

# pathway 07

**digitalisierung  
netze intelligent gestalten**

## editorial



Internet of Things, Industrie 4.0, Smart Factoring, intelligente Netze – die Zukunft hat viele Namen und mindestens ebenso viele Facetten, aber nur eine Wurzel. Die Digitalisierung wird die Energiewirtschaft revolutionieren, etablierte Geschäftsmodelle verändern und neue entstehen lassen. Genau genommen, ist sie schon dabei. In allen Lebensbereichen spielen digitale Daten und Informationen längst die zentrale Rolle; die Energieversorgung kann und wird da keine Ausnahme bilden.

Die Digitalisierung ist ein gewaltiger Schritt, der nur im Schulterschluss aller Beteiligten – Regulierer und Politik, Infrastrukturbetreiber und Versorger, Lösungsanbieter und Serviceprovider sowie Endkunden – gewagt werden kann. Aber auch sie wird die Gesetze des Marktes und der Betriebswirtschaft nicht ausser Kraft setzen.

Was will mein Kunde? Wie kann ich Wertschöpfung generieren und meine Prozesse und Abläufe effizienter gestalten? Mit welchen Lösungen und Dienstleistungen kann ich ein nachhaltiges Geschäftsmodell aufsetzen und die Kundenbindung stärken? Es gibt so viele bedeutende Fragen weit jenseits der Technik. Gerade deswegen ist es wichtig, dass die unumgänglichen Investitionen in die Digitalisierung zukunftssicher sind, Hard- und Software auf lange Sicht aktuell und upgradefähig bleiben. Um diesem Anspruch gerecht zu werden, arbeitet Landis+Gyr eng mit seinen Kunden, Verbänden und Marktbegleitern zusammen. Nur so können wir kompatible und interoperable Lösungen zur Netzautomatisierung und die digitale Transformation von Energieerzeugung, -speicherung und -versorgung erfolgreich realisieren.

Einige Beispiele dafür stellen wir Ihnen in dieser Ausgabe vor, zudem Standpunkte und Einschätzungen von Haupt-Protagonisten der Branche. Digitale Themen in der pathway – einem Medium, das eben nicht nur digital erscheint, sondern auch in einer analogen Printversion? Für uns ist das kein Widerspruch, sondern Sinnbild für einen Transformationsprozess, der noch viele Jahre anhalten wird.

In diesem Sinne viel Vergnügen beim Lesen der pathway!

**Oliver Iltisberger**  
Executive Vice President EMEA, Landis+Gyr

# inhalte



## ZAHLEN UND FAKTEN

die digitale transformation .....	4
green news .....	30



## STRATEGIE

das digitale netz .....	6
die rolle der verteilnetzbetreiber in einem neuen energiemarkt .....	14



## REPORTAGEN

Iberdrolas smart meter-rollout in Spanien kurz vor dem abschluss .....	20
Netze BW und Landis+Gyr treiben die digitalisierung in Deutschland voran .....	24



## TECHNOLOGIE

neue perspektiven durch energiespeicherung im megawattbereich .....	10
sicherheit im smart grid – nicht ohne die richtige technologie .....	18
digitalisierung – der treiber der distributions- automatisierung im smart grid .....	26

# die digitale transformation

Die Analysten von Gartner und Accenture haben Technologietrends ausgemacht, die das Geschäft der Versorgungsunternehmen verändern werden – ändert sich damit auch Ihres?

## Plattformen für das Internet of Things (IoT)

Das IoT ist integraler Teil des digitalen Netzes und der „Ambient User Experience“. Die Technologien der IoT-Plattformen in den Bereichen Management, Sicherheit, Integration usw. sind der Baustein, mit dem Elemente im IoT geschaffen, gesteuert und gesichert werden können.

## Das „Device Mesh“

Das „Device Mesh“ verweist auf eine wachsende Zahl an Endpunkten, über die Anwendungen und Informationen zugänglich und Interaktionen möglich werden. Diese Endpunkte sind weit mehr als konventionelle mobile Endgeräte und können etwa Sensoren im IoT sein.

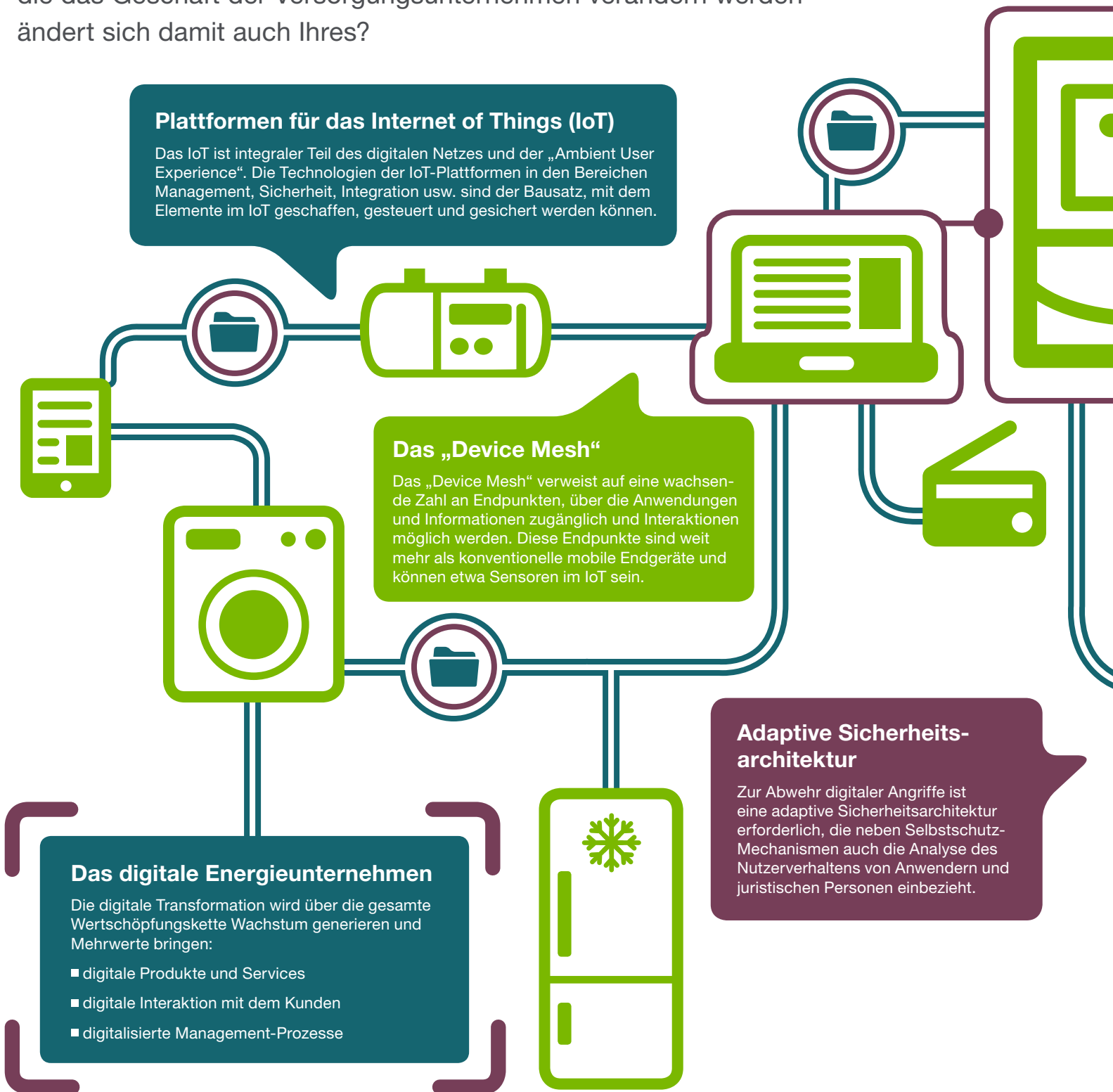
## Adaptive Sicherheitsarchitektur

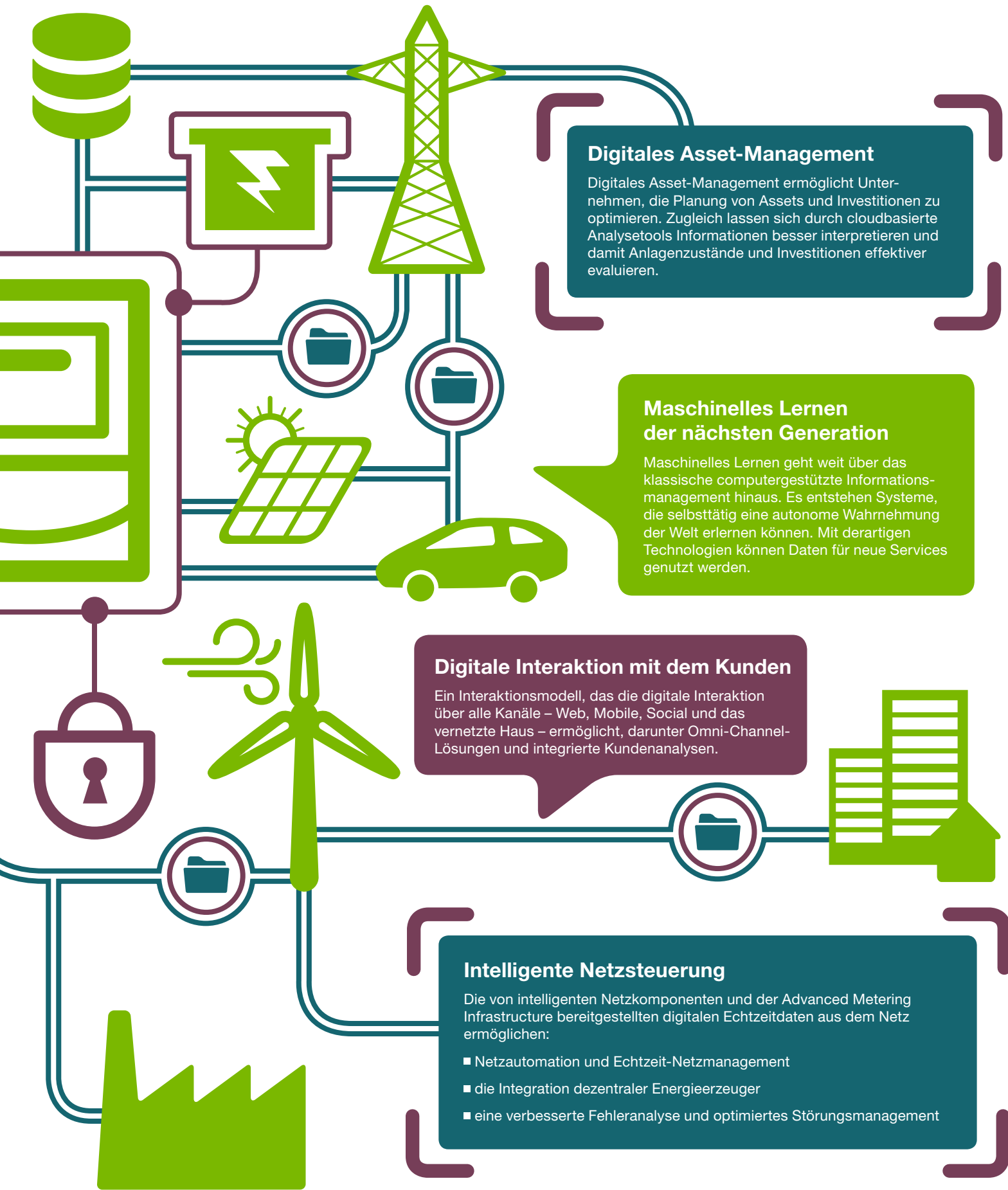
Zur Abwehr digitaler Angriffe ist eine adaptive Sicherheitsarchitektur erforderlich, die neben Selbstschutz-Mechanismen auch die Analyse des Nutzerverhaltens von Anwendern und juristischen Personen einbezieht.

## Das digitale Energieunternehmen

Die digitale Transformation wird über die gesamte Wertschöpfungskette Wachstum generieren und Mehrwerte bringen:

- digitale Produkte und Services
- digitale Interaktion mit dem Kunden
- digitalisierte Management-Prozesse





### Digitales Asset-Management

Digitales Asset-Management ermöglicht Unternehmen, die Planung von Assets und Investitionen zu optimieren. Zugleich lassen sich durch cloudbasierte Analysetools Informationen besser interpretieren und damit Anlagenzustände und Investitionen effektiver evaluieren.

### Maschinelles Lernen der nächsten Generation

Maschinelles Lernen geht weit über das klassische computergestützte Informationsmanagement hinaus. Es entstehen Systeme, die selbsttätig eine autonome Wahrnehmung der Welt erlernen können. Mit derartigen Technologien können Daten für neue Services genutzt werden.

### Digitale Interaktion mit dem Kunden

Ein Interaktionsmodell, das die digitale Interaktion über alle Kanäle – Web, Mobile, Social und das vernetzte Haus – ermöglicht, darunter Omni-Channel-Lösungen und integrierte Kundenanalysen.

### Intelligente Netzsteuerung

Die von intelligenten Netzkomponenten und der Advanced Metering Infrastructure bereitgestellten digitalen Echtzeitdaten aus dem Netz ermöglichen:

- Netzautomation und Echtzeit-Netzmanagement
- die Integration dezentraler Energieerzeuger
- eine verbesserte Fehleranalyse und optimiertes Störungsmanagement

A person is seen from behind, sitting in a black office chair in a control room. The room is filled with numerous computer monitors mounted on a desk and wall. The screens display various data visualizations, including charts, graphs, and tables. The overall lighting is dim, with a strong blue hue emanating from the screens, creating a futuristic and technical atmosphere. The ceiling has recessed lighting fixtures.

# das digitale netz:

die beste gelegenheit,  
sich neu zu erfinden

## Die Digitalisierung der Netze bietet Energieunternehmen die einmalige Chance, ihr Geschäftsmodell neu auszurichten, interne Prozesse und Kundenservice zu optimieren.

Geht es um die Grundzüge der digitalen Transformation, lohnt sich ein Blick über die Sprachgrenze. Im Englischen wird zwischen „Digitalization“ und „Digitization“ unterschieden, wofür es im deutschen Sprachraum keine Entsprechung gibt, die so richtig passen will. Dabei geht es um mehr als reine Wortklauberei. „Digitalization“ steht für den Wandel in Wirtschaft und Gesellschaft, der von der Informations- und Kommunikationstechnologie vorangetrieben wird und die Interaktion zwischen Menschen oder Menschen und Dingen grundlegend verändert. „Digitization“ bezeichnet die technische Vorstufe, „Grid Digitization“ den Einsatz von Sensoren und Komponenten, um analoge Daten zu sammeln und in digitale Informationen umzuwandeln, mit denen Energieunternehmen deutlich aktiver am Markt agieren können.

Ein digitales Netz ist zuverlässiger und flexibler, es bietet finanzielle Transparenz und hat das Potenzial zur Selbstheilung. Und das hat Folgen: Anstatt einfach „nur“ Energie zu transportieren, werden Verteilnetzbetreiber Teil eines Ökosystems, das allen Beteiligten Nutzen stiftet – womit wir wieder bei den wirtschaftlichen und gesellschaftlichen Veränderungen wären. Insofern ist es also fast schon konsequent, beide Aspekte unter dem einen Begriff der Digitalisierung zusammenzufassen. Bleiben wir also zunächst dabei.

### Netzdigitalisierung: Hürden und Treiber

#### Erneuerbare Energien

Die grundsätzliche Herausforderung erneuerbarer Energien ist, dass sie Schwankungen unterliegen. In Smart Grids können diese durch Unternehmen und Verbraucher ausgeglichen werden. Mit der sich ändernden Rolle des Verbrauchers steigt auch die Zahl kleiner und mittlerer, dezentral eingespeister Energiequellen. Dazu zählen Photovoltaik, Wind, Kraft-Wärme-Kopplung und direkte resp. indirekte Speicherung. In einem Smart Grid können Millionen wechselnde, unterschiedlich starke Einspeisungen kontrolliert und gesteuert werden. Das gelingt durch eine präzise Vorhersage von Angebot und Nachfrage, über Anreize für Kunden, ihr Verbrauchsverhalten zu optimieren, und mit der Unterstützung von modernen Speicherlösungen.

#### Speicherung

Technologien für die effiziente Energiespeicherung erhöhen die Leistungsfähigkeit der Smart Grids. Batteriespeicher ermöglichen die Kontrolle von Frequenzschwankungen, eine automatische Spannungsregulierung sowie die Optimierung von Angebot und Nachfrage. Darüber hinaus bilden sie ein zuverlässiges Backup bei Blackouts oder Katastrophen. In der einfachsten Form wird bei geringer Nachfrage Energie in Batterien gespeichert und bei hoher Nachfrage ausgespeist. Die Volatilität der erneuerbaren Energien erfordert den Ausgleich der Frequenzschwankungen, die zu Instabilitäten und Betriebsstörungen der Netzkomponenten führen können. Kein Wunder also, dass batteriebasierte Speicherlösungen bei vielen Energieversorgern weltweit an Fahrt gewinnen (siehe Seite 10).

#### Besserer Service durch ICT-Superkonnektivität

Die Verbesserung des Kundenservices ist eine Kernaufgabe für Versorger. Dank der grossen Datenmengen der millionenfach mit dem Smart Grid verbundenen Komponenten und Geräte können sie bei Notfällen oder Störungen schneller reagieren oder diese sogar schon beseitigen, bevor der Kunde überhaupt etwas davon bemerkt. Ein solches „selbstheilendes“ Netz reduziert Stillstandzeiten und erhöht die Kundenzufriedenheit.

#### ICT-Konvergenz erhöht die Effizienz

ICT-Technologien erlauben auch ein höheres Mass an IT/OT-Konvergenz, also eine stärkere Integration von IT und der Betriebstechnik, um Störungen, Prozesse und Komponenten zu überwachen und Anpassungen im ERP oder in Systemen zur Netzsteuerung wie SCADA (Supervisory Control Data Acquisition) vorzunehmen. Die höhere Geschwindigkeit, in der Daten in intelligente und tatsächlich nutzbare Informationen übersetzt werden können, erleichtert die zügige und bessere Reaktion auf Kundenbedürfnisse. Ein durch Konvergenz effizienteres Asset-Management verbessert die Reaktionsfähigkeit weiter. Das Management kann in Fragen der Instandhaltung, der Erneuerung oder des Ausbaus der Netz-Assets fundierte Entscheidungen treffen, die Mehrwerte für Serviceprovider und Kunden schaffen.

#### Cybersicherheit

ICT ist die Basis für Smart Grids, aber auch ein mögliches Einfallstor für Sicherheitsrisiken, wie die teilweise



White Paper „How smart grids lead to IT/OT convergence“:

[www.landisgyr.eu/resource/white-paper/](http://www.landisgyr.eu/resource/white-paper/)





„Die Investitionen müssen ins Verhältnis zum Effizienzgewinn, zu Kosteneinsparungen, verbesserten Service-Levels und zum Kundennutzen gesetzt werden.“

Thierry Pollet, Head of Product Management Smart Grid, Landis+Gyr

Abschaltung des ukrainischen Netzes im Dezember 2015 gezeigt hat. Auch der Datenschutz beim Umgang mit Verbrauchsdaten sorgt seit langem für Verunsicherung. Der Einsatz IP-basierter Kommunikationsnetze im Smart Grid ermöglicht jedermann an jedem Ort den Zugriff auf die Daten, wenn adäquate Sicherheitsmechanismen fehlen. Das Netzwerk und die vielen damit verbundenen Geräte müssen so weit abgesichert werden, wie es die jeweiligen Ressourcen und die betrieblichen Abläufe erlauben. Auch wenn es keinen 100%igen Schutz gibt, kann doch ein hohes Mass an Sicherheit gewährleistet werden. (Mehr dazu ab Seite 18.)

### Internet der Dinge

Das Internet der Dinge wird dank Echtzeitdaten und -analysen das Kundenerlebnis auf eine neue Stufe bringen und neue Services mit Mehrwert für alle Beteiligten ermöglichen. Voraussetzungen dafür sind Internetprotokolle wie IPv6, die die Zusammenarbeit einer praktisch unbegrenzten Zahl von Unternehmen und die Integration vielfältiger Services zulassen. Beispielsweise können Zähler über das ICT-Netz mit einer Vielzahl anderer Geräte und Anwendungen kommunizieren. Das lässt sich dazu nutzen, Informationen zu Angebot und Nachfrage in den Markt zu spielen und Endkunden über die aktuellen Preise auf dem Laufenden zu halten.

### Regulierung

Die neuen Umweltziele<sup>1</sup> der EU, die im Klima- und Energierahmen 2030 festgeschrieben sind, sollen auf verschiedenen Wegen erreicht werden: Erhöhung des Anteils der Erneuerbaren im Netz, CO<sub>2</sub>-Reduktion und Energieeffizienz. Die Digitalisierung ist dafür der entscheidende Schritt. Durch sie lassen sich erneuerbare Energien nahtlos in das Netz integrieren und die Netzeffizienz erhöhen, was automatisch unnötige CO<sub>2</sub>-Emissionen reduziert. In Bereichen, in denen viel Energie verbraucht wird, Heizen etwa oder Mobilität, kann das digitale Netz den Strom zur richtigen Zeit am richtigen Ort bereitstellen – ohne unnötige Verluste.

Ein weiterer Grund, sich mit der Digitalisierung auseinanderzusetzen, sind die Auswirkungen der Direktiven und Gesetze rund um die erneuerbaren Energien, darunter zum Beispiel in Deutschland das Gesetz zur Digitalisierung<sup>2</sup> der Energiewende (auch ein Thema unseres Beitrags zu Netze BW ab Seite 24 in dieser Ausgabe) oder die EU-Richtlinie zur Förderung erneuerbarer Energien<sup>3</sup>.

Diese Regelungen zwingen Versorgungsunternehmen dazu, ihre Infrastruktur an eine wachsende Zahl erneuerbarer Quellen anzupassen, sei es Wind, Solar oder Wasserkraft. Deren Volatilität erfordert ein ge-

naues Erfassen von Veränderungen und kurzfristiges Reagieren. Weitere EU-Vorschriften beziehen sich auf die Effizienz.<sup>4</sup> Die Transparenz der Aktivitäten in einem digitalen Netz sorgt dafür, dass technische Verluste im Betrieb besser messbar sind und sich leichter bekämpfen lassen. Zu alledem unterliegen Energieunternehmen noch der lokalen, regionalen und nationalen Gesetzgebung, zum Beispiel zu Mindeststandards der Versorgung und zur Netzqualität. Durch die Digitalisierung verfügen Unternehmen über die notwendigen Tools, um die Einhaltung der Richtlinien einfach und kostengünstig zu dokumentieren.

Daten aus dem Smart Grid können für eine höhere Energieeffizienz und Leistung genutzt werden, aber auch für:

- Verbrauchsprognosen
- Optimierung des Verbraucherverhaltens
- Verbesserung des bestehenden Portfolios
- Entwicklung neuer Angebote
- Stärkung der Kundenbindung durch die Verhinderung von Stromausfällen
- Reduktion des Bedarfs an zusätzlichen Kraftwerkskapazitäten

Im Zusammenhang mit Daten kommen zwingend Fragen danach auf, wem sie eigentlich gehören und wer sie nutzen darf. In dem Papier „The Future Role of DSOs“<sup>5</sup> kommt das Council of European Energy Regulators CEER zu dem Schluss, dass „...Verbraucher das gesetzlich verbriefte Recht an den eigenen Daten haben. Netzbetreiber aber, die in den meisten Fällen Daten direkt aus den Smart Metern erhalten, stehen in einer besonderen Verantwortung, neutral zu agieren und Dritten notwendige Daten zur Verfügung zu stellen. Zugleich aber gilt es, die Datenschutzrichtlinien zu berücksichtigen und der Tatsache Rechnung zu tragen, dass die Kunden Eigentümer ihrer Daten sind.“ CEER sieht die Notwendigkeit eines neutralen Koordinators oder Hubs, um den Datenzugriff zu organisieren. Dazu sind Leitlinien für die zuständigen nationalen Behörden erforderlich, die überwachen, inwieweit Verteilnetzbetreiber das Datenmanagement übernehmen können.

### Kosten-Nutzen-Verhältnis

Die kritische Frage vor dem Schritt in die Digitalisierung lautet, an welcher Stelle und in welcher Granularität sie greifen soll. Die Investitionen müssen ins Verhältnis zum Effizienzgewinn, zu Kosteneinsparungen, verbesserten Service-Levels und zum Kundennutzen gesetzt werden. „Im Idealfall hätte man permanent eine digitale Abbildung des gesamten Netzes. Aber das würde den Einsatz teurer Sensoren an so vielen Stellen bedeuten, dass es wirtschaftlich nicht vertretbar wäre“, so Thierry Pollet.

<sup>1</sup> European Commission Energy Strategy 2030: <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/energy-strategy/2030-energy-strategy>

<sup>2</sup> [www.germanenergyblog.de/?p=20000](http://www.germanenergyblog.de/?p=20000) <sup>3</sup> European Commission Renewable Energy Directive: <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/renewable-energy/renewable-energy-directive>

<sup>4</sup> EU Energy Efficiency targets <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/energy-efficiency>

<sup>5</sup> CEER Conclusions Paper on The Future Role of DSOs 2015, July 13, 2015 [www.ceer.eu/portal/page/portal/EER\\_HOME/EER\\_PUBLICATIONS/CEER\\_PAPERS/Cross-Sectoral/Tab1/C15-DSO-16-03\\_DSO%20Conclusions\\_13%20July%202015.pdf](http://www.ceer.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_PUBLICATIONS/CEER_PAPERS/Cross-Sectoral/Tab1/C15-DSO-16-03_DSO%20Conclusions_13%20July%202015.pdf)



Ein weiterer wichtiger Aspekt ist die Konnektivität. Die Daten aus den Sensoren und den intelligenten Komponenten müssen über ein Kommunikationsnetz übertragen werden, das zusätzliche Kosten mit sich bringt. Daher muss der Investitionsaufwand für jeden Einzelfall kalkuliert werden, um eine bestmögliche Kosten-Nutzen-Relation zu erreichen.

Das ganze Potenzial des digitalen Netzes wird in dem 2016 veröffentlichten GRID4EU Report „Large-Scale Demonstration of Advanced Smart Grid Solutions with wide Replication and Scalability Potential for EUROPE“ umfangreich dargestellt.<sup>6</sup> An dem Projekt waren Verteilnetzbetreiber wie Vattenfall (Schweden), RWE (Deutschland), Iberdrola (Spanien), Enel (Italien) und Enedis (ehemals ERDF, Frankreich) beteiligt. Die GRID4EU-Projekte liefen über 51 Monate und umfassten unter anderem das Monitoring eines Niederspannungsnetzes auf Basis einer AMI-Infrastruktur und intelligenter Komponenten in Ortsnetzstationen (Vattenfall). Dazu kam die Implementierung moderner Steuerungen zum Ausbau der Aufnahmekapazität und zur Maximierung der Integration dezentraler erneuerbarer Energien im Mittelspannungsnetz (Enel) – um nur einige zu nennen.

Zusammengefasst hat die GRID4EU-Studie gezeigt, dass die Spannungs- und Lastregelung zu einer Erhöhung der Aufnahmekapazität von Verteilnetzen beitragen kann und die Interaktion von dezentraler Erzeugung und dezentralem Verbrauch der Schlüssel zu grösserer Kapazität ist. Die Lokalisierung von Fehlern und die Wiederherstellung können durch einen höheren Automatisierungsgrad auf Mittel- und Niederspannungsebene beschleunigt werden.

Aufgrund der Abhängigkeit der Smart Grid-Systemtechnologie von der ICT muss die Konvergenz von Energie- und Kommunikationsinfrastrukturen gefördert werden. Der menschliche Faktor schliesslich ist von überragender Bedeutung; Schulungen, Trainings und Prozesse müssen die Mitarbeiter in die Lage versetzen, dieser Rolle gerecht zu werden.<sup>7</sup>

### Ein Ausblick

Europa ist dabei, sein Energiemodell der Zukunft zu definieren. Während Sie diesen Beitrag lesen, arbeitet die Europäische Kommission an Vorschlägen für eine Energieunion, die noch 2016 in neue Gesetze münden sollen. Ein Ergebnis wird ein neu gestalteter Strommarkt sein, der die Rolle der Verteilnetzbetreiber als regulierte Unternehmen bestimmen wird. „Ihr Aufgabenbereich wird sich verschieben – von der Gewährleistung einer sicheren und zuverlässigen Stromversorgung hin zur Stärkung der Position der Endkunden und dem Dialog mit anderen Stakeholdern

als Wegbereiter des Energiemarktes“, so Thierry Pollet. Hinzu kommt, dass Verbraucher aktiver in das System werden eingreifen können. Das kann dazu beitragen, dass Energie bezahlbar bleibt. Zum Beispiel könnten sie ihre eigene Stromerzeugung bereitstellen, um die Netzsteuerung flexibler zu gestalten, oder den in einer Community erzeugten Strom miteinander teilen. Aber unabhängig davon, welche dieser Rollen der Endkunde spielen wird – er benötigt volle Preistransparenz, um effizient agieren zu können. Digitalisierung macht das möglich. ■

## Wo sich die Digitalisierung heute schon auszahlt

In einigen Ländern kommt die Netzdigitalisierung schon gut voran:

- In Polen hat Landis+Gyr in den vergangenen zwei Jahren mehr als 36.000 Smart Grid-Systeme ausgeliefert. Die Geräte wurden in Umspannwerken für das Monitoring im Niederspannungsnetz installiert und helfen, technische und nicht technische Verluste im Griff zu behalten.
- In Deutschland ist seit Januar 2016 gesetzlich vorgeschrieben, dass alle dezentralen Energiequellen über 100 MW technisch für eine direkte Netzeinspeisung ausgelegt sind. Netze BW führt dort derzeit 3.000 der in einer Zusammenarbeit von EnBW und Landis+Gyr entwickelten S750 Smart Grid-Module ein. Die SyM<sup>2</sup>-kompatiblen Geräte sind Teil einer Lösung zum Management der Einspeisung von mittleren und grösseren ( $\geq 100$  kW) Solar- und Windkraftanlagen oder anderer regenerativer Kraftwerke.
- In den Niederlanden liegt der Fokus derzeit auf besserem Service und höherer Effizienz. Dazu zählt auch die Verkürzung der Ausfallzeiten (Customer Minutes Lost/CML) bei Versorgungsunterbrechung (SAIDI). Die Netzbetreiber setzen dabei auf 1.450 Landis+Gyr Systeme zur Distributionsautomatisierung im Mittel- und Niederspannungsnetz.

# neue perspektiven durch energiespeicherung im megawattbereich

Durch die Veränderungen am Markt wächst die Nachfrage nach modernen Speichersystemen, besonders im Hinblick auf die erneuerbaren Energien. Das Batteriespeichersystem BESS (Battery Energy Storage System) von Toshiba bietet noch weit mehr Möglichkeiten als den Ausgleich der durch die Einspeisung von Wind- und Solarenergie verursachten Netzfrequenzschwankungen. Mit ihm lassen sich die Spannungsregulierung automatisieren sowie Angebot und Nachfrage optimieren. Zudem dient es als zuverlässiges Backup-System bei Stromausfällen oder in Katastrophensituationen. Kein Wunder, dass dieser 1,2-MW-Batteriespeicher bei grossen Energieversorgern zunehmend beliebt wird.

Das kürzlich in Helsinki, Finnland, installierte BESS ist ein typisches Beispiel. Helen Electricity Network und der finnische Netzbetreiber Fingrid haben dort ein Pilotsystem in Betrieb genommen, um das optimale Timing für das Beladen und Entladen des Speichers im Netz zu testen. Die beiden finnischen Unternehmen hatten nach einer verlässlichen Technologie mit einem attraktiven Preis-Leistungs-Verhältnis gesucht, das sich für eine Smart Grid-Umgebung eignet. Das über Landis+Gyr bereitgestellte Batteriespeichersystem von Toshiba ermöglicht schnelle Lade- und Entladezyklen bei einer langen Lebensdauer von 10.000 Zyklen – ideal für ein Smart Grid. Nach Abschluss des Pilotprojektes wird BESS ein fester Bestandteil von Helens Infrastruktur für die Erzeugung erneuerbarer Energien sein.

## Ausgleichendes Moment

BESS erleichtert generell das Nachfragemanagement, unabhängig von der Energiequelle. Mit der in den 13.440 Toshiba SCiB™ Batteriezellen und den 560 SCiB™ Speichermodulen des Typs 3-23 Ah gespeicherten Energie können bei geringer Nachfrage oder hoher Last Differenzen zwischen den Sollwerten und

der tatsächlichen Erzeugung ausgeglichen werden. BESS verfügt ausserdem über zwei Energiewandler für Speicherbatterien, ein Überwachungs- und Batterie-Management-System mit HMI und einen Dreiwicklungs-Transformator für Verbundnetze. Das leistungsstarke Batterie-Management-System gewährleistet, dass Energie exakt so eingespeist wird, wie sie benötigt wird.

Sowohl beim Laden als auch beim Entladen berücksichtigt BESS Faktoren wie die Temperatur der Batteriemodule, den Ladezustand (SOC, State of Charge), die Lade-/Entladerate, die Eigenschaften der Wechselrichter und den Netzstatus.

## Effiziente Frequenzregelung

Die Volatilität der erneuerbaren Energien erfordert den Einsatz reaktionsschneller Tools, um Frequenzschwankungen und die daraus resultierende Instabilität des Netzes auszugleichen, die sonst zu Betriebsstörungen in den angeschlossenen Anlagen und Komponenten führen kann. BESS ist in der Lage, diesen Schwankungen entgegenzuwirken, da es als Reaktion auf Frequenzänderungen sehr schnell geladen und entladen werden kann. Bei Bedarf

kann BESS binnen Millisekunden die volle Leistung abgeben – ein wirksamer Eingriff, bis Reserveenergie hochgefahren werden kann. In Finnland stellen derzeit die Versorgungsunternehmen die Reserven für den Betreiber des Übertragungsnetzes, Fingrid, bereit. Mit der Installation von BESS können die Versorger ihr Portfolio an Reserveenergien erweitern und dem Übertragungsnetzbetreiber ein neues, flexibleres Tool zur Verbesserung der Netzstabilität anbieten.

#### Automatisierte Spannungsregulierung

Über Frequenzschwankungen hinaus kann die dezentrale Einspeisung erneuerbarer Energien Faktoren wie Spannung, Leistung und die Rückspeisung beeinflussen. Bestehende Regelsysteme wie Transformatoren mit Stufenschalter sind bei einer direkten Anbindung der Erzeugung an den Feeder nicht mehr ausreichend. Überspannungen verkürzen die Lebensdauer der Komponenten, was zu höheren technischen Verlusten führt und den Schutz von Feedern und Transformatoren erforderlich macht. Im umgekehrten Fall verursachen Unterspannungen vergleichbare unerwünschte negative Effekte wie Flicker, Betriebsstörungen von Synchronmaschinen oder unbeabsichtigtes Aktivieren von Schutzmechanismen. BESS ermöglicht es den Netzbetreibern, die Spannung über Energieentzug und -einspeisung zu regeln. Die Ausgleichskapazitäten von

BESS können dazu genutzt werden, den Leistungsfaktor innerhalb der Grenzwerte zu halten und Verluste im Netzwerk zu minimieren. In Finnland bedeutet das, dass die Verteilnetzbetreiber Strafzahlungen an den Betreiber des Übertragungsnetzes für Abweichungen vermeiden können.

#### Optimierung von Angebot und Nachfrage

BESS kann auch für den Ausgleich von Höhen und Tiefen in der Nachfrage eingesetzt werden. Bei hoher Nachfrage werden die Batterien entladen, bei geringem Bedarf geladen. In Helsinki wird BESS genutzt, um Beschaffung und Vertrieb von Strom zu optimieren resp. um günstig zu kaufen und zu hohen Preisen zu verkaufen. Bei Bedarfsspitzen lässt sich die gespeicherte Energie teuer verkaufen, ohne dass zusätzliche Energie auf dem Markt gekauft werden muss. Bei schwacher Nachfrage kann erneuerbare Energie gespeichert werden, bis die Preise wieder steigen. Helen wird mögliche weitere Geschäftsmodelle, die sich aus der Speicherung ergeben, im Zuge des Pilotprojektes prüfen.

#### Backup bei Ausfällen

Bei Stromausfällen oder grösseren Störungen muss die lebenswichtige Infrastruktur in Betrieb gehalten



Fallstudie Helen: BESS-  
Installation in Finnland:

[www.landisgyr.eu/  
resource/case-studies/](http://www.landisgyr.eu/resource/case-studies/)





werden. Telekommunikationsunternehmen, Datacenter und Krankenhäuser sind offensichtliche Beispiele für Bereiche, die durch Energieverluste stark beeinträchtigt werden könnten. BESS bietet für diese Szenarien eine hocheffiziente Lösung, weil die gespeicherte Energie sofort abrufbar ist und so den Zeitraum überbrücken kann, bis alternative Backup-Energien hochgefahren sind.

Die oben beschriebenen Vorteile machen deutlich, dass in den nächsten Jahren eine Vielzahl von Batteriespeichersystemen in Smart Grid-Lösungen integriert werden dürften. Effiziente Speicherung ist der Schlüssel für den Einsatz erneuerbarer Energien.

#### Weitere BESS-Projekte im Betrieb

Zwei grosse BESS-Systeme wurden in zwei verschiedenen Umspannwerken der Tohoku Electric Power Co. in Japan installiert, um durch Wind- und PV-Kraftwerke verursachte Probleme bei der Netzstabilisierung (Frequenzvariation) auszugleichen. Das erste System, ein 40 MW/20 MWh BESS im Umspannwerk Nishi-Sendai, ist seit Februar 2015 in Betrieb, das zweite, ein 40 MW/40 MWh BESS im Umspannwerk Minami-Soma, seit Februar 2016.

Für Terna S.p.A. wurden zwei 1 MW/1 MWh BESS-Systeme in Sardinien und Sizilien installiert, um die Netzstabilität bei hohem Anteil erneuerbarer Energien zu erhöhen. Terna hat verschiedene Technologien auf Netz- und Modulebene getestet, Toshibas SCiB-Technologie schnitt hinsichtlich des Wirkungsgrades und der Alterung (hohe Zahl an Ladezyklen) am besten ab.

Ein 500 kW/776 kWh BESS-System wird von Gas Natural Fenosa im Umspannwerk Alcalá, Spanien, genutzt, um die Effizienz der Batterien bei der Reaktion auf Lastspitzen und der Steuerung der Stromversorgung an Orten mit hoher temporärer oder saisonaler Nachfrage zu testen. Im Rahmen dieses Projektes wird auch evaluiert, wie wirkungsvoll die Batterien bei der Steuerung von Netzschwankungen durch erneuerbare Energien sind.

#### Neue BESS-Projekte in der Pipeline

Für zwei weitere BESS-Projekte gab es bereits grünes Licht. Das erste ist das Ergebnis eines Vertrags über ein BESS mit Enel Green Power s.p.a., einem unabhängigen italienischen Erzeuger erneuerbarer Energien. Es ist geplant, dass die 4 MW/1 MWh-Einheit die Schwankungen aus einem Windpark in Italien ausgleichen soll. Das zweite Projekt in Tucson, Arizona, ist mehr als doppelt so gross. Als Partner von E.ON Climate and Renewables und Tucson Electric Power (TEP) wird Landis+Gyr ein 10 MW-Speichersystem errichten, das zum Lastausgleich und zur Frequenzregelung im TEP-Verteilnetz dienen soll. ■

## die energiespeicherung zieht es nach osten



**44 Mrd.**

Bis 2024 werden **44 Mrd. Dollar** in die Speicherung investiert – davon allein im letzten Jahr **8,2 Mrd.**



**16 GWh**

2024 wird die Rate der jährlich weltweit installierten Speicherleistung von heute **2 GWh** auf dann **16 GWh** gestiegen sein.



**71 %**

Die Top-5-Märkte, darunter auch die USA und – abgesehen von Deutschland, Italien und Grossbritannien – ganz Europa, werden **über 71 %** der Speicherkapazitäten verfügen.

China

**1,8  
GW**

Indien

**2,2  
GW**

Die wahren Schwergewichte in der Speicherung werden 2024 Indien und China sein – mit Kapazitäten von **2,2 und 1,8 Gigawatt**.

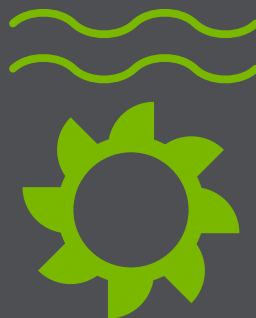
Nach einer BNEF-Einschätzung wird die Nachfrage nach Lithium-Ionen-Batterien für Fahrzeuge im Jahr 2024 die **163-GWh**-Marke überschreiten. Das entspricht der zehnfachen Kapazität, die für stationäre Speicher gebraucht wird.

**163 GWh**



**Li-ion 90 %**

Lithium-Ionen-Akkus sind heute die bevorzugte Batterietechnologie. Sie kamen 2015 – bezogen auf die Leistung – bei **90 %** aller Projekte im Kraftwerksmassstab zum Einsatz.

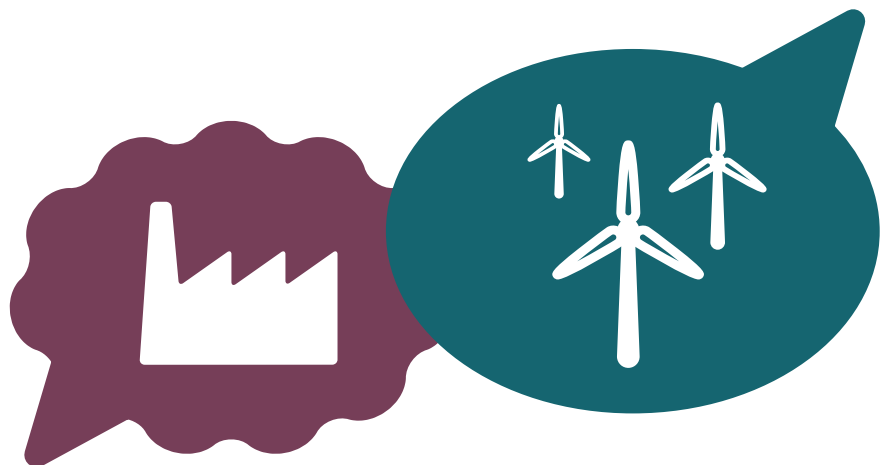


**81,3 GWh**

Die meisten der 2024 verfügbaren **81,3 Gigawattstunden** und **45 Gigawatt** an nicht an Pumpspeicherwerke gebundener Wasserkraft werden aus dem asiatisch-pazifischen Raum stammen.

# die rolle der verteilnetzbetreiber in einem neuen energiemarkt

In dieser Diskussionsrunde beschäftigen wir uns damit, was auf die Verteilnetzbetreiber (VNB) in dem „neuen Energiemarkt“ zukommt. Die Zunahme erneuerbarer Energien, eine sich ändernde Energiepolitik, Regulierung und die Digitalisierung haben Folgen für das Energiegeschäft und seine technologische Umgebung.<sup>8</sup> Deswegen wollen wir insbesondere der Frage nachgehen, wie dieser neue Markt beschaffen sein muss. Halten wir aber zunächst einmal fest, dass es zwischen den europäischen Staaten offensichtliche Unterschiede hinsichtlich der Anzahl, der Grösse und der Aktivitätsprofile der VNB, der technischen Eigenschaften des Verteilnetzes und der spezifischen Herausforderungen an den jeweiligen Betreiber gibt.<sup>9</sup> „Die“ Rolle eines VNB existiert also nicht. In diesem Gespräch soll es um weiter gefasste Themen gehen, nicht um die Besonderheiten eines bestimmten Marktes.



<sup>8</sup> European Distribution System Operators for Smart Grids, Flexibility, 2014:

The role of DSOs in tomorrow's electricity market, 2014: [www.edsoforsmartgrids.eu/wp-content/uploads/public/EDSO-views-on-Flexibility-FINAL-May-5th-2014.pdf](http://www.edsoforsmartgrids.eu/wp-content/uploads/public/EDSO-views-on-Flexibility-FINAL-May-5th-2014.pdf)

<sup>9</sup> The Future Role of DSO's. A CEER Conclusions Paper, June 2015:

[www.ceer.eu/portal/page/portal/EER\\_HOME/EER\\_PUBLICATIONS/CEER\\_PAPERS/Cross-Sectoral/Tab1/C15-DSO-16-03\\_DSO%20Conclusions\\_13%20July%202015.pdf#](http://www.ceer.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_PUBLICATIONS/CEER_PAPERS/Cross-Sectoral/Tab1/C15-DSO-16-03_DSO%20Conclusions_13%20July%202015.pdf#)



## João Torres

João Torres ist CEO von EDP Distribuição in Portugal. Unter seiner Führung hat EDP innovative Netzlösungen eingeführt, die den technologischen, gesellschaftlichen und ökonomischen Wert von Smart Grids aufzeigen. Seit 2013 ist er zudem Vorstand der EDSO. Der Verband berät EU-weit in Fragen der Forschung und Entwicklung, Politik und Regulierung, um Smart Grids in Europa Realität werden zu lassen.

### Gesprächsteilnehmer

**João Torres**, CEO von EDP Distribuição in Portugal und Vorstand der EDSO (European Distribution System Operators' Association for Smart Grids).

**Garrett Blaney**, Vorsitzender der Irish Commission for Energy Regulation und Co-Vorsitzender der CEER-Arbeitsgruppe zu Verteilsystemen.

**John Harris**, Head of Regulatory and Governmental Affairs bei Landis+Gyr für die Region EMEA (Europa, Naher Osten and Afrika).

*pathway: Eröffnen wir die Runde mit der Frage, welche Veränderungen auf der Verteilebene aus Ihrer Sicht besonders gravierend sind – und wie sie ihrerseits den Markt verändern werden?*

**John Harris:** Die Rahmenbedingungen für die gesamte Energieversorgung, Politik und Regulierung sind im Umbruch. Im Zentrum dieses Wandels steht das Verteilnetz. Sei es die Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien in der Erzeugung, Demand Response oder eine grössere Teilhabe des Energiekunden – das Verteilnetz bildet den Kern der Neugestaltung des Energiesystems und des Marktes.

**João Torres:** Weltweit wird mittlerweile mehr Leistung aus erneuerbaren Energien eingespeist als aus allen fossilen Quellen zusammen und Europa hält an diesem Weg fest. Aber dieser Trend ist nur einer der grossen Treiber des Wandels in der Landschaft der VNB.

**Garrett Blaney:** Zwei Dinge führen hauptsächlich zu Veränderungen: erstens die grossflächige Einbindung der Erzeugung aus erneuerbaren Energiequellen in das Verteilnetz; zweitens die Entwicklung neuer Technologien, die Auswirkungen auf das Verbraucherverhalten haben. Aus Sicht des Regulierers liegt die Herausforderung darin, die an sich neutralen Verteilnetzbetreiber dazu zu motivieren, diese Veränderungen anzunehmen und im Sinne der Kunden zu nutzen.

**John Harris:** All diese Entwicklungen werden das Verteilsystem, wie wir es bisher kannten, von Grund

auf ändern. Da der grösste Teil der Leistung aus erneuerbaren Quellen in das Verteilnetz gespeist werden wird, müssen die Betreiber in intelligente Technologien investieren. Deren Möglichkeiten können dann auch dazu genutzt werden, dem Verbraucher eine aktivere Rolle im Markt zu ermöglichen. Das jedoch erfordert die entsprechenden politischen und regulatorischen Rahmenbedingungen.

**João Torres:** Es gibt noch weitere erwähnenswerte Faktoren, die Einfluss auf den Energiesektor haben. Die dezentrale Erzeugung in ihrer Vielfalt hinsichtlich Produktion, Management und Speicherung von Energie ist per se eine transformative Kraft. Relevant ist auch die digitale Evolution. Digitale VNB bewegen sich in Richtung eines digitalen europäischen Binnenmarktes und nutzen die Synergien von Energiewirtschaft und digitalem Sektor zum Wohle der Bürger und der Wirtschaft in Europa. Digitalisierung ist auch der Schlüssel zu einer höheren Wertschöpfung durch die Interaktion von Smart Cities und Verbrauchern.

---

„Digitale VNB bewegen sich in Richtung eines digitalen europäischen Binnenmarktes und nutzen die Synergien von Energiewirtschaft und digitalem Sektor zum Wohle der Bürger und der Wirtschaft in Europa.“ João Torres

---

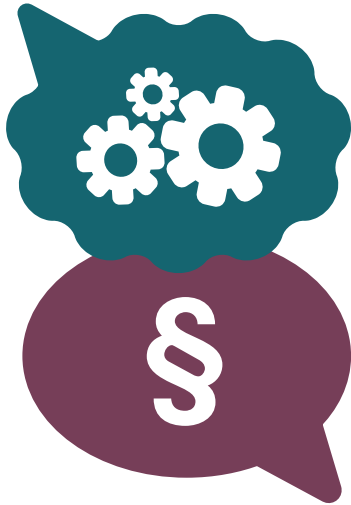
*pathway: Welche Chancen, Risiken und Vorteile liegen für die VNB in diesem neuen Markt?*

**John Harris:** Die Umgestaltung des Energieversorgungssystems wirft für die VNB eine Reihe schwieriger Fragen auf, unter anderem die nach der Netzstabilität in einer Welt, in der der Strom nicht mehr länger ausschliesslich in eine Richtung fliesst. In der Vergangenheit floss der Strom vom Kraftwerk zum Verbraucher. Heute stehen wir vor der Situation, dass Energie am Ende des Verteilnetzes eingespeist wird und zurückfliesst. Das ist eine echte Herausforderung.



## John Harris

John Harris ist Vice President und Head of Regulatory and Governmental Affairs EMEA bei Landis+Gyr. Er bildet in der europaweiten politischen Debatte zu Umwelt- und Energiefragen immer dann die Kommunikationsschnittstelle zwischen Landis+Gyr, den Gesetzgebern und anderen Stakeholdern, wenn Smart Metering und Smart Grid berührt werden – Themen, die bei Politikern und Managern der Energiebranche immer grössere Aufmerksamkeit erfahren.



**João Torres:** Je nach Menge, Ort und Verfügbarkeit der dezentral erzeugten Energie kann sie das Stromnetz erheblich belasten, was die „Quality of Service“ beeinträchtigt und zu einem höheren Ausfallrisiko führt. Die wichtigsten Akteure, einschliesslich der Politiker, Regulierer und Verbraucher, sind sich dieser Konsequenzen meist nicht bewusst. Daher liegt in einer effizienten Einbindung der Kunden eine grosse Chance. Durch bessere Kommunikation und sicheres Datenmanagement können VNB eine wichtige Rolle bei der Sensibilisierung der Verbraucher spielen, während sie zugleich eine zuverlässige Stromversorgung gewährleisten und Innovationen und Entwicklungen ermöglichen.

**John Harris:** Als regulierte Monopole unterliegen VNB in ihrer Reaktion auf diese Veränderungen grösseren Restriktionen als andere Marktteilnehmer. Vieles hängt davon ab, was in Brüssel bei der Diskussion um die Gestaltung des Marktes, den „New Deal“ für Energiekunden und eine neue Richtlinie zu den erneuerbaren Energien herauskommt. Noch wichtiger ist es aber vielleicht, wie dieser politische Rahmen in den Mitgliedstaaten durch die jeweiligen Regulierungsbehörden umgesetzt wird.

„VNB müssen in intelligente Technologien investieren. Deren Möglichkeiten können dann auch dazu genutzt werden, dem Verbraucher eine aktivere Rolle im Markt zu ermöglichen.“ John Harris

**Garrett Blaney:** In Europa gibt es rund 2.400 VNB unterschiedlichster Struktur und Grösse. Ein Einheitsmodell bei der Regulierung kann da nicht passen. In Irland beispielsweise gibt es nur einen einzigen, in Deutschland hingegen mehr als 800 grössere und kleinere Betreiber. Wir entwickeln Leitlinien für Europas Regulierungsbehörden, die sicherstellen sollen, dass die Veränderungen bei den VNB mit positiven Effekten für den Verbraucher einhergehen. Ob und wie diese tatsächlich anwendbar sind, muss im Einzelfall entschieden werden.

**pathway:** Wie sehen Sie die Rolle der VNB in diesem neuen Marktumfeld? Wirkt es sich auf die Beziehung zwischen den Betreibern von Übertragungs- und Verteilnetzen aus, ändert sich der Bedarf an Regulierung? Welche Marktbedingungen werden sich durchsetzen?

**João Torres:** VNB sind regulierte Unternehmen und müssen sich in ihrer Rolle als Infrastrukturbetreiber, die die nötigen Marktbedingungen schaffen, weiterentwickeln. Das reicht von der Bereitstellung und dem Handling von Daten über Flexibilitätsdienstleistungen auf den neuen Marktplattformen bis zum lokalen Lastausgleich. Damit soll einerseits dem Kunden die Chance gegeben werden, von den neuen Möglichkeiten zu profitieren, während andererseits auf wirtschaftliche Weise die Betriebssicherheit des Systems gewährleistet wird.

**John Harris:** Die künftige Position der VNB ist aktuell eines der meistdiskutierten Themen in Brüssel. Wird ihnen eine beschränkte Rolle zugewiesen, in der sie für einen zuverlässigen Energietransport zwischen Erzeuger und Kunden in einem stabilen Netz verantwortlich sind? Oder bekommen sie die Möglichkeit, die Potenziale der neuen Technologien und dynamischen Märkte zu kapitalisieren? Mit Blick auf die Veröffentlichungen denke ich, dass die Kommission und die Regulierungsbehörden ein restriktiveres Modell favorisieren und so viel wie möglich im Wettbewerbsumfeld belassen wollen. Die VNB sähen ihre neutrale Rolle wohl lieber etwas weiter gefasst. Wir werden sehen.

**Garrett Blaney:** Bei CEER sehen wir VNB als neutrale Marktbereiter, die eine aktivere Rolle beim Netzmanagement, dem Forecast und der Kooperation mit Stakeholdern einnehmen. Wir arbeiten an Leitlinien, wie eine effiziente Zusammenarbeit von Transport- und Verteilnetzbetreibern zugunsten der Verbraucher gefördert werden kann.

**John Harris:** Mehr Einspeisung in das Verteilnetz und aktivere Nutzer werden die Interaktion zwischen den Netzebenen intensivieren. Kontrolle und Steuerung in Echtzeit, Flexibilitäts- und Kapazitätsmanagement,



## Garrett Blaney

Garrett Blaney ist Vorsitzender der Irish Commission for Energy Regulation (CER) und Co-Vorsitzender der Arbeitsgruppe des Council of European Energy Regulators (CEER) zu Verteilsystemen. Seine Hauptverantwortung bei CER liegt in den Bereichen Strom- und Gasgrosshandel, Infrastruktur und Vernetzung sowie bei den regulatorischen Angelegenheiten Europas. Bei CER ist Blaney zuständig für die Themen Versorgungssicherheit, erneuerbare und konventionelle Energieerzeugung, Forschung und Entwicklung.



Lastausgleich und Planung erfordern den Austausch von Informationen.

**João Torres:** Die Betreiber der Übertragungs- und Verteilnetze sind auch künftig selbst für die Funktionsfähigkeit ihrer eigenen Infrastrukturen und die Erfüllung der jeweiligen gesetzlichen Aufgaben verantwortlich. Aber in der Zusammenarbeit leisten sie schon heute einen Beitrag zur europäischen Energiezukunft. Ihr jüngst veröffentlichter gemeinsamer Report zum Datenmanagement<sup>10</sup> etwa liefert der Europäischen Kommission wichtigen Input für die Festlegung der adäquaten Rahmenbedingungen.

**Garrett Blaney:** Der Bedarf an guter ordnungspolitischer Aufsicht ist gewachsen und CEER arbeitet an einem Papier mit Ratschlägen, wie regulative Anreize an den sich ändernden Markt angepasst werden können. Der vom dritten Energiepaket vorangetriebene europäische Markt brachte allen Verbrauchern in der Union Vorteile. CEER liegt es sehr daran, dass die Regulierung der VNB die Entwicklung des Marktes unterstützt und unnötige Verzerrungen vermeidet.

**pathway:** Welche Fähigkeiten auf betriebswirtschaftlicher, operativer und technischer Ebene benötigt der VNB in dem neuen Marktumfeld, und welche Rolle könnte Ihre Organisation dabei spielen?

**John Harris:** Momentan entwickelt und unterhält der VNB ein Netz für den diskriminierungsfreien Zugang von Erzeugern und Verbrauchern zu einem zuverlässigen und effizienten Transport von Energie zwischen den Zugangspunkten. Er steuert eine Reihe verschiedener Prozesse, wie das Handling von Verbindungsanfragen, das Switching sowie den Ein- und Auszug von Kunden. Der Aufgabenbereich liesse sich in Richtung Vorqualifikation, Aktivierung, Steuerung und Abrechnung von Ressourcen und Flexibilitätsservices erweitern.

**João Torres:** Wenn es VNB erlaubt wird, mit passenden Konzepten die technische und marktspezifische Integration der dezentralen Erzeugung – inklusive Elektromobilität und Speicherung auf Netz- und Haus-

haltsebene – voranzutreiben, wird es seltener zu Störfällen kommen. Das wiederum ermöglicht einen erfolgreichen Wandel. Innovation muss belohnt werden, zum Teil durch eine intelligente Regulierung, die den Betreibern Investitionen in neue ICT-Tools, Netzdigitalisierung und Smart Grid-Lösungen erleichtert.

**John Harris:** Landis+Gyr bietet Lösungen für die Digitalisierung des Stromnetzes. Diese beinhalten Kommunikationsnetze, Sensorik und Smart Grid-Applikationen. Das ist die Basis. Wir arbeiten mit VNB zusammen, um neue Geschäftsmodelle auszuloten, darunter zum Beispiel Services, die auf unseren Batteriespeichersystemen basieren.

„In Europa gibt es rund 2.400 VNB unterschiedlichster Struktur und Grösse. Ein Einheitsmodell bei der Regulierung kann da nicht passen.“ *Garret Blaney*

**Garrett Blaney:** Hinsichtlich der wichtigsten Kompetenzen wäre ein Blick auf die Entwicklungen und Innovationen hilfreich, die den Telekommunikationssektor in den vergangenen zehn Jahren verändert haben. Das könnte zum Beispiel Hinweise und Einblicke in Fragen der Veränderungsrate geben – und wie man diese am besten steuert. CEER verfolgt viele Ansätze zur Unterstützung der VNB und der Kunden auf dem Weg zu dem neuen Energiemarkt: Incentivierung, Best Practices und Trainings.<sup>11</sup>

**João Torres:** EDSO spricht im Namen der Distributionsunternehmen und sorgt dafür, dass Smart Grids Realität werden. Der Verband ist die wichtigste Schnittstelle zwischen den europäischen VNB und Institutionen. Wir fördern die Entwicklung und das breit angelegte Testen von Smart Grid-Modellen und -Technologien in realen Situationen ebenso wie neue Marktmodelle. ■



<sup>10</sup> [www.edsoforsmartgrids.eu/tso-dso-management-report/](http://www.edsoforsmartgrids.eu/tso-dso-management-report/)

<sup>11</sup> generell: [www.ceer.eu](http://www.ceer.eu), und speziell: "The Future Role of DSO's. A CEER Conclusions Paper", Juni 2015. S. 18 bis 25:

[www.ceer.eu/portal/page/portal/EER\\_HOME/EER\\_PUBLICATIONS/CEER\\_PAPERS/Cross-Sectoral/Tab1/C15-DSO-16-03\\_DSO%20Conclusions\\_13%20July%202015.pdf](http://www.ceer.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_PUBLICATIONS/CEER_PAPERS/Cross-Sectoral/Tab1/C15-DSO-16-03_DSO%20Conclusions_13%20July%202015.pdf)

# sicherheit im smart grid – nicht ohne die richtige technologie

Die Tatsache, dass sich über Informations- und Telekommunikationstechnologien (ICT) Smart Grids realisieren lassen, ist ein zweiseitiges Schwert. Auf der einen Seite ermöglichen ICT durch den Austausch von Informationen eine erhebliche Verbesserung der Stabilität, Sicherheit und Effizienz im Netz sowie die Interaktion mit dem Verbraucher. Andererseits können Angreifer die Schwachstellen des Kommunikationssystems aus finanziellen oder politischen Motiven heraus ausnutzen.

Der illegale Zugang über ICT könnte die Täter in die Lage versetzen, in grösseren Bereichen die Stromversorgung zu unterbrechen oder Cyberattacken auf Kraftwerke zu richten. Auch wenn Angriffe im Netz relativ selten sind, können sie vorkommen, wie die Abschaltung in der Ukraine im Dezember 2015 gezeigt hat. Die Täter schalteten einen Teil des landesweiten Netzes ab und manipulierten die industriellen SCADA-Steuerungen. Mehr als 220.000 Kunden waren für sechs Stunden ohne Strom.

„Die am meisten verbreitete Form des Angriffs – auch bei dem Vorfall in der Ukraine – ist die mittels Trojanern, obwohl diese von einem aktuell gehaltenen System rechtzeitig erkannt werden sollten“, so Wim Ton, Solution Security Architect bei Landis+Gyr. „Cybersicherheit wird daher in Smart Grids immer wichtiger.“

Die Entwicklung der Smart Grids bringt neue Sicherheitsrisiken, weil Cyberattacken über eine Vielzahl intelligenter Geräte in einem Netz ausgeführt werden können. Jedes Gerät ist ein potenzielles Einfallstor. Wenn man bedenkt, dass schon heute rund 2 Milliarden Smart Grid-Komponenten im Internet der Dinge verbunden sind – erwartet werden 12 Milliarden<sup>13</sup> im Jahr 2024 –, wird die Dimension des Problems deutlich. Allein der Einsatz von Smart Metern wird weltweit die 800-Millionen-Marke<sup>14</sup> schon 2020 überschreiten.

Systeme zur Automatisierung des Verteilnetzes (Advanced Distribution Automation/ADA) und eine hochmoderne Zählerinfrastruktur (Advanced Metering Infrastructure/AMI) machen die Netze verwundbar.

Die immer häufigere Verwendung der IETF-Standards (Internet Engineering Task Force) in Smart Grids macht diese ebenfalls verwundbar durch bekannte

Netzattacken wie Spoofing, Man in the Middle, Denial of Service und andere.

Nur wenige Risiken sind mit der Cyberkriminalität vergleichbar, die physische Sicherheit aber bleibt ein Thema. Auch hier ist eine Lösung schon aufgrund der Menge der Komponenten im Netz schwierig, zumal sich viele ausserhalb der Energieversorgungsunternehmen befinden. Physische Zerstörung oder Manipulationen sind ganz offensichtliche Sicherheitsrisiken.

Es gibt aber noch weitere Risiken, die unter Kontrolle bleiben müssen: neue Systeme, die nicht in die bestehende IT-Umgebung integriert werden können, menschliches Versagen oder fehlgeleitete Mitarbeiter mit unbefugtem Zugriff.

## Sicherheitsarchitektur und Endgeräte

Um Sicherheitsrisiken zu minimieren, ist eine Smart Grid-Lösung so konzipiert, dass geeignete Sicherheitsprotokolle, -routinen und -technologien zum Einsatz kommen. Vor allem ist der Einsatz von Verschlüsselungstechnologien ein wichtiger Baustein der IT-Sicherheit und des Schutzes der Kommunikation zwischen Smart Grid-Komponenten und den Backend-Systemen.

Ein Grundsatz der Netzkonzeption ist, dass kein kompromittiertes Gerät seinerseits weitere Komponenten gefährdet. So hat es sich bewährt, unterschiedliche Zugangs- und Verschlüsselungs-Keys für die einzelnen Geräte zu verwenden. Somit ist ausgeschlossen, über ein kompromittierendes Gerät Zugriff auf andere Keys zu bekommen.

Auch die Sicherheitsanforderungen der einzelnen Zählertypen variieren. Bei Haushaltszählern liegt der Fokus

Ein Smart Grid ist ein grosses, komplexes Netzwerk, in dem Millionen von Geräten und Entitäten miteinander verbunden sind. Mit einem derart grossen Netz sind viele Sicherheitsfragen und -lücken verbunden.<sup>12</sup>

beispielsweise auf dem Schutz der Privatsphäre und der Verbrauchsdaten. Und in Ländern, in denen die Fernabschaltung von Kunden möglich ist, gibt es natürlich Bedenken bezüglich eventueller Fehler beim Netzbetreiber oder Massenabschaltungen durch Angreifer.

### Die Wahl der richtigen Verschlüsselung

Die Wahl der Verschlüsselung hängt von den Kommunikationsstandards ab. Im DLMS-Standard (Device Language Message Specification) etwa ist die Verschlüsselung und Authentifizierung der Payload einer Nachricht Teil des Standards. In einem WAN (Wide Area Network) wird TLS (Transport Layer Security) verwendet, eine verbreitete Internet-Technologie.

Landis+Gyr nutzt für die Verschlüsselung die von der US-amerikanischen NSA (National Security Agency) und der europäischen ENISA (European Network and Information Security Agency) empfohlenen Algorithmen. Die Erfahrungen der Branche zeigen, dass Eigenentwicklungen selten zu sicheren Produkten, aber zu Problemen bei der Integration von Komponenten unterschiedlicher Hersteller führen.

### Effektives Key-Management

Die Sicherheit der Verschlüsselung hängt stark von den verwendeten digitalen Keys ab. Das hängt damit zusammen, dass selten versucht wird, die Verschlüsselung zu Manipulationszwecken zu entschlüsseln. Es ist viel einfacher, die Keys zu stehlen. Egal, wie gut der Algorithmus ist – mit dem richtigen Key ist die Information und die Gerätesteuerung zugänglich.

Um dieses Risiko zu minimieren, setzt Landis+Gyr auf ein hochentwickeltes Key-Management. Damit ist sichergestellt, dass die Keys für die Verschlüsselung nach Produktion sicher erzeugt und gespeichert werden. Das Verfahren basiert auf einem Public Key-System, das den sicheren Austausch der Keys ermöglicht – vergleichbar dem modernen Onlinebanking und -handel.

### Nutzerdefinierte Zertifikate

Über die Kombination von Public Keys mit einem Namen lassen sich nutzerdefinierte Zertifikate erstellen. Landis+Gyr arbeitet mit einer eigenen Public Key-Infrastruktur für seine Geräte. Key-Pärchen werden bei der Fertigung eingefügt. Auf diese Weise erhält jedes Produkt ein Zertifikat, das es als ein Landis+Gyr Gerät ausweist und eine Seriennummer generiert. Diese einzigartige Methode ist eine Out-of-the-box-Sicherheitslösung, die besonders für die Kunden attraktiv ist, die über keine eigene Public Key-Infrastruktur verfügen.

### Bewährte Konzepte für die IT-Sicherheit

Eine weitere wesentliche Komponente der IT-Sicherheit ist eine adäquate Zugangsverwaltung. Der Zugriff auf die Anwendungs-, Service-, Fulfillment- und Sicherheitsfunktionalitäten sollte nach der Rolle des Nutzers geregelt sein, also etwa Administrator, Anwender, Auditor usw. Dazu ist es erforderlich, dass rollenbasierte Zugangsmodelle unterstützt werden. Jeder User

muss über Zugangsdaten seine Identität ausweisen, um Aufgaben ausführen zu können. Die Zugangsverwaltung sollte in das bestehende IT-System integriert werden, um sowohl die Nutzerverwaltung als auch die alltäglichen Arbeiten zu ermöglichen.

Das Smart Grid-System muss die Nutzeraktivitäten loggen und sicherheitsrelevante Aktivitäten, Ereignisse und Alarme dokumentieren. Diese Kette enthält Informationen zu den Ereignissen wie Datum und Uhrzeit, aber auch zu den beteiligten Nutzern und Systemen. Beispiele für sicherheitsrelevante Aktivitäten sind das Einloggen von Nutzern in das System, Änderungen der Zugangsdaten oder der kryptografischen Keys.

Über die gesamte Lebensdauer eines Smart Grid-Systems muss die Software (Firmware, Anwendungen, Betriebssystem etc.) gegebenenfalls durch neuere Versionen auf sichere Weise ersetzt werden. Landis+Gyr adressiert diese Themen mit sicheren Firmware-Updates und speziellen Services.

## Die Sicherheitslösung von Landis+Gyr:

- ist standardbasiert
- baut auf einer bewährten, offenen Architektur auf
- adressiert jeden Zugangspunkt im Netz

### Integriertes Sicherheitskonzept

Unabhängig davon, welche Technologien zum Einsatz kommen: ein hundertprozentig sicheres Netz gibt es nicht. Dennoch erfordert ein Smart Grid als kritische Infrastruktur die höchstmöglichen Sicherheitslevels innerhalb aller finanziellen und operativen Rahmenbedingungen. Eine ganzheitliche Architektur, die die Sicherheit von der Planung über die Implementierung bis zum Betrieb garantiert, ist essenziell. Nur ein ganzheitlicher Ansatz, der auf bewährten Standards, ICT-Technologien und Komponenten aufsetzt – und bei der Definition von Sicherheitsgrundsätzen und -routinen auf der Partnerschaft zwischen Hersteller, Netzbetreiber sowie Regulierern beruht –, kann Smart Grids sicher machen. ■

## Ziele der Netzsicherheit

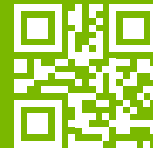
Die Zielsetzung der Smart Grid Security lässt sich mit drei Worten zusammenfassen: Verfügbarkeit, Integrität und Vertraulichkeit.

- 1. Verfügbarkeit:** Der Zugriff auf Versorgungs- und Verbrauchsdaten muss jederzeit möglich sein, weil Störungen dieses Flusses zu einer Unterbrechung der Energieversorgung führen können.
- 2. Integrität:** Es muss verhindert werden, dass unautorisierte Manipulationen oder das Löschen von Informationen die Entscheidungsprozesse und die Steuerung im Energiemanagement negativ beeinflussen.
- 3. Vertraulichkeit:** Hierbei geht es um den Schutz der Privatsphäre und von vertraulichen Informationen, indem Beschränkungen beim Zugriff und der Weitergabe von Informationen aufrechterhalten werden.



Landis+Gyr Video über Sicherheitslösungen:

[www.landisgyr.eu/resource/videos/](http://www.landisgyr.eu/resource/videos/)



# Iberdrolas smart meter-rollout in Spanien kurz vor dem abschluss

Einer der weltweit führenden Energieversorger gehört seit fast einem Jahrzehnt zu den stärksten Treibern des Smart Meterings und der Netzdigitalisierung: Wenn Iberdrolas STAR-Projekt 2018 abgeschlossen sein wird, werden über zehn Millionen Stromkunden von intelligenten Technologien profitieren können. Mit viel Erfahrung und dem bewährten E450-PRIME-Zähler hat Landis+Gyr dazu einen Beitrag geleistet.



Als eine der ersten Europas hat die spanische Regierung schon 2007 die Einführung des automatisierten Zählermanagements (Automated Meter Management AMM) durch die Energieversorger gesetzlich vorgeschrieben. Damit verbunden war auch der Einbau von Smart Metern bei rund 27 Millionen Verbrauchern. Iberdrola – einer der grössten Versorger Spaniens – hatte diese Entwicklung schon lange vorhergesehen. „Damals haben wir uns bereits intensiv mit der Digitalisierung beschäftigt. Daher haben wir in dem Gesetz kein Problem gesehen, sondern eine Gelegenheit, unser Geschäft weiter auszubauen“, so Miguel Angel Sanchez Fornie, Director of Global Smart Grid bei Iberdrola. „Zunächst aber standen wir vor der Herausforderung, einen offenen und flexiblen Standard für den Datenaustausch zu definieren, der es uns ermöglichen würde, auf Basis unserer Powerline-Kommunikationstechnologie (PLC) möglichst effizient ein Smart Network aufzusetzen. Die damals verfügbaren Technologien entsprachen nicht unseren Anforderungen und waren aus unserer Sicht nicht zukunftssicher.“

### „PRIME“-Lösung für Interoperabilität

Standardisierte Telekommunikationsprotokolle sind wichtig für die Betreiber von Verteilnetzen (VNB), weil die Netze im Laufe der Zeit auf Basis unterschiedlicher Technologien gewachsen und entsprechend heterogen sind. Bedingt durch den technologischen Wandel sowie Übernahmen und Fusionen ist die Konsolidierung im Zuge der Digitalisierung für VNB ein komplexes Thema. Um diese Hürden zu überwinden, gründete Iberdrola die PRIME-Allianz (PowerLine Intelligent Metering Evolution) zur Festlegung offener Spezifikationen für die Powerline-Kommunikation nach dem orthogonalen Frequenzmultiplexverfahren. Anfangs gehörten drei Versorger diesem Kreis an, heute sind es insgesamt 65 Unternehmen, darunter VNB sowie Hersteller wie Landis+Gyr als eines der Gründungsmitglieder.

Die ersten Ergebnisse wurden 2008 veröffentlicht; mittlerweile ist PRIME 1.4 ein flexibles und robustes Standardprotokoll, das Sicherheit, Geschwindigkeit



*Miguel Angel Sanchez Fornie, Director of Global Smart Grid bei Iberdrola*





Kunden von Iberdrola mit Smart Metern können ihre Energiedaten mithilfe einer webbasierten App tracken.

und Zuverlässigkeit in der Datenübertragung über PLC gewährleistet. „Die Performance übertrifft unsere ersten Erwartungen, ausserdem haben wir ein hohes Mass an Interoperabilität, das die Technologien vieler Hersteller abdeckt“, so Sanchez Fornie. „Das ist nicht nur für den spanischen Markt wichtig, sondern auch für unsere internationalen Projekte.“

### Höheres Tempo

2010 gab Iberdrola den Startschuss für das STAR-Projekt. Die spanische Abkürzung steht für „System zur Fernsteuerung und Automatisierung des Grids“ und den flächendeckenden Rollout von Smart Metern auf PRIME-Basis. Das Ziel: 10,5 Millionen Smart Meter bei den spanischen Kunden von Iberdrola. Zu Beginn lag der Fokus auf dichtbesiedelten urbanen Gebieten mit hohen Anforderungen an die Themen Sicherheit, Zuverlässigkeit und Service. Zwischenzeitlich hat Iberdrola 76 Prozent der Kunden mit Smart Metern ausgestattet, 1,5 Millionen davon stammen von Landis+Gyr. Darüber hinaus hat Iberdrola Smart Grid-Systeme zur Fernwartung, für das Monitoring und die Automatisierung in mehr als 45.000 Umspannwerken installiert, das entspricht der Hälfte aller Trafostationen des Unternehmens.

Mit der Ausweitung des Smart Meter-Rollouts in ländlichere Gebiete hat Iberdrola einige neue technische und ökonomische Hürden zu überwinden, die typisch für dünnbesiedelte Regionen sind. Beispielsweise werden zusätzlich zur konventionellen, auf Datenkonzentratoren basierenden Architektur Telekommunikations-Gateways eingesetzt, um die Komplexität zu verringern und die Kosten unter Kontrolle zu halten. Durch das offene Konzept Iberdrolas kann dabei auf die marktüblichen Lösungen zurückgegriffen werden.

### Erfolge der Gegenwart und eine vielversprechende Zukunft

In seiner Zwischenbilanz sieht Sanchez Fornie den Erfolg des PRIME-Standards und des STAR-Projektes in der Interoperabilität auf allen System- und Komponentenebenen. „Die grösste Herausforderung war es, eine hochleistungsfähige und, im Sinne der Marktdeckung und möglicher Anwendungen, globale Technologie zu entwickeln, die sich nicht nur für das Smart Metering, sondern auch für das gesamte Smart Grid eignet. Parallel haben wir Spezifikationen vorangetrieben, die den bestehenden Standards wie ITU, IEEE, IEC und CENELEC entsprechen, um die Verbreitung der Technologie in anderen Energieunternehmen auf der ganzen Welt zu fördern.“ Mit der flächendeckenden Einführung der PLC-basierten Smart Meter in Spanien hat Iberdrola die Skalierbarkeit und Leistungsfähigkeit seiner digitalen Lösung unter Beweis gestellt. „Intelligente Sicherheits-Features für alle Ebenen, Support von IPv6 und IPv4 sowie Systeme

für die Vorwärtsfehlerkorrektur, die die Standfestigkeit im erweiterten Frequenzband bis 500 kHz erhöhen, sind wichtige Funktionen, die für unterschiedliche Szenarien der Unternehmen genutzt werden können“, so Sanchez Fornie weiter.

### Vorteile für Netzbetreiber und Endkunden

Auch wenn das Projekt erst 2018 abgeschlossen sein wird, bietet die Smart Metering-Lösung Iberdrola und seinen Kunden schon heute handfeste Vorteile. Durch das Smart Meter-Management hat sich die Servicequalität signifikant verbessert und die Ausseneinsätze der Techniker wurden reduziert. Diese können sich auf die wichtigen Aufgaben konzentrieren, anstatt sich Routineaufgaben wie dem Anschluss oder der Demontage von Zählern zu widmen, von der Reparatur oder Einstellung der Geräte vor Ort ganz zu schweigen. Die Digitalisierung erlaubt ein genaues Monitoring, welches wiederum zuverlässige und transparente Lieferungen und Services ermöglicht.

Die E450 PRIME Smart Meter von Landis+Gyr zeichnen sich durch eine hochmoderne Technologie aus, die für ein hohes Mass an Datentransparenz sorgt. Über das Tracking von Last- und Verbrauchsdaten hinaus ermöglichen die Zähler die Erfassung der Energieerzeugung vor Ort, beispielsweise aus erneuerbaren Quellen. Fernkonnektivität, Verbrauchsdaten, Lastprofile und definierte Grenzwerte können überwacht werden, um dem Kunden das Management von Energie, Kosten und CO<sub>2</sub>-Ausstoss zu erleichtern. Speziell dafür bietet Iberdrola sogar eine webbasierte App an. Auf der anderen Seite ist Iberdrola in der Lage, die Daten der Zähler und aus dem Netz für die Abrechnung und die

Entwicklung neuer Geschäftsmodelle – analog zu den geänderten Verbraucheranforderungen – zu nutzen. Die Landis+Gyr Zähler liefern auch Informationen zu Störungen, die Einblick in das Niederspannungsnetz geben und es ermöglichen, Schwachstellen zu identifizieren, bevor es zu Ausfällen kommt.

### Jede Innovation führt zu einer weiteren

Die Resultate in Spanien haben Iberdrola nicht nur dazu ermutigt, den Ausbau des Verteilnetzes weiter voranzutreiben, sondern auch dazu, Möglichkeiten der digitalen Zähler auf anderen Märkten auszuloten. Erste Pilotprojekte mit der PRIME-Technologie wurden bereits in Brasilien, Grossbritannien und den USA durchgeführt. Die Fernsteuerung des Niederspannungsnetzes wurde in einem Pilotprojekt von Scottish Power in UK getestet. Wie auf seinem Heimatmarkt arbeitet Iberdrola auch in seinen Niederlassungen in anderen Ländern an der Verbesserung der Zuverlässigkeit, Effizienz und Wirtschaftlichkeit sowie des Umweltschutzes. Damit soll das Kundenerlebnis optimiert und internationales Wachstum generiert werden.

Laut Sanchez Fornie liegen in dem Erfolg in Spanien auch viele Chancen für Landis+Gyr: „Landis+Gyr war von Anfang bis Ende des Projektes ein wichtiger Wegbereiter der Entwicklung unserer PRIME-Technologie und ist ein zuverlässiger, kundenorientierter Lieferant. Die Performance der Landis+Gyr PRIME-Zähler in Iberdrolas Smart Grid ist unübertroffen.“ Landis+Gyr plant, die PRIME-Zähler künftig auch in Portugal und anderen Märkten anzubieten, die sich für den PRIME-Standard entscheiden. ■



#### Das Iberdrola STAR-Projekt in Zahlen (Stand September 2016):

PRIME Smart Meter am Netz:	<b>8.069.951</b>
Intelligente Ortsnetzstationen in Betrieb:	<b>45.322</b>
Erfolgsquote im Fernbetrieb:	<b>99 %</b>
Durchschnittliche Latenzzeit:	<b>17 Sekunden</b>

#### Anzahl „smarter“ Transaktionen 2015:

Rechnungen aus dem Smart Metering:	<b>49.231.749</b>
Fernabschaltungen:	<b>129.612</b>
Fernrückschaltungen:	<b>110.869</b>
Änderungen von Leistungsbegrenzungen:	<b>115.350</b>

#### Auswirkungen auf die Umwelt 2015:

Das Newsweek-Magazin ernannte Iberdrola zum nachhaltigsten spanischen Versorgungsunternehmen – weltweit kam Iberdrola auf den dritten Platz. Newsweek bezog sich dabei auf den Einsatz von Smart Metern zur Reduktion des CO<sub>2</sub>-Ausstosses.

# Netze BW und Landis+Gyr treiben die digitalisierung in Deutschland voran

Seit mehr als einem Jahrzehnt spielt Deutschland eine Vorreiterrolle bei der Energiewende in Mitteleuropa. Daher überrascht es nicht, dass mit EnBW ein grosses Versorgungsunternehmen in Baden-Württemberg den Trend zur Digitalisierung des Energiemarktes anführt.



## Über EnBW

Die EnBW Energie Baden-Württemberg AG wurde 1997 gegründet und ist einer der grössten Energieversorger in Deutschland und Europa. Mit rund 20.000 Mitarbeitern bietet die EnBW energiebezogene Produkte und Dienstleistungen für 5,5 Millionen Kunden. Das Unternehmen fördert die Energiewende in Deutschland unter dem Motto „Energiewende. Sicher. Machen“.

Die Tochtergesellschaft Netze BW GmbH hat rund 3.500 Mitarbeiter und ist verantwortlich für eine sichere und effiziente Versorgung mit Strom, Gas und Wasser für fast ganz Baden-Württemberg. Die Tochtergesellschaft liefert Strom für 2,65 Millionen Kunden.

[www.enbw.com/company/index\\_en.html](http://www.enbw.com/company/index_en.html)

EnBW, mit Hauptsitz in Karlsruhe, und ihre Tochtergesellschaft, der Netzbetreiber Netze BW, bringen das Management erneuerbarer Energiequellen mithilfe modernster Technologie von Landis+Gyr auf eine neue Stufe. Das Projekt umfasst die Installation der ersten S750 Grid Module zur dezentralen Verwaltung von erneuerbaren Energiequellen im 100-kW- bis 1-MW-Bereich. Die ersten Module wurden im Labor getestet und bereits in mehreren Photovoltaik-Anlagen installiert; nun ist der Rollout angelaufen.

Seit Jahrzehnten vertraut EnBW bei vielen Projekten auf die Kompetenz von Landis+Gyr. Dieses Projekt ist einer von vielen Meilensteinen, die in der Zusammenarbeit beider Unternehmen erreicht wurden. Die Besonderheiten des deutschen Energiemarktes sowie die landesweite Regulierung von Energieerzeugung und -verteilung haben zudem Versorgungsunternehmen und andere Marktteilnehmer zu Partnerschaften in Forschung und Entwicklung motiviert.

### Eine Allianz für die Zukunft der Energie

Im Jahr 2000 verabschiedete der Deutsche Bundestag das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG)<sup>15</sup> als einen ersten Schritt in Richtung Modernisierung und Liberalisierung des Energiemarktes – vor allem im Bereich der Stromerzeugung. Versorgungsunternehmen und Politiker wussten seit längerem um die Notwendigkeit von Veränderungen bei Produktion, Management und Verbrauch von Energie. Die immer knapper werdenden fossilen Energiequellen, die Sorge über die Folgen der Atomkraft und der Schutz der Umwelt durch Reduzierung von CO<sub>2</sub>-Emissionen waren Schlüsselfaktoren zur Neugestaltung des Energiemarktes. Bis dahin hatte eine begrenzte Anzahl an Mitbewerbern diesen relativ einfach über „Angebot und Nachfrage“ geregelt.

Mit dem EEG sollte der Markt diversifiziert und geöffnet werden, sodass auch kleinere Anbieter von erneuerbaren Energien auf Augenhöhe agieren konnten.

Dieser bemerkenswerte Paradigmenwechsel hat den Energiemarkt revolutioniert – von zentralen Strukturen hin zu einem diversifizierten, dezentralen Ansatz.

Diese Entwicklung zeigte aber Nebenwirkungen. Diversifizierte und liberalisierte Stromerzeugung, Energieverteilung und sogar Verbrauchsabrechnung sind sehr komplexe Themen. Sie erfordern innovative Technologien für das Metering sowie die Netz- und Lastenverwaltung. Mit Kommunikation und dem Erfassen von Echtzeitdaten kamen völlig neue Aspekte hinzu. Ausserdem schwankten die Preise für erneuerbare Energien. Netzbetreiber benötigten also Mechanismen zur Kontrolle der Energieerzeugung, um Preis- und Lieferstabilität zu gewährleisten. Diese und weitere Faktoren erforderten beim Energiemanagement auf allen Ebenen neue Lösungsansätze und haben letztendlich zu der langfristigen Partnerschaft zwischen EnBW und Landis+Gyr geführt.

### Innovation durch gemeinsame Erfahrungen

Als Reaktion auf den Wandel in der Energiepolitik gründeten die drei führenden deutschen Versorgungsunternehmen, EnBW, RWE und E.ON, ein Konsortium zum Start des SyM<sup>2</sup>-Projekts (Synchronous Modular Meter)<sup>16</sup>. Das Ziel der Initiative war es, offene Standards zu definieren, auf deren Basis Smart Meter-Technologie entwickelt werden kann. Damit sollen geschlossene und inkompatible Zählersysteme ersetzt werden. Das Konsortium wählte Landis+Gyr, mit seiner über 100-jährigen Kompetenz im Bereich der Energietechnik, um das SyM<sup>2</sup>-Projekt in der Forschung und der Fertigung zu unterstützen.

Neben der Prozessoptimierung bei den Versorgern erwartete man von „smarter Technologie“ Netzwerk-Management, Kundenservice-Funktionen sowie das Management von Netzprozessen und dezentraler Energieversorgungsanlagen ebenso wie Interoperabilität und einfache Installationsmöglichkeiten. Um

<sup>15</sup> Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG): [www.bmwi.de/EN/Topics/Energy/renewable-energy.html](http://www.bmwi.de/EN/Topics/Energy/renewable-energy.html)

<sup>16</sup> Synchronous Modular Meter Project: <http://docplayer.net/9869342-General-specification-for-synchronous-modular-meters.html>



diese gewünschten Funktionalitäten zu gewährleisten, müssen Smart Meter und Module die authentischen Daten in Echtzeit liefern – vollständig auf Basis von IP-Kommunikation und offener Modularität.

Landis+Gyr lieferte dafür den multimodularen SyM<sup>2</sup> E750 Smart Meter, der nicht nur die Projektspezifikationen erfüllte, sondern auch eine kostengünstige Lösung darstellte, um den gesamten Markt mit erschwinglichen Systemen zu versorgen. Weitere Vorteile waren offene Standards sowie einfache Bereitstellung und Installation.

### Mehr als ein Jahrzehnt Entwicklung zukunfts-sicherer Technologien

Die Einführung des GM-EEG (S750), mit dem Landis+Gyr die wegweisende SyM<sup>2</sup>-Technologie mit erweiterten Funktionen und neuen Systemkomponenten weiter verbessert hat, durch Netze BW ist die logische Folge der jahrzehntelangen Zusammenarbeit. „Für dieses Projekt waren wir auf der Suche nach einer individuellen Lösung mit der richtigen Kompatibilität und der passenden Kommunikationstechnologie. Genau das lieferte uns das SyM<sup>2</sup>-kompatible Ethernet Bus Kommunikationsmodul (SyM<sup>2</sup>-CU) GSM/GPRS und das S750 Grid Modul von Landis+Gyr“, erklärt Enrico Lang, Technical Project Manager von Netze BW. Die ersten Module wurden im August 2015 in der Stadt Wendlingen auf einer von EnBW betriebenen Dach-Photovoltaikanlage mit einer Leistung von 800 kW installiert – die perfekte Bedingung für ein Testsystem. Der Rollout dieser Technologie wird auf weitere EnBW-Anlagen in ganz Baden-Württemberg ausgedehnt. Das S750 Grid Modul ist dabei ein entscheidender Bestandteil, der die elektrische Einspeisung aus grossen und mittleren erneuerbaren Energiekraftwerken (Sonne, Wind und andere Quellen) reguliert, und dies in Verbindung mit SyM<sup>2</sup>-basierten modularen Messplattformen für gewerbliche und industrielle Kunden.

Über das S750 Grid Modul können Unternehmen Echtzeitdaten von einzelnen Solaranlagen erfassen und schnell reagieren, wenn sich Netzbedingungen ändern. „Dank des S750 können Daten in Echtzeit kommuniziert sowie Wirk- und Blindleistung nach Bedarf geschaltet und gesteuert werden. Kraftwerke, die von diesem Modul gesteuert werden, lassen sich problemlos in unsere SCADA-Systeminfrastruktur integrieren“, ergänzt Selma Lossau, Project Manager für das S750 Grid Modul bei Netze BW. „Der S750 erfüllt auch die neuen Regelungen für Direktvermarkter, die am 1. Januar 2016 in Kraft getreten sind. Diese schreiben vor, dass alle dezentralen Energiequellen mit einer Leistung von mehr als 100 kW ihre erzeugte Energie direkt in das Netz einspeisen müssen. Daher ist dies die beste und zukunftssicherste Lösung für uns.“

### Digitale Technologie trägt das intelligente Energiemanagement

Das EEG wurde in den letzten 15 Jahren mehrere Male überarbeitet; die jüngste Änderung trat am 8. Juli 2016 in Kraft – die Verabschiedung des Gesetzes zur Digitalisierung der Energiewende durch den Deutschen Bundestag (siehe Infobox). Das Gesetz regelt unter anderem die technischen Spezifikationen für das Energiemanagement im digitalen Zeitalter. Es zielt darauf ab, dass bis zu 80 Prozent aller Endverbraucher in Zukunft Smart Metering-Lösungen verwenden. Weitere wichtige Aspekte des Gesetzes sind Datensicherheit und Datenschutz. Dies muss in allen Metering- und Grid-Technologien gewährleistet sein, die in Zukunft installiert werden. ■

## Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende (2016) – Bundesrepublik Deutschland

Das Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende hat den Zweck, die Vereinheitlichung und Instrumentalisierung von Stromnetzen, Stromerzeugung und -verbrauch durch moderne Digitaltechnik zu unterstützen. Der Gesetzgeber definiert darin die technischen Spezifikationen für Smart Metering-Lösungen und stellt verbindliche Richtlinien für Datenschutz und Interoperabilität auf.

Intelligente Messsysteme müssen alle Spezifikationen erfüllen, die vom Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI) vorgegeben werden. Die digitalen Systeme müssen eine zuverlässige Datenerfassung sowie die Verarbeitung und Kommunikation gewährleisten. Für die aus dem Smart Meter ausgelesenen Informationen müssen ausserdem sichere Protokolle, Speicher- und Löschvorgänge vorhanden sein. Ebenfalls vorgeschrieben sind transparente Energieverbrauchsdaten für Kunden. Die Bestimmungen gelten für einen jährlichen Energieverbrauch von 6.000 kWh und mehr.

[www.bundestag.de/presse/hib/201602/-/408700](http://www.bundestag.de/presse/hib/201602/-/408700)



# digitalisierung

In der Vergangenheit zeichneten sich Verteilnetze nicht unbedingt durch einen hohen Automatisierungsgrad aus. Aber dynamische Marktbedingungen und die Verfügbarkeit von Smart Grid-Technologien sind gerade dabei, das in rasantem Tempo zu verändern. Heute werden bei Erzeugung und Verteilung modernste digitale Technik und intelligente Komponenten genutzt, um den Ansprüchen der Kunden und des eigenen operativen Geschäfts zu genügen.

Für den Verteilnetzbetreiber ist Digitalisierung der Schlüssel zu einer besseren Performance durch Automatisierung.



# – der treiber der distributions-automatisierung im smart grid

Die Distributionsautomatisierung (DA) umfasst per definitionem alle automatischen Prozesse und Funktionen in einem Netz, das beim Transport von Energie zu gewerblichen oder privaten Kunden eingesetzt wird. Die Betreiber sind für Betrieb und Instandhaltung eines sicheren, zuverlässigen und effizienten Stromnetzes verantwortlich. Eine anspruchsvolle Aufgabe vor dem Hintergrund einer überaus komplexen Supply Chain. So unterscheiden sich die Gegebenheiten in urbanen Gebieten deutlich von denen im dünner besiedelten ländlichen Raum. Die mit teurer Technik errichteten Trafostationen versorgen eine Vielzahl an Kunden mit unterschiedlichen Anforderungen und sind entsprechend unterschiedlich konfiguriert. In der früheren, konventionellen Umgebung mit niedrigem Automatisierungsgrad gab es in den Stationen viele potenzielle Schwachstellen und demgemäß ein schwer vorhersehbares Risiko von Störungen und Ausfällen. In dieser Umgebung summieren sich zusätzlich zu den Anfangsinvestitionen rund um die Uhr hohe Personalkosten für die Instandhaltung des Equipments und die Beseitigung von technischen Störungen.

## Auswirkungen der erneuerbaren Energien

Neue Technologien für die lokale und kostengünstige Energieerzeugung aus erneuerbaren Quellen – häufig mit staatlicher finanzieller Unterstützung – haben ihr in vielen Ländern zu einer grossen Marktdurchdringung verholfen. Dieser Umstand hat, wie auch die flächendeckende Zunahme der dezentralen Erzeugung sowie der steigende Bedarf an lokalen Speicherkapazitäten und schnelleren Reaktionszeiten seitens der Versorger, gravierende Veränderungen in Planung und Betrieb des Verteilsystems zur Folge. Automatisierungslösungen können Konzeption, Entwicklung und Management von sicheren, zuverlässigen und kosteneffizienten Netzen erheblich erleichtern. Praxisbeispiele dafür, wie die Distribution fit für die Zukunft gemacht werden kann, gibt es bereits einige. Dazu zählen ein optimiertes Störungsmanagement zur Reduktion von Stromausfällen; schnellere Fehlerdetektion, Trennung und Wiederherstellung; intelligentes Monitoring an Transformatoren und Feedern für eine bessere Investitions- und Expansionsplanung; integrierte dezentrale Energieerzeugung und Spannungskontrolle für die

sofortige Lokalisierung und Beseitigung von Störungen, die zu Schwankungen und Ausfällen führen können.

## Der Erfolg liegt im Zusammenspiel

Distributionsautomatisierung basiert auf zwei funktionalen Ebenen. Auf der Primärebene liegen die Assets und Komponenten in der Trafostation, die bestimmte Aufgaben verrichten können – Schalter, Unterbrecher, Datenkommunikationssysteme, Steuereinheiten (RTU) usw. Auf der nächsten Ebene werden die im Zentralsystem (z. B. SCADA) eingehenden Daten verarbeitet, um die Handlungen der Komponenten auf der darunterliegenden Ebene zu koordinieren. Die Interaktion zwischen den beiden Ebenen muss genau abgestimmt werden, um das bestmögliche Ergebnis zu erzielen. Daher benötigt man zuverlässige und sichere Kommunikationssysteme für den Datenaustausch zwischen der Trafostation und dem Zentralsystem. Dazu werden heute verschiedene drahtgebundene oder -lose Technologien genutzt wie etwa Glasfaser, Mikrowellen, GPRS, verschiedene Funkformate, WiMAX, Powerline etc. Diese Technologien nutzen wiederum unterschiedliche Protokolle wie Ethernet, TCP/IP, DNP3, IEC 60870-5-104 und IEC 61850. Die Verteilnetzbetreiber müssen sicherstellen, dass ihre gesamte Kommunikationsinfrastruktur abgesichert ist und keine Lücken entstehen, die Datenverlust oder -diebstahl nach sich ziehen könnten. Die passenden Sicherheitskonzepte sollten ganzheitlich angelegt sein und innovative Security-Mechanismen mit konventionellen Methoden, wie dem Public Key-Verfahren, und Autorisierungsverfahren miteinander kombinieren, um den Industriestandards zu entsprechen (mehr dazu im Artikel auf Seite 18).

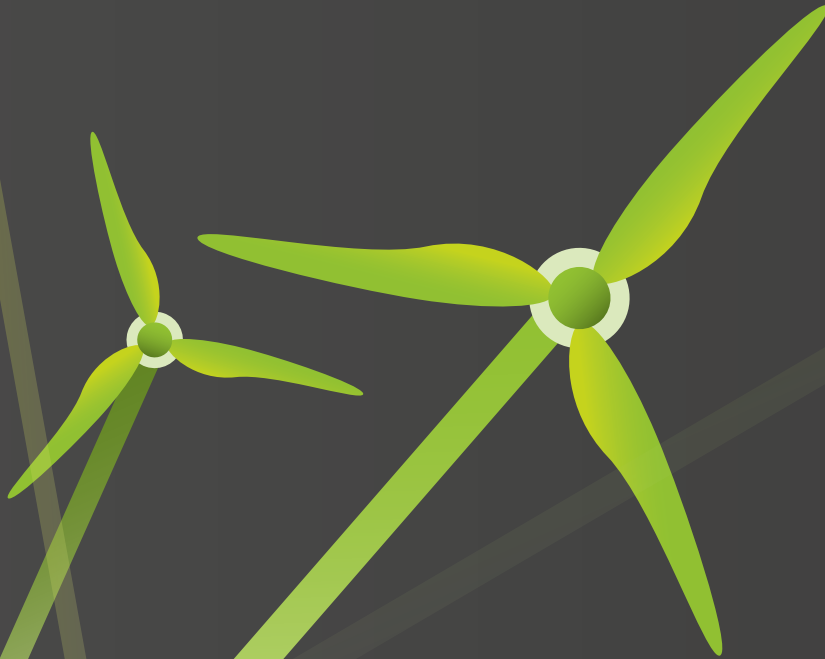
Der Aufbau und die Aufrechterhaltung einer zuverlässigen Echtzeit-Datenkommunikation zwischen SCADA-System und Trafostation kann schwierig sein. Kommunikationsnetze sind widrigen Umweltbedingungen, elektromagnetischen Störungen, Blitzen oder Stromausfällen ausgesetzt, ganz zu schweigen von potenziellen Sicherheitsrisiken. Die Investitionen in ein modernes Kommunikationssystem können sehr hoch sein, was die Entscheidung über Technik und Protokolle erschwert. Wichtig ist, dass diese Entscheidungen mit



Fallstudie Enexis:  
Distributionsautomatisierung  
in Aktion:

[www.landisgyr.eu/  
resource/case-studies/](http://www.landisgyr.eu/resource/case-studies/)





Blick auf die Anschaffungs- und Lebenszykluskosten einschliesslich der Instandhaltung getroffen werden. Am Ende muss bei einer langfristigen Lösung die Balance zwischen Kosten und Leistung gewahrt bleiben.

#### Integration spart Zeit und Geld

Integration ist in einem heterogenen Netz und bei Trafostationen mit Mittelspannungsfeeder und Switches, Transformatoren und Niederspannungsfeeder – um nur einige Assets zu nennen – ebenfalls ein wichtiger Punkt. Früher war für Wartung und Instandhaltung ein hoher Arbeitsaufwand vor Ort erforderlich, auch bedingt durch externe Faktoren wie Wetterbedingungen, Spitzenlasten, Frequenzschwankungen usw., die die Funktionsfähigkeit und Lebensdauer der Geräte beeinträchtigen konnten. Automatisierungstechnologien ermöglichen die Überwachung, Steuerung und Automatisierung der Assets auf Basis von Echtzeitdaten und multidirektionaler Kommunikation. Die so gewonnenen Informationen werden zentral ausgewertet und geben Aufschluss über den Gerätestatus und ggf. erforderliche Fernwartungs- oder -einstellungsarbeiten. Je stärker der Markt durch die Digitalisierung verändert wird, desto mehr kommunizieren die Komponenten nicht mehr nur mit dem Zentralsystem, sondern auch untereinander und entwickeln sich so zu einem selbstheilenden System. Die Automatisierung ihrer Distribution ermöglicht es den Versorgungsunternehmen, ihre Assets besser zu nutzen und potenziell verfrühte Investitionen ins Netz zu verschieben.

Natürlich kann eine in die Jahre gekommene Infrastruktur nicht über Nacht auf den Stand der Technik gebracht werden. Die hohen Investitionen, die erforderlich sind, um eine ganze Distributionslandschaft komplett zu digitalisieren, kann kein Unternehmen aufbringen. Digitalisierung ist ein kontinuierlicher Prozess, der realistisch angegangen werden muss. Beim Update oder Upgrade der Assets haben viele neue Komponenten bereits automatisierte Funktionalitäten, die eine effiziente Integration in das SCADA-System erlauben. Anders formuliert: Gerade eine ältere Infrastruktur birgt viele Chancen, weil der Betreiber mit Automatisierungslösungen die Lebensdauer seiner bestehenden Assets verlängern und so die Wertschöpfung erhöhen kann.

#### Der intelligente Einsatz einer erweiterten Distribution

Automatisierungslösungen bilden das Fundament für intelligente Serviceleistungen. Lastprognosen und -modelle sind Ansätze für präzise Vorhersagen in (nahezu) Echtzeit. Die Daten werden in der Trafostation, beim Transformator oder am Zähler gesammelt, um die Verbrauchsmuster bestimmter Kundengruppen zu erkennen. Das ist wichtig für die Netzplanung, um die Zuverlässigkeit und Effizienz auf Basis von Faktoren wie Nachfrage, Last, Diversität und Nutzungsgrad erhöhen zu können. Über Automatisierung, speziell die Steuerung der Spannung und der Blindleistung, lässt sich auch das Management der dezentralen Energieerzeugung optimieren und so das Risiko von Verlusten, Engpässen und Ausfällen minimieren – essenziell in Smart Grids, Micro Grids oder den flexiblen, dezentralen Modular Grids, die an Bedeutung ständig zunehmen. Wird ein Netz durch Störungen oder Ausfälle bedroht, ermöglichen Automatisierungslösungen die Fehlerdetektion, Isolierung und Wiederherstellung über Algorithmen zur Identifikation und Lokalisierung der Fehler. Die Stromversorgung von Kunden in den betroffenen Gebieten kann über die Anbindung an benachbarte Kreise gewährleistet werden. Die Unterbrechung (Customer Minutes Lost) reduziert sich so von Stunden auf Minuten, während sich die SAIDI- und SAIFI-Werte (System Average Interruption Duration/Frequency) verbessern. Im Ergebnis verbessert sich die Performance durch ein stabileres Netz und eine höhere Verfügbarkeit.

#### Datenzentrierte Unternehmen

„Bisher waren Verteilnetzbetreiber Asset-zentrierte Unternehmen, die das Management ihrer Netzinfrastrukturen – Trassen, Trafostationen usw. – auf

## Landis+Gyr Technologie zur Integration intelligenter Automatisierungslösungen

Im Geschäftsjahr 2015/16 investiert Landis+Gyr 9,3 Prozent des Umsatzes in Forschungs- und Entwicklungsprojekte zur Erweiterung des Technologieportfolios. Die Smart Grid-Technologie von Landis+Gyr ermöglicht es Versorgungsunternehmen, über das Smart Metering hinaus die Möglichkeiten der Automatisierung und Analytik für zuverlässige und zukunftsfähige Szenarien zu nutzen.

Der Landis+Gyr S760 Smart Grid Integrator ist eine MS/NS-Monitoring- und Steuerungslösung, die eine multifunktionale Smart Grid-Plattform für die nahtlose Integration aller Komponenten in der Trafostation in das SCADA oder andere neue IT-Systeme darstellt.

Der Landis+Gyr S650 SCADA ist eine MS/NS-Monitoring- und Steuerungslösung, die die Funktionen des S650 Smart Grid Terminals mit den Möglichkeiten der multiprotokollfähigen SmartCom RTU vereint. Der S650 SCADA aggregiert und überträgt Echtzeitdaten zu Netzmanagementsystemen wie AMI/AMR und DMS/SCADA. Er erlaubt die reibungslose Integration und Kontrolle von erneuerbaren Energien und Mikroerzeugung sowie die Überwachung und Steuerung von MS/NS-Umspannwerken.

Mehr Informationen unter: [www.landisgyr.eu](http://www.landisgyr.eu)

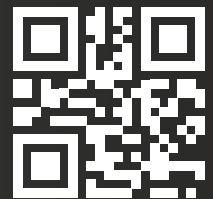
einer physischen Ebene betrieben haben“, so Javier Rodríguez, Business Development Manager, Landis+Gyr. „Mit der Transformation dieser Umgebung in ein Smart Grid erweitert sich ihr Asset-Portfolio um automatisierte Komponenten wie intelligente Sensoren und natürlich Smart Meter. So werden sie zu datenzentrierten Unternehmen, die digitale Technologien nutzen, um ihr Asset-Management zu optimieren, dezentrale Energiequellen einzuspeisen und die Netzstabilität und -sicherheit zu verbessern.“ Mittlerweile entscheiden die Kompetenzen in der Entwicklung und Einführung von Software, die Skalierbarkeit der Systeme, Fernwirkung und -wartung sowie die Einhaltung der Sicherheits- und Industriestandards über den Erfolg eines Unternehmens. Die Kommunikation bildet das Rückgrat zwischen Hardware und intelligenten, modularen Geräten im Feld und den verschiedenen Host- und SCADA-Anwendungen grösserer Netzwerke. Deswegen ist Know-how im Bereich zukunftssicherer Datenkommunikation so wichtig. „Automatisierungsprojekte basieren nicht alleine auf der Technologie“, so Rodríguez, „sie erfordern erfahrene Experten und Industriepartner, die bereit sind, eine zukunfts-gewandte Technologie zu entwickeln, zu realisieren und zu nutzen. Nur dann erhält man einen hohen Return on Investment durch bessere Performance.“

### Messbarer Nutzen für alle Stakeholder

Einmal implementiert, hält die Distributionsautomatisierung sowohl für Versorger als auch für Kunden eine Reihe von Vorteilen bereit. Intelligente Services

und selbstheilende Netze führen zu einer signifikanten Verbesserung von SAIDI und SAIFI, zu einer Versorgung, die praktisch frei von jeglichen Ausfällen ist, und zu einer Reduktion der Techniker im Aussendienst. Ein verbessertes Kapazitätsmanagement erhöht die operative Effizienz durch verringerte Energieverluste und Spitzenlastzeiten. Intelligente Steuerungen halten Störungen und Schwankungen auf einem niedrigen Niveau und verlängern damit die Lebensdauer der Assets. Die Integration der erneuerbaren Energien schliesslich gelingt ohne Einbussen bei der Netzstabilität. Die Entwicklung der Digitalisierung gehört mit zu den Treibern der stärkeren Integration der Erneuerbaren in den Energiemix. Da die Distributionsautomatisierung einen schrittweisen Weg hin zu intelligenten Technologien ermöglicht, stehen die Netzbetreiber nicht vor unüberwindbaren Investitionen und Baukosten für neue Trafostationen. Beides, Neuinstallation oder Retrofit-Upgrade, bedeutet eine Verbesserung der Netzagilität, -effizienz und -zukunftssicherheit einschliesslich der Planung, Systemtechnik und Komponenten. Unterm Strich stehen bessere Performance, geringere Kosten, höhere Stabilität und mehr Transparenz für alle Beteiligten. ■

Finden Sie hier unsere Video Fallstudie:



[www.landisgyr.eu/  
resource/videos](http://www.landisgyr.eu/resource/videos)

# green news: rund um unsere energie



## Studie zur Energieeffizienz

Das American Council for Energy-Efficient Economy (ACEEE) veröffentlichte im Juli 2016 seinen Report „The 2016 International Energy Efficiency Scorecard“. Die regelmässig erscheinende Studie untersucht die 23 Länder mit dem grössten Energieverbrauch im Hinblick auf deren Massnahmen für mehr Energieeffizienz. Mit 73,5 Punkten (von insgesamt 100) schnitt Deutschland dabei am besten ab, gefolgt von Japan und Italien (beide auf Platz 2 mit 68,5 Punkten) sowie Frankreich (Platz 3 mit 67,5 Punkten) und Grossbritannien (Platz 4 mit 65 Punkten). Die USA wurden mit 61,5 Punkten Achter.

Ausschlaggebend bei der Wertung waren sowohl politische Instrumente, wie die Vergabe nationaler Ziele zur Energieeinsparung, als auch konkrete Leistungsmerkmale, wie Benzinverbrauch von PKW oder der Energieverbrauch pro Quadratmeter in Wohnhäusern. Bewertet wurde in vier Kategorien: Gebäude, Industrie, Transportwesen und allgemeine, nationale Bemühung für Energieeffizienz. Bei den EU-Staaten sorgten vor allem die ehrgeizigen Energieeinsparungsziele für eine hohe Platzierung in dieser Kategorie. Im Bereich Gebäude punktete Deutschland hauptsächlich aufgrund seiner staatlichen Fördermassnahmen für die energetische Sanierung. Im Transportbereich schnitt Italien am besten ab, mit einem hohen Anteil an Investitionen in das Eisenbahnnetz.

Die Studie finden Sie auf: <http://aceee.org/research-report/e1602>

## Mit Solarenergie um die Welt

Nach mehr als 40.000 Kilometern beendete am 26. Juli 2015 das Solarflugzeug Solar Impulse 2 in Abu Dhabi seinen ca. einjährigen Rundflug um die Erde. Die 17 Etappen wurden abwechselnd von den beiden Schweizer Piloten Bertrand Piccard und André Borschberg geflogen. Dabei ging es von den Vereinigten Arabischen Emiraten über Indien, China, Japan, die USA, Spanien und Ägypten wieder zurück in die VAE. Die längsten Etappen waren die Überquerungen des Pazifischen und des Atlantischen Ozeans mit jeweils 7.212 km und 6.765 km. Dabei erzeugten die Solarzellen 2.409 kW/h beziehungsweise 1.388 kW/h, mit denen die vier Bordmotoren angetrieben wurden. Die Spitzengeschwindigkeit der Solar Impulse 2 lag bei 75 km/h. Auf der gesamten Strecke wurden 11.655 kW/h an Strom erzeugt.

Die Solar Impulse 2 verfügt über eine Flügelspannweite von 72 Meter und wiegt dabei nur 2,3 Tonnen. Die Energie wird von 17.248 Solarzellen erzeugt, die auf den Tragflächen angebracht sind. Die Energie wird in vier Batterien gespeichert, was es dem Flugzeug ermöglicht, Tag und Nacht in der Luft zu bleiben.





## E-Mobilität gibt in Europa Gas

Im Juni 2016 fuhren 476.377 Elektro-PKW auf Europas Strassen. Die Zahl der 2016 zugelassenen Elektroautos stieg dabei auf insgesamt 95.600 Stück, das sind 17.755 mehr als im selben Zeitraum 2015. Das European Alternative Fuels Observatory (EAFO), das diese Zahlen ermittelte, rechnet damit, im August die 500.000er Marke zu erreichen. Spitzenreiter im Einsatz von Elektro-PKW sind Norwegen, Grossbritannien und Frankreich. In diesen Ländern steigerte sich die Zahl der Neuzulassungen im Juni im Vergleich zum Vorjahr um jeweils über 30 Prozent. In Frankreich waren es sogar 57 Prozent mehr. Auch in den meisten anderen europäischen Ländern, wie Italien, Deutschland oder Schweden, steigt die Zahl der E-Autos.

E-Mobilität rückt dabei zunehmend in den Fokus der Politik. Bereits jetzt fördert die norwegische Regierung die elektrischen Verkehrsmittel, indem E-Autos in Innenstädten kostenlos parken oder an öffentlichen Stationen ihre Batterien umsonst aufladen können. Aktuell diskutieren die Norweger darüber, die Elektromobilität noch weiter zu fördern und beispielsweise ab 2025 nur noch Autos neu zuzulassen, die mit Strom oder per Brennstoffzelle angetrieben werden. Ähnliche Aktivitäten gibt es auch in anderen Ländern. In den Niederlanden und in Indien sollen Autos mit Verbrennungsmotor bis 2025 bzw. 2030 sogar ganz von den Strassen verschwinden. Deutschland hat erst vor Kurzem eine Prämie beim Kauf von Elektroautos beschlossen.

Quelle: [www.eafo.eu/content/eafo-press-release-europe-has-more-500000-electric-vehicles-road](http://www.eafo.eu/content/eafo-press-release-europe-has-more-500000-electric-vehicles-road)  
[www.eafo.eu/europe](http://www.eafo.eu/europe) [www.welt.de/wirtschaft/article156069930/Schon-2025-koennten-nur-noch-E-Autos-zugelassen-werden.html?config=print](http://www.welt.de/wirtschaft/article156069930/Schon-2025-koennten-nur-noch-E-Autos-zugelassen-werden.html?config=print)

## Schweizer Superlative unterm Berg

Mit der Eröffnung des Gotthard-Basistunnels Anfang Juni hat die Schweiz ein 17-jähriges Bauprojekt der Superlative beendet und gleichzeitig den längsten Eisenbahntunnel der Welt in Betrieb genommen. Er führt unter dem Gotthardmassiv hindurch und verbindet die Ortschaften Erstfeld im Schweizer Kanton Uri mit dem weiter südlich gelegenen Bodio im Kanton Tessin. Damit wird die Alpentransitstrecke, die Nord- und Südeuropa verbindet, deutlich verkürzt. Mit 57 km ist er länger als der Seikan-Tunnel in Japan (53,8 km) oder der Eurotunnel zwischen Frankreich und England (50,5 km).

Im Inneren des Tunnels wird für den Betrieb von Bahnnetz, Telekommunikation, Belüftungssystem und den Sicherheitsvorkehrungen komplexe Technik eingesetzt. All dies benötigt Strom. Für die Energieversorgung wurden verschiedene Stromleitungen innerhalb des Tunnels verlegt – allein für den Bahnstrom insgesamt 3.200 km Kabel. Das Bahnstromnetz (16,7 Hz) wurde mit Landis+Gyr E850 Gridzählern für die Verrechnung ausgerüstet. In das Normalnetz, bestehend aus Niederspannungs- und Mittelspannungskabel, werden jeweils 50 Hz aus den öffentlichen Versorgungsnetzen eingespeist. Aus Sicherheitsgründen pumpt eine Turbine ständig Wasser durch die Abwasserrohre. Damit soll verhindert werden, dass sich auslaufendes Benzin entzündet (bspw. im Fall eines Zugunglücks mit Tankwaggons). Ein positiver Nebeneffekt: Dabei wird so viel Strom erzeugt, dass 100 Einfamilienhäuser ca. ein Jahr versorgt werden können.



Mehr in unserem Blog:  
[eu.landisgyr.com/blog](http://eu.landisgyr.com/blog)



Quelle: [www.bbc.com/news/world-europe-36423250](http://www.bbc.com/news/world-europe-36423250)

**Ausgabe 7, Oktober 2016**

pathway wird herausgegeben von  
Landis+Gyr AG  
Theilerstrasse 1, 6301 Zug, Schweiz  
pathway.emea@landisgyr.com  
www.landisgyr.eu

**Fotografie:**

© iStock; PeopleImages (Titel)  
© iStock; OJO\_Images (Seite 6)  
© iStock; AF-studio (Seite 8, 9)  
© iStock; Serg\_Velusceac (Seite 11)  
© iStock; Helen (Seite 11,12)  
© iStock; MarioGuti (Seite 20,21)  
© iStock; vencavolrab (Seite 24)  
© iStock; MartinPrescott (Seite 30)  
© iStock; Adamo Di Loreto (Seite 31)  
© Anthony Quintano – [www.flickr.com/photos/quintanomedia/25612049494/](http://www.flickr.com/photos/quintanomedia/25612049494/) (Seite 30)  
© AlpTransit Gotthard AG (Seite 31)  
Weitere Fotos von Landis+Gyr/Seidl PR & Marketing GmbH

**Redaktion und Layout:**

Landis+Gyr AG  
Seidl PR & Marketing GmbH, 45131 Essen, Deutschland

Landis+Gyr AG  
Theilerstrasse 1, 6301 Zug, Schweiz  
pathway.emea@landisgyr.com  
www.landisgyr.eu