

C/sells: Netze und Märkte verbünden!

Positionspapier der C/sells Partner anlässlich des Ministerdialogs am 7. August 2018

Vorwort

C/sells ist ein Demonstrationsprojekt im Rahmen des SINTEG-Programmes. Das Förderprogramm "Schaufenster intelligente Energie – Digitale Agenda für die Energiewende" (SINTEG) des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi) will skalierbare Musterlösungen für eine sichere, wirtschaftliche, umweltverträgliche und akzeptierte Energieversorgung bei hohen Anteilen fluktuierender Stromerzeugung aus Wind- und Sonnenenergie entwickeln und demonstrieren. Im Mittelpunkt stehen technische, wirtschaftliche und juristische Aspekte sowie die Integration der Bürger.

Nach dem ersten Projektjahr haben wir bereits die Grundkonzeption des zellulär-verbundenen Energiesystems entwickelt, das C/sells Leitbild im Konsens der 56 Partner vereinbart und die Grundbausteine unserer drei Basisinstrumente Infrastruktur Informationssystem (IIS), Abstimmungskaskade und regionalisierter Handel erstellt.

Wir sind überzeugt, dass zelluläre, vielfältige und partizipative Energieinfrastrukturen einen geeigneten Ansatz darstellen, um die angestrebte, nahezu vollständige Marktdurchdringung mit Erneuerbaren Energien (EE) zu beherrschen und Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Die Stärkung der lokalen und regionalen Verantwortung, wohlgernekt nicht der Autarkie, verleiht dem zellulär verbundenen Gesamtsystem Stabilität, Stärke und gesellschaftliche Akzeptanz. Der damit verbundene Umbau der technischen Infrastruktur und der Wandel der Geschäftsmodelle kann nur mit der Bündelung aller gesellschaftlichen und politischen Kräfte gelingen.

Im Positionspapier zum Ministerdialog in Stuttgart am 9. April 2018 hatten wir bereits erste Empfehlungen zu den Themen **Zellularität, konsequentes Systemdenken, SINTEG-Verordnung** sowie **Rollout Intelligenter Messsysteme** ausgesprochen. In diesem Positionspapier ergänzen wir diese Empfehlungen und erweitern diese um die drei Themenfelder **Herkunftsnachweise, Wettbewerb an zentralen Märkten und Internet of Things mit Smart Meter Gateways**.

Kontakt

Dr.-Ing. Albrecht Reuter
Gesamtprojektleiter C/sells
c/o Fichtner IT Consulting GmbH
Sarweystraße 3, 70191 Stuttgart
Tel: +49 711 8995 1964, Mobil: +49 177 899 79 64
Albrecht.Reuter@Csells.net
www.csells.net
#csells



Dr.-Ing. Sebastian Breker
Leitung Verbundkoordination C/sells
EnergieNetz Mitte GmbH
Monteverdistr. 2, 34131 Kassel
Tel: +49 561 933 3484, Mobil: +49 151 4676 17 77
Sebastian.Breker@EnergieNetz-Mitte.de
www.csells.net
#csells



Die Empfehlungen auf einen Blick

1

Zellularität: Wir empfehlen, das Denken in dezentraleren Energieversorgungsstrukturen weiter zu unterstützen. Politisch sollte lokale und regionale Verantwortung für die Energieversorgung gestärkt werden – unter Einbezug des etablierten Gesamtsystems. Wir benötigen den politischen Rückhalt, damit durch verlässliche Integration neuer Marktakteure die Verbundenheit innerhalb des Versorgungssystems verlässlich gestärkt wird und so die Investitionsbereitschaft in EEG-Anlagen vor Ort erhalten bleibt.

2

Partizipation: Die Digitalisierung der Energiewende ermöglicht neue Anwendungen und Geschäftsmodelle für bestehende wie neue Akteure. Wir empfehlen, die Risiken für alle Akteure durch verlässliche Rahmenbedingungen zu minimieren und die Rolle der Kommunen zu stärken. Weiterhin sollen sich Bürger(-innen) frühzeitig durch neue Informationsformate über Entwicklungen in niedrigschwelliger Weise informieren können (z. B. Tag der Energiewende, Nachhaltigkeitstage, etc.).

3

Regulatorische Innovationszone (RIZ): Die SINTEG-Verordnung regelt den Ausgleich von Nachteilen, die Akteuren bei der Nutzung von Flexibilität entstehen. Wir empfehlen die Einrichtung einer RIZ, in der neue Rahmenbedingungen ausgestaltet und getestet werden. Die SINTEG-Verordnung verstehen wir als ersten Schritt auf dem Weg zur Einrichtung einer RIZ mit Laboren für Netze und Märkte.

4

Systemdenken und netzdienlicher Handel: Wir empfehlen im Rahmen der Anreizregulierung und Netzentgeltssystematik Voraussetzungen zu schaffen, die eine Nutzung von Flexibilität sowohl auf der Angebots- wie auf der Nachfrageseite attraktiv machen. Damit die geplante Intelligente-Messsystem (iMSys)-Infrastruktur ihren Beitrag zur Systemintegration leisten kann, sollten marktliche Anwendungen gefördert, wie auch Netzbetreibern verbesserte und sichere Zugriffsmöglichkeiten auf Netzzustandsdaten für sicherheitskritische Betriebsführungsprozesse eingeräumt werden.

5

Herkunftsnachweise: Wir empfehlen neue Wege zu ebnen, um die Herkunft von Strom nachzuweisen. Dabei sollte es möglich sein, den Stromkunden ein Produkt z. B. mit regionalen und technologiespezifischen Attributen entsprechend ihrer Präferenzen bereitzustellen. Wir empfehlen zudem eine Aufklärung der Endverbraucher zur Funktionsweise der Stromkennzeichnung.

6

Öffnung zentraler Märkte: Wir empfehlen, Markteintrittsbarrieren an existierenden und neuen Märkten zu reduzieren und auf diese Weise kleinteiliger Erzeugung den Markteintritt zu ermöglichen.

7

Internet of Things (IoT): Wir empfehlen die beschleunigte Umsetzung des Gesetzes zur Digitalisierung der Energiewende, insbesondere die fristgerechte Implementierung der benötigten Verordnungen sowie eine zügige rechtssichere Markterklärung. Ziel sollte es sein, die Smart-Meter-Gateways (SMGW) zeitnah ins Feld zu bringen und die sektorübergreifenden Anwendungen schneller voranzutreiben. Außerdem empfehlen wir eine weitreichende Informationskampagne zur Einführung intelligenter Messsysteme (iMSys) in Deutschland. Darüber hinaus empfehlen wir bei Anwendungen, die nicht sicherheitskritisch sind, in der Roadmap „Standardisierung zur sektorübergreifenden Digitalisierung“ ausreichend Freiheitsgrade vorzusehen, damit vielfältige Geschäftsmodelle mit und ohne Einsatz von SMGW ermöglicht werden.

Die Empfehlungen im Detail

Zellularität. Das Energieversorgungssystem mit seiner zunehmend veränderten Erzeugungsstruktur muss sich als System auch auf niedrigeren Spannungsebenen weiterentwickeln: Das Konzept der Zellularität könnte eine maßgebliche Komponente des zukünftigen Energieversorgungssystems sein – neben der immer noch erforderlichen Transportkomponente im europäischen Maßstab von den entfernten Erzeugungszentren aus erneuerbaren Quellen.

Der zelluläre Ansatz ist ein vielversprechendes Konzept, um die zunehmende Einspeisung auf Nieder- und Mittelspannungsebene zu organisieren. Die Digitalisierung schafft dazu neue Möglichkeiten. Die Verantwortung für eine sichere Energieversorgung würde, ergänzend zu den Übertragungsnetzbetreibern und Verteilnetzbetreibern, auch auf kleinere Organisationseinheiten heruntergebrochen. Zur Wahrung der Versorgungssicherheit und der Gesamtstabilität des Energieversorgungssystems – insbesondere in sicherheitskritischen Situationen – wird jedoch eine überregionale Steuerung des Systems durch die Netzbetreiber sowie eine Abstimmung zwischen den Netzbetreibern stets erforderlich sein.

Die Organisationseinheiten werden in C/sells Zellen genannt; Zellen umfassen einerseits die schon bekannten Organisationseinheiten wie Regelzonen und Verteilnetze. Andererseits entstehen neue Zelltypen wie beispielsweise nichtöffentliche „Subnetze“ hinter einem Netzanschlusspunkt oder auch Quartiere bspw. durch den Zusammenschluss mehrerer Häuser.

Der zelluläre Ansatz erlaubt eine umfassende Partizipation vielfältiger Akteure entsprechend ihrer individuellen Präferenzen unter Berücksichtigung der jeweiligen Möglichkeiten einer Zelle. Eine Funktion von Zellen ist die Bereitstellung von Flexibilität für die Netzbetreiber, um beispielsweise lokale Netzengpässe zu beheben oder um die Stabilität des Gesamtsystems bei Schwankungen zwischen Erzeugung und Verbrauch zu unterstützen. Des Weiteren können in und zwischen den Zellen sowie an den bereits existierenden zentralen Märkten Produkte oder Energiedienstleistungen ausgetauscht werden. Diese Zellfunktionen können durch die Erfassung von Erzeugungs- und Lastdaten sowie Prognosen bzw. Optionen für die Betriebsstrategien unterstützt werden.

Ob und in welchem Umfang Zellen diese Funktionen bereitstellen, können sie autonom und gemäß ihrer primären Zielfunktion selbst entscheiden. So kann zum Beispiel nach dem Subsidiaritätsprinzip ein primärer Ausgleich auf Zellebene angestrebt und erst danach der Austausch mit anderen Zellen gesucht werden. Dies wird durch eine möglichst gute Ausnutzung der in der Zelle vorhandenen Infrastrukturen – auch über verschiedene Energieträger hinweg – erreicht.

Eine weitere Zielfunktion könnte das Erwirtschaften von Erlösen darstellen, indem aus der Zelle die zuvor genannten Funktionen gegen ein Entgelt bereitgestellt werden. Die Zielfunktionen werden wiederum durch Anreize – bspw. in Form von Marktsignalen – beeinflusst. Die Anreizgestaltung sorgt damit idealerweise dafür, dass aus einer einzelnen Zelle eine Funktion zur Verfügung gestellt wird, mit der sie einen Beitrag zur Stabilität des Gesamtsystems leistet. Alle Marktaktivitäten sollen diskriminierungsfrei ermöglicht werden.

Wir empfehlen diese Denk- und Sichtweise auf dezentralere Energieversorgungsstrukturen weiter politisch zu unterstützen. Politisch sollte vermittelt werden, dass lokale und regionale Verantwortung für die Energieversorgung gestärkt werden, unter Einbezug des etablierten Gesamtsystems. Vielmehr benötigen wir den politischen Rückhalt, dass wir durch die verlässliche Integration neuer Marktakteure – denen wir Entscheidungsautonomie im Rahmen angepasster Marktbedingungen zugestehen – die Verbundenheit innerhalb des Versorgungssystems stärken können und weiterhin die Investitionsbereitschaft in Erneuerbare Energieanlagen vor Ort sicherstellen.

Partizipation als wesentlicher Beitrag zur Energiewende. Die C/sells-Leitidee erkennt die Partizipation als eine wichtige Säule der Energiewende. Partizipation ist in diesem Kontext nicht nur im Sinne politischer Beteiligung zu sehen. Die weitere Dimension beinhaltet die Beteiligung der Bürger-/innen und aller weiteren sozialen Akteure (z.B. Unternehmen, NGOs und zivilgesellschaftlicher Institutionen,

etc.) an der Gestaltung und Umsetzung der Energiewende. Damit verlagert sich einerseits die Verantwortung weg von einigen wenigen Akteuren auf die gesamte Gesellschaft, andererseits erwächst dadurch auch die Verbindung des Einzelnen zur Energiewende. Damit sollen die Wahrnehmung und die Verbindung des Einzelnen zur Energiewende gestärkt werden. Durch die Digitalisierung der Energiewende und den damit einhergehenden technischen Möglichkeiten erwächst eine Vielzahl neuer Potenziale für bestehende und neue Akteure. Dabei sollte insbesondere die Planungssicherheit für alle Akteure gefördert werden.

Wir empfehlen eine starke Partizipation der Kommunen. Als bürgernächste politische Ebene sind diese in der Lebenswelt die sichtbarsten Akteure des politischen Systems sowie der Verwaltung und haben damit eine besondere Vorbildfunktion. Weiterhin sollten sich Bürger(-innen) frühzeitig über neue Entwicklungen in niedrigschwelliger Weise informieren können. Um die vielen Dimensionen der Partizipationsmöglichkeiten greifbar zu machen, ist es erforderlich, unterstützende Maßnahmen zu entwickeln, damit Unternehmen, Verwaltung und Bürger ihre Vielzahl an Partizipationsmöglichkeit verstehen und wahrnehmen. Dies kann durch anschauliche Informationsformate im Alltag der Bürger vor Ort geschaffen werden, wie beispielsweise ein Tag der Energiewende, Nachhaltigkeitstage, etc.

Von der SINTEG-Verordnung zur Regulatorischen Innovationszone (RIZ). Die Transformation des Energiesystems in ein flexibleres System mit hohem Anteil erneuerbarer Erzeugung und zellulärer Organisation benötigt eine Anpassung des regulatorischen Rahmens. Ein Beispiel sind die netzbedingten Kosten im Energiesystem, die zum überwiegenden Anteil Fixkosten sind. Einzelwirtschaftliche Vorteile bei dezentralen Anlagen oder der Energieeinsparung beruhen heute teilweise auf der Vermeidung von Umlagen und Abgaben, wie der EEG-Umlage oder dem Netznutzungsentgelt, was gesamtwirtschaftlich und auch gesellschaftlich fragwürdig ist. Netzkosten lassen sich – insbesondere für Haushalte - kurz- noch langfristig kaum reduzieren, wenn sich nur die über das Netz transportierten Energiemengen verringern, nicht aber die Leistungsspitzen.

Ein Instrument des zellulären Ansatzes in C/sells stellen Flexibilitätsplattformen dar, die ein effizientes Engpassmanagement ermöglichen. Durch einen plattformbasierten Einsatz von Flexibilitätsoptionen kann der Netzbetrieb mit vielen Erneuerbaren Energien sicher und effizient gestaltet sowie Netzausbaubedarf im Verteilnetz zeitlich verschoben und evtl. reduziert werden. Für die dauerhafte Umsetzung solcher Plattformlösungen bieten die gegebenen Rahmenbedingungen, auch unter Ausnutzung der SINTEG-Verordnung, noch keine ausreichenden Anreize – Netzbetreiber kommen ihrer möglichen zukünftigen Rolle als Gesamtoptimierer zwischen Netzausbau und Flexibilitätsnutzung keinen Schritt näher. Unter den aktuellen Rahmenbedingungen wäre die Nutzung marktbezogener Maßnahmen auch im Verteilnetz rechtlich zwar möglich, dies wird aber aufgrund der entschädigungslosen Abregelmöglichkeiten bzw. der EEG-Entschädigungsmechanismen de facto nicht genutzt. Auch für Netzkunden, z. B. EEG-Anlagenbetreiber, existieren keine Anreize, eine frühzeitige präventive Fahrweise Ihrer Anlagen vorzunehmen, um Belastungen der Netze zu reduzieren.

Zelluläre Ansätze und deren Instrumente, die die Energiewende im Kern unterstützen und vorantreiben, sollten deshalb mit einer Umgestaltung der regulatorischen Rahmenbedingungen (z. B. Umlagensystem und Netznutzungsentgelte) flankiert werden, um Marktakteuren neue Handlungsspielräume zu eröffnen. Dabei sind verzerrende und teilweise unsoziale Effekte zu berücksichtigen, um eine aktive Partizipation möglichst vieler Bürger und die Akzeptanz der Energiewende nicht zu gefährden.

Die SINTEG-Verordnung unternimmt erste Schritte zur Erprobung angepasster regulatorischer Rahmenbedingungen, sieht allerdings lediglich einen nachträglichen Ausgleich wirtschaftlicher Nachteile vor. Sie ermöglicht nicht, verschiedene zukünftige Regulierungsoptionen zu testen. Durch die vorherige Erprobung geänderter Rahmenbedingungen in einer RIZ wird verhindert, dass Veränderungen erneute Rechtsunsicherheiten hervorrufen und aufwendige Einzelfallprüfungen erforderlich sind. So können die Risiken einer Verzögerung oder gar Verhinderung von Investitionen in

EEG-Anlagen gemindert werden. Es ist daher wünschenswert, Rechtsklarheit durch die enge Zusammenarbeit in einer RIZ mit der Gesetzgebung und nicht erst durch langwierige höchstrichterliche Rechtsprechung zu erhalten.

Wir empfehlen im ersten Schritt eine Überprüfung der heutigen Systeme zur Vorbereitung einer RIZ: Dies umfasst insbesondere eine transparente Aufarbeitung der Systeme für Abregelungen und EEG-Entschädigungen sowie bei den Netzkosten für Umlagen und Abgaben. Es ist insbesondere zu überprüfen, inwieweit eine Verlagerung mengenabhängiger Umlagen und Abgaben hin zu mengenunabhängigen Pauschalen dienlich ist (z. B. „Netz-Pauschale“).

Im zweiten Schritt empfehlen wir nach einer Problemidentifikation und -beschreibung im Rahmen der SINTEG-Vorhaben, in Anschlussvorhaben regulatorische Anpassungen mit Schaffung einer RIZ für Flexibilitätsplattformen zu testen. In diesem Zuge könnte eine ursachengerechte Ausgestaltung von Netzkosten und flexibilitätsfördernden Anreizen für Flexplattformen geschaffen werden, um die zellulären Ansätze aus C/sells in eine vollständige Blaupause zu überführen. Eine RIZ würde es beispielsweise erlauben, veränderte Betriebsstrategien von EEG-Anlagen, Abregelungsquoten im Netzgebiet, entstehende Effizienzeffekte und Nachweisprozesse zu analysieren und neu zu gestalten.

Konsequentes Systemdenken und attraktive Rahmenbedingungen für einen netzdienlichen Handel von Flexibilität. Im Rahmen der Energiewende müssen die Stromnetze für den flexiblen Austausch von Energie und Information in alle Richtungen ausgelegt werden. Im Sinne der Systemintegration sieht C/sells Energienetze und digitale Netze stets als Einheit und entwickelt einen hoch automatisierten Prozess zum Datenaustausch zwischen den Netzbetreibern aller Ebenen, den relevanten Marktakteuren und den Einsatzverantwortlichen.

Die auf der Ampellogik basierende sog. Abstimmungskaskade definiert für die beteiligten Rollen die jeweiligen Ampel-abhängigen Prozesse und Aufgaben sowie den intelligenten und digitalen Daten- und Informationsaustausch zwischen den Rollen:

Ist die Ampel grün, liegen keine kritischen Netzzustände vor – es besteht somit kein Handlungsbedarf. In der gelben Ampelphase ist der Netzzustand eines Netzsegments gefährdet. In dieser sogenannten Marktpartizipationsphase können Zellakteure den Netzbetreibern im Rahmen eines netzdienlichen Handels auf digitalen Plattformen Flexibilität als Alternative zum Netzausbau anbieten und so dazu beitragen, Leitungen zu entlasten und kritische Situationen zu vermeiden. C/sells ist ein Musterbeispiel, in dem dieser neue Ansatz auch im Betrieb z. B. in unseren Zellen Altdorf in Bayern und Dillenburg in Hessen sowie der Übertragungsnetzplattform COMAX erprobt wird. Dies ermöglicht eine umfassendere Bewertung des Einflusses dieser Ansätze auf die komplexen Zusammenhänge im Energiesystem im Vergleich zu Simulationen, mit denen immer nur Teilaspekte des Systems im Detail beleuchtet werden können. So können z. B. die Auswirkungen des Produktdesigns auf die Liquidität des netzdienlichen Handels sowie das Plattformdesign und dessen Praktikabilität im Netzbetrieb gleichzeitig unter realen Bedingungen getestet werden.

In der dritten, roten Ampelphase ist die Systemstabilität und damit die Versorgungssicherheit unmittelbar gefährdet. Schaltet die Ampel auf Rot, dürfen Netzbetreiber Notfallmaßnahmen einleiten. Die in C/sells entwickelte automatisierte, einheitliche Abwicklung von Maßnahmen zur Sicherung der Netzstabilität minimiert die Auswirkungen von roten Phasen. Damit wird eine diskriminierungsfreie, gleichberechtigte und ungehinderte Entfaltung der Akteursvielfalt ermöglicht, wobei die Netzbetreiber dem Markt die Netzinfrastruktur diskriminierungsfrei zur Verfügung stellen und damit die Rolle des „Market Facilitators“ übernehmen. Grundlage für einen abgestimmten Netzbetrieb sind neben den Echtzeitdaten auch die Stamm- und Planungsdaten sowie die Nichtverfügbarkeiten von Anlagen.

Wir empfehlen im Rahmen der Anreizregulierung und Netzentgeltsystematik Voraussetzungen zu schaffen, die eine Nutzung von Flexibilität sowohl auf der Angebots- wie auf der Nachfrageseite attraktiv machen. Die Systematik der Netzentgelte sollte so ausgestaltet werden, dass die Netzkosten verursachungsgerecht auf die Netzkunden verteilt werden und damit Anreize für netzdienliches Verhalten entstehen. Sondernetzentgelte für einzelne Kundengruppen sollten dabei möglichst vermieden werden. Damit die geplante Intelligente-Messsystem (iMSys)-Infrastruktur ihren Beitrag zur

Systemintegration leisten kann, **empfehlen wir** marktliche Anwendungen zu fördern und Netzbetreibern verbesserte und sichere Zugriffsmöglichkeiten auf Netzzustandsdaten für sicherheitskritische Betriebsführungsprozesse einzuräumen.

Herkunftsnachweise für Strom als neue Option im Strommarkt und Aufklärung der Endverbraucher.

Neben wirtschaftlichen Aspekten rücken in jüngster Vergangenheit für Kunden, ähnlich wie im Lebensmittelsektor, neue Präferenzen in den Vordergrund, z. B. das Bedürfnis nach „Energie aus der Region“ oder „Strom aus Sonnenenergie“. Weiterhin wird es im zukünftigen Energiesystem vielfältige Akteure geben, die sogar Kleinstmengen an Strom, z. B. via Blockchain, untereinander handeln.

Um „Ökostrom aus der Region“ bereitzustellen bietet der Gesetzgeber Lieferanten zukünftig die Möglichkeit Regionalnachweise zu erwerben. Diese Regionalnachweise können für Anlagen in einem fest definierten Umkreis zum Verbraucher genutzt werden. Der Anteil regionalen Stroms kann damit bis zur Höhe des EEG-Anteils ausgewiesen werden. Für den verbleibenden Anteil müssen die Lieferanten auf Herkunftsnachweise aus regionalen Anlagen außerhalb der EEG-Förderung zurückgreifen. Mit Herkunftsnachweisen ist jedoch nur eine Bilanzierung von Energiemengen im MWh-Bereich wirtschaftlich, weshalb diese Bilanzierung derzeit von Kleinanlagen und für einen dezentralen Handel von Kleinstmengen kaum nutzbar ist. Beide Instrumente sind ein Schritt in die richtige Richtung, um die sich abzeichnenden Bedürfnisse der Verbraucher durch neue Produkte zu befriedigen und zugleich Erzeugern neue Vermarktungsmöglichkeiten zu bieten. Sowohl Regional- als auch Herkunftsnachweise können jedoch die Präferenzen nicht vollumfänglich abbilden und werden insbesondere nicht den Anforderungen gerecht, die ein dezentraler Handel mit Kleinstmengen an Strom mit sich bringt.

Wir empfehlen ein System zu schaffen, in dem die Herkunft des erzeugten Stroms auch regional und zeitlich differenzierter nachzuweisen ist und insbesondere die sich aus der Digitalisierung ergebenden Möglichkeiten zu nutzen. Dabei sollte es möglich sein, den Stromkunden ein Produkt mit regionalen und technologiespezifischen Attributen entsprechend ihren Präferenzen flexibel bereitzustellen. Hierfür müssen die bestehenden Bilanzierungs- und Kommunikationsformen weiterentwickelt und ggf. neue Instrumente implementiert werden.

In diesem Zusammenhang **empfehlen wir ebenfalls** eine Aufklärung der Endverbraucher zur Funktionsweise der Stromkennzeichnung, da die Stromkennzeichnung in Deutschland heute keine effektive Orientierungshilfe für Verbraucher darstellt und damit ihre Potentiale zur Steigerung der Akzeptanz der Energiewende nicht ausschöpft. Durch eine stärkere Berücksichtigung der Präferenzen der Endverbraucher für einen regionalen und ökologischen Strombezug würde daher die Orientierungsfunktion der Stromkennzeichnung gestärkt werden. Zukünftig sollte die Stromkennzeichnung auch Endverbrauchern mit Präferenzen für einen regionalen und ökologischen Strombezug eine verlässliche Orientierungshilfe bieten.

Stärkerer Wettbewerb an zentralen Märkten durch mehr Akteure. Aus einer markttheoretischen Perspektive erhöht ein einfacher Zugang auch kleinteiliger Energiemengen die Liquidität an zentralen Handelsplätzen und führt so zu einem niedrigeren Preisniveau. Je nach Marktsegment können neue Marktteilnehmer zudem systemdienlichen Nutzen erbringen, z. B. durch Regelenergie aus Anlagenverbänden. Die Zelle aggregiert in diesem Fall und ermöglicht die Teilnahme an zentralen Märkten. Dies fördert den Wettbewerb und somit die volkswirtschaftliche Effizienz des Gesamtsystems. Die Anforderungen an bestehenden Märkten an die (potenziellen) Marktakteure, z. B. in Bezug auf Losgrößen, Präqualifikation und bürokratische Verpflichtungen, führen zu teilweise unverhältnismäßig hohen Transaktionskosten und können eine erhebliche Markteintrittshürde darstellen.

Wir empfehlen daher Markteintrittsbarrieren weiter zu reduzieren und auf diese Weise kleinteiliger Erzeugung den Markteintritt zu ermöglichen. Daher schlagen wir konkret vor, die mittels intelligenter Messsysteme neu geschaffenen Möglichkeiten zu nutzen und auch kleine Akteure an die existierenden und neuen Handelsplätze direkt oder indirekt über Aggregatoren anzubinden. Dies kann beispielsweise geschehen, indem Kontraktgrößen verringert, die Anzahl zu handelnder Produktzeitscheiben erhöht,

die Vorlaufzeiten zur physikalischen Lieferung reduziert und somit ein Handel näher an der Echtzeit ermöglicht wird. Dabei sind insbesondere die Prozesse zu vereinfachen und gegebenenfalls Präqualifikationsanforderungen zu senken.

Internet of Things mit Smart Meter Gateways. Der flächendeckende Rollout intelligenter Messsysteme (iMSys) ist ein essentieller Meilenstein zur notwendigen Vernetzung einer Vielzahl von Lasten, Speichern und Erzeugern sowie Daten aus Netz und Markt. Als Voraussetzung wird eine standardisierte, sichere Kommunikationsplattform benötigt, wie sie durch den Einbau von iMSys entsteht. Als Kommunikationszentrale des iMSys wird das Smart Meter Gateway (SMGW) hierbei zum zentralen Sicherheitsanker im Gebäude. Wie schon in der Roadmap des BMWi vorgesehen, bildet das SMGW eine zuverlässige Kommunikationsplattform, die über den alleinigen netzdienlichen Einsatz im Smart Metering und Smart Grid deutlich hinausgehen wird.

Wichtigstes Differenzierungsmerkmal zu anderen Lösungen bildet das hohe Sicherheits- und Datenschutzniveau. Mittels „Security by Design“, zertifikatsbasierter Authentifizierung und End-to-End-Verschlüsselung garantiert das SMGW im Gegensatz zum privaten Router sichere Datenübertragung. So ermöglicht es die sektorübergreifende Digitalisierung im Internet of Things (IoT), insbesondere den sicheren Betrieb von Smart Home/Smart Building, E-Mobility und Smart Services. Durch die Integration des IoT entstehen Mehrwerte für den Letztverbraucher. Jedoch setzt die Weiterentwicklung in diesem Bereich auch einen schnellen Ausbau der Messsysteme voraus. Nur durch den Einbau einer hinreichenden Stückzahl zusätzlich zu den Pflichteinbaufällen können Synergien genutzt werden, um zeitnah ein wirtschaftliches Gesamtsystem zu errichten. Es ist ein flächendeckender Einbau intelligenter Messsysteme anzustreben, um die vollen Potenziale der Digitalisierung der Energieinfrastruktur zu heben. Nur dann werden sich jene neuen Anwendungen und Innovationen entwickeln können, die für die umfassende Integration erneuerbarer Energien in Netz und Markt notwendig sind.

Wir empfehlen die beschleunigte Umsetzung des Gesetzes zur Digitalisierung der Energiewende, insbesondere die fristgerechte Implementierung der benötigten Verordnungen sowie eine zügige, rechtssichere Markterklärung. Ziel sollte es sein, die Energiebranche zu motivieren, die SMGWs zeitnah ins Feld zu bringen und die sektorübergreifenden Anwendungen fokussierter und schneller voranzutreiben.

Darüber hinaus empfehlen wir bei Anwendungen, die nicht sicherheitskritisch sind, in der in Ausarbeitung befindlichen Roadmap „Standardisierung zur Sektor-übergreifenden Digitalisierung nach dem Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende“ ausreichend Freiheitsgrade vorzusehen, damit Geschäftsmodelle mit und ohne Einsatz von SMGW ermöglicht werden.

Außerdem empfehlen wir eine weitreichende Informationskampagne zur Einführung intelligenter Messsysteme in Deutschland. Diese sollte den Nutzen der iMSys für Unternehmen sowie private Haushalte aufzeigen.

Energieminister der C/sells Bundesländer auf dem Weg nach Berlin. Wir führen in den C/sells Bundesländern Baden-Württemberg (9.4.18), Hessen (7.8.18) und Bayern (1.4.19) Ministerdialoge durch, um insbesondere die landesspezifischen Erkenntnisse des Projektes mit den politischen Verantwortungsträgern zu diskutieren.

Wir schlagen vor, im Sommer 2019 mit den bis dahin gewonnenen Erkenntnissen einen konzertierten Ministerdialog aller drei Landesenergieminister zusammen mit dem Bundesministerium für Wirtschaft und Energie durchzuführen.