

Mehrwert des Smart Meter-Rollouts für die Implementierung von Netzoptimierenden Maßnahmen

Added value of the smart meter rollout to implement grid optimizing measures

Thomas Estermann, M.Sc., Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., München, TEstermann@ffe.de
Dipl.-Ing. Florian Samweber, Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., München, FSamweber@ffe.de
Dipl.-Ing. Steffen Fattler, Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., München, SFattler@ffe.de

Kurzfassung

Ab dem Jahr 2017 erfolgt in Deutschland, gemäß aktueller Gesetzeslage, die flächendeckende Implementierung von intelligenten Zählern bzw. Messsystemen. Hierdurch wird eine IKT-Infrastruktur geschaffen, welche zum einen Netzzustands-Daten auf den unteren Spannungsebenen aggregiert und zum anderen die Basis für die Implementierung von Netzoptimierenden Maßnahmen schafft. Diese sind notwendig, um das Stromnetz für die kommenden Herausforderungen einer dezentralen Erzeugungsstruktur vorzubereiten. Der Rollout bietet somit das Potenzial, die Integration von Netzoptimierenden Maßnahmen zu fördern und den Mehrwert der flächendeckenden Implementierung von intelligenten Messsystemen zu steigern. Dieser positive Einfluss ist am Beispiel der Umsetzung von Engpassmanagement dargestellt.

Abstract

In accordance with current legislation in Germany, the rollout of smart meter respectively intelligent metering systems will start from the beginning of 2017. This establishes an information and communication infrastructure, which aggregates data from the lower voltage level and enables the implementation of grid optimizing measures. The power grid requires such measures to meet the coming challenges due to a decentralised generation system. To sum it up, the rollout offers the possibility to support the integration of grid optimizing measures and increase the added value of the rollout itself. This new opportunity effects the implementation of congestion management.

1 Rollout Intelligenter Messsysteme

Mit der Zustimmung des Bundesrats zum *Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende* vom 8. Juli 2016 ist der rechtliche Grundstein für den Rollout von intelligenten Zählern (iZ), im Gesetz moderne Messeinrichtungen genannt, bzw. Messsystemen (iMSys) gelegt worden.

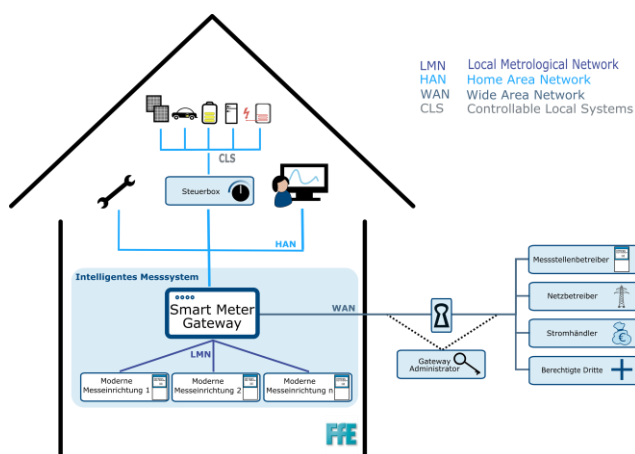


Bild 1 Komponenten eines intelligenten Messsystems

Somit erfolgt die nationale Umsetzung des EU-Binnenmarktpaktes *Energie* aus dem Jahr 2009, welches die Einführung von intelligenten Messsystemen in den

Mitgliedsstaaten unter der Prämisse der wirtschaftlichen Vertretbarkeit forciert. Eine Kosten-Nutzen-Analyse des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie hat hierfür gestaffelte jährliche Preisobergrenzen ermittelt, welche als maximale Belastung für die ca. 47 Mio. Zählpunkte aufzuwenden sind. Als Prämissen für die Umrüstung sind dabei die *wirtschaftliche Vertretbarkeit* sowie die *technische Möglichkeit* zu beachten. Die wirtschaftliche Vertretbarkeit wird in § 32 des Messstellenbetriebsgesetzes (MsbG) bzw. durch die Preisobergrenze (vgl. **Bild 2**) geregelt. In Bezug auf die technische Möglichkeit enthält § 30 MsbG die Vorgabe, dass mindesten drei voneinander unabhängige Anbieter von intelligenten Messsystemen am Markt vorhanden sein müssen. [1], [2], [3]

1.1 Abgrenzung iZ und iMSys

Die in der öffentlichen Diskussion oft genannte Begrifflichkeit des *Smart-Meter Rollouts* gliedert sich in der Gesetzgebung sowie praktischen Umsetzung in *intelligente Zähler* sowie *intelligente Messsysteme*. Ein iZ stellt dabei eine digitale Messeinrichtung dar, welche den Energieverbrauch, die tatsächliche Nutzungszeit sowie weitere optionale Werte wie Leistung, Spannung und Blindleistungsverhalten über ein integriertes bzw. abgesetztes Display anzeigen und zudem an ein Smart Meter Gateway übergeben kann. Erst die Kombination aus iZ und Smart Meter Gateway (entspricht intelligentem Messsystem) ist für die Kommunikation mit externen Teilnehmern geeig-

net. Dabei können je Smart Meter Gateway (SMGW) mehrere iZ über das Local Metrological Network (LMN) angebunden werden. Die durch den iZ aufgenommenen Daten können somit bspw. durch den zuständigen Messstellenbetreiber ausgelesen werden, wodurch die Fernabrechnung erfolgen kann. Neben der LMN-Schnittstelle verfügt das SMGW zusätzlich über eine Schnittstelle für das Home Area Network (HAN). Dieses ist zum einen für den Letztverbraucher zur Visualisierung des Lastprofils geeignet. Weiterhin ermöglicht die HAN-Schnittstelle einen Service Zugang zum SMGW zur Entstörung und Problembehebung. Controllable Local Systems (CLS) wie beispielsweise Komponenten die im Demand-Side-Management integriert sind, werden über eine zusätzliche Steuerbox im HAN integriert. Neben dem LMN und HAN stellt das Wide-Area-Network (WAN) die dritte Schnittstelle des SMGW dar. Das WAN stellt die Verbindung zu dem externen Zugriffsberechtigten her, wobei der Gateway Administrator u. a. für die Erteilung der Datenberechtigung zuständig ist (vgl. Bild 1).

1.2 Rollout Plan gestaffelt nach Komponenten und zeitlicher Umsetzung

Beginnend mit dem Jahr 2017 erfolgt planmäßig der Rollout von intelligenten Messsystemen gemäß § 29 und 31 des MsbG. Die Implementierung der iMSys soll dabei bis zum Jahr 2032 größtenteils abgeschlossen sein. Dabei haben Messstellenbetreiber die Letztverbraucher mit einem Jahresstromverbrauch von über 6.000 kWh sowie Anlagenbetreiber mit einer installierten Erzeugungsleistung von über 7 kW mit einem iMSys auszustatten.

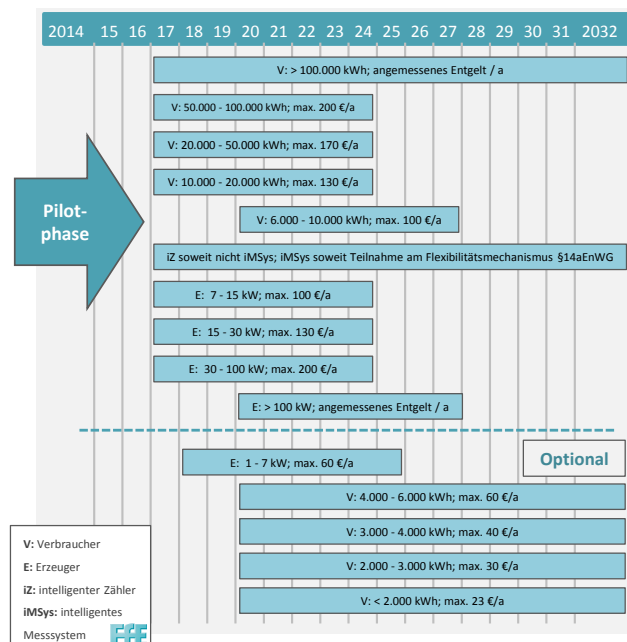


Bild 2 Geplanter Rollout von intelligenten Messsystemen nach MsbG [3]

Die dafür vom Messstelleninhaber zu tragenden Aufwendungen sind gestaffelt und steigen mit Verbrauch und

Leistung von 100 € bis auf mehr als 200 € an. Diese sogenannte Preisobergrenze ist jährlich zu entrichten und kann vom Messstellenbetreiber auch niedriger gestaltet werden (vgl. Bild 2). Neben diesem verpflichtenden Rollout bietet das MsbG die Option, Messstellen mit einem Jahresverbrauch bis einschließlich 6.000 kWh und Anlagen mit einer installierten Erzeugungs-Leistung über 1 bis einschließlich 7 kW mit einem iMSys auszustatten. Die dafür vom Messstelleninhaber zu entrichtende Preisobergrenze liegt zwischen 23 € und 60 € pro Jahr. Zudem sind alle Messstellen, für welche kein intelligentes Messsystem vorgesehen ist, zumindest mit einem intelligenten Zähler auszustatten. Hiervon sind Neubauten sowie Gebäude mit größeren Renovierungsmaßnahmen betroffen, wobei die Möglichkeit zur Erweiterung zu einem intelligenten Messsystem durch die nachträgliche Implementierung eines Smart Meter Gateways zu schaffen ist.

1.3 System-Kostenbetrachtung des Rollouts von iMSys

Die Betrachtung der Kosten des Rollouts von iZ bzw. iMSys erforderte eine Unterscheidung in Aufwendungen aus System- und Messstellensicht. Im MsbG § 31 „Wirtschaftliche Vertretbarkeit der Ausstattung von Messstellen mit intelligentem Messsystemen; Preisobergrenze“ sind die maximalen Kosten je Messstelle pro Jahr festgelegt. Diese setzt sich aus einem konstanten Grundbetrag von 20 €/a (herkömmlicher Messbetrieb) sowie einem leistungs- bzw. verbrauchsabhängigen Posten zusammen. Die Höhe dieses variablen Beitrags beträgt bei der niedrigsten Verbrauchsstufe (weniger als 2.000 kWh pro Jahr) 3 € pro Jahr und steigt auf mehr als 180 € bei einem Jahresverbrauch von 100.000 kWh. Analog erhöht sich der Beitrag von Erzeugern von 40 € (1-7 kW) auf über 180 € pro Jahr (vgl. Bild 2). Demgegenüber stehen die Kosten auf Basis der Systemsicht, welche sämtliche Investitionen, variable und fixe Betriebskosten über den Abschreibungszeitraum enthält. Entscheidend hierbei ist die Betrachtung des einzelnen Anwendungsfalles, welcher die anfallenden Kosten in großem Maße beeinflussen wird. Hierunter fallen zum einen die Anzahl von intelligenten Zählern je Smart Meter Gateway sowie die verwendete Kommunikationstechnologie. Diese ist maßgeblich von der lokal bereits vorhandenen Infrastruktur abhängig und resultiert in einer großen Preisspanne der Kosten. In Tabelle 1 sind die durchschnittlichen Kosten eines iMSys aufgeführt. Zusätzlich sind die anfallende Aufwendung für eine Erweiterung eines bestehenden iMSys um einen iZ bzw. Steuerbox dargestellt.

Tabelle 1 Kosten des Rollouts von iZ bzw. iMSys aus Systemsicht, eigene Berechnung nach [1], [2]

IKT-Komponente		Kosten
Intelligentes Messsystem	Investition	470 €
	Betriebskosten	117 €/a
Zusätzlicher intelligenter Zähler	Investition	111 €
	Betriebskosten	4,5 €/a
Steuerbox	Investition	102€

2 Smart Meter im Kontext Netzoptimierender Maßnahmen

Der Rollout intelligenter Messsysteme könnte neue Freiheitsgrade bei der Planung und dem Betrieb der Stromnetzinfrastruktur bieten. Unter dem Begriff der *Netzoptimierenden Maßnahme* (NoM) werden alle möglichen Optionen der Netzentlastung, der Netzverstärkung sowie des Netzausbaus zusammengefasst. Insbesondere innovative NoM setzen einen hohen Anteil von iZ bzw. iMSys, kombiniert mit CLS voraus.

Im Projekt MONA 2030 werden in Kooperation mit Übertragungs- und Verteilnetzbetreibern, Stadtwerken und Industrieunternehmen alle relevanten Netzoptimierenden Maßnahmen verglichen [4]. Im Rahmen dessen wurden basierend auf einer Metastudie sowie Expertenbefragungen vierzehn NoM identifiziert, welche potenziell bis zum Jahr 2030 in der Netzplanung Anwendung finden könnten:

Die NoM *konventioneller Netzausbau* stellt die Verstärkung der Netzinfrastruktur der Verteil- und Übertragungsnetze durch Neu- und Umbaumaßnahmen von Stromübertragungssystemen (z.B. Freileitungen, Erdkabel, Schaltanlagen, Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ), Hochtemperaturleiterseile) dar.

Regelbare Ortsnetztransformatoren (rONT) können die Aufnahmekapazität von Verteilnetzen erhöhen, indem sie die Ausgangsspannung des Transformators durch den Einbau eines schaltbaren Laststufenschalters dynamisch regelbar machen. Die Regelung kann das Spannungsband von +/-10% im Verteilnetz optimal ausnutzen.

Im Gegensatz zum rONT werden *Längsregler* (oft auch als regelbare Reihentransformatoren bezeichnet) innerhalb eines einzelnen Netzstrangs im Verteilnetz eingebaut.

Die NoM *Hybridisierung Strom, Wärme, Gas* umfasst die Umwandlung „überschüssiger“ elektrischer Energie in Wärme oder zur Herstellung von Wasserstoff, um damit die Stabilität des Stromnetzes zu gewährleisten.

Die NoM *Blindleistungsmanagement* umfasst neben speziellen Kompensationsanlagen die gezielte Ansteuerung von wechselrichtergekoppelten Anlagen, um die Blindleistung im Stromnetz gezielt zu steuern oder zu reduzieren. In Zukunft muss auch gewährleistet werden, dass dezentrale Erzeugungsanlagen nicht nur induktive Blindleistung aus dem Netz aufnehmen müssen, sondern ebenso

zur bedarfsabhängigen Bereitstellung von Blindleistung herangezogen werden können und so zur Spannungshaltung beitragen sollen.

Die Option der *Gleichspannungsverteilstetze* bedingt einen radikalen Umbau der Netze weg von der derzeit gängigen Wechselspannung. Durch diese Maßnahme kann mit höheren Wirkungsgraden in Transformatoren, geringeren Verlusten in Leitungen sowie Spannungswandlern und letztendlich mit einem geringeren Materialaufwand gerechnet werden. Zu beachten sind mögliche Sicherheitsrisiken und eine zeit- und kostenintensive Umstellung der heutzutage auf Wechselstrom basierenden Verteilnetz-Infrastruktur.

Unter der NoM *Engpassmanagement* versteht man die Aggregation von Maßnahmen, welche dem Netzbetreiber zur Verfügung stehen, um Leitungsüberlastungen durch gezielte Regelung von Erzeugungsanlagen in seinem Netz zu vermeiden. Insbesondere bei Photovoltaikanlagen kann zwischen einer dauerhaften Leistungsbegrenzung (Peak-Shaving) und einer temporären Abregelung durch den Netzbetreiber (Einspeisemanagement) unterschieden werden.

Als *Freileitungsmonitoring* wird die gezielte witterungsbedingte Belastung von Hochspannungs-Freileitungen bezeichnet, um etwa bei kaltem oder windigem Wetter höhere Übertragungskapazitäten zur Verfügung stellen zu können. Die Umsetzung hierfür bedarf einer Überprüfung und gegebenenfalls einer Anpassung von Stromkreiscomponenten, damit die maximal erreichbare Dauerstrombelastbarkeit des Stromkreises mit Freileitungsmonitoring erreicht werden kann.

Die NoM *Topologische Schalthandlungen* kann durch eine Neuerschaltung einzelner Leitungen, spezifische Netzstränge be- oder entlasten. Als Netztopologie wird die Struktur der Verbindung zwischen Netzelementen bezeichnet. Durch topologische Schalthandlungen kann die Netztopologie optimal auf aktuelle oder prognostizierte Einspeise- und Lastszenarien angepasst werden.

Die NoM *Hausspeichersysteme zur Netzentlastung* kann durch den netzparallelgeführten Betrieb die Einspeisung von Elektrizität aus Erneuerbaren Energien in das Netz regulieren und so zur Netzentlastung beitragen. Durch Reduktion der Wirkleistungseinspeisung kann das Spannungsband eingehalten werden, ohne z.B. Netzverstärkungsmaßnahmen durchführen zu müssen. Auf diese Weise können Hauspeichersysteme auch einen lokalen Ausgleich von Angebot und Nachfrage bewirken.

Quartierspeicher bieten ebenfalls die Möglichkeiten der lokalen Integration Erneuerbarer Energien in Stromnetze. Elektrizität aus unterschiedlichen regionalen Erzeugungsanlagen, die nicht unmittelbar genutzt werden kann, wird gespeichert und trägt so zur Netzentlastung bei. Hohe Lasten können durch gezielte Entladung ausgeregelt werden. Die erzeugernahe Speicherung ermöglicht eine Entlastung der Netze und vermeidet zusätzlich Verluste durch langen Stromtransport.

Unter *Elektrofahrzeugen zur Netzstabilisierung* wird das gezielte Be- und Entladen dieser verstanden, wodurch

Lastspitzen und Engpässe im Stromnetz ausgeglichen werden können und eine stabilisierende Wirkung auftritt. Um Elektrofahrzeuge zur Netzstabilisierung nutzen zu können, muss eine verbesserte Lade-Infrastruktur gekoppelt mit zusätzlichen Funktionen wie Rückspeisen von Energie ins Stromnetz oder das Anbieten von Netzdienstleistungen etabliert werden. Intelligente Ladestationen sind zudem notwendig, um bei einer hohen Anzahl an Fahrzeugen in einem Netzgebiet die Infrastruktur nicht durch gleichzeitiges Laden von zu vielen Fahrzeugen an einem Netzabschnitt zu überlasten.

Flexible Lasten im Haushalt können durch *Demand Side Management (DSM)*, d.h. der Einflussnahme auf den Leistungsbezug, zur Stabilität des Stromnetzes beitragen und Schwankungen der Residuallast ausgleichen.

Analog kann mit der NoM *Demand Response in der Industrie* auch in höheren Netzebenen mit einem begrenzten Potenzial zur Netzentlastung beigetragen werden.

3 IKT-Erschließung von NoM

Die in Kapitel 2 vorgestellten Netzoptimierenden Maßnahmen weisen einen unterschiedlichen IKT-Bedarf für die Erschließung auf. Der oben beschriebene Rollout kann potenziell auch zur Erschließung neuer NoM beitragen und somit auch den Mehrwert des Rollouts erhöhen.

3.1 Anbindung von NoM durch iMSys

Für die Integration von NoM sind unterschiedliche Anforderungen an die IKT festzustellen. Diese können in drei übergeordnete Kategorien *Kein IKT-Bedarf*, *Reiner Informationsabruf (unidirektional)* und *Kommunikation (bidirektional)* gegliedert werden (vgl. **Bild 3**).

Die Netzoptimierenden Maßnahmen *Demand Response in der Industrie*, *Demand Side Management in Haushalten* sowie *Elektrofahrzeuge zur Netzstabilisierung* benötigen zwingend eine bidirektionale Kommunikationsinfrastruktur. Demand Response in der Industrie wird vom Übertragungsnetzbetreiber zur Frequenzhaltung durch die Bereitstellung von Regelleistung eingesetzt. Die hierfür notwendige bidirektionale Kommunikation wird derzeit in der Regel durch eine Kommunikationsbox realisiert. Über diese wird neben der aktuellen Last der Industrieanlagen auch ein Freigabe-Signal an einen übergeordneten Aggregator gesendet. Auf Basis des übermittelten Steuerbefehles des Aggregators sowie der letztendlichen Freigabe durch das Unternehmen erfolgt die Regelung der Industrieanlage. Da alle Messstellen ab einem Jahresverbrauch von 6.000 kWh mit einem iMSys auszustatten sind, ergibt sich das Potenzial künftig die Industrieanlagen über diese Infrastruktur in Kombination mit einer Steuerbox zu integrieren.

Um DSM in Haushalten als NoM einsetzen zu können, ist eine bidirektionale IKT-Anbindung der CLS erforderlich. Hierfür stehen grundsätzlich u.a. Kühlgeräte, Trockner, Wasch- oder Spülmaschinen zur Verfügung. Für die Umsetzung von DSM ist die Temperatur in den Kühlgeräten, der Beladungszustand von Waschmaschine und Trockner etc. zu ermitteln und dem Zuständigen als Bereitschaftssignal für den Einsatz von DSM zu übermitteln. Steuerbefehle an die CLS werden über das SMGW und mit Hilfe einer Steuerbox im Haushalt verarbeitet, wobei für die Abrechnung ein zusätzlicher iZ notwendig sein könnte.

Elektrofahrzeuge sind durch gezieltes Lademanagement zukünftig zur Spannungshaltung und Blindleistungsbeileistung einsetzbar. Perspektivisch können im Jahr 2030 private Ladepunkte auf die IKT-Infrastruktur des Rollouts von iMSys aufbauen. Das gesteuerte Laden durch einen berechtigten Dritten, z.B. den Netzbetreiber, ist über das SMGW sowie eine Steuerbox möglich. Für die Abrechnung wird voraussichtlich ein zusätzlicher iZ notwendig sein. Alternativ zur externen Ansteuerung könnte die Ladestation die aktuelle Spannung am Hausanschluss über den iZ erfassen und entsprechend den Ladevorgang des Elektrofahrzeugs anpassen. In diesem Fall ist eine externe Kommunikation nicht notwendig.

Im Hinblick auf den IKT-Bedarf sind in Abhängigkeit der Ausführung der NoM *Blindleistungsmanagement* verschiedene Varianten denkbar. Eine Option ist, dass beispielsweise PV-Wechselrichter mit einem konstanten Leistungsfaktor ins Netz einspeisen. Dieser wird durch die vorhandenen regulatorischen Rahmenbedingungen begrenzt, wobei der Netzbetreiber den exakten Wert innerhalb der Vorgaben aufgrund der lokalen Gegebenheit definiert. Nachteil dieser Variante ist, dass Blindleistung ohne Berücksichtigung der lokalen Netzsituation eingespeist wird. Bei einem konstanten Leistungsfaktor ist keine zusätzliche IKT notwendig, wohingegen bei der Vorgabe des Leistungsfaktors (Sollwert) durch den Netzbetreiber zumindest ein unidirektionales Steuersignal erforderlich ist. Für die Übermittlung des Sollwertes kann der

	Kein IKT-Bedarf	Reiner Informationsabruf (Unidirektional)	Kommunikation (Bidirektional)
IKT-Anbindung der NoM mit iMSys-Rollout		Blindleistungsmanagement	Demand Response in der Industrie
			Demand Side Management in Haushalten
			Elektrofahrzeuge zur Netzstabilisierung
		Hybridisierung Strom, Wärme, Gas	
		Hausspeichersysteme zur Netzentlastung	
IKT-Anbindung der NoM ohne iMSys-Rollout	Einspeisemanagement / Redispatch	Quartierspeicher zur Netzentsorgung	
	Gleichspannungsvertelnetze	Freileitungsmonitoring	
	Topologische Schaltbehandlungen		
	Längsregler		
	Regelbare Ortsnetztransformatoren		
	Konventioneller Netzausbau		

Bild 3 Einordnung der NoM hinsichtlich deren IKT-Bedarf sowie Anbindung durch iMSys

Rollout von iMSys verwendet werden, falls der Umrichter über die erforderliche Kommunikationsschnittstelle verfügt. Als weitere Variante ist Blindleistungsmanagement auf Basis der Messung der lokalen Netzspannung (bspw. gemessen durch einen iZ) möglich, wofür wiederum auf den Rollout von iMSys zurückgegriffen werden kann.

P2H-Anlagen in Form elektrischer Heizsysteme im Haushalt werden überwiegend (auf freiwilliger Basis) als unterbrechbare Verbrauchseinrichtung nach § 14a EnWG ausgeführt, um die Voraussetzung für den Bezug eines niedrigeren Stromtarifes zu schaffen. Die hierfür notwendige IKT-Anbindung erfolgt meist über einen Rundsteuerempfänger, welcher eine unidirektionale Kommunikation zur Verfügung stellt. Im Ausblick auf 2030 ist für die Hybridisierung von Strom und Wärme der geplante Rollout von iMSys zu berücksichtigen, da hierdurch eine bidirektionale Kommunikationsinfrastruktur bereitgestellt wird. Der bisher eingesetzte Rundsteuerempfänger kann durch das iMSys in Kombination mit einer Steuerbox ersetzt werden.

Hausspeichersysteme bieten derzeit i.d.R. eine integrierte IKT-Infrastruktur an, die bspw. das Übermitteln zum Zwecke der Visualisierung von Ladevorgängen über den Internet-Anschluss ermöglicht. Die Anwendung des Batteriespeichers zur Spitzenkappung der eigenen PV-Erzeugungsleistung kann z.B. durch entsprechende Steuerung am Wechselrichter oder im Hausspeichersystem erfolgen, wodurch kein zusätzlicher Mehraufwand für IKT entsteht. Erfolgt die Übermittlung einer Wetterprognose, auf Basis derer ein Ladeprogramm ermittelt wird, besteht hingegen unidirektionaler IKT-Bedarf. Neben der Berücksichtigung von Wetterdaten besteht ebenso unidirektionaler IKT-Bedarf, falls die aktuelle Netzspannung in die Ladesteuerung des Hausspeichersystems integriert wird. Für die Ermittlung und Übertragung der Spannung am Netzanschlusspunkt ist wiederum der geplante Rollout von iZ bzw. iMSys nutzbar.

Die NoM *Quartierspeicher*, *Redispatch* und *Freileitungsmonitoring* weisen zwar einen IKT-Bedarf für die Anbindung auf, sind jedoch nicht primär über den Rollout von iMSys zu erschließen. Die weiteren NoM haben keinen IKT-Bedarf.

3.2 Einfluss von iMSys auf EinsMan

Die Auswirkungen bzw. Möglichkeiten durch den Rollout von iMSys werden im Folgenden an der Umsetzung des Engpassmanagements näher dargestellt. Das analysierte Beispiel enthält einen Vergleich von Peak-Shaving und Einspeisemanagement (EinsMan) in Bezug auf PV-Anlagen aus Sicht der Betreiber.

3.2.1 Bisheriger gesetzlicher Rahmen gemäß §6 EEG 2009, §11 EEG 2012 und §9 EEG 2014

Nach den bisherigen Vorgaben gemäß §9 EEG 2014 steht es einem Anlagenbetreiber von PV-Anlagen kleiner 30 kWp frei, den Wechselrichter seiner Anlage pauschal auf 70 % der installierten Nennleistung zu begrenzen (Peak-Shaving) oder diese über die Installation eines

Rundsteuerempfängers (RSE) für die ferngesteuerte Reduzierung der Einspeiseleistung durch den Verteilnetzbetreiber (VNB) vorzubereiten (EinsMan). **Bild 4** zeigt einen Vergleich der jährlichen Kosten, mit denen Betreiber einer PV-Anlage aktuell zu rechnen haben, wenn sie sich für Peak-Shaving bzw. EinsMan entscheiden. Dabei wird davon ausgegangen, dass dem Anlagenbetreiber die Ausfallarbeit, welche durch die statische Abregelung der Anlage auf 70 % der Nennleistung entsteht, nicht vergütet wird.

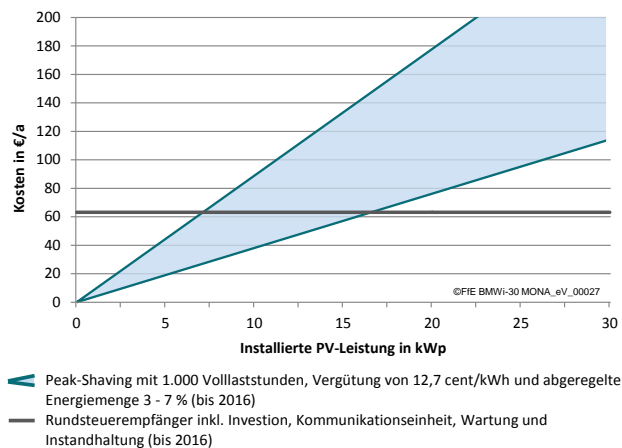


Bild 4 Jährliche Kosten Peak-Shaving, EinsMan mit RSE nach aktuellen gesetzlichen Randbedingungen (EEG2012)

Die in blau dargestellte Fläche stellt die resultierenden jährlichen Opportunitätskosten von EinsMan bei einer Variation der Ausfallarbeit zwischen 3 und 7 % dar. Entscheidet sich der Anlagenbetreiber für die Teilnahme am EinsMan, muss er zwar die anfängliche Investition tätigen, die abgeregelte Energiemenge wird ihm aber entsprechend seiner Opportunitätskosten vergütet. Demzufolge bestehen seine jährlichen Kosten aus den annuitätischen Kosten, welche er über die Abschreibungsdauer (hier 20 Jahre) der Investition (Zinssatz 4 %) tilgen muss. Zusätzlich können noch Betriebskosten für Wartung, Instandhaltung und Kommunikationsanbindung anfallen, welche nach [5] mit 30 €/a berücksichtigt werden. Entsprechend dieser Darstellung rechnet sich die Teilnahme am EinsMan nach dem aktuellen gesetzlichen Rahmen je nach angesetzter prozentualer Ausfallarbeit ab einer Anlagengröße von 7 bzw. 16 kWp.

3.2.2 Neuer gesetzlicher Rahmen nach § 29 MsbG

Die geschaffene Rechtsgrundlage (vgl. Abschnitt 1) führt zu einer Neubetrachtung von Peak-Shaving und EinsMan in Verbindung mit dem Rollout von iMSys. Die Installation einer Steuerbox und die damit verknüpfte Teilnahme am EinsMan ist nach §6 EEG 2009 bis zu einer Anlagengröße von 30 kWp weiterhin freiwillig. Entsprechend andersartig gestaltet sich nach den neuen Regelungen dadurch der Vergleich der jährlichen Kosten. **Bild 4** zeigt die jährlichen Aufwendungen, die Anlagenbetreiber nach der neuen Regelung zu tragen haben, wenn sie sich für

Peak-Shaving oder die Teilnahme am EinsMan entscheiden.

Die orangene Linie stellt die jährlichen maximalen Kosten eines Anlagenbetreibers dar, der sich für die Teilnahme am EinsMan entscheidet und somit die Preisobergrenze nach MsbG zzgl. der Kosten für eine Steuerbox zu tragen hat.

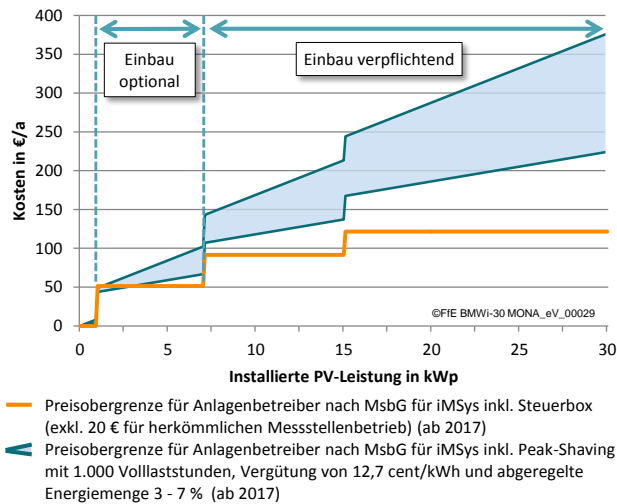


Bild 4 Jährliche Kosten Peak-Shaving mit iMSys, EinsMan mit iMSys und zusätzlicher Steuerbox nach MsbG ab 2017

Die entstehende Ausfallarbeit, die dem Anlagenbetreiber durch das dynamische EinsMan entsteht, wird ihm vom anordnenden VNB vollständig gemäß seiner Opportunitätskosten vergütet. Die Stufung bei einer installierten Anlagenleistung von einem, sieben und 15 kW entsteht dabei durch die leistungsabhängige Preisobergrenze abzgl. der Kosten für den herkömmlichen Messstellenbetrieb (20 €), über welche jeder Anlagenbetreiber an den Kosten des iMSys beteiligt wird (vgl. Bild 2). Dabei gilt es zu berücksichtigen, dass es dem Messstellenbetreiber bis zu einer Anlagenleistung von 7 kW freisteht, eine entsprechende Ausrüstung der Anlage gemäß den gesetzlichen Richtlinien vorzunehmen, er bei größeren Anlagen jedoch dazu verpflichtet ist.

Die blaue Fläche in Bild 4 stellt die resultierenden jährlichen Opportunitätskosten aufgrund des Peak-Shavings dar, die bei einer Variation der Ausfallarbeit zwischen 3 und 7 % entstehen und dem Anlagenbetreiber nicht ersetzt werden. Zusätzlich hat der Anlagenbetreiber die leistungsabhängige Preisobergrenze für das iMSys zu entrichten, da nach § 29 MsbG 2017 die meisten neu installierten PV-Anlagen (optional von 1-7 kW, verpflichtend für alle ab 7 kW) mit einem iMSys auszustatten sind, unabhängig davon, ob sich der Anlagenbetreiber für eine Teilnahme am EinsMan oder die statische Abregelung seiner Anlage auf 70 % der Nennleistung im Rahmen des Peak-Shavings entscheidet.

Im Vergleich zu der aktuellen Gegenüberstellung von EinsMan und Peakshaving in Bild 3 ergibt sich durch die

Erweiterungsmöglichkeit des iMSys um eine Steuerbox eine Verschiebung der Kostenschwelle. Die Umsetzung von EinsMan durch die Implementierung eines Rundsteuerempfängers ist in Abhängigkeit der abgeregelten Energiemenge erst ab einer Anlagengröße von 7 bis 16 kWp gemäß den gewählten Parametern zu empfehlen. Diese Schwelle verschwindet durch die Möglichkeit des Einspeisemanagements auf Basis des iMSys-Rollouts mit Steuerbox-Erweiterung nahezu, wodurch leistungsunabhängig das Engpassmanagement durch EinsMan an Stelle von Spitzenkappung zu empfehlen ist.

4 Fazit und Ausblick

Der Rollout von iZ wird in den kommenden Jahren schrittweise für Verbraucher und Erzeuger umgesetzt werden. Die Kombination von iZ mit Smart Meter Gateways zu iMSys ermöglicht die gezielte Ansteuerung zur Netzoptimierung. Etwa die Hälfte aller möglichen zukünftigen NoM profitiert von dieser neu geschaffenen IKT Infrastruktur. Die Verwendung von iMSys kann unter bestimmten Umständen aus Akteurssicht positiv bewertet werden und z.B. aktuelle RSE-Technik ersetzen.

Um die IKT-lastigen NoM in den kommenden Jahren am Markt zu etablieren, sind weitere Anpassungen der Anreizregulierung erforderlich. Perspektivisch erfolgt im Projekt MONA der Vergleich nicht nur für notwendige IKT, sondern ganzheitlich auch in Bezug auf gesellschaftliche, ökologische und techno-ökonomische Aspekte. Im Projekt C/sells werden zusätzlich neue Geschäftsmodelle in der Praxis entwickelt, erprobt und evaluiert.

5 Literatur

- [1] Einführung von Smart Meter in Deutschland - Analyse von Rolloutszenarien und ihrer regulatorischen Implikationen.. Berlin: Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), 2014
- [2] Kosten-Nutzen-Analyse für einen flächendeckenden Einsatz intelligenter Zähler - Endbericht zur Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie. Stuttgart: Ernst & Young GmbH, 2013
- [3] Bundesregierung: Entwurf eines Gesetzes zur Digitalisierung der Energiewende. Berlin: Bundesregierung, 2015
- [4] Samweber, Florian; Köppl, Simon: Laufendes Projekt: Merit Order Netz-Ausbau im Jahr 2030 (MONA 2030) - Systemübergreifender Vergleich von netzoptimierenden Maßnahmen in: www.ffe.de/mona. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FFE), 2016
- [5] Büchner, Dr.-Ing. Jens et al, Moderne Verteilernetze für Deutschland - Verteilernetzstudie. Bonn: E-Bridge Consulting GmbH, 2014