

50,2

ISSN 2199-4102 · www.50komma2.de

MAGAZIN

für intelligente Stromnetze

01.2021

ENERGY HIGHLIGHTS 2021

**Netztechnik
und -prozesse**

IT und Digitalisierung

Smart Metering

Wartung und Service

Elektromobilität

**Erzeugung
und Speicher**

**SONDER-
AUSGABE**



Editorial

Eigentlich wären wir jetzt auf der E-world in Essen. Wir würden uns durch die Hallen schieben, beim Kaffee am Messestand mit alten Bekannten plaudern, neue Kontakte knüpfen, uns über Projekte und Angebote informieren. Nach drei Tagen wären wir ziemlich müde, aber auch inspiriert von der permanenten Bewegung der Branche und den vielen innovativen Ideen, die hier Jahr für Jahr ein Forum finden. In diesem Februar 2021 ist das nicht möglich und ich bin vermutlich nicht die Einzige, die das bedauert.

Aus diesem Gedanken heraus sind die Energy Highlights 2021 entstanden, die in diesem Jahr an die Stelle unserer E-world-Ausgabe treten. Eine „Energiesmesse to go“? Sicher nicht. Aber der Versuch, Schlaglichter auf Themen zu werfen, die Stadtwerke, Versorger und Netzbetreiber 2021 beschäftigen werden. Getrieben durch die faktischen Umbrüche des Energiesystems, die deutsche und europäische Gesetzgebung sowie die rasante technologische Entwicklung, die allein mit dem Begriff der „Digitalisierung“ nicht ausreichend beschrieben werden kann. Wir wollen Entwicklungen, Trends und zukunftsweisende Projekte auf Seiten der Versorger beleuchten und nicht zuletzt auch den Anbietern die Möglichkeit geben, ihre „Energy Highlights 2021“ vorzustellen.

Unsere Rubriken Netztechnik und -prozesse, Smart Metering, IT und Digitalisierung, Wartung und Service, Elektromobilität sowie Erzeugung und Speicher bilden dabei nur noch einen formalen Rahmen. Denn – und das ist vielleicht der erste große Trend dieses Jahres – die Grenzen zwischen den Handlungsfeldern der Versorgungswirtschaft, zwischen Netz und Vertrieb, zwischen Kabeln und Bytes beginnen sich aufzulösen. Wie dies an vielen Stellen beginnt, möchten wir Ihnen mit dieser Ausgabe zeigen – natürlich ohne Anspruch auf Vollständigkeit, aber vielleicht doch ein bisschen so wie auf einer großen, vielfältigen Veranstaltung.

Viel Spaß beim Lesen

Petra Quenel
(Chefredakteurin)



Foto: privat

Foto: picture alliance ZB | Patrick Pleul



SINTEG

Die fünf Modellregionen des Förderprogramms „Schaufenster intelligente Energie – Digitale Agenda für die Energiewende (SINTEG)“ des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi) haben in fünf Jahre Blaupausen für die Digitalisierung der Verteilnetze entwickelt.

C/sells will die Erzeugung und den Verbrauch von Energie bereits auf lokaler und regionaler Ebene optimal ausgleichen und so das Netz stabilisieren. Bürgerinnen und Bürger sollen aktiv eingebunden werden und wirtschaftlich von der Energiewende profitieren.

www.csells.net

DESIGNETZ will viele Einzellösungen aus teils bestehenden, teils noch zu entwickelnden innovativen Energieprojekten in ein intelligentes Gesamtsystem für das Stromnetz der Zukunft zusammenfügen.

www.designnetz.de

enera testet, wie sich Stromnetze und Märkte, Speicher-, Kommunikations- und Verbrauchstechnologien mit Hilfe digitaler Technologien intelligent kombinieren lassen.

www.projekt-enera.de

NEW 4.0 entwickelt und erprobt ein intelligentes Energienetz, das alle Akteure und Komponenten der Erzeugung, der Speicherung, des Transports und des Verbrauchs intelligent miteinander vernetzt.

www.new4-0.de

WindNODE will Flexibilitäten im klassischen Elektrizitätssektor identifizieren und aktivieren und auch Sektorkopplung als Flexibilitätsoption einbinden. Zudem werden der informations- und kommunikationstechnische sowie regulatorische Rahmen untersucht.

www.windnode.de



Foto: picture alliance / dpa | Bernd Settnik

Der Werkzeugkasten steht bereit

Der Kohleausstieg ist beschlossen: 2038 soll Deutschlands Energieversorgung ausschließlich aus regenerativen Quellen erfolgen. Für die Intergration dieser dezentralen, fluktuierenden Erzeuger und einer Vielzahl von kleinen „Prosumern“ in die Versorgungsinfrastruktur, aber insbesondere auch die steigenden Lasten durch den Ausbau der Elektromobilität, müssen unsere Netze ausgebaut und intelligent werden. Das Zielbild des Smart Grid hat sämtliche Akteure in den Verteilnetzen jederzeit im Blick und steuert ihre Interaktionen so, dass Einspeisung und Abnahme jederzeit im Ausgleich sind – durch Marktanreize ebenso wie durch intelligente Technologien. Auf dem Weg zur Bewältigung dieser Aufgabe ist die Energiewirtschaft bis heute sehr weit gekommen: Die ursprünglich weiße Landkarte der Digitalisierung füllte sich in den letzten Jahren mit ungezählten Projekten, in denen neue Konzepte für den sicheren Netzbetrieb entwickelt und erfolgreich getestet wurden – nicht zuletzt im Rahmen des SINTEG-Förderprogramms. Viele dieser Lösungen sind in den letzten Monaten von der Projekt- in die Pilotphase gegangen, einige befinden sich bereits im Praxiseinsatz. Der Rollout ist in vollem Gange und Stand heute ist davon auszugehen, dass 2021 das Jahr der intelligenten Verteilnetze wird. (pq)

Netzentwicklungsplan 2035

Anfang Februar haben die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) 50Hertz, Amprion, TenneT und TransnetBW den ersten Entwurf des Netzentwicklungsplans (NEP) 2035 in der Version 2021 für die öffentliche Konsultation veröffentlicht.

Um die energie- und klimapolitischen Vorgaben zu erreichen, sind dem Entwurf zufolge insbesondere Netzverstärkungs-, aber auch -ausbaumaßnahmen erforderlich. Ein Großteil der Vorhaben ist bereits im Bundesbedarfsplan 2021 enthalten. Das Startnetz enthält 3.640 km AC-Leitungsmaßnahmen und 2.580 km DC-Leitungsmaßnahmen. Im Zubaunetz umfassen die Maßnahmen zwischen 3.560 und 3.685 km AC-Leitungen, überwiegend als Netzverstärkungen, und zwischen 1.855 und 2.385 km DC-Leitungen im Jahr 2035, davon ein Großteil Offshore-Netzanbindungen. In den Szenarien A und B 2035 sind über den BBP 2021 hinaus rund 800 km AC- und DC-Maßnahmen erforderlich, im Szenario C 2035 sind es rund 1.450 km.

Das geschätzte Investitionsvolumen für die vorge-

schlagenen Maßnahmen an Land liegt zwischen 72 und 76,5 Milliarden Euro.

Eine Kombination verschiedener Maßnahmen stellt den ÜNB zufolge eine bedarfsgerechte und auf das erforderliche Maß reduzierte Netzdimensionierung sicher. Dazu gehören Annahmen zu durchschnittlichen Witterungsverhältnissen, die Spitzenkappung bei der Stromerzeugung von Onshore-Windkraft- und PV-Anlagen sowie eine Glättung der Stromnachfrage durch flexible Stromanwendungen wie Elektromobilität und Wärmepumpen. Bei der Ermittlung des Netzoptimierungs-, Netzverstärkungs- und Netzausbaubedarfs wurden explizit Technologien wie witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb, der Einsatz von Hochtemperaturleiterseilen und Elemente zur aktiven Steuerung des Leistungsflusses berücksichtigt. Auch die Potenziale zukünftiger innovativer Technologien, etwa moderne Systemführungskonzepte und Netzbooster, sind eingeflossen. (pq)

Netzausbau

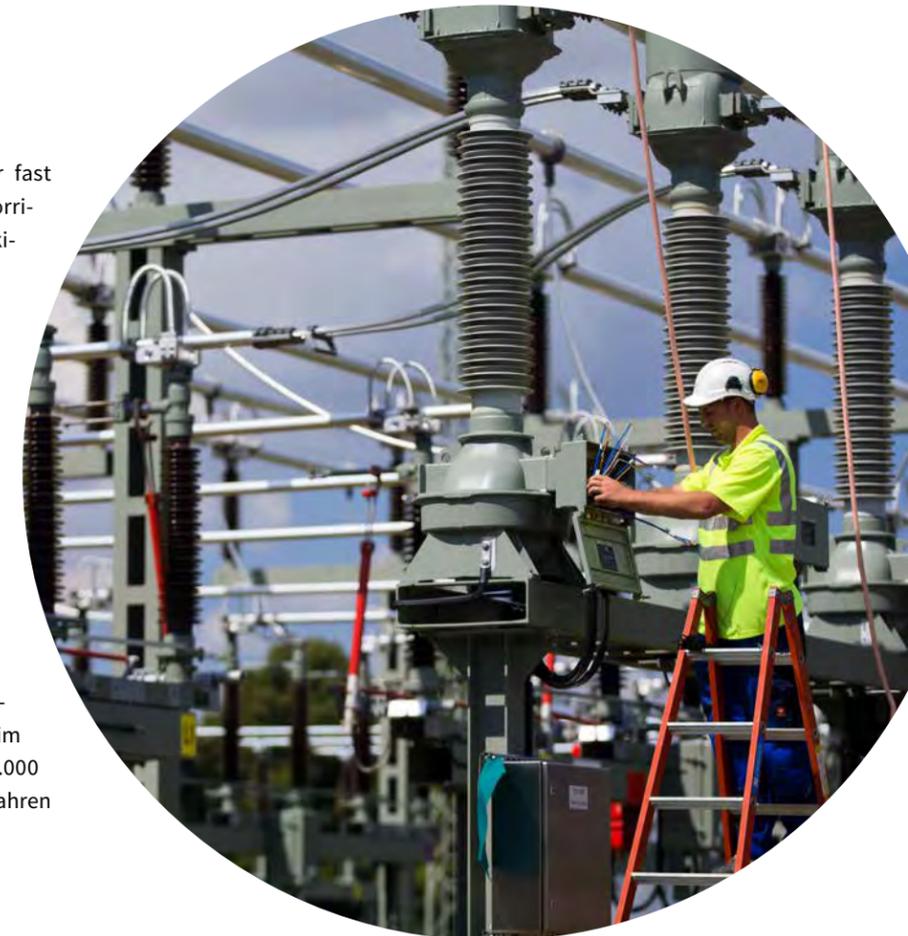
Fortschritte beim Netzausbau

Die Bundesnetzagentur hat bis Ende 2020 für fast 2.000 Kilometer Stromleitungen den Trassenkorridor festgelegt. Für gut die Hälfte aller Leitungskilometer steht damit ein Trassenkorridor fest.

Die Planung des Stromnetzausbaus in Deutschland ist 2020 nach Angaben der Behörde gut vorangekommen: Insbesondere für die großen Projekten Ultranet, SuedLink und SuedOstLink hat die Bundesnetzagentur zahlreiche Entscheidungen in den Genehmigungsverfahren getroffen. Die Bundesnetzagentur hat 2020 für rund die Hälfte der Abschnitte der Gleichstromtrassen über die Bundesfachplanung entschieden. Die zweite Hälfte folgt voraussichtlich dieses Jahr. Für einen ersten Abschnitt eines Wechselstromvorhabens hat die Bundesnetzagentur ihre Arbeit bereits abgeschlossen.

Von aktuell fast 7.700 Kilometer Ausbauvorhaben befanden sich zum Ende des 3. Quartals 1.700 Kilometer im Raumordnungs- oder Bundesfachplanungsverfahren. 3.000 Kilometer stehen vor dem oder im Planfeststellungsverfahren und rund 1.500 Kilometer sind fertiggestellt. (ds)

Foto: picture alliance ZB_Jens Büttnerlio (Rainer Sturm)



Aus alt mach smart

Die sogenannten „intelligenten“ oder „digitalen“ Ortsnetzstationen, die mit unterschiedlichen technologischen Ansätzen Zustandsdaten erfassen und übermitteln, sind bereits seit einigen Jahren am Markt - flächendeckend durchgesetzt haben sie sich bislang nicht. Ähnliches gilt für regelbare Ortsnetztransformatoren (rONTs), die den angebotenen Niederspannungsnetzen höhere Spannungsbänder zur Verfügung stellen können. Doch mit der Zunahme dezentraler Erzeuger und neuer Lasten in der Mittel- und Niederspannung steigt auch der objektive Bedarf an Echtzeitdaten aus den Verteilnetzen. Ein weiterer wichtiger Treiber ist das neue Redispatch-Regime, das VNB zur Umsetzung eines dezentralen Engpassmanagements verpflichtet. Last but not least manifestieren sich zunehmend auch die konkreten Vorteile einer datenbasierten Wartung und Instandhaltung von Netzanlagen in der Praxis. Auch zahlreiche Entwicklungen am Anbietermarkt senken Zugangsschwellen: „Der Ausbau intelligenter Verteilnetze bedarf keines flächendeckenden Rollouts neuer Netzstationen mit werkseitig in-

tegrierter Fernwirktechnik mehr“, sagt Matthias Schuster von SAE IT-systems „Auch eine Nachrüstung an strategisch wichtigen Stationen kann bereits wesentlich zur Verbesserung der Transparenz und Steuerbarkeit des Netzes beitragen.“ Neben der Bauform der Stationen spielen dabei auch die angestrebte Messstrategie eine Rolle: Soll auf der Mittelspannungsseite gemessen oder sollten die einzelnen Niederspannungsabgänge überwacht werden? Matthias Schuster: „Neben eigenen Messbaugruppen können wir alle gängigen Mess- und Netzanalysensysteme reibungslos anknüpfen. Für die Integration der Fernwirktechnik bieten sich zahlreiche Optionen vom separaten Schrank über den Einbau in den Relaiskasten bis hin zur Nutzung eines Reservefeldes auf der NS-Sicherungsleiste.“ Tatsächlich nimmt die Zahl der Projekte bundesweit zu. Netztransparenz könnte 2021 in jeder Hinsicht zum Highlight der Stromwirtschaft werden. (pq)

Netztransparenz

Forschungsprojekt

ZUKUNFTSSZENARIEN IM REALEN STROMNETZ

Das House of Energy hat gemeinsam mit seinen Mitgliedern das Smart Grid LAB Hessen ins Leben gerufen. Unter Leitung der Hochschule Darmstadt erforschen und testen die Projektpartner in den nächsten drei Jahren verschiedenste Szenarien des Energiesystems der Zukunft im. Das EFRE-geförderte Projekt hat ein Volumen von über drei Millionen Euro.

Das Smart Grid LAB wird errichtet, um aktive Steuerungsverfahren im intelligenten Stromnetz und alle erforderlichen Funktionalitäten unter Praxis-Bedingungen zu testen. Die Hochschule Darmstadt entwickelt als Konsortialführer typische Ver-

brauchs- und Erzeugungsszenarien, unter denen das Smart Grid LAB betrieben wird. Dazu gehört die Zunahme erneuerbarer dezentraler Stromerzeugung, ein höherer Strombedarf, etwa durch mehr Elektromobilität und Wärmepumpen sowie die Etablierung von Prosumern mit und ohne Speicher. Aus den Szenarien abgeleitet, sollen verschiedenste Fragen beantwortet werden: Wie kann das Stromnetz stabil gesteuert werden, wenn an Tagen mit geringer Stromerzeugung viele Kunden ein Elektrofahrzeug laden wollen? Wie kann das Netz stabil gehalten werden, wenn dynamische Elemente wie Speicher ausfallen? Bis in welche Höhe können dynamische Netzelemente Spitzen und Dauerlasten kompensieren? Was geschieht, wenn wichtige Mess- und Steuerkomponenten gestört sind? Wie kann Hackern begegnet werden?

Das elektrische Netz ist aus Betriebsmitteln öffentlicher Netze aufgebaut. Alle Energiequellen und Verbräuche sind realen Vorbildern nachempfunden. So könnten gefahrlos auch herausfordernde Netzsituationen nachgebildet werden.

Im Interesse einer ganzheitlichen Betrachtung des Smart Grid werden verschie-

dene Experten interdisziplinär zusammenarbeiten. Der Komponenten-Hersteller JEAN MÜLLER integriert Niederspannungsschaltgeräte in die Smart-Grid-Infrastruktur. Der Security-Hersteller QGroup GmbH betrachtet die Resilienz und Segregationsanforderungen hinsichtlich der IT/OT Versuchsstellungen, der eingesetzten Betriebsmittel, ihrer Vernetzung und Steuerung über Sicherheitsgrenzen. So können Risiken dem Hersteller zufolge im Falle eines Cyberangriffs nicht nur reduziert, sondern auch wirksam eingeschränkt werden. Darüber hinaus wird Tractebel seine Erfahrungen mit Szenarien aus internationalen Energieinfrastruktur-Projekten einbringen und die Übertragbarkeit des Smart Grid-LABs Hessen auf den nationalen und internationalen Kontext gewährleisten.

Ergänzend werden Unternehmensvertreter aus den Gebieten Energieversorgung und Netzbetrieb, technische Überwachung und Zertifizierung, Personensicherheit und Energierecht einen wissenschaftlich-technischen Beirat bilden und beratend im Projekt mitwirken. Der Projektbeirat wird vom House of Energy etabliert und moderiert. (pq) www.house-of-energy.org

Foto: metamorworks / Shutterstock.com

Pilotanwendung

ORTSNETZSTATIONEN MIT INTELLIGENTER FERNSTEUERUNG UND FEHLERORTUNG

Die Auswertung von elektrischen Kenndaten und Fehlermeldungen sowie eine entsprechende Steuerung der Schaltanlagen steht im Fokus eines Innovationsprojekts beim Verteilnetzbetreiber Westfalen Weser. Das Unternehmen arbeitet bei seinen rund 7.500 Ortsnetzstationen auf einen hohen Automatisierungsgrad hin und initiierte vor diesem Hintergrund den Einsatz einer ersten fernsteuerbaren Ortsnetzstationen. Ormazabal lieferte dafür die Mittelspannungsschaltanlage und konfigurierte ihre Sekundärtechnik individuell: Sie umfasst Motorsteuerungs- und Messtechnik, eine Fernwirkanlage, eine USV-Anlage, das Netzwerk-Gateway, einen abgeschlossenen geschützten ISMS-Bereich (Information Security Management System) sowie Strom- und Spannungssensoren der Firma Horstmann.

Nach dem erfolgreichen Abschluss des Pilotprojektes hat der Fachbereich Intelligente Netztechnik von Westfalen Weser im Rahmen der Netzstrategie 2030

den Rollout von weiteren fONS angeschoben. Ormazabal soll in einem ersten Schritt insgesamt 28 MS-Schaltanlagen mit der notwendigen Fernwirktechnik für die fONS ausstatten. Diese kommen im Mittelspannungs-Verteilnetz von Westfalen Weser zum Einsatz, die eine Hälfte an Knotenpunkten mit oder ohne Normtrennstellen, die andere an Strecken-Netzstationen mit Normtrennstelle. „In den nächsten zehn Jahren streben wir eine hohe Durchdringung unseres Netzes mit diesen Stationen an. Um Erfahrungen in der Fläche zu sammeln, wird fast jeder unserer 15 Betriebsstellen mindestens eine der neuen Ortsnetzstationen zugewiesen“, erklärt Timo Busse, Innovationsmanager Intelligente Netztechnik bei Westfalen Weser. Westfalen Weser ist hierfür eine Kooperation mit 450connect eingegangen, um die intelligente Technik an ein 450MHz-Funknetz anzubinden und so die höchste Verfügbarkeit gewährleisten zu können. (pq)

www.ww-netz.com
www.ormazabal.de



Ormazabal hat für die erste fernsteuerbare Ortsnetzstation im Netz von Westfalen Weser eine Pilot-Mittelspannungsschaltanlage geliefert. Ihre Sekundärtechnik wurde projektindividuell konfiguriert. (Foto: Westfalen Weser Netz GmbH)

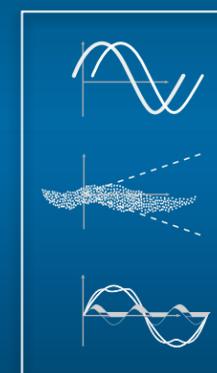
Der Relaiskasten für das Feld 4 verfügt über eine separat abschließbare Abteilung für die Fernwirkanlage und über eine Übergabeklemmleiste. Der Funkrouter wurde auf der Baustelle eingebaut. (Foto: Ormazabal GmbH)

Anzeige

Energiemanagement | Differenzstromüberwachung | Spannungsqualität

SPANNUNGSQUALITÄT
VERBESSERN

MIT AKTIVEN OBER-
SCHWINGUNGSFILTERN
UND DYNAMISCHER
KOMPENSATION



Janitza®



Im Gespräch mit ...

Peter Breuning

Abteilungsleiter Netzleittechnik der Stadtwerke Schwäbisch Hall, Dozent an der Hochschule Heilbronn, Mitglied im Lenkungskreis DA/RE und Connect+/RAIDA sowie Mitglied in der FNN-EN AG Systemstützendes Regelverhalten

Vor welchen Herausforderungen stehen die VNB in den kommenden Monaten?

Ich sehe in der kurzzeitigen Perspektive tatsächlich die Umsetzung der Prozesse für Redispatch 2.0 als größte Herausforderung – immerhin läuft die Frist am 31.10.2021 aus. Und tatsächlich ist dieses Projekt ja die Blaupause für das viel zitierte „Smart Grid“.

Sie haben den Prozess mit allen notwendigen Schritten und Modulen für alle Rollen und Anwendungsfälle in Ihrem Unternehmen und für Ihre Dienstleistungskunden im Netzbetrieb bereits realisiert?

Ja, das ist richtig. Wir haben uns sehr konsequent aufgemacht, den Netzbetrieb der Stadtwerke Schwäbisch Hall zu digitalisieren und sind hier heute schon sehr gut aufgestellt. Wir können schon heute einen digitalen Zwilling der bestehenden NS- und MS-Netze erstellen, mit dem sich Planungen, Simulationen und Manipulationen in Echtzeit und ohne Auswirkungen auf den realen Netzbetrieb durchführen lassen. Zusätzlich arbeiten die Stadtwerke Schwäbisch Hall als Partner in den Projekten DA/RE und Connect+ an der Strukturierung des gemeinsamen Datenaustauschs der im Redispatch 2.0 beteiligten Parteien mit. Hier werden die Datenverbindungen sowie die Umsetzung der Prognosemeldungen aus einem realen Verteilnetzbetrieb heraus getestet. Vor diesem Hintergrund waren wir natürlich auch mit Blick auf Redispatch 2.0 sozusagen in der Pole-Position.

Wie sehen Sie die Branche insgesamt aufgestellt?

Auf jeden Fall sind die Unternehmen in Bewegung gekommen. Kleinere und teilweise auch mittelgroße VNB orientieren sich der-

zeit und sehen sich nach Dienstleistern um. Ob die Prozesse komplett oder nur teilweise ausgelagert werden sollen, hängt zum Beispiel vom jeweiligen Konzept für den Leitstellenbetrieb ab, aber auch von der konkreten Situation im einzelnen Netzgebiet – sprich: dem erwarteten Aufwand. Die großen Netzbetreiber bauen in der Regel eigene Ressourcen auf – natürlich unter Einbeziehung externer Lösungen.

Wo hakt es noch und warum?

Vorwiegend an der Transparenz, also an fehlenden Informationen über die Ausprägung und vor allem die Mächtigkeit der Prozesse. Das hat dazu geführt, dass man vielerorts zu spät angefangen hat, sich mit dem Thema auseinanderzusetzen. Darum fehlt an vielen Stellen das Know-how – selbst die Ingenieurbüros lassen sich aktuell bei uns schulen. Auch die Systemumsetzung durch die Hersteller ist aus meiner Sicht noch immer nicht ausgereift.

Und was kommt nach Redispatch 2.0?

Elektromobilität ist natürlich auch bei uns die nächste Herausforderung. Wir haben bereits begonnen, unsere Systeme für die Netzführung und Visualisierung im 0,4 kV-Netz zu koppeln. In demnächst vier Netzen werden Fernwirkunterstationen (RTU) mit LoRa WAN ausgerüstet. Die RTU kommuniziert dann mit der Ladestation und kann gegebenenfalls eine Regelung vornehmen. Parallel werden Lademanagement-Plattformen von Dienstleistern angeschlossen. Grundsätzlich wollen wir das Energieversorgungssystem so umbauen, dass die RTUs Fahrpläne erhalten, anhand derer sie die einzelnen Netzzellen regeln. Dem Grunde nach geht es dabei um einen vollständigen Daten-

austausch und weitgehend automatisierte Prozesse zwischen der Mittel- und Niederspannungsebene.

Was sind die nächsten Meilensteine?

Wir gehen ins Weltall. Nein, Spaß beiseite, wir planen die Anbindung der Systeme bei unseren Dienstleistungskunden per Satellitenkommunikation. Wir haben zu allen vorgelagerten VNB und ÜNB SAT als Kommunikation im Einsatz und können so bei einem möglichen Blackout von der Verbundleitwarte Schwäbisch Hall die vorgelagerten Netze so schalten, dass ein gezielter und schneller Netzaufbau möglich ist. Aktuell setzen wir den Piloten bei den Stadtwerken Eutin um.

Wenn Sie Ihren Kollegen einen Rat geben sollten – was würden Sie für 2021 und 2022 empfehlen?

Ich würde raten, sich konsequent mit dem Thema Redispatch 2.0 zu beschäftigen, denn die dort zu erbringenden Prozesse sind mittelfristig für jeden Netzbetreiber essenziell. Gleichzeitig empfehle ich, das gründlich und mit Ruhe zu tun – denn man braucht einiges, was angeboten wird, überhaupt nicht und vieles nicht sofort. (pq)

www.stadtwerke-hall.de



Foto: Fotolia

Upgrade für das Verteilnetz

Die Energiewende stellt Netzbetreiber vor neue Herausforderungen: sowohl der Anteil der Verbraucher in Form von E-Fahrzeugen als auch der Anteil der Einspeiser wird in den nächsten Jahren stark ansteigen. Diese zunehmende Dynamik im Netz sowie regulatorische und wirtschaftliche Anforderungen an die Netzbetreiber erhöhen den Digitalisierungsdruck.

Tatsächlich sind gerade die Niederspannungsnetze nicht flächendeckend für die veränderten Bedingungen ausgelegt. Um den notwendigen Netzausbau bedarfsorientiert planen zu können, müssen die Betreiber wissen, wann, wo und wie viel Strom benötigt wird. Hotspots für E-Mobilität und PV-Einspeisung müssen sichtbar werden. Nur so kann Versorgungssicherheit garantiert werden. Gebraucht werden Netzzustandsdaten, welche jedoch auf Verteilnetzebene kaum vorhanden sind. Diese Datenlücke schließt SMIGHT Grid, eine speziell auf Verteilnetzbetreiber (VNB) zugeschnittene Lösung, welche Ortsnetzstationen (ONS) und Verteilerkästen mit dem Internet der Dinge (IoT) verbindet.

Die Basis für den digitalen Netzbetrieb schaffen

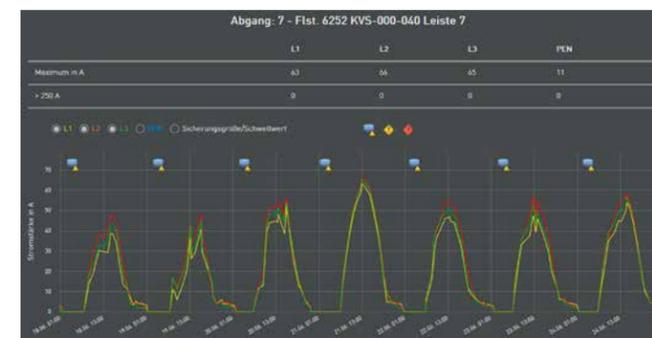
Hauptbestandteile der Lösung sind innovative Sensorik, dezentrales Daten- und Gerätemanagement sowie eine IoT-Plattform. Diese sammelt, aggregiert und speichert Daten, die dem Netzbetreiber zur direkten Verwendung aufbereitet zur Verfügung stehen. Ergebnis ist eine umfassende und aktuelle Analyse zum Betriebszustand des Netzes. Auch Grenzwertüberschreitungen werden erfasst und per E-Mail an den Netzbetrieb gemeldet. Gleichzeitig erlauben

die gesammelten Daten einen Blick auf das Netz, der auch schleichende Änderungen der Last sichtbar macht.

Klassische ONS besitzen zwar selbst eine Messeinheit, den sog. Schleppzeiger. Dieser zeigt aber nur den höchstgemessenen Gesamtverbrauch einer Station an und wird nicht mehr als einmal pro Jahr abgelesen. SMIGHT Grid hingegen misst die Stromstärke an den einzelnen Abgängen kontinuierlich. Die Messeinheit bildet ein Stromsensor mit Klappwandlern, der vom eigenen Technikpersonal bei laufendem Betrieb in weniger als einer Stunde in bestehende ONS eingebaut werden kann. Damit ist auch ein flächendeckender Rollout in großen Stückzahlen möglich. Bedeutend ist, dass die Spannungsversorgung des Sensors per Energy Harvesting aus dem Messwandler erfolgt. Der Sensor überträgt die Messwerte per Funk an ein Gateway, das ebenfalls in der ONS installiert wird. Eine aufwändige Verkabelung entfällt.

Echtzeitdaten aus dem eigenen Netz generieren

Direkt nach Abschluss der Installation, bei der der Techniker durch eine App unterstützt wird, beginnt die sichere Datenübertragung. Das Betriebspersonal, Netzplaner und Asset Manager können in Echtzeit auf



Datenvisualisierung: Lastgang eines Abgangs mit typischem Profil durch PV-Einspeisung. (Bildquelle: SMIGHT)

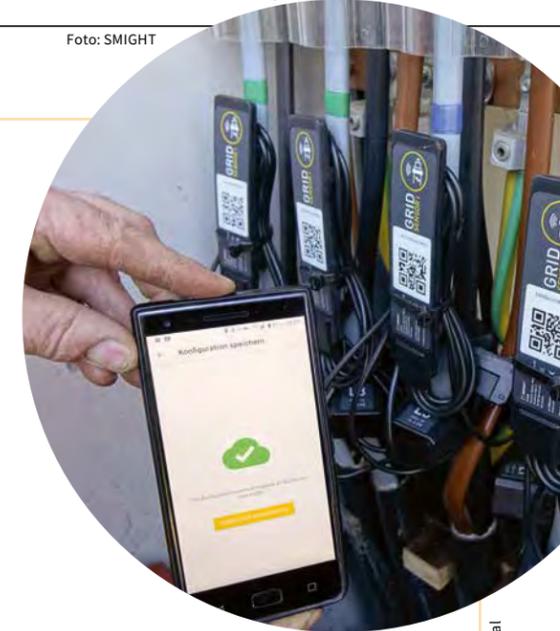


Foto: SMIGHT

die grafisch aufbereiteten Messdaten zugreifen. Diese können für individuelle Analysen exportiert und in weitere Systeme übertragen werden. Durch die Nutzung offener Schnittstellen ist die Anbindung an Analyse-Tools, Netzplanungssoftware oder Datenplattformen Dritter flexibel möglich.

Auch Betriebs- und Serviceleistungen sind Teil der Lösung und bieten Mehrwerte. Über Machine-Learning-basierte Algorithmen werden die Betriebszustände der Sensoren überwacht und Defekte gemeldet oder prognostiziert. Damit lassen sich Instandhaltungsprozesse des Systems optimal in die bestehenden Abläufe des Netzbetreibers integrieren.

SMIGHT Grid ist bereits bei mehr als 10 VNB im Einsatz und sorgt für den größten Bestand an Netzzustandsdaten aus dem deutschen Verteilnetz. Das Gesamtpaket aus Hardware, Datenmanagement und -visualisierung schafft die Voraussetzung für ein umfassendes Smart Grid und den Eintritt in eine digitale, automatisierte Welt des Netzbetriebs.



KONTAKT & IMPRESSUM

SMIGHT
EnBW Energie Baden-Württemberg AG
Dr. Anja Martin, Koellestraße 41, 76189 Karlsruhe,
a.martin@enbw.com, www.smight.com



Die Satellitenankopplung macht es möglich: schnell wieder hell beim Blackout

Blackout-Prävention trägt maßgeblich zur Verbesserung der Netzsicherheit bei. Die Stadtwerke Schwäbisch Hall greifen anderen Energieversorgern hierbei unter die Arme und bieten die Satellitenankopplung der Netze und Anlagen ihrer Mandanten an die Verbundleitwarte Schwäbisch Hall an.

Anfang dieses Jahres wäre es fast so weit gewesen: Europas Stromnetz stand kurz vor dem Blackout. Noch konnte das flächendeckende Zusammenbrechen der Netze verhindert werden, dennoch sind Europas Netzbetreiber in Alarmbereitschaft. Schließlich war es bereits der zweite Fast-Blackout innerhalb von zwei Jahren. An drei Tagen im Sommer 2019 war die Situation ebenfalls sehr kritisch.

Ein Blackout-Szenario möchte niemand heraufbeschwören, dennoch gilt es darauf vorbereitet zu sein. Das trägt zur Verbesserung der Netzsicherheit bei.

Die Stadtwerke Schwäbisch Hall (Baden-Württemberg) setzen hierzu seit Kurzem auf Satellitenankopplung ihrer Netzmandanten. Aus einer der größten Verbundleitwarten Deutschlands heraus werden aktuell 26 angeschlossene Energieversorgungsunternehmen betreut sowie deren Netze und Anlagen gesteuert. Alle Produkte und Services in diesem Bereich laufen unter dem modularen Dienstleistungs-Konzept ASCARI.

Einer der Dienstleistungsnehmer sind die Stadtwerke Eutin. Der Energieversorger aus Schleswig-Holstein ist der erste Kunde, bei welchem die Satellitenkopplung zu der Verbundleitwarte Schwäbisch Hall in Betrieb genommen wird. Im März dieses Jahres ist es soweit, umfangreiche Tests laufen bereits.

Im unwahrscheinlichen Fall eines regionalen Blackouts kann über die Kommunikation zwischen Übertragungsnetzbetreiber, dem Verteilnetzbetreiber (VNB) der ersten Ebene sowie der Schwäbisch Haller Verbundleitwarte das ausgefallene Netz schnell wieder hochgefahren werden. Das ist möglich, weil die Stadtwerke Schwäbisch Hall die Netzsteuerung des angeschlossenen Mandanten übernehmen und das Netz in den Zustand bringen, den der VNB braucht, um es wieder hochzufahren.

„Der vorgelagerte Netzbetreiber muss also nur noch mit uns sprechen. Hierfür sind wir mit Satellitentelefonen bestens gerüstet“, erklärt Peter Breuning, verantwortlich für die Netzleittechnik bei den Stadtwerken Schwäbisch Hall. Auch die Steuerung und Überwachung der Anlagen erfolgt über Satellit. Das ist ein wichtiger Bestandteil einer blackout-festen Steuerung, da beim Totalausfall auch die Kommunikation via Telefon nicht mehr möglich ist.

Umfassendes Redispatch-Produkt

Die Satellitenkopplung ist nur ein Baustein der Netzführungsangebote der Stadtwerke Schwäbisch Hall. Ein weiterer bewegt sich im Rahmen des aktuell viel thematisierten Redispatch 2.0. Mit Redispatch 2.0 kommt auf die Netzbetreiber eine ganze Welle an Anforderungen hinzu. Genau hier bringen die



Die Netzführung anderer Energieversorger, die die Stadtwerke Schwäbisch Hall unter ihrem Konzept ASCARI anbieten, enthält unter anderem die Satellitenankopplung der Mandanten und die Abwicklung von Redispatch-2.0-Prozessen. (Foto: Stadtwerke Schwäbisch Hall/Hollywood Productions)

Stadtwerke Schwäbisch Hall ihr Know-how und ihre jahrelange Erfahrung im Bereich der Netzführung ins Spiel. Das Schwäbisch Haller Versorgungsunternehmen bietet zur Abwicklung aller Redispatch-2.0-Anforderungen und -Prozesse das Full-Service-Dienstleistungspaket ASCARI.redispatch 2.0 an. Hierzu koppeln sich die Stadtwerke an jede bestehende Systemschnittstelle des Mandanten und steuern die Anlagen aus Schwäbisch Hall heraus.

Durch die Kooperation mit dem Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW) werden stündlich Prognosen und Fahrpläne für die nächsten 36 Stunden erstellt und angepasst. Die Fahrpläne werden automatisiert an die Redispatch-Plattformen übergeben. Das Komplettpaket im Rahmen von Redispatch 2.0 soll die optionale Abrechnung der Redispatch-Maßnahmen abrunden, die die Stadtwerke Schwäbisch Hall unter der Dachmarke SHERPA-X anbieten wollen.



KONTAKT & IMPRESSUM

SHERPA-X und Stadtwerke Schwäbisch Hall GmbH,
Peter Breuning,
An der Limpurgbrücke 1, 74523 Schwäbisch Hall,
peter.breuning@stadtwerke-hall.de,
www.sherpa-x.de und www.stadtwerke-hall.de



Die Verbundleitwarte der Stadtwerke Schwäbisch Hall zählt zu den größten in ganz Deutschland mit über 25 angeschlossenen Energieversorgungsunternehmen. (Foto: Stadtwerke Schwäbisch Hall/Hollywood Productions)

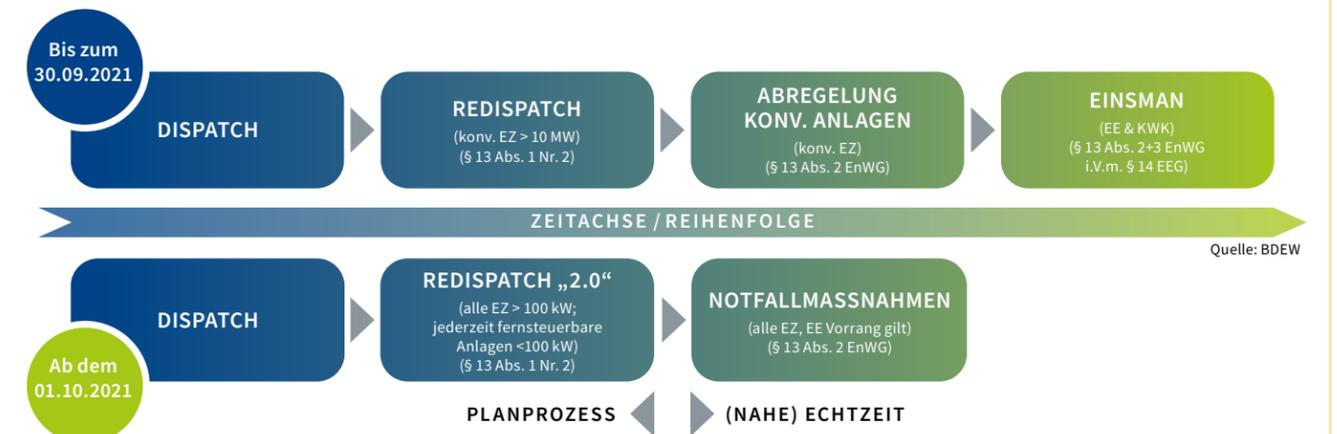
Das neue Engpassmanagement

Mit der fortschreitenden Dezentralisierung der Stromversorgung und der zunehmenden Einbindung volatiler Energieerzeuger hat sich gezeigt, dass der aktuelle regulatorische Rahmen und die bisherigen Verfahren des Engpassmanagements für die weitere Umsetzung der Energiewende nur begrenzt tauglich sind. So verursachten Maßnahmen zur Stabilisierung der Übertragungsnetze durch Einspeisemanagement oder Fahrplanänderungen bei konventionellen Kraftwerken (Redispatch) 2019 Kosten in Höhe von etwa 1,2 Milliarden Euro. Mit der Novelle des Netzausbaubeschleunigungsgesetzes (NABEG 2.0) am 18.05.2019 sollten die notwendigen Planungs- und Regelungsprozesse zur Vermeidung von Netzengpässen dezentralisiert und damit effizienter und wirtschaftlicher werden.

Beim sogenannten Redispatch 2.0 müssen künftig auch Speicher und Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien, KWK-Anlagen ab 100 kW sowie Anlagen größer 30 kW, die durch einen Netzbetreiber fernsteuerbar sind, ihren Beitrag zur Vermeidung von Netzengpässen leisten – insgesamt also wohl mehrere 100.000 Anlagen deutschlandweit. Den Verteilnetzbetreibern, an deren Spannungsebenen der überwiegende Teil der Erzeugungsanlagen angeschlossen ist, wird dabei als ope-

rativ Schnittstelle zu den dezentralen Energiesystemen eine Schlüsselrolle zukommen. So wird praktisch jeder der über 800 VNB in Deutschland ab Oktober 2021 gefordert sein, mal mehr, mal weniger am Redispatch-Prozess teilzunehmen. Das Spektrum reicht von der Übernahme der Einsatzfahrpläne von Anlagen im eigenen Netz, dem Detektieren von Netzengpässen und dem Ermitteln des entsprechenden Redispatch-Bedarfes, bis hin zur Wahrnehmung der Pflichten eines Einsatzverantwortlichen, der Prognosefahrpläne und das zugehörige Redispatchpotenzial an den Übertragungsnetzbetreiber melden muss. Gleichzeitig sind neue Kommunikations- und Koordinierungsprozesse zwischen den Akteuren erforderlich. Die Datenwege, Prozesse und Formate werden durch die Netzbetreiberinitiative connect+ definiert, TransNetBW hat mit DA/RE eine Plattform entwickelt, die Redispatch-Maßnahmen zwischen den einzelnen Netzgebieten koordiniert. (pq)

Redispatch 2.0



Anzeige

SOS! Funkloch im Keller

- weil Smart Meter Gateways mit Mobilfunk keinen Empfang haben.

Redispatch 2.0

Bundesnetzagentur

FESTLEGUNG DER MINDESTFAKTOREN FÜR „REDISPATCH 2.0“

Die Bundesnetzagentur hat Ende letzten Jahres weitere Regelungen für die Umsetzung des „Redispatch 2.0“ festgelegt. Strom aus erneuerbaren Energien (EE-Strom) und wärmegekoppelte Stromerzeugung aus hocheffizienten KWK-Anlagen (KWK-Strom) haben nach den deutschen und europäischen Vorgaben „Vorfahrt“, wenn es eng wird im Netz. Damit EE- und KWK-Strom-Kapazitäten je nach ihrer Wirksamkeit berücksichtigt werden können und ihr Einspeisevorrang grundsätzlich gewahrt bleibt, bedarf es der Vorgabe von Mindestfaktoren.

Die von der Bundesnetzagentur festgelegten Mindestfaktoren geben vor, um wie viel besser die Abregelung von vorrangberechtigtem EE- und KWK-Strom gegenüber der Abregelung von konventioneller Erzeugung in der Regel wirken muss, um in die Fahrweise dieser vorrangberechtigten Erzeugung eingreifen zu dürfen. Für die Anwendung der Mindestfaktoren sind geeignete „kalkulatorische Preise“ für die Abregelung von EE- und KWK-Strom zu bestimmen, die die Netzbetreiber im Rahmen der optimierten Auswahlentscheidung ansetzen. Mit der Festlegung verpflichtet die Bundesnetzagentur die Übertragungsnetzbetreiber zu einer jährlichen Bestimmung und Veröffentlichung dieser Preise. (pq)

www.bundesnetzagentur.de/redispatch

„Mithilfe des Digitalen Zwillings werden Anlagen und Systeme entlang ihres gesamten Lebenszyklus simuliert werden.“
Prof. Dr. René Hofmann, TU Wien

Stadtwerke Giessen

VIVAVIS ERTÜCHTIGT DAS NETZLEITSYSTEM

Die Stadtwerke Gießen AG haben sich dazu entschieden, ihr Netzleitsystem HIGH-LEIT fit zu machen für Redispatch 2.0. „Wir wollen uns rechtzeitig auf die Herausforderungen vorbereiten, die durch die Neufassung des Netzausbaubeschleunigungs-Gesetzes, also durch „Redispatch 2.0“, in 2021 auf uns zukommen werden, die Zeit drängt!“, erläutert Kai Timmermann, Leiter der Verbundnetzleitstelle in Gießen.

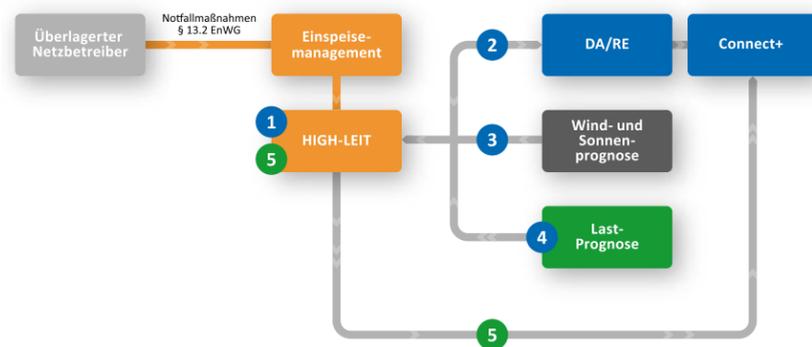
„In Verbindung mit dem anstehenden Update haben wir die VIVAVIS beauftragt, unser Leitsystem um eine prognosebasierte Lastflussrechnung und eine Plattform zum Austausch von Fahrplänen und Prognosen modular zu ergänzen und gleichzeitig das Datenmodell sinnvoll zu erweitern.“ Damit sieht man sich gut wir gut vorbereitet, um zeitnah an Connect +/RAIDA und auch DA/RE andocken zu können.

Für die Umsetzung der Maßnahmen für Redispatch 2.0 bietet VIVAVIS unterschiedliche Zusatzmodule für das Netzleitsystem HIGH-LEIT an, mit denen die Aufgaben des Verteilnetzbetreibers (VNB) als auch die des VNB als Einsatzverantwortlichen (EIV) abgewickelt werden können. Es handelt sich dabei sowohl um Erweiterungen als auch um Schnittstellenmodule zu den unterschiedlichen, am Redispatch-Prozess beteiligten Systemen.



www.vivavis.com

Systemansicht Netzbetrieb



- 1 Modul für prognosebasierende Lastflussrechnung
- 2 Schnittstellenmodul zu Connect+ bzw. DA/RE-Plattform
- 3 Schnittstellenmodul zu Wind- und Sonnenprognose
- 4 Modul zur Erzeugung von Lastprognoseprofilen
- 5 Modul für Einsatzverantwortliche (EIV)

Grafik: Unternehmensgruppe VIVAVIS

Netzsteuerung: Weg in die 450-MHz-Welt

Advertorial

Mit einer Komplettlösung für das Netzmanagement möchte die EFR GmbH Anwendern den Einstieg in die 450-MHz-Welt erleichtern. Aufeinander abgestimmte Hard- und Software und die passende Kommunikationslösung sollen zum Beispiel das Einspeisemanagement oder das Lastmanagement nach § 14a EnWG zur Integration von Ladesäulen ermöglichen – und die Netzsteuerung erschwinglich machen.

Mehr als zwei Jahrzehnte Know-how im Bereich Einspeise-, Last- und Beleuchtungsmanagement, vielseitige Hardware und anwenderfreundliche Software – das sind die Grundkomponenten für das neue Angebotspaket, das die EFR GmbH (München) bald schnüren möchte. Zur Abrundung fließen noch die hohen Sicherheitsstandards des Anbieters und seine Erfahrung als Serviceprovider ein. Über 1,3 Millionen Empfänger werden heute bereits über die EFR-Kanäle Langwelle und Mobilfunk angesteuert. Es liegt nahe, diese Kompetenz auf weitere Kommunikationswege zu übertragen: EFR engagiert sich daher sowohl im Bereich Breitband-Powerline als auch 450 MHz, um neue Lösungen für netzdienliches Steuern, Netzüberwachung und Smart Metering umzusetzen.

Reaktionsschnell und sicher schalten

Das 450-MHz-Band bietet hier besonders attraktive Bedingungen für Bestands- und Neukunden, die ihre Netzsteuerung auf ein neues Level bringen möchten. Merkmale wie die 72-Stunden-Verfügbarkeit auch nach Stromausfall oder die Exklusivität dieses Frequenzbandes für Kritische Infrastrukturen bilden die perfekte Basis. Da keine Nutzungskonflikte mit Privatpersonen oder der Wirtschaft bestehen, lässt sich eine sichere und reaktionsschnelle Fernwirktechnik oder das CLS-Management über das Smart-Meter-Gateway umsetzen. Zudem sorgt die im Vergleich zum „normalen“ LTE niedrigere Frequenz von 450 MHz für ein

besseres Durchdringen von Hindernissen und ermöglicht dadurch gute Empfangsbedingungen, z.B. in Kellern.

Die Alles-aus-einer-Hand-Lösung

Die EFR arbeitet bereits jetzt an ihrem 450-MHz-Komplettpaket, damit Netzbetreiber ihre Netzsteuerungsaufgaben direkt ab dem kommerziellen Marktstart des 450-MHz-Netzes in einer einheitlichen Plattform umsetzen können. Die SaaS-Lösung (Software as a Service) „Grid Management Suite“ entwickelt EFR weiter zu einer schutzprofilkonformen, nach ISO 27001 zertifizierten Netzmanagement-Plattform; das hauseigene Smart Meter Gateway „Smart Grid Hub – Secure (SGH-S)“ wird in einer Geräteausführung für LTE 450 verfügbar sein. Die EFR Steuerbox „Grid Control Unit – Secure (GCU-S)“ hat sich ohnehin schon in Projekten für das CLS-Management bewährt und eine umfangreiche Zählerfamilie erweitert die Hardwarepalette in Richtung Smart-Metering-Anwendungen.

Eine Plattform für alle Netzsteuerungsaufgaben

Die Möglichkeit, LTE und LTE-M (eine schmalbandige LTE-Variante zur Machine-to-Machine-Kommunikation) gleichermaßen zu nutzen, würde auf Modulebene Sparpotenziale eröffnen, den Netzbetrieb effizienter machen und so die Technik für z.B. die Leistungsreduktion von E-Auto-Lade-



Bild: EFR GmbH

stationen erschwinglich machen. Dadurch ließe sich eine Komplettlösung der EFR, bestehend aus Soft- und Hardware und dem Zugang zum 450-MHz-Netz, für alle Aufgaben der Netzsteuerung einsetzen – von systemwichtigen Steuerungsaufgaben bis hin zur Leistungsreduktion nach § 14a.

Sparen durch Intelligenz statt Kupfer

Lösungen wie die Netzsteuerung über das 450-MHz-Band bringen die Intelligenz ins Netz, die erforderlich ist, um teure Netzverstärkungsmaßnahmen zu vermeiden. Denn werden zum Beispiel Lastspitzen durch das abendliche Laden von Elektrofahrzeugen reduziert oder findet ein lokaler Ausgleich von PV-Stromerzeugung und Verbrauch an sonnenreichen Tagen statt, lassen sich die Kapazitäten vorhandener Betriebsmittel besser nutzen.



KONTAKT & IMPRESSUM



EFR GmbH
80005 München, www.efr.de

§14a EnWG

Der holprige Weg zur Neuregelung

Die seit langem angemahnte Novelle des §14a EnWG schien voranzukommen: Kurz vor Weihnachten legte das BMWi den „Entwurf eines Gesetzes zur zügigen und sicheren Integration steuerbarer Verbrauchseinrichtungen in die Verteilernetze und zur Änderung weiterer energierechtlicher Vorschriften“ – kurz Steuerbare-Verbrauchseinrichtungen-Gesetz oder SteuVerG – vor. Am 15. Januar 2021 wurde der Entwurf, der vor allem seitens der Automobilbranche heftig kritisiert worden war, zunächst ohne Angabe von Gründen zurückgezogen. Führende Verbände wie der BDEW und der VKU, die die Referentenvorlage dem Grunde nach positiv bewerteten, sowie viele Marktakteure reagierten mit Unverständnis. Später erklärte eine Sprecherin des BMWi gegenüber der „Welt“, es habe sich um einen Entwurf der Arbeitsebene gehandelt, der nicht die Billigung des Ministers gefunden habe.

DER ENTWURF

Der §14a sieht seit 2011 ermäßigte Netznutzungsentgelte für Endkunden vor, die in der Niederspannung eine netzorientierte Steuerung ihrer flexiblen Verbrauchseinrichtung mit dem Netzbetreiber vereinbart haben. Allerdings bemängeln Kritiker, das die bisherigen Maßgaben, gerade für Technologien wie Elektromobilität oder Wärmepumpen, keine ausreichenden Anreize setzen. Erklärtes Ziel

der neuen Regelungen ist es daher, das Potenzial von steuerbaren Lasten (Wärmepumpen, Ladeeinrichtungen, Heimspeicher etc.) für die Integration der volatilen Energieeinspeisung aus erneuerbaren Quellen besser zu nutzen. Gleichzeitig sollen auf diesem Wege teure Netzausbaumaßnahmen verringert und Wartezeiten bei den Netzanschlüssen vermieden werden – speziell im Bereich der Ladeinfrastruktur.

SPITZENGLÄTTUNG

Geplant war ein Verfahren der Spitzenlastglättung, das es dem VNB ermöglicht, bei Kunden mit steuerbaren Verbrauchseinrichtungen die Leistungsentnahmen kurzfristig zu beschränken, um Netzengpässe zu vermeiden. Der Netzbetreiber müsste den Kunden und seinen Lieferanten über den geplanten Einsatz des Instruments sowie über die erfolgten netzseitigen Entnahmeeinschränkungen informieren. Dieses Verfahren sollte gültiger Standard werden, der schon in den Anschlussregeln für die Verbrauchseinrichtung hinterlegt sein soll. Aktuell scheint auch die Möglichkeit zur Versorgungsunterbrechung in der Diskussion zu sein.

ANPASSUNG DER NETZENTGELTE

Kunden, die die nicht wünschen, sollten sich – so der Entwurf – „an hierdurch verursachten Mehrkosten beteiligen“. Umgesetzt werden soll das über einen Jahrespreis für die bedingte und unbedingte Bestelleistung, wobei das reduzierte Netzentgelt auch dann abgerechnet werden soll, wenn das Netz aktuell keine Engpässe aufweist. Diese Regelungen sollen ausschließlich für Verbraucher mit steuerbaren Verbrauchseinrichtungen gelten, wobei auch die Grenze, ab der ein Leistungspreis und ein Arbeitspreissystem gilt, von 100.000 kWh Jahresverbrauch schrittweise auf 10.000 kWh abgesenkt werden soll. Auch ein vollflexibler Anschluss, bei dem Letztverbraucher ihre gesamte Anschlussleistung unter Einbeziehung von steuerbaren Verbrauchern und eigenerzeugtem Strom optimieren können, sollte ermöglicht werden.

Verbraucher bis 10.000 kWh pro Jahr sollten dabei die Abrechnung über einen Zähler abrechnen können, zudem war geplant, die Spitzenglättung im Rahmen bestehender Marktprozesse abzuwickeln. (pq) www.bmw.de

SteuVerG

Spitzen- glättung



Forschungsprojekt

BLAUPAUSE FÜR DIE LAST- UND LEISTUNGSSTEUERUNG

Im C/sells Autonomie Lab Leimen demonstrierten die Projektpartner Stadtwerke Schwäbisch Hall, VIVAVIS AG, Schleupen AG, Fraunhofer IEE und die KEO GmbH die durchgängige Steuerung einer Liegenschaft über einen digitalen Netzanschluss mit Smart Meter Gateway (SMGW), einer digitalen Steuerbox des Netzbetreibers sowie mit lokalem Energiemanagementsystem (EMS) im Gebäude.

Eingesetzt wurde eines der ersten verfügbaren Muster der VIVAVIS Steuerbox nach dem zum Jahresende 2020 veröffentlichten FNN-Standard inklusive der digitalen EEBUS-Schnittstelle zusammen mit dem SMGW von der PPC, einem Energiemanagementsystem (EMS) des Fraunhofer IEE sowie einer Wallbox von Mennekes. Die Kommunikation zwischen den Komponenten basiert auf der VDE 2829-6, einer Anwendungsregel für die Kommunikation am Netzanschlusspunkt auf Grundlage der EEBUS Spezifikationen.

Über interoperable Prozesse der Systemarchitektur wurden neben der Beein-

flussung der Erzeuger- und Verbrauchsleistung durch die Leitwarte der Stadtwerke Schwäbisch Hall auch in einem vorherigen Versuchsaufbau am gleichen Ort die Inselfähigkeit bei externer Störung getestet. Damit wurde der Nachweis erbracht, dass Prosumer dem Netzbetreiber mit verfügbarer, standardisierter Technik Flexibilitäten anbieten und zugleich Vorteile für die Versorgung ihres Gebäudes erzielen können. Das lokale Energiemanagementsystem im Gebäude gewährleistete durch Steuerung der einzelnen Geräte und Anlagen die Einhaltung der gewünschten Leistungswerte am Netzanschlusspunkt, ohne dass der Netzbetreiber auf einzelne Geräte zugreifen muss.

VOM HAUS ZUR STRASSE ZUM QUARTIER

Die Steuerbarkeit der Leistung am Netzanschluss ist nicht nur für eine einzelne Liegenschaft wichtig: Seitens der Netz-

betreiber wird vermehrt nach Lösungen für Quartiere gefragt, welche sich aus Liegenschaften mit unterschiedlichsten Verbrauchs- und Erzeugungseigenschaften zusammensetzen. Mehrere Liegenschaften mit Solaranlagen erzeugen einen Überschuss an Strom, welchen der Netzbetreiber wiederum im Sinne der Netzstabilität lokal verteilen muss und dafür nach Abnehmern sucht. Die aktuelle VDE 2829-6 beschreibt auch, wie der Netzbetreiber über die Steuerbox der Liegenschaft an das EMS einen vorhandenen Stromüberschuss im lokalen Netz signalisiert und Anreize gibt, die Leistungsaufnahme des Gebäudes durch das Einschalten flexibler Verbraucher und Speicher zu erhöhen. So kann über Häusergrenzen hinweg das Elektroauto mit verstärkter Leistung laden oder die Wärmepumpe bereits vor der ursprünglich geplanten Zeit den Wärmespeicher füllen.

www.siemens.com

Steuerbares Haus

In einem Pilotprojekt der LEW Verteilnetz GmbH (LVN) und der Viessmann GmbH konnte Anfang 2020 ein ganzer Privathaushalt so gesteuert werden, dass er für den Netzbetreiber als flexibler Verbraucher zur Verfügung steht.

www.lew.de



Studie

BEREIT FÜR INTELLIGENZ IN DER NIEDERSPANNUNG?

Die Technische Universität Berlin und die University of Oxford und Siemens Smart Infrastructure haben einen umfassenden Index zur Bewertung von Chancen und Hürden im Hinblick auf sogenannte Grid-Edge-Lösungen an der Schnittstelle zwischen Energieangebot und -nachfrage entwickelt – von Elektrofahrzeugen über Wärmepumpen, Photovoltaikmodulen und intelligenten Zählern bis hin zu Apps zur Fernsteuerung von Geräten.

In dem Projekt wurden 36 Länder welt-

www.iee.fraunhofer.de

Controllable Local Systems

(Fast) alles fertig

Controllable Local Systems (CLS) gelten als Schlüsselkomponente, um Flexibilitätsoptionen auszunutzen und dezentrale Erzeuger und Verbraucher netzdienlich zu steuern. Smart Meter-Gateways mit Steuerungsschnittstellen (Controllable-Local-Systems-(CLS)-Schnittstelle) sollen künftig dazu beitragen, Verbraucher und Erzeuger flexibel in den Energiemarkt einzubinden. Die CLS-Schnittstelle stellt eine sichere, BSI-konforme Kommunikationsstrecke in die Kundenanlage zur Verfügung und schafft so auch die Voraussetzung für neue Geschäftsmodelle für eine Vielzahl von Marktteilnehmern. Die Prozesse und Anforderungen für den Zugriff eines passiven oder aktiven EMT (Externen Marktteilnehmers) auf die Kundenanlagen

sind verbindlich geregelt. Seitens des VDE I FNN wurde mit dem Lastenheft von 2019 ein Standard für funktionale und konstruktive Merkmale einer Steuerbox als Steuer- und Schaltmodul des intelligenten Messsystems gemäß den gesetzlichen Vorgaben entwickelt. Das aktuelle Update definiert die digitale Schnittstelle zur Kundenanlage über das EEBUS-Protokoll, weitere Protokolle wie KNX sollen nach Angaben des VDE I FNN zeitnah folgen. Nicht nur die SMGW-Hersteller haben praxisbereite CLS-Lösungen nach den geltenden Vorgaben entwickelt, auch andere Geräte sind am Markt. Nach wie vor bestehen jedoch signifikante Unsicherheiten hinsichtlich des energiewirtschaftlichen Rechtsrahmens für das netzdienliche Steuern. (pq)

Reallabor

FRÜHZEITIG ERFABRUNGEN SAMMELN

In einem Reallabor bei der Westfalen Weser Netz GmbH wurden im Projekt SynErgieOWL, das im Rahmen des Klimaschutzwettbewerbs EnergieSektorenkopplung, NRW gefördert wurde, Lösungsansätze für die CLS-Steuerung untersucht. Dabei sollten auch Anreize für Endkunden gesetzt werden, sich möglichst netzdienlich zu verhalten. „Eine ganz wesentliche Motivation war für uns auch, dass wir uns frühzeitig mit dem Thema CLS auseinandersetzen wollten, um zu lernen, was wir dabei beachten müssen“, erklärt Martin Kloppenburg, der für den Smart Meter-Rollout zuständige Projektleiter bei der Westfalen Weser Netz.

INTEROPERABLE HARDWARE

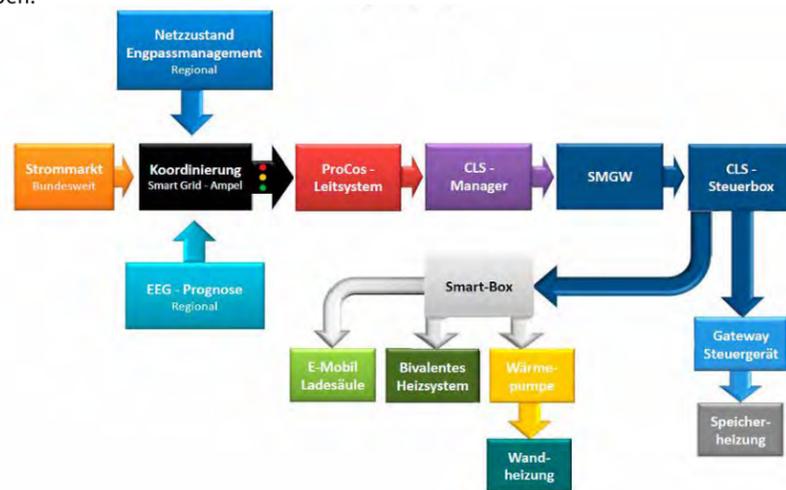
Insgesamt wurden 25 Haushalte eingebunden. Die Mehrzahl davon hatte Nachtspeicherheizungen, aber auch drei bivalente Heizsysteme, vier Wärmepumpen und drei Ladestationen mussten integriert sowie die vorhandenen Rundsteuerempfänger durch Steuerboxen ersetzt werden. Das Projektteam entschied sich für das Smart Meter-Gateway und die CLS-Steuerbox des Herstellers Theben.

Im Projekt waren die Steuerboxen nicht direkt an den Schaltkontakt der Anlagen angeschlossen, sondern mit einer dezentralen Steuereinheit verbunden. Diese führte die Schaltungen an den Anlagen unter Einbeziehung weiterer Faktoren durch, wie etwa Raumtemperatur oder Ladezustand. Durch vorgeschaltete Router wurde im Projekt parallel der CDMA 450 MHz-Kommunikationskanal zur Signal- und Datenübertragung erprobt

Im konkreten Fall wurden sämtliche Messwerte an SMGWA GWAdriga übermittelt, im zentralen Messdatenmanagement erfasst und von dort aus als 15-Minuten-Werte wieder zur Verfügung gestellt, bei Bedarf auch feiner aufgelöst. Dort ist auch der Control Manager angesiedelt, der den Steuerboxen die Schaltbefehle erteilt. Diese wiederum basieren auf Fahrplänen aus dem Leit-

system, die durch die Technische Hochschule Ostwestfalen-Lippe unter Einbeziehung aktueller Marktsignale, Netzzustände, Engpassmanagement und EEG-Prognosen in Anlehnung an das avisierte BDEW-Smart-Grid-Ampelkonzept erstellt wurden.

Die Steuerbefehle an die Kundenanlagen wurden einmal ad-hoc und einmal als gepulste Befehle mit hinterlegtem Fahrplan übermittelt. Das über die gesicherte Datenverbindung der Steuerbox empfangene Signal wurde auch als Marktsignal in die Schalthandlung einbezogen. Die eigentliche Steuereinheit – eine marktübliche Steuerbox zur 4-stufigen Leistungsreduzierung gemäß den gesetzlichen Vorgaben durch das EEG – berücksichtigt drei Preiszonen und eine „Veto-Funktion“ des Verteilnetzbetreibers gemäß § 14a EnWG. Anhand dieser dezentral agierenden Schaltung wurde so auch die Koordinierung von Markt und Netz möglich. (pq) www.ww-netz.com



Grafik: GWAdriga GmbH & Co. KG

Foto: GISA GmbH

Pilotprojekt

INTELLIGENZ GEGEN NETZÜBERLASTUNG

Bei einem Modellversuch haben der IT-Dienstleister GISA, die Audi AG und weitere Partner erfolgreich die direkte, netzdienliche Steuerung einer Wallbox über den CLS-Kanal eines BSI-zertifizierten Smart Meter-Gateways der EMH metering GmbH & Co KG erprobt, das eine hochsichere Datenverbindung zwischen Haus und Netzbetreiber herstellt. „Das Smart Meter-Gateway wird mittelfristig in vielen Haushalten verfügbar sein und unterliegt strengsten regulatorischen Anforderungen“, erläutert Uwe Klemm, Head of Energy Steering bei GISA. „Aus diesem Grund ist diese Technologie die einzig sinnvolle Option für die netzdienliche Steuerung von regelbaren Lasten.“ GISA agierte im Projekt als Gateway-Administrator und aktiver EMT.

Gesteuert wurde der Ladevorgang über das Robotron-System IoT Hub4Utilities, welches zum Beispiel mit Leitstellen von Netzbetreibern verknüpft werden kann und bei GISA in einem zertifizierten Rechenzentrum in Deutschland verortet ist. „Im Versuch erzeugte das System alle zwei Minuten einen zufälligen Wert für die an der Wallbox bereitgestellte Ladeleistung“, erläutert GISA-Projektleiter Uwe Klemm. „Im Realbetrieb wird das System zukünftig ein zeitversetztes Laden umsetzen – unter Berücksichtigung des Abfahrtschwunges, des Energiebedarfs und der tatsächlichen Last beziehungsweise Einspeisung der erneuerbaren Energien im Stromnetz.“ Die Steuersignale wurden per SMGW über ein sepa-

rat verbautes Steuermodul mit der Software der KEO GmbH an das Ladesystem connect von Audi weitergeleitet. „Dieses Modul erfüllt die derzeitigen CLS-Spezifikationen“, sagt Uwe Klemm: „Es lässt sich mit dem SMGW koppeln und kommuniziert dann mit der Wallbox über das EEBUS-Protokoll, welches gerade in das FNN und VDE-Vorschriftenwerk aufgenommen wird.“ Uwe Klemm: „GISA und Robotron können ihren Kunden so eine technische Umsetzung für steuerbare Lasten im Sinne des §14a zur Verfügung stellen.“ In einem Folgeprojekt wollen die Partner nun mehrere Ladeboxen zusammenschalten. Mittelfristig soll die neue Vernetzungstechnik erlauben, die Ladeleistung, den Ladezeitpunkt und die Ladedauer aller angeschlossenen Ladepunkte in einem Verteilnetz zu regeln – ohne die Mobilitätsbedürfnisse des Kunden zu beeinträchtigen. (pq)

www.gisa.de



Grafik: GISA GmbH

Anzeige

Von Einspritzung bis Elektromobilität

Wir bringen CO₂-Ziele zur Serienreife



www.iav.com





Fragen an ...

Heinz-Werner Hölcher

Geschäftsführer SWO Netz GmbH
und Vorstandsvorsitzender Civitas Connect e.V.

Wie bewerten Sie den aktuellen Stand beim LoRaWAN-Ausbau durch kommunale Unternehmen?

Es gibt deutschlandweit mittlerweile einige kommunale Unternehmen, die sich mit Pilotprojekten rund um LoRaWAN beschäftigen. Sehr häufig sind es sogar vergleichbare Anwendungsfälle, die im Feld getestet werden. Genau aus dem Grund sind Kooperationen, wie bei Civitas Connect, ein entscheidender Wettbewerbsvorteil im Aufbau neuer Technologien. Gemeinsam lassen sich nicht nur die Anwendungsfälle effizienter und effektiver entwickeln, sondern auch Skaleneffekte heben, um die lokale Umsetzung durch das jeweilige kommunale Unternehmen zu unterstützen.

Wo sehen Sie die Chancen und Grenzen von LoRaWAN-Anwendungen für Stadtwerke und Versorger?

Die Vorteile von LoRaWAN liegen im Bereich einer end-to-end verschlüsselten, strahlungsarmen, energiesparsamen und kostengünstigen Übertragungstechnologie mit einer sehr guten Gebäudedurchdringung. Die Chancen liegen folglich in der vollen Bandbreite der Umsetzung von IoT-Messenprozessen für das Messen, Steuern und Regeln. Diese Vorteile beschreiben auf der anderen Seite aber auch die natürlichen Grenzen von LoRaWAN, wie beispielsweise die begrenzte Bandbreite.

Welche Rolle spielen andere Kommunikationstechniken in diesem Kontext (NB-IoT, 450MHz, 5G)?

Jede der oben genannten Übertragungstechnologien hat genau wie LoRaWAN seine individuellen Vor- und Nachteile, die für die jeweiligen Anwendungsfälle und Rahmenbedingungen vor Ort zu bewerten sind. Aus meiner Sicht stellen diese Übertragungstechnologien jedoch eher ergänzende als konkurrierende Optionen dar. Eine Zusammenarbeit in Kooperationen, wie Civitas Connect, unterstützt demnach nicht nur die Umsetzung von konkreten Anwendungsfällen, sondern auch die Auswahl der optimalen Technologie. (ds)

www.civitasconnect.digital

5G in der Energiewirtschaft

Im Forschungsprojekt „5Gain – 5G-Infrastrukturen für zellulare Energiesysteme unter Nutzung künstlicher Intelligenz“ entwickeln Forschungsinstitutionen, Unternehmen und die Stadt Dortmund gemeinsam 5G-Konzepte für Energieverteilnetze. Auf dem Campus der TU Dortmund wird ein 5G-Campuslabor eingerichtet, um einen digitalen Zwilling des Feldtestgebiets in der Dortmunder Innenstadt zu entwickeln. Hier wird ein Konzept für zellulare Energiesysteme und deren KI-basiertes Management, das über 5G kommuniziert, für die spätere Integration in das Feldtestgebiet erprobt.

Der von urban Energy bereitgestellte „Energy Data Hub“ steuert auf Basis maschinellen Lernens kostenoptimiert die Erzeugung und den Verbrauch von Energie in regionalen Netzen. Das Fraunhofer ITWM erprobt in diesem Kontext adaptive KI-Verfahren, die die Regelung verteilter Erzeuger und Verbraucher im vorliegenden Energienetz erlernen. Um die Leistungen von Einspeisern und Nutzern sicher abrechnen zu können, wird der Konsortialführer adesso eine Vermarktungslösung entwickeln, die auf Blockchain-Technologie basiert. Über den 5G-Mobilfunkstandard soll die Vernetzung aller Einheiten einer Zelle erfolgen. (ds)

www.5g.nrw

Daten-
kommunikation

5G

450MHz-Funknetz

Die Bundesnetzagentur hatte im November 2020 entschieden, die Anfang 2021 freiwerdenden 450 MHz-Frequenzen vorrangig für kritische Infrastrukturen der Energie- und Wasserwirtschaft bereitzustellen.

Aufgrund der guten Ausbreitungseigenschaften bieten sich die 450-MHz-Frequenzen an, um kosteneffizient ein funktionsfähiges, ausfallsicheres Funknetz aufzubauen. Die Technik wird teilweise bereits eingesetzt, z.B. beim Smart Meter-Rollout. Die 450connect GmbH, ein Tochterunternehmen der All-

iannder AG, realisiert hierzulande den Aufbau und den Betrieb von 450MHz-Funknetzen in Zusammenarbeit mit mehreren Energieversorgern. Die Funknetze sollen ein Fünftel der Fläche Deutschlands abdecken. Mehrere regionale Funknetze sind schon in Betrieb und werden für die Überwachung und Steuerung der Stromnetze eingesetzt.

Die endgültige Frequenzvergabe wird im Rahmen eines Ausschreibungsverfahrens durchgeführt, Interessenten konnten bis zum 18. Dezember 2020 ihre Bewerbung einreichen. Die Frequenzen sollen den bezuschlagten Unternehmen bis zum 31. Dezember 2040 zur Verfügung stehen. (ds)

www.450connect.de



Mehrere regionale Funknetze sind schon in Betrieb.
(Grafik: 450connect GmbH)

Fit für 450 MHz

Advertorial

Damit Betreiber Kritischer Infrastrukturen Nutzen aus der Zuteilung des 450-MHz-Bandes ziehen können, ist die passende Hardware zur Kommunikation unerlässlich. MC Technologies hat bereits Entwicklungsarbeit geleistet und bietet entsprechende Hutschienen-Router und Datenterminals in bewährter Funktionalität und Zuverlässigkeit für das neue Frequenzband an.

Die drahtlose Datenübertragung mit 450 MHz ist für Strom-, Gas- und Fernwärmeanbieter, Wasserversorger sowie Verkehrsunternehmen und Rettungsdienste ein Gewinn. Sie bietet eine gute Grundlage für die zukunftssichere Digitalisierung im Bereich der öffentlichen Versorgung und Daseinsvorsorge.

Entfernte Anlagen können drahtlos angebunden, überwacht und gesteuert werden, um zum Beispiel eine Überlastung des Stromnetzes zu vermeiden oder nach einer Störung möglichst schnell den normalen Betriebszustand wiederherzustellen. Typische Anwendungen sind die Leistungsreduktion von dezentralen Stromerzeugern wie Photovoltaik-Anlagen bei drohender Netzüberlastung oder der Schwarzstart von (Klein-)Kraftwerken nach einem Netzausfall.

Verlässliche Hardware für die Fernwirktechnik

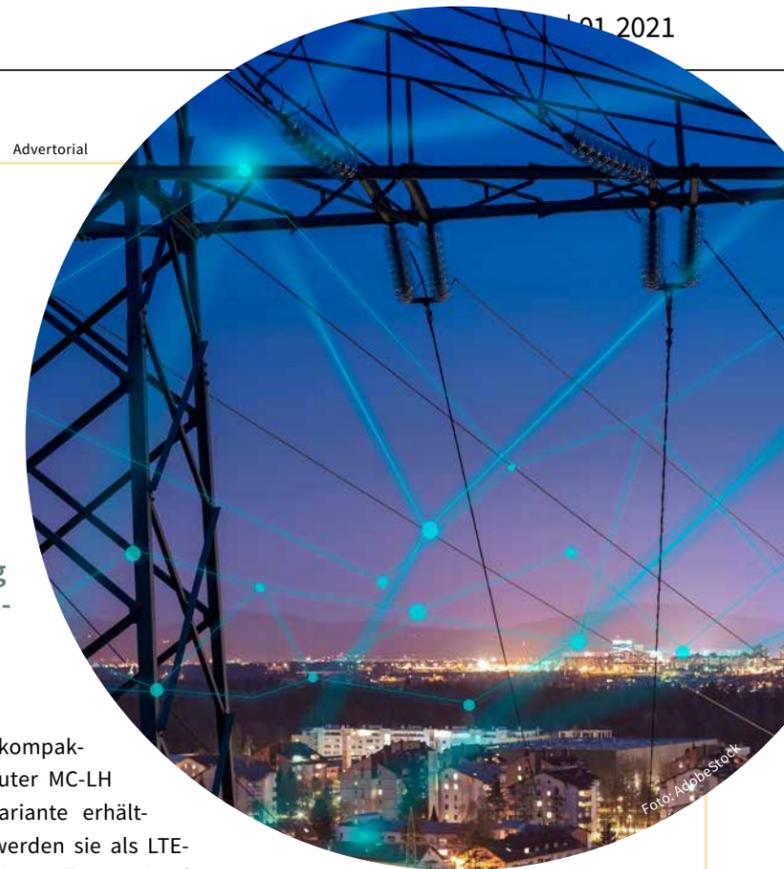
Viele Betreiber Kritischer Infrastrukturen haben bereits erste Pilotprojekte gestartet oder planen schon die reguläre Nutzung des 450-MHz-Bereichs. Voraussetzung dafür ist eine verlässliche Hardware für die zuverlässige Kommunikation, die MC Technologies seinen Kunden seit Langem bietet. Das Unternehmen hat beim Design von Geräten wie Routern oder Datenterminals frühzeitig berücksichtigt, bei der Kommunikation Vielfalt zuzulassen. Das heißt, bei den neuen 450-MHz-Geräten werden die Kernfunktionen von derselben Elektronik bereitgestellt, die sich schon heute im harten Einsatz bewährt.

Standardmäßig mit Sicherheitsmerkmalen für Kritische Infrastrukturen

Ab Q1/2021 sind die kompakten Hutschienen-Router MC-LH in einer 450-MHz-Variante erhältlich. Bereits heute werden sie als LTE-Router in vielen industriellen und Infrastrukturbereichen eingesetzt, zum Beispiel zur Überwachung von Übergabestationen in Strom- und Gasnetzen. Die Datenübertragung der ausgelesenen Zähler erfolgt dann über eine VPN-Verbindung, welche gleichzeitig den Zugang für die Fernwartung ermöglicht. Die Geräte verfügen standardmäßig über die Sicherheitsmerkmale, die in Kritischen Infrastrukturen vorausgesetzt werden.

Überwachungs- und Steuerfunktionen in einem Gerät

Das Datenterminal MC92 von MC Technologies wird ab Frühjahr 2021 auch in der 450-MHz-Version erhältlich sein. Es verfügt über mehrere I/Os (Ein- und Ausgänge), sodass mit einem einzigen Gerät Überwachungs- und Steuerfunktionen realisiert werden können. So kann beispielsweise ein Wasserversorger den Betrieb von Pumpen überwachen oder diese bei Bedarf aus der Ferne steuern. Letzteres ist bereits mit einer einfachen SMS möglich. Im Falle kritischer Betriebszustände lassen sich auch Alarmmeldungen über das Datenterminal absetzen.


Mehrfrequenzmodule für kritische und unkritische Daten

Zusätzlich hat MC Technologies Geräte im Programm, die diverse Frequenzbänder verwenden können. Dies ist dann sinnvoll, wenn zum Beispiel zeitunkritische Daten wie Verbrauchswerte via LTE kommuniziert und mit derselben Hardware zeitkritische Steuerbefehle über 450 MHz empfangen werden sollen. Betreiber einer Kritischen Infrastruktur können dadurch maximalen Nutzen aus der Hardware ziehen und die Digitalisierung auf verschiedenen Ebenen kosteneffizient vorantreiben. www.mc-technologies.net

MC TECHNOLOGIES

KONTAKT & IMPRESSUM

MC Technologies GmbH
Kabelkamp 2, D-30179 Hannover,
Tel.: +49 511 67 69 99 - 0,
Fax: +49 511 67 69 99 - 150,
info@mc-technologies.net,
www.mc-technologies.net



Foto: iStock

Digital wird normal

Zahlreiche Studien widmen sich derzeit der Zukunft der Versorgungswirtschaft und sie alle kommen zum gleichen Ergebnis: Das Geschäft des Stadtwerks und der Betrieb der Versorgungsnetze wird schon in wenigen Jahren zum überwiegenden Anteil automatisiert von intelligenten IT-Systemen erledigt. Verglichen mit anderen Wirtschaftszweigen wäre Beschleunigung in dieser Richtung dringend notwendig, denn die Energiebranche gehörte bislang nicht zu den Vorreitern der Digitalisierung.

Die Gefahr, dass die Unternehmen im Wettbewerb mit branchenfremden Anbietern ins Hintertreffen geraten oder die Qualität unserer Stromversorgung sinkt, ist daher real. Die Gründe sind bekannt: Stadtwerke und Netzbetreiber verfügen aus vielen Gründen nur über begrenzte Ressourcen. Gleichzeitig macht die hochkomplexe Regulierung die Umsetzung von globalen IT-Trends in Lösungen für deutsche Versorger aufwändig. Für große IT-Unternehmen ist die deutsche Energiebranche kein wirklich attraktiver Markt. Doch das große Rad der Digitalisierung beginnt nicht zuletzt auch durch die Corona-Krise an Schwung aufzunehmen und 2021 verspricht, ein Wendepunkt zu werden. Immer mehr Stadtwerke, Netzbetreiber, Versorger und Energieerzeuger entwickeln konkrete Strategien, rüsten ihre IT-Infrastruktur auf oder um und engagieren sich in innovativen Projekten. Der Anbietermarkt entwickelt sich rasant und es bestehen reale Chancen, die Herausforderungen zu bewältigen. (pq)

Digitalisierungsbarometer

EIN DRITTEL DES WEGES

Über das jährliche „Digitalisierungsbarometer der Energiewende“ erfasst das BMWi den Fortschritt der Digitalisierung der Versorgungsbranche auf einer Skala von **0 bis 100**. Das zweite Barometer, das Anfang April 2020 veröffentlicht wurde, zeigt einen Gesamtwert von **36** Punkten – einen Anstieg um 14 Punkte im Vergleich zum Vorjahr, aber noch ein weiter Weg nach vorne. (pq)

www.bmw.de

Utility 4.0-Studie

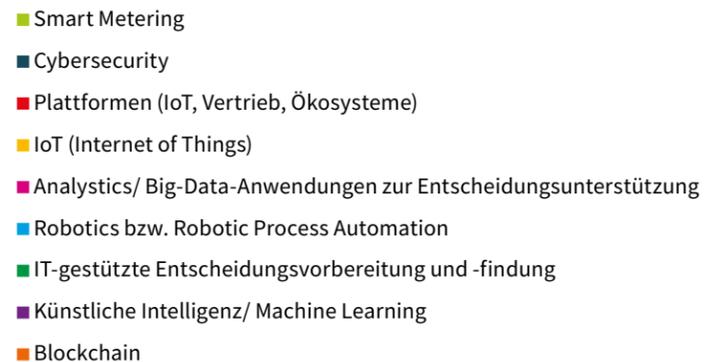
DIGITALISIERUNGS-GEFÄLLE

In der Utility 4.0-Studie der Prego Services schätzen **50 %** der Befragten ihre Aufstellung hinsichtlich der IT-Struktur als sehr oder eher gut ein, die andere Hälfte als eher nicht gut oder gar nicht gut. Während die Befragten aus großen Unternehmen auf der positiven Seite stehen, beurteilen Teilnehmer aus Unternehmen bis 250 Mitarbeitern den Stand der Digitalisierung deutlich negativer. (pq)

www.prego-services.de

Stadtwerke Umfrage 2020

„Für wie relevant stufen Sie folgende Technologien bzw. Instrumente der digitalen Transformation aus der Sicht der Energiewirtschaft ein?“



Quelle: Ernst & Young - Stadtwerkstudie 2020; BDEW

Cloud Computing



Fragen an ... Andreas Weber

Geschäftsführer msu solutions GmbH

In der Energieversorgung schreitet die Digitalisierung langsam voran. Woran liegt das?

Digitalisierung ist aktuell eines der Kernthemen bei Stadtwerken und Versorgern. Allerdings treffen hier Traditionsunternehmen auf IT-Unternehmen, die flexibel und agil arbeiten mit Methoden wie „Daily Scrum“ und „Sprint Meetings“ und die mutige Entscheidungen in kurzer Zeit treffen. Dabei bieten genau diese Entwicklungen unglaubliche Potenziale für die Branche.

Können Sie dafür ein Beispiel nennen?

Das beste Beispiel für mich ist die künftige Zusammenarbeit von SAP und Microsoft im Cloud Computing. Hier erfolgt ein wirklicher „Neustart“. Alle Kunden von SAP und Microsoft können zukünftig die Produkte beider Konzerne in der Microsoft Azure Cloud nutzen.

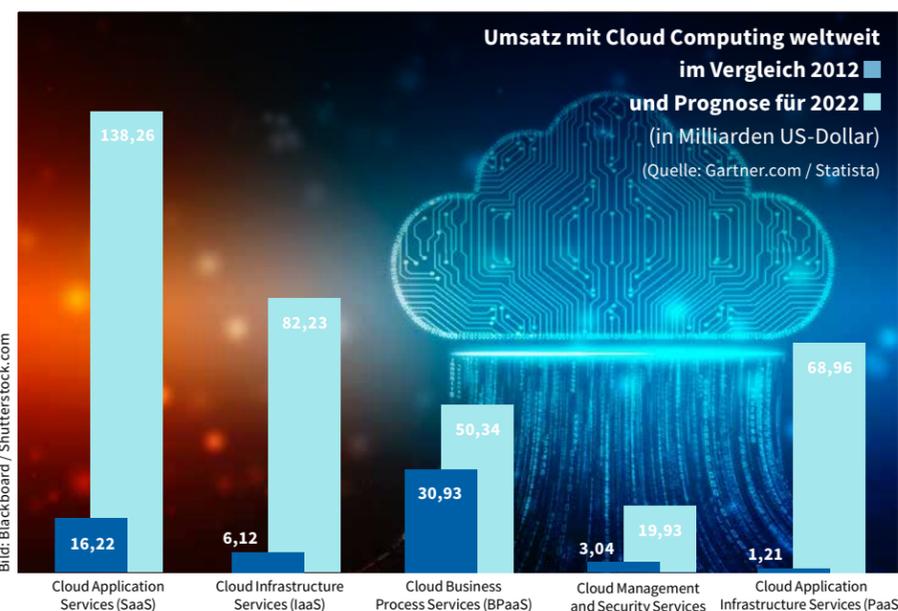
Die ERP-Plattformen SAP S/4 Hana und Microsoft Dynamics Business Central 365 lassen sich leicht mit Office 365, Big Data- und KI-Tools und Tausenden von Apps verbinden. Ein gigantisches Produktportfolio steht damit allen Anwendern offen.

Welche Vorteile bietet die Zusammenarbeit von SAP und Microsoft den msu-Kunden?

Unsere msu-Branchenprodukte sind ja grundsätzlich für alle Kunden der Energiewirtschaft auf Microsoft Azure, aber auch on-premise oder in Hybrid-Nutzung verfügbar. Die msu-Software kann zukünftig auch mit SAP Core Modulen auf der Cloudplattform Microsoft Azure betrieben werden. Das gleiche Modell haben wir bereits zusammen für das DATEV-Rechnungswesen in der DATEV-Cloud entwickelt. (pq)

www.msu-solutions.de

„SAP und Microsoft arbeiten zukünftig im Cloud Computing zusammen.“



Studie

SICHERHEIT IN DER CLOUD

Laut einer Trend Micro-Studie könnte die verstärkte Cloud-Nutzung viele Geschäftsdaten unsicher machen. Ein wesentlicher Grund sei, dass das Modell der gemeinsamen Verantwortung von Unternehmen und Cloud Service Provider hinsichtlich Cloud-Sicherheit nicht verstanden werde. (ds)



88% der befragten Unternehmen bestätigen, dass die Pandemie ihre Cloud-Migration beschleunigt hat. Doch nur 55% nutzen dabei zusätzliche Security-Tools.

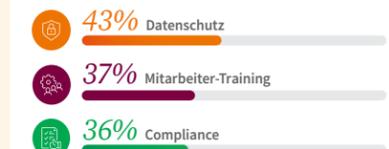


... doch es gibt auch Herausforderungen
Security bleibt für fast die Hälfte (45%) der Befragten eine signifikante Hürde beim Wechsel in die Cloud. Sie befürchten, dass mögliche Sicherheitslücken ausgenutzt werden könnten.

Die größten alltäglichen Sorgen beim Schutz von Cloud-Workloads sind:



Die größten Hürden bei der Migration zu Cloud-basierten Security-Tools sind:



Im Auftrag von Trend Micro befragte Sapio Research im Oktober 2020 insgesamt 2565 Entscheidungsträger in 28 Ländern (davon 100 in Deutschland) aus verschiedenen Branchen und von Unternehmen aller Größenordnungen mit Schwerpunkt auf Großunternehmen.

(Quelle: Trend Micro Deutschland GmbH)

Plattformen

Ökosysteme für zukünftige Prozesse

Nur wenige Begriffe sind aktuell in der IT-Welt stärker präsent als die Plattform. Da gibt es digitale

Plattformen für Kundenprozesse, den Energiehandel, die Betriebsprozesse im Netz und nicht zuletzt IoT-Plattformen, die Daten aus unterschiedlichen Messgeräten und Sensoren nutzbar machen. Auch in der Praxis der Versorgungsbranche gewinnen digitale Ökosysteme an Bedeutung, denn auch hier werden immer größere Mengen an Daten verfügbar, die zentral und flexibel in allen Prozessen nutzbar sein sollten. Hochaufgelöste Lastprofile aus Gewerbebetrieben oder öffentlichen Ladesäulen können beispielsweise in den Wartungs- und Netzplanungsprozessen hilfreich sein, das Bilanzkreismanagement schärfen, aber auch für die Abrechnung und neue Vertriebsideen genutzt werden. Gleichzeitig lösen sich starre Grenzen innerhalb des Unternehmens auf und darüber etablieren sich neue Prozesse.

Das Beispiel zeigt, dass Plattformen weit mehr sind als große Datenbehälter, aus denen

sich jede Abteilung nach Belieben bedienen kann. Zukunftsfähige Plattformen bieten gleichzeitig flexible Tools für neue Prozesse – nach dem Vorbild moderner Smartphones, auf denen sich beliebige Applikationen bereitstellen lassen. Sie ermöglichen einen 360 Grad-Blick auf Anlagen, Kunden und Partner und helfen, das Handeln des Unternehmens in allen Bereichen zu optimieren. Die technologische Entwicklung ist bereits weit fortgeschritten, nun sind die Anwender am Zug.

DATENSTRATEGIEN UND ANWENDUNGSFÄLLE

BET-STUDIE: EVU 2030

Für eine kostenoptimierte Abwicklung von Kernprozessen und Dienstleistungen stehen die Menschen in einem permanenten Austausch mit den zur Verfügung stehenden Daten und Informationen. Sie nutzen vorhandene Daten-Cockpits, um in Echtzeit die Informationen ihres Verantwortungsbereichs auszuwerten.

www.bet-energie.de

Die große Hürde, nicht nur bei den kleinen und mittleren Anbietern, liegt in der Wechselwirkung zwischen Datenstrategie und den Anwendungskonzepten: Welche Probleme will ich lösen? Welche Daten habe ich? Welche brauche ich? Wie kann ein passender Prozess aussehen? Antworten auf diese Fragen zu finden, ist manchen Stadtwerken und Versorgern bereits gelungen, doch vieles scheitert noch an kulturellen und organisatorischen Hürden. Sie zu überwinden, ist die aktuelle Aufgabe. Dann wird 2021 definitiv das Jahr der Plattformen. (pq)

AEP MaKo Cloud: Unsere End-to-End-Lösung für die zukünftige Marktkommunikation

Advertorial

Mit unserer modularen Arvato Energy Platform® (AEP) bieten wir unseren Kunden bereits heute ein starkes cloudbasiertes IT-Framework für ihre gesamten energiewirtschaftlichen Prozesse. Unternehmen jeder Marktrolle setzen damit sämtliche Anwendungsfälle in einer prozessorientierten Architektur schnell, flexibel und kosteneffizient um. Nun kommt mit der AEP MaKo Cloud ein neuer zentraler Baustein für die zukünftige Marktkommunikation hinzu. Mit der MaKo 2020 haben wir einen der größten

Einschnitte in die Prozesslandschaft des Energiemarktes erlebt, von denen alle regulierten energiewirtschaftlichen Use Cases betroffen sind. Auf Energieversorger kommen dabei zahlreiche Herausforderungen zu: die permanente fristgerechte Pflege der Nachrichtenkommunikation sowie regelmäßige gesetzliche Anpassungen im Rahmen der Formatwechsel und Prozessanpassungen. Die AEP MaKo Cloud ist die Antwort auf diese Herausforderungen – sie stellt alle technischen und fachlichen Prozesse der MaKo sicher, einschließlich aller Neuerungen zur MaKo 2020.

Neben geringen Onboarding-Aufwänden liegt unser Fokus auf einer hohen Integration in Ihre bestehende Infrastruktur unabhängig vom Backend sowie die Anschlussfähigkeit an zukünftige Plattformen. Besonderes Merkmal ist die Anwend-

barkeit der Lösung als Datendrehscheibe mittels ihrer Enterprise Application Integration (EAI) Funktionalitäten, die zusätzlich zur klassischen EDIFACT-Kommunikation bereitsteht. Prozesse können dabei einfach über eine Business Process Engine angepasst und über ein Monitoring im Rahmen des AEP-Frameworks transparent gemacht werden.

www.arvato-systems.de/AEP

arvato
BERTELSMANN
Arvato Systems

KONTAKT & IMPRESSUM

Arvato Systems GmbH
An der Autobahn 200, 33333 Gütersloh,
Tel.: +49 5241 80-80 888, info@arvato-systems.de,
www.arvato-systems.de

Bild: Adobe Stock / Arvato Systems

Stadtwerke Husum

REGIONALE DATENCLOUD ALS „ADD ON“ ZUM ENERGIELIEFERVERTRAG

In ihrer neuen „Friesencloud“ stellen die Stadtwerke Husum jedem privaten Strom- und Gaskunden 25 Gigabyte Cloudspeicher kostenlos zur Verfügung. „Wir sind der regionale Infrastruktur-Dienstleister für Nordfriesland. Dazu gehört heutzutage neben Energielösungen auch die digitale Vernetzung“, erklärt Geschäftsführer Benn Olaf Kretschmann. Bei der Friesencloud arbeiten die Husumer Stadtwerke mit dem IT-Unternehmen Windcloud zusammen. Die Daten liegen somit auf Servern in Schleswig-Holstein, die sich durch einen hohen Datenschutzstandard nach deutschem Recht auszeichnen und zudem klimaneutral betrieben werden. Windcloud betreibt seine Rechenzentren zu 100 Prozent mit Strom aus erneuerbaren Energiequellen und nutzt zusätzlich die entstehende Abwärme für Heizzwecke.

„Durch die Kombination der privaten Energieprodukte mit der Friesencloud schaffen wir ein Alleinstellungsmerkmal“, erklärt Benn Olaf Kretschmann. „Außerdem unterstützen wir unsere Region: Nicht nur die Daten bleiben in Nordfriesland, sondern auch die Wertschöpfung“, fügt er hinzu. Kunden, die ihre Daten derzeit bei einem anderen Anbieter speichern, könnten einfach auf die Friesencloud wechseln. Im zweiten Schritt planen die Husumer Stadtwerke, das Angebot auch auf Geschäftskunden auszuweiten. (pq)

www.stadtwerke-husum.de

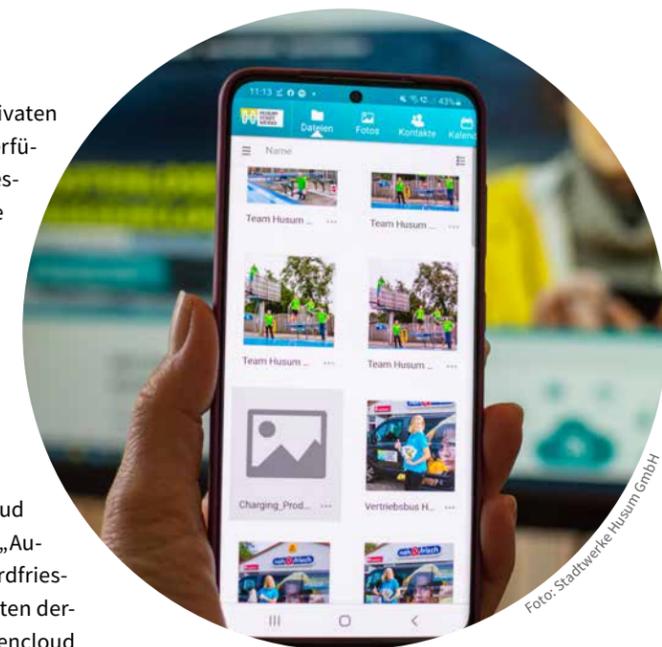


Foto: Stadtwerke Husum GmbH

Plattformintegrator & Cloud-Service-Provider

Advertorial

Die IT-Landschaft eines Versorgers verändert sich stark. Monolithische Strukturen werden verschwinden, Cloud-Modelle an Bedeutung gewinnen. Damit treten **IT-Plattformen** in den Fokus. Mit mehr als 25 Jahren Erfahrung beim Implementieren, Betreuen und dem Betrieb von Lösungen unterschiedlicher Hersteller hat sich GISA zum führenden **Plattformintegrator** entwickelt. Für unsere Kunden garantieren wir Expertise ent-

lang der kompletten Wertschöpfungskette. Egal ob Public Cloud, Private Cloud, hybrid oder on Premise.

Der beste Partner für Ihre SAP-S/4HANA-Transformation

Als Experte für die Energiewirtschaft hat GISA Einführungs- und Umstellungsprojekte erfolgreich orchestriert und weiß: Der Umstieg auf **SAP S/4HANA** stellt Versorger vor Herausforderungen. Wir gehen diese gemeinsam an und unterstützen Sie mit:

- Readiness- & Strategie-Checks
 - Custom-Code-Visualisierung
 - Vorstudie
 - Betreuung
 - vers. Betriebsmodellen in der Cloud
- Wir erarbeiten mit Ihnen Roadmaps, um Ihre IT-Landschaft und Prozesse erfolgreich in die neue Welt zu heben.

Smart Energy

GISA ist in Deutschland Marktführer für Betreuung und Betrieb von **Smart-Meter-**

Gateway-Administrations-Lösungen und wird perspektivisch mehr als fünf Millionen intelligente Messsysteme IT-seitig betreuen. Dass die Einsatzmöglichkeiten von SMGW weiter reichen, macht sich GISA in Kooperation mit Robotron zunutze. Gemeinsam entwickeln wir Smart-Meter-Mehrwert-Lösungen – u.a. zum netzdienlichen Laden im Bereich **Elektromobilität** und zur **Steuerung dezentraler Anlagen**. Die Basis: Robotrons IoT Hub 4 Utilities, der – integriert in die GISA-Rechenzentrumslandschaft – als Kommunikationsdrehscheibe im Umfeld von IoT und Smart Meter fungiert.

GISA
That's IT.

KONTAKT & IMPRESSUM



GISA GmbH, Leipziger Chaussee 191a,
06112 Halle (Saale), Tel.: 0345 585-0,
kontakt@gisa.de, www.gisa.de



Foto: GISA GmbH

Blockchain

Im Gespräch mit ...

Richard Plum

(ProCom GmbH), Vorsitzender der Blockchain-Initiative Energie+ im edna Bundesverband Energiemarkt & Kommunikation.



Bild: Blockchain Initiative

Welche Rolle könnte die Blockchain in der Energiewirtschaft spielen?

Die Blockchain-Technologie spielt bereits eine Rolle in der Energiewirtschaft – wenn auch gewiss nicht diese, die man ihr zu Zeiten des Hypes vorausgesagt hatte. Seinerzeit als disruptive Technologie beworben, wurde sie nicht zu dem Gamechanger, den manche gerne in ihr gesehen haben. Trotzdem ist die Blockchain-Technologie ein mächtiges Werkzeug. Wichtig ist darum die Erkenntnis, dass die Blockchain-Technologie nicht per se für jeden Anwendungsfall Vorteile gegenüber bestehenden Technologien bietet. Es ist vielmehr eine genaue Betrachtung und Bewertung des jeweiligen Anwendungsfalls zu empfehlen, um zu entscheiden welche Werkzeuge oder Technologien die richtigen sind. In manchen Fällen ist die Blockchain das Mittel der Wahl. In anderen nicht. Gerne verweise ich hier auf den Entscheidungsbaum, den die Blockchain-Initiative Energie+ genau für diese Fragestellung entwickelt hat.

Wo bewährt sich die Blockchain aktuell?

Um zwei Beispiele zu nennen: Im Bereich lokale Marktplätze, etwa zum Handel von Öko-Strom, hat sich die Blockchain-Technologie bereits etabliert. Aber auch beim EU-weiten Handel von Flexibilität zur Netzstabilisierung ist die Blockchain-Technologie das Mittel der Wahl geworden. Die zukünftige Rolle der Blockchain-Technologie in der Energiewirtschaft definiert sich also aus den neuen Aufgaben und Veränderungen, denen die Energiewirtschaft unterliegt. Insbesondere in den Feldern Zertifizierung, Erbringung und Abrechnung von Systemdienstleistungen, lokale Handelsplattformen und E-Mobilität sehen wir großes

Potenzial für den verstärkten Einsatz dieser Technologie.

Was treibt den Einsatz der Technologie?

Treiber der Blockchain-Technologie sind ganz klar die neuen Anwendungsfälle, die es so vorher noch nicht gegeben hat. Es ist normalerweise einfacher, von der grünen Wiese aus ein Produkt, eine Anwendung oder einen Service neu zu entwickeln und dabei, sofern es sinnvoll ist, die Blockchain-Technologie einzusetzen, als zwanghaft zu versuchen, die Blockchain-Technologie in etablierte und gut funktionierende Strukturen hineinzupressen. Die Entwicklung hin zu einer vielschichtigen, dezentralen und immer komplexer werdenden Energiewirtschaft spielt der Blockchain-Technologie dabei sozusagen in die Hände, da sie dabei ihre Stärken ausspielen kann.

Und welche Barrieren sehen Sie?

Bei den Hemmnissen müssen wir differenzieren: Es gibt hier und da immer noch eine gewisse Skepsis der Technologie gegenüber, die oft auf Unwissenheit basiert – Blockchain ist nicht gleich BitCoin! Hier heißt es, und das empfehle ich bei jeder neuen Technologie, verstehen und am Ball bleiben. Eine einfache Möglichkeit dafür bietet die Mitgliedschaft in der Blockchain-Initiative Energie+. Eine weitere Herausforderung sind Gesetze und Verordnungen, die nicht auf die Möglichkeiten und Datenstrukturen der Blockchain vorbereitet sind. Hier wird derzeit EU-weit nachgebessert. Bei entsprechender Implementie-

rung und passendem Vertragswerk ist das aber schon heute kein Problem.

Welche Anwendungen sollten sich Stadtwerke genauer anschauen?

Für Stadtwerke empfehle ich Anwendungen rund um das große Feld Smart City. Hier ergeben sich viele neue Anwendungsfälle und damit Einsatzmöglichkeiten für die Blockchain-Technologie. Gleichzeitig ist es ein Thema, dem sich jedes Stadtwerk so oder so stellen sollte. Darunter fallen dann auch Anwendungen im Kontext E-Mobilität, insbesondere Billing, Lade-Roaming oder lokaler Stromhandel. Die Möglichkeiten von Blockchain im Rahmen der Marktkommunikation haben wir mit der MaKoChain der Blockchain-Initiative+ unter Beweis gestellt. Auch hier kann sich ein Stadtwerk weitere Anregungen holen. Gleiches gilt für Pilotprojekte in Richtung Netzstabilität beweisen. www.blockchain-initiative.de



Foto: ImageFlow / Shutterstock.com

Anwendungen

NETZDIENLICHER STROMHANDEL

Im BEST-Projekt entsteht derzeit ein Strommarktbietersystem (SMBS) auf Basis einer Blockchain, das den lokalen Stromhandel im Sinne der Energiewende unterstützt. Zunächst werden unter Leitung des Reiner Lemoine Institut, das auch das BEST-Konsortium koordiniert, die Anforderungen an das SMBS gesammelt, ein Konzept erstellt und die Software auf dieser Basis entwickelt. An der Programmierung sind zudem die OLI Systems GmbH, die fortiss GmbH sowie das Fraunhofer Institut FOKUS beteiligt. Danach folgt die Prototypenphase, in der die grundsätzlichen Funktionen des SMBS zunächst virtuell getestet werden. Danach wird das SMBS in einer Laborumgebung mit realen technischen Anlagen, Verbrauchern und Erzeugern verbunden und dort erprobt. Am Ende der Entwicklung steht ein sechsmonatiger Praxiseinsatz im Versorgungsgebiet des Stromanbieters e-regio. (ds) www.reiner-lemoine-institut.de

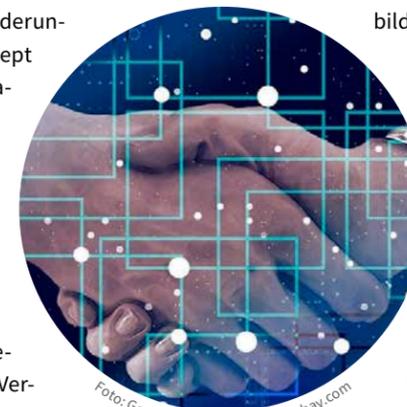


Foto: Gerd Altmann (geralt) / pixabay.com

SMART CONTRACTS

Das Start-up YOUKI aus Regensburg will mit seinem Blockchain-basierten Mehrwertdienst unter dem Namen likwid weitreichende Geschäftsmodelle für Versorger ermöglichen. Der Zugang für den Endkunden wird über das SMGW von Theben hergestellt.

Im Kern dieses Konzepts stehen sogenannte Smart Contracts, mit denen sich auch komplexere Blockchain-Transaktionen abbilden und automatisieren lassen. So können Versorger über die Smart Contracts Impact, Investments in eigene Solar-, Wind- oder Biomassekraftwerke oder Kundenanlagen zu attraktiven Konditionen ermöglichen. Auch dezentrale Energiehandelsplattformen oder regionale Lieferverträge lassen sich realisieren. Für den Ausbau der Erneuerbaren im Versorgungsgebiet bietet die YOUKI-Plattform zudem die Möglichkeit, Bürgerbeteiligungen zur Finanzierung automatisiert zu organisieren. „Das funktioniert nach dem Prinzip des Crowdfunding über ein Nachrangdarlehen mit Rendite“, erläutert YOUKI-Mitbegründer Michael Stoussavljewitsch. „Zahlt man die Rendite zum Beispiel nicht in Euro sondern in Kilowattstunden oder ÖPNV-Tickets aus, wird daraus ein im doppelten Sinne nachhaltiges Kundenbindungsprogramm“, erläutert er. (pq) www.youki.energy

Digitalisierung – Wegbereiter für neue Geschäftsmodelle

Advertorial

Digitalisierung vorantreiben, Big Data beherrschen. Das haben wir uns auf die Fahnen geschrieben. Wir, die VIVAVIS AG, das ist seit dem 01.09.2020 der Zusammenschluss aus den Unternehmen VIVAVIS GmbH, IDS GmbH, GÖRLITZ AG und Erwin Peters Systemtechnik GmbH. Ganz gemäß unserem Motto „smart, simplistic, visionary“ bieten wir Energieversorgern, Industrie, Kommunen sowie anderen Versorgungsunternehmen

durchdachte Systeme, die Prozesse digitalisieren und aktuelle Technologien einfach in die vorhandene Infrastruktur integrieren.

Wir unterstützen dabei, die aktuellen Herausforderungen wie Redispatch 2.0, die Umsetzung der Energieeffizienz-Richtlinie (EED) oder eine nachhaltige Wasserwirtschaft zu meistern. Wo immer Prozesse digitalisiert und neues Potenzial erschlossen werden soll - unsere modular aufgebauten Systeme sind von Beginn an so ausgelegt, dass sie später leicht um zusätzliche Technologien erweitert und für künftige Geschäftsmodelle optimiert werden können.

Ein sich über alle Projekte erstreckendes Thema und zentraler Punkt in 2021 ist die Analyse und Nutzung der anfallenden Daten. Use Cases reichen von der vorausschauenden Instandhaltung von Infrastrukturen und Maschinen über die parallele Nutzung von Energiedaten zur Kundeninformation und Optimierung der Gebäudebewirtschaftung bis hin

zum Aufstellen präziser Prognosemodelle für die Netzverluste des kommenden Tages. Die konkreten Anwendungsfälle sind vielfältig und abhängig von der individuellen Datenstrategie. Unsere Expertengesellschaft eoda berät Sie gerne dazu.

Sie interessieren sich für weitere Details? Dann lernen Sie uns am 24. Februar 2021 auf unserem virtuellen Event, dem VIVAVIS Energy Day näher kennen! Ein breites Portfolio mit spannenden Vorträgen und Podiumsdiskussionen wartet auf Sie. Melden Sie sich gleich an auf: www.vivavis.com/vivavis-energy-day-2021

VIVAVIS
DECODING THE FUTURE

KONTAKT & IMPRESSUM

VIVAVIS AG, Nobelstraße 18, 76275 Ettlingen,
Tel. +49 7243 218 0, info@vivavis.com,
www.vivavis.com



Foto: VIVAVIS AG

Quanten-computer

Entwicklung

E.ON TESTET QUANTEN-COMPUTER

Auch Energieversorger E.ON plant offenbar ein Engagement im Quantencomputing. Konkret will sich das Unternehmen die Rechte an einem Algorithmus patentieren lassen, der mit Künstlicher Intelligenz die Flexibilität von Elektroautobatterien optimieren und kommerziell nutzbar machen kann. Die Blaupause für das intelligente Lastmanagement-System, das gemeinsam mit GridX entwickelt wurde, hat E.ON in der Konzernzentrale in Essen bereits umgesetzt. Mit konventionellen Rechnern ist das System allerdings auf einige Hundert Fahrzeuge begrenzt.

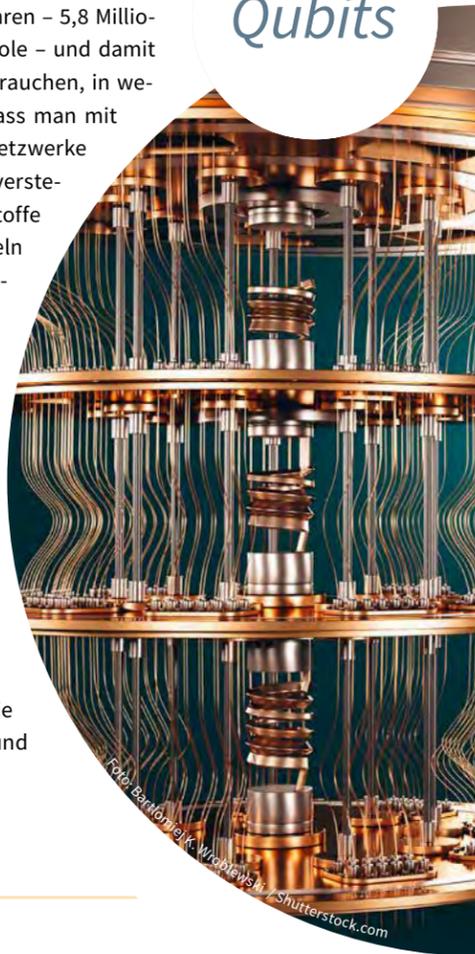
„Die Quantentechnologie ist für die Energiebranche sehr interessant“, sagt Karsten Wildberger, E.ON-Vorstand für Vertrieb und digitale Transformation gegenüber dem Handelsblatt: „Das Energiesystem wird immer komplexer. Es gibt immer mehr Parameter, die wechselseitig agieren – und die Steuerung könnten Quantencomputer mit ihrer enormen Rechenleistung besser abdecken.“ Den Zugang zum Superrechner kauft das „Data.on“-Team, das die Möglichkeiten der Technologie für E.ON auslotet, bei DWave Systems ein. Den Code schreiben die E.ON-Mitarbeiter aber mit. (pq) www.eon.com

Unbegrenzte Rechenkapazität

Quantencomputer funktionieren grundsätzlich anders als herkömmliche digitale Rechner, die mit Bits arbeiten. Ihre kleinsten Recheneinheiten, die „Quantum Bits“ (Qubits), sind in der Lage, sich untereinander nach den Gesetzmäßigkeiten der Quantenmechanik zu verbinden und damit einen wesentlich komplexeren Gesamtzustand anzunehmen. Man spricht dann von „Verschränkung“. Ein Quantencomputer mit nur 30 Qubits kann zehn Milliarden Berechnungen pro Sekunde ausführen – 5,8 Millionen mehr als die leistungsstärkste Videospielekonsole – und damit Aufgaben, für die normale Rechner viele Monate brauchen, in wenigen Minuten lösen. Wissenschaftler erwarten, dass man mit derartigen Rechnern moderne Kommunikationsnetzwerke sicher machen, Krankheiten wie Alzheimer besser verstehen, den Verkehrsfluss optimieren oder neue Werkstoffe allein auf der Grundlage von Simulationen entwickeln kann. BASF hat im vergangenen Jahr in ein Quantencomputer-Start-up investiert. Auch Autohersteller wie Volkswagen und BMW und Energiekonzerne wie Enel aus Italien loten die Möglichkeiten aus.

Aktuell sind die Systeme noch nicht ausgereift und kommerziell kaum nutzbar. So brauchen Quantencomputer eine Umgebungstemperatur die nahe dem absoluten Nullpunkt von -273 Grad Celsius liegt, eine Isolierung gegen das Magnetfeld der Erde und erlauben fast keinen atmosphärischen Druck, um Messfehler zu verhindern. Allerdings macht die Forschung rasante Fortschritte. IBM präsentierte jüngst ein Projekt, um kommerziell nutzbare Systeme zu entwickeln – wie einen „Superkühlschrank“, der zwei Meter breit und mehr als drei Meter hoch ist. (pq)

Qubits



Förderung

ROADMAP QUANTENCOMPUTING

Zur Förderung der Quantentechnologien hat die Bundesregierung beschlossen, zusätzliche zwei Milliarden Euro aus dem Konjunkturprogramm vom Juni 2020 in dieses Forschungsfeld zu investieren. Ein im Oktober 2020 berufenes Beratungsgremium – bestehend aus 16 Expertinnen und Experten aus Wissenschaft und Wirtschaft stellte am 15. Januar 2021 eine „Roadmap Quantencomputing“ vor. Kurzfristig sollen Hubs, Kompetenznetzwerke und die Deutsche Quantengemein-

schaft als neue Dachorganisation, einen niederschweligen Zugang zu heutiger Technologie schaffen und innerhalb von fünf Jahren ein umfassendes Ökosystem und fokussierte Strukturen aufbauen. Als Meilenstein wird ein international wettbewerbsfähiger Quantenrechner mit mindestens 100 individuell ansteuerbaren Qubits angestrebt, der auf mindestens 500 Qubits skalierbar sein soll. (pq)

www.quantentechnologien.de

Vom Buzzword zur Schlüsseltechnologie

Der Einsatz Künstlicher Intelligenz und maschineller Lernprozesse hat – schneller als von vielen erwartet – auch die Energiewirtschaft erreicht. Die Dezentralisierung der Versorgungssysteme und die damit verbundenen Herausforderungen für die Verteilnetze wirken dabei ebenso als Treiber wie der gestiegene Kosten- und Marktdruck. Gestützt wird die Entwicklung durch die zunehmende Verbreitung von Sensordaten. Mit Blick auf den technischen Entwicklungsstand und das Aufwand-Nutzen-Verhältnis sieht eine Analyse der dena die größten Potenziale aktuell im Bereich Prognosen sowie in der Einsatzplanung von Erzeugungsanlagen und im optimierten Netzbetrieb. Die Anwendungsfelder Instandhaltung und Sicherheit befinden sich gerade dort, wo Drohnen und Roboter einbezogen werden müssen, noch im Forschungsstadium. Datenbasierte Zustandsanalysen (Predictive Maintenance) für Wartungszwecke sind dagegen schon weiter verbreitet.

Künstliche Intelligenz

EINFACHERER ZUGANG FÜR AKTIVE VERBRAUCHER

In Vertriebs- und Verbraucherservices wird KI der dena-Analyse zufolge vorwiegend für individualisierte Produkte sowie automatisierte Messungen und Abrechnungen eingesetzt. Hier geht es bisher vor allem darum, Dienstleistungen und Kundenbeziehungen zu verbessern. Perspektivisch zeigt die Untersuchung jedoch ebenfalls großes Potenzial für integrative Prosumer-Lösungen, etwa durch den automatisierten Verkauf von selbst erzeugtem Strom und/oder Energiemanagementsysteme zur Eigenverbrauchserhöhung. (pq)

www.dena.de

Kennzahl

53 % der Energieversorger glauben, dass durch KI bis 2023 eine Effizienzsteigerung um 10 bis 30 Prozent in ihrem Unternehmen erreicht werden könnte. (Quelle: Statista)

Lösung

NETZPLANUNG MIT DEM AMEISEN-ALGORITHMUS



(Bild: IAV GmbH)

Die Software IAV-Optera nutzt die Lernverfahren von Ameisen für die automatisierte Aus- und Umbauplanung der Verteilnetze. Anhand der Vorgaben des Netzplaners kann die Lösung in kürzester Zeit zehntausende möglicher Varianten durchrechnen und dabei technisch und wirtschaftlich optimieren. (pq)

www.iav.de

WERTSCHÖPFUNGSSTUFE UND KI-ANWENDUNGEN



- ERZEUGUNG**
- Ertragsoptimierung
 - Einsatzplanung und Portfoliomanagement
 - Instandhaltung



- NETZE**
- Netzplanung
 - Prognosen
 - Demand-Side-Management
 - Vorausschauende Instandhaltung



- HANDEL**
- Last- und Ertragsprognose
 - Marktanalyse und Preisprognosen
 - Flexibilitätshandel
 - Bilanzkreismanagement



- VERTRIEB**
- Kundenansprache
 - Vermittlung von Dienstleistungen und Equipment
 - Datenzusammenführung im CRM-System
 - Trendanalyse / Warnungen



- VERBRAUCH**
- Energieberatung
 - Energiemanagement
 - Energiedatenmanagement / Warnungen
 - Instandhaltung



- ABRECHNUNG**
- Erkennen von Energiediebstahl
 - Überwachung des Zahlungsverkehrs
 - Energierechnungsvorhersage
 - Energiekostenoptimierung



- KUNDENSERVICE**
- virtuelle Assistenten
 - Auswertung Kundenanfragen
 - Trendanalyse Kundenzufriedenheit
 - Angebot an Zusatzleistungen

Quelle: Institut für Innovation und Technik (iit) in der VDI/VDE Innovation + Technik GmbH

„Das Potenzial von LoRaWAN ist noch lange nicht ausgeschöpft“

Advertorial

Mit dem zunehmenden Grad der Digitalisierung rückt das Internet der Dinge (IoT) in den Fokus von Stadtwerken, Energieversorgern und der Wohnungswirtschaft. Als Grundlage vieler IoT-Anwendungen dient das Long Range Wide Area Network (LoRaWAN). Die Funktechnologie ermöglicht eine energiesparende, verschlüsselte Datenübertragung über weite Strecken, ist einfach zu implementieren und unumstritten ein wichtiger Baustein zur erfolgreichen Smart City.

LoRaWAN bietet einen unkomplizierten Einstieg in die Digitalisierung und ist die ideale Technologie zur Vernetzung. Es ermöglicht die Digitalisierung bestehender Versorgungsinfrastrukturen und somit die Vereinfachung vieler essentieller Aufgaben und Funktionen in den einzelnen Sektoren. Neue Services lassen sich ebenfalls auf Basis von LoRaWAN entwickeln. Die Technologie unterstützt Stadtwerke und Versorger, ihre Rolle als regionaler Dienstleister weiterzuentwickeln.

„LoRaWAN spielt seinen Vorteil bereits in der Implementierungsphase aus.“ berichtet René Claussen, Bereichsleiter für IoT und Digitale Lösungen bei ZENNER International. „Stadtwerke, Versorger oder Industrie können ganz unkompliziert mit einem Gateway und einigen Sensoren starten, ein Netz aufbauen und einzelne Anwendungsfälle testen. Die Daten werden in unsere ELEMENT IoT-Plattform übertragen und dort verarbeitet, visualisiert oder über zahlreiche, standardisierte Schnittstellen in die Systeme der Kunden weitergeleitet. Das Netz lässt sich dann einfach mit weiteren Gateways und Sensoren skalieren.“ Wer LoRaWAN getestet hat, der erkenne schnell die Vorteile und bleibe meist dabei, resümiert Claussen.

Wer kein eigenes LoRaWAN Netz aufbauen und betreiben möchte, kann auf das Netz der Minol-ZENNER Gruppe zurückgreifen, welches mit derzeit rund 20.000 Gateways und 2,5 Mio. aktiven Sensoren im Feld eines der größten Netze Europas ist. Mehrere hundert Stadtwerke und Energieversorger setzen bereits auf die Technologie.

Die Einsatzbereiche von LoRaWAN in den Sektoren Smart City, Smart Grid, Smart Metering oder Smart Building sind zahlreich. Trafostationen werden mit Sensoren ausgestattet, um Störungen schneller erkennen und beheben zu können, Straßenlaternen lassen sich bedarfsgerecht steuern, Umweltdaten können flächendeckend erfasst und kontrolliert werden.

Speziell im Messwesen ermöglicht LoRaWAN bereits heute eine bequeme und kosteneffektivere Zählerauslesung. Der Ablesetermin vor

Ort kann entfallen und der Abrechnungsprozess komplett digitalisiert werden. Weitere Vorteile bietet LoRaWAN in Kombination mit dem Rollout intelligenter Messsysteme (iMSys), denn der Gesetzgeber schreibt künftig vor, das SMGW zum Dreh- und Angelpunkt für datenbasierte Anwendungen in Gebäuden machen.

Die Kombination funkbasierter IoT-Lösungen mit der Infrastruktur der intelligenten Messsysteme eröffnet damit interessante Optionen für alle Marktrollen, wenn über das SMGW weitere datenbasierte Services wie Submetering oder Energie-Monitoring abgewickelt werden können. Eine technische Lösung dafür gibt es bei ZENNER bereits. Das ZENNER IoT-Gateway mit CLS-Schnittstelle ermöglicht die Anbindung von LoRaWAN IoT-Sensoren oder Verbrauchszählern und die Übertragung von Submetering-Daten über intelligente Messsysteme.

Damit wird der Weg frei für eine Vielzahl neuer Services. „Energieversorger können so beispielsweise die Rolle des Messdienstleisters im Submetering übernehmen. Einige Kunden haben dieses Modell bereits erfolgreich umgesetzt.“ berichtet René Claussen und prognostiziert: „Das Potenzial von LoRaWAN ist noch lange nicht ausgeschöpft. Mit dem Rollout intelligenter Messsysteme nimmt das Thema gerade erst richtig Fahrt auf.“

ZENNER

KONTAKT & IMPRESSUM

ZENNER International GmbH & Co. KG
René Claussen,
Römerstadt 6, 66121 Saarbrücken,
Tel. 0681/99676-30, iot@zenner.com,
www.zenner.de



Foto: Gettyimages



Grafik: elenabs / Shutterstock.com

Smart City

Infrastruktur

HANSEWERK ROLLT LORAWAN-NETZ AUS

Der Energieversorger HanseWerk hat damit begonnen, die flächendeckende Funktechnologie in Schleswig-Holstein auszurollen. Die Infrastruktur soll Kommunen befähigen, Smart City-Anwendungen, wie zum Beispiel die Überwachung von Energieverbräuchen, Luftqualität oder Parkplätzen umzusetzen. Mehr als 60 Antennen hat das Unternehmen bereits installiert, 400 weitere sollen im Laufe des Jahres folgen. Die Unternehmenstochter Schleswig-Holstein Netz (SH Netz) übernimmt die Installation vor Ort. Wie HanseWerk mitteilt, haben bereits rund 50 Kommunen und Unternehmen ihr Interesse bekundet, das LoRaWAN-Netz nutzen zu wollen. Damit das gesamte Bundesland weitestgehend über LoRaWAN abgedeckt ist, wird das Unternehmen bis 2024 etwa 600 weitere verbauen lassen. (ds) www.hansewerk.com

Für die Installation der LoRaWAN-Antennen nutzt das HanseWerk überwiegend Strommasten, Umspannwerke oder Ortsnetzstationen von SH Netz. (Foto: HanseWerk AG)



Studie

SMART CITY-LÖSUNGEN ALS NEUER MARKT FÜR DIE VERSORGUNGSWIRTSCHAFT

Smart City-Lösungen werden zu einem neuen Markt für Versorgungsunternehmen, vor allem in mittelgroßen europäischen Städten. Zu diesem Ergebnis kommt eine aktuelle Studie, für die Roland Berger Entscheider und Experten aus 50 europäischen Städten mit 100.000 bis 500.000 Einwohnern befragt hat. Diese räumen dem Thema eine hohe Priorität ein: Im Mittel wollen sie rund 14 Prozent ihres Investitionsbudgets für Smart City-Anwendungen zur Verfügung stellen. In Deutschland sind das mehr als vier Milliarden Euro pro Jahr. Lokale Versorgungsunternehmen können dabei als Partner der Städte auftreten. Sie verfügen nach Einschätzung des Beratungsunternehmens über das Know-how sowie die Ressourcen für Planung und Umsetzung von intelligenten Lösungen in den Bereichen Energieversorgung, Mobilität, Wohnen und kommunale Dienstleistungen.



44 Mrd. €

wollen deutsche Kommunen pro Jahr in Smart City-Lösungen investieren.

KEINE ÜBERGEORDNETE STRATEGIE

Allerdings setzen mittelgroße Städte der Studie zufolge meist nur auf Pilotprojekte, nur etwa 20 Prozent der Kommunen verfügen über eine Smart City-Strategie, mit der Projekte zielgerichtet geplant und gesteuert werden. Am besten schneidet noch die Region Deutschland, Österreich, Schweiz (DACH) ab, hier hat jede dritte Stadt ein entsprechendes Konzept.(pq)

www.rolandberger.de

Anzeige

Entfesseln Sie jetzt Ihre Messdaten!

868 MHz sorgt dafür, dass Sie Ihre Smart Meter auch erreichen.

Smart Metering

Langsam, aber sicher

Vor ziemlich genau einem Jahr fiel der Startschuss für den Smart Meter-Rollout und nach ersten Startschwierigkeiten läuft das wohl größte Digitalisierungsvorhaben der Energiewirtschaft allmählich an. Problematisch bleibt die WAN-Kommunikation. Dennoch bleibt festzuhalten: Im Feld werden mehr und mehr Geräte verbaut, die Prozesse laufen, Schwachstellen werden, spätestens im Zuge der Rezertifizierung, beseitigt. Mit den neuen Tarifenanwendungsfällen könnte man sich gleich an die nächsten Zukunftsthemen machen: Anlagensteuerung über die CLS-Schnittstelle, Prosumer-Stromhandel und vieles mehr. Doch der fehlende regulatorische Rahmen – einschließlich der Umsetzung der EU-Strombinnenmarkt-Richtlinie oder der neuen Regelungen für steuerbare Verbraucher – verzögert nicht nur den Aufbau der Infrastruktur, sondern hindert vermutlich auch viele Stadtwerke, Mehrwertdienste auf Basis der intelligenten Messsysteme am Markt zu platzieren.

Vor diesem Hintergrund wird auch verständlich, warum in der PwC-Studie „Vertriebliche Positionierung Smart Metering“ vom Herbst 2020 nur (noch) knapp 6 Prozent der befragten EVU-Vertreter das intelligente Messsystem als Schlüsseltechnologie für die Digitalisierung der Energieversorgung sehen. Stark vertreten in dieser Gruppe sind große Versorger, die längst (günstigere) Alternativtechnologien nutzen. Das Jahr 2021 wird zeigen, ob das intelligente Messsystem langfristig mehr sein kann als ein sicherer Kommunikationskanal für geichtete Messwerte. (pq)

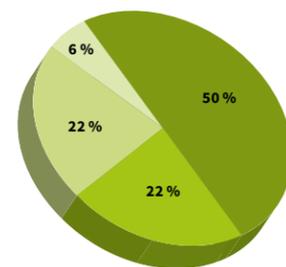
Studie

INTERESSE STEIGT

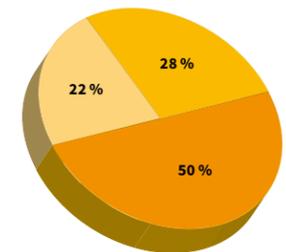
Einer Umfrage im Auftrag des Digitalverbandes Bitkom zufolge können sich 41 Prozent der Menschen in Deutschland vorstellen, ein intelligentes Messsystem zu nutzen. Gleichzeitig geben 42 Prozent an, noch nie etwas von Smart Metern gehört zu haben. Bitkom-Präsident Achim Berg fordert: „Um das Interesse der Bürger noch weiter zu erhöhen, brauchen wir schnellstmöglich Anwendungen, die auf die Smart-Meter-Technologie aufsetzen und den Menschen einen Mehrwert bieten.“ Von denjenigen, die keinen Smart Meter nutzen wollen, sehen 39 Prozent keinen Nutzen, noch jeder Fünfte sorgt sich um die Datensicherheit. (pq)

www.bitkom.org

Start Smart Meter-Rollout



Einbaufälle



Im Gespräch mit ...

Arkadius Jarek

Leiter MSB-Management Netze BW GmbH

Werden denn heute schon Mehrwertdienste – Submetering, Energiemanagement etc. – über das Gateway umgesetzt?

Wir setzen solche Services teilweise schon um – zum Beispiel bieten wir aktuell Schulen eine CO₂-Überwachung für Klassenzimmer an, um das regelmäßige Lüften zu optimieren. Unser Ziel ist, die Nutzung dieses sicheren und vorhandenen Kommunikationskanals auszubauen und schrittweise weitere Services über das intelligente Messsystem anzubieten. Wir sehen hier ein großes Potenzial, das wir bisher aber noch nicht ausschöpfen konnten.

Woran liegt das?

Das hat mehrere Gründe: Zum einen sind die Gateways noch nicht durchgängig in der Lage, Daten aus den modernen Messeinrichtungen per Funk und weiteren Sensoren oder WMBus auszulesen. Aktuell müssen wir hier aufwändig verkabeln. Wäre eine solche Funkanbindung gegeben, könnten wir als MSB natürlich auch kleinere Verbraucher oder zusätzliche Sensoren anbinden und damit deutlich mehr Services über die Smart Meter-Infrastruktur ermöglichen. Mehrere Hersteller haben erste Ideen und Ansätze zur Realisierung, diese sind aber leider noch weit weg vom Einsatz beim Kunden.

Die CLS-Schnittstelle spielt in diesem Zusammenhang ja vermutlich auch eine Rolle...

Genau, die CLS-Schnittstelle ist u.a. für die Steuerung von Lasten und Einspeisern über Messsysteme notwendig. Hier fehlen immer noch verbindliche Vorgaben für die Ausgestaltung der Infrastruktur. Das führt dazu, dass die Messstellenbetreiber, die diese Infrastruktur aufbauen sollen, sich

hier natürlich zurückhalten. Und nicht nur die technischen Vorgaben, sondern auch die Regeln zur Refinanzierung fehlen. Klar ist: im Rahmen der Preisobergrenze können wir nicht auch noch die Steuerung über Messsysteme abbilden. Die fehlenden Rahmenbedingungen hemmen definitiv die Umsetzung neuer Geschäftsmodelle. Insbesondere wird die Netzintegration von erneuerbaren Energien sowie die Integration von E-Mobilität und anderen steuerbaren Lasten ausgebremst.

Was können Sie als Netz- und Messstellenbetreiber hier tun?

Geduldig und zugleich hartnäckig unsere Vorschläge zur Weiterentwicklung des Rahmenwerks z. B. in Task Forces von BMWi und BSI einbringen und diskutieren, Innovationen erproben – z.B. testen wir aktuell das intelligente Heimladen über intelligente Messsysteme – und konsequent das umsetzen, was aktuell möglich ist.

Was sind denn die nächsten Projekte bei Netze BW?

Wir beginnen in diesem Jahr mit dem Smart Meter-Rollout für unsere rund 90.000 Einspeiser über 7 kWp. Hier wollen wir zunächst die Einspeisung messen – die rezertifizierten Gateways bieten hierfür mit TAF 9 die notwendige Voraussetzung. Neben den Einspeisedaten erfassen wir nun auch über den TAF 10 die Netzzustandsdaten als Grundlage für Anwendungen im Netzbetrieb. Die Verordnung zum EEG 2021 kann außerdem noch in diesem Jahr unsere Pflichten zur Messung und Steuerung von Einspeisern erweitern. Darauf bereiten wir uns vor. Natürlich würden wir gerne auch weitere Geschäftsmodelle in diesem Bereich wie zum Beispiel Eigenverbrauchsoptimierung oder Prosumer-Energiehandel über das Smart Meter-Gateway umsetzen. Aber das ist tatsächlich erst der übernächste Schritt. (pq)

Herr Jarek, ein Jahr ist seit dem offiziellen Start des Smart Meter-Rollouts vergangen. Was ist Ihr Fazit und wo stehen Sie heute?

Das erste Jahr lief zunächst schleppend an, aber wir haben unser Ziel erreicht und über 1.000 intelligente Messsysteme verbaut. Alle Prozesse laufen inzwischen zuverlässig und – was das Wichtigste ist – die Endkunden sind zufrieden. Der Roll-Out des intelligenten Messsystems nimmt jetzt sukzessive Fahrt auf.

Bevor wir zu den nächsten Schritten kommen – wo gibt es aktuell noch Schwierigkeiten?

Als große technische Herausforderung erweist sich die WAN-Kommunikation: Wir kämpfen hier mit hohen Abbruchquoten und ich würde – Stand heute – davon ausgehen, dass wir auf diesem Weg die Zielquoten von 95 Prozent nicht erreichen. Wir setzen hier jedoch große Hoffnungen auf die 450 MHz-Infrastruktur und wollen, wo es geht, auch Breitband-Powerline-Anbindungen der intelligenten Messsysteme umsetzen.

Wie sieht es denn mit den vertrieblichen Angeboten für die Smart Meter-Kunden aus?

Da sehen wir leider noch nicht so viel Bewegung, obwohl flexible Tarife ja im Zuge der Umsetzung der EU-Strombinnenmarktlinie angeboten werden müssen. Auch technisch können wir sie über die vorhandenen Tarifenanwendungsfälle der zertifizierten Gateways abbilden: TAF 7 liefert beispielsweise 15-Minuten-Werte.

71%

der befragten EVU sehen die Notwendigkeit der Ausprägung von Mehrwertprodukten auf Basis des SMGW.*

* Quelle: PwC-Studie „Vertriebliche Positionierung Smart Metering“ (2020)

Geprüfte Sicherheit
CONEXA ist BSI-zertifiziert!

Bei der Kommunikationsinfrastruktur zur Digitalisierung der Energiewende kann es natürlich nicht sicher genug zugehen. Das CONEXA 3.0 Performance Smart Meter Gateway wurde nach Common Criteria EAL 4+ vom BSI geprüft und erfüllt sämtliche Richtlinien hinsichtlich Datenschutz und Datensicherheit.

Egal was die Zukunft bringt: CONEXA ist bereit dafür!

PPC erhält Rezertifizierung



Als erster Hersteller hat PPC am 30.10.2020 eine Rezertifizierung für seine Smart Meter-Gateways (SMGWs) vom Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI) erhalten. Zeitgleich wurde die Revision der Baumusterprüfbescheinigung bei der Physikalisch-Technischen Bundesanstalt (PTB) abgeschlossen. Die neue Firmware steht für das Remote-Update durch den Gateway Administrator ab sofort zur Verfügung. Bei neuen Gateways kann sie direkt in der Produktion aufgespielt werden.

Hauptbestandteil der Rezertifizierung ist die Implementierung der Tarifierungsfunktionen TAF 9, 10 und 14 nach Technischer Richtlinie. Durch die neue Firmware hat PPC zudem die Interoperabilität der SMGWs weiter ausgebaut. Hierbei wurde nach Auskunft des Unternehmens insbesondere Wert auf die Messwerterfassung über neue drahtgebundene als auch drahtlose Zähler und die Interaktion mit allen marktgängigen GWA-Systemen gelegt. Durch Optimierungen in der Messwerterfassung und -verarbeitung sollen Messstellenbetreiber nun außerdem erweiterte Informationen zu Messwerten sowie dem SMGW- und Zählerzustand erhalten. Zudem wurde die Verwendung von Messwerten in der MaKo erleichtert.

Vorstandsvorsitzender Ingo Schönberg freut sich: „Die Rezertifizierung unseres Smart Meter Gateways ist ein weiterer Meilenstein für die Digitalisierung der Energiewende. Mit einem einfachen Software-Update des Smart Meter Gateways werden eine ganze Reihe neuer Funktionen und Mehrwerte verfügbar. Der erste Schritt entlang des BMWi/BSI-Stufenplans ist damit erfolgreich abgeschlossen.“

Die neuen Gateway-Funktionen wurden bereits erfolgreich mit vielen Kunden für den Praxiseinsatz getestet. So zum Beispiel von der E.ON-Tochter e.Kundenservice Netz in Hamburg und dem Verteilnetzbetreiber Bayernwerk. Im Rahmen des C/sells Projekts wurden TAF 9 und 10 gemeinsam mit der Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V. intensiv im bayrischen Netzgebiet getestet. (pq) www.ppc-ag.de

Fotos: PPC AG



Markterklärung

Vier zertifizierte Smart Meter-Gateway-Anbieter, eine erfolgreiche Rezertifizierung und 41 registrierte Administratoren listet die aktualisierte BSI-Marktanalyse im November 2020 auf. Fortschritte gab es bei der Kompatibilität eichrechtskonformer Geräte mit den zertifizierten SMGW: „Die Auswertung durch das BSI hat ergeben, dass eine große Anzahl unterschiedlicher Messgerätetypen mit den zertifizierten bzw. noch in der Zertifizierung befindlichen SMGW eingesetzt werden kann“, heißt es. Dazu gehören neben Stromzählern inzwischen auch zahlreiche Gas-, Wasser- und Wärmehähler. Der Rollout für Verbraucher mit mehr als 100.000 kWh Jahresverbrauch oder RLM (Registrierende Leistungsmessung) ist noch nicht freigegeben. Zu den Ausstattungspflichten von EEG- und KWKG-Anlagen sowie flexibler Verbraucher mit intelligenten Messsystemen will das BSI nach eigenen Angaben erst in der Aktualisierung der Marktanalyse Stellung nehmen. (pq) www.bsi.bund.de

Strombinnenmarkt-Richtlinie

UMSETZUNG ANGEKÜNDIGT

Die Frist für die Umsetzung der Strombinnenmarkt-Richtlinie (2019/944/EU) in nationales Recht endete am 31. Dezember 2020. Anfang des Jahres kündigte das Bundeswirtschaftsministerium an, ein Gesetzentwurf für die in Deutschland energierechtlich noch nicht abgedeckten Themen der Verordnung sei in Arbeit. Der Verordnung zufolge müssen größere Stromversorger für Kunden mit intelligenten Messsystem abgerechnet künftig flexible Stromtarife anbieten. Verbraucherrechte sollen zudem durch Erleichterungen beim Anbieterwechsel sowie transparentere Stromlieferverträge gestärkt werden. Zudem müssen unabhängige Vergleichsportale eingerichtet werden. Regulierte Endverbraucherpreise sollen auf unbestimmte Zeit möglich sein, um „Energiearmut“ zu verhindern. Da die Beteiligung von Prosumern, Bürgerenergiegemeinschaften und anderer dezentraler Akteure am Strommarkt gestärkt werden soll, enthält die neue Strommarkt-Richtlinie erstmals auch grundlegende Regeln, die die Arbeit von unabhängigen Aggregatoren erleichtern soll. Stromspeicherdienstleistungen dürfen künftig nicht mehr doppelt mit Netzgebühren belastet werden. Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber dürfen Speicher nur betreiben, wenn der Markt das nicht zu leisten vermag. (pq)

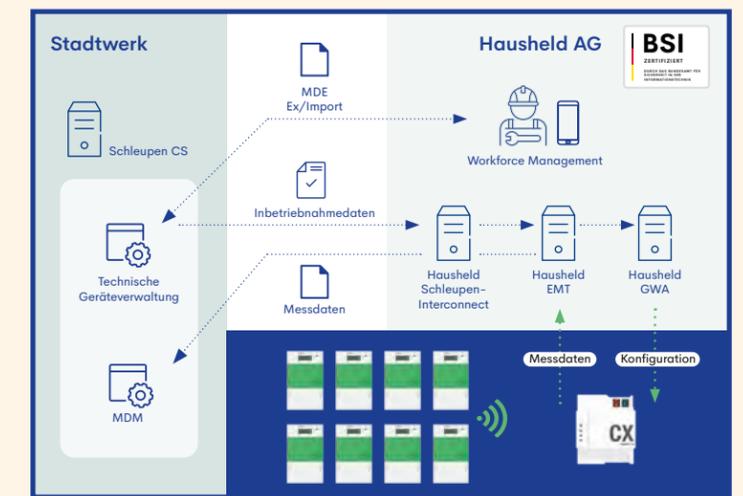
Systemintegration

HAUSHELD AG: TURBO-INTEGRATION MIT SCHLEUPEN.CS

Stadtwerke, die ihre Abrechnung mit Schleupen.CS erledigen, dürften es ab sofort einfacher haben, intelligente Messsysteme mit der Hausheld AG auszurollen. Das Unternehmen realisierte gemeinsam mit Schleupen in 2020 eine Volldigitalisierung aller notwendigen Datenaustausch-Schnittstellen. „Wir spüren im Markt eine deutliche Verunsicherung bei Messstellenbetreibern, wie die komplexe Integration in die Abrechnung innerhalb der knappen Fristen noch zu stemmen ist. Gemeinsam mit unserem Partner Schleupen haben wir dafür jetzt die technischen Anbindungen so vereinfacht, dass Risiken aus der Systemintegration für Schleupen-Anwender faktisch entfallen“, so Bouke Stoffelsma, Vorstand der Hausheld AG.

Die Schnittstellen sollen grundzuständigen Messstellenbetreibern, die Schleupen.CS nutzen, eine sichere und zeitnahe Prozessintegration intelligenter Messsysteme bis hin zum Voll-Rollout ermöglichen. Die Integration ist bereits bei

der Vereinigten Wertach-Elektrizitätswerke GmbH (VVEW) in Betrieb und kommt unter anderem für den Smart Meter Voll-Rollout in Mindelheim zum Einsatz. (pq)



Volle Prozessintegration für Schleupen.CS Kunden. (Foto: Hausheld AG)

EnWG-Novelle: Smart-Meter-Gateways und dynamische Tarife

Advertorial

Vorhandene Daten und Prozesse innovativ nutzen

Mit der EnWG-Novelle sind dynamische Stromtarife geplant. Für EVUs und Stadtwerke bietet dies die Chance, vorhandene Daten und Prozesse für variable und kostenorientierte Tarife zu nutzen.

Eine wichtige Rolle spielt dabei der Endkunde (Prosumer oder Consumer), dem effektive Anreize für ein flexibleres Ver-

brauchverhalten gesetzt werden können. Mit den digitalen Energiedienstleistungen von coneva lassen sich solche Mehrwertdienste vor, am und nach dem Netzan-schlusspunkt lückenlos umsetzen. White-Label Frontends, wie die Energybuddy App, bieten dem Endkunden Transparenz über Stromverbrauch und -produktion und die Möglichkeit den Verbrauch zu steuern,

bspw. für das zeitversetzte Laden von E-Fahrzeugen.

Die über eine SMGW-Struktur und coneva EMS gesammelten Daten helfen dem Energieversorger auch dezentrale Energieversorgungskonzepte wie Energiecommunities umzusetzen.

www.coneva.com



Grafik: coneva GmbH



KONTAKT & IMPRESSUM

coneva GmbH
Paul-Heysel-Straße 2-4, 80336 München,
Tel. 089 6281960, info@coneva.com,
www.coneva.com

Im Gespräch mit ...

Der Smart Meter-Rollout ist ja inzwischen gestartet. Haben sich Ihre Erwartungen bestätigt?

Wir sind für dieses Jahr noch von einem „Übergangsjahr“ ausgegangen, das von Tests und viel händischem Aufwand geprägt ist. Nach dieser Erprobungsphase im Feld erwarten wir einen stark steigenden Einbau von intelligenten Messsystemen. Unser konkretes Ziel ist es, einen komplett digitalisierten Bestell-, Fertigungs- und Lieferprozess zu etablieren. Hinter unseren Erwartungen und diesem Vorgehen steht schließlich ein realer Bedarf, den wir gemeinsam bedienen müssen: Um die Klimaziele erreichen zu können, brauchen wir mehr Erneuerbare Energien und die Elektrifizierung in den Sektoren Wärme und Mobilität. Voraussetzung dafür ist eine flächendeckende Digitalisierung.

Was sind die nächsten Schritte bei Theben, was ist für dieses Jahr an Weiterentwicklungen geplant?

Wir sind gut aufgestellt und haben ein sehr leistungsfähiges Gateway. Im nächsten Schritt werden wir im ersten Halbjahr 2021 die Rezertifizierung abschließen und den Funktionsumfang der CONEXA mit den Tarifanwendungsfällen 9, 10 und 14 erweitern. Damit ermöglichen wir erst einmal alle Use Cases, die auch der Ordnungsrahmen mehr und mehr einfordert. Ganz weit oben auf unserer Liste steht anschließend die WAN-Kommunikation über die 450MHz-Funknetzplattform. Nachdem die Frequenzen der Energiewirtschaft zugesprochen wurden, rechnen wir perspektivisch mit einer großen Nachfrage für die entsprechenden Gateways. Außerdem steht die Ermöglichung neuer Geschäftsmodelle in unserem Fokus. Diese unterstützen wir mit stetigen funktionalen Erweiterungen und unserem Plattformansatz, über den innovative Mehrwerte flexibel umsetzbar sind.

Wie ist da der Status quo?

Wir haben uns frühzeitig um eine Möglichkeit bemüht, weitreichende Mehrwertangebote über das SMGW realisieren zu können. Daher verfügen wir heute über eine Plattform aus SMGW, Steuerbox und Mehrwertmodul, mit der sich Anwendungen in den Bereichen Smart Mobility, Smart Grid und Smart Home/Smart Building gestalten lassen. Bei dem Mehrwertmodul handelt es sich um eine flexible Applikationsplattform, die spannende Geschäftsmodelle ermöglicht. Zum Beispiel wurden bereits unter Federführung der TMZ Thüringer Mess- und Zählerwesen Service GmbH zwölf Mietwohnungen in einem energetisch kernsanierten Gebäude mit CONEXA Smart Meter Gateways und LUXORliving Smart Home-Systemen von Theben ausgestattet. Auf diese Weise lassen sich attraktive Mehrwertdienste für die Mieter realisieren. Die Firma YOUKI bildet Blockchain-An-



Marco Sauer

Head of Regulatory Affairs & Business Development Business Unit Smart Energy, Theben AG

wendungen mittels SMGW und unserem Mehrwertmodul ab, zum Beispiel auch in völlig neuen Einsatzfeldern wie der Landwirtschaft. Wir setzen bereits heute spannende Projekte um, da passiert also wirklich etwas und das steht nicht nur in irgendwelchen Präsentationen.

Wo stehen Sie denn mit Blick auf mögliche „Smart Grid“-Anwendungen – ich denke da an die Auslesung von Netzzustandsdaten, die Anlagensteuerung über die CLS-Schnittstelle respektive die Spitzenglättung. Hier bietet das intelligente Messsystem ja prinzipiell großartige Perspektiven.

Absolut! Das werden wir nach unserer anstehenden Rezertifizierung mit dem SMGW alles bedienen können und haben mit der Steuerbox und dem Mehrwertmodul auch diejenigen Produkte im Baukasten, die für die Steuerung von Lasten oder Erzeugern notwendig sind. Sicher wird es für diese Anwendungen auch noch in diesem Jahr eine positive Marktanalyse des BSI geben. Wenn das parallel durch den Rechtsrahmen unterstützt wird, dann können wir mit diesen Smart Grid-Anwendungen einen großen volkswirtschaftlichen Nutzen erbringen. Im, leider und hoffentlich nur temporär, zurückgezogenen Entwurf für das Steuerbare-Verbrauchseinrichtungen-Gesetz wurden ja bereits Einspareffekte beim Netzausbau durch die Spitzenglättung dargelegt, die im Bereich mehrerer Milliarden Euro liegen. Die müssen wir heben. Genauso müssen wir bei der Erzeugung Daten zum Netzzustand generieren und regeln können. So macht es zum Beispiel aus meiner Sicht keinen Sinn, insbesondere bei neuen EEG-Anlagen auf die kommunikative Anbindung und Steuerbarkeit zu verzichten.

Eine weitere „Baustelle“ ist ja die Strombinnenmarkt-richtlinie – Stichwort: flexible Tarife. Wie soll das umgesetzt werden?

Flexible Tarife sollen über das „Energiewirtschaftsrechtsänderungsgesetz“ im EnWG verankert werden. Nach dem aktuellen Entwurf sollen zunächst größere Vertriebe ab 200.000 Kunden verpflichtet werden, variable Tarife für alle Letztverbraucher anzubieten, die über ein intelligentes Messsystem verfügen. Diese Grenze muss man sicher noch diskutieren, aber sicher trägt das weiter zur Akzeptanz der intelligenten Messsysteme bei und ist besser vermittelbar als andere Nutzenfaktoren, die ja vielfach noch eher indirekt bei den Kunden ankommen. (pq) www.theben.de

Rollout

Praxis

ANWENDUNGSHILFEN FÜR DEN ROLLOUT

In der Anwendergemeinschaft Messsystem (AWG) arbeitet VOLTARIS mit rund 35 Stadtwerke-Partnern strukturiert an der Gestaltung des intelligenten Messstellenbetriebs. Im Rahmen eines Online-Workshops wurden Anfang Dezember die bisherigen Lessons Learned beim Smart Meter-Rollout diskutiert. Zudem wurden neue Anwendungshilfen vorgestellt: Ein Montage-Handbuch für den Einbau und die Inbetriebnahme der intelligenten Messsysteme sowie Video-Tutorials zur Transparenz- und Displaysoftware (TruDi) und dem Webfrontend zur Prozessintegration. (ds) www.voltaris.de

Keine Raketenwissenschaft

Der fortschreitende Rollout intelligenter Messsysteme liefert nicht nur die sichere Kommunikationsinfrastruktur für die Übertragung relevanter Netz- und Verbrauchsdaten. Über die CLS-Schnittstelle des Smart Meter Gateways (SMGW) lassen sich diverse Geräte und Anwendungen an die Infrastruktur anbinden. So eröffnet das SMGW im Gebäude den sicheren Zugang zur IoT-Welt und zu innovativen Angeboten für Endkunden. Für die technische Realisierung neuer Geschäftsmodelle und Mehrwertanwendungen bietet PPC die passenden Systembausteine. Mit der Unterstützung eines großen Partnernetzwerks wurden bereits zahlreiche CLS-Projekte umgesetzt – und so Letztverbraucher, dezentrale Anlagen, Energieversorger und Dienstleister untereinander und miteinander sicher vernetzt. Mit dem CLS Gateway lassen sich zwar (noch) keine Raketen starten, aber Energiemanagement-



Foto: Power Plus Communications AG

Wettbewerblicher Messstellenbetrieb

RHEINENERGIE: DATENBASIERTE LÖSUNGEN FÜR GESCHÄFTSKUNDEN

Als eines der ersten Stadtwerke in Deutschland bietet die Kölner RheinEnergie ab dem 1. März 2020 Leistungen auf Basis intelligenter Messsysteme an. Das Angebot richtet sich zunächst an bundesweit vertretene Geschäftskunden, wie die RheinEnergie meldet. Insbesondere für Filialisten mit Standorten in unterschiedlichen Netzgebieten bietet der Kölner Versorger eine gebündelte Leistung für alle Standorte als Alternative zum Rollout der jeweiligen grundzuständigen Messstellenbetreiber.

Zum Produktangebot gehören neben dem intelligenten Messstellenbetrieb auch ein Energiemanagement-Portal

Foto: Rheinenergie AG



nach DIN50001, in dem die Kunden Standortanalysen und -vergleiche durchführen können. Zudem können die Energiedaten auf Wunsch per Standardschnittstelle in die Kundensysteme geliefert werden. Industriekunden und Anlagenbetreiber sollen darüber hinaus auf integrierte Angebote für individuelle Messkonzepte und Anlagenmonitoring zurückgreifen können. (pq) www.rheinenergie.com

Systeme an das iMSys anbinden und Ladevorgänge für E-Autos netzdienlich steuern. Mit dem CLS Adapter Submetering steht eine praxiserprobte Lösung für das digitale Auslesen aller Sparten im Haus inklusive Submetering bereit. Das Beste: die technische Umsetzung ist keine Raketenwissenschaft, sondern einfach realisierbar.

PPC Webinarreihe zur CLS-Schnittstelle

In drei Webinaren für Messstellenbetreiber, Immobilienwirtschaft sowie Systementwickler gibt PPC einen Überblick über die CLS-Technik sowie konkrete Anwendungsmöglichkeiten.

Weitere Informationen und Anmeldung unter: www.ppc-ag.de/clsperspektiven



KONTAKT & IMPRESSUM

Power Plus Communications AG
Dudenstraße 6, 68167 Mannheim, www.ppc-ag.de

EnBW bietet Services und Dienstleistungen für intelligente Messsysteme rund um die Gateway-Administration (GWA) für den Rollout von kleiner bis großer Stückzahl im Netzgebiet



Mit der EnBW den Rollout gemeinsam erfolgreich meistern
(Foto: EnBW)

Die Energiebranche wird sich in den kommenden Jahren durch unterschiedliche Faktoren grundlegend verändern: schon heute ist deutlich, dass sich sowohl die Energiegewinnung als auch der Energieverbrauch verändern, zusätzlich birgt die Digitalisierung der Energiewirtschaft viele Chancen für die Branche. Das EnBW Service-Paket SmartpackX bündelt verschiedenen Lösungen für den reibungslosen Rollout intelligenter Messsysteme.

Anstelle von ehemals wenigen, großen Kraftwerken entwickelt sich die Energiegewinnung hin zu einer Vielzahl kleiner und dezentraler Erzeugungsanlagen. Gleichzeitig wird auch der Energieverbrauch immer individueller. Die Branche geht deshalb davon aus, dass sich im Laufe der kommenden 10 bis 15 Jahre ein Großteil des Energieflusses im Nieder- und Mittelspannungsnetz abspielen wird. Diese Faktoren stellen die Netzstabilität vor massive Herausforderungen. Die Digitalisierung wird, wie in vielen anderen Branchen, auch hier Abhilfe schaffen – wenn man sie richtig einsetzt. Ziel muss deshalb sein, die Netzstabilität zu gewährleisten, um Überlastungen verhin-

dern zu können. Energieflüsse müssen transparenter werden, damit sie besser an die jeweiligen Bedarfe ausgerichtet werden können. Intelligente Messsysteme, also das Zusammenspiel moderner Messeinrichtungen in Verbindung mit Smart-Meter-Gateway, ist hierbei eine zentrale Schlüsseltechnologie und spielt für die Digitalisierung der Energiewende eine wesentliche Rolle. Sie machen Energieflüsse transparent, verteilen sie entsprechend effizient und sorgen damit trotz steigender Komplexität für die Netzstabilität.

Das Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI) gibt klare Regeln vor, die dafür sorgen sollen, dass der Rollout intelligenter Messsysteme zügig vorangetrieben wird. Gleichzeitig definiert es konkrete Anforderungen an Datenschutz und Datensicherheit der Smart-Meter-Gateways, um die Verbraucher*innen zu schützen. Neben den Vorgaben für den Rollout zertifiziert das BSI Gateway-Administratoren, um die Datensicherheit des Smart Meter Gateways zu gewährleisten. EnBW bietet ihren Kunden ausschließlich zertifizierte Produkte an.

EnBW entwickelt in Zusammenarbeit mit Geräteherstellern und Kunden sowohl Hard- als auch Software für intelligente Messsysteme und übernimmt bereits heute den Betrieb für ihre Kunden. Seit Ende 2018 sind Steuerboxen bei Photovoltaikanlagen im Raum Karlsruhe verbaut. Im vergangenen Jahr hat sie zusammen mit Kunden über 1.000 intelligente Messsysteme erfolgreich eingebaut. Feldtests und der Live-Betrieb der intelligenten Messsysteme bringen der EnBW wertvolle Erfahrungen, die direkt in die Weiterentwicklung der aktuellen Lösung einfließen.

Kunden profitieren damit von einer praxisbezogenen und rechtlich sicheren Komplettlösung. EnBW bietet eine Full-Service-Lösung von Gateway-Administration, Messwertempfang und -verarbeitung, Kundenportal, Gerätebeschaffung, Kommunikationsinfrastruktur und SIM-Karten-Management bis zum Messdatenmanagement. Als Energieunternehmen wissen die Expert*innen aus der EnBW, welche Anforderungen Kunden an das Produkt haben und ermöglichen einen zügigen, flächendeckenden und sicheren Rollout. Im anschließenden Betrieb der Systeme profitieren Kunden von der regelmäßigen Weiterentwicklung des Produkts an die aktuellen Anforderungen und bleiben damit auf dem neusten Stand.

EnBW

KONTAKT & IMPRESSUM

EnBW Energie Baden-Württemberg AG

Durlacher Allee 93, 76131 Karlsruhe, operations@enbw.com,



<https://www.enbw.com/energie/abwicklungsdienstleistungen/geschaeftskunden>

Zeit für Mehrwertdienste

Submetering gilt seit der Verabschiedung des Gesetzes zur Digitalisierung der Energiewende als potenziell aussichtsreichstes Geschäftsfeld für Stadtwerke im Umfeld der intelligenten Messsysteme. Schließlich verfügen sie neben dem Zugriff auf die Zähler über gute Geschäftsbeziehungen zu den Endkunden und der kommunalen Wohnungswirtschaft und sie kennen die energiewirtschaftlichen Prozesse. Entsprechende Mehrwertangebote wie die Fernauslesung und Abrechnung von Heizkosten in größeren Immobilien haben somit gute Aussichten am Markt und könnten die hohen Investitionen in den Rollout jenseits der Preisobergrenzen rentabel machen. Auch darüber hinaus schaffen die Daten aus der iMSys-Infrastruktur und die neue Marktrolle als EMT (externer Marktteilnehmer) eine exzellente Grundlage für eine Vielzahl an

Energiedienstleistungen, die insbesondere für die Wohnungswirtschaft zunehmend attraktiv werden – von der Überwachung der Rauchmelder bis hin zum Energiemanagement. Stadtwerke, die als wettbewerblicher Messstellenbetreiber agieren, können diese sogar überregional anbieten. Die Unternehmen haben sich vorbereitet, nun gilt es, den Markt zu erschließen: 2021 kann der Gebäudeeigentümer als Anschlussnehmer den Messstellenbetreiber frei wählen, Bündelangebote nach § 6 MsbG sind möglich. Aber die Zeit drängt, denn die großen Abrechnungsdienstleister in der Immobilienwirtschaft konkurrieren bereits um den Messstellenbetriebl. (pq)

50%

der Stadtwerke halten die Ausprägung der mMSB-Rolle für notwendig.*

* Quelle: PwC-Studie „Vertriebliche Positionierung Smart Metering“ (2020)

Die Umsetzung des Messstellenbetriebsgesetzes und damit verbunden der Rollout moderner Messeinrichtungen und intelligenter Messsysteme stellt Energieversorger und Netzbetreiber vor große Herausforderungen: Technik, Infrastruktur, Prozesse und IT-Systeme müssen den neuen Anforderungen entsprechend effektiv und effizient angepasst werden.

VOLTARIS unterstützt Sie als einer der wenigen Anbieter in Deutschland mit einem umfassenden modularen Lösungsangebot – sowohl für den grundzuständigen als auch für den wettbewerblichen Messstellenbetreiber.

Starkes Netzwerk zur Gestaltung des Smart Meter Rollouts

Innerhalb unserer VOLTARIS Anwendergemeinschaft Messsystem arbeiten mittlerweile rund 40 Energieversorgungsunternehmen und Netzbetreiber bei der Gestaltung des intelligenten Messstellenbetriebs zusammen – im Rahmen von Workshops, moderiertem Erfahrungsaustausch und Schulungen, z.B. zur Umsetzung der sicheren Lieferkette der Smart Meter Gateways. Für die Anwendergemeinschaft werden wir rund 1,4 Millionen Zählpunkte im intelligenten Messstellenbetrieb betreuen sowie mehr als 150.000 intelligente Messsysteme als Full-Service-Dienstleistung.



Bild: VOLTARIS GmbH

Sub-metering



Eigentümer von Mehrfamilienhäusern können ab 2021 den Messstellenbetreiber frei wählen.
(Foto: VOJTa Herout / Shutterstock.com)

Advertorial

Submetering bietet Marktchancen für Stadtwerke

Spätestens seit ab dem 1. Januar 2021 der Gebäudeeigentümer als Anschlussnehmer den Messstellenbetreiber frei wählen kann und Bündelangebote nach § 6 MsbG platziert werden können, ist Submetering zu einem essenziellen neuen Geschäftsfeld für Stadtwerke geworden, denn damit können attraktive weitere Marktfelder erschlossen werden – zum Beispiel durch die Fernauslesung und Abrechnung von Heizkosten in größeren Immobilien. Stadtwerke haben hier mit unseren Submetering-Dienstleistungen beste Marktchancen.

VOLTARIS

WISSEN WAS ZÄHLT

KONTAKT & IMPRESSUM



VOLTARIS GmbH, Voltastraße 3, 67133 Maxdorf,
Tel. 06237 935 414, info@voltaris.de,
www.voltaris.de

Raus aus dem Keller! Wie Smart Meter mit 868 MHz online gehen.

Erfahrungen von Messstellenbetreibern beim Ausrollen der ersten intelligenten Messsysteme (iMSys) zeigen: Es klemmt häufig bei der Datenübertragung per Mobilfunk. In vielen Kellern klappt es nicht mit dem Mobilfunkempfang. Beim Hausheld-Modell sind solche Sorgen unbekannt. Per Mesh-Netz im 868-MHz-Frequenzband kommen die Messdaten bereits heute sicher und BSI-konform aus jedem Keller. Auch weil alle Zähler selbst bei der Übertragung mithelfen.

Hausheld hat seine High-Tech-Lösung für den stadtweiten iMSys-Rollout entwickelt: Alle Stromzähler eines großen Gebäudes oder einer Siedlung verbinden sich untereinander über ein TLS-Funksystem sicher mit den Smart Meter Gateways. So können mehrere Zähler über ein Gateway ausgelesen werden. Die Funktechnik ist nach den Vorgaben des BSI-Schutzprofils entwickelt und leitet Daten besonders einfach von Zähler zu Zähler aus den Kellern. Dabei nutzt es die sichere Verschlüsselung, die das BSI für die Übertragung der Messwerte zu Smart Meter Gateways vorschreibt. Die Smart Meter Gateways befinden sich z.B. in den Trafostationen der Stadtwerke. Messwerte werden von dort zentral per Glasfaser, LTE oder zukünftig per 450 MHz oder Powerline von den Gateways in die Rechenzentren übertragen.

Eichrechtskonform und kooperativ

Die Einhaltung der eichrechtlichen Messtoleranzen ist dabei auch eine der Aufgaben der Smart Meter Gateways. Sie stellen sicher, dass die Messwerte schnell und zuverlässig über das Mesh-Netz übertragen werden und die Messungen für die Abrechnung zur Ver-

fügung stehen. Geringe Sendeleistungen machen das Funknetz dabei besonders schnell, weil die Zähler die 868 MHz Frequenz sehr effizient nutzen können.

Das Funknetz der Stromzähler bildet auch das Fundament für eine sichere Digitalisierung der Stadt. Gas-, Wasser- und Wärmezähler sowie Steuergeräte und Sensoren nutzen die Funktechnik der Smart Meter Gateways ebenfalls zum sicheren Datenaustausch. Die Hausheld-Funksysteme sind nach der Welme 7.2-Norm für den Einsatz in metrologischen Systemen zertifiziert.

In der Praxis gehärtet

Den Praxisbeweis hatte Hausheld bereits 2020 in Saarlouis erbracht. Dort wurden bei mehr als 1.500 Pilotkunden die Prozesse für den Rollout und die Datenübertragung getestet.

Saarlouis tauscht die Vorserien Gateways derzeit durch die mittlerweile zertifizierten G1 Gateways und geht dann in die flächendeckende Anbindung der bereits verbauten Zähler im gesamten Stadtgebiet. Immer mehr Versorger erkennen zudem die strategischen und technischen Vorteile der Hausheld-Lösung und steigen um.

Vorteile liegen nicht nur darin, dass die Daten überhaupt aus den Kellern kommen. Der iMSys-Vollrollout löst durch seine Daten auch die Redispatch-Aufgaben und führt generell zu dramatisch günstigeren spezifischen Rollout-Kosten: 80 % Kosteneinsparung bei der Datenübertragung, 90 % Kosteneinsparung bei den Smart Meter Gateways, um 50 % verringerte Installationskosten durch den strukturierten straßenzugweisen Geräteeinbau und eine zehnfach bessere Auslastung und Amortisation der Rechenzentren.

Smart City inklusive

Preisobergrenzen? Sind praktisch kein Thema mehr. Smart Metering per Vollrollout mit Hausheld beschert Stadtwerken Deckungsbeiträge statt Verluste, sowohl bei Pflichteinbaufällen als auch bei optionalen Fällen. Stadtwerke gelangen durch den Vollrollout ganz nebenbei in eine Poleposition für die Digitalisierung. Der Aufbau weiterer Technologien wie LoRaWAN-Netze ist entbehrlich. Das Mesh-Netz von Hausheld hat die Internet-of-Things-Funktionalität bereits an Bord und bietet dabei immer den Datenschutz und die enorme Cybersecurity der Smart Meter Gateways.

hausheld
vernetzt intelligent

KONTAKT & IMPRESSUM

HAUSHELD AG

Blumenberger Straße 143-145, 41061 Mönchengladbach,
info@hausheld.info



**Messdaten
entfesseln!**



Bild: Hausheld AG

Digitalisierung von Modernen Messeinrichtungen? Läuft mit powerfox!

Mehrere Tausend Geräte sind bereits ausgeliefert. Und täglich kommt eine zweistellige Kundenzahl hinzu. „Bis Ende 2021 peilen wir 30.000 Endkunden für unseren Service an“, gibt Geschäftsführer Timm Beyer die Zielsetzung vor.

Das „Prinzip powerfox“ ist dabei denkbar simpel: Verschiedene Aufsatzlösungen für alle gängigen digitalen Stromzähler sowie viele Wasser- und Wärmezähler können in wenigen Schritten durch den Nutzer selbst montiert und ins hauseigene WLAN-Netz eingebunden werden (Infos unter <https://shop.powerfox.energy>). Für Energieversorger ist der powerfox Service als Whitelabel-Lösung verfügbar. Sven Jankowski, Abteilungsleiter Messstellenbetrieb bei den Stadtwerken Herne: „Nach unseren guten Erfahrungen mit powerfox im letzten Jahr werden wir nun auch den Einsatz bei Wasser- und Wärmezählern bei unseren Kunden testen“.

Die mit umfangreichen Funktionen ausgestattete App und vor allem die offenen Schnittstellen der powerfox Plattform erlauben vielfältige Anwendungen, wie z.B. die Integration in Smarthome-Systeme. „Unsere Kunden bringen uns da immer wieder auf neue Ideen: Über die Ansteuerung von Ladestationen und Speichern zur Optimierung des Eigenverbrauchs bis hin zur Fernüberwachung des Ferienhauses“, zeigt sich der zweite Geschäftsführer Marcus Becker begeistert.

Laut einer powerfox-Kundenumfrage wünschen sich zum Beispiel 72% der Befragten eine Unterstützung bei der Ermittlung der optimalen Speichergröße auf Basis der ermittelten Einspeise- und Verbrauchswerte.

Hier zeigt sich das große Potenzial für Dienstleister: Über die offene powerfox Plattform lassen sich genau diese Mehrwertdienste entwickeln und am Markt platzieren. Mit endios, coneva, Wechselpilot

Foto: power42 GmbH



und verschiedenen Smarthome-Anbietern sind auf der powerfox Plattform schon einige namhafte Unternehmen vertreten, von denen es in diesem Jahr entsprechend spannende Angebote geben wird.



KONTAKT & IMPRESSUM

power42 GmbH,

Franklinstraße 28/29, 10587 Berlin,

Tel. +49 30 95999364-0, info@powerfox.energy

www.powerfox.energy



Foto: Eitel Group

Partnerschaftlich zum Erfolg

Dienstleistung über alle Sparten

Seit der Gründung von U-Serv in 2003 wurde unser Angebot von technischen Dienstleistungen stetig erweitert, so dass wir heute Lösungen in allen Energiesparten anbieten.

Mit der Eingliederung in die ELTEL Gruppe 2017 erhielten wir die Basis zum weiteren Ausbau unserer Aktivitäten. Heute greifen wir auf automatisierte, skalierbare Prozesse von der Projektvorbereitung bis zur Projektumsetzung zurück.

Am 1. Juni 2020 wurde der Bereich „U-Serv“ der ELTEL Infranet GmbH in eine eigene Gesellschaft – ELTEL Networks GmbH – mit Hauptsitz in Recklinghausen überführt.

Effizienz und Transparenz

Unsere selbst entwickelte Workforce-Management-Lösung bildet die elementare Plattform zur effizienten Organisation unserer Tätigkeiten und bietet allen Beteiligten (Kunde,

Endkunde, Projektleitung, etc.) eine 360 Grad-Sicht auf den Status und Ablauf der Prozesse.

Unsere Tätigkeitsschwerpunkte

- Zählerwechsel & Montage Messsysteme
- Sperrkasso
- Marktraumumstellung
- Sicht- & Selbstablesung

Warum U-SERV?

- Bundesweite flexible und skalierbare Organisation
- Vollumfängliche Lösungen aus einer Hand
- Langfristige und nachhaltige Partnerschaft



KONTAKT & IMPRESSUM

ELTEL Networks GmbH

Wanner Straße 30, 45661 Recklinghausen,

Tel. +49 (0) 2361 49792-0, vertrieb@u-serv.de,

www.u-serv.de, www.eltelnetworks.com



Datenbasierte Wartung

KÜNSTLICHE INTELLIGENZ IM STUTTGARTER STROMNETZ

Anfang 2020 hat die Stuttgart Netze gemeinsam mit den Partnern SMIGHT und OmegaLambdaTec, einem Dienstleister für Datenanalysen, ein Projekt gestartet, mit dem der Netzbetreiber mehr über die Gründe für Stromausfälle herausfinden und sein Netz besser überwachen will.

Vor etwas mehr als einem Jahr hat die Stuttgart Netze im Stuttgarter Stadtteil Bergheim (Weilimdorf) in einem klassischen Wohngebiet in mehreren Kabelverteilerschränken und Umspannstationen Messtechnik der EnBW-Tochter „SMIGHT“ eingebaut. Die Sensoren messen an 20 von 170 möglichen Punkten, wie viel Strom (in Ampere) über die einzelnen Kabel läuft. Die Auswahl dieser Messpunkte erfolgte auf Basis einer Analyse durch OmegaLambdaTec.

Im zweiten Projektteil ging es um die Frage, ob Netzbetreiber Kabelbrüche im Netz mit Hilfe künstlicher Intelligenz automatisiert detektieren und potenziell auch lokalisieren können. Um einen entsprechenden Algorithmus zu trainieren, wurde mit manuell induzierten Kabelbrüchen im vermaschten Stuttgarter Stromnetz gearbeitet. Dem Team von OmegaLambdaTec gelang es hierbei erfolgreich, die Anomalien im Netz aufzuspüren. Die Technik soll daher künftig an weiteren Stellen im Stuttgarter

Stromnetz eingesetzt und die Versorgung dadurch noch zuverlässiger werden. Aktuell arbeitet das Unternehmen am Übergang von der statischen Anomaliedetektion hin zu einem kontinuierlichen Monitoring. Auch die Datenvisualisierung will man in Zusammenarbeit mit den Kollegen von SMIGHT weiter optimieren.

www.stuttgart-netze.de

www.smight.de | www.omegalambdatec.com



Die Stuttgart Netze will durch den Einbau von Messtechnik in Kabelverteilerschränken Stromausfällen schneller auf die Schliche kommen. Das Bild zeigt einen Betriebsmonteur beim Einbau der Messtechnik. (Foto: Stuttgart Netze)

Anlagen immer im Blick

Versorgungsanlagen in festgelegten Abständen zu kontrollieren und zu warten oder Verbrauchsdaten beim Kunden durch Außendienstmitarbeiter abzulesen, gehört heute noch in vielen Stadtwerken zum Alltag. Doch im Zuge der Digitalisierung lassen sich auch hier Abläufe verschlanken und automatisieren. Messdaten aus Netzanlagen werden heute zunehmend automatisiert erfasst, visualisiert und ausgewertet, so dass Wartungen zustandsabhängig erfolgen oder eben auch unterbleiben können, wenn alles in Ordnung ist. Drohende Störfälle werden von intelligenten Systemen meist schon im Vorfeld erkannt und können so vermieden werden. Tatsächlich sind diese Anwendungsfälle aktuell die wichtigste Motivation, Netzanlagen mit Mess- und Kommunikationstechnik auszustatten. Dieser Trend wird sich fortsetzen: Wie Experten vermuten, wird die vorausschauende Wartung anhand von Echtzeit-Daten in wenigen Jahren der Standard sein. (pq)



Schaltanlage als Digitaler Zwilling

Die Mitteldeutsche Netzgesellschaft Strom GmbH (MITNETZ STROM) realisiert derzeit Projekte mit Digitalen Zwillingen, bei denen die 3D-Dokumentation von Netzinfrastruktur in Geschäftsprozesse eingebunden wird. Jüngst hat das Unternehmen eine Freiluftschaltanlage in 3D dokumentieren lassen „Schon einen Tag später hatten wir eine intuitive, virtuelle Visualisierung der Schaltanlage mit allen Details“, berichtet Roberto Löffler, IT-Projektleiter bei der MITNETZ STROM. (jr)

www.mitnetz-strom.de

Bild: GeoBasis-DE/LGB, dl-de/by-2-0, Daten geändert.

Lösungsansätze für Herausforderungen in Stromnetzen Spannende Einblicke bei den OMICRON Online-Veranstaltungen

Durch den Um- und Ausbau der Stromnetze ergeben sich für Netzbetreiber neue Herausforderungen. Die OMICRON Online-Veranstaltungen und Webinare gehen auf diese Herausforderungen ein und diskutieren Lösungsansätze.

Transformatoren

In allen Spannungsebenen werden Betriebsmittel der elektrischen Energieversorgung heute anders belastet, als dies vor der Energiewende und dem verstärkten Einsatz leistungselektronischer Komponenten der Fall war. Durch die spezifischen Eigenschaften ihres Isoliersystems sind Transformatoren von den neuen Belastungen stark betroffen. Besonders ältere Transformatoren waren für die neuen Belastungsarten nie ausgelegt. Daher ist ein „Mehr“ an Zustandsdiagnostik häufig unerlässlich, um den sicheren Netzbetrieb aufrecht zu erhalten und die rechtzeitige Planung von Ersatzinvestitionen zu ermöglichen. Das OMICRON Diagnoseforum behandelt Transformatordiagnostik aus den Blickwinkeln der Normung sowie der Versicherungswirtschaft und beschäftigt sich mit der Belastung durch Schalttransienten und Teilentladungen.

Wandler und Sensoren

Wandler und Sensoren stellen Schlüsselkomponenten in der Energieversorgung dar, deren Fehlfunktion oder Ausfall signifikante Auswirkungen auf die Sicherheit, Schutztechnik und Abrechnung haben können. Die Wandler überwachen das Stromnetz ständig und dienen als Schnittstelle zwischen Primär- und Sekundärtechnik und müssen eine Vielzahl an Aufgaben über eine lange Lebensdauer erfüllen. Dadurch wird in modernen Netzen das Thema Netzqualität und nichtkonventionelle Wandlertechnologien immer wichtiger, bei dem Messwandler und Sensoren eine besondere Rolle einnehmen. Erfahren Sie mehr dazu im Wandler-Teil des OMICRON-Diagnoseforums.

Energiekabel und Leistungsschalter

Der zunehmende Grad der Verkabelung und die Anwendung bei der Übertragung erneuerbarer Energien erhöht die Wichtigkeit der Energiekabel in den Netzen. Die zuverlässige und effiziente Qualifizierung, Inbetriebnahme und Zustandsbewertung der Mittel-, Hoch- und Höchstspannungskabel wird immer wichtiger und wird im Programmblock „Energiekabel“ des OMICRON Diagnoseforums diskutiert.

Leistungsschalter sind für einen sicheren Netzbetrieb unerlässlich und ihre Funktionsweise muss regelmäßig überprüft werden. Im Leistungsschalter-Modul des Diagnoseforums können Herausforderungen, Einsichten und Wünsche aus der Leistungsschalterprüftechnik diskutiert werden. Zusätzlich zeigt Ihnen eine Live-Vorführung von Messungen an Mittelspannungsschaltern und -schaltanlagen die Einsatzmöglichkeiten neuester Prüftechnik.



Das OMICRON Online-Diagnoseforum erwartet Sie mit spannenden Erkenntnissen zu Transformatoren und weiteren Betriebsmitteln.

Schutzprüfung in Anlagen mit Spannungs- und Stromsensoren:

Eine weitere Entwicklung ist der zunehmende Einsatz von Mittelspannungsanlagen mit Spannungs- und Stromsensoren. In den OMICRON-Webinaren am 3. und 4. März erfahren Sie, wie Schutzprüfungen in solchen Anlagen durchgeführt werden können.

Die OMICRON Online-Veranstaltungen im Überblick:

OMICRON Online-Diagnoseforum von 23.-24. März

Weitere Informationen und Anmeldungen:

<https://events.omicronenergy.com/dw/>

Alle OMICRON Webinare in der Übersicht sowie die Anmelde-möglichkeiten finden Sie unter: www.omicron.academy Melden Sie sich am besten gleich an und freuen Sie sich auf spannende neue Erkenntnisse!



KONTAKT & IMPRESSUM



OMICRON electronics GmbH, Oberes Ried 1, 6833 Klaus, Österreich,
info@omicronenergy.com, www.omicronenergy.com

Elektromobilität

Chance oder Last?

Die Bundesregierung hat sich zum Ziel gesetzt, den Anteil erneuerbarer Energien im Verkehrssektor bis 2030 auf 28 Prozent anzuheben und die umfangreichen Förderprogramme für Elektrofahrzeuge zeigen Wirkung: Die Zulassungszahlen steigen. Für die Stadtwerke, Versorger und Netzbetreiber ist diese Entwicklung gleichermaßen eine Chance und eine Herausforderung.

Für die Vertriebe eröffnet die wachsende Zahl an Elektrofahrzeugen zusätzliche Absatzmöglichkeiten und die Chance auf neue Zugänge zu den fraglichen Stromkunden. Beim Thema Ladeinfrastruktur ist die Lage komplizierter. Auch hier gibt es Ansatzpunkte für Neugeschäfte, denn speziell im öffentlichen Sektor, aber auch bei Gewerbe und Wohnungswirtschaft, könnten sich die Stadtwerke als technischer Dienstleister für die Errichtung und den Betrieb der Ladeinfrastruktur positionieren – in manchen Fällen ist das gelungen, vielfach machen

Umfrage

ALTERNATIVE ANTRIEBE WERDEN BELIEBTER

Laut einer Umfrage der Deutschen Energie-Agentur (dena) würden sich 57 Prozent der Deutschen für einen Pkw mit alternativem Antrieb entscheiden. Wäre der Kaufpreis derselbe wie beim Verbrenner, erhöht sich der Wert auf 73 Prozent. Bei gleichem Kaufpreis wären die Brennstoffzellen- und Wasserstoff-Pkw mit 25 Prozent die beliebteste Antriebsart der Befragten. (ds)

www.dena.de



Bild: Siemens AG

Schnellladeparks

Mit dem Schnellladegesetz will das Bundesverkehrsministerium den Ausbau vorantreiben, das Gesetz soll in Kürze vom Kabinett verabschiedet werden. Die Nationale Organisation Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie plant und koordiniert die Errichtung von 1.000 subventionierten Schnellladeparks insbesondere an Autobahnen und Landstraßen. Deren Förderung seitens der Politik soll an Preisobergrenzen für die Ladevorgänge gekoppelt werden. (ds)

www.now-gmbh.de

2030

1 Mio. Ladepunkte
Ziel in Deutschland

7 - 10 Mio. in Deutschland
30 Mio. in Europa
150 Mio. weltweit

2020

ca. 35.000 Ladepunkte
aktuell in Deutschland

194.000
E-Autos in Deutschland
(ca. 5 % der Neuzulassungen)

Mittelständler ermahnt die Politik

Die Gemeinhardt Service GmbH aus der sächsischen Kleinstadt Roßwein stellt Spezialgerüste her und plant 2021 möglichst alle Fahrzeuge im regionalen Fuhrpark auf Elektroantrieb umzustellen.

Start war Ende 2020 mit dem E-Hyundai für Geschäftsführer Walter Stuber, der allen Mitarbeitern anbot, sich einen Dienstwagen zur privaten Nutzung zuzulegen. „Vorteil ist die Anpassung des zu versteuernden Betrags für die private Nutzung von bisher 1 Prozent auf 0,25 Prozent des Listenpreises“, so Stuber. Für das Unternehmen sei auch die Nachhaltigkeit wichtig. Doch nach dem Antrag auf höhere Stromzulieferung bei der zuständigen Mitteldeutschen Netzgesellschaft Strom mbH wurde klar, dass dem Ansinnen fast nicht entsprochen werden kann.

Gab es bislang 40 kW Strom für das Betreiben des Unternehmens, konnten für die jetzt in Betrieb genommene Stromtank-

stelle nochmals 20 kW freigegeben werden. „Das reicht gerade mal, um zwei bis drei Dienst-PKW am Tag optimal zu laden“, sagt Stubers Geschäftsführerkollege Dirk Eckart. „Aber für unsere zwei geplanten Mercedes-E-LKWs sieht es düster aus, denn allein dafür bräuchten wir weitere zwei Stromzapfsäulen mit je 50 kW. Nur, wo soll der Strom herkommen? Auf der Hauptverkehrsstraße liegt wohl noch eine entsprechende Stromleitung an. Aber wenn wir von dort Strom haben möchten, müssen wir für die Zuleitung und den Bau eines notwendigen Trafohäuschens aus eigener Tasche über 100.000 Euro auf den Tisch legen. Die beiden Zapfsäulen für die LKWs wurden uns mit je 30.000 Euro bis 75.000 Euro avisiert. Das steht für uns in keiner Relation!“

Die Probleme kennt auch Sören Grübsch, Geschäftsführer der Tauchaer AUTO-CEN-

TER WEBER GmbH & Co. KG, der die Gemeinhardts mit den passenden E-Autos versorgen soll: „Es gibt zu wenig Ladestationen und zu wenig Strom. Wenn nur 10 Prozent der Leipziger ein Elektrofahrzeug nutzen, dann würde dort schon die komplette Stromversorgung zusammenbrechen.“

Zusammengefasst steht für die Gemeinhardt Service fest, dass hier die Politik aktiv werden muss. „Man kann nicht einerseits Unternehmen und auch Privatleute mit Steuer- und anderen Vergünstigungen für den Kauf von Elektroautos locken, wenn andererseits die komplette Infrastruktur hinsichtlich der entsprechenden Stromversorgung fehlt. Hier erwarten wir klare Aussagen seitens der Regierenden. Natürlich sind wir bereit, unseren Anteil an all dem zu leisten, aber wenn die Politik die Umstellung will, dann muss sie sich auch daran beteiligen“, so Eckart und Stuber abschließend. (pq)

www.spezialgeruestbau.de

STADTWERKE BAD NAUHEIM REALISIEREN „SMARTES E-LOADING“

Bisher war die Gleichung einfach: Wer eine E-Ladestation plant, braucht einen stärkeren Anschluss ans öffentliche Stromnetz, um die notwendige Leistung auch beziehen zu können. Die Stadtwerke Bad Nauheim gehen für die örtliche Niederlassung des Autohauses Marnet einen innovativen Weg. Dort tut seit wenigen Wochen ein intelligentes Lastmanagement-System seinen Dienst. „Auf diese Weise erspart sich das Autohaus Netzausbaukosten im sechsstelligen Bereich – einfach indem die verfügbare Leistung clever gesteuert wird“, erläutert Klaus Tripke, Vertriebsleiter der Stadtwerke Bad Nauheim. Mit dieser Lösung sei man bei Unternehmen und in der Immobilienwirtschaft bereits auf offene Ohren gestoßen: „Mehr als 80 Prozent aller Ladevorgänge findet zu Hause oder im Betrieb statt. Private und halb-öffentliche Ladelösungen sind deshalb gerade sehr stark nachgefragt“, erläutert er.

LAST VERTEILEN MIT SYSTEM

Im Kern des Lademanagements, das die Stadtwerke in der hessischen Kurstadt für das Autohaus zum Einsatz bringen, steht eine Steuereinrichtung. Sie sorgt

Klaus Tripke, Vertriebsleiter Stadtwerke Bad Nauheim, Dennis Zähl, Projektleiter Energie-nahe Dienstleistungen Stadtwerke Bad Nauheim, Gerald Schwenk, Geschäftsleitung VW Bad Nauheim (v.l.n.r.).
(Foto: Stadtwerke Bad Nauheim)



dafür, dass E-Fahrzeuge an den fünf neuen Ladestationen auf dem Betriebsgelände nur dann geladen werden, wenn genügend Leistung über den Hausanschluss zur Verfügung steht. So wird eine Überlastung des Netzanschlusses ausgeschlossen. „Der Strombedarf des Autohauses schwankt sowohl im Tagesverlauf als auch saisonal. Der Hausanschluss selbst ist allerdings begrenzt. Würden bei einem hohen allgemeinen Strombedarf auch an allen Stationen gleichzeitig Fahrzeuge laden, stünde nicht genügend Leistung zur Verfügung“, erklärt Klaus Tripke. Die Ladeleistung der E-Fahrzeuge pauschal zu drosseln, würde allerdings die Ladedauer unnötig verlängern. Stattdessen wird mit dem intelligenten System den Ladepunkten jeweils so viel Leistung zugestanden, wie aktuell zur Verfügung steht. Die Steuerung lässt weiteren Spielraum zu: „Sie lässt sich so anpassen, dass Strom aus PV-Anlagen optimal genutzt werden kann, oder steuert die Leistung so, dass einzelne Ladepunkte priorisiert werden. Dies lässt sich individuell festlegen“, informiert er. Das System lässt sich zudem skalieren: Das Management der Ladepunkte ist modular aufgebaut. „Es bestehen von

Seiten der Software kaum Grenzen für die Abbildung von Ladepunkten über das System“, sagt Klaus Tripke. Ladeparks können damit nicht nur an Firmen- oder Hotelparkplätzen entstehen, sondern auch vor Mehrfamilienhäusern oder in Tiefgaragen. (pq)

Herausforderung Ladeinfrastruktur-Ausbau

Lastspitzen und Blackouts vermeiden: So gelingt ein intelligentes Energiemanagement für Mehrfamilienhäuser

Deutschland verzeichnet aktuell einen neuen Rekordwert bei der Anzahl der Neuzulassungen von Elektroautos: Allein im Dezember 2020 waren es über 43.000 Stück, was einem Plus von 660 Prozent im Vergleich zum Vorjahresmonat entspricht. Wer aber ein Elektroauto nutzen will, braucht vor allem eines: mehr Strom. Wollen in einem Wohnkomplex mehrere Parteien Ladesäulen installieren, reicht die Anschlusskapazität oft nicht aus, um alle E-Autos gleichzeitig zu laden, ohne dabei die Energieversorgung des Wohngebäudes oder gar der gesamten Siedlung zu gefährden und Lastspitzen oder gar Blackouts zu riskieren.

Betrachtet man die aktuelle Ausbaustufe an Infrastruktur wird klar, Mehrfamilienhäuser (MFH) und Wohnanlagen werden beim Thema E-Mobilität an Ihre Grenzen stoßen, sofern hier nicht intelligent automatisiert wird. Denn wie auch in der Industrie kann es durch zu viele gleichzeitige Verbraucher zu gefährlichen Lastspitzen kommen.

Als Orientierung für Mehrfamilienhäuser sollte man kurz einen Blick auf die elektrische Grundsituation in Einfamilienhäusern werfen. Hier liegt in der Regel eine 63 A Absicherung pro Haushalt vor – bei Altbestand teilweise sogar nur 25 A, 35 A oder 50 A.

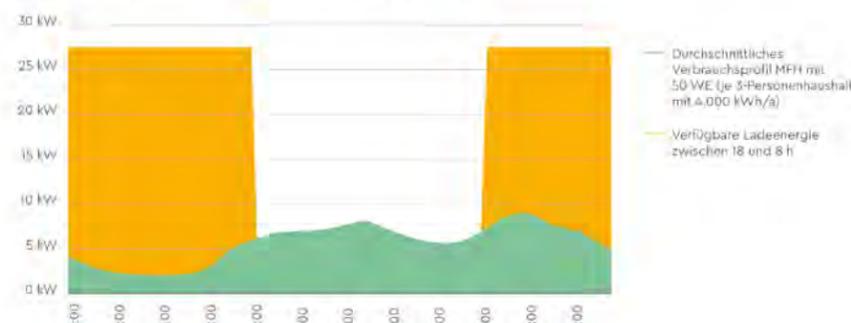
Für die Betrachtung der Herausforderungen, die sich nun im Mehrfamilienhaus ergeben, gehen wir beispielhaft von einem klassischen städtischen Mehrfamilienhaus mit 50 Wohneinheiten aus – ohne elektrische Wasseraufbereitung. Je Wohneinheit laufen nicht aller Verbraucher zur selben Zeit. Für den Gleichzeitigkeitsfaktor vermerken wir, dass nicht alle Wohnungen gleichzeitig die maximale Leistung abrufen. Zur Bemessung des Leistungsbedarfs für Wohngebäude ziehen wir die DIN 18015-1 heran. Bei 50 Wohneinheiten sind 160 A vorgesehen. So kommen wir durchschnittlich auf 3,2 A je Wohneinheit.



Fotos: TQ-Systems GmbH

Beispielobjekt (siehe Lastprofil)

Typisches Lastprofil eines Mehrfamilienhauses (MFH) mit 50 Wohneinheiten (WE) und 160 A Absicherung



Grafik: TQ-Systems GmbH

Annahme:
 1. Ein PKW mit zugehörigem Stellplatz je Wohneinheit |
 2. Nutzer laden in der Nacht zwischen 18 und 8 Uhr

Szenario 1: Begrenzen auf 100 % der Anschlussleistung
 • Geladene Kilometer je Nutzer: 140 km H

Szenario 2: Begrenzen auf 70 % der Anschlussleistung
 • Geladene Kilometer je Nutzer: 90 km H

Herausforderungen

Angenommen es gibt 50 Ladeeinrichtungen mit je 11 kW Ladeleistung, haben wir zusammengefasst 550 kW bzw. 900 A je Phase.

Betrachtet man nun die Abendstunden, wenn die meisten Pendler nach Hause kommen und ihre E-Autos anstecken, ist eine Überlast unausweichlich.

Ohne Lastmanagement bedeutet das:

- Begrenzen auf Anschlusskapazität.
- Keine Reserven im Gebäude für Ladeeinrichtungen vorgesehen, daher lässt sich ein Ausbau nicht vermeiden.
- In Metropolregion ist ein großflächiger Ausbau eine Herausforderung für den Netzbetreiber und eine teure Angelegenheit.

Fazit:

Lastmanagement ist als erster Schritt notwendig. Die Begrenzung der Ladeleistung erfolgt in Abhängigkeit zur Gebäudelast. Hierbei stellt sich aber die Frage, wie diese bei einer Automatisierung erfasst wird, da es keinen zentralen Zähler hierfür gibt. Alle Wohneinheiten über entsprechende Installationen einzeln zu erfassen und zu summieren ist sehr teuer, gleichzeitig kann/darf eine Messung am Netzanschlusspunkt nur in Absprache mit dem Netzbetreiber stattfinden, da dort keine Installationen vorgenommen werden dürfen.

Allgemein stellt sich die Netzsituation in Wohngebieten als schwierig heraus. Typischerweise wird hier bereits nur von einer Gleichzeitigkeit Faktor 0.7 ausgegangen und das Netz dafür ausgelegt. Das bedeutet, bei der Versorgungsplanung geht man davon aus, dass nicht alle Gebäude in einem Straßenzug zur gleichen Zeit die maximale Leistung abrufen. Das Niederspannungsnetz mit Zuleitungen, Transformatoren und Verteilstationen ist also gar nicht erst ausgelegt für eine Gleichzeitigkeit von 1.

Eine Besonderheit in der Auslastung ergibt sich nun durch E-Autos. Denn selbst mit Lastmanagement im Mehrfamilienhaus kann es hier zur Überlast kommen – und zwar im Netz. Nämlich genau dann, wenn die Mehrheit der Gebäude ihren Netzanschluss zu 100 % abrufen, weil die Pendler nach Hause kommen und ihre E-Autos anfangen zu laden.

Selbst variable Tarife können hier keine Abhilfe bieten, da dies marktwirtschaftliche Aspekte bedient. Neben der Tatsache, dass der Stromtarif nicht an Straßenzüge gekoppelt werden kann, würden bei günstigem Strom alle laden wollen, folglich wieder erhöhte Gleichzeitigkeit.

Eine Lösung besteht in einem regulativen Eingriff des Netzbetreibers durch eine Begrenzung des Netzanschlusses. Dadurch kann

Fotos: TQ-Systems GmbH



Advertorial

dieser eine Überlastung der Betriebsmittel verhindern sowie die Netzstabilität gewährleisten. Gleichzeitig schafft es Handlungsspielraum innerhalb des Gebäudes für marktwirtschaftliche Aspekte. Die Lösung wäre folglich eine dynamische Vorgabe von Pmax am Netzanschlusspunkt durch den Netzbetreiber.

Aktuell gibt es hierfür allerdings noch keine gesetzliche Grundlage – der §14a EnWG ist aber aktuell in der Diskussion und Überarbeitung.

Jetzt Pilotprojekt starten

Sie sind Energieversorger? Starten Sie jetzt Ihr Pilotprojekt, um für die Herausforderungen der E-Mobilität gerüstet zu sein. TQ begleitet Sie mit unserer Technologie beim Schritt in die Niederspannungsautomatisierung hin zum digitalen Netzanschluss. Mit höchster Expertise in Hardware und Software, über 130.000 installierten Geräten, sowie 100% made in Germany.

Ihr Ansprechpartner



KONTAKT & IMPRESSUM

TQ-Systems GmbH | TQ-Automation,
 Thomas Zwanziger, Leiter TQ-Automation
 Gut Delling, Mühlstr. 2, 82229 Seefeld,

Tel. +49 8153 9308-636, thomas.zwanziger@tq-group.com

www.tq-automation.com



Abrechnung

Abrechnungsmethoden zur Wahl

Es gibt nach der Ladesäulenverordnung bereits verbindlich vier Alternativen, wie an öffentlich zugänglichen Ladesäulen abgerechnet werden kann: EC-/Kreditkarte, webbasiert und mittels Bargeld. Die etwaige Regelung einer verbindlichen Möglichkeit zur Aktivierung von Ladesäulen, die alle Ladesäulenbetreiber anbieten müssen, sollte auf europäischer Ebene erfolgen, um eine reibungslose grenzüberschreitende Nutzung von Elektrofahrzeugen zu ermöglichen.

Antwort der Bundesregierung auf eine Kleine Anfrage der FDP (Drucksache 19/17207 14.02.2020)

Teilweise undurchsichtig

Neben dem Ausbau der Ladeinfrastruktur sind Kostentransparenz und Komfort beim Bezahlvorgang zentrale Voraussetzungen für eine steigende Akzeptanz der Elektromobilität. Anders als bei konventionellen Tankstellen existiert keine Markttransparenzstelle für öffentliche Ladesäulen, so dass für Fahrer von Elektrofahrzeugen oft nicht ersichtlich ist, was der Ladestrom kostet – zumal sich die Tarifstrukturen der Anbieter erheblich unterscheiden. Seit April 2019 sind die Ladesäulenbetreiber verpflichtet, verbrauchsabhängig nach Kilowattstunden abzurechnen und geladene kWh sowie Preise transparent darzustellen – unter Einsatz eichrechtskonformer Zähler, die jedoch zunächst nicht genehmigt wurden. Zahlen zum aktuellen Stand der Umstellung liegen nicht vor. Zwischenzeitlich berechnet aber zum Beispiel die EnBW in ihrem „Hypernetz“ von 100.000 Ladestationen einheitlich nur die geladene Strommenge nach Kilowattstunden.

Neben der fehlenden Kostentransparenz an der Ladesäule gestaltet sich auch der Be-

zahlvorgang selbst oft kompliziert. Manche Stationen lassen sich nur per App aktivieren, andere nur per Ladekarte oder Vorabregistrierung im Internet. Stand heute geben fast alle Elektromobilitätsprovider (EMP) Ladekarten an ihre Kunden heraus, die über das Ladenetzwerke auch überregional einsetzbar sind.

TEURES ROAMING

Im öffentlichen Bereich wird aktuell praktisch ausschließlich mit dem sogenannten Roaming-System gearbeitet. Es verbindet die Netze der teilnehmenden E-Mobility-Provider – ähnlich wie man es von den Mobilfunknetzen kennt. Während das Mobilfunk-Roaming innerhalb der EU mittlerweile kostenfrei zur Verfügung steht, ist das Roaming im Bereich Ladeinfrastruktur in Deutschland und Europa mit zum Teil deutlichen Mehrkosten für die Nutzenden verbunden. Um Zugang zu allen Ladenetzen in Deutschland zu bekommen, sind immer noch mindestens fünf unterschiedliche Ladekarten erforderlich. (pq)

Direct Payment an der Ladesäule

Die GLS-Bank hat mit Giro-e ein alternatives Bezahlungssystem entwickelt, das eine direkte Bezahlung des Ladestroms ohne Mittler ermöglicht. An entsprechend ausgestatteten Ladesäulen kann der Ladevorgang mit jeder kontaktlosen Girokarte eines deutschen Bankinstituts freigeschaltet und abgerechnet werden. Aktuell sind über 50 Millionen solcher kontaktlosen Karten in Deutschland im Umlauf – und bei jedem Kartenwechsel werden es mehr. „Die Abrechnung mit Giro-e funktioniert wie bei einer normalen Kartenzahlung, erläutert Uwe Nehr Korn, E-Mobility-Experte bei der GLS Bank: „Die Kosten für den Ladevorgang werden an der Ladestation angezeigt und etwa zwei Werktage später vom Konto abgebucht. In der Buchung erscheint ein Kurzlink, über den eine Rechnung abgerufen werden kann.“ Die Betreiber benötigen ein Konto bei der GLS-Bank, damit die Beträge abzüglich einer Gebühr im Cent-Bereich gutgeschrieben werden können. Das Zahlungsausfallrisiko liegt bei der Bank. Da bei diesem Verfahren die Kosten für Roaminganbieter und Verwaltung entfallen, können die Betriebskosten deutlich sinken. (pq)

Stefan Pagenkopf-Martin, Geschäftsführer der Parkstrom GmbH, die auch Giro-e-fähige Ladestationen vertreibt, ist vom Direktbezahlmodell überzeugt. (Foto: Parkstrom GmbH)



E-Car-Sharing

TRENDSETTER AUS DEM ALPEN-VORLAND

Die Ammer-Loisach Energie GmbH – ein Zusammenschluss von zehn Gemeinden und der Energie Südbayern in der Region der Ammergauer Alpen startete 2013 das Carsharing-Projekt „Alois“ für Gäste und Anwohner, das derzeit rund 3.500 Kunden nutzen. Ende 2019 kam „e-Alois“ hinzu – aktuell zehn Elektroautos, die bei lokalen Autohändlern geleast und an den Ladesäulen der Ammer-Loisach Energie ausschließlich mit regenerativem Strom betankt werden. Den „smarten“ Beitrag zum Projekt „e-Alois“ liefert MOQQ, eine Plattform für Shared Mobility. (pq)

www.ammer-loisach-energie.de



Foto: Ammer-Loisach Energie GmbH/Simon Bauer
Grafik: Digital Mobility Solutions GmbH

Elektro-Kleinfahrzeuge

LADEINFRASTRUKTUR BEI BADENOVA

Peter Majer, Leiter des Innovationsmanagements bei der badenova, sieht interessante Geschäftspotenziale für Stadtwerte auch im Bereich der Mikromobilität, zu der etwa E-Roller, E-Scooter und E-Lastenräder zählen. „Neben Sharing-Flotten stellen immer mehr Unternehmen ihre Fuhrparks auf Elektro-Kleinfahrzeuge um, auch die badenova. Wenn es um die Energieversorgung geht, kochen alle aber immer noch ihr eigenes Süppchen. Das ist nicht sehr effizient und nachhaltig“, erklärt Majer. Daher errichtete die badenova eine schlanke Akku-Wechselinfrastruktur für die Mikromobilität.

Herzstück ist das sogenannte Battery Swapping System (BSS) von Swobbee – Lade- und Wechselschränke für standardisierte Akku-Packs von E-Kleinfahrzeugen. Das BSS ist nach Angaben des Anbieters das europaweit erste herstellerübergreifende Wechselsystem für die Mikromobilität. Die drei Wechselaufbauten, die die badenova im Stadtgebiet aufgestellt hat, sind modular aufgebaut und verfügen über mehrere Fächer, an denen Akkus geladen und getauscht werden können. (pq)

www.badenova.de

Foto: GreenPack mobile energy solutions GmbH

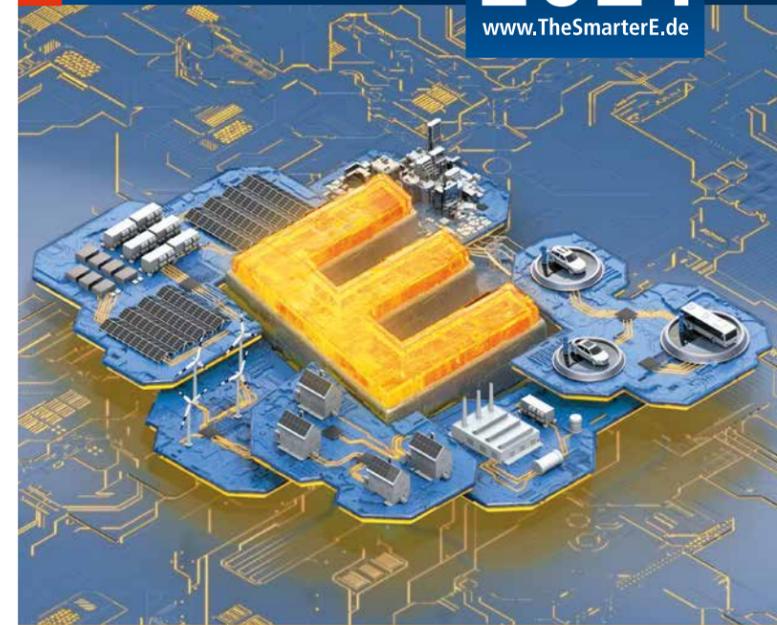


THE smarter EUROPE

The Innovation Hub for New Energy Solutions
MESSE MÜNCHEN

21-23
JULI
2021

www.TheSmarterE.de



- Für eine erneuerbare, dezentrale und digitale Energiewirtschaft
- Sektorübergreifende Lösungen für Strom, Wärme und Mobilität
- Von neuesten Insights bis zu aktuellen Best-Cases
- Treffen Sie 50.000+ Energieexperten und 1.480 Aussteller auf vier parallelen Fachmessen

Werden Sie Teil der führenden Energiefachmessen und -konferenzen The smarter E Europe

inter solar
connecting solar business | EUROPE

ees
electrical energy storage

POWER DRIVE
EUROPE

EMPOWER
EUROPE



Reform mit angezogener Handbremse

Die neuen Bestimmungen im Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) sind am 1. Januar 2021 in Kraft getreten. Der Tenor bei Verbändevertretern lautet: Einzelne Verbesserungen tragen dazu bei, die Energiewende zu beschleunigen, jedoch bleiben große Baustellen bei zentralen Punkten wie der Anhebung der Ausbaupfade bei den erneuerbaren Energien, notwendigen Vereinfachungen im Planungs- und Genehmigungsrecht sowie fehlenden Repowering-Möglichkeiten.

Bei den Ausbauzielen für die Erneuerbaren ging die Bundesregierung im Vorfeld von einem gesamten Stromverbrauch im Jahr 2030 von 580 Terrawattstunden (TWh) aus. Diese Zahl beruht auf der Annahme, dass sich der Stromverbrauch bis zum Zieljahr nicht verändern wird. Hierbei handelt es sich Experten zufolge jedoch um eine Fehleinschätzung: Erstens dürften 2030 deutlich mehr Elektroautos auf Deutschlands Straßen rollen. Zweitens steige der Anteil elektrischer Wärmeversorgung, beispielsweise durch Wärmepumpen in Wohngebäuden. Drittens benötigt die Industrie erheblich mehr Ökostrom – teils auch für die Erzeugung von grünem Wasserstoff – um bisher genutzte fossile Energieträger etwa in der Stahlindustrie zu ersetzen. Hinzu kommt der durch die fortschreitende Digitalisierung bedingte Mehrbedarf an IT-Rechenleistung. Realistisch wäre deshalb eher ein Strombedarf von bis zu 750 TWh. Die Regierungsparteien haben angekündigt, über die Anpassung der Ausbauziele im ersten Halbjahr 2021 entscheiden zu wollen.

Das EEG legt als Ziel fest, bis spätestens 2050 den in Deutschland erzeugten oder verbrauchten Strom treibhausgasneutral herzustellen. Als Zwischenziel 2030 wird ein Anteil erneuerbarer Energien von 65 Prozent des Brutto-Stromverbrauchs definiert. Der Anteil der Erneuerbaren am Bruttostromverbrauch betrug 2020 nach Angaben von BDEW/ZSW 46,3 Prozent. (ds)

anlagenbetreiber Kommunen künftig finanziell an den Erträgen neuer Anlagen beteiligen. Des Weiteren ist künftig eine sogenannte Südquote vorgesehen. Diese soll den Ausbau von Windenergie im Süden Deutschlands fördern und dadurch den Netzengpass in der Mitte Deutschlands entlasten. Die Südquote liegt für Onshore-Windenergieanlagen an Land bei 15% von 2021 bis 2023 und bei 20% ab dem Jahr 2024. (ds)

Perspektive

DIE ZUKUNFT DER WINDENERGIE

Bis 2030 soll die installierte Leistung bei der Windkraft 71 Gigawatt erreichen. Ausgeförderte Windräder, die noch keinen Anschlussvertrag erhalten haben, können den Strom weiter an den Netzbetreiber abgeben. Hierfür erhalten sie eine Vergütung in Höhe des Windmarktwertes auf Jahresbasis sowie einen Aufschlag, der im Jahresverlauf 2021 von 1 Cent pro kWh auf 0,25 Cent pro kWh sinkt. Hiervon wird wiederum ein Abschlag abgezogen, den die Netzbetreiber für die Vermarktung erheben. Der Abschlag halbiert sich für alle Anlagen, die mit einem intelligenten Messsystem ausgestattet sind.

Für Windenergieanlagen (WEA) an Land soll die Anschlussvergütung, die bis Ende 2022 gezahlt werden kann, grundsätzlich über Ausschreibungen bestimmt werden. Teilnehmen können nur WEA, die sich auf Flächen befinden, auf denen aus planungsrechtlichen Gründen kein Repowering möglich ist. Das Ausschreibungsvolumen ist zunächst auf 1.500 MW für 2021 und 1.000 MW für 2022 festgelegt, der Gebotshöchstwert muss zwischen 3 und 3,8 Cent pro kWh liegen.

Um die Akzeptanz in der Bevölkerung zu erhalten oder zu erhöhen, können Wind-

STATUS DES WINDENERGIEAUSBAUS AN LAND

ENTWICKLUNG JAHR 2020	LEISTUNG	ANZAHL
Brutto-Zubau	1.431 MW	420 WEA
davon Repowering	339 MW	102 WEA
Abbau (inkl. Nachmeldungen) (unverbindlich)	222 MW	203 WEA
Netto-Zubau	1.208 MW	217 WEA
KUMULIERT 31.12.2020	LEISTUNG	ANZAHL
Kumulierter WEA-Bestand (unverbindlich)	54.938 MW	29.608 WEA

Quelle: Deutsche WindGuard GmbH, Status des Windenergieausbaus an Land in Deutschland, Jahr 2020, im Auftrag von Bundesverband WindEnergie e.V. und VDMA e.V.

Foto: picture alliance dpa dpa-Zentralbild Patrick Pleul



Modelle

WEITERBETRIEB FÜR AUSGEFÖRDERTE PV-ANLAGEN

Der Bundesverband Solarwirtschaft schätzt, dass für rund 10.000 ausgeförderte Photovoltaikanlagen seit dem 01.01.2021 die Vergütungszahlung eingestellt worden ist. Bis 2033 sollen insgesamt eine Million davon betroffen sein. Es gibt mehrere Modelle des Weiterbetriebs der Ü20-Anlagen:

VOLLEINSPEISUNG: Betreiber von PV-Altanlagen bis 100 kW erhalten zunächst bis 2027 eine feste Einspeisevergütung in Höhe ihres Marktwertes abzüglich der Vermarktungskosten des Netzbetreibers. Abhängig von der Größe der PV-Anlage und der jährlichen Betriebskosten kann dieses Modell kostendeckend sein, viel Gewinn sei jedoch nicht zu erwarten. Der Vorteil der Volleinspeisung liegt vor allem im geringen Aufwand.

MIX AUS EINSPEISUNG UND EIGENVERBRAUCH: Der Vorteil des Kombi-Modells ist, dass es kostengünstigeren Eigenverbrauch ermöglicht. Die überschüssige Energie wird dem Netzbetreiber oder Direktvermarktern zur Verfügung gestellt. Inzwischen treten Marktbeobachtern zufolge auch immer mehr Stadtwerke als Direktvermarkter auf. Dieses Modell lohnt sich laut einem aktuellen Gutachten der Deutschen Gesellschaft für Sonnenenergie (DGS)

ab einer installierten Leistung von fünf Kilowatt und einem 30-Prozent-Eigenverbrauchsanteil. Voraussetzung ist, dass die Anlage nach dem Ende der Einspeisevergütung mindestens noch zehn Jahre Solarstrom erzeugt.

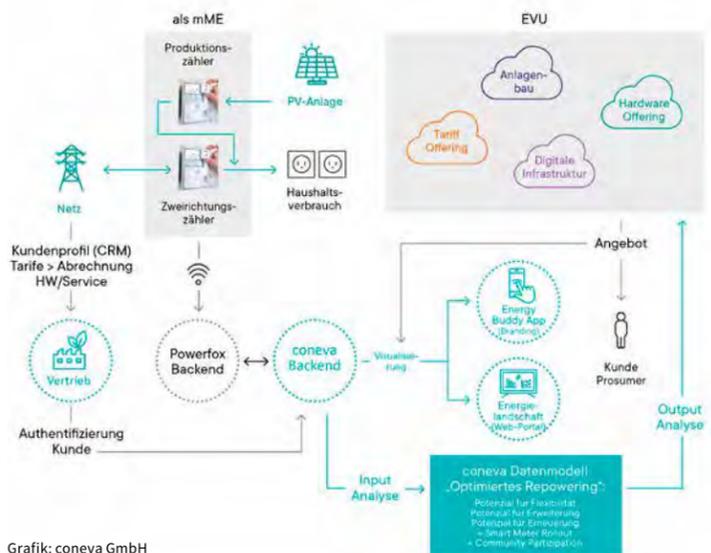
KEINE EINSPEISUNG: In diesem Fall erzeugt die Anlage nur so viel Strom, wie für den Eigenverbrauch nötig ist, der Rest wird abgeregelt. Moderne Wechselrichter sind dazu in der Lage. Finanziell ist dies unter Umständen die beste Wahl, im Hinblick auf die Ausbauziele jedoch kontraproduktiv, da deutlich weniger Solarstrom erzeugt wird.

NEUE ANLAGE: Wer die alte PV-Anlage durch eine neue ersetzt, kann Branchenexperten zufolge auf gleicher Fläche im Vergleich zu einer Ü20-Anlage rund doppelt so viel Solarstrom bei bedeutend weniger Kosten generieren.

Post-EEG: Durch Optimierte Repowering den Weiterbetrieb von PV-Anlagen sichern

coneva unterstützt Energieversorger bei der Ausgestaltung von Mehrwertdiensten

Mit dem Wegfall der EEG-Einspeisevergütung ist der Wechsel in den Eigenverbrauch gerade für kleine Anlagen die Sicherung für den Weiterbetrieb.



Grafik: coneva GmbH

EVUs können mit digitalen Mehrwertdiensten gezielt Angebote an Prosumer richten und damit die Energiewende in der Region sichern und vorantreiben. Dabei kann das „Optimierte Repowering“ von coneva helfen.

Mit der Umrüstung der Anlage in den Eigenverbrauch erhält der Prosumer zwei moderne Messeinrichtungen. Die Erzeugungs- und Verbrauchserfassung von coneva liefert neben einer kundenfreundlichen Visualisierung (Energy Buddy App) auch Input für das Datenmodell zur individuellen Auslegung von Anlagenerweiterungen.

Diese erfassten Daten ermöglichen es dem EVU weiterführende Vertriebsangebote für Prosumer und dezentrale Energieversorgungskonzepte (z.B. Energy Community) zu gestalten und sich als Full-Service-Provider zu positionieren.

www.coneva.com



KONTAKT & IMPRESSUM



coneva GmbH, Paul-Heyse-Straße 2-4, 80336 München, Tel. 089 6281960, info@coneva.com, www.coneva.com

Advertorial

Perspektive PHOTOVOLTAIK

Bei der Solarenergie soll jährlich ein ansteigender Zuwachs von 4,6 bis 5,6 Gigawatt (GW) erreicht werden. Im Jahr 2030 sollen 100 GW installiert sein, derzeit sind rund 52 GW im Betrieb. Betreiber von Solaranlagen mit einer Leistung von maximal 30 kWp (Alt und Neuanlagen) und einem jährlichen Eigenverbrauch von maximal 30 Megawattstunden müssen künftig keine EEG-Umlage für den selbst verbrauchten Solarstrom bezahlen. Für Anlagen unter sieben kWp Leistung entfällt die Smart Meter-Einbaupflicht. Für Dachanlagen von 300 bis 750 Kilowatt (kW) gibt es zwei Optionen: Entweder nehmen die Betreiber an einer limitierten Förderauktion teil oder sie erhalten die halbe Festvergütung für den Eigenverbrauch.

Mieterstrom wird von der Gewerbesteuer befreit, um das Modell für Vermieter attraktiver zu machen. Zudem wird der Mieterstromzuschlag angehoben. Ferner herrscht Klarheit beim Lieferkettenmodell: Es handelt sich demnach auch um Mieterstrom, wenn ein Solaranlagenbetreiber einen Energiedienstleister mit der Strombelieferung beauftragt. Darüber hinaus muss die PV-Anlage nicht mehr zwingend auf oder an dem Gebäude installiert sein, deren Mieter ihn nutzen. Sie kann sich auch im selben Quartier wie das Gebäude befinden.

Hybride PV-Konzepte wie Agri-PV-Anlagen, die eine Doppelnutzung von Ackerflächen ermöglichen, oder Floating-PV-Anlagen, die etwa auf renaturierten Tagebauseen errichtet werden können, werden per Ausschreibungen gefördert. Bei der **Fernsteuerbarkeit** gilt 25 kWp als neue Größengrenze. Größere Anlagen benötigen die bekannte technische Fernsteuerbarkeit. Große Freiflächenanlagen können zukünftig bis zu 20 MWp groß sein (bisher 10 MWp), zudem wird der Randstreifen für die Solaranlagenutzung an Autobahn- und Eisenbahn-Rändern auf 200 Meter erweitert. (ds)



Foto: picture alliance blickwinkel H. Blossey | H. Blossey

STATUS DES SOLARENERGIEAUSBAUS

Brutto-Zubau neu errichteter Solaranlagen (184.000)	~ 4.900 MW	ENTWICKLUNG JAHR 2020
Leistungsklasse < 10 kW	1.131 MW	
Leistungsklasse von 10 bis 750 kWp	2.887 MW	
Leistungsklasse > 750 kWp	867 MW	
KUMULIERT 31.12.2020		
Photovoltaikleistung	~ 54.000 MW	
Anzahl Solarstromanlagen	~ 2 Mio.	

Quelle: Bundesverband Solarwirtschaft e.V. auf Grundlage von Daten der Bundesnetzagentur, EEG-Zubau- und Summenwerte 2020

VDE-AR-N 4110 GEREGELT

Die Anwendungsregel fordert für neu errichtete dezentrale Erzeugungsanlagen erweiterte Fähigkeiten für das Durchfahren von kurzen Spannungseinbrüchen sowie für die Bereitstellung von Blindleistung. Umgesetzt werden die Sollwertvorgaben für Wirk- und/oder Blindleistung am Netzanschlusspunkt (NAP) durch EZA-Regler.



Quelle: <https://kryptoszene.de/news/nachfrage-nach-solar-aktien-auf-rekordhoch-anstieg-von-1-328-innerhalb-eines-jahres/>

Eigenverbrauch

MIT INTELLIGENTER MESSTECHNIK UND KNOWHOW DIE EEG-UMLAGE REDUZIEREN

Die Energiewende erfordert in allen Bereichen der Stromversorgung eine umfassendere Messtechnik, in erster Linie bei den EVUs und Netzbetreibern. Eine Besonderheit stellt die EEG-Umlage dar, denn sie betrifft vor allem Verbraucher aus

Gewerbe und Industrie, die beispielsweise mit PV-Anlagen einen Teil ihres Strombedarfs decken. Ab dem 01. Januar 2022 muss so ein Eigenenergieerzeuger messtechnisch nachweisen, dass er den aus der Anlage gewonnenen Strom auch selbst verbraucht. Nur so kann er die Umlage reduzieren. Janitza hat hierfür bereits 2018 eine MID-konforme Variante des Univer-

salmessgeräts UMG 96-PA auf den Markt gebracht. Die Version MID+ enthält zudem einen zertifizierten und manipulationssicheren Zählerstandgang nach PTB-A 50.7. In Kombination mit unserem Zählerstandgang-Report lässt sich sofort erkennen, welche Privilegierungen für die EEG-Umlage im gewählten Zeitraum gelten. www.janitza.de

Rudolf Müller

Geschäftsführer der Janitza electronics GmbH



Mieterstrom

Neue Perspektiven für den Mieterstrom

Mit einer eigenen Vergütungskategorie für Mieterstrom unabhängig von der Förderung sonstiger Photovoltaikanlagen und Verbesserungen bei der Anlagenzusammenfassung sowie zum Lieferkettenmodell hat der Gesetzgeber im EEG 2021 einige wichtige Verbesserungen im Bereich des Mieterstroms erreicht. Zudem sollen in 2021 auch noch bestehende steuerrechtliche Hürden ausgeräumt werden.

Sogenannter Mieterstrom wird in PV-Anlagen oder BHKW in unmittelbarer räumlicher Nähe zum Abnehmer produziert. Da er nicht über die öffentlichen Netze geleitet wird, kann er günstiger angeboten werden. Mieterstrommodelle gelten bei vielen Versorgern als Mittel zur Kundengewinnung und -bindung. Seit der Abschaffung „solaren Grünstromprivilegs“ in 2014 waren sie wirtschaftlich für den Stromanbieter kaum noch attraktiv. (pq)

Praxisbeispiele

STADTWERKE ALS MIETERSTROM-ANBIETER

Eines der ersten Mieterstromprojekte in Deutschland wurde 2014 von den Stadtwerken Konstanz initiiert – auf Basis intelligenter Messsysteme. Die Stadtwerke Energie Jena-Pößneck GmbH nahmen im September 2019 ein Mieterstromprojekt in Betrieb, das über zertifizierte Smart-Meter-Gateways erfasst und berechnet wird. 2020 setzte die Stadtwerke Würzburg AG im Würzburger Stadtteil Hubland ein Mieterstromprojekt für 48 Wohneinheiten mit einer PV-Anlage mit 60kWp Leistung um. Als Kommunikationsschnittstelle fungieren ebenfalls SMGW. Ein ganz aktuelles Projekt meldeten die Stadtwerke Wesel Anfang Januar 2021. (pq)

Rainer Hegmann, Geschäftsführer der Stadtwerke Wesel GmbH (links) und Norbert Haeser, Vorstand der Bauverein Wesel AG (rechts) am Neubauprojekt Kreuzstraße des Bauvereins Wesels. (Foto: Stadtwerke Wesel GmbH)



Mieterstrom als Rundum-Sorglos-Paket – WVV und Thüga SmartService

Advertorial

In der Norbert-Glanzberg-Straße im Stadtteil Hubland zeigt die Würzburger Versorgungs- und Verkehrsgesellschaft, was es für ein erfolgreiches Mieterstromprojekt braucht. Zunächst eine PV-Anlage auf dem Dach – im konkreten Fall mit einer Leistung von 60 kWp und im Besitz der Stadtwerke Würzburg AG. Außerdem Partner, die den Solarstrom an Mieter vor Ort sowie Dritte verteilen, vermarkten und abrechnen. Hier kam die Thüga SmartService als Experte für Smart Metering und die Ver-

netzung aller relevanten Schnittstellen ins Spiel. „Wir konnten der WVV ein Rundum-Sorglos-Paket anbieten, von der sicheren Lieferkette für Smart Meter Gateways, über die Gateway-Administration bis hin zur Abrechnung im SAP IS-U“, sagt Martin Pister, Abteilungsleiter Metering bei Thüga SmartService. Nach dem erfolgreichen Auftakt sieht die WVV weiteres Potenzial für Mieterstrom. „Am Beispiel Hubland öffnen wir uns und unseren Kunden ein interessantes Kapitel der Energiewende. Wir rechnen mit verstärktem Interesse und planen neue Mieterstromprojekte“, so Florian Doktorczyk, Abteilungsleiter Vertrieb der Stadtwerke Würzburg AG.

folgte durch die Mainfrankennetze GmbH (MFN), ebenfalls ein Tochterunternehmen der WVV. Als Smart Meter Gateway Administrator unterstützte Thüga SmartService das Projekt. Die eingebauten Smart Meter Gateways stammen aus dem Hause EMH metering GmbH & Co. KG. Realisiert wurde das Projekt im Zeitraum von April bis September 2020. Der Einbau der ersten Zähler erfolgte Ende August 2020.



Foto: Thüga SmartService GmbH



KONTAKT & IMPRESSUM

Thüga SmartService GmbH
Sven Class, Bereichsleitung Vertrieb & Marketing,
Nymphenburger Str. 39, 80335 München,
Tel.: +49 89 38197 5120,
sven.class@smartservice.de,
www.smartservice.de

Die komplette messtechnische Installation der einzelnen Komponenten er-



Power Purchase Agreements

Praxisbeispiel

PPA FÜR ZWEI WINDPARKS IM EMSLAND

Der Projektentwickler ENOVA hatte im März 2020 seinen ersten Stromabnahmevertrag mit dem Mannheimer Energieunternehmen MVV für zwei Windparks im Emsland mit einer Gesamtleistung von 21,6-Megawatt abgeschlossen. Mit diesem PPA ist der wirtschaftliche Weiterbetrieb der Windparks unabhängig von variablen Börsenpreisen für die nächsten drei Jahre gesichert. MVV nimmt den Windstrom bis 2023 zu einem konstanten Preis ab. Die MVV Trading wird die regenerativ erzeugten Strommengen zur Belieferung von Stadtwerken- und Industriekunden nutzen. ENOVA passt die Verträge an das jeweilige Alter der Windkraftanlagen und die zu erwartenden Erträge an. In Kombination mit der Wartung und Instandhaltung der Anlagen stellen PPAs nach Ansicht von ENOVA-Geschäftsführer Hauke Brümmer ein weiteres Instrument zur langfristigen Sicherung des Weiterbetriebs nach Auslauf der EEG-Vergütung dar. Man wolle in Zukunft weitere PPAs mit MVV realisieren. (ds)

Win-Win-Situation für grünen Strom

Aktuell etablieren sich Power Purchase Agreements (PPAs) – privatrechtliche Verträge zwischen Stromerzeuger und -abnehmer (Stromverbraucher/-händler) – als wichtiges Instrument bei der Vermarktung von regenerativ erzeugtem Strom. Die Abnehmer beziehen damit direkt oder indirekt Strom zu einem vorab vereinbarten Preis. Grundsätzlich wird zwischen Corporate und Utility PPA sowie zwischen physischen (direct oder sleeved) und synthetischen PPAs unterschieden. In einem PPA werden alle Konditionen geregelt, zum Beispiel der Umfang der zu liefernden Strommenge, die ausgehandelten Preise, die bilanzielle Abwicklung und die Strafen bei Nichteinhaltung des Vertrags.

Vorreiter waren ausgewiesene Ökostromanbieter, zwischenzeitlich reihen sich zunehmend auch konventionelle Versorger jeder Größenordnung ein, um auf diese Weise der steigenden Nachfrage nach Erneuerbarem Strom zu begegnen. Für Neuanlagen bieten PPAs momentan eine sehr interessante Alternative zu den staatlichen Förderungen, für Post-EEG Anlagen eine Option des wirtschaftlichen Weiterbetriebes nach dem Auslaufen des Förderzeitraumes. Offenkundig sind die Marktpartner bereit, diese Chance zu nutzen. So meldet die PNE AG, das Vermittlungsgeschäft von PPAs ausweiten zu wollen. PNE bündelt in diesem Fall die Strommengen verschiedener Windparkstandorte und übernimmt die Strukturierung sowie die Verhandlung des Stromabnahmevertrages. Die Vermittlung und der Handel mit PPAs kann zukünftig auch über die Online-Plattform von enPORTAL erfolgen. Über eine Cloud-Lösung sollen Anlagenbetreiber schnell und intuitiv mit Energieversorgern und Industriekunden vernetzt werden.

Der wesentliche Vorteil für beide Vertragsparteien liegt darin, langfristig Planbarkeit zu schaffen und sich nicht von schwankenden Marktbedingungen abhängig zu machen, je nach Entwicklung der Strompreise kann sich die langfristige Bindung natürlich auch negativ auswirken. Weitere Risiken für Anbieter können sich ergeben, wenn vereinbarte Strommengen zum Lieferzeitpunkt nicht zur Verfügung stehen. Dann muss der Anlagenbetreiber diese finanziell oder physisch ausgleichen können, gegebenenfalls auch unter Einbeziehung eines Stromhändlers. (ds)

Projekte

FÖRDERFREIER SOLARPARK

Im brandenburgischen Metzdorf hat die juwi-Gruppe einen 7,8-Megawatt-Solarpark errichtet und diesen an den künftigen Betreiber, die Stadtwerke Tübingen (swt), übergeben. Die Inbetriebnahme ist im Februar 2021 geplant. Planung, Bau und Vermarktung liefen komplett außerhalb des EEG-Förderregimes. Die Stadtwerke Tübingen sind Käufer des Solarparks und beliefern die Projektgesellschaft über ein Power Purchase Agreement (PPA). Bis 2024 will der kommunale Versorger nach eigenen Angaben 75 Prozent des gesamten Tübinger Strombedarfs mit Ökostrom aus eigenen Anlagen decken. Björn Broda, Leiter des Geschäftsbereichs Erneuerbare Energien Deutschland bei juwi, erläutert: „Wir erwarten, dass solche Modelle mit Stadtwerken und Energieversorgern, die den erzeugten Strom dann im eigenen Portfolio vermarkten, auch bei PV-Anlagen dieser Größe in Zukunft an Bedeutung gewinnen werden.“ (ds) www.juwi.de

Fast 19.000 Solarmodule wurden im Solarpark „Metzdorf II“ auf einer 8,7 Hektar großen Ackerfläche aufgestellt.

(Bild: juwi AG)



Antennentechnik Bad Blankenburg GmbH
In der Buttergrube 3-7 · 99428 Weimar-Legefeld
Tel. +49 3643 4771 100
Fax. +49 3643 4771 190
info@atbb.eu
www.atbb.eu

ATBB entwickelt und fertigt intelligente Antennensysteme mit höchstmöglicher Reichweite für Automotive, Industrie 4.0, abgesicherten Behördenfunk und Smart Meter Anwendungen im Energiesektor. ATBB Multifunktionsantennen ermöglichen schon heute 5G Verbindungen und Vernetzungen für LTE, UMTS, GSM, GPS, DAB+, TETRA, sowie jede denkbare Anwendung im Internet of things. WiCAR, das robuste und mobile Gateway, bietet zuverlässige, sichere und hochperformante Kommunikation für Internet of Vehicles. Das Thüringer Technologieunternehmen ATBB ist international in 26 Länder vertreten.



Citel Electronics GmbH
Feldstraße 4
44867 Bochum
Tel. +49 2327 6057 0
info@citel.de
www.citel.de

Citel Electronics GmbH – innovativer Überspannungsschutz

Seit 1937 schützt Citel weltweit Anlagen vor transienten Überspannungen. Als Spezialist für den Blitz- und Überspannungsschutz entwickelt und fertigt das inhabergeführte Unternehmen Produkte für Anwendungen im Schaltschrankbau, der Gebäudetechnik, aber auch zum Schutz der Investitionen im LED Bereich oder der Photovoltaik. Märkte der IoT, E-Mobilität oder ESS profitieren vom Pioniergeist. Kundenspezifische Lösungen runden das Portfolio ab.



EFR GmbH
Nymphenburger Straße 20 b
80335 München
T +49 89 9041020-0 · F +49 89 9041020-32
info@efr.de
www.efr.de

(R)echtzeitig schalten – unter diesem Motto bietet EFR Lösungen für Netzbetreiber zur Netzoptimierung und zur Umsetzung zukunftsicherer Smart-Grid- und Smart-Metering-Konzepte. EFR entwickelt Smart Meter Gateways (BSI-DSZ-CC-1000) und ist Anbieter von FNN-Basiszählern, mMe, iMsys sowie einer Ladestation für Elektrofahrzeuge und Software für das CLS-Management. Im Portfolio sind ebenso langwellen- und mobilfunkbasierte Dienste sowie Geräte und Software zur Tarif-, Last- und Beleuchtungssteuerung oder für das Netzmanagement.



GISA GmbH
Leipziger Chaussee 191a · 06112 Halle (Saale)
Tel. +49 345 585 0
Fax +49 345 585 2177
kontakt@gisa.de
www.gisa.de

Als IT-Komplettanbieter und Branchen-Experte für Energie, den Public Sektor und Industrieunternehmen bietet GISA innovative IT-Lösungen für alle branchenspezifischen Prozesse. Mit exzellenten IT-Know-how unterstützt das Unternehmen von der Entwicklung und Implementierung der Lösungen, über die Anwenderbetreuung bis hin zum Outsourcing kompletter Geschäftsprozesse und IT-Infrastrukturen.



HORIZONTE-Group Aktiengesellschaft
Habsburgerstrasse 22
CH-6003 Luzern
Tel. +41 41 511 37 10
Fax +41 41 511 37 11
www.horizonte.group

Dezentralisierung + Digitalisierung + Regulierung = Change

Die neue HORIZONTE-Group bringt ihre Kunden voran. Was zeichnet uns aus? Einsatzbereitschaft? Spaß an der Veränderung? Unbedingter Einsatz für Ihren Erfolg? Natürlich! Aber nicht nur. Wir sind die Spezialisten für den Energiesektor und dessen anstehender Transformation. Resulting macht den Unterschied!



ASP-Agentur NRW KG
Herr Werner Isenberg
Bahnhofstr. 14 · 59423 Unna
Tel. +49 (2303) 25 898 19 · Fax +49 (2303) 25 898 10
post@verbrauchsablesung.com
www.verbrauchsablesung.com

Zählerablesung, Kundenselbstablesung mit Fotodokumentation über die digitale Ablesekarte inklusive Plausibilitätsprüfung, der Mix aus Anschreiben mit QR-Code, Vor- und Nachkampagnen erzielen wir in der Kundenselbstablesung einen Rücklauf mit hoher Qualität. Die Kombination visuelle Ablesung ermöglicht im Ablesevorgang zusätzliche Informationen für den Smart Meter Rollout zu ermitteln, die erfassten Daten werden Just-in-Time samt Belegfotos übermittelt. Ein Workforce-Management-Tool unterstützt den gesamten Prozess.



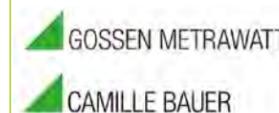
co.met GmbH
Peter Hennrich
Hohenzollernstraße 75 · 66117 Saarbrücken
Tel. +49 681-587 2292 · Fax +49 681-587 2371
kontakt@co-met.info
www.co-met.info

Die co.met GmbH ist zu 100% kommunal und zählt mit über 500 Kunden aus dem Stadtwerke- und Versorgerumfeld zu Deutschlands führenden Energiemarkt- und Metering-Dienstleistern. Unsere praxisnahen Prozessdienstleistungen für alle Belange des klassischen Messwesens und des iMS-Rollouts wurden durch die Digitalisierung der Energiewende um interaktive System- und Datenservices für das Internet-of-Things ergänzt. Ein maßgeschneidertes Beratungs- und Workshop-Programm schafft Mehrwerte und komplettiert unser umfassendes Lösungsportfolio.



egrid applications & consulting GmbH
Illerstrasse 18
87435 Kempten (Allgäu)
Tel. +49 831 960754-0
info@egrid.de
www.egrid.de

Als Spezialisten für die Auslegung intelligenter Energiesysteme sind wir der Partner für Ihren Schritt in die Energiezukunft. Nutzen Sie unser Expertenwissen zu Großbatterien für die Stromnetzoptimierung über die spartenübergreifende Planung von Quartieren bis hin zur energieeffizienten Versorgungs- und Mobilitätsstrategie für Unternehmen.



GOSSEN METRAWATT
Südwestpark 15 · 90449 Nürnberg
Tel. +49 911/8602-111
Fax +49 911/8602-777
vertrieb@gossenmetrawatt.com
www.gossenmetrawatt.com

DIE GMC-INSTRUMENTS Gruppe steht mit ihren Marken CAMILLE BAUER und GOSSEN METRAWATT seit über 114 Jahren für Präzision, Genauigkeit und Zuverlässigkeit im Bereich der Energiemesstechnik. Mit hochwertigen Komponenten und Lösungen sowie kompetenter Dienstleistung liefern wir maßgeschneiderte Systeme für die Energiedatenerfassung, die situative und kontinuierliche Überwachung der Netzqualität (EN50160) sowie der Differenzstrommessung (RCM) – für die Sicherung Ihrer elektrischen Energieversorgung!



IK Elektronik GmbH
Herr Marko Herold
Friedrichsgrüner Straße 11-13
08262 Muldenhammer
Tel. +49 37465 4092-0 · Fax +49 37465 4092-100
info@ik-elektronik.com
www.ik-elektronik.com · www.strompager.com

IK Elektronik entwickelt und liefert Hardware für das Last- und Einspeisemanagement in den Stromverteilernetzen. Mit dem StromPager-System bietet IK Elektronik eine funkbasierte, deutschlandweit verfügbare SmartGrid-Technologie, mit der Stromverbraucher und Stromerzeuger sicher und zuverlässig gesteuert werden können. Zur Produktpalette zählen weiterhin CLS Geräte, welche die Nutzung des intelligenten Messsystems für Steuerungsaufgaben und Mehrwertdienste ermöglichen.



IVU Informationssysteme GmbH
Rathausallee 33, 22846 Norderstedt
Tel.: +49 40 52506 400
Fax: +49 40 52506 444
info@ivugmbh.de
www.ivugmbh.de

Die IVU ist mit über 20 Jahren Erfahrung ein etablierter und prozessorientierter IT-Consulter in der Versorgungswirtschaft. Unser Expertenteam steht Ihnen mit fundierter Branchenkompetenz nicht nur beratend zur Seite, sondern begleitet Sie auf den Weg in eine zunehmend digitalisierte Versorgung auch mit der Betreuung, Entwicklung und Implementierung von innovativen Lösungen. Dabei profitieren unsere Kunden vor allem auch von der langjährigen Zusammenarbeit mit der VU-ARGE.



Janitza electronics GmbH
Vor dem Polstück 6
35633 Lahnau
Tel. +49 6441 9642 0
info@janitza.de
www.janitza.de

Janitza electronics GmbH – Energiemesstechnik vom Spezialisten
Janitza electronics GmbH ist ein deutsches Unternehmen, das seit über 30 Jahren in über 60 Ländern als Hersteller von Energiemesstechnik, Blindleistungsreglern, Oberschwingungsfiltern und Kompensationsanlagen aktiv ist. Die UMG-Messgeräte, GridVis®-Software und Komponenten vereinen 3 Lösungen – Energiedatenmanagement, Spannungsqualitäts-Monitoring und Differenzstrommessung (RCM) – in einer gemeinsamen Systemumgebung.



Panorama Antennas
Herr Christian Cielinski
Massener Bahnhofstr. 10 · 59427 Unna
Tel. +49 2303 902 88 00 · Fax +49 2303 902 88 27
ccielinski@panorama-antennas.com
www.panorama-antennas.com

Smart Meter Gateway Antennen entwickelt für minimal invasive Installation in und am Zählerschrank. LTE oder CDMA 450 oder viele andere Frequenzen. Aus der Praxis für die einfache Anwendung. Von einem der letzten unabhängigen Antennen Hersteller in Europa. Am Markt erfolgreich seit über 70 Jahren. Antennen zu Großserien Preisen geliefert ab Menge 1. Egal ob Antennen, Kabel oder Stecker von uns bekommen sie alles was Sie für den gelungenen Hochfrequenzanschluss Ihres SMGW benötigen.



PQ Plus GmbH
Herr Daniel Fierus-Beyer
Hagenauer Straße 6 · 91094 Langensendelbach
Tel. +49 9133-60640-0 · Fax +49 9133-60640-100
info@pq-plus.de
www.pq-plus.de

Die Firma PQ Plus bildet mit der hochmodernen Gerätepalette der Baureihe UMD vom einfachen Universalmessgerät bis hin zum Netzqualitätsanalysator nach EN 61000-4-30 in Klasse S und Klasse A, die wohl kompletteste Baureihe am Markt ab. Das Spektrum von Fronttafelbau- und Hutschienmessgeräten bietet Betriebsstrommessungen inklusive der Netzqualität vollwertig nach DIN EN 5016, Differenzstrommessungen und die Messung in Gleichspannungsnetzen.



Landis+Gyr GmbH
Humboldtstraße 64 · D-90459 Nürnberg
Tel. +49 911 723-7036
Fax +49 911 723-7301
info-nbg.de@landisgyr.com
www.landisgyr.eu

Landis+Gyr ist der global führende Anbieter integrierter Energiemanagement-Lösungen für die aktuellen und zukünftigen Marktanforderungen in den Bereichen Energie, Gas und Wärme/Kälte. Vom modernen Haushalts- und Hochpräzisions-Zähler in Gewerbe und Industrie, über Kommunikations- und Software-Lösungen bis hin zum Full-Service-Angebot für Energieversorger und Verteilnetzbetreiber – gemeinsam mit unseren Kunden gestalten wir die Zukunft der Energiemärkte!



MC Technologies GmbH
Kabelkamp 2
D-30179 Hannover
Tel.: +49 511 67 69 99 - 0
Fax: +49 511 67 69 99 - 150
info@mc-technologies.net
www.mc-technologies.net

MC Technologies ist Entwickler und Hersteller für M2M-Hardware und -Komplettlösungen made in Germany. Mit unseren 4G LTE Gateways, Terminals und Router lassen sich Assets über digitale, analoge, serielle und Sensor-Schnittstellen aus der Ferne diagnostizieren, vorausschauend warten oder steuern. Verschiedene Geräte sind auch als 450MHz Varianten erhältlich. Für die Installation von Smart Meter Zähler bieten wir FNN-konforme Anschlusskabel sowie passende Mobilfunk-Antennen und Kabeldurchführungen.



rku.it GmbH
Westring 301 · 44629 Herne
Telefon: +49 2323 3688-0
Telefax: +49 2323 3688-680
kontakt@rku-it.de
www.rku-it.de

In Herne zuhause, in der Versorgungswirtschaft daheim. Als führender Service-Provider von IT-Lösungen bieten wir Ihnen deutschlandweit zuverlässige sowie zukunftsorientierte Outsourcing- und Beratungsleistungen – vom Betrieb von IT-Infrastrukturen und Cloud-Services bis hin zum Customizing, der Anwendungsberatung und dem BPO auf Basis unserer neuen IT-Plattform.



SAE IT-systems GmbH & Co. KG
Im Gewerbegebiet Pesch 14 · 50767 Köln
Tel. +49 221 59808-0
Fax +49 221 59808-60
info@sae-it.de
www.sae-it.com

Fast 50 Jahre Kompetenz in Fernwirk- und Stationsleittechnik für die Einsatzbereiche Strom, Gas, Wärme, Wasser, Industrie und Infrastruktur, ausgezeichnete Innovationsfähigkeit und ein umfangreiches Dienstleistungsangebot – das zeichnet SAE aus! Unser Erfolg basiert auf dem Know-how unser 100 Mitarbeiter, die praxisorientierte Feldgeräte und Softwaretools mit einem hohen Maß an IT-Sicherheit entwickeln, produzieren und bei Bedarf zu installationsfertigen Komplettlösungen zusammenstellen. Von der Planung bis zur Inbetriebnahme: **Wir denken in Lösungen.**



MeterPan GmbH
Rathausallee 33 · 22846 Norderstedt
Tel. +49 40 52506 111
Fax +49 40 52506 444
info@meterpan.de
www.meterpan.de

MeterPan ist spezialisierter-Full-Service-Anbieter für alle Themen rund um das digitale Messwesen. Der Metering-as-a-Service (MaaS) der MeterPan vereint sämtliche Anforderungen und Möglichkeiten des modernen Messwesens – von intelligenten Messsystemen bis hin zum vollumfänglichen Submetering stellen wir Ihnen die Daten nach Ihrem individuellen Bedarf zur Verfügung. Erreichen Sie neue MaaS-Stäbe mit uns und profitieren von maximaler Flexibilität, sowohl kaufmännisch als auch prozessual.



Mitteldeutsche Netzgesellschaft Strom mbH (MITNETZ STROM)
Industriestraße 10 · 06184 Kabelsketal
Tel. +49 345 216-0 · Fax +49 345 216-2311
info@mitnetz-strom.de
www.mitnetz-strom.de

MITNETZ STROM ist der größte Verteilnetzbetreiber in Ostdeutschland. Wir verstehen uns als Komplett-Dienstleister für den Smart Meter Rollout. Als zertifizierter Smart Meter Gateway Administrator übernehmen wir auf Wunsch die gesamte Einführung intelligenter Messsysteme. Ob Auswahl und Beschaffung, Einrichtung und Überwachung, Betrieb und Entstörung, Abrechnung und Bilanzierung, Vertrags- oder Datenmanagement: Unser Angebot deckt alle Bereiche ab. Die Dienstleistungen sind auch einzeln abrufbar. So können Messstellenbetreiber den Leistungsumfang genau auf ihre Anforderungen anpassen.



Sagemcom Dr. Neuhaus GmbH
Papenreye 65 · 22453 Hamburg
Tel. +49 40 55304-0
Fax +49 40 55304-180
vertrieb@neuhaus.de
www.sagemcom.com/neuhaus

Sagemcom Dr. Neuhaus steht für Innovation und Qualität in den Bereichen Smart Metering, Smart Grid und M2M-Kommunikation. Als Pionier der GPRS-Technologie entwickelt und produziert das Unternehmen seit mehr als 35 Jahren „Made in Germany“ Modems, Gateways und Router für die sichere und zuverlässige Datenkommunikation. Das intelligente Messsystem, bestehend aus smartem Zähler, Smart Meter Gateway und Steuerbox, ermöglicht die hochsichere und gesetzeskonforme Energiewende von morgen. Wir bieten sowohl einzelne Produkte als auch komplette Smart Metering Lösungen an. **Sagemcom – von A wie Admin Software bis Z wie Zähler**



Sagemcom Fröschl GmbH
Hauserbachstraße 7-10 · 93194 Walderbach
Tel. +49 94649400-134
Fax +49 94649400-857
vertrieb@froeschl.de
www.sagemcom.com/froeschl

Sagemcom Fröschl revolutioniert seit 1994 als Softwareunternehmen im Bereich Messdatenerfassung und Management den Energiemarkt weltweit. Unsere bewährten Lösungen helfen Energieversorgern sowie der Großindustrie Zählerdaten sicher auszulesen und im Feld verbaute Zähler, Gateways und Steuerboxen effizient zu verwalten. Täglich erfasst unsere gesetzeskonforme und hochskalierbare Software mehr als 5 Mio. Zählpunkte. Durch unser Smart Metering Know-how sind wir das Software-Kompetenzzentrum im global agierenden Sagemcom-Konzern. **Sagemcom – von A wie Admin Software bis Z wie Zähler**



Ormazabal GmbH
Am Neuerhof 31 · 47804 Krefeld
Tel. +49 2151 4541 0
Fax +49 2151 4541 499
vertrieb@ormazabal.de
www.ormazabal.com/de

Ormazabal ist einer der führenden Hersteller von Schaltanlagen, kompletten Transformatorstationen und Verteiltransformatoren für die Mittelspannung. Mehr als 2000 Mitarbeiter an über 100 Standorten weltweit arbeiten für das familiengeführte Unternehmen, das zur Velatia Gruppe mit Sitz in Spanien gehört. Am deutschen Hauptsitz von Ormazabal sorgen über 250 Mitarbeiter mit innovativen Produkten und Dienstleistungen für eine sichere Energieverteilung und innovative Lösungen u.a. für Energieversorger.



OXYGEN TECHNOLOGIES GmbH
Neuer Messplatz 3
79108 Freiburg
Tel. +49 761 593902-0
contact@oxygen-technologies.de
www.oxygen-technologies.de

OXYGEN TECHNOLOGIES bietet Stadtwerken und EVU IT-Lösungen für Strom-Produkte von heute und morgen. Unsere modular aufgebaute Energie-Plattform ELEMENTS bietet ein flexibles Handels- und Steuerungssystem für Energieanlagen. Als Automatisierungs- und Digitalisierungsexperte begleiten wir Energieversorger Schritt für Schritt hin zu einem P2P-Energieversorgungssystem. Als ersten Meilenstein im Veränderungsprozess der Energiewirtschaft bieten wir White-Label Lösungen für die Eigenstrom-optimierung (inkl. Verbrauchs- und Erzeugungsprognosen) und Community-Strom an.



smartOPTIMO GmbH & Co. KG
Luisenstraße 20 · 49074 Osnabrück
Tel. +49 541 600 680-0
Fax. +49 541 600 680-12
info@smartoptimo.de
www.smartoptimo.de

smartOPTIMO ist Ihr kommunaler Partner für ganzheitliche Lösungen rund um Smart Metering und verfügt über langjährige, praxisbasierte Erfahrungen im Messwesen. Wir unterstützen Sie auf verschiedenen Ebenen mit unseren Leistungen entlang der System- und Prozesskette vom Messsystem, über TK-Lösungen, GWA- und Messsystem-Management-System bis hin zur Anbindung an Backend-Systeme und Kundenkommunikation. Mit unseren technischen und vertrieblichen Kooperationsprojekten begleiten wir ganzheitlich Ihren Rollout intelligenter Messsysteme und moderner Messeinrichtungen.



SoftProject GmbH
Herr Uwe Jeschke
Am Erlengraben 3 · 76275 Ettlingen
Tel. +49 172 6356107
uwe.jeschke@softproject.de
www.softproject.de

Seit dem Jahr 2000 bietet die SoftProject GmbH Unternehmen Produkte und Services rund um die Digitalisierung und Automatisierung von Geschäftsprozessen. Zahlreiche Energieversorgungsunternehmen beschleunigen ihre Digitalisierungsprojekte mit der Low-Code-Plattform X4 Suite und vorkonfigurierten Branchenlösungen und -adaptern „out of the box“. Dazu zählen der automatisierte Netzanschlussprozess, Kunden- und Nachunternehmerportale, Stammdatenaustausch, Smart Metering oder die Umsetzung von Redispatch 2.0. Das Unternehmen zählt mehr als 300 Kunden weltweit und beschäftigt über 100 Mitarbeiter.



Tanke GmbH
Methweg 6-8
50823 Köln
Tel. +49 (0)221 47 447 44 7
info@tanke-gmbh.de
www.tanke.io

Tanke GmbH – Ein Partner. Alle Leistungen. Bundesweit.
Ladeinfrastrukturlösungen für Stadtwerke & Kommunen, Industrie-/Gewerbe, Wohnungswirtschaft und Flottenbetreiber
• Planung, Bau, Betrieb, Instandhaltung, Abrechnung, IT-Backend, 365/24/7 Service
• Best-Practice & White-Label-Lösungen • Professionelles Rollout-Management
• Über 200 Servicestandorte deutschlandweit • Über 100 Jahre Erfahrungen im Bereich Energie und Energieinfrastruktur • Eichrechtskonforme Lösungen • TankE-Ladenetzwerk



telent GmbH
Gerberstraße 34 · 71522 Backnang
Tel. +49 7191 900-0
Fax +49 7191 900-2202
info.germany@telent.de
Internet: www.telent.de

Systemlösungen und Services aus einer Hand
Die telent GmbH bietet maßgeschneiderte Technologielösungen und Services im Bereich Kritischer Infrastrukturen (KRITIS), Digitalisierung und Industrie 4.0. Bei der Vernetzung und Automatisierung digitaler Geschäftsprozesse setzt telent vor allem auf umfassende Kompetenz in den Bereichen Cybersecurity, moderne IP- und Betriebsnetze, PMR, IoT, Wireless-Access (pLTE/5G) sowie auf Technologie- und Infrastruktur-Services, u. a. für die Elektromobilität.



Theben AG
Frau Stephanie van der Velden
Hohenbergstraße 32 · 72401 Haigerloch
Tel. +49 7474 692-446 · Fax +49 7474 692-199
sv@theben.de
www.smart-metering-theben.de

Theben – neue Energie für Stadtwerke und Energieversorger
Theben Smart Energy ist eine Business Unit der Theben AG, die sich erfolgreich mit der Entwicklung von Smart Meter Gateways beschäftigen. Entwickelt und produziert wird das SMGW CONEXA in einer nach Common Criteria und EAL 4+ zertifizierten Entwicklungs- und Produktionsumgebung in Haigerloch. Neben den Vorgaben von BSI, PTB und FNN stehen die Themen Interoperabilität und Mehrwerte im Fokus. Theben Smart Energy bildet damit einen wichtigen Baustein zur erfolgreichen Realisierung der Energiewende.



topoGRIDS GmbH
Reichspräsidentenstr. 21-25
45470 Mülheim an der Ruhr
Tel. +49 208 698880-11
topo@topogrids.de
www.topogrids.de

Die topoGRIDS GmbH ist Spezialist für Datenintegration und Datenqualität. Durch Integration der Daten aus verschiedensten Bereichen Ihres Unternehmens erhalten Sie topologisch zusammenhängende und qualitätsgesicherte E2E Daten. Wir vernetzen Ihre aufwändig gewonnenen Informationen, damit die Daten den größtmöglichen Nutzen entfalten. Qualitätsgesichert, Spannungsübergreifend und Systemunabhängig. Wir machen Ihre Daten zukunftsfähig.



Trimble Solutions Germany GmbH
Dipl. Ing. Martin Klein
Am Prime-Parc 11
65479 Raunheim
Tel: +49 6142 2100 430
Mail: martin.klein@trimble.com
web: utilities.trimble.de

Trimble bietet Lösungen für das Asset- und Netz-Lebenszyklusmanagement für Flächenversorger und Stadtwerke. Die Lösungen kombinieren Asset-Management-Tools mit GIS-Software und Anwendungen für Netzplanung, Bau, Betrieb und Instandhaltung. Der Einsatz mobiler Lösungen unterstützt die Daten-Kommunikation von Büro und Außendienst und visualisiert Netzdaten mit Augmented Reality. Der „digitale Zwilling“ des Netzes ist der Schlüssel zur Verbesserung der Investitions- und Betriebseffizienz, der Versorgungszuverlässigkeit, der Systemstabilität, der Sicherheit und des Kundendienstes.



VIVAVIS AG
Nobelstraße 18
76275 Ettlingen
Tel. +49 7243 218 0
Fax +49 7243 218 100
info@vivavis.com
www.vivavis.com

Die VIVAVIS AG bietet ein übergreifendes und innovatives Lösungsportfolio, das ausgerichtet ist auf alle Aspekte der Digitalisierung in Energieversorgung, Industrie, kommunaler Wirtschaft sowie Sicherheitsorganisationen. Mit der VIVAVIS AG bündeln wir unsere Kompetenzen und unser Portfolio für Lösungen rund um die Themen Netze, Metering, Wasser, Quartiere, Industrie und kommunale Verwaltung. Mit mehr als 800 qualifizierten Mitarbeitern wurde im Jahr 2019 ein Umsatz von ca. 115 Mio. Euro erzielt.



VOLTARIS GmbH
Voltastraße 3 · 67133 Maxdorf
Tel. +49 6237 935-414
Fax +49 6237 935-419
info@volaris.de
www.volaris.de

VOLTARIS ist der Experte für alle Leistungen im klassischen und intelligenten Metering. Wir bieten Energielieferanten, Netzbetreibern und Industrie modulare Lösungen entlang der gesamten Prozesskette des grundzuständigen und wettbewerblichen Messstellenbetriebs: Gerätemanagement, Gateway-Administration, Mess- und Energiedatenmanagement für alle Marktrollen sowie Mehrwertdienste mit dem intelligenten Messsystem wie Submetering, Visualisierung und Steuerung.



ZENNER International GmbH & Co. KG
Römerstadt 6 · 66121 Saarbrücken
Tel. +49 681 99 676-30
Fax. +49 681 99676-3100
info@zenner.com
www.zenner.de

ZENNER gehört zu den weltweit führenden Anbietern innovativer Messtechnik und Systemlösungen. ZENNER verbindet Wasser-, Wärme- und Gaszähler, Heizkostenverteiler, Rauchmelder und Sensoren mit smarter Systemtechnik für M-Bus, Funk und das Internet der Dinge. So bietet ZENNER intelligente Komplettlösungen für Energieversorger, Stadtwerke und andere Branchen aus einer Hand. ZENNER ist weltweit an mehr als 25 Standorten vertreten und produziert und verkauft jährlich mehr als 8 Millionen Messgeräte und Sensoren.

UNTERNEHMENSINDEX

450connect GmbH7, 18	Fraunhofer IEE15	Robotron Datenbank-Software GmbH...17	Volkswagen AG26
50Hertz Transmission GmbH.....5	Fraunhofer ITWM18	Roland Berger29	VWEW GmbH33
adesso SE18	Gemeinhardt Service GmbH43	SAE IT-systems GmbH & Co. KG.....6	Westfalen Weser Netz GmbH7, 16
Alliander AG18	GISA GmbH17	SAP21	YOUKI GmbH25, 34
Ammer-Loisach Energie GmbH.....47	GLS Gemeinschaftsbank eG46	Schleswig-Holstein Netz AG29	ZSW50
Amprion GmbH5	GreenPack mobile energy solutions GmbH.....47	Siemens AG42	
Audi AG17	gridX GmbH26	Siemens Smart Infrastructure15	
Auto-Center Weber GmbH & Co. KG.....43	GWAdriga GmbH & Co. KG.....16	Schleupen AG15, 33	
Autohaus Marnet GmbH & Co. KG.....43	HanseWerk AG29	Smight40	
BASF SE26	Hausheld AG33	Stadt Dortmund18	
badenova AG & Co. KG47	Hochschule Darmstadt6	Stadtwerke Bad Nauheim GmbH43	
Bayernwerk Netz GmbH32	Hochschule Heilbronn8	Stadtwerke Eutin GmbH8	
BDEW e.V.11, 14, 16, 20, 50	Horstmann GmbH.....7	Stadtwerke Energie	
BET GmbH22	House of Energy e.V.....6	Jena-Pöbneck GmbH54	
Bitkom e.V.30	IAV GmbH27	Stadtwerke Gießeln AG12	
BMW AG26	IBM26	Stadtwerke Husum GmbH23	
BMW I42	Janitza electronics GmbH52	Stadtwerke Konstanz GmbH54	
BMW i14, 20, 31, 32	Jean Müller GmbH6	Stadtwerke Schwäbisch Hall GmbH .. 8, 15	
BSI17, 31, 32	juwi AG53	Stadtwerke Wesel GmbH54	
Bundesnetzagentur5, 12, 18	KEO GmbH15, 17	Stadtwerke Würzburg AG54	
Bundesverband Solarwirtschaft e.V. 51, 52	LEW Verteilnetz GmbH15	Stuttgart Netze GmbH40	
Bundesverband Windenergie e. V.50	OLI Systems GmbH25	Swobbee GmbH57	
Civitas Connect e.V.18	Ormazabal Anlagentechnik GmbH7	SWO Netz GmbH18	
D-Wave Systems Inc.26	Microsoft21	TenneT TSO GmbH5	
dena GmbH27, 42	MITNETZ STROM40, 43	Theben AG16, 25, 34	
DGS51	msu solutions GmbH21	TH Ostwestfalen-Lippe16	
Deutsche WindGuard GmbH50	MVV Energie AG53	TMZ Service GmbH34	
Digital Mobility Solutions GmbH47	Netze BW GmbH31	Tractebel Engineering GmbH6	
edna Bundesverband24	NOW GmbH42	TransnetBW GmbH5, 11	
EMH metering GmbH & Co. KG17	OmegaLambdaTec GmbH40	Trend Micro Deutschland GmbH21	
Energie Südbayern47	PNE AG53	TU Berlin15	
E.ON SE26, 32	Power Plus Communications AG15, 32	TU Dortmund18	
e-regio GmbH & Co. KG25	prego services GmbH20	University of Oxford15	
e.kundenservice Netz GmbH32	ProCom GmbH24	urban energy GmbH18	
EnBW Energie Baden-Württemberg AG .46	PTB32	VDE FNN16, 17	
ENOVA53	PwC30	VDI/VDE Innovation + Technik GmbH27	
Ernst & Young20	QGroup GmbH6	VDMA e.V.	
FFE e.V.32	Reiner Lemoine Institut gGmbH25	Viessmann GmbH	
fortiss GmbH25	Rheinenergie AG35	VIVAVIS AG12, 15	
Fraunhofer FOKUS25		VKU e.V.14	

ANZEIGENINDEX

Arvato Systems GmbH (Advertorial)22
conevea GmbH (Advertorial)33, 51
EFR GmbH (Advertorial)13
ELTEL Networks GmbH (Advertorial)39
EnBW Energie Baden-Württemberg AG (Advertorial)36
GISA GmbH (Advertorial)23
Hausheld AG11, 29
Hausheld AG (Advertorial)38
IAV GmbH17
Janitza electronics GmbH7
MC Technologies GmbH (Advertorial)19
msu solutions GmbH (Advertorial) .. 48-49
OMICRON electronics GmbH (Advertorial)41
power42 GmbH (Advertorial)39
Power Plus Communications AG (Advertorial)35
sig Neue Medien GmbH60
SMIGHT EnBW Energie Baden-Württemberg AG (Advertorial)9
Solar Promotion GmbH47
Stadtwerke Schwäbisch Hall GmbH (Advertorial)10
Theben AG30
Thüga SmartService GmbH (Advertorial)53
TQ- Systems GmbH (Advertorial) 44-45
VIVAVIS AG (Advertorial)25
VOLTARIS GmbH (Advertorial)37
Zenner International GmbH & Co. KG (Advertorial)28

PROBE-ABO

Ja, ich möchte zwei aktuelle Ausgaben von 50,2 kostenlos zugesandt bekommen. Entspricht das Magazin nicht meinen Erwartungen, werde ich spätestens 10 Tage nach Erhalt der zweiten Ausgabe eine schriftliche Mitteilung an die sig Media GmbH & Co. KG, Bonner Straße 205, 50968 Köln, senden. Die Lieferung wird dann eingestellt. Wenn Sie bis zu diesem Termin keine Nachricht von mir haben, möchte ich 50,2 im Jahresabonnement (8 Ausgaben) zum Preis von EUR 88,00 (inkl. Versandkosten und MwSt.) beziehen.

sig Media GmbH & Co. KG
Bonner Straße 205
50968 Köln/Germany

Tel. +49 221 92182550
Fax +49 221 92182516
info@sig-media.de



.....

Name / Vorname

Firma / Institut

Abteilung / Funktion

Straße / Nr.

PLZ / Ort

Datum 1. Unterschrift

Vertrauensgarantie: Ich bestätige ausdrücklich, vom Recht des schriftlichen Widerrufs dieser Vereinbarung innerhalb von 10 Tagen Kenntnis genommen zu haben.

.....

Datum 2. Unterschrift

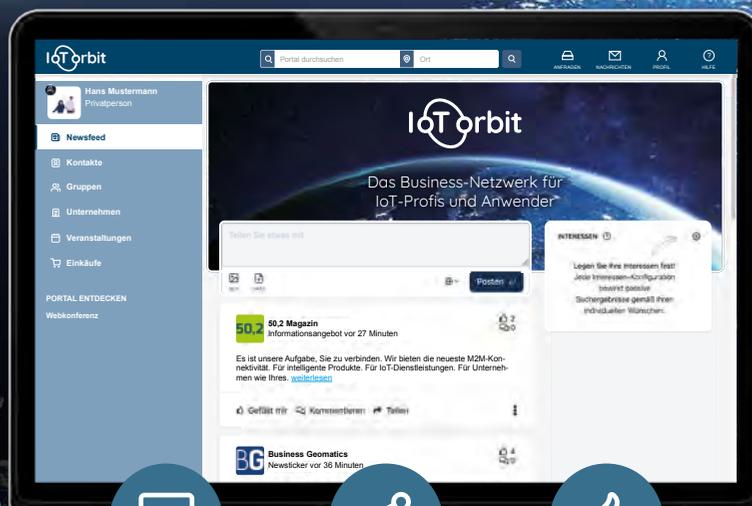
IMPRESSUM

AUSGABE	01.2021 – 15. Februar 2021
Einzelpreis 12€	ISSN 2199-4102
REDAKTION	Petra Quenel (V.i.S.d.P.), Tel. +49 221 921825-70, quenel@50komma2.de Jonas Reihl, Tel. +49 221 921825-72, reihl@50komma2.de Daniel Schäfer, Tel. +49 221 921825-54, schaefer@sig-media.de
OBJEKTLEITUNG	Stefan Grebe, Tel. +49 221 921825-52, grebe@50komma2.de
VERTRIEB	Jennifer Strotkamp, Tel. +49 221 921825-71, strotkamp@sig-media.de Harald Gehlen, Tel. +49 221 921825-20, gehlen@sig-media.de Katharina Küssner, Tel. +49 221 921825-30, kuessner@sig-media.de José Benedikt Krohn, Tel. +49 221 921825-31, krohn@sig-media.de
GRAFIK	Hardy Möller, Tel. +49 221 921825-34, moeller@50komma2.de
INTERNET	sig Media GmbH & Co. KG, Bonner Straße 205, 50968 Köln Tel. +49 221 921825-50, Fax +49 221 921825-16, www.sig-media.de
VERLAG	D+L PRINTPARTNER GmbH, Schlavenhorst 10, 46395 Bocholt Tel. +49 2871 2466-0, info@dul-print.de, www.dul-print.de
DRUCK	

© Copyright sig Media GmbH & Co. KG, Köln. Das Magazin und alle in ihm enthaltenen Beiträge sind urheberrechtlich geschützt. Jede Verwertung außerhalb der engen Grenzen des Urheberrechtsgesetzes ist ohne Zustimmung des Verlages unzulässig und strafbar. Dies gilt insbesondere für Vervielfältigungen, Übersetzungen, Mikroverfilmungen und die Einspeicherung und Bearbeitung in elektronischen Systemen. Mit der Annahme des Manuskriptes und seiner Veröffentlichung in dieser Zeitschrift geht das volle Verlagsrecht sämtlicher abgedruckter Beiträge inklusive darin enthaltener Fotos und Abbildungen für alle Sprachen und Länder einschließlich des Rechts der Vervielfältigung und Wiedergabe auf fotomechanischem oder ähnlichem Wege, im Magnetverfahren, Vortrag, Funk und Fernsehsendung sowie Speicherung in Datenverarbeitungsanlagen an sig Media GmbH & Co. KG über. Dies gilt auch für die auszugsweise Wiedergabe sowie den Nachdruck von Abbildungen und Fotos. Die Wiedergabe von Gebrauchsnamen, Handelsnamen, Warenbezeichnungen usw. in 50,2 berechtigt auch ohne besondere Kennzeichnung nicht zu der Annahme, dass solche Namen im Sinne der Warenzeichen- und Markenschutz-Gesetzgebung als frei zu betrachten wären und daher von jedermann benutzt werden dürfen. Eine Haftung für die Richtigkeit der Veröffentlichungen kann trotz sorgfältiger Prüfung durch die Redaktion vom Verlag und Herausgeber nicht übernommen werden.

IoTorbit

Die digitale Branchen-Plattform für Anwender
und IoT-Profis aus der Energie-,
Kommunal- und Wohnungswirtschaft



Verbinden



Kommunizieren



Inhalte
teilen



Meinungen
einholen



Leader
werden

**Alle Player, alle News, alle Produkte, alle Lösungen,
alle Projekte, alle Events, alle Shops, alle Jobs.**

Alles smart, alles vernetzt, alles sicher, alles da ...

... alles für Dich, alles im ... **IoTorbit**

www.iot-orbit.de

**Smart City
Werkstatt 2021**
IoT-Lösungen für Versorger & Kommunen

JETZT VORMERKEN!

26.-27.10. · Gebläsehalle Duisburg
live & digital im **IoTorbit**