

BEE-Positionspapier

zur Weiterentwicklung der Standards für die Digitalisierung der Energiewende

Berlin, 09. August 2021



Inhalt

1.	Einleitung	3
2.	Fernsteuerung	4
2.1.	Art der Kundenanlagensteuerung.....	4
2.2.	Kommunikation der Steuerbefehle	5
3.	Wirtschaftlichkeit und Kosten	5
4.	Akzeptanz und Nutzbarkeit	6
5.	Klärung von Haftungsfragen	7
6.	Ausblick	7
	Anhang I.....	8
	Anhang II.....	10

1. Einleitung

Mit dem Inkrafttreten des Gesetzes zur Digitalisierung der Energiewende (GDEW) und des darin enthaltenen Messstellenbetriebsgesetzes (MsbG) wurde eine grundlegend neue Kommunikation für Erneuerbare Energien (EE)- und Prosumer-Anlagen im Netz der öffentlichen Stromversorgung eingeführt. Die dort formulierte sternförmige Kommunikation besagt, dass die Kommunikation zwischen den Marktteilnehmern und den EE- und Prosumer-Anlagen ausschließlich über ein intelligentes Messsystem (iMSys) bestehend aus einer modernen Messeinrichtung (mME) und einem Smart Meter Gateway (SMGW) erfolgen darf. Die sichere Kommunikation wird durch ein Sicherheitsmodul im SMGW gewährleistet. Dies soll zum Schutz der Daten des Prosumers dienen und seine Anlagen vor netzgefährdenden Cyberangriffen schützen.

Der BEE hat sich intensiv an den Diskussionsprozessen um die Ausgestaltung der Digitalisierung der Energiewende beteiligt und wichtige Aspekte eingebracht. Zum aktuellen Stand des Prozesses zunächst einige zentrale Punkte, auf die in diesem Papier im Anschluss näher eingegangen wird:

- Der BEE weist grundsätzlich darauf hin, dass im internationalen Markt unterschiedliche sichere Lösungen zur Fernsteuerung von Anlagen praktiziert werden, die deutlich kostengünstiger dargestellt werden können als eine Steuerung über das SMGW als Teil des iMSys. In diesem Sinne ist der Einsatz des SMGW nicht alternativlos.
- Für kleine PV-Anlagen stellt der verpflichtende Einbau des SMGW eine Gefährdung ihrer Wirtschaftlichkeit dar und ist somit unverhältnismäßig. Gleichzeitig existieren in der Praxis bereits erprobte und allgemein akzeptierte Lösungen, die das iMSys nicht benötigen. Der BEE fordert deshalb, dass sich die Pflicht zur Nutzung des SMGW auf Neuanlagen nach Markterklärung durch das Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI) beschränkt.
- Ein zentraler Aspekt ist, dass bei Einsatz des SMGW die Kundenanlage immer als Gesamtsystem mit ihrer Wirkung auf den Netzanschlusspunkt gesteuert werden sollte. Nur durch eine solche Regelung kann sichergestellt werden, dass die dezentral und erneuerbar erzeugte Energie hinter dem Netzanschlusspunkt optimal genutzt und das Stromversorgungsnetz entlastet wird.
- Der BEE begrüßt, dass mit dem neu geschaffenen und klar definierten Verantwortungsübergang in die Kundenanlage eine Steuerung aller Anlagen ermöglicht werden soll und somit der vom BEE / BSW gemachte Vorschlag eines „Dig. NA - Digitaler Netzanschluss zur BSI-konformen Breitbandunterstützung des iMSys“ Berücksichtigung gefunden hat.
- Mit der Einführung des Verantwortungsübergangs in die Kundenanlage erscheint die aktuell vorgestellte Systemarchitektur für die erfolgreiche Umsetzung der Digitalisierung der Energiewende geeignet. Der BEE empfiehlt dringend, die vorgestellte Systemarchitektur zunächst zu realisieren und dann in einer Evaluierungsphase zu prüfen, ob und welcher Weiterentwicklungsbedarf besteht.
- Die Unterstützung durch Anlagenbetreiber und Installateure ist für die erfolgreiche Umsetzung der Digitalisierung der Energiewende unabdingbar. Aus diesem Grund müssen die Kosten für die neuen Systemeinheiten so gering wie möglich und die Handhabung dieser Systemeinheiten so einfach wie möglich gehalten werden.
- Die Akzeptanz des Prozesses durch alle vom SMGW-Rollout betroffenen Stakeholder setzt außerdem voraus, dass das SMGW nicht zum Nadelöhr für digitale Innovationen im Rahmen der Energiewende wird und jederzeit leistungsfähige, wirtschaftliche Breitbandkanäle genutzt werden können.
- Um Anlagenbetreiber vor unverhältnismäßig hohen Risiken zu schützen, gilt es im Zuge des verpflichtenden Einbaus des SMGW außerdem klar festzulegen, dass der jeweilige Betreiber des Gateways bei Schadensfällen für die entstehenden Kosten zur Verantwortung gezogen wird.

2. Fernsteuerung

Verschiedene Optionen zur Fernsteuerung sind in der Entwicklung bzw. Anwendung. Dies reicht von Direktsteuerungen über Fernwirktechnik mit Standardprotokollen über Gatewaylösungen, bei denen das Standardprotokoll am Gateway endet, bis hin zu Gatewaylösungen in der Cloud (Backendsysteme). Die IT-Sicherheit wird dabei durch internationale und nationale Standards an den relevanten Schnittstellen im Gesamtsystem gewährleistet. Diese Standards liegen vor und werden kontinuierlich weiterentwickelt.

Der BEE will folglich an dieser Stelle betonen, dass ein **Einsatz des SMGW nicht alternativlos ist** und die Entscheidung für diese Lösung bei verschiedenen Anlagentypen immer einer jeweils aktuellen Kosten-Nutzen-Analyse unterliegen sollte.

Für die sich im Bestand befindlichen Anlagen existieren bereits in der Praxis erprobte und allgemein akzeptierte Lösungen, die das intelligente Messsystem nicht benötigen. Es besteht auch aus Sicht des Netzbetriebs kein Bedarf hier Änderungen durchzuführen. Dies wird untermauert durch den Fakt, dass sich trotz einer jährlich steigenden Anzahl von PV-Anlagen die Netzausfallzeiten nach Angabe der BNetzA zwischen 2006 und 2019 fast halbiert haben.¹ Anzumerken ist ferner, dass die aktuellen Zahlen zur installierten PV-Leistung² bereits heute die Annahmen der vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) im Jahr 2013 in Auftrag gegebenen Kosten-Nutzen-Analyse³, die dem Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende zugrunde liegt, für 2032 annähernd erreicht haben.

Gleichzeitig erkennt der BEE die aktuelle Gesetzeslage an und will sich im Folgenden damit befassen, wie die Fernsteuerung von Neuanlagen unter Einsatz des SMGW sinnvoll ausgestaltet werden sollte. Hierbei sind aus Sicht des BEE grundsätzlich zwei Aspekte wichtig: Der eine betrifft die Art der Anlagensteuerung, der andere die sichere Kommunikation der Steuerbefehle.

2.1. Art der Kundenanlagensteuerung

Bei der Art der Anlagensteuerung gibt es prinzipiell zwei Möglichkeiten. Zum einen können einzelne Anlagenkomponenten innerhalb der Kundenanlage separat gesteuert werden. Dies führt bei intelligenten Anlagenkonstellationen (Sektorenkopplung) neben dem Eingriff in die Funktionalität der Kundenanlage zu einer kaum beherrschbaren Komplexität und verletzt die Souveränität der Kunden. Zum anderen können die Kundenanlagen als Gesamtsystem mit ihrer Wirkung auf den Netzanschlusspunkt gesteuert werden. Eine solche Regelung schafft den Nutzen, dass bei Überschuss an Erneuerbaren Energien eine Optimierung des Stromflusses hinter dem Netzanschlusspunkt durchgeführt werden kann, z.B. durch die Ladung von Elektrofahrzeugen und

¹ https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2020/20201022_SAI-DIStrom.html

² Gemäß Marktstammdatenregister waren am 03.08.2021 knapp 2,1 Millionen PV-Anlagen in Deutschland registriert. Siehe hierzu: <https://www.marktstammdatenregister.de/MaStR/Einheit/Einheiten/OeffentlicheEinheitenuebersicht>

³ In der im Jahr 2013 vom BMWi bei der Ernst & Young GmbH in Auftrag gegebenen „Kosten-Nutzen-Analyse für einen flächendeckenden Einsatz intelligenter Zähler“ wurde für das Jahr 2032 von knapp 2,4 Millionen PV-Anlagen ausgegangen. Siehe Seite 106 der Studie, abzurufen unter: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/kosten-nutzen-analyse-fuer-flaechendeckenden-einsatz-intelligenterzaehler.pdf?__blob=publicationFile&v=5

Speichern. Die Speicher können dann zu einem späteren Zeitpunkt, zu dem eine erhöhte Nachfrage besteht, wieder entladen werden. Somit ergibt sich ein Doppelnutzen für das Stromnetz, in dem es zu zwei verschiedenen Zeitpunkten entlastet wird. Zusätzlich wird dadurch der Einsatz von Elektromobilen und Speichern für Kund*innen attraktiver und der Hochlauf der Elektromobilität beschleunigt. **Der BEE fordert daher, dass sich Steuerungsvorgaben immer auf den Netzanschlusspunkt beziehen.**

2.2. Kommunikation der Steuerbefehle

Die Kommunikation von netzwirtschaftlich relevanten Steuerbefehlen an steuerbare EE-Anlagen oder Verbraucher soll zukünftig über das intelligente Messsystem realisiert werden.

Mit dem neu geschaffenen und klar definierten **Verantwortungsübergang in die Kundenanlage** soll aufgrund der schnellen Umsetzbarkeit bei gleichzeitig hoher Sicherheitsleistung eine Steuerung aller Anlagen ermöglicht werden. Der BEE begrüßt diese grundsätzliche Prozessänderung und weist darauf hin, dass diese auf dem vom BEE / BSW eingebrachten Vorschlag des oben bereits angesprochenen **Dig. NA** zur Netzwerkseparierung beruht, der eine Trennung zwischen den netzseitigen Kommunikationsanbindungen und dem Kundennetzwerk hinter dem SMGW vorsieht (siehe detaillierte Darstellung des Dig. NA in Anhang I).

Der BEE empfiehlt im weiteren Prozess klar **nach Kategorien von Anwendungsfall-Gruppen zu differenzieren**⁴ und eine schrittweise Erweiterung der Einsatzmöglichkeiten des SMGW zur Steuerung von Anlagen je nach energiewirtschaftlicher Relevanz und technischer sowie wirtschaftlicher Umsetzbarkeit vorzusehen.

Des Weiteren ist sicherzustellen, dass der Begriff der energiewirtschaftlichen Relevanz sauber und sektorenübergreifend einheitlich definiert wird. So sollten **nur netzrelevante Steuerbefehle das Kriterium der energiewirtschaftlichen Relevanz erfüllen**, um diese klar von nicht netzrelevanten Steuerungen im Bereich des Energie- und Anlagenmanagements eines Prosumers oder Anwendungen im Bereich der Remote Home Automation zu differenzieren. Um Ungleichbehandlungen unbedingt zu vermeiden, sind bei der Steuerung stationärer Flexibilitäten gleiche Vorgaben wie für das Lademanagement im Bereich der Elektromobilität sicherzustellen.

3. Wirtschaftlichkeit und Kosten

Neben der technischen Umsetzbarkeit ist beim Rollout des SMGW auch die **Wirtschaftlichkeit der betroffenen Kundenanlagen zu berücksichtigen**.

Für den Betrieb des intelligenten Messsystems fallen je nach Kundenanlage die in den Preisobergrenzen festgelegten Entgelte an. Für kleine PV-Anlagen bedeutet dies eine Gefährdung ihrer Wirtschaftlichkeit, die den weiteren Ausbau dieser EE-Technologie ausbremsen und damit

⁴ Siehe Anhang II zu weiteren Ausführungen zu den einzelnen Anwendungsfall-Gruppen

die Erreichung der Klimaziele aufs Spiel setzen kann. In der bereits angesprochenen Kosten-Nutzen-Analyse wurden Kosten für den Einbau und Betrieb des intelligenten Messsystems von ca. 300 Euro plus jährlicher Kosten für die Datenübertragung von 10 bis 144 Euro angenommen.⁵

Unberücksichtigt bleiben bei den genannten Zahlen noch die Kosten für die in sehr vielen Fällen unabdingbare Ertüchtigung der Hausverteilung für die Aufnahme der neuen Technik. Hier schlagen Umrüstungen und Erweiterungen schnell mit einem vierstelligen Betrag zu Buche, was die Wirtschaftlichkeit vieler kleiner Anlagen noch weiter in Frage stellt.

An dieser Stelle muss darauf hingewiesen werden, dass im internationalen Markt unterschiedliche sichere Lösungen zur Fernsteuerung von Anlagen praktiziert werden, die deutlich kostengünstiger dargestellt werden können als eine Steuerung über das SMGW als Teil des iMSys (z. B. in Australien, Kalifornien). In Anbetracht der Dimension der volkswirtschaftlichen Kosten der Digitalisierung der Energiewende und den Entwicklungskosten bei den Herstellern, die im internationalen Markt tätig sind, müssen diese Lösungen betrachtet und bewertet werden.

Auch aus dem Aspekt der Wirtschaftlichkeit heraus, fordert der BEE daher dazu auf, keine Nachrüstung von funktionierenden Bestandsanlagen und verpflichtende Ausrüstung von kleinen Neuanlagen durchzuführen.

Eine diesbezügliche Lösungsmöglichkeit, die mit der aktuellen Gesetzeslage in Einklang stehen würde, wäre eine entsprechende Erklärung des BSI, die festlegt, dass ein **verpflichtender Einbau des SMGW ausschließlich für Neuanlagen nach der Markterklärung** Gültigkeit hat.

4. Akzeptanz und Nutzbarkeit

Die Motivation der Anlagenbetreiber neue Systemeinheiten verbauen zu lassen ist für eine erfolgreiche Energiewende entscheidend. Aus diesem Grund müssen die **Kosten für die neuen Systemeinheiten so gering wie möglich** gehalten werden.

Neben den Anlagenbetreibern muss bei der Digitalisierung der Energiewende auch die notwendige **Akzeptanz durch die Installateure** berücksichtigt werden. Da die Kompatibilität von Systemeinheiten unterschiedlicher Hersteller mit der zu steuernden Anlage nicht vorausgesetzt werden kann, müssen diese zusätzliches Wissen aufbauen, um verstehen zu können, welche Systemeinheit mit welchem Endgerät kommunizieren kann. Die **Handhabung sollte aus diesem Grund so einfach wie möglich gestaltet werden**.

Um die Akzeptanz aller vom SMGW-Rollout Betroffenen zu gewährleisten, muss außerdem dafür Sorge dafür getragen werden, dass das SMGW nicht zum Engpass wird, wenn die gesamte Kommunikation eines zukünftigen digital vernetzten Energiesystems über dieses abgewickelt werden soll. Schon heute sind die ausgetauschten Datenmengen erheblich. Durch erhöhte Datenaustauschbedarfe für den Netzbetrieb (z. B. Redispatch, SO GL), intelligente Energiemanagement-Anwendungen zur Sektorenkopplung, Smart Home-Anwendungen und Software-Updates sowie Innovationen wie flexible Vernetzung über Cloudanwendungen, Blockchain und

⁵ Siehe Seite 145 - 152 der oben bereits zitierten, vom BMWi in Auftrag gegebenen Kosten-Nutzen-Analyse

Künstliche Intelligenz (KI) werden die Anforderungen an die Leistungsfähigkeit der Kommunikation stetig weiter steigen. Es muss in diesem Zusammenhang **sichergestellt werden, dass das SMGW nicht zum Nadelöhr für digitale Innovationen im Rahmen der Energiewende wird** und jederzeit leistungsfähige, wirtschaftliche Breitbandkanäle genutzt werden können, um bestehende Systeme weiter zuverlässig zu betreiben und innovative Systeme zu entwickeln.

5. Klärung von Haftungsfragen

Im Zuge der geplanten verpflichtenden Einführung des SMGW gilt es klar festzulegen, dass der jeweilige **Betreiber des Gateways bei Schadensfällen für die entstehenden Kosten verantwortlich ist**.

Insbesondere die Frage nach den Folgekosten bei Nichtverfügbarkeit des SMGW ist in diesem Zusammenhang relevant. Dieser Punkt kann nicht den Vertragsparteien zur Regelung durch Service Level Agreements (SLA) überlassen werden, da die Schadenssumme in vielen Anwendungsfällen in keinem Verhältnis zu den Kosten der Dienstleistung des SMGW-Administrators steht.

Aus Sicht des BEE steht zu befürchten, dass ohne eine solche Verantwortungszuweisung der Anlagenbetreiber die betrieblichen Risiken durch den vorgeschriebenen Einsatz des SMGW einseitig zu tragen hat. Dies muss im Hinblick auf Investitionssicherheit und Wirtschaftlichkeit insbesondere kleinerer Anlagen unbedingt vermieden werden.

6. Ausblick

Der BEE hat mit seinen in diesem Papier vorgestellten Positionen insbesondere auf die im Juli 2021 vom BMWi / BSI vorgestellten Stufenmodelldokumente Version 2.0 Bezug genommen. Mit diesen könnte der Weg für eine sinnvolle Nutzung des SMGW geebnet sein.

Wichtig ist dabei jedoch, dass bei Einsatz des SMGW die Kundenanlage immer als Gesamtsystem mit ihrer Wirkung auf den Netzanschlusspunkt gesteuert wird. Nur durch eine solche Regelung kann sichergestellt werden, dass die dezentral und erneuerbar erzeugte Energie hinter dem Netzanschlusspunkt optimal genutzt und das Stromversorgungsnetz entlastet wird.

Bei der weiteren Ausgestaltung der Standards für die Digitalisierung der Energiewende sollte außerdem zunächst der Nutzen im Smart Grid unter Beweis gestellt und beobachtet werden, wie sich Geschäftsmodelle und Funktionalitäten um das intelligente Messsystem herum entwickeln. Nach einer sinnvollen Zeitspanne kann dann überlegt werden, ob und wo eine Festlegung von neuen Energieanwendungsfällen notwendig ist.

Der BEE hält die Weiterentwicklung der Standards für die Digitalisierung der Energiewende für ausgesprochen wichtig und wird sich mit seiner Expertise weiter aktiv in die entsprechenden Diskussionsprozesse einbringen, um an der erfolgreichen Ausgestaltung der Digitalisierung der Energiewende mitzuwirken.

Kontakt:

Bundesverband Erneuerbare Energie e.V. (BEE)
EUREF-Campus 16
10829 Berlin

Florian Widdel
Referent für Digitalisierung, Sektorenkopplung und Energienetze
030 275 81 70-17
florian.widdel@bee-ev.de

Bundesverband Solarwirtschaft e. V. (BSW)
EUREF-Campus 16
10829 Berlin

Maria Roos
Referentin Solartechnik
030 29 777 88 43
roos@bsw-solar.de

Anhang I

Um in der gesetzlich vorgegebenen SMGW-Architektur Innovationen nicht zu verhindern, hat der BEE eine Trennung zwischen den netzseitigen Kommunikationsanbindungen und dem Kundennetzwerk hinter dem SMGW vorgeschlagen, die sich so auch in den aktuellen Plänen von BMWi/BSI wiederfindet. Der Digitale Netzanschluss (Dig. NA) entstand als eine Projektidee im Rahmen einer dena-Ausschreibung und ermöglicht eine eindeutige Trennung der Verantwortlichkeiten zwischen Netz (reguliertem Bereich) und Anlagenbetrieb (Verantwortung des Anlagenbetreibers).

Die folgende Grafik zeigt in einem vereinfachten Schaubild die Einbindung des digitalen Netzanschlusses in die Systemarchitektur eines Kundennetzwerkes mit Smart Grid- und Smart Home-Anwendungen.

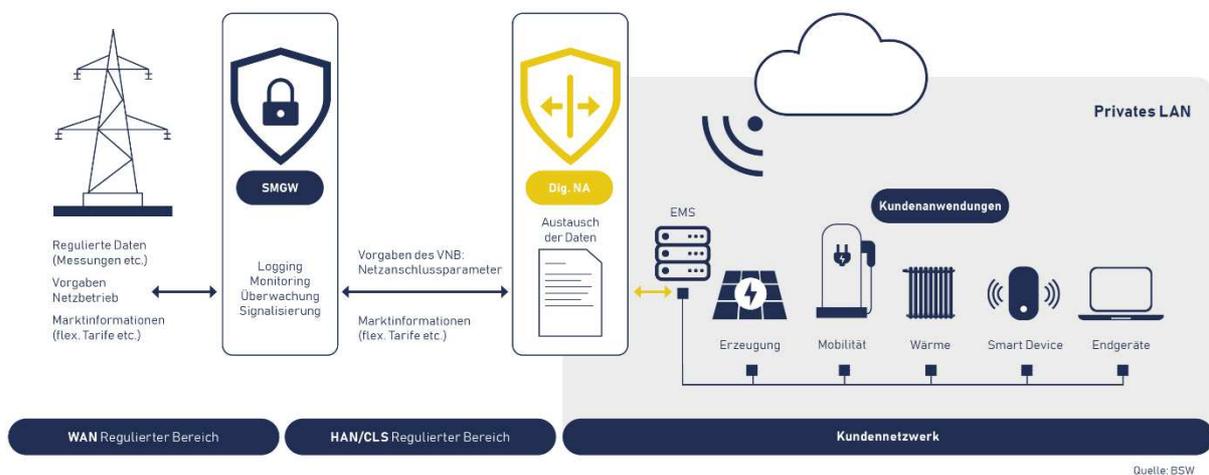


Abbildung Fehler! Kein Text mit angegebener Formatvorlage im Dokument.-1: Vereinfachtes Systemschaubild der Einbindung des Dig. NA zur sicheren Separierung der Netzwerkdomänen in das Gesamtsystem

Dabei soll keinerlei direkte Kommunikation zwischen den unterschiedlichen Domänen stattfinden können. Der zu realisierende digitale Netzanschluss verfügt über eine Schnittstelle zum sicheren Kommunikationssystem im regulierten Bereich. Diese Schnittstelle soll von Netzbetreibern und Messstellenbetreibern für netzwirtschaftlich relevante Dienste genutzt werden.

Eine weitere Schnittstelle wird netzwerktechnisch komplett getrennt realisiert. Diese wird in das private LAN der Kundenanlage eingebunden oder direkt an eine zu steuernde Anlage angeschlossen. Hier stehen die für den Betrieb der Anlage am Netzanschluss notwendigen verbindlichen Parameter und Informationen in einem standardisierten Format zur Verfügung. Daneben können der Anlage hier auch Informationen wie Tarife oder Zählerstände aus dem regulierten Bereich zur Verfügung gestellt werden.

Da keine kommunikationstechnische Verbindung zwischen den beiden Schnittstellen besteht, ist eine wechselseitige Beeinflussung ausgeschlossen. Die Kundenanlage kann ihrerseits über die vorhandenen Kommunikationskanäle (DSL, FTH, Mobilfunk, ...) alle bekannten und auch zukünftigen Dienste nutzen.⁶

⁶ Feinkonzept Dig.NA eingereicht beim dena Future Energy Lab (FEL), Veröffentlichung im Herbst 2021

Anhang II

Der BEE schlägt eine Kategorisierung von Steuerbefehlen für neue Anlagen nach klar abgrenzbaren Anwendungsfall-Gruppen vor:

Netzdienliche Steuerung im regulierten Markt:

Verteilnetzbetreiber brauchen die Möglichkeit zur Durchführung von Maßnahmen im Netzsicherheits- und Einspeisemanagement (z. B. §9 EEG) bzw. zur netzdienlichen Steuerung von EEG- und KWKG-Anlagen sowie steuerbaren Verbrauchseinrichtungen nach §14a EnWG.

Für diese in entsprechenden Gesetzen und Verordnungen klar definierten Steuervorgänge existieren heute funktionierende und allgemein akzeptierte Lösungen. Für neue Anlagen ist eine Fernsteuerung über den CLS-Proxy-Kanal des SMGW kurzfristig umsetzbar.

Marktbezogenes / wettbewerbliches Anlagen- und Energiemanagement:

Außerhalb des regulierten Markts entwickeln innovative Unternehmen ganzheitliche Energiemanagement-Lösungen zur Optimierung von Endkunden und Prosumern. Die hierfür notwendigen Steuerungen von Kundenanlagen sind komplex, anbieter- und kundenspezifisch sehr individuell und erfordern mitunter Steuerintervalle < 15 Minuten.

Daten für diese Anlagen- und Energiemanagement-Lösungen sollten deshalb den betrieblichen Daten zugeordnet werden und neben dem SMGW immer auch über anderen WAN-Kommunikationsschnittstellen verarbeitet werden dürfen.

Komplexe Steuerungsanwendungen für Regelenergieleistung:

Durch intelligente Vernetzung und Steuerung leisten dezentrale Anlagen bereits heute einen Beitrag zur Systemstabilität am Regelenergiemarkt. Die Präqualifizierung zur Erbringung von Regelleistung (Primärregelung, Sekundärreserve und Minutenreserve) setzt ein Erfüllen der umfassenden Mindestanforderungen der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) an die Informationstechnik und Informationssicherheit voraus. Eine Steuerung über SMGW ist im Status quo aus mehreren Gründen nicht kongruent zu den Anforderungen der ÜNB bzgl. einer Teilnahme am Regelenergiemarkt. Eine verpflichtende Nutzung des CLS-Proxykanals führt daher faktisch zu einem Ausschluss aus dem Regelenergiemarkt für dezentral vernetzte Anlagen, solange die Anforderungen der ÜNB zur Regelenergieerbringung dem entgegenstehen.

Für diese Anwendungen kann keine verpflichtende Kommunikation über das SMGW gefordert werden.