

Kommunikationsschnittstellen für die netzbezogene Fernsteuerung von Photovoltaikanlagen unter 100 kW Einspeiseleistung

Enrico Nauck, Erik Oswald – Fraunhofer ESK/München
[enrico.nauck, erik.oswald]@esk.fraunhofer.de

Kurzfassung

Der Beitrag zeigt eine mögliche Umsetzung des vom Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI) verabschiedeten „Schutzprofiles für Smart Meter Gateways“ in Kombination mit dem „Erneuerbare Energien Gesetzes“ (EEG) auf. Der Schwerpunkt liegt in der Konzeption einer gesetzeskonformen Anlagensteuerung über die im Schutzprofil veröffentlichten Schnittstelle zur Steuerung lokaler kontrollierbarer Systeme (CLS-Schnittstelle).

Dazu wird eingangs ein Überblick über die aktuelle Rechtslage gegeben. Anhand einer beispielhaft ausgewählten Photovoltaik-Anlage (PV) mit einer Einspeisung kleiner als 100 kW_p wird anschließend die schrittweise Umsetzung der zukünftigen Gesetzeslage aufgezeigt. Vor- und Nachteile sowie Herausforderungen werden erläutert.

Ergänzt wird der Beitrag durch eine Beschreibung von möglichen Übertragungstechnologien, welche für eine Fernsteuerung der Anlage geeignet sind. In diesen Zusammenhang werden die Schnittstellen für die Fernsteuerung aus Sicht des BSI-Schutzprofiles sowie des § 6 EEG nähert erläutert und deren Vor- und Nachteile diskutiert.

1 Dezentrale Energieerzeuger: Herausforderung für Netzbetreiber

Die Stromnetze vieler Verteilnetzbetreiber sind technisch so konzipiert und ausgelegt, dass sie auch dezentral erzeugte Energie aufnehmen können. Wächst die Anzahl der Erzeugungsanlagen und deren Einspeisung in das Netz schneller als die durch den Netzbetreiber vorgehaltene Netzkapazität, drohen Überlastungssituationen. Das ist der Fall, wenn witterungs- oder technisch bedingt mehr Energie ins Netz eingespeist wird, als die Netzkomponenten aufnehmen können. Andersherum können auch Versorgungsengpässe auftreten, wenn Erzeugungsanlagen nicht genug Energie ins Netz einspeisen.

Ist ersteres der Fall, so ist der Netzbetreiber auf Grundlage des „Erneuerbare Energien Gesetzes“ (EEG, [1]) berechtigt, die Einspeiseleistung der an sein Netz angeschlossenen Anlagen ferngesteuert zu reduzieren. Je nach Art der Anlage legt das EEG hierbei spezifische Besonderheiten im § 6 fest:

- Bei Anlagen mit Kraftwärmekopplung und einer Einspeiseleistung von mehr als 100 kW müssen die Netzbetreiber neben der ferngesteuerten Leistungsreduzierung die Möglichkeit besitzen, die jeweilige Ist-Einspeisung abzurufen.
- Windenergieanlagen müssen am Verknüpfungspunkt der Anlage mit dem Netz die Vorgaben der Systemdienstleistungsverordnung erfüllen.
- Bei PV-Anlagen mit einer Leistung gleich oder weniger als 100 kW ist der Abruf der Einspeiseleistung nicht vorgeschrieben.

Zukünftig ist zu erwarten, dass mit stetig zunehmender Anzahl dezentraler Energiequellen und dem damit einhergehenden Anstieg der Gesamtleistung aller Einspeiser auch Anlagen mit einer Einspeiseleistung $<100\text{ kW}$ so ausgestattet werden müssen, dass deren Einspeisung aus der Ferne durch den Netzbetreiber überwacht und gesteuert werden. Ziel ist es hierbei, eine möglichst eine große Anzahl EEG-Erzeuger in das Energienetz zu integrieren. Eine Möglichkeit für die Erreichung dieses Zieles ist die Vergrößerung der Leitungskapazitäten in den Verteilnetzen. Im Gegensatz zu dem damit verbundenden Netzausbau bietet die beschriebene Einspeisesteuerung den Vorteil, dass sie relativ zeitnah und mit geringem Zeit- und Kapitalaufwand realisiert werden kann.

Für die Anlagensteuerung wurde bisher vorwiegend die unidirektional wirkende Rundsteuertechnik eingesetzt. Ein großer Vorteil dieser seit Jahrzehnten bewerten Technik ist ihr Kostenvorteil gegenüber anderer Kommunikationstechnologien wie DSL oder GSM/GPRS. Der Nachteil für den Netzbetreiber ist hierbei, dass er keine Rückmeldung darüber erhält, ob die Einspeiseleistung tatsächlich reduziert worden ist. Weiterhin war es bisher aus ökonomischer und technischer Sicht nicht erforderlich, Komponenten im Nieder- und Mittelspannungsnetz informationstechnisch in die Leitsysteme der Netzbetreiber zu integrieren. Eine Datenerfassung im Verteilnetznetz ist somit zum gegenwärtigen Zeitpunkt noch nicht gegeben.

2 Fernüberwachung als Lösungsstrategie

2.1 Überblick über die Rechtslage

Erneuerbare Energien Gesetz (EEG)

Für EEG-Anlagen, welche seit dem 1. Januar 2012 in Betrieb genommen worden sind, sieht § 6 EEG vor, diese mit Kommunikationstechnik so auszustatten, dass eine Steuerung durch den Netzbetreiber möglich ist. Bei kleinen Anlagen mit weniger als $<30\text{ kW}$ Einspeiseleistung hat der Anlagenbetreiber die Wahl, am Einspeisemanagement des Netzbetreibers zu partizipieren, oder seine Anlage dauerhaft auf eine maximale Einspeiseleistung von 70 % zu begrenzen.

BSI Schutzprofil

Das vom BSI veröffentlichte Schutzprofil für die Kommunikation mit dem Smart Meter Gateways [2] sowie die technische Umsetzung [3] sieht eine Schnittstelle für die Steuerung lokaler Systeme (CLS-Schnittstelle) vor.

Durch die vom BSI gemachten Vergaben werden hierbei nur erforderliche Mechanismen für die Datenstruktur, die Datensicherheit und den Datenschutz verpflichtend beschrieben (vgl. Abbildung 1, Schichten 5, 6, 7). Die Protokolle unterhalb des TLS-Layers werden von der Technischen Richtlinie nicht vorgegeben (vgl. Abbildung 1, Schichten 1, 2, 3, 4).

2.2 Umsetzung der Anforderungen

Aus der vorhergehenden Diskussion ging hervor, dass eine Steuerung der Anlagen einfacher, schneller und kostengünstiger zu realisieren ist als ein weiterer Netzausbau. Im Folgenden werden zwei Konzepte zur Steuerung diskutiert und ihre Vor- und Nachteile genannt.

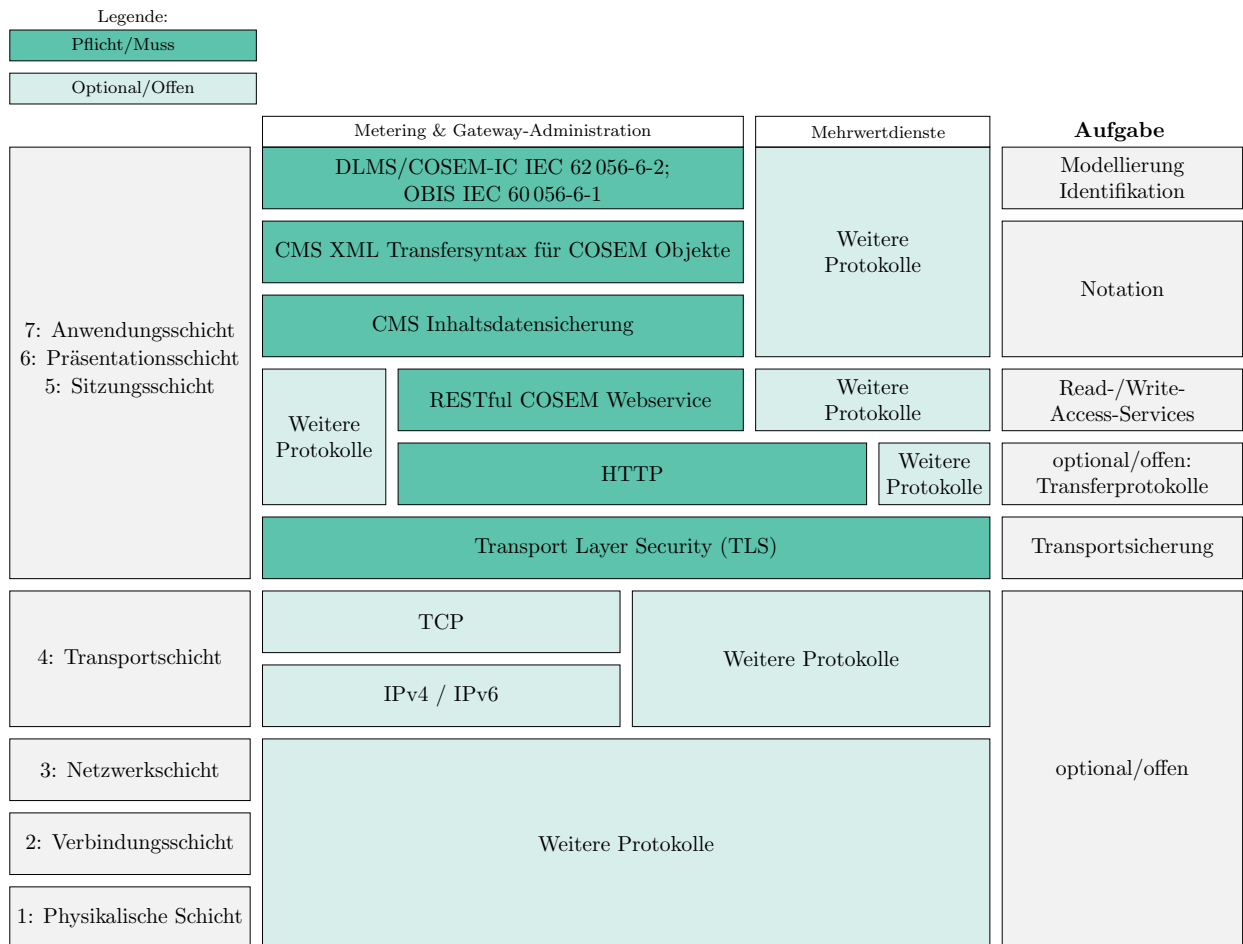


Abb. 1: Protokollstapel für die WAN-Kommunikation. (Nach [4])

Steuerung von PV-Anlagen ohne Rückmeldung via Rundsteuertechnik

Abbildung 2 zeigt zwei Variationen, Photovoltaikanlagen fernzusteuern. Prinzipiell wird dazu Rundsteuertechnik genutzt. Diese Fernsteuerungstechnik wird bereits seit längerem zur Steuerung von Nachtspeicherheizungen oder Wärmepumpen genutzt. Geschaltet werden die Anlagen durch den Netzbetreiber. Im folgenden werden beide Variationen näher erläutert:

1. Teilabbildung (a) zeigt eine einfache Methode der Anlagenschaltung mittels eines Schützes¹. Dieser Schütz kann zwei Zustände einnehmen: *ein* und *aus*. Anwendung finden diese Schütze v. a. in Anlagen kleiner 100 kW_p Einspeiseleistung.
2. Teilabbildung (b) zeigt eine Anlage, welche in mehreren Stufen geschaltet werden kann. Oftmals betragen diese Stufen 0, 30, 60 und 100 % der Gesamtleistung. Wechselrichter, welche mit dieser Art von Ausrüstung versehen sind, tragen die Bezeichnung *EisMan Ready* oder *EinsMan Ready*. Diese Synonyme stehen hierbei für *Ei(n)speisemanagement*. [5]

Beide Variationen haben den Nachteil, dass der Netzbetreiber keine Rückmeldung darüber bekommt, dass der gewünschte Schaltvorgang erfolgreich durchgeführt worden ist. Eine Fernüberwachung ist somit nicht möglich.

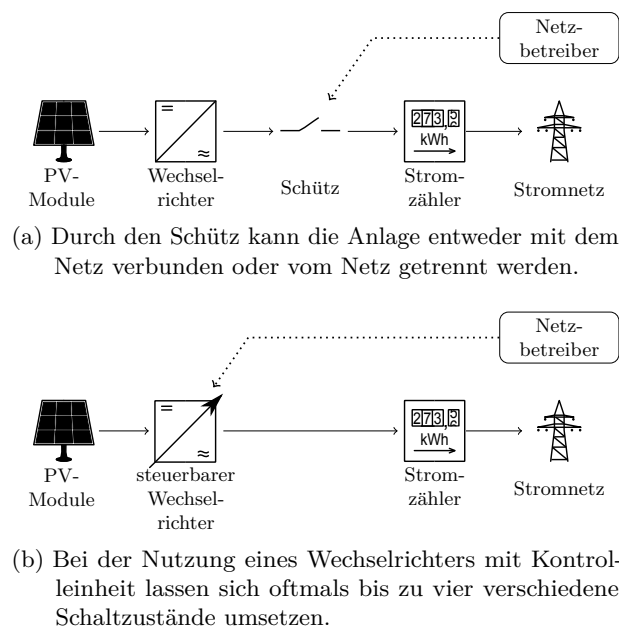


Abb. 2: Die Abbildung zeigt zwei Möglichkeiten, Photovoltaikanlagen fernzusteuern. Eine Rückmeldung, dass die Anlage entsprechend der Fernkonfiguration erfolgreich gesteuert worden ist, findet hierbei nicht statt.

Fernüberwachung von PV-Anlagen

Eine Fernüberwachung erfordert neben der Möglichkeit, eine Anlage zu steuern, auch einen Rückkanal zum Auslesen von Statusinformationen.

Abbildung 3 zeigt zwei Möglichkeiten, neben der Fernsteuerung auch Anlagenparameter auslesen zu können.

¹Mit einem Schütz können ähnlich wie mit einem Lichtschalter Stromkreise geschlossen oder geöffnet werden. Ein Schütz wird daher auch als Leistungsschalter bezeichnet, da er für höhere Ströme ausgelegt ist.

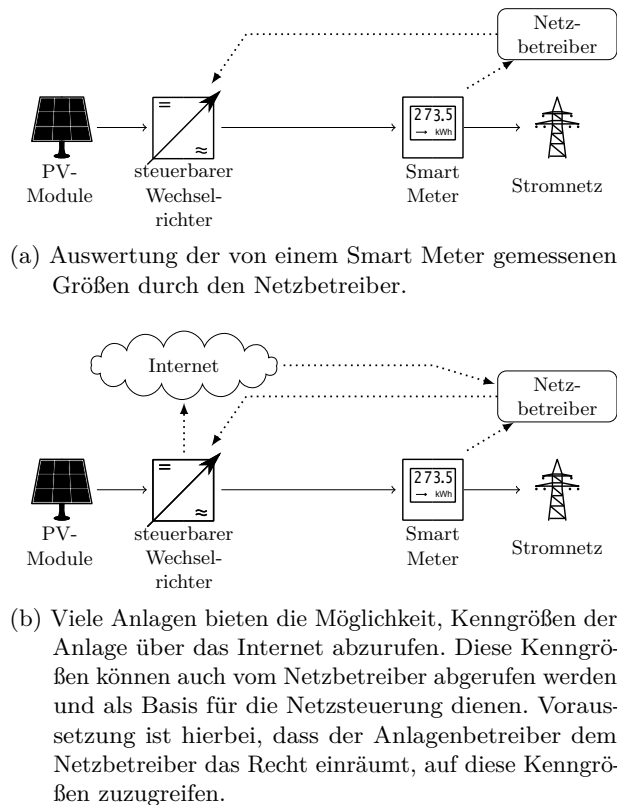


Abb. 3: Mögliche Konzepte für die Steuerung von PV-Anlagen mit der Möglichkeit einer Rückmeldung an den Netzbetreiber.

Möglichkeit 3a erfordert den Einsatz eines Smart Meters. Bei einem Smart Meter handelt es sich um einen elektronischen Stromzähler, welcher die von ihm gemessenen Werte mittels Kommunikationstechnik an andere Stellen übertragen kann. Diese Möglichkeit erlaubt es dem Netzbetreiber, indirekt Größen wie die von der Anlage in das Netz eingespeiste Leistung abzurufen. Die Anlagensteuerung erfolgt nach wie vor über Rundsteuertechnik.

Für größere PV-Anlagen bieten deren Hersteller Monitoring-Systeme an, welche eine Fernüberwachung der Anlage durch den Anlagenbetreiber erlauben. Dabei werden Statusinformationen etc. ausgelesen und auf einem über das Internet zu erreichenden Web-Portal dem Betreiber zur Verfügung gestellt. Theoretisch ist es möglich, dass auch ein Netzbetreiber Zugriff auf diese Daten als Basis für seine Netzsteuerung bekommt. Dieses Prinzip ist in Teilabbildung 3b dargestellt. Der Nachteil ist hierbei, dass die von den Anlagenherstellern eingesetzten Systeme proprietär sind.

Zukünftig soll es zwischen der Anlage und dem Netzbetreiber nur einen einheitlichen Kommunikationsweg geben. Das Smart Meter Gateway bildet dabei die zentrale Kommunikationsschnittstelle zwischen der über die CLS-Schnittstelle verbundenen PV-Anlage, dem Nutzer sowie dem Netzbetreiber. Dieses Szenario ist in Abbildung 4 dargestellt. Wie bereits erwähnt, werden hierbei durch das BSI-Schutzprofil keine Anforderungen bzgl. der Übertragungstechnologie definiert (ISO/OSI-Modell).

3 Kommunikationstechnik zur Anlagensteuerung

3.1 Anforderungen seitens der Netzbetreiber

Bisher werden EEG-Anlagen nachrangig gegenüber anderen Erzeugern im Energienetz über Rundsteuertechnik gesteuert. Daher ist eine genaue Spezifikation der Anforderungen an die Kommuni-

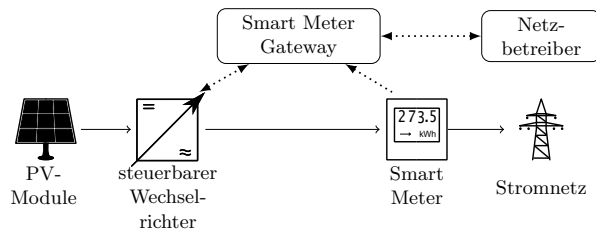


Abb. 4: Konzept zur Integration des vom BSI empfohlenen Smart Meter Gateways als alleinige Kommunikationsschnittstelle.

Tab. 1: Übersicht über die Anforderungen, welche an die Kommunikationstechnik seitens der Fernwirktechnik bestehen. [6]

	Anforderung
Datenrate	2–100 kbit/s
Latenz	<10–300 ms [7]
Dienstverfügbarkeit	ca. 100 % [7]
Bitfehlerrate	$<10^{-4}$
Paketverlustrate	$<10^{-3}$
Dienstunterbrechung	<10 s

kationstechnik für EEG-Anlagen noch offen. Eine Möglichkeit ist es, die an die CLS-Schnittstelle gekoppelten Anlagen mit Komponenten der Fernwirktechnik gleichzusetzen. Die hier geltenden Anforderungen an die Leistungsmerkmale der Fernwirktechnik sind in Tabelle 1 zusammengefasst und stammen aus verschiedenen Normen (IEC 60 870-5-101/-104 (2, 3, 5, 6))

3.2 Auswahl geeigneter Technologien

Tabelle 2 zeigt eine Auswahl verschiedener Übertragungstechnologien sowie deren spezifischen Eigenschaften.

Die wichtigsten Kenngrößen bei der Auswahl bilden aus technischer Sicht die Performance (Datenrate, Reichweite) sowie die Latenz. Aus ökonomischer Sicht zählen die Kosten (Investition und Betrieb) sowie die Verfügbarkeit zu den Kenngrößen. Letzteres ist ein Maß dafür, ob eine Technologie bereits am Einsatzort verwendet wird und wenn nicht, wie lange es dauert, bis diese Technologie vor Ort zur Verfügung steht.

Für die Auswahl einer geeigneten Kommunikationstechnologie zur Einbindung von PV-Anlagen lassen sich die Kenngrößen je nach Szenario in verschiedenen Reihenfolgen betrachten. Für die Einbindung von PV-Anlagen in die Leittechnik des Netzbetreiber ergibt sich folgendes Schema:

1. **Latenz:** Nach Tabelle 1 sind die Kommunikationstechnologien nicht geeignet, welche einen hohen Latenzwert aufweisen. Erforderlich sind Werte kleiner als 300 ms. Somit scheiden Narrowband PLC und GSM/GPRS bei den weiteren Betrachtungen aus.
2. **Performance:** Erforderlich sind Datenraten zwischen 2 und 100 kBit/s für die Datenübertragung zwischen Leitstelle und PV-Anlage. Mit allen Technologien lässt sich diese Datenrate erzielen. Das einzige Unterscheidungsmerkmal ist die Reichweite. Beträgt sie bei den Funktechnologien (UMTS, LTE, CDMA 450) mehrere Kilometer, so sind bei den mediumgebundenen Technologien (Broadband PLC, Twisted Pair) je nach Übertragungsstrecke Repeater für die Verstärkung der Signale erforderlich.

Tab. 2: Übersicht über ausgewählte Telekommunikationstechnologien sowie einiger Kenngrößen, welche zur Einbindung von kontrollierbaren lokalen Systemen zur Anwendung kommen können.

Technologie	Performance	Latenz	Kosten	Örtliche und Zeitliche Verfügbarkeit
Narrowband PLC	ca. 1 km ohne zusätzliche Signalverstärkung möglich, bis 1 Mbit/s	<2 s	Nur Kosten für Modem, Übertragungsmedium ist bereits vorhanden.	Übertragungsmedium bereits vorhanden
Broadband PLC	100–300 Meter, bis zu 20 Mbits/s	24 ms (MS-Bereich)	Nur Kosten für Modem, Übertragungsmedium ist bereits vorhanden	Übertragungsmedium bereits vorhanden
Twisted Pair	bis 5 km, Datenrate abhängig von Technologie, ADSL, z. B. bis zu 1 024 kbit/s (Upload) möglich	10–60 ms	Evt. Kosten für Strecke PV-Anlage–Hausanschluss TK, Kosten für Netznutzung (Datentarif) eines TK-Providers.	Leitungen in der Regel bis zum Kunden bereits verlegt, nur Datentarif.
GSM/GPRS	bis 30 km, theo. max. 171,2 kbit/s im Download	600–1000 ms	Keine/Geringe Kosten, da i. d. R. Nutzung des TK-Netzes eines TK-Providers. Kosten für Datentarife fallen an.	Weite Verbreitung, nahezu überall verfügbar.
UMTS	bis 20 km, 384 kbit/s–50 Mbit/s je nach UMTS-Version	ca. 150–300 ms	Kosten für Netznutzung (Datentarif) eines TK-Providers.	Weite Verbreitung, jedoch geringere Netzabdeckung wie GSM/GPRS; direkt verfügbar.
LTE	bis 9 km, bis zu 50 Mbit/s	50 ms für Verbindungsaufbau, 10 ms für kleine Datenpakete	Kosten für Netznutzung (Datentarif) eines TK-Providers.	Mittlere Verbreitung, bisher geringste Netzabdeckung aller Funk-Technologien
CDMA 450	bis 45 km und 1,8 Mbit/s	0,2–1 s (Je nach Phase)	Hohe Kosten für Aufbau eines CDMA-Netzwerkes, Lizenzierung notwendiger Sendefrequenzen, ...	CDMA-Netzwerk muss erst aufgebaut werden

Im praktischen Einsatz kommen daher oftmals kaskadierte Lösungen zum Einsatz. Auf dem ersten Streckenabschnitt kann die Datenübertragung daher beispielweise mit Powerline zu einem zentralen Sammelpunkt realisiert werden, von dort (Zweiter Abschnitt) werden die Daten dann mittels einer Funktechnologie weiter zum Netzbetreiber übertragen.

3. **Kosten:** Die zu berücksichtigten Kosten lassen sich generell nach den beiden folgenden Möglichkeiten unterteilen: Bei der Nutzung von Fremdnetzen verringern sich die Investkosten auf ein geringes Maß (im wesentlichen nur Installation), dafür fallen je Anschlusspunkt Betriebskosten (Datentarife) an.

Besteht die Möglichkeit, eigene Kommunikationsinfrastruktur zu nutzen, so ist die Errichtung oftmals mit hohen Anschaffungskosten verbunden. Der Vorteil hierbei sind die späteren geringen Betriebskosten.

Sollen für die Anbindung der PV-Anlagen Kommunikationsdienstleistungen (UMTS, LTE) genutzt werden, so kann die Anlage kurzfristig und günstig in Betrieb genommen werden, da ein Installationsaufwand für Kommunikationstechnologien nicht erforderlich ist. Allerdings fallen Betriebskosten für jede Einzelanlage an. Eine kaskadierte Lösung hat hierbei den Vorteil, dass die erste Datenübertragung kostengünstig (Eigenes Netz) zu einem zentralen Sammelpunkt erfolgt und von dort weiter über einen Kommunikationskanal, welcher alle angeschlossenen Anlagen berücksichtigt, möglich ist.

4. **Örtliche und zeitliche Verfügbarkeit:** Viele Funktechnologien sind im Gebäudebestand nur eingeschränkt nutzbar. Oftmals muss hierbei zusätzliche Antennentechnik (Kosten) installiert werden. Generell lässt sich die Aussage treffen, dass kommerziell angebotene Technologien (UMTS, LTE, Twisted Pair) bereits in unmittelbarer Umgebung (hier PV-Anlage) verfügbar sind. Soll die Kommunikation über eine eigene Infrastrukturlösung übertragen werden, so muss für die Planung und Errichtung ausreichend Zeit eingeplant werden.

4 Zusammenfassung

Ziel der vorliegenden Arbeit war es, Möglichkeiten aufzuzeigen, dezentrale Erzeuger (PV-Anlagen <100 kW) unter Berücksichtigung des BSI Schutzprofils und des § 6 EEG in das Leitsystem von Netzbetreibern einzubinden. Zu diesem Zweck wurde die Steuerung basierend auf der unidirektional wirkenden Rundsteuertechnik hin zu bidirektional wirkenden Kommunikationstechnologien schrittweise analysiert und beschrieben. Anschließend wurde schematisch die Auswahl passender Kommunikationstechnologien beschrieben. Dabei ergab sich, dass die geeignete Auswahl der Kommunikationstechnologie von vielen Größen abhängig ist. Hierbei wurde festgestellt, dass technische Anforderungen für die kommunikationstechnische Einbindung von EEG-Anlagen seitens der Netzbetreiber noch nicht einheitlich beschrieben sind. Ebenso fehlen Aussagen zu den erwarteten Datenaufkommen je Anwendung.

Literatur

- [1] *Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) vom 25. Oktober 2008 (BGBl. I S. 2074), das zuletzt durch Artikel 5 des Gesetzes vom 20. Dezember 2012 (BGBl. I S. 2730) geändert worden ist.*
- [2] BUNDESAMT FÜR SICHERHEIT IN DER INFORMATIONSTECHNIK (BSI) (Hrsg.): *Protection Profile for the Gateway of a Smart Metering System.*
https://www.bsi.bund.de/SharedDocs/Downloads/DE/BSI/SmartMeter/PP-SmartMeter.pdf?__blob=publicationFile. Version: 1.1.1 final draft, Abruf: 12.09.2012

-
- [3] BUNDESAMT FÜR SICHERHEIT IN DER INFORMATIONSTECHNIK (BSI) (Hrsg.): *Technische Richtlinie BSI TR-03109: SMART ENERGY*. <https://www.bsi.bund.de/SharedDocs/Downloads/DE/BSI/Publikationen/TechnischeRichtlinien/TR03109/TR03109.pdf>. Version: 0.50, Abruf: 27.08.2012
- [4] BUNDESAMT FÜR SICHERHEIT IN DER INFORMATIONSTECHNIK (BSI) (Hrsg.): *Technische Richtlinie BSI-TR-03109-1: Anforderungen an die Interoperabilität der Kommunikationseinheit eines intelligenten Messsystems*. <https://www.bsi.bund.de/SharedDocs/Downloads/DE/BSI/Publikationen/TechnischeRichtlinien/TR03109/TR03109-1.pdf>. Version: 0.50, Abruf: 27.08.2012
- [5] GÖRLITZ AG (Hrsg.): *EisMan schützt vor überhitzten Leitungen*. http://www.goerlitz.com/uploads/pics/pdfs/PR-Presse/Schleswig_Holstein_Netz_AG.pdf, Abruf: 17.07.2013
- [6] THOMAS, Ralf ; ZEHRFELDT, Martin: *IP-basierte Fernwirknetze über GSM, UMTS, WLAN, Wimax und Tetra*. In: *ETZ* 2008, Nr. 1/2008, S. 2–7
- [7] BMWI (Hrsg.): *Kosten-Nutzen-Analyse für einen flächendeckenden Einsatz intelligenter Zähler*. <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/Studien/kosten-nutzen-analyse-fuer-flaechendeckenden-einsatz-intelligenterzaehler,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>, Abruf: 10.08.2013