

energy^{4.0}

ENERGIE. TECHNIK. INDUSTRIE.

PACKAGING GOES GREEN

PRODUKTION MIT **100%**
GRÜNSTROM

KI & BIG DATA

Trendthemen, die die
Energiewelt prägen ab S. 12

STROMNETZ

Geregelte Spannung
an der Autobahn S. 50

SEKTORENKOPPLUNG

Spannende Projekte rund
um die Technologie ab S. 60

energy^{4.0}

EIN WEB-MAGAZIN VON PUBLISH-INDUSTRY.



Die Faszination **ENERGIE**
im Fokus. Der Blick in andere
Branchen als Inspiration.



Das Energy 4.0-Web-Magazin liefert fundiert recherchierte News, Artikel, Videos, Bildergalerien sowie Whitepaper und macht die Faszination von Energie und Energietechnik lebendig.

Es ist vernetzt mit den anderen Web-Magazinen von publish-industry – gemeinsam sind sie Teil des Industrie-Ecosystems **INDUSTR.com** mit über 20.000 relevanten Inhalten.

Gehen Sie online und registrieren Sie sich kostenfrei: **INDUSTR.com/E40**.



Jessica Bischoff, Chefredakteurin Energy 4.0: Der Wind bläst, die Windkraftanlage erzeugt Strom, dieser Strom fließt in unser Netz und versorgt Bürger und Industrie. Was so einfach klingt, ist mit großen Hürden verbunden. Immer mehr Bürger fordern grünen und nachhaltigen Strom, jedoch stehen viele Betreiber vor politischen Herausforderungen. Und so frage ich mich:

IST DIE WINDENERGIE DAS RÜCKGRAT DER ENERGIEWENDE?

Hermann Albers, Präsident BWE und Vize-Präsident BEE: Ungeduldig und kritisch sind zwei Adjektive, die man häufiger benutzen musste, um den Umgang der Windenergiebranche mit der aktuellen Energiepolitik zu beschreiben. Wir sind nicht zufrieden, wie die Regierungskoalition in den letzten beiden Jahren die Energiewende betreibt. Für mich als Windkraftpionier und Präsident des Branchenverbands BWE ist die Energiewende am Point of no Return angekommen. Ein Zurück zu Kohle und Atom gibt es nicht. Umso problematischer ist es, dass der Ausbau von Wind und PV weit hinter den energie- und klimapolitischen Erfordernissen zurückbleibt.



Aktuell sieht der BWE etwas Licht am Ende des Tunnels. In den ersten fünf Monaten des Jahres 2020 wurden Genehmigungen für 220 Anlagen mit rund 880 MW Leistung registriert. Bis Jahresende könnten es vielleicht 2200 MW werden. Für den energie- und klimapolitischen Zubau von mindestens 4500 MW ist das noch deutlich zu wenig. Beim realen Zubau deutet sich an, dass bis Ende 2020 etwa 1300 MW Zubau erreichbar sind, bei einem Zielkorridor der Bundesregierung von 2800 MW. Dies ist weiter dramatisch, wenn auch leicht besser als 2019. Beim BWE setzen wir darauf, dass der deutsche Windenergiemarkt auch langfristig wieder anzieht. Wir müssen den verlorenen Zubau der Jahre 2017 bis 2020 nachholen, den Ersatz der Bestandsanlagen durch effiziente neue Anlagen durchsetzen. Das Ziel lautet, bis 2050 mit gut zwei Prozent der Fläche in jedem Bundesland auf insgesamt 200 GW installierte Leistung zu blicken. Dabei hilft der Leistungszuwachs der installierten Windräder. Nach aktuellen Erkenntnissen des Verbands kommen die heute genehmigten Anlagen im Durchschnitt auf 4 MW, während es im Bestand nur 1,8 MW sind.

Interessant ist dies insbesondere für das Repowering, wofür wir Erleichterungen bei der Genehmigung einfordern. Dank höherer Vollaststunden sind die Windräder auf dem Meer in der Lage, sogar 246 TWh zu liefern. Damit ist für mich klar: Die Windenergie ist das Rückgrat der Energiewende.



Utilities
digITal



Beschleunigen Sie
Ihr Business

Sie wollen schneller sein? Den entscheidenden Schritt voraus?

Dann starten Sie Ihre Digitalisierungsprojekte mit GISA. Wir lieben Energie und leben IT. Seit mehr als 25 Jahren.

GISA ist IT-Experte für die Energiewirtschaft: IT-Strategie, Prozessberatung, Implementierung, Betreuung (AMS), Hosting, SAP S/4HANA, SAP S/4HANA Utilities und SAP IS-U.

Weitere Informationen und noch mehr Angebote auf gisa.de/utility-spezial

INHALT

MARKT

- 6 Wasserstoff-Großprojekte
- 8 Titelstory: Produktion mit 100 Prozent Grünstrom
- 10 Titelinterview: „Nicht nur umdenken, sondern machen!“

FOKUS: KI & BIG DATA

- 12 Umfrage: Big Data in der Energiewelt
- 14 SMR: Stadtwerke und Netzbetreiber gemeinsam
- 17 Interview: „Energiewelt bietet ein hohes KI-Potenzial“
- 20 IoT & Data Analytics: Vier Zutaten für die Smart City

DIGITALISIERUNG & VERNETZUNG

- 24 SMGWA: Wann kommen die Mehrwerte?
- 27 Storyboard rku.it
- 28 Interview: „IoT-Partnerschaft für die Energiewelt“
- 31 SAP-Umstellung: Die Steine aus dem Weg räumen

MITTENDRIN

- 34 Auf dem Weg in eine nachhaltige und grüne Zukunft
- 37 Interview: „Beste Voraussetzungen für Klimaschutz-Lösungen“



FOKUS

KI & BIG DATA

08

PACKAGING GOES GREEN

Produktion mit 100 Prozent Grünstrom



42

INNOVATIONEN IM PRAXISTEST

Frischer Wind an Land und auf See





Ixxat SG-gateways

...vereinen Datenströme in der Energieautomatisierung, in Industriestemen und im IIoT

- Unterstützte Energie-Protokolle: IEC 61850, IEC 60870-5-104, DNP3 Outstation
- Einfache Anbindung an industrielle Anwendungen via Modbus TCP/RTU, EtherNet/IP, PROFINET, PROFIBUS
- Konfiguration per Web-Interface sowie einfache grafische Programmierung per Web-PLC
- Firewall, OpenVPN und Passwortschutz
- Cloud-Anbindung über MQTT, OPC-UA und HMS-HUB
- 4G-Modem für Steuerung, Cloud und Fernwartung

www.ixxat.com/de/energy

HMS Industrial Networks GmbH
Emmy-Noether-Str. 17 · 76131 Karlsruhe

+49 721 989777-000
info@hms-networks.de · www.hms-networks.de



12

ab Seite

BIG DATA IN DER ENERGIEWELT

Branchenexperten stehen
Rede und Antwort

ENERGIEERZEUGUNG

- 38 Der Weg für die Zukunft der Erneuerbaren
- 42 Frischer Wind an Land und auf See
- 46 Einsatz von Biomethan
- 49 Storyboard BayWa r.e.

ENERGIENETZE

- 50 Geregelte Spannung an der Autobahn
- 53 ONS für das Smart-Grid rüsten
- 54 Inspektion von Freileitungen

ENERGIESPEICHER

- 56 Speicher allzeit gut verbunden
- 59 Energie und Mobilität kombiniert

SPEZIAL: SEKTORENKOPPLUNG

- 60 Welche e-Kraftstoffe machen das Rennen?
- 62 Wasserstoff ganz nach Bedarf
- 64 Sektorenkopplung endlich intelligent machen

RUBRIKEN

- 3 Editorial
- 58 Firmenverzeichnis & Impressum
- 66 Rücklicht

34

SAUBERE UND SICHERE ENERGIE

Auf dem Weg in eine nachhaltige und grüne Zukunft

H2-Großprojekte

WASSERSTOFF- GOLDGRÄBERSTIMMUNG

In Europa gibt es dieser Tage 126 Wasserstoff-Großprojekte – das sind 94 Prozent mehr, als in Asien und Nordamerika zusammen. Hierbei spielt Deutschland eine federführende Rolle, wie aus einer neuen „Handelskontor“-Infografik hervorgeht.

TEXT: Handelskontor BILD: iStock, Jakob Rupa



Dass es die Bundesrepublik mit der Wasserstoff-Offensive ernst meint, das zeigt unter anderem ein Blick auf die Anzahl der Wasserstoff-Tankstellen. Während es hiervon in Deutschland 90 Stück gibt, landet Großbritannien mit großem Abstand auf dem zweiten Platz, konkret: mit 10 Wasserstoff-Tankstellen. Weitere 16 dieser Tankstellen befinden sich in Deutschland aktuell in der Realisierung, auch diesbezüglich ist das Land der Automobilhersteller europaweit führend. Die Wasserstoff-Technologie gilt als wichtig, um den Herausforderungen im Angesicht der Klimakrise Herr zu werden. Kritischer Punkt hierbei waren jedoch in der Vergangenheit unter anderem die Kosten. Wie die Infografik aufzeigt, könnte der Preis von grünem Wasserstoff bis zum Jahr 2030 allerdings um weitere 60 Prozent sinken. Insgesamt könne Wasserstoff aus Sicht der Gesamtbetriebskosten sodann in mehr als 20 Bereichen kostengünstiger sein als konventionelle Kraftstoffe. In puncto Wasserstoff zeigen sich auch die Behörden und politischen Entscheidungsträger keineswegs kleinlaut. So spricht das Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur davon, dass Deutschland „Wasserstoff-Land“ werde.

Produktion mit 100 Prozent Grünstrom

PACKAGING GOES GREEN

Die Verpackungsindustrie befindet sich in einem starken Wandel. Das Thema Nachhaltigkeit fängt nicht nur bei den Rohstoffen an, es hält auch Einzug in die Fertigung. Das Stichwort ist CO₂-Neutralität – und hier setzen Firmen auf 100-prozentig grünen Strom.

TEXT: Jessica Bischoff, Energy 4.0 **BILDER:** VERBUND; Timo Allin; iStock, LdF

Das Unternehmen Liebensteiner Kartonagenwerk setzt auf die Verarbeitung von Wellpappe und wurde 1968 im bayerischen Plößberg gegründet. Angefangen mit zwei Mitarbeitern auf 200 m² wuchs die Firma bis 2021 auf 435 Mitarbeiter, die auf etwa 50.000 m² alles rund um die Pappe fertigen. Dass hier viel Energie verbraucht wird, ist klar. „Wir haben einen Energieverbrauch von 6.400 Megawattstunden pro Jahr“, sagt Geschäftsführer Bernhard Schön. Der Unternehmer sah hier schon früh Handlungsbedarf, denn seine Kunden erkundigten sich nach dem CO₂-Fußabdruck seiner Produkte. „Wir starteten früh damit, unsere Produktion effizienter zu machen, angefangen mit der LED-Beleuchtung bis hin zur Abwärmennutzung unserer Maschinen. Energietechnische Maßnahmen sind natürlich erst einmal ein Kostenfaktor, der wieder erwirtschaftet werden muss. Aber es amortisiert sich schnell und für unsere Kunden sind solche Maßnahmen natürlich ein Pluspunkt“, so Schön.

Volle Kraft auf Wasser

Folglich war es ein logischer Schritt, sich auch der Energieversorgung anzunehmen. Ins Spiel kam hier Produktmanager Wolfgang Forster. Er ist Herr über den Energiemix im Liebensteiner Kartonagenwerk und arbeitet schon länger mit dem österreichischen Energieversorger VERBUND zusammen, der ganz klar auf Wasserkraft setzt. Genau deshalb war Forster der Graustrom-Mix nicht genug: Als sich die Chance auftat, den Strombezug auf 100 Prozent Strom aus Wasserkraft umzustellen, zögerte der Energiemanager nicht: „Letzt-

endlich war es eben hauptsächlich dieses Angebot rund um eine strukturierte Beschaffung, welches für uns im Nachhinein eine sehr lukrative Geschichte war. Das heißt, dass wir definitiv günstiger damit gefahren sind, als wenn wir weiterhin Strom zu Festpreisen abgenommen hätten. Und dann, als die Frage anstand, mit welchem Unternehmen wir in die Zukunft gehen, haben wir uns ganz klar für VERBUND entschieden. VERBUND mit 100 Prozent Strom aus Wasserkraft – das war für uns dann so ein Sahnehäubchen obendrauf.“

Auch die Zusammenarbeit lief allzeit reibungslos. Durch einen direkten Ansprechpartner aus dem Hause VERBUND hatten die Liebensteiner Kartonagenwerke immer jemanden, der für Fragen bereit stand. Auch im Hause VERBUND hat man sich sehr über die Zusammenarbeit gefreut.

Florian Hörl, Key Account Manager VERBUND: „Das Liebensteiner Kartonagenwerk ist ein mittelständisches Unternehmen und zählt zu den führenden und modernsten Wellpappenverarbeitungsbetrieben in Europa. Daher haben wir uns sehr gefreut, dass das Unternehmen von einer grauen Energieversorgung zu uns gewechselt hat und nun zu 100 Prozent Strom aus Wasserkraft bezieht. Wir versuchen die Umstellung von „grau“ auf „grün“ auch im industriellen Maßstab möglichst so darzustellen, dass für unsere Kunden in der Beschaffung alles beim Alten bleibt. Liebensteiner Kartonagenwerk kann beispielsweise das bisherige Beschaffungsmodell unverändert beibehalten und weiterhin, wie gewohnt, über Termin- und Spotmarkt beschaffen. Mit der entscheidenden



Das Liebensteiner Kartonagenwerk produziert Produkte aus Wellpappe – und das mit 100 Prozent Grünstrom.



Das Laufwasserkraftwerk Edling erzeugt etwa 420.000 MWh Strom pro Jahr und beliefert die Liebensteiner Kartonagenwerke.

Ausnahme, dass wir schlussendlich zu 100 Prozent Strom aus Wasserkraft liefern und das bedeutet für die Stromkennzeichnung von Liebensteiner Kartonagen 0 g CO₂. Im Vergleich zum alten Graustrom-Mix verringert Liebensteiner Kartonagen die CO₂-Emissionen damit um etwa 2.500 t, jedes Jahr.“

Vom Kraftwerk in die Kartonagen

Der Energieversorger VERBUND beschäftigt 3.000 Mitarbeiter und betreibt 127 Kraftwerke. Mit Tochterunternehmen und Partnern ist VERBUND von der Stromerzeugung über den Transport bis zum internationalen Handel und Vertrieb aktiv. In Österreich werden fast 60 Prozent der Erneuerbaren Stromerzeugung durch Wasserkraft gedeckt, mehr als die Hälfte davon stammt aus VERBUND-Wasserkraftwerken – denn an die 100 Prozent der Stromerzeugung werden aus klimafreundlicher, erneuerbarer Wasserkraft gewonnen.

Allein aus den VERBUND-Donaukraftwerken lässt sich der Strombedarf nahezu aller österreichischen Privathaushalte abdecken. Der Strom für die Liebensteiner Kartonagenwerke stammt aus dem Laufwasserkraftwerk Edling. Das Kraftwerk liegt an der Drau und erzeugt im Durchschnitt etwa 420.000 MWh Strom pro Jahr. Und davon gehören 6.400 MWh nun dem Liebensteiner Kartonagenwerk. „Durch die hohe Grundlast passen Wasserkraft und Industrie ideal zusammen. Die meisten Industriebetriebe können ihre Produktion nicht ohne weiteres so umstellen, dass sie nur dann produzieren, wenn der Wind weht oder die Sonne scheint.“, so Hörl.

Vorreiter für die produzierende Industrie

Das Liebensteiner Kartonagenwerk ist für die produzierende Branche ein Vorbild. Ein Umstieg ist leicht und es lohnt sich. „Zu Anfang ist es immer ein Investitionsrisiko, aber die Kosten sind schnell wieder erwirtschaftet“, so Bernhard Schön. Jedoch sei es immer einfach, über ein Umdenken zu sprechen, denn Nachhaltigkeit ist in der kompletten Wirtschaft bereits ein großes Thema. Das Machen sei entscheidend.

Auf den grünen Zug springen

Das Thema Grünstrom war noch vor zwei bis drei Jahren sehr stiefmütterlich in der Industrie vertreten. Obwohl die Mehrkosten, im Vergleich zu den ohnehin täglichen Börsenpreisschwankungen, sehr gering sind, war die Nachfrage aus der Industrie lange Zeit überschaubar. Seit 2019 scheint sich hier jedoch eine deutliche Trendwende abzuzeichnen. Große in der Öffentlichkeit stehende Unternehmen haben sich zwar schon immer mit dem Thema CO₂-Fußabdruck beschäftigt; nun zeigt sich jedoch, dass vor allem auch mittelständische Betriebe aus der produzierenden Industrie immer mehr Grünstrom anfragen. „Im letzten Jahr konnten wir auch Unternehmen aus der Druck- und Metallverarbeitungsindustrie in Deutschland für unsere Wasserkraft gewinnen“, so Hörl. Die Papier- und Kartonagenindustrie allgemein ist jedoch oft noch ein unbeschriebenes „graues“ Blatt und deshalb freut sich VERBUND umso mehr über die Partnerschaft mit dem Vorreiter Liebensteiner Kartonagenwerk. □



Bernhard Schön, Geschäftsführer Liebensteiner Kartonagenwerk

„Nicht nur umdenken, sondern machen!“

Das Thema Nachhaltigkeit hält Einzug in die Köpfe vieler Entscheider von produzierenden Unternehmen. Aber nicht nur Rohstoffe, sondern auch grüner Strom wird immer gefragter. Vorreiter ist das Liebensteiner Kartonagenwerk, welches seit 2012 Energieoptimierungsmaßnahmen fährt. Bernhard Schön, Geschäftsführer des Werks, erzählt im Interview, wie es zu der Umstellung auf Grünstrom kam und warum Machen wichtig ist.

DAS INTERVIEW FÜHRTE: Jessica Bischoff, Energy 4.0 **BILD:** Liebensteiner Kartonagenwerk

Ich möchte Sie erst einmal zur Entscheidung beglückwünschen, auf 100 Prozent Grünstrom umzusteigen. Wie kam es dazu?

Die Firma VERBUND beliefert uns schon seit Jahren im Energiemix. Unser Energiemanager macht für uns den Stromeinkauf und erzählte mir, dass es die Möglichkeit gibt, auf 100 Prozent Wasserkraft umzusteigen. Denn auf der einen Seite haben wir top Wellpappe, mit der wir sehr viel CO₂ einsparen – warum sollen wir nicht auch mit grünen Strom ins Rennen starten?

Quasi ein rundherum nachhaltiges Produkt, von den Rohstoffen bis zur grünen Produktion?

Ja, das kann man so sagen.

Wie war Ihre Reaktion auf die Idee Ihres Energieberaters?

Ja, denn unsere Kunden fragen immerzu nach unserem CO₂-Fußabdruck. Das hat uns noch zusätzlich motiviert, dass wir uns mit dem Thema beschäftigen.

Wie Sie schon erwähnt haben, agieren Sie sehr nachhaltig. War es folglich kein großes Umdenken für Sie, auf 100 Prozent Grünstrom umzusteigen?

Nein. Und wir hatten auch keine Ausfälle. Der Strom kommt ja weiterhin aus der Steckdose; jetzt ist er eben grün. Die Umstellung ist nur eine administrative Frage. Aber das Thema Energie, auch Energie einsparen, steht für uns seit Jahren im Mittelpunkt. Wir sind nach ISO 9001 Qualitätsmanagement, ISO 140001 Umweltmanagement und ISO 50001 Energiemanagement zertifiziert. Das heißt, wir müssen sowieso nachweisen, dass wir jedes Jahr energieeffizienter werden. Und insofern beschäftigen wir uns mindestens zwei Mal im Jahr mit dem Thema.

Ist Ihnen bekannt, dass auch andere Unternehmen auf den grünen Zug aufgesprungen sind?

Ja, das Umdenken ist in der kompletten Wirtschaft vorhanden. Allerdings reicht das Umdenken allein nicht aus, es muss auch umgesetzt werden.

VERBUND bietet Strom aus Wasserkraft an. War das auch der Grund, sich für diesen Versorger zu entscheiden?

Nein. Der VERBUND war bei unserem grauen Energiemix bereits mit dabei. Es war jedoch ein logischer Schritt, von grau zu grün mit dem VERBUND zu gehen.

Seit wann achten Sie auf Rohstoffe und auf grüne Energie; wann hatten Sie etwa die Erkenntnis, dass Sie hier nachrüsten müssen, um zukunftsfähig bleiben?

Unseren Rohstoffbereich haben wir bereits 2012 umgestellt. Anschließend haben wir in der gesamten Beleuchtung auf LED gewechselt. Das war zum damaligen Zeitpunkt wahnsinnig teuer. Aber es hat sich schnell bezahlt gemacht. Dann ging es weiter mit der Heizung. Hier nutzen wir heute die Abwärme unserer Maschinen und Kompressoren und haben nicht mal mehr eine Heizung im Betrieb. Also Sie sehen, wir haben schon früh damit begonnen, uns fit für die Zukunft zu machen.

„Das Umdenken ist in der kompletten Wirtschaft angekommen. Das Umdenken allein reicht nicht, es muss umgesetzt werden.“

Das heißt also, Sie würden anderen Unternehmen raten, die Investitionen in Nachhaltigkeit zu tätigen?

Definitiv ja!

Kostet Sie die grüne Energie mehr?

Es sind minimale Mehrkosten, aber die nehmen wir gerne in Kauf.

Aber ich möchte jetzt noch mal ganz kurz nachfragen, warum Sie sich denn konkret für den VERBUND entschieden haben?

VERBUND war bei uns im grauen Energiemix schon immer mit an Bord. Vor dem Hintergrund, dass VERBUND 100 Prozent Wasserkraft vertreibt, war es für uns der nächste logische Schritt und quasi das Sahnehäubchen, den Strom direkt vom VERBUND zu beziehen.

Wie lief hier die Zusammenarbeit ab – partnerschaftlich oder gab es auch Schwierigkeiten?

Nein, überhaupt nicht. Wir haben unseren direkten Ansprechpartner und wir haben unseren regelmäßigen Austausch.

Können Sie vielleicht noch einen kurzen Ausblick geben, wo Sie die grüne Energie in fünf Jahren bei den produzierenden Unternehmen sehen. Glauben Sie, dass hier ein Umdenken stattfindet, auch was die Dekarbonisierung betrifft?

Allein schon über die Klimadebatte oder Klimaneutralität, die wir in Europa bis 2050 erreichen wollen, wird sich Grünstrom immer mehr durchsetzen. Aber auch die anderen Energien werden und müssen sauberer werden. Aber unsere Zahlen sprechen für sich: Von 2013 bis Ende 2020 hat sich unser Strombedarf im Verhältnis zum Umsatz halbiert. Das heißt, wir haben im Prinzip damals im Vergleich zu heute pro Euro Umsatz doppelt so viel Strom benötigt. Das zeigt deutlich, dass dieser ganze Mix aus Maßnahmen, den wir umsetzen, einfach Sinn ergibt. □



Umfrage Big Data in der Energiewelt

ZUKUNFTSMUSIK ODER BEREITS REALITÄT?

Wie kann Big Data der Energiewelt helfen die Wende zu schaffen und wie viel ist bereits Realität? Energy 4.0 hat Experten hierzu befragt.

UMFRAGE: Leopold Bochtler, Energy 4.0 **BILDER:** EWE; Kisters; Lufthansa Industry Solutions; iStock, Vladimir Vladimirov



DR. MATTHIAS POSTINA

Die Verwaltung großer Datenmengen ist heute allein nicht mehr hinreichend – fällt Big Data doch in allen Bereichen unserer Wirtschaft kontinuierlich an. Die Daten clever zu nutzen und zu verschneiden, um neue Erkenntnisse abzuleiten, ist gleichermaßen herausfordernd wie erfolgreich bei der Entwicklung aktueller Geschäftsmodelle. Die Digital Factory der EWE setzt schon seit mehr als vier Jahren, sowohl zu interner Optimierung als auch zur Entwicklung von Produkten auf den Einsatz von DataScience und Künstlicher Intelligenz. Automatisierte Netzplanung, die Verbesserung von Prognosen und die Analyse von Luftbildern durch den Einsatz neuronaler Netze sind nur drei Beispiele von zahlreichen Anwendungsfällen in der Energiewelt von heute.

Leiter DataScience und Digital Factory,
EWE



DR. VOLKER BÜHNER

Ganz klar bereits Realität – dabei ist das sukzessive erfolgt. Software-Architekturen wurden bei uns sukzessive auf „Big Data inside“ umgestellt, ohne dass dort groß Big Data draufsteht. Big Data ist also schon längst die Grundlage beispielsweise zur Einsatzoptimierung, für Prognosen oder als Archive für Leitsysteme. Mit der stetig wachsenden Menge an hochauflösenden Smart-Metern ist vieles möglich: Der Energievertrieb profitiert von besseren Prognosen und stellt passgenaue Angebote. Netzbetreiber decken zum Beispiel unsymmetrische Belastungen und sonst kaum nachvollziehbare sporadische oder auch schleichende Ereignisse auf. Oder Big Data als Grundlage für netz- und marktdienliches Flexibilitätsmanagement inkl. der besseren Nutzung der vorhandenen Netze zum Beispiel für E-Mobility, Stichwort intelligentes Lastmanagement. Kurz, aus Daten Informationen machen.

Leiter Geschäftsbereich Energie,
Kisters



KLAUS ZABEL

Big Data Analytics ist längst in den Unternehmen angekommen. Auch die Energiewirtschaft ist mitten drin im digitalen Wandel, denn die Einsatzfelder von Big Data in der Energiebranche sind vielfältig. Mithilfe von Big-Data-Technologie und analytischer Methodenkompetenz können Energieversorger und Netzbetreiber aus Echtzeitdaten, Netzsensoren und Geodaten neue Erkenntnisse gewinnen. Dadurch sind sie in der Lage, Prognosen zu optimieren und Maßnahmen zur Kostensenkung abzuleiten. Zudem kann der Vertrieb Kunden- und soziodemografische Daten analysieren, um den Kunden individuelle Services oder neue digitale Schnittstellen anzubieten und damit die Kundenbindung nachhaltig zu steigern.

Business Director, Lufthansa Industry
Solutions

Smart Meter Rollout

Stadtwerke und Netzbetreiber gemeinsam

Der Smart Meter Rollout ist ein Mammutprojekt für Netzbetreiber und Energieversorger. In der Voltaris Anwendergemeinschaft Messsystem arbeiten derzeit 40 regionale und überregionale Stadtwerke-Partner an der strukturierten Ausgestaltung des intelligenten Messstellenbetriebs erfolgreich zusammen. Verstärkt im Fokus stehen derzeit Mehrwertdienste.

TEXT: Marcus Hörhammer und Dr. Stephan Röhrenbeck, beide Voltaris **BILDER:** Voltaris; iStock, Orbon Alija

Insgesamt übernimmt Voltaris für die Anwendergemeinschaft die Betreuung von 1,3 Millionen Zählpunkten und den BSI-konformen Betrieb von mehr als 175.000 intelligenten Messsystemen (iMSys) als Full-Service-Dienstleistung. In den gemeinsamen Veranstaltungen – derzeit als Online-Formate – werden die Teilnehmer regelmäßig zu den aktuellen Gesetzen, Verordnungen und aktuellen Entwicklungen in der Branche informiert. Durch die aktive Mitarbeit des IT-Unternehmens in zahlreichen Expertenrunden und Gremien, zum Beispiel dem Forum Netzbetrieb /Netztechnik im VDE (FNN) haben die Mitglieder einen entscheidenden Wissensvorsprung. Mögliche neue Geschäftsmodelle mit dem intelligenten Messsystem sowie Leitfäden für die Kundenkommunikation sind von besonderem Interesse für die Teilnehmer, denn der Kundennutzen und die Akzeptanz der Letztverbraucher sind entscheidende Erfolgsfaktoren für das Gelingen des Rollouts.

In Arbeitsworkshops werden konkrete Betriebsmodelle und Prozesse gemeinsam abgestimmt. Zudem werden die Rollout-Manager der Stadtwerke zu den neuen Prozessen geschult, beispielsweise zur Umsetzung der sicheren Lieferkette für die Smart Meter Gateways (SiLKe).

Ende Januar fand die SiLKe-Schulung mit mehr als 50 Teilnehmern erstmals komplett digital statt – inklusive Theorieteil, praktischer Einweisung per Video und Abschlusstest über die Voltaris E-Learning-Plattform. Durch die Zusammenarbeit auf Augenhöhe zwischen Metering-Dienstleister und Gateway-Administrator auf der einen Seite und den Stadtwerken auf der anderen Seite ist ein umfassender Austausch zu allen relevanten Themen des Messstellenbetriebs gewährleistet.

Exklusive Video-Tutorials

Voltaris hat exklusiv für Mitglieder der Anwendergemeinschaft Video-Tutorials entwickelt, zum Beispiel zur Handhabung der Transparenz- und Display-Software TruDi und des Webfrontends zur Prozess-Integration. Die Anleitungsvideos helfen den Sachbearbeitern dabei, die operativen Aufgaben schnell und effizient auszuführen. Bei Bedarf kann der Voltaris-Projektmanager über Websessions die Bedienung des Webfrontends mit dem Projektmanager des Stadtwerkes besprechen und live üben.

Ebenfalls exklusiv für die Mitglieder wurde ein Handbuch zur Installation und Inbetriebnahme der iMSys erarbeitet. Es enthält auf mehr als 30 Seiten die Abbildungen aller einzelnen Komponenten, Installationsschritte in Bild und Text sowie eine ausführliche Antennenübersicht. Das Montagehandbuch ergänzt das Prozess- und Arbeitshandbuch, das bereits seit einem Jahr aktiv im Einsatz ist. Dieses enthält alle relevanten Prozesse des grundzuständigen Messstellenbetreibers im Rahmen des Smart Meter Rollouts – von der Mengenplanung und Zählpunktauswahl über die Beschaffung und Disposition bis hin zur Installation, Inbetriebnahme und dem Störungsmanagement.

Im Rahmen von Online-Workshops und Videokonferenzen werden die bisherigen Lessons Learned beim Smart Meter

Rollout regelmäßig diskutiert und dokumentiert. Die Handbücher werden anhand dieser Erfahrungen kontinuierlich überarbeitet und optimiert.

Prozessintegration mit dem Webfrontend

Eine besondere Herausforderung stellt die Integration der neuen Prozesse des intelligenten Messstellenbetriebs in die Systemlandschaften der Stadtwerke dar. Standen bisher die Abrechnungssysteme und das Energiedatenmanagement im Fokus, muss nun auch die Smart Meter Gateway-Administration in die IT-Landschaft integriert werden. Neben der rechtskonformen Abbildung der neuen Prozesse ist die automatisierte Prozessabwicklung und Systemintegration die Voraussetzung für neue Geschäftsmodelle wie zum Beispiel monatliche Abrechnungen oder zeit- und lastvariable Tarife.

Für die schnittstellenarme, sichere Integration der neuen Prozesse hat Voltaris ein schlankes, mehrmandantenfähiges Frontend entwickelt, welches auch die Folgeprozesse zu externen Marktteilnehmern und zum Gateway-Administrator steuert. Die Kunden müssen daher kein eigenes ERP-Schnittstellenprojekt aufsetzen, was Zeit und Kosten spart. Die Dateneingabe erfolgt via Webformular oder Massupload via Datei – einfach, verständlich und benutzerfreundlich. Zudem ist die Anwendung auch auf mobilen Endgeräten nutzbar. Innerhalb der Anwendergemeinschaft werden außerdem Interessensgruppen zur Anpassung der kundeneigenen ERP-Systeme für eine Vielzahl möglicher



Die Mehrspartenauslesung spielt eine Schlüsselrolle im intelligenten Messwesen.

cher Systeme, wie etwa Schleulen, SIV, SAP, XAP, IS-Soft und Wilken organisiert.

Neue digitale Geschäftsmodelle

Für eine wirtschaftliche Umsetzung des Rollouts reichen die Standardleistungen innerhalb der gesetzlich vorgeschriebenen Preisobergrenzen nicht aus. Die neue intelligente Messtechnik ermöglicht jedoch interessante Mehrwertdienste – ohne Preisbindung und auch außerhalb des lokalen Netzes. Die Herausforderung für Stadtwerke liegt nun darin, ihr Kerngeschäft mit der Umsetzung der neuen digitalen Prozesse und den Ansprüchen ihrer Kunden zusammenzubringen. Innerhalb der Anwendergemeinschaft werden daher verstärkt die Entwicklung von Mehrwertdiensten mit dem iMSys vorangetrieben.

Submetering als Marktchance für Stadtwerke

Seit Anfang des Jahres kann anstelle des Anschlussnutzers der Gebäudeeigentümer (Anschlussnehmer) den Messstellenbetreiber frei wählen, wenn dieser anbietet, alle Strom-Zählpunkte der Liegenschaft mit iMSys auszustatten und mindestens einen zusätzlichen Messstellenbetrieb der Sparten Gas, Fernwärme oder Heizwärme über das Smart-Meter-Gateway zu bündeln (sog. „Liegenschaftsmodell“ nach §6 MsbG).

Spätestens jetzt wird Submetering zu einem essenziell wichtigen neuen Geschäftsfeld für Stadtwerke, da damit weitere Marktfelder erschlossen werden können, beispielsweise die Fernauslesung oder Abrechnung von Heizkosten in größeren Immobilien. Stadtwerke können hier ihre Vorteile ausspielen, da sie im Gegensatz zu den branchenfremden Anbietern die energiewirt-

schaftlichen Prozesse kennen. Außerdem haben sie als Messstellenbetreiber für Strom und Gas den Zugriff auf die Zähler und verfügen über bereits bestehende Geschäftsbeziehungen mit den Haushaltskunden und der Wohnungswirtschaft.

Gerade Mehrfamilienhäuser mit mehreren Messstellen und Verbrauchern eignen sich besonders für einen optionalen iMSys-Einbau und die Bereitstellung von Mehrwertdiensten. Die regionalen Versorger genießen ein hohes Vertrauen bei den Verbrauchern und sind kommunal eng verzahnt. Auch die Wohnungswirtschaft ist meist lokal verankert und bietet einen großen Absatzmarkt für die dezentrale Stromerzeugung und Elektromobilität.

Submetering-Pilotprojekte in der Umsetzung

Voltaris betreibt derzeit mit Partnern die ersten Submetering-Pilotprojekte. Das darauf basierende Produktangebot wird die Gerätetechnik sowie White-Label-Lösungen für Submetering und Abrechnung beinhalten. Das Konzept verfolgt dabei einen ganzheitlichen Ansatz, der die Mehrspartenauslesung, das Submetering und Mehrwertdienste vereint. Mittels der LMN-Schnittstelle werden nicht nur die abrechnungsrelevanten Messdaten der Hauptmessungen für Strom, Wasser, Wärme und Gas über das Smart Meter Gateway an externe Marktteilnehmer bereitgestellt, sondern über die CLS-Schnittstelle auch die Messdaten der Untermessungen, wie die von Heizkostenverteilern oder Wärmemengenzählern. Darüber hinaus können über die CLS-Schnittstelle weitere digitale Mehrwertdienste angeboten werden. Dazu zählen die Anbindung von Rauchwarnmeldern, Türkontakten, Raumklimasensoren sowie auch Füllstandsensoren für Müllcontainer. □



Zusammenarbeit im Zeichen Künstlicher Intelligenz

„Energiewelt bietet ein hohes KI-Potenzial“

Eine Partnerschaft in Sachen Digitalisierung kann nur Mehrwert bieten. Die Firma VIVAVIS hat dies mit eoda gemacht und Andreas Wollkopf, Geschäftsbereichsleiter Vertrieb Deutschland von VIVAVIS und Manfred Menze, Senior Account Manager von eoda berichten, wie dies abläuft.

DAS INTERVIEW FÜHRTE: Jessica Bischoff, Energy 4.0 **BILDER:** Vivavis; Eoda; iStock, akinbostanci



„Die Investitionsbedarfe in der Ver- und Entsorgungswirtschaft, der Industrie und in den Kommunen werden durch den Ausbau komplexer, digitaler Infrastrukturen und des Internet of Things geprägt sein.“

Andreas Wollkopf, Geschäftsbereichsleiter Vertrieb Deutschland von VIVAVIS

Könnten Sie uns kurz erklären, in welchen Bereichen die VIVAVIS aktiv ist?

Andreas Wollkopf: VIVAVIS liefert intelligente Systemlösungen in den Bereichen der Energieversorgung und dem Arealnetzbetrieb, der Industrie und kommunalen Verwaltung sowie der Gebäude und Wohnungswirtschaft. Unsere Kernkompetenzen liegen dabei in den folgenden fachlichen Disziplinen. Beim Netz von der Leit- und Fernwirktechnik in Verteil- und Transportnetzen bis zur Stationsautomatisierung, beim Metering von der Zählerfernauslesung über Smart Metering bis zu Smart-Grid-Anwendungen, beim Quartier vom Submetering über die Energieanlagenoptimierung bis zum Demand Response Management und beim Wasser von der Prognosedatenerfassung über die Wasserbezugsoptimierung bis zur Fahrplanregelung. Unsere Lösungen sind dabei modular konfigurierbar, als Cloud- und Mobile-Anwendungen verfügbar und bereit für Advanced Analytics.

Und dazu haben Sie sich die Firma eoda mit an Bord geholt...

Andreas Wollkopf: Intelligentes Netz- und Energiemanagement gewinnt durch die Megatrends E-Mobility, erneuerbare Energien oder Smart Cities derzeit besonders an Bedeutung. Das Know-how und die Erfahrung der eoda im Bereich

Data Science von der Identifikation des richtigen Anwendungsfalls über die Datenanalyse bis hin zur Implementierung von Algorithmen in produktive Systeme werden in diesem Bereich ein wichtiger Schlüssel zum Erfolg und helfen uns, unsere Strategie schnell und kompetent voranzutreiben.

Manfred Menze: Wir freuen uns, die Data-Science-Kompetenz und Produkte der eoda in die VIVAVIS einzubringen, um neue intelligente Services für die Kunden zu entwickeln. Als Data-Science-Anbieter wollen wir einen wichtigen Beitrag für die Kunden der VIVAVIS leisten. Denn die Zukunft einer nachhaltigen und smarten Energiebranche gehört Unternehmen, die Daten als Treibstoff und künstliche Intelligenz als Antrieb ihres Geschäftsmodells begreifen.

Welche fehlenden VIVAVIS-Bereiche deckt eoda ab?

Andreas Wollkopf: Die Investitionsbedarfe in der Ver- und Entsorgungswirtschaft, der Industrie und in den Kommunen werden durch den Ausbau komplexer, digitaler Infrastrukturen und des Internet of Things geprägt sein. Diese neuen Strukturen müssen optimal gemanagt und durch die zeitnahe Realisierung von Mehrwerten kosteneffizient gestaltet werden. Die dabei zu analysierenden Massendaten sowie die entstehenden

neuen Geschäftsmodelle standen bereits vor der Beteiligung an eoda im Fokus von VIVAVIS. Mit eoda decken wir also keine fehlenden VIVAVIS Bereiche ab, sondern bauen mit einem brillanten Partner unser Engagement in diesem Bereich massiv aus. So können wir noch umfassender dabei unterstützen, komplexe Prozesse zu entschlüsseln und intuitive Anwendungen für die Kunden zu entwickeln.

eoda ist ein typischer Data-Science-Spezialist. Weshalb war die Beteiligung für VIVAVIS so wichtig?

Andreas Wollkopf: eoda vereint die Innovation des Themas Data Science mit einem nahezu einzigartigen Erfahrungsschatz. In über 10 Jahren Unternehmensgeschichte hat eoda branchenübergreifend mehr als 200 Kunden in die Lage versetzt, aus Daten nachhaltig Mehrwerte zu generieren. Dabei ist eoda kein typischer Data-Science-Spezialist. Das Besondere an eoda ist der Data-Science-Empowerment-Ansatz. eoda setzt auf Überzeugung auf konsequenten Wissenstransfer, verständliche Vorgehensweisen und spürbare Erfolge. Damit unterscheidet sich eoda bewusst von anderen Data-Science-Anbietern, die ihre Algorithmen oft in die undurchschaubare Black Box packen. Die Expertise und Erfahrung von eoda in Kombination mit der besonders nachhaltigen Vorgehensweise haben VIVAVIS

„Die Energiewelt ist aus unserer Sicht bereit für das Thema künstliche Intelligenz.“

Manfred Menze, Senior Account Manager von eoda



überzeugt. eoda bringt neue Impulse und Ansätze in die VIVAVIS ein und ermöglicht es, das Entwicklungstempo im Zukunftsfeld künstliche Intelligenz weiter zu erhöhen. Ein zentrales Element dabei ist die eoda-Lösung YUNA. YUNA ist eine modulare Data-Science-Plattform, die es ermöglicht, die Time-to-Market von Datenprodukten – also datenbasierten Mehrwertdiensten – zu reduzieren.

Ist die Energiewelt bereit für KI? Wo fehlen noch Wissen und Zugang?

Manfred Menze: Ja, die Energiewelt ist aus unserer Sicht bereit für das Thema künstliche Intelligenz. Durch die weiter fortschreitende Digitalisierung der Infrastruktur wird die Energie- noch mehr zur Big-Data-Branche. Regulative Eingriffe wie das EEG oder Redispatch 2.0 beschleunigen hier die Entwicklung zusätzlich. VIVAVIS als Anbieter für intelligente Systemlösungen bereitet den Nährboden für intelligente Services auf Datenbasis und die weitere Durchdringung von KI in der Energiebranche. Allgemein kann gesagt werden, dass Data Science und KI in der Energiewelt große Fortschritte machen, aber immer noch am Anfang stehen. Der sukzessive Aufbau von Wissen und Akzeptanz in den Unternehmen der Branche sind zwei zentrale Herausforderungen. Gelingt hier die flächendeckende Anerkennung, dann be-

kommt das Thema zusätzlichen Rückenwind. Auch gilt es, die aktuell häufig noch begrenzten Data-Science-Ressourcen in den Unternehmen optimal einzusetzen. Die Insights, die Datenexperten liefern, sollten bestmöglich verteilt werden, damit ein möglichst großer Personenkreis daran partizipieren kann. YUNA adressiert deshalb insbesondere den Kollaborationsaspekt, um Data-Science-Ergebnisse optimal in die Organisation und gleichzeitig das Feedback von Fachexperten in die Entwicklung der Algorithmen zu bringen.

Warum ist KI gerade in der Energiebranche so wichtig?

Manfred Menze: Die Energiebranche bietet ein enormes Potenzial für das Thema KI. Wir nehmen eine enorme Dynamik in der Branche wahr, der es mit innovativen Ansätzen zu begegnen gilt. Die fortschreitende Digitalisierung eröffnet eine Vielzahl an erfolgsversprechenden Use Cases für Datenprojekte. Ein konkretes Beispiel aus dem Bereich Netze: Durch die sich fast täglich ändernden Rahmenbedingungen müssen die statischen Lastprofile zwangsläufig durch dynamische Vorhersagen auf Basis aktueller Daten ausgetauscht werden. KI kann auch ein zentraler Treiber werden, um die Nachhaltigkeit und Effizienz in der Versorgung zu erhöhen – von der Energie- bis

zur Wasserwirtschaft. Data Science, Machine Learning und KI sind längst nicht mehr nur für die Digital-Pioniere des Silicon Valley relevant. Gerade für Unternehmen aus der Energiebranche eröffnen sich vielfältige Chancen, die es zu nutzen gilt. Wir freuen uns darauf, gemeinsam mit VIVAVIS Unternehmen dabei zu begleiten.

Wo sehen Sie die Digitalisierung der Energie in den nächsten fünf Jahren?

Manfred Menze: Branchenübergreifend spüren wir aktuell Veränderungen. Immer mehr Unternehmen starten oder verstärken ihre Digitalisierungsinitiativen. Die aktuelle Corona-Pandemie und ihre Folgen haben hier viele zusätzliche Prozesse in Gang gebracht. Bildlich ausgedrückt bauen wir aktuell am Fundament. In 5 Jahren wird auf diesem Fundament ein Haus voller Leben entstanden sein. Die Digitalisierung im Allgemeinen und KI im Besonderen werden immer mehr in unseren Alltag eingezogen sein. Wie das im Detail aussieht, ist bei der bereits thematisierten enormen Dynamik heute noch schwer abzuschätzen. Das Erfolgsrezept wird aber in Zukunft das Gleiche sein, wie heute: Nur wenn es gelingt, die künstliche Intelligenz sinnvoll mit unserer menschlichen Intelligenz zu verknüpfen, gelingt es uns auch, sie wirklich gewinnbringend für uns einzusetzen. □

Stadtwerke als Enabler

VIER ZUTATEN FÜR DIE SMART CITY

Smart Meter Gateway, CLS-Management, das Internet of Things und Data Analytics sind vier zentrale technische Zutaten und Enabler für die aktive Gestaltung von Siedlungen und Städten zu smarten Quartieren und Smart Cities. Stadtwerke können damit schon heute zu Architekten nachhaltiger Lebensräume werden.

TEXT: Dr. Jan-Philipp Exner, Zenner International BILDER: iStock, ThinkNeo; gettyimages, Matthias Makarinus

Von der Smart City ist heute viel die Rede. Wir müssen unsere Lebensräume nachhaltig gestalten, mit intelligenten Techniken Ressourcenverbrauch und Emissionen reduzieren. Doch wie kann dies in der Praxis funktionieren? Und wer sorgt dafür, dass sich etwas verändert?

Um die letzte Frage zuerst zu beantworten: Stadtwerke sind für diese Rolle prädestiniert. Als Infrastrukturbetreiber und Energiedienstleister haben sie ohnehin den Auftrag, die Energiewende vor Ort umzusetzen. Dazu gibt Ihnen der Gesetzgeber sogar ein zentrales Instrument an die Hand, um die Energieflüsse transparent zu machen und in geeigneter Weise zu steuern: das intelligente Messsystem (iMSys) mit dem Smart Meter Gateway (SMGW) für die hochsichere Datenkommunikation.

Neben den energiewirtschaftlichen Anwendungen lassen sich mittels funkbasierter Internet-of-Things(IoT)-Technologie zudem zahlreiche weitere sensorbasiert gewonnene Daten aus der ganzen Stadt sammeln und Akteure fernsteuern, um

Energie- und Ressourcenverbrauch auf Nachhaltigkeit zu trimmen. Vernetzen lassen sich beide Systemwelten in der Controlable-Local-Systems(CLS)-Schnittstelle am SMGW. Von dort aus werden sämtliche Daten in Backendsysteme geschickt, um die Daten auszuwerten und darauf basierend smarte Services zu erbringen. Geschieht die Datenauswertung mithilfe spezieller Business-Intelligence(BI)-Tools, lässt sich die Qualität der Analysen weiter steigern. Damit ist das Technikquartett für die Smart City komplett: SMGW, CLS-Schnittstelle, IoT-Lösungen und BI.

Den iMSys-Rollout veredeln

Das größte Nachhaltigkeitspotenzial heben und zugleich wirtschaftlich profitieren können Stadtwerke, wenn sie diese vier Lösungsbausteine miteinander vernetzt einsetzen. Die Unternehmen der Minol-Zenner-Gruppe unterstützen dabei mit Produkten und Services entlang der gesamten Wertschöpfungsstrecke bis zur CLS-Schnittstelle am Smart Meter Gateway. Stadtwerke können den Rollout intelligenter Messsysteme

veredeln, indem sie mit Hilfe von CLS- und IoT-Tools interne Prozesse optimieren und neue Mehrwertservices sowie digitale Geschäftsmodelle für Kunden entwickeln. Einige Beispiele:

Umfassender digitaler Messstellenbetrieb: Aktuell steht die deutsche EVU-Branche in den Startlöchern, den Messstellenbetrieb zu digitalisieren. Hinzu kommen neue Rollen im Markt durch den wettbewerblichen Messstellenbetrieb und regulatorische Vorgaben wie die Energieeffizienz-Richtlinie (EED). Mithilfe der genannten Technologien können Stadtwerke ihre Messstellen über alle Sparten hinweg ganzheitlich und voll digitalisiert betreiben und fernauslesen. Darüber hinaus können sie ihre Geschäftsbereiche um das Submetering erweitern – entweder als Messdienstleister für andere Marktteilnehmer oder im Full-Service-Betrieb.

- Intelligente und effiziente Gebäude: Das SMGW als beim Kunden installierter vertrauenswürdiger Ankerpunkt für den sicheren Datentransfer ermöglicht beispielsweise das Monitoring und die Steuerung von Erzeugung und Verbrauch. Stadtwerke können ihren Kunden beispielsweise

ein Energie-Monitoring anbieten oder individuelle, ihren Lebensumständen angepasste Angebote machen – um diese etwa in die Lage zu versetzen, aktiv Energie einzusparen. Viele Stadtwerke haben diese Chance erkannt und positionieren sich als Energieberater für Kommunen, Wohnungswirtschaft oder Industrie.

- Chancen für externe Marktteilnehmer (EMT): In Kombination mit einem CLS-Gateway ermöglicht das SMGW Schalt- und Steuerhandlungen bei Verbrauchern und Erzeugern unter Einhaltung der regulatorischen Vorgaben. Die nach ISO 27001 zertifizierte EMT-Plattform von Zenner Hessware ermöglicht es Marktakteuren, als aktiver EMT zu agieren. Die Plattform fungiert dabei als zentrale Datendrehscheibe für Zählerdaten, IoT-Sensorwerte und die Visualisierung der Messwerte gegenüber Kunden. Dank flexibler Schnittstellenarchitektur können Kunden mit ihren eigenen Systemen weiterarbeiten, die via EMT-Plattform mit Daten versorgt werden, egal ob es sich um rein energiewirtschaftliche oder andere IoT-Anwendungen im smarten Quartier handelt.



Berliner Skyline am Sommerabend – Stadtwerke verfügen schon heute über die technischen Mittel, Städte smart und nachhaltig zu machen.

- Elektromobilität: Auch für die Elektromobilität sind digitalisierte Prozesse ein wesentlicher Erfolgsfaktor. Eine Ladesäule erzielt nur dann Erlöse, wenn auch geladen wird. Voll geladene E-Fahrzeuge oder Verbrenner sollen zeitnah die Ladeinfrastruktur wieder freigeben. Dafür ist es notwendig, das Vorfeld zu überwachen – etwa mit einem LoRaWAN-fähigen Parksensoren.

Mit der SMGW-Verpflichtung für Ladeinfrastruktur kann auch die bestehende Kommunikationsanbindung des SMGW zur Übermittlung von Parkraumdaten genutzt werden. Durch die Steuerbarkeit über das Zenner IoT-Gateway bspw. mittels OCPP-Protokoll können die Vorteile des §14a des EnWG genutzt werden. Die Steuerbarkeit der Ladeinfrastruktur ermöglicht damit eine ausgewogene Netzbelastung und bietet eine effizientere Auslastung der verfügbaren Ladepunkte im Feld.

Schlankere Prozesse per IoT

Das vor Ort entstehende IoT-Netz bietet zahlreiche Möglichkeiten, Prozesse schlanker zu gestalten und Ressourcen intelligenter, sprich sparsamer einzusetzen. Mittels IoT können Stadtwerke beispielsweise ihre Trafostationen fernüberwachen und die Straßenbeleuchtung steuern. Weitere Optionen sind Eigenversorgungs- und Direktlieferungskonzepte für Prosumer. Oder der Versorger bündelt die dezentralen Erzeugungsanlagen von Kunden zu virtuellen Kraftwerken.

Die vorhandene IoT- und CLS-Infrastruktur kann parallel auch für nicht-energiewirtschaftliche Anwendungen genutzt werden: von der Rauchwarnmelder-Steuerung im Smart Home über die Überwachung von Rettungswegen und die Messung

von Pegelständen bis hin zu Apps, mit denen Endkunden eine E-Ladestation finden. Gemeinsames Merkmal dieser und zahlreicher weiterer Anwendungen: Alle zahlen darauf ein, dass unsere Quartiere und Städte smarter werden. Das SMGW als Datenzentrale sorgt dabei für die notwendige Sicherheit.

Den Datenschatz heben

Werfen wir abschließend einen Blick auf die vertiefende Datenanalyse. Advanced Data Analytics ist quasi die Kirsche auf der Torte, aber keineswegs nur nice to have. Die wachsende Bedeutung dieses Themas erschließt sich automatisch angesichts der immensen Datenmengen, die künftig aus immer mehr Sensoren und Zählern für das Steuern smarter Quartiere und Städte gewonnen werden. Manuelle Auswertungen werden hier ebenso überfordert sein wie einfache statistische Analysen. Business Intelligence, Analytics, Data Science und künstliche Intelligenz helfen dabei, sonst verborgen bleibende Zusammenhänge, Strukturen, Muster, Entwicklungen, Trends oder Anomalien zu erkennen.

Durch die Integration und das Zurückspielen der Analyseergebnisse in Geschäftsprozesse und Wertschöpfungsketten ergeben sich zusätzliche Mehrwerte. So können bessere Vorhersagen getroffen, Aktivitäten zielgerichteter abgeleitet und Prozesse noch tiefer optimiert werden. Um nur ein praktisches Beispiel zu nennen: Im Bereich der Elektromobilität helfen solche Analysen, das Nutzungsverhalten an der Ladesäule zu verstehen und den Energiebedarf genauer vorherzusagen. Auf dem Feld der tiefen Datenanalyse ist innerhalb der Minol-Zenner-Gruppe die Lehmann + Pioneers Digital GmbH (LPDG) der Spezialist. □

DIGITALISIERUNG & VERNETZUNG

SMART-METER-GATEWAY-INFRASTRUKTUR

Wann kommen die Mehrwerte? ab S. 24

IOT-PARTNERSCHAFT FÜR DIE ENERGIEWELT

Gisa und Robotron machen gemeinsame Sache ab S. 28

SAP-UMSTELLUNG

Die Steine aus dem Weg räumen ab S. 31

A hand is shown from the top right, holding a glowing lightbulb. The background is a solid, bright yellow. The hand is in shadow, while the lightbulb is brightly lit, creating a strong contrast. The lightbulb is positioned in the lower right corner of the frame.

Smart-Meter-Gateway-Infrastruktur

Wann kommen die Mehrwerte?

Ziel des Rollouts der intelligenten Messsysteme ist es nicht nur, eine zuverlässige und vor allem sichere Infrastruktur für den Messstellenbetrieb aufzubauen. Das Smart-Meter-Gateway soll künftig vielmehr die Basis für eine Vielzahl von Mehrwertdiensten bilden. Welche das sein werden, für wen und wann sie kommen, ist aber noch ungewiss.

TEXT: Uwe Pagel, Press'n'Relations

BILDER: RheinEnergie; OLI Systems; iStock, solidcolours

„Die technische Basis der Smart-Meter-Gateway-Infrastruktur funktioniert“, stellt Dr. Michal Sobótka, Geschäftsführer von GWAdriga, fest. Nachdem der Berliner Full-Service-Anbieter für die Smart-Meter-Gateway-Administration (SMGWA) und das Messdatenmanagement im vergangenen Jahr 1.000 Geräte in Summe für seine Kunden in Betrieb genommen hat, sind es inzwischen dieselbe Menge an Gateways jeden Monat. „Dabei zeigte sich, dass eine wirklich gute Datenkommunikation der Schlüssel für das Funktionieren dieser Infrastruktur ist“, berichtet Sobótka. Dass die dazu nötige Netzabdeckung in vielen Gebieten in Deutschland nicht überall ge-

ben ist, ist eines der Hemmnisse für einen schnellen Rollout.

Ganz entschieden gebremst wird dies aber auch durch den vom Gesetzgeber vorgegebenen Mindestansatz für den Ausbau. „Das Smart-Meter-Gateway ist zunächst einmal nur eine Infrastruktur. Das ist ähnlich wie beim Breitbandanschluss. Auch

„Der Funktionsumfang der Gateways ist eingeschränkt, es gibt viel zu wenige Tarifierungsfälle.“

Dr. Ole Langniß, Geschäftsführer bei OLI Systems



hier muss erst einmal in die Infrastruktur investiert werden. Steht sie flächendeckend zur Verfügung, kommen die Dienste von allein. Den Ausbau aus einer ‚Strom-only-Sicht‘ umzusetzen, wird schwierig“, erklärt Till Cremer, Leiter Geschäftsbereich Privat- und Gewerbekunden bei der RheinEnergie. Aus seiner Sicht sind entsprechende Mehrwertangebote für Privatkunden deswegen noch in recht weiter Ferne.

Nicht ganz anders sieht es in der Wirtschaft aus, speziell bei Industrie- und Bündelkunden. „Der Kunde will von uns kein Smart-Meter-Gateway. Er will Transparenz und er möchte Daten, die er dann in seinen Systemwelten weiterverarbeiten kann. Und das entspricht leider nicht dem Stand, auf dem wir heute noch sind. Wir haben gerade angefangen, die Infrastruktur aufzubauen, der Kunde verlangt aber schon nach fertigen und stabilen Lösungen“, erklärt Cremer.

Fertige und stabile Lösungen gefragt

Das bestätigt auch Dr. Ole Langniß, Geschäftsführer beim Technologie-Startup OLI Systems: „Der Funktionsum-

fang der Gateways ist eingeschränkt, es gibt viel zu wenige Tarifierungsfälle. Der Grund ist, dass die Politik zu sehr versucht, auf technische Dinge einzuwirken und dabei technologisch überfordert ist. Dies scheint aber nicht verstanden worden zu sein, sondern geht gerade so weiter. Stichwort CLS-Schnittstelle: Die muss offen sein. Wenn das nicht offen ist, sondern nur dazu dient, bestimmte Technologieträger voranzubringen und andere auszuschließen, dann fährt das Ding an die Wand.“

Blockchain Pilotprojekt

Was mit einer offenen Schnittstelle möglich wird, wollen GWAdriga und OLI-Systems gemeinsam mit weiteren Partnern im Dena-Pilotprojekt „Blockchain Machine Identity Ledger“ demonstrieren. In diesem auf Blockchain-Technologie basierten Geräte-Identitäts-Verzeichnis sollen alle mit dem Energiemarkt verbundenen Geräte mit einer eindeutigen Identität erfasst werden. „Wenn das künftig funktioniert, kann man tatsächlich seine PV-Anlage auf dem Balkon selbst installieren. Sobald ich sie einstecke, ist die Anlage angemeldet und damit ansprech- sowie vermarktbar. Mit der Blockchain kommt dazu die sichere Dokumentation: Es gibt einen klaren Zeitstempel, die Kunden wissen, wann der Netzbetreiber ab- und wieder angestellt hat und vor allem auch, warum. Das ist für die Transparenz ungeheuer wichtig“, so Langniß weiter.

Das gilt insbesondere vor dem Hintergrund, dass die Zahl der dezentralen Anlagen deutlich zunimmt. „Es gibt heute zwei Millionen Prosumer mit ebenso vielen privaten PV-Anlagen in Deutschland. Das Zielmodell liegt bei vier Millionen. Dazu kommen Millionen an Elektrofahrzeugen, Wärmepumpen und viele andere schaltbaren Lasten. Das sind in Summe mehrere zehn Millionen Einheiten, die sich hier aktiv einbringen wollen – nicht nur technisch, sondern auch wirtschaftlich.“



*„Der Kunde will kein Smart-Meter-Gateway,
er will Transparenz und Daten.“*

**Till Cremer, Leiter Geschäftsbereich Privat- und Gewerbekunden
bei der RheinEnergie**

SMGW und Blockchain ideale Partner

Die Kombination aus Smart Meter Gateway und Blockchain ist auch aus Sicht von GWAdriga ideal für eine solche Problemstellung. „Die Blockchain gilt als ausgesprochen manipulationssicher. Aber was nutzt das, wenn die gehandelten Werte nicht authentisch sind? Das Gateway und insbesondere der Gateway-Administrator bleiben deswegen auch im Zeitalter der Blockchain die Vertrauensinstanz, die über alle Zugriffe und Kommunikationswege der Gateways wacht“, erläutert Dr. Michal Sobótka.

„Wir kombinieren sichere Datenherkunft und Kommunikationswege mit einer sehr sicheren Datenspeicher- und Logikschicht. Auf dieser Basis können wir ganz unterschiedliche Mehrwertdienste schnell ausrollen, ob Peer-to-Peer-Handel, Mieterstrom oder Quartierstrommodelle für die neuen Energiegemeinschaften, die jetzt laut EU-Energienovelle in allen Mitgliedsländern umgesetzt werden müssen“, ergänzt Dr. Ole Langniß.

Wohnungswirtschaft als Treiber

Ein anderer Treiber für die Entwicklung von Mehrwertangeboten kann die Wohnungswirtschaft werden. „Das derzeitige Rolloutmodell funktioniert nur, wenn man schnell viel Nutzen aggregieren kann. Die Wohnungswirtschaft hat die Möglichkeit, das zu tun. Denn hier geht es nicht nur um Strom, sondern auch um Gas, Wasser und Wärme, die über eine Gateway-Infrastruktur gebündelt werden können“, so Cremer.

Dazu kommt die Steuerung der dazugehörigen Anlagen. „Von der Anlage im Keller ist der Schritt in die Wohnung relativ klein. Ob ich dort nur die Werte der Heizkörper abhole oder auch noch eine digitale Klingel anbiete, die im Ernstfall über den sicheren Kanal des Gateways den Notarzt alarmiert, spielt im Gesamtpaket keine Rolle mehr“, ergänzt Holger Menigmann, Leiter Geschäftsbereich Energiedienstleistungen bei der RheinEnergie.

Sinnvoll ist nur ein Vollrollout

Sowohl aus Sicht des Gateway-Administrators GWAdriga als auch des Energieversorgers RheinEnergie und des Startups OLI Systems macht deswegen längerfristig nur ein Vollrollout der intelligenten Messsysteme Sinn. „Es ist eine Kernaufgabe von Stadtwerken, den Bürgern eine zeitgemäße Infrastruktur zur Verfügung zu stellen und damit Treiber der Energiewende zu sein. Aber dafür muss der Gesetzgeber auch die Möglichkeiten schaffen. Auf Regulierungsseite muss man sich des Themas annehmen“, so Till Cremer.

Für Dr. Michal Sobótka sind auch die Unternehmen selbst gefordert: „Im künftigen Internet der Energie kommt auf die Stadtwerke eine ganz wichtige Rolle zu – als Enabler und Systemdienstleister vor Ort. Diejenigen, die es schaffen, ihre Infrastruktur und Nähe zu Kunden und lokalen Partnern mit digitalen Kompetenzen zu verbinden und dabei auf effiziente Prozesse zu achten, werden zu den Gewinnern gehören. Der Weg dorthin erfordert Mut zu Experimenten und Veränderungen sowie die Fähigkeit zu kooperieren – auch über Bereichs- und Unternehmensgrenzen hinweg.“ □



Kontakt

rku.it GmbH
 Westring 301
 44629 Herne, Germany
 T +49/2323/3688-0
 kontakt@rku-it.de
 presse@rku-it.de
 www.rku-it.de



GRÜNDUNGSJAHR

1961

MITARBEITER/-INNEN

> 380

KUNDEN

> 130

ZIELMÄRKTE

- Versorgungswirtschaft
- Öffentlicher Personennahverkehr
- Kommunalwirtschaft

QUALITÄTSMANAGEMENT

- DIN EN ISO 9001:2015
- IDW PS 951 (Typ 2)

SAP PARTNEREDGE RUN GOLD

- Certified in Hosting Operations
- Certified in Cloud and Infrastructure Operations
- Provider Partner Managed Cloud

CLOUD-SERVICES

- ISO/IEC 27017
- ISO/IEC 27018

SMART METERING GATEWAY ADMINISTRATION

- ISO/IEC 27001
- SMGWA-Betrieb nach TR-03109-6
- Tier3

MICROSOFT GOLD PARTNER

In Herzen der Metropole Ruhr zu Hause, in der kommunalen Versorgungs- und Verkehrswirtschaft daheim. Was 1961 als Lochkartengesellschaft begann, ist heute einer der führenden Cloud Service Provider und Beratungspartner von IT-Lösungen.

Mit zuverlässigen und zukunftsorientierten Services liefern wir unseren Kunden die Basis, die Daseinsvorsorge für die Menschen ihrer Regionen zu gewährleisten und ihnen so einen sorgenfreien Alltag zu ermöglichen. Gemeinsam mit unseren Kunden treiben wir Innovationen voran.

Sicher, innovativ, flexibel – das sind wir.

Dienstleister

Unser Fokus liegt auf den branchenspezifischen Anforderungen und Bedürfnissen unserer Kunden. Mit unserem breiten Leistungsspektrum stellen wir ihnen jeden Tag genau die Technologien und Services zur Seite, die sie benötigen.

Somit reicht unser Portfolio vom zuverlässigen, zukunftsorientierten Outsourcing bis hin zur Anwendungsberatung, von der Bereitstellung und dem Betrieb von IT-Infrastrukturen und Cloud Services bis zum Business Process Outsourcing. IT Security wird dabei immer großgeschrieben.

Impulsgeber und Entwickler

Mit einem vernetzten Innovationsmanagement spüren wir Trends auf und entwickeln sie für unsere Kunden weiter. Ein erfolgreiches Resultat ist der mit dem Innovationspreis ausgezeichnete und in das Abrechnungssystem integrierte, multifunktionale Chatbot.

Eine neue IT-Plattform der Zukunft, Robotics in der Prozessautomatisierung oder unser AppStudio sind weitere aktuelle Beispiele, wie wir schon heute das Morgen gestalten. Intern haben wir ein Ideenmanagement etabliert, in das unsere Experten ihre Impulse einbringen.

Digitalisierer

Wir bringen Kulturwandel und moderne Technologien zusammen. Mit unseren und für unsere Kunden vollziehen wir den digitalen Wandel. Unsere Mission ist es, gemeinsam eine smarte, zukunftsfähige und nachhaltige Lebens- und Arbeitswelt zu schaffen.

Partner

Ob als Arbeitgeber, in Zusammenarbeit mit Kunden oder in Kooperation mit anderen Unternehmen – wir agieren zuverlässig und auf Augenhöhe. Und das aus fester Überzeugung und mit Erfolg. Denn ein partnerschaftliches Verhältnis führt zu Identifikation und Bestleistungen. □

"Innovativ und schnell marktreif - das schaffen Mittelständler nur in Partnerschaften"

IoT-Partnerschaft für die Energiewelt

Gisa war auf Basis einer Robotron-Lösung als erster Dienstleister für den Betrieb eines SMGWA-Systems zertifiziert. Jetzt bieten die Partner gemeinsam einen IoT-Hub als SaaS-Lösung an, der Datendrehscheibe für die Smart-Energy-Lösungen der Zukunft sein soll. Björn Heinemann, Geschäftsführer und Geschäftsbereichsleiter Energiewirtschaft bei Robotron und Michael Krüger, Geschäftsführer bei Gisa erläutern die Hintergründe.

DAS INTERVIEW FÜHRTE: Michael Nallinger für Energy 4.0 **BILDER:** Gisa, Robotron

Spätestens seit Ihrer Zusammenarbeit im Bereich Smart Meter Gateway Administration werden Gisa und Robotron als Schwergewichte im Markt gehandelt. Was macht diese Zusammenarbeit aus?

Michael Krüger: Robotron und Gisa ergänzen sich sehr gut und wir sind beide IT-Experten für energiewirtschaftliche Prozesse. Wir sind Integrationspartner und betreiben die Lösungen für Kunden. Ganz wichtig für den Erfolg unserer Partnerschaft: Wir begegnen uns auf Augenhöhe, gemeinsame Projekte sind immer von Wertschätzung geprägt. Das ist das Wichtigste.

Björn Heinemann: Die Zusammenarbeit vereint den sicheren, professionellen Rechenzentrumsbetrieb und kompetente Softwareentwicklung. Die überdurchschnittliche Marktkenntnis beider Dienstleister und der stetige Erfahrungsaustausch sind die Basis dafür, immer neue Anforderungen aus dem Betrieb in die Neu- und Weiterentwicklung der Produkte einfließen zu lassen und damit neue Entwicklungen schnellstmöglich in Betrieb zu nehmen.

Welche Rolle spielt die räumliche Nähe – Halle und Dresden?

Krüger: Unsere Unternehmen stammen aus Mitteldeutschland, wir haben eine große Verbundenheit zur Region und teilen sicher auch Geschichte und Erfahrungen. Kurze Wege sind immer von

Vorteil. Selbstverständlich fahre ich nach Dresden, um den persönlichen Kontakt zu pflegen. Und auch Gisa-Mitarbeiter kennen die Robotron-Experten seit Jahren persönlich

Heinemann: Insbesondere zu Beginn unserer Partnerschaft konnte für den Aufbau der Systemlandschaft schnell ein hocheffektives Projektteam etabliert werden. Das persönliche Kennenlernen hat für Vertrauen gesorgt und damit die Grundlage für eine überaus erfolgreiche Fortführung der Kooperation in Corona-Zeiten geschaffen.

Perspektivisch wird ein erheblicher Anteil von intelligenten Messsystemen in Deutschland mit der gemeinsamen Lösung von Robotron und Gisa betreut. Welche Bedeutung messen Sie dem Smart Meter Gateways (SMGW) für neue Anwendungsfälle bei?

Krüger: Als sich Innogy und verschiedene Regionalgesellschaften vor einigen Jahren entschieden haben, mit uns gemeinsam auf Basis der Software von Robotron den Weg in die Digitalisierung der Energiewende zu gehen, war das eine Entscheidung mit Ausrufezeichen. Wir sind fest davon überzeugt, dass das SMGW eine Schlüsselrolle für künftige Geschäftsmodelle und notwendige Anwendungsfälle innehat.

Heinemann: Die intelligenten Messsysteme schaffen die Basis für eine Vielzahl

von neuen Anwendungsfällen. Der Rollout dieser Infrastruktur ist essenziell für das Gelingen der Energiewende. Im besten Fall können mit den bereits heute verfügbaren SMGW variable Stromtarife abgebildet werden. Diese sollten nicht nur durch die Energievertriebe erstellt werden. Auch im Netzbereich könnten durch gezielte Anreize mit netzdienlichen Tarifen wertvolle Entlastungen entstehen. Weg von harten Regeln hin zur dynamischen Anreizsteuerung auch für den Kleinstverbraucher. Mit Blick auf die erweiterten Möglichkeiten mittels CLS-Kanals ergeben sich zahlreiche weitere Anwendungsfälle. So sind die Anbindung schaltbarer Verbraucher und Einspeiser, die Verbindung zur Elektromobilität, Anwendungsfälle im Health-Care-Bereich, wie Ambient Assisted Living nur ein Ausschnitt der vielfältigen Optionen.

Welche neuen IoT-Projekte kommen aus den Häusern Gisa und Robotron?

Heinemann: Im Kontext von IoT stellen wir Lösungen für intelligentes Energie- und Lademanagement bereit. Die Anwendungsfälle demonstrieren wir außerdem am Robotron-Hauptsitz in Dresden im Rahmen des Pilotprojekts „Robotron SMART Campus“. Weiterhin stehen das Last- und Einspeisemanagement auf Basis unterschiedlicher Technologien sowie Submetering und Smart-City-Lösungen im Fokus unserer IoT-Projekte.



„Wir können Daten von nicht regulierten Sensoren mit regulierten kombinieren und so neue Anwendungsfälle möglich machen.“

Michael Krüger, Geschäftsführer bei Gisa

Krüger: Wir sehen IoT-Projekte immer aus den Anforderungen des kommunalen Querverbundes und mit einem starken Fokus auf Smart-Meter-Mehrwertdiensten. Mobilität spielt hier eine große Rolle ebenso dezentrale Energieerzeugung und flexibles Lastmanagement.

IT-Plattformen und Hubs gibt es auch bei anderen Anbietern, was ist das Alleinstellungsmerkmal für den gemeinsam vermarkteten IoT-Hub?

Heinemann: Die Besonderheit liegt in der Verbindung von langjährigem Energiemarkt-Know-how mit den Möglichkeiten, die IoT bietet. Das alles unter Beachtung der Vorgaben im Energiemarkt. Plattformen, wie der IoT Hub4Utilities, unterstützen Produktentwicklung und die flexible Erstellung von Proof of Concepts zur Prüfung neuer Geschäftsideen. Krüger: Wir bieten Kunden im Rahmen einer Enterprise Cloud (SaaS) einen hohen Service. Unsere Plattform kann Daten aus fast allen Quellen aufnehmen und verarbeiten und auch in einer hochsicheren, BSI-zertifizierten Umgebung Daten vom SMGW empfangen und an das SMGW übertragen. Wir können Daten von nicht regulierten Sensoren mit regulierten kombinieren und so neue Anwendungsfälle ermöglichen. Es spielt auch keine Rolle wie die Daten übertragen werden, ob per Mobilfunk, LoRaWAN oder klassischer Leitung.

Wie schätzen Sie die Situation am Markt im Umfeld Smart Energy ein – der Rollout ließ ja lange auf sich warten?

Krüger: Dass der Rollout erst im vergangenen Jahr gestartet ist, hat die Branche sehr viel Kraft und Nerven gekostet – und ehrlich gesagt auch viel Geld. Viele sind in Vorleistung gegangen mit ihren Innovationen, auch wir. Umso mehr freut es mich, dass derzeit ein Erfindergeist in der Branche herrscht. Dass der Gesetzentwurf zum Steuerbare-Verbrauchseinrichtungen-Gesetz (SteuVerG) aber jetzt wieder zurückgenommen wurde, weckt keine guten Erinnerungen. Wir brauchen hier Klarheit, anders wird die Energiewende nicht gelingen.

Heinemann: Die Technik kommt sehr langsam ins Feld. Bedingt durch Corona erfolgt der Rollout langsamer als geplant. Noch immer sind die möglichen Mehrwerte nicht allen Marktakteuren bekannt und bewusst. Teilweise wird der Rollout noch als notwendiges Übel gesehen. Vermutlich ist hier der Handlungsdruck zum aktiven Überwachen und Steuern im Niederspannungsnetz noch nicht groß genug. Die Erkenntnis eines ausgewogenen Netzausbaus mit „Kupfer und IT“ muss teilweise noch reifen.

Hyperscaler und andere Cloudanbieter verändern den Markt der IT-Dienstleistungen derzeit grundlegend – wie begeben Sie dem? Bleibt mehr als eine

**„Maintenance on demand“
with IoT & AI**

**Egde Computing
& Embedded**

Connectivity

**Safety
& Security**

Image Processing

**PLC
Programming
according to
IEC 61131
& IEC 61850**

Ihr zuverlässiger
Lösungspartner und
Experte für
Softwareprojekte

www.infoteam.de



„Teilweise wird der Rollout noch als notwendiges Übel gesehen. Vermutlich ist hier der Handlungsdruck zum aktiven Überwachen und Steuern im Niederspannungsnetz noch nicht groß genug.“

Björn Heinemann, Geschäftsführer und Geschäftsbereichsleiter Energiewirtschaft bei Robotron

Nische für Unternehmen wie Gisa und Robotron?

Krüger: Ich bin davon überzeugt, dass Platz für uns bleibt. Die Stärke von regionalen Schwergewichten wie unseren beiden Unternehmen sind spezielles Branchen-Know-how, räumliche Nähe und der Service, den wir Kunden bieten. Auch wenn die Systeme in der Cloud stehen, braucht es einen Dienstleister, der sich um Betrieb und Betreuung kümmert. Außerdem achten Stadtwerke, Behörden und auch Energieversorger nach wie vor darauf, dass sensible Daten weiterhin zertifiziert in Deutschland gespeichert und verarbeitet werden.

Heinemann: Wir sehen diese Angebote nicht als Konkurrenz, sondern als Chance. Es gilt, immer wieder neu zu bewerten, was die effektivste Betriebsform ist. Bieten sich Teile unserer Leistungen zum Betrieb auf derartigen Plattformen an, dann binden wir diese mit ein. Hierfür haben wir auch Cloud-native Anwendungen entwickelt und stellen diese bereit. Unsere Mehrwerte für Kunden bestehen insbesondere in unserer Expertise im Energieumfeld. Wir sehen uns als Schnittstelle zwischen dem fachlichen Energiemarkt und der IT.

Man hat den Eindruck, der Trend zu IT-Kooperationen nimmt immer mehr an Fahrt auf. Was sind die Hintergrün-

de und wie wird dies die IT-Landschaft verändern?

Krüger: Digitalisierung hat auch immer etwas mit Geschwindigkeit und Kompetenz zu tun. Das ist allein nicht zu schaffen. Auch für Großkonzerne nicht, was man gut an der Einkaufstour von SAP bei Start-ups sehen kann. Wir haben beispielsweise wenig Kompetenz in der Softwareentwicklung, dafür aber in der Integration, bei Betreuung und Betrieb. Partnerschaften machen uns stark. Wobei es immer um eine Balance geht, stark zu sein, heißt auch, den Partner zu stärken. **Heinemann:** Das kann ich voll und ganz unterstreichen: Die Themengebiete werden immer umfangreicher und komplexer. Der Wissensaufbau ist damit für den Einzelnen immer anspruchsvoller. Gisa und Robotron ergänzen sich hier hervorragend, um bestmögliche Services für unsere Kunden zu erbringen.

Welche Chancen, aber auch Risiken sehen Sie für Kunden und Anwender?

Heinemann: Neue Vorgaben und Regularien im Markt können Geschäftsfelder eröffnen, aber auch bestehende unattraktiv machen. Nicht zu verachten ist der immer wiederkehrende Aufwand zur Anpassung bereits erfolgreich laufender Prozesse an die neuen Vorgaben. Das bindet wertvolle Ressourcen, die sich dann nicht um innovative neue Geschäftsmodelle kümmern

können. Hier möchten wir beide Unternehmen als Partner größtmögliche Unterstützung für die Kunden bieten.

Krüger: Der Kunde hat den Vorteil, dass er Komplettlösungen bekommen kann. Nicht nur die Software, sondern auch jemanden, der sich um deren Betrieb und Betreuung kümmert und darüber hinaus auch darum, Geschäftsmodelle zu entwickeln und diese auch umzusetzen.

Ist ein Ende des Trends absehbar?

Krüger: Nein, das glaube ich nicht. Innovativ und schnell marktreif, das gelingt gerade Mittelständlern nur innerhalb von Partnerschaften. Wer denkt, das ist alles allein zu schaffen, ist ganz schnell abgehängt. Dennoch werden wir auch in Zukunft nur wenige strategische und Technologiepartnerschaften eingehen. Wir brauchen das gegenseitige Vertrauen, so wie mit Robotron.

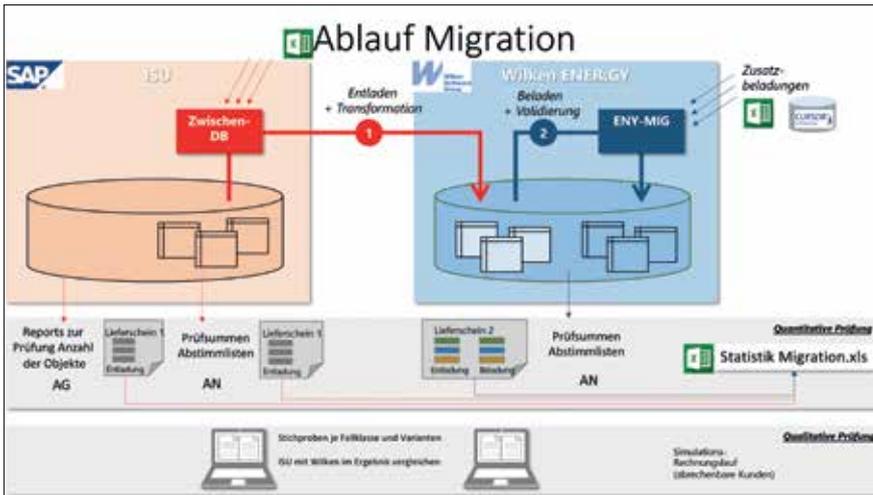
Heinemann: Die Entwicklungen, insbesondere in Sachen Digitalisierung der Energieversorgung, sind noch lange nicht abgeschlossen. Mit den auf den intelligenten Messsystemen basierenden neuen Geschäftsfeldern, wie variable Tarife, Mehrwertdienste oder flexible Steuerung werden weitere Ideen entstehen und Lösungen erarbeitet werden. Neue Technologien wie 5G, LoRaWAN oder NB-IoT erweitern die Handlungsfelder unserer Kunden maßgeblich. □

SAP-Umstellung

Die Steine aus dem Weg räumen

Die Wilken Software Group hat gemeinsam mit Partnern ein standardisiertes Vorgehensmodell für die Migration von SAP IS-U auf Wilken ENER:GY entwickelt. 70 bis 80 Prozent der Daten lassen sich damit standardisiert übernehmen.

TEXT: Uwe Pagel, Press'n'Relations **BILDER:** Wilken Software Group; iStock, ilbusca



Ablaufschema des Migrationsprozesses von SAP IS-U zu Wilken ENER:GY. Zum Einsatz kommt ein speziell konzipiertes Tool für die Datenmigration.

Auch wenn die Wartung für SAP IS-U nun doch erst im Jahr 2027 auslaufen soll, statt wie ursprünglich angekündigt 2025, sind derzeit viele Versorgungsunternehmen dabei, Alternativen zur Migration auf S/4HANA Utilities auszuloten. Angesichts eines oftmals umfangreichen Customizings, mit dem die jetzige SAP-Lösung passgerecht gestaltet wurde, birgt dieser Weg aber vielfältige Risiken, die in der Regel erst während des Migrationsprojekts zutage treten. Das Ulmer IT-Unternehmen Wilken hat deswegen jetzt in Zusammenarbeit mit Partnern wie Factor Billing Solutions und Gisa ein Vorgehensmodell entwickelt, mit dem die Migration zur Branchenlösung Wilken ENER:GY weitgehend standardisiert abgewickelt werden kann. Hauptmotiv für eine Neuorientierung in Sachen Branchensoftware sind neben den laufenden Kosten vor allem auch die hohen Aufwände, die bei SAP IS-U in der Vergangenheit für Release- und Versionswechsel angefallen sind. Da keine Installation der anderen gleicht, mussten dafür jedes Mal die, in der Regel externen, Berater hinzugezogen werden und das Customizing für die neue Version entsprechend anpassen, damit die Lösung weiter lauffähig blieb.

„Schon in den vergangenen Jahren nahm deswegen das Interesse an Alternativen immer weiter zu. Eine Nachfrage, die nach der Abkündigung der SAP-Branchenlösung nochmals deutlich angestiegen ist“, berichtet Karl-Heinz Hatzig, Geschäftsführer der Factor Billing Solutions GmbH, Aachen. Der IT- und Prozessdienstleister, der sich ursprünglich rein auf SAP-Anwendungen spezialisiert hatte, arbeitet schon seit einigen Jahren eng mit der Wilken Software Group zusammen. Dabei war die Branchenlösung Wilken ENER:GY neben SAP zunächst vor allem als Lösung für die kleinen und mittleren Versorgungsunternehmen positioniert worden. „Unser Ansatz war es hier damals, zweigleisig zu fahren und die beiden Lösungen für eher getrennte Zielgruppen anzubieten. Inzwischen hat sich das jedoch gewandelt, denn immer mehr Anwender liebäugeln damit, auf weniger Customizing

und mehr Standard zu setzen“, erläutert Hatzig. Dies schlug sich bereits in ersten konkreten Projekten nieder, für die nun ein standardisiertes Vorgehensmodell entwickelt wurde, das eine Migration deutlich vereinfachen soll.

Völlig unterschiedliche Philosophien

Eine zentrale Herausforderung für eine standardisierte Umstellung sind die völlig unterschiedlichen Produktphilosophien der beiden Branchenlösungen: Hier ein System, das über Customizing in vielfacher Weise an die jeweils individuellen Wünsche des Kunden angepasst werden kann. Dort eine Standardlösung, bei der Anpassungen zwar ebenfalls und an vielen Stellen möglich sind, aber nicht durch zusätzliche Programmierung, sondern durch Parametrierung innerhalb der Software. „Aufgrund der prozessualen Unterschiede der beiden Anwendungen war es erforderlich, über eine umfangreiche Analyse die Prozesse aus dem SAP IS-U in die Wilken-Systemlandschaft zu transformieren“, erläutert Tobias Mann, als Leiter Beratung und Projekte in der Versorgungswirtschaft bei der Wilken Software Group für dieses Projekt verantwortlich.

Dabei wurden die einzelnen Prozesse in unterschiedliche Cluster eingeteilt, etwa für Marktprozesse wie GPKE/GeLiGas, WiM oder MSB, für den Vertrieb, die Abrechnung, die Zählerablesung oder das Gerätemanagement. Insgesamt kamen am Ende 50 dieser Cluster zusammen, die dann in Form von Templates ausgearbeitet wurden. Diese Templates bilden nun die Basis für den standardisierten Übergang.

Entladung auf Zwischen-Datenbank

Zweiter Baustein ist ein speziell konzipiertes Tool für die Datenmigration. Dieses setzt auf den Templates auf und übernimmt

die Zusammenstellung der Daten, die zunächst aus IS-U in eine Zwischen-Datenbank entladen, dort für das Zielsystem ENER:GY transformiert und schließlich endgültig migriert werden. Optional können dabei auch Zusatzdaten aus Nicht-SAP-Systemen eingespielt werden, etwa aus einer CRM-Lösung oder aus dem Energiedatenmanagement. „Entscheidend dabei ist, dass der Transformationsprozess genau überwacht wird. Nur so kann sichergestellt werden, dass alle entladenen Daten auch tatsächlich dort ankommen, wo sie sollen“, beschreibt Mann das Vorgehen. Je nach Customizing-Grad des Herkunftssystems können auf diese Weise 70 bis 80 Prozent der Daten standardisiert übernommen werden – deutlich mehr als bei anderen Migrationsstrategien.

Übernahme auch von Rechnungsdaten

Zudem werden nicht nur die Stammdaten, sondern auch relevante Marktkommunikations- und Rechnungsdaten übernom-

men, so dass eventuell nötige Rechnungskorrekturen nach der Umstellung in Wilken ENER:GY erfolgen können. „Damit muss SAP IS-U nicht mehr als Korrektursystem weitergeführt werden, sondern kann als reines Sichtsystem, etwa für die Buchhaltungshistorie weiterbetrieben werden, bis die zehnjährige Aufbewahrungsfrist abgelaufen ist. Für ein solches System muss dann auch kein Wartungsaufwand mehr betrieben werden“, erklärt Mann.

Insgesamt rechnet Wilken, mit diesem Verfahren, nicht nur die laufenden Kosten für den Betrieb deutlich senken zu können, sondern auch in der Sachbearbeitung. „Diese Einsparung wird man natürlich kaum exakt beziffern können. Wir rechnen jedoch mit 30 bis 50 Prozent niedrigeren Kosten für den laufenden Betrieb“, so Mann weiter. Seine Feuertaufe soll das neue Vorgehensmodell nun in den ersten Migrationsprojekten bestehen, die Anfang des zweiten Quartals 2021 produktiv gehen werden. □



Mit VIVAVIS die Zukunft entschlüsseln

Die VIVAVIS Advanced Analytics Lösungen sind Wachstumstreiber der Digitalisierung. Wir eröffnen Ihnen dank intelligenter Datenanalysen den Aufbau neuer Geschäftsfelder und helfen bei der Optimierung bestehender Prozesse.

Wir beraten Sie gerne!

VIVAVIS
DECODING THE FUTURE

Unsere Geschäftsfelder



Versorgung



Arealnetze



Industrie



Kommunen



Quartiere

www.vivavis.com

Saubere und sichere Energie

Auf dem Weg in eine nachhaltige und grüne Zukunft

Uniper geht mit gutem Beispiel voran und dekarbonisiert bis 2035 sein gesamtes Europa-Geschäft. Von dieser Expertise in puncto Klimaschutz sollen künftig immer mehr Kunden profitieren. Die dahinterstehende Strategie lautet Empower Energy Evolution mit den drei Schwerpunkten: Dekarbonisierung, Kundenorientierung und Versorgungssicherheit.

TEXT: Michael Nallinger für Energy 4.0 BILDER: Uniper; iStock, RamonBerk

Die Zeiten ändern sich. Die Weltbevölkerung wächst. Der globale Energiebedarf steigt. Energie ist das zentrale Thema, wenn es um eine nachhaltige oder bessere Zukunft geht. Um die damit einhergehenden Herausforderungen zu bewältigen, hat sich Uniper ambitionierte Ziele gesetzt und einen evolutionären strategischen Ansatz gewählt. Die Zielmarke ist klar definiert: CO₂-Neutralität bis 2035 für die europäischen Aktivitäten. „Anders als in der Öffentlichkeit bekannt sind wir bereits grüner und fangen nicht erst jetzt mit der Reduzierung unseres CO₂-Fußabdrucks an“, sagt Gundolf Scheppe. Der Vorsitzende von Uniper Energy Sales verweist auf den Status des Unternehmens als einer der größten Erzeuger von regenerativer Wasserkraft in Deutschland und Schweden (14 TWh, Tendenz steigend) sowie auf ein starkes Wachstum und gute Positionierung im Bereich von Abnahmeverträgen für erneuerbare Energien (PPA). Dabei ordnet Scheppe die Dimension des Vorhabens entsprechend ein: „Auch wenn es sich am Ende lohnen wird, ist die Energiewende für alle ein Kraftakt – für uns als Uniper, für unsere Kunden und für die gesamte Gesellschaft.“

Uniper nehme sich dieser Herausforderung an und sei bereit, Lösungen zu liefern, betont Scheppe. In einer Unternehmensbroschüre heißt es dazu: „In den ersten vier Jahren haben wir unser Unternehmen systematisch gestärkt und unseren Fokus geschärft. Diese Dynamik nutzen wir weiter, um unseren Beitrag zur Weiterentwicklung der Energie zu leisten. Die dahinterstehende Strategie lautet „Empower Energy Evolution“ und ist von drei eng miteinander verbundenen Elementen geprägt: Dekarbonisierung, Kundenorientierung und Versorgungssicherheit. Dieses Zieldreieck soll die strategische Weiterentwicklung von Uniper in diesem Jahrzehnt leiten.“

Zielpunkt Dekarbonisierung

Die Erderwärmung ist bekanntlich im Wesentlichen durch CO₂-Emissionen bedingt. „Diese zu reduzieren liegt in unserer Verantwortung und ist klarer Fokus unseres Handelns“, unterstreicht Scheppe. Als Energieproduzent und -händler trage man seinen aktiven Teil zur Energiewende bei, beispielsweise durch die Umrüstung der Kraftwerke von Kohle auf Gas. Hierdurch lassen sich bis zu

70 Prozent der CO₂-Emissionen einsparen. Ein weiterer Hebel zur Reduktion von CO₂-Emissionen ist die Stromproduktion in den mehr als hundert Wasserkraftwerken von Uniper in Deutschland entlang der Flüsse Lech, Isar, Donau und Main. Dies deckt den Energiebedarf von rund 1,6 Millionen Haushalten und vermeidet im Vergleich zum aktuellen Energiemix hierzulande jährlich 2,8 Millionen Tonnen CO₂. Zur Einordnung der Dimension zieht Scheppe ein Beispiel aus der Logistik heran: „Der Paketversand boomt und DHL schätzt sein Volumen hier auf satte 1,8 Milliarden Pakete im Jahr 2020. Basierend auf den angenommenen CO₂-Durchschnittswerten pro Paket durch den Versandhandel könnte DHL bei diesem Aufkommen drei Jahre lang in ganz Deutschland Pakete emissionsfrei ausliefern.“

Der Chef von Uniper Energy Sales sieht im Green Deal der EU einen entscheidenden Schritt für die Energiewende. Gerade die verabschiedete Wasserstoffstrategie begrüßt man bei Uniper sehr: „Diese ist wichtig für den Aufbau einer leistungsfähigen europäischen Wasserstoffwirtschaft und die Dekarbo-

Die Stromproduktion in den mehr als hundert Wasserkraftwerken von Uniper in Deutschland deckt den Energiebedarf von rund 1,6 Millionen Haushalten.



nisierung Europas“, sagt Scheppe. Mit der ebenfalls vorgestellten Strategie zur „Energy System Integration“ mache die EU-Kommission zusätzlich deutlich, dass das Thema Wasserstoff neben Energieeffizienz und Elektrifizierung als dritte Säule des Energiesystems der Zukunft gebraucht werde. Für den Sales-Verantwortlichen steht fest: „An der zügigen Realisierung wird sich Uniper als europäisches Unternehmen umfassend beteiligen.“

Zielpunkt Kundenorientierung

Nicht nur im Consumer-Bereich auch im Geschäftsfeld B2B steht der Kunde im Mittelpunkt. „Wir müssen verstehen, was unser Kunde wünscht und was er braucht“, sagt der Vorsitzende von Uniper Energy Sales. „Das mag nicht immer deckungsgleich sein“, gibt er zu bedenken. Aber genau an dieser Stelle setze Uniper an, mit „profun-

dem Know-how, mit dem wir passende Roadmaps mit verschiedenen Optionen erstellen, damit sich unser Kunde auf sein Kerngeschäft fokussieren kann“, so Scheppe.

Eine besondere Herausforderung ist dabei das Thema Klimaschutz, Stichwort: Green Production. Scheppe beschreibt die aktuelle Situation so: „Unsere B2B-Kunden, sowohl

in der Industrie als auch Stadtwerke, spüren Druck von allen Seiten.“ Neben klaren



Die Uniper Energy Sales bietet alles aus einer Hand. Individuelle Strom- und Erdgaslieferungen sind ebenso wie maßgeschneiderte Versorgungskonzepte und verschiedenste Services und Innovationsprodukte rund um die Energiewende Teil des Portfolios.

und langfristig verlässlichen Rahmenbedingungen sind nach seiner Einschätzung Angebote für die Erzeugung und Bereitstellung von klimaneutraler Energie nötig. Hier entwickle Uniper auf die Kunden zugeschnittene Dekarbonisierungs-Roadmaps, die die gesamte Wertschöpfungskette abdecken.

Ein sehr junges Beispiel, das zeigt wie dies aussehen kann, ist der AquaPower-Vertrag zwischen Uniper und der SÜC Energie und H2O (SÜC), mit der in Coburg die Weichen in Richtung Stromversorgung der Zukunft gestellt wurden. Seit Januar 2021 versorgt das kommunale Unternehmen SÜC seine Privat- sowie kleine Gewerbekunden ausschließlich mit CO₂-neutralem Strom aus bayerischer Wasserkraft. Uniper liefert dafür über den Zeitraum von 2021 bis 2026 jährlich 135.000 Herkunftsnachweise aus den eigenen bayerischen Laufwasserkraftwerken in Geisling und Prittriching. „Wir übertragen diese flexiblen Herkunftsnachweise aus Wasserkraft direkt an den Energieversorger und helfen damit der

Stadt Coburg als Partner ihre CO₂-Ziele deutlich zu verbessern, indem faktisch nahezu alle Endkunden grünen Strom erhalten“, erläutert Schweppe. Laut dem Sales-Chef ist das Besondere daran die regionale Herkunft des Stroms – mit Mengen, bezogen aus einer Hand. 67.000t CO₂ pro Jahr werden so einspart.

Zielpunkt Versorgungssicherheit

Der Energiebedarf wird sich mit steigender Weltbevölkerung bis 2040 drastisch erhöhen und das über alle Sektoren, von Gebäude über Verkehr bis hin zur Industrie. Für Gundolf Schweppe ist deshalb klar, dass eine sichere und zuverlässige Energieversorgung für das Funktionieren der Gesellschaft und einer wettbewerbsfähigen Wirtschaft unentbehrlich ist. Genau das will Uniper seinen Kunden bei Strom, Gas und Wärme bieten.

Besondere Bedeutung kommt dabei aus Sicht des Sales-Chefs dem „häufig unterschätzten“ Thema Erdgas zu: „Erdgas

trägt heute schon signifikant zur CO₂-Reduktion bei, insbesondere im Vergleich zu herkömmlichen Energieträgern“, betont er. Auch die Tatsache, dass aktuell erneuerbare Energien allein für die Deckung des Strombedarfs nicht ausreichen, führt zur Einschätzung, dass Erdgas als Brückentechnologie benötigt werde. Schweppe macht deshalb klar: „Für uns spielt Erdgas eine Schlüsselrolle bei der Bereitstellung sauberer und bezahlbarer, aber auch zuverlässiger Energielösungen für große Industriekunden und für Stadtwerke.“

Gerade diesen Großkunden bietet Uniper an, ihren Erdgasbedarf CO₂-neutral zu stellen. Dafür werden energiebezogene nationale und internationale Klimaschutzprojekte gefördert, die CO₂-Emissionen an anderer Stelle „nachweislich ausgleichen“. Doch das ist nicht alles, wie Schweppe betont: „Selbstverständlich arbeiten wir bereits parallel mit Hochdruck an einer zu 100 Prozent regenerativen Lösung, vor allem über das Produkt Wasserstoff.“ □

Dekarbonisierung

„Beste Voraussetzungen für Klimaschutz-Lösungen“

Immer mehr Unternehmen haben sich das Ziel gesetzt, mittelfristig klimaneutral zu sein. Gundolf Schuppe, Vorsitzender von Uniper Energy Sales, erläutert mit welchen Produkten und Dienstleistungen das Unternehmen seinen Kunden zur Klimaneutralität verhelfen will.



DAS INTERVIEW FÜHRTE: Michael Nallinger für Energy 4.0 **BILD:** Uniper

Nach knapp fünf Jahren ist Zeit für ein Zwischenfazit. Was hat sich in dieser Zeit bei Uniper getan und was wurde bislang erreicht?

Wir haben hier eine immens große Entwicklung vollzogen. Der Klimawandel war damals und ist auch heute eine der größten globalen Herausforderungen und damit eines der wesentlichsten Themen für uns. Wir haben unsere Verantwortung hier von Beginn an gesehen und ernst genommen. Mit unserer 2020 veröffentlichten Strategie haben wir diese Verantwortung manifestiert, indem wir ein klares Ziel ausgeschrieben haben: CO₂-Neutralität bis 2035 für unsere europäischen Aktivitäten. Zudem stehen wir als solider und starker Partner an der Seite unserer Kunden.

Mit welchen Angeboten adressieren Sie konkret diesen Anspruch?

Der Kunde steht im Mittelpunkt und es ist mehr denn je zentral, dass wir wirklich verstehen, was er wünscht und was er braucht. Denn Klimaschutz findet ganz wesentlich dort statt. Genau an dieser Stelle setzen wir an und erstellen auf der Basis unseres profunden Know-hows für unsere Kunden passende CO₂-Roadmaps mit verschiedenen Optionen, Produkten und Dienstleistungen.

Sie haben von einer großen Entwicklung gesprochen. An welchen Zahlen lässt sich diese konkret festmachen?

In den vergangenen Jahren zeichnet sich eine klar sichtbare Reduktion der direkten CO₂-Emissionen von Uniper aus – zum Beispiel um 21 Prozent von 2018 bis 2019. Das haben wir durch eine schrittweise und konsequente Umstellung unseres Portfolios geschafft: über den klaren Kohle-Ausstiegsplan, über unser starkes Gasportfolio und mit dem Ausbau eines zuverlässigen CO₂-freien Angebots. Nennen will ich hier auch unser Angebot grüner Energie, die wir unter anderem über unsere Wasserkraftwerke bereitstellen. Weitere Beispiele unserer grünen Projekte und Investitionen sind Power-to-Gas-Anlagen, Energiespeicher, neue Technologien wie grüner und blauer Wasserstoff, CO₂-Recycling sowie synthetische, CO₂-neutrale Brennstoffe und Chemikalien, die Unternehmen in anderen Sektoren die Dekarbonisierung ermöglichen.

Wie würden Sie heute das Alleinstellungsmerkmal, den USP, von Uniper definieren?

Für viele Kunden ist die Dekarbonisierung in ihrem Unternehmen inzwischen gesetzt. Der Druck ist hoch. Entscheidender als das „Ob“ ist das „Wie“ der grünen Transformation. Es geht um hohe Investitionen mit erheblichem Risiko. Hier will der Partner gut gewählt sein. Mit unserem starken Portfolio sowohl im Commodity- als auch Engineering-Bereich hat kaum ein Unternehmen bessere Startvoraussetzungen, um Kundenlösungen für den Klimaschutz aufzuzeigen – ob über eine grüne Vollversorgung, CO₂-neutrales und Bio-Erdgas, Herkunftsnachweise oder Wasserkraft. Ich bin sehr zuversichtlich, dass wir mit diesem Portfolio gut aufgestellt sind, um gute Kundenbeziehungen nachhaltig und langfristig aufzubauen. □

Power Purchase Agreements

Der Weg für die Zukunft der Erneuerbaren

Erneuerbare-Energien-Projekte ohne staatliche Förderung aufbauen stellt Projektierer vor Herausforderungen. Ein sogenanntes Power Purchase Agreements kann hier helfen.

TEXT: Daniel Parsons, BayWa r.e. & Daniel Hölder, BayWa r.e. Clean Energy Sour BILD: iStock, borchee



„PPAs sind in Deutschland allerdings nicht nur für ausgeförderte Anlagen von Bedeutung, sie können auch für den Neubau von Anlagen interessant sein, die nicht unter die Ausschreibungskriterien fallen oder günstige Voraussetzungen aufweisen.“

Digitalisierung, Energiewende, E-Mobilität – die Welt braucht Strom und in Zukunft wohl immer mehr davon. Im Vergleich zum Jahr 1980 stieg der weltweite Verbrauch um das Dreifache. Um zukünftig die Stromversorgung nicht zu gefährden und auch um die Pariser Klimaziele bis 2030 zu erreichen, spielen erneuerbare Energien aus Wind- und Solaranlagen eine wichtige Rolle. Deren Anteil am Bruttostromverbrauch ist in den letzten Jahren stetig gewachsen: Im Jahr 2020 machten sie bereits 46 Prozent des Bruttostromverbrauchs hierzulande aus. Und das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) 2021 sieht vor, dass bis 2030 65 Prozent des in Deutschland verbrauchten Stroms aus Erneuerbaren Energien stammen soll.

Auch die Kosten für die Erzeugung von Erneuerbaren Energien können mittlerweile mit konventionellen Energien mithalten. Ein Beispiel dafür in Deutschland ist die 8,8-MW-Solaranlage „Barth V“ an der Ostseeküste, die von BayWa r.e. im Jahr 2019 fertig gestellt wurde. Obwohl Barth V ein vergleichsweise kleiner Standort ist, konnte die Anlage, vor allem durch ihre besonders günstigen Voraussetzungen, von Anfang an wirtschaftlich rentabel betrieben werden. Sie wurde die erste subventionsfreie Solaranlage in ganz Deutschland.

PPAs zur Realisierung und dem Weiterbetrieb förderfreier Projekte

Solche Erneuerbare-Energien-Projekte, die ohne staatliche Förderung finanziert und betrieben werden, werden im Rahmen von mehrjährigen Stromlieferverträgen, sogenannten „Power Purchase Agreements“ (PPA), realisiert. Diese direkten bilateralen Verträge zwischen Stromproduzent und Stromabnehmer sind in Europa mittlerweile weit verbreitet und haben auch, trotz Covid-19-Pandemie, den positiven Trend fortgesetzt. Im November 2020 gab es bereits 11,1GW an erneuerbaren PPAs in Europa.

In Deutschland fielen Ende 2020 die ersten Windanlagen aus der 20-jährigen Vergütung, sodass sich deren Betreiber um

einen rentablen Betrieb ohne Förderung kümmern müssen. Deren Anzahl wird in den kommenden Jahren deutlich zunehmen, weil immer mehr Anlagen das Ende der Förderdauer erreichen. Seit Januar 2021 werden daher einige dieser Ü20-Anlagen im Rahmen von PPAs vermarktet. Die grüne Eigenschaft des Stroms bleibt hierbei erhalten und kann von Energieversorgern und Stadtwerken zur Belieferung von Endkunden genutzt werden. Dies kommt auch insbesondere Industrie- und Gewerbekunden zugute, die ihren Strombedarf zunehmend mit Grünstrom decken möchten und dadurch gerade an diesen Ü20-Projekten interessiert sind.

PPAs als Teil einer zukunftsfähigen Beschaffungsstrategie

PPAs sind in Deutschland allerdings nicht nur für ausgeförderte Anlagen von Bedeutung, sie können auch für den Neubau von Anlagen interessant sein, die nicht unter die Ausschreibungskriterien fallen oder günstige Voraussetzungen aufweisen. Als Vertragspartner kommen neben Versorgern und Direktvermarktern mittlerweile auch große Unternehmen als Abnehmer in Frage. Durch die Deckung ihres Strombedarfs durch erneuerbare Energien können sie einerseits ihrer gesellschaftlichen Verantwortung und den selbst gesteckten Nachhaltigkeitszielen gerecht werden, zum anderen langfristig zu stabilen Preisen in erneuerbare Energien investieren.

Gerade für energieintensive Unternehmen ist es wichtig die Stromkosten stabil zu halten beziehungsweise im Idealfall zu senken. Das Risiko sich den Preisschwankungen des Marktes unterwerfen zu müssen, lässt sich durch die Festpreisabsicherung in PPAs senken. Ein prominentes internationales Beispiel dafür ist Google. Der Internetriese hat bereits 2010 einen 20-Jahres-Vertrag mit einer Wind-Farm in Iowa abgeschlossen. Diesem Beispiel sind viele Großunternehmen gefolgt und laut Bloomberg gab es 2019 bereits zahlreiche solcher Deals weltweit – Gesamtvolumen: 19,5 GW.

„Ein prominentes internationales Beispiel dafür ist Google. Der Internetriese hat bereits 2010 einen 20-Jahres-Vertrag mit einer Wind-Farm in Iowa abgeschlossen.“

Doch nicht nur für Tech-Unternehmen ist ein solches PPA interessant, auch B2C-Unternehmen können davon profitieren. Neben der Unabhängigkeit von den Preisschwankungen des Strommarktes ist für diese das Thema Herkunftsnachweise attraktiv. Immer mehr Verbraucher legen Wert auf nachhaltig produzierte Waren. Der Nachweis, dass ein Produkt mit Hilfe von Strom aus einer erneuerbaren Energieerzeugungsanlage gefertigt wurde, wird immer wichtiger für ihre Kaufentscheidung.

In Deutschland sowie allgemein im europäischen Markt werden hauptsächlich sogenannte „physische“ PPAs abgeschlossen, bei denen eine direkte Stromlieferung oder eine Stromabnahme über die jeweiligen Bilanzkreise von Erzeuger und Verbraucher stattfindet.

In Abgrenzung dazu gelangen nach und nach auch virtuelle PPAs in den europäischen Markt. Ein virtuelles PPA ist dadurch gekennzeichnet, dass sich der Anlagenbetreiber nur zur Übertragung des Herkunftsnachweises (HkN) verpflichtet, nicht aber zu einer physischen Lieferung. Vorteil ist, dass der Anlagenstandort und der Stromabnehmer aus verschiedenen Ländern oder Staaten kommen können. Ein Beispiel für ein virtuelles PPA ist die Zusammenarbeit von BayWa r.e und AB InBev bzw. dessen Biermarke Budweiser. Beide Unternehmen besiegelten Anfang 2020 Europas größten PPA-Vertrag. Dieser legt fest, dass die Brauereien von Budweiser in ganz Europa ab 2022 von zwei großen PV-Parks in Spanien mit 130 MW über zehn Jahre versorgt werden. Im Januar 2021 schloss BayWa r.e. ein weiteres virtuelles PPA mit HeidelbergCement für den größten und ersten förderfreien Solarpark Polens ab.

Aufklären und Vertrauen zu Power Purchase Agreements aufbauen

Noch steht der deutsche PPA-Markt ganz am Anfang. Banken, Investoren und potenzielle Abnehmer aus der Wirtschaft befinden sich derzeit in der Lern- und Vertrau-

ensbildungsphase für diese neue Art reiner Beschaffung aus erneuerbaren Energien. Auch haben die Corona-Krise und Lockdown-Maßnahmen entsprechende Gespräche verzögert. Dennoch sind die Aussichten für PPAs sehr positiv: In Spanien beispielsweise erlebt der PPA-Markt einen enormen Aufschwung. BayWa r.e. hat als Pionier dort den ersten förderfreien Solarpark in Europa, Don Rodrigo, realisiert und ein 15-Jahres-PPA abschließen können. Und Deutschland wird seinen europäischen Nachbarn mit Sicherheit nachfolgen, denn PPAs sind eine Dynamik, die den Markt für erneuerbare Energien langfristig prägen wird. □



Jetzt auf Biomethan umsteigen und CO₂-Abgaben sparen!

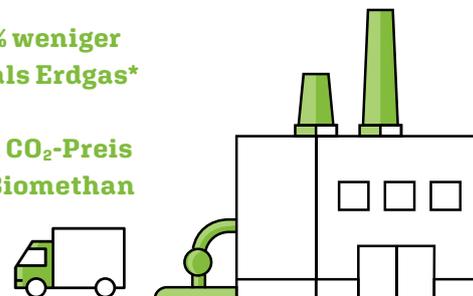
Ab 2021 wird Erdgas teurer. Grund dafür ist der CO₂-Preis gem. BEHG. Ein Wechsel zu Biomethan lohnt sich deshalb gleich doppelt:



100% weniger CO₂ als Erdgas*



Kein CO₂-Preis für Biomethan



Geht das denn so einfach? Ja!

Biomethan kann Erdgas sofort bis zu 100% ersetzen.

* gem. BEHG gilt für Biomethan der Emissionsfaktor 0

**Gemeinsam handeln
für eine grüne Zukunft.**

www.bmp-greengas.de

In Nordspanien testet RWE das SATH-Konzept. Der katamaran-ähnliche Schwimmkörper trägt im Prototyp eine 2-MW-Windturbine.





Innovationen im Praxistest

FRISCHER WIND AN LAND UND AUF SEE

Mit schwimmenden Windturbinen oder Höhenwind-Anlagen testet RWE neue Technologien in Pilotprojekten. Damit stoßen erneuerbare Energien in bislang nicht erschlossene Anwendungsgebiete vor.

TEXT: Michael Nallinger für Energy 4.0

BILDER: Saitec Offshore Technologies; SkySails Power

RWE zählt zu den führenden globalen Renewables-Playern, erklärtes Ziel ist es, diese Position weiter auszubauen. Das gilt sowohl bei Wind an Land und auf See, als auch bei Photovoltaik und auch bei Speichern. Im Zeitraum von 2020 bis Ende 2022 will RWE mit Investitionen von rund 5 Milliarden Euro netto das Erneuerbaren-Portfolio auf mehr als 13 GW Nettokapazität ausbauen. Insgesamt verfügt der Energiekonzern über eine Projektentwicklungspipeline von mehr als 22 GW.

Zudem treibt RWE Innovationen voran, unter anderem mit dem Ziel, bislang ungenutzte Potenziale zu erschließen. So plant man etwa tiefere Gewässer für die Offshore-Windenergie mit Hilfe von schwimmenden Fundamenten zugänglich zu machen oder auch die stetigen und kräftigen Höhenwinde zur Stromerzeugung zu nutzen. Doch dies passiert nicht von jetzt auf gleich, wie RWE dazu mitteilt: „Bis diese Technologien kommerzielle Anwendung finden, gilt es zunächst in Pilotprojekten technische Anwendungserfahrung zu sammeln und ein besseres Verständnis zu gewinnen, wie sich die Technologien skalieren und Kosten langfristig senken lassen.“

Hohe Baukosten bei tiefen Gewässern

Offshore-Windturbinen sind heute fest im Meeresboden verankert und befinden sich deshalb an Standorten mit einer Wassertiefe von bis zu etwa 50 m. Mittelfristig denkbar sind maximal rund 70 m. Der Grund für diese Beschränkung: Mit größeren Wassertiefen müssten noch mehr Baustoffe eingesetzt werden, um die Konstruktion so stabil zu machen, dass



Energiegewinnung in 400 m
Höhe: die Zugdrachenanlage
von SkySails Power.

sie Wind und Wellen standhalten. Aufgrund der hohen Baukosten wären die Windparks dann tendenziell nicht mehr wirtschaftlich.

Eine Lösung für diese Herausforderungen sind schwimmende Windturbinen, die mit Ankerketten am Meeresgrund befestigt sind. Für diese Anlagen kommen auch tiefere Gewässer als Standorte infrage. Mit ihnen lassen sich ganz neue Regionen für die Windkraft erschließen, etwa die meist steil abfallenden Küsten in Japan oder an der Westküste Amerikas. Bei RWE sieht man weltweit ein großes Potenzial für Floating-Wind. Schließlich ist laut WindEurope, dem europäischen Verband der Windindustrie, das Meer in etwa 80 Prozent der Gebiete, die geeignete Windstärken für die Stromerzeugung aufweisen, für die klassische Form der Offshore-Windkraft zu tief.

Pilotprojekte für schwimmende Windturbinen

Auch deshalb arbeitet das Energieunternehmen derzeit gleich an drei vielversprechenden Demonstrationsprojekten in Norwegen, Spanien und den USA. In Spanien testet man mit Saitec Offshore Technologies das auf einem katamaran-ähnlichen Schwimmkörper aufgebaute SATH-Konzept. Es besteht aus modular vorgefertigten und anschließend verspannten Betonteilen. Der Schwimmkörper kann sich entsprechend der Wind- und Wellenrichtung um einen fixen Verankerungspunkt ausrichten.

Das Schwimmfundament sowie die 2-MW-Windturbine für den DemoSATH-Prototyp sollen im Hafen von Bilbao montiert werden. Der Ozean ist im Bereich des rund drei Kilometer vor der baskischen Atlantikküste gelegenen Test-

felds etwa 85 Meter tief. Im Meeresboden verankerte Ankerleinen, teils aus Ketten und teils aus Kunstfaserseilen, sollen die schwimmende Plattform auf Position halten. Die geplante Inbetriebnahme der Anlage ist Mitte 2022.

In Norwegen soll das TetraSpar-Konzept erprobt werden. Es besteht aus mehreren Modulen, die laut RWE kostensparend an verschiedenen Orten vorgefertigt werden können. Ein Kiel unterhalb der Plattform hält die Stahlrohr-Tragkonstruktion aufrecht auf dem Wasser. An der Kaikante wird dann eine 3,6-MW-Windturbine auf den Schwimmkörper gesetzt. Am Teststandort vor der norwegischen Küste nahe Stavanger wird das Fundament samt Turbine mit drei Ankerketten in rund 200 Meter Tiefe befestigt. Bereits im Sommer 2021 soll hier die Stromproduktion starten. RWE-Partner sind neben Shell, das japanische Energieversorgungsunternehmen Tepco sowie Stiesdal Offshore Technologies.

Schwimmende Halbtaucher-Plattform

Parallel arbeitet RWE gemeinsam mit Partnern an einem Demoprojekt in den USA. Das Fundament wird hier aus einer schwimmenden Halbtaucher-Plattform aus Beton bestehen, die eine kommerzielle 10- bis 12-MW-Turbine tragen kann. Realisiert werden soll das Demoprojekt in einem staatlich ausgewiesenen Gebiet vor der Küste Maines.

Noch befindet sich die Floating-Technologie in der Erprobungsphase. Doch bei RWE ist man davon überzeugt, dass die Industrie es schafft, die Kosten weiter zu senken – insbesondere, wenn die weltweite Zahl an Floating-Installationen steigt und schwimmende Fundamente in Serienproduktion hergestellt werden können. Insgesamt erwartet der Energie-

konzern, dass schwimmende Windkraftanlagen bis zum Jahr 2030 kostenmäßig konkurrenzfähig zu Offshore-Windparks mit herkömmlichen fest im Meeresboden installierten Fundamenten sein könnten.

Stetiger und kräftiger Höhenwind

Eine weitere Technologie mit Potenzial ist die Nutzung von Höhenwind. Denn in mehreren hundert Metern Höhe weht der Wind nicht nur kräftig, sondern vor allem auch stetig. Auch hier agiert RWE technologieoffen und evaluiert verschiedene am Markt verfügbare Konzepte. So stehen Tests in Deutschland mit einer 200-kW-Anlage der Firma SkySails Power auf dem Programm, die mit Hilfe eines Lenkdrachens Strom erzeugt. Der Zugdrache, der sogenannte Kite, soll in einer Höhe von bis zu 400 m eingesetzt werden. Derzeit läuft die Suche nach einem geeigneten Standort in Deutschland für die Pilotanlage. Dazu ist man laut RWE mit verschiedenen Gemeinden im Gespräch. Darüber hinaus steht in Irland die Erprobung weiterer Prototypen und Konzepte an, darunter ein System von Ampyx Power. Diese Flugwindkraftanlage basiert auf einem Segelflugzeugdesign, das durch ein Seil mit einem Generator am Boden verbunden ist.

Insgesamt verspricht sich das Unternehmen von der Winderzeugung in größerer Höhe auch positive Effekte in punkto Akzeptanz. Mit Blick auf Flugwindkraftanlagen sind

hier die leichte und kompakte Bauweise sowie der leise Betrieb und geringe Schattenwurf wichtige Vorteile. „Wir wollen Flugwindkraftanlagen im Dauerbetrieb testen. Ziel ist es, neben technischer Anwendungserfahrung vor allem ein besseres Verständnis zu gewinnen, wie sich die verschiedenen technologischen Konzepte für eine spätere kommerzielle Anwendung skalieren lassen“, erläutert RWE dazu. □

automation solutions

bachmann.

Powering Renewable Energy Systems

Offen. Modular. Sicher.

Bachmann electronic ist Weltmarktführer für Automatisierung und Monitoring bei erneuerbaren Energien. Steigern Sie Ihre Produktivität durch den Einsatz unserer umfassenden Hard- und Softwarelösungen.

Offen

Nutzen Sie offene Schnittstellen (Busprotokolle, Fernwirkprotokolle, MQTT ...) und entwickeln Sie Applikationen z. B. in C, C++, IEC 61131, MATLAB®/Simulink®.

Modular

Entdecken Sie unsere integrierten Lösungen für die Energiewirtschaft. Von der einfachen Betriebsmessung, über zertifizierte Überwachungs- und Schutzfunktionen bis hin zur Synchronisation.

Sicher

Profitieren Sie von Security auf höchstem Niveau, integriert in das M1-Steuerungssystem.

www.bachmann.info



energy.industry.maritime.



Nachhaltig ist richtig gut

Die Erzeugung und Vermarktung von Biomethan gewinnen an Stellenwert, denn erneuerbare Energien sind in allen Sektoren zunehmend verpflichtend. Doch von Verkehr über Strom bis zu Wärme: Auf die Nachhaltigkeit kommt es an.

TEXT: Dennis Horn, BMP Greengas BILDER: Christian Dany; iStock, lenawurm

Ein kleiner Exkurs in die deutsche sowie europäische Gesetzgebung zeigt: Spätestens seit dem vergangenen Jahr 2020 tut sich etwas im Biomethan-Markt. So verlangt die Erneuerbare-Energien-Richtlinie (RED II) nach der Regelung im Verkehr ab Mitte 2021 auch eine Steigerung der erneuerbaren Energien im Sektor Wärme und Kälte. 1,3 Prozent sowie einen Nachweis über die erbrachte Leistung sind gefordert. In Deutschland wiederum trat zu Jahresbeginn 2021 das Bundesemissionshandelsgesetz (BEHG) in Kraft, das ebenfalls mit einer Nachweispflicht und darüber hinaus mit einer CO₂-Abgabe dafür sorgen soll, dass verstärkt auf treibhausgasarme Energie gesetzt wird. Hinzu kommt das Gebäude-Energie-Gesetz (GEG), das wiederum im Bereich der Wärme klar auf Erneuerbare bei Neubau und Renovierung verweist.

Härtere Kriterien ab 2023

Bei all dem ist Biomethan eine gern gesehene Erfüllungsoption, entspricht das grüne Gas doch aufgrund seiner durchweg geringen Emissionswerte den gesetzlichen Anforderungen der EU und der Bundesregierung. Damit ist es zum

Beispiel vom CO₂-Preis des BEHG befreit. Doch ganz so einfach ist es nicht: Nur, wer wirklich den Einsatz nachhaltigen Biomethans belegen kann, profitiert auch über das Jahr 2022 hinaus von der Befreiung.

Wo bis dahin die Vorlage eines Liefervertrags sowie eines massenbilanziellen Nachweises genügt, dass das aus dem Gasnetz entnommene Biomethan auch eingespeist wurde, ist ab 2023 mit härteren Kriterien zu rechnen. Erwartet werden THG-Minderungspflichten, Verbote von Biomasse von Flächen mit Naturschutzwert oder hohem Kohlenstoffbestand, der Nachweis über nachhaltigen landwirtschaftlichen Anbau der Biomasse und vieles mehr. Bei der RED II ist dies bereits festgelegt. Damit muss sich auch Biomethan eine genaue Überprüfung seiner Auswirkungen auf das Klima gefallen lassen.

Substrate passend einsetzen

Potenzial für Biomethan gibt es allerdings genug: 2030 sollen es gemäß einer Erhebung von BDEW Energie etwa 100 TWh aus allen Substraten, 2050 aus rein erneuerbaren Quellen schon 140 TWh

sein. Doch wer den THG-Wert des Biomethans nicht kennt beziehungsweise nicht ausweisen kann, gerät ins Hintertreffen. Entsprechend wichtig ist es, sich schon heute um Nachhaltigkeitszertifikate zu kümmern. Dabei sind unter anderem die eingesetzten Rohstoffe bei der Erzeugung relevant, denn: Gülle, Rest- und Abfallstoffe, Mais und andere Energiepflanzen sind hinsichtlich ihrer Wertschöpfungskette ebenso wie in Bezug auf ihr Erzeugungspotenzial unterschiedlich zu bewerten. Daraus ergeben sich auch verschiedene Emissionswerte, die letztlich über Preisvorteile entscheiden.

Silphie als Alternative

So ist die Silphie-Energiepflanze zum Beispiel eine deutlich umweltverträgliche Alternative als andere nachwachsenden Rohstoffe (Nawaro): Sie wächst mehrjährig und schützt so vor Erosion. Sie blüht und bietet damit Lebens- und Nahrungsraum für Insekten und andere Tiere. Sie ist tiefwurzeln und kommt so dem Humusaufbau zugute. Zudem ist sie auch für kleine Flächen geeignet. Und doch verändert sich der CO₂-Fußabdruck, wenn das Biomethan zwar aus Silphie in Süddeutschland erzeugt, dann



Nur, wer wirklich den Einsatz nachhaltigen Biomethans belegen kann, profitiert auch über das Jahr 2022 hinaus von der CO₂-Abgabenbefreiung.

aber per Schwerlastverkehr erst zum Einsatzort in den hohen Norden transportiert werden muss.

Anlagen sinnvoll planen

Das fordert zum einen diejenigen, die das grüne Gas beziehen. Doch es fordert auch die, die es erzeugen. Denn sie benötigen zum einen gute Strategien, um durch passende Einsatzstoffkonzepte sowie die richtige Anlagengröße flexibel auf sich verändernde Märkte zu reagieren. Zum anderen brauchen sie regional durchdachte Konzepte, die die zur Verfügung stehenden Einsatzstoffe für die Erzeugung grüner Gase berücksichtigen – und es außerdem erlauben, das Biomethan bestenfalls nahe dem Produktionsstandort zu vermarkten. Erschwert wird die Umstellung des Substrats außerdem durch den Gasertrag: Mais bringt das Fünf- bis Zehnfache von zum Beispiel Gülle oder Mist und ist zudem einfacher in der Weiterbearbeitung.

Es gilt also, kluge und nachhaltige Entscheidungen zu treffen, die über die

Energieproduktion hinaus auch Böden, Transport und mehr einbeziehen. Der Königsweg liegt hier wohl in der Mischung unterschiedlicher Substrate, die eine Anlage wirtschaftlich machen. Das erzeugte Biomethan wird dann bilanziell getrennt und gebündelt in Wärme, Strom, Verkehr, Industrie und mehr verkauft.

Viele Vermarktungsoptionen

Möglichkeiten der Vermarktung gibt es viele. Das kann das BHKW sein, das vor Ort aus Siedlungs- oder Bio-Abfällen Wärme für eine Kommune oder ein Quartier erzeugt. Es kann aber auch die Anlage sein, die künftig mehrheitlich auf Trester und Silphie setzt, um einerseits Strom zu erzeugen und andererseits die dabei nicht verwerteten Fasern sogar noch der Papierproduktion zuzuführen. Ein weiteres Beispiel ist der Umstieg von reiner Zuckerrübe auf eine Mischung aus Zuckerrübe, Gülle, Haushaltsabfällen und Biomüll. Damit lässt sich grüner Strom gewinnen, der dann sogar in Power-to-Gas-Anlagen nutzbar ist.

Doch welche Substrate eignen sich für welchen Einsatzbereich und welche Biomethan-Qualitäten sind möglich? In der Industrie sind besonders Reststoffe der Nahrungsmittelindustrie, beispielsweise Fleischabfälle, oder ähnliches geeignet. Die Nachhaltigkeit und somit die RED II-Konformität wird hierbei nach SURE-Systemgrundsätzen zertifiziert. Für den Straßenverkehr eignen sich LNG und CNG aus Mist beziehungsweise Gülle oder Abfällen der Land- und Forstwirtschaft. Hier greift das Zertifizierungsverfahren von REDcert. Wärme aus regionalen Wärmeabfällen entspricht den Anforderungen des „Grünes Gas“-Labels.

Die Zertifizierung ist für Anlagenbetreiber mit einem gewissen Arbeits- und Zeitaufwand verbunden: Es kann einige Monate dauern, bis das eigene Biomethan als nachhaltig vermarktet werden darf. Doch der Einsatz lohnt, denn ab diesem Zeitpunkt ist das grüne Gas für alle Sektoren über Jahre hinweg attraktiv. Und das Klima dankt es darüber hinaus. □

POWER PURCHASE AGREEMENTS FÜR INDUSTRIEUNTERNEHMEN

Unternehmen bestimmen das Wachstum Erneuerbarer Energien auf der ganzen Welt. Stromabnahmeverträge im Bereich Industrie und Fertigung können die PPA-Nachfrage langfristig vorantreiben.

TEXT + BILDER: BayWa r.e.

Langfristige Stromabnahmeverträge oder Power Purchase Agreements (PPAs) etablieren sich. In Deutschland sieht das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) vor, dass bis 2030 65 Prozent des in Deutschland verbrauchten Stroms aus Erneuerbaren Energien stammt.

Als Vertragspartner kommen Industrieunternehmen als Abnehmer in Frage, die ihren Nachhaltigkeitszielen gerecht werden und langfristig zu stabilen Preisen in Erneuerbare Energien investieren wollen. Denn das Risiko, sich den Preisschwankungen des Marktes unterwerfen zu müssen, lässt sich durch die Festpreisabsicherung in PPAs senken.

Das Interesse der Industrie, langfristige Stromabnahmeverträge für neue oder aus der Förderung laufende Photovoltaik- und Windkraft-Anlagen zu schließen, ist groß. Yvonne Bogner, Vertrieb Deutschland bei der BayWa r.e. Power Solutions GmbH: „Ein PPA als

neue Vermarktungsform für Strom ist als Geschäftsmodell geeignet, um den Zubau von Photovoltaik und Windkraft in Deutschland in den kommenden Jahren anzukurbeln. Wir sehen mit Freude, dass PPAs inzwischen eine attraktive Möglichkeit darstellen, Stromkosten zu sparen und dabei CO₂-Emissionen zu reduzieren. Die Nachfrage auf Seiten der Industrie nimmt dabei stetig zu.“

Auf europäischer Ebene werden PPAs den Markt für Erneuerbare Energien langfristig prägen. In vielen Ländern sehen wir bereits große Volumina an PPAs, allen voran Spanien, aber auch UK und Skandinavien. Nun wird durch den Meilenstein Witnica ein weiteres Kapitel in weiter nördlich gelegenen Ländern wie Polen aufgeschlagen: BayWa r.e. und HeidelbergCement, eines der weltweit führenden Baustoffunternehmen, haben kürzlich einen mit einer Laufzeit von 10 Jahren für den Solarpark „Witnica“ in Polen unterzeichnet.

Es handelt sich hierbei um den größten und zugleich den ersten förderfreien Solarpark in Polen, dessen Strom durch einen langjährigen Stromabnahmevertrag vermarktet wird. Dieses Beispiel zeigt, dass Unternehmen weltweit ihren eigenen, kosteneffizienten Grünstrom über Corporate PPAs beschaffen können.

Den Strom aus Solarenergie zu beziehen reduziert nicht nur die CO₂-Bilanz eines Unternehmens, sondern kann den Unternehmenswert langfristig steigern. □

IHR ANSPRECHPARTNER

Yvonne Bogner
Vertrieb Deutschland
BayWa r.e. Power Solutions GmbH
T +49/89/383932-5903
yvonne.bogner@baywa-re.com



Weitere Informationen finden Sie unter:
solutions.baywa-re.com

Steuerung von Stromnetzen

Geregelte Spannung an der Autobahn

Spannungseinbrüche haben Wasserpumpen zum Stillstand gebracht und die Autobahndirektion Nordbayern vor große Probleme gestellt. Als effizienteste Lösung hat sich der Einsatz von Niederspannungsregelsystemen erwiesen.

TEXT: Stefan Hoppert, A. Eberle BILDER: Heinz Kellermann, Autobahndirektion Nordbayern; iStock, ThinkDeep

In Deutschland existieren derzeit rund 2050 Rastanlagen, bestehend aus mehr als 1600 Parkplätzen, davon 600 Parkplätze mit WC, und rund 450 bewirtschafteten Tank- und Rastanlagen, eingeschlossen Kioske und Motels. Der Stromverbrauch von Parkplätzen ist relativ gering. Neben Beleuchtungseinrichtungen müssen Pumpen für Wasser und Abwasser betrieben werden.

Der Parkplatz „Auergründel“ an der Autobahn A6 ist einer von vielen Parkplätzen mit eigenem Toilettenhäuschen. An dieser Station kam es vermehrt und wiederholt zu Ausfällen der Frisch- und Abwasserpumpen, die die Autobahndirektion Nordbayern zu permanenten Einsätzen zwang. Die Kosten für die Instandsetzungen der Pumpen sowie die außerplanmäßigen Reinigungen summierten sich in kurzer Zeit auf hohe Beträge. Vor Ort wurde stets die Steuerung der Pumpe zurückgesetzt und der Betrieb konnte wieder fehlerfrei aufgenommen werden. Nachdem sich die Vorfälle häuften, wurden die Hersteller von Frequenzrichter und Pumpen zu Rate gezogen. Diese erklärten jedoch, dass von ihrer Seite alles in Ordnung sei. Bei der Autobahndirektion warf man einen Blick auf den Netzplan und registrierte, dass die

Kurzschlussleistung des Netzes an der Parkstation eventuell für den stabilen Pumpenbetrieb nicht ausreichend ist.

Höhere Lasten mit der Zeit

Die Parkstation wird mit einem Niederspannungskabel von der angrenzenden etwa 2 km entfernten Ortschaft versorgt. Um den Spannungsabfall entlang der Leitung zu begrenzen, wurde beim Bau der Station ein Kabel mit NAYY 4 x 185 mm² verlegt. Die Stromtragfähigkeit des Kabels ist damit um 40-fach höher als der durchschnittliche Strombezug der angeschlossenen Lasten. Letztere veränderten sich seit der Inbetriebnahme des Parkplatzes. Waren zu Beginn nur zwei Pumpen in Betrieb und Beleuchtung ausschließlich am Parkplatzhäuschen vorhanden, sind nun mehrere Pumpen in Betrieb und der komplette Parkplatz mit LED-Beleuchtung ausgestattet. Die Pumpen wurden zudem mit effizienterer Ansteuerungselektronik mit ausgestattet.

Der zu Rate gezogene Netzbetreiber erklärte, dass aufgrund von erhöhten Reserveanforderungen durch den Zubau von Pho-



tovoltaikanlagen, der nächstgelegene Ortsnetztransformator mit einer geringeren Ausgangsspannung betrieben wird. Dabei würden aber die Spannungsqualitäts-Anforderungen der Norm EN 50160 eingehalten. Die EN 50160 gilt am Verknüpfungspunkt des Kunden mit dem Versorgungsnetz. Werden die vorgeschriebenen Grenzwerte am Verknüpfungspunkt eingehalten, ist der Netzbetreiber nicht in der Pflicht, Maßnahmen zur Behebung von Problemen zu ergreifen. Eine Power-Quality(PQ)-Messung mit der PQ-Box 150 veranschaulichte, dass die 10-Minuten-Mittelwerte der Spannungen etwas unterhalb der Nennspannung lagen, jedoch noch innerhalb der Norm EN 50160.

Spannungseinbrüche beim Pumpenanlauf

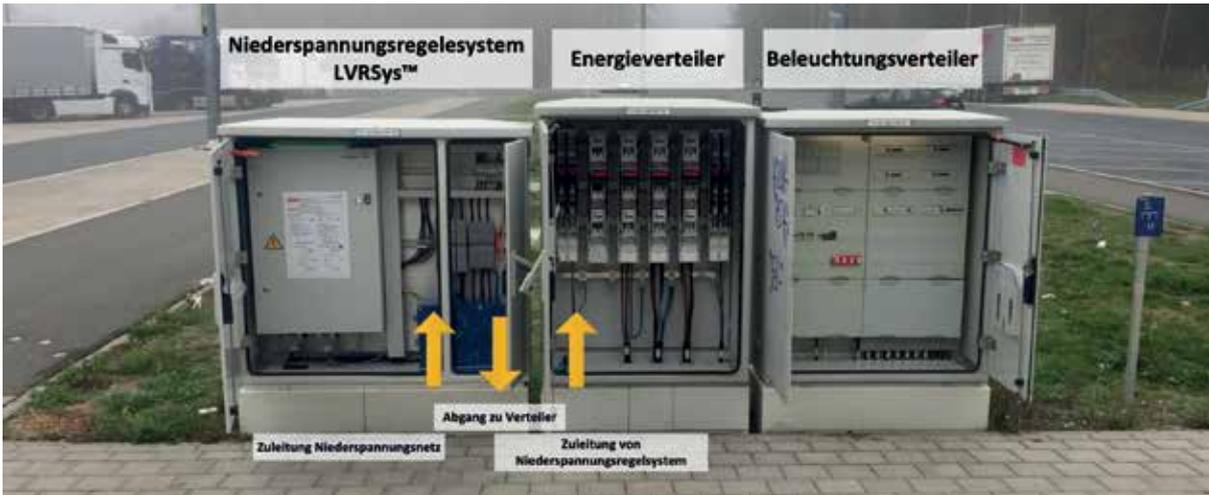
Darauf konfrontierte die Autobahndirektion die PQ-Experten der Firma A. Eberle. Die Messdaten wurden gemeinsam analysiert und mit den Zeitdaten der Störungen abgeglichen. Es zeigte sich, dass beim Anlauf der Pumpen die Spannungen am Anschlusspunkt so weit einbrachen, dass der Frequenzumrichter in den Fehlermodus wechselte und Unterspannung als Ursache

meldete. Die PQ-Experten von A. Eberle analysierten die Messdaten und glichen diese mit den Zeitdaten der Störungen ab. Es zeigte sich, dass beim Anlauf der Pumpen die Spannungen am Anschlusspunkt so weit einbrachen, dass der Frequenzumrichter in den Fehlermodus wechselte und Unterspannung als Ursache meldete.

Beim Anlauf benötigen die Pumpen eine höhere Blind- und Wirkleistung, solange bis die Nenndrehzahl erreicht ist. Diese Leistung wird aus dem Netz gezogen. Da die Spannung als gegebene Größe betrachtet werden kann, wird der erhöhte Leistungsbedarf durch einen erhöhten Stromfluss kompensiert. Ein hoher Stromfluss hat zur Folge, dass der Spannungsabfall entlang der kompletten Leitung zunimmt.

Zur Problembeseitigung wurden mehrere Lösungswege in Betracht gezogen:

- Erhöhung der Kurzschlussleistung durch ein Parallelkabel, um die Spannungseinbrüche während des Anlaufvorgangs der Pumpen zu reduzieren



Das Niederspannungsregelsystem, der Energieverteiler und der Beleuchtungsverteiler auf einen Blick.

- Installation einer USV-Anlage zur Vermeidung der Spannungseinbrüche
- Stabilisierung und Anhebung der Spannung durch das Niederspannungsregelsystem (LVRSys).

Nach ganzheitlicher Kalkulation der Kosten stellte man fest, dass über den Betrachtungszeitraum von mehreren Jahren das LVRSys die günstigste Lösung darstellt. Eine USV-Anlage ist zwar von den Anschaffungskosten vergleichbar, jedoch schlagen hier jährlich Wartungskosten zu Buche. Zudem steigen durch die relativ hohe Verlustleistung die Betriebskosten stark an.

Das Parallelkabel reduziert zwar die Verlustleistung, ist aber verglichen mit den Anschaffungskosten eine extrem teure Lösung für das Spannungshaltungsproblem. Zudem birgt diese ein weiteres Risiko bei langfristiger Betrachtungsweise: Sinkt am Verknüpfungspunkt der Zuleitung die Spannung ab, so sinkt die Spannung am Parkplatz ebenfalls. Neue Innovationen wie Wärmepumpen und Elektromobilität lassen künftig die Spannung im Niederspannungsnetz weiter nach unten sinken. Das derzeit Problem wäre damit lediglich aufgeschoben und nicht aufgehoben.

Optimale Auslegung per Lastanalyse

Durch die vorangegangenen Messdaten und Lastanalyse konnte das Niederspannungsregelsystem optimal ausgelegt werden. Für künftige Anforderungen wurde das Regelsystem mit einer Leistungsreserve bemessen. Die Übertragungsleistung beträgt 44 kVA. Die Integration des Systems konnte durch die modulare Bauweise in den vorhandenen Schaltschränken erfolgen.

Seit der Inbetriebnahme behebt das LVRSys die Unterspannungsprobleme und gleicht die Unsymmetrie der Leiterspannungen aus. Nun ist eine stabile Spannung an der Station von Sollwert +/- dem eingestellten Toleranzband sichergestellt, selbst bei Ausschöpfung des Spannungsbandes von +/- 10 Prozent im vorgelagerten Netz. Kurzeitige Spannungseinbrüche können zwar nicht kompensiert, jedoch deutlich abgemindert werden. Die Regelparameter wurden so eingestellt, dass die Ausgangsspannungen des Reglers nicht bei 230 V, sondern bei 238 V stabilisiert werden. Der Abstand zur Unterspannungsgrenze des Frequenzumrichters wurde damit erheblich vergrößert. Zudem begünstigen die höheren Eingangsspannungen am Frequenzumrichter, geringere Stromaufnahmen während des Anlaufs der Pumpe.

Probleme durch Erneuerbare und E-Mobilität

Durch dieses erfolgreiche Pilotprojekt prüft die Autobahndirektion Nordbayern generell den Einsatz von Niederspannungsregelsystemen bei Spannungshaltungsproblemen. Viele Probleme wie Ausfälle von Schilderbrücken, Wasserpumpen und Beleuchtungseinrichtungen lassen sich mit dem neuen Regelsystem LVRSys lösen.

In der Zukunft werden die Anschlusspunkte in den Niederspannungsnetzen noch mehr von Spannungsschwankungen betroffen sein, durch erhöhte Lasten (Elektromobilität, Wärmepumpen) und noch volatilere Einspeisung (PV- und Windkraftanlagen). Eine geregelte Spannung bringt zudem langfristig gesehen noch den positiven Effekt mit sich, dass die Lebensdauer elektronischer Lasten stark verlängert wird. □

Kompakte intelligente Ortsnetzstation (ONS)

ONS für das Smart-Grid rüsten

Der intelligente Ausbau des Stromnetzes sowie die Integration von regenerativen Energien und Elektromobilität stellen Energieversorger und Industrie vor neue Herausforderungen; insbesondere im Bereich von Ortsnetzstationen (ONS). Zwei Anbieter präsentieren gemeinsam eine schlüsselfertige und kompakte, intelligente Ortsnetzstation.

TEXT + BILD: Wago

Ebenso wie herkömmliche Ortsnetzstationen verbindet die intelligente ONS das Mittel- mit dem Niederspannungsnetz. Im Gegensatz zu ihren wenig schlauen Pendant ermöglicht sie die Erfassung diverser Messdaten und die Möglichkeit, diese aus der Ferne auszulesen. Das normenkonforme Stationsgebäude der intelligenten ONS stammt von der Firma Betonbau, die Niederspannungsverteilung von Driescher Moosburg/Eisleben, die Mittelspannungsschaltanlage von Driescher Wegberg, der regelbare Ortsnetztransformator von SGB und MR. Die komplette Automatisierungstechnik der intelligenten ONS steuert Wago bei: ein PFC200-XTR-Controller auf der Mittelspannungsseite sowie die Steuerung PFC200 aufseiten der Niederspannung, das Panel e!Display zur Visualisierung der Mess- und Steuerungsdaten direkt an der ONS selbst sowie die komplette Anschlusschnik.

Die mit Codesys frei programmierbaren Steuerungen von Wago sammeln über digitale und analoge Signale sowie beispielsweise über Modbus RTU alle Daten der unterschiedlichen Systeme der Station ein, übersetzen sie in die vom Versorger benötigten Kommunikationsprotokolle, wie beispielsweise IEC 60870-5-101/ -104 oder IEC 61850, und schicken sie über eine Datenleitung zur Leitwarte. In der entgegengesetzten Richtung kann von der Leitwarte über die Controller auf die Systeme der Station, wie die Mittelspannungsschaltanlage, Schutzgeräte oder die Messsysteme verschiedener Hersteller, zugegriffen werden. Vor unautorisierten Zugriffen wird der Datenfluss dabei über die Wago-Controller geschützt – zum einen durch die Verschlüsselung der Daten mittels TLS1.2, zum anderen durch speziell gesicherte Verbindungen, wie IPsec oder OpenVPN gemäß BDEW-White-Paper. □





Die multisensorischen Inspektionsflüge werden mit einem Helikopter durchgeführt, der mit verschiedenen Sensor- und Kamerasystemen ausgerüstet ist.

Inspektion von Freileitungen

Ein Flug reicht aus

Um die Netzstabilität zu gewährleisten und Ausfälle zu vermeiden, sind Netzbetreiber zu einer regelmäßigen Inspektion dieser kritischen Infrastruktur verpflichtet. Eine effiziente Lösung sind multisensorischer Inspektionsflüge. Und auch Drohnen sind eine Option.

TEXT: Sabrina Schäfer, Spie Deutschland & Zentraleuropa **BILDER:** Spie Deutschland & Zentraleuropa

Freileitungen werden in der Regel per Begehung oder Überflug inspiziert. Hierbei müssen verschiedene Faktoren untersucht werden. Sei es für die technische Inspektion der Masten und Leiterseile oder für die Überprüfung der Vegetation – jede Überprüfung erfordert den Einsatz unterschiedlicher Mess- und Überprüfungstechnik, sodass Freileitungen in der Regel einzeln befliegen oder begangen werden müssen. Spie hat gemeinsam mit dem Übertragungsnetzbetreiber 50Hertz ein innovatives Monitoring-Verfahren für die Zustandsbewertung von Freileitungen entwickelt: Mithilfe multisensorischer Inspektionsflüge können Freileitungen mit nur einem Flug überprüft werden. Durch die Kombination aller benötigten Sensoren und Kameras in einem System lassen sich alle Inspektionsdaten in nur einem Überflug gesamthaft erfassen.

LIDAR-Technik im Einsatz

Kernstück dieser Lösung ist die Kombination verschiedener Sensortechnologien. Die multisensorischen Inspektionsflüge werden mit einem Helikopter durchgeführt, der mit verschiedenen Sensor- und Kamerasystemen ausgerüstet ist. Dazu gehören Laserscanning-Verfahren (LIDAR) sowie Thermal-, Korona- und hochauflösende Videokameras. Korona-Kameras sind mit einem zusätzlichen UV-empfindlichen Sensor ausgestattete Systeme, die für das bloße Auge nicht sichtbare Mängel erfassen.

Die LIDAR-Technik erzeugt hochauflösende 3D-Punktwolken. Aus diesem dreidimensionalen Abbild der Realität können die Geometrie der Maste, sowie die umliegende Topographie der Leitung hochgenau erfasst werden. Diese Informationen werden zur Modellierung der Leiterseile benötigt, um den Abstand des Seils zum Boden oder der Vegetation bei unterschiedlichen Temperaturen zu be-

rechnen. Hieraus lassen sich Maßnahmen zur Trassenpflege ableiten. „Dies ermöglicht beispielsweise die bessere und vorausschauende Planung der Trassenpflege“, erklärt Thorsten Werner, Business Development Manager der Geschäftseinheit CeGIT aus dem Geschäftsbereich City-Networks & Grids bei Spie Deutschland & Zentraleuropa. Zusätzlich erfolgt während der Befliegung eine visuelle Inspektion der Leitungen.

Schnelle Langstreckenchecks

„Die Befliegung mit einem Helikopter bietet uns viele Vorteile. Wir haben die Möglichkeit mehrere Sensor- und Kameratechnologien zu integrieren sowie lange Strecken zurückzulegen und so schnell und effizient lange Trassenabschnitte in nur einem Flug zu inspizieren“, sagt Michael Lefèvre, Leiter der Geschäftseinheit CeGIT bei Spie Deutschland & Zentraleuropa. „Mit Abschluss des Rahmenvertrags mit 50Hertz setzen wir die multisensorischen Inspektionsflüge in der Praxis um.“

Seit Juli 2020 wurden über 1.500 von insgesamt 5.000 Kilometern Stromleitung von 50Hertz mittels Helikopterbefliegung gescannt und wichtige Daten zum besseren Wartungs- und Reparaturmanagement gesammelt. Ziel ist die detailgenaue Erfassung des Zustands des Freileitungsnetzes.

Rund 80.000 Fotoaufnahmen

Für die Zustandsbewertung der Freileitungen von 50Hertz konnten mit dem neuen Verfahren bislang rund 80.000 Fotoaufnahmen der Masten, Armaturen, Verbinder und Schäden erstellt werden. Das Videomaterial umfasst weit über 100 Aufnahmestunden. „Das ist eine große Datenmenge mit viel Potenzial. Diese gilt es auszuwerten. Dafür erproben wir den Einsatz von künstlicher Intelligenz für das automatisierte Erkennen und Bewerten von Bauteilen und Schäden – für eine

schnellere und effiziente Datenanalyse“, so Thorsten Werner. Dies dient als Basis für die Trendbeobachtung und vorausschauende Instandhaltung.

Drohnen-Einsatz mit Tücken

Ein weiterer Schritt des Multitechnik-Dienstleisters ist die Prüfung der autonomen Befliegung. Denn der Einsatz eines Helikopters ist kostenintensiver als der einer Drohne. Darüber hinaus ist die Drohne natürlich umweltfreundlicher und auch flexibler im Einsatz – zum Beispiel kann eine Drohne näher an die Trasse heranfliegen im Gegensatz zu einem Helikopter. „Wir stehen jedoch vor drei wesentlichen Herausforderungen, was den Einsatz von Drohnen betrifft. Erstens die Tragkraft: den meisten Drohnen ist es nicht möglich, die gesamte Sensor- und Kameratechnik, wie wir sie bei der Helikopterbefliegung einsetzen, zu tragen. Zweitens die Reichweite: die Akkukapazität der Drohnen limitiert die Flugzeiten, gerade bei längeren Streckenabschnitten. Und die dritte Herausforderung: Derzeit ist es in den meisten Ländern nur unter erheblichem administrativem Aufwand möglich, unbemannte Luftfahrzeuge (UAV) außerhalb der Sichtweite effizient einzusetzen“, erklärt Thorsten Werner.

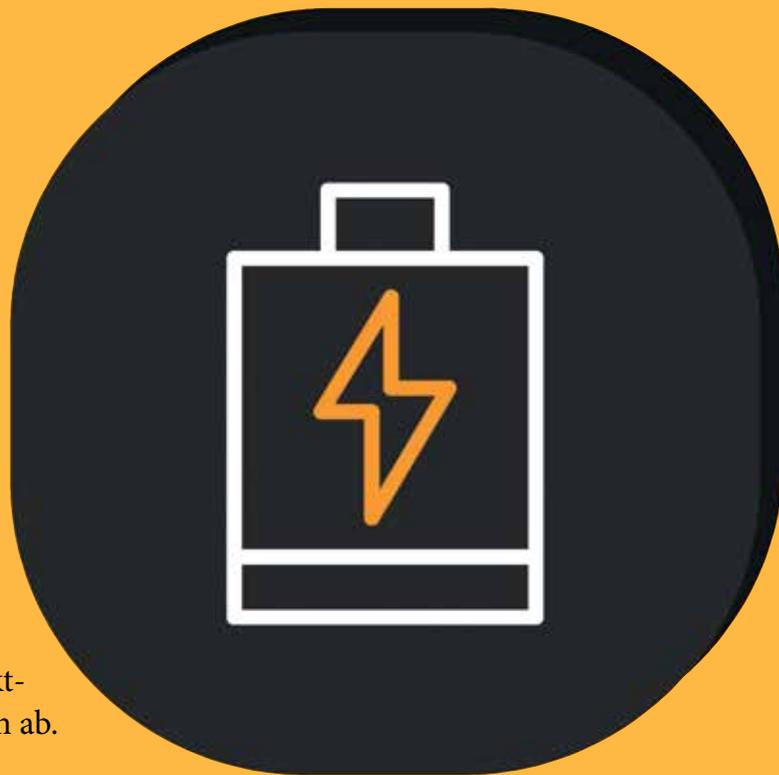
Punktuelle Drohnen-Einsatz

Der Einsatz einer Drohne für die punktuelle Inspektion von kürzeren Trassenstrecken oder einzelnen Masten ist jedoch gut möglich. „Wir bei Spie haben einige Drohnen im Bestand, die mit spezieller Sensorik ausgestattet sind. Auch hierbei überprüfen wir die Möglichkeiten, die uns der Einsatz von KI bietet. So kann zum Beispiel die automatisierte Lokalisation und das Erkennen von bestimmten Anlagenteilen entlang der Freileitung ein wesentlicher Erfolgsfaktor sein und eine gezielte Inspektion erfolgen“, so Thorsten Werner. □

Elektrische Verbindungstechnik für
Energiespeichersysteme

SPEICHER ALLZEIT GUT VERBUNDEN

Auf dem Weg in die All Electric Society spielen Energiespeichersysteme für erneuerbare Energien eine entscheidende Rolle. Eine stabile Energieversorgung lässt sich nur dann sicherstellen, wenn die Volatilität der Quellen durch hinreichend dimensionierte und zuverlässige Speicher ausgeglichen werden kann. Die Zuverlässigkeit solcher Speichersysteme hängt nicht zuletzt von der verwendeten elektrischen Verbindungstechnik auf allen Ebenen ab.



TEXT: Dr. Rüdiger Meyer, Phoenix Contact BILDER: Phoenix Contact; iStock, Vipul Umretiya

Ein elektrischer Energiespeicher auf Basis galvanischer Batterien ist im Allgemeinen modular aufgebaut. Dieses Prinzip lässt sich mit Anpassungen und geringen Einschränkungen auf Großspeicher im Multi-MWh-Bereich ebenso anwenden wie auf kleine Heimspeichersysteme im 10 kWh-Segment. Das Grundelement ist die Batteriezelle, von denen zur Strom- und Spannungserhöhung einige parallel und seriell zu Packs verschaltet werden. An dieser Stelle sind bereits die ersten elektrischen Verbindungen zu finden. Dabei wird zumeist auf Schweißtechniken – also auf dauerhafte Verbindungen – zurückgegriffen.

Das Batteriemodul

Wird eine größere Anzahl von Zellen in ein Gehäuse integriert, spricht man vom Speichermodul. Dieses wird von einer Elektronik überwacht und gesteuert, dem sogenannten Modul-BMS – die Abkürzung steht für Battery Management System. Die Elektronik steuert den Lade- und Entladevorgang der Batteriezellen und überwacht diese dabei. Hierzu werden Ströme und Spannungen an den einzelnen Zellgruppen gemessen und so eingestellt, dass alle Zellen möglichst gleichmäßig geladen beziehungsweise entladen werden. Man spricht hierbei von Balancing. Für das Balancing müssen die einzelnen parallel geschalteten Zellgruppen jeweils separat angesteuert werden können. Neben

den zwei Anschlüssen – positiv und negativ – für den Lade-/Entladestrom weist das Modul-BMS demnach noch eine Vielzahl von Verbindungen zu den einzelnen Zellgruppen auf.

Sämtliche Informationen über den Zustand des Batteriemoduls – wie etwa der Ladezustand – werden von einer Logik verarbeitet und in Form von digitalen Daten zur Verfügung gestellt. Somit benötigt jedes Modul-BMS auch eine Datenschnittstelle. Daten- und Leistungsanschlüsse werden von den Platinen des BMS zum Modulgehäuse geführt. Für die Leistungsanschlüsse werden dort häufig Schraubanschlüsse eingesetzt, während die Datenschnittstelle meist steckbar ausgeführt ist.

Zusammenschaltung von Batteriemodulen

Ein einzelnes Batteriemodul weist typischerweise eine Spannung im Bereich zwischen 24 V und 96 V auf. Die Systemspannung liegt jedoch häufig auf einem deutlich höheren Niveau. Hierfür werden mehrere Batteriemodule in Serie verschaltet und baulich meist in entsprechende Racks integriert.

Zwischen den oben erwähnten Schraubanschlüssen werden dafür flexible Leitungen mit Ringkabelschuhen eingesetzt, die der Installateur anbringen muss. Außerdem sind die einzelnen

Energiespeichersysteme müssen schnell, sicher und wirtschaftlich sein – dabei spielen auch steckbare Batterieanschlüsse eine wichtige Rolle.



Module auch datentechnisch miteinander gekoppelt, so dass von jedem Modul mindestens eine Datenleitung zum nächsten Modul geführt wird. Auch jedes Rack besitzt eine Steuerung – das sogenannte Rack-BMS. Das Rack-BMS ist als weiteres Einschub-Modul gestaltet und wird über Leistungsanschlüsse mit seinen zugeordneten Batteriemodulen verbunden. Eine weitere Leistungsschnittstelle dient der Anbindung des Racks an das übergeordnete System. Für den Datenverkehr weist das Rack-BMS mehrere Datenschnittstellen auf. Darüber hinaus besitzt das Rack-BMS üblicherweise mehrere Eingänge für die Sensorik. Von den äußeren Schnittstellen am Gehäuse des Rack-BMS laufen die Verbindungen intern erneut auf verschiedene Leiterplatten, wo sie angeschraubt, angelötet, eingesteckt oder auf andere Weise elektrisch verbunden werden.

Das Energiespeichersystem

Je nach Größenordnung werden mehrere Speicher-Racks zu einem übergeordneten System zusammengefasst. Auch dieses hat eine eigene Steuerung, um die Lade- und Entladevorgänge zu kontrollieren und um mit der externen Welt zu kommunizieren. Darüber hinaus sind auf Systemebene Klimatisierungsvorrichtungen sowie Brandsensorik und -bekämpfung eingebunden. Meist handelt es sich dabei um Container, in denen geeignete Schaltschränke die verschiedenen Aufgaben erledigen.

Auch in diesem Zusammenhang spielt eine Vielzahl unterschiedlicher elektrischer Verbindungen eine entscheidende Rolle im Zusammenspiel der Komponenten des Systems sowie bei der externen Anbindung des Speichers. Häufig entsteht der Eindruck, dass nur die Leistungsflüsse betrachtet werden müssen – aber dem ist nicht so. Erst die digitale Anbindung des Speichersystems an das Netz, an die speisende Solar- oder Windkraftanlage, an den dynamischen Großverbraucher mit Rückspeise-Option - macht die effiziente Nutzung eines Energiespeichersystems möglich.

Fehlermöglichkeiten bei Verbindungstechnik

Die Anzahl möglicher Fehler in der Verbindungstechnik ist durchaus überschaubar. Die Fehlerwahrscheinlichkeit hängt maßgeblich von der Qualität der eingesetzten Komponenten und des Designs, von der Eignung der Technologie für die Anwendung sowie von der Qualifikation der Anwender ab. Eine Grundvoraussetzung zur Vermeidung von Störungen in komplexen elektronischen Systemen ist ein entsprechendes Geräte-Design. Dies beginnt bei der Dimensionierung der Verbindungstechnik hinsichtlich Stromstärke und Spannungsfestigkeit und setzt sich mit der Beachtung der Umwelanforderungen und der Schutzgrade fort. So ist es naheliegend, dass es zu Korrosionseffekten in elektrischen Verbindungen kommen kann, wenn diese regelmäßig oder dauerhaft Feuchtigkeit ausgesetzt sind. IP-geschützte Steckverbinder – von IP X5 bis IP X9 – schaffen hier Abhilfe.

Der Einsatz von Ringkabelschuhen mit Gewindebolzen und Mutter führt nicht selten zu Fehlern bei Leistungsverbindungen. Infolge von Vibrationen oder schlicht weil die Schrauben nicht vorschriftsgemäß angezogen oder gewartet wurden, kommt es zu erhöhten Übergangswiderständen. Dies führt im schlimmsten Fall zum Brand und somit zu einer völligen Zerstörung des Systems.

Der Ausfall oder gar die Zerstörung eines Energiespeichersystems infolge eines Fehlers stellen den schlimmsten Fall dar. Sowohl der Besitzer als auch der verantwortliche Hersteller, Installateur oder Bediener nehmen hierdurch unübersehbar Schaden. Aber auch nicht optimierte Designs oder Systemzustände können versteckte Kosten verursachen, die man in vielen Fällen leicht vermeiden kann.

Als Beispiel seien hier die externen Leistungsverbinder eines Batteriemoduls angeführt. Bereits eine korrekt ausgelegte und vorschriftsgerecht installierte Verbindung führt hier pro Modul

IMPRESSUM

Herausgeber Kilian Müller

Head of Value Manufacturing Christian Fischbach

Redaktion Jessica Bischoff (Managing Editor/verantwortlich/-929), Anna Gampenrieder (-923), Ragna Iser (-898), Demian Kutzmutz (-937), Julia Papp (-916)

Newsdesk newsdesk@publish-industry.net

Head of Sales Andy Korn

Anzeigen Andy Korn (Head of Sales/verantwortlich/-917), Saskia Albert (-918), Leopold Bochtler (-922), Beatrice Decker (-913), Carolin Dittlich (-899), Caroline Häfner (-914), Mirjam Holzer (-917); Anzeigenpreisliste: vom 01.01.2021

Sales Services Florian Arnold (-924), Isabell Diedenhofen (-938), Ilka Gärtner (-921); sales@publish-industry.net

Verlag publish-industry Verlag GmbH, Machtlfinger Straße 7, 81379 München, Germany
Tel. +49.(0)151.58 21 1-900, info@publish-industry.net, www.publish-industry.net

Geschäftsführung Kilian Müller

Leser- & AboService Tel. +49.(0)61 23.92 38-25 0, Fax +49.(0)61 23.92 38-2 44; leserservice-pi@vuservice.de

Abonnement Das Abonnement enthält die regelmäßige Lieferung der Energy 4.0 (derzeit 4 Ausgaben Energy 4.0), sowie als Gratiszugabe das jährliche, als Sondernummer erscheinende E4.0-Kompodium.

Jährlicher Abonnementpreis

Ein JAHRES-ABONNEMENT der Energy 4.0 ist zum Bezugspreis von 51,20 € inkl. Porto/Versand innerhalb Deutschlands und MwSt. erhältlich (Porto: EU-Zone zzgl. 10 € pro Jahr, Europa außerhalb EU zzgl. 30 € pro Jahr, restliche Welt zzgl. 60 € pro Jahr). Jede Nachlieferung wird zzgl. Versandkosten und MwSt. zusätzlich berechnet. Im Falle höherer Gewalt erlischt jeder Anspruch auf Nachlieferung oder Rückerstattung des Bezugsgeldes. Studentenabonnements sowie Firmenabonnements für Unternehmen, die Energy 4.0 für mehrere Mitarbeiter bestellen möchten werden angeboten. Fragen und Bestellungen richten Sie bitte an leserservice-pi@vuservice.de

Veröffentlichung gemäß §8

Dipl.-Kfm. Kilian Müller, München (74,0%); Dipl.-Kfm. Anja Müller, München (6,1%); Dipl.Komw. Hanno Harät, München (6,3%); Sonstige (13,6%)

Marketing & Vertrieb Anja Müller (Head of Marketing)

Herstellung Veronika Blank-Kuen

Druck F&W Druck- und Mediacenter GmbH, Holzhauser Feld 2, 83361 Kienberg, Germany

Nachdruck Alle Verlags- und Nutzungsrechte liegen beim Verlag. Verlag und Redaktion haften nicht für unverlangt eingesandte Manuskripte, Fotos und Illustrationen. Nachdruck, Vervielfältigung und Online-Stellung redaktioneller Beiträge nur mit schriftlicher Genehmigung des Verlags.

ISSN-Nummer 1866-1335

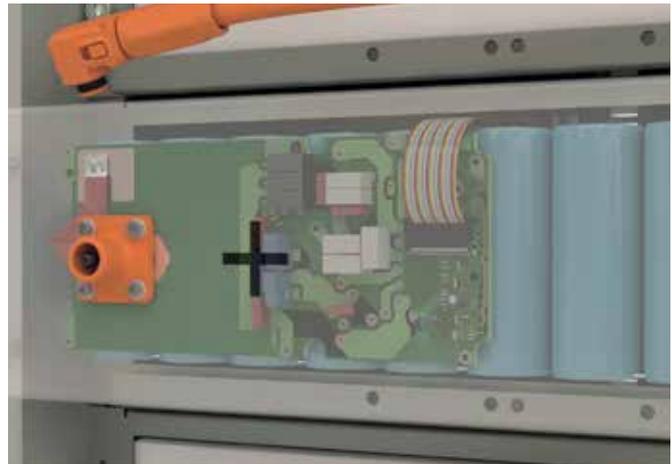
Postvertriebskennzeichen 75032

Gerichtsstand München

Der Druck der Energy 4.0 erfolgt auf FSC®-zertifiziertem Papier, der Versand erfolgt CO₂-neutral.



Der CO₂-neutrale Versand mit der Deutschen Post



Einblick in ein Speichermodul mit Batterie-Packs, BMS-Platine und internen wie externen Schnittstellen.

zu Verlusten von mehr als 1000 kWh über die gesamte Lebensdauer. Diese steigen linear mit dem Übergangswiderstand an. Unerkannte schlechte Verbindungen können schnell zu Verlusten von mehreren Megawattstunden oder einigen hundert Euro pro Modul führen. Auf Systemebene ergeben sich daraus infolge der großen Anzahl an Modulen durchaus finanzielle Einbußen in einer Größenordnung von 100.000 Euro. Die Anfangsinvestition in einen hochwertigeren Steckverbinder rechnet sich hier schnell.

Auch die Aufwände bei der Herstellung des Speichersystems sollten betrachtet werden. So kann es aus Gründen der Automatisierbarkeit attraktiv sein, die Lötverbindung eines Sensoranschlusses auf der Platine des Modul-BMS durch eine einfach zu bedienende Federklemme zu ersetzen. Bei der Montage der Batterie-Packs können die Sensoren im automatisierten Prozess gesetzt werden, und die beiden Sensorleitungen werden bei der Montage des Moduls manuell und werkzeuglos gesteckt. Wegen der besseren Zugänglichkeit ist ein deutlicher Zeit- und damit Kostenvorteil zu erwarten.

Fazit

Auslegung, Qualität und korrekte Verwendung der Verbindungstechnik in Energiespeichersystemen sind entscheidend für deren Kosten, Zuverlässigkeit und Effizienz. Ein zunächst preiswert erscheinender Kompromiss führt allzu häufig zu hohen laufenden Kosten und Systemausfällen. Es lohnt sich daher in jedem Fall, bei der Auslegung der Verbindungstechnik auf allen Ebenen eines Energiespeichersystems auf kompetente Hersteller zu setzen und deren Expertise zu vertrauen. Phoenix Contact stellt mit seinem umfassenden Angebot alle für Energiespeicher erforderlichen Steckverbinder bereit. Denn nur mit zuverlässigen Komponenten kann die Vision der All Electric Society Wirklichkeit werden. □

FIRMEN UND ORGANISATIONEN IN DIESER AUSGABE

Firma	Seite	Firma	Seite
A.Eberle	50	Lufthansa Industry Solutions	12
Bachmann	45	Mercedes Benz Energy	59
BayWa r.e.	38, 49	Phoenix Contact	56
BEE	3	rku.it	23; 27
BMP Greengas	41, 46	Robotron	28
BWE	3	Rolls-Royce Power Systems	60
Eoda	17	RWE	42
EWE	12, 62	Spie	54
Fraunhofer ISE	66	Uniper	34; 37
Gisa	3	Verbund	Titel; 8; 10
Gisa	28	Vivavis	17, 33
GP Joule	64	Voltaris	14
Gwadriga	24	Wago	53
Handelskontor	6	Wilken	31
HMS	5	Wöhner	3. US
Infoteam	29	Zenner	20
Kisters	12		



Stationäres Energiespeichersystemen für Wasserkraftwerke

Energie und Mobilität kombiniert

Mercedes-Benz Energy und der Technologiekonzern Andritz haben eine Kooperationsvereinbarung zum Einsatz moderner Hybrid-Energielösungen für den Wasserkraftmarkt auf Basis stationärer Energiespeichersysteme unterzeichnet.

TEXT: Mercedes Benz Energy BILD: MediaPortal Daimler

Die von der Mercedes-Benz Energy und Andritz angebotene Hybrid-Energielösung kombiniert ein Wasserkraftwerk mit einem stationären Energiespeicher, der auf automobilen Lithium-Ionen-Batteriesystemen von Mercedes-Benz basiert. Im Vergleich zu einer konventionellen Wasserkraftanwendung kann damit der Betriebsbereich der Maschinensätze je nach Größe der Batterie erweitert werden. Die gespeicherte Energie, die sehr schnell zur Verfügung gestellt wird, bietet Kraftwerksbesitzern und -betreibern neue Möglichkeiten, die Auswirkungen der volatilen elektrischen Netzeinspeisungen auszugleichen. Gleichzeitig kann die Lebensdauer der mechanischen Komponenten verlängert werden. Darüber hinaus eröffnet die Hybridlösung neue Ansätze für die Bereitstellung von Netzdienstleistungen wie Black-Start-Unterstützung und virtuelle Schwungmasse. Selbst bei sich ändernden Wasserrahmenrichtlinien und zukünftigen gesetzlichen Anforderungen garantiert die Lösung höchste Flexibilität beim Betrieb des Wasserkraftwerks.

Gordon Gassmann, Geschäftsführer von Mercedes-Benz Energy: „Die enge Verzahnung von Energie- und Automobilwirtschaft ist auf dem Weg zur CO₂-Neutralität unerlässlich. Die Mercedes-Benz Energy bildet mit ihren Energiespeicherlösungen die Brücke zwischen den beiden Branchen.“

Die intelligente Nutzung automobiler Batteriesysteme stellt einen ökologisch wichtigen Ansatz dar - nicht zuletzt mit Blick auf die Ressourceneffizienz. Die Zusammenarbeit mit Andritz birgt für unsere Energiespeicher großes Potenzial und wir freuen uns über die gemeinsame Kooperation.“

Lösung für alle Kraftwerke

Die Batterielösung kann für alle Arten und Größen von Wasserkraftwerken (niedrige Fallhöhe, Laufkraftwerk, hohe Fallhöhe) zur Anwendung gebracht werden, unabhängig vom Turbinentypen. Sie deckt Batteriekapazitäten von 200 kWh bis zu 10 MWh ab und kann sowohl in

neue Anlagen installiert als auch in bestehende Anlagen nachgerüstet werden. Dr. Martin Zimmermann, Leiter Global Service & Parts Mercedes-Benz Cars: „Die Batterie gehört zu den werthaltigsten Komponenten im Fahrzeug. Entscheidend für die Wirtschaftlichkeit des lokal emissionsfreien Fahrens ist also auch, sie so lange wie möglich im Kreislauf zu halten. Wir setzen dabei auf Konzepte, die eine hochwertige Wiedergewinnung der wertvollen Bauteile beziehungsweise Inhaltsstoffe ermöglichen: Reuse, Remanufacturing und Recycling.“

Hybride Energielösung

Der Wandel des globalen Energiemarktes - von der Stromerzeugung aus fossilen Brennstoffen hin zu einer kohlenstofffreien erneuerbaren Zukunft - bringt viele strukturelle Veränderungen mit sich. Ein vielversprechender Ansatz, diese zu bewältigen, ist eine Kombination der besten Eigenschaften aller beteiligten Einzelsysteme - eine Hybridlösung. □

Klimaneutrale Antriebszukunft

Welche e-Kraftstoffe machen das Rennen?

Um die Erderwärmung zu stoppen und damit die Ziele des Pariser Klimaschutzabkommens zu erreichen, müssen Antriebssysteme und Energieanlagen klimaneutral werden. Ein zentraler Hebel dafür sind Kraftstoffe. Mit Hilfe von e-Kraftstoffen, die aus Ökostrom hergestellt werden, könnte die Energie- und Antriebstechnik grün werden.

TEXT: Lucie Maluck, Rolls-Royce Power Systems BILD: iStock, CGinspiration

Im Jahr 2050 will Europa klimaneutral sein. Und auch der amerikanische Präsident Joe Biden hat angekündigt, dieses Ziel zu verfolgen. Dazu braucht es nicht nur neue Antriebskonzepte, sondern auch neue Kraftstoffe. Denn egal wie sauber mit fossilen Kraftstoffen betriebene Verbrennungsmotoren auch sein mögen – CO₂ werden sie immer ausstoßen. E-Kraftstoffe wie e-Wasserstoff, e-Methan, e-Methanol oder e-Diesel, die mit Ökostrom und Kohlenstoff aus der Luft hergestellt und dann weiterverarbeitet werden, ebnet jetzt einen neuen Weg. Der Bedarf an ihnen ist riesig: 20.000 TWh Energie in Form von Kraftstoffen werden im Jahr 2050 benötigt – so eine Analyse von Rolls-Royce Power Systems. Rechnet man das in Diesel um, entspricht dies zwei Billionen Litern.

Geringe Energiedichte von Wasserstoff

Hergestellt werden diese neuen Kraftstoffe in einem Power-to-X-Prozess. Das Prinzip: Erneuerbare Energiequellen wie Wind oder Sonne liefern elektrischen Strom. Dieser zerlegt per Elektrolyse Wasser in seine Bestandteile Wasserstoff und Sauerstoff. Der Wasserstoff lässt sich direkt nutzen in einem Wasserstoffmotor, in einer Flugzeugturbine oder in einer Brennstoffzelle. Er hat aber eine relativ geringe Energiedichte, braucht also viel Tankvolumen, und ist nicht ganz einfach zu lagern und zu transportieren. Energiedichter und leichter zu lagern sind andere

Kraftstoffe, die auf Basis des Wasserstoffs hergestellt werden können. Mit weiterem Energieeinsatz und mit Kohlenstoff aus der Luft oder aus Biomasse lassen sich andere synthetische Kraftstoffe wie e-Wasserstoff, e-Methan, oder e-Diesel herstellen. So wird mit Strom Kraftstoff gewonnen. Er kann klimaneutral verbrannt werden, weil kein zusätzliches CO₂ entsteht.

Andere Synthesemöglichkeiten sind Methanol oder Ammoniak, letztere benötigt kein CO₂ in der Synthese. Die Verbrennungsmotoren müssen für den Einsatz der synthetischen Kraftstoffe allerdings modifiziert werden.

Welche Kraftstoffe sind in Zukunft bedeutsam?

Die große Frage der Experten bei Rolls-Royce ist nun, welcher Treibstoff in Zukunft der wirtschaftlichste und energieeffizienteste ist. „Wenn man aus Wasserstoff e-Methan, e-Methanol oder e-Kerosin herstellt, benötigt man zusätzliche Energie und CO₂“, erläutert Daniel Chatterjee, Director Technology Management & Regulatory Affairs bei Rolls-Royce Power Systems. „Methan oder Diesel könnten mit der bestehenden Technologie und Infrastruktur genutzt werden. Trotzdem könnten Ammoniak oder Methanol wichtige, neue Kraftstoffe sein, besonders in der Schifffahrt. Allerdings müssten zunächst Sicherheits- und Infrastrukturfragen geklärt werden“, ergänzt er. Bei stationären



Motoren für die Stromerzeugung sieht die Welt dagegen anders aus. Hier können beispielsweise bestehende Erdgasnetze für den Transport von e-Methan genutzt werden oder e-Wasserstoff dezentral erzeugt werden. „Ich gehe davon aus, dass wir künftig verschiedene Kraftstoffe haben werden. Es wird nicht einen geben, der die Lösung für alles ist“, resümiert Chatterjee. Er fügt hinzu: „Die Frage, welche Kraftstoffe wir für so zukunftsfähig für unsere Kunden halten, dass wir für sie neue MTU-Motoren oder andere Energiewandler entwickeln, wird uns in den nächsten Monaten und Jahren intensiv beschäftigen.“

Neue Kraftstoffe, neue Antriebskonzepte

Denn um diese neuen Kraftstoffe in Antrieb und Energie umzuwandeln, braucht es neue Produkte. Rolls-Royce Power Systems beschäftigt sich schon jetzt intensiv mit der Brennstoffzelle und einem Wasserstoffmotor. Im Forschungsprojekt MethQuest arbeiten Ingenieure von Rolls-Royce neben Gasmotorenkonzepten zur Reduzierung der klimaschädlichen Methan-Emissionen auch an der Methanol- und Wasserstoffverbrennung. „Die bisherigen Versuche auf dem Einzylinderprüfstand sind sehr ermutigend“, so Chatterjee.

Auch bei der Brennstoffzelle stehen die nächsten Schritte an. Derzeit wird am Rolls-Royce-Standort in Friedrichshafen

ein erster Demonstrator für eine stationäre MTU-Brennstoffzelle in Betrieb genommen – auf Basis von Brennstoffzellenmodulen, die eigentlich für den Antrieb von Straßenfahrzeugen gebaut sind.

Politische Förderung notwendig

Um den gesamten zukünftigen Bedarf an eKraftstoffen zu decken, werden große Power-to-X-Anlagen notwendig sein. Es ist aber davon auszugehen, dass auch dezentrale, kleinere Anlagen möglich und attraktiv sind, in denen Strom zu eKraftstoffen synthetisiert wird. „Da sehe ich durchaus einen Markt für Rolls-Royce Power Systems“, so Chatterjee. Er nennt jedoch auch eine Voraussetzung, die entscheidend für den Erfolg dieser neuen Kraftstoffe ist: Die politische Förderung. Denn wirtschaftlich werden die Kraftstoffe in absehbarer Zeit nicht sein. „Wenn die Politik die Klimaziele, die sie sich selber gesetzt hat, erreichen will, muss sie die Rahmenbedingungen schaffen und diese Kraftstoffe fördern. Nur so können wir das Ziel erreichen, im Jahr 2050 – oder schon früher – Schiffe, Züge, Schwerlastfahrzeuge oder Energieanlage klimaneutral anzutreiben“, so Chatterjee. □

Speicherprojekt

WASSERSTOFF GANZ NACH BEDARF

Im Februar hat EWE das Projekt HyCAVmobil gestartet. Dabei geht es darum, Wasserstoff in Salzgestein zu lagern. Die Unterschiede zu Erdgas liegen weniger in der Speichertechnik als in der Betriebsweise der Kavernen.

TEXT: Michael Nallinger für Energy 4.0 BILDER: EWE; iStock, Olemedia

Für Stefan Dohler ist der Aufbau einer Wasserstoffwirtschaft ein zwingend notwendiger Schritt hin zu einem nachhaltigen und klimaschonenden Energiesystem. Dabei kommt laut dem EWE-Chef der Speicherung eine besondere Bedeutung zu, da „diese unerlässlich ist, um Wasserstoff als Energieträger bedarfsgerecht zur Verfügung stellen zu können“. Das Oldenburger Energieunternehmens macht hier Nägel mit Köpfen. Im brandenburgischen Rüdersdorf bei Berlin baut man in rund 1.000 Metern Tiefe einen Kavernenspeicher im Salzgestein, um dort erstmalig 100 Prozent Wasserstoff einzuspeichern. Der in unterirdischem Salzgestein angelegte Hohlraum entsteht durch Ausspülen des Salzgesteins mit Frischwasser. „Wir wollen beim Thema Langfristspeicherung von grünem Wasserstoff von der Theorie in die Praxis gehen“, erläutert EWE-Wasserstoffbotschafter Paul Schneider. Der Zeitplan für den Bau der 500-Kubikmeter-Test-Kaverne zur Speicherung von fünf bis sechs Tonnen Wasserstoff sieht

wie folgt aus: Nach dem Baubeginn im Februar dieses Jahres, sollen die Test im Frühjahr 2022 starten. Erste Ergebnisse erwartet Schneider im Herbst 2022. Ein besonderes Augenmerk des Projekts liegt auf dem Reinheitsgrad des Wasserstoffs nach dem Ausspeichern aus der Kaverne. „Dies ist für die Anwendung in der Mobilität eine zentrale Frage“, betont Schneider. Standard für den Einsatz von Wasserstoff in diesem Sektor ist Wasserstoff 5.0, der einen Reinheitsgrad von 99,999 Prozent aufweist.

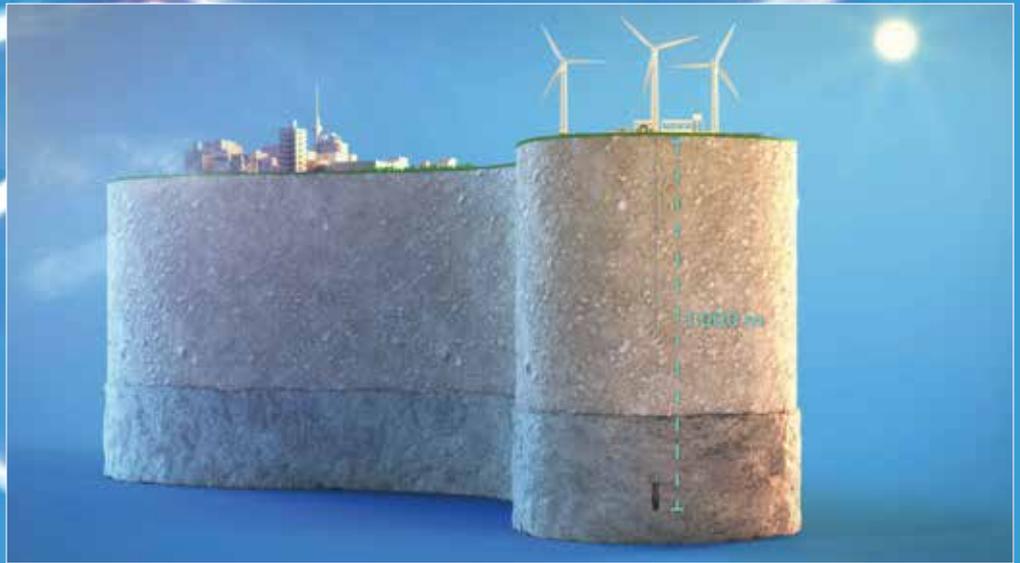
Zehn Mio. Euro Investition

Das Investitionsvolumen des Projekts mit dem Namen HyCAVmobil beläuft sich auf rund zehn Millionen Euro – vier Millionen stammen von EWE. Die restliche Summe steuert die Förderung aus dem Nationalen Innovationsprogramm Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie des Bundesverkehrsministeriums bei. Kooperationspartner von EWE ist das

DLR-Institut für Vernetzte Energiesysteme in Oldenburg. EWE obliegt dabei die Planung und Umsetzung des eigentlichen Kavernenprojekts, das DLR untersucht die Integration ins Energiesystem und prüft die Qualität des Wasserstoffs nach seiner Ausspeicherung. Mit HyCAVmobil beschreitet man Neuland. Zwar gibt es bereits weltweit Projekte zur Wasserstoffspeicherung, zum Beispiel in den USA oder Großbritannien, weiß der EWE-Wasserstoffbotschafter. Da das Projekt den Fokus auf der sektorübergreifenden Integration von Wasserstoffkavernen hat, was ein flexibles Ein- und Ausspeichern erfordert, setzt man damit „neue Maßstäbe“, sagt Schneider. Zumal ein weiterer Fokus wie gesagt auf dem hohen Reinheitsgrad des Wasserstoffes nach der Ausspeicherung liegt.

Abdichtungen für Wasserstoff

Grundsätzlich ist die Speicherung von Erdgas und Wasserstoff „sehr vergleich-



In rund 1000 Metern Tiefe soll der Kavernen-Wasserstoffspeicher entstehen. Der in unterirdischem Salzgestein angelegte Hohlraum entsteht durch Ausspülen des Salzgesteins mit Frischwasser.

bar“, weiß der Wasserstoffexperte. Das ist vorteilhaft, denn so kann die vorhandene Erdgasinfrastruktur mit geringen Modifikationen für den Wasserstofftransport genutzt werden. Bautechnische Änderungen betreffen unter anderem die Rohr-Zementverbindung in der Kaverne, die speziell für Wasserstoff geeignet sein muss. Dies gilt laut Schneider auch für die obertägigen Anlagen.

Unterschiede zum Erdgas gibt es vor allem in der Betriebsweise der Kavernen. Dies liegt vor allem daran, dass die Erzeugung von grünem Wasserstoff volatiler ist als die stetige Förderung von Erdgas. Weil Kavernen- im Vergleich zu Porenspeichern eine flexiblere Ein- und Ausspeicherung ermöglichen, sind diese besser zur Wasserstoffspeicherung geeignet.

Für die Tests im Rahmen des HyCA-Vmobil-Projekts ist keine eigene Wasserstoffproduktion vor Ort geplant. Der Wasserstoff wird über Trailer angeliefert.

Auf Kundenseite hat man insbesondere die Sektoren Industrie und Verkehr im Blick. Laut Schneider werden dazu auch schon entsprechende Gespräche geführt. Potenzielle Nutzer von Wasserstoff sind Stefan Dohler zufolge auch alle Unternehmen, die sich die Frage stellen, wie sie ihre Geschäftstätigkeit klimaneutral machen können. „Als Energiedienstleister sieht EWE sich dabei in besonderer Verantwortung. Die Energiewirtschaft muss der Industrie und anderen privaten wie gewerblichen Verbrauchern alternative und möglichst CO₂-freie Energie anbieten“, betont er.

Die Wertstoffkette im Blick

Als Energieversorger ist EWE unter anderem bereits im Bereich der Energieerzeugung, der großtechnischen Erdgasspeicherung und Transportinfrastruktur aktiv.

Damit sieht sich das Unternehmen entlang der Wertschöpfungskette des Wasserstoffs als Systemintegrator prädestiniert.

„Wir können perspektivisch zum Beispiel den Spediteur in der eigenen Region wie auch den Stahlproduzenten rundum mit Wasserstoff versorgen und mit Know-how zur Seite stehen“, unterstreicht Schneider.

Auch in Nordwestdeutschland verfügt EWE über Salzavernen, die sich perspektivisch zur Speicherung von Wasserstoff eignen könnten. Dabei kann die Dimension der Projekte schnell nach oben gehen, wie Schneider erläutert. Die Forschungskaverne habe mit 500 Kubikmetern etwa das Volumen eines Einfamilienhauses.

Dabei sei das Wasserstoff-Speicherkonzept problemlos auf Kavernen mit dem 1.000-fachen Volumen übertragbar seien.

„Ziel ist es, in Zukunft Kavernen mit Volumina von 500.000 Kubikmetern – in denen der Eiffelturm aus Paris Platz fände – zur Wasserstoffspeicherung zu nutzen“, erklärt der EWE-Ingenieur. □

Projekt eFarm in Nordfriesland

Sektorenkopplung endlich intelligent machen

Die Vokabel Sektorenkopplung ist in der Politik angekommen: Mit grünem Strom auch den Verkehr und die Wärmeversorgung zu dekarbonisieren, klingt schließlich praktisch. Doch einfach mit Strom zu heizen, Auto zu fahren, oder Elektrolyseure zu betreiben greift viel zu kurz. Die Technologien für eine wirklich intelligente Kopplung der Sektoren stehen bereit. Das zeigen unter anderem Projekte wie der Stromlückenfüller und die eFarm von GP JOULE.

TEXT: Dr. Fabian Sösemann, GP JOULE BILDER: GP JOULE; iStock, Aaltazar

Das Projekt eFarm zeigt, wie Sektorenkopplung aussehen könnte: Fünf Windparks in Nordfriesland nutzen einen Teil ihres Stroms, um grünen Wasserstoff zu erzeugen. Der wird an zwei öffentliche Wasserstoff-Tankstellen in Husum und Niebüll geliefert und dort wiederum von zwei Brennstoffzellenbussen und PKW getankt. Die regionale Wertschöpfung sorgt für gute Akzeptanz.

Das Projekt hat acht Millionen Euro Zuschuss vom Bundesverkehrsministerium bekommen. Dass dieser nötig war, liegt nicht nur an den jungen Technologien, die in den kommenden Jahren noch wirtschaftlicher werden müssen und werden. Es liegt auch an Rahmenbedingungen, von denen seit Jahren alle Experten sagen, dass sie überarbeitet werden müssen, die aber immer noch ein überholtes Energiesystem mit fossilem Kraftwerkspark abbilden. Insgesamt war 2020 ein sehr gutes Jahr für grünen Wasserstoff. Viele Staaten und Regionen haben Wasserstoff-Strategiepapiere vorgelegt und Milliarden an Fördermitteln zugesagt. Die Nationale Wasserstoffstrategie machte neben Zuschüssen ein weiteres Versprechen, das zum Jahresende weitgehend eingelöst wurde: Im EEG 2021 wurde angelegt, dass der Strom für die elektrolytische Erzeugung von „grünem Wasserstoff“ ganz oder teilweise von der EEG-Umlage befreit werden soll.

Die richtige Steuerung ist wichtig

Damit ist ein dicker Stein aus dem Weg geräumt, doch der Weg ist noch lange nicht frei. Die Verordnung, die entscheidende Details regelt, wird für Sommer 2021 erwartet. Sektorenkopplung heißt nämlich nicht nur, dass man möglichst viele Elektrolyseure, Wärmepumpen und E-Autos ans Netz

bringt. Deren Steuerung muss auch zur richtigen Zeit die Anlagen am richtigen Ort ansprechen. Die Elektrolyseure müssen dann laufen, wenn grüner Strom reichlich verfügbar ist. Und sie müssen auf der gleichen Seite von Netzengpässen stehen wie die erneuerbaren Energiequellen – am besten an einem Standort, an dem zugleich die Nutzung der Abwärme möglich ist. Das EEG erlaubt, in der Verordnung „inhaltliche, zeitliche und räumliche“ Anforderungen zu stellen, mit denen sichergestellt werden soll, dass die Versorgung „glaubhaft“ aus erneuerbaren Energien erfolgt. Damit der Paradigmenwechsel in der Energielandschaft gelingt, muss die Regierung von dieser Möglichkeit Gebrauch machen. Nur, wenn die Wasserstoffherzeugung aktiv genutzt wird, um die fluktuierenden Energiequellen Wind und Sonne auszubalancieren, kann die Energiewende gelingen. Eine Möglichkeit hierfür sind Direktverträge, also Power Purchase Agreements, zwischen Windparkbetreibern und Wasserstoffherzeugern. Bezieht man noch den Strommarkt ein und erlaubt es, den Windstrom bei hohem Bedarf und hohen Preisen anderweitig zu verkaufen, bringt man die Elektrolyse auf den Weg zur Systemdienlichkeit.

Wenn sich dagegen Graustrom mit handelbaren Zertifikaten begrünen lässt, die zu beliebigen Zeitpunkten gelten, wird das Ziel verfehlt. Dann wird die Elektrolyse zum zusätzlichen Stromfresser, der sogar den Kohleausstieg ausbremsen könnte.

Doch selbst bei den Anlagen, für die die EEG-Umlage wegfällt, wird die Dynamik des Strommarktes von den statischen Netzentgelten überlagert. Das führt zum Beispiel dazu, dass viele Wärmepumpen und Nachtspeicherheizungen beharrlich abends anspringen, selbst wenn das Stromnetz am Tag von Solarstrom durchflutet wird. Doch nicht nur einfache



Schaltungen, sondern auch komplexe Energiemanagementsysteme haben in der Regel nicht die Energiewende als Ganzes im Blick. Sie dienen meist dazu, im Zusammenspiel mit Solaranlagen und Energiespeichern den Eigenverbrauch zu maximieren. Das kann man weder auf die Gier der Betreiber noch auf die Unkenntnis der Softwareentwickler schieben. Es liegt schlicht an den gesetzlichen Regelungen. Nur mit hohem Eigenverbrauch lohnt sich die Solaranlage, denn so spart der Betreiber Umlagen und Netzentgelte. Batteriehersteller werben oft damit, dass man auf diese Weise „das Netz entlasten“ würde. Doch in der Realität ist es Glückssache, ob der hohe Eigenverbrauch zum jeweiligen Zeitpunkt auch dem Netz oder der CO₂-Bilanz des Gesamtsystems nutzt. Womöglich hätte die Solarenergie, die nun in die Batterie oder die Wärmepumpe fließt, beim Nachbarn Braunkohlestrom verdrängt. Womöglich hätte man auch ein paar Stunden später das Elektroauto mit reinem Windstrom aus dem Nachbardorf betanken können, der stattdessen abgeregelt wurde. Und womöglich müssten sich Solaranlagenbetreiber dann nicht mehr mit dem Vorwurf fehlender „Solidarität“ herumschlagen, wenn sie selbst Netzentgelte sparen. Sie würden vielmehr real und sichtbar dazu beitragen, dass die Netzkosten sinken. Doch all das wissen bisher nur die Netzbetreiber – wenn überhaupt.

Engpässe aufzeigen

Wenn es nach der Europäischen Union geht und wenn das Wirtschaftsministerium mitspielt, werden wir es aber bald herausfinden. Die Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinie der EU (2019/944) sieht nämlich vor, dass die Netzbetreiber darstellen, wo und wann Engpässe bestehen. Obendrein sollen sie vorrechnen, ob sich diese am günstigsten durch physischen Netzausbau oder gezieltes Lastmanagement in den Griff bekommen lassen. Eine Aufgabe des neuen Energiewirtschaftsgesetzes ist es deshalb, die sinnvollen Transparenzvorgaben der EU so in eine nationale Vorschrift zu überführen, dass sie die gewünschte Wirkung erzielen können. Diese Zahlen könnten endlich Schwung in eine intelligente Sektorenkopplung bringen, weil sie öffentlich sichtbar machen, wie diese die Netzeffizienz steigern und die Kosten senken könnte.

Doch das Energiewirtschaftsgesetz muss nicht nur Transparenz bieten, sondern auch Handlungsanreize schaffen. Es wäre ein Leichtes, eine Wärmepumpe, die Ladung eines Elekt-

roautos oder eines Heimspeichers so zu steuern, dass sie nicht den Eigenverbrauch maximieren, sondern die CO₂-Bilanz des Strommixes minimieren oder das Netz stabilisieren. Die Ladelösungen von GP JOULE und vielen anderen Anbietern beherrschen dies längst. Indem man Netzentgelte je nach aktueller Lastsituation dynamisiert, schafft man Anreize, schneller Strom aus dem Netz zu ziehen, das Laden zu stoppen oder sogar Strom zurückzuspeisen. Bei der letzten Novelle des Energiewirtschaftsgesetzes legte das Wirtschaftsministerium allerdings einen Entwurf zur Umsetzung des § 14a EnWG vor, der hinter dem Potenzial dieser Option zurückblieb. Vielmehr sollten die Netzbetreiber vor allem steuernd eingreifen. Der Entwurf wurde wegen Unstimmigkeiten erst einmal zurückgenommen. Man darf gespannt sein, wie die neue Version ausfällt.

Redispatchmaßnahmen als Lösung

Eine Reform der Netzentgelte ist auch in räumlicher Hinsicht unerlässlich. Auf dem Strommarkt kann Windstrom von der Nordseeküste jederzeit in bayerische Industriegebiete umgebucht werden, als wäre das Netz eine Kupferplatte.

Wenn die Physik mit dem Markt nicht mithalten kann, müssen teure Redispatchmaßnahmen es richten. Das bedeutet nicht, dass Wasserstoff stattdessen direkt am Windpark erzeugt werden sollte. Im Sinne der Effizienz kann es durchaus sinnvoll sein, die erneuerbaren Stromerzeuger und Verbraucher in Clustern innerhalb einer Netzzone zusammenzufassen. Das erlaubt auch mehr Flexibilität bei der Standortwahl. So muss die Elektrolyseanlage nicht auf der grünen Wiese stehen, sondern dort, wo die Wege für den Wasserstoff kurz sind und die Abwärme genutzt werden kann. So ließe sich die in manchen Projekten der Elektrolyseur in der Nähe der Wasserstofftankstelle betreiben, was die Genehmigung einfacher macht und die Kosten für den Transport des Wasserstoffs senkt.

Dass ein verlässliches und bezahlbares Energiesystem mit Wind und Sonne in der Hauptrolle möglich ist, wurde vielfach simuliert. Intelligente technische Lösungen sind vorhanden, um die Sektoren effizient miteinander zu koppeln und die Verfahren räumlich und zeitlich gezielt zu nutzen. Die Preise sinken schnell. Nun muss die Politik den Weg frei machen, um diese Lösungen auch zu nutzen. □

Photovoltaik-Anlagen verschönern

Solaranlage an die Natur angelehnt

Photovoltaik- und Solarthermie-Anlagen, die sich an den Flügeln des Morpho-Schmetterlings orientieren, wurden nun von Forschern entwickelt. So soll die Akzeptanz der Anlagen gesteigert und ein harmonischeres Bild bei Fassaden geschaffen werden.

TEXT: Fraunhofer-Institut für solare Energiesysteme ISE BILD: iStock, Liliboas

Photovoltaik- und Solarthermie-Anlagen wirken in ästhetischer Hinsicht an Gebäuden oft wie Fremdkörper. Forscherinnen und Forscher am Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE haben deshalb Verfahren entwickelt, mit denen Anlagen mit einer homogenen und leuchtend farbigen Oberfläche hergestellt werden können. Diese werden auf der Messe BAU vorgestellt. Das Prinzip wurde dem Flügel des Morpho-Schmetterlings entlehnt. Damit lassen sich die Anlagen künftig harmonisch in Fassaden einfügen. Den erneuerbaren Energien könnte das noch einmal einen Schub verleihen.

Aus Sonne Strom zu gewinnen, ist heute selbstverständlich. Denn Photovoltaik-Anlagen haben sich längst zu einer Standard-Technologie entwickelt. Anders als noch vor 20 Jahren werden sie heute mit etablierten Verfahren in großen Mengen preiswert hergestellt. Eines aber hat sich in all den Jahren nicht wirklich verändert: das Aussehen der Photovoltaik-Module – schwarz-glänzende Platten mit einer Schutzhaute aus Glas, darunter die Photovoltaik-Zellen von der Größe einer kleinen Badezimmerkachel, die wie auf einem Schachbrett miteinander verlötet sind. Wirklich schön sind diese Module nicht. Schon gar nicht, wenn sie an eine Hausfassade geschraubt werden. Dabei wäre es überaus sinnvoll, nicht nur die Dächer, sondern auch Hauswände mit Photovoltaik-Anlagen zu versehen. Denn um die Energiewende zu schaffen, müssen die erneuerbaren Energien weiter ausgebaut werden. 2500 Quadratkilometer zusätzlicher Photovoltaik-Anlagen werden dafür benötigt. Auf den deutschen Fassaden wäre genug Platz dafür.

Doch bei Bauherren und Architekten sind Photovoltaik-Anlagen als gestalterisches Element wenig beliebt. Zu stö-



rend sind diese Objekte. Forscherinnen und Forscher vom Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE in Freiburg haben deshalb ästhetische, farbige Module für die Gestaltung von Fassaden entwickelt, denen man ihren eigentlichen Zweck gar nicht mehr ansieht. Die bunten Bauteile lassen sich in der gewünschten Farbe herstellen und sich fast unsichtbar in eine Fassade oder ein Dach integrieren. Modernen Gebäuden mit vorgehängter, hinterlüfteter Fassade können sie gar den letzten Schliff geben. „Die zündende Idee für die Entwicklung bestand darin, die Deckgläser der Module nicht mit Farbpigmenten einzufärben, sondern vielmehr den physikalischen Effekt des Schmetterlingsflügels nachzuahmen“, sagt Dr. Thomas Kroyer, Leiter der Gruppe Beschichtungstechnologien und -systeme. Denn beschichtet man Gläser mit Pigmenten, büßen diese viel von ihrem Wirkungsgrad ein, weil das Licht nicht mehr ungehindert in das Modul eindringen kann. □

CROSSING THE SYSTEM BORDERS



Grenzen überwinden – CrossBoard®-Komponenten einsetzbar im 185 mm-Sammelschienensystem

Mit dem neuen Basissystem-Adapter entstehen neuartige Lösungen in Verbindung mit dem System 185Power, die bisher nicht möglich waren. Er ermöglicht den Einsatz von Komponenten des CrossBoard® auf dem System 185Power. Über die CrossLink®-Schnittstelle lassen sich die CrossBoard®-Produkte einfach auf den Basissystem-Adapter aufrasten.

185
POWER



INDUSTR.com

DAS INDUSTRIE-ECOSYSTEM

publish
industry
verlag

NETZWERK – WISSEN – BUSINESS

AUTOMATION

ENERGIETECHNIK

ELEKTRONIK

PROZESSTECHNIK



INDUSTR.com – DAS INDUSTRIE-ECOSYSTEM

INDUSTR.com unterstützt nachhaltig Ihre Informations- und Kaufprozesse. Mit hoher Industrie- und Technikexpertise fokussiert **INDUSTR.com** die Märkte Energie & Energietechnik, Maschinen- & Anlagenbau, Industrieautomation, Elektronik & Elektrotechnik, Chemie & Pharma, Kunststoffindustrie, Food & Beverage, Bio- & Umwelttechnik – die gesamte produzierende Industrie.