

Modellierung der Einspeiseleistung verteilter PV-Anlagen zur optimierten Netzbetriebsführung

GEORG WIRTH⁽¹⁾ • ELKE LORENZ⁽²⁾ • ANDREAS SPRING⁽¹⁾ • LISA GROSSI⁽¹⁾ • GERD BECKER⁽¹⁾
ROBERT PARDATSCHER⁽³⁾ • ROLF WITZMANN⁽³⁾ • JOHANNES BRANTL⁽⁴⁾ • SEBASTIAN SCHMIDT⁽⁴⁾

(1) Hochschule München · Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik
Arbeitsgruppe Solar Labor · 80323 München · Tel: 089/1265-3483 · Fax: 089/1265-3403
<http://www-lse.ee.hm.edu> · georg.wirth@hm.edu

(2) Carl von Ossietzky Universität Oldenburg · Fakultät V, Institut für Physik
AG Energiemeteorologie

(3) Technische Universität München · Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik
Fachgebiet Elektrische Energieversorgungsnetze

(4) Bayernwerk AG · Assetmanagement

1 Motivation und Problemstellung

Durch die hohe Durchdringung mit dezentralen PV-Systemen und damit einhergehenden regulatorischen Vorgaben kommen neue Aufgaben auf die Netzleitstellen zu. Bisher benötigte die Netzleitstelle nur wenige Messwerte für eine adäquate Netzabbildung. Gerade für das Einspeisemanagement werden nun jedoch detaillierte Informationen benötigt. Es erlaubt dem Netzbetreiber die temporäre Reduzierung der Einspeiseleistung von Anlagen der Erneuerbaren Energien, gemäß § 11 EEG (2012). Ziel ist es, Netzbetriebsmittel in kritischen Situationen vor Überlastungen zu schützen und Versorgungsausfälle zu vermeiden. So soll eine optimale Nutzung der Netze bis zum Abschluss der notwendigen Netzverstärkungsmaßnahmen ermöglicht werden. Die Reduzierung soll hohe Sicherheit garantieren und trotzdem möglichst wenig Energie abregeln, zudem müssen bei EEG-bedingten Regelmaßnahmen die betroffenen Energiemengen vergütet werden. Daher müssen Verfahren entwickelt werden, um die wirklich nötige Reduzierung zur Herstellung eines stabilen Netzzustandes zu ermitteln. Der Aufruf zur Einspeiseleistungsbegrenzung geschieht dabei in Stufen (typisch: 100%, 60%, 30%, 0% P_{STC}). Dabei bietet der Bezug auf die installierte Leistung P_{STC} den Vorteil einer fest planbaren Leistung im Netz. Gleichzeitig bringt sie aber gerade bei Photovoltaik, deren abgegebene elektrische Energie von der momentanen Strahlungsleistung abhängt, den Nachteil, dass eine vorgegebene Reduzierung (beispielsweise auf 60%) im Netz eine andere meist deutlich geringere Entlastung bewirkt. In diesem Beitrag wird die momentane Einspeiseleistung verteilter PV-Systeme in einem Mittelspannungsnetz mithilfe von meteorologischen Daten errechnet. Damit kann der Gesamtlastfluss in dezentralen Verbrauch und Erzeugung getrennt, und dadurch der Netzzustand bestimmt werden. Aus den gewonnenen Erkenntnissen können Rückschlüsse auf die Simulationsgüte, Eingangsdaten und die benötigte Messnetzdichte gezogen werden.

Die erarbeiteten Ergebnisse stammen aus dem Projekt „Netz der Zukunft“, das von der Bayernwerk AG in Zusammenarbeit mit der Technischen Universität München und der Hochschule München bearbeitet wird. Ziel des Projektes ist es, die Auswirkungen der dezentralen Einspeisung auf die Verteilnetze zu analysieren. Dazu wurde ein Mittelspannungsnetz mit

einer sehr hohen PV-Durchdringung im Mündungsgebiet der Isar in Niederbayern ausgewählt. Es versorgt wie in Abbildung 1 dargestellt, eine Fläche von etwa 100 km² in der Nähe von Deggendorf. Das ländliche Versorgungsgebiet besteht aus einigen Dörfern und der Kleinstadt Osterhofen. Insgesamt ist die installierte PV-Leistung mit 33,6 MW zu beziffern (Stand: Juni 2013), dies entspricht etwa 5 kW_p pro Hausanschluss.

Um das Einspeiseverhalten der verteilten PV-Flotte im Untersuchungsgebiet Seebach beschreiben zu können, wird die räumliche Verteilung der Globalstrahlung über das Untersuchungsgebiet analysiert [Wir-12a]. Dazu dienen zehn, im Gebiet verteilt installierte Messstationen, die in Sekundenauflösung die horizontale Globalstrahlung und die Umgebungstemperatur aufnehmen.

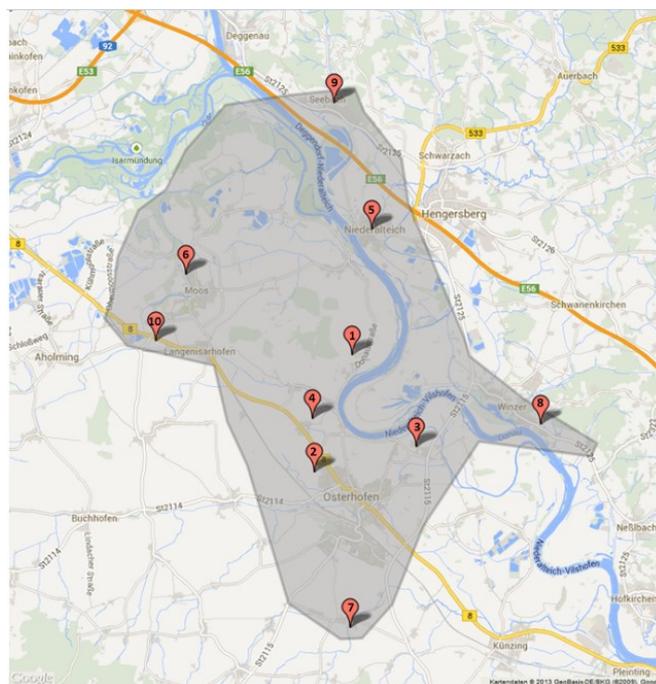


Abbildung 1: Standorte der zehn Messstationen im Untersuchungsgebiet.

Im Folgenden wird ein Ansatz vorgestellt, mit dem unter Verwendung eines ebenfalls eingeführten Modells zur Simulation der Einspeiseleistung aller im Gebiet vorhandenen PV-Anlagen der Lastfluss über einen 110 kV / 20 kV Umspanner ermittelt werden kann. Das Modell zur Bestimmung der Einspeiseleistung einer verteilten PV-Flotte verwendet die aufgezeichneten Daten des verteilten Messsystems (Globalstrahlung auf die horizontale Fläche und Umgebungstemperatur) als Eingangsgrößen. Zur Bestimmung des aktuellen Lastflusses über den Umspanner wird zusätzlich noch der Gesamtlastfluss über den Umspanner an einem klaren Tag benötigt. Alle Messdaten liegen bei der Analyse in einer Auflösung von 3 Sekunden vor. Anschließend geht dieses Paper auf die Auswertung der Ergebnisse der Simulation ein, wobei der Fokus auf der räumlichen Glättung der Einspeiseleistung an wechselhaften Tagen liegt. Zuletzt wird die Variation der räumlichen und zeitlichen Auflösung für die Einbindung der Simulation in die Netzbetriebsführung sowie die Nachbildung des dyna-

mischen Verhaltens diskutiert.

2 Das Simulationsmodell

Eine detaillierte Beschreibung des Simulationsmodells findet sich in [Gro-13]. Im Folgenden soll eine kurze Zusammenfassung erfolgen. In dem Ansatz wird das Mittelspannungsnetz in zehn Untergebiete mit einer Fläche von je ca. 10 km² um jeden Messsensor aufgeteilt, von denen jedes separat simuliert wird. Die Berechnung folgt dabei einem wirkungsgradbasierten Modell nach [Bey-04], das zusätzlich ein PT1-Element verwendet, um die räumliche Glättung der Einspeiseleistung an wechselhaften Tagen nachzubilden. Die verwendeten Zeitkonstanten hängen von der installierten PV-Leistung im jeweiligen Untergebiet ab.

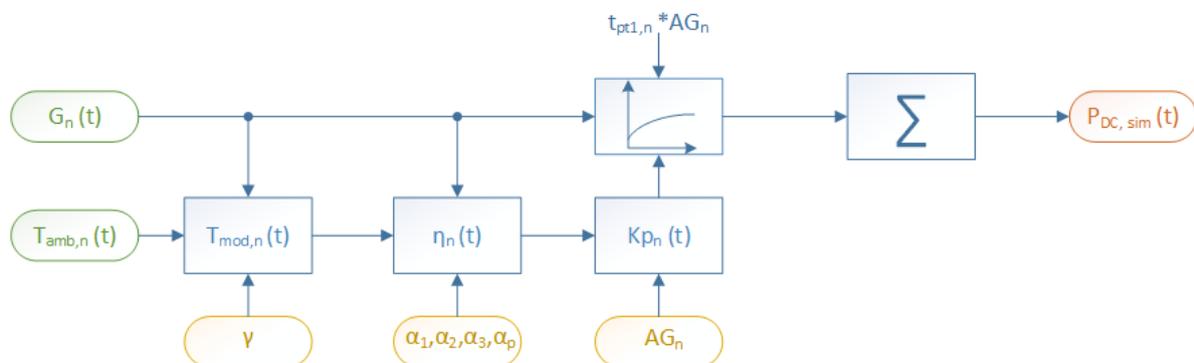


Abbildung 2: Schema des Simulationsprozesses.

Abbildung 2 verdeutlicht das Schema des Simulationsprozesses. Zunächst wird die horizontale Globalstrahlung G_n auf Basis des Modells, das von Perez et al. in [Per-87] präsentiert wird, auf die geneigte Modulebene umgerechnet. Mit dieser Einstrahlung kann die gemessene Umgebungstemperatur in Abhängigkeit des modulspezifischen Parameters γ in die Modultemperatur T_{mod} umgerechnet. Der Parameter γ hängt dabei von der Installationsart der PV-Module ab [Lor-10].

$$T_{mod} = T_{amb} + \gamma G_{tilt} \quad (1)$$

Im nächsten Schritt wird der Modulwirkungsgrad η berechnet:

$$\eta = (\alpha_1 + \alpha_2 G_{tilt} + \alpha_3 \ln(G_{tilt})) (1 + \alpha_p (T_{mod} - 25^\circ\text{C})) \quad (2)$$

Die Parameter α_{1-3} bestimmen das Teillastverhalten der Module bei einer Modultemperatur von 25°C. Diese hängen vom jeweiligen Zelltyp ab. Der Parameter α_p entspricht dem Temperaturkoeffizienten und beschreibt das Verhalten der PV-Module bei der Modultemperatur T_{mod} . Für die Simulation werden gewichtete Mittelwerte der Parameter verwendet, die den Modulmarkt repräsentieren. Das PT1-Element wird durch einen Proportionalitätsfaktor K_p

und eine Zeitkonstante t_{pt1} beschrieben. Der Modulwirkungsgrad η ergibt zusammen mit der installierten PV-Leistung AG_n den Proportionalitätsfaktor. Die Zeitkonstante wurde empirisch anhand von PV-Großkraftwerken ermittelt.

$$P_{DC,n}(t) = t_{pt1,n} (K_{p,n} * G_n(t) + P_{DC,n}(t-1)) + P_{DC,n}(t-1) \quad (3)$$

Die Ausgangsgröße des Modells ist die DC-Leistung der einzelnen Untergebiete ($n=1..10$) die zur Leistung der gesamten PV-Flotte aufsummiert wird.

$$P_{DC,sim}(t) = \sum_{n=1}^{10} P_{DC,n}(t) \quad (4)$$

Diese gesamt DC-Leistung wird mit Hilfe des von Schmidt und Sauer in [Sch-96] vorgestellten Modells in AC-Leistung umgerechnet. Zusätzlich werden typische Systemverluste von 9,5% berücksichtigt [Lor-10].

Zur Demonstration des Simulationsmodells dient zunächst ein klarer Tag. Der Vergleichswert für die Simulation ist der gemessene Lastfluss über den 110 kV auf 20 kV Umspanner in Seebach, der das gesamte Untersuchungsgebiet versorgt. Auf Grundlage der simulierten Einspeiseleistung und des gemessenen Lastflusses über den Umspanner an einem klaren Tag, wird die Verbrauchslast des Versorgungsgebietes ermittelt.

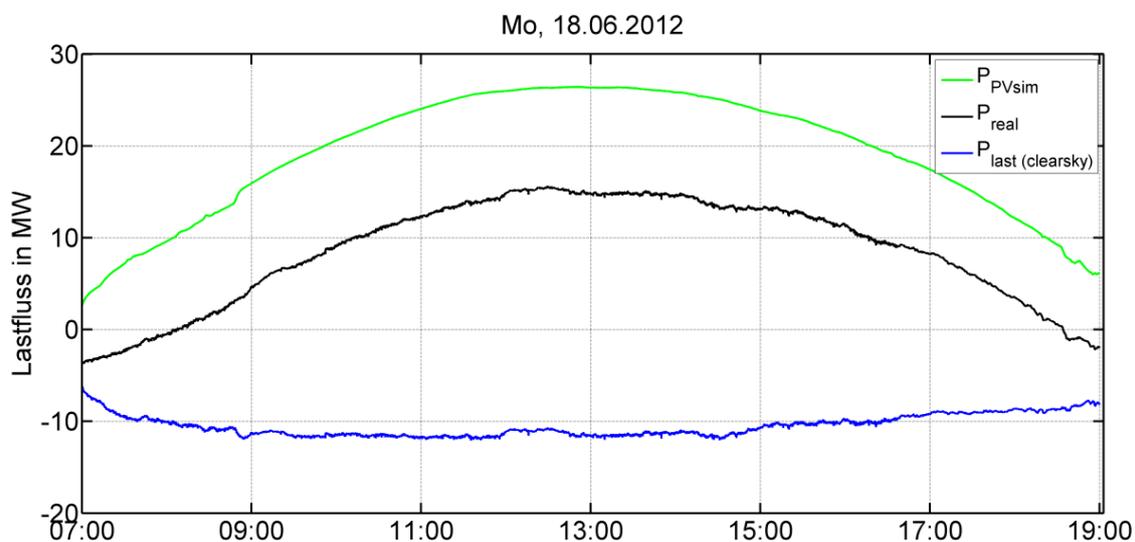


Abbildung 3: Simulierte Einspeisung (grün), gemessener Lastfluss (schwarz) und Referenzlast (blau) für den 18. Juni 2012.

Abbildung 3 zeigt die simulierte Einspeiseleistung P_{PVsim} , den gemessenen Lastfluss über das Umspannwerk P_{real} , und als Differenz der Beiden die resultierende Verbrauchslast $P_{last(clearsky)}$. Diese Verbrauchslast dient im Folgenden zum einen als Referenzlast um die Güte der Simulation an wechselhaften Tagen zu ermitteln. Zum anderen kann durch Subtraktion der Referenzlast von der simulierten PV-Leistung an jedem beliebigen Tag auf den Lastfluss

über den Transformator rückgeschlossen werden.

3 Auswertung der Simulationsergebnisse

Um Unterschiede der räumlich verteilten Simulation gegenüber der Simulation eines einzelnen PV-Systems anschaulich zu verdeutlichen, zeigt Abbildung 4 das Simulationsergebnis für das gesamte Gebiet auf Basis nur eines Messensors mit einer überlagerten Zeitkonstante. Die Genauigkeit der Simulation wird durch die Übereinstimmung des auf Basis der Simulationsergebnisse errechneten (orange) und des gemessenen (schwarz) Lastflusses am Umspannwerk veranschaulicht. Es zeigt sich im Bereich zwischen 12:00 Uhr und 16:00 Uhr, dass die Verläufe bei klaren Wetterverhältnissen sehr gut übereinstimmen. Bei fluktuierender Bewölkung weichen allerdings die beiden Verläufe stark voneinander ab. Das simulierte Ergebnis zeigt eine starke Variabilität der errechneten PV-Leistung.

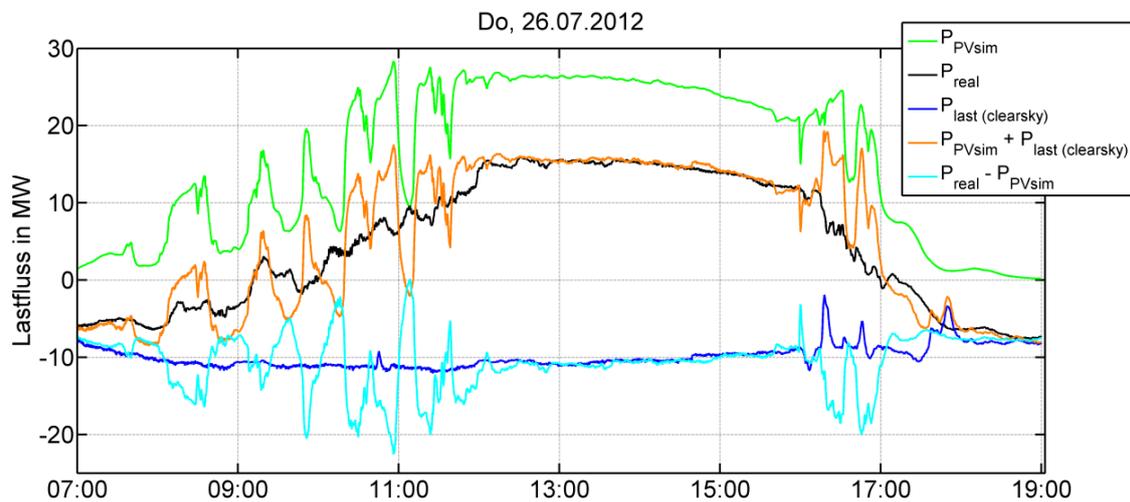


Abbildung 4: Simulierte Einspeisung (grün), gemessener (schwarz) und errechneter Lastfluss (orange) für den 26. Juli 2012. Die Referenzlast des klaren Tages (dunkelblau) und die für diesen Tag errechnete Last (hellblau) weichen bei starken Einstrahlungsfluktuationen deutlich voneinander ab.

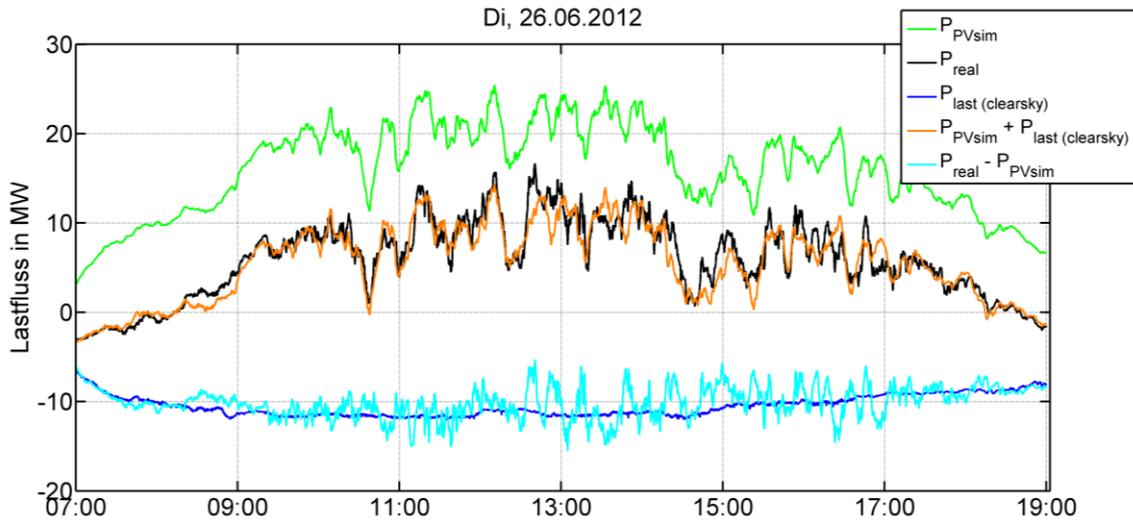


Abbildung 5: Simulierte Einspeisung (grün), gemessener (schwarz) und errechneter Lastfluss (orange) sowie Referenzlast(dunkelblau) und ermittelte Last (hellblau) für den 26. Juni 2012. Berechnungsbasis sind dabei 10 Sensoren für das gesamte Untersuchungsgebiet.

Die vorgestellte Simulation mit 10 verteilten Messpunkten und zusätzlich überlagerter Zeitkonstante zeigt gute Ergebnisse. Abbildung 5 zeigt einen Tag mit stark fluktuierender Bewölkung simuliert nach dem obigen Schema, und einer guten Übereinstimmung zwischen Simulation und Messung. Das Verhältnis aus dem Maximum der simulierten PV-Leistung $P_{PVsim,max}$ und der installierten PVLeistung P_{STC} , beträgt 74,6%. Es repräsentiert die räumliche Glättung der Einspeiseleistung, da bei Simulation mit nur einem Sensor und überlagerter Zeitkonstante der wechselhafte Verlauf der Leistung nicht dargestellt werden kann, und das Verhältnis $P_{PVsim,max}/P_{STC}$ 94,6% beträgt.

Für eine Analyse der Simulationsgenauigkeit wurden 20 wechselhafte Tage aus dem Sommer 2012 mit verschiedenen Wettersituationen analysiert. Das mittlere Fehlerquadrat (root mean square error RMSE)

$$rmse = \sqrt{\frac{1/N \sum_{i=1}^N (P_{real} - (P_{PVsim} + P_{last(clearsky)}))^2}{P_{PVinst}^2}} \quad (5)$$

aus Lastfluss an einem klaren Tag über den Umspanner (P_{real}) und simulierten Lastfluss über den Umspanner ($P_{PVsim} + P_{last(clearsky)}$), über alle N Messwerte bezieht sich auf eine installierte Gesamtleistung (P_{PVinst}) von 33,6 MW. Der durchschnittliche RMSE aller 20 Tage beläuft sich auf 2,37% und die durchschnittliche mittlere Abweichung (Formel (6), mae) auf 1,23 MW.

$$mae = 1/N \sum_{i=1}^N |P_{real} - (P_{PVsim} + P_{last(clearsky)})| \quad (6)$$

4 Variation der räumlichen Auflösung der Simulation

Die Variation der räumlichen und zeitlichen Auflösung der Simulation und ihr Einfluss auf die Genauigkeit sind von Interesse, um die Simulation an die Anforderungen der Netzbetriebsführung anzupassen. Zunächst werden im Folgenden die Auswirkungen der Anzahl an Globalstrahlungsmesspunkten im Untersuchungsgebiet analysiert. Zu diesem Zweck wurde die Anzahl der installierten Messpunkte von eins bis zehn variiert. Abbildung 6 zeigt das Prinzip. Im ersten Schritt werden alle zehn Untergebiete separat simuliert. Dann werden die Untergebiete nach und nach in verschiedenen Kombinationen zusammengefasst. Neue Zeitkonstanten entstehen. Im letzten Simulationsschritt wird das gesamte Gebiet mit nur einem Messsensor simuliert.

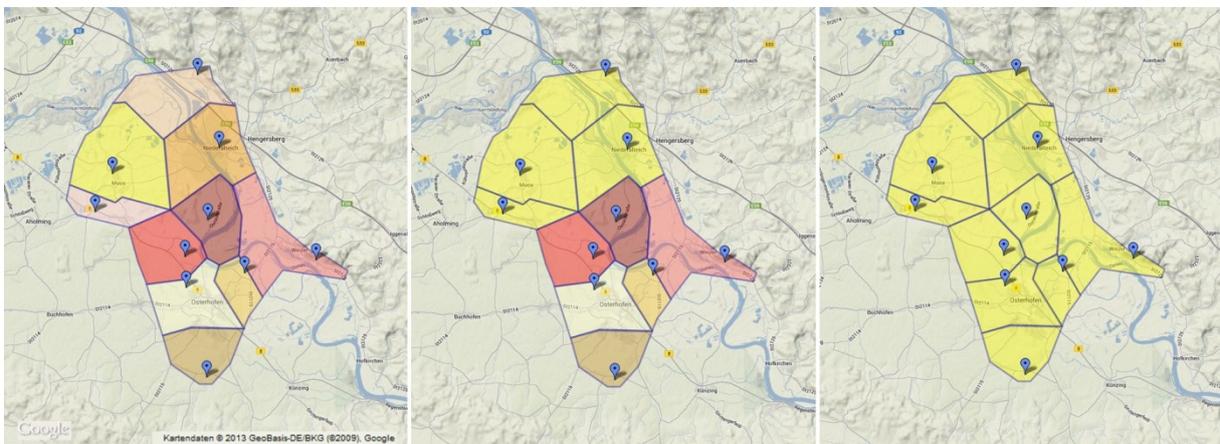


Abbildung 6: Die Untergebiete werden nach und nach zusammengefasst bis das gesamte Gebiet mit nur einem Sensor simuliert wird.

Da die Simulationen für die verschiedenen Kombinationen einen hohen Rechenaufwand mit sich bringt, wurden für die Untersuchung neun Tage mit fluktuierender Bewölkung aus dem Sommer 2012 ausgewählt. Abbildung 7 zeigt den RMSE der verschiedenen Tage und den Verlauf des Mittelwertes. Der Fehler nimmt mit zunehmender Anzahl an Messstationen deutlich ab. Dabei sinkt er zunächst bis zu fünf Messpunkten stark ab, eine weitere Verdoppelung der Messpunkte hat nur noch eine geringere Reduktion des Fehlers zur Folge. Dieser relative Verlauf ist näherungsweise auch bei dem Simulationsfehler aller Einzeltage zu erkennen.

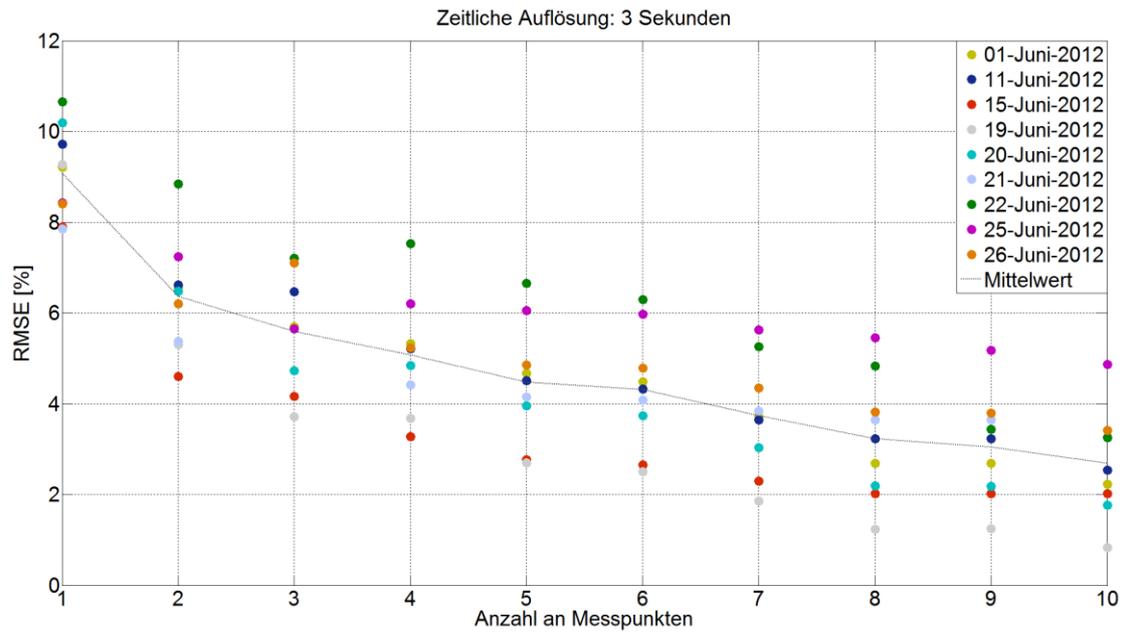


Abbildung 7: RMSE der Simulation in Abhängigkeit der Anzahl an Messboxen für 9 Tage mit fluktuierender Bewölkung im Sommer 2012.

5 Variation der zeitlichen Auflösung der Simulation

Auch der Einfluss der zeitlichen Auflösung ist von Interesse, denn eine Umsetzung im Sekundenbereich bringt einen hohen Aufwand bei der Übertragung sowie Verarbeitung der Daten mit sich und entspricht nicht den in der Energieübertragungstechnik üblichen Zeitskalen. So sind für die meisten Grenzwerte der DIN EN 50160 zehn Minutenmittel ausschlaggebend, für den Stromhandel sind 15 Minutenmittel oder auch Stundenmittel übliche Zeitskalen. Im Folgenden wird daher der Einfluss der zeitlichen Auflösung auf die Simulationsgenauigkeit detaillierter beleuchtet. Dazu wird die Auflösung von den ursprünglichen 3 Sekunden auf Mittelwerte über eine Minute, zehn Minuten, 15 Minuten und eine Stunde reduziert.

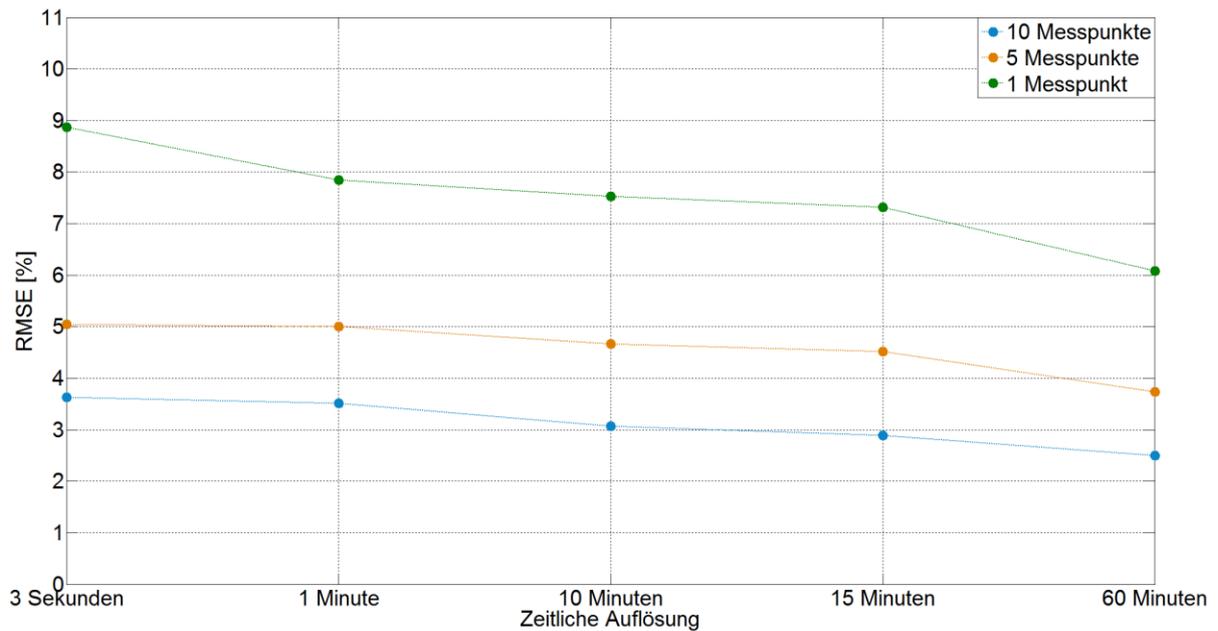


Abbildung 8: RMSE der Simulation in Abhängigkeit der zeitlichen Auflösung für 9 Tage mit fluktuierender Bewölkung im Sommer 2012.

Für die Auswertung wurden wieder die neun Tage mit fluktuierender Bewölkung im Sommer 2012 gewählt. Abbildung 8 zeigt den Verlauf des mittleren RMSE für verschiedene Zeitskalen. Es zeigt sich, dass bei vielen Messpunkten nur eine geringe Abhängigkeit von der zeitlichen Auflösung gegeben ist. Hier fällt der mittlere RMSE von 3 Sekunden auf 60 Minuten um etwa ein Drittel. Ein ähnliches Verhalten tritt bei fünf verteilten Messpunkten auf. Bei einer ungenaueren Ausgangslage mit nur einem Messsensor wirkt sich die Reduktion stärker aus, und der Fehler fällt im gleichen Intervall um etwa drei Prozent. Somit fällt für die betrachteten Kombinationen der Fehler von einer Sekundenauflösung auf eine Stundenauflösung um etwa ein Drittel.

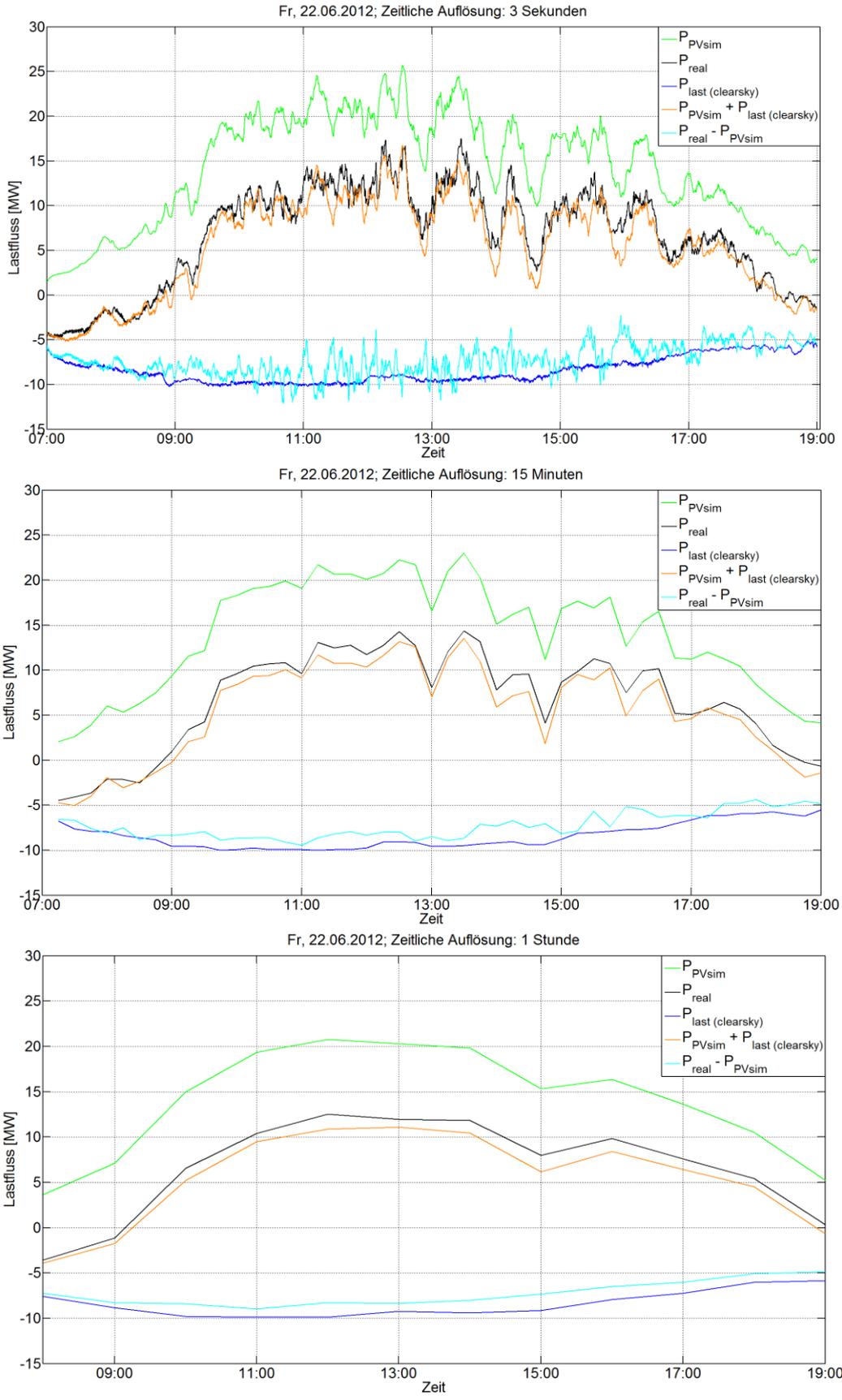


Abbildung 9: Simulationsergebnisse für den 22.06.2012 für verschiedene zeitliche Auflösungen.

Um diese Abhängigkeit etwas genauer zu untersuchen sind in Abbildung 9 die Verläufe der Simulationsergebnisse in einer Auflösung von drei Sekunden, 15 Minuten und einer Stunde visualisiert. Dabei zeigt sich im Kurvenverlauf, dass bei dem betrachteten Tag der Fehler der Simulation bei einer niedrigeren zeitlichen Abtastrate von einer Streuung um den Referenzlastfluss weitgehend auf einen konstanten Offset reduziert.

6 Analyse der Leistungsrampen

Da die mittlere Abweichung und der RMSE keine Aussage zur Form der simulierten und gemessenen Verläufe enthält, werden für drei exemplarische Tage die Leistungsrampen analysiert. Diese Studie versteht dabei unter Leistungsrampe die Dauer und Höhe der Wirkleistungsänderung. Hierzu werden alle Extremwerte der durch das vorgestellte Modell errechneten PV-Leistung gesucht und diese über den zeitlichen Abstand zwischen ihnen aufgetragen. Eine Simulation mit nur einem Sensor (Abbildung 10 links) zeigt, wie aufgrund der Zeitverläufe (vgl. Abbildung 4) erwartet, deutlich höhere Rampen als die Simulation mit dem vorgestellten Modell (Abbildung 10 rechts).

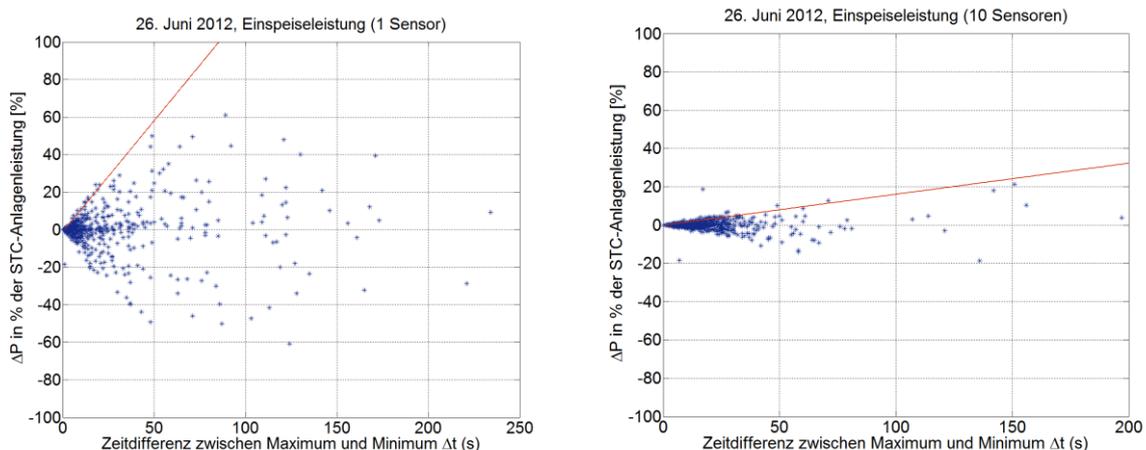


Abbildung 10: Vergleich der Leistungsrampen der simulierten Einspeiseleistung mit einem (links) und zehn (rechts) Messpunkten

Mit einem Sensor ergibt sich für den 26. Juni 2012 ein maximales $\Delta P/P_{\text{inst}}$ von 51,9 % in 50 Sekunden. 99% aller positiven Rampen der Simulation liegen unter einer Geraden mit einer Steigung von 1,2% $\Delta P/P_{\text{inst}}$ pro Sekunde. Der Verlauf der simulierten Leistung auf Basis aller zehn Sensoren zeigt ein maximales $\Delta P/P_{\text{inst}}$ von nur 23,98% in 50 Sekunden. Die begrenzende Gerade des 99% Quantils hat eine Steigung von 0,22% pro Sekunde. Der Effekt der räumlichen Glättung ist deutlich erkennbar.

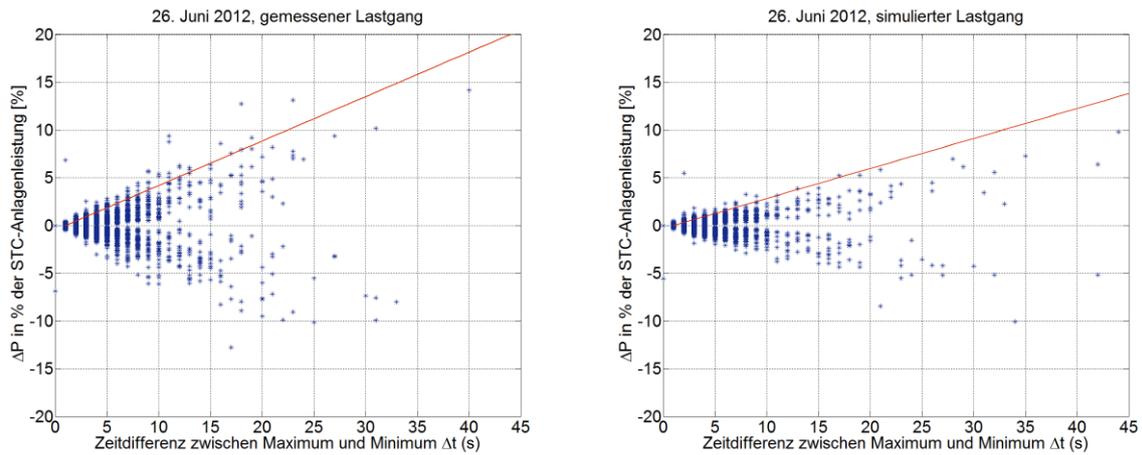


Abbildung 11: Vergleich der Leistungsrampen des mit zehn Boxen simulierten (rechts) und gemessenen Lastgangs (links) über das Umspannwerk.

Dieselbe Analyse wird auch für den mit Hilfe der simulierten Einspeiseleistung und der Referenzlast errechneten Lastfluss über den Umspanner durchgeführt. Hier zeigt ein Vergleich der simulierten und real gemessenen Leistungsrampen, dass diese ähnlich verteilt sind. Abbildung 11 (links) zeigt die realen Leistungsrampen, 99% aller positiven Rampen liegen unter einer Geraden mit 0,43 % pro Sekunde. Die simulierten Rampen Abbildung 11 (rechts) weisen eine etwas stärkere Dämpfung auf, hier liegen 99% aller Werte unter einer geraden mit einer Steigung von 0,32 % pro Sekunde. Um dies noch genauer zu quantifizieren, werden die Zeitdifferenzen in Klassen eingeteilt und für jede Klasse der Mittelwert von $\Delta P/P_{inst}$ berechnet. Tabelle 1 enthält die Werte für die ersten drei Klassen. Sie werden herangezogen, da hier 98% aller Werte enthalten sind. Es zeigt sich erneut, dass die simulierten und gemessenen Mittelwerte sowohl der positiven, als auch der negativen Flanken sehr gut übereinstimmen. Daraus kann in Summe eine gute Übereinstimmung der Form der Verläufe abgeleitet werden.

Zeitdifferenz Δt in Sekunden	Mittelwert $\Delta P_{sim}/P_{inst}$ [%]	Mittelwert $\Delta P_{meas}/P_{inst}$ [%]
0 – 5 Sekunden	pos.: 0,25 neg.: -0,24	pos.: 0,30 neg.: -0,31
5 – 10 Sekunden	pos.: 1,00 neg.: -1,01	pos.: 1,41 neg.: -1,50
10 – 15 Sekunden	pos.: 1,97 neg.: -1,99	pos.: 3,60 neg.: -2,83

Tabelle 1: Mittelwerte der simulierten und gemessenen Last im Gebiet für drei Zeitdifferenzklassen.

7 Fazit

Das Simulationsmodell ermöglicht die Beschreibung des Verhaltens der räumlich verteilten PV-Flotte. Der Einfluss verschiedener Wettersituationen auf das Verteilnetz kann analysiert und somit kritische meteorologische Lagen charakterisiert werden. Die Simulation auf Basis nur eines Globalstrahlungsmesspunktes ist nur an klaren Tagen ausreichend. Um die räumliche Verteilung an wechselhaften Tagen abzubilden, sind zusätzliche Messpunkte notwendig. Die Anzahl der Messstationen ist auch die entscheidende Variable für die Simulationsgenauigkeit. Die Betrachtung der zeitlichen Auflösung zeigt eine Reduktion des RMSE von einer Sekundenauflösung auf eine Stundenauflösung um etwa ein Drittel. Mit zehn Messpunkten (gleichmäßig verteilt auf $10 \times 10 \text{ km}^2$) als Eingangsgröße wird für wechselhafte Tage ein RMSE von durchschnittlich drei Prozent erreicht und die Rampen der PV-Leistung adäquat abgebildet. Die aus der Simulation gewonnene genaue Kenntnis des Netzzustandes erlaubt somit die optimierte Durchführung von Einspeisemanagementmaßnahmen.

8 Referenzen

- [Bey-04] Beyer HG, Betcke J, Drews A, Heinemann D, Lorenz E, Heilscher G, Bofinger S. Identification of a General Model for the MPP Performance of PV Modules for the Application in a Procedure for the Performance Check of Grid Connected Systems. 19th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, 2004; Paris, France.
- [Lor-10] Lorenz E., Scheidsteiger T., Hurka J., Heinemann D., Kurz C., Regional PV power prediction for improved grid integration, Progress in Photovoltaics, Special Issue: 25th EU PVSEC WCPEC-5, Valencia, Spain, 2010, Volume 19, Issue 7, pages 757–771, November 2011
- [Sch-96] Schmidt H, Sauer DU. Wechselrichter-Wirkungsgrade. Sonnenenergie 1996; 4: 43
- [Wir-12a] Wirth G., Spring A., Becker G., Pardatscher R., Witzmann R., Brantl J., Garhamer M.: Möglichkeiten zur Netzintegration einer hohen Anzahl an Photovoltaikanlagen im niedrigen Leistungsbe- reich. 27 PV Symposium, Bad Staffelstein, März 2012
- [Gro-13] Grossi L., Wirth G., Spring A., Becker G., Pardatscher R., Witzmann R., Brantl J., Schmidt S.: Simulation of the Grid Impacts of a Distributed PV Fleet, 28th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, Paris, September 2013
- [Per-87] Perez R., Seals R., Ineichen P., Stewart R., Menicucci D., A new simplified version of the Perez diffuse irradiance model for tilted surfaces. Solar Energy 1987: 39: 221-231.