



# Handlungsempfehlungen zum Rechtsrahmen

Detailbericht zum E-Energy Abschlussbericht  
korrespondierend zu Kap.4.2

Stand: 18.11.2013



B.A.U.M. Consult GmbH München / Berlin

Dr. Katharina Boesche, Michael Wedler

Der Übergang zum zukünftigen intelligenten Energieversorgungssystem erfordert Veränderungen im technischen, wirtschaftlichen und als Voraussetzung dafür im rechtlichen Bereich. Es bildet sich zunehmend ein Konsens zwischen den Marktakteuren in Deutschland und Europa heraus, dass Smart Grids ein **evolutorisches** Phänomen sind (vgl. bspw. EURELECTRIC, 10 Steps towards smart grids<sup>1</sup>). Sie werden nicht durch einen „big-bang“ oder ein einzelnes Gesetzgebungspaket eingeführt, sondern es handelt sich um eine zunehmende Durchdringung der (Verteiler-)Netzstrukturen mit neuen und innovativen Technologien im Zeitablauf. Diese Durchdringung eröffnet zusätzliche Möglichkeiten und Potenziale im Netzbetrieb, welche heute noch nicht vorhanden oder hebbar sind. Dementsprechend wird sich auch der regulatorische Rahmen „evolutionär“, d. h. in mehreren Teilschritten fortentwickeln müssen; insbesondere auch, da aus heutiger Sicht ein fixer Endzustand nicht absehbar ist. Dieser Annahme folgend, werden die durch die FG Recht identifizierten weitestgehend konsensual erarbeiteten Anpassungsbedarfe<sup>2</sup> des regulatorischen Rahmens nach ihrer **Fristigkeit** unterschieden, d. h. bestimmte Fragestellungen sind bereits heute **drängend** und bedürfen einer Lösung, welche ggf. auch **innerhalb einer Regulierungsperiode implementierbar** ist, wogegen sich andere erst in **weiterer Zukunft** ergeben dürften und ggf. auch nur relevant werden, wenn bestimmte Vorentscheidungen so getroffen worden sind, wie sie hier angedeutet werden. Diese Änderungen **müssen** so gestaltet werden, dass sie **rechtzeitig vor dem Beginn einer neuen Regulierungsperiode** in Kraft treten. Bei der Aufteilung in kurz-, mittel- und langfristige Themen handelt es sich nur um eine Anregung in dem Bewusstsein, dass eine trennscharfe Aufteilung in zeitlicher Hinsicht schwer möglich ist. So kann es etwa sein, dass die Umsetzung eines als ein mittelfristig eingestuftes Thema kurzfristig vorzuziehen ist, weil sich insgesamt die Rahmenbedingungen bereits so geändert haben, dass eine vorzeitige Bearbeitung notwendig bzw. erforderlich ist.

Diesem Papier liegt das Verständnis des Begriffs „Smart Grid“ des DKE/VDE Energy Task Force zugrunde. Nach der Definition umfasst ‚Smart Grid‘ (intelligentes Energieversorgungssystem) die **Vernetzung und Steuerung von intelligenten Erzeugern, Speichern, Verbrauchern und Netzbetriebsmitteln in Energieübertragungs- und -verteilungsnetzen mit Hilfe von IKT**. Dieser Begriff wird von den Unternehmen und Verbänden der Energiewirtschaft vertreten. Auch die EU-Kommission hat diesen Begriff übernommen.<sup>3</sup>

---

<sup>1</sup> <http://www.eurelectric.org/10StepsTosmartGrids/>

<sup>2</sup> Zu aktuellen Entwicklungen (z.B. Kosten-Nutzen-Analyse), spiegelt dieses Empfehlungspapier die Einschätzung der Begleitforschung (insbesondere der Rechtsgutachterin Frau Dr. Katharina Boesche) wieder.

<sup>3</sup> Vgl. Mitteilung der EU Kommission vom 12. 4. 2011 sowie EUROPEAN TASK FORCE FOR THE IMPLEMENTATION OF SMART GRIDS INTO THE EUROPEAN INTERNAL MARKET.

## 1 Empfehlung für den Regulierungsrahmen: EnWG und weitere energiewirtschaftsrechtliche Gesetze bzw. Rechtsverordnungen

### 1.1 Bereichsspezifischer Datenschutz: EnWG, MsysV und DatenschutzVO

Mit zunehmendem Datenvolumen in einem intelligenten Netz sind Datenschutz und Informationssicherheit nicht nur in Deutschland, sondern international zunehmend ein wichtiges Akzeptanzkriterium (vgl. das zumindest vorläufige Scheitern entsprechender gesetzlicher Regelungen für Smart Metering in den Niederlanden und deren zwischenzeitliche Verzögerung in Österreich). Bereits sehr frühzeitig zu Beginn des Förderprojektes wiesen die Mitglieder auf die Notwendigkeit der Schaffung eines bereichsspezifischen Datenschutzes hin. In Workshops wurden gemeinsam mit Vertretern mehrerer Landesdatenschutzbeauftragten, des Bundesdatenschutzbeauftragten sowie von Verbraucherschutzverbänden Lösungen für die Herausforderungen datenschutzkonformer intelligenter Messsysteme gesucht und erarbeitet.

Auf einer von der Begleitforschung initiierten und gemeinsam mit Alcatel Lucent organisierten und durchgeführten Datenschutzkonferenz im Juni 2010 wurden die Positionen und zu dem Zeitpunkt erarbeiteten Lösungen und Anregungen im BMWi vorgestellt. In der von den Mitgliedern der Fachgruppe Recht verfassten Publikation „Datenschutz in Smart Grids“<sup>4</sup> wurden erstmals sieben Geschäftsmodelle einer intelligenten Messwelt beschrieben und ausführlich datenschutzrechtlich – noch auf Grundlage des Bundesdatenschutz- und des Telemediengesetzes - analysiert. Die darin ausgesprochenen Anregungen zur Schaffung eines bereichsspezifischen Datenschutzes wurden bereits teilweise durch die EnWG-Novelle vom August 2011 berücksichtigt durch Schaffung der §§ 21 d, e, g, h mit Aufnahme eines Verweises auf die Einhaltung der Datenschutzprinzipien und eines datenschutzkonformen intelligenten Messsystem, das darüber hinaus auch die Vorgaben der Datensicherheit berücksichtigt. Diese **Regelungen bedürfen allerdings noch zwingend einer Präzisierung der Vorgaben (wer ist verpflichtet, was sind die Zwecke, zu denen die Daten erhoben werden etc.)**. Eine solche ist auf Grundlage des § 21i EnWG und den auf dieser Verordnungsermächtigung zu erlassende/n Rechtsverordnung/en (Novelle der MessZV, getrennte DatenschutzVO und weitere RVOen) angekündigt.

Der Referentenentwurf der **Messsystemverordnung (MsysV)** wurde soeben als Entwurf vorgelegt (am 7. 10. 13). Darin sind die technischen Mindestanforderungen an Smart Meter durch Bezugnahme auf das BSI-Schutzprofil und die Technischen Richtlinien geregelt. Gegenüber dem EnWG konkretisierende Vorgaben zum Datenschutz, derer es zwingend bedarf, fehlen allerdings. Diese sind einer eigenen „Datenschutzverordnung“ vorbehalten, die für 2014 angekündigt wird.

---

<sup>4</sup> Datenschutz in Smart Grids. Hrsg. von Raabe, Pallas, Weis, Lorenz, Boesche, 2011, ISBN 978-1-907150-01-4

## 1.2 Steuernde Eingriffe durch den Netzbetreiber

In der derzeitigen Netzbetriebsführung findet eine (aktive) Steuerung des öffentlichen Stromverteilernetzes nur auf der Hoch- und Mittelspannungsebene statt, allerdings nur selten unter Einbezug der dort angeschlossenen Erzeuger oder Verbraucher. In der Niederspannungsebene wird dagegen derzeit kaum gesteuert. Durch die zunehmende Einspeisung dezentraler und dargebotsabhängiger Anlagen in das Verteilnetz wandelt sich die Situation für den Verteilnetzbetreiber. Bisher war seine Aufgabe eher statisch definiert: Verteilung der Energie vom vorgelagerten Netz zu den Verbrauchern. In Zeiten hohen Dargebotes kehrt sich diese Aufgabe heute immer öfter um: Sammlung der überschüssigen Erzeugung und Abtransport über das überlagerte Netz. Zusätzlich erfolgt der Wechsel zwischen diesen beiden Aufgaben infolge des schwankenden Dargebotes dynamisch und bei Windeinspeisungen oft auch schlecht vorhersehbar.

Darüber hinaus erfordert die zum Teil massive dezentrale Einspeisung einen erheblichen Ausbau der Verteilnetze. Da dieser aufgrund von Genehmigungsverfahren, erforderlichem Kapital, Lieferpotential der Hersteller oder Verfügbarkeit der Bautrupps nicht in dem Maße voranschreitet, wie erforderlich, wird es zumindest in einer Übergangszeit immer häufiger zu Engpasssituationen kommen. Auch in diesen Situationen muss der Netzbetreiber den stabilen Netzbetrieb gewährleisten, wozu er steuernd eingreifen muss, indem Erzeuger oder Verbraucher gedrosselt oder abgeschaltet werden. Gerade weil die Engpasssituationen künftig häufiger auftreten werden, ist ein für alle Netznutzer transparentes und diskriminierungsfreies Vorgehen notwendig; z. B. könnte der Netzbetreiber Steuerungsmöglichkeiten gegen Vergütung nachfragen und die Netznutzer entscheiden sich aktiv, an der Steuerung teilzunehmen.

**Ein Drosseln oder Abschalten der dezentralen Erzeuger betrifft die Regelungen des § 11 EEG (2009) zum EEG-Einspeisemanagement und den zugehörigen Leitfaden der BNetzA, die ggf. anzupassen sind.**

Technisch erhalten Erzeuger und Verbraucher mit Hilfe von Smart Grids bzw. im Rahmen einer weitergehenden Verbreitung „intelligenter Messsysteme“ die Möglichkeit, an Steuerungsmaßnahmen zur Netzführung teilzunehmen. Hierbei gilt wiederum, dass sich entsprechende Maßnahmen absehbar vor allem, aber keineswegs ausschließlich bei größeren Anlagen und auf höheren Netzebenen lohnen, weshalb ihre Einführung dort auch zuerst erfolgen sollte.

Bei den steuernden Eingriffen des Netzbetreibers sind drei Zustände im Netz zu unterscheiden:

- **unkritisch** (die Ampel steht auf grün)  
Transport und Verteilung sind ohne Einschränkungen möglich, der Verteilnetzbetreiber muss nicht eingreifen.
- **kritisch** (die Ampel zeigt auf gelb<sup>5</sup>)  
Die im Netz auftretende Last oder Einspeisung ist nicht weit davon entfernt,

---

<sup>5</sup> Aus Sicht von E-DeMa ist hierbei noch auf Folgendes hinzuweisen: Mit hoher Wahrscheinlichkeit wird nicht für alle Netznutzer gleichzeitig eine „gelbe Ampel“ auftreten. Vielmehr ist davon auszugehen, dass unterschiedliche Netznutzer (z.B. nach Art der Lasten und geogra-

bestimmte (kritische) Betriebsmittel bis an deren Grenzen zu belasten. Der Netzbetreiber reagiert hierauf und versucht, seine Betriebsmittel zu entlasten.

Darüber wie dies geschehen soll, sind die Modellregionen unterschiedlicher Ansicht: So gibt es die Vorstellung, dass der Verteilernetzbetreiber im oben beschriebenen Beispiel Engpasssignale in den Markt sendet, um mit freiwilligen Reaktionen der Netznutzer eine Entlastung zu erreichen. Die Modellregion Smart@Watts ist diesbezüglich der Meinung, dass sich für diese indirekte Steuerung über Engpasssignale und eine freiwillige Reaktion als Organisationsform ein Marktplatz anbietet. Die „intelligente“ Ausgestaltung eines solchen Marktplatzes sollte nicht nur Steuerpotentiale einsammeln sondern auch freiwillige Reaktionen steuern. E-DeMa teilt diese Ansicht, dass sich der Netzbetreiber unverbindlichen Signalen bedienen sollte nicht. Zudem sieht E-DeMa die der Rolle des Marktplatzes differenziert; dieser ist der E-DeMa-Ansicht nach ein Tool, um Steuerungspotenziale einzusammeln und zu verwalten, er ist kein (Kapazitäts-)Markt, auf dem „Markträumung“ stattfindet.

- **Engpass** (die Ampel ist rot)  
Das Netz (oder Teile des Netzes) sind überlastet. Um einen sicheren und ungefährdeten Betrieb aufrecht zu erhalten, muss der Netzbetreiber die Belastung durch direkte Steuerung reduzieren.

Diesbezüglich besteht zwischen den Modellregionen keine endgültige Einigkeit darüber, wie dies geschehen soll. Aus Sicht von E-DeMa müssen dem VNB in einer solchen Situation alle Eingriffsrechte zur Verfügung stehen, die ihm bereits heute aus analoger Anwendung der §§ 13 und 14 EnWG erwachsen. Er benötigt daher bei Auftreten einer „roten Ampel“ grds. KEINE Verträge. Die Modellregion Smart@Watts hingegen betrachtet zur Bewältigung der Netzüberlastung marktbezogene Maßnahmen, wie z. B. die Inanspruchnahmen vertraglich gesicherter Systemdienstleistungen als deutlich „intelligenter“, weil nur die Erzeuger und Verbraucher eingebunden sind, die sich gegen das entsprechende Entgelt daran beteiligen möchten. Erst wenn die marktbezogenen Maßnahmen nicht ausreichen, wird auf Netzschaltungen zurückgegriffen.

Wie oben bereits erwähnt, erfolgt der Wechsel zwischen diesen Zuständen abhängig von den Dargebotsschwankungen dynamisch. Auch ist zu betonen, dass nicht immer das ganze Netz überlastet ist, sondern die Engpässe nur in Teilnetzen oder auch nur in einzelnen Strängen auftreten. Bei der Ausgestaltung der Regeln sollte erreicht werden, dass in den kritischen Situationen die Teilnahme der Marktteilnehmer an freiwilligen Reaktionen so attraktiv ist, dass die Engpasssituationen weitgehend vermieden werden.

---

fischer Lage etc.) auch unterschiedlich betroffen sein werden. D.h. für bestimmte Netznutzer wird die Ampel „gelb“ und es kommt zu einem netzseitigen Steuerungseingriff, damit sie für die große Mehrzahl der anderen „grün“ bleibt.

### 1.3 Anreize für Marktakteure zur Mitwirkung bei der direkten Steuerung

Im ersten Schritt, also heute und in der nahen Zukunft, ist die Umsetzung der direkten Steuerung in Form eines Zu- und Abschaltens erforderlich, damit der Netzbetreiber die Engpasssituationen beherrschen kann.

Damit den Netzbetreibern ausreichend Steuerungsmöglichkeiten zur Verfügung stehen, empfehlen wir Anreize zu definieren, damit sich die **dezentralen Einspeiser** (auch im Bereich der Kleinanlagen) - unter Beachtung des Vorrangs von Strom aus erneuerbaren Energien - sowie auch die **Energienutzer an Steuerungsmechanismen beteiligen**. Aus diesem Grund wird weiterhin empfohlen, dass der **Verteilnetzbetreiber** zukünftig dem **Netznutzer** (Erzeuger, Energienutzer, Lieferanten) **Anreize**, etwa **in Form von reduzierten Entgelten oder von Flexibilitätsprämien**, bieten kann, seine Anlagen **direkt durch den Netzbetreiber steuern zu lassen** sowie sich an **Mechanismen zur Erzeugungs- und Verbrauchsprognose sowie -beeinflussung** zu beteiligen.

Diese Zusammenarbeit sollte über einen **Vertrag** zwischen dem Verteilnetzbetreiber und bestimmten Netznutzern (Verbraucher, Erzeuger, Speicher) oder deren Marktbevollmächtigten Vertretern (Lieferant, Zwischenhändler, Demand-Side-Manager etc.) geregelt werden. Es ist zu empfehlen, hierzu keine neuen Verträge zu schließen, sondern die bestehenden Netznutzungsverträge zu ergänzen. Solche **Flexibilitätsvereinbarungen** gestatten, in bestimmter Weise Einfluss auf das Verhalten der Anlagen zu nehmen<sup>6</sup>, wobei sowohl die Dauer als auch die Häufigkeit der Unterbrechung/Moderation sowie auch deren maximale Anzahl beschrieben werden könnte. In Bezug auf bestimmte **standardisierte Anwendungsfälle** oder Anlagentypen (wie unter g. aufgeführt) erscheint es zudem sinnvoll, die Inhalte derartiger Flexibilitätsvereinbarungen zwischen VNB und den Betreibern bestimmter Anlagen/Netznutzern weitgehend zu standardisieren, da dies Transaktionskosten senkt, beidseitig die Verhandlungsmacht begrenzt und zugleich eine Kontrolle entsprechender Flexibilitätsvereinbarungen durch die Regulierungsbehörden vereinfacht.

### 1.4 § 14a EnWG als möglicher, erster Anwendungsfall einer Steuerung durch den Verteilnetzbetreiber

Für die beschriebenen Anreize können die Möglichkeiten, die in **§ 14a EnWG** grundsätzlich angelegt sind, wegweisend sein. Hier wird es dem Verteilnetzbetreiber bei Kunden in Niederspannung ermöglicht, geringere Netzentgelte zu berechnen, wenn im Gegenzug eine Steuerung zum Zweck der Netzentlastung gewährt wird. Der Netzbetreiber kann so jenen Kunden niedrigere Entgelte gewähren, die ihm über einen längeren Zeitraum eine Steuerung einräumen. Hinsichtlich der Durchführung der Abschaltung sollte dem Verteilnetzbetreiber in der noch zu erlassenden Verordnung bzgl. der **Länge, Häufigkeit und Umfang der Drosselung**

---

<sup>6</sup> Vgl. dazu z. B. Franz/Knop, Flexible Verbraucher und Erzeuger im künftigen Verteilernetzbetrieb. Smarte Regeln und optimale Netzleistungsfähigkeit, emw 2012

**bzw. Abschaltung ein klar definierter Eingriffsraum** gesteckt werden, den er ohne weitere Prüfung kurzfristig nutzen kann.<sup>7</sup>

Die Steuerung von Letztverbrauchern und die damit einhergehende Reduzierung der Netzentgelte sollten vorerst nur als Option und nicht als allgemeine Verpflichtung der Verteilnetzbetreiber ausgestaltet sein. Das heißt, eine Entgeltreduktion, die sich notwendigerweise bei anderen Netznutzern entgelterhöhend auswirkt, sollte nur dort gewährt werden, wo sie effektiv Vorteile bietet, weil somit ein Netzausbau langfristig vermieden werden kann. Allerdings sind Übergangsregelungen für heute im Markt befindliche, schaltbare Lasten vorzusehen.

Um eine einfache Handhabung zu erreichen, sollte es künftig für den Nachweis erfolgter Lastverschiebung und Gewährung entsprechend verminderter Netznutzungsentgelte ausreichen, dass die **Einhaltung der vom Netzbetreiber vorgegebenen (vorläufig noch) statischen Sperrzeiten unabhängig vom Schaltenden gewährleistet** wird. Ein entsprechender **Nachweis kann beispielsweise über Messwerte bzw. Zeitreihen aus intelligenten Zählern** erfolgen.

Grundsätzlich beachtet werden sollte, dass Anlagen, die einer potenziellen Steuerung unterfallen, hierzu **technisch geeignet** (Reaktion auf Steuerungssignal, ggf. Präqualifikation etc.) sein müssen. In der Frage der technischen Eignung sind Anreize höchstwahrscheinlich nicht ausreichend, um eine schnelle Durchdringung mit entsprechender Technologie zu gewährleisten; vielmehr handelt es sich um eine Frage, die auch durch staatliche Auflagenpolitik begleitet werden muss. Hierbei ist auch eine Kosten-Nutzen-Abwägung hinsichtlich etwaiger **Nachrüstaufgaben** für **Bestandsanlagen** zu treffen, wie es im Fall verbesserter technischer Mindeststandards in Bezug auf das Verhalten von kleinen PV-Anlagen im Fehlerfall bereits geschehen ist; wenngleich hier die Kosten zunächst von den Verteilnetzbetreiber zu tragen sind und insofern nicht verursachungsgerecht umgelegt werden.

Folgende Anlagen weisen aus Sicht der Modellregionen ein lokales Steuerungspotential auf:

1. industrielle Prozesse im Sinne steuerbarer Lasten bei Großverbrauchern
2. dezentrale Einspeisung,
3. (thermisch träge oder speichergestützte) Wärmeanwendungen,
4. (thermisch träge oder speichergestützte) Kälteanwendungen,
5. Elektromobile,
6. dezentrale Speicher.

Die genannten Verbraucher zeichnen sich dadurch aus, dass sie sowohl Flexibilität in ihrer Nutzung aufweisen, als auch für die Kapazitätsoptimierung der Verteilnetze hinreichende Leistungen erreichen.<sup>8</sup> Überdies sind die Anlagen in Verteilnetzen teilweise heute (z. B. Wärmeanlagen), jedenfalls aber perspektivisch (Elektromobile) weit verbreitet.

---

<sup>7</sup> Franz/Knop, emw 2012

<sup>8</sup> Franz/Knop, emw 2012.

## 1.5 Mögliche Erweiterungen des § 14a EnWG

Allerdings greift **§ 14a EnWG insofern zu kurz**, als die Flexibilisierung sich nur auf Verbrauchseinrichtungen in Niederspannungsnetzen erstreckt. Entsprechende Steuerungen sollten auch bei größeren Anlagen, die in der Regel in **höheren Spannungsebenen** angeschlossen sind, möglich sein. Zusätzlich sind – wie erwähnt – grundsätzlich **auch dezentrale Erzeugungsanlagen und Speicher** zu umfassen, wobei im Fall von Erzeugern, die nach EEG gefördert werden, das Verhältnis etwaiger Steuerungen analog § 14a EnWG zu den Regelungen des EEG bezüglich des Einspeisemanagements zu klären ist. Für Erzeugung und Speicher wäre es notwendig, neben reduzierten Entgelten auch direkte Zahlungen des Verteilernetzbetreibers an den Betreiber der Erzeugungsanlage oder des Speichers zuzulassen.

## 1.6 Anreize für Marktakteure zur Mitwirkung bei der Vermeidung von Engpässen

In der mittleren Frist lassen sich insbesondere für die kritischen Situationen (gelbe Ampel) ergänzend auch „intelligenter“ Ansätze verfolgen, die über §14a EnWG hinausgehen und nicht nur ein Zu- und Abschalten, sondern eine Steuerung im Verteilernetz zum Ziel haben.

Dazu wurde in der Modellregion Smart@Watts ein Konzept entwickelt, wie smarte Marktplätze „intelligent“ zur Entlastung beitragen können:

- In kritischen Netzsituationen möchte der Netzbetreiber die Netznutzer über Anreize (also auf freiwilliger Basis) dazu zu bewegen, das Netz zu entlasten, damit der Übergang in die Engpasssituation mit Sicherheit vermieden werden kann. Dazu muss er dem Markt mitteilen, wann und wo wie große Engpässe auftreten werden, damit die Netznutzer entsprechend reagieren können<sup>9</sup>. Da die Situation im Netz sich infolge der dargebotsabhängigen Einspeisungen dynamisch bis hochdynamisch ändern, werden auch die Engpasssignale dynamisch sein.
- Als Engpasssignale sind Preissignale oder „Systemdienstleistungsprodukte“ sinnvoll<sup>10</sup>, die vom Netzbetreiber in den Markt gegeben bzw. im Markt nachgefragt werden. Dazu steht in der Modellregion Smart@Watts der Smart Market zur Verfügung, dort fragt der Netzbetreiber Systemdienstleistungen als Flexibilitäten oder Verlagerungen nach, die von Verbrauchern oder Erzeugern angeboten werden. So bewirkt der dezentrale Markt lokal einen teilweisen Ausgleich zwischen Erzeugung und Verbrauch und eine Entlastung des jeweiligen Engpasses.

Das Agieren über einen Smart Market mittels Engpasssignalen ist ein Beispiel für ein funktionierendes Zusammenspiel zwischen Netzbetreibern und Netznutzern. Ob solche Engpasssignale allein eine **ausreichende Wirkung** haben können, wird von einigen Modellregionen bezweifelt. Diese Modellregionen bevorzugen es, wie

---

<sup>9</sup> Wolter, Intelligente Marktplätze für intelligente Netze, netzpraxis 4/2012.

<sup>10</sup> Wolter, Intelligente Marktplätze für intelligente Netze, netzpraxis 4/2012



oben ausgeführt, eher in fixen und längerfristigen Produkten zu agieren, wie sie hier als Systemdienstleistungen zwischen Netznutzern und dem VNB beschrieben wurden. Zudem sehen diese Modellregionen Untersuchungsbedarf bezüglich der Tiefe der sich ergebenden „lokalen“ Märkte, die ggf. gering sein wird (d. h. der VNB trifft immer wieder auf dieselben zwei oder drei Netznutzer, die dazu in der Lage sind, die Systemdienstleistung, die benötigt wird, zu stellen.

Unabhängig davon, welche Mechanismen zur „intelligenten“ Steuerung verwendet werden, sollten einige **Marktspielregeln angepasst** werden. Dazu gehören insbesondere:

- (Dargebotsgetriebene) Erzeugungsanlagen haben im Falle der Abregelung immer oder in klar umrissenen Fällen keinen oder nur einen eingeschränkten Ersatzanspruch.
- Bei den dynamischen marktgetriebenen Anreizen gilt es Spielregeln festzulegen, die einerseits ein Kapazitätsmanagement ermöglichen und andererseits die bisherigen Regeln für die Wettbewerbsbereiche (z. B. Bilanzkreisführung) respektieren bzw. nicht konterkarieren.<sup>11</sup>
- Die derzeitige Netzentgeltsystematik mit Leistungspreisen für rLM-Kunden ist zu überprüfen, weil die heutige Regelung dazu führt, dass ein intelligentes Lastmanagement mit Verbrauchsspitzen bei hoher Einspeisung wirtschaftlich uninteressant ist, weil eine so entstehende höhere Jahreslastspitze zu stark steigenden Netznutzungsentgelten führt, sofern sie nicht in Ausnahmebereiche nach § 19 StromNEV fällt.

### 1.7 Abkehr von der verpflichtenden Nutzung von Standardlastprofilen (Strom)

Im heutigen Marktmodell dienen sog. Standardlastprofile dazu, den Netzzugang im Massenkundengeschäft einfach und effizient zu organisieren. Auf diesem stark vereinfachten Ansatz beruht auch die Bilanzierung in diesem Kundensegment. Die Bilanzierung, d. h. die ex post Nachverfolgung der ¼-h Verbrauchswerte aller leistungsgemessenen und profilbasierten Kunden wird letztlich benötigt, um festzustellen, ob alle Lieferantenorganisationen, die eine Netzinfrastruktur nutzen, ihren mengen- und leistungsmäßigen Verpflichtungen nachgekommen sind. Die so erzielte verallgemeinernde Betrachtungsweise von Haushalten oder Gewerbekunden ermöglicht zwar den heutigen Wettbewerb um Endkunden, hat aber auch Nachteile: So fördert sie ein weitgehend gleichartiges Beschaffungsverhalten der Lieferantenorganisationen bzw. schreibt ihnen Liefermengen und -zeitpunkte vor, die vom dem tatsächlichen Verhalten der Kunden unabhängig sind. Sollen künftig auch heutige SLP-Kunden dazu incentiviert werden, ihr Verhalten an die Anforderungen Dritter anzupassen, um so bestimmten Bedürfnissen z.B. des VNB gerecht zu

---

<sup>11</sup> Z.B. MeRegio-Hybrid-Modell zur Auktionierung von Engpässen im Niederspannungsreich.

werden, so kann es sich als nötig erweisen, den Netzzugang und die Bilanzierung in diesen Fällen anders zu gestalten (§§ 12 und 13 StromNZV).<sup>12</sup>

Bei Kunden mit einem jährlichen Verbrauch unter 100.000 kWh wird bislang nahezu ausschließlich die elektrische Arbeit gezählt, d. h. der Arbeitspreis bestimmt den Grundpreis (§ 12 Abs. 1 StromNZV i.V.m. § 10 Abs. 1 MessZV). Eine Registrierung der Lastgänge (1/4-h Leistungswerte) kann erfolgen, wenn dies im Einzelfall erforderlich ist und es der Kunde in Abstimmung mit seinem Lieferanten so wünscht (§ 10 Abs. 3 MessZV). Bei profilbeliefernten Kunden fehlt der direkte Bezug von Beschaffung und Belieferung, auch wenn der Lieferant bereits heute seine Beschaffung unterschiedlich riskant ausrichten kann (so kann er sich für längere Zeiträume eindecken und so seine Beschaffungskosten „festzurren“, er kann aber auch in kürzeren Zeiträumen kaufen und so ggf. von niedrigeren Preisen zu bestimmten Tagen profitieren). Es fehlt an einem Transmissionsmechanismus, der es erlauben würde, einen Teil des zusätzlichen Beschaffungsrisikos an die Kunden zu überwälzen; diese aber auch umgekehrt an den Vorteilen einer kurzfristigen Verbrauchsoptimierung teilhaben zu lassen; die konkreten Kundenbedürfnisse bzw. das aus diesen resultierende Nachfrageverhalten und die Beschaffung der Lieferanten können nicht aneinander gekoppelt werden. Dies steht einer dynamischen Tarifgestaltung entgegen.<sup>13</sup>

Die auf Kunden mit einem Verbrauch von mehr als 100.000 kWh angewandte ¼-stündige registrierende Leistungsmessung (rLM) gewährleistet die (viertelstündige) Messung von Arbeit und Leistung (§ 18 Abs. 1 StromNZV iVm § 10 Abs. 2 MessZV). Damit ist praktisch die Notwendigkeit zur Zählerfernauslesung verbunden. Die Energiemengenprognose erfolgt durch den Lieferanten – jedenfalls bei Industriekunden – kundenscharf. In diesem Bereich ist bereits heute die Abrechnung über verschiedene Tarifmodelle bzw. das Angebot „maßgeschneiderter“ Tarife möglich<sup>14</sup>, auch wenn diese Gestaltungsmöglichkeiten bislang eher selten genutzt werden.

Nach geltender Rechtslage kann die ausgeführte Abgrenzung von SLP und rLM-Kunden durchbrochen werden: So können Kunden vom MSB/MDL grundsätzlich eine Messung i.S.d. § 10 Abs. 2 MessZV, d. h. eine rLM, verlangen. Voraussetzung ist jedoch zweierlei: sie müssen sich mit ihrem Lieferanten über diese „Systemabweichung“ einigen und dieser muss mit dem VNB die Anwendung des Lastganzählverfahrens vereinbart haben (§ 10 Abs. 3 S. 1 MessZV). Der Gesetzgeber hat hierzu einen modifizierten Kontrahierungszwang ins Gesetz aufgenommen (§ 10 Abs. 3 S. 2 MessZV). So sind VNB und MSB/MDL im Falle eines solchen Verlangens zur Aufnahme entsprechender Vereinbarungen in den Verträgen nach § 3 MessZV (Messstellenvertrag, Messvertrag) verpflichtet. Der Gesetzgeber schreibt in § 4 MessZV vor, welche Klauseln in die Verträge mit aufzunehmen sind.

---

<sup>12</sup> Vgl. Angenendt/Boesche/Franz, Der energierechtliche Rahmen einer Implementierung von Smart Grids, RdE 2011, 117-126.

<sup>13</sup> Bericht BNetzA, S. 63.

<sup>14</sup> BNetzA Monitoringbericht 2009, S. 99.

Danach ist es zwar technisch möglich, dass SLP-Kunden wie rLM-Kunden 1/4-stündlich gemessen und anhand dieses Lastgangs beliebig tariffiert und kundenscharf bilanziert werden können, allein die hohen Abrechnungskosten dürften die Lieferanten jedoch vor dem Einschlagen dieses Weges zurückhalten. So betragen die Abrechnungskosten aktuell für rLM-Kunden zwischen 180-400 EUR im Jahr, während sie bei SLP-Kunden hingegen nur ca. 15 EUR betragen. Auf längere Sicht ist dieses allenfalls in Einzelfällen bei entsprechend hohem Nachfragevolumen taugliche Vorgehen daher nicht praktikierbar.

Dieser negative Ausblick wird auch nicht durch die Regelungen des § 40 EnWG korrigiert, da es zu seiner Umsetzung ausreicht, wenn eine Lieferantenorganisation in ihrem Portfolio zumindest einen variablen Tarif anbietet. Dynamische Tarife sind überdies als Teil von Kombinationsangeboten in Verbindung mit der Installation intelligenter Messeinrichtungen für den Stromlieferanten wirtschaftlich nicht attraktiv. Dies liegt an zu hohen Preisen, die für entsprechende Messeinrichtungen derzeit noch verlangt werden; das hohe Preisniveau wiederum dürfte im Wesentlichen den geringen Stückzahlen geschuldet sein. Sollen also intelligente Produkte mit intelligenten Tarifen genutzt werden, um ein intelligentes Zusammenspiel der Akteure zu organisieren, müssen die entsprechenden Kosten sinken. Aber es fehlt an wirksamen Anreizen zum Ausrollen moderner Messeinrichtungen.<sup>15</sup>

Solange es nicht zu dem angedeuteten Systemwechsel kommt, ist es zunächst angezeigt, den bestehenden Katalog standardisierter Lastprofile in § 12 Abs. 2 StromNZV um weitere Kundengruppen, insbes. die der **Elektromobilitätskunden**, zu ergänzen bzw. zu beschreiben, wie sich elektromobile Elektrizitätsnachfragen auf das Gesamtlastverhalten auswirken. Zukünftig wird des Weiteren auch eine weitere Differenzierung, etwa Kunden mit Batteriespeichern, für die ein eigener Tarif/Profil sinnvoll wäre oder sonstige Speichertechnologien, die u. a. dem Zweck der der Netzentlastung dienen, für sinnvoll erachtet.

Vgl. auch die Bemerkung zu der von der Kosten-Nutzen-Analyse zwingend vorgeschlagenen Aufnahme der Zählerstandsgangmessung.

## 1.8 Marktrollen/Marktplätze/Datendrehscheibe/IKT Plattform

Das künftige Aufgabenspektrum von Verteilnetzbetreibern unter Berücksichtigung von möglichen **Marktrollen** und Geschäftsmodellen von Netzbetreibern und anderen Akteuren im intelligenten Netz sollte präzisiert werden, um auf dieser Grundlage Investitionsbedarfe abschätzen und bestehende Regulierungsinstrumente bewerten zu können.

Nach überwiegender Ansicht der Modellregionen sollten die **Verteilnetzbetreiber in ihrer Rolle und Verantwortung als Garant der Infrastruktur für Netzstabilität** im Rahmen des Energiekonzeptes der Bundesregierung und im neuen Ordnungsrahmen **gestärkt** werden. Die betreffenden Modellregionen sehen den Netzbetreiber und zwar auch den vertikal integrierten Verteilnetzbetreiber als einen sinnvollen Betreiber einer **intelligenten Energieinfrastruktur als Energieinformationssystem mit Kommunikationsnetz bis zum Endkunden** sowie der **Da-**

---

<sup>15</sup> So zutreffend die BNetzA.

**Datendrehscheibe und Dienstvermittlung im Sinne einer IKT bzw. Kommunikations- und Dienste-Plattform („IKT Datendrehscheibe“)** und würden eine entsprechende klare Rollenzuteilung begrüßen. Um Aufbau und Betrieb der dazu notwendigen Infrastruktur zu ermöglichen, muss die Zuordnung der Rolle zu einem natürlichen Akteur mit der Möglichkeit zu Delegation erfolgen. Gründe hierfür sind, dass der Verteilnetzbetreiber gesetzlich zur **diskriminierungsfreien Bereitstellung der Infrastruktur** verpflichtet ist sowie eine gesamthafte Verantwortung für Informationssicherheit im Rahmen einer vernetzten kritischen Infrastruktur trägt. Hinzu kommt, dass der VNB unmittelbaren und schnellen Zugriff auf alle für den stabilen und sicheren Netzbetrieb relevanten Daten benötigt, um in der Fläche eine sichere Energieversorgung zu gewährleisten, wobei die Datenvermittlung nur ein Teilaspekt eines Energieinformationssystems ist. Zur Übernahme einer derartigen Rolle beim VNB ist zu prüfen, inwieweit die notwendigen Investitionen als notwendige Sondermaßnahmen zur Erweiterung und Umstrukturierung im Rahmen der Anreizregulierung anerkannt werden sollen, da sie der Stabilität und Zukunftsfähigkeit des Gesamtsystems dienen. Selbstverständlich kann es neben der Datendrehscheibe des Verteilnetzbetreibers weiteren marktgetriebenen Datendrehscheiben bei anderen Marktteilnehmern geben.

*MeRegio* vertritt hier eine andere Position: die Datendrehscheibe sollte genau nicht beim Verteilnetzbetreiber angesiedelt sein. Dieser erhält die Daten, die er für die Netzabrechnung benötigt. Mehr Daten braucht er nicht und sollte er aufgrund der Verpflichtung zur diskriminierungsfreien Bereitstellung auch gar nicht haben.

In den Modellregionen wird die Errichtung **regionaler smarterer Marktplätze** statt eines einzigen integrierten Marktplatzes bzw. einer integrierten **Datendrehscheibe** für das gesamte Gebiet der Bundesrepublik Deutschland bevorzugt. Zwar sind auch die Vertreter der Modellregionen – wie die BNetzA – der Ansicht, dass nicht jeder Verteilnetzbetreiber einen Marktplatz braucht und damit die räumliche Grenze der Marktplätze nicht auf die Grenzen eines Verteilnetzes beschränkt sein sollte. Dabei zu berücksichtigen ist, dass regionale Marktplätze das Recht der freien **Lieferantenwahl** nicht behindern dürfen; dies ist in jedem Fall gegeben, wenn an den dezentralen Marktplätzen nur additive Produkte gehandelt werden, welche die Energielieferung ergänzen.

In jedem Fall müssen die Dienste der smarten Marktplätze (regionale Marktplätze oder ein integrierter Marktplatz) zu den Spielregeln des Energiemarktes passen, d. h. die Interoperabilität muss gegeben sein.

Den Modellregionen ist bewusst, dass der oder die Betreiber einer solchen Plattform stets die Diskriminierungsfreiheit, des Datenschutzrechts und die Unbundling-Prinzipien wahren müssen.

## 1.9 Anreizregulierungsverordnung (ARegV)

Bereits heute werden die Verteilnetzbetreiber in den ihnen gesetzlich vorgeschriebenen und zur Erfüllung ihrer Aufgaben notwendigen Investitionen durch den der Anreizregulierung systemimmanenten Zeitverzug behindert. Die Berücksichtigung von Investitionen im Basisjahr führt zu Rückflüssen in der darauf fol-

**Lösung des Zeitverzugs-  
problems bei Investitio-  
nen**

genden Regulierungsperiode, dabei entsteht ein Zeitverzug bis zum Beginn der Rückflüsse je nach Aktivierungszeitpunkt von bis zu sieben Jahren.<sup>16</sup> Es ist davon auszugehen, dass sich aus der Energiewende und der Notwendigkeit zu smarten Strukturen in den Verteilnetzen zusätzliche Investitionsbedarfe ergeben, d. h. das Problem des Zeitverzugs verschlimmert sich. Eine mögliche **Änderung der zukünftigen regulatorischen Rahmenbedingungen sollte dahingehend erfolgen, dass Rückflüsse aus Investitionen in Smart Grid ohne Zeitverzug durch Öffnung des Investitionsbudgets für VNB (§ 23 ARegV) oder über sonstige Mechanismen, die zu einer Erhöhung der Erlösobergrenze führen**, anerkannt werden. Eine einfache und zudem auch innerhalb einer Regulierungsperiode umsetzbare Lösung des Problems bestünde in einer **Anpassung des Erweiterungsfaktors, um Veränderungen von INPUT-Faktoren (Invest<sub>t</sub> > kalk. AfA<sub>t</sub>)** abzubilden.

Innovationen, wie sie sich mit der Idee „intelligenter Verteilnetze“ verbinden, können u.a. durch Forschungsprojekte mit Feldcharakter untersucht werden. Darüber hinaus ist die Erprobung bestimmter grundsätzlich „marktreifer“ Konzepte im Feld äußerst hilfreich, bevor eine Dissemination in die Fläche erfolgen kann. Derzeit sind die Kosten, die Netzbetreibern jenseits der öffentlichen Förderung entstehen, wenn sie sich an solchen Forschungsprojekten beteiligen, regulatorisch nicht ansatzfähig. **Vorgeschlagen wird daher zumindest die Kosten solcher Projekte anzuerkennen und als dnbK (dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten) zu berücksichtigen, die vom Bund als förderfähig identifiziert worden sind und einen positiven Förderbescheid erhalten haben, gedeckelt bis zu einer bestimmten Höhe, um nicht andere Marktakteure, die sich ebenfalls erfolgreich an Förderprojekten beteiligt haben und ihren Beitrag aus eigenen Mitteln finanzieren müssen, zu benachteiligen.** Denkbar ist auch ein pauschaler Innovationszuschlag und einem Investitionsbudget, das auf einem Nachweis von besonderen F&E-Leistungen basiert. Zu diskutieren ist nach Ansicht der Fachgruppe darüber hinaus, ob nicht auch die Kosten seitens der EU geförderter Projekte – so z.B. wenigstens solche Projekte, die in einschlägigen Positionen des Forschungsrahmenprogramms gefördert werden – berücksichtigungsfähig sein sollten.

Innovationsförderung

Die Netznutzer zahlen Netzentgelte, die zumindest näherungsweise ihrer kapazitiven Beanspruchung der Netzinfrastruktur entsprechen und die geeignet sein sollten, auch eine Deckung aller (effizienten oder unvermeidlichen) Kosten der Netzinfrastruktur, d. h. auch der Fixkosten, zu erreichen (Eigenwirtschaftlichkeit der Netzinfrastruktur). Mit den Netzentgelten finanzieren die Netzbetreiber den Bau und den Betrieb des Netzes, d. h. diese müssen auch eine entsprechende, risikoadäquate Kapitalverzinsung enthalten. Da der Netzbetreiber diskriminierungsfrei agieren muss, müssen die Netznutzungsentgelte so gestaltet sein, dass sie dem Anspruch der Diskriminierungsfreiheit ebenfalls genügen.

Zeit- und belastungsabhängige Netzentgelte

<sup>16</sup> Dieses Problem ist bislang nur für ÜNB mit der Änderung der Anreizregulierungsverordnung vom 22. März 2012 geklärt, in der statt des t-2-Ansatzes ein t-0-Ansatz gewährt wird, für VNB wurde es erkannt, vgl. „Weiterentwicklung der Rahmenbedingungen für eine zukünftige Energienetzinfrastruktur“, BMWi, 30.4.2012

Die Frage einer Aufteilung der Netzentgelte auf **alle** Netznutzer kann nur im Einklang stehen mit einer grundsätzlichen Änderung der Vergütungssystematik des EEG. Den größeren Teil an Verstärkungsmaßnahmen im Netz verursachen derzeit dezentrale Einspeiser, sog. Prosumer, also Haushalte mit einer PV-Anlage u. ä. Sie nutzen einen Teil des eigenerzeugten Stromes zur Eigenbedarfsdeckung, Überschüsse werden ins Netz eingespeist. Sie zahlen damit – da die Höhe der Entgelte abhängig von den verbrauchten kWh ist, auch niedrigere Entgelte (Entsolidarisierung). Hier bedarf es eines Systemwandels: weg von der allein verbrauchsorientierten Entgelterhebung. Eine stärkere Berücksichtigung des Leistungspreises, statt des Arbeitspreises kann bewirken, dass auch dezentrale Einspeiser an der Netzfinanzierung beteiligt werden.

### 1.10 Anmerkungen zu den Inhalten der vom BMWi beauftragten und im Juli 2013 vorgelegten Kosten-Nutzen-Analyse

In dem von den Verfassern der KNA bevorzugten Roll-Out-Szenario-Plus ist vorgesehen, dass sämtliche EEG-Entnahmestellen (Bestand und Neubau) mit intelligenten Messsystemen ausgestattet werden. Dabei wird unterstellt, dass das intelligente Messsystem bei EEG-Entnahmestellen entsprechend des von EWE in der Netzplattform des BMWi (AG „Intelligente Netze und Zähler“) eingebrachten Vorschlags genutzt werden kann, um EEG-Anlagen abzuregeln. Vorgeschlagen wurde hier eine **Abregelung, die bis zu 5% der potenziell erzeugten kWh pro Jahr betragen** darf. Mit einer solchen Abregelung verbinden sich nach Ansicht von E&Y zahlreiche **positive Effekte** – vor allem Ersparnisse im notwendigen Netzausbau. E&Y sieht diesbezüglich korrekterweise einen umfangreichen Bedarf an gesetzlichen Veränderungen (vor allem im EEG), macht aber keine Aussagen dazu, wie und ob diese erreicht werden können. Nur die Roll-Out-Szenarien inkl. EEG-Abregelung einen positiven Nettokapitalwert aus. **D. h. erst eine eigentlich systemfremde Wirkung der Installation von intelligenten Messsystemen, nämlich deren Nutzung zur Abregelung von EEG-Anlagen um bis zu 5 % ihrer Jahreserzeugung, hebt den Kapitalwert dieser Varianten um 2,7 Mrd. € auf 1,6 Mrd. €.** Systemfremd ist die Wirkung deshalb, weil sie auf einer **Einschränkung des Einspeisevorrangs der EEG-Anlagen beruht und somit eine Änderung des EEG voraussetzt bzw. keinen originären Nutzen der intelligenten Messsysteme darstellt.** Eine Abregelung von EEG-Anlagen wird bereits heute mit anderen Mitteln erzielt, so dass der Nutzeneffekt (Verdoppelung der Netzanschlusskapazität im Vergleich zum Status quo) überschätzt wird.

Auch wenn dem Prinzip eines angemessenen Netzausbaus (und damit einer hinnehmbaren Einschränkung des Einspeisevorranges) zugestimmt wird, bestehen bzgl. der generalisierten Berechnung der Höhe des Nutzens, den eine EEG-Abregelung für die Netzbetreiber hätte (Netzdienstlichkeit), **einige Zweifel.** Es fragt sich, ob berücksichtigt wurde, dass die abgeregelte Energiemenge anderweitig zu beschaffen ist. Weiterhin ist vorgesehen, dass eine Verpflichtung zur finanziellen Entschädigung entgangener Einspeisemengen gegenüber dem EEG-Einspeiser, wie diese bislang im EEG geregelt ist, nicht bestehen soll. Damit würde sich der Gesetzgeber verabschieden von dem grundsätzlich einzuräumenden Einspeise- und Abnahmevorrang der Erneuerbaren Energien bzw. dort, wo dieser nicht gewährt wird, eine Entschädigungszahlung für die abgeregelte Energiemenge einzuräumen. Eine entschädigungsfreie Abregelung wäre systemfremd. Ob sich dies allein durch den Nutzen, dessen Höhe, nicht im Verhältnis zur 100 %-Einspeisung,

sondern im Verhältnis zur gelebten Praxis, wonach Einspeisungen gegen Entschädigungszahlungen notfalls in begrenztem Umfang gedrosselt werden, um die Netzstabilität nicht zu gefährden bzw. weiteren Ausbau der Netzanschlusskapazität zu verhindern oder zumindest zu mindern, bezweifelt wird.

Nicht nachvollziehbar bleibt bislang der im Gutachten gemachte Vorschlag einer Finanzierung durch **behördlich vorgegebene Preise** sowie einer **neuen Umlage (Systemkostenbeitrag)**, da die KNA eben gerade nicht auf die darüber hinaus notwendigen Anpassungen der ARegV bzw. der Erlösobergrenzen eingeht. Der Systemkostenbeitrag ist zudem ein vollkommen neues Element in der deutschen Regulierungspraxis, welches insofern die Regulierungs- und Abwicklungsmechanismen weiter verkomplizieren würde.

Es ist zu begrüßen, dass der gesetzlich vorgeschriebene Roll-Out von intelligenten Messsystemen nicht auf Kunden mit einer Entnahme von **< 6000 kWh / a** ausgedehnt wird, da die Einschätzung geteilt wird, dass Kunden mit wenig Verbrauch weniger sparen können. Die so definierte und für „richtig“ befundene Grenze sollte allerdings auch bei **Neubauten und größeren Renovierungen Anwendung finden; hierzu gilt es eine geeignete Regelung zu treffen.**

Eine Koppelung des Einbaus eines intelligenten Messsystems mit dem Zwang ein komplexeres Bilanzierungsverfahren (**Zählerstandsgangmessung**) zu verwenden, sollte es nicht geben. Vielmehr ist eine fakultative Lösung anzustreben, wie sie bereits heute für die Verwendung von registrierender Lastgangmessung (rLM) statt der Belieferung durch Standardlastprofile (SLP), wie sie in § 12 Abs. 4 StromNZV geregelt ist, d. h. die Marktpartner (Lieferanten, Kunden) sollten dort Zugang zu solchen Lösungen haben, wo sie dies wünschen (**fakultativ**). Es sollte zugleich aber klar geregelt werden, dass dort, wo die ZSG von den Lieferanten bzw. Kunden gewünscht wird, sie diese auch an Stelle von SLP-Belieferung durchsetzen können, und zwar technisch wie rechtlich.

Der **Administration der Gateways**, d. h. der Verwaltung der Zugangsrechte etc. auf dem System, kommt für die Funktionsfähigkeit intelligenter Messsysteme und damit des künftigen Energiemarkts eine zentrale Rolle zu. Die Mehrheit der Mitglieder der Fachgruppe, in der alle Modellregionen vertreten waren, haben sich daher stets dafür ausgesprochen, dass diese Aufgabe grundsätzlich **möglichst der VNB** wahrnehmen sollte, in einzelnen Fällen diese Rolle aber auch anderen Marktpartner zuwachsen könne. Die von E&Y vorgeschlagene Wahlfreiheit des Kunden findet durchaus unter Liberalisierungsgesichtspunkten unsere Sympathie würde allerdings wegen einer damit einhergehenden Zersplitterung dieser Rolle die Prozesse unnötig komplex gestalten.

Ein **Austausch der mechanischen Zähler** im Rahmen des standardmäßigen Turnuswechsels, der die kostensenkende Wirkung des eichrechtlichen **Stichprobenverfahrens** berücksichtigt, erscheint unter Effizienzgesichtspunkten geboten. Es ist allerdings auch zu berücksichtigen, dass **variable Tarife mit mechanischen Zählern nur eingeschränkt beherrscht werden**, da diese nicht aus der Ferne verändert werden können, so dass die mit der Einführung intelligenter Messwesen verbundenen positiven Effekte weiter gehemmt werden.

Die Installation eines Home-Displays kann positive Effekte auslösen. Allerdings sollte eine **Verpflichtung des Verteilnetz- bzw. Messstellenbetreibers, diese**

**Home-Displays zu installieren bzw. zu betreiben**, nicht bestehen. Dies führt zu komplizierten Abstimmungsprozessen mit Hauseigentümern und Mietern. Hierzu besteht keine Notwendigkeit und es dürfte vorteilhaft sein, hier auf marktliche Lösungen zu setzen. Die Netzbetreiber bzw. Messstellenbetreiber stellen mit dem intelligenten Zähler nur die notwendige Schnittstelle bereit.

Mit der Möglichkeit einer „**Fernsperrung**“ verbindet sich Effizienzpotenzial. Entsprechende Funktionalitäten vorzusehen und rechtlich zu ermöglichen, ist daher zielführend, bedarf aber sehr klarer Regelungen für welche Fälle und durch wen diese vorzunehmen ist sowie einer entsprechenden Handhabung in der Praxis, um Missbräuchen und Willkür vorzubeugen.

Bzgl. der Ausdehnung des **Roll-Out intelligenter Messsysteme auf EEG-Erzeugungsanlagen** bedarf es eines differenzierten Blicks. Nach **§ 6 EEG sind Anlagen größer 100 kW** mit technischen Einrichtungen ausgestattet, mit denen der Netzbetreiber jederzeit die jeweilige Ist-Einspeisung abrufen kann und zusätzlich die **Einspeiseleistung ferngesteuert reduzieren** kann. Bei **PV-Anlagen größer 30 kW gilt die gleiche Rechtslage**. Zusätzlich ist selbstverständlich eine Messeinrichtung installiert, die die gesetzmäßige Abrechnung der Einspeisung sicherstellt. Im Zuge des **Marktprämienmodells** rüsten zusätzlich die **Direktvermarkter von EEG-Strom**, beginnend mit den **größeren Anlagen**, diese auf **eigene Kosten mit Fernauslesungs- und Fernsteuerungselektronik nach, um die erhöhte Managementprämie** zu erhalten. Fraglich ist jedoch, ob die zusätzliche Installation von intelligenten Messsystemen neben diesen beiden anderen Steuerungsinstrumenten in sämtliche EE-Erzeugungsanlagen, einen weiteren Nutzen verspricht. Unseres Erachtens ist dies nicht der Fall. Zudem ist das **BSI-konforme Gateway** als Bestandteil des intelligenten Messsystems in seiner aktuellen Beschreibung **noch gar nicht geeignet, solche Abregelungen tatsächlich vorzunehmen (die sog. CLS-Schnittstelle ist noch nicht vollständig beschrieben)**. Ein **zwangsweiser Roll-Out intelligenter Messsysteme auf PV-Erzeugungsanlagen < 30 kW sollte ebenfalls nicht erfolgen**. Erst recht keinen Sinn macht eine Ausweitung des derzeit gesetzlich vorgesehenen Roll-Outs bei Anlagen zwischen **30 kW und 7 kW bzw. auf Anlagen bis zu 200 Watt**. Sofern es sich um PV-Anlagen mit einer Einspeisung von **weniger als 30 kW** handelt, wird empfohlen die Einspeisung **zwingend auf 70 % der Peakleistung** zu begrenzen. D. h. der zusätzliche Nutzen durch eine ggf. weitergehende Abregelungsmöglichkeit von 5 % der Jahresarbeitsmenge wäre begrenzt.

Bezüglich der Preisbildung für intelligente Messsysteme und Zähler halten wir **kostenreflektive Preise für den sinnvollsten Weg. Einheitlich festgelegte Preise führen üblicherweise zu Marktverzerrungen**. Zusätzlich sind die individuellen Kosten der abzulösenden Altsysteme in den Entgelten zu berücksichtigen. **Die Einführung einer einheitlichen „Messumlage“ ausgerechnet für die Stromverbraucher, die keine intelligenten Messsysteme verwenden, erscheint unter Akzeptanzaspekten nicht tolerabel**.

Der gesetzlich verpflichtete Messstellenbetreiber, d. h. der einzelne Netzbetreiber, muss die entstandenen Kosten vollumfänglich (d. h. inkl. aller notwendigen Hilfsprozesse und Drittkosten) zurückverdienen können. Hierzu sollten die Kosten der **Zähl- und Abrechnungswesens einer separaten Anreizregulierung** unterworfen werden, nach der die **tatsächlich entstehenden Kosten ersetzt werden und darüber hinaus ein fristgerechter Ausbau belohnt** wird.



## 2 Empfehlung an die Gestaltung des Rechtsrahmens: Gesetze über das Eichwesen EichMG, PTB-Anforderungen 50.8 (PTB-A) Smartmeter Gateways

Im März 2010 formulierte die Fachgruppe einen Fragenkatalog an die AGME, die PTB, die Eichbehörden und das BMWi („Eichrechts-Referat“) betreffend Fragen der Auslegung des Eichrechts in Bezug auf dynamische Tarife, Ausgestaltung des intelligenten Messsystems und der Ladeinfrastruktur. Auf die Antworten der AGME, der PTB und der Eichbehörden vom 4. Mai 2010 verfasste die dazu gebildete Task Force Eichrecht der Fachgruppe eine ausführliche Stellungnahme an die AGME, die PTB, die Eichbehörden und das BMWi basierend auf der Auslegung des geltenden Eichrechts, die sie am 15. Juli 2010 einreichte. In der darauf ergangenen Stellungnahme der AGME vom 3. September 2010 bestanden nur noch wenige Dissenspunkte (Zeit als Messgröße für die Realisierung neuer Messwerte z.B. bei zeitvariabler Tarifierung). Gemeinsam mit der PTB, den Eichbehörden und dem BMWi erzielte die Fachgruppe auf dem Workshop am 9. September 2010 die folgenden zentralen Ergebnisse zum Eichrecht, und zwar auf der Grundlage des geltenden Eichrechts.

- Der Display kann vom Zähler getrennt sein, d. h. der Zähler kann einfach strukturiert sein wie der bisherige Ferraris-Zähler und z.B. im Keller hängen. Das Display als Teil des smarten Messsystems kann sich getrennt von dem Zähler in den Wohnräumen befinden. Betr. Smart Grids
- Ändern sich während des Ladevorgangs/der Stromnutzung die Preise/Konditionen (relevant nur bei EDL 40, nicht bei EDL 21), werden die Messwerte (Zählerstände) mit Zeitstempeln versehen. Betr. Smart Grids und Elektromobilität
- Es ist kein Display und kein Belegausdrucker an der Ladesäule erforderlich (d. h. der Einbau eines Displays ist möglich, aber rechtlich nicht zwingend vorgeschrieben) Betr. Elektromobilität
- Die Anmeldung an der Ladesäule ist eichrechtlich irrelevant, sie kann durch den Fahrer, das KFZ oder eine Smartcard erfolgen, wichtig nur: Zuordnung zum Vertrag
- Die gesetzliche Zeit wird zur eichrechtlich gesicherten Übertragung von Messwerten seitens der PTB über das Internet zur Verfügung gestellt
- Die vier Werte Vertrags-ID, Messwert, Zeit und Status müssen zusammen signiert und dem Kunden angezeigt werden (Anzeige auf Home PC oder Smart Phone möglich).

Die in den schriftlichen Stellungnahmen und Workshops angeregten Empfehlungen zur Anpassung bzw. Auslegung des Eichrechts, haben überwiegend Einzug gehalten in das novellierte Eich- und MessG, das zum 1. 1. 2015 in Kraft tritt, bzw. in die PTB-Anforderungen 50.8, die im Entwurf vorliegen (Regelungen über das intelligente Messwesen, über Softwareänderungen-/anpassungen, vereinfachtes EU-weites Genehmigungsverfahren, Stichprobenprüfungen etc.), bzw. durch Auslegung des geltenden Rechts (s. dazu die beschriebenen Ergebnisse oben). Aktuell wird lediglich die **Anpassung der Eichfristen an die Nutzungsdauer** der Messgeräte – wie sie auch in der Kosten-Nutzen-Analyse angeregt wird – noch als offen betrachtet, deren Regelung hiermit erneut angeregt wird.

### 3 Empfehlung an die Gestaltung des Rechtsrahmens der Erneuerbaren Energien: EEG und KWK etc.

#### 3.1 Zur Weiterentwicklung des EEG im Allgemeinen

Das EEG legt in seiner derzeit gültigen Fassung einen ausgeprägten Fokus auf die Erhöhung der Menge des erzeugten EEG-Stroms. Die mengenorientierte Förderung ist vor dem Hintergrund der enormen Ausbreitung der EEG-Anlagen- und Erzeugungsmengen als äußerst erfolgreich anzusehen. Zugleich wurde aber bereits vor und nach der Novellierung des EEG 2009 im wissenschaftlichen Schrifttum wie in der allgemeinen Diskussion festgestellt, dass eine rein auf die Quantität ausgerichtete Förderung in der mittleren bis langen Frist zu undifferenziert ist und daher auch nachteilig wirken kann.

Es wird daher eine zunehmende Differenzierung der Förderung hinsichtlich einer stärkeren Ausrichtung auf **nicht ausschließlich mengenorientierte Aspekte** angeregt. Solche qualitativen Aspekte lägen darin, dass neben der Konzentration auf die durch die Anlage insgesamt erzeugte Menge an elektrischer Arbeit, weitere Aspekte im Fokus der Betrachtung stehen sollten, wie u. a.:

- die Netzverträglichkeit der Erzeugung,
- ihr Kapazitätsfaktor im Laufe eines Jahres,
- das Potenzial der Anlagen zum Bereitstellen negativer und positiver Regelenergie,
- das Bereitstellen von weiteren Systemdienstleistungen wie z. B. Blindleistung, Momentanreserve oder Schwarzstartfähigkeit.

Aus Sicht der Verfasser sind dies überwiegend Fragen, die die **technische Auslegung der Anlagen im Herstellungszeitpunkt** (Zeitpunkt der Erst-Inbetriebnahme der Anlage), aber auch die Anlagenbetriebsführung betreffen. Sie lassen sich daher zweckmäßiger Weise für **Neuanlagen** über entsprechende **Auflagenpolitiken im EEG** erreichen, d. h. die höchstmögliche Förderung sollte ab einem bestimmten Investitionszeitpunkt nur eine solche Anlage erreichen, die etwa einen anspruchsvollen Kapazitätsfaktor erreicht, der dem Stand der Technik entspricht und bestimmte konstruktive Maßnahmen zur Verstetigung der Erzeugung vornimmt (z. B. in der Relation von Nabenhöhe, Rotorfläche und resultierender Ausbeute eines Windrades). Die grds. Verstetigung der Erzeugung, soweit diese technisch erreichbar ist, ist zu trennen von der Regelbarkeit. Eine stärkere Regelbarkeit insbes. durch das Abschalten einzelner Erzeugungsanlagen bei Überlast. Beides wird dazu beitragen, die Sicherheit der Energieversorgung weiter zu gewährleisten und sie gleichwohl günstiger zu machen.

### 3.2 Differenzierung zwischen Neu- und Alt-, großen und kleinen EE-Anlagen

Zunächst einmal sollten die Regelungen des EEG stärker als bisher zwischen **alten (nicht mehr geförderten, aber bevorzugt einspeisenden)<sup>17</sup>** und **neuen (geförderten und bevorzugt einspeisenden)** Anlagen sowie zwischen **großen und kleinen** EEG-Anlagen (gemessen in der Auslegung des Netzanschlusses) **differenzieren**.

Netzengpässe und das geografische Auseinanderfallen von Erzeugungs- und Verbrauchsschwerpunkten führen schon heute zum Abschalten von EEG-Anlagen, was durch die Vorschriften der § 11 EEG und § 13 EnWG zwar ermöglicht wird, dem Ziel eines hohen Anteils nicht nur erzeugter, sondern auch eingespeicherter Erneuerbarer Energien aber widerspricht. Es wird insofern die Ansicht des BEE geteilt, wonach erste Priorität sein muss, die Integration der Erneuerbaren in das elektrische System zu optimieren.<sup>18</sup>

Für alle **Neuanlagen** sollte ab einem bestimmten Zeitpunkt innerhalb der nächsten drei Jahre eine **verpflichtende Direktvermarktung** eingeführt werden. Die Betreiber sollten verpflichtet werden, ihre Anlagen selbst zu vermarkten. Sie erhielten für einen Übergangszeitraum zu den Vermarktungserlösen eine Marktprämie.

Neuanlagen

Durch die in den E-Energy Modellregionen ausgeprägten regionalen Marktplätze und die auf diesen agierenden Aggregatoren werden modellhaft Lösungen aufgezeigt, nach denen sich das Problem der hohen Transaktionskosten, das bei einzelnen Anlagen besteht, nicht mehr oder allenfalls in begrenztem Umfang stellt. Schon durch das Entstehen solcher Marktplätze und der auf diesen agierenden Aggregatoren wird die Direktvermarktung auf natürlichem Wege zunehmen, sofern entsprechende Tatbestände, wie angedeutet, geregelt werden bzw. die Betroffenen frühzeitig ihre Alternativen (Direktvermarktung für Anlagen, die aus der EEG-Förderung fallen) kennen.

Dabei könnten die **Größen der EE-Anlagen in unterschiedlicher Weise berücksichtigt** werden, beispielsweise größere (z.B. Wind-)Anlagen werden schneller als kleinere (z.B. PV- Anlagen) in die volle Direktvermarktung entlassen. Das Modell von EWE, in einer **ersten Phase die Höhe der Marktprämie wie bisher ex-post** zu ermitteln, d. h. im Nachhinein unter Rückgriff auf den durchschnittlichen monatlichen Börsenpreis und in einer **zweiten Phase eine ex-ante** Fixierung, also eine Fixierung vor der Vermarktung, wird durchaus geteilt. Es spiegelt die schrittweise

<sup>17</sup> In diesem Sinne „alte“ Anlagen werden ab dem Jahr 2020 in steigender Zahl im Markt vertreten sein. Ein ähnliches Phänomen besteht aktuell bereits bei KWK-Anlagen: Allerdings ist hier nach § 4 Abs. 4 KWK-G zwischen Anlagen mit einer Leistung von bis zu 50 kW und solchen mit einer höheren Leistung zu differenzieren. Aufgrund der kürzeren Förderzeiträume des KWK-G existieren aktuell Anlagen mit bis zu 50 kW Leistung, die weiter ein Anrecht auf Stromabnahme und die Zahlung des „üblichen“ Preises haben, aber keinen KWK-Zuschlag mehr erhalten. Daneben existieren auch Anlagen mit einer Leistung über 50 kW, die nach Ende des Förderzeitraums völlig frei am Markt agieren.

<sup>18</sup> Vgl. BEE, Maßnahmenpaket zur Markt- und Systemintegration Erneuerbarer Energien.

Risikoübernahme durch die EE-Anlagenbetreiber wieder. Zunehmend fände eine Marktintegration über eine Annäherung an den Marktpreis statt, die sie darauf vorbereitet in einer **dritten Phase ganz in den Markt** entlassen zu werden, ohne die Absicherung an die Marktprämie. Auch diesbzgl. ist wiederum vorstellbar, dass für größere neue EE-Anlagen relativ schnell ein verpflichtender Eintritt in diese dritte Phase vorgeschrieben wird, während diese für kleine Neuanlagen etwas langsamer – etwa in Zusammenhang mit einem neuen Strommarktdesign –, aber ebenso verpflichtend greift. Es soll klar sein, wer sich heute für den Neubau einer EE-Anlage entscheidet, weiß, dass er einen wichtigen Beitrag zur Energiewende leistet, zugleich aber sich an den Anforderungen des Marktes orientieren muss, damit das Gesamtsystem funktioniert und nicht aus dem Ruder läuft. **Degressions-schritte parallel zu sinkenden Anlagekosten** sind für die ersten beiden Phasen gut vorstellbar. Bei **negativen Börsenpreisen** sollte für Neuanlagen eine Förderung entfallen. Ansonsten gäbe man Anreize zu einer das Gesamtsystem destabilisierenden Einspeisung, was letztlich zu einer Mehrbelastung des Endverbrauchers führen würde.

**Bestehende Anlagen** erhielten noch bis zum Ende des Förderzeitraumes eine Förderung in Höhe der garantierten Einspeisevergütung. Dies lässt sich schon wegen des Bestandschutzes nicht bzw. nur sehr schwer anders regeln. Ab dem Zeitraum, zudem Neuanlagen in die Phase 1 eintreten, sollte dieser Eintritt fakultativ auch bestehenden Anlagen eingeräumt werden. Als zusätzlicher Anreiz kann diesbezüglich an einen kleinen „Marktbonus“ gedacht werden, der für eine Übergangszeit von z. B. 1-2 Jahren gewährt wird, um auch für bestehende Anlagen einen rascheren Wechsel in das Marktmodell zu fördern.

**Bestehende Anlagen**

### 3.3 Umgang mit bevorzugt einspeisenden Altanlagen nach Auslaufen der Förderung

In diesem Zusammenhang gilt es auch frühzeitig die Frage zu beantworten, wie mit dem durch EEG-Anlagen erzeugten Strom zu verfahren ist, wenn deren finanzielle Förderung ausläuft.

Nach den Vorschriften der § 5 und § 8 EEG speisen derartige Anlagen weiterhin bevorzugt in das Netz ein. Allerdings besteht eine Rechtsunsicherheit bei der Auslegung und Anwendung des § 16 EEG. Es ist unklar, ob die Netzbetreiber die entsprechenden **Mengen auch weiterhin ankaufen müssen und falls ja, zu welchem Preis.**

Hierbei spielt wiederum die Frage eine Rolle, ob es sich um eine **große oder eine eher kleine Anlage** handelt.

Vom Betreiber eines Großwindparks kann sicherlich verlangt werden, sich nach Ablauf der Förderung selbst um die Vermarktung seines Stroms zu kümmern.

**Große Anlagen**

Im Fall einer einzelnen PV-Anlage würden bei Fortgeltung der bestehenden gesetzlichen Regelungen die Transaktionskosten sicherlich den möglichen Ertrag übersteigen,

**Kleine Anlagen**

Einhergehend mit einer Systemintegration der Erneuerbaren Energien müsste für Neuanlagen wie für Altanlagen auch ein Zugang zum **Regel- und Ausgleichsenergiemarkt** ermöglicht werden. Andernfalls entstünde eine Schieflage, forderte man die Marktintegration nur hinsichtlich einem Entlassen aus der Fixvergütung,

**Beteiligung am Regel- und Ausgleichsenergiemarkt**

verschlösse gleichzeitig aber eine Beteiligung an Teilen des Marktes. Dazu bedarf es einer Anpassung der Präqualifikationskriterien durch die Übertragungsnetzbetreiber für die EE-Anlagen.

Ein Teil der bereits heute installierten und künftig noch zu installierenden EEG-Anlagen hat Eigenschaften, die es grds. als technisch möglich erscheinen lassen, durch diese Anlagen auch Regelenergie (im Wesentlichen positive oder negative Minutenreserve) zu erzeugen. Zum derzeitigen Regelungsstand des EEG ist eine solche Vermarktung aber nicht zulässig. Überdies wird das vorhandene technische Potenzial nicht genutzt bzw. es werden im Bereich der Neuanlagen keine Anreize gesetzt, die Aggregate so zu gestalten (Auslegung von Turbinen und Generatoren, verbaute Zähltechnik, aber auch kommunikative Anbindung usw.), dass sie geeigneter wären als heutige Modelle, an den Regelenergiemärkten teilzunehmen.

Es sollte künftig der Entscheidung des Anlagenbetreibers überlassen bleiben, ob er die Präqualifikation und deren Kosten auf sich nehmen will und ob und wann er im Minutenreservemarkt anbietet. Bietet ein Anlagenbetreiber sein Aggregat im Minutenreservemarkt an, so kommt es zunächst darauf an, ob er negative oder positive Regelenergie vermarktet: Bei einem Zuschlag für negative Regelenergie ist ein Betrieb der Anlage innerhalb des EEG bereits zu heutiger Rechtslage grundsätzlich möglich (jedoch derzeit aufgrund der Festlegungen der BNetzA nicht zulässig). Solange die Anlage nicht aufgerufen wird, produziert sie im EEG und vereinnahmt den Leistungspreis, sobald ein Aufruf erfolgt, senkt sie ihre Produktion vereinbarungsgemäß und wird hierfür auch für die nicht produzierten kWh entlohnt. Zugleich fällt für die nicht-produzierten kWh keine EEG-Förderung mehr an, so dass es zu keiner Doppelvermarktung kommt. Bei der Vermarktung positiver Regelenergie ist die Situation grundsätzlich komplizierter, da zu klären wäre, wie bei einem Aufruf mit der dann zusätzlich produzierten Energie (kWh) umzugehen ist; hier stellt sich zumindest die Frage, ob diese weiterhin durch den VNB aufgenommen und entlohnt werden sollte.

Es ist davon auszugehen, dass entsprechende Angebote dann erfolgen, wenn die durch sie zu erwartenden Einnahmen der Anlage höher ausfallen als die Einnahmeverluste aus EEG-Förderung oder Direktvermarktung und zudem geeignet sind, auch das Erfüllungsrisiko, dass der Anlagenbetreiber hier auf sich nimmt, zu decken. Es entstehen darüber hinaus nur insoweit Mehrkosten aus dieser Veränderung der Regelungen als nach einem erfolgten Zuschlag an eine EEG-Anlage entsprechende Korrekturfahrpläne auszutauschen wären.

EEG-Anlagen, die Regelleistung (kW) anbieten, erbringen einen hohen energie-wirtschaftlichen Nutzen. Hierfür müssen die Hürden gesenkt werden, eine Vergütung der Arbeit (kWh) über das EEG muss dabei möglich bleiben.

### 3.4 Teilmengenvermarktung

Betreiber, die Strom aus Erneuerbaren Energien anbieten, dürfen auch Teilmengen ihrer installierten Leistung am Markt anbieten und den Rest im EEG belassen. Dies ist nach dem novel- lierten EEG nun unter bestimmten Voraussetzungen möglich. § 33c Abs. 1 EEG schreibt grundsätzlich vor, dass eine Direktvermarktung nur zulässig ist, wenn „der gesamte über diese Messeinrichtung abgerechnete Strom an

Dritte direkt vermarktet wird“. Die ebenfalls neu eingeführte Vorschrift des § 33f Abs. 1 EEG lässt hingegen eine anteilige Direktvermarktung zu, aber nur, wenn die Anlagenbetreiber „1. dem Netzbetreiber die Prozentsätze, die sie der Vergütung nach § 16 und den verschiedenen Formen der Direktvermarktung nach § 33b zuordnen, in einer Mitteilung (...) übermittelt haben und 2. die Prozentsätze nach Nummer 1 nachweislich jederzeit eingehalten haben.“ Damit ist die von der FG Rechtsrahmen geforderte „echte

Teilmengenvermarktung“, die eine Vermarktung bis

zur Höhe der Abnahme des jeweiligen Kunden ermöglicht, unter den genannten Voraussetzungen geschaffen werden. Der nicht direkt vermarktete „Rest“

(Starkwindspitzen) verbliebe in der EEG-Vergütung. Da die Teilhabe an der Direktvermarktung durch § 33a EEG jedoch nach wie vor nicht als Sollvorgabe, sondern als Kannvorschrift („Anlagenbetreiber können ...“) und entsprechend die folgenden Vorschriften der §§ 33b-33i EEG daran anknüpfen, entfallen die beschriebenen Vorteile, die nur bei einer zwingenden Vorgabe eintreten würden, bzw. treten eben nur auf, wenn sich eine größere Anzahl an Anlagenbetreiber an der Direktvermarktung beteiligt, sich quasi selbst dazu verpflichtet. Es wird daher nach wie vor angeregt, die Direktvermarktung, zumindest für bestimmte Neuanlagen (etwa gestaffelt nach der Größe) als Pflichtmodell vorzusehen.

### 3.5 Nachteile einer de facto Verlängerung der Förderung für Altanlagen bzw. Senkung des Preisniveaus

Kommt es dagegen zu einer de facto Verlängerung der Förderung für Altanlagen oder auch nur zu einer Senkung derselben auf ein etwa dem KWK-G Preismechanismus nachempfundenes Niveau, so können die **bereits heute in möglichen virtuellen Kraftwerken / Aggregationen von EEG-Anlagen vorhandenen Flexibilitätspotenziale wahrscheinlich nicht genutzt** werden, da die Reservationspreise der Anlagenbetreiber für ihre Mitwirkung (nämlich die ohnehin erwartete Förderung) schlicht zu hoch sind. D.h. soll für den Betreiber einer EEG-Anlage ein Anreiz dergestalt gesetzt werden, temporär nicht oder anders einzuspeisen, so entsteht ihm hierdurch ein wirtschaftlicher Verlust in Höhe der nicht-vereinnahmten EEG-Vergütung. Es ist daher unabhängig von der absoluten Höhe der Vergütung immer notwendig, dem Betreiber der Anlage ein Aufgeld gegenüber einer etwaigen sicheren Vergütung zu bieten, um ihn dazu zu bewegen, seine Flexibilitätspotenziale zur Verfügung zu stellen. Ändern würde sich dieses Kalkül aber bereits dann, wenn die Vergütung ihrer Höhe nach nicht mehr sicher wäre, da in diesem Fall eine (sichere) Flexibilitätsprämie ggf. höher eingeschätzt würde als die (unsichere) Vergütung.

### 3.6 Weitere Anreize zur Entlastung der Netze

Hinsichtlich der Förderung Erneuerbarer Energien sollten Anreize zur Entlastung der Netze geschaffen werden; z. B. durch Reduktion oder Speicherung und Verlagerung der Einspeisung. Dies könnte durch folgende Maßnahmen umgesetzt werden:

- Begrenzung der maximalen Leistung auch von Bestandsanlagen am Netzverknüpfungspunkt analog § 6 Abs. EEG (neu), um der Tatsache Rechnung zu tragen, dass **dargebotsgetriebene** Erzeuger ihre maximale Leistung selten erreichen.
- Die **Vergütung nicht eingespeister Energie** durch den VNB mindert den Anreiz, sich um eine Speicherung bzw. ortsnahe Verbrauch der Energie zu bemühen. Die nicht eingespeiste Energie nicht mehr oder zu deutlich reduzierten Sätzen zu vergüten, würde einen Anreiz setzen, die Energie zu speichern und in Zeiten einzuspeisen, in denen das Netz nicht überlastet ist. Dies würde auch die Effekte der bereits heute existierenden Stetigkeitsboni verstärken.
- Vergütung vermiedener Netznutzung einschränken. Erzeuger, die auf Netzebenen unterhalb des Übertragungsnetzes einspeisen, erhalten im aus der VV II plus weitgehend übernommenen Netzentgeltregime hierfür sog. „vermiedene Netzentgelte“ vergütet, um der Tatsache Rechnung zu tragen, dass die von ihnen bereitgestellte Energie die vorgelagerten Netzebenen nicht „belastet“. Die Regelung hat auch zur Folge, dass ein VNB aus finanzieller Sicht indifferent ist zwischen einer horizontalen Einspeisung und einer umfangreicheren Abnahme aus dem vorgelagerten Netz, da beide Alternativen zu einer ähnlich hohen finanziellen Belastung führen sollten. Im Fall der (dargebotsgetriebenen) EEG Erzeuger ist die Vergütung für vermiedene Netzentgelte nach § 35 Abs. 2 EEG i.V.m. § 18 Abs. 2 StromNEV bereits in der Vergütung pro kWh, welche die Anlage erhält, enthalten. Allerdings wird den VNB von den ÜNB im Fall EEG-Erzeuger nicht das volle Einspeiseentgelt erstattet, sondern nur ein um die anteilige vermiedene Netznutzung gekürztes Entgelt, d. h. die VNB tragen einen Teil der EEG-Einspeiseentgelte direkt in ihren Netzentgelten. Diese Regelung kann jedoch nur noch in solchen Netzen und Erzeugungssituationen als verursachungs- und sachgerecht gelten, in denen tatsächlich ein Vermeiden der Netznutzung anzunehmen ist; dies ist offensichtlich nicht der Fall, wenn die fragliche Verteilnetzebene überspeist ist und insofern kWh auf höhergelagerte Netzebenen „entsorgt“ werden müssen. Die ÜNB sollten daher verpflichtet werden, für dargebotsgetriebene Erzeugungsanlagen das Einspeiseentgelt inkl. der VNE zu erstatten.

Im längerfristigen Zeitraum sollte der Wälzungsmechanismus so umgestaltet werden, dass die Netznutzungsentgelte möglichst verursachergerecht sind (s. Kap. 4).

Das EnWG adressiert bezüglich Messung und Steuerung grundsätzlich zwei Themen, die aber in unterschiedlichen Zusammenhängen zu betrachten sind:

- 1. Steuerung unterbrechbarer Verbrauchseinrichtungen in der Niederspannung, die über einen separaten Zählpunkt verfügen, durch den Netzbetreiber oder durch Dritte auf Geheiß des Netzbetreibers in Zusammenhang mit verringerten Netzentgelten nach §14 EnWG,

- 2. Einbau von kommunikativen Messeinrichtungen für Neubauten, Sanierungen, Anschlussnutzer mit größer als 6000 kWh Jahresenergiemenge sowie EEG/KWKG-Anlagen ab 7 KW Anschlussleistung nach §21c, wobei Messeinrichtungen den Anforderungen von Schutzprofilen und Interoperabilitätsanforderungen nach der nach § 21i zu erstellenden Rechtsverordnung entsprechen müssen. Ansonsten gilt im § 21c auch die Verpflichtung unter Vorbehalt der Wirtschaftlichkeit, EEG-/KWKG-Anlagen zum Zwecke des Messens mit einer kommunikativen Messeinrichtung zu versehen.

Beide Themen verkoppeln sich im § 21i bzgl. der noch zu erstellenden Rechtsverordnung zur Ausgestaltung des §14a EnWG.

Nun gibt es auch Steuerungshandlungen, die nicht nach §14a adressiert sind. Dies trifft zu für Steuerungshandlungen oder anreizbasierte Handlungen von Dritten (Marktakteure), die nicht als Steuerungshandlungen im Interesse des Netzes durch das Netz oder durch das Netz beauftragte Dritte ausgelöst werden. Beispiele für solche Steuerungshandlungen – über die bereits im EEG geregelt hinaus – könnten sein:

- a) Einbindung des Verbrauchers als Anschlussnehmer mit einem Zählpunkt mit einer Vielzahl von Verbrauchseinrichtungen (insbesondere über variable Tarife nach § 40, Abs. 2 S. 5 EnWG, wobei ein Tarif an einer Messeinrichtung eines Anschlussnutzers mehrere Geräte gleichzeitig über ein objektinternes Energiemanagement steuern kann.
- b) Marktintegration von EEG-/KWKG-Anlagen in virtuelle Kraftwerke und Handelsaktivitäten mit Fahrplanaustausch, monetären Transaktionen und Vertragsabwicklungen in Verbindung mit lokalen Dienstleistungen im Energiemanagementsystem des Objektes
- c) echtzeitfähige Einbindung von EEG-/KWKG-Anlagen in zeitkritischer Steuerung durch das Netz im Störfall mit Funktionen außerhalb des Funktionsumfangs der Messeinrichtung nach Schutzprofil (Multicast-Anwendungen statt Punkt-zu-Punkt-Verbindung, Objektinsel und Synchronisation bei externen Netzstörungen)

### **3.7 Einspeise- und Aufnahmevorrang für Erneuerbare Energien mit einer 5%-Abregelung**

Zu der Thematik siehe die Ausführungen zur Kosten-Nutzen-Analyse unter 1.11

### **3.8 Längerfristige Anpassungen**

Für die beschriebenen Steuerungshandlungen abseits der Messfunktionalität durch Dritte (Marktakteure) sowie im Störfall durch das Netz werden aktuell durch die Definition von Schutzprofil sowie Normenprofilen für ein Energiemanagement Gateway als Steuerungskomponente im Anschlussobjekt mit eigener Weitverkehrskommunikation in einem Gemeinschaftsarbeitskreis von DKE und BSI die Voraussetzungen geschaffen.

Da diese Steuerungen nicht vom Netzbetreiber ausgehen, müssen die Steuernden die daraus resultierenden Kosten tragen oder zumindest Teile der Investitionen für die von anderen gestellte Infrastruktur übernehmen.



Die Kommunikation über die Kommunikationseinrichtung nach BSI-Schutzprofil sowie Technischer Richtlinie in Zusammenhang mit § 14a EnWG kann eine sinnvolle Einsatzform sein, wenn daraus nicht geschlossen wird, dass eine Kommunikation eines Akteurs nicht über eine gesonderte Weitverkehrsverbindung mittels gesonderten Energiemanagement Gateway zum lokalen Energiemanagement im Gebäude sowie für Effizienzdienstleistungen mit dezentralen Erzeugungsanlagen und Verbrauchern erfolgen kann. Beide Wege haben ihre gesonderten Einsatzfälle. Eine optionale Nutzung beider logischer Zugangswege oder eine Integration in einem physikalischen Gerät sollte dem Markt überlassen werden.

Es ist weiterhin festzuhalten, dass mit der **kommunikativen Einbindung der Endkunden sich die Notwendigkeit des Aufbaues einer Kommunikationsinfrastruktur und Informationsplattform mit sicheren Ende-zu-Ende-Prozessen und nicht nur einem sicheren Meter Gateway ergibt.**

Die gesamthafte elektrotechnische Verantwortung im Sinne von Netzzuverlässigkeit inklusive Sicherstellung von Informationssicherheit sollte beim Netzbetreiber liegen. Damit könnte die Trennung der Verantwortung im Messsystem vorgenommen werden:

- Der Messstellenbetreiber ist für das Messsystem verantwortlich, wobei der Kunde die freie Wahl bezüglich des Messgerätes hat.
- Der Verteilnetzbetreiber ist für den Kommunikationsknoten (Meter Gateway) verantwortlich, da er als Grundversorger zuständig ist für die Messeinrichtung sowie die verbundene Kommunikationsinfrastruktur und Informationsplattform, wobei eine Delegationsmöglichkeit zu einem Messstellenbetreiber besteht. Hiermit verbindet sich auch ein volkswirtschaftlicher Vorteil, da nicht durch jeden Kunden und Messstellenbetreiber ein eigenes Gateway im Objekt mit mehreren Anschlussnehmern zu installieren ist, sondern ein Gateway am Anschlussobjekt allen Messeinrichtungen mit genormter Kommunikation zugeordnet werden kann.

Diese Verantwortungstrennung wird insbesondere von der Modellregion E-DeMa kritisch gesehen, weil ein vorgeschriebener (Teil-)Roll-out und eine Marktrollentrennung nicht zusammen passt.

**Zusätzlich sollten die schon heute vorhandenen Ansätze im EEG zur besseren Markt-, Netz- und Systemintegration erhalten und fortentwickelt werden.** Dies dient auch der Bewahrung der Investitionssicherheit für Betreiber und Hersteller, gerade bei dem Einsatz neuer Technologien.

Als Beispiel sei genannt:

- Verlängerung und Anhebung der Anforderungen für den SDL-Bonus, z. B. Beitrag zur Momentanreserve und Fähigkeit zur Inselnetzbildung im Fehlerfall (Regelfähigkeit/Fangen im Eigenverbrauch/Schwarzstart).
- Die Bereitstellung von Regelenergie aus EEG-Anlagen darf nicht als Doppelvermarktung nach § 56 EEG gewertet bzw. durch § 16 Abs. 4 EEG ausgeschlossen werden. Derzeit ist die Teilnahme von kleinen Einzelanlagen (EE-Kraftwerken) an den Regelenergiemärkten nahezu ausgeschlossen. Der Zusammenschluss mehrerer solcher Anlagen zu einem Pool oder eine Anpassung der Kriterien über die Mindestgröße der angebotenen Leistung könnte die

Teilnahme auch von Regenerativkraftwerken an den Regelenergiemärkten ermöglichen. Dies könnte nach der geltenden Rechtslage allerdings durch das Doppelvermarktungsverbot in § 56 EEG erschwert werden. So würde bis zum Abruf der negativen Regelleistung der produzierte Strom nach EEG vergütet und gleichzeitig die Leistungskomponente für die angebotene Regelleistung am Markt erzielt. In § 56 EEG müsste daher klargestellt werden, dass das Angebot von Regelleistung nicht unter das Doppelvermarktungsverbot fällt.

- Weiterhin muss klargestellt werden, dass die Verordnungsermächtigung nach § 64 Abs. 1 Nr. 6. b EEG nicht als Vorbehalt gegen eine Regelenergielieferung nach geltendem EEG gewertet werden darf.

### 3.9 Netzanschluss und Netzausbau großer und kleiner Anlagen

Hinzuweisen ist darauf, dass sich große und kleine Anlagen auch stark danach unterscheiden, mit welchen Zusatzkosten pro erzeugter kWh sie einhergehen, wenn es im Rahmen des Anschlusses nach den heutigen §§ 9-11 EEG notwendig wird, das Netz auszubauen, um die Aufnahme der durch eine spezifische EEG-Anlage erzeugten Mengen zu ermöglichen.

Gerade bei in Wohngebieten verbauten PV-Anlagen sind die mit der Verlegung neuer/stärkerer Kabel verbundenen Mehrkosten in Relation zu den insgesamt erzeugten und insofern ggf. nicht abgenommenen kWh-Mengen nicht gering. Es ist nach der Ansicht einiger Modellregionen daher zu fragen, ob das Primat des Netzausbaus aufrechterhalten werden kann und soll, wenn sich der spezifische Engpass auf dem Niederspannungskabel / dem Transformator nur in einigen wenigen Stunden im Jahr und nur bezüglich einiger PV-Anlagen ergibt. Insofern wäre eine Qualifizierung des Kriteriums der Optimierung des Netzausbaus in § 9 EEG angezeigt.

#### Kleine Anlagen

Gerade die in den Modellregionen entwickelten Lösungen einer stärkeren Nutzung von IKT in den Energieversorgungsnetzen vermögen dazu zu verhelfen, dass die Netze weniger stark ausgebaut werden müssen, da im Rahmen des Möglichen versucht wird mit Hilfe von „Intelligenz“ eine Steuerung zu erreichen. Wo eine solche Steuerung nicht erreicht werden kann und sich vereinzelt PV-Anlagen nicht zu einem virtuellen Kraftwerk zusammenschließen lassen oder wollen, ist zu fragen, ob in diesen Fällen ein Netzausbau die optimale Lösung ist bzw. sogar ein gesetzlicher Zwang dazu bestehen sollte oder eben nicht.

Dagegen stellt sich das entsprechende Kosten/Nutzen-Verhältnis bei größeren Anlagen (PV-Großanlagen, Windparks, Biomasse-BHKW usw.) häufig günstiger dar; nicht zuletzt, weil größere Erzeugungsmengen betroffen sind und die Anbindung dieser Standorte zumindest teilweise disponibel ist bzw. auch durch Freileitungen erfolgen kann.

#### Große Anlagen

Deutlich wird damit auch, dass in den Verteilnetzen häufig Anlagen netzseitige Probleme (Überspeisung, Spannungsschwankungen etc.) verursachen, die an einem Erzeugungsmanagement im Sinne des heutigen EEG (§ 11 EEG: Anlagen bis 100 kW Leistung) nicht teilnehmen, da sie deutlich geringere Leistungen aufweisen. Die in einzelnen Modellregionen modellhaft aufgebauten Virtuellen Kraftwerke sind geeignet, bei ihrer verbreiteten Umsetzung ein wichtiger Teil der Lösung zu werden.

Einige Modellregionen fordern für **neue EEG-Anlagen**, die sich nicht in ein Virtuelles Kraftwerk integrieren, die entsprechende **Bagatellgrenze unverzüglich deutlich zu senken** und im Bestand die Grenze von 100 kW keinesfalls zurückzunehmen, sondern aktiv umzusetzen. Technisch-ökonomische Restriktionen<sup>19</sup> sind dabei geeignet zu berücksichtigen.

Neue Anlagen

Ggf. wären auch Anreize zu gewähren, **Altanlagen unterhalb 100 kW Leistung mit modernen und fernabfragbaren Zählern** und einer den Regelungen des § 6 Ziffer 1a EEG entsprechenden Abschaltvorrichtung auszustatten, was angesichts der rasanten Entwicklung im Bereich Smart Metering in wenigen Jahren auch zu vertretbaren Kosten möglich sein sollte.

Altanlagen

Wenigstens ist jedoch sicherzustellen, dass bei zunehmend dezentraler Erzeugung (im Sinne eines Smart Grid Gedankens) **ausreichende Mengen an Daten für den Verteilnetzbetreiber und dessen Betriebsprognose zur Verfügung** stehen.

Forderung im Zusammenhang mit der Schaffung von Smart Grids

Empfohlen wird Aufhebung bzw. Anpassung der unterschiedlichen Regelungen für die Messung und Zählung, wie sie sich aus EEG, EnWG und MessZV ergeben.

Dies könnte zugleich den Wettbewerb im Zählermarkt beleben.

---

<sup>19</sup> Je nach dem technischen Aufbau der Anlage ist der Einbau nur unter jedenfalls erheblichen Kosten möglich, wogegen sich die Anlagenbetreiber wehren.