

Digitalisierung der Energiewende – Wie kann sie gelingen und welche Rolle spielt der Smart Meter Rollout?

Ludwig Einhellig, Philipp Richard und Henning Schuster

Eine erfolgreiche Digitalisierung stellt die wichtigste Voraussetzung für ein Gelingen der Energiewende dar. Intelligente Messsysteme und der Smart Meter Rollout sollen nach dem Wunsch des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi) dabei die zentrale Basis für innovative und zukunftsfähige Geschäftsmodelle sowie die Sektorenkopplung und den sicheren Netzbetrieb mit Nutzung von Flexibilität bilden. Doch wie werden Anwender tatsächlich zum Akteur der Energiewende? Welche Geschäftsmodelle kann die digitalisierte Energiewelt bieten und braucht es dafür einen Smart Meter? Und wie kann ein digitalisierter Betrieb von Energienetzen diese Ziele unterstützen? Der folgende Beitrag soll Impulse für diese Fragestellungen geben.

Der fundamentale Transformationsprozess durch die Digitalisierung und Dezentralisierung der gesamten Energiewirtschaft ist neben der Europäisierung und Liberalisierung der dritte Meilenstein, der – nicht allein – die Branche seit über 20 Jahren prägt. Der Digitalisierung kommt eine besondere Bedeutung zu, denn es bedarf vor allem auch der digitalen Vernetzung der verschiedenen

Sektoren, um eine integriert gedachte Energiewende realisieren und einen Beitrag zum Erreichen der Klimaschutzziele leisten zu können.

Mit Verkündung des Gesetzes zur Digitalisierung der Energiewende (GDEW) setzte der Bundestag das Startsignal für den schrittweisen Aufbau des Smart Grid und den regu-

latorischen Rahmen des Rollout von Smart Metering. So ermöglicht er eine digitale Infrastruktur für eine erfolgreiche Verbindung von bereits heute über 1,5 Millionen Stromerzeugern, einer Vielzahl an zu integrierenden Speichersystemen und die Verknüpfung mit großen Verbrauchern. Fragen zum jeweiligen Stand der Digitalisierung muss ein Barometer – ein Druckmesser der Digitalisierung der Energiewende – jederzeit beantworten können. Der Rollout muss sich an gängiger Projektmanagementtechnik messen lassen, ist er doch ein bundesweites Infrastrukturgroßprojekt mit Investitionen in Milliardenhöhe.

Smart Meter Rollout

Rollout-Strategien von Messstellenbetreibern werden durch die jeweilige Rolle, grundzuständiger Messstellenbetreiber (gMSB) oder wettbewerblicher Messstellenbetreiber (wMSB), verschiedene Ausgangssituationen (z.B. Anzahl Zählpunkte oder Know-How) und Visionen (z.B. Rollout als Instrument der Kundenbindung im Vertrieb) beeinflusst.

Durch eine kontinuierliche Beobachtung des Marktes muss regelmäßig abgeleitet werden, welche Tendenzen sich durch Strategieumsetzungen ergeben; ob sich bspw. bestimmte Strategie-Cluster im Vergleich zu anderen als besonders erfolgreich erweisen und entsprechend mit einer vermehrten Umstellung des Wettbewerbs hin zu diesen Strategieformen zu rechnen ist. Aus den einzelnen Strategie-Clustern lassen sich Effekte (z. B. erhöhter Wettbewerb, Unter- oder Übererfüllung der Einbaupflichten etc.) ableiten, die ebenfalls ein Barometer als Indikatoren dokumentieren und messen sollte (siehe Abb.).

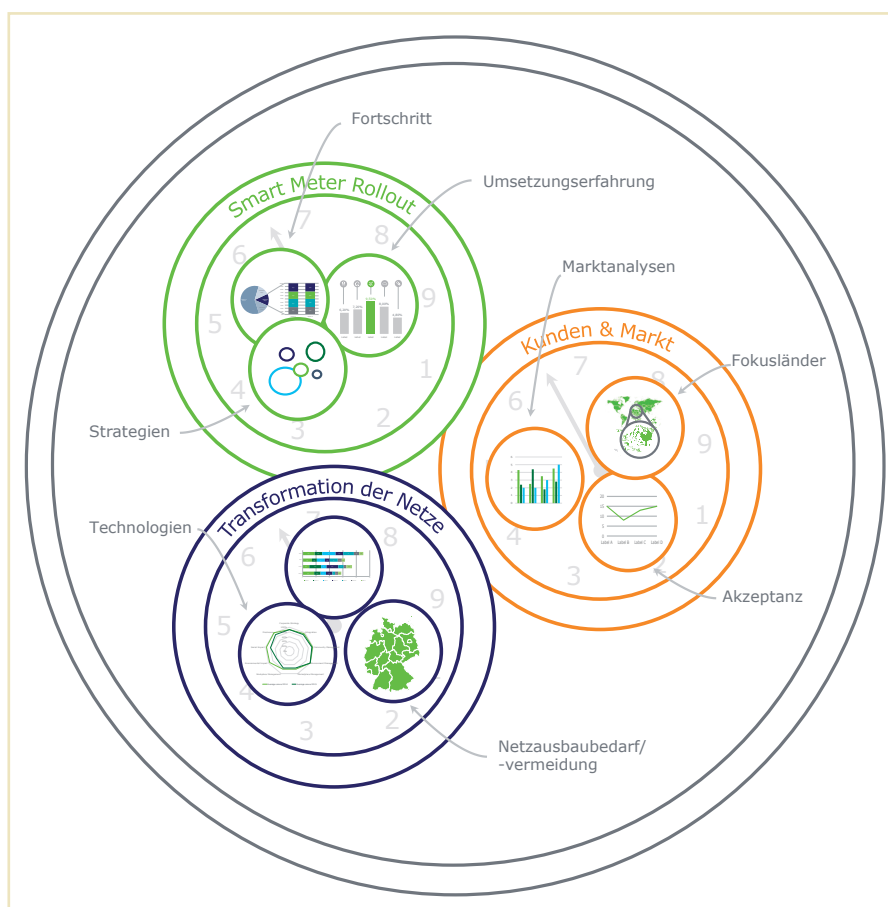


Abb. Die Komplexität der Digitalisierung der Energiewende zeigt sich bereits an der Konzeption eines Fortschrittsbarometers

Übertragungen der Grundzuständigkeit für den Rollout auf Dritte

Durch das GDEW fällt die Aufgabe des Smart Meter Rollout dem gMSB zu. Das bedeutet, dass zunächst den bisherigen wMSB der Messstellenbetrieb entzogen und dem gMSB – inklusive der Verpflichtung der Umsetzung des Rollout – zugewiesen wird. Im nächsten Schritt kann sich der gMSB, falls er der Aufgabe des Rollouts nicht nachkommen will oder kann, durch das Verfahren zur Übertragung der Grundzuständigkeit sogar auf Dauer vom modernen Messstellenbetrieb lösen und wettbewerbliche („übernehmende“ dritte) Messstellenbetreiber können die Aufgabe übernehmen.

Aufgrund des freien Auswahlrechts nach den §§ 5f MsbG, ist neben der Übertragung der Grundzuständigkeit des ganzen Netzgebietes an einen grundzuständigen Dritten, auch die Übergabe einzelner Messstellen an dritte wMSB möglich. Dabei kann der wettbewerbliche Anbieter auch „All inclusive“-Verträge (z. B. mit Bündelungsprodukten von Energielieferungen und Effizienzdienstleistungen) abschließen.

Knapp ein Drittel der in einer Deloitte-Studie befragten Netzbetreiber interpretiert weiterhin das Gesetz dahingehend falsch, als eine partielle Ausschreibung der Grundzuständigkeit für verschiedene Pflichteinbaufallgruppen möglich sei. Tatsächlich aber muss im Falle einer Übertragung das moderne Messwesen komplett übergeben werden. Als mögliche dritte Option kommt eine teilweise Vergabe (Kooperation) von zentralen IT-Dienstleistungen (z. B. Smart-Meter-Gateway-Administration) unter Beibehaltung der Grundzuständigkeit in Frage [1].

Fortschritt bei der Implementierung

Soweit die Theorie. Der Start des Rollout hinkt bereits hinterher, denn die gesetzliche Roadmap sieht eine Fertigstellung bis 2032 vor – das entspricht definitiv nicht dem gewünschten Tempo der Digitalisierung.

Der tatsächliche zukünftige Status der Implementierung von iMSys kann über die existierende Veröffentlichungspflicht nach EnWG, die den gMSB zwingt, seine „alten“ Zählpunkte zu dokumentieren, hergeleitet werden.

Zusätzlich können die bereits heute für den Evaluierungsbericht der BNetzA (gem. § 77 MsbG; Veröffentlichung in 2023) erhobenen Daten zur Ermittlung des Fortschritts bei der Implementierung herangezogen werden. Ebenfalls relevant – und vermutlich früher verfügbar – sind die Daten, die für den entsprechenden Bericht nach § 35 EnWG i.V.m. § 77 Abs. 4 MsbG zur Verfügung stehen. Der Digitalisierungsdruckmesser würde in diesem Falle allerdings „tiefrot“ ausfallen, da sich BSI und PTB bei bestimmten Themen erst sehr spät einigen konnten, was den Zertifizierungsprozess der Hersteller hinauszögert. Es gibt immer noch keine gesetzeskonformen Geräte. In Bezug auf den Geräteeinbau muss das Barometer also „0“ zeigen.

Darüber hinaus sind Fortschrittsindikatoren aus den folgenden Bereichen denkbar: Wirkung der strengen Datenschutzregelungen des GDEW und IT-Sicherheit in der Praxis, Praxiserfahrungen bezüglich des Einbaus und Betriebs, Umsetzung weiterer rechtlicher Anforderungen in der Praxis. Aber erst, nachdem das erste, zertifizierte Gerät im Produktivbetrieb läuft.

Transformation der Netze

Die Digitalisierung bietet insbesondere für Betreiber elektrischer Netze eine Möglichkeit, die Herausforderungen der Integration erneuerbarer Energien zu meistern, den Netzkunden Zugang zu heutigen und zukünftigen Märkten und innovativen Geschäftsmodellen zu ermöglichen und darüber hinaus weitere Effizienz zu heben. Vor allem das Nutzen von Daten aus iMSys für die Netzplanung und den Netzbetrieb sind von entscheidender Bedeutung [2].

So können Smart-Meter-Daten zum einen für eine verbesserte Datenlage zur Abbildung des Lastverhaltens genutzt werden. Zum anderen ermöglicht die Schnittstelle der iMSys auch eine gezielte Steuerung im Netzbetrieb. Die Netzinfrastruktur im Verteilnetz ist auf geringe Gleichzeitigkeiten von Verbrauchern ausgelegt (< 10 % Gleichzeitigkeit). Bei heutiger Netzstruktur würde die zukünftige Netzbelastung auch in städtischen Regionen zu Überlastungen führen. Netzausbau und aktives Engpassmanagement unter Einbezug der Flexibilität von Lasten und Speicher mit hohem Automatisierungsgrad sind notwendig.

Netzsimulationen von E-Bridge zeigen, dass circa 85 % der Netzengpässe in weniger als 5 % der Zeit auftreten – Flexibilität ist hier günstiger als der Netzausbau [3]. Die Nutzung von Daten aus iMSys kann daher insbesondere auf den unteren Spannungsebenen des Verteilernetzes zu einer effizienteren Netzplanung und einem optimierten Netzbetrieb führen. Zwei datenbasierte Maßnahmen verbessern aus unserer Sicht diese Prozesse vor allem in den Verteilernetzen.

Ein intelligentes Last- und Erzeugungsmanagement muss zukünftig im Betrieb von elektrischen Netzen dazu genutzt werden, drohende Netzengpässe oder Verletzungen des zulässigen Spannungsbandes zu vermeiden. Der gezielte Eingriff setzt jedoch eine sichere Anbindung und die Möglichkeit zur Steuerung der Anlagen voraus. Eine der zentralen Fragestellungen ist in diesem Zusammenhang, inwieweit Anlagen insbesondere auf den unteren Spannungsebenen in ein Last- und Erzeugungsmanagement einbezogen und ggf. auch in die Netzleittechnik integriert werden können. Wenn Anlagen in unteren Spannungsebenen, beispielsweise Wärmepumpen, Kleinspeicher, PV-Anlagen und E-PKW [4], auch netzdienliche Flexibilität oder Regelleistung als Produkt anbieten wollen, ist eine Schaltbox eine zwingende Voraussetzung.

Eine der zentralen Herausforderungen bzw. Fragestellungen für ein intelligentes Energieversorgungssystem der Zukunft ist die Zuverlässigkeit der Übertragung von Messwerten und weiteren Daten. Dezentrale Erzeugungsanlagen im Verteilnetz dienen in Verbindung mit flexiblen Lasten und Speichern als neue Quelle der Flexibilität für das gesamte Energieversorgungssystem. Anlagen im Verteilnetz bieten daher ihre Steuerbarkeit und Möglichkeit zur kurzfristigen Leistungsänderung („Flexibilität“) verschiedenen Anwendungszwecken an. Der Zugriff mehrerer Parteien auf die Flexibilität der Anlagen im Verteilnetz muss zur Gewährleistung eines sicheren und effizienten Netzbetriebs aber auch koordiniert werden. Im Status quo fehlt eine solche Koordinierungsfunktion, so dass der Verteilnetzbetreiber nur reaktiv zu handeln in der Lage ist.

Der Verteilnetzbetreiber wird dabei eine entscheidende Rolle spielen, jedoch müssen in Verteilnetzen mit Netzengpässen die Prozesse

der Netzbetriebsführung automatisiert und digitalisiert werden – eine regulatorische Abbildung dieser Kosten ist notwendig. Die Koordination muss somit auf Basis von transparenten Smart-Meter-Daten und der Steuerungsmöglichkeit des iMSys basieren, denn das Stromnetz braucht ein digitales Energieinformationsnetz.

Kunden und Markt

Die zweite Phase der Energiewende steht ganz im Zeichen des Zusammenwachsens der Sektoren Energie, Gebäude, Mobilität und Industrie. Diese Entwicklung hat nicht zuletzt ihren Ursprung in den sich durch Digitalisierung ergebenden vielfältigen neuen Möglichkeiten, Marktfelder und Geschäftsmodelle integriert zu denken. Im Vordergrund steht mehr denn je der Kundennutzen. Zukünftig können nur Service- und Produktlösungen, die erkennbar einen Mehrwert für die verschiedenen Kundengruppen beinhalten, einen nachhaltigen Geschäftsbetrieb sichern. Ebenso ist der erfolgreiche Geschäftsbetrieb im gesamten Wertschöpfungsnetzwerk der Energiewirtschaft die Basis für eine aktive und motivierte Haltung aller Akteure der Energiewende zur Erreichung der Klimaziele.

Aus Sicht des Energiesystems sind an dieser Stelle zwei Sichtweisen deutlich zu unterscheiden. Zum einen gilt es die Transformation des Energiesystems angesichts der Digitalisierung so zu gestalten, dass zukünftig ein sicherer und geschützter Informationsaustausch zwischen allen Akteuren ein stabiles Energieversorgungssystem gewährleistet. Zum anderen muss es das Ziel sein, die Chancen der Digitalisierung, also in erster Linie den höchst effektiven und effizienten Umgang mit Informationsströmen, auszunutzen.

Außerhalb des sich im Aufbau befindlichen SMGW-Datensystems entwickeln dazu andere Akteure allerdings bereits Geschäftsmodelle, die auf eigenen und teilweise proprietären Komponenten basieren. Das Tempo dieser Entwicklungen ist um einiges höher als der Smart Meter Rollout selbst. Insofern kann es passieren, dass redundante Infrastruktur entsteht, die unter Umständen nicht ohne Weiteres interoperabel und damit auch nicht zielkonform (aus Sicht der Digitalisierung der Energiewende) erscheint.

Wie werden Verbraucher über die Digitalisierung zum Akteur der Energiewende?

Das SMGW soll eine sichere und standardisierte Schnittstelle zwischen modernen Messeinrichtungen einerseits und digitalen Software-/Plattformlösungen andererseits dar. Es soll somit auch den Raum für digitale, marktliche Lösungen öffnen, die dabei helfen können, den Verbraucher zu einer am aktuellen Energiedargebot orientierten Energienutzung zu motivieren. Damit würden sie auch zum Partner der Energiewende. Dies gilt grundsätzlich für private wie gewerblich-industrielle Endabnehmer. Vor allem im geschäftlichen Bereich ist die Frage der Motivation zu verbrauchsbewusstem und dargebotsabhängigem Energiekonsum weniger komplex, da stark (betriebs-) wirtschaftlich getrieben. Im Endkundenbereich verhält sich dies jedoch anders. Hier sind der reine Energieeffizienzgedanke und die damit verbundenen monetären Vorteile meist nicht ausreichend, um die Kunden zum Umdenken zu bewegen.

Insbesondere dann nicht, wenn Bedenken hinsichtlich der zusätzlichen Freigabe von

sensiblen Daten zur besseren Verbrauchsanalyse dem entgegenstehen. Mehrwerte, die außerhalb des energiewirtschaftlichen Bereichs liegen (z. B. Komfortzuwachs, Schutzniveau), spielen bei der Nutzenbewertung ebenso eine Rolle wie emotionale Aspekte (z. B. Identifikation mit der Marke, Klimaaufbau, Community-Gedanke), die den Kauf- und Anwendungswunsch befördern können. Dem entgegen stehen Ausgaben monetärer Art (z. B. Investition, Betrieb) und zusätzliche Aufwendungen (z. B. Informationsüberfluss, Hacking-Risiko oder Zeitaufwand).

Es zeigt sich, dass entscheidend für die erfolgreiche Entwicklung von digitalen Anwendungen die Kombination aus der Kenntnis der Energiewelt („Domänenwissen“) einerseits und der Fähigkeit, die typisch digitalen Erfolgsfaktoren in Abhängigkeit der jeweiligen Zielgruppe zu verstehen („Digitales Wissen“) andererseits ist [5].

Dabei bewegen sich Nutzen und Aufwendungen für Kunden zukünftig in einem komplexen Spannungsfeld von wirtschaftlichen Aspekten, zusätzlich wahrgenommenen Mehrwerten und datenschutz- bzw. datensicherheitsrelevanten Faktoren. Die Frage nach

Teil von innogy

WESTNETZ

Wir bewegen Energie.

Mit Westnetz ist Energie auf dem richtigen Weg: Der zukunftsorientierte Aus- und Umbau der Strom- und Gasnetze sorgt für die intelligente technische Infrastruktur von morgen.
westnetz.de

der Ausgestaltung einer Datenökonomie rückt sowohl volkswirtschaftlich als auch betriebswirtschaftlich in den Vordergrund der Diskussion. Braucht man den Smart Meter wirklich bzw. wofür können wir den Smart Meter noch gebrauchen? Digitale Geschäftsmodelle müssen dabei zugleich leicht verständlich, intuitiv und holistisch aufgebaut sein, das heißt, das typische Ökosystem des unmittelbaren Anwendungsbereichs ist mit abzudecken, sodass zunehmend branchenübergreifend zu konzipieren ist – eine Herausforderung, ohne Zweifel.

Sektorübergreifende Anwendung des SMGW

Das SMGW muss als Kommunikationsplattform langfristig eine digitale Kopplung verschiedener bislang getrennter Sektoren (z. B. Energie, Gebäude, Mobilität und Industrie) ermöglichen. Das MsbG – als medienübergreifendes Bundesgesetz – sieht bereits heute neben der Messung des Stromverbrauchs weitere mögliche Anwendungsfälle auch für andere Medien und Sparten vor.

Hierzu zählt neben dem Metering im Strombereich auch die mögliche Integration von Messwerten aus Gas-, Wasser- und Wärmehählern (vgl. § 21 Abs. 1 Nr. 3 lit. c MsbG). Potenzialfelder sind beispielsweise Kostenvorteile, Synergieeffekte, Vereinfachungen oder Möglichkeiten für neue Geschäftsmodelle.

Sind TK-Infrastruktur und TK-Regulierung für das Smart Grid gerüstet?

Gut ausgebaute und flächendeckende Telekommunikationsinfrastrukturen sind die grundlegende Voraussetzung für die Digitalisierung der Energiewende. Denn intelligente Verteilernetze werden Millionen von Erzeugungsanlagen, Speicher und Elektromobile

zusätzlich in das Energieversorgungssystem integrieren müssen. Dafür ist der Telekommunikationssektor der zentrale Enabler.

Im Allgemeinen besteht die Enabler-Rolle von Telekommunikationsnetzbetreibern und -diensteanbietern darin, dass sie die Konnektivität an sich, über die eine gesicherte Kommunikation zwischen intelligenten Messsystemen und Marktakteuren möglich wird, bereitstellen. Aufbauend auf den Konnektivitätsleistungen lassen sich diese nachgelagerten Produkte über das Gateway vernetzen, was eine sektorenübergreifende (z.B. Smart Home, Elektromobilität) Kommunikation und Datenaustausch auf anderen (und zum Teil noch unerschlossenen) Märkten ermöglicht. Neben den Netzzustandsdaten ist auch die Kommunikation im Rahmen der energie-wirtschaftlichen Bilanzierung relevant. Hier entstehen im Rahmen der Zählerstandsgangmessung sowohl Daten für Einspeise als auch Lastgänge.

Robuste Telekommunikationsinfrastrukturen sind darüber hinaus die entscheidende Voraussetzung für den Gesamterfolg der Digitalisierung der Energiewende. Hier besteht allerdings vor allem in ländlichen Gebieten (in denen der Großteil der EE-Anlagen abgeschlossen ist), starker Nachholbedarf.

Dabei stellt die IP-basierte Konnektivität – wie das Internet – über Smart Meter Gateways nach den Vorgaben des MsbG i.V.m. den Sicherheits- und Prozessanforderungen bereits eine sektorspezifische Hard- und Software-Plattform für den Datenaustausch dar. Die zu übertragenden Daten im (sich inzwischen auch erheblich verspätenden) sternförmigen Zielmodell sollen dabei unabhängig von Herkunft, Ziel, Inhalt, Anwendung/Dienst oder dem verwendeten Endgerät gleichberechtigt (und neutral) gemäß der zur Verfügung gestellten Übertragungskapazitäten fließen. Der Prozess der Installation

der iMSys selbst ist aber ohne mobile Unterstützung durch entsprechend ausgelegte Systeme kaum noch abzubilden.

Zwischen dem Telekommunikationssektor und den übrigen, regulierten Netzsektoren entstehen durch die Digitalisierung verstärkt Interdependenzen, da Telekommunikationsnetze und -dienste als Basis für Marktinnovationen dienen. Ein stabiles Telefonat auf der Zugfahrt zwischen Hannover und Berlin ist heute nicht möglich – wie soll die Telekommunikationsinfrastruktur dann eine sichere Basis für das Energiesystem bilden?

Anmerkungen

[1] Deloitte: Smart Grid 2016 – Die Digitalisierung der Energiewende, München 2016.

[2] Auch im Sinne des NOVA-Prinzips.

[3] E-Bridge: Sichere und effiziente Koordinierung von Flexibilität im Verteilnetz. Beitrag zur weiteren Ausgestaltung der Rolle des Verteilnetzbetreibers in der Energiewende, Studie im Auftrag deutscher Verteilnetzbetreiber, Bonn 2017.

[4] Zu den Anforderungen vgl. Wesche, Fl., in: Steinbach/Weise, MsbG, 1. Auflage 2018, § 48, Rn 6 ff.

[5] Deutsche Energie-Agentur (dena): Digitalisierung als Enabler für die Steigerung der Energieeffizienz – Eine Analyse digitaler Energiedienstleistungen sowie Handlungsempfehlungen zur verstärkten Nutzung ihrer Potenziale, Berlin 2017.

Dr. jur. L. Einhellig, Dipl.-Volksw., Leiter Smart Grid, Deloitte, München; Philipp Richard, Dipl.-Wi.-Ing., Teamleiter Energiesysteme und Digitalisierung, Deutsche Energie-Agentur (dena), Berlin; Dr.-Ing. H. Schuster, Principal Consultant, E-Bridge Consulting, Bonn

LEinhellig@deloitte.de;

*Richard@dena.de;
HSchuster@e-bridge.com*

Hohe Innovationsdynamik in den Stromnetzen

Im deutschen Stromnetz herrscht eine hohe Innovationsdynamik. Das zeigt sich an der anhaltend hohen Zuverlässigkeit der Stromversorgung trotz großer Veränderungen im Energiesystem. Außerdem gibt es zum Netzbetrieb eine Vielzahl von Forschungsvorhaben und Pilotprojekten und es kommen kontinuierlich neue Technologien und Prozesse zum Einsatz. Das ist das Fazit des Innovationsreports Systemdienstleistungen der Deutschen Energie-Agentur (dena). Allerdings besteht noch Handlungsbedarf bei einzelnen Systemdienstleistungen wie dem Engpass-

management und der Blindleistungsbereitstellung. Der Report analysiert die Weiterentwicklung von Systemdienstleistungen, die für die Stabilität des Stromnetzes unerlässlich sind. Zugleich benennt die dena regulatorische, ökonomische und technologische Maßnahmen, damit auch in Zukunft eine sichere Stromversorgung gewährleistet werden kann.

Weitere Information: www.dena.de