

Energiemanagement und Steuerung einer PV-Anlage über die Smart-Meter-Gateway Infrastruktur: Ein Proof of Concept der coneva GmbH und Stadtwerke München GmbH

Dr. Martin Stötzel, Tina Hadler und Ferdinand Britzl
coneva GmbH¹

Theresa Berndlmaier, Barnabas Kittlaus und Kay Roesler
SWM Stadtwerke München²

28. November 2019

Zusammenfassung

Der Smart Meter Rollout ist in Deutschland gesetzlich verankert und wird die Energiebranche über Jahre hinweg verändern. Durch das Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende (GDEW) sind intelligente Energienetze mit Echtzeit-Monitoring, dezentraler Erzeugungs- und Verbrauchssteuerung sowie der Möglichkeit der zentralen Steuerung der Netze zur Erbringung von Systemdienstleistungen nur noch eine Frage der Zeit. Allerdings wartet die Branche seit Jahren auf den offiziellen Startschuss des Rollouts intelligenter Messsysteme, sodass das Potenzial daraus bisher nur langsam gehoben und die Entwicklung durch regulatorische Unsicherheiten sogar eher gebremst wird.

Zur Vorbereitung für den bevorstehenden Rollout haben die Stadtwerke München GmbH (SWM) und die coneva GmbH ein gemeinsames Projekt durchgeführt und mit der technischen Integration von Smart Meter Infrastruktur und dem Energiemanagementsystem

„ennexOS“ der SMA Solar Technology AG echte Pionierarbeit geleistet. Dieses Paper fasst die Hintergründe zu Regulatorik und Marktentwicklung zusammen und fokussiert auf den erfolgreich durchgeführten Testaufbau, bei dem erstmals komplexe Energiemanagement-Anwendungen über die Smart Meter Infrastruktur implementiert wurden. Die demonstrierte technische Lösung bildet damit eine Grundlage für eine Vielzahl von bidirektionalen Anwendungsfällen (in der Branche oft als „Mehrwertdienste“ bezeichnet), die sowohl privaten und gewerblichen Endkunden dienen, als auch für die Energiewirtschaft im Kontext des Messstellenbetriebsgesetzes (MsbG) relevant sind.

1 Das Potenzial im Bereich CLS Management

1.1 Hintergrund

Auf EU-Ebene wurde die Grundlage für den Smart Meter Rollout bereits in 2009 mit der EU-Richtlinie 2009/72/EG [1] geschaffen. Eine der darin definierten Intentionen besteht

¹martin.stoetzel@coneva.com

²berndlmaier.theresa@smw.de



Abbildung 1: intelligentes Messsystem [3]

in der Schaffung intelligenter Netze auf der Übertragungs- und Verteilnetzebene zur aktiven Überwachung und Steuerung dezentraler Energieflüsse und damit der Maximierung von Energieeffizienz hinter dem Netzanschlusspunkt. In Deutschland führte das in 2016 unter anderem zur Veröffentlichung des GDEW [2]. Die Bundesregierung beabsichtigt damit den Aufbau einer einheitlichen und sicheren Datenkommunikation von Leistungs- und Lastflüssen an sämtlichen Netzanschlusspunkten der Bundesrepublik, und schafft somit die Basis für die sektoren- und spartenübergreifende Digitalisierung der Energiewende.

Der dafür notwendige Smart Meter-Rollout wurde zum Inhalt des Messstellenbetriebsgesetzes (MsbG) [4] als Teil des GDEW: Bis 2032 sollen demnach in einem gestaffelten Rollout, unterschieden nach Pflicht- und optionalen Einbaufällen, alle Messstellen im Stromsektor entweder mit sogenannten modernen Messeinrichtungen (mME) oder intelligenten Messsystemen (iMSys), der Kombination von mME und Smart Meter Gateway (SMGW), ausgestattet werden (Abbildung 1).

Wer welche Technologie verbaut bekommt, hängt im Wesentlichen vom jährlichen Gesamtverbrauch an der Messstelle, oder im Fall dezentraler Erzeugungsanlagen von der

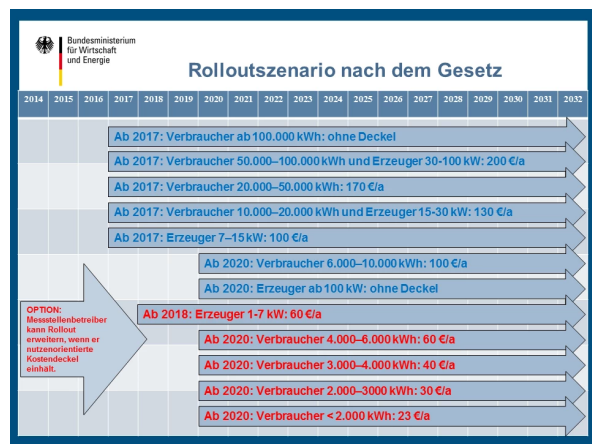


Abbildung 2: Smart Meter Rollout [5]

installierten Anlagenleistung ab. Als iMSys-Pflichteinbaufall sind Messstellen mit einem Verbrauch größer 6.000 kWh sowie Erzeugungsanlagen mit über 7 kW installierter Leistung definiert. Alle anderen Messstellen sind optionale Einbaufälle und bekommen zumindest einen digitalen Zähler, d.h. eine mME, verbaut. Von den in Deutschland vorhandenen ca. 56 Mio. umzurüstenden Messstellen gelten ca. 20% als Pflichteinbau und 80% als optionaler Einbaufall. Das bei Gesetzesveröffentlichung (2016) aufgespannte Rolloutszenario ist in Abbildung 2 dargestellt.

Mit dem MsbG wurden eine Reihe von grundsätzlichen Änderungen in der Marktkommunikation sowie zuständiger energiewirtschaftlicher Rollen und Verantwortlichkeiten eingeführt, die viele neue Fragen aufwerfen: Wie ist mit der Grundzuständigkeit umzugehen? Lohnt sich der Aufwand für einen eigenen Gateway-Administrator (GWA)? Mit welcher Strategie werden optionale Einbaufälle geplant? Wie soll der wettbewerbliche Messstellenbetrieb ausgestaltet werden? Und wie können messwertbasierte Mehrwertdienste aussehen? Gegenstand des vorliegenden Papers ist die Untersuchung der zuletzt genannten Frage.

1.2 Steuerung dezentraler Anlagen

Die nachfolgende Ausführung fokussiert auf einen praktischen Anwendungsfall für Mehrwertdienste im Rahmen der Steuerung dezentraler Erzeugungsanlagen: Dem Management lokaler Systeme über das Smart Meter Gateway („Controllable Local Systems“), auch als CLS-Management bezeichnet. Dessen Ziel ist es, sektor- und marktübergreifende Anwendungsszenarien zu ermöglichen und diese über die gesicherte Datenkommunikation der Smart Meter Infrastruktur bereitzustellen.

Abbildung 3 zeigt das SMGW mit den definierten Schnittstellen und den entsprechenden energiewirtschaftlichen Rollen. Das CLS ist dabei Teil des lokalen Heimnetzes (HAN) und soll für externe Steuerungs- und Schaltanwendungen über ein zusätzliches Steuerungsmodul angesprochen werden.¹ Die Anwendungsbeispiele für solche externen Steuerungsfunktionen über das SMGW sind vielfältig und reichen vom Aussteuern von Netzstabilitätsproblemen durch fluktuierende Einspeiser und Verbraucher in der Niederspannung (z.B. kleine Solaranlagen und E-Fahrzeuge) bis zu marktdienlichen Anwendungen für das Management von Flexibilitäten durch das Zusammenführen dezentraler Erzeuger und Verbraucher in einem virtuellen Kraftwerk.

Durch die standardisierte Möglichkeit der bidirektionalen Kommunikation mit dezentralen Einspeisern und Verbrauchern entsteht für die Marktrollen (Netz und Lieferant) eine zusätzliche Freiheit in der Entwicklung neuer Geschäfts- und Tarifmodelle.

Der Gesetzgeber sieht für CLS-

¹Das BSI definiert das SMGW als die zentrale Komponente, welche über die WAN-Schnittstelle mit externen Marktteilnehmern und insb. dem Gateway Administrator kommuniziert, über über die LMN-Schnittstelle Daten der angebotenen Zähler empfängt, und über die HAN-Schnittstelle mit steuerbaren Energieverbrauchern beziehungsweise Energieerzeugern kommuniziert.

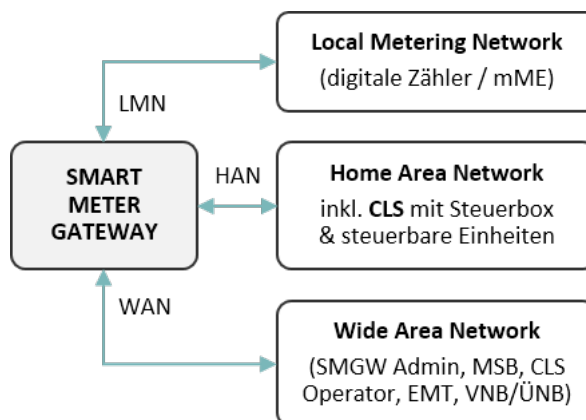


Abbildung 3: SMGW Schnittstellen

Anwendungen bereits folgendes vor: Netzbetreiber, Direktvermarkter und Anlagenbetreiber können demnach die Anbindung von Erzeugungsanlagen über die Smart Meter Infrastruktur (welche nach EEG und KWKG gefördert sind) sowie die Steuerung dieser Anlagen über das SMGW vom Messstellenbetreiber (grundzuständiger oder wettbewerblicher) gegen ein angemessenes Entgelt aktiv fordern (vgl. § 33 MsbG). Und auch in der EEG-Novelle 2017 wurde eine Regelung formuliert, die mit Einführen der neuen Messtechnik das Auszahlen der Marktprämie bei der Direktvermarktung nur noch bei Nutzung von iMSys und eines konsekutiven Steuerungsmoduls (§ 20 EEG 2017 [6]) möglich macht. Was bisher also über Fernwirktechnik bzw. Funkrundsteuerung abgebildet wurde, soll künftig nur noch über das iMSys möglich sein.

Die in diesem Zusammenhang in der Branche häufig genannte Steuerbox, die über eine Relaischaltung einfache Schaltbefehle zur Netzstabilisierung ermöglichen soll (vgl. FNN-Steuerbox [7]), wurde in ihrem Funktionsumfang für die vorliegende Untersuchung als nicht ausreichend bewertet. Um komplexere Steuerungs- und Schaltanwendungen über die SMGW-Infrastruktur abzubilden, wurde für

dieses Projekt ein noch in Entwicklung befindliches CLS-Modul als Erweiterung des SMGW eingesetzt. Dieses ermöglicht, im Vergleich zur FNN-Steuerbox, umfassendere Anwendungen, die im Kontext der Integration eines lokalen Energiemanagements für energiewirtschaftliche Geschäftsmodelle genutzt werden können.

2 Motivation und Zielsetzung für das Projekt EMSys+

2.1 Motivation

Die Stadtwerke München GmbH (SWM) beschäftigen sich bereits seit der Herausgabe der EU-Richtlinie im Jahr 2009 mit der Einführung intelligenter Messtechnik im Netzgebiet. Mit der Einführung des MsbG (2016) wurde die Durchführung eines unternehmensweiten Umsetzungsprogramms gestartet, mit dem die Rollout-Konzeption und Vorbereitung sowie die notwendige Systemarchitektur und Prozesse ausgestaltet wurden.

Trotz verzögerter Markterklärung wurde im Jahr 2017 der Smart Meter Rollout durch den Einbau moderner Messeinrichtungen begonnen. In verschiedenen Projekten beschäftigen sich die SWM seitdem nicht nur mit Standardleistungen wie beispielsweise der Stromzählerablesung am intelligenten Messsystem, sondern auch mit Mehrwertdiensten im Bereich des CLS-Management. Hierzu gehört auch die Untersuchung von Einsatzmöglichkeiten eines dezentralen Energiemanagementsystems, welches Endkunden die Steuerung von Erzeugungs- und Verbrauchsleistung hinter dem Netzanschlusspunkt ermöglicht. Für diesen Anwendungsfall haben die SWM die Vision eines „Gebäudes von Morgen“ entwickelt (siehe Abbildung 4).

Die Umsetzung dieser Vision erfolgt mittels der Smart Meter Infrastruktur: Diese bildet über das intelligente Messsystem in Kom-

bination mit dem erweiterten Steuerungsmodul (CLS-Modul) die Grundlage für die digitale Anbindung und Vernetzung lokaler Komponenten in der Energiewirtschaft. Komplexere Anwendungen wie z.B. ein intelligentes Lademanagement von Batteriespeichern, kostenoptimiertes Laden von E-Fahrzeugen oder auch die Vorgabe von Fahrplänen sollen in diesem Konstrukt erleichtert und perspektivisch einfacher und kostengünstiger umgesetzt werden können, als dass es heute bereits der Fall ist.

2.2 Zielsetzung: Technischer Proof of Concept

Damit die Vision von einem „Gebäude von Morgen“ erreicht werden kann, wurde im Rahmen des Proof-of-Concept eine Verbindung von einem bereits bestehenden lokalen Energiemanagementsystem und dem noch in den Startlöchern stehenden iMSys geschaffen. Dazu wurde der Softwarestack des CLS-Moduls um die Energiemanagement-Software „ennexOS“ der SMA Solar Technology AG erweitert. Bei ennexOS handelt es sich um eine sektorübergreifende Plattform für ganzheitliches intelligentes Energiemanagement. Das System ermöglicht die Optimierung der Energieflüsse über unterschiedliche Sektoren wie Wärme, Kälte, Strom und Mobilität. Das zentrale Portal der SMA ist das weltweit größte PV-Monitoringportal mit über 400.000 registrierten Anlagen und mehr als 21 GW überwachter PV-Leistung in 190 Ländern. Mit über 60.000 verkauften Energiemanagementsystemen ist SMA weltweit führend im häuslichen Energiemanagement.

Im Rahmen des Projektes galt es technische Lösungen für folgende Fragestellungen zu untersuchen bzw. zu entwickeln:

1. Kann das Energiemanagementsystem lokal auf dem CLS-Modul installiert und mit dem SMGW verbunden werden?

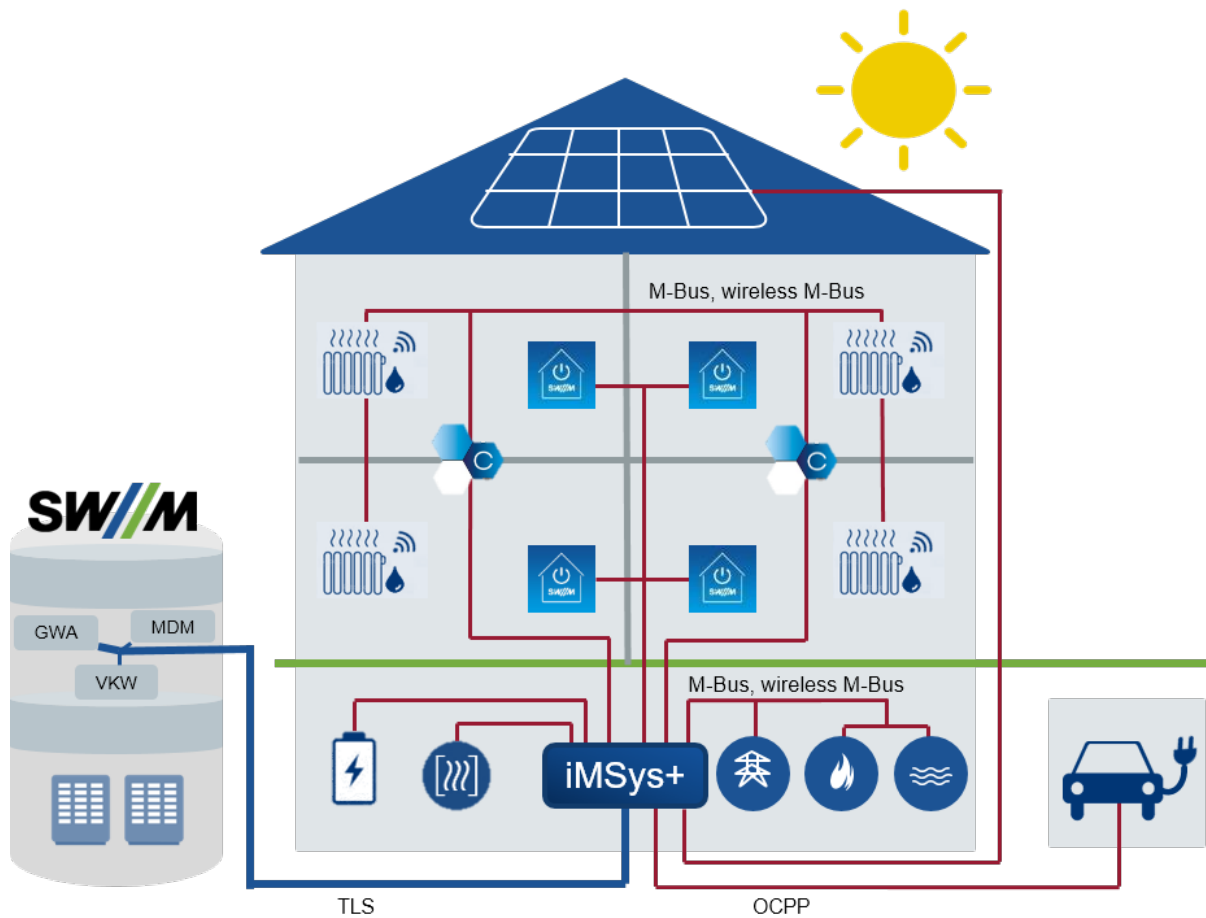


Abbildung 4: das Gebäude von Morgen

2. Kann das Energiemanagementsystem die Daten über die SMGW WAN-Verbindung an das zentrale ennexOS Portal senden?
3. Kann die mME als Stromzähler direkt in das lokale Energiemanagementsystem eingebunden werden?
4. Kann das virtuelle Kraftwerk der SWM angebunden und darüber Steuersignale für die lokale Anlage übertragen werden?

Neben der technischen Integration wurden weitere Fragestellungen hinsichtlich marktseitiger Einbindung und Relevanz diskutiert: Welchen neuen Nutzen bietet die technische

Lösung (für Endkunden)? Welche Anwendungsfälle sind für den Energieversorger bzw. konkret für die SWM relevant? Was ist für die Vermarktung von CLS-Management-Lösungen zu klären bzw. vorzubereiten? Bestehen marktseitige oder regulatorische Einschränkungen und wie können diese behoben werden?

In folgendem Abschnitt werden die Lösungen und Erkenntnisse aus dem technischen Proof of Concept beschrieben. Anschließend wird der Nutzen der Lösung anhand verschiedener Anwendungsfälle im Bereich Markt und Vertrieb sowie für den Netzbetrieb diskutiert. Einschränkungen und noch zu klärende Fragen werden in Abschnitt 5 aufgezeigt.

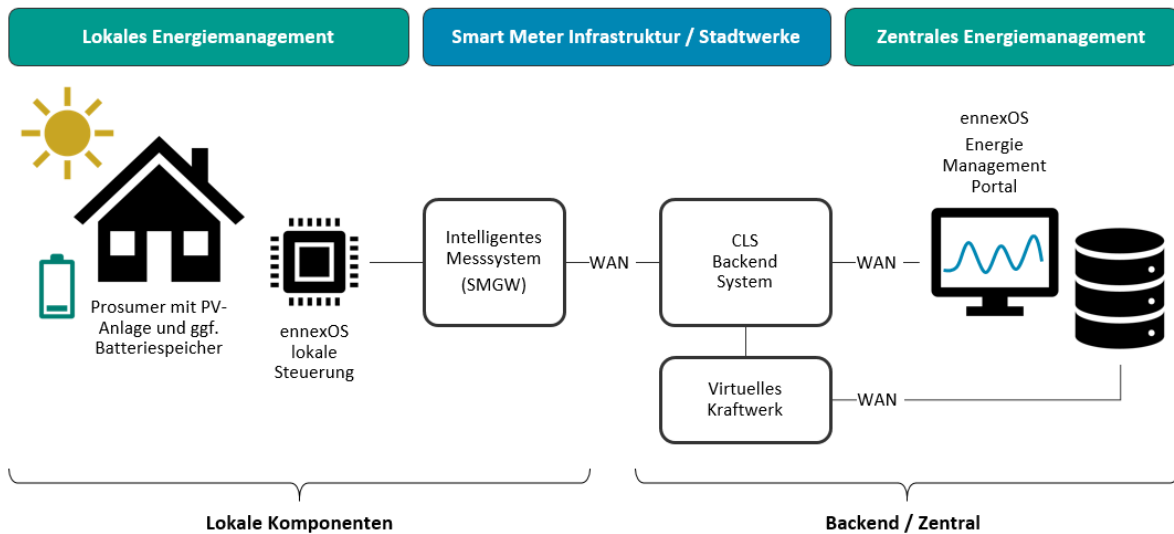


Abbildung 5: Skizze Feldtest Aufbau

3 Projektergebnisse

Das im Projekt verwendete SMGW bietet ein modulares Konzept, mit dem zusätzliche Applikationen eingebunden werden können. Über die HAN-Schnittstelle können diese Applikationen mit dem SMGW sowie mit weiteren anliegenden Systemen (lokal und remote) kommunizieren.

Im Folgenden werden die technischen Projektergebnisse dargestellt. Dabei wird auf den Setup- und Installationsprozess des dezentralen Energiemanagementsystems auf dem SMGW eingegangen sowie der Aufbau der Datenkommunikation, die Datenübertragung und die Realisierung von Schalthandlungen beschrieben.

3.1 Installation ennexOS auf dem CLS-Modul

Im ersten Schritt wurde die Energiemanagementsoftware ennexOS lokal auf dem CLS-Modul installiert. Im Projekt wurde für den Testaufbau ein vorläufiges Entwicklungsboard genutzt, wohingegen die Endausbaustufe in

der serienreifen Version als Aufsteck-Modul bereitgestellt und damit platzsparend direkt mit dem SMGW verbunden wird. Die Installation der Energiemanagementsoftware auf der Linux-Umgebung des CLS-Moduls konnte ohne Schwierigkeiten erledigt und damit die Grundvoraussetzung für die weiteren Untersuchungen geschaffen werden.

3.2 Anbindung ennexOS über Smart Meter Gateway zum Portal

Das Energiemanagementsystem kommuniziert von der lokalen Anwendung unter anderem über eine HTTP-Verbindung mit dem zentralen Energiemanagement-Portal, über die alle fünf Minuten Daten synchronisiert werden. Für die BSI-konforme Datenübertragung wurde ein CLS-Konnektor entwickelt, der die Verbindung über das SMGW zum CLS-System im SWM Backend aufbaut. Der Verbindungsaufbau wird über ennexOS auf dem CLS-Modul initiiert, das SWM Backend leitet die Verbindung dann an das ennexOS Portal weiter. Durch entsprechende Proxy-Profiles konnte die Ende-zu-Ende Verbindung über die SMGW-

Infrastruktur erfolgreich hergestellt werden.

Für den Testaufbau wurde ein PV-Simulator eingesetzt, welcher softwarebasiert realitätsnahe Leistungs- und Energiedaten einer PV-Anlage an das Energiemanagementsystem auf dem CLS-Modul sendet. Durch die Verbindung zum ennexOS-Portal erhält der Endkunde detaillierte Ansichten der Energieflüsse seiner Anlage, beispielsweise Energiebilanzen als Wochen- oder Monatsansicht, aber auch Energiedaten im Minutentakt - siehe Abbildung 6.

3.3 Einbindung der modernen Messeinrichtung

Das Energiemanagementsystem ennexOS unterstützt Zähler, welche Netzeinspeisung und Netzbezug hochauflösend im Sekundenintervall messen und bereitstellen. Im Testaufbau wurde überprüft, ob auch die mME als Zähler in das EMS eingebunden werden kann. Zum Auslesen der mME-Zählerwerte wurde eine Schnittstelle entwickelt, über die dem EMS die benötigten Daten regelmäßig bereitgestellt

werden.

Im Testaufbau wurden von der mME zunächst Messwerte mit einer Auflösung von einer Minute über das SMGW bereitgestellt und darüber im Energiemanagement-Portal visualisiert. Eine höhere Auflösung (5-10 Sekundenintervalle), z.B. für dynamische Wirkleistungsbegrenzung der PV-Anlage oder für intelligente Verbrauchersteuerung, ist seitens der mME grundsätzlich möglich, was für die meisten Anwendungsfälle im lokalen Energiemanagement hinreichend ist. Besondere Anwendungsfälle, wie z.B. eine Eigenverbrauchsoptimierung mit Batteriespeicher und pulsierenden Lasten (z.B. Induktionsherd) erfordern allerdings eine Auslösung der Messwerte von einer Sekunde; dies wurde im Rahmen des vorliegenden Testaufbaus nicht realisiert.

3.4 Anbindung virtuelles Kraftwerk

Ein weiterer Untersuchungsgegenstand lag in der Anbindung des virtuellen Kraftwerks (vKW) der SWM. Um über diesen Weg Schaltaktionen an der simulierten PV-Anlage zu

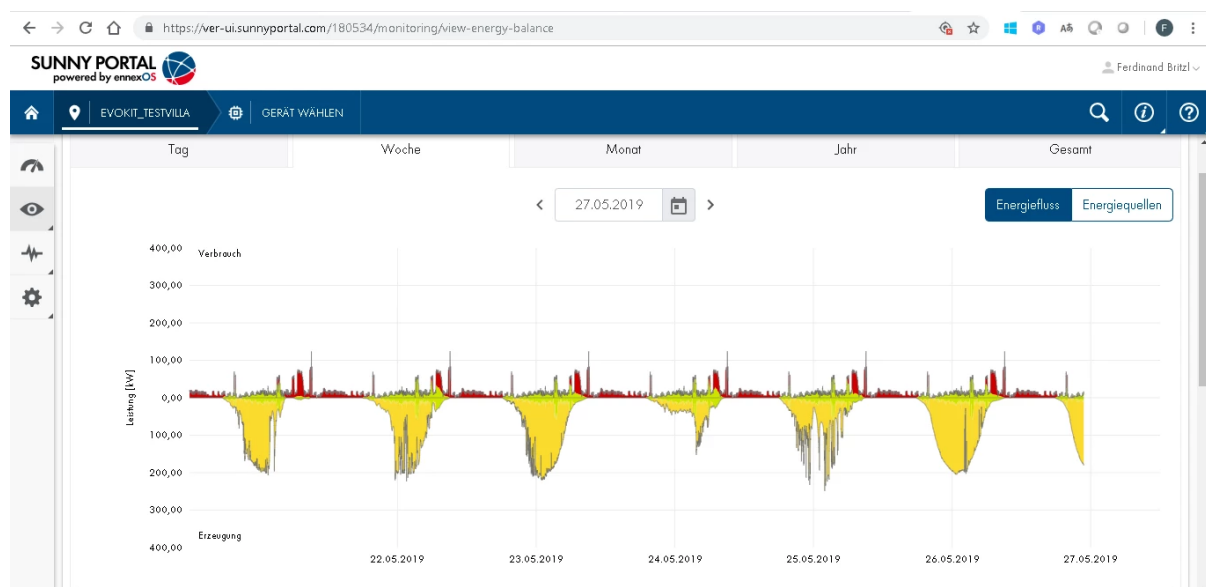


Abbildung 6: Energie-Monitoring der PV-Anlage über ennexOS-Portal

tätigen, wird eine REST-Schnittstelle mit folgenden Funktionen verwendet:

- Bereitstellung des Status der PV-Anlage
- Bereitstellung Live-Werte der Anlage (insb. PV-Erzeugung und Verbrauch)
- Bereitstellung Forecast-Werte der Anlage
- Setzen und Abruf des Fahrplans für die Schaltung der Anlage

Abbildung 7 zeigt die Umsetzung einer fahrplanbasierten Schaltung der PV-Anlage, bei der zu definierten Zeiten eine Wirkleistungsbegrenzung auf verschiedene Prozentwerte (der maximalen Anlagenleistung) vorgegeben wurde. Um kurz vor 11 Uhr wurde beispielsweise die Wirkleistung auf 5% begrenzt, und die Anlage reduziert ihre Leistung entsprechend.

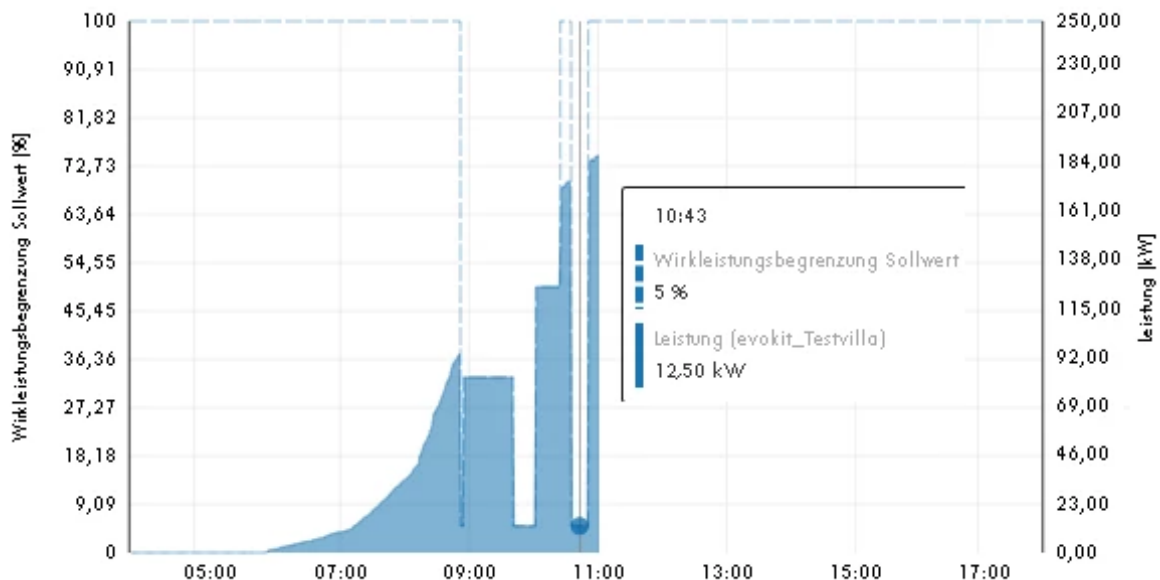


Abbildung 7: Umsetzung von Schaltbefehlen in der PV-Anlage durch virtuelles Kraftwerk

4 Anwendungsfälle

Im Projekt EMSys+ konnte demonstriert werden, dass eine etablierte proprietäre Energiemanagementlösung auf die zukünftige Smart-Meter-Infrastruktur integriert und an das virtuelle Kraftwerk angebunden werden kann. Interessant ist die Lösung insbesondere für Haushalte und Gewerbebetriebe mit dezentraler PV-Erzeugungsanlage mit und ohne Batteriespeicher, die im Rahmen des Smart Meter Rollouts als Pflicht-Einbaufall gelten.

Für die Energiewirtschaft ergeben sich mit der integrierten Lösung verschiedene Anwendungsfälle, sowohl aus vertrieblicher als auch aus netzdienlicher Perspektive.

4.1 Vertriebliche Anwendungsfälle

Vertriebe bzw. wettbewerbliche Messstellenbetreiber können über die Schaffung von Bündelangeboten aus iMSys, EMS und Backend ggf. in Kombination mit einer Hardware-Lösung für PV-Systeme und Batteriespeicher neue

Geschäftsmodelle entwickeln. Durch die Integration der Energiemanagementfunktionen auf dem CLS-Modul des SMGW benötigt der Anwender keine zusätzliche proprietäre Infrastruktur und kann sich somit einen Teil der hardwareseitigen Fixkosten einsparen. Diese Kostenvorteile gegenüber vergleichbaren Angeboten ohne integrierte Lösung bieten dem Vertrieb die Möglichkeit, seine Marktposition im Bereich Anlagenvertrieb auf- bzw. auszubauen. Das Energiemanagement kann damit zu einem differenzierbaren Produkt werden, indem der emotionale Nutzen einer nachhaltigen Versorgung aus erneuerbaren Energien und einer hohen Energieautarkie über die verschiedenen Sektoren, neben Strom, insbesondere Wärme oder Elektromobilität, herausgestellt wird.

Neben der Anwendung auf lokaler Ebene bietet die technische Lösung Potenziale zur Erweiterung von Tarifmodellen, z.B. zeitvariable Tarife oder Regionalstrom-Tarife. Einen zusätzlichen finanziellen Anreiz können Flexibilitätsvermarktungs- und Direktvermarktungsmodelle (insb. für Post-EEG-Anlagen) bieten. Ebenso sind Community-Lösungen denkbar, die im regionalen Raum die Direktbelieferung von Kunden untereinander ermöglichen. Durch das Sichtbarmachen von Energie kann die Partizipation des Einzelnen an der Energiewende weiter vorangetrieben werden.

Alle genannten Möglichkeiten bieten Energieversorgern eine Basis für die Erweiterung ihrer Wertschöpfung gegenüber den Endkunden, und damit für den Ausbau ihrer vertrieblichen Rolle und Positionierung im Markt.

4.2 Anwendungsfälle für den Netzbetrieb

Es gibt an verschiedenen Stellen Bestrebungen, Erzeugung und Verbrauch auf Niederspannungsebene für einen sicheren Netzbetrieb zu flexibilisieren. Dabei sollen Verbraucher und

Erzeuger zu netzdienlichem Verhalten motiviert und in energiewirtschaftliche Modelle integriert werden (vgl. Clean Energy Package der EU Art. 32 der Strombinnenmarkt-RL [8]).

Mit der Möglichkeit eines dezentralen Anlagenzugriffs über die SMGW-Kommunikationsinfrastruktur, die im Rahmen des Proof of Concept untersucht wurde, kann perspektivisch die Einbindung von Klein- und Kleinstanlagen für netzseitige Anwendungsfälle realisiert werden. Dabei handelt es sich vor allem um Use Cases, die anreizbasierten Modellen folgen um Anlagenbetreibern ein der Eigenverbrauchsoptimierung oder vertrieblichen Geschäftsmodellen (z.B. Community-Tarife) gleichwertiges Angebot zu bieten. Neben dem vertrieblichen Anwendungsfall der Bündelung von Anlagenleistung, zur Vermarktung von Flexibilitäten, sind Vergütungen für zentrale Schalthandlungen, z.B. über Fahrpläne der VNBs im Rahmen des §14a EnWG denkbar. Aktuell ist der operative Aufwand für die Umsetzung solcher Maßnahmen für kleine Leistungsklassen (<100 kWp) unter den regulatorischen Rahmenbedingungen allerdings noch unverhältnismäßig hoch. Bestrebungen die Bedingungen zukünftiger intelligenter Netze hinreichend zu definieren, effizienter zu gestalten und schlussendlich in Regulatorik zu übersetzen, werden seit 2013 im Rahmen der SINTEG-Projekte untersucht. Ein Projekt, welches sich in diesem Rahmen mit dezentralen Herausforderungen der Energiewende beschäftigt und damit im Kontext des gegenwärtigen Proof of Concept steht, ist C/Sells (vgl. [9] und [10]).

Inwieweit darüber die Rahmenbedingungen für dezentrale Erzeugungsanlagen im Niederspannungsbereich weiterentwickelt und verbessert werden können, bleibt abzuwarten.

5 Derzeitige Herausforderungen und Einschränkungen

5.1 Technik und Kommunikation

Mit der entwickelten technischen Lösung im Rahmen des Projekts EMSys+ liegt die Grundlage für eine marktfähige Lösung in greifbarer Nähe. Allerdings sind hierfür weitere technische Voraussetzungen zu klären und Vorbereitungen zu treffen:

1. Derzeit wird für jeden Gateway Hersteller eine eigene Hardware-Lösung bzw. eine spezielle Konfiguration benötigt, auf der die Energiemanagement-Software (ennoxOS) installiert und über die HAN-/ CLS-Schnittstelle an das SMGW angebunden wird.
2. Die Konfiguration der Verbindungen inkl. Einrichtung des Routings muss in jedem spezifischen Setup, d.h. für jede Systemarchitektur des Energieversorgers bzw. Messstellenbetreibers unter Einbeziehung eines Gateway-Administrators geklärt und implementiert werden.
3. Für Anwendungsfälle der Steuerung aus dem virtuellen Kraftwerk muss geprüft werden, welche Mindestanforderungen bzgl. Latenzzeiten der Datenübertragung bestehen. Eine technische Option zur Realisierung von bidirektionaler Echtzeit-Kommunikation bietet beispielsweise die SMA mit dem Webconnect-Protokoll.²
4. Die Einbindung der mME als Zähler am Netzanschlusspunkt erfolgte im Projekt EMSys+ über einen Adapter auf dem CLS-Modul. Inwiefern diese Lösung genutzt und ggf. optimiert werden kann,

²Webconnect ist ein SIP basiertes Kommunikationsprotokoll, das über eine unterbrechungsfreie dauerhafte Verbindung die Übertragung von Live-Daten ermöglicht.

oder ob eine andere Möglichkeit zum Auslesen der Messwerte geschaffen wird, war im weiteren Verlauf nicht Teil des Projektes.

5. Insgesamt muss für den Betrieb der integrierten Lösung die Rolle des aktiven externen Marktteilnehmers geklärt werden, der dann die entsprechenden vom BSI definierten Voraussetzungen erfüllen muss.

Neben den angesprochenen technischen Herausforderungen sind natürlich auch betriebswirtschaftliche Fragestellungen zu klären: Die Ausgestaltung der Produkte und Services, Produktion und Logistik, Marketing und Vertrieb, sowie Kundenbetreuung und technischer Betrieb.

Zusammengefasst liegen die Herausforderungen also in der Definition und der consequenten Umsetzung einer Produktstrategie, welche die technische Lösung zur Serienreife bringt, die beschriebenen Anwendungsfälle (vgl. Abschnitt 4) ausgestaltet und dem Endkunden den versprochenen Nutzen bietet.

5.2 Markt und Regulatorik

Für nahezu alle Smart Grid-Anwendungsfälle wird zukünftig eine Steuereinheit notwendig sein, die in eine sichere und geschützte Kommunikations- Infrastruktur eingebunden ist. Sie ist ein häufig verwendetes Beispiel, um neben der technischen Einsatzfähigkeit auch die Wirtschaftlichkeit eines bundesweiten Smart Meter-Rollouts zu veranschaulichen. Bereits in der 2013 veröffentlichten Kosten-Nutzen-Analyse von Ernst & Young spielte der Einsatz steuerbarer Einheiten eine entscheidende Rolle für einen positiven (volkswirtschaftlichen) Business Case [11].

5.2.1 Regulatorische Betrachtung

Aktuell bieten allerdings weder das BSI noch andere befugte Stellen eine regulatorische Grundlage für den Rollout von Steuerungsmodulen, neben dem eigentlichen Rollout intelligenter Messsysteme. Diese könnte aber im aktuellen Gesetzesrahmen in den folgenden Bereichen geschaffen werden:

- Erweiterung §14a EnWG um den verpflichtenden Einsatz steuerbarer Einheiten über das intelligente Messsystem
- Erweiterung Markterklärung für den Einsatz steuerbarer Verbrauchs- und Erzeugungseinrichtungen
- Klärung bezüglich Zuordnung der Aufwände und damit des Eigentums der Steuerbox (inkl. Montage- und Wartungsaufwand)
- Stärkung Einsatz Direktvermarktung auf Basis einer steuerbaren Einheit im EEG.

Der FNN veröffentlichte dazu im Februar 2018 ein Lastenheft zur Steuerbox [12], das eine erste Richtung zu funktionalen und konstruktiven Merkmalen eines standardisierten Steuerungssystems vorgibt und beschreibt darin, wie die Steuerfunktionalitäten in die Infrastruktur des SMGW integriert werden können. Fokus dabei sind vor allem die Anwendungsfälle zur Ablösung der Rundsteuertechnologie und zur Umsetzung einfacher Schaltbefehle über dezentrale Anlagen.

5.2.2 Vertriebliche Betrachtung

Auf vertrieblicher Seite sind fehlende Treiber und Hebel für mehr Dynamik in der Marktentwicklung eine Herausforderung für das Etablieren neuer Geschäftsmodelle. Wenngleich die regulatorischen Rahmenbedingungen aktuell noch ausreichend Spielraum für eine Validierung neuer vertrieblicher Ansätze bieten

würden, sehen sich potenzielle Anbieter von Mehrwertdiensten auf dem SMGW aber vor allem mit der Frage konfrontiert, wie sich neue Angebote unter aktuellen Marktbedingungen mittelfristig rechnen sollen. Denn eine noch nicht etablierte Gesetzgebung, wie das MsbG, stellt immer auch ein Investitionsrisiko dar, das schnell zu „Sunk Cost“ in Bezug auf die Verfügbarkeit und Einsatzfähigkeit der Technik und Systeme führen kann.

Auf Seiten der Endkunden sind Smart Meter Technologien und deren Einsatzmöglichkeiten bisher noch weitestgehend unbekannt: Sich ergebende monetäre Vorteile aus einer höheren Transparenz über Erzeugung und Verbrauch werden nicht sofort ersichtlich bzw. können aufgrund fixer Umlagen im Strompreis nicht direkt umgelegt oder weitergegeben werden. Die Zahlungsbereitschaft ist bislang zurückhaltend und die Endkunden-Nachfrage nach messwertbasierten Zusatzleistungen sehr gering.

Es liegt somit in der Verantwortung der Branche, den im GDEW formulierten System- und Plattformgedanken weiter aufzugreifen und in anwendbare Produkte und Services für den Endkunden zu überführen. Dafür müssen sich die notwendigen Primärmärkte, die die Bereitstellung und den Betrieb einer intelligenten Messinfrastruktur beeinflussen, weiter stabilisieren und etablieren [13].

6 Fazit

Im Projekt der SWM und der coneva erfolgte erstmals eine Verbindung von intelligentem Messsystem mit einer PV-Anlage eines privaten Haushalts zum Aufbau eines bidirektionalen Kommunikationskanals zwischen lokalem Energiemanagementsystem und Energiewirtschaft. Über ein CLS-Modul wurden Anlagendaten einerseits für den Anwender an ein Monitoringportal übertragen und visualisiert.

Andererseits wurde eine Verbindung in das virtuelle Kraftwerk der SWM geschaffen um damit Steuerbefehle und Fahrpläne an die lokale Anlage zu übermitteln.

Der technische Proof-of-Concept bietet damit eine gute Basis für die Entwicklung weiterer Anwendungsfälle und neuer Geschäftsmodelle für eine Energieversorgung der Zukunft. Allerdings bestehen für einen „economic Proof-of-Concept“, d.h. die Ausgestaltung und Vermarktung der Lösung, zahlreiche Hindernisse, die sich teilweise gegenseitig bedingen und in ihrer Wirkung verstärken:

1. Es fehlt eine konsequente Ausprägung des wMSB bei Stadtwerken als vertrieblicher Gegenpart zur Grundzuständigkeit, um möglichen neuen Geschäftsmodellen eine Basis zu geben.
2. Die regulatorische Unsicherheit in der Gesetzgebung (MsbG, GDEW, EEG oder auch EnWG) bietet zwar Spielräume, hemmt aber die konsequente Umsetzung neuer Geschäftsmodelle im Zusammenhang mit dem Smart Meter Rollout („Risikoaversion“).
3. Durch fehlende Angebote („Market Push“) kann keine Nachfrage entstehen, d.h. es gibt bisher keine Motivation für Endkunden, sich mit Smart Metering auseinanderzusetzen und eine Zahlungsbereitschaft („Market Pull“) zu beweisen.
4. Das BSI definiert hohe Sicherheitsanforderungen, die für bestimmte energiewirtschaftliche Anwendungen insb. zur Netzstabilität unabdingbar sind. Leider fehlt aber die Klarheit der Abgrenzung, für welche Anwendungen und Datenkommunikation diese (jetzt und in Zukunft) zwingend vorgeschrieben werden.

5. Die IoT und Plattform-Ökonomie lebt von offenen Protokollstandards und einer performanten Infrastruktur, über die große Datenvolumina in Echtzeit verarbeitet werden können. Auf dieser Grundlage sind in den letzten Jahren Innovationen und digitale Mehrwertdienste entstanden. Solange diese Offenheit und Performanz in der Smart Meter Infrastruktur nicht geklärt und auch entsprechend beworben wird, fehlen schlicht die Anreize für die Anbieterseite (vgl. Punkt 2 und 3).

Als Fazit bleibt festzuhalten, dass mit dem Smart Meter Rollout ein radikaler Wandel in der Energiewirtschaft bevorsteht, mit den Unsicherheiten in Bezug auf Technologie, Markrollen, Anwendungsfällen und auch Kundennutzen. Anders als in der Digitalisierung der Kommunikationsinfrastruktur, wo Web-Technologien in Konsortien und Open Source Ansätzen entwickelt und ohne Regulatorik und Gesetzgebung gestaltet wurden, spielt bei der Digitalisierung der Energiewende die Politik eine zentrale Rolle. Die geforderten Sicherheitsstandards sind beim Smart Meter Rollout keine Rahmenbedingung für Innovation, sondern die wesentliche Maßgabe. Es ist allerdings nicht Aufgabe der Regulatorik, einen positiven Business Case sicherzustellen. Inwiefern die bevorstehende Markterklärung eine neue Dynamik in der Branche entfachen wird, kann zum aktuellen Zeitpunkt als zentrale Frage definiert werden.

Referenzen und Quellen

- [1] Europäisches Parlament u. Rat der Europäischen Union, *Richtlinie 2009/72/EG*, über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt, 13. Juli 2009
- [2] Deutscher Bundestag, *Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende*, Bundesgesetzblatt Teil I 2016 Nr. 43 S. 2034, 01.09.2016
- [3] Bild-Quelle: Verbraucherzentrale, *intelligentes Messsystem*, Abgerufen von www.verbraucherzentrale.de am 30.06.2019
- [4] Bundesamt für Justiz, *Messstellenbetriebsgesetz vom 29. August 2016*, (BGBl. I S. 2034), zuletzt geändert durch Art. 7 des Gesetzes vom 13. Mai 2019 (BGBl. I S. 706)
- [5] Bild-Quelle: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), *Rolloutszenarien nach dem Gesetz*, Abgerufen von www.bmwi.de am 30.06.2019
- [6] Bundesamt für Justiz, *Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien, Novelle 2017*, Beschluss vom 13.10.2016 (BGBl. I S. 2258)
- [7] Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE (FNN), *Steuerung mit dem intelligenten Messsystem: Schrittweise Weiterentwicklung*, FNN Info vom April 2017
- [8] Europäische Kommission, *Clean energy for all Europeans package*, zur Umsetzung in nationales Recht, publiziert 10.05.2019.
- [9] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, *SINTEG: Schaufenster intelligente Energie - Digitale Agenda für die Energiewende*, <https://www.sinteg.de/>
- [10] Smart Grids-Plattform Baden-Württemberg e.V., *C/sells - Keimzellen der digitalen Energiewende*, <https://www.csells.net/>
- [11] Ernst & Young, *Kosten-Nutzen-Analyse für einen flächendeckenden Einsatz intelligenter Zähler*, im Auftrag des Bundesministeriums f. Wirtschaft u. Technologie, 2013
- [12] Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE (FNN), *FNN-Hinweis: Lastenheft Steuerbox - Funktionale und konstruktive Merkmale*, Version 1.0, Februar 2018
- [13] Ernst & Young, *Barometer Digitalisierung der Energiewende 2018*, im Auftrag des Bundesministeriums f. Wirtschaft u. Energie, 2019