

Auswirkung der zeitlichen Auflösung realer Smart-Meter-Messdaten und der Ausrichtung von PV-Modulen auf Aussagen über elektrischen Eigenverbrauch

C. Stegner¹, J. Bogenrieder¹, S. Auer²

¹ZAE Bayern e. V., c/o Stadtwerke Hof GmbH, Unterkotzauer Weg 25, 95028 Hof, Deutschland

²iisys Hof, Alfons-Goppel-Platz 1, 95028 Hof/Saale, Deutschland

christoph.stegner@zae-bayern.de

Kurzfassung

Mit den sinkenden Einspeisevergütungen für Strom aus erneuerbaren, dezentralen Anlagen rückt der elektrische Eigenverbrauch in den Fokus der Anwendung. Jedoch sind die Leistungsprofile der Erzeugung und vor allem des Verbrauchs hoch volatil. Dies erfordert kurze Zeitintervalle bei der Messung bzw. bei der Simulation der elektrischen Leistungen, wenn diese realitätsnah abgebildet werden sollen. Smart-Meter sind prinzipiell zu solchen Messungen fähig, jedoch ist die Datenerfassung und Übertragung nicht trivial. Zu berücksichtigen sind die regulatorischen Vorgaben, die vorhandene Infrastruktur für Datenkommunikation, ihre Sicherheit und Zuverlässigkeit, die Akzeptanz der beteiligten Haushalte oder sonstigen Endkunden sowie natürlich die Kosten.

Im Projekt Smart Grid Solar werden seit November 2014 in einem ländlich geprägten Ortsteil der Stadt Hof mit hoher PV-Durchdringung über 30 Smart-Meter in sehr kurzen Messintervallen von 15 Sekunden ausgelesen. Die 12 erfassten PV-Anlagen weisen eine hohe Vielfalt an Ausrichtungen auf, welche es ermöglicht, deren Auswirkung auf den Eigenverbrauch zu untersuchen. Gleichzeitig werden Erkenntnisse darüber gewonnen, wie stark die Werte für Eigenverbrauch und Autarkie abweichen, wenn längere Zeitintervalle als 15 Sekunden als Grundlage der Berechnung dienen.

1 Projektstandort Epplas

Im untersuchten Ortsteil Epplas haben sich nahezu alle Endkunden zur Teilnahme am Forschungsprojekt Smart Grid Solar entschlossen. Epplas ist geprägt von einer hohen Durchdringung mit PV-Anlagen, in Summe ca. 287 kWp. Die meisten Anlagen sind Volleinspeiser. Insgesamt stehen 12 erfasste PV-Anlagen 18 Bezugspunkten gegenüber. Weiterhin existieren zwei Zähler für Sonderverbraucher (elektr. Heizung/Kühlung).

Die in Kooperation mit den lokalen Stadtwerken Hof installierten Smart-Meter der Firma EMH wurden mit zusätzlicher Rechentechnik ausgestattet, um eine zuverlässige Verschlüsselung und Übertragung der Messdaten in der gewünschten zeitlichen Auflösung zu gewährleisten.

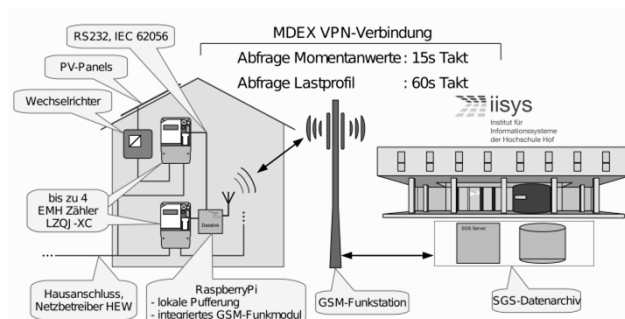


Bild 1 Messaufbau

1.1 Eingesetzte Technik

Verfügbare Datenübertragungsmodule für die verwendeten EMH-Zähler leisten als kürzestes Messintervall 1 min. Außerdem verfügen sie nur über eine begrenzte Möglichkeit zur Pufferung der Messwerte. Ein Verbindungsabbruch führte somit zum Datenverlust für den betroffenen Zeitraum. Aus diesem Grund wurde eine eigene Lösung in Form eines zusätzlichen Kleinrechners realisiert. Darin werden die Messdaten zwischengespeichert, verschlüsselt und übertragen. Die zeitliche Auflösung der Messung stellt dabei ein Novum dar. Bisherige Projekte mit Smart Metern bewegten sich im Bereich von 10 min-Intervallen [4]. Der Aufbau ist in Bild 1 dargestellt.

Als Rechner-technik wird ein Raspberry Pi verwendet, der über die RS232 Schnittstelle des EMH-Zählers auf den internen Bus des Zählers zugreift. Die Kommunikation findet über das IEC 62056-Protokoll statt. Der PI liest die aktuellen Werte im 15 s-Takt und die Lastprofil-Werte im 60 s-Takt aus. Hierbei können bis zu vier EMH-Zähler an eine Recheneinheit angeschlossen werden. Festspeicher des PI ist eine 32 GB SD-Karte, die ein angepasstes Linux Betriebssystem und eine Datenbank zur Speicherung der ausgelesenen Werte enthält. Als Kommunikationsschnittstelle zum zentralen Datenarchiv dient ein integriertes GSM-Funkmodul, das die gewonnenen Daten auf Anfrage des Servers über das GSM-Netz versendet.

1.2 Ablauf der Datenakquise

Da der EMH-Zähler nur rund 1.800 Datensätze speichern kann und somit bei Aufzeichnung im Minutentakt nach

30 h die bereits gespeicherten Datensätze überschreiben müsste, wurde mit den PIs eine Möglichkeit gefunden, alle gemessenen Daten zu speichern. Hierbei werden die Momentanwerte alle 15 s vom EMH-Zähler abgefragt und direkt auf der SD-Karte gespeichert. Diese kurzen Zeitintervalle sind möglich, weil die lokale Rechentechnik unmittelbar auf den internen Bus des Zählers zugreift und die benötigten Messdaten durch Parametrierung zeitversetzt abfragt, statt darauf zu warten. Dieses Vorgehen ist außerdem notwendig, um bei einer Übertragungsunterbrechung zwischen EMH und PI wieder mit dem Abholen der Datenpakete aufholen zu können um ein Überschreiben der noch nicht übertragenen Daten zu verhindern. Bei der Anfrage des Lastprofils werden die Daten hingegen alle 60 s abgefragt, wobei hier mehrfache Kommunikation zwischen den Geräten notwendig ist.

Das die lokale Pufferung der abgerufenen Daten über den gesamten Zeitraum von Nöten ist, zeigt Bild 2 auf. Durch das GSM-Netz kann keine einwandfreie Datenübertragung gewährleistet werden, da Verbindungsabbrüche und Netzüberlastungen nicht auszuschließen sind.

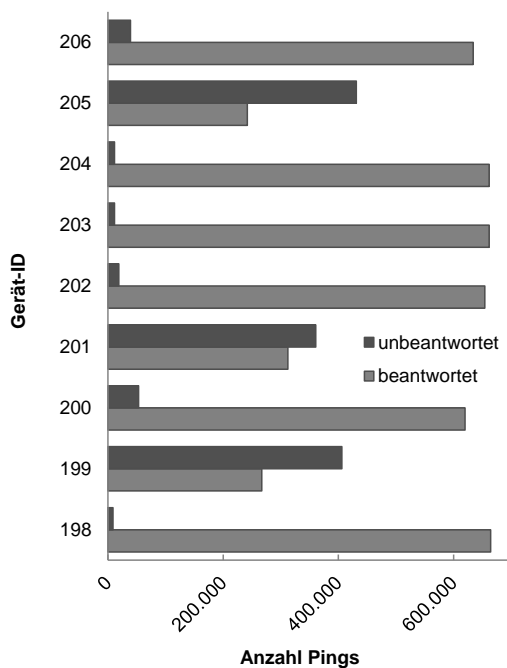


Bild 2 Anzahl der beantworteten gegenüber unbeantworteten Anfragen pro Kommunikationseinheit

In dem Ausschnitt des vorliegenden Balkendiagramms lässt sich anhand von neun Kommunikationseinheiten ablesen, wieviel Anfragen im 15-Sekunden-Takt von insgesamt ca. 6 Mio. Anfragen seit der Installation unbeantwortet blieben. Für die ausgewählten Geräte belaufen sich die Kommunikationsausfälle auf ca. 22 %. Eine erste Einschätzung zeigt, dass ca. 85 % aller aufgezeichneten Tage hinsichtlich der Anzahl der Messwerte korrekt erfasst wurden, wobei sich die tatsächlichen Messausfälle vor allem auf die Anfangs- bzw. Lernphase beschränken.

2 Untersuchung des möglichen Eigenverbrauchs

Die meisten PV-Anlagen in Epplas wurden als Volleinspeiser installiert. Dies hat zur Folge, dass meist die gesamte verfügbare Dachfläche genutzt wurde und somit die gemessenen Anlagen eine relativ hohe durchschnittliche Leistung von ca. 24 kWp haben.

Um eine Aussage über die Eigenverbrauchsquote bei unterschiedlicher Anlagenkonfiguration zu ermöglichen, wurden für jeden Tag die 18 zur Verfügung stehenden Lastprofile jeweils mit allen 12 PV-Anlagenprofilen überlagert und die Eigenverbrauchsquote untersucht. Das heißt, die Werte für Eigenverbrauch sind bei den Volleinspeisern theoretischer Natur, basieren jedoch auf realen Profilen. Unvollständige Tagesprofile wurden nicht berücksichtigt. Da nur Profile des gleichen Tages kombiniert werden, stehen eventuelle klimatische Auswirkungen auf den Stromverbrauch somit im Einklang mit dem entsprechenden PV-Ertrag. Pro Tag ergeben sich im Schnitt über 100 Kombinationen, für die der Eigenverbrauch berechnet wird.

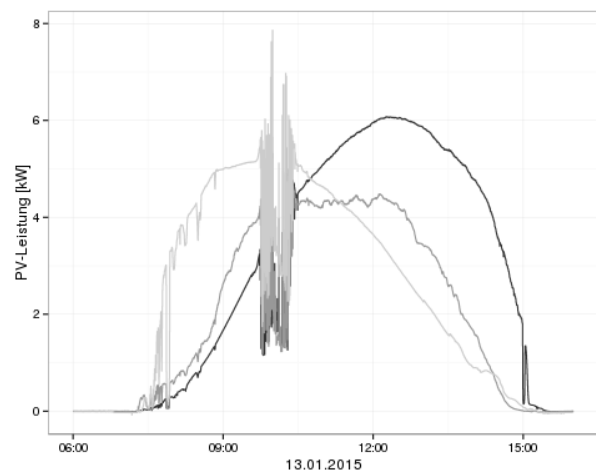


Bild 3 Erzeugungprofile dreier unterschiedlich ausgerichteter PV-Anlagen an einem Beispieltag

2.1 Ausrichtung der PV-Anlagen

Der Einfluss der Ausrichtung von PV-Anlagen auf den Eigenverbrauch wurde unter anderem in [3] simulativ untersucht. In Epplas ist eine Vielzahl von Photovoltaikanlagen mit unterschiedlichen Ausrichtungen installiert. Ein Beispiel für die zeitlich verschobenen Erträge der unterschiedlich ausgerichteten Anlagen ist in Bild 3 zu sehen. Jedoch sind oft mehrere Ausrichtungen zusammen an einen Zähler angeschlossen, so dass eine anlagenscharfe Messung der Einspeiseleistung nicht möglich ist. In Bild 4 ist die Verteilung der installierten Leistung über die Ausrichtung der einzelnen Dachflächen zu sehen. Es ist ersichtlich, dass im betrachteten Netzgebiet auch Dachflächen in Nordost- bzw. Nordwestrichtung mit Photovoltaik bebaut wurden.

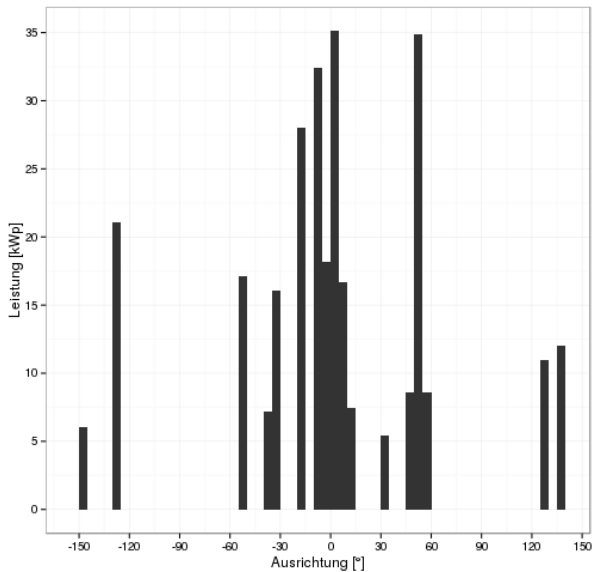


Bild 4 Verteilung der installierten Leistung auf die Ausrichtung der einzelnen PV-Anlagen in Epplas

Der Einfluss der Ausrichtung der Anlage auf die Eigenverbrauchsquote wurde untersucht. Dazu wurden die Anlagen in fünf unterschiedliche Klassen eingeteilt, wobei 0° einer Ausrichtung gen Süden entspricht:

1. Süd (-30° bis 30°)
2. Ost-West (-90° bis -30° und 30° bis 90°)
3. West (30° bis 90°)
4. Ost (-90° bis -30°)
5. Extreme Abweichung von Süd (Nordhälfte)

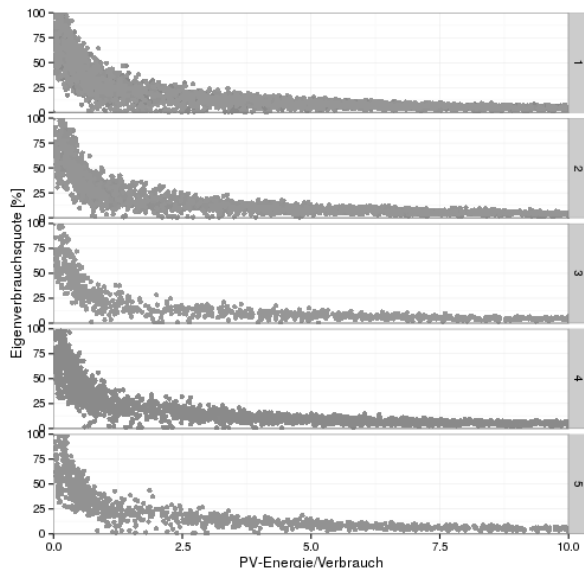


Bild 5 Eigenverbrauchsquoten bei unterschiedlichen Klassen von PV-Ausrichtungen

Anschließend wurde für die einzelnen Klassen die Abhängigkeit der Eigenverbrauchsquote vom Verhältnis aus erzeugter PV-Energie zu Verbrauch betrachtet. Die einzelnen Verteilungen des Eigenverbrauchs für die fünf

Klassen sind in Bild 5 zu sehen. Es ist zwischen den einzelnen Plots kein grundsätzlich unterschiedliches Verhalten zu erkennen, was hauptsächlich durch die Größe der Anlagen begründet ist. Durch die vergleichsweise hohe installierte Leistung spielt die Ausrichtung eine weniger wichtige Rolle, da bereits bei geringer Einstrahlung eine hohe Leistung erzeugt wird, die den größten Teil des Bedarfs deckt. Zudem ist zu erkennen, dass bei einem Verhältnis von erzeugter zu verbrauchter Energie von ungefähr 1 eine starke Schwankung der Eigenverbrauchsquote bei allen Konfigurationen zu erkennen ist: Wenn die Tagesproduktion an elektrischer Energie bilanziell dem Bedarf entspricht, bewegt sich die Eigenbedarfsquote zwischen 15 % und 50 %.

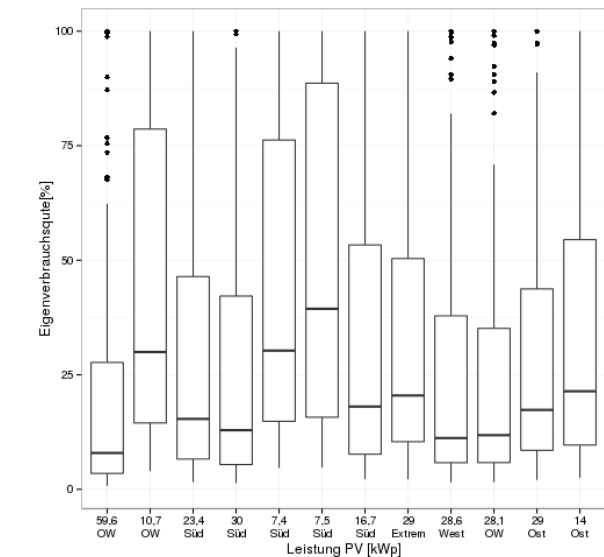
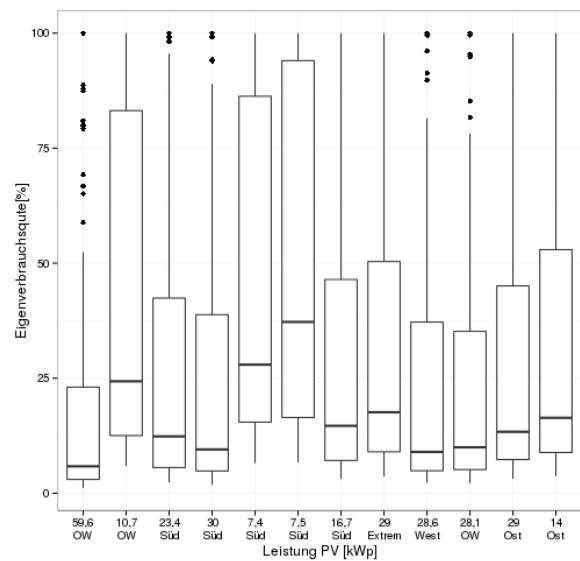


Bild 6 Eigenverbrauchsquoten von zwei unterschiedlichen Haushalten

Die hohe Schwankung der Eigenverbrauchsquote ist auch bei der Untersuchung von einzelnen Haushalten zu beobachten. In Bild 6 sind jeweils die Eigenverbrauchsquoten eines Haushalts in Kombination mit den verschiede-

nen PV-Anlagen als Boxplot zu sehen. Es ist kein klarer Trend zu erkennen, ob ein bestimmtes Lastprofil besser zu einer bestimmten Ausrichtung passt. Generell überwiegt ein naheliegender Effekt: Geringe Erträge aufgrund von ungünstiger Ausrichtung oder Tagen mit geringer Sonneneinstrahlung führen zu höheren Eigenverbrauchsquoten.

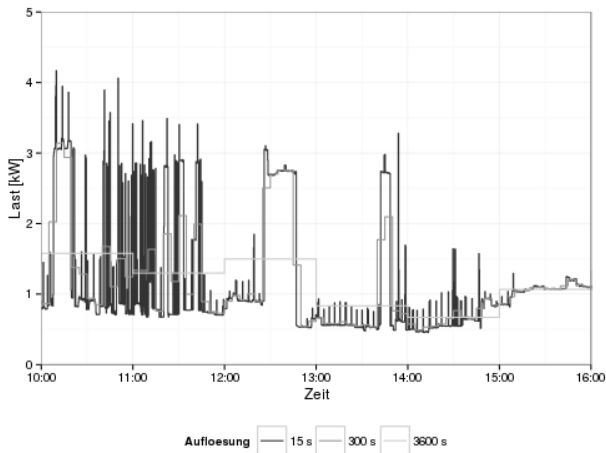


Bild 7 Darstellung des gleichen gemessenen Tageslastprofils in drei zeitlichen Auflösungen

2.2 Zeitliche Auflösung der Messdaten

In verschiedenen Studien wurde auf den Einfluss der zeitlichen Auflösung bei Leistungsprofilen eingegangen. Die wenigsten betrachten dabei Intervalle kleiner 1 min. Eine Ausnahme stellt [1] dar. Nicht immer sind reale Messdaten verfügbar, oder es wird auf eine Mischform von Messdaten und Simulation zurückgegriffen.

Dank der zeitlich hochaufgelösten Messung in Epplas stehen nun in statistisch relevantem Umfang reale Daten zur Verfügung. Bild 7 steht beispielhaft für den Vergleich eines Lastprofils in verschiedener zeitlicher Auflösung. Es wird ersichtlich, wie häufig Lastsprünge von mehr als 50 % der Maximallast bei der 15 s-Auflösung auftreten, die bei größerer Auflösung komplett in der Mittelwertbildung verschwinden.

[2] beschreiben ausführlich den Fehler bei der Berechnung von Eigenverbrauch bei Intervallen von 5, 10, 15, 30 und 60 Minuten gegenüber 1 Min. In einem ähnlichen Ansatz werden in diesem beschrieben die Eigenverbrauchsquoten für die höchste zeitliche Auflösung von 15 s als Referenz bzw. Realwerte betrachtet. Die oben beschriebene Berechnung wird wiederholt mit dem Unterschied, dass vorher die Leistungswerte je über 1, 5, 15 und 60 min gemittelt werden. Die Abweichungen der Eigenverbrauchsquote (SCR) bei längeren Intervallen werden in ein Verhältnis zu den 15 s-Werten gesetzt.

$$Fehler = \frac{SCR_i}{SCR_{15s}} - 1$$

$$i = \{60\text{ s}; 300\text{ s}; 900\text{ s}; 3600\text{ s}\}$$

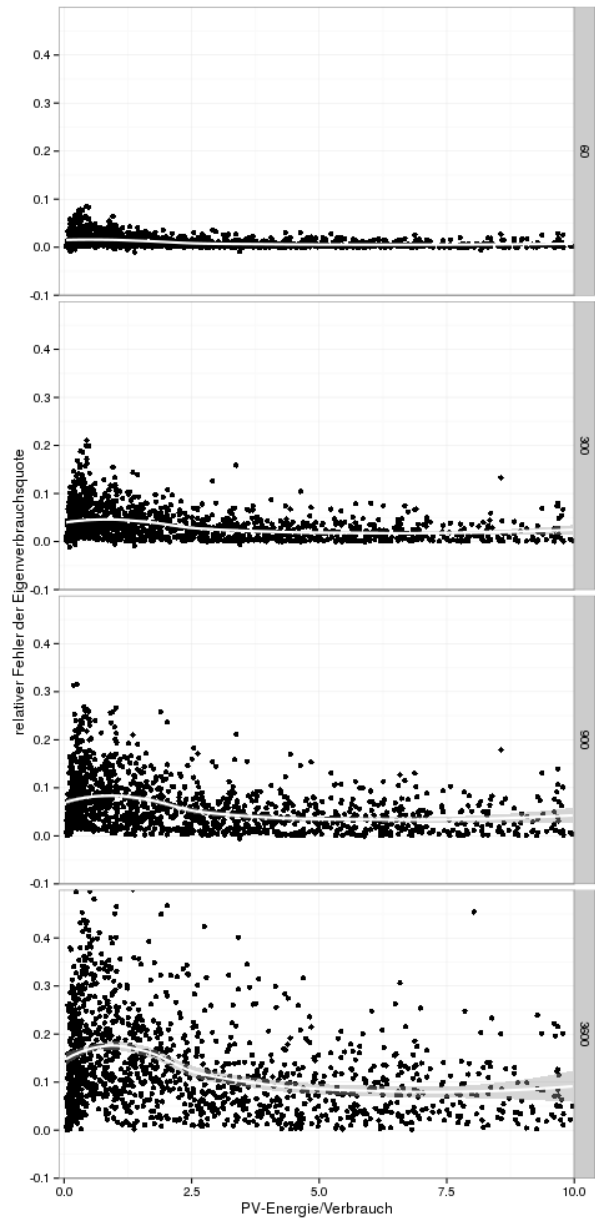


Bild 6 relativer Fehler des Eigenverbrauchs bei Intervallen von 1 min, 5 min, 15 min und 1 h gegenüber 15 s für ein zufälliges Lastprofil

Bis auf sehr wenige Ausnahmen, führt eine zeitliche Auflösung mit längeren Intervallen stets zu zu hohen Eigenverbrauchsquoten. Ein kurzes Gedankenexperiment erklärt den Zusammenhang, siehe auch Bild 7. Angenommen der über eine Stunde geglättete Mittelwert der PV-Leistung entspricht genau dem des Bedarfs. In der stündlichen Betrachtung führt das zu einer Eigenverbrauchsquote von 100 % für diesen Zeitraum.

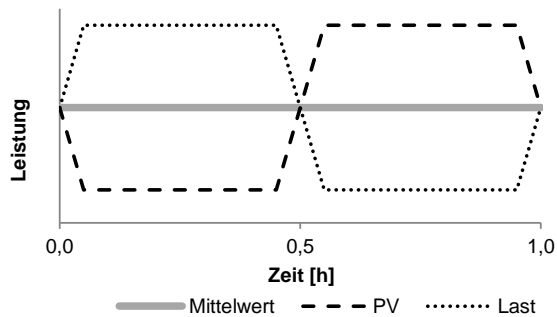


Bild 7 Schema zum Gedankenexperiment

Tatsächlich ist die Fläche, die unter der PV- sowie der Lastkurve liegt, ein Maß für den Eigenverbrauch. Jede Abweichung der PV-Leistung vom Mittelwert, die nicht synchron mit der Last ist, führt somit zu einem geringeren Eigenverbrauch. Eine zeitlich gröbere Betrachtung überschätzt somit den Eigenverbrauch. Während sich der Fehler für 1 min noch im Bereich weniger Prozent bewegt, wächst er bei 15 min, was ein häufig verwendetes Simulationsintervall darstellt, auf 5 – 10 %. Eine stündliche Betrachtung überschätzt den Eigenverbrauch im Mittel sogar um 10 – 20 %.

3 Diskussion und Ausblick

Bisher wurden Messwerte für ca. sechs Monate erfasst. Dieser Zeitraum ist noch nicht ausreichend, um Aussagen über ein ganzes Jahr zu treffen, vor allem da er sich hauptsächlich über Winter und Frühling erstreckt. In den kommenden Wochen werden die Aufzeichnungen fortgeführt und die Analysen vertieft. Saisonale Unterschiede sollen herausgearbeitet und in für Simulation verwertbaren Zusammenhängen formuliert werden.

Bei der Betrachtung der Ausrichtung ist die große Durchschnittsleistung der PV-Anlagen ein Hindernis. In zukünftigen Untersuchungen könnten die Anlagen virtuell auf vergleichbare, geringere Leistungen skaliert werden und diese Betrachtungen vertieft werden. Außerdem wäre es hilfreich, die Zähler, die Anlagen mit gemischten Ausrichtungen erfassen, rechnerisch aufzutrennen. Diese könnte über Korrelation mit anderen PV-Messwerten erfolgen.

Die gewonnenen Erkenntnisse über den Einfluss der zeitlichen Auflösung auf die Eigenverbrauchsquote führen im Moment zu der Annahme, dass der Fehler bei Intervallen von 1 min noch vertretbar ist. Aber auch hier ist noch kein abschließendes Urteil möglich, vor allem, da die sonnenreichen Monate noch ausstehen.

4 Anerkennung

Das Forschungsvorhaben „Smart Grid Solar“ wird von der europäischen Union aus dem Europäischen Fonds für Regionale Entwicklung und vom Freistaat Bayern kofinanziert.

5 Literatur

- [1] Hoevenaars, E.J., Crawford, C.A., 2012. Implications of temporal resolution for modeling renewables-based power systems. *Renew. Energy* 41, 285–293. doi:10.1016/j.renene.2011.11.013
- [2] Cao, S., Sirén, K., 2014. Impact of simulation time-resolution on the matching of PV production and household electric demand. *Appl. Energy* 128, 192–208. doi:10.1016/j.apenergy.2014.04.075
- [3] Weniger, J., Tjaden, T., Quaschnig, V., 2014. Sizing of Residential PV Battery Systems. *Energy Procedia, 8th International Renewable Energy Storage Conference and Exhibition (IRES 2013)* 46, 78–87. doi:10.1016/j.egypro.2014.01.160
- [4] Stetz, T., Wolf, H., Probst, A., Eilenberger, S., Saint Drenan, Y.-M., Kämpf, E., Braun, M., Schöllhorn, D., Schmidt, S., 2012. Stochastische Analyse von Smart-Meter Messdaten, in: *VDE-Kongress 2012*. VDE VERLAG GmbH.