dena
Deutsche Energie-Agentur

dena-ANALYSE

Schnittstellen und Standards für die Digitalisierung der Energiewende

Übersicht, Status Quo und Handlungsbedarf

Impressum

Herausgeber
Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena)
Chausseestraße 128 a
10115 Berlin
Tel: +49 (0)30 66 777-0
Fax: +49 (0)30 66 777-699
E-Mail: info@dena.de
Internet: www.dena.de

Autoren
Elie-Lukas Limbacher, dena
Philip Richard, dena

Stand: Januar 2018
Alle Rechte sind vorbehalten. Die Nutzung steht unter dem Zustimmungsvorbehalt der dena.

Diese Analyse wurde im Rahmen des Projekts „Analysen und Dialogprozesse zur Unterstützung der Digitalisierung im Bereich Energie, Energieeffizienz und erneuerbare Energien“ (kurz: Digi4E) erstellt.

Gefördert durch:

Bundesministerium
für Wirtschaft
und Energie

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Inhalt

Ergebniszusammenfassung **4**

1 Einleitung **6**

2 Schnittstellen und Standards im Kontext der Digitalisierung **8**

2.1 Normen und Standards 8

2.2 Digitalisierung der Energiewende und das Smart Grid Architecture Model 12

3 Analyse von Standards und Schnittstellen der digitalen Energiewelt **17**

3.1 Stromnetze und Smart Grids 17

3.2 Analyse der Standards und Anforderungen an virtuelle Kraftwerke und Pooling 25

3.3 Smart Meter und Smart Home 31

3.4 Elektromobilität 36

4 Fazit und Zusammenfassung wichtiger Handlungsfelder **40**

5 Übersicht Akteurskarte „Digitales Stromnetz“ **45**

Abbildungsverzeichnis **52**

Literaturverzeichnis **53**

Ergebniszusammenfassung

Im Rahmen der Energiewende ist ein starker Anstieg an Schnittstellen in einem zunehmend digitalen Energiesystem beobachtbar. Dies liegt an der Zunahme von Erzeugungsanlagen, aber auch an einer weiteren informatorischen Vernetzung und der Integration von weiteren steuerbaren Elementen im Energiesystem wie z. B. neue „intelligente“ Betriebsmittel der Netzbetreiber, Elektromobile und die zugehörige Ladeinfrastruktur, Speichersysteme, Smart Meter, vernetzte Endkundenanwendungen wie Smart Home oder auch steuerbare Industrieprozesse.

Zur kontinuierlichen Überwachung, Steuerung und Integration dieser Komponenten in das Gesamtsystem steigt der Informationsbedarf und –austausch an. Neben den physischen Schnittstellen sind daher (digitale) Kommunikationsschnittstellen von zentraler Bedeutung. Damit nimmt die Notwendigkeit zu, dass sich einzelne Elemente ohne großen Aufwand in das Gesamtsystem integrieren lassen. Das heißt, dass die Funktionalität der einzelnen Elemente an den jeweiligen Schnittstellen einfach sichergestellt werden muss (Interoperabilität). Hierfür ist die eindeutige Verwendung einheitlicher und geeigneter Standards eine wichtige Voraussetzung. Diese Standards können dabei sehr unterschiedliche Bereiche von Schnittstellen betreffen (z. B. physische Verbindungen, Kommunikationsprotokolle, Datenformate etc.).

In diesem Zusammenhang ist das Ziel dieser Analyse, die Übersichtlichkeit der für die Digitalisierung der Energiewende relevanten Schnittstellen und Standards zu verbessern und auf dieser Basis Handlungsbedarfe abzuleiten.[1] Der Fokus liegt dabei vor allem auf verschiedenen Bereichen des Stromsektors (z. B. Stromnetze, virtuelle Kraftwerke, Smart Home/Smart Meter), für die relevante Schnittstellen detailliert dargestellt und die verwendeten und verfügbaren Standards analysiert werden (vgl. Kapitel 3). Um die verschiedenen Ebenen von Schnittstellen übersichtlich darzustellen, wird der methodische Ansatz des *Smart Grid Architecture Models* (SGAM) angewandt (vgl. Kapitel 2.2).

Auch wenn die Ausgangsituationen und die Anforderungen in den verschiedenen dargestellten Bereichen sehr unterschiedlich sind, lassen sich einige Kernergebnisse und Handlungsempfehlungen ableiten (vgl. Kapitel 4):

Geeignete Normen für Smart-Grid-Standards existieren, werden jedoch nicht flächendeckend und einheitlich angewendet

Die durchgeführten Untersuchungen zeigen, dass für die Bewältigung der Anforderungen an eine zunehmende Digitalisierung der Energiewirtschaft an den zentralen Schnittstellen grundsätzlich geeignete Standards existieren. Dabei lassen sich einige Smart-Grid-Kernstandards hervorheben, die z. B. Standards für geeignete Kommunikationsprotokolle (z. B. *IEC 61850*) oder Datenmodelle (z. B. *CIM*[2])umfassen.
Ein Handlungsbedarf hinsichtlich der Entwicklung von grundsätzlich neuen Standards für zentrale Schnittstellen im Anwendungsbereich der Energiewirtschaft konnte nicht identifiziert werden. Die Herausforderung liegt vielmehr darin, die Verbreitung und den einheitlichen Einsatz der identifizierten Kernstandards in der Praxis voranzutreiben und damit die Digitalisierung und Interoperabilität im Energiebereich zu unterstützen. Ein möglicher Ansatz hierfür wäre z. B. auf europäischer Ebene für verschiedene Anwendungsbereiche In-

[1] Der Fokus liegt dabei vor allem für die im Kontext der Digitalisierung relevanten Bereiche der Vernetzung bzw. des Daten- und Informationsaustauschs.
[2] *Common Information Model (CIM).* Vgl. Kapitel 3.

teroperabilitätsprofile[3] zu entwickeln, mit dem Ziel, eine nachhaltige Basis für eine erweiterbare und flexible Kommunikationsstruktur zu legen.

Rollen klären, Schnittstellen und Prozesse festlegen und vereinheitlichen

Wichtige Voraussetzung für die Auswahl und die Spezifikation von geeigneten Standards für Schnittstellen ist, dass die Funktion der Schnittstelle für alle energiesystemrelevanten Akteure und die damit verbundenen Prozesse einheitlich festgelegt ist. Wegen der großen Bedeutung für das Energiesystem kann dabei speziell für die Schnittstelle zwischen Übertragungs- und Verteilnetzen ein Handlungsbedarf hervorgehoben werden.[4] Die hierzu in verschiedenen Gremien laufenden Prozesse zur Rollenklärung gilt es zügig abzuschließen. Bei der Definition und Ausgestaltung der Schnittstellen ist es notwendig, auf geeignete existierende Standards zurückzugreifen und für einen harmonisierten Einsatz zu werben. Ein gesteuerter Dialog zwischen den Akteuren sollte hier forciert werden. Mit den verschiedenen Arbeitsgruppen, die bspw. in den Branchenverbänden existieren,[5] sind grundsätzlich Gremien zur geeigneten Lösungserarbeitung vorhanden.

Offene Fragen zur Verwendung der Smart-Meter-Infrastruktur klären und den Rollout beschleunigen

Die geplante Smart-Meter-Infrastruktur bietet das Potenzial, eine einheitliche Kommunikationsschnittstelle mit hohen sicherheitstechnischen Anforderungen für viele Anwendungen im Energiebereich zur Verfügung zu stellen. Hier besteht hoher zeitlicher Handlungsdruck, da in verschiedenen Anwendungsbereichen parallel andere Lösungen entwickelt werden bzw. bereits in Anwendung sind. Nur wenn flächendeckend eine Smart-Meter-Gateway-Infrastruktur verfügbar ist, ist es auch für Anbieter interessant, hierauf Anwendungen zu entwickeln. Es sollte daher von allen beteiligten Akteuren geprüft werden, wie der Rollout beschleunigt bzw. Verzögerung verhindert werden kann. Hierfür empfiehlt die Deutsche Energie-Agentur (dena) die Einrichtung einer *Taskforce,* in der gemeinsam mit allen betroffenen Akteuren geeignete Lösungen erarbeitet werden. Daneben besteht innerhalb verschiedener Anwendungsgebiete (z.B. Smart Home oder dezentrale Erzeugung) bei den Akteuren Unsicherheit über die detaillierte Ausgestaltung der Schnittstelle für steuerbare Geräte. Hier sollten die offenen Fragen geklärt und durch weitere Dialogprozesse die Kenntnis bzgl. der Infrastruktur ausgebaut werden.

[3] Der Ansatz von Interoperabilitätsprofilen stammt ursprünglich aus der Medizintechnik und stellt eine weitergehende Spezifikation von Standards für einen bestimmten Anwendungsbereich oder eine bestimmte Schnittstelle dar, um hier eine „*plug and play*"-Interoperabilität sicherzustellen.
[4] Zu den strittigen Punkten zählen u. a. Fragen nach der grundsätzlichen Rolle und Zuständigkeit und den damit einhergehenden Datenweitergaben und Regelungszuständigkeiten.
[5] Z. B. im BDEW oder dem VDE FNN.

1 Einleitung

Die vorliegende Analyse wurde im Rahmen des dena-Projekts „Analysen und Dialogprozesse zur Unterstützung der Digitalisierung im Bereich Energie, Energieeffizienz und erneuerbare Energien“ (kurz: Digi4E) erstellt. Das Projekt ist ein Querschnittsprojekt zur Analyse und Entwicklung neuer Märkte im Rahmen der Digitalisierung der Energiewirtschaft. Es bringt Entscheider aus Politik und Wirtschaft für einen branchenübergreifenden Dialog und Erfahrungsaustausch zusammen. Durch Marktbeobachtungen und fortlaufende Analysen gibt es einen transparenten Überblick zu aktuellen Entwicklungen und leitet daraus Empfehlungen für Rahmensetzung und branchenübergreifenden Koordinationsbedarf ab. In mehreren Arbeitspaketen werden die Themenfelder „Energieeffizienz durch Digitalisierung“, „Standards und Schnittstellen“ sowie „Datenschutz und Datensicherheit“ bearbeitet. Das Projekt wird gefördert durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie auf Grund eines Beschlusses des deutschen Bundestags.

Hintergrund und Ziel der Analyse

Die Digitalisierung hält in nahezu allen Lebensbereichen und Branchen Einzug. Dabei entstehen viele verschiedene neue Anwendungen für unterschiedliche Nutzergruppen wie Unternehmen und Endkunden, die häufig sehr spezifisch und zweckgebunden sind. Die betroffenen Branchen entwickeln für diese Anwendungen parallel Konzepte, Strategien und verbindliche Richtlinien - und dies teilweise mit hoher Dynamik. Oftmals werden dabei mögliche Synergien zwischen verschiedenen Bereichen nicht betrachtet und damit mögliche Effizienzpotenziale nicht ausreichend genutzt. Dies trifft vor allem auch auf hilfreiche Standards und Schnittstellen (z. B. Industriestandards, Produktnormen) zu, die, wie nachgehend dargestellt, eine zentrale Rolle bei der Digitalisierung der Energiewirtschaft spielen.

Normen und Standards dienen u. a. der Sicherstellung der Interoperabilität einzelner Produkte und Services verschiedener Hersteller/Anbieter im Anwendungsfall. Aus Unternehmenssicht stellen sie außerdem eine zukunftssichere Grundlage für die Produktentwicklung, technischen Beschaffungen und Unternehmensentscheidungen dar und unterstützen dadurch auch die internationale Vermarktbarkeit von Produkten und Services. Auch erleichtern sie den Vergleich von Dienstleistungsangeboten miteinander. Im volkswirtschaftlichen Sinne bieten sie die Grundlage für ein effizientes Zusammenwirken im Gesamtsystem, Transparenz und Verständlichkeit für alle Akteure.

Gerade um die Interoperabilität zu gewährleisten, ist es wichtig, dass Normen und Standards untereinander stimmig und zu jeder Fragestellung eindeutig sind. Das Verhältnis der unterschiedlichen Konzepte, Strategien, Standards und Richtlinien zueinander sowie deren Berührungspunkte und ihre jeweilige Reichweite sind jedoch häufig nicht direkt erkennbar und somit aufgrund ihrer Vielzahl unübersichtlich. Der offene Handlungsbedarf in Bezug auf Harmonisierung und die Nutzung von Synergien ist daher nur schwer zu identifizieren.

Auf der anderen Seite muss anerkannt werden, dass wirtschaftliche Unternehmen grundsätzlich in der Entwicklung proprietärer Technologien und Prozesse auch wettbewerbliche Vorteile sehen, sodass nicht zwingend davon auszugehen ist, dass alle Akteure gewillt sind, unternehmensübergreifende Standards und Schnittstellen gleichermaßen anzustreben. Die regulierende Hand muss daher abwägen, wann Standards und Schnittstellen für die Sicherstellung bei der Transformation des Energiesystems durch Digitalisierung

unerlässlich sind und forciert werden müssen - und wann einzelne konkurrierende proprietäre Entwicklungen den Wettbewerb stimulieren und ökonomisch gewollt sein können.

Ziel dieser Analyse ist, die Übersichtlichkeit der für die Digitalisierung der Energiewende relevanten Schnittstellen und Standards für alle Beteiligten und Betroffenen zu verbessern und auf dieser Basis Synergien sowie Harmonisierungsbedarf mit Blick auf eine effiziente Marktentwicklung zu ermitteln.[6] Dabei wurden Konzepte, Strategien, Standards und Normen zunächst zusammengeführt, um gegenseitige Einflüsse paralleler Entwicklungen zu identifizieren. Es wurden u. a. Experteninterviews und Expertenworkshops durchgeführt, deren Ergebnisse in diesen Bericht eingeflossen sind. Die Hintergrundrecherche beschränkte sich dabei nicht alleine auf Bereiche der Energiewirtschaft, sondern umfasste auch für das Thema relevante Bereiche außerhalb des Energiesektors wie bspw. E-Health, E-Commerce oder E-Finance.

Der vorliegende Ergebnisbericht bereitet wichtige Informationen auf und fasst zentrale Erkenntnisse zusammen, die im Rahmen dieser Aktivitäten und Analysen innerhalb des Arbeitspakets gesammelt wurden. Der Fokus des Berichts liegt dabei vor allem auf verschiedenen Bereichen des Stromsektors (Stromnetze, virtuelle Kraftwerke, Smart Home und Smart Meter). Hierbei wird auf bestehende Analysen, Roadmaps und Konzepte und Strategiedokumente aus den jeweiligen Bereichen und den Ergebnissen der Expertengespräche im Rahmen des Projekts *Digi4E* zurückgegriffen. Durch eine Betrachtung und Darstellung der Komponenten[7] auf Basis des *Smart Grid Architecture Model* (siehe Kapitel 2.2) werden darüber hinaus wichtige Schnittstellen und Standards dar- und gegenübergestellt.

Aufbau der Analyse

In Kapitel 2 wird zunächst einleitend auf Standards und Schnittstellen im Kontext der Digitalisierung eingegangen. Neben diesen Hintergrundinformationen wird an dieser Stelle die für die nachfolgende Analyse verwendete Methodik des *Smart Grid Architecture Model* (SGAM) beschrieben. Hierzu werden die unterschiedlichen Ebenen der Schnittstellen und dazugehörigen Standards übersichtlich dargestellt.

In Kapitel 3 erfolgt die Analyse und Darstellung von Standards und Schnittstellen verschiedener Bereiche des Stromsektors. Vertieft wird hier in den Unterkapiteln auf die Bereiche Stromnetze (Smart Grids), virtuelle Kraftwerke (Pooling), Smart Home, Smart Metering und Elektromobilität eingegangen.

In Kapitel 4 werden die Ergebnisse dieser Analysen zusammengefasst und die wichtigsten Handlungsfelder abgeleitet.

In Kapitel 5 erfolgt eine zusammenfassende grafische Übersicht „Digitales Stromnetz“. Diese Grafik basiert auf den vorangegangenen Untersuchungen und stellt relevante Akteure und Aktivitäten (Konzepte, Strategien, Standards und Normen) für das Stromversorgungssystem im Kontext der Digitalisierung dar und ordnet diese zueinander ein.

[6] Der Fokus liegt dabei vor allem auf den für die Digitalisierung relevanten Bereichen der Vernetzung bzw. des Daten- und Informationsaustausches.
[7] Als Komponenten werden in diesem Zusammenhang die physischen Bestandteile bezeichnet, die im Energiesystem zueinander in einem Verhältnis stehen. Diese umfassen Bestandteile, die direkt dem Stromversorgungssystem zugeordnet werden, aber auch die der nachgelagerten Informationsmanagementebene.

2 Schnittstellen und Standards im Kontext der Digitalisierung

2.1 Normen und Standards

Standards erfüllen den wichtigen Zweck, Interoperabilität sicherzustellen. Ein Standard ist in diesem Zusammenhang eine gemeinsame Vereinbarung oder ein gemeinsames Verständnis bezüglich einer Ausgestaltung, damit z. B. Produkte zweier Hersteller zueinander kompatibel bzw. interoperabel sind. Neben der Spezifikation von physischen Produkten, können Standards auch Prozesse o. ä. (z. B. Fertigungsprozesse, Abläufe etc.) betreffen und definieren. Lagen die historischen Ursprünge der Standardisierung zur Zeit der Industrialisierung vor allem in der technischen Fertigung, so umfassen Standardisierungsprozesse heute nahezu alle Lebensbereiche und befassen sich verstärkt mit einem transparenten und eindeutigen Informationsaustausch zwischen Marktakteuren.

Auch in der Energiewirtschaft erfüllen Standards eine wichtige Funktion, da sie das Zusammenwirken der einzelnen Komponenten des Energiesystems sicherstellen und meist eine Vereinfachung für die sehr unterschiedlichen Akteure darstellen bzw. notwendige Regeln für die Interaktion zweier oder mehrerer Akteure beschreiben.[8] Ein Komponentenhersteller beispielsweise hat die Sicherheit, dass sein Produkt, wenn es den Standards entspricht, auch eingesetzt werden kann und alle technischen und gesetzlichen Erfordernisse erfüllt. Gleiches gilt in umgekehrter Logik für den Abnehmer, der ein solches Produkt erwirbt und damit Sicherheit und Vertrauen in das Produkt oder die Dienstleistung gewinnt. Standards und Schnittstellen können somit auch verkaufsfördernd wirken, in dem sie Vertrauen stiften und eine einfache Anwendung fördern.

Dynamik der Digitalisierung in der Energiewirtschaft steigert die Bedeutung von Standards

Eine wesentliche Chance der Digitalisierung besteht darin, neue Verknüpfungen zwischen unterschiedlichen Geschäftsbereichen herzustellen und daraus einen Kundenmehrwert zu generieren. Auch in der Energiewelt entstehen neue Marktfelder durch die Verbindung der klassischen Wertschöpfungsstufen (Erzeugung, Transport, Handel und Verbrauch). Aus der klassischen Wertschöpfungskette wird so ein Wertschöpfungsnetzwerk (vgl. auch die nachfolgende Abbildung 1). Damit nimmt auch die Bedeutung von Standards tendenziell weiter zu, da immer komplexere Produkte und Dienstleistungen entstehen, die selten von einem Anbieter allein erbracht werden. Hinzu kommen neue Schnittstellen durch die Verknüpfung neuer Angebotswelten. Damit einhergehen ein steigender und schneller ablaufender Informationsaustausch, der ohne klare Definition der Ausprägungen nicht auskommt. Diese Beziehungen weiten sich sowohl im Bereich *business-to-business* (B2B) als auch im Bereich *business-to-consumer* (B2C) weiter aus. Zum Beispiel ist eine „intelligente“ Steuerung dezentraler Anlagen oder die Integration verschiedenster Anbieter, Geräte etc. in einem gemeinsamen Markt ohne klare Festlegungen, z. B. der Zugriffsrechte, Kommunikationsprotokolle, Prozessabläufe etc., nicht vorstellbar. [9]

[8] Vgl. u.a. Rohjans et al. (2010).
[9] Vgl. hierzu dena (2017): Landkarte Digitale Dynamik.

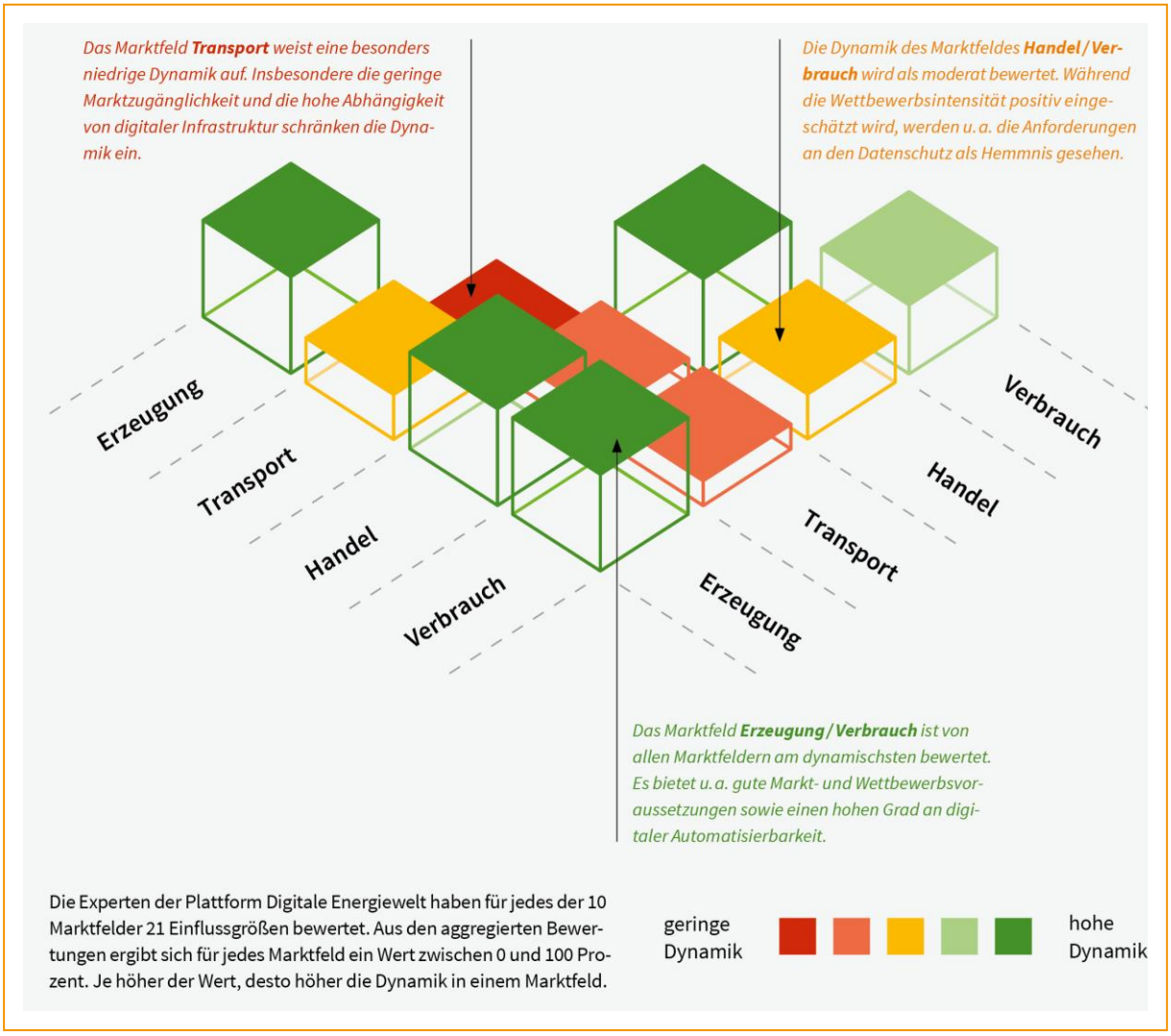

Abb. 1: "Landkarte Digitale Dynamik" – Einschätzung bzgl. der Dynamik von Markfeldern durch Experten der dena-Plattform Digitale Energiewelt[10]

Entstehung von Standards

Grundsätzlich lassen sich verschiedene Arten von Standards bzw. von Standardsetzungen unterscheiden. Gängigste Form ist, dass für die Etablierung von Standards auf Normen zurückgegriffen wird, die in Normungsgremien erarbeitet werden. Zentrale Organisationen sind hierbei die nationalen und internationalen Normungsinstitutionen, in deren Rahmen konsensbasierte offene Normen erarbeitet werden. Diese offenen Normen sind frei verfügbar (zumeist gegen ein Entgelt) und werden in der Nutzung nicht eingeschränkt. Die Normungsorganisationen sind international und in verschiedenen Themenbereichen hierarchisch organisiert. Neben den allgemeinen Dachorganisationen gibt es thematische Unterorganisationen. Für die Energiewirtschaft sind diesbezüglich vor allem die Normungsbereiche Elektrotechnik und durch die Digitalisierung auch zunehmend der Telekommunikationsbereich relevant. In der nachfolgenden Abbildung 2 sind die relevanten Normungsorganisationen im internationalen, europäischen und nationalen Bereich dargestellt.

[10] Die „Landkarte Digitale Dynamik" wurde im Rahmen der dena Plattform Digitale Energiewelt erstellt. Vgl. dena (2017).

Auf internationaler Ebene decken die Internationale Organisation für Normung (ISO), die Internationale Elektrotechnische Kommission (IEC) und die Internationale Fernmelde Union (ITU) wichtige konsensbasierte offene Normungsprozesse mit hoher Relevanz für die Digitalisierung der Energiewirtschaft ab. Auf europäischer und deutscher Ebene sind die jeweiligen Normungsorganisationen das Europäisches Komitee für Normung (CEN), das Europäische Komitee für elektrotechnische Normung (CENELEC), das Europäische Institut für Telekommunikationsnormen (ETSI) bzw. das Deutsche Institut für Normung (DIN) und zuletzt die deutsche Kommission für Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik in DIN und VDE (DKE) von großer Bedeutung.

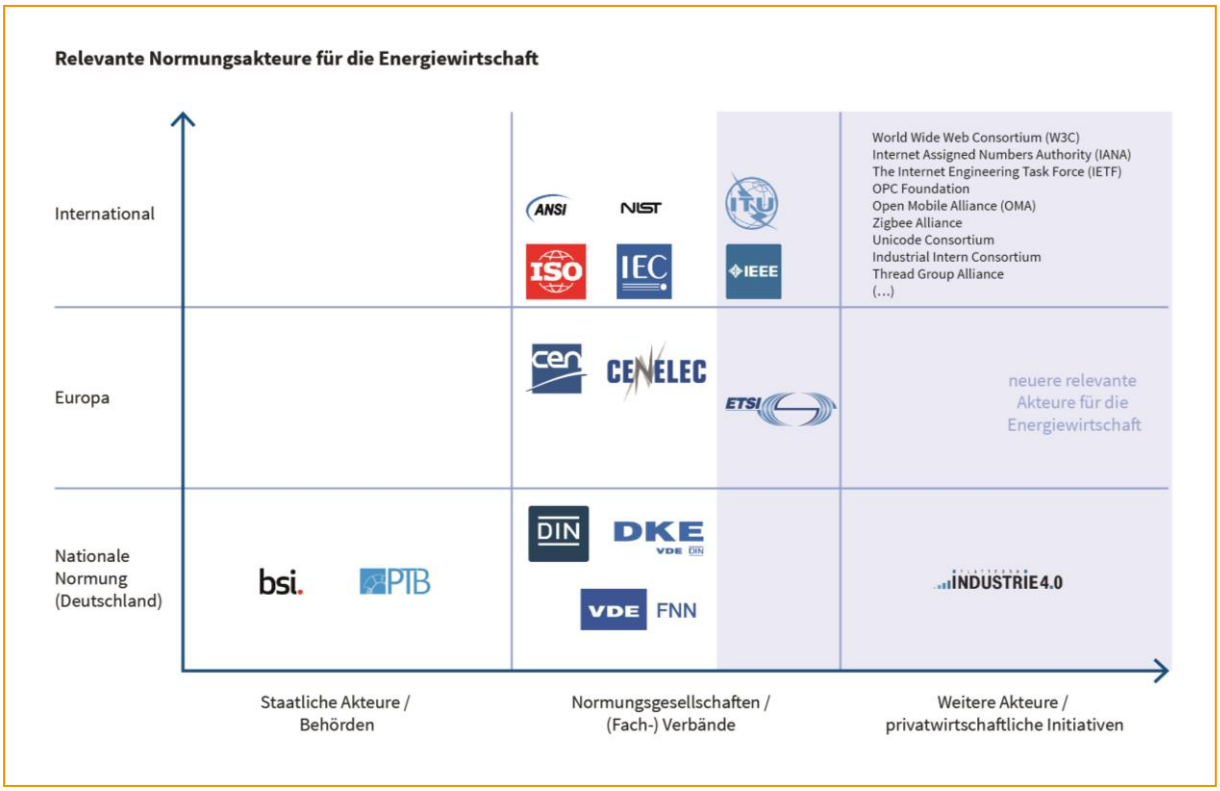

Abb. 2: Relevante Standardisierungs- und Normungsakteure mit Bezug zur Digitalisierung der Energiewirtschaft[11]

Neben dieser konsensbasierten Normung gibt es weitere Möglichkeiten, wie Standards entstehen können. Zum einen können durch staatliche Regulierung oder staatliche Institutionen normative Regeln festgesetzt werden. Neben dem Verweis auf bestehende Normen können auch durch staatliche Institutionen eigene Standards erarbeitet werden. Ein Beispiel hierfür ist das Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI), das eigene Standards und Technische Richtlinien für den Bereich IT-Grundschutz erlässt, die beispielsweise für die Smart-Meter-Infrastruktur verbindlich umzusetzen sind.

Daneben können Standards auch durch einzelne Unternehmen, „First Mover“ oder dominierende Unternehmen im Markt gesetzt werden, die ihre Marktposition ausnutzen, um die proprietäre Produktspezifikation als de-facto-Standard zu etablieren.

[11] Die Darstellung erhebt keinen Anspruch auf Vollständigkeit.

Da aufwendige Eigenentwicklungen in einem sich schnell veränderten digitalen Marktumfeld oftmals ein großes Risiko darstellen, aber konsensbasierte Entscheidungen im Rahmen der Normungsinitiativen meist lange dauern, sind vor allem im IT-Bereich unternehmensübergreifende vielfältige Kooperationen entstanden, die in Allianzen eigene sogenannte „Community Standards“ gemeinschaftlich entwickeln. Beispiele hierfür sind die Bluetooth Special Interest Group[12] oder die ZigBee Alliance[13], die die jeweiligen gleichnamigen Internet of Things (IoT)[14] -Funkstandards entwickeln und lizensieren.

Die im Zuge der Digitalisierung entstehenden, durch den hohen Grad an Vernetzung deutlich komplexeren Systeme und Themen führen grundsätzlich zu neuen Herausforderungen für die Normung, da in den Normungsprozessen ein größerer Umfang an Stakeholdern eingebunden werden muss und klare thematische Trennungen zunehmend aufweichen. Während früher die Bereiche Informationstechnologien (IT) und Energie unterschiedliche Normungsdomänen waren, nehmen die Schnittstellen und gemeinsamen Fundamente heute in vielen Bereichen zu.

Übersicht Normungs-Roadmaps

Der aktuelle Stand der Normung und Standardisierung in Deutschland sowie der Weiterentwicklungsbedarf werden durch DIN und DKE zu verschiedenen Themen in einzelnen Normungs-Roadmaps beleuchtet. Diese geben einen Überblick über die für das jeweilige Thema relevanten Normungsgremien und den aktuellen Stand der Normung. Im Energiebereich existieren u. a. folgende Roadmaps:

- Deutsche Normungs-Roadmap "E-Energy/Smart Grids 2.0"[15]
- Deutsche Normungs-Roadmap Industrie 4.0[16]
- Normungs-Roadmap Energiespeicher[17]
- Deutsche Normungs-Roadmap Elektromobilität 2020 (Version 4.0)[18]
- Normungs-Roadmap Elektrische Energieeffizienz[19]
- Deutsche Normungs-Roadmap Smart Home + Building[20]
- Deutsche Normungs-Roadmap IT-Sicherheit (v2)[21]

Auch auf europäischer und internationaler Ebene gibt es Bemühungen, die verschiedenen Bereiche der Normung mit Bezug zu der Digitalisierung des Energiesektors zu bündeln. So koordinierte beispielsweise die Smart Grid Coodination Group (SGCG) auf europäischer Ebene die Aktivitäten zwischen den europäischen Normungsorganisationen CEN, CENELEC und ETSI im Rahmen eines Mandates der europäischen Kommis-

[12] Weitere Infos hierzu sind auf der Internetseite des Konsortiums zu finden unter: https://www.bluetooth.com/
[13] Weitere Infos hierzu sind auf der Internetseite der Allianz zu finden unter: http://www.zigbee.org/
[14] Unter dem Begriff Internet of Things (IoT) werden (über das Internet) vernetzte Geräte verstanden.
[15] VDE; DKE (2013).
[16] DIN; DKE (2015).
[17] VDI; DVGW; DKE; DIN (2016).
[18] Nationale Plattform Elektromobilität (2017).
[19] DKE; VDE (2016).
[20] DKE; VDE (2015).
[21] DIN; DKE (2017).

sion.[22] Hierbei wurde eine umfassende Sammlung von relevanten Normen erstellt, die in einem Report[23] und einem Excel-Tool aufbereitet sind.[24]

Die nationalen Normungsaktivitäten fließen in die internationale Normung ein oder können dort in den entsprechenden Gremien übernommen werden. Das IEC bildet daher die große Mehrheit der zentralen Normen ab, die für die Umsetzung einer digitalisierten Energiewirtschaft relevant sind. Um die Übersichtlichkeit der vorhandenen Normen zu erhöhen, hat der IEC ein so genanntes „Mapping Tool“ entwickelt, das eine interaktive Sammlung internationaler Normen mit Bezug zum Smart Grid beinhaltet. Diese Übersicht umfasst weit über 500 Normen und ist online verfügbar.[25]

Um diesen enormen Umfang einzugrenzen, wird sich die nachfolgende Analyse auf einzelne Bereiche mit besonderer Relevanz für die Digitalisierung der Energiewende aus deutscher Perspektive fokussieren. Der Schwerpunkt liegt dabei auf „digitalen“ Schnittstellen und die dafür verfügbaren bzw. verwendeten Standards und Normen. Die Darstellung und Analyse erfolgt dabei auf einer konzeptuellen Abstraktionsebene, die nicht zu detailliert in die einzelnen technischen Implementierungen und Spezifikationen unterschiedlicher Normen einsteigt. Das bedeutet, dass zu identifizierten Schnittstellen die jeweiligen Informationsflüsse und relevanten Standards genannt und kurz dargestellt werden, jedoch keine ausführlichen Auswertungen zu technischen Umsetzungsbeschreibungen erfolgen.

2.2 Digitalisierung der Energiewende und das Smart Grid Architecture Model

Die Energiewende und die sich parallel vollziehende zunehmende Digitalisierung aller Bereiche sind wesentliche Treiber für die starke Zunahme an Schnittstellen im Energiebereich. So hat sich beispielsweise zwischen dem Jahr 2008 und 2015 die absolute Anzahl dezentraler EEG-Anlagen mit bereits über 1,5 Mio. mehr als verdreifacht und ist im Energiesystem von Morgen zuverlässig zu integrieren (vgl. Abb. 3).

Hinzu kommen weitere vernetzte und steuerbare Elemente, wie neue „intelligente“ Betriebsmittel der Netzbetreiber, Elektromobile und die zugehörige Ladeinfrastruktur, Speichersysteme, Smart Meter, vernetzte Endkundenanwendungen und Smart Home oder steuerbare Industrieprozesse, um nur einige weitere Beispiele zu nennen.

Durch die Energiewende und die Digitalisierung nehmen die Schnittstellen im Energiesystem zu. Im Zusammenhang mit dem Anstieg der Anlagen- und Anwendungshäufigkeit nimmt auch die Anzahl des informativen bzw. steuernden Austauschs zu. Durch neue Sensoren, steigende Messgenauigkeit (bis hin zum Millisekunden-Bereich) und der angestrebten Steuerung in nahezu Echtzeit, kann davon ausgegangen werden, dass die Anzahl der informativen Transaktionen im Vergleich zu der absoluten Anzahl an zu koordinierenden Einheiten um ein vielfaches ansteigen wird.

Mit der Zunahme an Elementen und Transaktionen nimmt auch die Notwendigkeit zu, dass sich einzelne Elemente ohne großen Aufwand in das Gesamtsystem integrieren lassen. Das heißt, dass die Funktionalität der einzelnen Elemente an den jeweiligen Schnittstellen grundsätzlich sichergestellt werden muss. Hierbei kann die Verwendung einheitlicher Standards einen wesentlichen Beitrag leisten. Diese Standards können

[22] Vgl. EU Commission (2011).
[23] SGCG (2014).
[24] Eine Übersicht über die verschiedenen Aktivitäten und Publikationen der SGCG ist unter folgendem Link verfügbar: https://www.cencenelec.eu/standards/Sectors/SustainableEnergy/SmartGrids/Pages/default.aspx
[25] IEC: *Smart Grid Standards Map*. Verfügbar unter: http://smartgridstandardsmap.com/

sehr unterschiedliche Bereiche von Schnittstellen betreffen, die im Nachfolgenden einleitend dargestellt werden.

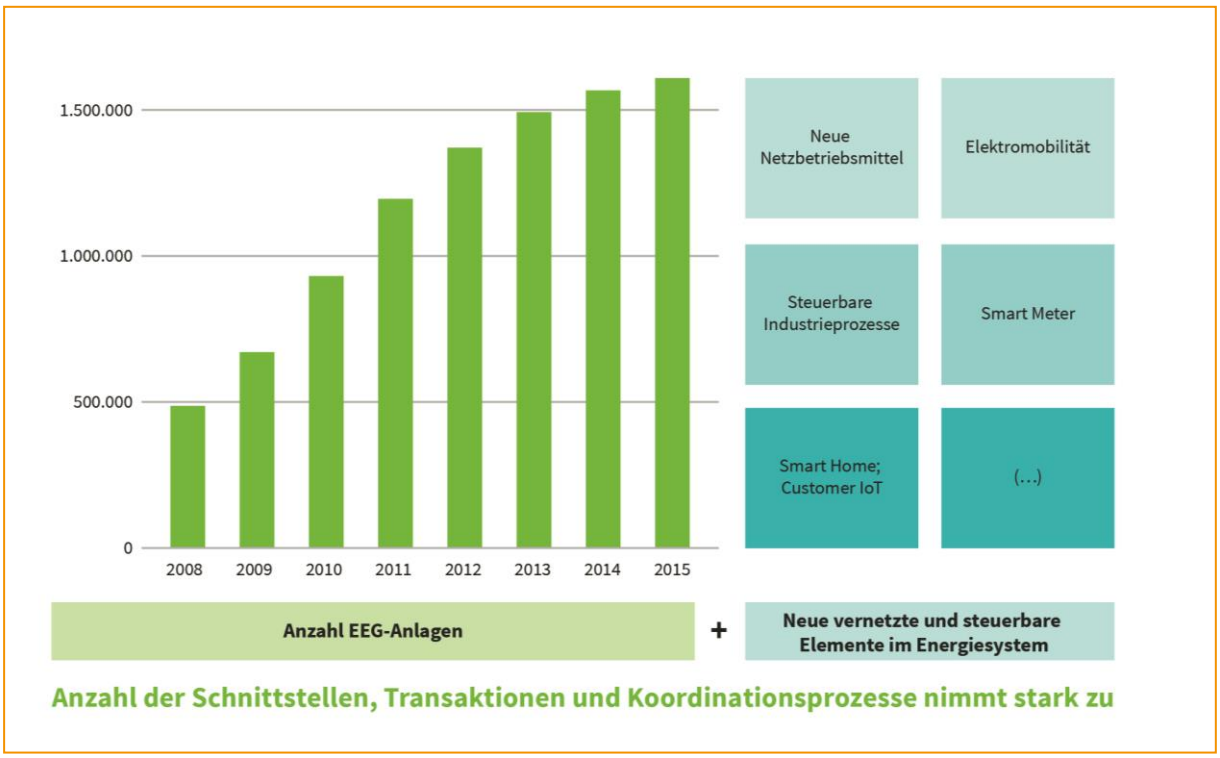

Abb. 3: Exemplarische Darstellung der Zunahme an Schnittstellen im Kontext der Digitalisierung der Energiewende[26]

Im Allgemeinen sind Schnittstellen Verknüpfungspunkte zwischen zwei Komponenten oder Systemen. Ein anschauliches Beispiel sind physische Komponenten, wie z. B. ein Stecker und eine Steckdose. Nur wenn der Stecker in die Steckdose passt, also beide Komponenten zueinander kompatibel sind, können diese verbunden werden und der Stromfluss aus der Steckdose zu dem angeschlossenen Gerät erfolgen. Dieses anschauliche Beispiel lässt sich auf andere Anwendungsbereiche übertragen, in denen Komponenten verbunden oder verknüpft werden.

In digitalen Systemen dienen Schnittstellen (hier wird oftmals der englische Begriff *Interface* verwendet) vor allem dem Zweck, Systeme miteinander kommunizieren zu lassen. Damit dieser Informationsaustausch funktioniert, müssen die Schnittstellen zueinander kompatibel sein. Die Komptabilität kann dabei mehrere Ebenen betreffen. So muss beispielsweise der Netzwerkstecker in die Buchse eines Modems passen. Ebenfalls müssen aber auch die elektrotechnischen Spezifikationen (Spannung, Stromstärke, Abschirmung usw.), das Format der Informationen und die verwendeten Kommunikationsprotokolle kompatibel sein, damit die Information, die über die Schnittstelle ausgetauscht wird, auch von beiden Seiten verarbeitet werden kann.

[26] Eigene Darstellung, Quelle zur Anzahl von EEG-Anlagen: BNetzA (2016). Customer IoT (Customer Internet of Things) steht für vernetzte Geräte im Endkundenbereich.

Das *Smart-Grid-Architecture-Model*: eine Methode zur Beschreibung und Analyse von Standards und Schnittstellen im Energiebereich

Der methodische Ansatz des *Smart Grid Architecture Models* (SGAM) ist ein im Rahmen des europäischen Standardisierungsmandates M/490 entwickelter Ansatz, um diese verschiedenen Anwendungsfälle im Energiebereich zu übertragen und übersichtlich darzustellen. Dieses methodische Vorgehen eignet sich daher gut, um komplexe Ebenen und Schnittstellen des cyber-physischen Energiesystems darzustellen und wird als Grundlage für die nachfolgende Analyse verwendet.[27]

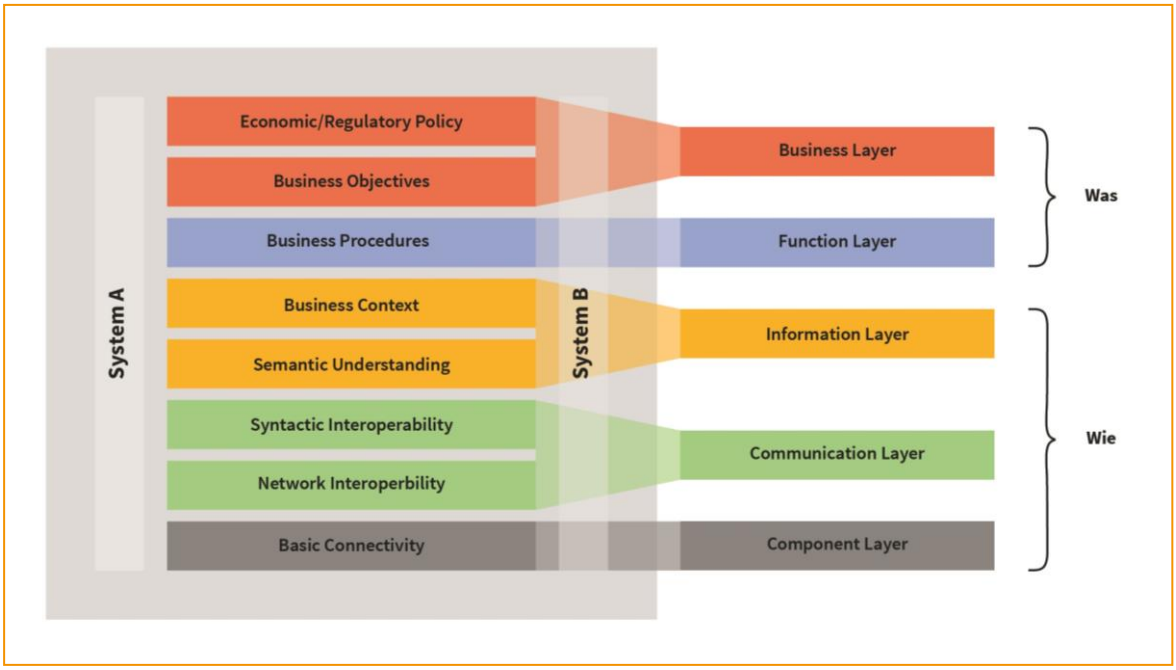

Abb. 4: Ebenen der Interoperabilität des Smart Grid Architecture Model[28]

Im SGAM werden fünf abstrakte Ebenen (*Layer*) der Interoperabilität unterschieden, die in der Abb. 4 dargestellt sind. Die unterste Ebene des Modells wird durch die einzelnen physischen Komponenten und Bestandteile, die in Interaktion zueinander stehen, gebildet (*Component Layer*). Für eine Interoperabilität auf dieser Ebene muss die grundsätzliche Verbindungsfähigkeit (*Basic Connectivity*) sichergestellt sein.

Die Schnittstellen zwischen diesen physischen Komponenten dienen einem übergeordneten wirtschaftlichen Zweck (*Business Layer*), für deren erfolgreiche Umsetzung verschiedene Funktionen erfüllt werden müssen (*Function Layer*). Zu diesen Ebenen werden die regulatorischen Vorgaben und die Unternehmensziele (*Economic / Regulatory Policy* bzw. *Business Objectives*) von denen Geschäftsabläufe und Funktionen abgeleitet werden.

Damit diese Funktionen umgesetzt werden, ist der Austausch von Informationen notwendig (*Information Layer*). Dieser muss in einem definierten Datenformat erfolgen, mit dem die für den jeweiligen Kontext benötigten Informationen ausgetauscht werden können (*Business Context*) und das von allen Beteiligten verstanden wird (*Semantic Understanding*). Diese Informationen werden zwischen den Schnittstellen ausgetauscht,

[27] Für eine umfassende Übersicht zum SGAM vgl. CEN et al. (2012).
[28] Eigene Darstellung basierend auf CEN-et al. (2012).

sodass die hierfür verwendete Kommunikationsverbindung (*Network Interoperability*) und das Kommunikationsprotokoll (*Syntactic Interoperability*) kompatibel sein müssen (*Communication Layer*).

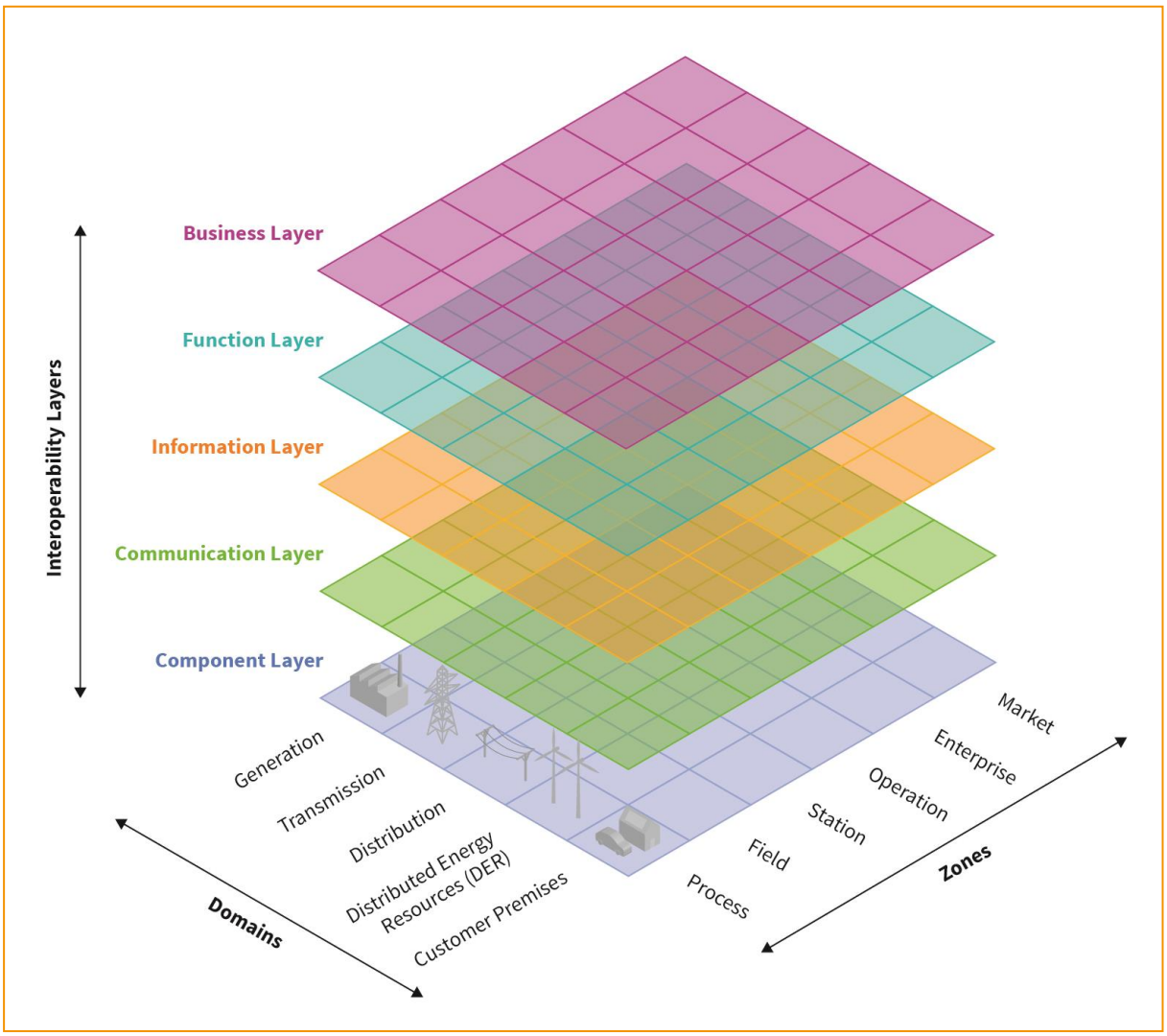

Abb. 5: Das Smart Grid Architecture Model[29]

Die Komponenten werden im SGAM zunächst anhand der Zugehörigkeit zu Wertschöpfungsdomänen angeordnet. Die Domänen unterscheiden die Bereiche (konventionelle) Erzeugung (*Generation*), Übertragung (*Transmission*), Verteilung (*Distribution*), dezentrale Erzeugung (*Distributed Energy Resources –DER*) und den Endkundenbereich (*Customer Premises*).

Zusätzlich zu dieser Unterscheidung, die sich an der klassischen Wertschöpfungskette der Energiewirtschaft orientiert, werden auf Basis der einzelnen Wertschöpfungsstufen die einzelnen Komponenten anhand von Zonen eingeordnet. Diese verdeutlichen die räumliche Trennung zwischen den primären Anlagen des Stromnetzes, in denen Strom umgewandelt, übertragen und verteilt wird und der hieran angeschlossenen Informations- und Kommunikationstechnik (IKT) als auch der Technik, die für den Unternehmensbetrieb oder für

[29] Eigene Darstellung basierend auf CEN et al. (2012). S. 30.

eine Organisation des offenen Marktwettbewerbs (Handel) verwendet wird. Diese Zonen unterteilen sich in *Process, Field, Station, Operation, Enterprise* und *Market* (vgl. Abb. 5).

- *Process*: Hierzu zählt die Energieumwandlung und -übertragung sowie das hierfür direkt benötigte Equipment (z. B. Generatoren, Kabel, Transformatoren etc.)
- *Field*: Dies beinhaltet die Komponenten, die die physischen Energieprozesse vor Ort überwachen, steuern oder sichern (z. B. Schutzrelais, Sensoren, Controller etc.)
- *Station*: Dies umfasst die übergeordneten Komponenten vor Ort, die z. B. Daten aggregieren oder Prozesse automatisieren und überwachen(z. B. lokale Steuerungssysteme (SCADA), Systemautomatisierung, Router etc.)
- *Operation*: Hierzu zählen alle Elemente für die Erzeugungs- oder Lastflusssteuerung (z. B. Energiemanagementsysteme, Anlagensteuerung, Netzleitwarten etc.)
- *Enterprise*: Dies beinhaltet geschäftliche und organisatorische Prozesse, Komponenten und Infrastrukturen für Unternehmen (z. B. Enterprise Resource Planning (ERP), Assetmanagement, Kundenportal etc.).
- *Market*: Hierzu werden alle marktdienlichen Aktivitäten und die hierfür benötigten Systeme und Komponenten gezählt.

Durch die getrennte Betrachtung der einzelnen Schichten des SGAM kann für einzelne *Use-Cases* bzw. Anwendungsfelder systematisch anhand der benötigten Funktionen überprüft werden, ob die verwendeten Schnittstellen den Anforderungen genügen, oder ob ein weiterer Normierungs- oder Standardisierungsbedarf notwendig ist.

3 Analyse von Standards und Schnittstellen der digitalen Energiewelt

Die zunehmende Einspeisung dezentraler Anlagen in das Stromnetz sowie die insgesamt voranschreitende und integriert zu denkende Energiewende, die nicht nur den Verkehrs- und Wärmesektor, sondern auch den Industriesektor sowie die damit verbundene energetische Laststeuerung in allen Bereichen mit einschließt, erfordert neue digitale Lösungen für fast alle infrastrukturellen Bereiche. Die Bedeutung der Stromnetze als Rückgrat eines zunehmend digitalen Energiesystems nimmt infolgedessen stetig zu. Der Fokus dieses Kapitels liegt daher zunächst auf der Netzinfrastruktur. Wegen der zunehmenden Vernetzung mit allen anderen Bereichen des Stromsystems werden hier zudem auch andere ausgewählte Domänen hinsichtlich ihrer Schnittstellen und notwendigen Standards untersucht (virtuelle Kraftwerke, Smart Meter, Smart Home und Elektromobilität).

3.1 Stromnetze und Smart Grids

Aufbauend auf dem SGAM (vgl. Kapitel 2.2) werden nachfolgend zunächst die wesentlichen Komponenten der Stromnetzbetreiber[30] und deren Schnittstellen untereinander dargestellt. Darauf aufbauend werden verschiedene Funktionen und Informations- und Kommunikationsschnittstellen beschrieben sowie zugehörige relevante informations- und kommunikationstechnische Standards identifiziert. Ziel hierbei ist, neben einer besseren Übersichtlichkeit zu den wesentlichen Austauschbeziehungen der Akteure, die Identifikation von möglichem Handlungsbedarf.

Komponenten und zentrale Schnittstellen von Netzbetreibern – *Component Layer*

Die Betriebsmittel der Netzbetreiber, in denen der physikalische Prozess der Stromübertragung stattfindet, machen den Kern des Stromsystems (*Process) aus*. Größtenteils bestehen diese Netzbetriebsmittel aus Kabeln und Leitungen, die durch geeignete Messtechnik und Sensorik überwacht werden können. Daneben umfassen die Betriebsmittel der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNBs) und Verteilnetzbetreiber (VNBs) Umspannwerke, Schaltanlagen, Sicherungen und andere steuerbare Anlagen, über die beispielsweise Spannungsregelungen oder die Netzstruktur über Schaltvorgänge topologisch verändert werden können. Diese Steuerung kann automatisiert vor Ort in der jeweiligen Station erfolgen, oder durch ein Steuerungssignal aus den zentralen Leitstellen der Netzbetreiber erfolgen. An steuerbaren Netzbetriebsmitteln befindet sich neben Sensoren und Messtechnik eine Steuerungs- oder Kontrolleinheit, die einen Regler (Aktor) des jeweiligen Betriebsmittels ansteuert und in diesem einen Regelvorgang umsetzt.

Auf Unternehmensebene der Netzbetreiber kann zwischen der Netzführung (zuständig für den Betrieb und die Überwachung der Netzbetriebsmittel) und anderen Unternehmensaufgaben (z. B. dem Asset Management, der Ressourcenplanung etc.) unterschieden werden. Während erstere aktiv die Betriebsmittel überwachen und steuern, müssen letztere Informationen über die Anlagen und Betriebsmittel sammeln und verwalten. Eine beispielhafte Übersicht der in Interaktion stehenden Komponenten eines ÜNBs im SGAM ist in Abbildung 6 exemplarisch dargestellt.

[30] Dies erfolgt zunächst beispielhaft anhand eines Übertragungsnetzbetreibers.

Zu den zentralen Aufgaben (Funktionen) eines Netzbetreibers zählen die Überwachung der Auslastung der Netzbetriebsmittel sowie die Steuerung der Spannung und Lastflüsse. Für den ÜNB kommt zusätzlich als Systemverantwortlicher die Frequenzsteuerung hinzu. Neben dieser fortwährenden Überwachungs- und Steuerungsfunktion müssen im Asset Management auch Instandhaltungs- oder Netzausbauplanungen erfolgen.

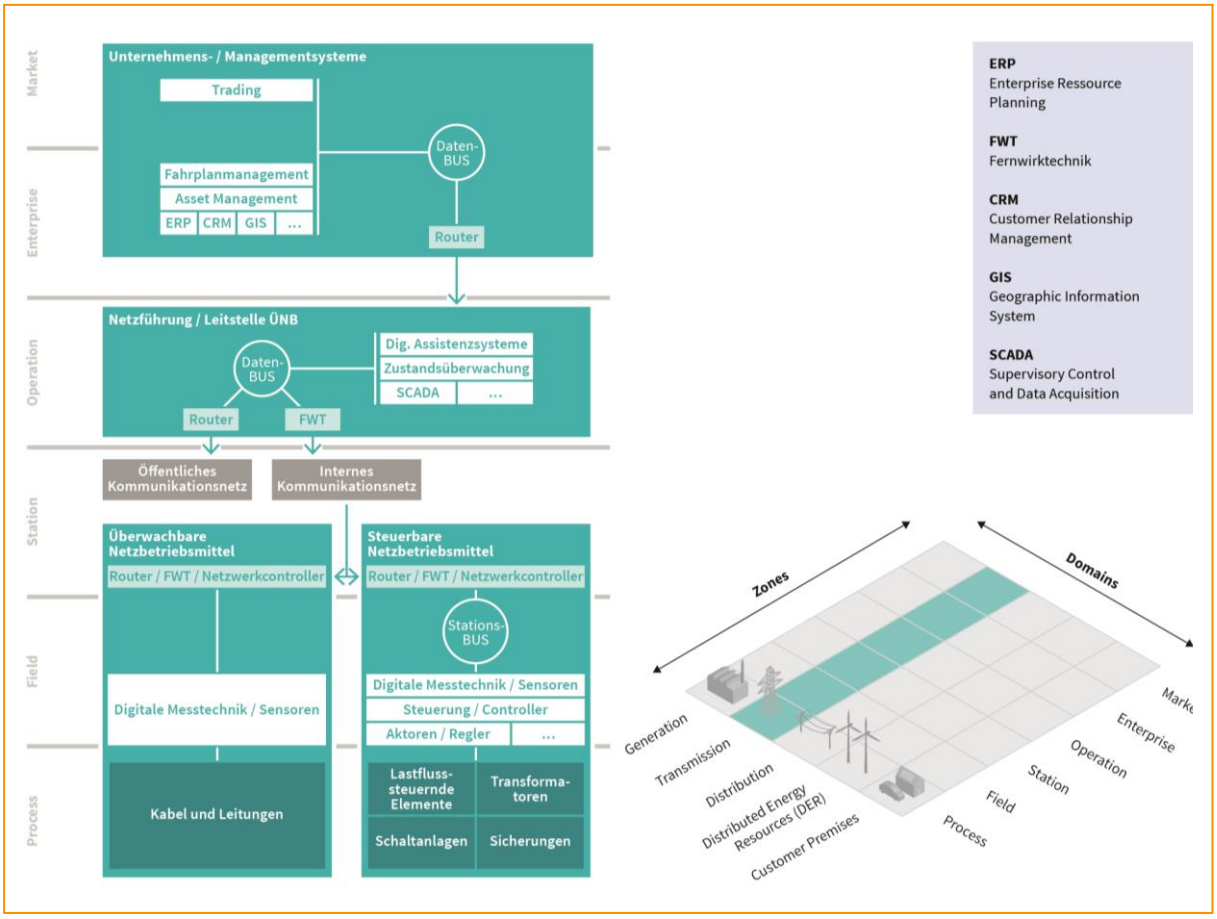

Abb. 6: SGAM - *Component Layer* eines Übertragungsnetzbetreibers[31]

Anhand dieser beispielhaften Komponenten- und Funktionsübersicht lassen sich die wichtigsten (digitalen) komponentenbasierten Schnittstellen innerhalb der Unternehmensgrenze eines ÜNBs darstellen:

- Schnittstelle zwischen den Geräten innerhalb eines Umspannwerks oder anderer steuerbarer Netzbetriebsmittel
- Schnittstelle zwischen steuerbaren Netzbetriebsmitteln und der Netzleitstelle
- Schnittstelle zwischen den verschiedenen Unternehmensbereichen wie z. B. der Netzplanung (Asset Management), der Ressourcenplanung oder dem Fahrplanmanagement

An den jeweiligen Schnittstellen müssen unterschiedliche Informationen übertragen werden. Während an den ersten beiden aufgeführten Schnittstellen steuerbare Netzbetriebsmittel miteinander kommunizieren,

[31] Eigene Darstellung. Für eine Übersicht, wie das SGAM-Modell für verschiedene Probleme und Anwendungsfälle benutzt werden kann, vgl. z. B Gottschalk et al. 2017.

also Zustandswerte abgefragt oder Steuerungsanweisungen gesendet werden, umfasst der Informationsaustausch an der dritten Schnittstelle lediglich Zustandswerte über die Netzbetriebsmittel, wie bspw. Schaltzustände, Zählerdaten, Fahrpläne, Asset-Daten etc.

Für diese zentralen Schnittstellen werden nachfolgend verfügbare und geeignete Standards dargestellt und ihre Anwendung bzw. Verbreitung in der Praxis untersucht.

Standards für die zentralen Schnittstellen der Netzbetreiber – *Communication Layer*

Für die Kommunikation zwischen der Netzleitstelle (*Operation*) und den Netzbetriebsmitteln (*Station/Field/Process*) ist die Verwendung eines offenen Standards zu empfehlen, damit Geräte unterschiedlicher Hersteller eingesetzt werden können. In der internationalen Normung sind hierfür verschiedene Standards verfügbar. Derzeit wird in Deutschland vorrangig der Kommunikationsstandard nach *IEC 60870-5-101/104* (oft auch nur IEC 101/104 genannt) eingesetzt, der ein signalbasiertes Datenmodell entweder über eine serielle (IEC 101) oder einer TCP/IP[32] (IEC 104) Verbindung ermöglicht. In den USA und anderen amerikanischen Märkten wird klassischerweise der ursprünglich von General Electric (GE) entwickelte Kommunikationsstandard *DNP3*[33] verwendet.

Diese Kommunikationsstandards wurden, wegen der ehemals stark begrenzten Datenübertragungsrate, vor allem mit dem Ziel entwickelt, das ausgetauschte Datenvolumen zu minimieren. Daher sind die übermittelten Informationen hier auf das Allernötigste begrenzt.[34] Auch wenn die Weiterentwicklungen dieser Kommunikationsstandards mittlerweile eine Übertragung auf modernen Kommunikationskanälen (z. B. TCP/IP) ermöglicht, so sind weiterhin die auszutauschenden Daten begrenzt und nutzen die heute zur Verfügung stehenden technischen Möglichkeiten (z. B. höhere Bandbreiten) nicht aus. Bei der Übertagung von kleinteiligeren Informationen und zunehmend komplexeren Prozessen wird dies aber zunehmend notwendig.

Aus diesem Grund wurde der Standard *IEC 61850*[35] entwickelt, dessen ursprüngliches Anwendungsgebiet vor allem die Umspannwerkautomatisierung (*Substation*) war. Dieser wurde mittlerweile um verschiedene Anwendungsbereiche, wie die Anbindung von dezentralen Erzeugungsanlagen, ergänzt. Die Besonderheit der *IEC 61850* im Gegensatz zu den bisherigen Standards ist, dass es neben der logischen Trennung eines objektbasierten Datenmodells und des Kommunikationsprotokolls speziell für die Nutzung moderner Kommunikationstechnologien entwickelt wurde und einen größeren Umfang an Funktionalitäten liefert.[36]

Durch die Trennung von Datenmodell (*Information Layer* - wie werden Informationen gespeichert, Semantik etc.) und Kommunikationsprotokoll (*Communication Layer* – wie werden Informationen übertragen) kann die Norm flexibel für unterschiedliche Übertragungskanäle (TCP/IP ist das Basisübertragungsprotokoll) verwendet werden und bietet auch Möglichkeiten für eine *Peer-to-Peer* Echtzeit-Kommunikation. Die Norm stellt insofern mit das fortschrittlichste Kommunikationsprotokoll dar, das speziell für den Energiesektor entwickelt wurde.[37]

---

[32] TCP/IP steht für Transmission Control Protocol/Internet Protocol. Es ist eine Protokollfamilie von Netzwerkprotokollen; wegen der grundlegenden Bedeutung für das Internet wird es auch als Internetprotokollfamilie bezeichnet.
[33] Der proprietäre Standard DNP3 wurde mittlerweile in die internationale Norm *IEEE 1815* überführt. Verfügbar unter: https://standards.ieee.org/findstds/standard/1815-2012.html
[34] Vgl. hierzu bspw. Mackiewicz et al. (2007).
[35] IEC 61850 *"Communication Networks and Systems in Substations"*
[36] Für Anwendungsbeispiele vgl. z. B. Siemens (2010).
[37] Vgl. Koch et al. (2015).

Bei den Kommunikationsschnittstellen innerhalb einer *Station* (z. B. innerhalb eines Umspannwerks oder im Ortsnetztrafo), wurden bislang meist herstellerspezifische und keine offenen Schnittstellen und Protokolle verwendet. Innerhalb einer *Station* konnten so folglich auch nur Geräte und Funktionen eines einzelnen Herstellers verwendet werden. Die Norm *IEC 61850* wurde ursprünglich[38] genau für diesen Anwendungszweck hin entwickelt, um auch hier einen offenen Standard innerhalb der *Station* zu definieren und damit die Erweiterbarkeit und Austauschbarkeit einzelner Komponenten und deren Automatisierung zu erleichtern. Die Anwendung der offenen Norm innerhalb von Stationen hat das Potenzial, neue Komponenten und Funktionen bei niedrigeren Kosten zu implementieren.

Trotz der Vorteile der *IEC 61850* im Vergleich zu anderen Kommunikationsstandards findet diese bislang bei Netzbetreibern keinen flächendeckenden Einsatz. Dies liegt vor allem daran, dass in Bereichen, in denen schon länger eine informationstechnische Anbindung an die Netzleitstelle erfolgt ist, der Betreiber bereits langjährige Erfahrungen mit anderen Protokollen hat und eine zunächst aufwendige Umrüstung fürchtet. Hinzu kommt, dass bislang auf den unteren Spannungsebenen der Verteilnetze nur wenig digitale Sensorik oder regelbare Betriebsmittel verbaut sind. Mit der benötigten Flexibilisierung von Verteilnetzen[39] bspw. durch regelbare Ortsnetztransformatoren, wird sich diese Umrüstung in den kommenden Jahren jedoch zunehmend vollziehen. Der Zentralverband Elektrotechnik- und Elektronikindustrie e. V. (ZVEI) und der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V. (BDEW) regen daher insbesondere für Verteilnetze an:

„Die konsequente Umsetzung des gemeinsamen Systemstandards IEC 61850 über alle Spannungsebenen hinweg, bietet die Voraussetzung für einheitliche Kommunikations- und Datenstrukturen. Dies ist eine Voraussetzung für den wirtschaftlichen Ausbau der Verteilnetz-Automatisierung. Im Sinne eines modularen Netzaus- und -umbaus wird die Kompatibilität von alten und neuen Kommunikationsinfrastrukturen gewährleistet.“[40]

In anderen Ländern, z. B. in China, wird der Standard *IEC 61850* heute bereits großflächig für die Digitalisierung und Automatisierung von Umspannwerken eingesetzt.[41]

Standards für die zentralen Schnittstellen der Netzbetreiber – *Information Layer*

Innerhalb der unternehmensinternen Schnittstellen z. B. zwischen der Netzleitstelle und anderen Unternehmensbereichen/-funktionen besteht das Problem, dass die unterschiedlichen Systeme vielfach auf herstellerspezifischen Funktionen, Diensten und Datenschnittstellen aufbauen. Dies umfasst auch herstellerspezifische Datenmodelle, sodass die Verknüpfung und der Datenaustausch zwischen den unterschiedlichen Bereichen regelmäßig mit hohem Aufwand verbunden sind und individuelle Schnittstellen zwischen jedem einzelnen Bereich erforderlich sind. Da zwischen den Bereichen in der Regel keine einheitlichen Datenmodelle, die z. B. einheitliche Bezeichnungen umfassen, vorliegen, sind für den Austausch oftmals Anpassungen notwendig. In der Praxis erfolgt dies derzeit oftmals durch den Austausch von manuell angepassten Datentabellen.

Vor diesem Hintergrund wurde in der internationalen Normung das *Common Information Model* (CIM) entwickelt, das aus einem Satz von Normen (vor allem *IEC 61968* und *IEC 61970*) für den Energiebereich besteht. So

[38] Durch die Weiterentwicklung der *IEC 61850* wurde der Anwendungsbereich auch für andere Teile der Energiewirtschaft erweitert.
[39] Mit Flexibilisierung ist hier die Fähigkeit der Stromnetze gemeint, auf eine zunehmende fluktuierende Erzeugung und die damit einhergehenden veränderbaren Lastflusssituationen flexibel zu reagieren und damit die Versorgungssicherheit und Einhaltung relevanter Grenzwerte (z. B. Spannungsband) sicherzustellen.
[40] ZVEI; BDEW (2012) S. 18.
[41] Vgl. Dong et al. (2016).

werden Systemintegration und Informationsaustausch, basierend auf einer gemeinsamen Sprache, ermöglicht.[42] Das CIM ist dabei ein abstraktes Informationsmodell, welches bspw. als Integrationsplattform und zum Austausch von Topologie-Daten dienen kann. Das CIM stellt dabei die wichtigsten Objekte, basierend auf genormten Objektklassen und deren Beziehung untereinander, dar. Durch die Definition einer allgemeinen Sprache (Semantik und Syntax) und der Verwendung von offenen Softwaretechnologien sichert diese eine Interoperabilität für Zugriff und Austausch von Informationen.[43]

In Abb. 7 ist die unternehmensinterne Anwendung des CIM beispielhaft dargestellt. Ohne das einheitlich definierte Datenformat müsste für den Datenaustausch zwischen jedem Bereich eine Schnittstelle implementiert werden. Mit einem einheitlichen zentralen Datenmodell muss lediglich jeweils eine Schnittstelle implementiert werden (sternförmig).

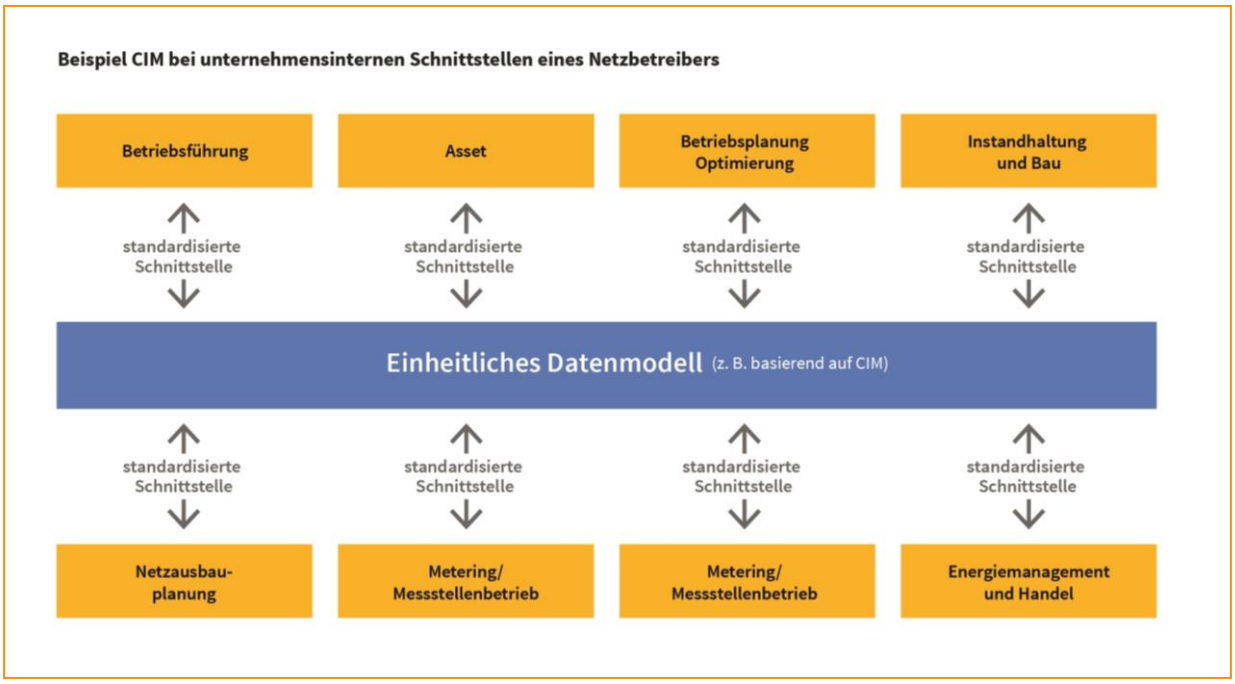

Abb. 7: Übersicht Anwendung des Common Information Model (CIM) innerhalb eines Unternehmens[44]

Neben dem unternehmensinternen Datenaustausch eignet sich das CIM vor allem auch als Grundlage für den Austausch von Daten zwischen mehreren Unternehmen.

Ein erster Anwendungsbereich des CIM im Bereich der Stromnetze ist in diesem Zusammenhang der europäische Austausch von Netzmodellen. ENTSO-E hat hierfür mit dem *Common Grid Model Exchange Standard* (CGMES)[45] ein Profil für das CIM entwickelt, das den Austausch der Netzmodelle in einem einheitlichen Format und in einheitlicher Sprache ermöglicht. Durch die Umsetzung soll die Datenkonsistenz erhöht werden und ein einfacherer und zuverlässiger Austausch ermöglicht werden. [46] Der Prozess befindet sich aktuell mit der Implementierung durch die europäischen *Network Codes* in Deutschland in der Umsetzung. Zugehörig

[42] Für eine umfassendere Einführung in das CIM, vgl. bspw. Uslar et al. (2012) oder EPRI (2015).
[43] Vgl. Westnetz (2015).
[44] Eigene Darstellung basierend auf Siemens (2015).
[45] Vgl. ENTSO-E (2017).
[46] Vgl. IEC (2015).

hierzu ist auch die Vereinheitlichung und Umstellung von Erzeugungs- und Lastdatenerhebung (*Generation and Load Data Provision Methodology - GLDPM*).[47]

Das CIM und die davon ausgehenden Anwendungen einheitlicher Datenmodelle stellen wegen der einhergehenden Potenziale und möglichen Effizienzsteigerungen einen Kernstandard für die Digitalisierung der Energiewirtschaft dar. Der einmalige Einführungsprozess und die damit verbundene Definitionsarbeit sind allerdings mit einem großen Anfangsaufwand zwischen den Beteiligten verbunden, was eine flächendeckende Umsetzung bislang verhindert. Da es bislang keine umfangreichen Praxiserfahrungen gibt, gilt es im Zusammenhang mit der Umsetzung des europäischen CGMES den Umsetzungsaufwand zu untersuchen und ggf. weitere Anwendungsbereiche zu identifizieren (z. B. für den unternehmensinternen Einsatz).

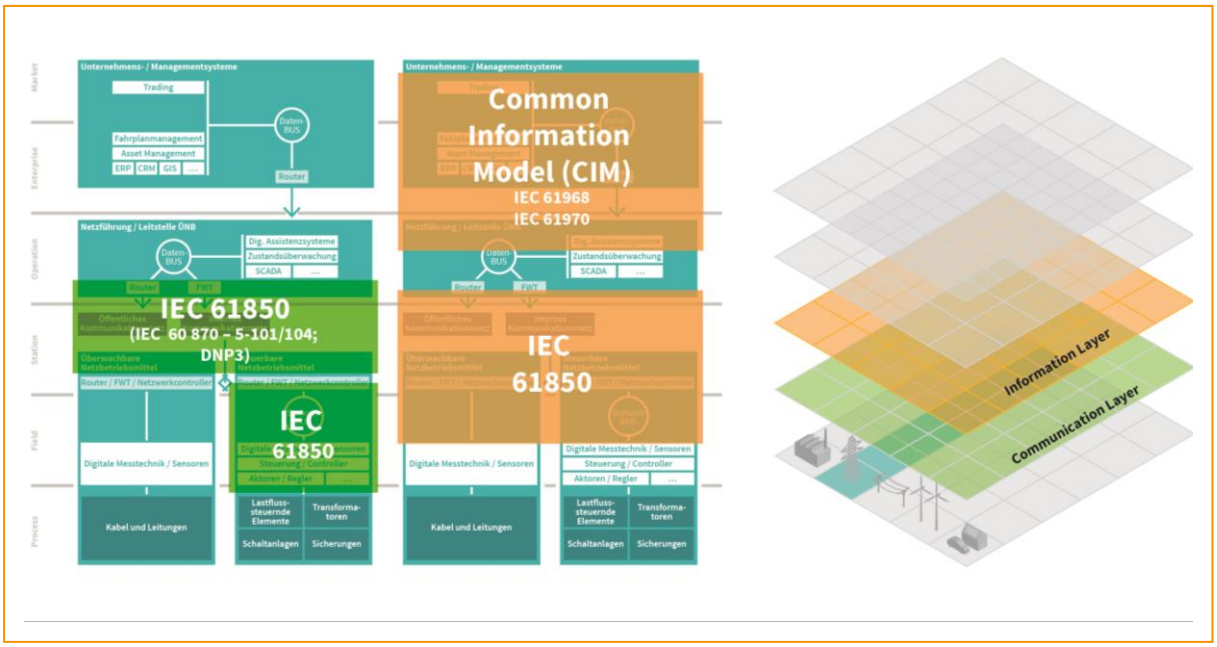

Abb. 8: SGAM – zentrale Normen der Kommunikations- und Informationsschicht

In Abb. 8 sind die bereits beschriebenen Kernstandards für die zentralen unternehmensinternen Schnittstellen von Netzbetreibern für die *Communication-* und *Information Layer* im SGAM dargestellt. Als zentrales und für das Smart Grid geeignetes Kommunikationsprotokoll zur Netzsteuerung und Automatisierung wurde die *IEC 61850* identifiziert. Diese umfasst ebenfalls ein eigenes Datenmodell (*Information Layer*). Für den Austausch weiterer Daten wurde das CIM als zentraler Standard für den Informationsaustausch identifiziert.

Neben den in der Abbildung 8 zusammen mit den Kernnormen zusammengefassten zentralen unternehmensinternen Schnittstellen eines Netzbetreibers, existieren auch eine Reihe von Schnittstellen aus dem Unternehmen hinaus. Wichtige Schnittstellen hierbei sind:

- Schnittstellen zwischen Übertragungsnetzbetreibern (innerhalb Deutschlands / auf europäischer Ebene)
- Schnittstellen zwischen Übertragungsnetzbetreibern und Verteilnetzbetreibern
- Schnittstellen zwischen Netzbetreiber und Erzeugungsanlagen (bzw. deren Betreiber/Vermarkter)

[47] Vgl. ÜNB (2017).

Hierbei gibt es sowohl Schnittstellen auf Operationsebene, also zwischen den Leitstellen untereinander oder zwischen Leitstelle und Erzeugungsanlage, als auch zwischen anderen Unternehmensbereichen.

Der Umfang und die genaue Ausgestaltung der Schnittstellen zwischen Netzbetreibern, insbesondere die zwischen Übertragungsnetzbetreibern und Verteilnetzbetreibern, wird innerhalb der Branche und im politischen Umfeld seit längerem intensiv diskutiert, ohne dass hier bislang eine abschließende Klärung erfolgt ist.[48] Schwerpunkt der Diskussionen sind hierbei allerdings vor allem mögliche zukünftige Rollenverständnisse.[49] Unabhängig von der genauen Ausprägung der Rollenverständnisse können die Schnittstellen unter Verwendung der bereits vorangehend aufgeführten Standards ausgestaltet bzw. vereinbart werden. Das Problem liegt daher nicht in dem Fehlen von technischen Standards für die Schnittstellen auf der Kommunikations- oder Informationsebene, sondern in der grundsätzlichen Rollenverteilung und der darauf aufbauenden Funktionsbestimmung der Schnittstelle und einer prozessualen Rollenfestlegung (*Business /Function Layer*).[50] Eine sinnvoll abschließende Spezifikation der eingesetzten Standards - und die Überführung in Regelungskonzepte - ist nur möglich, wenn diese Prozess- und Rollenklärung erfolgt ist. Im VDE FNN wurde für die Schnittstelle zwischen ÜNB und VNB eine Anwendungsregel (VDE-AR-N 4141-1) erarbeitet, die für die engere Zusammenarbeit und Abstimmung zwischen ÜNB und VNB neue Vorgaben erlässt. Im ersten Entwurf, der im September 2017 veröffentlicht wurde, heißt es u. a. zu dem Einsatz von Standards:

„Neben der allgemeinen Bürokommunikation (z. B. Projekte, übergeordnete allgemeine Themen) werden immer mehr automatisiert ablaufende Prozesse zum Informationsaustausch zu etablieren sein, um den steigenden Anforderungen an Quantität, Granularität gerecht werden zu können. Um diese zum Teil auch neue Prozesse effizient zu implementieren und betreiben zu können, sind standardisierte Protokolle und Datenformate anzuwenden.“[51]

Auch hier wird die Verwendung von standardisierten Protokollen und Datenformaten gefordert, ohne dies weiter zu spezifizieren.

Auf operativer Ebene wird der Informationsaustausch von Echtzeit- bzw. Onlinedaten zwischen den Leitstellen derzeit über den Kommunikationsstandard *IEC 60870-6* (*Tase.2*)[52] abgewickelt. Dieser hat sich als herstellerneutrales Austauschprotokoll durchgesetzt.

Anders ist es bei der Schnittstelle zwischen den Leitstellen der Netzbetreiber und den an das Netz angeschlossenen Erzeugungsanlagen. Hier regeln grundsätzlich die technischen Anschlussbedingungen (TAB) der Netzbetreiber die vorzuhaltende Schnittstelle (*Component Layer*), mit der der Netzbetreiber auf die Erzeugungsanlage im Notfall zugreifen kann. In den meisten Fällen handelt es sich hierbei um den auch in der Netzsteuerung eingesetzten Kommunikationsstandard *IEC 60870-5-101/104*. Hier könnten die Vorteile des moderneren Standards IEC 61850 genutzt werden.

Da beispielsweise auf der Mittelspannungsebene jeder Netzbetreiber in seinen TAB unterschiedliche Schnittstellen für die kommunikative Einbindung von dezentralen Erzeugungsanlagen festlegen kann, ist es zum Teil so, dass für jeden Windpark eine individuelle Schnittstelle nach den jeweiligen Anforderungen des Netzbetreibers vorzuhalten ist. Eine einheitliche Lösung (z. B. durch die Verwendung einer einheitlichen Spezifikati-

[48] Vgl. BMWI (2016B) : Strommarkt der Zukunft – Stellungnahmen Strom 2030 – Trend 10.
[49] Hierzu zählt zum Beispiel die Frage nach der Datenhoheit (wer welche Daten von wem zur Verfügung gestellt bekommen muss) oder der Koordinationsprozesse bei Netzengpassmanagement.
[50] Für eine Übersicht zu Herausforderungen bei der Weiterentwicklung von Koordinationsprozessen zwischen Netzbetreibern vgl. dena (2016).
[51] VDE FNN(2017): Entwurf AR 4141, S. 11.
[52] IEC60870-6 TASE.2 – *Intercontrol Center Communications Protocol.*

on des *IEC 61850* Standards) könnte hier zu einer deutlichen Vereinfachung führen und individuellen Anpassungsaufwand reduzieren (auf weitere Besonderheiten und Schnittstellen zu Energieerzeugungsanlagen (EZA) wird auch im nachfolgenden Kapitel 3.2 zu virtuellen Kraftwerken eingegangen).

Auf der Ebene der Unternehmung (*Enterprise Zone*) kann für den Austausch von verschiedenen Informationen auf einheitliche Datenmodelle, basierend auf dem CIM, zurückgegriffen werden, dessen Spezifikationen allerdings frei unter den Teilnehmenden festzulegen sind. Wie bereits ausgeführt, finden derzeit mit der Umsetzung der europäischen *Grid Codes* und der darin vorgesehenen *Common Grid Model Methodology* (CGM) und dem *Generation and Load Data Provision Methodology* (GLDPM) umfangreiche europaweite Vereinheitlichungen in der Umsetzung statt, die auf dem CIM basieren.[53] Dies bezieht sich vor allem auf den Austausch von Stammdaten[54] sowie Fahrplan- und Prognosedaten.

Wie dargestellt umfassen Schnittstellen und Standards im Kontext der Stromnetzinfrastruktur vielfältige Aspekte. Neben unternehmensinternen Schnittstellen ist der Austausch von Daten, Informationen, Steuerungsanweisungen etc. bereits heute von entscheidender Bedeutung für die Funktion und die Systemsicherheit unseres Stromsystems. Die Verwendung geeigneter Standards ist dabei eine der wesentlichen Voraussetzungen, um volks- und betriebswirtschaftliche Potenziale zu erschließen und positive Auswirkungen auf die Dynamik der Energiewende zu entfalten. Zusammenfassend lässt sich aus der Analyse daher folgender grundsätzlicher Handlungsbedarf ableiten:

Um die Potenziale der Digitalisierung im Bereich der Stromnetze auszunutzen, sollte die Anwendung und die Verbreitung der Smart-Grid-Kernstandards *IEC 61850* als Kommunikationsstandard und das *Common Information Model* (CIM) (*IEC 61968* und *IEC 61970*) als einheitliches Datenmodell zum unternehmensinternen und unternehmensübergreifendem Datenaustausch weiter vorangetrieben werden.

Für ein effizientes Stromsystem ist ein verstärkter Informationsaustausch zwischen den Netzbetreibern unerlässlich. Insbesondere einhergehend mit der zunehmenden Ausstattung der Verteilernetze mit Sensorik und regelbaren Anlagen gewinnt die Kommunikationsschnittstelle zwischen Übertragungsnetzbetreibern und Verteilnetzbetreibern zunehmend an Bedeutung. Nur mit einem höheren Informationsaustausch können Netze auch unter Berücksichtigung der Belastungssituation ganzheitlich optimiert werden. Geeignete Standards für die Kommunikation und den Datenaustausch sind mit den aufgeführten Smart-Grid-Kernstandards verfügbar. Wichtige Grundvoraussetzung hierfür ist jedoch Klarheit über die Funktionen und Rollen der einzelnen Akteure im digitalen Energiesystem. Denn nur wenn diese geklärt sind, lassen sich auch geeignete Schnittstellen implementieren. In diesem Zusammenhang lässt sich ein dringender Handlungsbedarf hinsichtlich der Schnittstellen zwischen ÜNBs und VNBs ableiten. Hier müssen Verantwortlichkeiten für ein zunehmend dezentrales Energiesystem aufgeteilt werden und die daraus resultierende Pflichten klar definiert werden.

[53] Vgl. ÜNB(2017B).
[54] Dies sind Daten, die sich nur unregelmäßig in großen Zeitintervallen verändern, wie z. B. Informationen zu Netznutzern (z. B. installierte Leistung von Erzeugungsanlage) und von Netzbetriebsmitteln.

3.2 Analyse der Standards und Anforderungen an virtuelle Kraftwerke und Pooling

Virtuelle Kraftwerke bündeln bzw. *poolen* mehrere Stromerzeugungs-, Speicher- oder Verbrauchsanlagen über eine zentrale Steuerung und automatisierte Optimierung zu einer virtuellen Einheit. Der technische Zusammenschluss dieser dezentralen Einzelanlagen besteht dabei lediglich in der zentralen digitalen Steuerung und der dazugehörigen notwendigen technischen Infrastruktur – wovon sich die Bezeichnung „virtuell" ableiten lässt.

Pooling ist ein herausragendes Beispiel für digitale Geschäftsmodelle in der Energiewelt. Allen voran ist eines der wesentlichen Merkmale von *Pooling* die Aggregation verschiedener, dezentraler *Assets* über eine zentrale und standardisierte digitale Plattform. Neben Privathaushalten erhalten insbesondere Gewerbe und industrielle Betriebe Möglichkeiten zur Erwirtschaftung von Erlösen, indem sie ihre betriebsinternen Energieerzeugungsanlagen sowie flexible Lasten im Rahmen von Pooling zusammenschließen (lassen). Die Steuerung der Anlagen obliegt dabei i. d. R. den Betreibern des Pools, der dafür eine Provision bzw. eine Managementprämie erhält.

Pooling-Lösungen sind darüber hinaus ein gutes Beispiel dafür, dass sich die klassische Wertschöpfungskette der Energiewirtschaft ausweitet. An die Stelle einer reinen, aufeinander aufbauenden Wertschöpfungskette, tritt zunehmend ein Netzwerkgedanke, der verschiedene Wertschöpfungsstufen miteinander kombiniert – bspw. durch die Verknüpfung einer Solaranlage mit einem Speicher, wobei mit Hilfe eines digitalen Energiemanagementsystems u. a. sowohl der Eigenverbrauch optimiert, als auch Regelleistung (aktuell insbesondere Primärregelleistung – PRL) angeboten werden kann. Es zeigt sich u. a. durch die stark erhöhte Informationstransparenz und -verfügbarkeit auch im *Pooling* das Auftreten neuer Akteure in existierenden Märkten. Sie positionieren sich mit spezifisch digitaler und technischer Kompetenz neben etablierten *Playern* der Energiewirtschaft.[55]

Komponenten und zentrale Schnittstellen bei virtuellen Kraftwerken

Basis eines virtuellen Kraftwerks sind dezentrale Erzeugungsanlagen, die wiederum aus den Energiewandlern und den zugehörigen Wechselrichtern, Sensoren und Aktoren bestehen. Diese Komponenten werden durch eine Steuerungseinheit an der Anlage koordiniert, die mit einer Kommunikationsschnittstelle verbunden ist. Diese sendet Informationen und kann auch Steuerungsbefehle empfangen. Auf die Steuerungseinheit kann neben dem Direktvermarkter bzw. dem Betreiber des virtuellen Kraftwerks, u. a. auch der Netzbetreiber (z. B. für Einspeisemanagement) und der Anlagenbetreiber zugreifen (z. B. für Wartungszwecke). Es zeigt sich, dass für den Betrieb eines virtuellen Kraftwerks eine verlässliche Informations- und Kommunikationstechnik (IKT) essentiell ist.

In der nachfolgenden Abb. 9 sind die wesentlichen Komponenten eines virtuellen Kraftwerks im SGAM (*Component Layer*) dargestellt.

Die Interessen der verschiedenen Akteure, die auf eine Erzeugungsanlage zugreifen sollen, sind zum Teil sehr unterschiedlich, wie auch ihre Anforderungen an die Schnittstelle zum Datenaustausch. Wie bereits im vorigen Kapitel beschrieben, wird z. B. für die Mittelspannungsebene die Kommunikationsschnittstelle vom Netzbetreiber vorgegeben und kann je nach Netzgebiet stark variieren.

[55] Vgl. hierzu auch dena (2017C).

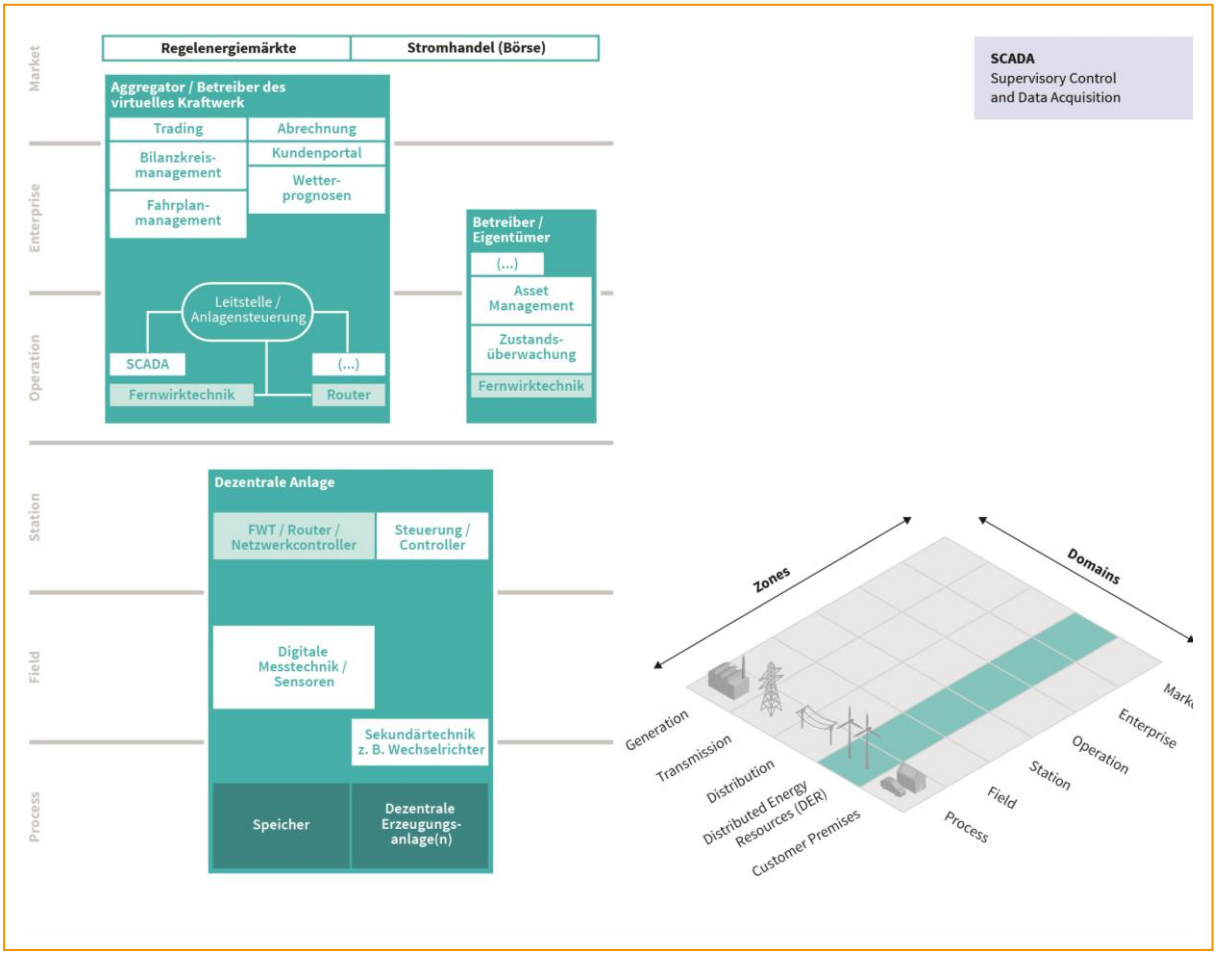

Abb. 9: *SGAM – Component Layer* eines virtuellen Kraftwerks

Im Regelfall werden daher an dezentralen Erzeugungsanlagen mehrere Steuerboxen mit eigenen Schnittstellen vorgehalten, die unterschiedlichen Anforderungen unterliegen:

- SCADA-Schnittstelle des Herstellers (meist proprietär)
- Schnittstelle für Netzbetreiber (z. B. für Einspeisemanagement)
- Schnittstelle für Steuerung durch Direktvermarkter (individuell)
- Anforderungen an Steuerung für die Erbringung von Regelenergie
- Zähler- bzw. Messstellen-Fernauslese

Standards für die Schnittstellen von virtuellen Kraftwerken

Betreiber von virtuellen Kraftwerken bündeln eine große Anzahl an unterschiedlichen Erzeugungsanlagen und anderen flexiblen Netznutzern (z. B. Batterien) in verschiedenen Netzgebieten. Für eine effiziente Abwicklung ist daher das Vorhandensein einer einheitlichen Kommunikationsschnittstelle mit einem offenen Standard wichtig. Dies ersetzt aufwändige und teure Anpassungen, um die Anlagen in die zentrale Steuerung zu integrieren. Für eine kostenoptimale Ausgestaltung der Energiewende wäre es daher sinnvoll, dass im Gegensatz zu der heutigen gängigen Praxis (für verschiedene Akteure werden verschiedene Schnittstellen vorgehalten, die nach den jeweiligen Anforderungen zu konfigurieren sind) lediglich eine Schnittstelle ver-

wendet wird, die allen Anforderungen genügt und durch die Verwendung eines offenen Standards für alle einfach zu implementieren ist.

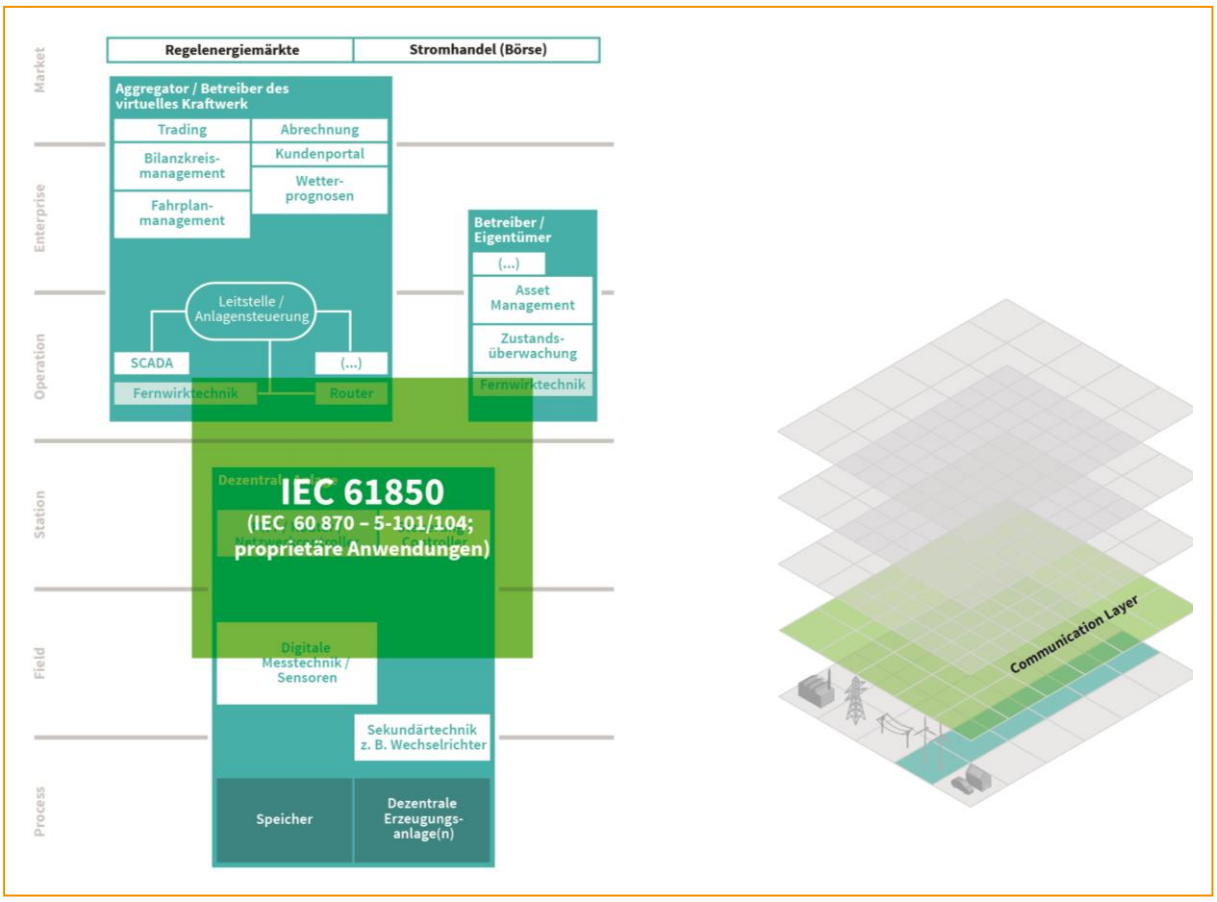

Abb. 10: *SGAM – Communication Layer* eines virtuellen Kraftwerks

Ein geeigneter Kommunikationsstandard hierfür wäre z. B. die Norm *IEC 61850*[56], die bereits im vorangegangenen Kapitel dargestellt wurde. Neben der Anwendung im Bereich der Netzleittechnik, wurde diese Norm auch für den Anwendungsbereich der Kommunikation mit dezentralen Anlagen erweitert und ist durch ihren Funktionsumfang für die verschiedenen Zwecke, die die Kommunikationsschnittstelle erfüllen muss, geeignet. Das Industrieforum *VHPready*, ein Zusammenschluss verschiedener Firmen, um einheitliche Standards im Bereich des *Poolings* voranzutreiben, hat daher aus der Vielfalt existierender Fernwirkprotokolle das *IEC 61850* neben der klassischen *IEC 60870-5-104* ausgewählt (auf beide Protokolle wurde bereits im vorangehenden Kapitel näher eingegangen) und in die entwickelte „VHP Ready- Konformität“ aufgenommen.[57]

In der Praxis scheitert eine einheitliche Umsetzung von Schnittstellen zur kommunikationstechnischen Anbindung bislang unter anderem aufgrund eines mangelnden Interesses der Anlagenhersteller, sich auf einen gemeinsamen Standard einzulassen. Zum anderen haben die führenden Anbieter von virtuellen Kraftwerken Systeme entwickelt, die einen Großteil der gängigen Anlagen abdecken. Diese haben daher tendenziell kein

[56] Der Kernstandard wurde für spezifische Bereiche erweitert. Die Überwachung und Steuerung von Windkraftwerken ist in IEC 61400-25, von Wasserkraftwerken in IEC 61850-7-410 und weiteren Kommunikationssystemen für die dezentrale Energieerzeugung in IEC 61850-7-420 geregelt.
[57] Für weitere Informationen zu dem Industrieforum VHPready und dem Konformitätslabel vgl. die Internetseite des Konsortiums. Verfügbar unter: https://www.vhpready.de/

Interesse an einer Vereinheitlichung, da dies eine Senkung der Markteintrittsbarrieren für neue Anbieter bedeuten würde. Aus diesen Gründen sind Ansätze wie z. B. *VHPready* noch nicht weitreichend verbreitet.[58]

Vor allem bei kleinen Anlagen lohnt sich bislang wegen des Aufwandes für die Einbindung eine Integration in virtuelle Kraftwerke selten. Um die Potenziale vom Anlagenpooling zu erschließen, ist eine weitere Vereinheitlichung von Schnittstellen notwendig. Eine Möglichkeit hierfür wären z. B. weitere technische Festlegungen, die bestehende Standards weiter spezifizieren und eine „*plug-and-play*"- Kompatibilität unterstützen.[59]

Smart Meter Rollout und virtuelle Kraftwerke

Durch den im Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende (GDEW)[60] verankerten, verpflichtenden Einbau moderner Messeinrichtungen (mM) und intelligenter Messsysteme (iMSys), werden künftig auch dezentrale Anlagen verpflichtend mit einheitlichen digitalen Messgeräten und einer standardisierten Kommunikationsschnittstelle (das Smart-Meter-Gateway) ausgestattet. Der Smart-Meter-Rollout ist in einem ersten Schritt nur für Erzeugungsanlagen mit einer installierten Leistung von über 7 kW und Verbraucher mit mindestens 10.000 kW vorgesehen.[61] Parallel sollen bis zum Jahr 2021 zehn Prozent aller Zählpunkte in den jeweiligen Netzgebieten mit mM ausgestattet werden.

Im Kern besteht ein intelligentes Messsystem aus dem Smart-Meter-Gateway, welches die zentrale Kommunikationseinheit darstellt. Es verbindet die modernen Messeinrichtungen im lokalen metrologischen Netz (LMN) mit den einzelnen Marktteilnehmern im Weitverkehrsnetz (*Wide Are Network* - WAN) – z. B. SMGW-Administrator, Energielieferant und Netzbetreiber – und dem lokalen Heimnetz (*Home Area Network* - HAN). Das SMGW ist dabei für die Verschlüsselung aller Kommunikationsverbindungen zuständig, die ausschließlich vom Gateway aufgebaut werden können.

Die Spezifikation des SMGW sieht vor, dass über das HAN steuerbare Geräte, wie dezentrale Erzeugungsanlagen oder Smart-Home-Geräte in einem *Controllable Local System* (CLS) eingebunden werden, um externen Marktteilnehmern, z. B. Direktvermarktern, Zugriff auf Geräte (z. B. Energieerzeugungsanlagen oder Batteriesysteme) für Steuerungs- oder auch Fernwartungszwecke zu geben. Die Einbindung dezentraler, privater Anlagen in virtuelle Kraftwerke könnte künftig also über diese HAN-CLS Schnittstelle des SMGW erfolgen.

Durch die CLS-Schnittstelle des SMGW könnte damit die Steuerung der Erzeugungsanlage erfolgen und somit die bisherigen Schnittstellen abgelöst werden.[62] Unklar ist derzeit jedoch noch, wie der Zugriff externer Marktteilnehmer, beispielsweise des Betreibers des virtuellen Kraftwerks, auf das CLS über das SMGW genau erfolgen darf und welche Zugriffsprioritäten gelten. Auch die Schaltprioritäten für die Steuerung der Anlagen im CLS müssten klar definiert werden. Der Netzbetreiber braucht entsprechende Zugriffs-/Steuerrechte, wenn er Einspeisemanagement mit den Erzeugungsanlagen betreiben will bzw. soll. Diese stehen jedoch möglicherweise im Gegensatz zu den Schaltbefehlen des Betreibers eines virtuellen Kraftwerks. An dieser Stelle wird die Differenz zwischen einem kommerziellen und einem netzdienlichen Einsatz eines virtuellen Kraftwerks deutlich.

---

[58] In der Praxis werden derzeit oftmals individuelle Systeme eingesetzt, die auf den proprietären Anwendungen der Hersteller und OPC-UA-Plattformen aufbauen. Vgl. hierzu z. B. Etherden et. al. (2016).
[59] Für die hierfür notwendigen Schritte sind weitere Untersuchungen notwendig und konnten im Rahmen der durchgeführten Analyse nicht abschließend beantwortet werden.
[60] Vgl. BMWi (2016).
[61] Ursprünglich war ein Start des Rollouts für Anfang 2017 vorgesehen. Wegen der ausstehenden Zertifizierung von mehreren Smart-Meter-Gateways hat der Rollout zum Zeitpunkt der Anfertigung dieser Analyse noch nicht begonnen. Mehrere Geräte befinden sich derzeit im Zertifizierungsprozess beim BSI.
[62] Eine gängige Schnittstelle ist bspw. ein GPRS-Router, der über eine VPN-Verbindung angesteuert wird.

Das SMGW hat demnach das theoretische Potenzial die benötigte IKT standardmäßig zur Verfügung zu stellen und so zukünftig die Einbindung von Anlagen in virtuelle Kraftwerke zu erleichtern. [63]

Im EEG 2017 ist dabei vorgegeben, dass der Direktvermarkter perspektivisch die Steuerung (d.h. den Abruf der Ist-Einspeisung und die ferngesteuerte Regelung der Einspeiseleistung) über das SMGW realisieren muss.[64] Für Einspeisemanagement durch den Netzbetreiber oder die Erbringung von Regelleistung gibt es eine solche Verpflichtung nicht.[65]

Die Digitalisierung und Integration von Millionen energiesystemrelevanter Einheiten und deren intelligente Steuerung führt zu einem starken Anstieg der Datenaustauschmengen im Smart Grid von morgen, die sicher und geschützt übertragen, gespeichert und verarbeitet werden müssen. In Forschungsprojekten wurde grundsätzlich gezeigt, dass eine Steuerung von dezentralen Erzeugungsanlagen über das SMGW möglich und angedacht ist.[66] Auch wenn im Gegensatz zur Fernwirktechnik eine Steuerung in Echtzeit nicht möglich ist, reichen die Reaktionszeiten von intelligenten Messsystemen, die im Minutenbereich liegen, für die Anforderungen von virtuellen Kraftwerken im Regelfall aus.[67] Unabhängig von der Einbauverpflichtung bietet die SMGW-Architektur die Möglichkeit, dass zukünftig eine standardisierte Schnittstelle, die zudem eine gesicherte Datenübertragung garantiert, zur Verfügung steht. Wichtige Voraussetzung hierfür ist eine zeitnahe Umsetzung des Smart-Meter-Rollouts.

Verbesserte Koordination durch einheitliche Prozesse und Standards

Eine weitere Voraussetzung für die regionale Aggregation zu einem virtuellen Kraftwerk, ist eine ausreichende Leitungskapazität im Nieder- und Mittelspannungsnetz. Für eine optimierte Bewirtschaftung der Verteilnetze in Deutschland wird seit geraumer Zeit die sogenannte Netzampel diskutiert. Das BDEW-Smart-Grid-Ampelkonzept, welches erstmals in der BDEW Roadmap „Realisierung von Smart Grids in Deutschland“ (2013) vorgestellt wurde, besteht aus den drei Ampelphasen grün, gelb und rot. Die Phasen grün (Markt, d. h. „keinerlei Einschränkungen durch das Stromnetz“) und rot („Maßnahmen zur Wahrung der Netzsicherheit sind notwendig“) bestehen auch im heutigen System, sodass aktuell insbesondere die gelbe Phase im Fokus der Branchendiskussion steht. Die gelbe Phase steht hierbei für die zukünftig zunehmende Interaktion zwischen Netz und Markt. Diese Ansätze werden derzeit u. a. in dem Forschungsvorhaben „Proaktives Verteilnetz“ weiter ausgearbeitet und erprobt.[68] Auch in den Projekten des derzeit laufenden Förderprogramms SINTEG sind regionale Koordination und Integration von erneuerbaren Energien durch neue Plattformen und Steuerungsmechanismen Untersuchungsbestandteil. Die hier untersuchten Lösungsoptionen bieten Potenziale, die bisherige aufwendige Koordinierungsprozesse (*Business Layer /Function Layer*) vereinfachen. Damit hierbei nicht mehrere, untereinander nicht kompatible, Lösungen entwickelt werden, ist ein intensiver Austausch zwischen den einzelnen Projekten wichtig. Es sollte dabei darauf geachtet werden, dass auf bestehenden Standards aufgebaut wird und die Lösungen ohne großen Anpassungsaufwand auch skaliert und in anderen Gebieten eingesetzt werden können. Damit das Potenzial, das von einer solchen einheitlichen Schnittstelle ausgeht, flächendeckend erschlossen wird, gilt es bei erfolgreicher Erprobung diese zügig in die

[63] In der BMWi-Verteilernetze-Studie sind die verschiedenen technischen Alternativen, zur kommunikativen Anbindung von EE-Anlagen ausführlich im SGAM-Modell abgebildet und eine Kostenabschätzung vorgenommen worden. Vgl. E-Bridge et al. (2014), S.67 ff.
[64] Vgl. §20 Abs. 3 EEG 2017.
[65] Vgl. § 9 Abs. 7 EEG 2017.
[66] Dies ist z. B. in dem Forschungsprojekt enyCLS des Fraunhofer Fokus erfolgt. Vgl. hierzu https://www.it4energy-zentrum.de/go/enycls
[67] Vgl. PwC (2016), S. 22.
[68] Vgl. Forschung Stromnetze (2017): Projektsteckbrief Das proaktive Verteilnetz - Ampelkonzept für effizientere Verteilnetze.

Praxis auszurollen und durch die Netzbetreiber und Akteure zu implementieren. Daher sollten bei der Evaluierung der Projektergebnisse hierfür Vorschläge gemacht und Umsetzungsschritte benannt werden.

3.3 Smart Meter und Smart Home

Mit dem Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende (GDEW) und dem damit einhergehenden Smart-Meter-Rollout versucht der Gesetzgeber einen regulatorischen Rahmen für das digitale Messwesen (zunächst im Strombereich) zu schaffen und das bisher nahezu analoge Messwesen schrittweise auch im Endkundenbereich zu digitalisieren. Der stufenweise Einbau von digitalen Zählern (mM) und der zugehörigen Kommunikationsschnittstellen durch das Smart-Meter-Gateway (SMGW) wird zunächst bei großen Verbrauchern und Einspeisern beginnen und muss bei Endkunden mit einem geringen Verbrauch erst bis 2032 abgeschlossen sein (siehe auch Kapitel 3.2).

Spannungsfeld Smart Home und regulierter Smart-Meter-Rollout

Bereits heute existieren, unabhängig von diesem „regulierten“ Smart-Meter-Rollout, verschiedene Smart-Home-Anwendungen, wie z. B. smarte Messsysteme, Energiespar-Applikationen zur Visualisierung von Energieverbräuchen, virtuell verknüpfte Energieerzeuger, Heizungssteuerungssysteme, Lichtsteuerungssysteme etc., die durch digitale Vernetzung und Steuerung zu verbesserter Energieeffizienz und mehr Komfort beim Kunden beitragen sollen. Insgesamt ist der Markt hier stark fragmentiert – es existiert eine große Anzahl an verschiedenen, proprietären Systemen, die auf sehr unterschiedlichen Standards aufsetzen (z. B. Bluetooth, KNX, Wifi, ZigBee, Z-Wave etc.).

In der nachfolgenden Abbildung sind die unterschiedlichen Ansätze (Smart Home – Smart Meter) vereinfacht dargestellt.

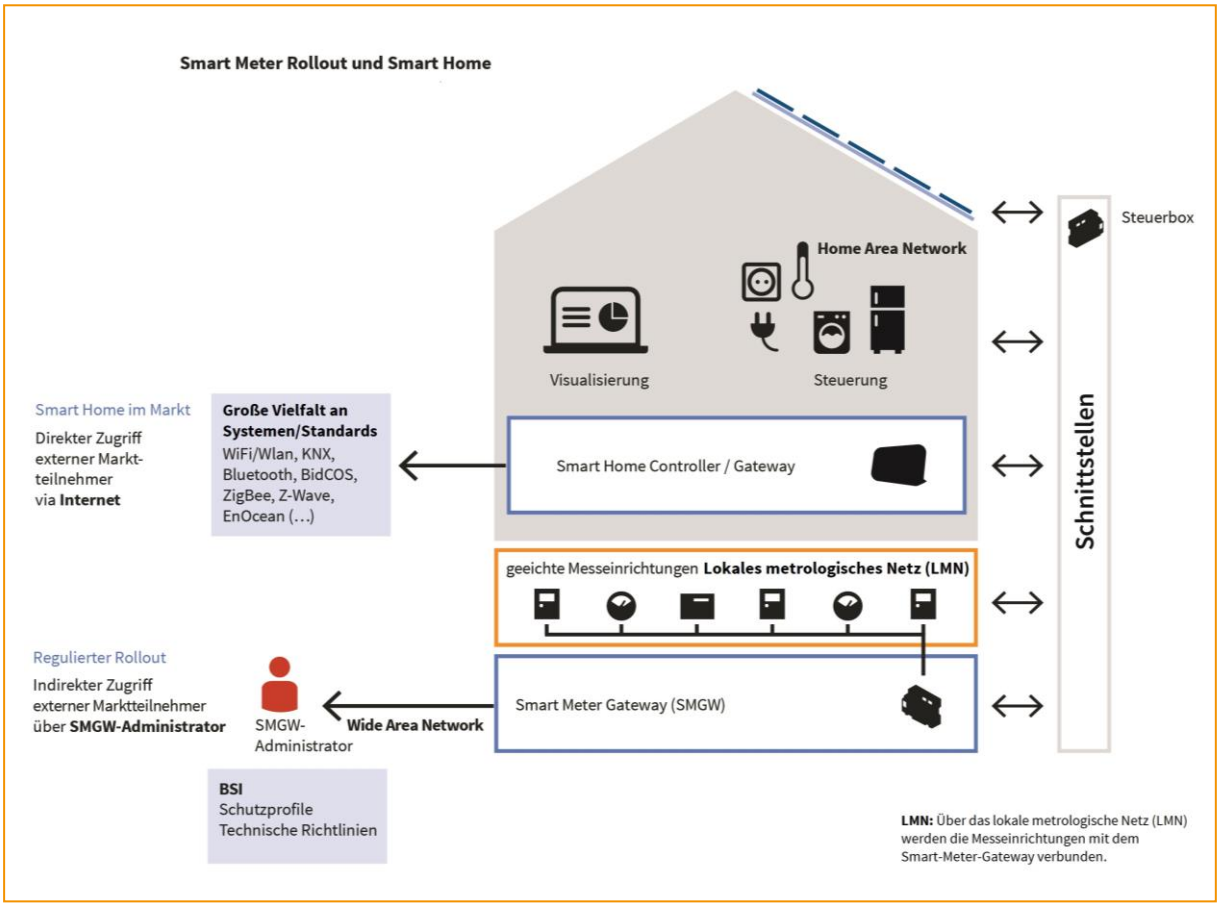

Abb. 11: Übersicht Smart Meter Rollout und Smart Home Infrastruktur

Die geplante „regulierte“ Smart-Meter-Infrastruktur sieht eine gesicherte sternförmige Kommunikation über den zuständigen SMGW-Administrator vor. Aus Sicherheitsgründen geht dabei die Kommunikation vom SMGW aus bzw. muss durch den SMGW-Administrator autorisiert sein. Im Gegensatz hierzu sind Smart-Home-Systeme oft direkt über eine Netzwerkschnittstelle mit dem Internet verbunden und ermöglichen so den direkten (autorisierten) Zugriff externer Marktteilnehmer. Verbindliche Vorgaben, z. B. hinsichtlich IT-Sicherheit analog zur Smart-Meter-Infrastruktur, existieren bislang nicht.

Neben möglichen Schwachstellen der eingesetzten Technologien (z. B. Sicherheitslücken in den eingesetzten Funkstandards), kann auch über mögliche Sicherheitslücken am Router ein Zugriff auf Smart Home und andere vernetzte Anwendungen erfolgen. Hinzu kommt, dass die Einrichtung und Wartung von Smart-Home-Systemen im Regelfall durch Laien erfolgt. Neben oftmals fehlenden Kenntnissen hinsichtlich der technischen Systemadministration, werden oftmals wegen mangelndem Problembewusstsein und Bequemlichkeit (z. B. durch ausbleibende *Updates* oder unzureichend sichere Passwörter) niedrige Hürden für Angreifer gesetzt. Somit besteht vielfach kein vergleichbares Schutzniveau in eigens aufgebauten Smart Homes im Vergleich zur SMGW-Infrastruktur.

Die Sicherheitslücken können in der Folge dazu führen, dass Nutzer keinen ausreichenden Schutz vor Kriminellen haben, die bspw. mit *Ransomware*[69] aus kriminellen Motiven die Geräte oder Systeme attackieren und blockieren können. Hinzu kommt, dass der Schutz von persönlichkeitsrelevanten Daten nicht gewährleistet werden kann.

Zudem können systemübergreifende Gefahren entstehen, wenn Sicherheitslücken ausgenutzt werden, um die Geräte zu kapern, um diese für Cyber-Angriffe, z. B. in Form eines Bot-Netzes[70], zu nutzen. Diese können schon heute physische Auswirkungen haben, indem durch Denial-of-Service-Attacken[71] beispielsweise Webseiten, Server oder auch damit verbundene Produktionssysteme außer Betrieb gesetzt werden. Zukünftig wären auch direkte Auswirkungen auf das Stromnetz denkbar, wenn eine große Anzahl von Geräten parallel gesteuert würde.

Die Relevanz dieser Thematik nimmt dabei mit der Zunahme von vernetzten Endkundenprodukten stark zu.[72] Dabei ist zu beachten, dass von einzelnen Produkten oft hohe Stückzahlen verkauft werden (z. B. durch White-Label Geräte). Das Identifizieren von Sicherheitslücken bei verbreiteten Gerätetypen reicht daher aus, um potentiell eine große Anzahl von Geräten zu kompromittieren.[73] Im Messstellenbetriebsgesetz (zuletzt durch das Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende (GDEW) angepasst) wird als Mindestvoraussetzung an intelligente Messsysteme formuliert, dass die verwendeten SMGWs „offen für weitere Anwendungen und Dienste“ sein müssen.[74] Dies umfasst explizit auch die Verwendung als sichere Kommunikationsschnittstelle für das Smart Home.

In der nachfolgenden Abbildung sind die verschiedenen Komponenten der Smart-Meter- bzw. Smart-Home-Infrastruktur im SGAM dargestellt. Die Komponenten der „regulierten“ Smart-Meter-Infrastruktur sind gelb

---

[69] *Ransomware* ist eine verbrecherische Software mit deren Hilfe Dateien und Systeme verschlüsselt und blockiert werden um eine Lösegeldforderung zu erpressen.
[70] Botnetze sind durch Schadsoftware zusammengeschlossene Computer (meist mehrere Tausend), die per Fernsteuerung zu bestimmten Aktionen missbraucht werden. Vgl. BSI (2017D).
[71] Denial-of-Service-Attacken haben das Ziel, Systeme (z. B. Server) durch mutwillig herbeigeführte Überlastung funktionsunfähig zu machen. Dies erfolgt bspw. mit Hilfe von Bot-Netzen.
[72] Zur Bedrohungslage und der Bedeutung von sicherer kommunikatorischer Anbindung von Smart-Home-Systemen vgl. auch Enisa (2015).
[73] Vgl. hierzu auch dena (2017B).
[74] Vgl. § 21 Nr. 4 a) MsBG.

gekennzeichnet. Dabei wird deutlich, dass parallele Strukturen und Kommunikationsschnittstellen zwischen der Smart-Meter- und der Smart-Home-Infrastruktur entstehen.

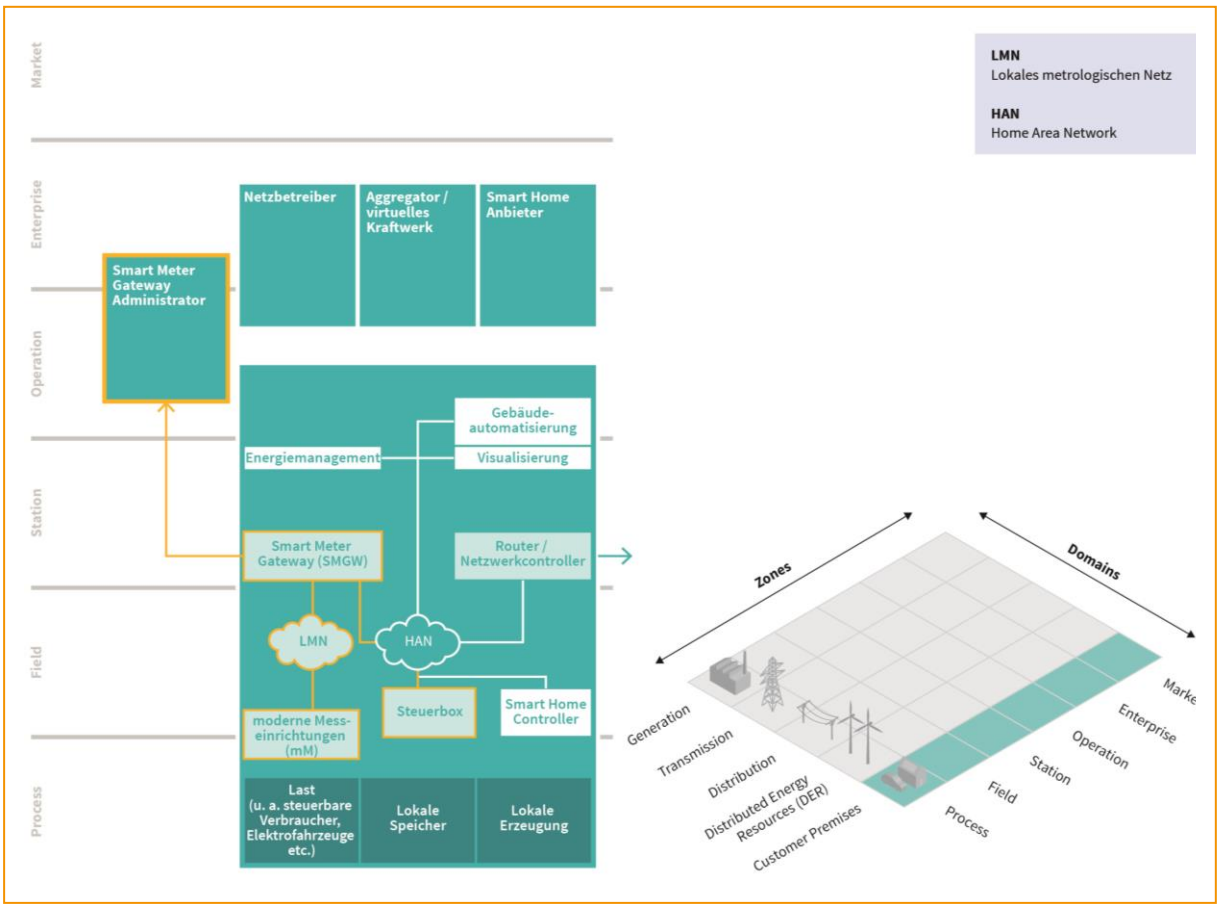

Abb. 12: SGAM - *Component Layer* Smart-Meter-Infrastruktur und Smart Home

Zwischen dem „regulierten“ Messstellenbetrieb und dem rein wettbewerblichen Smart-Home-Bereich existiert daher zunehmend ein Spannungsfeld. Dies liegt zum einen daran, dass die Vorgaben sehr unterschiedlich sind und mögliche Schnittstellen untereinander nicht abschließend definiert sind. Hinzu kommt, dass sich der verpflichtende Rollout mit intelligenten Messsystemen (moderne Messeinrichtung inklusive SMGW) bei „normalen“ Endverbrauchern vermutlich stärker an verordneten zeitlichen Roadmaps orientieren wird (nach 2020). Es kann daher davon ausgegangen werden, dass sich im Markt andere Systeme parallel – und vielleicht auch deutlich dynamischer – weiterentwickeln werden.

Für die Definition der Schnittstellen und die Kommunikation innerhalb der Smart-Home-Systeme lassen sich unterschiedliche proprietäre und standardbasierte Systeme unterscheiden. Grundsätzlich lassen sich dabei leitungsgebundene Lösungen wie *Powerline* oder eine spezielle Kommunikationsleitung (z. B. KNX Bus) und verschiedene funkbasierte Lösungen (z. B. ZigBee, Z-Wave, Bluetooth, EnOcean etc.) unterscheiden. Die Entwicklung dieser Standards wird vor allem von privatwirtschaftlichen Unternehmenskooperationen vorangetrieben (z. B. ZigBee Alliance).

Derzeit ist nicht absehbar, ob sich auf dem Markt ein einzelner dominanter Standard durchsetzen wird. Da es im Smart-Home-Bereich eine große Anzahl an unterschiedlichen Anwendungsbereichen mit unterschiedli-

chen Anforderungen gibt, ist es fraglich, ob dies zielführend wäre, da aktuell von den Anbietern ein Kommunikationsstandard gewählt wird, der für die eigenen Anwendung am geeignetsten erscheint. In der Praxis verhindern die vielen Standards zwar eine direkte Kommunikation zwischen zwei Geräten mit unterschiedlichen Funkstandards, dies lässt sich jedoch theoretisch über Schnittstellen zwischen Systemen erreichen, oder indem der Smart-Home-Controller mit unterschiedlichen Kommunikationsschnittstellen ausgestattet wird. Hinzu kommt, dass die Smart-Home-Controller meistens direkt über Internetrouter mit einer Plattform des Anbieters verbunden werden, über die ebenfalls eine Steuerung der angeschlossenen Systeme erfolgen kann. Anbieter, wie zum Beispiel *Apple Home Kit* oder *Amazon Alexa* bieten eine zusätzliche Steuerungsplattform an, über die auch Systeme unterschiedlicher Anbieter integriert werden können.

Ebenfalls ist unabhängig von dem verwendeten „internen" Kommunikationsprotokoll eine Verbindung des Smart Home mittels des Smart-Meter-Gateways möglich und auch als sogenannter Mehrwertdienst vom Gesetzgeber angedacht.[75] Wie bereits im vorherigen Kapitel zur Steuerung dezentraler Anlagen beschrieben, wäre durch eine ähnliche Konfiguration der Zugriff und die Steuerung des Smart Home über die Schnittstelle des SMGW möglich. Der gesicherte Kommunikationsaufbau würde über eine durch den SMGW- Administrator autorisierte Verbindung zum Smart Home erfolgen (siehe Abb. 11).

Smart-Meter-Gateway als standardisierte Kommunikationsschnittstelle

Aus Sicht einiger Hersteller könnte die Verwendung der BSI zertifizierten Smart-Meter-Gateway-Infrastruktur zur Kommunikationsanbindung des Smart Home zudem ein sehr gutes Marketinginstrument sein, das Vertrauen schafft und zur Akzeptanzsteigerung beitragen könnte. Im Gegensatz zum Status Quo könnte damit sichergestellt werden, dass einheitliche Datenschutz- und Datensicherheitsaspekte berücksichtigt werden. Für die Smart-Meter-Infrastruktur sind die standardisierten Spezifikationen in Schutzprofilen und Technischen Richtlinien des BSI vorgegeben. Das BSI überprüft und zertifiziert die Systeme hierauf basierend.

Wesentliche BSI-Standards sind hierbei das BSI-Schutzprofil Smart-Meter-Gateway (*BSI-CC-PP-0073*) und die Technische Richtlinie *TR-03109-1*. In dem Schutzprofil werden mögliche Bedrohungen eines SMGW beschrieben und Mindestanforderungen für entsprechende Sicherheitsmaßnahmen definiert. Ebenfalls werden verschiedenen Schnittstellen eines Gateways (LMN, HAN, WAN) zusammen mit den sicherheitstechnischen Anforderungen definiert, die bereitgestellt werden müssen.[76] Die Technische Richtlinie *TR-03109-1* beinhaltet funktionale und technische Mindestanforderungen an SMGWs. Für die einzelnen Schnittstellen (LMN, HAN, WAN) werden detaillierte technische Vorgaben und Anforderungen zu logischen Abläufen gemacht, mit dem Ziel, Interoperabilität zwischen verschiedenen Geräten zu garantieren.[77] Die Vorgaben greifen dabei zum Teil auf internationale Standards, z. B. *IEC 62056*[78]*,* zurück, die durch die TR näher spezifiziert werden.

Weitere Vorgaben des BSI umfassen ein Schutzprofil (*BSI-CC-PP-0077*) und Technische Richtlinien (*TR-03109-2/3/*4) für das Sicherheitsmodul, das die sichere Kommunikation gewährleisten soll. Diese beinhalten daher sicherheitstechnische Anforderungen und die kryptografischen Vorgaben, Zertifikate und Abläufe, die zum Beispiel die zugehörige Public-Key-Infrastruktur (PKI) umfassen.[79]

Der initiale Fokus der Standardisierung der SMGW-Infrastruktur liegt primär auf den geeichten Messanwendungen (Metering). Zwar ist von Anfang an auch die Verwendung für Mehrwertdienste vorgesehen worden,

[75] Vgl. § 21 Abs. 1 Nr. 4a) MsBG (2016).
[76] Vgl. BSI (2017A)
[77] Vgl. BSI (2017B).
[78] IEC 62056 - Electricity metering – Data exchange for meter reading, tariff and load control.
[79] Für eine Übersicht über alle BSI-Schutzprofile und Technischen Richtlinien für die Smart-Meter-Gateway-Infrastruktur vgl. BSI (2017C).

jedoch sind hierfür bisher nicht alle Spezifikationen abschließend erfolgt. Hierzu zählt u. a. auch die Anbindung von steuerbaren Geräten (wie z. B. Smart-Home-Anwendungen) an der HAN-Schnittstelle (CLS-Anbindung).[80]

Die geplante Smart-Meter-Architektur ist bis auf die Internet-Schnittstelle (WAN) des SMGW, die durch den SMGW-Administrator gesondert abgesichert wird, ein aus Sicherheitsgründen in sich geschlossenes System. Bei einer möglichen Öffnung der HAN-Schnittstelle für Smart-Home oder andere Anwendungen ist daher darauf zu achten, dass die bestehende Sicherheitsinfrastruktur nicht unterlaufen wird. Um dies zu garantieren, müsste die HAN-Schnittstelle ähnlich abgesichert werden wie bislang auch die Schnittstelle zum öffentlichen Bereich (WAN). Zwar wird an einigen Stellen bereits an Lösungen gearbeitet[81], wie praktikabel eine solche Lösung ist, kann zum jetzigen Zeitpunkt nicht abschließend beantwortet werden.

Wie ausgeführt, werden im Status Quo im Bereich Smart Home Parallelstrukturen und parallele Lösungsansätze zur SMGW-Infrastruktur aufgebaut, die einer Nutzung der SMGW auch für andere Anwendungen als das regulierte Messwesen entgegenstehen. Um die Nutzung des SMGWs als zentrale Kommunikationsinfrastruktur im Endkundenbereich voranzutreiben, ist zunächst die Klärung der Spezifikation der HAN-CLS-Schnittstelle eine notwendige Grundvoraussetzung dafür, dass Lösungen entwickelt werden können.

Ebenfalls könnte ein beschleunigter Rollout dabei helfen, dass sich eine gesicherte Verbindung über das SMGW als mögliche externe Kommunikationsschnittstelle im Smart Home Bereich als alternative Lösungsmöglichkeit durchsetzt. Denn solange der Rollout nicht erfolgt ist, werden Smart-Home-Anbieter auf andere Kommunikationslösungen zurückgreifen. Wenn die Smart-Meter-Infrastruktur[82] im „normalen“ SLP[83]-Endverbraucherbereich erst nach 2020 schrittweise Einzug hält, besteht eine sehr hohe Wahrscheinlichkeit, dass bereits andere Schnittstellen den Smart-Home-Markt dominieren.

[80] Vgl. BMWI; BSI (2017).
[81] Vgl. DIN; DKE (2017).
[82] Vorrangig zunächst sogar nur moderne Messeinrichtungen (mM).
[83] SLP: Standardlastprofil.

3.4 Elektromobilität

Mit der zunehmenden Elektrifizierung des Verkehrssektors und dem damit einhergehenden Aufbau einer öffentlichen Ladeinfrastruktur entsteht derzeit ein vollkommen neuer Bestandteil des Stromnetzes von morgen, mit neuen Energieflüssen und notwendigen Informationsaustauschbeziehungen. Elektromobilität unterscheidet sich dabei essentiell von den bisherigen Stromanwendungen, da die Endverbraucher räumlich ungebunden sind und durch die Batteriespeicher eine gewisse Flexibilität mitbringen, die theoretisch auch netzdienlich genutzt werden kann. Eine Steigerung der Anzahl der Elektrofahrzeuge, wie es für die kommenden Jahre vorgesehen ist, führt zudem zu einer zusätzlichen Belastung der Stromnetze bzw. einzelner Netzstränge. Insbesondere dann, wenn das Laden mit elektrischer Energie unkoordiniert und mit einem hohen Gleichzeitigkeitsfaktor erfolgt. Eine „intelligente“ kommunikationstechnische Integration in die Netzinfrastruktur ist daher unerlässlich.

Komponenten und zentrale Schnittstellen der Elektromobilität

Aus der Perspektive des Stromnetzes lassen sich folgende zentrale Schnittstellen im Kontext der Elektromobilität unterscheiden:

- Schnittstelle zwischen Fahrzeug und Ladeinfrastruktur
- Schnittstelle zwischen Ladeinfrastruktur und Netzinfrastruktur (Leitstelle des Netzbetreibers)
- Schnittstelle zwischen Ladeinfrastruktur und Ladeinfrastrukturanbieter

Hinzu kommen die verschiedenen Schnittstellen, die für die wirtschaftlichen Prozesse wie z. B. Abrechnung, Energiehandel, Service etc. anfallen, auf die an dieser Stelle nicht separat eingegangen wird.

In der nachfolgenden Abbildung 12 ist exemplarisch die Komponentenebene (*Component Layer*) der (öffentlichen) Ladeinfrastruktur dargestellt. Der eigentliche Ladeprozess findet in dem Elektrofahrzeug statt, das mit einem Ladekabel mit der Ladestation verbunden ist. Zentrale Komponenten der Ladestation sind neben der Steuerungseinheit für den Ladeprozess ein Router oder eine ähnliche informationstechnische Netzwerkschnitt-stelle. Über diese ist die Ladestation primär mit der Kommunikationseinheit der Ladeinfrastrukturbetreiber verbunden.

Auf physischer Komponentenebene (*Component Layer*) ist an der Schnittstelle zwischen Fahrzeug und Ladeinfrastruktur zunächst eine einheitliche Steckerverbindung notwendig. Nach langen Diskussionen um den geeigneten Standard hat sich in Europa der sogenannte *Typ 2* Stecker (auch Mennekes Stecker genannt) weitgehend durchgesetzt und wurde im Jahr 2014 in einer europäischen Richtlinie als Standard festgelegt.[84] Der *Typ 2* Stecker wird in dem internationalen Standard *IEC 62196-2* definiert. Auf dieser Ebene ist entsprechend ein geeigneter Standard vorhanden, der die physische Schnittstelle zwischen Ladeinfrastruktur und Elektrofahrzeug definiert.

[84] RICHTLINIE 2014/94/EU DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES vom 22. Oktober 2014 über den Aufbau der Infrastruktur für alternative Kraftstoffe. Verfügbar unter: http://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:32014L0094

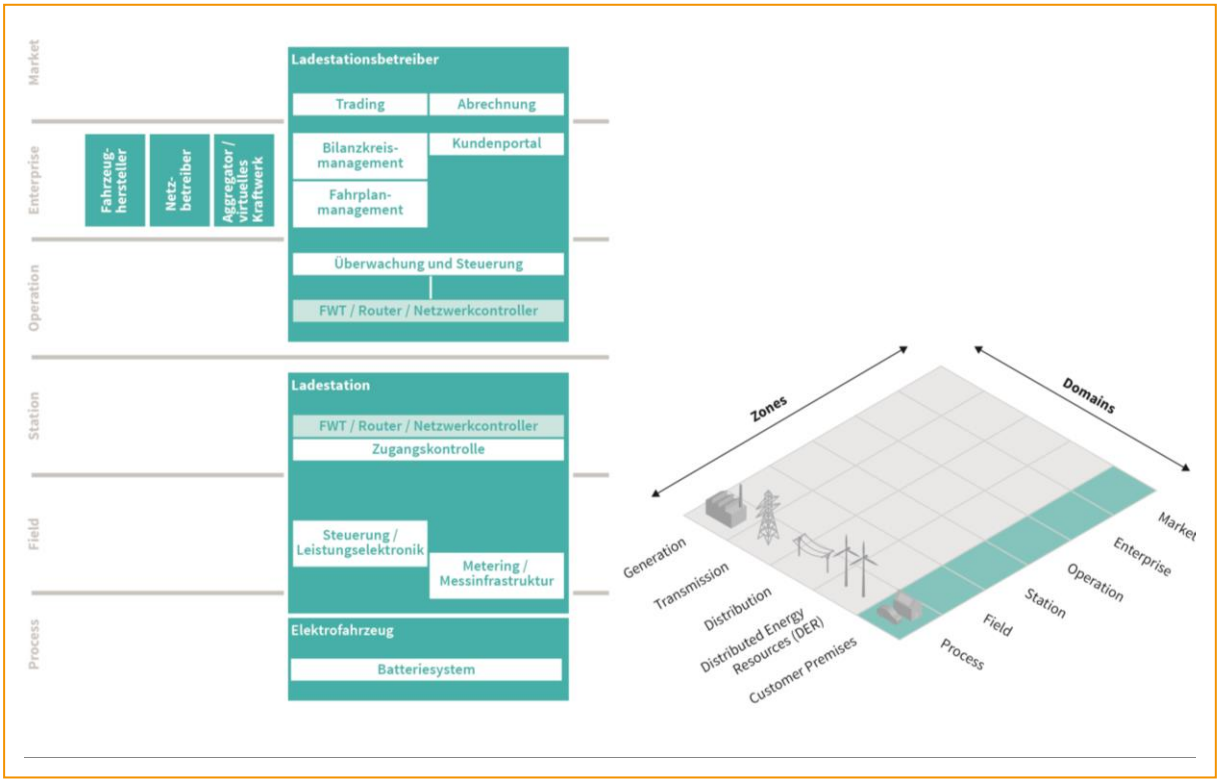

Abb. 13: SGAM – *Component Layer* der E-Mobility Ladeinfrastruktur

Neben der rein physischen Verbindung und dem eigentlichen Ladeprozess, muss an der Schnittstelle zwischen Ladesäule und Auto ein umfangreicher Datenaustausch stattfinden. Zusätzlich zu Schutzfunktionen, die bei hohen Ladeströmen notwendig sind, kann eine „intelligente“ Steuerung des Ladevorgangs nur beim Vorliegen weiterer Informationen, wie z. B. Batteriestand, mögliche Ladeleistung, Batteriekapazität der benötigten Fahrdistanz des Fahrzeugs bei der nächsten Nutzung, erfolgen. Allein ein hoher Informationsaustausch zwischen den beteiligten Akteuren (z. B. Mobilitätsnutzer, Elektroauto, Ladestationsbetreiber, Netzbetreiber etc.) ermöglicht eine optimierte Nutzung und Integration der Elektromobilität in die bestehende Netzinfrastruktur. An den Schnittstellen des elektrischen Ladesystems ist daher die Verwendung von einheitlichen Kommunikationsstandards erforderlich, die einen Austausch der benötigten Informationen zulässt.

Standards für die zentralen Schnittstellen der Elektromobilität

Bisherige Kommunikationsstandards dienen vor allem dazu, die Sicherheit des Ladevorgangs zu gewährleisten und mögliche Schäden an der Batterie zu vermeiden. So werden in dem heute gängigen Standard *IEC 61851-1* die derzeit in Anwendung befindlichen Lademodi beschrieben, in deren Abhängigkeit unterschiedliche Anschluss- und Kommunikationsmöglichkeiten vorgesehen sind.[85] Für die Betriebssicherheit der Ladeinfrastruktur ist der Standard daher bereits heute von großer Bedeutung. Für den benötigten umfangreichen Informationsaustausch zur Integration der Elektromobilität ist dies allerdings nicht ausreichend.

[85] Für eine übersichtliche Darstellung der verschiedenen Lademodi vgl. bspw. BMVI (2014).

Vor diesem Hintergrund wurde mit dem *ISO/IEC 15118*: *»Road Vehicles - Vehicle-to-Grid Communication Interface«*[86] ein zusätzlicher Kommunikationsstandard entwickelt, der in Sachen Betriebssicherheit auf den bislang verwendeten Standard *IEC 61851* zurückgreift, darüber hinaus aber weiterführende Ladeoptionen wie z. B. zeitversetztes oder kabelloses Laden beschreibt. Mit dem vorgesehenen Informationsaustausch können bspw. Informationen wie Ladestrompreise, Fahrzeug-Identifikationsnummer, geplante Dauer des Ladevorgangs oder Abrechnungsinformationen übertragen werden.[87]

Der Standard erlaubt umfassende Interaktion zwischen Ladestation und Fahrzeug, ist kompatibel zu den bereits heute größtenteils in Anwendung befindlichen Standards und ist daher geeignet, zukünftig an der Schnittstelle Elektrofahrzeug – Ladesäule implementiert zu werden. Die *ISO/IEC 15118* wird u. a. auch in der Normungsroadmap Elektromobilität als Kernstandard für die Kommunikation zwischen Fahrzeug und Ladestation beschrieben.[88] Auch für die Integration der Elektrofahrzeuge in das Stromsystem ist ein Informationsaustausch zwischen den Fahrzeugen und der Ladeinfrastruktur von großer Bedeutung. Der internationale Kommunikationsstandard *IEC 15118* wurde speziell hierfür entwickelt und stellt einen geeigneten Standard dar.

Eine weitere wichtige Schnittstelle, für die eine einheitliche standardisierte Kommunikation erforderlich ist, ist die Schnittstelle zwischen der Ladestation und dem Netz bzw. dem Netzbetreiber. Unabhängig davon, ob eine direkte (netzdienliche) Steuerung der Ladevorgänge durch den Netzbetreiber erfolgen soll oder ob dies durch indirekte lokale Preissignale erfolgt, ist ein Kommunikationsstandard erforderlich, der sich in die bestehende Infrastruktur des Netzbetreibers einfach integrieren lässt.

Der in den vorangehenden Kapiteln beschriebene Smart Grid Kernstandard *IEC 61850*, ursprünglich ein Kommunikationsprotokoll für Stationsautomatisierung, Schutz und Leittechnik (vgl. Kapitel 3.1), wurde daher in der *IEC TR 61850-90-8* für die Einbindung von Ladestationen in die Netzleittechnik des Netzbetreibers integriert. Er bietet damit das Potenzial, nahezu alle steuerbaren Geräte mit einem einheitlichen Standard anzusprechen, dazu zählen auch Anwendungen wie die Elektromobilität. Um aufwendige Nachrüstungen an den entstehenden Ladesäulen zu vermeiden, wäre die rasche Implementierung einer einheitlichen Kommunikationsschnittstelle sinnvoll.

Smart-Meter-Infrastruktur und Elektromobilität

Wie auch in den vorangehenden Kapiteln 3.2 und 3.3 dargestellt, sieht der geplante Smart-Meter-Rollout eine Schnittstelle für steuerbare Geräte (HAN-CLS-Schnittstelle) vor. Unklar ist bislang, wie sich diese in der Praxis für die Steuerung von Elektrofahrzeugen umsetzen lässt.

Im MsbG ist in einer Übergangsvorschrift (§ 48 MsbG) vorgesehen, dass die Ladeinfrastruktur bis zum Jahr 2020 nicht mit modernen Messsystemen (intelligenter Zähler und SMGW), die den technischen Anforderungen des MsbG entsprechen, ausgestattet werden muss. Somit ist, wie auch im Endkundenbereich, vor 2020 nicht mit einem umfassenden Einbau entsprechender SMGWs zu rechnen. Darüber hinaus kann bislang nicht abschließend eingeschätzt werden, inwieweit die Anforderungen der Elektromobilität auf die geplante Smart-Meter-Infrastruktur übertragbar sind.

---

[86] ISO 15118-3:2015: Road vehicles - Vehicle to grid communication interface - Part 3: Physical and data. Verfügbar unter: https://www.iso.org/standard/59675.html
[87] Vgl. Fraunhofer ESK (2014).
[88] Vgl. Nationale Plattform Elektromobilität (2017).

Wie auch in den anderen Bereichen zu beobachten ist, entstehen derzeit verschiedene Lösungsansätze parallel zu der geplanten Smart-Meter-Gateway-Infrastruktur (z. B. Telematikschnittstelle[89]). Die Spezifikationen der HAN-CLS Schnittstelle des SMGW sind daher demenstprechend so zu konfigurieren, dass diese für die Steuerung von Be- und Entladevorgänge an Ladestationen genutzt werden und in bestehende Ladesäulen integriert werden kann.

[89] Diese Schnittstelle verbindet das Fahrzeug mit weiteren vernetzten Geräten wie bspw. einem Mobiltelefon des Nutzers.

4 Fazit und Zusammenfassung wichtiger Handlungsfelder

In der durchgeführten Untersuchung wurden zentrale Schnittstellen und passende Standards für die Digitalisierung der Energiewende identifiziert, beschrieben und analysiert. Trotz der großen Vielfalt an existierenden Normen, lassen sich wesentliche Kernstandards hervorheben. Diese decken sich unter anderem auch mit den Smart-Grid-Kernstandards, die durch die europäische *Smart Grid Coordination Group* identifiziert wurden (vgl. Kapitel 5).[90] In der nachfolgenden Tabelle sind diese zusammenfassend dargestellt.

Internationale Smart-Grid-Kernstandards

Bezeichnung	*Norm*	*Beschreibung*
Common Information Model (CIM)	IEC 61970/61968 IEC 62325	Das *Common Information Model* (CIM) ist ein speziell für die elektrische Energieversorgung entwickeltes genormtes Datenmodell, das Objekte und deren Relationen erfasst. Als abstraktes Informationsmodell kann es bspw. dazu genutzt werden Topologiedaten auszutauschen.
Kommunikationsstandard IEC 61850	IEC 61850	Die Norm *IEC 61850* umfasst ein allgemeines Übertragungsprotokoll, das ursprünglich für die Schutz- und Leittechnik in elektrischen Schaltanlagen der Mittel- und Hochspannungstechnik (Stationsautomatisierung) entwickelt wurde. Durch die Weiterentwicklung für viele weitere Anwendungsbereiche hat es sich zu einem zentralen Kommunikationsprotokoll innerhalb des Smart Grid entwickelt.
Metering Standards DLMS/COSEM[91]	IEC 62056	DLMS/COSEM ist ein internationaler Standard für die Messinfrastruktur und wird auch in der deutschen Smart-Meter-Infrastruktur verwendet. Er umfasst universelle Definitionen und Kommunikationsstandards.
IT-Sicherheit Produktsicherheit	IEC 62351 IEC 61508	Die internationale Norm *IEC 62351* beschreibt Standards für Sicherheit in Energiemanagementsystemen und zugehörigem Datenaustausch. Sie beschreibt Maßnahmen, um sicheren Datenaustausch (Vertraulichkeit, Datenintegrität, Authentifizierung, Unleugbarkeit etc.) zu gewährleisten. Die *IEC 61508* ist eine grundlegende Sicherheitsnormenreihe, die unabhängig von dem Anwendungszweck Risiken klassifiziert und Anforderungen zur funktionalen Sicherheit ableitet.[92]

Handlungsbedarf: Verbreitung und einheitliche Verwendung der bestehenden Normen

Die durchgeführten Analysen zeigen, dass für die Anforderungen einer zunehmenden Digitalisierung der Energiewirtschaft an den zentralen Schnittstellen grundsätzlich geeignete Standards existieren. Ein Handlungsbedarf, der sich aus dem grundsätzlichen Fehlen von geeigneten Standards für zentrale Schnittstellen

[90] Vgl. CEN et al (2014).
[91] DLMS: *Device Language Message Specification*; COSEM: *Companion Specification for Energy Metering.*
[92] [92] Da Sicherheitsaspekte nicht im Fokus dieser Analyse liegen, wurden diese Normen nicht weitergehend berücksichtigt.

im Anwendungsbereich der Energiewirtschaft ergibt, konnte nicht identifiziert werden. Die Herausforderung liegt vielmehr an der tatsächlichen Verbreitung und dem einheitlichen Einsatz der identifizierten Kernstandards in der Praxis.[93] Das in Kapitel 3.2 aufgeführte Beispiel der Anbindung von dezentralen Erzeugungsanlagen an die Leittechnik der Netzbetreiber verdeutlicht diese Problematik anschaulich. Hier wären einheitliche, verbindliche und standardisierte Schnittstellen auf Basis eines modernen Kommunikationsstandards (z. B. *IEC 61850*) sinnvoll. Hierdurch könnte der Integrationsaufwand von neuen Anlagen und steuerbaren Einheiten in das Energiesystem verringert werden, in dem nicht mehrere Schnittstellen vorgehalten werden müssten, um aufwändige Einzellösungen zu entwickeln. Ebenso würde zeitgleich ein Signal an die Branche gesandt, zukünftige Komponenten von Beginn an mit einer kompatiblen Schnittstelle auszustatten.

Gleiches gilt in anderen Bereichen: Grundsätzlich sind geeignete Kommunikationsstandards oder Datenmodelle in offenen Normen definiert, jedoch bislang nicht großflächig in der Praxis umgesetzt. Vor allem wurde in dieser Analyse die Verwendung der Normenreihe *IEC 61850* identifiziert, die als Grundlage für die Kommunikation zu und zwischen „intelligenten“ Netzbetriebsmitteln, Netzleitstellen, (dezentralen) Erzeugern und steuerbaren Verbrauchern eingesetzt werden kann.

Um die Potenziale der Digitalisierung im Bereich der Stromnetze auszunutzen, muss die Anwendung und Verbreitung der Smart-Grid-Kernstandards daher weiter vorangetrieben werden, insbesondere die *IEC 61850* als Kommunikationsstandard und das *Common Information Model* (CIM) (*IEC 61968* und *IEC 61970*) als einheitliches Datenmodell zum unternehmensinternen und unternehmensübergreifendem Datenaustausch.

Die Umsetzung des auf dem CIM aufbauenden europäischen *Common Grid Model* (CGM) zum Austausch von Netzmodelldaten bei den deutschen Übertragungsnetzbetreibern und die damit einhergehende Anpassung und Überarbeitung der Erzeugungs- und Lastdatenübermittlung (GLDPM – *Generation and Load Data Provision Methodology*), ist ein erster wichtiger Schritt. Auch in weiteren Anwendungsbereichen gilt es sowohl auf der Unternehmensebene als auch beim Datenaustausch zwischen Unternehmen, Effizienzpotenziale durch einheitliche Datenmodelle zu heben. In einem ersten Schritt sollte daher untersucht werden, inwieweit die Datenmodelle des CGM auch für andere Anwendungszwecke erweitert und genutzt werden können. Dies beinhaltet u. a. auch weiteren Datenaustausch zwischen ÜNB und VNB. Ausgangspunkt hierfür könnte ein deutsches oder europäisches Forschungsprojekt sein, das an die laufenden Projekte (z. B. SINTEG) angeschlossen wird.

Hinsichtlich einheitlicher Kommunikationsstandards gilt es in weiteren Untersuchungen eine Roadmap zu erstellen, um die Verwendung und den flächendeckenden Einsatz moderner Kommunikationsprotokolle innerhalb der Energiewirtschaft voranzutreiben und anzugleichen. Eine solche Roadmap sollte auf Basis von Kosten-Nutzen-Analysen aufgebaut werden, um die Vor- und Nachteile einer Vereinheitlichung zu bewerten und zu quantifizieren und die Beweggründe zu identifizieren, die aktuell gegen einen einheitlichen Einsatz sprechen. Ein vielversprechender Ansatz diesbezüglich wird u. a. in dem österreichischen Forschungsprojekt „IES – Integrating the Energy System Austria“ verfolgt.[94] Hier wird eine im Gesundheitswesen langjährig global etablierte Methodik (ISO TR 28380) und eingesetzte Interoperabilitätsplattform auf SGAM/CIM adaptiert. Zudem werden für verschiedene Anwendungsfälle auch erste Referenzintegrationsprofile entwickelt, die die Spezifikation einer normierten Anwendung geeigneter Standards umfassen. Damit hierbei nicht länderspezifische Lösungen entwickelt werden, wäre es sinnvoll, ein solches Projekt auf europäischer Ebene weiterzu-

[93] In relevanten Normungsroadmaps z. B. DKE (2010) oder IEC (2010) wird als eine Normungslücke ebenfalls nicht das Fehlen von Standards aufgeführt, sondern die Verbreitung und einheitliche Anwendung zum Beispiel in Form von Interoperabilitätsprofilen für einzelne Use-Cases.
[94] Vgl. Smart Grid Austria (2016).

führen bzw. auszubauen und damit die Digitalisierung und Interoperabilität im europäischen Energiesektor voranzutreiben. Möglich wäre hier z. B. ein europäisches Standardisierungsmandat (bspw. ähnlich dem Mandat M/490[95] in dem u. a. das SGAM entwickelt wurde), bei dem alle relevanten Stakeholder (Netzbetreiber, Erzeuger, Anlagenhersteller etc.) bzw. deren europäischen Vertreter eingebunden werden.

Rollen klären, Schnittstellen und Prozesse festlegen und vereinheitlichen

Damit sich die Potenziale der Digitalisierung im Stromsektor entfalten können, ist ein verstärkter Informationsaustausch zwischen den wesentlichen Akteuren unerlässlich. Insbesondere einhergehend mit der zunehmenden Ausstattung der Verteilnetze mit Sensorik und regelbaren Anlagen, gewinnen die Kommunikationsschnittstellen innerhalb der Verteilernetze – aber vor allem auch zwischen Übertragungsnetzbetreibern und Verteilnetzbetreibern – zunehmend an Bedeutung. Nur mit einem intensivierten Datenaustausch und der damit einhergehenden Transparenz, können Stromnetze auch unter Berücksichtigung der spezifischen, zukünftig stärker schwankenden Belastungssituation ganzheitlich optimiert betrieben werden. Geeignete Standards für die Kommunikation und den Datenaustausch sind mit den aufgeführten Smart-Grid-Kernstandards verfügbar. Daher gilt es, die in verschiedene Gremien laufenden Prozesse zur Rollenklärung (*Business/Function Layer*) zwischen den Akteuren zügig abzuschließen (vgl. Kapitel 5) und bei der Definition und Ausgestaltung der Schnittstellen auf geeignete existierende Standards zurückzugreifen und für einen harmonisierten Einsatz zu werben. Ein gesteuerter Dialog zwischen den Akteuren sollte hier forciert werden. Mit den verschiedenen Arbeitsgruppen in den Branchenverbänden (z. B. zum Energieinformationsnetz im BDEW oder zur VDE AR 4141 im VDE FNN) sind grundsätzlich geeignete Gremien vorhanden, in denen branchenintern geeignete Lösungen erarbeitet werden können. Über eine fachliche Unterstützung bei der Einführung neuer Prozesse und Standards sollte zudem insbesondere bei kleineren Unternehmen und Akteuren des Energiesystems nachgedacht werden. Neben den finanziellen Herausforderungen, die mit einer Systemumstellung oder einer Neueinführung grundsätzlich verbunden sind und oftmals gerade in kleineren Unternehmen (bspw. kleine Stadtwerke oder Netzbetreiber) Innovationen behindern, sind inbesondere auch das Verständnis und die Nützlichkeit der neuen Technologien oft nicht vorhanden. Eine zentral organisierte Beratung, um den Einsatz von Standards zu fördern und das Prozess- und Systemverständnis zu erhöhen, erscheint in diesem Bereich hilfreich. Dies könnte beispielsweise über die Entwicklung spezifischer Informationsmaterialien und Leitfäden erfolgen und durch geeignete Informationsveranstaltungen ergänzt werden.

Kommunikationstechnologien

Die Analyse zeigt, dass eine Vielzahl verschiedener Kommunikationstechnologien zwischen den Schnittstellen des „digitalen Stromnetzes“ existiert und eingesetzt wird. Neben internetbasierten Technologien mit IP-Standards existieren auch Technologien, die auf anderen, zum Teil physischen, Kommunikationsmedien beruhen, wie z. B. Mobilfunknetze, öffentliche/nicht öffentliche Funkfrequenzen, *Powerline Communication* etc.

Vor allem die Anforderungen an die Kommunikationsinfrastruktur, die zur Steuerung der Netzbetriebsmittel herangezogen werden, unterscheiden sich in Abhängigkeit der Spannungsebene zum Beispiel bezüglich der Schwarzfallfestigkeit und Verfügbarkeit. Im Hoch- und Höchstspannungsbereich sind derartige Kommunikationsnetze bereits heute vorhanden, die meist über eigene optische Glasfasernetze realisiert werden, die die

[95] Vgl. EU Commission (2011).

Stationen mit den Leitstellen verbinden. Der Aufbau einer solchen neuen physischen Infrastruktur ist nur wegen der geringen Anzahl an technischen Einrichtungen auf diesen Spannungsebenen und den sehr hohen Anforderung gerechtfertigt.[96] Im Bereich der Niederspannung ist bislang die Kommunikationsarchitektur bzw. die informatorische Integration von *Netzassets* in eine zentrale Netzleitwarte nicht sonderlich ausgeprägt. An dieser Stelle ist daher noch weiterer Untersuchungsbedarf notwendig, um klare Empfehlungen aussprechen zu können, für welche Anwendung sich welche Technologie besonders eignet bzw. umzusetzen ist. In einer solchen Untersuchung sollten die Kosten und Nutzen der verschiedenen Technologien und Aspekte der Systemsicherheit und Resilienz näher untersucht und ausgewertet werden.

Baustelle Schnittstellen der Smart-Meter-Infrastruktur

Durch den geplanten Smart-Meter-Rollout soll eine flächendeckende digitale Messinfrastruktur mit einer Kommunikationsschnittstelle, dem Smart-Meter-Gateway, entstehen, die den hohen sicherheitstechnischen Anforderungen entspricht. Hierbei ist ebenfalls eine Schnittstelle zum lokalen Netzwerk vorgesehen, über die auch steuerbare Geräte angeschlossen werden können (HAN-CLS-Schnittstelle). Dadurch besteht die Möglichkeit, neue steuerbare Energieanwendungen, wie zum Beispiel dezentrale Erzeugungsanlagen, die in einem virtuellen Kraftwerk zusammengeschlossen werden, Smart-Home-Anwendungen oder aber auch Elektromobile zukünftig über die Smart-Meter-Infrastruktur zu steuern. Offen ist hierbei, ob die noch nicht abschließend definierte Schnittstelle derart modifiziert werden kann, dass sie den Anforderung für diese Anwendungen entspricht. Hier besteht hoher zeitlicher Handlungsdruck, da in verschiedenen Anwendungsbereichen andere Lösungen parallel entwickelt werden bzw. bereits in Anwendung sind (z. B. Smart-Home-Controller oder Telematikschnittstelle bei E-Mobility). Nur wenn flächendeckend eine Smart-Meter-Gateway-Infrastruktur verfügbar ist, ist es auch für Anbieter interessant, hierauf aufbauend Lösungen zu entwickeln. Es sollte daher von allen beteiligten Akteuren geprüft werden, wie der Rollout beschleunigt werden bzw. Verzögerungen verhindert werden können. Hierfür empfiehlt die Deutsche Energie-Agentur (dena) die Einrichtung einer Taskforce in der gemeinsam mit allen betroffenen Akteuren geeignete Lösungen erarbeitet werden, um eine Verzögerung des Rollouts zu vermeiden und offene Fragen zielorientiert zu klären.

IT-Sicherheit und Datenschutz

Wie die Analyse verdeutlicht, steigen im Zuge der voranschreitenden Digitalisierung des Energiesystems die Anzahl der Schnittstellen und der Umfang und die Menge an auszutauschenden Daten enorm. Grundsätzlich ist jede einzelne dieser Schnittstellen und jeder Datenaustauschprozess vor dem Hintergrund der Datensicherheit und des Datenschutzes zu betrachten. Da Funktionalität und Sicherheit des Datenaustauschs eine erhebliche Bedeutung für die Systemsicherheit einnehmen und zum anderen in erheblichen Umfang mit sensiblen, persönlichkeitsrelevanten Daten hantiert wird, ist die Bedeutung von Datenschutz und Datensicherheit zentral. Neben den rechtlichen Vorgaben, die sich z. B. aus dem IT-Sicherheitskatalog für Netzbetreiber[97] oder den Anforderungen für kritische Infrastruktur[98] ergeben, gibt es hierfür weitergehende Standards und Anforderungen, die z. T. spezifisch für die Energiewirtschaft entwickelt wurden (z. B. BDEW Whitepaper, ISO 31000, ISO 27019, ISO 62351). Auch hier gilt es die Anwendung der bestehenden Normen weiter voranzutreiben. Ein wichtiger Ansatzpunkt hierfür ist es, innerhalb der Branche das Bewusstsein für die Kriti-

[96] Vgl. VDE (2015): Kommunikationsnetz für das Smart Grid. VDE-Positionspapier.
[97] Vgl. BNetzA (2015).
[98] Vgl. BSI-KritisV.

kalität der IT-Systeme und die Notwendigkeit von Datensicherheit als zentrale Säule für die Systemstabilität zu stärken. Dies kann durch geeignete Informationsmaterialien oder –veranstaltungen gefördert werden.

5 Übersicht Akteurskarte „Digitales Stromnetz“

Im Zusammenhang von Schnittstellen und Standards im (digitalen) Stromsystem gibt es eine große Anzahl an Akteuren, die an Ansätzen, Konzepten und Vorgaben arbeiten.

Der nachfolgende Überblick soll dabei helfen die Übersichtlichkeit hinsichtlich der relevanten Akteure und deren Aktivitäten zu erhöhen. Hierfür wurden die im Rahmen der Untersuchungen identifizierten Akteure dargestellt und deren relevante Aktivitäten thematisch gegliedert. Diese Gliederung orientiert sich dabei an der thematischen Struktur der vorliegenden Analyse (Stromnetz/Smart Grid, Virtuelle Kraftwerke/Pooling, Smart Home/Smart Metering, E-Mobilität) und an einer Unterscheidung in Normungsgremien, staatlichen Akteuren/Behörden und Verbänden. Durch die Zuordnung werden mögliche Beziehungen und Berührpunkte der verschiedenen Aktivitäten eingeordnet und verdeutlicht.

Die in der Abbildung genannten Aktivitäten der einzelnen Akteure werden nachfolgend kurz erklärt.

Da der Fokus der Übersicht vor allem auf den im Rahmen dieser Analyse betrachteten Akteure liegt, hat sie keinen Anspruch auf Vollständigkeit und stellt einen Status Quo dar. Ziel ist, die Übersicht auch über die Analyse und das Projekt Digi4E kontinuierlich fortzuschreiben und zu aktualisieren.[99]

[99] Für Anmerkungen und Hinweise zu weiteren relevanten Akteuren und Aktivitäten für die Fortschreibung der Übersicht, kontaktieren Sie uns gerne via E-Mail: digi4e@dena.de

	Akteur	Stromnetz/Smart Grid	Virtuelle Kraftwerke	Smart Home/Smart Meter	E-Mobility
Normungsorganisationen	**International** *IEC*	***IEC TC 57 – Power systems management and associated information exchange*** Zuständiges technisches Komitee (TC) in dessen Bereich die Erarbeitung und Weiterentwicklung der wichtigsten internationalen Smart Grid Kernstandards fällt. Z.B. CIM (IEC 61970/61968) | IEC 61850 | IEC 62351 (Informationssicherheit) | (…) ***IEC System Committee (SyC) Smart Enerrgy*** Das System Committee (SyC) Smart Energy koordiniert die vielfältigen Bereiche innerhalb des IEC im Kontext Smart Energy. Ziel hierbei ist es auf System-Level abgestimmte und passende Normierung voranzutreiben.			
	Europäisch *CEN/CENELEC/ETSI*	***CEN–CENELEC–ETSI Smart Grid Coordination Group*** Gegründet im Rahmen des EU Standardisierungsmandat *M/490* (Laufzeit 2011-2014); wird darüber hinaus fortgesetzt Referenz Architektur (SGAM) | Smart Grid Set of Standards (Standardsammlung) | Use Cases | (…)		***CEN - CENELEC - ETSI*** ***Smart Meter Coordination Group*** Gegründet im Rahmen des EU-Standardisierungs-mandats *M/441*	
	Deutschland *DIN/DKE*	***DKE Excellence Cluster Smart Energy*** Zentraler Ansprechpartner für Normungs- und Standardisierungsfragen im Energiesystem und Koordination der vielfältigen thematischen Gremien Z.B. Systemkomitee DKE/K 901 "Smart Energy« | Arbeitskreis DKE/AK 901.0.1 Netzintegration Lastmanagement und Dezentrale Energieerzeugung (NeLDE) | Arbeitskreis DKE/AK 901.0.2 Smart Home und Metering | (…)			
Staatliche Akteure / Behörden	*BSI*	**UP KRITIS** Initiative zur Zusammenarbeit von Wirtschaft und Staat zum Schutz kritischer Infrastruktur		**Anforderungen an intelligente Messsysteme und deren Betreiber** Schutzprofile (BSI-CC-PP-0073/77) Technische Regeln (TR-03109-1/2/3/4) **Zertifizierung und Kontrolle der Einhaltung der Regeln** **Entwicklung Siegel IT-Sicherheit** ***„trusted IoT"*** u.a. für Smart Home	
	BNetzA	**IT Sicherheitskatalog** IT-sicherheitstechnischer Mindeststandards für Strom- und Gasnetzbetreiber Z.B. Informations-sicherheits-Managementsystems (ISMS) gem. DIN ISO/IEC 27001	**Festlegungen zur Erbringung von Regelleistung** Definition von Anforderungen bzgl. informationstechnischer Anbindung bzw. Datenaustausch Z.B. BK6-10-098		
	PTB			**Eichrechtliche Vorgaben für Smart Meter** PTB-Anforderung PTB 50.8	
Verbände	*VDE* *VDE|FNN*	**Ausarbeitung Anwendungsregel zur Schnittstelle ÜNB-VNB** Entwurf VDE-AR-N 4141-1 *(In der Kommentierung)* **Technische Anschlussregeln für Erzeuger und Verbraucher** Erarbeitung und Weiterentwicklung der technischen Anschlussregeln		**Erarbeitung von Lastenhefte** VDE|FNN erarbeitet Lastenhefte für verschiedene Komponenten der Smart-Meter Infrastruktur. Lastenheft Smart-Meter-Gateway | Lastenheft Basiszähler | Lastenheft Steuerbox **Ausgestaltung Koordinierungsfunktion zur Steuerung v. Kundenanlagen**	**Erarbeitung Hinweis Netzintegration Elektromobilität** VDE|FNN erarbeitet einen Hinweis zur Netzintegration der Elektromobilität.
	BDEW	**Schnittstelle ÜNB-VNB / Umsetzung EU-System-Operator-Guideline** Brancheninterne Abstimmung über Verfahren und Datenbedarfe. Z.B. in der AG Topologie im Energieinformationsnetz **EDI@Energy – Datenformate für Lieferantenwechsel Strom/Gas** Erstellung, Weiterentwicklung und Pflege der Nachrichtenbeschreibungen Datenformate zum Lieferantenwechse Basis ist das internationale Datenformat UN/EDIFACT			

Normungsorganisationen

Internationale Normungsorganisationen

Die International Electrotechnical Commission (IEC) ist die zentrale internationale Normungsorganisation für die Themenbereiche Elektrotechnik und Elektronik. In technischen Komitees (*TC – technical commitees*) und zugeordneten Untergruppen (SC-*subcommittees*; WG – *working groups*) werden hier internationale Normen erarbeitet und weiterentwickelt.[100]

- ***IEC TC 57 - Power systems management and associated information exchange***
  Für die Themengebiete dieser Analyse ist hierbei vor allem das ***TC 57 - Power systems management and associated information exchange***[101] hervorzuheben, da in dessen Zuständigkeitsbereich wesentliche Smart-Grid Kernstandards fallen. Hierzu zählen bspw. das CIM (*IEC 61970/61968*), der Kommunikationsstandard IEC 61850 oder auch zentrale Normen zur Informationssicherheit (z. B. *IEC 62351*) (vgl. hierzu auch die Tabelle zu den Smart-Grid-Kernstandards in Kapitel 4).

- ***IEC SyC Smart Energy***
  Das ***System Committee (SyC) Smart Energy*** koordiniert die vielfältigen Bereiche innerhalb des IEC im Kontext Smart Energy. Ziel hierbei ist es, auf System-Level abgestimmte und passende Normierung voranzutreiben und mit anderen Bereichen und relevanten Stakeholdern zusammenzuarbeiten.[102]

Euroäische Normungsorganisationen

CEN (Comité Européen de Normalisation), ETSI (European Telecommunications Standards Institute) und CENELEC (Comité Européen de Normalisation Électrotechnique) [103] sind die europäischen Normungsorganisationen. Diese sind u. a. für die thematischen Bereiche Energie (CENELEC) und Telekomunikation (ETSI) zuständig (vgl. Kapitel 2.1).

- ***CEN-CENELEC-ETSI Coordination Group on Smart Grid***
  Im Rahmen des europäischen **Standardisierungsmandats M/490**[104] wurde im Jahr 2011 durch diese Normungsorganisationen die „CEN-CENELEC-ETSI Coordination Group on Smart Grid“[105] geschaffen. Auftrag und Ziel hierbei war es, die Standardisierung mit Fokus auf Smart Grids durch einen gemeinsamen organisatorischen Rahmen voranzutreiben. Im Rahmen dieser Gruppe wurde dabei eine Smart-Grid-Referenzarchitektur (Smart Grid Architecture Model – SGAM)[106] und eine umfassende Sammlung aller für das Smart Grid relevanten Normen. Auch nach dem Auslaufen des Mandats M/490 arbeitet die Gruppe weiter mit dem Ziel die identifizierten Normungslücken zu schließen und um in Best-Practice-Use-Cases die Anwendbarkeit existierender Standards zu demonstrieren.[107]

- ***CEN-CENELEC-ETSI Coordination Group on Smart Meters***
  Ausgehend von einem weiteren europäischen Standardisierungsmandat (M/441[108]) haben sich die europäischen Normungsorganisationen im Jahr 2009 zu einer *CEN-CENELEC-ETSI Coordination Group on Smart Me-*

---

[100] http://www.iec.ch/index.htm
[101] http://www.iec.ch/dyn/www/f?p=103:7:2444086830754:::FSP_ORG_ID,FSP_LANG_ID:1273,25
[102] http://www.iec.ch/dyn/www/f?p=103:186:0::::FSP_ORG_ID,FSP_LANG_ID:11825,25
[103] Europäisches Komitee für Normung (CEN); Europäisches Komitee für elektrotechnisches Normung (CENELEC); Europäisches Institut für Telekommunikationsnormen (ETSI)
[104] http://ec.europa.eu/growth/tools-databases/mandates/index.cfm?fuseaction=search.detail&id=475
[105] https://www.cencenelec.eu/standards/Sectors/SustainableEnergy/SmartGrids/Pages/default.aspx
[106] ftp://ftp.cencenelec.eu/EN/EuropeanStandardization/HotTopics/SmartGrids/Reference_Architecture_final.pdf
[107] Vgl. https://www.cencenelec.eu/standards/Sectors/SustainableEnergy/SmartGrids/Pages/default.aspx
[108] http://ec.europa.eu/growth/tools-databases/mandates/index.cfm?fuseaction=search.detail&id=421

ters[109] zusammengeschlossen, mit der Aufgabe eine offene Smart-Meter-Architektur mit interoperablen Kommunikationsstandards zu entwickeln. Die Ergebnisse der Arbeitsgruppe hinsichtlich des Standardisierungsmandats sind in einem Abschlussbericht veröffentlicht.[110]
Auch über das ursprüngliche Mandat hinaus (2009-2012) arbeitet die Gruppe an der Pflege und Weiterentwicklung der relevanten Normen für den europäischen Smart Meter Rollout. [111]

Deutsche Normungsorganisationen

Die *DKE* ist die *Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik in DIN und VDE.* Sie ist die deutsche Normungsorganisation für die Themenbereiche Elektrotechnik, Elektronik und Informationstechnik.[112] Im DKE sind die Themen mit Bezug auf das Energiesystem in dem sogenannten „Excellence Cluster Smart Energy“ organisiert, der nach eigenen Angaben Ansprechpartner zu „allen Normungs- und Standardisierungsfragen mit Bezug zur Optimierung, Vernetzung und Steuerung von intelligenten Erzeugern“ ist.[113]

In einer Reihe von themenspezifischen Normungsgremien findet die eigentliche Normungsarbeit statt. Dabei handelt es sich oftmals um nationale Spiegelgremien der internationalen Normungsorganisationen. Die verschiedenen Gremien im Bereich *Smart Energy* umfassen dabei die Themen:[114]

- *Smart Meter*
- *Smart Home/inhouse Automation*
- Dezentrale Erzeugung und Lastmanagement
- Verteilnetz-Automatisierung
- Informationssicherheit und Datenschutz als Querschnittsthema
- Datenmodelle und Semantik als Querschnittsthema
- Schnittstelle zu Elektromobilität
- Schnittstelle zu *Power2Gas*, Wasser, Wärme etc.

Staatliche Akteure/Behörden

Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI)

Das BSI ist eine Bundesbehörde mit der Aufgabe, die Förderung der Informations- und Cybersicherheit sowie den sicheren Einsatz von IKT voranzutreiben. Das BSI entwickelt eigene Standards (z. B. bezüglich IT-Grundschutz[115]), Kriterien für IT-Anwendungen und zertifiziert und kontrolliert deren Einhaltung.

Neben den Aktivitäten zum IT-Grundschutz, der auch für die Energiewirtschaft relevant ist, ist das BSI zentraler Akteur für die Erstellung der Vorgaben und Anforderungen für die Smart-Meter-Infrastruktur in Deutschland.

- ***Anforderungen an intelligente Messsysteme (Smart Meter) und deren Betreiber***
  Das BSI hat die Anforderungen in Schutzprofilen und technischen Regeln festgeschrieben. Betreiber und Hersteller müssen sich bzw. ihre Geräte über die Einhaltung dieser Vorgaben prüfen und zertifizieren las-

[109] https://www.cencenelec.eu/standards/Sectors/SustainableEnergy/SmartMeters/Pages/default.aspx
[110] ftp://ftp.cencenelec.eu/EN/EuropeanStandardization/HotTopics/SmartMeters/CENCLCETSI_SMCG_end2012.pdf
[111] Vgl. ftp://ftp.cencenelec.eu/EN/EuropeanStandardization/Fields/EnergySustainability/Management/SmartMeters/Workprogramme2017.pdf (2017 working programme)
[112] Weitere Infos sind auf der DKE-Website verfügbar: www.dke.de
[113] https://www.dke.de/de/themen/smart-energy/themen-im-bereich-smart-energy
[114] Für eine Übersicht der Gremien zu den Themen vgl. https://www.dke.de/de/themen/smart-energy/themen-im-bereich-smart-energy
[115] https://www.bsi.bund.de/DE/Themen/ITGrundschutz/ITGrundschutzStandards/ITGrundschutzStandards_node.html

sen.
Wesentliche BSI-Standards sind hierbei das BSI-Schutzprofil Smart-Meter-Gateway (BSI-CC-PP-0073) und die Technische Richtlinie TR-03109-1. In dem Schutzprofil werden mögliche Bedrohungen eines Smart-Meter-Gateways beschrieben und Mindestanforderungen für entsprechende Sicherheitsmaßnahmen und Schnittstellen definiert. In der Technischen Richtlinie werden funktionale und technische Mindestanforderungen an Smart-Meter-Gateways vorgegeben. Weitere Vorgaben des BSI umfassen das Schutzprofil (BSI-CC-PP-0077) und Technische Richtlinien (TR-03109-2/3/4) für das Sicherheitsmodul (Vgl. Kapitel 3.3).[116]

- ***Initiative zu Zusammenarbeit von Wirtschaft und Staat zum Schutz kritischer Infrastrukturen in Deutschland (UP KRITIS)***
  Das BSI beschäftigt sich im Zusammenhang mit kritischer Infrastruktur, zu der insbesondere Stromnetze zählen,[117] mit IT-Bedrohungen und dem Schutz der IT-Infrastrukturen. UP KRITIS ist in diesem Zusammenhang eine branchenübergreifende Zusammenarbeit von Wirtschaft und Staat unter der Leitung des BSI. Ziel ist es, dass sich die beteiligten Organisationen austauschen und zusammenarbeiten und z. B. ein gemeinsames Vorgehen zum (IT-)Krisenmanagement erarbeiten und etablieren.[118]

- ***Entwicklung Gütesiegel IT-Sicherheit „Trusted IoT“ u. a. für Smart Home***
  Das BSI ist durch seine Aktivitäten hinsichtlich IT-Sicherheit, auch im Bereich Smart Home, aktiv. So wurde es vom BMWi damit beauftragt, ein Gütesiegel für sicher vernetzte Geräte „Trusted IoT“ (*IoT – Internet of Things*) zu entwickeln. [119]

Bundesnetzagentur (BNetzA)

Die BNetzA (Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen) ist oberste deutsche Regulierungsbehörde und zuständig für die Aufrechterhaltung und die Förderung des Wettbewerbs in sogenannten Netzmärkten. Hierzu zählt auch die Zuständigkeit für die Energieregulierung in Deutschland (Strom/Gas). Neben der Kontrolle und Genehmigung der Netznutzungsentgelte ist dabei eine der Hauptaufgaben die Schaffung eines diskriminierungsfreien Zugangs zum Stromnetz. Dabei kann die BNetzA für Fragestellungen in ihrem Zuständigkeitsgebiet sogenannte Festlegungen treffen.

- ***IT-Sicherheitskatalog***
  Die BNetzA hat in Zusammenarbeit mit dem BSI einen IT-Sicherheitskatalog erstellt und veröffentlicht, der Anforderungen an die für einen sicheren Netzbetrieb notwendige IKT stellt. Der IT-Sicherheitskatalog verpflichtet Strom- und Gasnetzbetreiber zur Umsetzung IT-sicherheitstechnischer Mindeststandards. Kernforderung ist die Etablierung eines Informationssicherheits-Managementsystems (ISMS) gemäß DIN ISO/IEC 27001 sowie dessen Zertifizierung bis zum 31. Januar 2018.[120]

- ***Festlegungen zur Erbringung von Regelleistung***
  Die BNetzA ist dafür zuständig, in Festlegungen eine Zugangsvoraussetzung zu der Teilnahme an Regelenergiemärkten zu erlassen (Präqualifikationsbedingungen). In den Festlegungen der BNetzA werden dabei Anforderungen bzgl. der informationstechnischen Anbindung und dem benötigten Datenaustausch

---

[116] Für eine Übersicht über alle BSI Schutzprofile und Technischen Richtlinien für die Smart-Meter-Gateway-Infrastruktur vgl. BSI (2017C).
[117] „Kritische Infrastrukturen (KRITIS) sind Organisationen und Einrichtungen mit wichtiger Bedeutung für das staatliche Gemeinwesen, bei deren Ausfall oder Beeinträchtigung nachhaltig wirkende Versorgungsengpässe, erhebliche Störungen der öffentlichen Sicherheit oder andere dramatische Folgen eintreten würden.“ https://www.bsi.bund.de/DE/Themen/Industrie_KRITIS/Strategie/KRITIS/kritischeinfrastrukturen_node.html
[118] https://www.bsi.bund.de/SharedDocs/Downloads/DE/BSI/Kritis/Fortschreibungsdokument.pdf?__blob=publicationFile&v=2
[119] https://www.bsi.bund.de/DE/Presse/Pressemitteilungen/Presse2017/ECSM_SmartHome_17102017.html
[120] https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/IT_Sicherheit/IT_Sicherheit.html

getroffen. Die Festlegungen treffen daher wichtige Anforderungen, die von Aggregatoren bzw. Betreibern von virtuellen Kraftwerken (und deren gesteuerte Anlagen bzw. deren Kommunikationsschnittstellen) erfüllt werden müssen, um an den Regelenergiemärten teilnehmen zu können. Relevante Festlegungen sind dabei BK6-10-097 (Primärregelenergie), BK6-10-098 (Sekundärregelenergie) und BK6-10-099 (Minutenreserve). [121]

Physikalisch-Technische Bundesanstalt (PTB)

Die PTB ist wissenschaftlich-technische Bundesoberbehörde und als das nationale Metrologie-Institut die oberste Instanz hinsichtlich des Eich- und Messwesens und in diesem Zusammenhang auch ein relevanter Akteur für die eichrechtlichen Vorgaben der Messinfrastruktur. [122]

- ***Eichrechtliche Vorgaben für Smart Meter***
  Da in dem Smart-Meter-Gateway (SMGW) aus den von Zählern gemessenen Messwerten neue Messwerte gebildet werden, die der Abrechnung des Energieverbrauchs nach unterschiedlichen Tarifmodellen dienen, unterliegt dieses Gateway auch dem Eichrecht. Die eichrechtlichen Anforderungen an das Gateway wurden in den PTB-Anforderungen 50.8 formuliert. Diese Anforderungen sind abgeleitet aus dem geltenden Mess- und Eichgesetz und der zugehörigen Verordnung[123]

Verbände

VDE/FNN

Das FNN (Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE) ist ein Ausschuss im VDE (Verband der Elektrotechnik, Elektronik und Informationstechnik) und unabhängiger Regelsetzer für alle technischen Fragen rund um die Stromnetze in Deutschland. Die technischen Vorgaben werden in sogenannten Anwendungsregeln (AR) unter Einbindung aller relevanten Stakeholder erarbeitet. Themen hierbei sind neben den technischen Anschlussregeln, Schutz- und Leittechnik, aber auch Informationssicherheit in Stromnetzen.

- *Ausarbeitung einer Anwendungsregel zur Schnittstelle ÜNB-VNB*
  Als technischer Regelsetzer ist das FNN ein geeigneter Akteur, um Anforderungen zu Schnittstellen festzulegen. Ein Beispiel hierfür ist die Schnittstelle zwischen Übertragungs- und Verteilernetzbetreiber, für die der FNN die Anwendungsregel (VDE-AR-N 4141-1) erarbeitet hat, deren erster Entwurf im September 2017 veröffentlicht wurde (Vgl. Kapitel 3.1).[124]

- *Technische Anschlussregeln für Verbraucher und Erzeuger*
  Das FNN erarbeitet die Technischen Anschlussregeln (TAR), die beim Anschluss und Betrieb von Kundenanlagen an die öffentlichen Energieversorgungsnetze zu beachten sind. Die TAR sind die Grundlage für die technischen Anschlussbedingungen (TAB) der Netzbetreiber, in denen, neben technischen Parametern, auch Anforderungen an die Kommunikationsschnittstelle festgelegt werden.[125]

---

[121] https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Engpassmanagement/Regelenergie/regelenergie-node.html
[122] https://www.ptb.de/cms/
[123] https://www.ptb.de/cms/presseaktuelles/zeitschriften-magazine/ptb-mitteilungen/verzeichnis-der-ptb-mitteilungen/ptb-mitteilungen-2015/heft-3-smart-metering-digitale-kommunikation-fuer-elektrizitaets-und-andere-verbrauchsmessgeraete.html
[124] Vgl. VDE FNN(2017): Entwurf AR 4141. Der Entwurf befindet sich zum Zeitpunkt der Anfertigung dieser Analyse in der Kommentierung durch die relevanten Stakeholder: https://www.vde.com/de/fnn/themen/netzbetrieb-sicherheit/netzbetrieb/schnittstelle-uenb-vnb-vde-ar-n-4141-1
[125] https://www.vde.com/de/fnn/themen/tar

- *Erarbeitung von Lastenheften für Komponenten der Smart-Meter-Infrastruktur*
  Der VDE|FNN ist als Regelsetzer für technische Anforderungen im Zusammenhang mit Stromnetzen auch mit den technischen Fragestellungen zur zukünftigem Messinfrastruktur beschäftigt. Der VDE|FNN hat in diesem Zusammenhang Lastenhefte für Komponenten der geplanten Smart-Meter-Infrastruktur in Deutschland erarbeitet, die die konstruktiven und funktionalen Anforderungen umfassen und dabei bei der Einhaltung der gesetzlichen Vorgaben unterstützen soll. Der VDE|FNN hat in diesem Zusammenhang u. a. Lastenhefte für den Basiszähler, das Smart-Meter-Gateway und die Steuerbox erstellt.[126]

- *Ausgestaltung Koordinierungsfunktion zur Steuerung v. Kundenanlagen über SMGW*
  Darüber hinaus erarbeitet VDE|FNN die Beschreibung einer Koordinierungsfunktion zur Steuerung von Kundenanlagen, welche die Schaltungen unter Berücksichtigung des lokalen Netzzustandes ermöglichen soll.[127]

- *Erarbeitung Hinweis Netzintegration Elektromobilität*
  VDE|FNN erarbeitet einen Hinweis zur Netzintegration der Elektromobilität. Darin wird FNN die Herausforderungen in den Nieder- und Mittelspannungsnetzen beschreiben und Lösungsansätze für die Netzplanung und den Netzbetrieb ausarbeiten.

BDEW

Der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) ist ein deutscher Branchenverband der Energiewirtschaft. Neben der Interessensvertretung gegenüber der Politik ist der BDEW mit seinen vielfältigen thematischen Gremien ein wichtiges Organ zur brancheninternen Abstimmung.

- *Schnittstelle ÜNB-VNB – Umsetzung der EU System Operator Guideline*
  In den Gremien des BDEW findet derzeit die brancheninterne Abstimmung zu der Schnittstelle zwischen den Netzbetreibern und die damit einhergehenden Verfahren und Datenbedarfe statt. Diese Abstimmung (vor allem zwischen ÜNB und VNB) findet auch vor dem Hintergrund der Umsetzung der europäischen System Operator Guidelines und den daraus hervorgehenden Austausch von Netzmodellen bzw. Last- und Erzeugungsdaten (GLDM) statt. Ein Gremium im BDEW ist bspw. die *AG Topologie im Energieinformationsnetz*.

- *EDI@Energy – Datenformate für den Lieferantenwechsel Strom/Gas*
  Der BDEW ist projektführende Organisation bei der Erstellung, Weiterentwicklung und Pflege des Datenformats *EDI@Energy*, das die Grundlage für einheitliche Geschäftsprozesse bei Lieferantenwechsel und der Bilanzkreisabrechnung in der Strom- und Gaswirtschaft ist.[128]
  EDI@Energy ist eine für den deutschen Energiemarkt angepasste Version des internationalen UN/*EDIFACT* Datenformats.[129]

[126] https://www.vde.com/de/fnn/themen/imesssystem
[127] https://www.vde.com/de/fnn/themen/imesssystem/steuern
[128] http://www.edi-energy.de/
[129] https://www.unece.org/cefact/edifact/welcome.html

Abbildungsverzeichnis

Abb. 1: “Landkarte Digitale Dynamik“ – Einschätzung bzgl. der Dynamik von Markfeldern durch Experten der dena-Plattform Digitale Energiewelt 9

Abb. 2: Relevante Standardisierungs- und Normungsakteure mit Bezug zur Digitalisierung der Energiewirtschaft 10

Abb. 3: Exemplarische Darstellung der Zunahme an Schnittstellen im Kontext der Digitalisierung der Energiewende 13

Abb. 4: Ebenen der Interoperabilität des Smart Grid Architecture Model 14

Abb. 5: Das Smart Grid Architecture Model 15

Abb. 6: SGAM - *Component Layer* eines Übertragungsnetzbetreibers 18

Abb. 7: Übersicht Anwendung des Common Information Model (CIM) innerhalb eines Unternehmens 21

Abb. 8: SGAM – zentrale Normen der Kommunikations- und Informationsschicht 22

Abb. 9: *SGAM – Component Layer* eines virtuellen Kraftwerks 26

Abb. 10: *SGAM – Communication Layer* eines virtuellen Kraftwerks 27

Abb. 11: Übersicht Smart Meter Rollout und Smart Home Infrastruktur 31

Abb. 12: SGAM - *Component Layer* Smart-Meter-Infrastruktur und Smart Home 33

Abb. 13: SGAM – *Component Layer* der E-Mobility Ladeinfrastruktur 37

Literaturverzeichnis

BMVI (2014): öffentliche Ladeinfrastruktur für Städte, Kommunen und Versorger. Verfügbar unter: http://www.starterset-elektromobilität.de/content/3-Infothek/3-Publikationen/14-oeffentliche-ladeinfrastruktur-fuer-staedte-kommunen-und-versorger/oeffentliche_ladeinfrastruktur_fuer_staedte__kommunen_und_versorger.pdf

BMWi (2016): Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende. Verfügbar unter: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/Gesetz/gesetz-zur-digitalisierung-der-energiewende.html

BMWI (2016B) : Strommarkt der Zukunft – Stellungnahmen Strom 2030 – Trend 10. Verfügbar unter : https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/P-R/plattform-strommarkt-trend-10-stellungnahmen.pdf?__blob=publicationFile&v=2

BMWI; BSI (2017): Standardisierungsstrategie zur sektorübergreifenden Digitalisierung nach dem GDEW. Vortrag von Andreas Holzamer (BMWi) und Andreas Vollmer (BSI) auf Fachveranstaltung „Digitalisierung und Energieeffizienz: Potenziale und Herausforderungen“ im Kontext der Plattform Energieeffizienz (PFEE)“ am 29.06.2017 in Berlin.

BNetzA (2016): EEG in Zahlen 2015. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/ZahlenDatenInformationen/zahlenunddaten-node.html (zuletzt abgerufen am 04.10.2017)

BNetzA (2015): IT-Sicherheitskatalog gemäß § 11 Absatz 1a Energiewirtschaftsgesetz. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/IT_Sicherheit/IT_Sicherheitskatalog_08-2015.pdf;jsessionid=8C53E80D405E7594B775B9FCF984DCB7?__blob=publicationFile&v=1 (Zuletzt aufgerufen am 29.11-2017).

BSI (2017A): Schutzprofil Smart Meter Gateway (BSI-CC-PP-0073). Verfügbar unter: https://www.bsi.bund.de/DE/Themen/DigitaleGesellschaft/SmartMeter/SmartMeterGateway/Schutzprofil_Gateway/schutzprofil_smartmetergateway_node.html (zuletzt abgerufen am 04.10.2017).

BSI (2017B): Technische Richtlinie (TR-03109-1) . Verfügbar unter: https://www.bsi.bund.de/DE/Themen/DigitaleGesellschaft/SmartMeter/SmartMeterGateway/TechnRichtlinie/TR_03109-1_node.html (zuletzt abgerufen am 04.10.2017)

BSI (2017C): Übersicht über die Schutzprofile und Technischen Richtlinien nach § 22 Abs. 2 Satz 1 MsbG. Verfügbar unter: https://www.bsi.bund.de/DE/Themen/DigitaleGesellschaft/SmartMeter/UebersichtSP-TR/uebersicht_node.html (zuletzt abgerufen am 04.10.2017)

BSI (2017D): Botnetze. Video: Was ist ein Botnetz und wie kann ich mich schützen?. Verfügbar unter: https://www.bsi-fuer-buerger.de/BSIFB/DE/Risiken/BotNetze/botnetze_node.html (Zuletzt abgerufen am 03.11.2017)

CEN ; CENELEC ; ETSI (2012) : Smart Grid Coordination Group - Smart Grid Reference Architecture. Verfügbar unter: https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/xpert_group1_reference_architecture.pdf (zuletzt abgerufen am 04.10.2017)

CEN ; CENELEC ; ETSI (2014): SGCC/M490/G_Smart Grid Set of Standards Version 3.1. Verfügbar unter: ftp://ftp.cencenelec.eu/EN/EuropeanStandardization/HotTopics/SmartGrids/SGCG_Standards_Report.pdf (zuletzt abgerufen am 04.10.2017).

dena (2016): Grundsatzpapier der Plattform Digitale Energiewelt. Verfügbar unter URL: https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Presse___Medien/2016-06-06_Grundsatzpapier_der_Plattform_Digitale_Energiewelt.pdf

dena (2017) : Landkarte Digitale Dynamik – Ein Instrument zur Bewertung von Marktfeldern der digitalen Energiewelt. Publikation im Rahmen der dena Plattform Digitale Energiewelt. Verfügbar unter : https://www.dena.de/themen-projekte/projekte/digitale-energiewelt/

dena (2017B) : dena-Analyse Datenschutz und Datensicherheit. Status Quo, Herausforderungen und Handlungsbedarf im Rahmen der Digitalisierung der Energiewirtschaft. Veröffentlichung im Rahmen des dena Projektes Digi4E. Verfügbar unter : https://www.dena.de/themen-projekte/projekte/energiesysteme/analysen-und-dialogprozesse-zur-unterstuetzung-der-digitalisierung-im-bereich-energie-energieeffizienz-und-erneuerbare-energien-digi4e/

dena (2017C): Chancen und Herausforderungen der digitalen Energiewelt am Beispiel „Pooling“. Verfügbar unter: https://shop.dena.de/fileadmin/denashop/media/Downloads_Dateien/esd/Positionspapier_Pooling_Plattform_Digitale_Energiewelt_.pdf

dena (2016): Herausforderungen bei der Weiterentwicklung von Koordinationsprozessen für die Regelleistungserbringung. dena-Plattform Systemdienstleistungen. Verfügbar unter: https://shop.dena.de/sortiment/detail/?tx_zrwshop_pi1[pid]=526 (zuletzt abgerufen am 08.01.2018)

DIN; DKE (2015): Deutsche Normungsroadmap Industrie 4.0. Version 2. Verfügbar unter: https://www.dke.de/resource/blob/778174/6035696a0e6796210ae188f3078a7308/deutsche-normungs-roadmap-industrie-4-0-version-2-0-data.pdf

DIN; DKE (2015): Deutsche Normungsroadmap Industrie 4.0. Version 2. Verfügbar unter: https://www.dke.de/resource/blob/778174/6035696a0e6796210ae188f3078a7308/deutsche-normungs-roadmap-industrie-4-0-version-2-0-data.pdf

DIN; DKE (2017): Deutsche Normungsroadmap IT-Sicherheit. Verfügbar unter: https://www.dke.de/resource/blob/778258/24a8668bdc0c7ff06e9863e5785ce59d/deutsche-normungs-roadmap-it-sicherheit-version-2-0-data.pdf

DKE (2010): DIE DEUTSCHE NORMUNGSROADMAP. E-ENERGY / SMART GRID. Version 1.0. Verfügbar unter: https://www.dke.de/resource/blob/780292/3ae72fe24a471344af49c56d9ef36265/dke-normungsroadmap-1-ger-data.pdf (zuletzt abgerufen am 08.12.2017)

DKE; VDE (2015): Deutsche Normungs-Roadmap Smart Home + Building. Version 2.0. Verfügbar unter: https://www.dke.de/resource/blob/778214/6ec4d037024b61a63d14544d181c638a/deutsche-normungs-roadmap-smart-home---building--version-2-0-data.pdf

DKE; VDE (2016): Deutsche Normungsroadmap Gleichstrom im Niederspannungsbereich. Version 1. Verfügbar unter: https://www.dke.de/resource/blob/778162/09872f0a808589a36e8d6ed9639fdb8c/deutsche-normungs-roadmap-gleichstrom-im-niederspannungsbereich-version-1-0-data.pdf

Dong et al. (2016): Smart Power Substation Development in China. In CSEE JOURNAL OF POWER AND ENERGY SYSTEMS, VOL. 2, NO. 4, DECEMBER 2016. Verfügbar unter: http://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?tp=&arnumber=7785861 (zuletzt abgerufen am 04.10.2017)

E-Bridge; IAEW; OFFIS (2014): „Moderne Verteilernetze für Deutschland“ (Verteilernetzstudie). Abschlussbericht. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi). Verfügbar unter: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/verteilernetzstudie.html (zuletzt abgerufen am 08.12.2017)

Enisa (2015): Security and Resilience of Smart Home Environments. Good practices and recommendations. Verfügbar unter: https://www.enisa.europa.eu/publications/security-resilience-good-practices (zuletzt abgerufen am 08.12.2017)

Entso-E (2017): Common Grid Model Exchange Specification (CGMES). Verfügbar unter : https://www.entsoe.eu/major-projects/common-information-model-cim/cim-for-grid-models-exchange/standards/Pages/default.aspx

EPRI (2015): Common Information Model Primer. Third Edition. Verfügbar unter: https://www.epri.com/#/pages/product/000000003002006001/ (zuletzt abgerufen am 04.10.2017)

Etherden et al. (2016): Virtual Power Plant for Grid Services Using IEC 61850. Veröffentlicht in IEEE Transactions on Industrial Informatics Volume: 12, Issue: 1, Feb. 2016.

EU Commission (2011): M/490 Smart Grid Mandate Standardization Mandate to European Standardisation Organisations (ESOs) to support European Smart Grid deployment. https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/2011_03_01_mandate_m490_en.pdf (Zuletzt abgerufen am 04.10.2017).

Forschung Stromnetze (2017): Projektsteckbrief: Das proaktive Verteilnetz - Ampelkonzept für effizientere Verteilnetze. Verfügbar unter: http://forschung-stromnetze.info/projekte/ampelkonzept-fuer-effizientere-verteilnetze/

Fraunhofer ESK (2014) : Die Ladestation als Knoten im Smart Grid – Vergleich aktueller Kommunikationsstandards. Verfügbar unter : https://www.esk.fraunhofer.de/content/dam/esk/dokumente/Die%20Ladestation_als_Knoten_im_Smart_Grid_dt_web_neu.pdf

Gottschalk, M.; Uslar, M.; Delfs, C. (2017): The Use Case and Smart Grid Architecture Model Approach - The IEC 62559-2 Use Case Template and the SGAM applied in various domains. Springer Verlag Heidelberg 1, 1-93, 2017. Verfügbar unter: https://link.springer.com/book/10.1007%2F978-3-319-49229-2

IEC (2010): IEC Smart Grid Standardization Roadmap. Edition 1.0. Prepared by SMB Smart Grid Strategic Group (SG3). Verfügbar unter: http://www.iec.ch/smartgrid/downloads/sg3_roadmap.pdf

IEC (2015) : Lösungen aus CIM-Sicht: Ein Überblick über konkrete Anwendungen. Vortrag auf dem DKE/VDE Workshop “CIM in der Praxis” 14. Oktober 2015. Verfügbar unter : https://www.dke.de/resource/blob/780542/7ef4a2a90e311e79be640d69cf652c3a/03-cim-loesungen-kostic-data.pdf

Koch et al. (2015): Die IEC 61850 als Standard für die Digitalisierung des Energiesystems. Erschienen in etz 2015, Ausgabe 11. Verfügbar unter: http://www.etz.de/5725-0-Die+IEC+61850+als+Standard+fuer+die+Digitalisierung+des+Energiesystems.html

Mackiewicz et al. (2007): Technical Overview and Benefits of the IEC 61850 Standard for Substation Automation. Verfügbar unter: https://www.controlglobal.com/assets/knowledge_centers/abb/assets/IEC61850_Overview_and_Benefits_Paper_General.pdf

Nationale Plattform Elektromobilität (2017): Die Deutsche Normungs-Roadmap Elektromobilität 2020 Verfügbar unter: http://nationale-plattform-elektromobili-taet.de/fileadmin/user_upload/Redaktion/Publikationen/NormungsRoadmap_Elektromobilitaet_2020_bf.pdf

PWC (2016): Markt und Technik virtueller Kraftwerke. Eine Untersuchung und ein Ausblick des aktuellen Marktes und der Technik von virtuellen Kraftwerken. Verfügbar unter: http://www.pwc-energiewirtschaft.de/de/virtuelle-kraftwerke-als-wirkungsvolles-instrument-fuer-die-energiewende/

Rohjans, S. et al. (2010): Survey of Smart Grid Standardization Studies and Recommendations," 2010 First IEEE International Conference on Smart Grid Communications, Gaithersburg, MD, 2010, pp. 583-588. Verfügbar unter: http://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?tp=&arnumber=5621999&isnumber=5621989

SGCG (2014): SGCG/M90/G_Smart Grid Set of Standards Version 3.1. Verfügbar unter ftp://ftp.cencenelec.eu/EN/EuropeanStandardization/HotTopics/SmartGrids/SGCG_Standards_Report.pdf

Siemens (2010): Effiziente Energie-Automatisierung mit dem Standard IEC 61850. Anwendungsbeispiele. Verfügbar unter: https://www.energy.siemens.com/hq/pool/hq/energy-topics/standards/iec-61850/Applikationsbeispiele_de.pdf

Siemens (2015): Was ist das Common Information Model (CIM) ? Vortrag auf der DKE- CIM Informationsveranstaltung. Verfügbar unter : https://www.dke.de/resource/blob/780546/d2e7505437e45cb4e344b58baa3319fb/04-was-ist-cim-ruediger-data.pdf

Smart Grid Austria (2016): IES – Integrating the Energy System Austria. Projektbeschreibung. Verfügbar unter: http://www.smartgrids.at/plattform-aktivitaeten/ies-integrating-the-energy-system-austria.html (zuletzt abgerufen am 03.11.2017)

ÜNB (2017): Generation and load data provision methodology – GLDPM. Verfügbar unter: https://www.netztransparenz.de/EU-Network-Codes/CACM-Verordnung/Generation-and-load-data-provision-methodology-GLDPM

ÜNB (2017B): Umsetzung der GLDPM in Deutschland. Abschlussworkshop zur Vorstellung der Implementierungsvorschriften; 26. Juli 2017. Verfügbar unter: https://www.netztransparenz.de/portals/1/2017_07_26_GLDPM_abschlussworkshop_folien_stand_2017_07_28_1300h.pdf

Uslar, M.; Specht, M.; Rohjans, S.; Trefke, J.; González, J.M. (2012): The Common Information Model CIM: IEC 61968/61970 and 62325-A practical introduction to the CIM. Springer Science & Business Media, 2012. Verfügbar unter: http://www.springer.com/de/book/9783642252143

VDE FNN (2017): Entwurf VDE-AR-N 4141-1:2017-09. Technische Regeln für den Betrieb und die Planung von Netzbetreibern – Teil 1: Schnittstelle Übertragungs- und Verteilnetze. Verfügbar unter: https://www.vde.com/resource/blob/1650314/0f435698f3e8be40d2dff8b270fc20a3/vde-fnn-schnittstelle-uenb-vnb-e-vde-ar-n-4141-1-data.pdf

VDE; DKE (2013): Normungsroadmap E-Energyy / Smart Grids 2.0. Status Trends und Perspektiven der Smart Grid Normung. Verfügbar unter: https://www.dke.de/resource/blob/780324/83fc31be6daf6340b784c368a01ff0d9/dke-normungsroadmap-ger-20---gv-data.pdf

VDI; DVGW; DKE; DIN (2016): Deutsche Normungsroadmap Energiespeicher Version 1. Verfügbar unter: http://www.din.de/blob/117984/2d5a13f0649b2e807f5dba34f6ea1bd7/normungsroadmap-energiespeicher-data.pdf

Westnetz (2015): Vortrag CIM-Workshop. Herausforderungen im Alltag des Netzbetreibers in Übertragung und Verteilung - Was müsste sich ändern? Verfügbar unter: https://www.dke.de/resource/blob/780530/3a6a93b92154d2d6a31c1479157d2f47/02a-cim-praxis-vn-brand-data.pdf

ZVEI; BDEW (2012): Smart Grids in Deutschland. Handlungsfelder für Verteilnetzbetreiber auf dem Weg zu intelligenten Netzen. Verfügbar unter: https://www.bdew.de/internet.nsf/res/86B8189509AE3126C12579CE0035F374/$file/120327%20BDEW%20ZVEI%20Smart-Grid-Broschuere%20final.pdf (zuletzt abgerufen am 04.10.2017)

www.dena.de

Art.-Nr.: 9240

Deutsche Energie-Agentur