur 2.16:** Oben: Schematische Darstellung der Wavelet-Transformation in ein und zwei Dimensionen. Gezeigt ist jeweils eine Größenstufe. In einer Dimension wird ein Vektor in zwei Vektoren halber Länge abgebildet, die das Kontext- und das Detail-Signal enthalten. In zwei Dimensionen entstehen durch die sukzessive Anwendung der Wavelet-Transformation in  $x$ - und  $y$ -Richtung zunächst ein Kontext-Bild und drei Detail-Bilder. Die Detail-Bilder werden, wie im Haupttext beschrieben, zu einem Bild zusammengefaßt. Unten: Zur Mehrfachauflösung wird in beiden Fällen die Transformation sukzessiv auf die im letzten Schritt entstandene Kontext-Information angewendet, bis der Umfang der Kontext-Reihe bzw. des Kontext-Bildes auf 1 geschrumpft ist.

Dies legt die in Figur 2.16 schon angedeutete Zusammenfassung der drei Detail-Bilder nahe:

$$d = \sqrt{d_{m+1,h}^2 + d_{m+1,v}^2 + d_{m+1,d}^2} \quad (2.19)$$

$d$  (die Variable steht für ein individuelles Pixel des Detailbilds) ist ebenfalls identisch mit der Standardabweichung der vier zugehörigen Pixel aus dem Bild der vorhergehenden Größenstufe. Diese Darstellung ähnelt dem Konzept der stufenweisen Berechnung der räumlichen Standardabweichung in Abschnitt 2.1.1. Allerdings konnten die Ergebnisse dort nur kumulativ, d. h. über die Summen der Stufen 1 bis  $m$ , ausgewertet werden, während die Mehrfachzerlegung die Anteile der einzelnen Stufen trennt.

Damit ist die Prozedur der Mehrfachzerlegung für Clear-sky-Index-Szenen vollständig beschrieben. Eine Szene mit einer Kantenlänge von 256 Pixeln läßt sich über 8 Stufen analysieren, bis ein einziges Pixel übrigbleibt. In jeder Stufe entsteht ein Kontext- und ein Detail-Bild, die mit jeweils drei Maßzahlen charakterisiert werden können: dem Mittelwert, der Energie und der Standardabweichung:

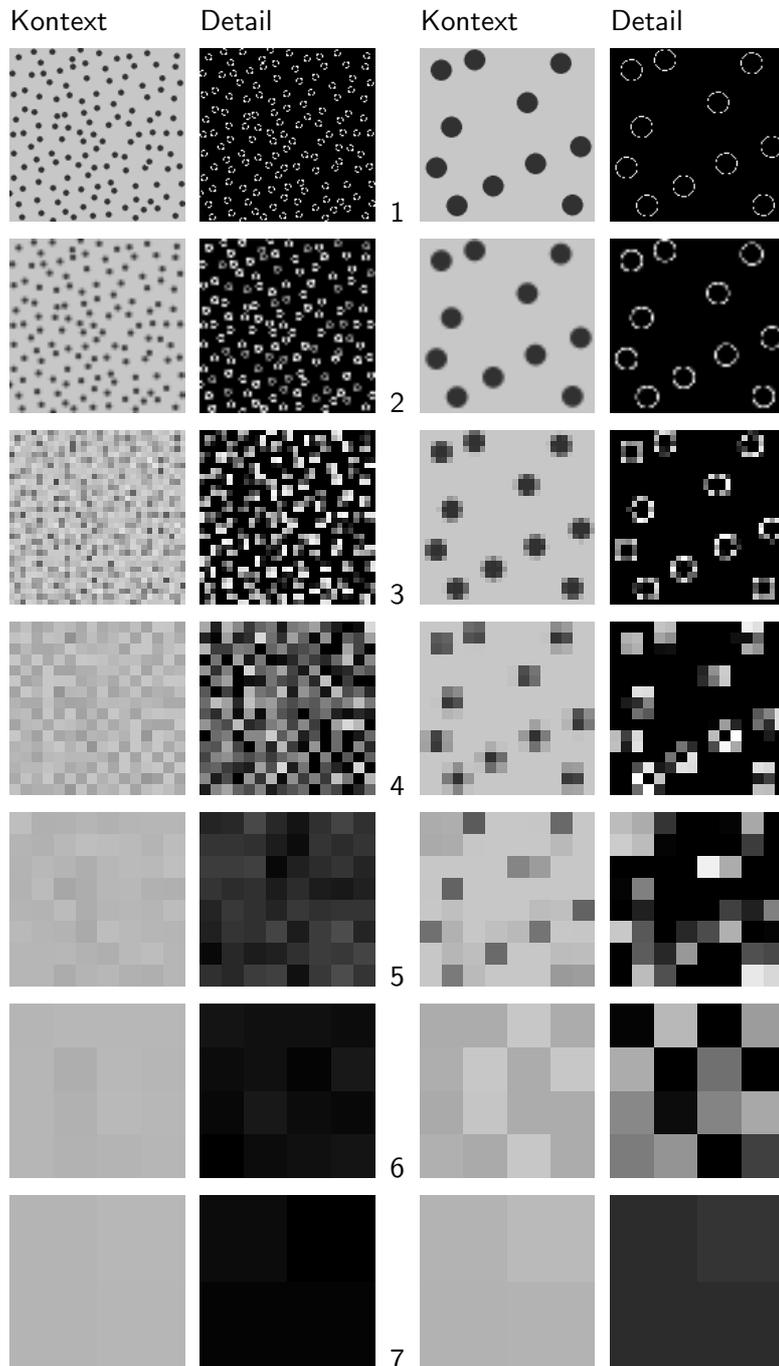
Mittel	$\langle c \rangle_{x,m}$	$\langle d \rangle_{x,m}$
Energie	$\langle c^2 \rangle_{x,m}$	$\langle d^2 \rangle_{x,m}$
Standardabweichung	$\sigma_{x,m}(c)$	$\sigma_{x,m}(d)$

$\langle c \rangle_{x,m}$  ist über alle Größenstufen  $m$  konstant, die Faktoren bei der Haar-Mehrfachzerlegung wurden zu  $1/2$  gewählt, um diese Eigenschaft zu erhalten.  $\sigma_{x,m}(d)$  ist die Standardabweichung der Pixel im Detailbild einer Größenstufe, wobei die Werte dieser Pixel wiederum die Standardabweichung der vier Pixel aus dem Kontextbild der vorhergehenden Größenstufe sind.

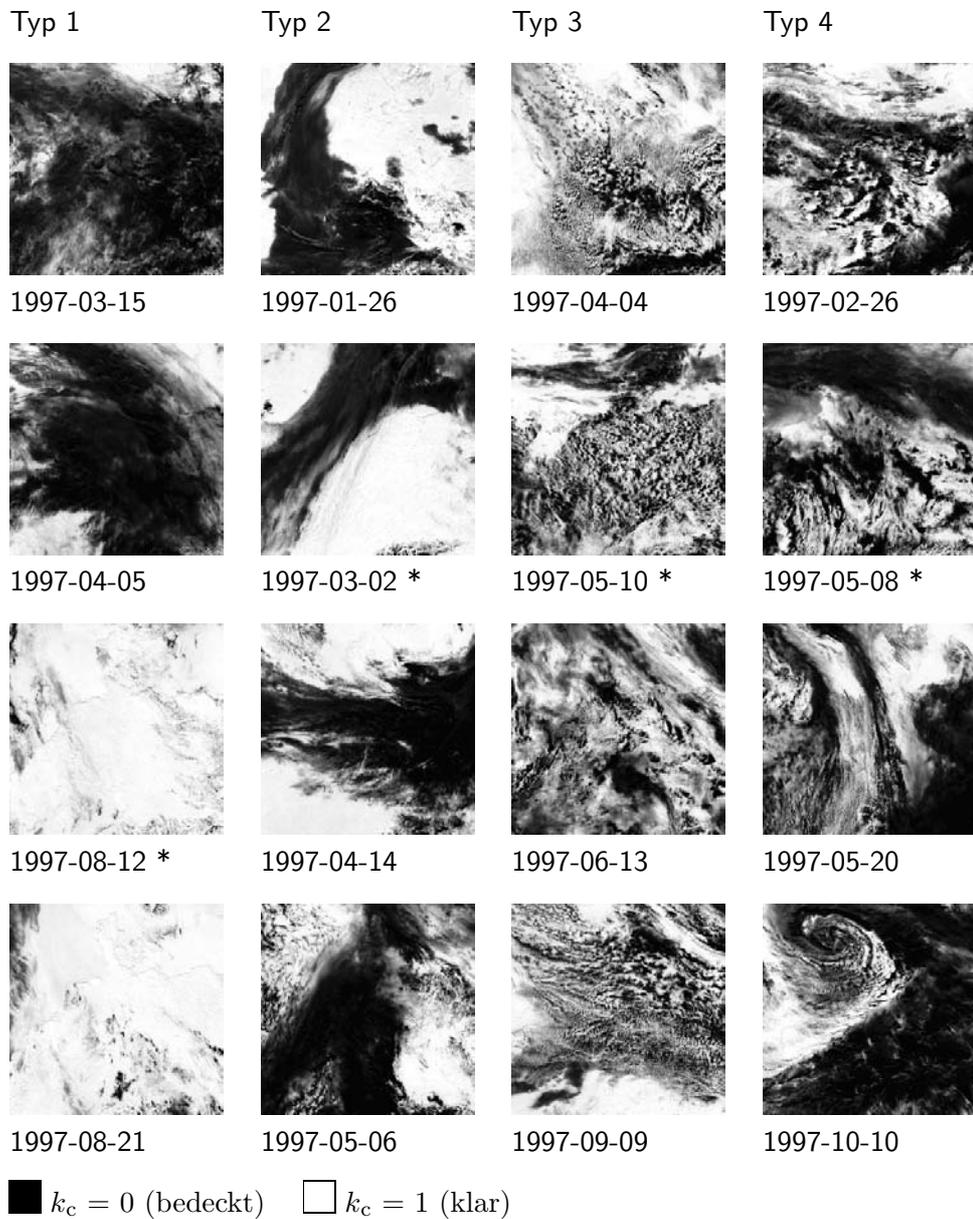
Insgesamt ergeben sich bei den acht Größenstufen 41 Maßzahlen (3 je Kontext und Detail mal 8 Stufen, minus 7 identische Werte für  $\langle c \rangle_{x,m}$ ), die eine Szene charakterisieren. Diese Werte werden zunächst an Testszenen mit kreisförmigen Modellwolken und an Beispielszenen erläutert.

Figur 2.17 zeigt die Folge von Kontext- und Detailbildern für zwei Testszenen, die jeweils kreisrunde Wolken ( $k_c=0,25$ ) bei ansonstern klarem Himmel ( $k_c=0,78$ ) aufweisen. Die Menge der Modellwolken wurde so gewählt, daß der Mittelwert von  $k_c$  und die Standardabweichung der  $k_c$ -Werte über das gesamte Bild in beiden Szenen gleich ist. In den Kontext-Bildern (jeweils links) kann von oben nach unten die stufenweise Mittelung des Bildinhalts beobachtet werden. Die Detail-Bilder (jeweils rechts) zeigen, welche Informationsanteile beim Mittelungsprozeß auf jeder Stufe verlorengehen. Die Maßzahlen Mittel ( $\langle c \rangle_{x,m}$ ,  $\langle d \rangle_{x,m}$ ), Energie ( $\langle c^2 \rangle_{x,m}$ ,  $\langle d^2 \rangle_{x,m}$ ) und Standardabweichung ( $\sigma_{x,m}(c)$ ,  $\sigma_{x,m}(d)$ ) werden jeweils stufenweise (Index  $m$ ) aus allen Pixeln der Kontext- und Detail-Bilder berechnet.

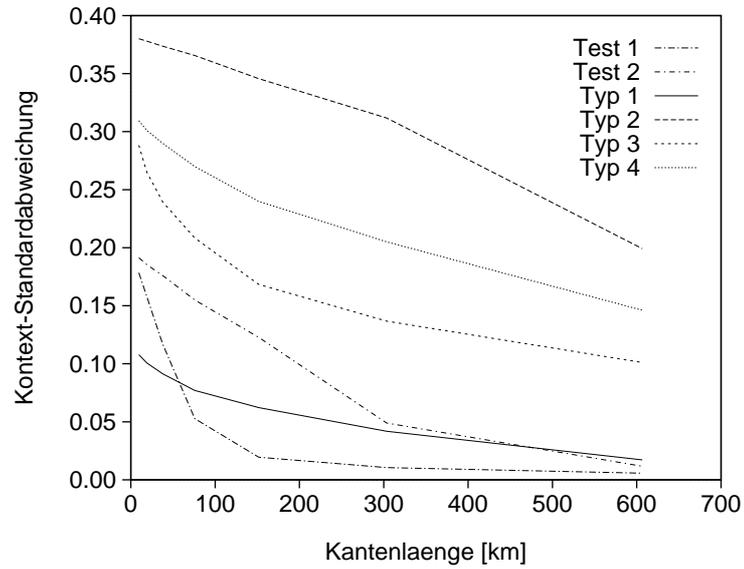
Auch wenn der optische Eindruck der beiden Bildreihen ähnlich ist, unterscheiden die oben definierten Maßzahlen (vgl. Figuren 2.19 bis 2.21) die beiden Szenen deutlich. So wird das Maximum der Detail-Energie bei der Szene mit den kleinen Wolken auf der Größenstufe 3 erreicht, bei der Szene mit den großen Wolken auf der Stufe 6.



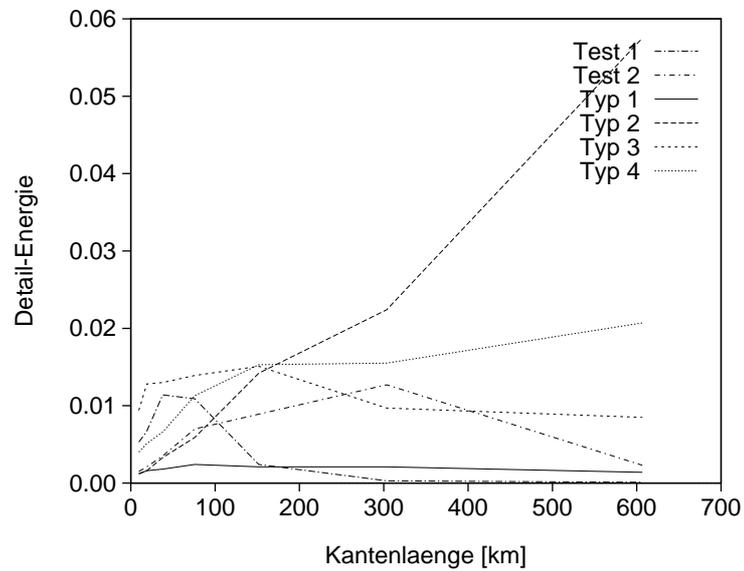
**Figur 2.17:** Zwei Beispiele für die Mehrfachauflösung über 7 Stufen. Die beiden Ausgangsbilder stehen sinnbildlich für Szenen mit klarem Himmel ( $k_c=0,78$ ) und kreisförmigen Wolken ( $k_c=0,25$ ) verschiedener Größe. Die jeweils linke Spalte zeigt die Kontext-Bilder, die rechte Spalte die Detailinformationen zu jeder Größenstufe. Je heller ein Bildpunkt in den Detailbildern, desto größer ist der Detail-Anteil in dieser Stufe.



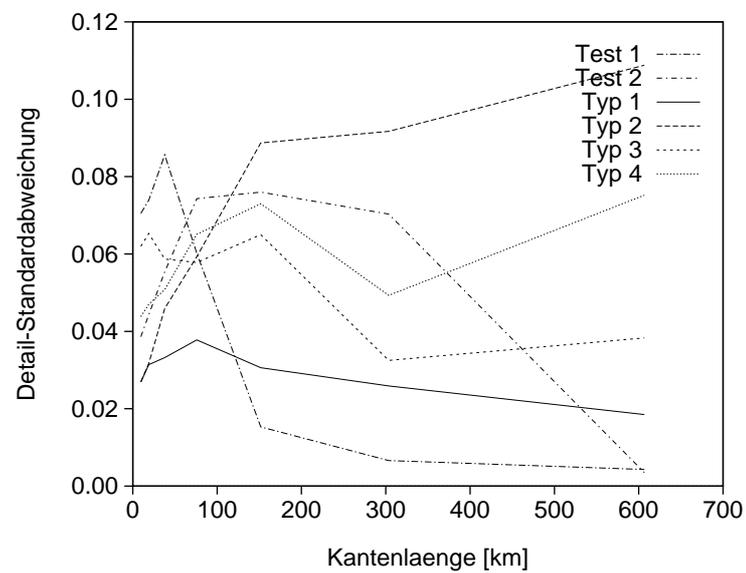
**Figur 2.18:** Ausgewählte  $k_c$ -Szenen für vier verschiedene Wolkensituationen. Typ 1: weitgehend homogene Lage (klar oder bedeckt); Typ 2: klar begrenzte bedeckte Bereiche; Typ 3: weitgehend homogen verteilte kleinräumige Bewölkung; Typ 4: begrenzte Bereiche mit kleinräumiger Bewölkung. Die mit einem \* gekennzeichneten Szenen werden in den Beispieldarstellungen in den Figuren 2.19 bis 2.21 verwendet.



**Figur 2.19:** Standardabweichung der Kontext-Werte innerhalb der einzelnen Testszenen, dargestellt über der Kantenlänge der Kontext-Pixel für 7 Stufen der Mehrfachzerlegung.



**Figur 2.20:** Werte der Detail-Energie für die einzelnen Testszenen, dargestellt über der Kantenlänge der Kontext-Pixel für 7 Stufen der Mehrfachzerlegung.



**Figur 2.21:** Werte der Detail-Standardabweichung für die einzelnen Test-szenen, dargestellt über der Kantenlänge der Kontext-Pixel für 7 Stufen der Mehrfachzerlegung. Diese Darstellung veranschaulicht die räumliche Homogenität oder Inhomogenität der Verteilung von Strukturen auf verschiedenen Größenstufen.

Ähnlich, aber zu höheren Stufen der Mehrfachzerlegung hin, fallen die Unterschiede in den Maßzahlen bei realen Szenen aus. Figur 2.18 zeigt vier Gruppen mit je vier Szenen, die nach Augenschein zusammengestellt wurden. Für die spätere Anwendung im Zusammenhang mit Photovoltaik-Strom in Versorgungsnetzen ist die Erkennung und Quantifizierung von Szenen mit großskaliger räumlicher Inhomogenität wesentlich. Die Typen 2 und 4 in Figur 2.18 stehen für solche Szenen. Inhomogene Einstrahlungsfelder auf kleinräumigeren Skalen sind weniger problematisch, da sich die Leistungsabgabe der PV-Kraftwerke hier auf kürzere räumliche (und auch zeitliche) Distanzen mitteln wird.

Die Figuren 2.19 bis 2.21 zeigen auch für die realen Szenen den Verlauf der Maßzahlen über der Kantenlänge jeder Größenstufe. Die Szenen der Typen 1 bis 4, die in unterschiedlichen Linientypen aufgetragen sind, weisen jeweils eine charakteristische Form der Kurven auf. Die Darstellungen bestätigen zunächst eine Aussage, die bereits bei Steinberger [74] zu lesen ist: zur Reduktion der Fluktuationen im Einstrahlungsfeld ist nicht die Erhöhung der Anzahl der Standorte in einem vorgegebenen Gebiet wesentlich, sondern die Vergrößerung des Gebiets. Ein wirksamer Abfall der räumlichen Variabilität (hier also der Kontext-Standardabweichung  $\sigma_{x,m}(c)$ ) ist speziell bei den Szenen der Typen 2 und 4 erst bei großen Gebieten zu erkennen (Figur 2.19). Der Abfall von  $\sigma_{x,m}(c)$  ist bei derartigen Szenen nahezu linear mit der Zunahme der Kantenlänge des betrachteten Gebiets.

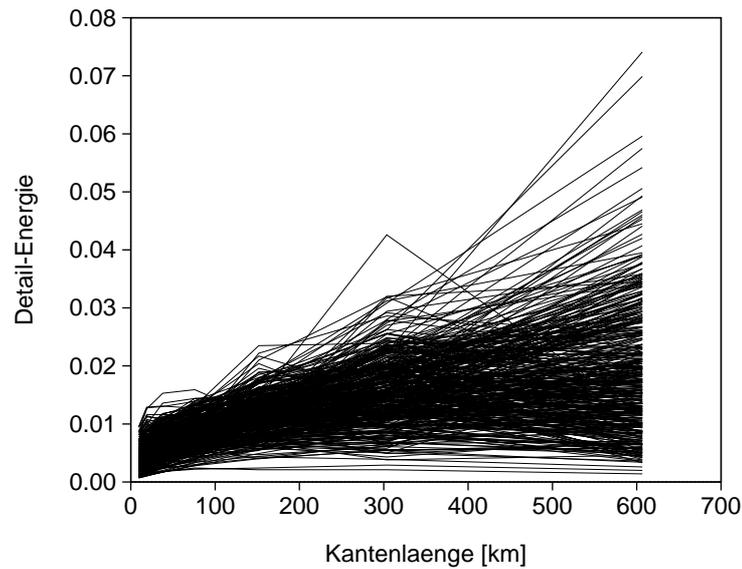
Für eine Quantifizierung der Häufigkeit von Szenen des Typs 2 bietet sich von den verwendeten Maßzahlen der Verlauf der Detail-Energie  $\langle d^2 \rangle_{x,m}$  (Figur 2.20) und der Detail-Standardabweichung  $\sigma_{x,m}(d)$  (Figur 2.21) besonders gut an. Die besondere Eignung der Detail-Energie für diesen Analyseschritt liegt in der oben beschriebenen sauberen Aufspaltung der Beiträge der einzelnen Größenstufen zur Gesamtvariabilität. Szenen mit auf große Distanzen inhomogenem Einstrahlungsfeld lassen sich daher besonders gut erfassen. Auf diese Weise läßt sich die Häufigkeit von Einstrahlungssituationen mit besonderen Anforderungen an ein Versorgungsnetz bewerten.

### 2.2.3 Klassifizierung nach räumlichen Merkmalen

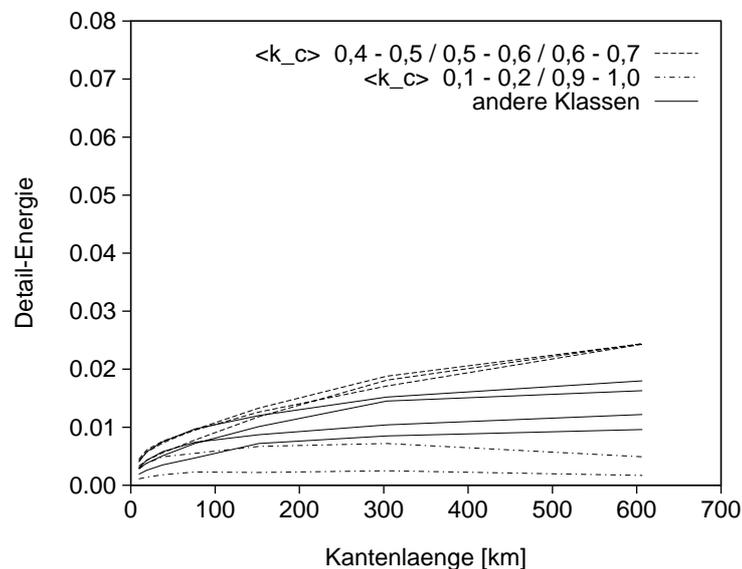
In Abschnitt 2.1.1 wurde die Standardabweichung innerhalb von Superpixeln bei der fortschreitenden räumlichen Mittelung als Maßzahl eingeführt und untersucht (vgl. Figuren 2.6 und 2.7). Die dort gezeigten Rechnungen bewerteten den Beitrag der einzelnen Größenstufen jeweils kumuliert, die räumliche Standardabweichung  $\sigma_{x,m}(k_c)$  nimmt dort daher mit zunehmender Größenstufe monoton ab.

Deutlich aufschlußreicher ist aber die Darstellung der Detail-Energie. Figur 2.22 zeigt diese in einer zu Figur 2.6 vergleichbaren Form über der Kantenlänge der einzelnen Größenstufen. Wieder sind die  $\langle d^2 \rangle_x$ -Werte für alle 11:30-Szenen des Jahres aufgetragen, d. h., jede Linie in der Grafik steht für eine Mittagssituation.

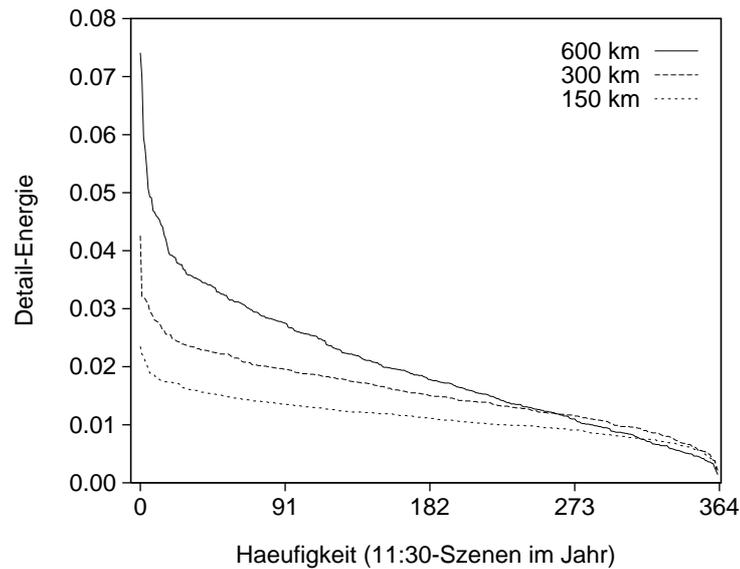
Nach einer Klassifizierung der Mittagsszenen nach dem Gesamt-Mittelwert  $\langle k_c \rangle_x$  jeder Szene und nach der Mittelung in jeder dieser Klassen der Breite



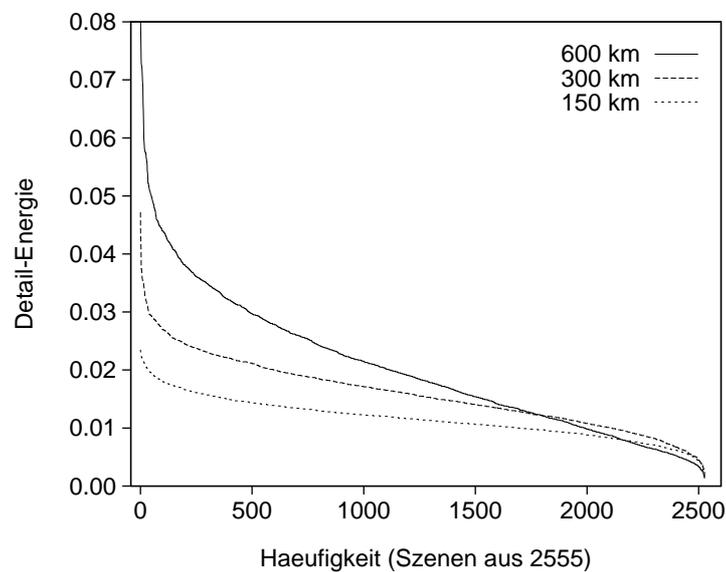
**Figur 2.22:** Werte der Detail-Energie für alle 11:30-Szenen, dargestellt über der Kantenlänge der Kontext-Pixel für 7 Stufen der Mehrfachzerlegung. Bei kleinen Dimensionen der betrachteten Gebiete ist die Detail-Energie stets beschränkt, sie wächst typischerweise mit der Dimension. Extreme Werte bei großen Stufen (bis 600 km) treten relativ selten auf.



**Figur 2.23:** Mittlerer Verlauf der Detail-Energie über der Kantenlänge der Kontext-Pixel nach einer Sortierung der Szenen in  $\langle k_c \rangle_x$ -Klassen der Breite 0,1. Hohe Werte der Detail-Energie treten (natürlich) in Klassen mit mittleren  $\langle k_c \rangle_x$ -Werten auf.



**Figur 2.24:** Kumulierte Häufigkeitsverteilung der Detail-Energie für drei verschiedene Größenstufen. Sehr große Werte der Detail-Energie treten nur an sehr wenigen Tagen im Jahr auf, wobei hier jeder Tag nur durch die 11:30-Szene repräsentiert wird.



**Figur 2.25:** Dieselbe Darstellung wie in Figur 2.24, aber für alle 2555  $k_c$ -Szenen des Jahreszeitraums. Die Form der Verteilung ändert sich beim Übergang von der 11:30-Szene zu allen 7 Szenen pro Tag kaum, d. h. die Mittags-szenen aller Tage allein können das Jahresgeschehen gut wiedergeben.

0,1 ist wieder klar zu sehen, daß hohe Werte der Detail-Energie speziell im Intervall  $0,4 < \langle k_c \rangle_x < 0,7$  auftreten (Figur 2.23). Die wenigen extremen Werte der Detail-Energie für die Stufen 7 (600 km), die in Figur 2.22 zu sehen sind, werden allerdings durch die Mittelung geschluckt.

Die Häufigkeit extremer Werte der Detail-Energie ist in Figur 2.24 untersucht. Für drei Größenstufen der Mehrfachzerlegung sind hier die Häufigkeiten kumuliert dargestellt. Man erkennt, daß die absolut größten Werte der Detail-Energie nur bei den großen Skalenstufen auftreten (dies ist auch in Figur 2.22 zu erkennen). Die extremen Werte auf der größten dargestellten Skalenstufe ( $\langle d^2 \rangle_x > 0,4$ ) treten nur an 18 Tagen (5 Prozent) des Jahres auf.

In Figur 2.24 sind immer noch nur die 11:30-Szenen vertreten, zum Vergleich dazu zeigt Figur 2.25 die Statistik für die 2555 Szenen, die im Jahreszeitraum zwischen 10:00 und 13:00 (jeweils Slot-Zeit, GMT) liegen. Die Form der Kurven ist hier nahezu identisch mit denen in Figur 2.24. Die Häufigkeit extremer Situationen (5 Prozent der untersuchten Zeitpunkte) läßt sich also allein aus den Mittagsszenen schon relativ gut abschätzen.

Weitere, hier nicht im Detail dargestellte Untersuchungen zeigen, daß tatsächlich immer dieselben wenigen Tage zu den 5 Prozent der Zeitpunkte mit hohen Werten von  $\langle d^2 \rangle_x$  beitragen. Großräumige Wolkenstrukturen sind demnach so stabil, daß sie das Einstrahlungsfeld über Tageszeiträume hinweg bestimmen.

Das seltene Auftreten extremer Situationen (gemessen an der Detail-Energie der  $k_c$ -Bilder) gibt schon Hinweise für die großräumige Nutzung der Solarenergie aus verteilten Photovoltaik-Kraftwerken. Wenn hier Probleme mit einer räumlich sehr ungleichmäßigen Erzeugung (wegen der beschränkten Transportfähigkeit der Netze) auftreten sollten, ist dies nur zu sehr wenigen Zeitpunkten der Fall. Für diese wenigen Zeiträume ist dann eine Abwägung zwischen verschiedenen Optionen – Netzausbau, Einbau von Speichern, Nicht-Produktion – notwendig. Diese Sicht auf die Anwendung wird weiter unten in Abschnitt 3.3 ausgebaut.

#### 2.2.4 Klassifizierung nach zeitlicher Entwicklung

Die bis hier durchgeführte räumliche Charakterisierung dient der Beschreibung des möglichen Einflusses von räumlich verteilten PV-Kraftwerken auf elektrische Versorgungsnetze zu einzelnen Zeitpunkten. Aussagen zur Dauer, zur Variabilität und zur Vorhersagbarkeit bestimmter Zustände erfordern die Untersuchung des zeitlichen Verhaltens. Die Mehrfachzerlegung erlaubt auch diese Untersuchungen in Abhängigkeit der Strukturgröße und geht dabei über die in Abschnitt 2.1.2 gezeigten Ergebnisse zur zeitlichen Varianz hinaus.

In früheren Studien [8] wurde dazu die Kreuzkorrelation  $r_m(i, j)$  von Szene zu Szene für die einzelnen Stufen  $m$  der Mehrfachzerlegung sowohl für die Kontext- wie auch für die Detail-Bilder bestimmt. Damit wurden neben Aussagen über die zeitliche Stabilität des Einstrahlungsfelds auf verschiedenen Skalen auch solche zur räumlichen Verschiebung  $(i, j)$  (entsprechend  $\delta x, \delta y$ )

erwartet.

Die Bestimmung einer räumlichen Verschiebung  $(i,j)$  war allerdings, speziell für große Stufen  $m$ , nicht erfolgreich. Bei den Kontext-Bildern lassen sich über einer bestimmten Größenstufe (40 km bei 1-h-Zeitschritten) keine sinnvollen Verschiebungen mehr ermitteln, da höhere Geschwindigkeiten für großräumige Wolkenfelder nur selten auftreten (siehe auch weiter unten, Abschnitt 2.2.5). Die Detail-Bilder zeigten sich im Vergleich zum Kontext als deutlich schwächer korreliert, speziell auf kleinen Stufen  $m$  war praktisch keine Korrelation erkennbar. Andererseits hätte die Bestimmung einer Verschiebung – abgesehen von Prognosezwecken – wenig Nutzen für die Anwendung, da Photovoltaik-Kraftwerke ortsfest sind und eher die zeitliche Entwicklung der Erzeugung an diesen festen Orten interessiert.

Im folgenden wird also nur die Kreuzkorrelation zwischen den Kontext-Anteilen jeweils zweier aufeinanderfolgender Szenen ohne räumliche Verschiebung, aber in Abhängigkeit der Stufe  $m$ , also  $r_m(0,0)$  berechnet. Es ergeben sich jeweils 8 Werte pro Bildpaar, die Aussagen darüber erlauben, welche Strukturgrößen zur zeitlichen Veränderung des Einstrahlungsfelds an einem Ort (bzw. in einer Region) wie stark beitragen.

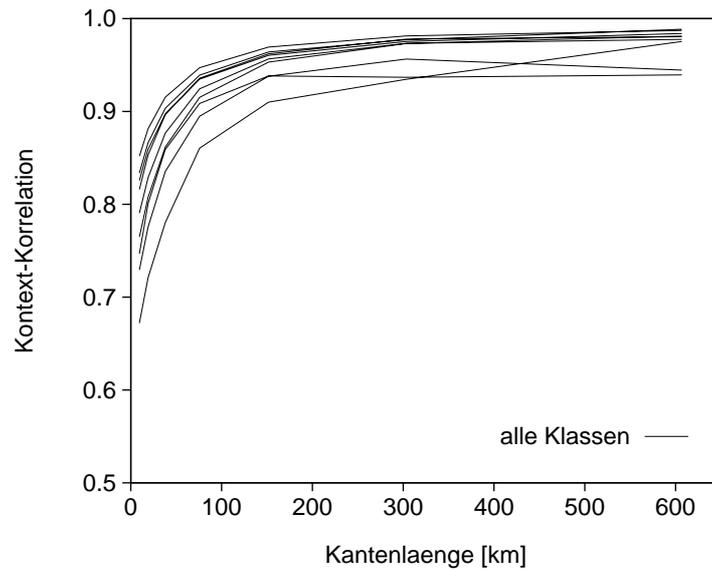
Figur 2.26 zeigt die Resultate für alle Szenenpaare (11:00/12:00) des Jahreszeitraums. Jede Linie steht für die zeitliche Korrelation der Kontext-Daten eines Szenen-Paares auf allen 8 Stufen der Mehrfachzerlegung nach der Einteilung der Szenen in  $\langle k_c \rangle_x$ -Klassen. Auffällig ist die hohe zeitliche Korrelation für alle Größenstufen oberhalb von 150 km. Für Regionen oberhalb dieser Größe erscheint das kurzfristige Verhalten der Einstrahlung demnach vorhersagbar, aber auch auf der kleinsten Stufe liegt der mittlere Korrelationskoeffizient noch bei 0,8.

Aussagekräftiger als die direkte Darstellung der Korrelationskoeffizienten ist deren kumulierte Häufigkeitsverteilung. Figur 2.27 zeigt sie nach Größenstufen aufgeschlüsselt, wieder für alle Paare (11:00/12:00) des Jahreszeitraums. Ab der 150-km-Stufe weisen 95 Prozent der Szenen einen Korrelationskoeffizient  $\geq 0,9$  auf.

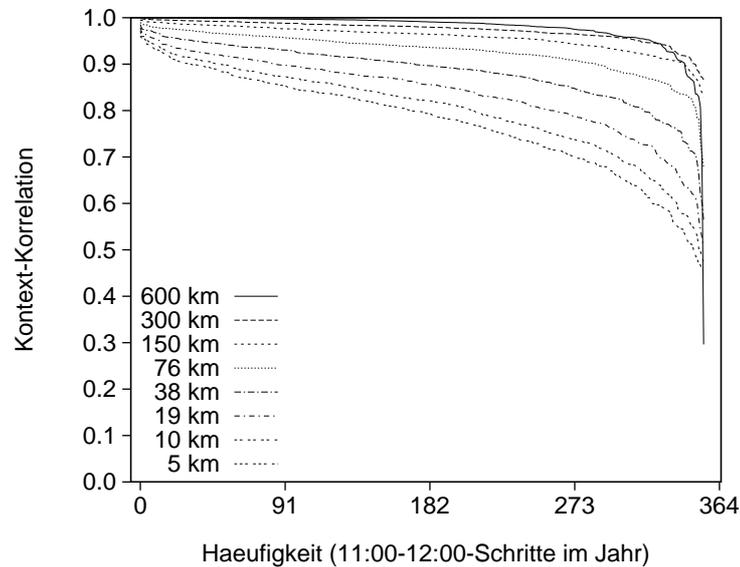
Zum Vergleich ist in Figur 2.28 die kumulierte Häufigkeitsverteilung für alle 1-h-Paare des Halbjahreszeitraums dargestellt. Wiederum unterscheidet sich die Form der Verteilung nicht von jener, die nur auf den Mittagsschritten basiert.

Daß dabei die 5 Prozent der Szenenfolgen mit besonders niedriger Korrelation nicht zufällig über die Gesamtheit der 1-h-Schritte verteilt sind, sondern sich auf einzelne Tage konzentrieren, zeigt Figur 2.29. Für alle betrachteten Stundenschritte sind die Korrelationskoeffizienten des jeweils folgenden Schritts  $(t+1)$  sehr ähnlich zum vorhergehenden  $(t)$ .

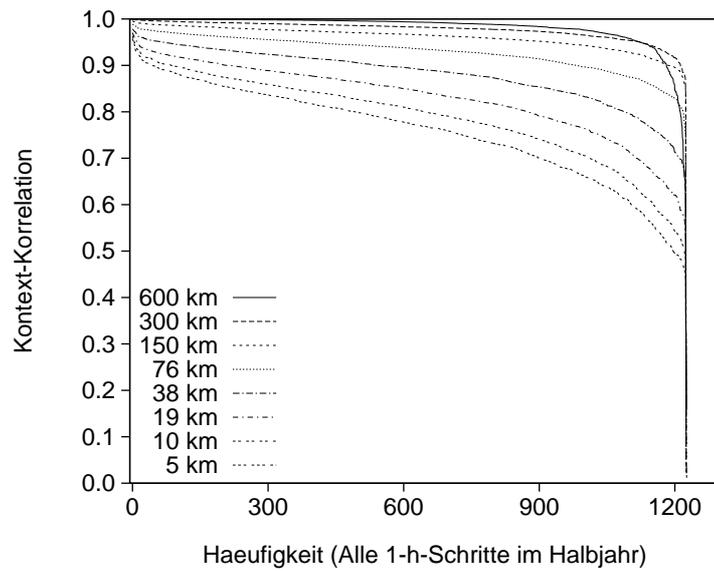
Die zeitliche Entwicklung einiger statistischer Eigenschaften des Einstrahlungsfelds lassen sich im Stundenbereich und in Abhängigkeit von der Größenstufe gut vorhersagen. Offen bleibt noch die Frage, wie sich das Auftreten einer *Folge* von Szenen mit geringer zeitlicher Korrelation vorhersagen läßt (nach den ersten beiden solcher Szenen kann man aus Figur 2.29 auf das



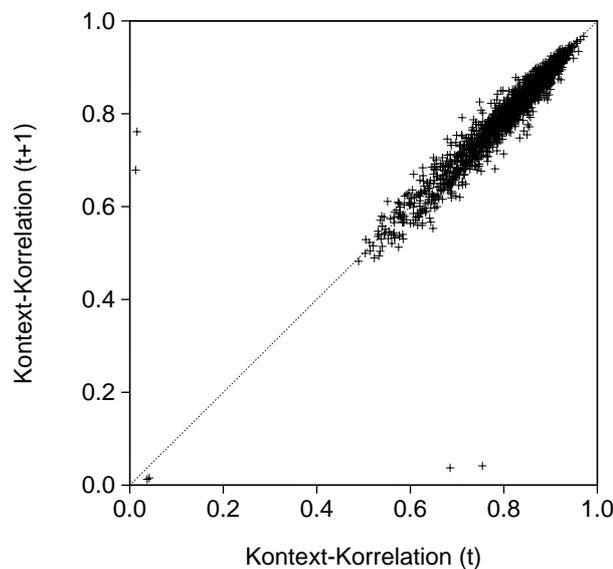
**Figur 2.26:** Kreuzkorrelation zwischen je zwei Kontext-Datensätzen für alle Szenenpaare 11:00/12:00 des Jahreszeitraums, dargestellt über der Kantenlänge der Kontext-Pixel für 7 Stufen der Mehrfachzerlegung nach einer Sortierung der Ausgangsszenen in  $\langle k_c \rangle_x$ -Klassen der Breite 0,1. Zeitlich wenig korreliert sind im wesentlichen Szenen kleiner Größe, ab einer Kantenlänge von 150 km sind praktisch alle Szenen innerhalb von Stundenintervallen sehr ähnlich.



**Figur 2.27:** Häufigkeitsverteilung der Werte der zeitlichen Korrelation der Kontext-Daten für alle 8 Größenstufen der Mehrfachzerlegung, Datenbasis wie in Figur 2.26. Ab der Größenstufe mit 150 km Kantenlänge treten in nur 5% der untersuchten 1-h-Schritte Korrelationskoeffizienten  $\leq 0,9$  auf. Auch in zeitlicher Hinsicht sind also nur 5% der Szenen für extreme Einstrahlungsänderungen verantwortlich.



**Figur 2.28:** Dieselbe Darstellung wie in Figur 2.27, aber für alle 1-h-Schritte des Halbjahreszeitraums. Auch hier ändert sich die Form der Verteilung nicht gegenüber der, die auf der Auswertung der Mittagsintervalle allein beruht.



**Figur 2.29:** Zeitliche Stabilität der zeitlichen Korrelation der Kontext-Daten: Aufgetragen sind die Werte für zwei aufeinanderfolgende 1-h-Intervalle (also zwischen insgesamt 3 Szenen) und die Stufen 1 und 2 der Mehrfachzerlegung. Von einer Stunde zur nächsten ändert sich die zeitliche Korrelation nahezu nicht, Wetterlagen mit schwacher zeitlicher Korrelation der Szenen behalten diese Eigenschaft vorhersehbar bei. Auf höheren Stufen der Mehrfachzerlegung gibt es keine auswertbare zeitliche Variabilität mehr, da dort nur noch hohe Werte der Korrelation auftreten.

Verhalten der folgenden schließen). Diese Prognoseaufgabe fällt allerdings zeitlich und räumlich eher in den Bereich der Wetterprognose, die die zeitliche Entwicklung der Atmosphäre modelliert und erst daraus Aussagen zu Ausmaß und Typ der Bewölkung in bestimmten Regionen ableitet.

### 2.2.5 Exkurs: Kurzzeit-Vorhersage der zur erwartenden solaren Einstrahlung

Natürlich wäre es zweckmäßig, nicht nur statistische Eigenschaften des Einstrahlungsfelds, sondern das Feld selbst über gewisse Zeiträume vorherzusagen. Ein entsprechender Ansatz wurde parallel zu dieser Arbeit in [7] vorgestellt und verwendet ein einfaches Vorhersagemodell für flächenhafte  $k_c$ - oder  $G_{gt}$ -Daten.

Es erzeugt aus zwei aufeinanderfolgenden Szenen  $A$  und  $B$  einen oder mehrere Verschiebungsvektoren, mittels derer eine Szene  $C$  aus  $B$  extrapoliert werden kann. Das Verfahren basiert auf der Annahme, daß Wolkenstrukturen ihre Form über eine gewisse Zeit hinweg behalten und damit eine Verschiebung der Gesamtstruktur zu erkennen ist. Dabei spielt die Größe der betrachteten Bildregion eine Rolle – für zu kleine Regionen scheitert die Erkennung von Strukturen, für zu große Regionen gilt die Annahme der gleichförmigen Verschiebung nicht mehr.

Die Ausgangsszene  $A$  wird daher in aneinandergrenzende quadratische Bildregionen (Kacheln) unterteilt.  $a_{xy}$  bezeichnet den Wert eines Pixels in einer dieser Kacheln. Für jede der Kacheln wird dann die Kreuzkorrelation

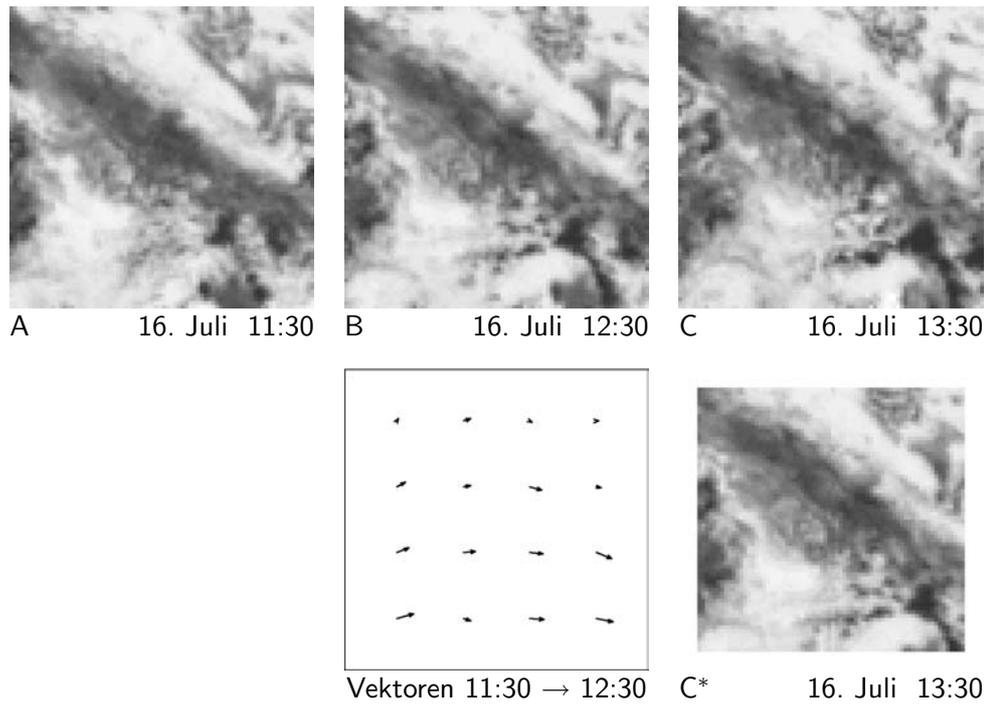
$$r_{ij} = \frac{1}{\sigma_A \sigma_{Bij}} \langle (a_{xy} - \langle a_{xy} \rangle_x) (b_{x+i,y+j} - \langle b_{x+i,y+j} \rangle_x) \rangle_x \quad (2.20)$$

für einen Suchbereich  $-d \leq i \leq d$ ,  $-d \leq j \leq d$  berechnet. Das Paar  $(i, j)$  mit dem maximalen Wert von  $r_{ij}$  ist dann der Verschiebungsvektor für diese Kachel. Die Größe des Suchbereichs ist durch die Länge des Zeitschritts und die maximal zu erwartende Windgeschwindigkeit vorgegeben. Mit angenommenen 100 km/h und der Pixelgröße von  $5 \times 4,5 \text{ km}^2$  ergibt sich  $d$  zu  $\pm 10$  Pixel bei 30-Minuten-Schritten bzw. zu  $\pm 20$  Pixel bei Stundenschritten.

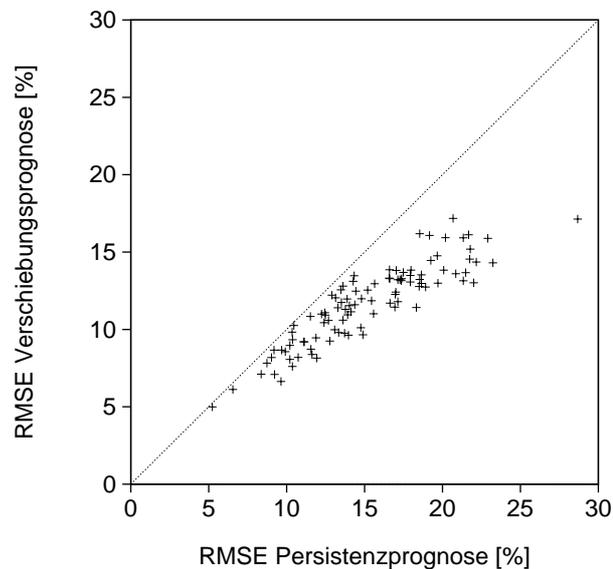
Das Verfahren verwendet 16 Kacheln von jeweils  $50 \times 50$  Pixeln, entsprechend  $250 \times 250 \text{ km}^2$  Ausdehnung. Bei den Szenen von  $256 \times 256$  Pixeln verbleibt ein Randbereich von 28 Pixeln Breite, der bei den außenliegenden Kacheln als Suchbereich genutzt wird. Figur 2.30 zeigt beispielhaft zwei Szenen, das daraus ermittelte Feld von 16 Verschiebungsvektoren und die für den nächsten Zeitschritt prognostizierte Szene.

Die Vorhersagequalität läßt sich durch den Vergleich der prognostizierten Szene mit der tatsächlich beobachteten Szene bestimmen. Als untere Grenze dient dabei die Qualität der „Persistenzvorhersage“, die die zweite Szene  $B$  unverändert als Prognose übernimmt. Figur 2.31 zeigt die Vorhersagequalität für 100 Prognosen, für den Mittagszeitraum in den Monaten Mai bis August. Der mittlere RMS-Fehler über alle 100 Vorhersagen reduziert sich von 15,3 Prozent (Persistenzprognose) auf 11,7 Prozent.

Insgesamt ist diese Reduktion des Prognosefehlers um 23 Prozent kein großer



**Figur 2.30:** Beispiel-Szenenfolge für das Prognoseverfahren. Szene A wird in 16 Kacheln unterteilt, für jede Kachel wird aus der Kreuzkorrelation mit der entsprechenden Region der Szene B ein Verschiebungsvektor ermittelt. Aus Szene B und den Vektoren kann dann die Szene C\* prognostiziert werden.



**Figur 2.31:** Für 100 Prognosen, jeweils mittags von Mai bis August, ergibt sich eine Reduktion des RMS-Fehlers um durchschnittlich 23%. Der maximale Prognosefehler wird sogar um 40% reduziert, insgesamt ist die Vorhersagequalität aber nicht überzeugend.

Fortschritt. Die Gründe hierfür sind zunächst in der schlichten Vorgehensweise des Verfahrens zu suchen. Dieses erfaßt nur Verschiebungen von starren Strukturen, Rotationen werden ebensowenig berücksichtigt wie Bildung oder Auflösung von (Wolken-) Strukturen.

Ansätze zur Verbesserung solcher Verfahren werden bei Lorenz [47] beschrieben. Allerdings scheinen auch ausgefeiltere Verfahren bislang nicht den gewünschten Erfolg zu erzielen. So brachte sowohl die Anwendung von neuronalen Netzen als auch der Methode der Hauptkomponentenanalyse noch keine wesentliche Verbesserung des Prognosefehlers. Die besten Resultate in [47] werden bislang mit einem verbesserten Kreuzkorrelationsverfahren mit geglätteten Prognosebildern erreicht.

Eine Hauptursache für die Schwierigkeiten bei der räumlich hochaufgelösten Einstrahlungsprognose liegt offenbar in der oben beschriebenen Tatsache, daß kleinskalige Strukturen zeitlich nur sehr schwach korreliert sind. Sie erleichtern damit zwar die Netzeinbindung von räumlich ausgedehnten photovoltaischen Kraftwerken, entziehen sich aber einer brauchbaren Prognose für Einzelstandorte.

### 2.3 Charakterisierung von Einstrahlungsfeldern / Zusammenfassung

Die Ergebnisse der durchgeführten Einzeluntersuchungen beschreiben das räumliche und zeitliche Verhalten des Einstrahlungsfelds auf der Basis der Werte des Clear-sky-Index. Für dieses abstrahierte Feld, welches nur den stochastischen Anteil der Einstrahlungsvariationen beschreibt, lassen sich folgende Aussagen zusammenfassen:

Die relative räumliche Variabilität halbiert sich (im Mittel über alle Szenen) beim Übergang von einem Ensemble von Einzelorten (Pixeln) zu Gebieten mit einem Viertel der Gesamt-Szenengröße. Das Maß der Abnahme für einzelne Szenen und die absoluten Werte der größenabhängigen Standardabweichung sind variabel und zeigen einen leichten Zusammenhang mit dem Mittelwert des Clear-sky-Index für die Szene.

Die relative zeitliche Variabilität nimmt weitgehend unabhängig von anderen Parametern bei jeder Vervierfachung der Fläche um etwa 10 Prozentpunkte (ausgehend von den Werten für Einzelpixel) ab. Insgesamt reduziert sich die relative zeitliche Variabilität auf 30 Prozent des mittleren Werts für Einzelpixel, wenn Gebiete von 600 km Kantenlänge betrachtet werden. Diese im Vergleich zur räumlichen Variabilität deutlichere Abnahme liegt in der zeitlichen Stabilität räumlich inhomogener Strukturen begründet.

Diese Ergebnisse stehen qualitativ in Übereinstimmung mit den Resultaten früherer Arbeiten. Auch die Untersuchungen mit der Mehrfachzerlegung bestätigen die früheren Ergebnisse, nun auf der Basis einer verallgemeinerten mathematischen Auswertemethode.

Außerdem ermöglicht die Mehrfachzerlegung Untersuchungen zur Häufigkeit des Auftretens extremer Situationen im Einstrahlungsfeld. Für die großräumige Variabilität, ausgedrückt durch die Detail-Energie der jeweils

letzten Größenstufe (etwa 600 km), zeigt sich, daß 95 Prozent der Werte dieser Maßzahl nur 50 Prozent des Maximalwerts dieser Variabilität erreichen. Demnach tritt der als ungünstig betrachtete Fall einer räumlich stark inhomogenen Solarstromerzeugung nur zu 5 Prozent aller Tagesstunden auf, die sich auf weniger als 20 Tage im Jahr konzentrieren.

Alle wichtigen, die Inhomogenität des Einstrahlungsfelds beschreibenden Größen nehmen also mit einer Gebietsvergrößerung beschreibbar ab, statistisch „extreme“ Szenen machen nur 5 Prozent der Gesamtheit der Szenen aus. Die Auswirkungen dieser 5 Prozent auf den Betrieb eines solaren Energieversorgungsnetzes werden im folgenden Abschnitt betrachtet.

### 3 Anwendung

Bislang wurden in dieser Arbeit Clear-sky-Index-Werte  $k_c$  für die horizontale Fläche betrachtet. Diese beschreiben das Einstrahlungsfeld sehr abstrahiert, insbesondere sind sie frei vom Tagesgang der solaren Einstrahlung. Mit diesen „geometriebereinigten“ Daten konnten einige statistische Eigenschaften des Einstrahlungsfelds beschrieben werden und mit früheren Arbeiten verglichen werden.

Die Fragestellung aus der Anwendung, die hinter den bisher durchgeführten Untersuchungen steht, bezieht sich auf die Einspeisung von Solarstrom aus vielen räumlich verteilten PV-Kraftwerken in ein zukünftiges Versorgungsnetz. Die Solarstromproduktion unterliegt dem Tagesgang der solaren Einstrahlung und den oben beschriebenen statistischen Eigenschaften. Die wichtigsten Fragen sind:

- Ab wann (ab welchem Anteil von Solarstrom im Netz, ab welcher „Durchdringung“) entsteht lokal oder total Überschuß bzw. Speicherbedarf?
- Ist die Transportkapazität des Versorgungsnetzes ausreichend, um lokalen Überschuß an anderen Orten zu nutzen?

Diese Fragen waren und sind wiederholt Gegenstand von Untersuchungen und Modellrechnungen. Mit den für Deutschland (und größere Gebiete) flächendeckend verfügbaren Einstrahlungsdaten können diese Fragen genauer untersucht werden als in früheren Studien, die sich auf Zeitreihen der Einstrahlungsdaten von einigen bis zu maximal 100 Standorten stützen konnten. Allerdings erfordern die Untersuchungen zur Einbindung von Solarstrom in das bestehende oder zukünftige Versorgungsnetz Modellrechnungen, die auch dieses Netz mit seinen Erzeugern und Verbrauchern nachbilden. Die Daten des Verbrauchs und der Erzeugung aus anderen regenerativen und aus konventionellen Quellen liegen nicht mit derselben hohen räumlichen Auflösung wie die Einstrahlungsdaten vor. Dennoch können, nach einigen Annahmen, erste Aussagen zu den auftretenden Energieflüssen in einem Stromnetz gemacht werden.

Um von den normierten Werten des Clear-sky-Index  $k_c$  zu Zeitreihen der Erzeugung und Nutzung von Solarstrom zu gelangen, sind zwei Schritte notwendig: Aus den  $k_c$ -Werten müssen orts- und anlagenspezifische Werte der Einstrahlung auf die Generatorfläche  $G_{gt}$  bestimmt werden, danach muß die Wechselwirkung der Solarstromerzeugung mit dem Stromnetz beschrieben werden.

Beim Übergang vom Clear-sky-Index zu Werten der Globalstrahlung auf PV-Generatorflächen mit einer realistischen Ausrichtungs-Verteilung treten neben dem Erscheinen des Tagesgangs mehrere Effekte auf, die letztlich den zeitlichen Verlauf der Summe der Einstrahlungswerte bestimmen. Diese Effekte werden im folgenden Abschnitt beschrieben. Da die Nutzung von Solarstrom in einem Versorgungsnetz nur zusammen mit diesem Netz untersucht werden kann, erläutert der darauf folgende Abschnitt alle Annahmen und Modelle für ein hypothetisches Versorgungsnetz in Deutschland im Jahr 2030. Für dieses Netz werden dann Modellrechnungen (dritter Abschnitt)

durchgeführt, die einige Einflüsse der regenerativen Erzeugung auf den Netzbetrieb abbilden können. Insbesondere die Änderungen bei den im Mittel transportierten Energiemengen und den mittleren Transportstrecken werden untersucht. Der abschließende Abschnitt faßt die Ergebnisse dieses Anwendungsbeispiels zusammen.

### 3.1 Reale Einstrahlungswerte

Um aus dem Clear-sky-Index die Einstrahlungssumme auf eine PV-Generatorfläche zu berechnen, sind drei Schritte notwendig:

- Mit einem Clear-sky-Modell wird die Einstrahlung auf die horizontale Ebene ermittelt ( $k_c \mapsto G_{gh}$ )
- Der Einstrahlungswert wird auf die Orientierung der Empfangsfläche umgerechnet ( $G_{gh} \mapsto G_{gt}$ )
- Der erhöhte Horizont in bergiger Umgebung oder schattenwerfende Objekte verringern den verfügbaren Anteil an der Einstrahlung  $G_{gt}$ , dieser Einfluß ist abzuschätzen

Werden diese Schritte nicht nur für eine PV-Anlage, sondern für eine Gesamtheit von PV-Kraftwerken durchgeführt, bestimmt neben der räumlichen Verteilung der Standorte auch die Verteilung der Orientierungen der Generatorflächen den Verlauf der Gesamteinstrahlung. Alle genannten Effekte (und ihre näherungsweise Nachbildung im Rahmen dieser Arbeit) werden nun einzeln beschrieben.

Der Clear-sky-Index  $k_c$  ist das Verhältnis der beobachteten Einstrahlung  $G_{gh}$  und der unter den Idealbedingungen einer trockenen und klaren Atmosphäre am selben Ort und zur selben Zeit maximal möglichen Einstrahlung  $G_{ch}$ . Die tatsächliche Einstrahlung ergibt sich also nach

$$G_{gh} = G_{ch} \cdot k_c \quad (3.1)$$

$G_{ch}$  wird dabei über ein Clear-sky-Modell für den gegebenen Ort und die gegebene Zeit berechnet, ein solches Modell wurde bereits in Abschnitt 1.4 vorgestellt. Damit ist der deterministische Tagesgang der solaren Einstrahlung wiedergegeben. Für einen einzelnen Standort hat dieser Tagesgang eine genau definierte, jahreszeitabhängige Tageslänge und eine von Details des Clear-sky-Modells nur wenig abhängige Kurvenform. Für eine Vielzahl von räumlich verteilten Standorten kann man eine Summenkurve der Clear-sky-Einstrahlung berechnen. Mit zunehmender Ost–West-Ausdehnung des Standort-Ensembles wird sich die Summenkurve verbreitern, die scheinbare Tageslänge nimmt zu.

Im folgenden Schritt wird die Einstrahlung auf die geneigte Modulfläche eines PV-Generators bestimmt. Die Beiträge dieser Einstrahlung werden, wie bereits in Abschnitt 1.4 beschrieben, getrennt aus dem direkten und dem diffusen Anteil der Einstrahlung auf die horizontale Fläche,  $I_{gh}$  und  $D_{gh}$  bestimmt. Zunächst müssen deshalb diese beiden Anteile mittels eines Modells aus der gegebenen Globalstrahlung ermittelt werden. Die Direktstrahlung auf die geneigte Fläche  $I_{gt}$  ergibt sich mit  $I_{gh}$  dann allein aus der Geometrie,

der Anteil der Diffusstrahlung  $D_{gt}$  setzt weitere Modellannahmen über die Strahldichteverteilung am Himmel voraus. Für diese Arbeit kamen die Modelle von Skartveit und Olseth [69] und von Klucher [41] zu Einsatz (siehe auch Abschnitt 1.4).

Durch die Neigung der Empfangsfläche steigt die jährliche Einstrahlungssumme, das Maximum wird für Standorte in Deutschland bei 30° Neigung und Südausrichtung erreicht. Allerdings steigt auch die zeitliche Varianz der Einstrahlung, da die optimal ausgerichtete Fläche in den Mittagsstunden mehr Strahlung empfängt als eine horizontale Fläche, in den Morgen- und Abendstunden dagegen weniger. Das Maximum im zeitlichen Verlauf der Summenkurve für viele Anlagenstandorte wird dadurch betont.

Ein Ensemble von realen PV-Kraftwerken wird aber nicht ausschließlich aus 30°-geneigten und südgerichteten Generatorfeldern bestehen. Je nach Anlagentyp werden die Aufstellungsbedingungen deutlich variieren. Werden bestehende Dachflächen zur Installation herangezogen, wird die Bandbreite der möglichen Ausrichtungen allein durch eine Festsetzung der zulässigen Ertragsminderung begrenzt. So werden 90 Prozent des Maximalertrags bei 30° bis 45° Neigung für Abweichungen bis zu 60° aus der Südausrichtung erreicht. Ebenso können Anlagen entlang von Verkehrswegen in vielen verschiedenen Ausrichtungen installiert werden, im Extremfall – beim vertikalen Einsatz von zweiseitig aktiven PV-Modulen – sogar in allen Ausrichtungen. Große Anlagen auf Flachdach-Industriebauten oder auf der „grünen Wiese“ werden dagegen meist in Ideal-Orientierung errichtet werden. Diese Verteilung der Orientierungen um die Idealausrichtung wird wieder zu einer Verbreiterung der Summenkurve der Einstrahlung auf die Gesamtheit der Anlagen führen.

Der Effekt der Verschattung durch den lokalen Horizont und durch schattenwerfende Objekte in bebauter Umgebung kann hier nur abgeschätzt werden. Die Erfahrung mit privaten PV-Anlagen auf Gebäuden (1000-Dächer-Programm [33], Shell Solar SAT WATCH [73]) zeigt, daß viele Anlagen in den Morgen- und Abendstunden von Verschattung oder Teilverschattung betroffen sind. In den Mittagsstunden treten dagegen nur wenige Fälle von Verschattung auf, begründet durch den höheren Sonnenstand und die bessere Aufmerksamkeit der Anlagenerbauer auf ungestörte Besonnung in den ertragreichen Tagesstunden. Die Summenkurve für ein Ensemble von Anlagen wird durch diesen Effekt steilere Flanken bekommen, der Effekt der unterschiedlichen Anlagenorientierung damit zum Teil wieder kompensiert.

In dieser Arbeit werden daher die Clear-sky-Index-Datensätze aller Satellitenszenen auf die Einstrahlung auf eine 30° geneigte und südgerichtete Fläche umgerechnet. Dies trägt der teilweisen Kompensation der beschriebenen Effekte und der Unsicherheit in der Annahme der Orientierungsverteilung eines zukünftigen Anlagenensembles Rechnung. Bei den folgenden Untersuchungen zur Variabilität der Solarstrom-Erzeugung ist diese Einheitsausrichtung eine eher konservative Abschätzung.

### 3.2 Annahmen zum Modell 2030

In der Energiewirtschaft Deutschlands spielt die photovoltaische Stromerzeugung, was die installierte Kraftwerksleistung und die Erträge betrifft, noch keine Rolle. Ihr Anteil an der Stromproduktion in Deutschland liegt im Jahr 2003 bei etwa 0,3 Promille. Dagegen ist 2003 das Jahr, in dem die Stromerzeugung aus Windkraftanlagen erstmals die aus Wasserkraft übersteigt, beide erreichen einen Anteil von jeweils etwa 4 Prozent an der Gesamtstromerzeugung [14][62].

Für die mittelfristige Zukunft (damit sind hier die nächsten 20 bis 30 Jahre gemeint, also etwa der Zeitraum einer menschlichen Generation) nehmen alle Szenarien einer nachhaltigen Energieversorgung Deutschlands einen deutlichen Zuwachs bei allen regenerativen Energieträgern an. Aufgrund des räumlich nahezu gleichverteilten Vorkommens der solaren Einstrahlung ist dabei das technische Potential der Photovoltaik in Deutschland größer als jenes der Windenergienutzung.

Der Begriff des technischen Potentials einer regenerativen Energiequelle beschreibt dabei den Anteil des physikalischen Angebots, der unter technischen Randbedingungen nutzbar ist. Bei der Photovoltaik werden zum Beispiel die verfügbaren Flächen und die Wirkungsgrade der Solarzellen berücksichtigt. Während über das physikalische Angebot (das theoretische Potential) noch sehr verlässliche Angaben zu finden sind, variieren die Zahlen zum technischen Potential der verschiedenen erneuerbaren Energiequellen in der Literatur erheblich, da jeweils andere technische Randbedingungen gewählt werden können.

Im Rahmen dieser Potentiale können dann Szenarien aufgestellt werden, die mögliche Entwicklungen der Energieversorgungsstruktur beschreiben. Solche Szenarien dienen sowohl dem Nachweis der Machbarkeit als auch der Abschätzung von Folgen im technischen, ökonomischen und ökologischen Bereich, sie geben gleichzeitig auch Hinweise, auf welchem Weg und mit welchem Aufwand bestimmte gesetzte Ziele zu erreichen sind.

Im Rahmen dieser Arbeit wird ein Szenario „2030“ verwendet, welches sich eng an die Annahmen und Angaben von Langniß, Nitsch, Luther und Wiemken [44] hält. Die dort angegebenen technischen Potentiale sind weitgehend von Altner, Dürr, Michelsen und Nitsch [2] übernommen. Sie werden durch die Abschätzungen von Quaschnig [61] bestätigt.

In diesem Szenario 2030 werden knapp 38 Prozent des Strombedarfs aus Kraft-Wärme-Kopplung (KWK, zum Teil regenerativ aus Biomasse) gedeckt. Gut 19 Prozent kommen aus regenerativer Erzeugung (Windkraft, Photovoltaik, Wasserkraft) im Inland und knapp 11 Prozent aus regenerativer Erzeugung (solarthermische Kraftwerke, Photovoltaik) in sonnenreichen südlichen Ländern. Die Werte sind weiter unten in Tafel 3.1 genauer aufgeschlüsselt, ebenso werden die installierten Leistungen der einzelnen Erzeuger und Annahmen zu ihrer Betriebsweise weiter unten bei der Beschreibung des Rechenmodells angegeben. Zusammen werden damit im Szenario 2030 knapp 68 Prozent des Strombedarfs aus KWK und regenerativen Quellen gedeckt,

der verbleibende Anteil wird in konventionellen Kondensationskraftwerken erzeugt.

### 3.2.1 1-Knoten-Modelle

Die Realisierbarkeit solcher Szenarien wurde und wird mit Rechenmodellen mit unterschiedlicher Detaillierung überprüft. Zum einen werden Modelle verwendet, die das gesamte Versorgungsnetz Deutschlands in einem Netzknoten abbilden und damit über den gesamten Verbrauch und alle Erzeugung jeweils (typisch) in Stundensummen bilanzieren [22][44][54][61][74]. Diese Rechnungen basieren auf zwei Hauptannahmen bzw. Voraussetzungen:

- Es wird vorausgesetzt, daß die Fluktuationen in der Ausgangsleistung von Solar- und Windkraftwerken in kleinen Zeitbereichen und über begrenzte räumliche Gebiete soweit gemittelt werden, daß eine Untersuchung im Stundenrhythmus zulässig ist. Effekte im Sub-Stunden-Bereich und auf räumlich kleinen Skalen stellen das Versorgungsnetz nicht vor Probleme, die lokal nicht bewältigt werden können [37][74].
- Es wird vorausgesetzt, daß die Transportkapazität und damit die Ausgleichskapazität des Netzes beliebig hoch ist. Unter dieser Annahme können die Anforderungen an die Regelfähigkeiten des konventionellen Kraftwerksparks im Stundenraster ermittelt werden, ohne daß die Eigenschaften und Übertragungsverluste des Verbundnetzes bekannt sein müssen.

Einem hohen Anteil fluktuierender regenerativer Energieerzeugung wird allerdings die zweite Annahme kaum noch gerecht. Eine räumliche Auflösung des Netzmodells wird notwendig. Ein Schritt zu einem Modell mit vier Netzknoten wird von Brischke [13] vorgestellt. Darüber hinaus scheiterte eine wesentlich höhere räumliche Auflösung solcher Rechnungen an den nicht verfügbaren Zeitreihen für Verbrauch und Erzeugung in höherer räumlicher Auflösung.

Auf der elektrotechnischen Ebene gibt es andererseits Modellrechnungen, die sich mit Fragestellungen der Frequenz- und Spannungshaltung, des kurzfristigen Leistungsausgleichs und mit verschiedenen Bewertungsgrößen der Versorgungsqualität befassen. Unter dem entsprechenden Begriff „Power quality“ werden dabei unter anderem die Blindleistungsbereitstellung oder -kompensation, die Häufigkeit von kurzfristigen Spannungsschwankungen (Flicker), die Gleichmäßigkeit der Belastung der drei Phasen des Netzes und die Oberwellenanteile von Spannung und Strom untersucht. Speziell vor dem Hintergrund des Konzepts der „Verteilten Erzeugung“ mit (Brennstoffzellen-) Blockheizkraftwerken, Windkraft- und Solaranlagen und unter Umständen vorhandenen Kurzzeitspeichern gewinnen diese Untersuchungen auch im Zusammenhang mit erneuerbaren Energiequellen an Bedeutung.

So befaßt sich das deutsche Forschungsprojekt EDISON [9] mit der Lastglättung in Niederspannungs-Netzausläufern durch weitergehendes Lastmanagement und durch Einsatz von Batterien und elektronisch gesteuerten Gleichspannungsverbindungen zwischen verschiedenen Netzausläufern. Ziel ist hier, größere Investitionen in den Netzausbau durch den lokalen Einsatz

von technischen Komponenten und durch eine intelligente Betriebsführung zu vermeiden oder aufzuschieben. Im europäischen Forschungsprojekt DISPOWER [19] spielen erneuerbare Energiequellen schon eine größere Rolle, hier geht es um die Betriebsführung in Niederspannungsnetzen mit verteilten regenerativen Erzeugern (Windkraft, PV-Kraftwerke, Brennstoffzellen) und um die Kommunikation zwischen allen Komponenten innerhalb eines 400-V-Netzes.

Diese und ähnliche Untersuchungen befassen sich allerdings zumeist nur mit Teilnetzen oder Komponenten. Eine Ausdehnung dieser detaillierten technischen Untersuchungen auf das gesamte Versorgungsnetz stößt ebenso wie eine Verfeinerung der oben beschriebenen Bilanzmodelle auf Stundenbasis sowohl an Grenzen der Datenverfügbarkeit als auch an Grenzen des möglichen Rechenaufwands.

### 3.2.2 Vielknoten-Modelle

Das Modell 2030 dieser Arbeit übernimmt nun eine ganze Reihe von bestehenden Abschätzungen aus vorhandenen 1-Knoten-Modellen mit Stundenbilanzen, soll aber räumlich aufgelöste Aussagen zu den notwendigen mittleren Transportstrecken für regenerativ erzeugten Strom in 30-Minuten-Intervallen erlauben.

Für die Solarstromerzeugung ergeben sich die Erzeugungsdaten aus der Verfügbarkeit der Szenen der Einstrahlung auf eine geneigte Fläche  $G_{gt}$ . Das Gebiet der Bundesrepublik Deutschland wird in diesen Szenen durch 16099 Pixel abgebildet. Für den Stromverbrauch im Netz und alle regenerativen und konventionellen Erzeugergruppen gibt es Daten und Annahmen, die eine Aufteilung auf die 16 Bundesländer zulassen. Innerhalb der Länder können weitere Annahmen zur räumlichen Verteilung anhand der Siedlungs- oder Bevölkerungsdichte gemacht werden. Auf diesem Weg können Karten erstellt werden, die die räumliche Verteilung der Netzlast und der Erzeugung mit derselben Auflösung von 16099 Pixeln darstellen, auch wenn diese Auflösung nicht immer ausgenutzt wird.

Damit kann ein Rechenverfahren zumindest modellhaft präsentiert werden, welches die Bilanzen aus Erzeugung und Verbrauch auf 16099 Knoten aufstellt. Die Anzahl der Knoten liegt damit mit ihrer Größenordnung zwischen der Anzahl der Transformatoren zwischen Hochspannungs- und Mittelspannungsnetz (Sekundärspannung 10...20 kV, etwa 9000) und der Anzahl der Niederspannungstransformatoren (Sekundärspannung 230/400 V, etwa 425000) [79].

Wenn Datensätze des Verbrauchs oder anderer Erzeuger mit höherer räumlicher Auflösung verfügbar werden, können sie die hier getroffenen Annahmen zur räumlichen Verteilung von Last und Erzeugung ergänzen oder ersetzen. Qualitative Aussagen zu den Änderungen der Transportstrecken und der transportierten Energie sind aber schon auf der Basis der hier getroffenen Annahmen zur räumlichen Verteilung möglich.

Die Grundidee des Modells 2030 liegt also in der räumlichen Aufspaltung be-

reits vorhandener Stundensummen von Verbrauch und Erzeugung aus einem 1-Knoten-Modell. Aus der Untersuchung von Langniß, Nitsch, Luther und Wiemken [44] bestehen Zeitreihen für verschiedene Sektoren von Verbrauch und Erzeugung. Die Jahressummen entsprechen den Zielwerten des dort aufgestellten und hier übernommenen Szenarios für das Jahr 2030. Diese Zeitreihen wurden aus täglichen Ganglinien, jahreszeitlichen Hüllkurven und, soweit verfügbar, aus Angaben zum Verhältnis Wochentag–Wochenende erzeugt. Aus den insgesamt 14 Ganglinien für einzelne Verbrauchs- und Erzeugungsektoren werden 6 Summenzeitreihen erzeugt, die für die Netzlast und die nicht regelbaren Erzeugungsanteile stehen:

- Last (Summe aller 6 Verbrauchssektoren aus [44])
- Erzeugung aus Kraft-Wärme-Kopplung (die Erzeugung hängt teilweise vom Wärmebedarf ab kann daher nicht zur Regelung herangezogen werden. Details zu den Annahmen in [44])
- Erzeugung aus Windkraftanlagen
- Erzeugung aus Laufwasserkraftwerken
- Erzeugung aus solarthermischen Kraftwerken (Import)
- Erzeugung aus photovoltaischen Kraftwerken (Import)

Für jeden Stundenschritt stehen damit sechs Summenwerte für die Netzlast und die nicht regelbaren Anteile der Erzeugung, jeweils für Deutschland insgesamt, bereit. Um diese Summen räumlich aufzuteilen, werden zwei Datenquellen genutzt: die VDEW-Statistik [79] gibt für die Last und einige Erzeugungsektoren die Aufteilung nach Bundesländern an, eine Karte der Bevölkerungsdichte [5] erlaubt teilweise die weitere Regionalisierung der Werte innerhalb der Bundesländer.

Die folgenden Unterabschnitte beschreiben die Annahmen des Szenarios 2030 für den Verbrauch und die Erzeugungsektoren Kraft-Wärme-Kopplung, Wind, Laufwasser, Photovoltaik und Import-Solarstrom.

### 3.2.3 Modell Verbrauch

In der bereits zitierten Studie von Langniß u. a. [44] wurden zunächst Lastprofile (Zeitreihen) für 6 Verbrauchssektoren erstellt. Aus der Summe der Einzelprofile ergibt sich dann die Lastzeitreihe des Nettolast im öffentlichen Stromversorgungsnetz Deutschlands. Zusammen mit den Verteilungsverlusten im Stromnetz und dem Eigenbedarf der Erzeuger ergibt sich die Bruttolast der öffentlichen Stromversorgung. Ausgehend vom Referenzjahr (in [44] war dies 1994) wurden dort dann die einzelnen Zeitreihen so skaliert bzw. durch Verlagerung einzelner Verbrauchsanteile so verändert, daß die Verbrauchssummen den Annahmen für die Jahre 2010, 2030 und 2050 entsprechen. Durch die unterschiedlichen (auch negativen) Wachstumsraten des Stromverbrauchs in den einzelnen Sektoren verändert sich damit auch das zeitliche Profil der Gesamlast für die drei betrachteten Jahre.

Die Bruttonetzlast für das hier verwendete Jahr 2030 entspricht nahezu den Zahlen für 1998 [79]. Der Stromverbrauch in den Bereichen Raumwärme, Warmwasser und Haushaltsgeräte wird als rückgängig angenommen, dieser



■ 0 MW/Pixel    □ 40 MW/Pixel  $\cong 2 \text{ MW/km}^2$     (bei  $\approx 60 \text{ GW}$  Gesamtlast)

**Figur 3.1:** Karte der räumlichen Verteilung der Netzlast in Deutschland. Der Bruttoverbrauch im Versorgungsnetz wird zunächst nach den Verbrauchsangaben des VDEW [79] auf die Bundesländer aufgeteilt, innerhalb der Länder folgt die Verteilung der Bevölkerungsdichte [5]. Die Kartenprojektion entspricht derjenigen der METEOSAT-Szenen, helle Bildpunkte zeigen eine hohe Lastdichte an. Das Gebiet der Bundesrepublik Deutschland umfaßt in dieser Darstellung 16099 Pixel.

Diese und alle folgenden Grauwert-Bilder weisen keine lineare Helligkeitsskala auf, statt dessen wurde bei der Zuordnung Bildwert  $\mapsto$  Graustufe der Kontrast optimiert. Statt einer kontinuierlichen Skala werden daher nur wenige Vergleichsfelder gezeigt.

Rückgang wird aber durch strukturelle Änderungen im Verkehrssektor (Verkehrsverlagerung auf die Schiene, Elektrofahrzeuge) kompensiert.

Für das räumlich aufgelöste Rechenmodell wird die Gesamtlast zunächst auf die 16 Bundesländer verteilt, dies geschieht entsprechend der Länderverteilung aus der VDEW-Statistik 1998. Innerhalb eines Bundeslands erfolgt die weitere räumliche Verteilung proportional zur Bevölkerungsdichte. Dies entspricht der räumlichen Lastverteilung in einigen Sektoren (öffentliche Einrichtungen, Handel & Gewerbe, Verkehr, private Haushalte) sicherlich sehr gut, allerdings nicht unbedingt in den Sektoren Landwirtschaft und Industrie. Dennoch wird dieses naheliegende Schema benutzt, solange keine besseren Daten für diese Sektoren verfügbar sind.

Das Vorgehen impliziert die Annahme, dass die räumliche Verteilung der Last über alle Zeitpunkte (Tages- und Jahreszeiten) konstant ist, und daß sie sich für 2030 nicht von der in 2000 unterscheidet. Eine mögliche Angleichung des wirtschaftlichen Geschehens in Ost–West-Richtung oder ein weitergehender Strukturwandel in den klassischen Industrieregionen findet also keine Berücksichtigung. Ebenso ist im Jahr 2030 der Einsatz von Lastmanagement-Maßnahmen wahrscheinlich, die auf die aktuelle Versorgungslage im Stromnetz reagieren. Abgesehen von den bereits angenommenen Verschiebungen in den Tagesgängen der einzelnen Verbrauchergruppen wird dieses Lastmanagement nicht nachgebildet, die Rechnung mit der konstanten räumlichen Verteilung der Last ist in dieser Hinsicht eine sehr konservative Annahme.

Technisch wird die Darstellung mit Hilfe zweier Karten im Format und in derselben Projektion wie die Satellitenszenen erreicht. In diesen Karten umfaßt Deutschland eine Fläche von 16099 Bildpunkten (Pixel). Eine Karte enthält für jedes Pixel die Nummer des Bundeslands (oder 0 außerhalb von Deutschland), die zweite Karte enthält die Nummer der Bevölkerungsdichte-Klasse (1...6) nach der Darstellung des Bundesamtes für Bauwesen und Raumordnung [5]. Mit einer Tabelle des Pro-Kopf-Verbrauchs je Bundesland (aus den VDEW-Daten) kann dann in zwei Schritten eine (dritte) Karte des Anteils jedes Pixels an der Gesamtlast Deutschlands erstellt werden. Die Summe über alle Pixelwerte dieser Karte ist gleich 1, aus der Multiplikation der Gesamtlast für einen Zeitschritt mit dem Wert jedes Pixels ergibt sich damit direkt die Last jedes Pixels in diesem Zeitschritt. Figur 3.1 zeigt die so erzeugte Karte der räumlichen Lastverteilung.

### 3.2.4 Modelle der Erzeuger

**Modell Kraft-Wärme-Kopplung:** Im Szenario 2030 erfährt die Stromerzeugung aus KWK-Kraftwerken eine starke Steigerung. Während heute etwa 10 Prozent der Gesamtstromerzeugung aus KWK stammen, geht das Szenario 2030 von 38 Prozent aus. Dieser Anteil verteilt sich nach Langniß u. a. [44] auf drei Gruppen von Kraftwerken, die nach unterschiedlichen Strategien wärmegeführt, stromgeführt oder zeitweise im Kondensationsbetrieb gefahren werden. Aus den getroffenen Annahmen ergibt sich eine Zeitreihe der Gesamterzeugung aus KWK. Diese wird für das räumlich aufgelöste Rechenmodell ausschließlich proportional zur Bevölkerungsdichte verteilt, da

ein wesentlicher Teil der erzeugten Wärme der Raumheizung dient.

**Modell Windkraft:** Das technische Potential der Windenergienutzung hängt in erster Linie vom Windangebot und in zweiter Linie von den verfügbaren Flächen zur Aufstellung von Windkraftanlagen ab, die oft einer Reihe von Nutzungsbeschränkungen unterliegen. Eine gute Übersicht über das technische Potential ist bei Quaschnig [61] angegeben. Dort werden für 31 Regionen Deutschlands und die Jahre 2020 und 2050 jeweils die Zahlen installierter Windkraftanlagen der 1,5-MW- und der 3-MW-Klasse angegeben.

Für das Rechenmodell werden die Anlagenzahlen für das Jahr 2020 den Bundesländern zugeordnet, bei den drei Küstenländern wird dabei zwischen der Aufstellung an Land und auf See (Off-shore) unterschieden. Die Windstromerzeugung wird dann innerhalb eines Bundeslandes gleichmäßig auf die Landesfläche verteilt, die Erzeugung der Off-shore-Anlagen nur auf die Küstenlinie des entsprechenden Landes.

**Modell Laufwasser:** Die Angaben zur heute vorhandenen Wasserkraft werden aus der VDEW-Statistik [79] nach Bundesländern übernommen. Für das Szenario 2030 wird keine Änderung der räumlichen Verteilung angenommen, da kein großer Zubau von Wasserkraftwerken zu erwarten ist. Innerhalb der Bundesländer wird die Erzeugung aus Wasserkraft wiederum gleichverteilt.

**Modell Photovoltaik:** Zur Beschreibung der räumlichen Verteilung der photovoltaischen Kraftwerke werden zwei Ansätze verfolgt. Im ersten Fall verteilt sich die installierte Leistung nach der Bevölkerungsdichte. Dieses „Solar 1“ genannte Teilszenario legt den Schwerpunkt auf die Nutzung bestehender Dachflächen und anderer Strukturen, z. B. Verkehrswege, deren Verteilung der Bevölkerungsdichte folgt. Der zweite Fall „Solar 2“ geht von der Gleichverteilung der Generatorleistung über die Fläche Deutschlands aus. Dieses Teilszenario steht für die photovoltaische Stromerzeugung in Großanlagen auf geeigneten, land- oder forstwirtschaftlich nicht genutzten Flächen. Die beiden Teilszenarien stellen sicher Grenzfälle für die Struktur eines photovoltaischen Kraftwerksparks dar, die für den Zielwert von 30 GW<sub>p</sub> installierter Leistung jeweils benötigten Flächen sind für beide Szenarien nachgewiesen [2][61]. Für ein Stromversorgungsnetz ist das Szenario „Solar 1“ wegen der lastnahen Erzeugung der betrieblich einfachere Fall, das Szenario „Solar 2“ wird zeigen, wie stark sich die andere räumliche Verteilung der Solarstromerzeugung auf den Netzbetrieb auswirken kann.

Die tatsächliche Erzeugung einer Stunde ergibt sich aus der pixelweisen Multiplikation (Faltung) der aktuellen Einstrahlungsszene mit einer der zwei Karten (Solar 1 oder Solar 2) der installierten Leistung und einem angenommenen Anlagen-Betriebswirkungsgrad (Performance Ratio) von 0,75. PV-Anlagen, die mit Komponenten hoher Qualität an verschattungsfreien Standorten betrieben werden, erreichen heute schon Betriebswirkungsgrade über 0,80. Allerdings werden bei zunehmender Installation von PV-Anlagen auf

Siedlungsstrukturen immer weniger Standorte völlig verschattungsfrei sein, was die Annahme eines niedrigeren mittleren Anlagenwirkungsgrads rechtfertigt.

**Modell Solarstrom-Import:** Das Szenario von Langniß u. a. [44] nutzt auch die Möglichkeit des Stromimports aus sonnenreicheren Mittelmeerländern, der dort in solarthermischen oder photovoltaischen Kraftwerken erzeugt wird. Dieser Importstrom wird Deutschland auf Höchstspannungsleitungen erreichen. Derzeit gibt es nur zwei grenzüberschreitende Höchstspannungsleitungen im Süden Deutschlands, bei Laufenburg am Hochrhein und bei Leupolz im Allgäu. Für den Leistungsfluß auf der Höchstspannungsebene ist allerdings die Annahme von nur zwei Einspeisepixeln nicht sinnvoll, statt dessen wird der Importstrom zu gleichen Teilen auf die Gebiete von Baden-Württemberg und Bayern verteilt.

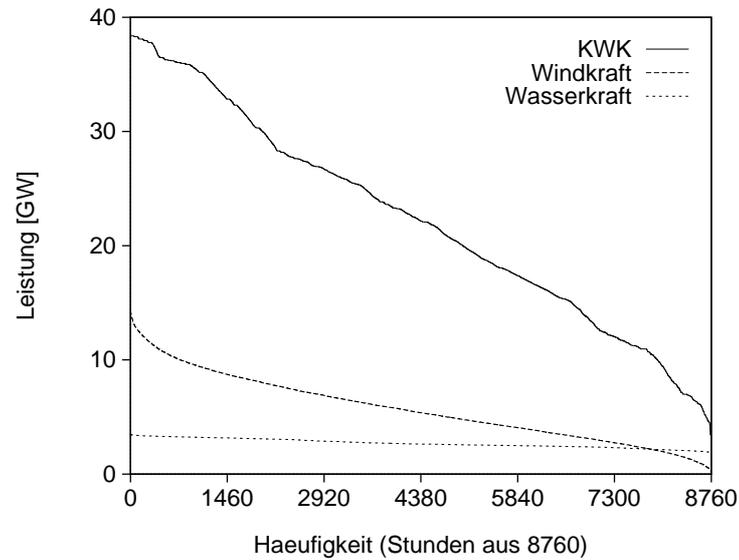
### 3.2.5 Zusammenfassung Szenario 2030

Tafel 3.1 faßt die Annahmen des Szenarios 2030 zusammen. Sie enthält die Leistung aller im Inland installierten regenerativen Erzeuger und die erzeugten Strommengen der regenerativen und konventionellen Erzeugung. In den Figuren 3.2 bis 3.3 sind die Dauerlinien – die kumulierten Häufigkeitsverteilungen – für die verschiedenen Erzeugergruppen jeweils für das Gesamtnetz dargestellt, die Dauerlinie der Bruttolast findet sich in Figur 3.7 auf Seite 98.

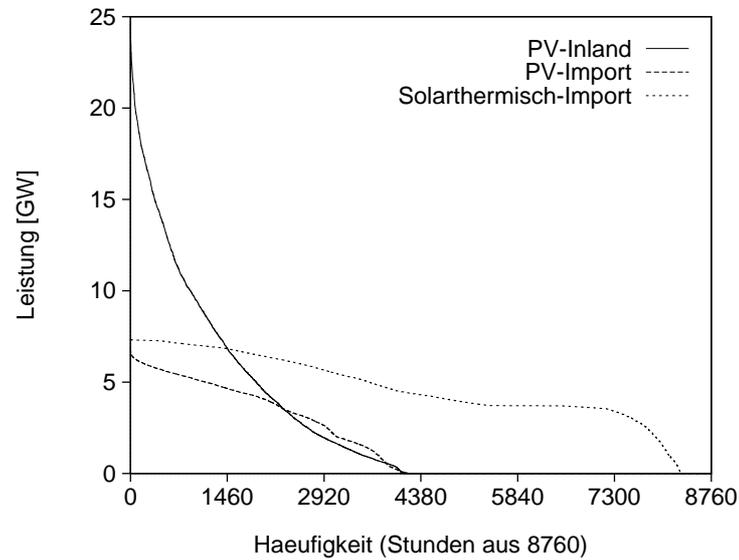
Das Szenario 2030 und seine Annahmen sind damit – soweit wie für die folgenden Rechnungen notwendig – vorgestellt und erklärt. Es sei noch einmal angemerkt, daß diese Arbeit weitgehend die Summenwerte und Zeitreihen eines bestehenden Szenarios verwendet. Dieses oder andere Szenarien werden

**Tafel 3.1:** Installierte Leistungen und erzeugte Strommengen für die einzelnen erneuerbaren Energiequellen im Szenario 2030. Jeweils grob ein Drittel des erzeugten Stroms stammt aus regenerativer Erzeugung, aus KWK-Kraftwerken (zum Teil mit Biomasse betrieben) und aus konventionellen thermischen Kondensationskraftwerken.

<b>2030</b>	Install. Leistung GW	Energie TWh/a	Energie %
Öff. Netz Nettolast		448	
Öff. Netz Bruttolast		515	100,0
Kraft-Wärme-Kopplung	38,4	195	37,9
Windkraft (Land)	12,3	29,7	5,8
Windkraft (Off-shore)	6,1	20,3	3,9
Wasserkraft	5,4	23,6	4,6
Photovoltaik Inland	30,0	25,0	4,9
Photovoltaik Import		15,0	2,9
Solarthermisch Import		40,0	7,8
Thermische Kraftwerke		166	32,2



**Figur 3.2:** Dauerlinien (kumulierte Häufigkeitsverteilungen) der Erzeugung aus Kraft-Wärme-Kopplung, Windkraftanlagen und Wasserkraftanlagen.



**Figur 3.3:** Dauerlinien der Erzeugung aus photovoltaischen Kraftwerken (Inland und Import) und aus solarthermischen Kraftwerken (Import). Die Dauerlinien für die beiden Gruppen von PV-Kraftwerken zeigen klar den Tag-Nacht-Wechsel, sie erstrecken sich nur über den halben Gesamtzeitraum. Die solarthermischen Kraftwerke erreichen aufgrund ihres 5-h-Speichers (und möglicher fossiler Zufuehrung) deutlich längere Einsatzzeiten.

hier nicht hinterfragt. Vielmehr dient es als Beispiel für die hier vorgestellte Rechenmethode mit räumlich aufgelösten Zeitreihendaten, die in gleicher Weise auch auf andere Szenarien angewandt werden kann.

Dennoch ist für die beiden großen regenerativen Erzeuger Photovoltaik und Windkraft ein Vergleich mit den heutigen Werten interessant. Die Erzeugung aus Windkraft lag im Jahr 2002 bei 16,8 TWh/a [62], sie hat damit bereits ein Drittel des Zielwerts von 2030 erreicht. Vergleicht man diesen heute erreichten Wert mit den Szenarien bei Altner u. a. [2], die (1995) einen weniger forcierten Ausbau der erneuerbaren Energiequellen annahmen, so hat die Windkraft in Deutschland bereits 2002 den dort genannten „oberen Zielwert“ für das Jahr 2010, nämlich 18 TWh/a, nahezu erreicht. Anders verhält es sich bei der Photovoltaik, deren Erzeugung sich von 0,1 TWh/a heute [62] auf 25 TWh/a im Jahr 2030 steigern soll. Die hierfür notwendige Zuwachsrate wird schwerer zu erreichen sein. Die heutige Erzeugung aus PV-Kraftwerken liegt allerdings im Bereich der Steigerungskurve zum „unteren Zielwert“ bei Altner u. a., wo sie im Jahr 2010 0,5 TWh/a erreichen soll.

Aufgrund der beispielhaften Darstellung (und zur Beschränkung des Aufwands) werden nicht alle erneuerbaren Erzeuger mit demselben hohen räumlichen Detaillierungsgrad modelliert. So entspricht die relativ homogene Verteilung der Land-Windkraft und der Wasserkraft der realen Verteilung der Erzeuger nicht gut. Diese Arbeit konzentriert sich allerdings zunächst auf die Auswirkungen des räumlichen und zeitlichen Verhaltens des solaren Einstrahlungsfelds. Die nun folgenden Modellrechnungen zeigen darüber hinaus Effekte des großräumigen Leistungsausgleichs, die nicht mehr von der korrekten kleinräumigen Modellierung der regenerativen Erzeugung abhängen und daher auch mit diesem stellenweise vereinfachten Modell untersucht werden können.

### 3.3 Modellrechnungen zum Stromtransport

Nach den beschriebenen Schritten der Modellbildung stehen nun räumliche Verteilungsmuster für die Netzlast und für die 5 Gruppen von Erzeugern bereit, deren Leistungsabgabe (im Fall der regenerativen Erzeuger) vom fluktuierenden Energieangebot abhängig ist oder (im Fall der Kraft-Wärme-Kopplung) nur eingeschränkt regelbar ist. Diese Muster erlauben die Berechnung der Bilanzen aus Verbrauch und Erzeugung mit wesentlich höherer räumlicher Differenzierung als die oben beschriebenen 1-Knoten- oder wenige-Knoten-Modelle. Allerdings gilt eine der bei diesen Modellen genannten Einschränkungen auch hier: die Rechnungen werden nur in 1-Stunden-Schritten durchgeführt. Die vorliegenden Einstrahlungsdaten würden auch den 30-Minuten-Takt erlauben, alle anderen Daten müssten aber zeitlich interpoliert werden. Die Unsicherheit bei der Erzeugung der halbstündigen Zwischenwerte überwiegt allerdings den möglichen Erkenntnisgewinn einer Rechnung im Halbstunden-Takt.

### 3.3.1 Die Rechenschritte zur Bilanz

Der erste Schritt der Rechnung entspricht dem Vorgehen von Langniß u. a. [44], allerdings von einem Summenknoten auf 16099 Netzknoten ausgedehnt: die Bilanz  $\delta(\vec{x}, t)$  gibt für jeden Knoten  $\vec{x}$  und jeden Zeitschritt  $t$  das verbleibende Defizit oder den entstehenden Überschuß an, nachdem die Last  $L(\vec{x}, t)$  und die Erzeugungen  $E(\vec{x}, t)$  für diesen Knoten summiert wurden (die Abhängigkeit von  $\vec{x}$  und  $t$  ist bei den Summanden nicht angeschrieben, gilt aber auch dort):

$$\delta(\vec{x}, t) = -L + E_{\text{kwk}} + E_{\text{wind}} + E_{\text{wasser}} + E_{\text{pv}} + E_{\text{import}} \quad (3.2)$$

Diese erste Bilanz wird für alle 8760 Stunden des Jahres und für alle 16099 Knoten berechnet. Die Werte  $\delta(\vec{x}, t)$  liegen zwischen  $-50$  und  $+50$  MW/Pixel, die hohen positiven Werte (die einen lokalen Überschuß kennzeichnen) treten durch die Einspeisung der Erzeugung aus Off-shore-Windkraft an der Küstenlinie auf.

Aus allen  $\delta(\vec{x}, t)$  eines Zeitschritts ergibt sich die Gesamtbilanz  $\Delta(t)$  für das Modell-Stromnetz

$$\Delta(t) = \sum_{\vec{x}} \delta(\vec{x}, t) \quad (3.3)$$

$\Delta(t)$  ist in diesem Szenario 2030 in allen Zeitschritten des Jahres negativ – das heißt, daß die Erzeugung aus regenerativen Energiequellen und Kraft-Wärme-Kopplung zusammen im Gesamtnetz noch zu keinem Zeitpunkt die Last übersteigt. Figur 3.7 zeigt die Dauerlinie für die Gesamtbilanz  $\Delta(t)$ .

Die Rechnungen in früheren Studien wie [22][44][54][61][74] endeten hier und versuchten zum Teil, aus dem zeitlichen Verlauf der Gesamtbilanz  $\Delta(t)$  Aussagen über die Zusammensetzung und die notwendige Regelfähigkeit eines Kraftwerksparks zu gewinnen, der das verbleibende Defizit decken kann. Ein wesentliches Ziel der hier vorgestellten Rechnungen mit dem Vielknoten-Modell ist es, Aussagen zu den notwendigen Transportwegen und -Kapazitäten im Stromnetz machen zu können. Eine direkt auf den Werten  $\delta(\vec{x}, t)$  ausgeführte räumliche Ausgleichsrechnung über Erzeugung und Verbrauch würde allerdings dazu führen, daß das verbleibende Gesamtdefizit  $\Delta(t)$  gleichmäßig auf alle Knoten verteilt werden würde. Damit würden den regenerativen Erzeugern viel zu große Transportwege angerechnet, ohne daß die räumliche Verteilung der verbleibenden konventionellen thermischen Kraftwerke und der Transportaufwand zwischen diesen Kraftwerken und den Verbrauchsorten berücksichtigt werden würden.

Zur Untersuchung der Änderungen bei den Transportwegen und -Mengen muß also auch bekannt sein, welche Wege schon beim bestehenden Netz notwendig sind, um Verbrauch und Erzeugung (durch konventionelle Kraftwerke) auszugleichen. Für die Untersuchung der Leistungsflüsse im Modellstromnetz ist eine ausgeglichene Gesamtbilanz  $\Delta(t)$  notwendig, und dazu braucht es ein Modell der räumlich verteilten Erzeugung durch den konventionellen thermischen Kraftwerkspark.

Grundlage dieses Modells ist eine in der VDEW-Statistik [79] enthaltene Liste aller thermischen Kraftwerke mit mehr als 100 MW Leistung. Dies sind 138 nuklear und fossil betriebene Kraftwerke, die zusammen 95 Prozent der installierten konventionellen thermischen Leistung darstellen (der Begriff „konventionell thermisch“ wird hier zur Abgrenzung gegenüber der Kraft-Wärme-Kopplung benutzt, nicht zur Unterscheidung zwischen Kernkraftwerken und fossil befeuerten Anlagen). Zu allen 138 Kraftwerken wurden die geographischen Koordinaten ermittelt, die zusammen mit den Angaben zur Jahreserzeugung 1998 jedes Kraftwerks die Grundlage einer weiteren Karte bilden. Diese Karte stellt die räumlichen Verteilung der konventionell thermischen Erzeugung in Deutschland dar. Sie erlaubt damit die räumliche Auflösung der stündlichen konventionell thermischen Erzeugung  $\sum E_{\text{konv}}(t)$ , die identisch mit  $-\Delta(t)$  ist. Auch diese Modellbildung ist nicht sehr realistisch, weil so alle Kraftwerke gleichmäßig hoch- oder abgeregelt werden, real werden Kraftwerke teilweise in Teillast betrieben oder abgeschaltet, während andere bei Vollast weiterlaufen. Dieser Ansatz wird dadurch eher zu einer Unterschätzung der Stromtransportmengen führen.

Für alle 8760 Stunden des Jahres läßt sich so die zweite Bilanz  $\delta'(\vec{x}, t)$  über alle 16099 Knoten bilden:

$$\delta'(\vec{x}, t) = -L + E_{\text{kwk}} + E_{\text{wind}} + E_{\text{wasser}} + E_{\text{pv}} + E_{\text{import}} + E_{\text{konv}} \quad (3.4)$$

Die Werte von  $\delta'(\vec{x}, t)$  liegen jetzt zwischen  $-50$  und  $+2500$  MW/Pixel, die hohen positiven Werte kommen von einzelnen großen thermischen Kraftwerken. Aus allen  $\delta'(\vec{x}, t)$  ergibt sich eine neue Gesamtbilanz für das Modell-Stromnetz  $\Delta'(t)$ , die gleich Null ist:

$$\Delta'(t) = \sum_{\vec{x}} \delta'(\vec{x}, t) = 0 \quad (3.5)$$

Um Aussagen über *Änderungen* in den Stromtransportwegen und -Mengen, die durch den Einsatz erneuerbarer Energiequellen eintreten können, treffen zu können, braucht es noch einen Vergleichsfall, gegen den der Stromtransport des Szenarios 2030 bewertet werden kann. Dieser Vergleichsfall soll gegenüber dem Szenario 2030 möglichst wenig Parameter ändern, andererseits der Versorgungsstruktur von 2000 sehr nahe kommen. Als Vergleichsfall wird daher ein Netz mit derselben Last-Annahme wie in 2030 (etwas mehr als heute), derselben Wasserkraft wie in 2030 (auch etwas mehr als heute) und dem KWK-Park und dessen Betrieb wie in 2030 herangezogen. Die gegenüber heute stark ausgebauten Kraft-Wärme-Kopplung mit ihrer verbrauchsnahen Stromerzeugung stellt den größten Unterschied zur heutigen Erzeugungsstruktur dar, die auftretenden Transportmengen dürften niedriger als die heute auftretenden sein. Die Anforderungen an die Kapazität des deutschen Versorgungsnetzes dürften damit den heutigen entsprechen oder sogar konservativ angesetzt sein.

In diesem Vergleichs-Szenario, welches zur Unterscheidung von den Szenarien „Solar 1“ und „Solar 2“ „Fossil“ genannt wird, gibt es keine Erzeugung aus Solar- und Windkraftwerken und keinen Stromimport. Die Bilanzen nehmen

damit folgende Form an:

$$\delta^*(\vec{x}, t) = -L + E_{\text{kww}} + E_{\text{wasser}} + E_{\text{konv}}^* \quad (3.6)$$

$$\Delta^*(t) = \sum_{\vec{x}} \delta^* = 0 \quad (3.7)$$

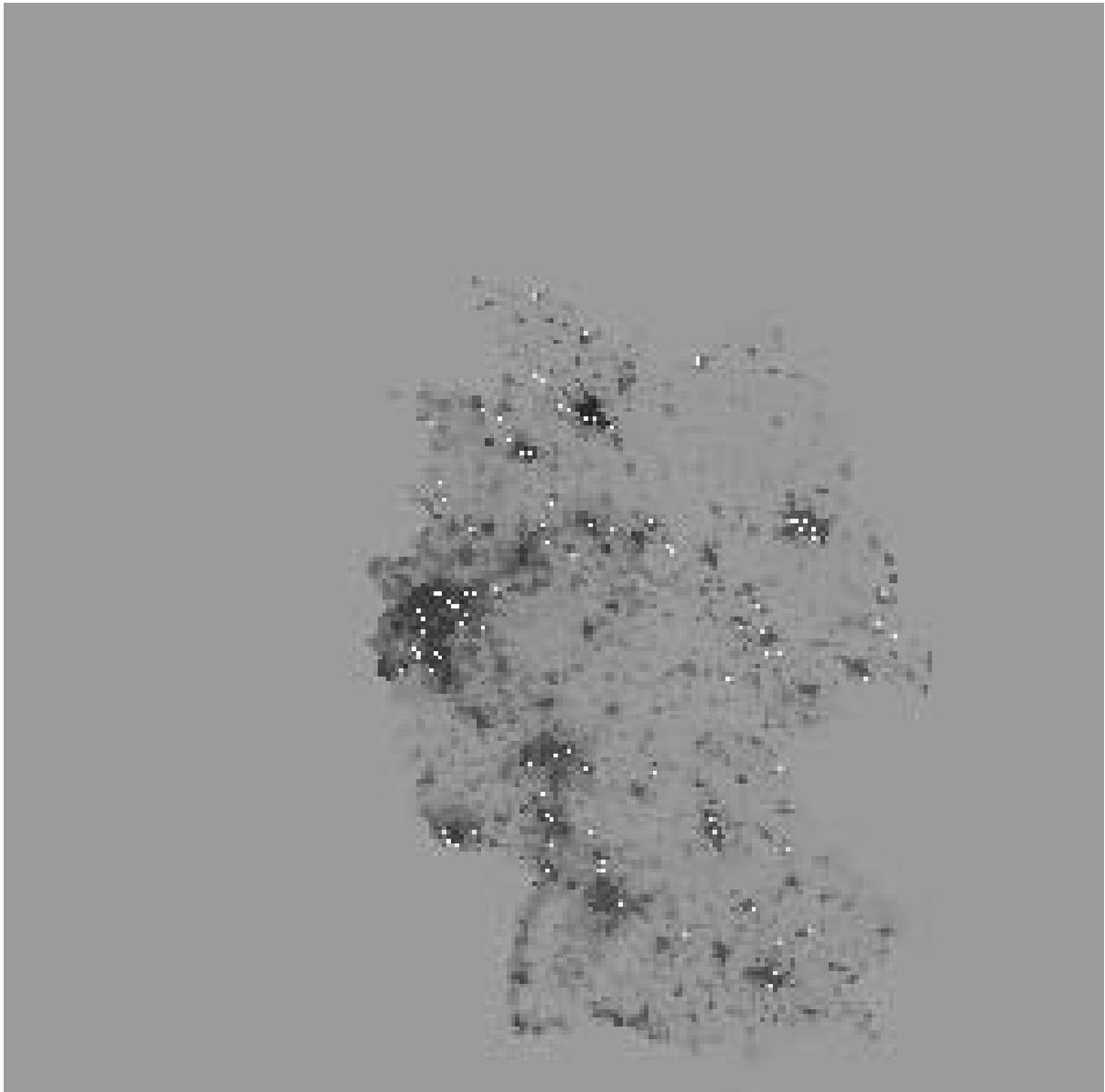
Die Figuren 3.4 bis 3.6 zeigen drei Beispiele für die flächenhaft aufgelöste Bilanzrechnung. Mittelgraue Pixel stehen für eine ausgeglichene lokale Bilanz  $\delta'(\vec{x}, t)$  (und ebenso für Orte außerhalb der Landesgrenzen), dunkle Pixel für ein lokales Defizit und helle Pixel für lokalen Überschuß, der jetzt natürlich auch durch die lokalisierten konventionellen thermischen Kraftwerke verursacht wird.

### 3.3.2 Stromtransportmengen und -Strecken: die Wattsekundenmeter

Damit stehen für ein Jahr und alle 16099 Knoten lokale Werte von Überschuß oder Defizit  $\delta'(\vec{x}, t)$  zur Verfügung, deren Summe  $\Delta'(t)$  für jeden Zeitschritt jeweils Null ist. Um diese räumlich ausgeglichene Bilanz wirklich zu erreichen, muß Strom von Überschußgebieten in Defizitgebiete transportiert werden. In einem realen Stromversorgungsnetz wird dies mit zunehmenden Transportaufkommen die verschiedenen Spannungsebenen, beginnend beim Nieder- und Mittelspannungsnetz, beanspruchen. Überregionaler Transport findet erst statt, wenn lokale Überschüsse nicht in einem Teilnetz Verwendung finden oder ein Defizit in einem Teilnetz nicht durch lokale Erzeuger gedeckt wird. Letzteres ist heute im Stromnetz mit zentralisierten Kraftwerken der Standardfall, die umgekehrte Transportrichtung, z. B. aus einem Mittelspannungsnetz ins Hochspannungsnetz, kommt bisher nur sehr selten vor.

Der räumliche Bilanzausgleich durch Stromtransport im Netz entspricht einer räumlichen Mittelung über Regionen zunehmender Größe. Der Mittelwert beschreibt dann die Bilanz in der neuen, größeren Region, die Standardabweichung der dabei gemittelten Werte ist ein Maß für die Strommenge, die bei diesem Ausgleichsvorgang transportiert wird. Die beiden Rechenschritte der Haar-Wavelets, die zu den Werten von Kontext  $c$  und Detail  $d$  führen, entsprechen genau einer solchen Mittelung und der Berechnung der Standardabweichung (siehe Abschnitt 2.2.2). Sie beschreiben damit den Ausgleichsprozess für eine Größenstufe. Mit der Mehrfachzerlegung, die diese Analyse über Gebiete zunehmender Kantenlänge automatisiert, kann damit eine räumlich und nach Transportstrecken differenzierte Ausgleichsrechnung durchgeführt werden.

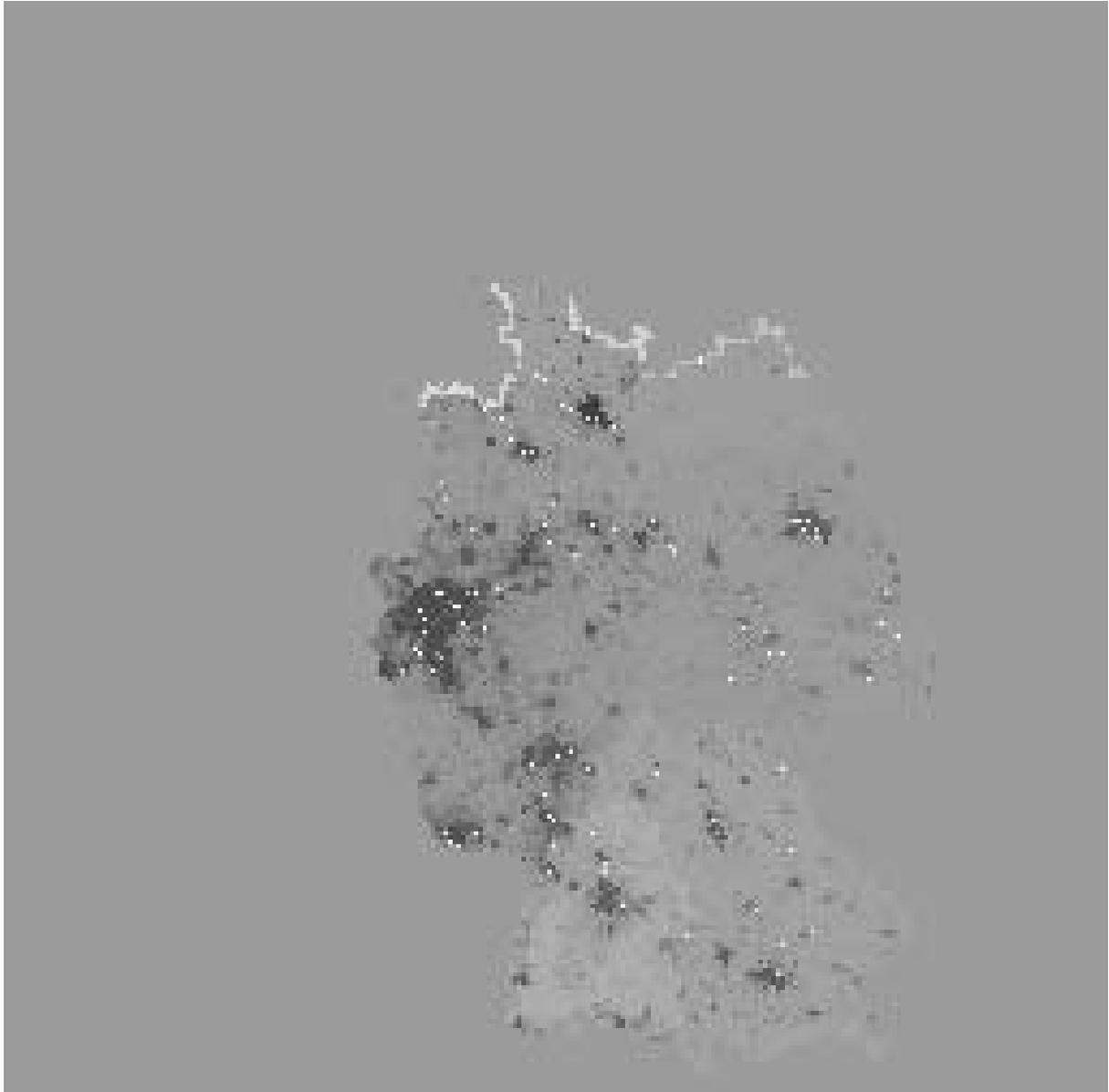
Diese Rechnung berücksichtigt nicht die Topologie eines realen Stromversorgungsnetzes, welches insbesondere auf den hohen Spannungsebenen keine räumlich gleichmäßige Vermaschung aufweist. Vielmehr bildet die Mehrfachzerlegung ein idealisiertes Modell-Netz nach, in dem die Maschengröße in 6 Stufen (in Potenzen von 2) ansteigt und dabei auf jeder Stufe einen lokalen Leistungsausgleich ermöglicht. Durch diese schrittweise Mittelung wird der Leistungsausgleich auf sehr kurzen Wegen durchgeführt.



■ -1,0 MW/km<sup>2</sup>   ■ 0 MW/km<sup>2</sup>   □ 1,0 MW/km<sup>2</sup>   □ 10 MW/km<sup>2</sup>

**Figur 3.4:** Beispiele für die Bilanzierung über 16099 Knoten.

Hier: Vergleichsfall „Fossil“, die Last wird durch KWK, Laufwasserkraft und den konventionellen thermischen Kraftwerkspark gedeckt. Das Bild zeigt die Situation für den 11. August, 11:30. Helle Bildpunkte (Pixel) stehen für Netto-Erzeugung, dunkle Bildpunkte für Netto-Verbrauch in einem Knoten.



■ -1,0 MW/km<sup>2</sup>   ■ 0 MW/km<sup>2</sup>   ■ 1,0 MW/km<sup>2</sup>   □ 10 MW/km<sup>2</sup>

**Figur 3.5:** Beispiele für die Bilanzierung über 16099 Knoten.

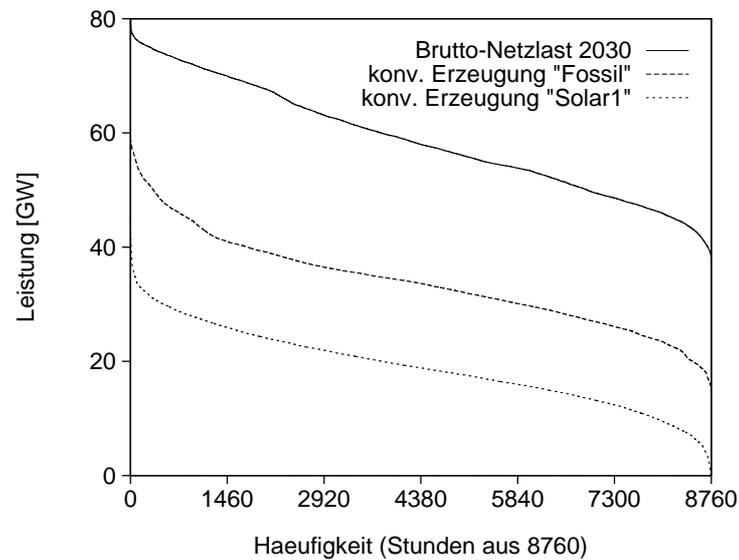
Hier: typischer Fall im Szenario „Solar 1“, KWK, Laufwasserkraft, fluktuierende regenerative Erzeugung und konventioneller thermischer Kraftwerkspark decken die Last gemeinsam. Das Bild zeigt die Situation für den 11. August, 11:30.



■ -1,0 MW/km<sup>2</sup>   ■ 0 MW/km<sup>2</sup>   ■ 1,0 MW/km<sup>2</sup>   □ 10 MW/km<sup>2</sup>

**Figur 3.6:** Beispiele für die Bilanzierung über 16099 Knoten.

Hier: Grenzfall im Szenario „Solar 1“, die konventionellen thermischen Kraftwerke liefern nahezu keine Leistung. Das Bild zeigt die Situation für den 8. März, 11:30.



**Figur 3.7:** Dauerlinien der Brutto-Netzlast im Szenario 2030, der konventionellen thermischen Erzeugung im Vergleichsfall „Fossil“ und der konventionellen thermischen Erzeugung ( $= -\Delta(t)$ ) im Szenario „Solar 1“, jeweils für das Gesamtnetz. Auch im solaren Szenario 2030 tritt im Gesamtnetz Deutschland gerade noch kein Überschuß auf, d. h. die konventionellen thermischen Kraftwerke leisten zu jedem Zeitschritt noch einen von Null verschiedenen Beitrag.

Allerdings leistet das Verfahren keine Optimierung auf die mathematisch minimalen Transportstrecken, da auch in direkt benachbarten Knoten auftretende Werte von Überschuß und Defizit erst dann ausgeglichen werden, wenn eine Mittelungsstufe beide Knoten umfaßt.

Für die quantitative Auswertung muss nun noch die Beziehung zwischen den Detail-Werten  $d$  und dem Strom-Transportaufkommen beschrieben werden. Dieses wird hier mit  $T$  in der Einheit GWh·km bezeichnet, es ist, analog zu den „Tonnenkilometern“ im Transportwesen, das Produkt aus transportierter Energie und Transportstrecke.  $T$  hängt außer vom Detail-Wert  $d$  von der dritten Potenz der Kantenlänge  $l$  des betrachteten Gebiets ab (zweimal wegen der steigenden Gebietsfläche, einmal wegen der steigenden Transportstrecke):

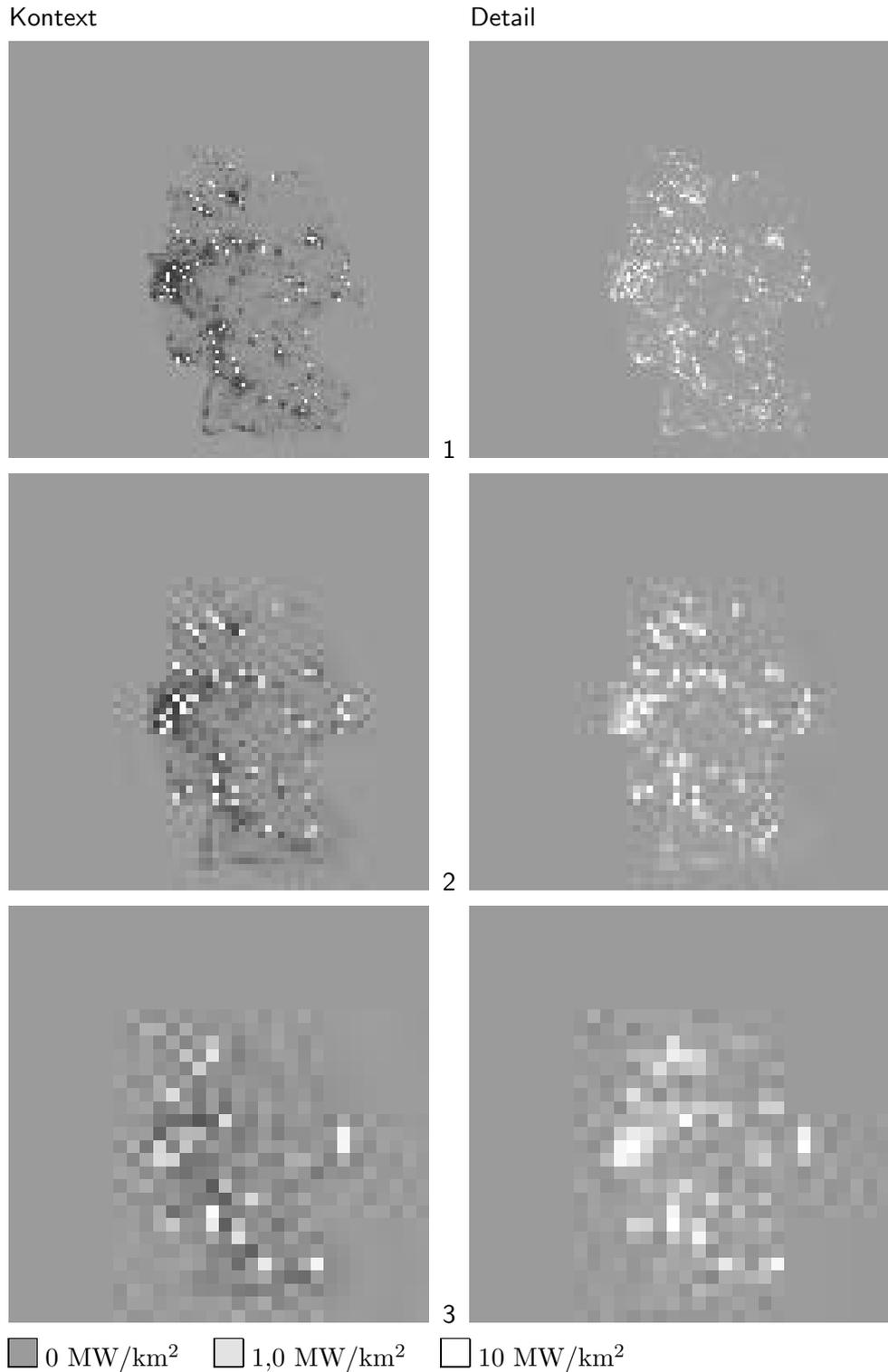
$$T(\vec{x}, t) \cong 2d \cdot A \cdot l \cdot \tau = 2d \cdot l^3 \cdot \tau = 2d \left( l_0 \cdot 2^{m-1} \right)^3 \cdot \tau \quad (3.8)$$

$A$  ist hierbei die Gebietsfläche,  $l_0$  die Kantenlänge eines Originalpixels im 16099-Knoten-Modell, und  $m$  die Stufe der Mittelung von 1 bis 6. Der Zeitschritt  $\tau$  ist in allen Rechnungen gleich 1 h, die Zahlenwerte der Leistung in GW und der Energie in GWh sind daher hier identisch. Der Faktor 2 ist ein Geometriefaktor, der sich für den mittleren Stromtransport in einem Feld aus  $2 \times 2$  Pixeln ergibt, wenn nur die einfache Kantenlänge eines Ursprungspixels als Maß für die Transportstrecke verwendet wird.

Die Mehrfachzerlegung liefert also ein nach Größenstufen sortiertes Bild des Stromtransportaufkommens. Die Figuren 3.8 und 3.9 zeigen dies am Beispiel des Teilszenarios „Fossil“ am 11. August, 11:30, für alle 6 Stufen. Die Graustufen stehen in den dort gezeigten Kontext- und Detail-Bildern für Leistungsdichten ( $\text{GW}/\text{km}^2$ ), die einzelnen Werte der Detail-Bilder  $d$  gehen direkt in Gleichung (3.8) zur Berechnung des Transportaufkommens ein. In den Kontext-Bildern (links) läßt sich der fortschreitende Bilanzausgleich über die Größenstufen verfolgen. Die großen thermischen Kraftwerke (erkenntlich an den weißen Pixeln in der ersten Stufe, vgl. auch Figur 3.4) sorgen auch über weitere Entfernungen für unidirektionalen Stromtransport – auch in den höheren Mittelungsstufen stehen die hellen Grauwerte für Überschuß, der noch weiter zu verteilen ist. Die Detail-Bilder (rechts) zeigen die Intensität der Ausgleichsvorgänge für diese Stunde.

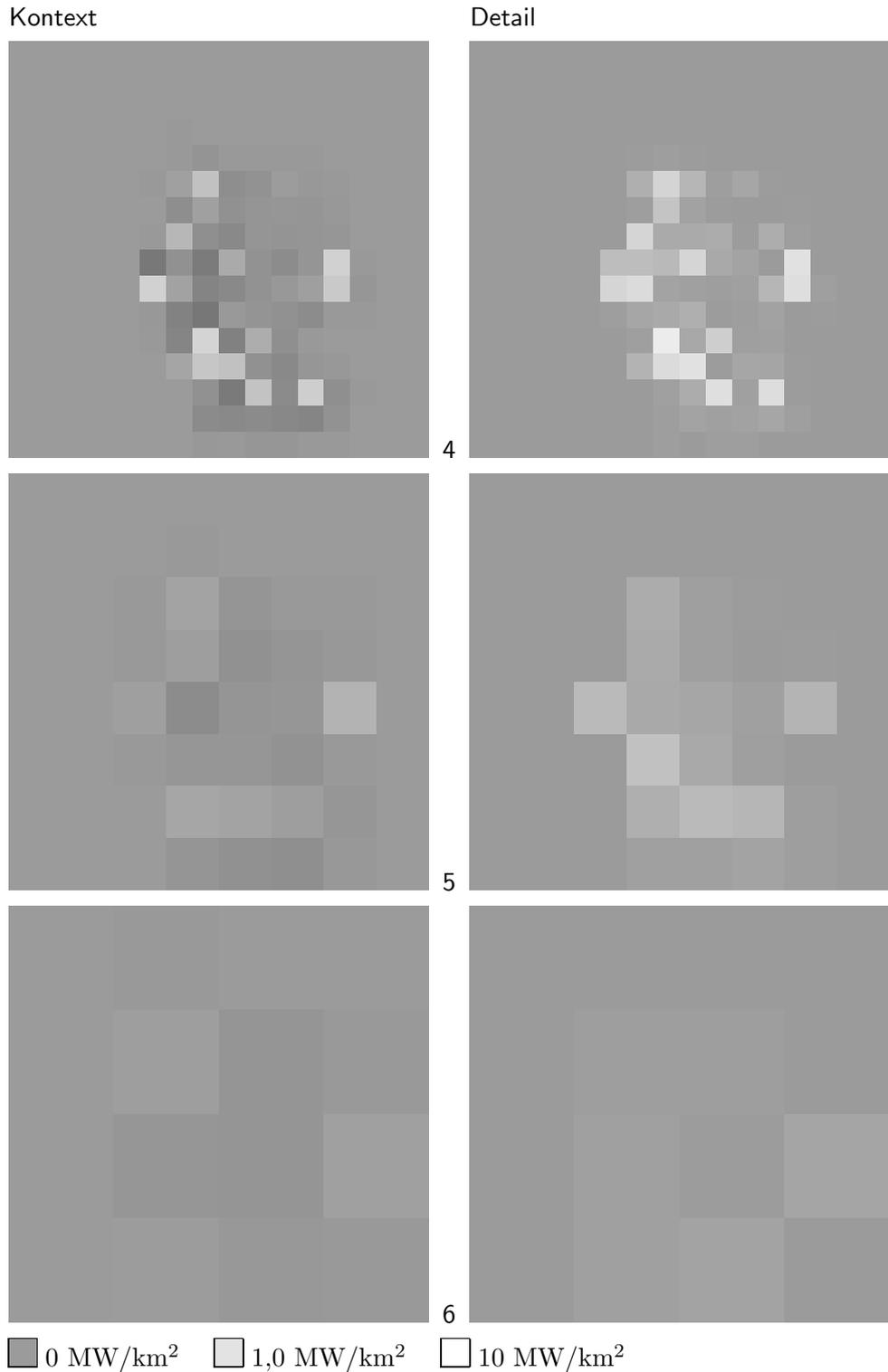
Schon an diesem Beispiel zeigt sich, daß Gebiete mit starkem regionalen Stromtransport nicht zwangsläufig auch stark am überregionalen Transport beteiligt sein müssen. Auf den Stufen 2 und 3 treten das Ruhrgebiet und die Regionen um Aachen, Bremen und Hamburg noch deutlich hervor, während in Stufe 5 der Schwerpunkt des Stromtransports eher im Westen und Südwesten des hier nur noch schwach erkennbaren Landes liegt.

In den Figuren 3.10 und 3.11 wird die Mehrfachzerlegung am einem extremen Gegenbeispiel, dem 8. März, 11:30, im Teilszenario „Solar 1“ demonstriert. In dieser Stunde verschwindet der Beitrag der konventionellen thermischen Kraftwerke nahezu vollständig. Im direkten Vergleich der (gleichartig skalierten) Grauwerte der Detail-Bilder für beide Szenarien fällt der deutliche Rückgang des regionalen Stromtransports im solaren Szenario auf. Nach der Verteilung des Off-shore-Windstroms in den ersten drei Stufen sind



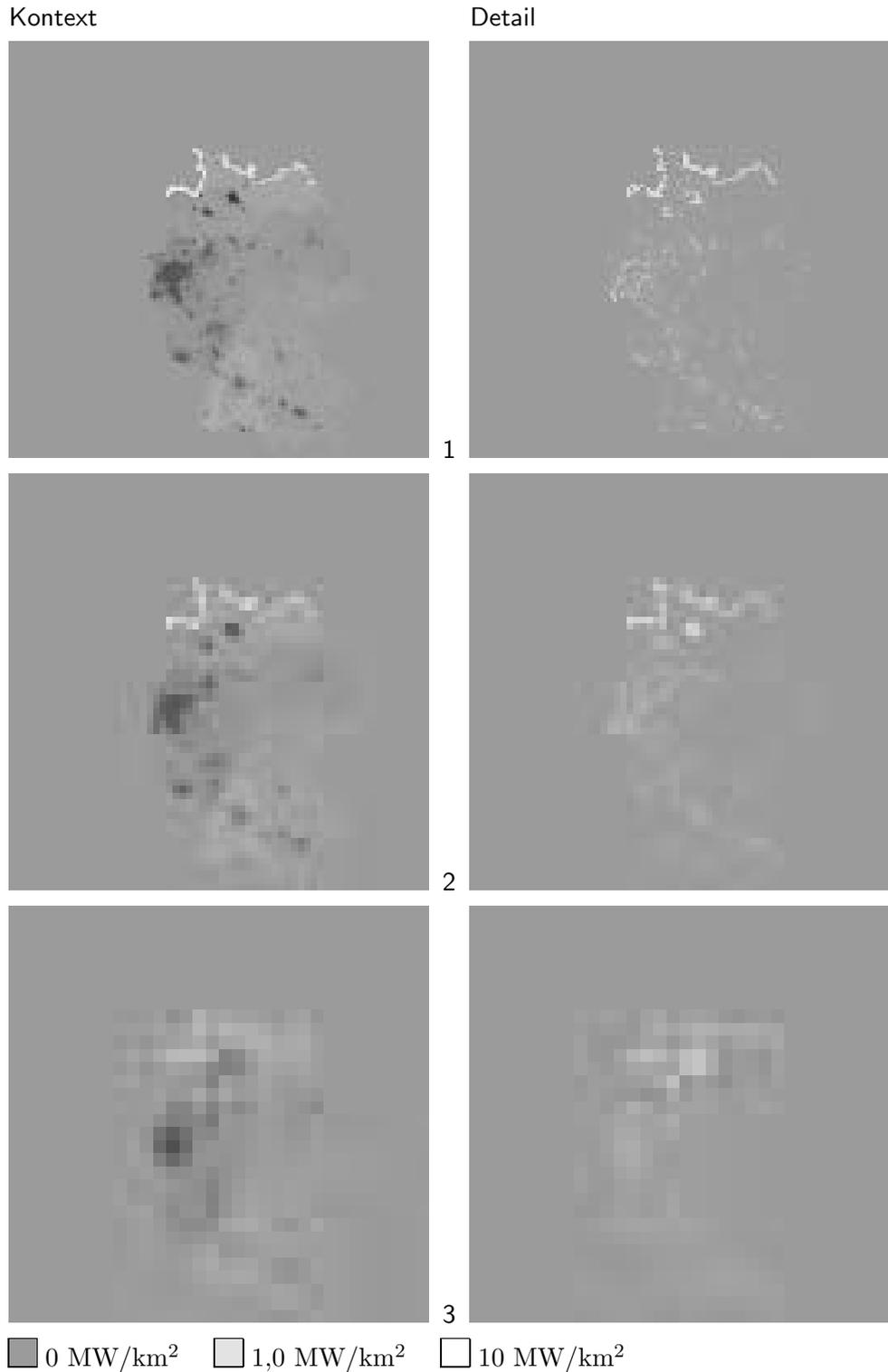
**Figur 3.8:** Beispiele für die Mehrfachauflösung der Bilanzszenen über die ersten 3 Stufen.

Hier: Vergleichsfall „Fossil“ für den 11. August, 11:30. Die linke Spalte zeigt die Kontextbilder, die rechte Spalte die Detailbilder der Mehrfachzerlegung. Die Werte der Detailbilder stehen für die Stromtransportmengen auf der entsprechenden Größenstufe.



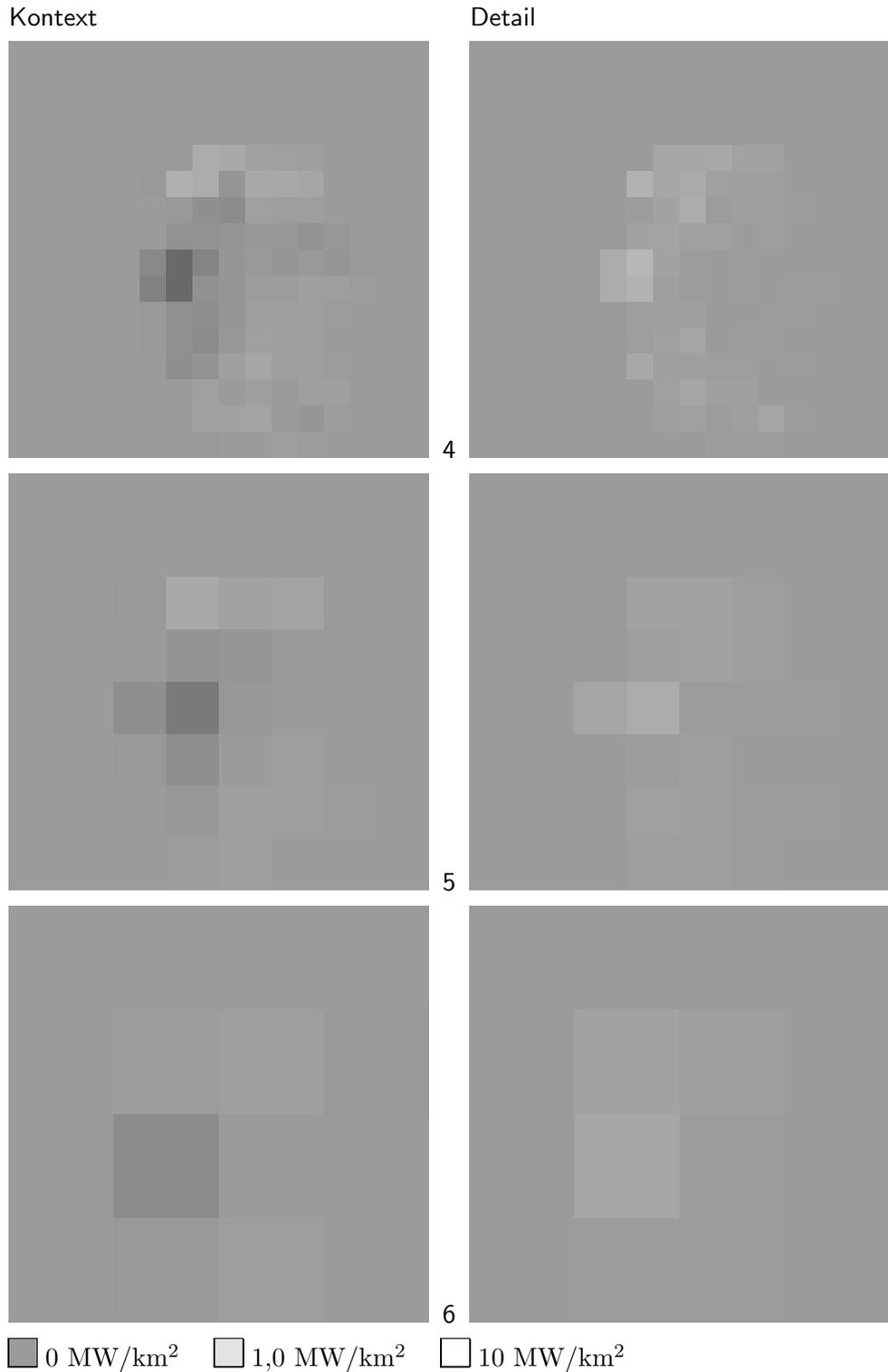
**Figur 3.9:** Beispiele für die Mehrfachauflösung der Bilanzszenen über die 4. bis 6. Stufe.

Hier: Vergleichsfall „Fossil“ für den 11. August, 11:30. Die linke Spalte zeigt die Kontextbilder, die rechte Spalte die Detailbilder der Mehrfachzerlegung. Die Werte der Detailbilder stehen für die Stromtransportmengen auf der entsprechenden Größenstufe.



**Figur 3.10:** Beispiele für die Mehrfachauflösung der Bilanzszenen über die ersten 3 Stufen.

Hier: Szenario 2030 „Solar 1“ für den 8. März, 11:30. Die linke Spalte zeigt die Kontextbilder, die rechte Spalte die Detailbilder der Mehrfachzerlegung. Die Werte der Detailbilder stehen für die Stromtransportmengen auf der entsprechenden Größenstufe.



**Figur 3.11:** Beispiele für die Mehrfachauflösung der Bilanzszenen über die 4. bis 6. Stufe.

Hier: Szenario 2030 „Solar 1“ für den 8. März, 11:30. Die linke Spalte zeigt die Kontextbilder, die rechte Spalte die Detailbilder der Mehrfachzerlegung. Die Werte der Detailbilder stehen für die Stromtransportmengen auf der entsprechenden Größenstufe.

kaum noch helle Grauwerte wahrnehmbar. Leider kann auch der Anstieg des Stromtransports auf der 6. Stufe optisch kaum wahrgenommen werden. Die folgenden Zahlenwerte und Diagramme ermöglichen aber eine bessere qualitative, zum Teil sogar quantitative Bewertung der Transportmengen auf den verschiedenen Größenstufen.

An den Grenzen Deutschlands treten in dieser Rechnung natürlich auch kleine Ausgleichseffekte auf, da die Pixel mit zunehmender Größe in die Nachbarländer hineinreichen. Bei allen Land-Grenzen ist das quantitativ kein großes Problem, da im 16099-Knoten-Modell alle Pixel außerhalb Deutschlands auf Null gesetzt sind, aus Sicht des Leistungsausgleichs also bereits eine ausgeglichene lokale Bilanz aufweisen. An Nord- und Ostsee kann aber der unschöne Effekt auftreten, dass der Off-shore-Strom zunächst auch „ins Meer abfließt“. Mit zunehmender Größe der Mittelungsgebiete wird auch dieser Strom seinen „Weg“ auf die Landfläche der Bundesrepublik finden, da nur dort ein zu deckendes Defizit existiert. Allerdings kann das kleinskalige Transportaufkommen hier leicht unterschätzt werden.

### 3.3.3 Mittleres Stromtransportaufkommen

Die Detail-Bilder, die für alle 8760 Stunden des Jahres berechnet wurden, erlauben nach einer zeitlichen Mittelung über alle Stunden Aussagen zu den mittleren jährlichen Stromtransportmengen je Größenstufe  $\langle T_m \rangle_t$ . In den Figuren 3.12 und 3.13 sind diese Werte räumlich aufgelöst dargestellt, jedes Pixel steht für das Jahresmittel der Transportmenge in jeweils seiner Region. Die Figuren 3.12 und 3.13 erlauben auch den direkten Vergleich der drei Teilszenarien, von links nach rechts sind sie in der Folge „Fossil“, „Solar 1“ und „Solar 2“ dargestellt. Anders als bei den oben ausgewählten (Extrem-) Beispielen sind in der Jahresmittelung die Differenzen zwischen den drei Szenarien weniger auffällig. Auf den ersten drei Stufen sind, vom Off-shore-Windstrom abgesehen, kaum Unterschiede auszumachen. In Stufe 4 und 5 treten im Fossil-Szenario hellere Pixel (also mehr Stromtransport) als in den Solarszenarien auf, auf Stufe 6 ist es umgekehrt (diese Unterschiede lassen sich mit dem Auge leichter erfassen, wenn man die Abbildung aus größerer Entfernung und mit bewußt auf „unscharf“ gestelltem Blick betrachtet – oder die folgenden Grafiken mit den zusammengefaßten Zahlenwerten heranzieht).

Ohne Rücksicht auf die räumliche Verteilung sind die mittleren jährlichen Stromtransportmengen je Größenstufe in den Figuren 3.14 (Stufe 3) bis 3.17 (Stufe 6) zusammengefasst. Während die  $y$ -Achse in absoluten Werten des Transportaufkommens  $\langle T_m \rangle_t$  skaliert ist, ist auf der  $x$ -Achse die kumulierte Häufigkeit des Auftretens dieser Transportmenge als Anteil der Knoten in jeder Mittelungsstufe angegeben. Dies macht die Grafiken trotz der von Stufe zu Stufe abnehmenden Zahl der Modellnetz-Knoten vergleichbar. Sie zeigen also, in welchem Anteil der Netzknoten das Transportaufkommen einen bestimmten Wert übersteigt.

In beiden Solarzenarien bleibt das Transportaufkommen über alle Stufen vergleichbar, merkbare Unterschiede treten erst auf Stufe 6 mit Strecken

ab 150 km auf. Erwartungsgemäß verursacht das Teilszenario „Solar 2“ mit räumlich gleichverteilten PV-Kraftwerken das etwas höhere Transportaufkommen.

Deutlicher sind die Unterschiede zwischen den solaren und dem fossilen Teilszenarien. Vor allem auf den Stufen 4 und 5 (mit 40 km bzw. 80 km mittlerer Transportstrecke) ist das Transportaufkommen im Szenario „Fossil“ wesentlich höher. Begründet ist dies durch die Deckung von etwa 58 Prozent der Gesamtlast durch nur 138 konventionelle thermische Kraftwerke. Bei einer gleichmäßigen Verteilung dieser Kraftwerksblöcke auf das Gebiet Deutschlands würden sich Kraftwerksabstände von 50 km bis 60 km ergeben – die wesentlichen Transportstecken im fossilen Szenario liegen also in der zu erwartenden Größenordnung.

Auf Stufe 6 (150 km) ist dagegen das Transportaufkommen in den solaren Teilszenarien größer. Hier zeigen sich die Auswirkungen des Windstrom-Anteils von 10 Prozent und des Importstrom-Anteils von 11 Prozent (jeweils auf die Gesamtlast bezogen). Diese Anteile werden im Wesentlichen in den drei Küstenländern erzeugt bzw. in Baden-Württemberg und Bayern in das deutsche Modell-Netz eingespeist.

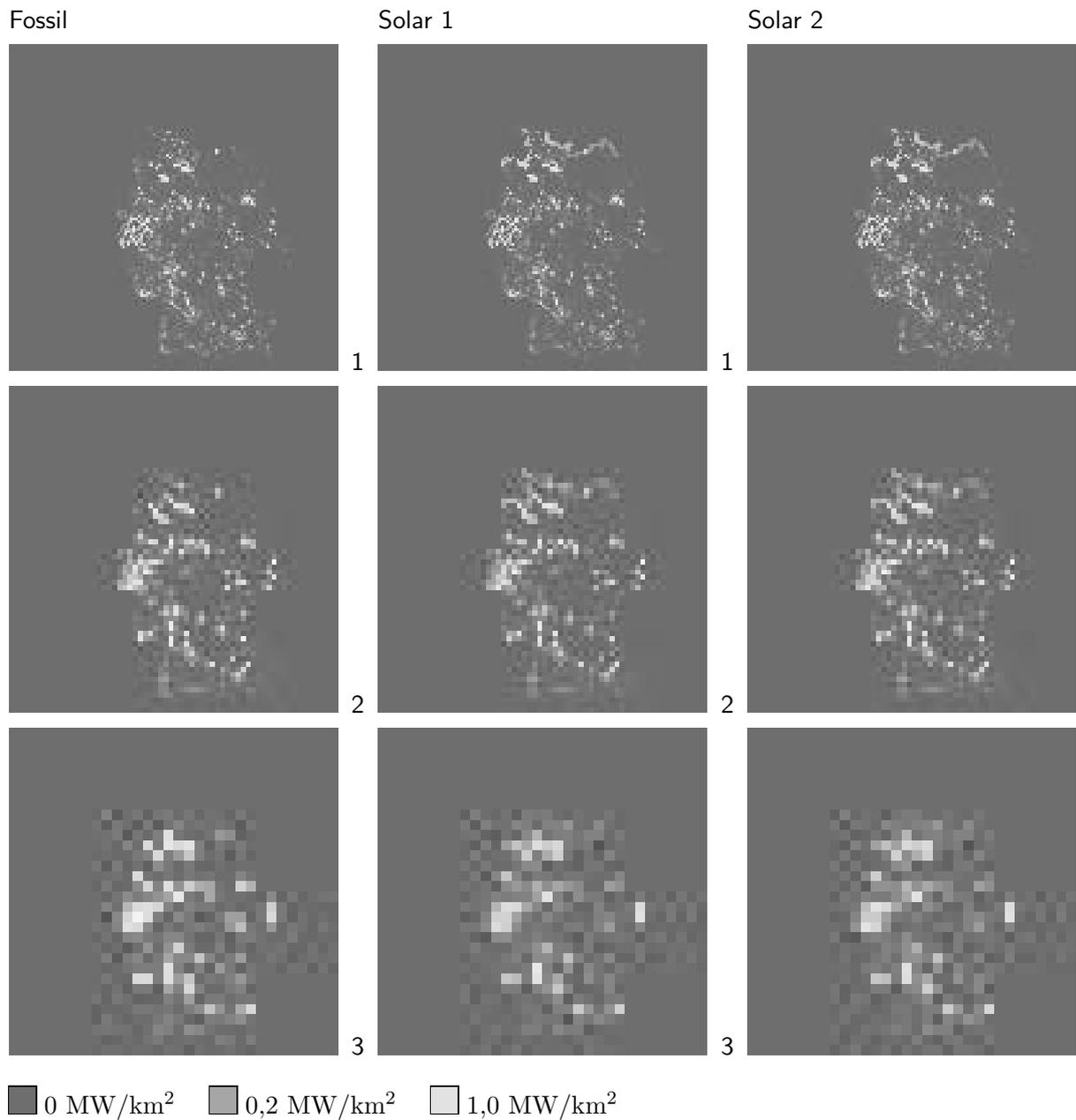
Auf allen Größenstufen bis etwa 100 km ist also das Modell-Netz 2030 mit verteilten regenerativen Erzeugern weniger belastet als ein konventionelles Modell-Netz. In der letzten hier betrachtbaren Größenstufe (150 km) stellen die solaren Szenarien höhere Anforderungen an das Netz, da hier der großräumige Leistungsausgleich (Windkraft im Norden, Import im Süden) die notwendige Transportkapazität bestimmt.

Tafel 3.2 faßt die ermittelten Transportaufkommen für alle 6 Stufen zusammen. Eine rechnerisch mögliche 7. Stufe (mit etwa 300 km Streckenlänge) kann nicht mehr sinnvoll ausgewertet werden, da die dann verbleibenden 4 Pixel keine Häufigkeitsangaben ermöglichen und die Randeffekte die Interpretation zusätzlich erschweren.

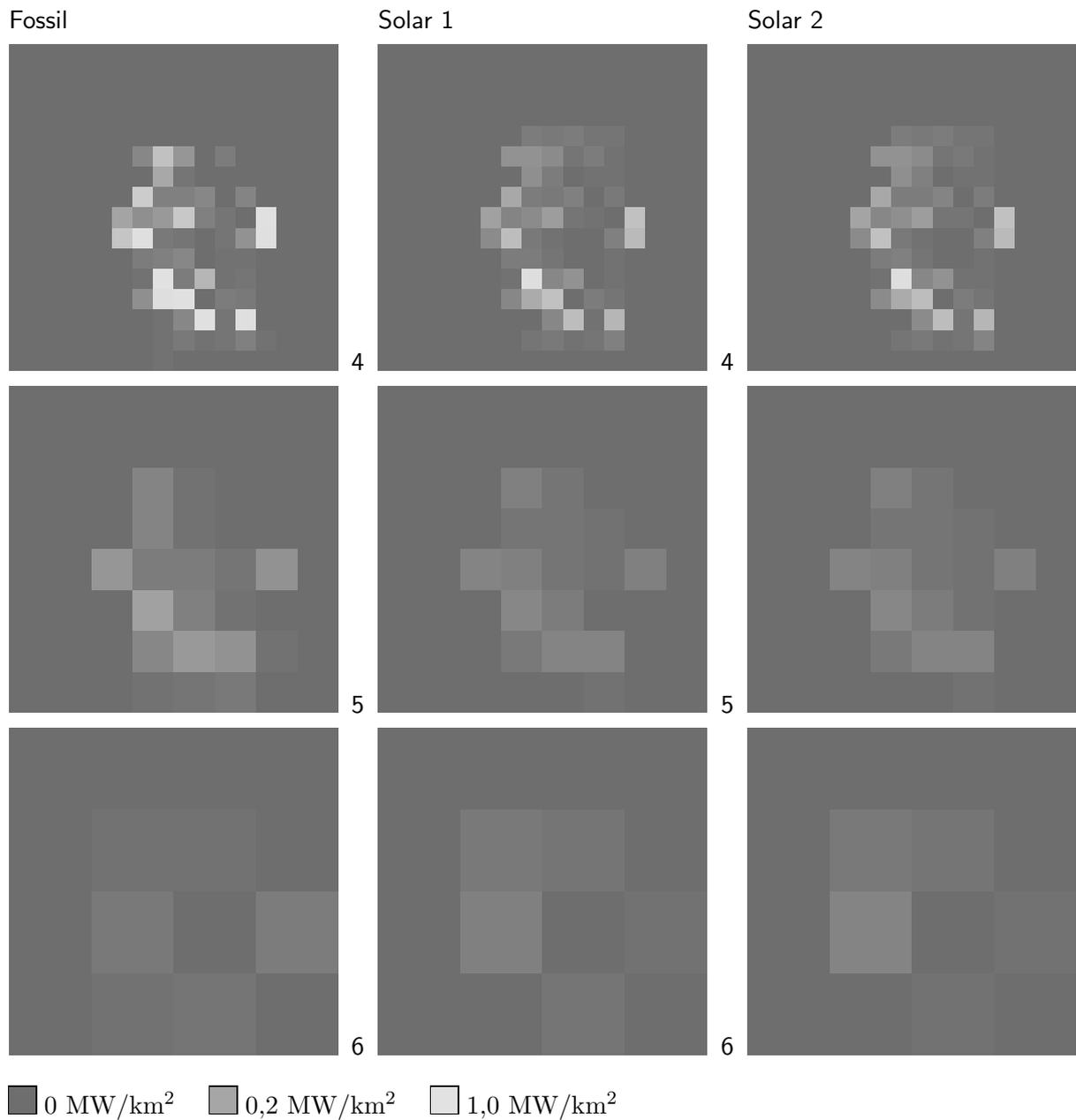
### 3.3.4 Maximales Stromtransportaufkommen

Werden anstelle des jährlichen mittleren Transportaufkommens  $\langle T_m \rangle_t$  die Jahresmaximalwerte  $T_{m,\max}$  für jeden Knoten des Modell-Netzes bestimmt, lassen sich auch Abschätzungen zur notwendigen Transportkapazität im Modell-Netz anstellen. Diese Werte sind allerdings weit von den Grundlagen einer realen Netz-Ausbauplanung entfernt, da z. B. weder eine realistische Netztopologie noch die mögliche Umleitung von Strommengen auf parallelen Leitungen (mit Umwegen und evt. leicht erhöhten Transportverlusten) berücksichtigt werden.

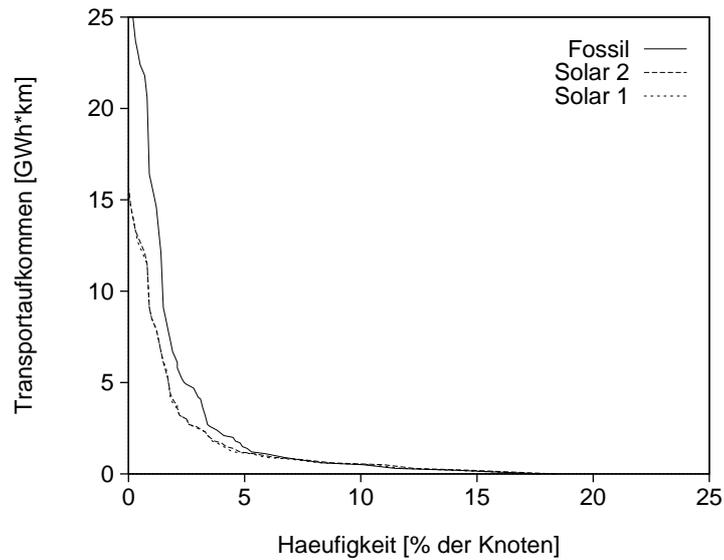
Die Figuren 3.18 bis 3.21 zeigen die entsprechenden Kurven des maximal auftretenden Transportaufkommens. Qualitativ zeigen sich dieselben Unterschiede zwischen den solaren und dem fossilen Teilszenarien wie bei den mittleren Transportmengen. Allerdings ist auf Stufe 6 (150 km) der Mehrbedarf an Transportkapazität deutlich ausgeprägter als die Erhöhung des mittleren Transportaufkommens in Figur 3.17 auf dieser Stufe.



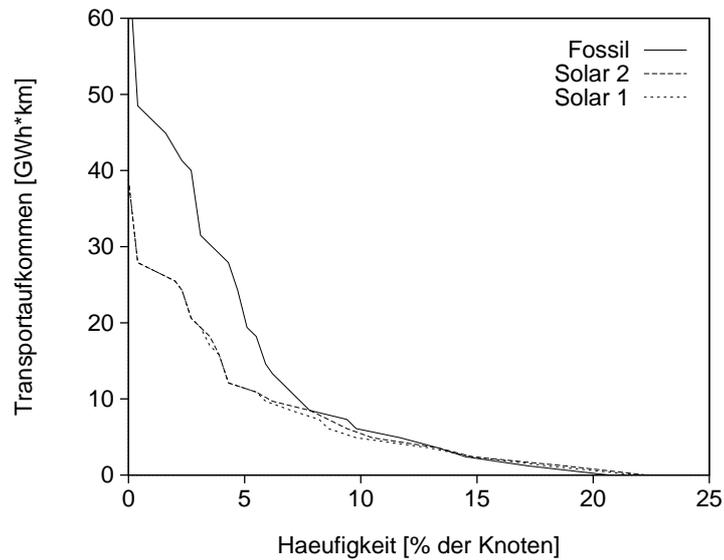
**Figur 3.12:** Jahresmittel der Detailwerte aus der Mehrfachzerlegung, also der Maßzahlen für das Stromtransportaufkommen, für die ersten drei Stufen der Mehrfachzerlegung. Links: Vergleichsfall „Fossil“ ohne Solar- und Winderzeugung; Mitte: Szenario 2030 „Solar 1“ mit Verteilung der PV-Kraftwerke entsprechend der Bevölkerungsdichte; Rechts: Szenario 2030 „Solar 2“ mit homogen verteilten PV-Kraftwerken.



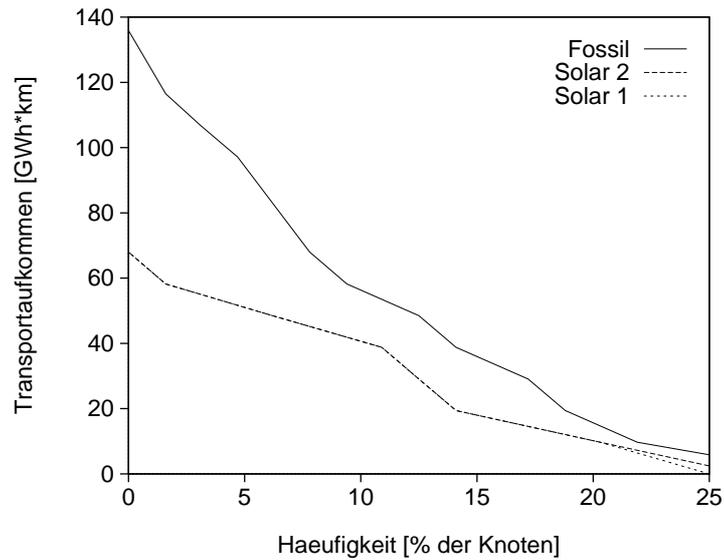
**Figur 3.13:** Jahresmittel der Detailwerte aus der Mehrfachzerlegung, also der Maßzahlen für das Stromtransportaufkommen, für die 4. bis 6. Stufe der Mehrfachzerlegung. Links: Vergleichsfall „Fossil“ ohne Solar- und Winderzeugung; Mitte: Szenario 2030 „Solar 1“ mit Verteilung der PV-Kraftwerke entsprechend der Bevölkerungsdichte; Rechts: Szenario 2030 „Solar 2“ mit homogen verteilten PV-Kraftwerken.



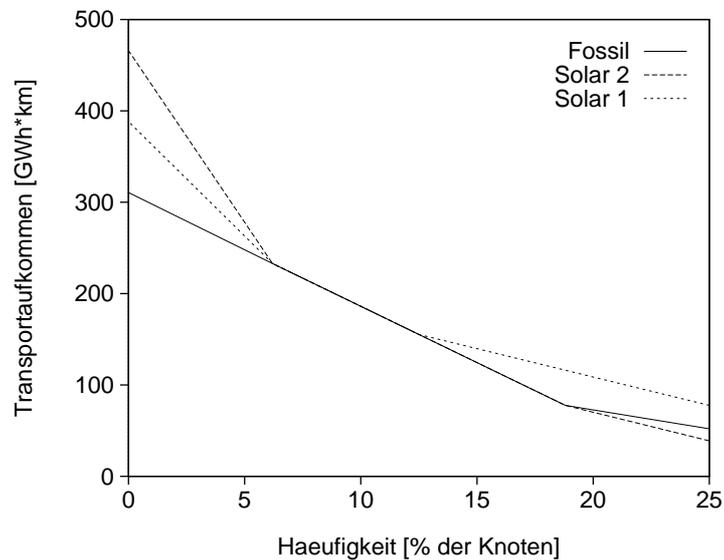
**Figur 3.14:** Kumulierte Häufigkeit des Stromtransports über Distanzen von 20 km (Stufe 3). In den beiden Größenstufen mit 5 km und 10 km Transportstrecke sind die transportierten Strommengen noch kleiner, die Unterschiede zwischen den drei betrachteten Fällen verschwinden nahezu. Bei der noch hohen räumlichen Auflösung der Stufe 3 liegen nur 25 Prozent der Knoten auf dem Gebiet Deutschlands. Für 75 Prozent aller Knoten im Rechenmodell entsteht daher kein Stromtransportaufkommen.



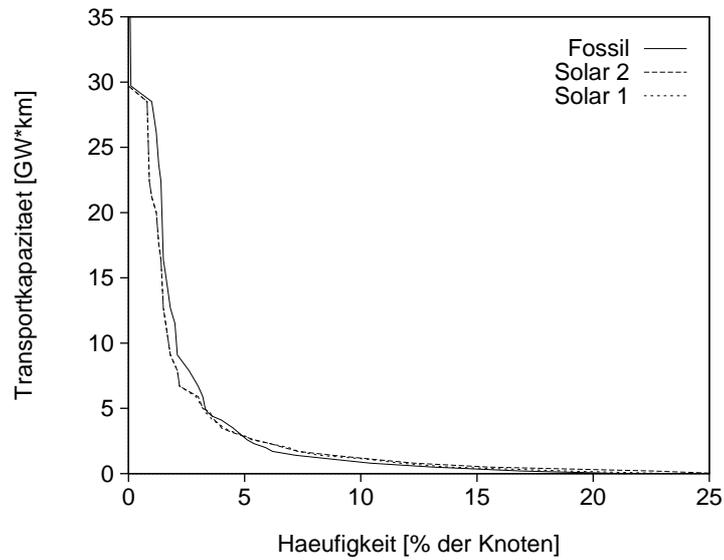
**Figur 3.15:** Kumulierte Häufigkeit des Stromtransports über Distanzen von 40 km (Stufe 4). Die im Vergleichsfall (ohne Solar- und Winderzeugung) auftretenden Transportmengen liegen deutlich über denen der „solaren“ Szenarien.



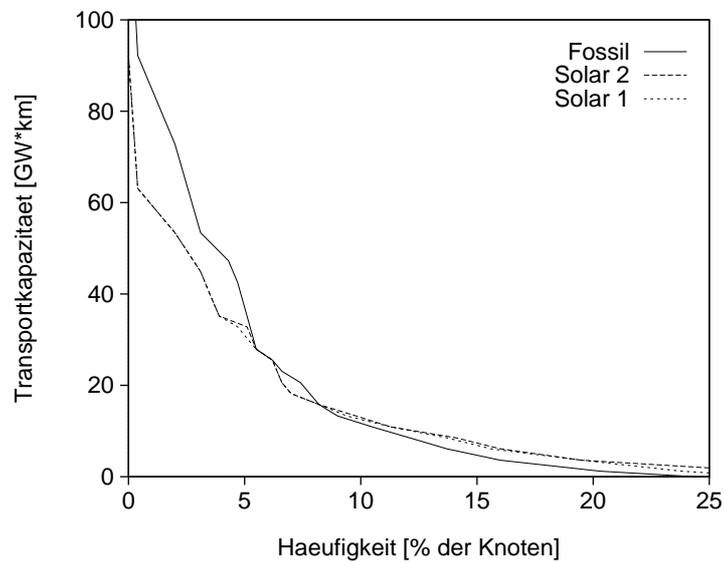
**Figur 3.16:** Kumulierte Häufigkeit des Stromtransports über Distanzen von 80 km (Stufe 5). Die im Vergleichsfall (ohne Solar- und Winderzeugung) auftretenden Transportmengen liegen auch hier deutlich über denen der „solaren“ Szenarien.



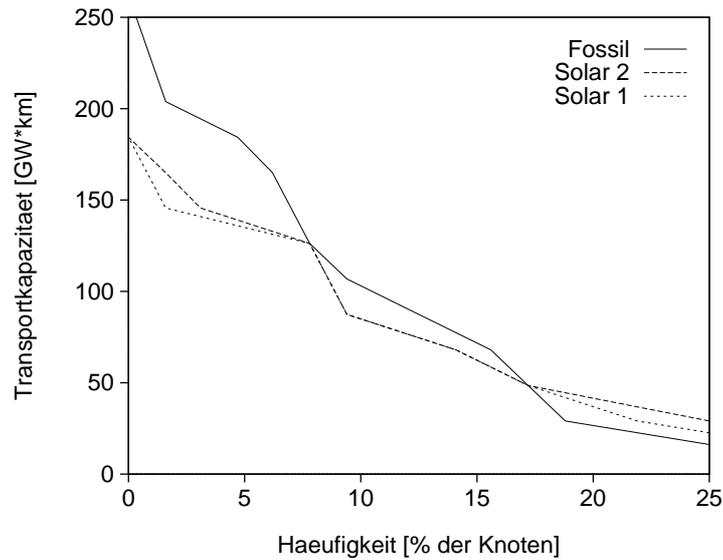
**Figur 3.17:** Kumulierte Häufigkeit des Stromtransports über Distanzen von 150 km (Stufe 6). Bei dieser Distanz liegen die Transportmengen der „solaren“ Szenarien über denen des Vergleichsfalls. Hier macht sich die Erzeugung aus Windkraft im Norden und die Einspeisung des Importstroms im Süden des Landes bemerkbar, während die konventionellen thermischen Kraftwerke auf dieser Größenskala weitgehend gleichverteilt sind.



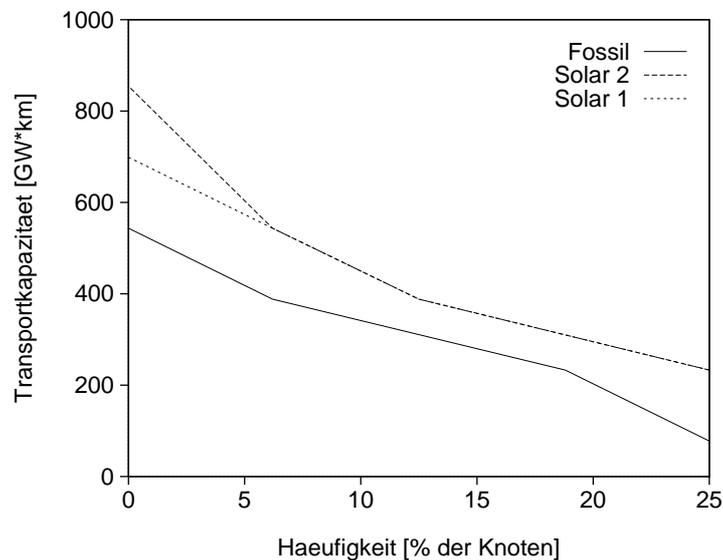
**Figur 3.18:** Kumulierte Häufigkeit der maximalen Stromtransportkapazität über Distanzen von 20 km (Stufe 3). Auf dieser und auf den kleineren Größenstufen unterscheiden sich die betrachteten Fälle kaum.



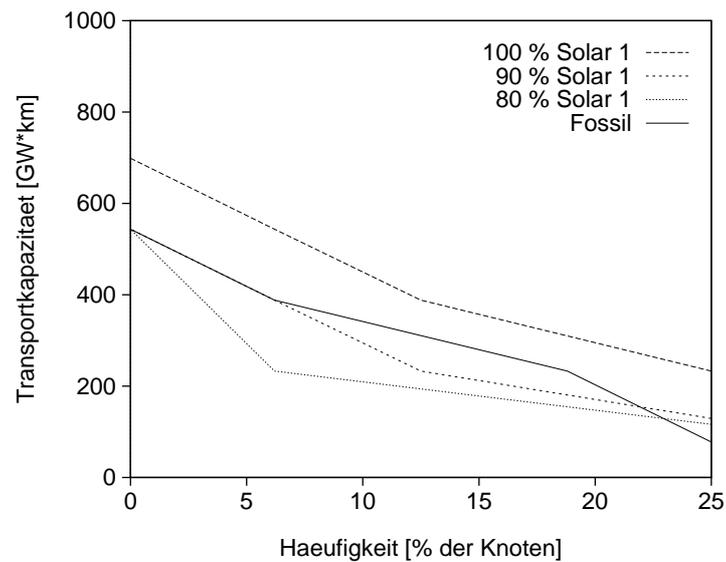
**Figur 3.19:** Kumulierte Häufigkeit der maximalen Stromtransportkapazität über Distanzen von 40 km (Stufe 4). Die im Vergleichsfall (ohne Solar- und Winderzeugung) notwendige Transportkapazität liegt deutlich über der der „solaren“ Szenarien.



**Figur 3.20:** Kumulierte Häufigkeit der maximalen Stromtransportkapazität über Distanzen von 80 km (Stufe 5). Die im Vergleichsfall (ohne Solar- und Winderzeugung) notwendige Transportkapazität liegt auch hier deutlich über der der „solaren“ Szenarien.



**Figur 3.21:** Kumulierte Häufigkeit der maximalen Stromtransportkapazität über Distanzen von 150 km (Stufe 6). Bei dieser Distanz zeigt sich die Notwendigkeit von zusätzlicher Transportkapazität bei den „solaren“ Szenarien gegenüber dem Vergleichsfall. Der Mehrbedarf an Transportkapazität ist deutlicher als das Mehraufkommen an transportierter Energie (vgl. Figur 3.17).



**Figur 3.22:** Abschätzung zur Häufigkeit der Notwendigkeit des Netzausbaus über lange Strecken in den solaren Szenarien. Die Grafik zeigt die maximal benötigte Transportkapazität des fossilen Vergleichsszenarios auf Stufe 6 (150 km, vgl. Figur 3.21) (—). Sie vergleicht diese „Ist-Kapazität“ mit den Anteilen der notwendigen Transportkapazität im Szenario „Solar 1“, die erforderlich werden, wenn die Transportaufgabe in 80, 90 oder 100 Prozent aller Zeitschritte (Transportfälle) vom Modell-Netz bewältigt werden soll. Die in der letzte Stufe beschränkte numerische Auflösung des Netzmodells reduziert die Aussagekraft dieser Rechnung. Als Schätzwert kann angenommen werden, daß ein gegenüber „Fossil“ nicht ausgebauten Modell-Netz etwa 90 Prozent der Transportfälle bewältigen wird.

**Tafel 3.2:** Jahressummen des Stromtransportaufkommens  $T(\vec{x}, t)$  über alle Knoten  $\vec{x}$  und alle Stunden des Jahres, differenziert nach den Größenstufen des Modell-Netzes. Für das Teilszenario „Fossil“ ergibt sich mit der Brutto-Netzlast von 515 TWh/a (vgl. Tafel 3.1) eine über alles gemittelte mittlere Stromtransportstrecke von 60 km, für die solaren Szenarien liegt dieser Wert bei 45 km.

Stufe	Strecke km	$\sum T_{\text{fossil}}$ TWh·km	$\sum T_{\text{solar1}}$ TWh·km	$\sum T_{\text{solar2}}$ TWh·km
1	5	1100	630	640
2	10	2260	1390	1450
3	20	4510	2860	2950
4	40	6630	4260	4400
5	80	8590	4930	5010
6	150	8160	8850	8850
$\Sigma$		31250	22920	23290

Zwei jetzt naheliegende abschließende Fragen können mit den beschriebenen Rechenverfahren und den daraus abgeleiteten Schätzwerten leider nicht quantitativ beantwortet werden:

- Wie läßt sich der absehbar notwendige Netzausbau im Langstreckenbereich in realen Streckenlängen von 220-kV- oder 380-kV-Leitungen ausdrücken?
- Welche Mengen an regenerativ erzeugbarem Strom müssten verworfen werden, wenn das Stromnetz nicht oder nur in geringerem Maße ausgebaut werden würde?

Zur Bearbeitung der ersten Frage wären weit detaillierte Informationen über die bestehende Netztopologie und über die einzelnen Schritte und Verfahren der Netz-(Ausbau-)Planung notwendig, als sie für diese Arbeit zur Verfügung stehen.

Auch bei der zweiten Frage bestehen zu große Unterschiede zwischen dem Modell-Netz und einem realen Stromversorgungsnetz. Eine einigermaßen verlässliche Abschätzung des durch Transportbeschränkungen entstehenden Überschusses (ein auch für die energiepolitische Diskussion sicher interessanter Zahlenwert) kann aus den Modellrechnungen nicht hergeleitet werden.

Einen Anhaltspunkt kann aber die Häufigkeit der Fälle geben, in denen das Stromtransportaufkommen in den solaren Teilszenarien das des fossilen Szenarios übersteigt. Figur 3.22 zeigt, daß zu etwa 90 Prozent der Rechenschritte (also der Stunden des Jahres) das Transportaufkommen im Fall „Solar 1“ in der Größenordnung des Aufkommens im Fall „Fossil“ bleibt. Anders als bei der reinen Betrachtung des solaren Einstrahlungsfelds in Abschnitt 2 handelt es sich bei der Zunahme des Langstrecken-Transportaufkommens also um etwas mehr als einen „5-Prozent-Effekt“. Ob sich dahinter eine ernstzunehmende Herausforderung an das Stromübertragungsnetz verbirgt, kann mit der bis hier erreichten Modell-Genauigkeit nicht sicher beantwortet werden.

### 3.4 Schlüsse für reale Versorgungsnetze

Für das untersuchte solare Szenario 2030 lassen sich nun einige der eingangs gestellten Fragen beantworten.

Durch die verwendeten Ausgangsdaten (Zeitreihen der Netzlast und einzelner Erzeuger) ist ein Modell-Netz vorgegeben, in dem keine klassische Grundlast mehr auftritt, welches aber auch noch keinen Gesamt-Überschuß aus fluktuierender regenerativer Erzeugung aufweist.

Der Anteil von 8 Prozent photovoltaisch erzeugtem Strom (Inland und Import) führt auch in der räumlich aufgelösten Betrachtung nicht zu den Problemen, die aufgrund der theoretisch möglichen Spitzenerzeugung von 80 Prozent der mittleren Last gelegentlich erwartet wurden.

Die beiden untersuchten Extremvarianten der geographischen Verteilung der PV-Kraftwerke – ausschließlich nach der Bevölkerungsdichte oder ausschließlich homogen – unterscheiden sich beim Stromtransportaufkommen praktisch nicht.

Bei der Betrachtung des notwendigen Stromtransports zeigt sich im Vergleich zu einem konventionellen Versorgungsnetz eine Verschiebung von kürzeren zu längeren Transportstrecken, sowohl im mittleren und als auch im maximalen Stromtransportaufkommen. Lange Transportstrecken beginnen bei etwa 100 km.

Ein Netzausbau auf langen Strecken wird durch das räumlich ungleich verteilte Potential der Windstrom-Erzeugung und durch den (für das gewählte Szenario spezifischen) Stromimport aus südlichen Ländern erforderlich. Der Ausbau der Photovoltaik im Inland führt eher zu einer Entlastung des Stromnetzes.

Weitere Aussagen zur Notwendigkeit des Netzausbaus oder zu andernfalls nicht transportierbaren Energiemengen können mit dem bis jetzt bestehenden Modell nicht mehr belastbar erfolgen, sie bleiben zukünftigen Arbeiten vorbehalten.

## Zusammenfassung

Den Startpunkt dieser Arbeit bildeten Fragestellungen zum Verhalten eines Ensembles von räumlich verteilten photovoltaischen Kraftwerken im Verbund eines Stromversorgungsnetzes. Die besondere Bedeutung der Solarstromeinspeisung für den Netzbetrieb wurde bereits in der Einführung erläutert.

Am Anfang steht deswegen zunächst eine Übersicht über verfügbare Einstrahlungsdaten und deren Eignung für die beabsichtigten Untersuchungen sowie die Bereitstellung eines flächenhaften Jahresdatensatzes.

Der „theoretische“ zweite Teil der Arbeit analysiert dieses Einstrahlungsfeld zunächst auf der Basis der abstrahierenden Werte des Clear-sky-Index, der alle deterministischen Komponenten der Einstrahlungsvariationen eliminiert. Hier wird der mathematischen Formalismus der Wavelet-Analyse und der darauf aufgebauten Mehrfachzerlegung vorgestellt. Diese Methode erlaubt eine eindeutige Zuordnung von strukturellen Eigenschaften des Einstrahlungsfelds zu bestimmten, als Skalen bezeichneten Größenstufen. Mit dem neuen flächenhaften Datensatz *und* der hier neu angewendeten Mehrfachzerlegung werden sowohl frühere Untersuchungen bestätigt als auch weitergehende Aussagen ermöglicht. Insbesondere kann die Häufigkeit des Auftretens von Extremsituationen der Einstrahlungsverteilung in Abhängigkeit der Strukturgröße quantifiziert werden. So treten Fälle mit ungewöhnlich großer räumlicher Inhomogenität nur an etwa 20 Tagen im Jahr auf. In den übrigen 95 Prozent der Zeit erreichen die entsprechenden Maßzahlen maximal 50 Prozent des Extremwerts.

Mit der Orientierung zur Anwendung im dritten Teil erweitert sich die Fragestellung. Für die Untersuchungen der Wechselwirkung von verteilten Erzeugern mit dem Stromnetz muß die Betrachtung auf das Gesamtnetz ausgedehnt werden. Dabei zeigt sich, daß die im zweiten Teil der Arbeit für räumlich ausgedehnte Ensembles von photovoltaischen Solarkraftwerken prognostizierten Mittelungseffekte auch in der Praxis Bestand haben. Die Einbindung des fluktuierenden Solarstroms stellt das Versorgungsnetz (bei den für 2030 angenommenen Mengen) nicht vor neue Probleme.

Andere Erzeugergruppen (Windkraftwerke, Import-Solarstrom) stellen aufgrund ihrer geographisch inhomogeneren Verteilung bzw. Einspeisung höhere Anforderungen an das Modell-Netz 2030. Das vorgestellte Werkzeug der Mehrfachzerlegung auf flächenhaften Datensätzen kann nun auch bei der Bewertung der durch Wind- und Importstrom veränderten Energieflüsse im Modell-Netz nutzbringend eingesetzt werden. Es erlaubt die nach Streckenlänge aufgegliederte Abschätzung des Stromtransportaufkommens und damit eine Abschätzung der Auswirkung dieser Einspeisung im Vergleich zu einem Referenzfall. Mit der Verfügbarkeit besserer Datensätze für den Verbrauch oder für andere Erzeugergruppen im Modell-Netz könnte es speziell bei Untersuchungen zum Konzept der „Verteilten Erzeugung“ noch an Bedeutung gewinnen.

Die zentralen Aussagen dieser Arbeit sind damit:

- Satellitendaten sind für die hier durchgeführten Untersuchungen hervorragend geeignet.
- Studien zur Einstrahlungsfluktuation wurden mit einem Satelliten-Datensatz und dem Werkzeug Mehrfachzerlegung bestätigt und erweitert, Extremfälle der Einstrahlungsverteilung können nach ihrer Eintrittswahrscheinlichkeit als „5-Prozent-Effekt“ bezeichnet werden.
- Die Integration der fluktuierenden Erzeugung aus photovoltaischen Kraftwerken in ein Stromversorgungsnetz ist im Szenario 2030 beherrschbar, neue höhere Anforderungen an das Modell-Netz im Jahr 2030 werden durch Windkraft und Importstrom bedingt.
- Genauere quantitative Untersuchungen hierzu erfordern eine korrektere Modellierung der Wind-Erzeugung und ein realistischeres Netzmodell. Dennoch sind folgende Aussagen schon jetzt möglich:
- Ein solares Stromversorgungssystem (d. h. hier: 30 Prozent aus Wind, Sonne und Wasser) hat keine klassische Grundlast mehr und erfordert eine andere Zusammensetzung des verbleibenden konventionellen Kraftwerksparks, dessen Regelfähigkeit muß gegenüber heute deutlich erhöht werden.
- Ein solares Stromnetz ist regional weniger belastet als ein dem heutigen vergleichbares konventionelles Netz, überregional dagegen stärker. Netzausbau wird auf Langstrecken ( $> 100$  km) notwendig.

## Literatur

- [1] R. Aguiar, M. Collares-Pereira. TAG: A Time-Dependent, Autoregressive, Gaussian Model for Generating Synthetic Hourly Radiation. *Solar Energy*, 49(3):167–174, 1992.
- [2] G. Altner, H.-P. Dürr, G. Michelsen, J. Nitsch. *Zukünftige Energiepolitik*. Economica Verlag, Bonn, 1995.
- [3] A. Ångström. Solar and terrestrial radiation. *Q. J. R. Meteorol. Soc.*, 50:121, 1924.
- [4] A. Ångström. On the composition of global radiation from records of sunshine. *Arkiv För Geofysik*, 2(22):471, 1956.
- [5] Karte der Bevölkerungsdichte Deutschlands. Datei im TIF-Format, an besondere Formatwünsche angepaßt und erzeugt von Dr. Volkmar Kroesch, Bundesamt für Bauwesen und Raumordnung, Referat I 6 Raum- und Stadtbeobachtung, Deichmanns Aue 31-37, 53179 Bonn, 2003.
- [6] H. G. Beyer, C. Costanzo, D. Heinemann. Modifications of the Heliosat procedure for irradiance estimates from satellite images. *Solar Energy*, 56(3):207–212, 1996.
- [7] H. G. Beyer, C. Costanzo, D. Heinemann, Ch. Reise. Short Range Forecast of PV Energy Production Using Satellite Image Analysis. In *Proc. 12th EC PV Solar Energy Conference, Amsterdam, 1994*.
- [8] H. G. Beyer, C. Costanzo, Ch. Reise. Multiresolution Analysis of Satellite-Derived Irradiance Maps—An Evaluation of a New Tool for the Spatial Characterization of Hourly Irradiance Fields. *Solar Energy*, 55(1):9–20, 1995.
- [9] R. Bitsch, Th. Erge, P. Zacharias. Technische Anforderungen an dezentrale Versorgungsstrukturen in Europa. *Forschungsverbund Sonnenenergie Themenheft 2001: Integration erneuerbarer Energien in Versorgungsstrukturen*, 2001.
- [10] M. Blanco-Muriel, D. C. Alarcon-Padilla, T. Lopez-Moratalla, M. Lara-Coira. Computing the Solar Vector. *Solar Energy*, 70(5):431–441, 2001.
- [11] K. Blümel, E. Hollan, A. Jahn, M. Kähler, R. Peter. Entwicklung von Testreferenzjahren (TRY) für Klimaregionen der Bundesrepublik Deutschland. Schlußbericht BMFT-FB-T 86-051 zum Forschungsvorhaben 03E-5280-A, 1986.
- [12] B. Bourges. Courbes de fréquences cumulées de l'irradiance solaire globale horaire recue par une surface plane. Bericht, CENERG, ENSMP, Paris, 1979.
- [13] L. A. Brischke. *Technisch-strukturelle und wirtschaftliche Bewertung eines Langfristszenarios für eine Stromerzeugung auf der Basis*

- regenerativer Quellen bis 2050*. Dissertation, Universität Stuttgart, in Vorbereitung.
- [14] Marktdaten Photovoltaik. <http://www.bsi-solar.de>, Bundesverband Solarindustrie (BSi), Berlin, 2003.
- [15] D. Cano, J. M. Monget, M. Albuisson, H. Guillard, N. Regas, L. Wald. A Method for the Determination of the Global Solar Radiation from Meteorological Satellite Data. *Solar Energy*, 37:31–39, 1986.
- [16] C. Costanzo. Bestimmung der solaren Einstrahlung am Boden aus METEOSAT-Daten. Diplomarbeit, Universität Oldenburg, 1994.
- [17] I. Daubechies. *Communications on Pure and Applied Mathematics*, 41, 1988.
- [18] I. Daubechies. *Ten Lectures on Wavelets*. Society for Industrial and Applied Mathematics, Philadelphia, 1992.
- [19] Th. Degner, A. Engler, J. Schmid, P. Strauß, M. Viotto, T. Meyer, Th. Erge. Integration erneuerbarer Energien in Versorgungsstrukturen – Inhalte europäischer Forschungsprojekte. In *Tag.Ber. 18. Symposium Photovoltaische Solarenergie, Staffelstein*, 2003.
- [20] J. A. Duffie, W. A. Beckman. *Solar engineering of thermal processes*. John Wiley & Sons, New York, 1980.
- [21] D. Dumortier. Comparison between half-hour averaged irradiances measured in Vaulx-en-Velin and half-hour estimates from Meteosat images. Bericht, LASH-ENTPE, June 1996.
- [22] K. W. Edwin. Die Bedeutung der Sonnenenergie für die elektrische Energieerzeugung in Deutschland in den nächsten Jahrzehnten. Bericht, Institut für elektrische Anlagen und Energiewirtschaft, Rheinisch-Westfälische Technische Hochschule, Aachen, 1996.
- [23] P. Ricchiazzi et al. SBDART: A Research and Teaching Software Tool for Plane Parallel Radiative Transfer in the Earth's Atmosphere. *Bulletin of the American Meteorological Society*, 79, 1998.
- [24] EUMETSAT. Global satellite update. *image – satellite meteorology european and international news*, (17):8, 2002.
- [25] M. Fishedick, J. Nitsch et al. Langfristszenarien für eine nachhaltige Energienutzung in Deutschland – Kurzfassung. Forschungsbericht 200 97 104 / UBA-FB 000, Umweltbundesamt, Berlin, 2002.
- [26] M. Fontoynt, D. Dumortier, D. Heinemann, A. Hammer, J. Olseth, A. Skartveit, P. Ineichen, Ch. Reise, J. Page, L. Roche, H. G. Beyer, L. Wald. Satellight: A WWW Server which Provides High Quality Daylight and Solar Radiation Data for Western and Central Europe. In *Proc. 9th Conf. on Satellite Meteorology and Oceanography, Paris*, 1998.

- [27] H. Grassl. Strahlung in getrübten Atmosphären und in Wolken. Hamburger Geophysikalische Einzelschriften, MPI für Meteorologie, Hamburg, 1978.
- [28] A. Haar. Zur Theorie der orthogonalen Funktionensysteme. *Mathematische Annalen*, 69, 1910.
- [29] I. Hall, R. Prairie, H. Anderson, E. Boes. Generation of Typical Meteorological Years for 26 SOLMET Stations. Report SAND78-1601, Sandia National Laboratories, Albuquerque, NM, USA, 1978.
- [30] A. Hammer. *Anwendungsspezifische Solarstrahlungsinformationen aus Meteosat-Daten*. Dissertation, Universität Oldenburg, 2000.
- [31] A. Hammer, K. Stolzenburg. Analyse kurzfristiger Fluktuationen der Solarstrahlung unter Berücksichtigung von Wolkenfeldstrukturen. Diplomarbeit, Universität Oldenburg, 1993.
- [32] HelioClim: Providing information on solar radiation. <http://www.helioclim.org>, Ecole des Mines de Paris, 2003.
- [33] V. U. Hoffmann, H. Becker, B. Decker, Th. Erge, J. Grochowski, G. Heilscher, H. Riess, U. Rindelhardt. 1000-Dächer Meß- und Auswerteprogramm. Wissenschaftlicher Endbericht, Fraunhofer ISE, Freiburg, 1998.
- [34] R. Hollmann, K. W. Dammann. Literaturstudie über Verfahren zur Bestimmung der Strahlungsbilanz am Erdboden aus Satellitendaten. Report GKSS 99/E/15, GKSS-Forschungszentrum Geesthacht GmbH, Geesthacht, 1999.
- [35] B. B. Hubbard. *Wavelets: Die Mathematik der kleinen Wellen*. Birkhäuser, Basel, 1997.
- [36] M. Iqbal. *An introduction to solar radiation*. Academic Press Inc., Toronto, 1983.
- [37] P. Wieting J. Poplawska. Analyse und Modellierung von Wolkenstrukturen – Anwendung in Bezug auf photovoltaische Energieerzeugung. Diplomarbeit, Universität Oldenburg, 1993.
- [38] F. Kasten. A new table and approximation formula for the relative optical air mass. *Archiv für Meteorologie, Geophysik und Bioklimatologie, Serie B*, 14:206–223, 1966.
- [39] F. Kasten. The Linke turbidity factor based on improved values of the integral Rayleigh optical thickness. *Solar Energy*, 56(3):239–244, 1996.
- [40] F. Kasten, A. T. Young. Revised optical air mass tables and approximation formula. *Applied Optics*, 28:4735–4738, 1989.
- [41] T. M. Klucher. Evaluation of models to predict insolation on tilted surfaces. *Solar Energy*, 23(2):111–114, 1979.

- [42] Kommission der Europäischen Gemeinschaften, W. Palz (Hrsg.). *Atlas über die Sonnenstrahlung in Europa*. W. Grösschen Verlag, Dortmund, 1979.
- [43] Kommission der Europäischen Gemeinschaften, W. Palz (Hrsg.). *Atlas über die Sonnenstrahlung Europas, Band 1: Globalstrahlung auf die horizontale Empfangsebene, Band 2: Global- und Diffusstrahlung auf vertikale und geneigte Oberflächen*. Verlag TÜV Rheinland, Köln, 1984.
- [44] O. Langniß, J. Nitsch, J. Luther, E. Wiemken. Strategien für eine nachhaltige Energieversorgung – Ein solares Langfristszenario für Deutschland. In *Tag. Ber. Workshop des Forschungsverbund Sonnenenergie: Strategien für eine nachhaltige Energieversorgung, Freiburg, 12. Dez., 1997*.
- [45] F. Linke. Transmissionskoeffizient und Trübungsfaktor. *Beitr. Phys. Atmos.*, 10:91–103, 1922.
- [46] B. Y. H. Liu, R. C. Jordan. The interrelationship and characteristic distribution of direct, diffuse and total solar radiation. *Solar Energy*, 4(3):1–19, 1960.
- [47] E. Lorenz. *Kurzzeitvorhersage solarer Einstrahlung auf der Basis von Satellitendaten*. Dissertation, Universität Oldenburg, in Vorbereitung.
- [48] A. K. Louis, P. Maass, A. Rieder. *Wavelets – Theorie und Anwendungen*. B. G. Teubner, Stuttgart, 1998.
- [49] H. Lund. Test reference years TRY. Report, Commission of the European Communities DG XII, Brussels, 1985.
- [50] G. Luther. The regional function of solar energy. In *Proc. 11th EC PV Solar Energy Conference, Montreux*, 1992.
- [51] H. Morf. The stochastic two-state solar irradiance model (STSIM). *Solar Energy*, 62(2):101–112, 1998.
- [52] W. Möser, E. Raschke. Incident solar radiation over Europe estimated from Meteosat data. *J. Climate Appl. Meteorology*, 23, 1984.
- [53] C. Moulin, C. E. Lambert, J. Poitou, F. Dulac. Long term 1983-1994 calibration of the Meteosat solar VIS channel using desert and ocean targets. *International Journal of Remote Sensing*, 17:1183–1200, 1996.
- [54] J. Nitsch, J. Luther. *Energieversorgung der Zukunft*. Springer-Verlag, Berlin, 1990.
- [55] M. Noia, C. F. Ratto, R. Festa. Solar irradiance estimation from geostationary satellite data: I. Statistical models. *Solar Energy*, 51(6):449–456, 1993.
- [56] M. Noia, C. F. Ratto, R. Festa. Solar irradiance estimation from geostationary satellite data: II. Physical models. *Solar Energy*, 51(6):457–465, 1993.

- [57] J. Page. Algorithms for the SATELLIGHT programme. Projektinterner Bericht, June 1996.
- [58] W. Palz, J. Greif, Commission of the European Communities (Hrsg.). *European Solar Radiation Atlas, Solar Radiation on Horizontal and Inclined Surfaces*. Springer, Berlin, 1996.
- [59] Solar Verlag GmbH, Aachen: Photon – Das Solarstrommagazin. Diverse Jahrgänge.
- [60] W. H. Press, S. A. Teukolsky, W. T. Vetterling, B. P. Flannery. *Numerical recipes in C*. Cambridge University Press, Cambridge, 2. Auflage, 1992.
- [61] V. Quaschnig. *Systemtechnik einer klimaverträglichen Elektrizitätsversorgung in Deutschland für das 21. Jahrhundert*. VDI-Verlag, Düsseldorf, 2000.
- [62] V. Quaschnig. Daten-Service mit Statistiken und Informationen. <http://www.volker-quaschnig.de/datserv/index.html>, 2003.
- [63] Ch. Reise, E. Wiemken, P. Toggweiler, V. van Dijk, D. Heinemann. PVSAT: Satellitengestützte Ertragskontrolle für netzgekoppelte PV-Anlagen. In *Tag.Ber. 15. Symposium Photovoltaische Solarenergie, Staffelstein*, 2000.
- [64] Ch. Reise, E. Wiemken, P. Toggweiler, V. van Dijk, D. Heinemann. Remote Performance Check for Grid Connected PV Systems Using Satellite Data. In *Proc. 16th EC PV Solar Energy Conference, Glasgow*, 2000.
- [65] C. Rigollier. *Vers un accès à une climatologie du rayonnement solaire: estimation de l'irradiation globale à partir d'images satellitales*. Dissertation, Université Nice, Sophia Antipolis, 2000.
- [66] C. Rigollier, M. Lefèvre, L. Wald. Heliosat Version 2. Report D3.2 of the Project 'SoDa' (IST-1999-12245), Ecole des Mines de Paris, Sophia Antipolis, 2001.
- [67] K. Scharmer, J. Greif (Hrsg.). *The European Solar Radiation Atlas. Vol. 1: Fundamentals and Maps; Vol. 2: Database and Exploitation Software*. Les Presses de l'Ecole des Mines, Paris, 2000.
- [68] J. Schumacher-Gröhn. *Digitale Simulation regenerativer elektrischer Energieversorgungssysteme*. Dissertation, Universität Oldenburg, 1991.
- [69] A. Skartveit, J. A. Olseth. A model for the diffuse fraction of hourly global radiation. *Solar Energy*, 38(4):271–274, 1987.
- [70] A. Skartveit, J. A. Olseth. The probability density and autocorrelation of short-term global and beam irradiance. *Solar Energy*, 49(6):477–487, 1992.
- [71] M. Skiba. *Ein Verfahren zur Standortevaluation energetischer*

- Nutzungsmöglichkeiten der solaren Einstrahlung.* Dissertation, Universität Bochum, 1997.
- [72] Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie: Sonnenenergie, Mitgliedszeitschrift. Diverse Jahrgänge.
- [73] Shell Solar SAT WATCH Anlagen-Datenbank. Internes Dokument, Fraunhofer ISE, 2002.
- [74] R. Steinberger-Willms. *Untersuchung der Fluktuationen der Leistungsabgabe von räumlich ausgedehnten Wind- und Solarenergie-Konvertersystemen im Hinblick auf deren Einbindung in elektrische Versorgungsnetze.* Dissertation, Universität Oldenburg, 1993.
- [75] R. Stuhlmann, M. Rieland, E. Raschke. An improvement of the IGMK model to derive total and diffuse solar radiation at the surface from satellite data. *J. Appl. Meteorology*, 29, 1990.
- [76] H. Suehrcke. On the relationship between duration of sunshine and solar radiation on the earth's surface: Ångström's equation revisited. *Solar Energy*, 68(5):417–425, 2000.
- [77] H. Suehrcke, P. G. McCormick. The frequency distribution of instantaneous insolation values. *Solar Energy*, 40(5):413–422, 1988.
- [78] Universität Oldenburg, Oldenburg. *INSEL – interactive simulation of renewable electrical energy supply systems. Reference Manual, Version 4.80*, 1993.
- [79] VDEW-Statistik 1998, Leistung und Arbeit. Bericht, Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke - VDEW - e.V., VWEW, Frankfurt am Main, 2000.
- [80] E. Wiemken, H. G. Beyer, W. Heydenreich, K. Kiefer. Power characteristics of PV ensembles: experiences from the combined power production of 100 grid connected PV systems distributed over the area of Germany. *Solar Energy*, 70(6):513–518, 2001.
- [81] A. Zelenka, R. Perez, R. Seals, D. Renné. Effective Accuracy of Satellite-Derived Hourly Irradiances. *Theoretical and Applied Climatology*, 62:199–207, 1999.

## Bezeichner und Symbole

Die häufig verwendeten Einstrahlungsgrößen und verschiedene Winkel sind zur besseren Übersicht in den ersten zwei Tabellen zusammengefaßt. Alle in dieser Arbeit verwendeten Formelzeichen finden sich in der anschließenden Liste, auch wenn sie in den Tabellen schon erklärt wurden.

Alle Einstrahlungsgrößen (sowohl die Globalstrahlung als auch ihre verschiedenen Komponenten) werden durchgehend mit einem Großbuchstaben und zwei Indices bezeichnet. Damit werden die Strahlungskomponente, der Ort und die Richtung der Messung beschrieben. Zum Beispiel steht  $G_{gt}$  für die Globalstrahlung ( $G$ ) am Erdboden ( $g$ ) auf einer geneigten Empfangsfläche ( $t$ ). Wenn die zeitliche Auflösung der Meß- oder Rechenwerte eine Rolle spielt, kann ein dritter Index dazukommen, der stets in Klammern gesetzt wird.

Bei einer Reihe von Bezeichnern (z. B.  $d$ ,  $D$  für Kontext-Anteile) wird keine Einheit angegeben, diese abgeleiteten Größen übernehmen (ähnlich wie Mittelwerte oder Standardabweichungen) die Einheit der zugrundeliegenden Daten.

## Einstrahlungsgrößen

Komponenten	$H$	$J/m^2$	Einstrahlungssumme global (auch in kWh/m <sup>2</sup> )
	$G$	$W/m^2$	Einstrahlung global
	$D$	$W/m^2$	Einstrahlung diffus
	$I$	$W/m^2$	Einstrahlung direkt
	$R$	$W/m^2$	Einstrahlung reflektiert
Index Ort	o		im Weltraum
	c		am Boden unter Clear-sky-Bedingungen
	g		am Boden unter realen Bedingungen
Index Fläche	h		horizontal
	n		normal zur Einstrahlungsrichtung
	t		geneigt
	N		vertikal nordgerichtet
	E		vertikal ostgerichtet
	S		vertikal südgerichtet
	W		vertikal westgerichtet
Index Zeit	(i)		Momentanwerte
	(s)		Sekundenwerte
	(m)		Minutenwerte
	(h)		Stundenwerte
	(D)		Tageswerte
	(M)		Monatswerte
	(Y)		Jahreswerte

## Winkel

Sonne	$\psi_s$	Azimut (Richtung)	N→O→S→W→N: 0° → +360°
	$\alpha_s$	Elevation (Höhe)	Horizont→Zenit: 0° → +90°
	$\theta_s$	Zenitwinkel (-distanz)	Zenit→Horizont: 0° → +90°
METEOSAT	$\psi_m$	Azimut (Richtung)	N→O→S→W→N: 0° → +360°
	$\alpha_m$	Elevation (Höhe)	Horizont→Zenit: 0° → +90°
	$\theta_m$	Zenitwinkel (-distanz)	Zenit→Horizont: 0° → +90°
Geograph. Koo.	$\phi$	geographische Breite	N→S: +90° → -90°
	$\lambda$	geographische Länge	Greenwich→Ost: 0° → +360°
Fläche	$\gamma$	Orientierung (Azimut)	N→O→S→W→N: 0° → +360°
	$\beta$	Neigung	horizontal→vertikal: 0° → +90°

## Alle Größen

$a$	1	Dehnungs/Stauchungsfaktor bei Wavelet-Funktionen
$a$		einzelner Signalwert
$a$	$m^{-1}$	Entfernungskoeffizient
$a, b$	1	Regressionsparameter
$A$	$km^2$	Gebietsfläche
$A, B, C$		einzelne Szenen
$AM$	1	Air mass
$b$	1	Verschiebung bei Wavelet-Funktionen
$B$	1	Regressionsparameter
$c$		einzelner Kontext-Wert
$c$	1	Filterkoeffizienten
$\langle c^2 \rangle_m$		Kontext-Energie einer Größenstufe
$C$	1	Counts, METEOSAT-Meßwerte, $C \in [0, 255]$
$C_0$	1	Offset des METEOSAT-Signals (allgemein)
$C_{\text{off}}$	1	Offset des METEOSAT-Signals aus Instrumenteneigenschaften
$C_{\text{atm}}$	1	Offset des METEOSAT-Signals aus Atmosphären-Rückstreuung
$C^*$		prognostizierte Szene
$C_m$		Kontext-Bild einer Größenstufe
$d$		einzelner Detail-Wert
$d_{ij}$	km	Abstand eines Stationspaars
$\langle d^2 \rangle_m$		Detail-Energie einer Größenstufe
$D$	$W/m^2$	Einstrahlung diffus (s. Tabelle Einstrahlungsgrößen)
$D_m$		Detail-Bild einer Größenstufe
$E$	$MW/km^2$	Erzeugungsleistung pro Flächeneinheit
$f$	1	Faktor im Haar-Wavelet
$f$	$s^{-1}, m^{-1}$	Frequenz, Ortsfrequenz
$f(x)$		allgemeine Funktion
$G$	$W/m^2$	Einstrahlung global (s. Tabelle Einstrahlungsgrößen)
$G_*$	$W/m^2$	Solarkonstante, $G_* = 1367 W/m^2$
$G_{\text{ch}}$	$W/m^2$	Clear-sky-Einstrahlung (s. Tabelle Einstrahlungsgrößen)
$G(f, b)$		Gabor-Transformierte
$h(x)$		allgemeine Funktion
$H$	$J/m^2$	Einstrahlungssumme
$H(f)$		Fourier-Transformierte
$i$		Laufindex
$I$	$W/m^2$	Einstrahlung direkt (s. Tabelle Einstrahlungsgrößen)

## Alle Größen (Fortsetzung)

$j$		Laufindex
$k$		Laufindex
$k_c$	1	Clear-sky-Index, $k_c = G_{gh}/G_{ch}$
$k_o$	1	Clearness Index, $k_o = G_{gh}/G_{oh}$
$l$	km	Kantenlänge eines Gebiets
$l_0$	km	Kantenlänge eines Originalpixels ( $\approx 4,7$ km)
$L$	MW/km <sup>2</sup>	Netzlast pro Flächeneinheit
$L(a, b)$		Wavelet-Transformierte
$m$	1	Optical air mass
$m$		Stufe der Mittelung / Mehrfachzerlegung
$M$	1	Anzahl Stationen
$n$	1	Cloud Index
$n$		Laufindex
$N$	1	Anzahl diskreter Raumpunkte
$P$	W	Leistung
$P(\psi)$		Streuungsfunktion (Winkelverteilung)
$r$	km	Abstand Sonne–Erde
$r_{ij}$	1	Kreuzkorrelation
$r_m(0, 0)$	1	Korrelationskoeffizient ohne räumlichen Versatz
$r_m(i, j)$	1	Korrelationskoeffizient mit räumlichem Versatz
$R$	W/m <sup>2</sup>	Einstrahlung reflektiert (s. Tabelle Einstrahlungsgrößen)
$S$		allgemeines Signal
$t$	h	Zeit
$T$	GWh·km	Strom-Transportaufkommen
$T$	°C	Temperatur
$T_L$	1	Linke-Trübungsfaktor
$x$		allgemeine Koordinate
$\vec{x}$		Ort bei Pixeln, Netzknoten
$X(t)$		Residualzeitreihe
$y$		allgemeine Koordinate
$z$	m	Höhe über Meer
$\alpha$	°	Elevation
$\beta$	°	Neigung einer Empfängerfläche
$\gamma$	°	Orientierung einer Empfängerfläche
$\delta, \delta', \delta^*$	MW	Bilanz eines Modellnetz-Kontens
$\delta_R$	1	Rayleighsche optische Tiefe
$\Delta$	MW	Gesamtbilanz im Modellnetz
$\Delta'$	MW	Ausgeglichene Gesamtbilanz im Modellnetz
$\Delta^*$	MW	Ausgeglichene Gesamtbilanz im Vergleichsfall „Fossil“

### Alle Größen (Fortsetzung)

$\theta$	°	Zenitwinkel, $\theta = 90^\circ - \alpha$
$\lambda$	°	geographische Länge
$\lambda$	$\mu\text{m}$	Wellenlänge (der solaren Strahlung)
$\rho$	1	Boden-Albedo
$\rho$	1	relative Reflektivität
$\varrho$	1	Reflexionsvermögen
$\sigma(\lambda)$		Streuquerschnitt
$\sigma_s(\dots)$		Slotweise Standardabweichung
$\sigma_t(\dots)$		zeitliche Standardabweichung
$\sigma_x(\dots)$		räumliche Standardabweichung
$\tau$	h	Zeitschritt
$\phi$	°	geographische Breite
$\psi$	°	Azimuth
$\psi(x - b)$		Fensterfunktion
$\psi'(ax - b)$		Testfunktion
$\Psi$	rad	Winkel Sonne–Erdboden–METEOSAT
$\langle \dots \rangle_s$		Mittelung über alle gleichen Slots
$\langle \dots \rangle_t$		Mittelung über die Zeit
$\langle \dots \rangle_x$		Mittelung über den Ort / die Fläche

## Abkürzungen und Akronyme

DWD	Deutscher Wetterdienst
IEA	Internationale Energieagentur
IR	Bezeichnung der METEOSAT-Kanals im Bereich der infraroten Strahlung (10,5 – 12,5 $\mu\text{m}$ )
ESRA	European Solar Radiation Atlas [42, 43, 58, 67]
ESOC	European Space Operations Center, Darmstadt
EUMETSAT	European Organisation for the Exploitation of Meteorological Satellites, Betreiberin der METEOSAT-Satelliten
EVU	Energieversorgungsunternehmen
GMT	Greenwich Mean Time $\equiv$ UTC
MEZ	Mitteleuropäische Zeit
MESZ	Mitteleuropäische Sommerzeit
MSG	METEOSAT Second Generation
TRJ	Testreferenzjahr (deutscher Standard-Datensatz) [11]
TRY	Test Reference Year (europäischer Standard-Datensatz) [49]
UTC	Universal Time Coordinated $\equiv$ GMT
VIS	Bezeichnung der METEOSAT-Kanals im Bereich des sichtbaren Lichts (0,5 – 0,9 $\mu\text{m}$ )
WMO	World Meteorological Organisation
WV	Bezeichnung der METEOSAT-Kanals im Bereich der infraroten Strahlung (5,7 – 7,1 $\mu\text{m}$ )

## Bildungsgang

	Christian Reise	
	Geburtsdatum	21.08.1964
	Geburtsort	Würzburg
Schulbesuch	1970 – 1972	Zellerauer Schule Würzburg (Grundschule)
	1972 – 1974	Schillerschule Würzburg (Grundschule)
	1974 – 1983	Röntgen-Gymnasium Würzburg (mat. nat. Gymnasium)
Schulabschluss	29. Jun. 1983	Abitur am Röntgen-Gymnasium Würzburg
Studium	WS 83 – WS 86	Studium der Physik an der Universität Würzburg
	SS 87 – SS 91	Studium der Physik an der Universität Oldenburg
Studienabschluss	15. Aug. 1991	Diplomprüfung Physik an der Universität Oldenburg
Berufstätigkeit	Jan. 1992 – Mai 1994	Wissenschaftlicher Mitarbeiter am FB Physik der Universität Oldenburg
	seit Juni 1994	Wissenschaftlicher Mitarbeiter am Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, Freiburg

## Dankeschön

Am Ende dieser Arbeit (räumlich und zeitlich. . .) ist es mir wichtig, verschiedenen Institutionen und Personen meinen ehrlichen Dank auszusprechen.

Als Institutionen haben die Universität Oldenburg und das Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE in Freiburg diese Arbeit ermöglicht, erstere als Heimat für *die* Energiemeteorologie-Arbeitsgruppe in Deutschland, letzteres als derzeitige Heimat meines Forscherdaseins. Eine dritte wichtige Institution ist die Kommission der Europäischen Union, die mit der Förderung der verschiedenen Satelliten-Projekte die Voraussetzungen für eine interessante länderübergreifende Zusammenarbeit mit anderen (oft zitierten) ForscherInnen schaffte.

Mein Dank gilt aber vor allem einer ganzen Reihe von Personen, die auf die eine oder andere Weise mehr oder weniger maßgeblich am Gelingen dieser Arbeit einen Anteil haben.

Initiiert und begleitet haben diese Arbeit eine Gruppe von OLDENBURGERN, also Leuten, die früher einmal zu PRE gehörten – und heute noch wissen, was PRE bedeutet(e). Also vor allem Detlev Heinemann und Jochen Luther, die sozusagen Hauptverantwortlichen für diese Arbeit (außer mir natürlich). Beiden danke ich für die Unterstützung, und auch dafür, daß sie den Glauben an die Möglichkeit der Fertigstellung dieser Arbeit nie völlig verloren hatten.

Zu diesen OLDENBURGERN gehört auch Hansjörg Gabler, bei dem ich „Wissenschaft“ lernte, und mit dem man immer noch gut über dieselbe (und über andere Dinge) reden kann.

Oldenburger der neueren Zeit gibt es natürlich auch, und so profitierte diese Arbeit vom Austausch mit Annette Hammer, Carsten Hoyer und Elke Lorenz, die alle ihrerseits an so einer Arbeit schreiben oder das sogar schon zuendegebracht haben.

Eine Menge Zahlen (für das Jahr 2030) – und vor allem die Antworten auf meine Fragen zu diesen Zahlen – kamen von Edo Wiemken (Fraunhofer ISE), Anmerkungen und Hintergründe zu Szenarien lieferten die Kollegen beim DLR in Stuttgart, Franz Trieb, Joachim Nitsch und Lars-Arvid Brischke.

Der für den wissenschaftlichen Inhalt dieser Arbeit wichtigste OLDENBURGER ist allerdings Hans Georg Beyer, ihm danke ich für dafür sowieso, daneben aber auch für dieses und jenes und vor allem für die beiden Aufenthalte in Sophia-Antipolis bzw. Antibes (OLDENBURG ist überall).

Die (überhaupt) wichtigste OLDENBURGERIN dagegen ist Anne Haas, der ich auch für jenes und dieses (und für noch viel mehr) zu danken habe, zuletzt (!) aber auch dafür, daß sie sich in den letzten Wochen und Tagen auch etwas um die Integrität dieser Arbeit und vor allem um die des Autors gesorgt hat.

Und dann sind da natürlich noch all jene, die mich immer wieder angetrieben, genervt oder ermuntert haben, diese Arbeit nicht halbfertig liegen zu lassen.

Dankeschön!

Hiermit erkläre ich, daß ich meine Dissertation zum Thema „Entwicklung von Verfahren zur Prognose des Ertrags großflächiger Energieversorgungssysteme auf der Basis von Satelliteninformationen“ selbständig verfaßt habe und nur die angegebenen Hilfsmittel benutzt habe.

Freiburg, 15. Mai 2003

Christian Reise