

# Beitrag der Photovoltaik zur Netzstabilisierung durch Einspeisemanagement

Sebastian Köthe<sup>1</sup>, Michael Garhamer<sup>2</sup>, Martin Braun<sup>1,3</sup>

<sup>1</sup>Fraunhofer IWES, Königstor 59, 34119 Kassel

Tel.: +49 561-7294 297 , Fax: +49 561-7294 200

E-Mail: sebastian.koethe@iwes.fraunhofer.de

Internet: www.iwes.fraunhofer.de

<sup>2</sup>E.ON Bayern AG, Heinkelstraße 1, 93049 Regensburg

<sup>3</sup>Universität Stuttgart, IEH, Pfaffenwaldring 47, 70569 Stuttgart

## 1 Einleitung

Der rasante Anstieg solarer Erzeugungseinrichtungen im Energieversorgungsnetz, führt in Gebieten mit hoher Durchdringung wiederholt zu Effekten, welche die Netzsicherheit oder Netzqualität nach EN 50160 beeinträchtigen. Insbesondere die Vielzahl von PV-Anlagen mit einem Anschluss in der Niederspannungsebene ergeben neue Herausforderungen in der Spannungshaltung [1] und dem allgemeinen Netzbetrieb. Um das Verhalten von Wechselrichtern aus der Ferne zu beeinflussen, werden PV-Anlagen seit 01.01.2012 in das Einspeisemanagement einbezogen. Das Einspeisemanagement ist definiert als ferngesteuerte Reduzierung der Wirkleistung [2]. Je nach Anwendungszusammenhang ist zu unterscheiden zwischen dem vorübergehenden und permanenten Einspeisemanagement. Vorübergehende Anwendungen sind Maßnahmen zur Wirkleistungsbegrenzung nach § 11 EEG. Ein permanent vorzuhaltendes Einspeisemanagement-System ist jedoch unter dem Aspekt der Wahrung der Systemsicherheit gemäß § 13 EnWG zu sehen und hier unabdingbar. Der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) ist verpflichtet, bei Gefährdung der Systemsicherheit sämtliche Erzeugungsanlagen herabzuregeln, wenn netz- und marktbezogene Maßnahmen nicht mehr ausreichen. Da Großkraftwerke im Rahmen der Energiewende durch dezentrale Erzeugungseinrichtungen schrittweise substituiert werden, muss eine Vielzahl von Kleinanlagen in Systemverantwortung genommen werden. Schwerpunkt der Diskussion über die Umsetzungsvarianten bei zentral beeinflussten Betriebsführungsverfahren, wie dem Einspeisemanagement, ist sehr häufig die Wahl einer adäquaten Übertragungseinrichtung. In diesem Artikel wird die Umsetzung des Einspeisemanagements bei der E.ON Bayern AG dargestellt.

## 2 Umsetzungskonzept

Das Einspeisemanagement wird bei der E.ON Bayern AG wie folgt umgesetzt:

- Wirkleistungs-Management zur Beherrschung der Spannungshübe und der Betriebsmittelüberlastung gemäß § 6 EEG bis zum vollständigen Netzausbau
- Wirkleistungs-Management zur Beherrschung der Spannungshübe und der Betriebsmittelüberlastung gemäß § 13 EnWG im (n-1)-Fall
- Wirkleistungs-Management zur Gewährleistung der Systemstabilität auf Anforderung des ÜNB
- Blindleistungs- oder kvar-Management zur Beherrschung lokaler Spannungsprobleme
- Blindleistungs- oder kvar-Management zur Sicherstellung der Systemstabilität gemäß § 13 EnWG auf Anforderung des ÜNB

Die Anforderungen an ein Energie- oder kWh-Management sind aktuell noch nicht definiert. Diese werden die künftige Einbeziehung des Lastmanagements und die Energiespeicherung mit sich bringen.

Mittels eines Prozessrechnersystems werden künftig einzeln gemessene Referenzanlagen und gleichzeitig erfasste Lastflüsse im MS-Netz regionenspezifisch zusammengeführt. Aus den gewonnenen Daten erfolgt eine Ist-Hochrechnung auf die Netz- und Einspeisesituation in der jeweiligen Region. Seit Inkrafttreten des EEG 2012 werden Einspeiser mit einer Anlagenleistung  $\geq 1$  MW stets bidirektional via Fernwirktechnik an die Leitstelle angeschlossen. In besonders belasteten Netzgebieten werden zusätzlich auch die Erzeugungseinrichtungen kleinerer Leistungsklassen direkt gemessen. Unterstützt wird die Berechnung der aktuellen Einspeisung aus dem Verteilnetz durch Globalstrahlungssensoren, welche die direkte und diffuse solare Einstrahlung in  $W/m^2$  messen. Die Auslesung der Ist-Einspeisung und die Übertragung der Aufforderung zur Wirkleistungsreduzierung, wird bei Erzeugungsanlagen mit einer installierten Leistung  $\geq 1$  MW über ein Fernwirkgerät durchgeführt [3]. Die kommunikationstechnische Anbindung erfolgt über das Leitsystem der E.ON Bayern AG. Der Installationsort wird am Umspannwerk oder der Übergabestation gewählt, da dieser in der Regel mit dem Netzverknüpfungspunkt bzw. der Eigentumsgrenze identisch ist. An dieser Stelle verfügt der Anlagenbetreiber bereits über die erforderlichen Mess- und Schutzeinrichtungen, die es ihm ermöglichen, die Einhaltung der technischen Mindestanforderungen sicher zu stellen. Die serielle Kommunikation erfolgt gemäß IEC 60870-5-101. Die erfassten Messwerte und Steuerbefehle der Erzeugungsanlagen werden wie folgt [3] abgebildet.

Messwerte	Steuerbefehle
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Wirkleistung in [MW]</li> <li>• Blindleistung in [Mvar]</li> <li>• Spannung L1-L3 in [kV]</li> <li>• Stellungsmeldung Übergabeschalter</li> <li>• Meldung Erdschluss im Kundennetz</li> <li>• cosphi</li> <li>• Verfügbare Leistung in [%] (bezogen auf Anschlusswirkleistung)</li> <li>• P Sollwertkontrolle in [%] (bezogen auf Anschlusswirkleistung)</li> <li>• Q Sollwertkontrolle in [%] (bezogen auf max. Blindleistung)</li> <li>• cosphi Sollwertkontrolle</li> </ul> <p>Wetterdaten soweit vorhanden:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Globalstrahlung in [W/m<sup>2</sup>] oder Helligkeit in [Lux]</li> <li>• Außentemperatur in [°C]</li> <li>• Windgeschwindigkeit in [m/s]</li> <li>• Windrichtung in [°]</li> </ul> <p>Speicher- und Lastmanagement soweit vorhanden:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Energiespeicherbefüllung in [%]</li> <li>• aktuelle Stufe Spitzenkappung in [%] (bezogen auf Anschlusswirkleistung)</li> <li>• aktueller Abschaltwert „steuerbare Verbraucher“ in [kW]</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• P Sollwert: Wirkleistungsreduzierung in den Stufen 60%, 30% und 0% alternativ Wirkleistungsreduzierung in 10%-Stufen 100% auf 0%</li> <li>• cosphi Sollwert: Blindleistungsregelung durch cosphi-Vorgabe <math>0,95_{ind.} &lt; \cos \phi &lt; 0,95_{kap.}</math> in Stufen von 0,01</li> <li>• alternativ zu cosphi Sollwert: Q Sollwert: Blindleistungseinspeisung in den Stufen 100%, 60%, 30%, und 0% <math>Q_{Max_{ind.}}</math> oder <math>Q_{Max_{kap.}}</math></li> <li>• Aus-Befehl Übergabeschalter</li> <li>• Rückstellbefehl „Normalbetrieb“</li> </ul>

Alle Messwerte werden selbstverständlich nur im Umfang der technischen Machbarkeit genutzt. Im Falle, dass meteorologische Daten bzw. Speicher- oder Lastmanagement nicht vorhanden sind, finden sie keine Anwendung. Falls die Erzeugungsanlage nicht in der Lage ist, die Steuerbefehle vollständig umzusetzen z. B. eine Wirkleistungsreduzierung nur in den Teilstufen 100%, 70%, 0% oder 100%, 0% möglich ist, erfolgt die Realisierung vorbehaltlich der noch ausstehenden gesetzlichen und technischen Ausnahmeregelungen. Falls bei Erzeugungsanlagen  $\leq 1$  MW keine Notwendigkeit für eine Messdatenübertragung besteht, werden die Anlagen über die Europäische Funkrundsteuerung angesprochen. Als Alternativen stehen z. B. GPRS und internetbasierte Lösungen zur Diskussion. Diese Alternativen kommen allerdings bei E.ON Bayern nicht zur Anwendung. GPRS verwendet als Grundlage das zellulare GSM-Mobilfunknetz und bedient sich freier Kanäle, welche gebündelt bereitgestellt werden, um höhere Datenübertragungsgeschwindigkeiten gegenüber einem Einzelkanal zu erzielen. Dies setzt zwingend freiverfügbare

Kanäle voraus. Durch die größere Ausdehnung der Funkzellen im ländlichen Bereich, stehen weniger potentielle Kanäle pro Flächeneinheit zur Verfügung. Also gerade in den Regionen in welchen es vermehrt zu Spannungsbandverletzungen kommt und somit erhöhter Steuerungsbedarf besteht. Trotz einer hohen Verfügbarkeit des GSM-Mobilfunknetzes, bilden die Basisstationen das schwächste Glied des Regelkreises. Diese halten Ihre Verbindung bei Versorgungsunterbrechungen im Zeitrahmen einiger Minuten bis wenige Stunden aufrecht [4]. Ist ein Netzwiederaufbau oder die Fehlerbeseitigung bis dahin nicht erfolgt, lassen sich die Automatisierungskomponenten nicht mehr verwenden. Gerade der Aspekt der Netzfehlerlokalisierung und Fehlerbehebung bei gleichzeitig rücksynchronisierenden dezentralen Erzeugungseinrichtungen darf nicht außer Acht gelassen werden. Internetbasierte Lösungen befinden sich derzeit noch in der Entwicklungsphase und bedürfen besonderer Schutzmaßnahmen vor Fremdzugriffen oder Manipulation. Die neue Norm IEC 61850-90-7 bietet die Möglichkeit, die Vorteile der objektorientierten Datenmodelle der PV-Anlage direkt zu nutzen. Die Herausforderung ist hier die Kommunikation der Anlagen mit dem Leitsystem über eine vertrauenswürdige und herstellerübergreifende dritte Partei. Die Funkrundsteuerung gilt in Deutschland derzeit als massentaugliche und günstige Lösung zur Umsetzung des Einspeisemanagements für Kleinerzeugungsanlagen, sofern keine Rückmeldung von Messwerten benötigt wird. Die unidirektionale Übertragung von Telegrammen erfolgt manipulationssicher über ein langwellenbasiertes Funksystem und ist durch ihre physikalischen Eigenschaften selbst in vielen Kelleräumen empfangbar. In der Vergangenheit haben sich, auf Basis der MS-Richtlinie vier potentialfreie Kontakte etabliert, über welche die Wirkleistungsvorgabe in vier Schritten dargestellt wird [5]. Die Kontakte K1 bis K6 (Relaisabgänge) werden nach folgendem Schema [3] zugeordnet.

Relais	Steuersignal	Erläuterung
K1	frei	frei
K2	60%	Wirkleistungseinspeisung auf 60 % der vereinbarten Anschlussleistung reduzieren
K3	30%	Wirkleistungseinspeisung auf 30 % der vereinbarten Anschlussleistung reduzieren
K4	0%	Wirkleistungseinspeisung auf 0 % der vereinbarten Anschlussleistung reduzieren
K5	Reserve	In Vorbereitung: Induktiver Blindleistungsbezug mit $Q_{\max.(\text{ind.})}$ bzw. $\cos \varphi = 0,95^*$
K6	Reserve	In Vorbereitung: Induktiver Blindleistungsbezug mit $Q_{\max.(\text{ind.})}$ bzw. $\cos \varphi = 0,90^*$

Die Relaiskontakte K5 und K6, werden derzeit optional verwendet. Ergänzend wird geprüft, in wie weit eine binäre Befehlsmatrix mit den vier Standardrelais abgebildet

werden kann. Es könnten sich so bis zu 16 Befehle ( $2^4$ ), bei sechs Relais bis zu 64 Befehle ( $2^6$ ), darstellen lassen.

### **3 Abgrenzung von Smart-Metering-Systemen**

Intelligente Messstellensysteme werden von einem Messstellenbetreiber (MSB) gemäß der Messzugangsverordnung betrieben und verwaltet. Die Intention des MSB liegt im Vergleich zum Netzbetreiber nicht in der Aufrechterhaltung der Netz- und Systemsicherheit auf Basis einer Online-Messung. Das Erfassen und Verarbeiten von eichrechtlich relevanten und im besonderen Maße schutzbedürftigen Abrechnungsdaten erfolgt in der Regel im Viertelstundenintervall mit täglicher Zählerfernauslesung. Smart Metering bedeutet zyklische Massendatensammlung bis zur Übergabe der aufbereiteten Informationen an den Energielieferanten und weiterer Marktakteure. Da der Letztverbraucher gemäß § 21b EnWG den MSB und Messdienstleister frei wählen kann, darf nicht davon ausgegangen werden, dass der Verteilnetzbetreiber in jedem Fall und zeitaktuell über die Messstelle auf die Erzeugungsanlage zugreifen kann. Die Netzbetriebsführung erfordert jedoch besonders im Fehlerfall oder bei stark schwankender Erzeugung, ein schnellstmögliches, zuverlässiges und sicheres Reagieren auf Veränderungen. Ob Messstellensysteme die gängigen Technologien zum Einspeisemanagement im vollen Umfang substituieren können, bleibt fraglich. Der Entwurf der Technischen Richtlinie des Bundesamtes für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI) TR-03109, basierend auf dem bereits veröffentlichtem BSI-Schutzprofil, beschreibt eine interoperable WAN-Schnittstelle, welche z. B. via DSL oder GPRS etabliert werden kann [6]. Beide Übertragungstechnologien können ausreichend Sicherheit bieten, sind aber begrenzt verwendbar hinsichtlich ihrer Zuverlässigkeit im Fehlerfall und bei Netzwiederherstellungsmaßnahmen.

### **4 Ausblick**

Da ein koordiniertes Management von dezentralen Erzeugungseinrichtungen, welches über das heutige Reduzieren von Wirkleistung hinaus geht, einen zusätzlichen Nutzen darstellen kann, eruiert man im Forschungsprojekt PV-Integrated weitere Anwendungsfälle, um bereits bestehende Kommunikationsverbindungen gewinnbringend zu nutzen. Die Interaktion mit neuen Komponenten (z. B. Speichersystemen, regelbaren Ortsnetztransformatoren usw.) bietet neue Möglichkeiten Leistungsüberschüsse im Verteilnetz zu nutzen und die Abregelung von regenerativer Energie zu vermeiden. Hierzu bedarf es der Verbesserung von Eigenverbrauchs-, Kommunikations- und Speichermechanismen, um auch entlastend auf die Verteilnetze zu wirken.

## 5 Zusammenfassung

Das Einspeisemanagement bietet neue Möglichkeiten aber auch Herausforderungen zur verbesserten Integration von PV-Anlagen in das Energieversorgungssystem. Bis heute existiert keine einheitliche Kommunikations- bzw. Fernwirkchnittstelle bei dezentralen Erzeugungseinrichtungen. Die Ansteuerung von PV-Wechselrichtern erfolgt zumeist über vorgelagerte herstellereinspezifische Steuergeräte. Jene wiederum gehen mit höheren Investitionsaufwendungen für den Anlagenbetreiber einher, wenn die Anlage nicht für ein Einspeiseparkmanagement ausgelegt ist. Dezentrale Verfahren können durch ein Einspeisemanagement nicht ersetzt werden. Sie sind auf Grund ihrer vergleichsweise kleinen Regelstrecke sehr schnell. Ihr Regelverhalten bezieht sich aber ausschließlich auf den jeweiligen Netzanschlusspunkt, so dass es in bestimmten Situationen unabdingbar ist, dieses Verhalten von zentraler Instanz, wie der Netzleitstelle oder einem regelbaren Ortsnetztrafo, zu beeinflussen bzw. punktuell auszusetzen.

## Danksagung

Die Autoren danken dem Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit und dem Projektträger Jülich für die Unterstützung in dem Projekt PV-Integrated (FKZ 0325224A). Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autoren.

## Quellenverzeichnis

- [1] Stetz, T., Braun, M., Wirtschaftlich optimierte Blindleistungsbereitstellung durch Photovoltaikanlagen in Niederspannungsnetzen, 2010
- [2] BNetzA, Leitfaden zum EEG-Einspeisemanagement - Abschaltfolge, Berechnung von Entschädigungszahlungen und Auswirkungen auf die Netzentgelte, 2011
- [3] Technisch Mindestanforderungen der E.ON Bayern AG  
[http://www.eon-bayern.com/pages/eby\\_de/Netz/Stromnetz/Netzanschluss/Technische\\_Mindestanforderungen/TAB\\_MSP/index.htm](http://www.eon-bayern.com/pages/eby_de/Netz/Stromnetz/Netzanschluss/Technische_Mindestanforderungen/TAB_MSP/index.htm)
- [4] Deutscher Bundestag, Bericht des Ausschusses für Bildung, Forschung und Technikfolgenabschätzung, TA-Projekt: Gefährdung und Verletzbarkeit moderner Gesellschaften – am Beispiel eines großräumigen und langandauernden Ausfalls der Stromversorgung, 2011
- [5] BDEW, Technische Richtlinie Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz, 2008
- [6] BSI, Technische Richtlinie BSI TR-03109 (V0.2), Anforderungen an die Interoperabilität der Kommunikationseinheit eines intelligenten Messsystems für Stoff und Energiemengen, 2011