

# *Untersuchung der Korrelationen aus Tageslastgängen und PV-Einspeisung zur Bestimmung der maximalen Netzbelastung*

ANDREAS SPRING<sup>(1)</sup> • GEORG WIRTH<sup>(1)</sup> • GERD BECKER<sup>(1)</sup> • ROBERT PARDATSCHER<sup>(2)</sup> • ROLF WITZMANN<sup>(2)</sup> • JOHANNES BRANTL<sup>(3)</sup> • SEBASTIAN SCHMIDT<sup>(3)</sup>

(1) Hochschule München · Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik  
Arbeitsgruppe des SE-Labors im Studiengang REE  
80335 München · Tel: 089/1265-3483 · Fax: 089/1265-3403  
<http://www-lse.ee.hm.edu> · [andreas.spring@hm.edu](mailto:andreas.spring@hm.edu)

(2) Technische Universität München · Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik  
Fachgebiet Elektrische Energieversorgungsnetze  
80290 München

(3) E.ON Bayern AG · Assetmanagement  
93049 Regensburg

## **1. Motivation und Problemstellung**

Bedingt durch die Energiewende stieg die Zahl der installierten Photovoltaik (PV) Anlagen in den deutschen Energieversorgungsnetzen in den letzten Jahren stark an. Im Jahr 2011 lag der Anteil erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch bei 12,5 % und am Bruttostromverbrauch bei knapp über 20 % [BMU-12]. In einigen ländlichen Gebieten wird eine installierte PV Leistung von 5,0 kW<sub>p</sub> pro Hausanschluss (HA) überschritten. Dies führt dazu, dass die dezentralen Erzeugungsanlagen in der Netzplanung und Netzbetriebsführung detailliert berücksichtigt werden müssen. In immer mehr Gebieten werden PV Anlagen zur maßgebenden Größe bei der Dimensionierung der Netze, da die dezentral erzeugte PV Leistung den dezentralen Verbrauch übersteigt, und eine Rückspeisung in übergelagerte Netzebenen erfolgt. Der maximale Betrag der Rückspeisung überschreitet dabei in einigen Niederspannungsnetzen den maximalen Lastbezug. Somit tritt die maximale Netzbelastung zum Zeitpunkt der maximalen Rückspeisung auf.

In diesem Beitrag soll zunächst auf die Charakteristik der PV Einspeisung, sowie auf die Charakteristik der Lastabnahme eingegangen werden. Darauf aufbauend wird der Lastfluss über einen 110/20 kV Umspanner im Umspannwerk Seebach analysiert. Anschließend erfolgt eine Gegenüberstellung der Einspeisungen und Lastabnahmen für repräsentative Niederspannungsnetze. Die verwendeten Netzgebiete, das Umspannwerk sowie alle gewonnenen Ergebnisse stammen aus dem Projekt „Netz der Zukunft“ [EBY-11] das von der E.ON Bayern AG in Zusammenarbeit mit der Technischen Universität München und der Hochschule für angewandte Wissenschaften München bearbeitet wird. Konkret sind in dem betrachteten Erdschlussgebiet Seebach (Abbildung 1-1), in der Nähe von Deggendorf in Niederbayern, Power Quality (PQ)

Messgeräte in den Ortsnetzstationen und in der Umspannstation (137 PQ Geräte der Firma a-eberle) sowie intelligente Zähler bei diversen beteiligten Endkunden (320 Lastgangzähler mit PQ-Messmodul der Firma EMH-metering an EEG Anlagen, sowie 243 Bezugszähler) [EBY-11] verbaut. Weiterhin stehen energiemeteorologische Daten (Globalstrahlung, Temperatur, Wind) für einen Standort zur Verfügung.

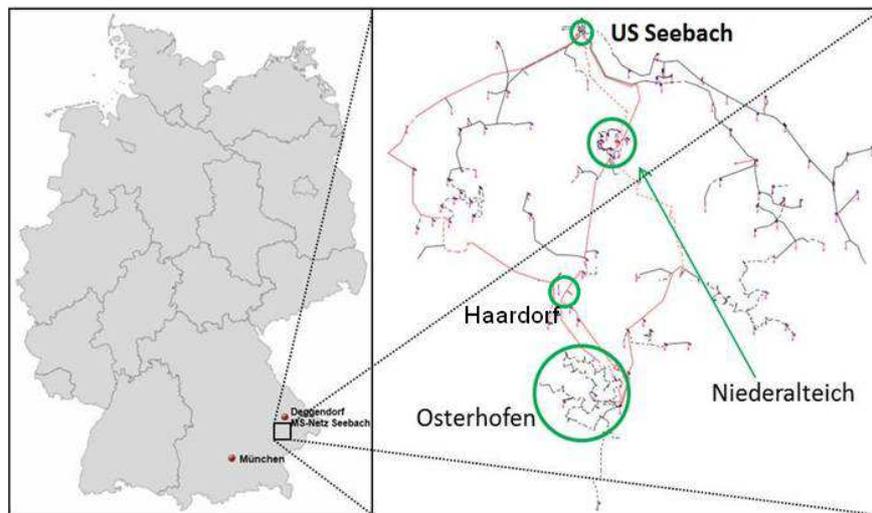


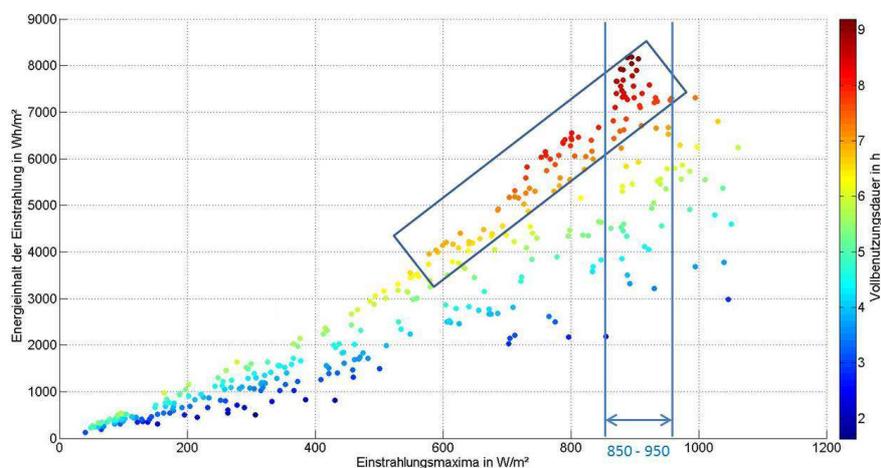
Abbildung 1-1: Geographische Lage des untersuchten Erdschlussgebiets Seebach mit den untersuchten Ortsnetzen Osterhofen, Niederalteich und Haardorf [PAR-12].

## 2. Charakteristik der Einstrahlung und der PV Einspeisung

Bei der Untersuchung von PV Einspeisecharakteristiken ist zwischen klaren Tagen und Tagen mit fluktuierender Bewölkung zu unterscheiden. An klaren Sommertagen sind im süddeutschen Raum Einstrahlungsleistungen bis zu  $950 \text{ W/m}^2$  auf die Horizontale [WIR-11] zu erwarten. Die Durchschnittstemperaturen liegen in den Monaten April, Mai und Juni unter den Werten der Monate Juli und August. Daher sind in den Frühlings- und Frühsommermonaten höhere PV Einspeisungen zu erwarten als im Hochsommer, da die Leistung der Module mit steigender Temperatur sinkt. In den Herbstmonaten September und Oktober ist die Einstrahlung bereits auf geringere Werte abgesunken. Gleichzeitig tritt aufgrund der homogenen Einstrahlungssituation wolkenloser Tage eine hohe Gleichzeitigkeit aller Anlagen eines Gebiets auf. Die Folge daraus sind hohe Summenleistungen. Die angegebenen Anlagenleistungen (Standard Test Conditions (STC),  $1000 \text{ W/m}^2$ ,  $25 \text{ C}$ ,  $\text{AM}=1,5$ ) werden jedoch aufgrund der höheren Modultemperatur und / oder der geringeren Globalstrahlung zu keiner Jahreszeit erreicht. Vorangegangene Untersuchungen aus dem Projekt „Netz der Zukunft“ ergaben maximale Einspeiseleistungen kleiner als 85 % der Nennleistung [WIR-12], die vorwiegend in den Monaten Mai und Juni auftreten.

An wechselhaften Tagen sind andere Umgebungsbedingungen anzusetzen. Durch den stattfindenden Wolkenzug und der thermischen Zeitkonstante der PV Module treten niedrigere Zelltemperaturen auf. Gleichzeitig entstehen durch Reflexionen an (Kumulus-) Wolken Globalstrahlungsüberhöhungen, die 2011 im Untersuchungsgebiet bis auf Werte von  $1060 \text{ W/m}^2$  (10 Minuten Mittelwert) anwuchsen. Aus diesen beiden energiemeteorologischen Umgebungsbedingungen resultieren kurzzeitige Leistungsspitzen, die jedoch aufgrund der Wechselrichterdimensionierung [WIR-11], nur begrenzt in elektrische Leistung umgesetzt werden und das Netz belasten. Die vorliegende Gleichzeitigkeit ist in diesem Fall, aufgrund der räumlichen Ausdehnung des betrachteten Gebiets und des stattfindenden Wolkenzugs, geringer als im Fall des klaren Tages.

Abbildung 2-1 zeigt die Einstrahlungsmaxima der einzelnen Tage des Jahres 2011 über dem erzielten Energieertrag. Klare Sommertage mit Einstrahlungsmaxima von  $850$  bis  $950 \text{ W/m}^2$  weisen Energieerträge von mehr als  $8 \text{ kWh/m}^2$  auf. Die Farbgebung kennzeichnet die erzielbare Vollbenutzungsdauer als Quotient aus eingestrahelter Energie ( $\text{Wh/m}^2$ ) zu maximaler Einstrahlungsleistung ( $\text{W/m}^2$ ). Somit können alle roten Punkte als Clear Sky Tage mit einer hohen Vollbenutzungsdauer beschrieben werden. Weiterhin zeigt sich die bewölkte Charakteristik an Tagen mit hohen Globalstrahlungsmaxima von mehr als  $950 \text{ W/m}^2$ .

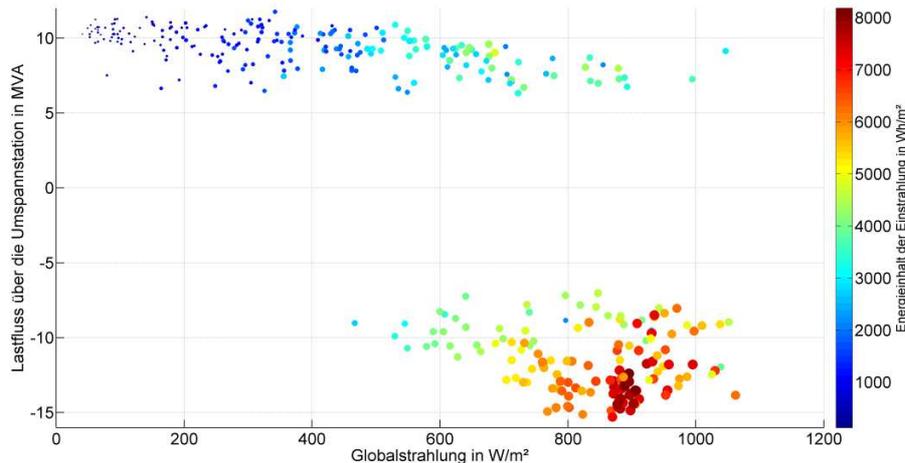


**Abbildung 2-1: Erzielbarer Energieertrag der Einstrahlung in Abhängigkeit der maximal eingestrahelten Leistung. Die Farbgebung kennzeichnet die Vollbenutzungsdauer.**

In Abbildung 2-2 sind die Tagesmaximalwerte der Globalstrahlung sowie des Lastflusses über den  $110/20 \text{ kV}$  Umspanner aus den 10 Minuten Mittelwerten des Jahres 2011 dargestellt. An Tagen an denen sowohl Bezug als auch Rückspeisung über den Umspanner auftrat, wurde der vom Betrag her höhere Maximalwert berücksichtigt. Es zeigt sich ein Trend zu höheren Rückspeisungen bei Einstrahlungswerten zwischen  $800$  und  $900 \text{ W/m}^2$ . Dies entspricht typischen Einstrahlungswerten für klare Sommertage. Bei höheren Einstrahlungswerten nimmt die Rückspeisung wieder ab. Dies entspricht fluktuierenden Tagen mit einer wesentlich geringeren

Gleichzeitigkeit sowie geringeren Energieinhalten der Einstrahlung, wie aus dem Farbverlauf hervorgeht. Die Größe der Datenpunkte ist ein Maß für die Vollbenutzungsdauer.

Die Globalstrahlungswerte der höchsten Rückspeisung über den Umspanner decken sich mit dem aus Abbildung 2-1 erzielten Ergebnis des höchsten Energieinhalts der Einstrahlung. Die Maximalwerte treten jeweils bei Einstrahlungen um  $900 \text{ W/m}^2$  auf.



**Abbildung 2-2: Maximalwerte der Globalstrahlung, des Lastflusses über die Umspannung Seebach sowie der Energieinhalt der Einstrahlung für die Tage des Jahres 2011.**

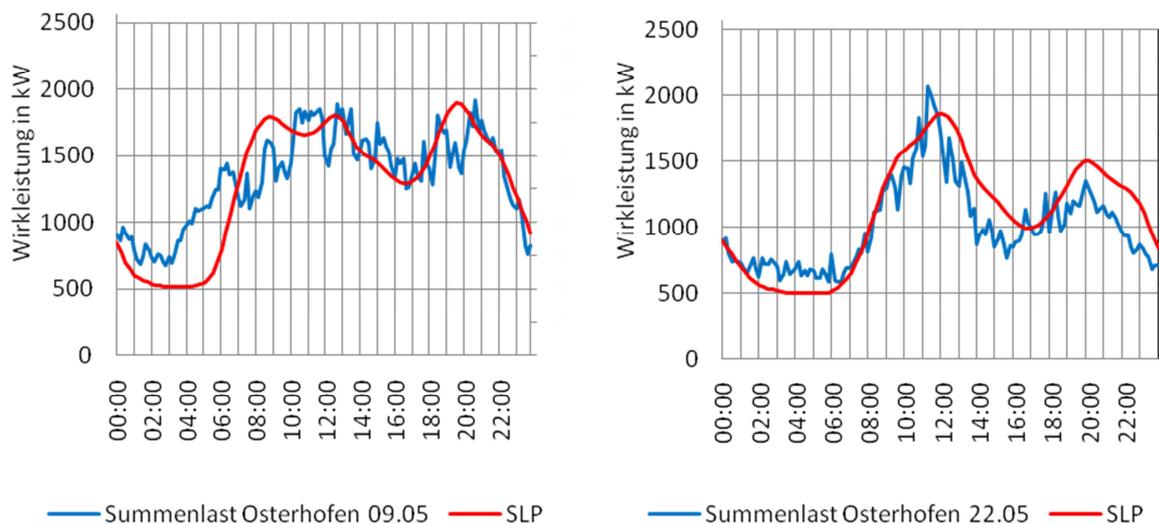
Die Betrachtung der maximalen Netzbelastungen wird mit Hilfe von PV - Summeneinspeiseprofilen einzelner Ortsnetze durchgeführt. Die Erstellung dieser PV - Summeneinspeiseprofile ist aufgrund der homogenen Einstrahlungssituation an wolkenfreien Tagen und der maximal zu erwartenden Einspeiseleistung an Schönwettertagen verhältnismäßig präzise umzusetzen [WIR-13]. Bei bewölkten Tagen ist neben einer Einstrahlungszeitreihe eine hohe Zählerdurchdringung nötig, um belastbare Ergebnisse zu erhalten.

### 3. Charakteristik der Lastabnahme

Bei der Untersuchung der Lastcharakteristiken ist zwischen Lasten an Werktagen und Lasten an Wochenendtagen zu unterscheiden. An Werktagen ist die Lastabnahme der Hausanschlusskunden (H0), mit Ausnahme einer Spitze in den frühen Abendstunden, als relativ konstant anzusehen. An Wochenenden treten eine ausgeprägte Mittagsspitze sowie eine weitere Spitze in den frühen Abendstunden auf. Das Lastniveau, abgesehen von den Spitzen, ist an diesen Tagen geringer als an Werktagen. Die Mittaglastspitze an den Wochenendtagen stellt den absolut maximalen Bezug dar. Dieser ist an kalten, bewölkten Wintersonntagen am stärksten ausgeprägt.

Die überwiegende Anzahl der Abnehmer entspricht dem Lastprofil H0. Industrielle, gewerbliche und landwirtschaftliche Abnehmer (L und G Profile) dürfen bei der Untersuchung allerdings nicht vernachlässigt werden, da sie ein höheres Lastniveau aufweisen und bereits eine geringe Anzahl zu höheren Lastabnahmen führt. Als Datengrundlage wurden Lastgangzähler für die Ortsnetze Osterhofen (221), Niederalteich (64) und Haardorf (11) für die Tage des maximalen Bezugs und der maximalen Rückspeisung über den Umspanner ausgewertet.

Der Tageslastgang für den 09.05.2011 und 22.05.2011 des Ortsnetzes Osterhofen ist in Abbildung 3-1 dargestellt. Die Tageslastgänge decken sich gut mit den entsprechenden Standardlastprofilen (SLP).



**Abbildung 3-1: Verlauf der Lastabnahme eines Ortsnetzes während eines Werktages (links) und während eines Wochenendtages (rechts).**

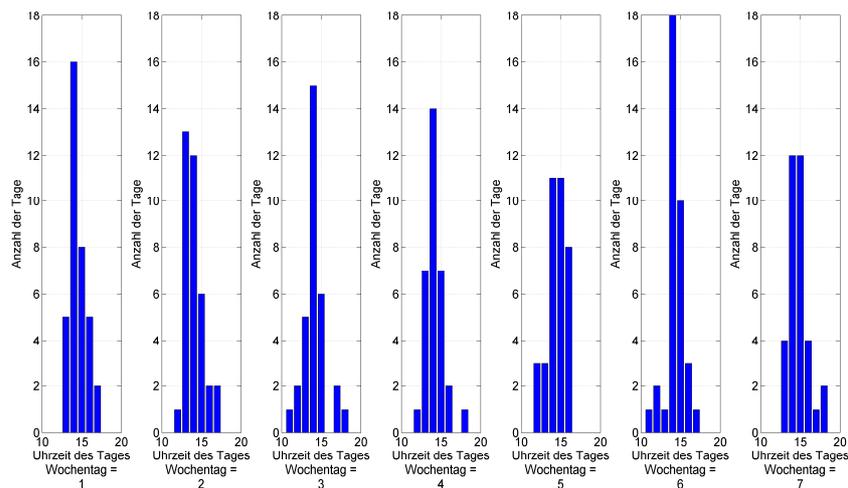
Zur Betrachtung der maximalen Netzbelastungen ist neben einem PV - Summeneinspeiseprofil ein Lastprofil für das gesamte Ortsnetz wesentlich. Bedingt durch die große Anzahl unterschiedlichster Lastabnehmer in einem Ortsnetz ist die Erstellung des Lastprofils aus den vorhandenen Zählerdaten aufwendiger und zugleich mit einer höheren Unsicherheit verbunden als die Erstellung eines PV - Summeneinspeiseprofiles. Um gesicherte Ergebnisse zu erzielen, ist eine hohe Zählerdurchdringung der diversen Lastprofiltypen essentiell.

#### 4. Analyse des Lastflusses über das Umspannwerk Seebach

Die absolute Anzahl der Tage mit Rückspeisung im Jahr 2011 verteilt sich relativ gleichmäßig auf die einzelnen Wochentage. Insgesamt kam es im Untersuchungsgebiet an 241 Tagen zu einer Rückspeisung in die 110 kV Ebene. Das bedeutet, dass bereits an 2/3 aller Tage ein Rückspeisefall eintrat. In Abbildung 4-1 ist die Uhrzeit der maximalen Rückspeisung für die ein-

zelenen Tage der Woche dargestellt. Diese wird stets zu Zeiten des Sonnenhöchststandes, also um 12 Uhr mittags, erwartet. Der Meridian, an dem die CET (Central European Time) und die Ortszeit übereinstimmen, ist 15° östliche Länge. Das Untersuchungsgebiet liegt etwas weiter westlich davon (vgl. Bahnhof Osterhofen 13.018706° östlicher Länge). Durch die Drehung der Erde von West nach Ost ist der höchste Sonnenstand etwas später als 12 Uhr CET zu erwarten. Bei einer Vielzahl der Rückspeisetage handelt es sich zudem um Tage an denen die CEST (Central European Summer Time) galt. Deshalb muss eine Korrekturstunde berücksichtigt werden. Somit ist der Sonnenhöchststand erst nach 13 Uhr zu erwarten.

Der Großteil der maximalen Rückspeisungen tritt montags bis donnerstags (Wochentag 1-4) um 13 bzw. 14 Uhr auf. Dies entspricht den oben berechneten Zeiten des Sonnenhöchststandes bei CEST. An den Freitagen, Samstagen und Sonntagen (Wochentag 5-7) entfällt eine größere Anzahl der maximalen Rückspeisungen auf Zeiten nach dem Sonnenhöchststand. So erreicht die Rückspeisung an jeweils 10 bis 12 Tagen der Wochenendtage erst um 15 Uhr ihren Maximalwert. Dies kann auf die Mittaglastspitze dieser Wochenendtage zurückgeführt werden.

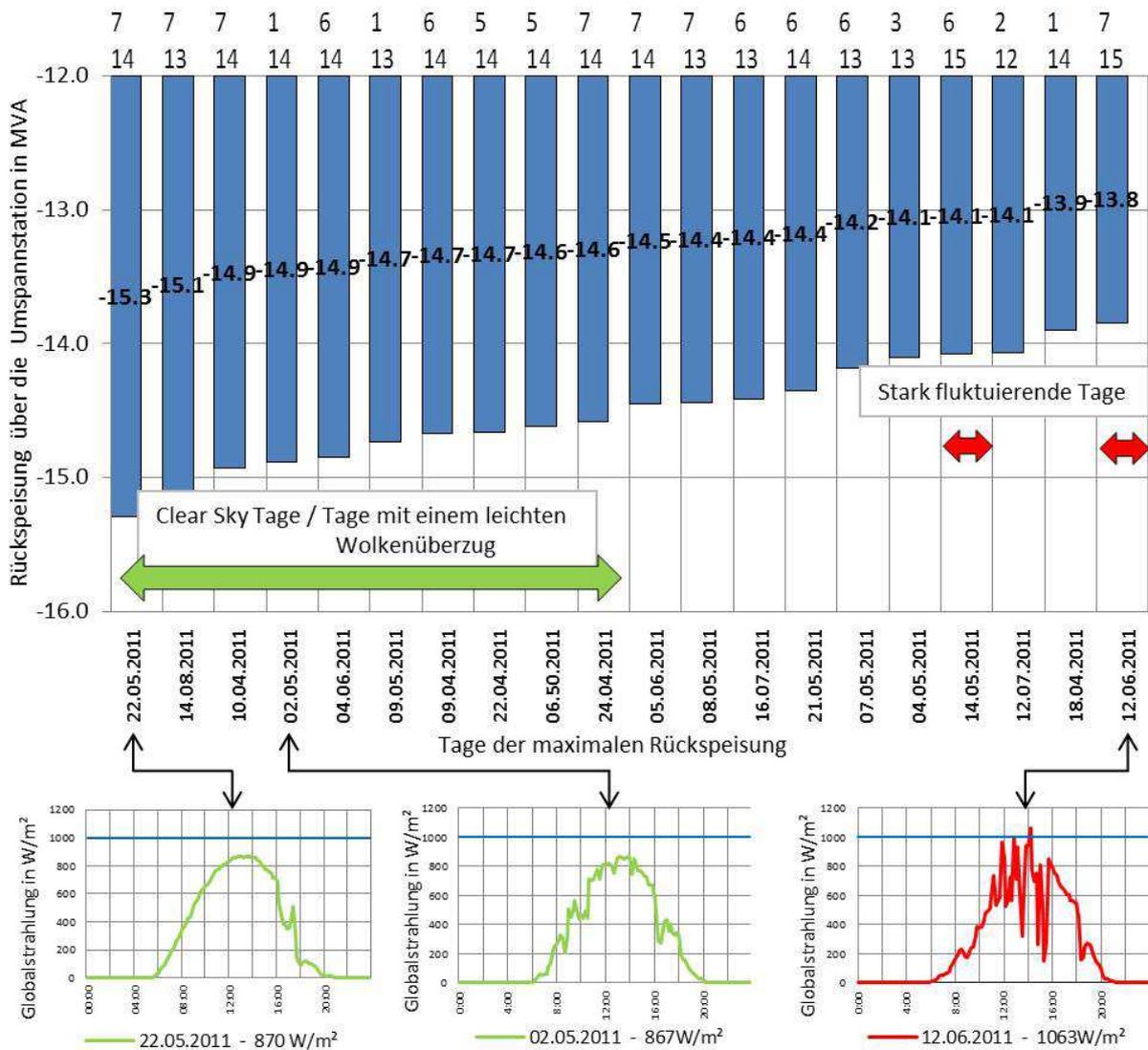


**Abbildung 4-1: Anzahl der Tage mit Rückspeisung in die 110 kV Ebene sortiert nach Wochentag und Uhrzeit der maximalen Rückspeisung.**

Im Gegensatz zur absoluten Anzahl an Rückspeisetagen treten die Maximalwerte der Rückspeisung in die 110 kV Ebene, bedingt durch das geringere Lastniveau abseits der Mittagsspitze, vermehrt an den Wochenendtagen auf. Der Freitag stellt dabei einen Grenzfall dar.

Im untersuchten Erdschlussgebiet Seebach beläuft sich die maximal abgenommene Last im Jahr 2011 auf 11,8 MVA. Die Rückspeisung über den kV Umspanner erreicht Werte von 15,3 MVA. Damit liegt die maximale Belastung des Umspanners für den Rückspeisefall vor. Die maximale Auslastung liegt im Rückspeisefall bei 61 %, im Bezugsfall bei 47 %.

In Abbildung 4-2 sind die maximalen Rückspeisungen über den untersuchten Umspanner für das Jahr 2011 dargestellt. Über bzw. unter dem jeweiligen Balken sind das Datum sowie die Uhrzeit der maximalen Rückspeisung und der Wochentag aufgetragen.



**Abbildung 4-2: Maximale Rückspeisungen über den 110/20 kV Umspanner im Umspannwerk Seebach für das Jahr 2011. Über den entsprechenden Balken sind die Uhrzeit der maximalen Rückspeisung sowie der Wochentag aufgetragen.**

Die über dem ersten Balken stehende Zahl 7/14 bedeutet, dass es sich um einen Sonntag (Wochentag 7) handelt und die maximale Rückspeisung um 14 Uhr auftrat. Von den 20 rückspeisestärksten Tagen entsprechen 13 einem Wochenendtag. Die Woche 2. bis 9. Mai stellt einen Extremfall dar, in dem klares Wetter mit hohen Globalstrahlungswerten und relativ niedrigen Temperaturen vorherrschten. Die zehn rückspeisestärksten Tage entsprechen allesamt wolkenlosen

Tagen (linkes Bild in Abbildung 4-2 unten) bzw. Tagen mit nur einem leichten, hohen Cirrus – Wolkenüberzug (mittleres Bild in Abbildung 4-2 unten). An den rückspeisestärksten Tagen mit fluktuierender Bewölkung (rechtes Bild in Abbildung 4-2 unten) wird bereits mehr als 1 MVA weniger über den 110/20 kV Umspanner zurückgespeist, obwohl die Globalstrahlung deutlich höhere Werte erreicht. So steigen die in Abbildung 4-2 unten dargestellten Einstrahlungszeitreihen von maximal 870 W/m<sup>2</sup> auf 1063 W/m<sup>2</sup>. Die Differenz zwischen diesen Maxima liegt zwischen dem Schönwettertag und dem Tag mit stark fluktuierender Einstrahlung bei knapp 300 W/m<sup>2</sup>. Der 22.05.2011 ist der Tag mit der höchsten Rückspeisung des Jahres. Er weist ein Globalstrahlungsmaximum von 870 W/m<sup>2</sup> auf. Dies entspricht dem oben ermittelten Wert für maximale Einstrahlungsenergien und somit maximale Rückspeisungen.

Die entscheidenden Faktoren für die Höhe der maximalen Rückspeisung sind der Wochentag bzw. die mit dem entsprechenden Wochentag verbundene Lastabnahme und die vorherrschende Wetterlage. Es zeigt sich, dass die maximalen Rückspeisungen fast ausschließlich zu Zeiten des Sonnenhöchststandes auftreten. Die oben gezeigten maximalen Rückspeisungen nach Wochentag und Uhrzeit ergaben zwar eine beachtliche Anzahl an Wochenendtagen mit maximalen Rückspeisungen in den Nachmittagsstunden (vor allem 15 Uhr), diese erreichen allerdings nicht mehr das Niveau der Rückspeisungen zu Zeiten des Sonnenhöchststandes. Somit treten die maximalen Rückspeisungen fast ausschließlich an klaren Sommerwochenendtagen zu Zeiten um den Sonnenhöchststand auf, da die PV Anlagen eine hohe Gleichzeitigkeit aufweisen und die Mittagslastspitze weniger ausgeprägt oder bereits abgesunken ist.

Für die Untersuchung der maximalen Netzbelastungen ist ein klarer Sommersonntag als maximale Belastung für den Rückspeisefall und ein Wintersonntag mit ausgeprägter Mittagslastspitze sowie keiner PV Einspeisung als maximale Belastung für den Bezugsfall zu wählen. Die Analyse des Jahres 2011 ergab den 22.05.2011 und den 27.02.2011 als repräsentative Tage der beiden Extremfälle. Diese werden im Folgenden genauer untersucht.

## **5. Gegenüberstellung der PV Einspeisung und der Lastabnahme in den Ortsnetzen Osterhofen, Niederalteich und Haardorf**

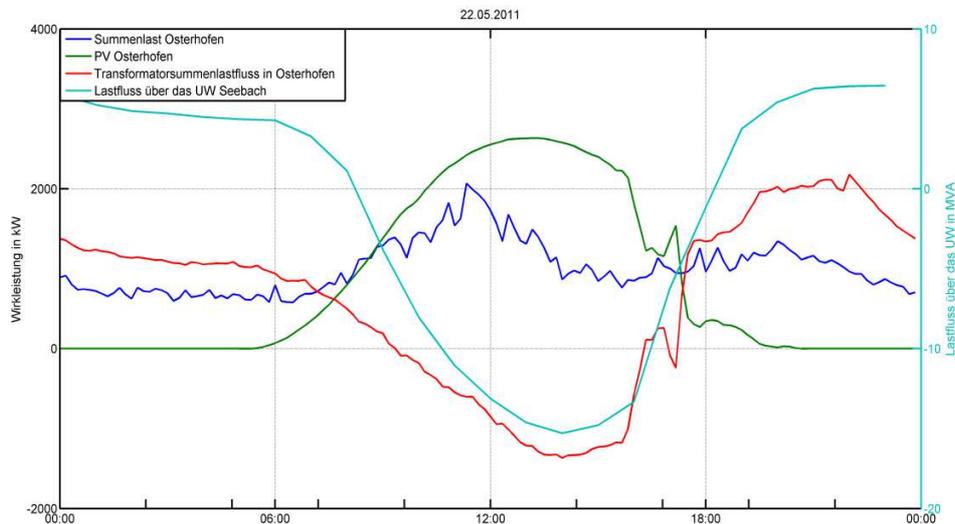
Zur Untersuchung der Tageslast- und Tageseinspeisegänge muss aus den Last- und Einspeisezählern auf Werte für ein gesamtes Ortsnetz interpoliert werden. Es wird ein Mittelwert, der auf die jeweilige PV Nennleistungen normierten Einzeleinspeisungen, mit der insgesamt zu dem betrachteten Zeitpunkt in einem Ortsnetz installierten PV Nennleistung multipliziert. Bei Lasten wurde analog, jedoch in Abhängigkeit der einzelnen Standardlastprofiltypen, vorgegangen.

Die untersuchten Netze werden in die Kategorien städtisch, dörflich und ländlich aufgeteilt [KER-11]. Für jede Kategorie wird ein Ortsnetz aus dem Untersuchungsgebiet ausgewählt. In Tabelle 5-1 sind die wichtigsten Kenngrößen und die Kategorien der untersuchten Ortsnetze angegeben.

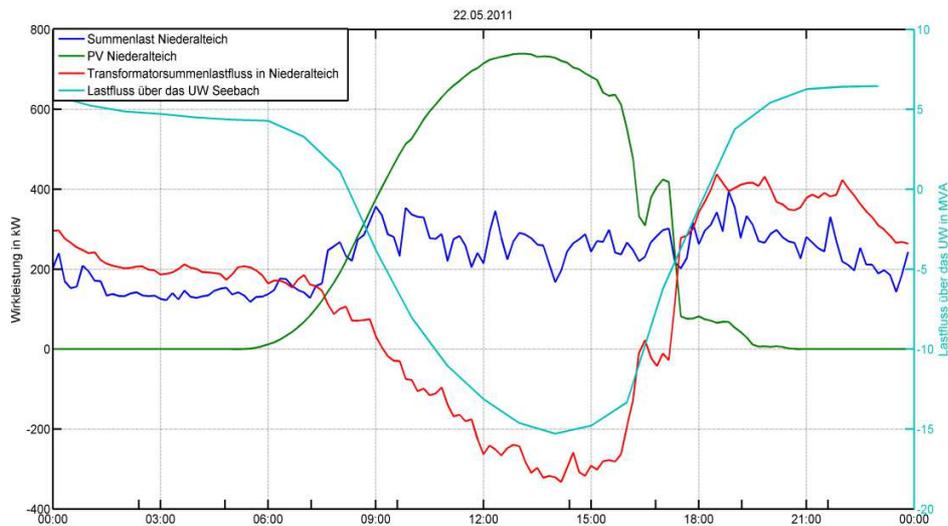
**Tabelle 5-1: Kenngrößen und Kategorie der untersuchten Ortsnetze.**

Stand: 22.05.2011	Osterhofen	Niederalteich	Haardorf
Installierte PV Leistung in kW <sub>p</sub>	2890	882	1043
Anzahl der HA	2266	594	114
Installierte Leistung pro HA in kW <sub>p</sub> /HA	1,28	1,48	9,15
Kategorie	städtisch	dörflich	ländlich

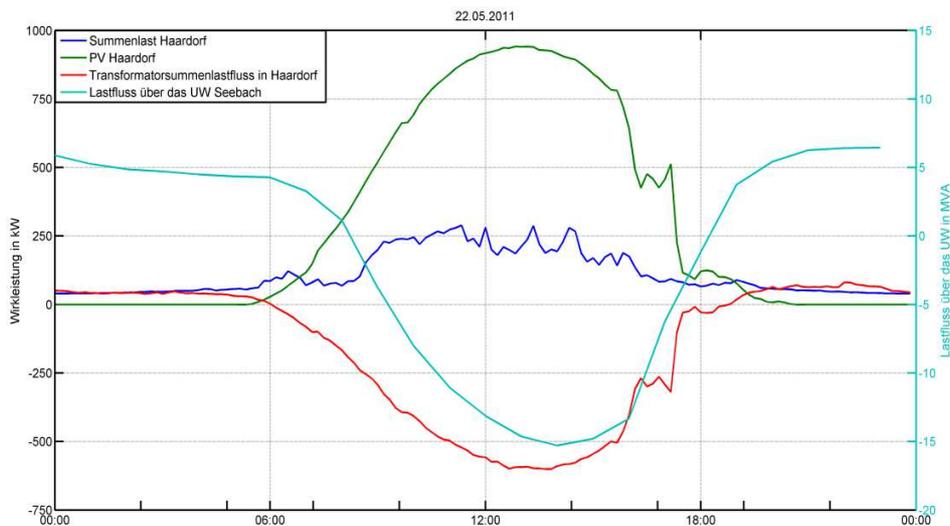
Der Tageslastgang und der Tageseinspeisegang für den Tag mit der höchsten Rückspeisung über die Transformatorstationen der Ortsnetze Osterhofen, Niederalteich und Haardorf sind in Abbildung 5-1, Abbildung 5-2 und Abbildung 5-3 für das Jahr 2011 dargestellt. In Grün ist der Einspeisegang aller PV Anlagen, in Blau das Summenlastprofil aller Verbraucher und in Rot der Lastgang über alle Ortsnetzstationen eines Ortes dargestellt. Zusätzlich ist der Lastgang über den 110/20 kV Umspanner in Hellblau abgebildet. In den Nachtstunden, zu denen die PV Einspeisung Null ist, sollte die Lastabnahme dem Lastfluss über die Ortsnetzstationen entsprechen. Abweichung ergeben sich durch die Auswahl an zur Verfügung stehenden Messpunkten, die mitunter nicht repräsentativ genug als skalierbare Datenbasis sind bzw. Verbraucher mit anderen Lastverhalten nicht entsprechend abbilden. Ab dem Zeitpunkt an dem die PV Einspeisung die Lastabnahme überschreitet, wird der Summenlastgang über die Ortsnetzstationen negativ. Es tritt der Rückspeisefall ein. Unterschreitet der Einspeisegang den Lastgang, wird der Summenlastgang über die Ortsnetzstationen wieder positiv. Der Bezugsfall setzt erneut ein. Diese Zusammenhänge sind in den Abbildungen 5-1, 5-2 und 5-3 deutlich erkennbar.



**Abbildung 5-1: Tagesverläufe der Einspeisungen, Lasten und Lastflüsse über die Transformatoren in Osterhofen am 22.05.2011 (Sonntag).**



**Abbildung 5-2: Tagesverläufe der Einspeisungen, Lasten und Lastflüsse über die Transformatoren in Niederalteich am 22.05.2011 (Sonntag).**



**Abbildung 5-3: Tagesverläufe der Einspeisungen, Lasten und Lastflüsse über die Transformatoren in Haardorf am 22.05.2011 (Sonntag).**

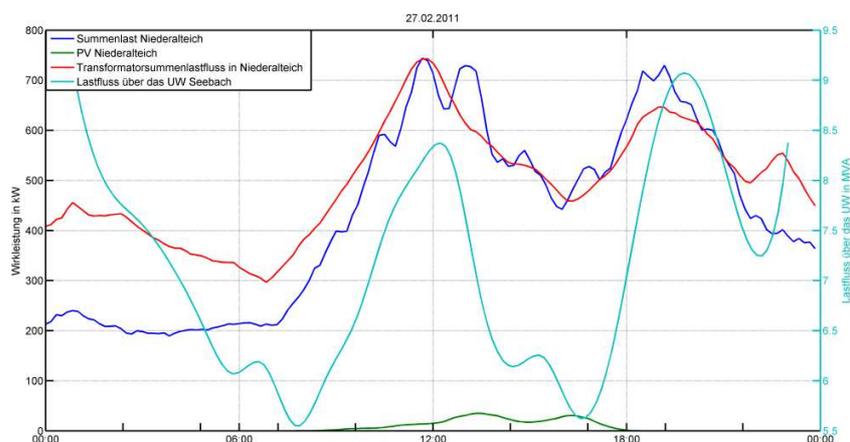
In Tabelle 5-2 sind für die drei betrachteten Ortsnetze die eingespeiste und abgenommene Energiemenge, das 24 h Energieverhältnis und der Quotient aus Einspeiseleistung zu abgenommener Last, zum Zeitpunkt der maximalen Rückspeisung über den Umspanner, dargestellt. Das 24 h Energieverhältnis ist als Quotient aus eingespeister Energie zu abgenommener Energie des betrachteten Tages definiert.

**Tabelle 5-2: Kennwerte des 22.05.2011 für die betrachteten Ortsnetze.**

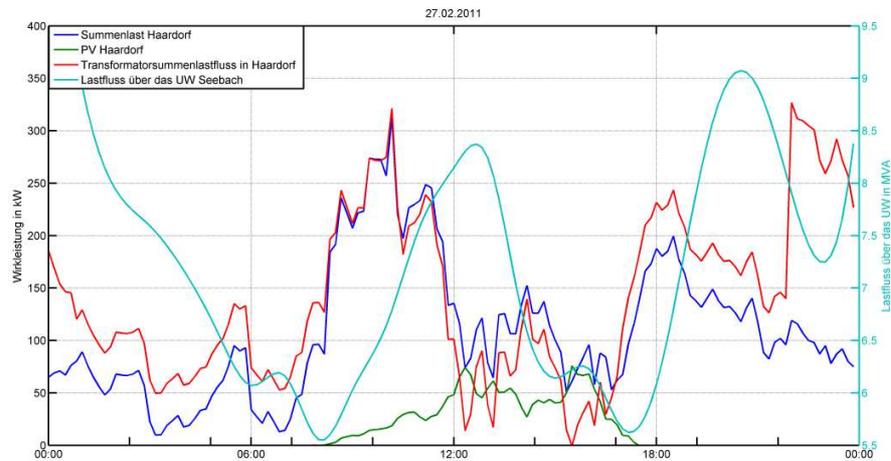
Stand: 22.05.2011	Osterhofen	Niederalteich	Haardorf
Installierte PV Leistung in kW <sub>p</sub>	2890	882	1043
Tageeinspeiseenergie in kWh	20440	5660	7350
Anzahl der HA	2266	594	114
Abgenommene Energiemenge in kWh	24060	5440	2660
Installierte Leistung pro HA in kW <sub>p</sub> /HA	1,28	1,48	9,15
24 h Energieverhältnis	0,85	1,04	2,76
Einspeiseleistung / Lastabnahme (14:00 Uhr)	2,27	3,32	4,63

Das 24 h Energieverhältnis liegt in Niederalteich und Haardorf bei Werten größer eins. Somit kann theoretisch der gesamte Energiebedarf des Ortsnetzes an diesem Tag nur durch die Einspeisungen in diesem Ort gedeckt werden. In Haardorf ist sogar eine Versorgung benachbarter Ortsnetze möglich. Dies ist jedoch nicht ohne umfangreiche Speichertechnologien möglich, die die überschüssige Energie während des Tages abfangen und in der Nacht wieder zur Verfügung stellen. Weiterhin muss beachtet werden, dass es sich hierbei um die Betrachtung des Tages mit der höchsten Rückspeisung handelt.

In Abbildung 5-4 und Abbildung 5-5 sind der Tagesgang der Einspeisung, der Tageslastgang und der Lastfluss über die Ortsnetzstationen in Niederalteich und Haardorf für den 27.02.2011 dargestellt. Dieser Tag weist die größte Mittagslastspitze im Jahr 2011 auf. Auffallend sind die starken Abweichungen zwischen Lastabnahme und Bezug über die Ortsnetzstationen in den Nachtstunden. Dies kann auf einen großflächigen Einsatz von Nachtspeicherheizungen zurückgeführt werden. Die Kennwerte für die beiden Ortsnetze sind in Tabelle 5-3 zusammengefasst. Im Ortsnetz Haardorf ist die abgenommene Energiemenge am 22.05.2011, vermutlich bedingt durch einen großflächigen Einsatz landwirtschaftlicher Geräte, größer als am 27.02.2011.



**Abbildung 5-4: Tagesverläufe der Einspeisungen, Lasten und Lastflüsse über die Transformatoren in Niederalteich am 27.02.2011 (Sonntag).**



**Abbildung 5-5: Tagesverläufe der Einspeisungen, Lasten und Lastflüsse über die Transformatoren in Haardorf am 27.02.2011 (Sonntag).**

**Tabelle 5-3: Kennwerte des 27.02.2011 für die betrachteten Ortsnetze.**

Stand: 27.02.2011	Niederalteich	Haardorf
Installierte PV Leistung in kW <sub>p</sub>	836	1029
Tageseinspeiseenergie in kWh	160	320
Anzahl der HA	594	114
Abgenommene Energiemenge in kWh	10300	2610
Installierte Leistung pro HA in kW <sub>p</sub> /HA	1,41	9,03
24h Energieverhältnis	0,016	0,12

Die maximale Belastung der Ortsnetztransformatoren stellt für die beiden Ortsnetze Osterhofen und Niederalteich der Bezugsfall dar. Dies ist sogar am Tag der maximalen Rückspeisung (22.05.2011) der Fall. Im Ortsnetz Osterhofen liegt das Verhältnis aus maximalem Bezug zur maximalen Rückspeisung bei 2,6, in Niederalteich bei 2,2. Um die Ergebnisse auf einen größeren Teil des Netzes der E.ON Bayern AG übertragen zu können, wurden für die Untersuchungen bewusst Ortsnetze mit geringeren PV Leistungen von 1,3 – 1,5 kW<sub>p</sub>/HA gewählt, da nach [PHO-12] in Bayern durchschnittlich 733 W<sub>p</sub> pro Einwohner installiert sind. Bei einem Durchschnittshaushalt von zwei Personen ergibt sich somit eine installierte PV Leistung von etwa 1,5 kW<sub>p</sub>/HA.

Im Ortsnetz Haardorf, mit einer installierten Leistung von >9 kW<sub>p</sub>/HA, liegt die maximale Netzbelastung im Rückspeisefall vor. Das Verhältnis aus maximalem Bezug zur maximalen Rückspeisung liegt im Jahr 2011 bei 0,58. Die installierte Leistung pro HA eilt dem Mittel der im Netz der E.ON Bayern AG installierten Anlagen pro HA zwar um Jahre voraus, allerdings ist die Photovoltaikprognose der E.ON Bayern AG [GAR-10], welche einen PV Endausbau beschreibt, auch in

diesem Ortsnetz noch nicht erreicht. Folglich muss zukünftig von Netzen ausgegangen werden, in denen die Durchdringung mit PV Anlagen höher ausfällt. Ähnlich, allerdings nicht so stark ausgeprägt, verhält sich das Ortsnetz Moos, welches sich ebenfalls im Untersuchungsgebiet befindet und als ein Repräsentant eines dörflichen Netzes gilt. Mit 3,5 kW<sub>p</sub>/HA erfolgt die maximale Netzbelastung im Rückspeisefall.

Im Folgenden soll untersucht werden, ab welchen Leistungen pro HA der Rückspeisefall die maximale Netzbelastung für die Ortsnetze Osterhofen, Niederalteich, Moos und Haardorf darstellt. Die Ergebnisse sind in Tabelle 5-4 angegeben. Es ergeben sich Leistungen von 3,2 bis 3,5 kW<sub>p</sub>/HA für das städtische und die beiden dörflichen Netze. Für das ländliche Netz Haardorf werden mit 5,3 kW<sub>p</sub>/HA größere Einspeiseleistungen, aufgrund der hohen Durchdringung mit landwirtschaftlichen Lastprofilen, benötigt. Dieser Wert ist bereits deutlich überschritten.

**Tabelle 5-4: Grenzleistungen der untersuchten Ortsnetze ab denen der Rückspeisefall den Fall der maximalen Netzbelastung darstellt.**

Ortsnetz	Osterhofen	Niederalteich	Moos	Haardorf
Installierte Leistung pro HA in kW <sub>p</sub> /HA	3,4	3,2	3,5	5,3

## 6. Zusammenfassung und Ausblick

Die maximalen Globalstrahlungswerte sind an Tagen mit wechselnder Bewölkung zu erwarten, wohingegen die höchsten Energieinhalte in der Einstrahlung an sonnigen Frühsommertagen, mit Einstrahlungsmaxima von 850 bis 950 W/m<sup>2</sup>, auftreten. An diesen kann mit einer Vollbenutzungsdauer (Quotient aus eingestrahelter Energie und maximaler Einstrahlung) von mehr als 8 Stunden gerechnet werden. Somit treten auch die höchsten PV-Summeneinspeiseenergien an klaren Tagen auf. Bei der auftretenden Last muss zwischen Lasten an Werktagen und Lasten an Wochenendtagen unterschieden werden. An Samstagen und Sonntagen sind Mittagsspitzen in der Last zu erwarten, während an den Werktagen ein konstanteres Lastniveau vorliegt. Die maximale Lastabnahme ist an Winterwochenendtagen mit ausgeprägter Lastspitze zur Mittagszeit zu erwarten.

Zu Rückspeisungen in die 110 kV Ebene kommt es an 2/3 aller betrachteten Tage. Diese verteilen sich gleichmäßig auf die einzelnen Tage der Woche. Die höchsten Rückspeisungen wurden überproportional häufig an klaren oder nur sehr leicht bewölkten Wochenendtagen zu Zeiten um den Sonnenhöchststand detektiert.

Bei der Betrachtung einzelner Ortsnetze übersteigt die maximale Einspeisung die maximale Lastabnahme in vielen Orten des Untersuchungsgebiets. Der maximale Bezug über die Ortsnetztransformatoren ist in zwei der vier untersuchten Ortsnetze größer als die maximale Rückspeisung. Dieser Sachverhalt wird sich in absehbarer Zeit, aufgrund des stetig steigenden PV Anlagenzubaus ändern. Um die Untersuchung für Ortsnetze des E.ON Bayern Netzes repräsen-

tativ zu gestalten, wurden Ortsnetze mit installierten Leistungen von 1,3 – 1,5 kW<sub>p</sub>/HA gewählt. In dem betrachteten Ortsnetz Haardorf, welches als Repräsentant eines ländlichen Ortsnetzes, mit einer installierten Leistung von mehr als 9 kW<sub>p</sub>/HA untersucht wurde, stellt der Rückspeisefall die maximale Netzbelastung dar. Genauso verhält sich das dörfliche Ortsnetz Moos mit einer installierten Leistung von mehr als 3,5 kW<sub>p</sub>/HA.

Auf der Mittelspannungsseite übersteigt der maximale Rückfluss (15,3 MVA) über das Umspannwerk Seebach bereits im Jahr 2011 den maximalen Bezug (11,8 MVA). Somit stellt die höchste Netzbelastung der Rückspeisefall dar. Die maximalen Rückspeisungen traten an Tagen mit Globalstrahlungsmaxima von 850 – 950 W/m<sup>2</sup> auf.

Die Betrachtung der eingespeisten und abgenommenen Energiemengen zeigt, dass für einen Teil des Jahres, insbesondere an klaren Sommertagen in drei der vier untersuchten Orte (Niederaltich, Moos, Haardorf) eine positive 24 h- Energiebilanz, bei der die Erzeugung den Verbrauch übersteigt, möglich ist. Dabei ergeben sich Leistungsspitzen zur Mittagszeit die den Verbrauch um den Faktor 3 – 4 überschreiten.

Durch den fortschreitenden Zubau von PV Anlagen wird eine positive 24 h - Energiebilanz in immer mehr Ortsnetzen möglich, allerdings müssen die Netzbetreiber große Summen in den Ausbau der Netze investieren um die erzeugten Leistungen abtransportieren zu können. Eine Lösung dieser Problematik ist der Einsatz von Speichertechnologien um die hohen Einspeisepitzen zur Mittagszeit zu begrenzen. Dadurch ergäben sich für den Anlagenbetreiber erhöhte Eigenverbrauchsanteile und Autarkiegrade sowie für den Netzbetreiber verminderte Netzausbaukosten.

## 7. Referenzen

- [BMU-12] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Erneuerbare Energien in Zahlen – Nationale und internationale Entwicklung, Juli 2012
- [EBY-11] E.ON Bayern AG, Smart Grid bei E.ON Bayern, Webseite, [http://www.eon-bayern.com/pages/eby\\_de/Netz/Smart\\_Grid/Forschungsprojekt\\_Netz\\_der\\_Zukunft/Projektgebiet/index.htm](http://www.eon-bayern.com/pages/eby_de/Netz/Smart_Grid/Forschungsprojekt_Netz_der_Zukunft/Projektgebiet/index.htm), Stand: 12.12.2012
- [PAR-12] R. Pardatscher, G. Wirth, R. Witzmann, G. Becker, S. Schmidt, J. Brantl, Analyse von Lastgangzählerdaten aus dem Projekt „Netz der Zukunft“, VDE-Kongress, Stuttgart, 2012
- [WIR-11] G. Wirth, A. Spring, G. Becker, R. Pardatscher, R. Witzmann, J. Brantl, M. Garhamer, Field Study on Changing Grid Requirements due to high PV Penetration, 26<sup>th</sup> EUPVSEC, Hamburg (Germany), 2011
- [WIR-12] G. Wirth, A. Spring, G. Becker, R. Pardatscher, R. Witzmann, J. Brantl, M. Garhamer, Möglichkeiten zur Netzintegration einer hohen Anzahl an Photovoltaikanlagen im niedrigen Leistungsbereich, 27<sup>th</sup> PV Symposium, Bad Staffelstein (Germany), 2012
- [WIR-13] G. Wirth, A. Spring, G. Becker, R. Pardatscher, R. Witzmann, S. Schmidt, J. Brantl, Klassifizierung der Netzeinflüsse durch Photovoltaikanlagen nach meteorologischen Parametern, 27<sup>th</sup> PV Symposium, Bad Staffelstein (Germany), 2013
- [KER-11] Kerber, G.: Aufnahmefähigkeit von Niederspannungsverteilnetzen für die Einspeisung aus Photovoltaikkleinanlagen, Dissertation Technische Universität München, Juli 2011
- [PHO-12] Photon 12/2012, Statistik, Photovoltaik in Zahlen – Zubau und installierte Leistung
- [GAR-10] Garhamer, M., Haseneder, M., EEG Photovoltaikprognose 2030: smart grid Seebach, E.ON Bayern AG, 2010

Für weitere Veröffentlichungen von Seiten der  
Hochschule München aus dem Projekt „Netz der Zukunft“:

