

jedenfalls abzusehen, dass in das EEG vergaberechtliches Denken zunehmend Eingang finden wird.⁴² Mag dies auch politisch differenziert zu bewerten sein,⁴³ fügt es sich sowohl in einen juristischen Megatrend ein⁴⁴ als auch ermöglicht es die vom Gesetzgeber gewollte staatliche Steuerung des Ausbaus erneuerbarer Energien deutlich besser als eine weithin voraussetzungslose Unterstützung privater Initiative.⁴⁵

- 42 Zu möglichen beihilferechtlichen Konsequenzen *Kahles/Grabmayr*, ZUR 2016, 138 ff.
 43 Vgl. *Heine/Schwiederowski*, ZNER 2016, 22 (28 f.).
 44 Dieser tritt nicht zuletzt in der Thematisierung des Vergaberechts in der Lehrbuchliteratur zum Allgemeinen Verwaltungsrecht zu Tage, vgl. *Detterbeck*, Allgemeines Verwaltungsrecht, 13. Aufl. 2015, S. 358 ff.; *Maurer*, Allgemeines Verwaltungsrecht, 18. Aufl. 2011, S. 468 ff.
 45 Dahingehend auch *Büllesfeld/Koch* (o. Fußn.), § 55 EEG 2014 Rn. 46.

Digitalisierung der Energiewirtschaft

Prof. Dr. Knut Werner Lange*

Der Einsatz moderner Informations- und Kommunikationstechnologie macht auch vor der Energiewirtschaft nicht halt. Von ihrem verstärkten Einsatz verspricht man sich eine intelligente Steuerung der Kapazitäten, etwa die Kopplung der Nachfrage an die Stromerzeugung, und eine bessere Marktintegration der Erneuerbaren Energien. Deren massiver Ausbau während der letzten Jahre erfordert neue Steuerungsmechanismen und namentlich eine engere Abstimmung von Angebot und Nachfrage zur Sicherung der Netzstabilität. Der staatlicherseits geforderte Aus- und Umbau der Netzinfrastruktur wird, so die Prognose, die bestehenden Geschäftsmodelle erheblich verändern. Beratungsunternehmen sprechen gar euphorisch von einer vollständigen Transformation der Energiebranche.

I. Einführung

1. Ziele der Digitalisierung der Energiewende

Der Beitrag bietet einen knappen Überblick über die möglichen Auswirkungen des informationstechnischen Wandels auf die Energiewirtschaft vor dem Hintergrund der geplanten Digitalisierung der Energiewende. Da der Jubilar diesem netzgebundenen Wirtschaftssektor besonders verbunden ist, besteht die Hoffnung, dass er die Entwicklung der Stromnetze von einem reinen Transportmedium hin zu kommunizierenden Systemen mit besonderem Augenmerk verfolgt. Die Politik in Deutschland und Europa ist gleichermaßen IT-fixiert: Bis zum Jahr 2020 sollen 80% der Verbrauchsstellen mit intelligenten Stromzählern ausgestattet sein, so die Forderung des Europäischen Gesetzgebers.¹ Davon verspricht man sich neben einer effizienteren Energienutzung auch eine Reduzierung klimaschädlicher Kohlendioxidemissionen.² Zur Erreichung der Ziele der Energiewende wird der Aufbau intelligenter Stromversorgungsnetze bereits als „alternativlos“ bezeichnet.³ Zwar finden sich schon heute im EnWG einige Vorschriften für den Einsatz intelligenter Stromzähler (insbes. § 21b bis § 21i EnWG). Da diese aber als nicht ausreichend angesehen werden und da sich von der Digitalisierung der Energienetze wahre Wunderdinge versprochen werden, erarbeitet die Bundesregierung gegenwärtig ein „Gesetz zur Digitalisierung der Energie-

wende“, das vor allem den Messstellenbetrieb und die Datenkommunikation in intelligenten Energienetzen neu regeln soll.⁴ Das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) hatte zunächst ein Eckpunktepapier für das „Verordnungspaket Intelligente Netze“ vorgelegt, das ursprünglich den Weg zu einer flächendeckenden Markteinführung intelligenter Technologien (sog. roll out) weisen sollte.⁵ Das Verordnungspaket wird nun erst einmal nicht kommen.

2. Begrifflichkeiten

Spricht man von der Digitalisierung der Energiewirtschaft, so versteht man darunter vor allem eine Art „Energie-Internet“, also die informationstechnische Vernetzung von Energieerzeugung und Verbraucher mit dem Ziel der wechselseitigen Kommunikation. Fluktuierende, lastferne und dezentrale Energieerzeugungsquellen stellen große Herausforderungen an den Netzbetrieb und an die Versorgungssicherheit.⁶ Ein Ausgleich von Angebot (Stromerzeugung) und Nachfrage (Stromverbrauch) erfolgt bislang nur unzureichend, weshalb vor allem in den Verteilnetzen erheblicher Modernisierungsbedarf besteht.

* Der Autor ist Inhaber des Lehrstuhls für Bürgerliches Recht, deutsches und europäisches Handels- und Wirtschaftsrecht an der Universität Bayreuth sowie stellv. Direktor der dortigen Forschungsstelle für deutsches und europäisches Energierecht (FER).

- 1 Richtlinie 2009/72/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13.7.2009 über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 2003/54/EG, Abl. 2009, Nr. L 211, S. 55, Anhang I Nr. 2; dazu *Salje* in Gundel/Lange, Die Umsetzung des 3. Energiebinnenmarktpakets, 2011, S. 1; *Wiesemann*, MMR 2011, 355; vgl. aber auch Monopolkommission, Sondergutachten 71, Energie 2015: Ein wettbewerbliches Marktdesign für die Energiewende, Rn. 342.
 2 *Sörries*, N&R 2012, 58; vgl. auch *Vogel/Stumpp/Pelka*, et 2015 (8), 34 f.
 3 So *Sörries*, CR 2012, 707, 712; vgl. auch *Hofmann/Rosenthal*, et 2015 (12), 14, 15; *Schneidewindt*, ER 2014, 226, 230.
 4 Gesetz über den Messstellenbetrieb und die Datenkommunikation in intelligenten Energienetzen (Messstellenbetriebsgesetz – MsbG), Art. 1 Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende, BR-Drs. 543/15.
 5 BMWi, Baustein für die Energiewende: 7 Eckpunkte für das „Verordnungspaket Intelligente Netze“, (<http://www.bmwi.de/DE/Presse/pressemitteilungen,did=689540.html>); dazu *Stumpp/Pelka*, et 2015 (8), 34.
 6 Ausführlich zu den Begrifflichkeiten *Wieser*, Intelligente Elektrizitätsversorgungsnetze – Ausgewählte Rechtsfragen unter besonderer Berücksichtigung des EnWG 2011 und des EEG 2012, 2014, S. 20 ff.

Die Forderung lautet derzeit, dass die Netze „intelligent“ werden sollen. Damit ist der umfangreiche Einsatz sog. smart grids gemeint, also einer Verbindung von Stromleitungen mit Kommunikations-, Informations-, Mess- und Regeltechnik.⁷ So ausgestattete Netze sind in der Lage, selbstständig Daten über Last und Zustand im Netz zu kommunizieren und Anlagen autonom zu steuern.⁸ Verbunden sind sie mit sog. smart meters, also intelligenten Stromzählern, die nicht nur den Verbrauch messen, sondern zusätzlich als eine Art bidirektionale Kommunikationsschnittstelle fungieren und wechselseitig interagieren.⁹ Insgesamt sollen die neuen Infrastrukturen genauere Verbrauchsplanungen ermöglichen, die dezentrale Stromerzeugung effektiver auslasten (Flexibilisierung der Stromnachfrage) und den Bedarf an Reservekapazitäten bei der Stromerzeugung reduzieren helfen. Zugleich sollen sie neue Geschäftsmodelle ermöglichen.

II. Die Rechtslage de lege lata

Gegenwärtig kennt das deutsche Recht weder eine Legaldefinition des Begriffs smart grid noch desjenigen des smart meter; auch ein vergleichbarer deutscher Terminus wird nicht verwendet. Zudem ist zur Ausrüstung der Netze bzw. der Netzanschlussstellen derzeit nur wenig geregelt.¹⁰ Die Einführung intelligenter Messsysteme kann aber bereits heute vor allem auf die §§ 21b–i EnWG sowie die MessZV gestützt werden. Diese Vorschriften wurden im Zuge der Umsetzung des 3. EU-Binnenmarktpakets 2011 in das EnWG eingeführt.¹¹ Danach kann den Stromnetzbetreibern als grundzuständigen Messstellenbetreibern (§ 21b Abs. 1 EnWG) der Einbau einer intelligenten Messeinrichtung zur Erfassung elektrischer Energie vorgeschrieben werden. Diese Pflicht gilt grundsätzlich für alle Gebäude, die neu an das Energieversorgungsnetz angeschlossen oder an denen größere Renovierungen vorgenommen werden. Es handelt sich um eine verbrauchsunabhängige Einbaupflicht (§ 21c Abs. 1 lit. a EnWG). Eine Einbaupflicht bei Letztverbrauchern besteht bei einem Jahresverbrauch größer 6 000 kWh (§ 21c Abs. 1 lit. b EnWG) sowie bei Anlagenbetreibern nach dem EEG oder dem KWKG bei Neuanlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 7 kWh (§ 21c Abs. 1 lit. c EnWG). Stets besteht die Einschränkung, dass der Einbau technisch möglich sein muss. In den übrigen Gebäuden sind Messsysteme einzubauen, soweit dies technisch möglich und zugleich wirtschaftlich vertretbar ist (§ 21c Abs. 1 lit. d EnWG). Wirtschaftlich vertretbar ist ein Einbau nur, wenn dem Anschlussnutzer für Einbau und Betrieb keine Mehrkosten entstehen oder wenn eine wirtschaftliche Bewertung des BMWi, die alle langfristigen, gesamtwirtschaftlichen und individuellen Kosten und Vorteile prüft, und eine Rechtsverordnung im Sinne von § 21i Abs. 1 Nr. 8 EnWG ihn anordnet (§ 21c Abs. 2 EnWG).¹²

Um einen sicheren Einsatz intelligenter Messsysteme vorzubereiten, hat der Gesetzgeber somit im Jahr 2011 zwar eine erste Grundsatzentscheidung getroffen. Eine Steigerung der Energieeffizienz und eine Einsparung von Energie in größerem Umfang kann derzeit aber nicht zuletzt wegen der zu langen Messintervalle kaum erreicht werden. Dem Energieverbrau-

cher werden die positiven Folgen seiner Verbrauchsänderung nicht unmittelbar vor Augen geführt,¹³ auch wird die Anzeige eines Lastprofils nicht gefordert.¹⁴ Gerade von einer Veränderung des Verbrauchsverhaltens verspricht man sich aber eine erhebliche Energieeinsparung. Nach Schätzungen betrifft die Einbaupflicht zudem gegenwärtig gerade einmal 15% aller Messstellen.¹⁵

Darüber hinaus hat sich der Gesetzgeber stark auf das smart metering fokussiert und dem Ausbau intelligenter Netze weniger Beachtung geschenkt. Für die hier besonders wichtigen Verteilnetze ist beispielsweise eine Verpflichtung zur digitalen Netzentwicklung nur sehr zurückhaltend geregelt worden (vgl. § 11 Abs. 1 EnWG; § 9 EEG). Insbesondere zielt die Verpflichtung zum Netzausbau vorrangig auf die Beseitigung von Kapazitätsengpässen im Netz ab. So ist derzeit fraglich, ob die Pflicht, das Netz „zu optimieren“ (vgl. § 11 Abs. 1 S. 1 EnWG) auch eine Aufrüstung zu intelligenten Netzen enthält.¹⁶ Gesteigerte Bedeutung kommt daher einer zukunftsgerichteten Überarbeitung der ARegV zu.

III. Die Rechtslage de lege ferenda

Der „Gesetzesentwurf zur Digitalisierung der Energiewende“ vom November 2015 greift weit über das Verordnungspaket Intelligente Netze hinaus.¹⁷ Nach den Zielen des Gesetzgebers soll in einem neuen „Gesetz über den Messstellenbetrieb und die Datenkommunikation in intelligenten Energienetzen (Messstellenbetriebsgesetz – MsbG)“ die zu regelnde Materie zusammengefasst werden. Der Messstellenbetrieb soll vom Netzbetrieb rechtssystematisch getrennt werden (vgl. § 3 MsbG-E). Die geplante Funktion des „Smart Meter Gateway

7 Vgl. dazu BNetzA, „Smart Grids“ und „Smart Markets“ – Eckpunktepapier zu den Aspekten des sich verändernden Energieversorgungssystems, 2011, S. 11 f.; *Eder/vom Wege/Weise*, ZNER 2012, 59.

8 Siehe die Anwendungsbeispiele bei *Peters/Mohr*, et 2015 (12), 8 ff.

9 Zum Begriff siehe *Albrecht*, Intelligente Stromzähler als Herausforderung für den Datenschutz – Tatsächliche und rechtliche Betrachtung, 2015, S. 5-7.

10 *Schäfer-Stradowsky/Bolt*, EnWZ 2015, 349; vgl. auch die Darstellung bei *Wengeler*, EnWZ 2014, 500, 501 f.

11 Richtlinie 2009/72/EG (Fn. 1); *Albrecht* (Fn. 9), S. 31 f.; *Thiel* in *Kment*, EnWG, 2015, § 21b Rn. 4 betont dem gegenüber die Impulse einer umfangreichen Debatte im Inland.

12 Vgl. *Vogel/Stumpp/Pelka*, et 2015 (8), 34; zur Bedeutung von § 21i EnWG siehe *Kment/Thiel* (Fn. 11), § 21i Rn. 1; zu den aktuellen Rechtsunsicherheiten bei EEG-Anlagen siehe *Herrmann/Gottwald*, et 2013 (12), 100.

13 *Eder/vom Wege*, IR 2008, 176, 179; allerdings sind kurze Messintervalle datenschutzrechtlich problematisch, da sie Personen- und Verhaltensprofile ermöglichen, *Lüdemann/Jürgens/Sengstacken*, ZNER 2014, 592.

14 *Albrecht* (Fn. 9), S. 37.

15 *Herzmann* in *Britz/Hellermann/Hermes*, EnWG, 3. Aufl. 2015, § 21c Rn. 11 unter Verweis auf *Sörries*, N&R 2012, 58, 59.

16 Zurückhaltend *Britz/Hellermann/Hermes/Sötebier* (Fn. 15), § 11 Rn. 59; ähnlich *Theobald* in *Danner/Theobald*, Energierecht, Loseblatt, Stand 2015, Vor §§ 11-16a EnWG Rn. 16, wonach die Pflicht des Netzbetreibers zu einer Netzanpassung nur gegeben sei, wenn andere Möglichkeiten nicht bestünden; zuvor bereits *Koenig/Kühling/Winkler*, WuW 2003, 228, 240: Ausbau- und Umbauverpflichtungen seien die ultima ratio; *König*, in *Berliner Kommentar zum Energierecht*, 3. Aufl. 2013, § 11 EnWG Rn. 54, betont, Optimierung und Verstärkung seien Maßnahmen unterhalb der Ebene des Ausbaus und damit kostengünstiger.

17 BR-Drs. 543/15, S. 1.

Administrators“ (zu den Anforderungen siehe § 25 MsbG-E) wird dem grundzuständigen Messstellenbetreiber eine neue Marktrolle zuschreiben.¹⁸ Schon bei Inkrafttreten des EnWG 2011 war gefordert worden, den Netzbetreiber von seiner Stellung als Messstellenbetreiber zu entbinden, damit der Wettbewerb in diesem Bereich gefördert wird.¹⁹ Es bleibt abzuwarten, welches Modell des regulatorischen „unbundling“ tatsächlich Gesetz wird.

Mit Blick auf die erheblichen Kosten, die ein flächendeckender Einsatz von smart meter mit sich bringt, betont der Gesetzgeber, dass es keinen roll out „um jeden Preis“ geben dürfe; Kosten und Nutzen müssten vielmehr in einem vernünftigen Verhältnis zueinander stehen. Es sei zudem zu gewährleisten, dass die erwarteten Kosten der Messstellenbetreiber zur Durchführung des roll out durch die Entgelte der Letztverbraucher amortisierbar seien. Zugleich müssten die Entgelte der Letztverbraucher aber auch in einem angemessenen Verhältnis zu den erwarteten Energieeinsparungen und Lastverlagerungen stehen, von welchen die Letztverbraucher selbst unmittelbar profitierten.²⁰

Das von der Monopolkommission verfolgte Ziel einer Verbrauchsreduktion in Zeiten knapper Kapazitäten aufgrund von Marktsignalen und damit einer Entlastung der Netze²¹ wird vom Gesetzgeber mit seinem Entwurf leider nicht konsequent verfolgt. Offen bleibt etwa, welche Anreize für kleinere und mittlere Unternehmen sowie für private Haushalte geschaffen werden können, damit diese auf Marktpreissignale reagieren. Zwar wird es gewisse Skaleneffekte geben, gleichwohl werden die Gesamtkosten für den Einbau der Messsysteme mit ihrer Anzahl deutlich steigen.²² Der Gesetzesentwurf betont demgegenüber zu sehr die technischen Mindestanforderungen.²³

Der flächendeckenden Einführung intelligenter Messsysteme wird ein erhebliches datenschutzrechtliches Bedrohungspotenzial zugeschrieben.²⁴ Auch der Gesetzgeber hat dies erkannt. Zugleich ist ihm bewusst, dass das Energieversorgungssystem durch die zunehmende Vernetzung empfindlicher gegenüber Angriffen von außen wird. Ein leistungsfähiges intelligentes Netz erfordere, so der Entwurf, daher sichere Informations- und Telekommunikationstechnologien bereits auf Ebene der Datenerfassung und der ersten Weiterverteilungsstufe, die als Kommunikationseinheit in der Sicherheitsarchitektur eines intelligenten Messsystems die Schlüsselrolle einnehmen soll.²⁵ Dies wird zwangsläufig den Aufwand und damit die Kosten weiter erhöhen.

IV. Herausforderungen und offene Fragen

1. Datenschutz und Datensicherheit

Bei jedem Messsystem ist es essentiell, dass die erhobenen Daten verschlüsselt kommuniziert und gesichert gespeichert werden. Während von einem modernen Zähler derzeit nur wenige, aber bereits durchaus sensible, Verbrauchsdaten eines Kunden generiert werden, geht ein intelligentes Messsystem weit darüber hinaus.²⁶ Das Stromnetz der Zukunft führt zu einer umfassenden Verknüpfung aller Beteiligten unter weitgehender Automatisierung der Prozesse. Messsysteme werden zu

Kommunikationsschnittstellen zwischen Netz und Vertrieb. Zwar kann sich jeder Endkunde auf sein Recht auf informationelle Selbstbestimmung (Art. 2 Abs. 1 mit Art. 1 Abs. 1 GG) berufen. Allerdings muss sichergestellt werden, dass die Daten nur von demjenigen erhoben werden können, der diese Daten freigibt. Ferner dürfen sämtliche Daten nur zu klar definierten Zwecken verwendet werden. Dabei wird insbesondere zu klären sein, wie die Einwilligung in die Datenerhebung mit einer Verpflichtung zum Einbau von smart meter rechtssicher in Einklang zu bringen ist.²⁷ Die Einführung intelligenter Stromnetze, die Digitalisierung der Energiewende, stellt somit in der Tat eine erhebliche Herausforderung für den Datenschutz dar. Zugleich ist diese komplexe Netzinfrastruktur besonders anfällig für Hacker-Angriffe und muss umfassend abgesichert sein.²⁸

Hinzuweisen ist ferner auf § 6a EnWG, der für alle Netzbetreiber gilt.²⁹ Nach § 6a Abs. 1 EnWG haben vertikal integrierte Energieversorgungsunternehmen (§ 3 Nr. 38 EnWG), Transportnetzeigentümer, Netzbetreiber, Speichereinrichtungen etc. sicherzustellen, dass die Vertraulichkeit wirtschaftlich sensibler Informationen, von denen sie in Ausübung ihrer Geschäftstätigkeit Kenntnis erlangen, gewahrt wird. Es stellt sich also die Frage, ob sich die „informationelle Entflechtung“ künftig als Hemmschuh einer Digitalisierung der Netze erweist.³⁰

2. Kosten-Nutzen-Verhältnis

Staatliche Maßnahmen zur Förderung intelligenter Systeme sind nach heutigem Stand unverzichtbar. Das Ziel einer digital vernetzten Energiewirtschaft kann mit den aktuell bestehenden, rein netzbetriebsbezogenen Regulierungsinstrumenten nicht gewährleistet werden. Mit Blick auf die Anreizregulierung muss ein wirtschaftlich auskömmlicher Preis angestrebt werden, da nur dieser den erforderlichen Investitionsschutz gewährleisten kann. All dies kostet aber eine Menge Geld. Bei der Gruppe der privaten Energieverbraucher hat sich der Gesetzgeber offensichtlich gegen Anreizmodelle und für einen kostenintensiven gesetzlichen Zwang entschieden.³¹ Dies zeigt

18 *Einhellig/Herzig/Stumpp*, et 2015 (10), 16.

19 *Sajje* in Gundel/Lange, Die Umsetzung des 3. Energiebinnenmarktpakets, 2011, S. 1, 8.

20 BR-Drs. 543/15, S. 3.

21 Monopolkommission (Fn. 1), Rn. 343.

22 Darauf weist bereits *Wengeler*, EnWZ 2014, 500, 506 hin.

23 Vgl. *Einhellig/Herzig/Stumpp*, et 2015 (10), 16: „Der zweite größere Teil des MbsG-E regelt überwiegend (...) die Ausstattung von Messstellen mit intelligenten Messsystemen und modernen Messeinrichtungen (...)“.

24 *Albrecht* (Fn. 9), S. 299.

25 BR-Drs. 543/15, S. 3.

26 *Grothe/Steible*, VBIBW 2015, 57, 62; *Wiesemann*, MMR 2011, 355.

27 Kritisch daher zu Recht *Schäfer-Stradowsky/Boldt*, EnWZ 2015, 349, 351.

28 *H. Müller*, et 2016 (1-2), 120.

29 Vgl. *Danner/Theobald/Eder* (Fn. 16), § 6 EnWG Rn. 9 ff.; *Berliner Kommentar/Säcker/Schönborn* (Fn. 16), § 6 EnWG Rn. 21.

30 Darauf weisen auch *Schäfer-Stradowsky/Boldt*, EnWZ 2015, 349, 352 hin; kritisch zum bestehenden Datenschutzrecht *Lüdemann/Jürgens/Sengstacken*, ZNER 2014, 592, 597.

31 BR-Drs. 543/15, S. 7: privaten Verbrauchern können zusätzliche Kosten von bis zu 100 € pro Jahr entstehen.

erneut eine bedenkliche Tendenz, anstelle von positiven (Markt-)Anreizen für die Energiewende auf gesetzliche Verpflichtungen zu setzen.³² Zudem ist der unmittelbare Nutzen (angebliche Energieeinsparpotenziale) für diese Gruppe kaum unmittelbar zu erkennen.³³ Die Monopolkommission warnt daher in ihrem jüngsten Sondergutachten davor, dass die für die Integration der Nachfrageseite erforderlichen Kosten „möglicherweise in einem Missverhältnis zu den zu erwartenden Effizienzgewinnen stehen“.³⁴

3. Verteilnetz- vs. Übertragungsnetzbetreiber

Die Abstimmung von Verbrauch und Erzeugung verlangt intelligente Netze. Die zeitliche Verlagerung des Verbrauchs elektrischer Energie ist bereits heute technisch in einem gewissen Umfang machbar. Offen ist allerdings, wie es gelingen kann, private und industrielle Verbraucher durch Transparenz und Marktmechanismen (Tarifgestaltung etc.) zu einem umweltbewussten Verbrauchsverhalten anzuhalten. Und wie kann es gelingen, dabei auch noch Kosten einzusparen? Der Gesetzgeber versucht, die Antwort vor allem in dem flächendeckenden Einsatz von smart meter zu finden. Dabei spielen aber die smart grids eine mindestens ebenso bedeutsame Rolle.

Gegenwärtig werden etwa 80% der in Deutschland installierten EEG-Leistungen in Verteilnetze eingespeist.³⁵ Verteilnetze müssen rasch auf die neuen technischen Herausforderungen hin optimiert werden, was mit erheblichen Investitionskosten verbunden ist. Zugleich sollen sie zu smart grids ausgebaut werden.³⁶ Bei derzeit rund 850 Verteilnetzbetreibern³⁷ gleicht dies einer Herkulesaufgabe, man denke nur an die Unterschiede beim Stand der jeweiligen Netzentwicklung. Die bis zu zwanzig Jahre betragende Laufzeit eines Vertrags über die Wegennutzungsrechte für die Verlegung und den Betrieb eines Energienetzes auf der örtlichen Verteilebene (§ 46 Abs. 2 S. 1 EnWG) führt zudem dazu, dass auf einen zögerlichen Netzausbau kaum reagiert werden kann. Effizienten Planungsprozessen steht somit ein kleinteiliger Flickenteppich entgegen. Synergieeffekte oder Kostenersparnisse durch Skaleneffekte lassen sich nur schwer realisieren. Die Planungskoordination eines intelligenten Energiesystems kann nicht zentralisiert werden, was zu mehr oder weniger aufwendigen Abstimmungsprozessen nötig ist.

Vor diesem Hintergrund ist es nicht recht nachvollziehbar, dass sich der Entwurf eines „Gesetzes zur Digitalisierung der Energiewende“ – wie schon in der Vergangenheit – vorrangig mit der Einführung von Messstellen befasst und den Ausbau von smart grids auf der Verteilnetzebene mit dem Mittel der Anreizregulierung meint lösen zu können. Zu den erforderlichen erheblichen Investitionen in das Netz lassen sich die Netzbetreiber kaum durch kurzfristige Anreizwirkungen motivieren.³⁸ Der Gesetzgeber wäre daher gut beraten, schaffe er einen Regulierungsrahmen, der auf die anstehenden Investitionen hin ausgerichtet ist.³⁹ Zu klären ist ferner das künftige Verhältnis zwischen Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber. Während die Übertragungsnetze schon heute weitgehend zu smart grids ausgebaut sind, ist dies auf der Verteilnetzebene noch längst nicht überall der Fall. Der Übertragungsnetzbetrei-

ber ist zudem mehr denn je auf einen umfassenden Zugriff auf die Daten von Erzeugung und Vertrieb angewiesen. Damit ist die Diskussion aufgeworfen, wer der geeignetere Administrator der neuen Datenwelt ist.⁴⁰

V. Fazit

Der Gesetzgeber strebt die umfassende Vernetzung von Stromerzeugern, Netzbetreibern, Speicheranbietern und Kunden über digitale Systeme mit intelligenten Zählern und Messsystemen an. Nur durch die digitale Vernetzung wird es möglich sein, die Volatilität der Stromerzeugung mittels erneuerbarer Energien in den Griff zu bekommen. Allerdings wird der Ausbau der Stromnetze zu smart grids auch mit der Umsetzung der Vorgaben des geplanten Gesetzes noch nicht erreicht.⁴¹ Dieses Ziel ist nicht nur mit erheblichen Kosten verbunden, es stellt auch enorme Anforderungen an Datenschutz und Datensicherheit, die erst einmal gemeistert werden wollen. Zu beachten ist ferner die europäische Dimension des Projekts, da langfristig diese intelligente Netzinfrastruktur in einen europäischen Energiebinnenmarkt einzupassen ist.

Hieß es bislang stets, dass die Stromerzeugung dem Verbrauch folge, so könnte es künftig möglich sein, dass sich ein intelligenter Verbrauch der Erzeugung anpasst.⁴² Demand Response, also eine Lastverschiebung – nicht nur bei der Großindustrie –, kann einen bedeutsamen Beitrag zur Systemstabilität leisten. Der Gesetzgeber ist aufgefordert, den bestehenden gesetzlichen und regulatorischen Rahmen dergestalt weiterzuentwickeln, dass eine Flexibilisierung der Nachfrage auf dem digitalisierten Strommarkt möglich ist. Dies setzt aber voraus, dass entsprechende wirtschaftliche Anreize existieren und weniger auf Zwangsmechanismen gesetzt wird. Ein wettbewerbliches Marktdesign für die Energiewende steht weiter aus. Die hier lediglich skizzenhaft dargestellte Entwicklung der Digitalisierung der Energiewirtschaft stellt somit eine gewaltige Herausforderung für die Rechtssetzung wie für die Praxis dar und wirft viele Fragen auf, die rasch wissenschaftlich aufgearbeitet werden müssen.

32 *Schneidewindt*, ER 2013, 226, 231.

33 Vgl. dazu *Wengeler*, EnWZ 2014, 500, 505.

34 Monopolkommission (Fn. 1), Rn. 343.

35 BMWi, Moderner Regulierungsrahmen für moderne Verteilnetze, 2015, S. 1.

36 *Grothe/Steible*, VBIBW 2015, 57; *Rasbach* in Gundel/Lange, Neuausrichtung der deutschen Energieversorgung, 2015, S. 125, 138; *Wübbels*, EnWZ 2015, 193, 194.

37 BNetzA, „Smart Grids“ und „Smart Markets“ – Eckpunktepapier zu den Aspekten des sich verändernden Energieversorgungssystems, 2011, S. 9.

38 Vgl. dazu auch *Booz*, et 2015 (6), 93, der zu dem Ergebnis gelangt, die ARegV schaffe diesbezüglich ein unzureichendes Investitions- und Innovationsklima; kritisch zur geplanten Novelle der ARegV *Hermann/Wallmann/Maqua*, *VersorgW* 2015, 140 ff.

39 Ebenso *Rasbach* in Gundel/Lange, Neuausrichtung der deutschen Energieversorgung, 2015, S. 125, 139.

40 Vgl. dazu die unterschiedlichen Positionen bei *Keussen*, et 2015 (11), 56 und *Wübbels*, EnWZ 2015, 193.

41 *Weisshaupt*, et 2015 (4), 14, 17.

42 *Große Gehling/Hölker/Vossiek/Lüdemann*, et 2015 (10), 61, 63; *Märkle-Huß/Feuerriegel/Neumann*, et 2016 (1/2), 88; vgl. auch v. *Preysing*, et 2015 (5), 8.