

energy^{4.0}

ENERGIE. TECHNIK. INDUSTRIE.

MAI | 2021

DIGITALE ENERGIEWENDE

PORTALE UND
WHITELABEL-LÖSUNGEN
VON UNIPER

FOKUSTHEMA GAS

Gas und die Alternativen
effizient nutzen ab S. 12

SOLAR

Sonnenenergie auch in der
Nacht produzieren S. 35

ELEKTROMOBILITÄT

Mit End-to-End-Konzept ans
Ziel kommen S. 55



Maßgeschneiderte Energielösungen für Ihr Unternehmen – für eine grüne Zukunft.

Senken Sie Ihre Stromkosten und gehen Sie mit einer CO₂-freien
Eigenverbrauchslösung neue Wege

Das Team der BayWa r.e. Power Solutions GmbH unterstützt Sie dabei, Ihre Zielvorgaben für Erneuerbare Energien umzusetzen. Hierzu bieten wir Ihnen ganzheitliche Energielösungen.

Lassen Sie sich noch heute beraten!



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

Für weitere Informationen besuchen Sie bitte
auch unsere Website: solutions.baywa-re.com



Jessica Bischoff, Chefredakteurin Energy 4.0:
Daten, Daten und noch mehr Daten... Die bescheren uns die Smart Meter, die Schritt für Schritt im Feld installiert werden sollen. Aber lesen wir diese auch richtig aus? Was können sie uns sagen? Und wie können wir diese Daten bestmöglich nutzen, damit sie uns nutzen? Deshalb frage ich Sie:

WIE KÖNNEN WIR DER SMART-METER-DATENFLUT HERR WERDEN?

Yvonne Röber, Account Managerin und beratende Branchenexpertin für die Energiebranche bei der Uniserv:

Das Stromnetz wird zunehmend intelligent. Seit Messstellenbetreiber schrittweise je nach Verbrauchsmenge dazu verpflichtet sind, digitale Stromzähler und ein Gateway als dazugehörige Kommunikationseinheit einzubauen, werden die erfassten Datenmengen zunehmend größer. Jedes angeschlossene Elektrogerät, aber auch Erzeugungsanlagen regenerativer Energien oder Elektromobile, senden bei Nutzung Informationen an den intelligenten Stromzähler. Von dort aus gehen die Daten verschlüsselt an den Betreiber. Da es sich vor allem auch um personenbezogene Daten handeln kann, ist nicht nur eine wirtschaftliche, sondern auch eine datenschutzkonforme Erhebung und Weiterverarbeitung der Daten absolut notwendig. Neben dem steigenden Datenaufkommen wandeln sich zudem auch die Rollen der Marktteilnehmenden – mit der Solarzelle auf dem Dach wird ein Privathaushalt ja ebenfalls zum Erzeuger. Somit wird die Handhabung der Geschäftspartnerdaten ein Stück komplexer.



Damit die Daten nicht ungenutzt brach liegen, können Energiedienstleister aus verschiedenen Szenarien zusätzliche Mehrwerte generieren. Sie können beispielsweise basierend auf der Verbrauchshistorie individuelle und bedarfsgerechte Stromtarife anbieten, bei einem hohen Stromverbrauch einzelner Geräte Energiespartipps als Serviceleistung bieten, oder bei Lastspitzen Anregungen zum Ausgleich herausgeben.

Auch weil zukünftig noch weitere Verbräuche, also etwa von Gas und Wasser, vom Smart Meter erfasst werden können, ist es entscheidend für Energieunternehmen, mit den Daten auch gut umgehen zu können. Die Datenqualität ist hochzuhalten, damit alle von entsprechenden Analysen profitieren können. Anbieter können so eine überzeugende Customer Experience bieten und Upselling-Möglichkeiten nutzen – umso wichtiger, wenn der direkte Kontakt zum Kunden entfällt. Ein nachhaltiges Datenmanagement ist hier unerlässlich, damit eine hochwertige und qualitätsgesicherte Datenbasis entsteht. Das ist die Grundlage, um das in den Daten enthaltene Wissen nutzbar zu machen.



Der neue INDUSTR.com- Podcast

INSPIRATIONEN VON
MACHERN IN DER
INDUSTRIE

JETZT
REINHÖREN



soundcloud.com/
industr-com



INHALT

MARKT

- 06 PV-Module nach Rosen-Vorbild

TITELREPORTAGE

- 08 Digitale Energiewende
11 „Wir haben uns der Transformation verpflichtet!“

FOKUS: GAS

- 12 Umfrage: Wie relevant ist Gas in Deutschland und für die deutsche Industrie?
14 Aufbau einer Wasserstoffwirtschaft
19 „Das Ziel ist die Versorgungssicherheit“

DIGITALISIERUNG & VERNETZUNG

- 22 Interoperale Cloud-Lösung
26 Mit Fernwirktechnik leichter ins Netz

RUBRIKEN

- 03 Editorial
41 Firmenverzeichnis & Impressum
66 Rücklicht

FOKUS
GAS

08

DIGITALE ENERGIEWENDE

Portale und Whitelabel-Lösungen
von Uniper



ab Seite 55

ELEKTROMOBILITÄT

E-Autos intelligent in die Stromnetze integrieren

ab Seite **12**

GAS

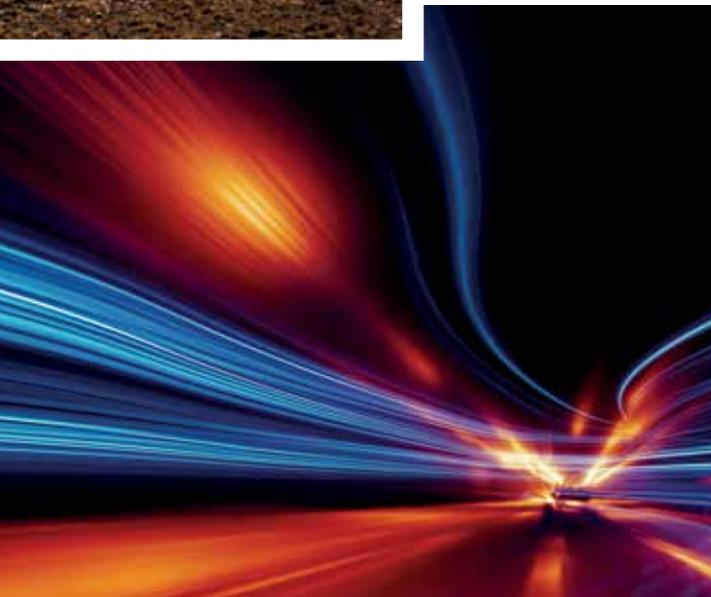
Branchenexperten stehen
Rede und Antwort



32

**GEKOPPELTE SOLAR- UND
WASSERKRAFT**

Stromversorgung auf 2.000 Meter



SOLAR

- 29** „Solarenergie soll so einfach wie möglich werden“
- 32** Stromversorgung auf 2.000 Meter
- 35** Blindleistungsregelung: Arbeiten, wenn alles schläft
- 38** Vom größten Niedermoor zum größten Solarpark
- 42** Solarenergie mit Kniff

ENERGIENETZE

- 45** Power-Quality-Lösung für die Energiewende
- 46** Promotion: Spitzenprodukte
- 48** „Redispatch 2.0: Möglichst vollautomatisiert die Prozesse umsetzen“

ENERGIESPEICHER

- 50** Für eine CO₂-freie Welt
- 52** Brücke zwischen Sektoren

SPEZIAL: ELEKTROMOBILITÄT

- 55** Eine rosige Zukunft für die Elektromobilität
- 59** Schneller Umstieg auf Elektroautos
- 60** Neue Mobilität für Unternehmen
- 62** Elektromobilität und Stromnetz: dynamisch regeln statt hart steuern

Antireflexfolie

PV-MODULE NACH ROSEN-VORBILD

Eine neue Folie entspiegelt Oberflächen und kann Solarmodule um bis zu zehn Prozent effizienter machen. Ihre Mikro- und Nanostrukturen sind Rosenblütenblättern nachempfunden.

TEXT: Demian Kutzmutz, Energy 4.0, nach Material von Phytonics BILD: Phytonics



Rosen bergen ein interessantes Geheimnis: Das äußere Abschlussgewebe ihrer Blütenblätter, die Epidermis, besteht aus dicht gedrängten Mikrostrukturen, die zusätzlich durch Nanostrukturen gerippt sind. Mit diesen winzigen Strukturen fängt die Pflanze alles einfallende Licht in ihren Zellen ein – heraus lässt sie nur das sichtbare Spektrum, das der Blüte ihre satte Farbe verleiht. Von diesem Prinzip hat sich das KIT-Spin-off Phytonics inspirieren lassen und eine Antireflexfolie entwickelt, die die Vorteile von hochglänzenden und matten Oberflächen vereint. Damit lassen sich Poster, Verkehrszeichen, Möbelstücke, Verpackungen und vieles mehr intensiv färben, ohne störende Reflexionen in Kauf nehmen zu müssen. Vor allem interessant ist die Folie aber für Photovoltaikanlagen: Indem sie das Absorptionsspektrum und die Einfallswinkeltoleranz von Solarmodulen steigert, macht sie diese um bis zu zehn Prozent effizienter. Dabei ist sie zusätzlich resistent gegenüber Umwelteinflüssen wie UV-Licht, Nässe und Temperaturschwankungen.

Portale und Whitelabel-Lösungen

Digitale Energiewende

Uniper sieht sich in einem immer dynamischeren Umfeld im Bereich der Energiewirtschaft als enger Partner von Energie- und Industrieunternehmen. Neben grünen Produkten und Dienstleistungen sind digitale Lösungen wesentlicher Teil der Servicepalette.

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

In den vergangenen Jahren hat das Energieunternehmen Uniper sein Portfolio gestrafft und sich am Markt neu aufgestellt. Die hinter diesem Transformationsprozess stehende Unternehmensstrategie Empower Energy Evolution definiert sich über das Zieldreieck Dekarbonisierung, Kundenlösungen und Versorgungssicherheit. Ein wesentlicher Punkt, der alle drei Elemente von Empower Energy Evolution voranbringt, ist dabei die Digitalisierung. „Die vergangenen Wochen und Monate haben gezeigt, welche Vorteile die Digitalisierung bietet“, sagt Gundolf Schewpe mit Blick auf die Corona-Pandemie. Der Vorsitzende der Geschäftsführung der Uniper Energy Sales GmbH nennt hier ein schnelles Reagieren auf ein sich rasant veränderndes Umfeld als wesentlichen Pluspunkt, da die Digitalisierung Unternehmen insbesondere bei Standardprozessen entlastet. Ein Beispiel: 2020 konnten die Uniper-Mitarbeiter den jährlichen Prozess der Leistungsbeurteilung komplett online durchführen – ein gutes Beispiel für die Fortschritte durch die Digitalisierung.

Laut dem Vertriebschef ist es hier wichtig, als großer Energieversorger in einer solchen Situation verantwortungsvoll zu agieren: „Für uns heißt das in Zeiten von Corona beispielsweise auch, wo immer es möglich ist, aus dem häuslichen Arbeits-

zimmer zu arbeiten. Darauf haben wir uns schnell und gut eingestellt.“ Schließlich zähle die Energieversorgung zu den relevanten Infrastrukturen und eine sichere Energieversorgung sei jetzt wichtiger denn je. Digital gut aufgestellt zu sein sei hier daher von enormer Wichtigkeit, damit Prozesse auch in ungewohnten Situationen weiterhin so funktionieren, wie sie sollen. Versorgungssicherheit ist hier das Stichwort. „Um diese zu gewährleisten sind wir bei Arbeitsschutz und Infektionsvorsorge traditionell sehr genau“, unterstreicht Schewpe.

Schnelle Reaktion auf Corona

Corona zeige einmal mehr, wie wichtig es ist, die Energieversorgung zukunftsfähig und sicher aufzustellen, sagt der Vertriebschef. Dabei hilft die Digitalisierung, welche die Energiewelt prägt und für die Energiewende eine neue Dynamik entfaltet. Wer den Mehrwert von digitalen Anwendungen erkennt und für sich nutzt, wird nachhaltig davon profitieren. Dies sei bei Uniper gelungen: „Dadurch, dass wir die Digitalisierung intern wie extern bereits früh als strategische Ausrichtung erkannt haben, blieb der Vertrieb voll handlungsfähig, als die Bundesregierung die erste Leitlinie zur Corona-Pandemie veröffentlichte.“

Sicher ist, nicht die Energie selbst ändert sich, vielmehr wird die komplette Wertschöpfungskette wesentlich von der Digitalisierung erfasst – angefangen bei der effizienten Steuerung von Kraftwerken über den Transport der Energie bis hin zum Vertrieb. Und auch im Aftersales-Bereich sind digitale Lösungen gefordert. In diesen Bereichen, dem Beschaffungs- und Portfoliomanagement, treibt Uniper die digitalen Themen voran mit produktspezifischen Portalen, White-Label-Lösungen für Stadtwerke und hohen Sicherheitsstandards.

Laut Schweppe sieht sich Uniper als Vorreiter im Bestreben, Kunden passende Angebote zu machen und gemeinsam Partnerschaften einzugehen. Dabei stehen drei digitale Lösungen im Zentrum:

- Uniper Direkt: Onlineshop für Industrie und Mittelstand
- Energiepreis-Online: White-Label-Version von Uniper Direkt für Stadtwerke und Energieversorger
- Uniper Digital: Selfservice-Plattform für Großkunden

Im Jahr 2017 startete der Energieversorger mit Uniper Direkt, dem nach eigenen Angaben deutschlandweit ersten Onlineshop für Strom und Gas für größere Gewerbekunden. „Hier haben wir eine Marktlücke geschlossen“, betont Schweppe. Die

Unternehmen beschaffen darüber Energie direkt vom Großhändler und profitieren von attraktiven Großhandelskonditionen. Ein Konzept, das ankommt: Wie das Unternehmen mit Hauptsitz Düsseldorf mitteilt, werden aktuell rund 80 Prozent aller Strom-Vollversorgungsverträge digital abgeschlossen, eine digitale Rechnungsstellung ist dabei bereits Standard.

Entlastung für den klassischen Vertrieb

Für Stadtwerke und Energieversorger bietet das White-Label-Angebot „Energiepreis Online“ die Möglichkeit, auch online Industrie- und Gewerbekunden zu gewinnen, damit den klassischen Vertrieb zu entlasten und neue Vertriebskanäle zu erschließen. Laut Uniper ist die schlüsselfertige Lösung direkt adaptier- und einsetzbar, eine kosten- und zeitintensive eigene IT-Entwicklung und -Umsetzung entfällt. „Das Stadtwerk bleibt weiterhin Vertragspartner und Lieferant seiner Kunden. Das garantiert die volle Kontrolle über die Ausgestaltung der Endkundenverträge“, erläutert Schweppe.

Zudem sprechen Performance-Gründe für den Einsatz von Energiepreis Online. Denn eigene Vertriebsmitarbeiter der Energieunternehmen können die Software verwenden,



Uniper digitalisiert die Energiewelt mit innovativen Energielösungen und Energieprodukten.

um Angebote im Home-Office, beim Kunden vor Ort oder im Büro zu kalkulieren. So lässt sich der Vertrieb über Energieberater drastisch vereinfachen, merkt der Vertriebschef an. Dieses Vorgehen senke nicht nur den Zeitaufwand, sondern auch das Fehlerrisiko im Vergleich zu manuellen Prozessen.

Verträge zu ca. 60 Prozent digital bewirtschaftet

Über die Uniper-Selfservice-Plattform „Uniper Digital“ haben große Industriekunden und Regionalversorger die Möglichkeit, ihr Uniper-Portfolio selbstständig und online zu bewirtschaften. Ein Angebot, das laut Uniper genutzt wird: Knapp 60 Prozent aller Verträge werden bereits digital bewirtschaftet. Mit nur wenigen Klicks werden dort Energiemengen gehandelt. Gleichzeitig erhalten die Kunden einen direkten Marktzugang zu Strom- und Gashandelsprodukten. Aktuell greifen etwa 1.000 Kunden darauf zu, allein über 550 neue Nutzer verzeichnet man seit Beginn der Pandemie.

Einer davon sind die Städtischen Werke in Kassel. „Uniper Digital bringt uns mehr Flexibilität für unsere Energiebeschaffung“, erläutert Dr. Frank Hoster. Für den Leiter Energiewirtschaft, Beschaffung und Handel des kommunalen Unternehmens hat Uniper Digital zudem weitere Vorteile: „Wir können uns so mit Stundenfahrplänen komfortabel eindecken und damit risikoärmer und günstiger einkaufen als früher.“ Dabei hat Hoster unter anderem die Unwägbarkeiten in den heutigen Zeiten der Energiewende im Blick: „Es kann immer eine Dunkelflaute geben, in der die dezentrale Energieerzeugung aus regenerativen Anlagen nicht genügend Strom liefert.“ Mit dem neuen Angebot würden zudem die Industriekunden direkt von

den niedrigen Preisen profitieren, die die Städtischen Werke an diese weitergeben.

Für Schewpe ist die Partnerschaft mit den Städtischen Werken in Kassel ein gutes Beispiel für eine erfolgreiche Geschäftsbeziehung in Zeiten, in denen Kooperationen zunehmend an Bedeutung gewinnen. Dabei blickt er auch schon in Richtung Zukunft: „Digitalisierung wird eine immer wichtigere Rolle spielen, sowohl im Vertrieb als auch in der gesamten Energiebranche“, prognostiziert der Vertriebschef.

Neben den Services Energiebeschaffung, Energiedaten und Marktdaten bietet Uniper Digital weitere Servicefunktionen. Unter anderem Rechnung Online: Rechnungsdokumente und Zusatzreports können hier online abgerufen und versendet werden. Mit Beginn des ersten Lockdowns im Frühjahr 2020 hat Uniper schnell reagiert und diese Dienstleistung für 96 Prozent der Nutzer freigeschaltet, damit sie sofort und unverzüglich komfortabel weiterarbeiten können. 82 Prozent haben sich dazu entschieden, diese Umstellung auch nach dem ersten Lockdown beizubehalten. Ein nachhaltiger wie wichtiger Schritt: Durch die Umstellung auf E-Mail-Versand konnten im vergangenen Jahr etwa 30.000 Blätter Papier eingespart werden.

Neben diesen eigenen Produkten stellt das Angebot auf En-macc einen weiteren Baustein in der Digitalisierung des Handels- und Sales-Geschäftes dar. Seit 2021 bietet Uniper ihren Kunden auch die Möglichkeit Commodity-Geschäfte über die Handelsplattform abzuschließen. Dieser zusätzliche digitale Vertriebsweg ermöglicht Uniper und Handelspartnern weitere Vorteile bei Effizienz, Prozesssicherheit und Komfort. □

Gundolf Schewpe, Vorsitzender der Geschäftsführung der Uniper Energy Sales

„Wir haben uns der Transformation verpflichtet!“

Der Klimawandel ist eine der größten globalen Herausforderungen. Bedingt durch den steigenden Energiebedarf ist Energie das zentrale Thema, wenn es um eine nachhaltige und bessere Zukunft geht. Stadtwerke, Industrie, Politik und Energieversorger müssen Lösungen zur Reduktion von CO₂ liefern.

DAS INTERVIEW FÜHRTE: Michael Nallinger für Energy 4.0 **BILD:** Christoph Buenten



Was sind die wichtigsten Herausforderungen rund um die Energiewende und wie kann die Energiewirtschaft effizient darauf reagieren?

Vielfältige Gesetze und Maßnahmen sollen die Weichen stellen, um die dringend erforderliche Veränderung zu beschleunigen. Ziele und Vorgaben des Klimaschutzplans und -programms bringen dabei diverse Herausforderungen mit sich. Der Handlungsdruck für die Energiewirtschaft resultiert demnach aus drei Quellen: Erstens muss sie Teil einer klimafreundlichen und gesamtgesellschaftlichen Lösung werden und sich das Vertrauen wesentlicher Stakeholder als zuverlässiger Partner nachhaltig erarbeiten. Zweitens muss sie trotz steigender Komplexität bei Vorgaben und Vorschriften sicher navigieren und kompetenter Ansprechpartner für die Kunden bleiben. Und drittens auf dem Fundament der erstgenannten Punkte muss sie ein zukunftsfähiges Geschäft entwickeln und gleichzeitig bestehende Einnahmequellen nachhaltig aufstellen, damit Investitionsmittel für neue Geschäftsmodelle überhaupt zur Verfügung stehen.

Welche Implikation haben diese Annahmen für das Uniper Geschäft?

Wir als Uniper wollen die Energiewende aktiv mitgestalten und haben uns der Transformation verpflichtet. Das bedeutet, wir wollen und müssen den Energiebedarf von heute decken, Schritt für Schritt in eine nachhaltigere Zukunft gehen und dabei unsere Kunden, Stadtwerke wie Industriekunden, unterstützen, eben diese Herausforderungen zu meistern und ihre eigene Dekarbonisierung voranzutreiben. Die Notwendigkeit, Veränderungen zu erkennen und sich Netto-null-Ziele zu setzen, ist die eine Sache – Maßnahmen zu ergreifen und ein Unternehmen so umzugestalten, dass es den Herausforderungen der Zukunft gewachsen ist, ist eine ganz andere. Für unsere Kunden ist es oftmals nicht leicht, sich auf die Richtlinien der Politik zum Klimaschutz in der vorgegebenen Kürze der Zeit einzustellen. Wir sehen uns in der Verantwortung, unsere Partner und Kunden mit unserem breiten Know-how auf dem Weg ihrer Transformation hin zu einem klimafreundlicheren Unternehmen ideal zu unterstützen.

Wie passen Digitalisierung und Energiewende zusammen?

Wir begreifen Digitalisierung als integralen Bestandteil der Energiewende. Denn nicht die Energie selbst ändert sich, vielmehr wird die komplette Wertschöpfungskette, neben anderen Aspekten, ganz wesentlich von der Digitalisierung erfasst. Sie ist demnach eine komplexe Aufgabe und bedarf einer systematischen Herangehensweise. Die Digitalisierung kann Prozesse vereinfachen, sie schneller und auch kostengünstiger machen. Weiter trägt sie zur Weiterentwicklung des eigenen Unternehmens bei und hilft bei der Umsetzung von CO₂-Reduktions-Maßnahmen. Sie kommt zum Einsatz bei der effizienten Steuerung von Kraftwerken, einem sicheren Vertrieb von Produkten, beim Transport der Energie sowie bei der bestmöglichen Nutzung von Infrastruktur generell. □

Umfrage Gas

WIE RELEVANT IST GAS IN DEUTSCHLAND UND FÜR DIE DEUTSCHE INDUSTRIE?

Das Thema Gas ist in aller Munde und Teil der Versorgungssicherheit mit Energie. Wir haben Experten dazu befragt und spannende Einblicke erhalten.

UMFRAGE: Jessica Bischoff, Energy 4.0 **BILDER:** bmp Greengas; Landwärme; VNG; iStock, Andre2013



REGINA HAFNER

Ob Pharma, Chemie, Verpackung oder Lebensmittel: Alle Industrien arbeiten mit Gas, sei es zur Strom- und Wärmeerzeugung, als Prozessenergie oder auch als Rohstoff zur Weiterverarbeitung in Produktionsprozessen. Gerade Glashütten oder Stahlwerke sind dabei besonders energieintensiv – und somit auch große CO₂-Emittenten. Auch in der Automobil- oder der pharmazeutischen Industrie kommt es so zu klimaschädlichen Effekten. Zwar sind diese bei Erdgas geringer als bei Öl oder Kohle. Aber es ginge deutlich besser, wenn stattdessen Biomethan zum Einsatz käme. Denn das grüne Gas ist quasi klimaneutral. Darüber hinaus sind für die Umstellung keinerlei Eingriffe in Anlagen oder Netze erforderlich. Dass Biomethan vom CO₂-Preis des BEHG befreit ist, sollte ein weiterer Anreiz sein, den Umstieg in Angriff zu nehmen.

Vertrieb Industriekunden,
bmp Greengas



ZOLTAN ELEK

Die Nutzung von Gas beschleunigt die Energiewende, da es unmittelbar die Versorgungslücke füllt, die durch einen bevorstehenden und schnelleren Kohleausstieg entsteht. Zugleich wird das Gasnetz immer grüner: Schon heute können wir Erdgas durch Biomethan einfach ersetzen. Damit nutzt ein klimafreundlicher Energieträger gleichzeitig dieselbe bestehende Transport-, Speicher- und Verwertungsinfrastruktur. Das ermöglicht einen effizienten Übergang zu 100 Prozent erneuerbar und 100 Prozent klimaneutral. Die Energiewende gelingt am schnellsten und kosteneffizientesten, wenn wir auf Vielfalt setzen – neue und transformative Technologien mit etablierter Infrastruktur: erneuerbarer Strom, grüner Wasserstoff und grünes Methan sind dabei die drei wichtigsten Säulen.

Geschäftsführer, Landwärme



ULF HEITMÜLLER

Als zentraler Baustein der Energieversorgung in Deutschland hat Erdgas eine bedeutende Rolle im Energiesystem. Im Jahr 2020 machte Erdgas 27 Prozent des deutschen Primärenergieverbrauchs aus und steht damit auf Platz zwei im Energiemix. Besonders in der aktuellen Pandemie sehen wir: Auf Erdgas und die Gasinfrastruktur ist Verlass. Die Versorgungssicherheit mit Gas war und ist jederzeit gewährleistet. Darauf verlässt sich auch die Industrie. Der Energieträger ist bei vielen Industrieprozessen ein unverzichtbarer Energielieferant oder wird beispielsweise in der chemischen Industrie stofflich verwertet. In Zukunft könnte die Bedeutung von Erdgas in der Industrie noch steigen. Durch Methanpyrolyse oder Dampfreformierung unter Abscheidung, Speicherung und Nutzung von CO₂ kann dekarbonisierter Wasserstoff hergestellt werden, der, besonders in der Stahlindustrie und chemischen Industrie, zu großen CO₂-Einsparungen führen kann.

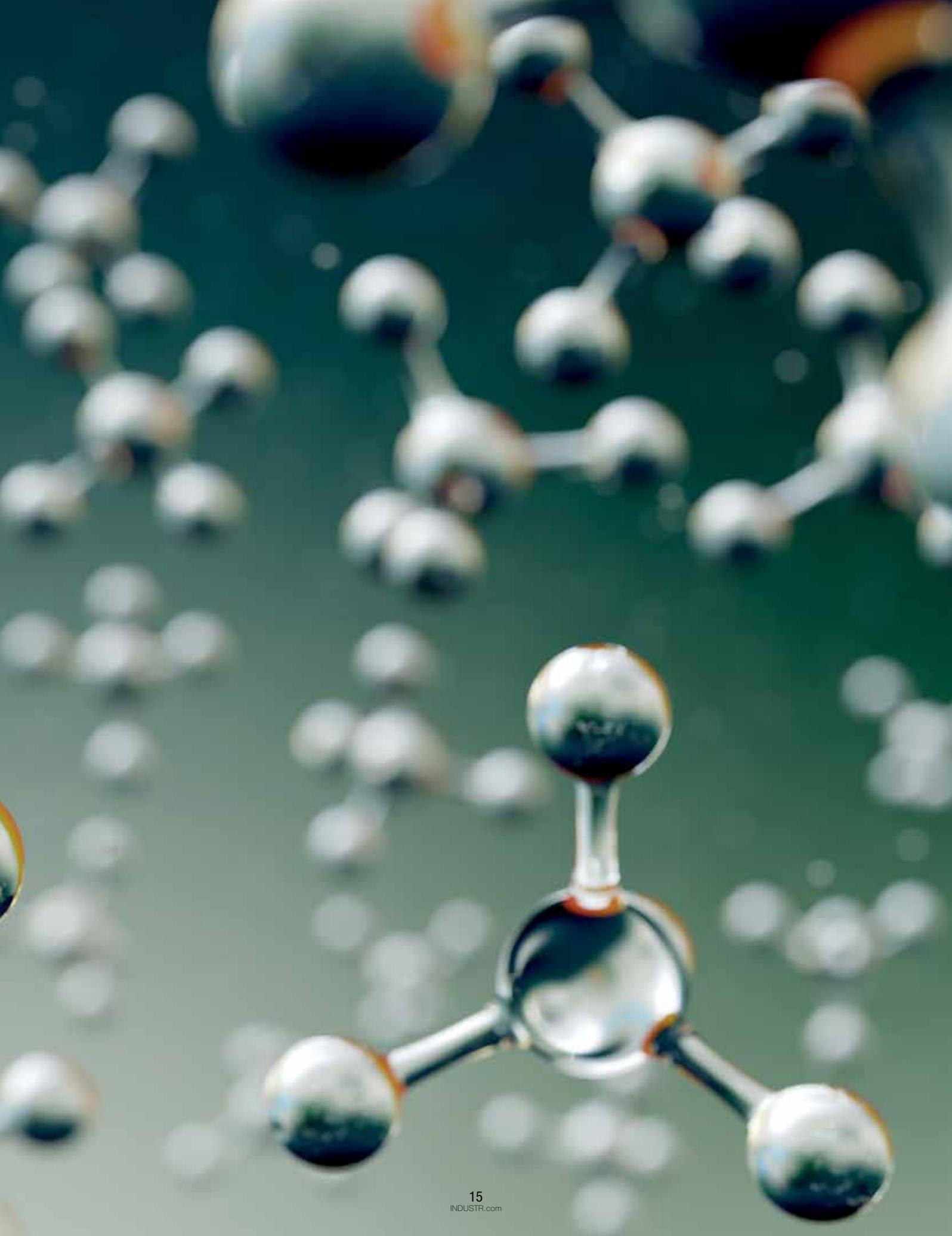
Vorstandsvorsitzender, VNG

Aufbau einer Wasserstoffwirtschaft

Ran an die Moleküle

GET H2 Nukleus, Westküste 100 und H2morrow – nicht nur die Namen klingen innovativ auch die Inhalte der drei Wasserstoffprojekten sind es, an denen der Ferngasnetzbetreiber OGE beteiligt ist. Man würde gerne zeitnah loslegen, aber dafür muss auch der regulatorische Rahmen und die Förderung mitziehen.

TEXT: Michael Nallinger für Energy 4.0 BILDER: Open Grid Europe; iStock, SimoneN





An der Westküste Schleswig-Holsteins: Beim Projekt Westküste 100 wird der erzeugte Wasserstoff sowohl für die Produktion klimafreundlicher Treibstoffe für Flugzeuge genutzt als auch in Gasnetze eingespeist.

Daniel Muthmann ist sich sicher: „Wasserstoff, vorzugsweise aus erneuerbaren Quellen, ist neben erneuerbarem Strom ein wesentlicher Schlüssel für das Gelingen der Energiewende.“ Der Bereichsleiter Unternehmensentwicklung, Kommunikation und Politik bei Open Grid Europe (OGE) betont, dass sein Unternehmen eine ganzheitliche und effiziente Energiewende mitgestalten will.

In diesem Zusammenhang verweist Muthmann auf die Tatsache, dass vom aktuellen Energiebedarf in Deutschland mit rund 2.600 TWh nur etwa 20 Prozent auf Elektronen entfallen, aber 80 Prozent auf Moleküle (Gas und Flüssigkeiten). Von den 20 Prozent Elektronen als Synonym für Strom stammten lediglich 43 Prozent aus regenerativen Quellen, der wiederum mangels Speicherbarkeit nicht grundlastfähig sei. Seine Schlussfolgerung lautet: „Wir müssen an die 80 Prozent Moleküle ran, denn auch mit einer Steigerung der Energieeffizienz werden wir molekulare Energieträger benötigen für eine bezahlbare und sichere Energieversorgung“.

Für dieses Vorhaben gilt es, die vorhandene Gasinfrastruktur energiewendefähig weiterzuentwickeln. „Die Potenziale der Gasinfrastruktur, wie Pipelines und auch Speicher, in Kombination mit Wasserstoff liegen auf der Hand“, sagt der Bereichsleiter. Damit man möglichst bald starten kann, wünscht sich Muthmann schnelle politische Entscheidungen noch in dieser Legislaturperiode – insbesondere zur Regulierung öffentlich zugänglicher Wasserstoffnetze. Das Bundeswirtschaftsministerium hat mit einer aktuell diskutierten EnWG-Novelle kürzlich erste Schritte formuliert. Es fehlt – so Muthmann – aber noch ein Finanzierungsrahmen, damit Investitionen auch getätigt werden können.

Bei seinen Vorhaben hat OGE nicht nur das eigene Unternehmen, sondern gleichzeitig die gesamte Wertschöpfungskette einer

Wasserstoffwirtschaft und den europäischen Kontext im Blick. So geht man etwa im Rahmen der European Hydrogen Backbone Initiative (EHB) gemeinsam mit führenden Gasnetzbetreibern in Europa von einem Investitionsvolumen von 27 bis 64 Milliarden Euro für ganz Europa bis 2040 aus (75 Prozent Umstellung, 25 Prozent Neubau). Das wiederum entspricht laut Muthmann Kosten von 0,09 bis 0,17 Euro pro kg pro 1000 km transportierten Wasserstoffs. Sein Fazit lautet: „Damit kann der EHB den Beweis erbringen, dass Wasserstofftransport kostengünstig und über weite Strecken möglich ist. Die vorhandene Gasinfrastruktur wird so zum Wettbewerbsvorteil für Europa, denn wir können kostengünstige Quellen für Wasserstoff – etwa in der Nordsee oder in Südeuropa – mit den Verbrauchersektoren in unseren Industrieländern verbinden, was Wettbewerb- und Versorgungssicherheit schafft.“

Startschuss für den Hochlauf

Mit diversen Projekten treibt der Ferngasnetzbetreiber die grüne Wasserstoffwirtschaft voran. Ein wichtiges darunter nennt sich GET H2 Nukleus. Laut der Projektpartner – dazu zählen neben OGE auch BP, BASF, RWE oder Uniper – soll dies den Kern für eine deutschlandweite öffentlich zugängliche Wasserstoffinfrastruktur bilden. Der Plan sieht vor, dass ein rund 130 Kilometer langes Netz von Lingen bis Gelsenkirchen die Erzeugung von grünem H₂ mit industriellen Abnehmern in Niedersachsen und NRW verbindet.

Zur Produktion der grünen Moleküle aus Windstrom soll am RWE Kraftwerksstandort im niedersächsischen Lingen eine Elektrolyseanlage mit einer Leistung von mehr als 100 MW errichtet werden. Bestehende Gasleitungen der Fernleitungsnetzbetreiber Nowega und OGE werden auf den Transport von 100 Prozent Wasserstoff umgestellt. Evonik errichtet zudem einen Teilneubau.

Diese Leitungen transportieren den klimaneutralen Rohstoff zu den Abnehmern in den Chemieparks und Raffinerien in Lingen, Marl und Gelsenkirchen.

„Unser Ziel ist es, dass sich zeitnah eine Wasserstoffwirtschaft in Deutschland entwickelt. GET H2 Nukleus ist der Startschuss für den Hochlauf“, betont Muthmann. Wie er berichtet, sind zahlreiche Bausteine bis zur geplanten Realisierung Ende 2023 bereits angestoßen: „TÜV-Studien für die ersten umzustellenden Leitungen liegen vor, wir sind im Austausch mit den zuständigen Genehmigungsbehörden und erste Vorbereitende Maßnahmen werden getroffen.“ Nun warte man zeitnah auf den entsprechenden gesetzlichen und regulatorischen Rahmen als Grundlage für nötige Investitionsentscheidungen.

Nachhaltiger fliegen, bauen und heizen

Ein weiteres Projekt, mit dem man in neue Dimensionen vorstoßen will, ist das Reallabor Westküste 100. Die Projektgemeinschaft – bestehend aus EDF Deutschland, Holcim Deutschland, OGE, Ørsted, Raffinerie Heide, Stadtwerke Heide und Thyssenkrupp Industrial Solutions – will aus Offshore-Windenergie grünen Wasserstoff produzieren und die dabei entstehende Abwärme nutzen. Im Anschluss soll der in einer Elektrolyseanlage, zunächst mit einer Leistung von 30 MW, erzeugte Wasserstoff sowohl für die Produktion klimafreundlicher Treibstoffe für Flugzeuge genutzt als auch in Gasnetze eingespeist werden. Zur Treibstoffherstellung wird zudem unvermeidbares CO₂ aus der regionalen Zementproduktion für den Herstellungsprozess eingesetzt. Das Besondere und Innovative an diesem Reallabor-Projekt ist laut Projektbeschreibung „die Verzahnung unterschiedlicher Stoffkreisläufe innerhalb einer bereits bestehenden regionalen Infrastruktur“.

OGE ist für die Planung und Errichtung der Transportinfrastruktur zuständig. So entsteht eine rund 4,5 km lange Leitung, die im ersten Teil aus Stahl und im zweiten Teil aus Kunststoff mit einer speziellen Innenbeschichtung besteht. Außerdem sind eine Mess-, Druckreduzier- sowie Druckregel- und Messanlage mit entsprechenden elektrischen Einrichtungen geplant. Diese Leitung ermöglicht die Versorgung einer H₂-Tankstelle am geplanten Autohof und der Stadtwerke Heide, um teilweise H₂ in deren bestehendes Erdgasnetz einzuspeisen.

„Ziel des Projektes ist die Planung und Errichtung einer H₂-Pipeline nach dem anerkannten DVGW-Regelwerk“, erläutert Muthmann. Darüber hinaus erwartet er sich weitere Erkenntnisgewinne beim Bau und Betrieb einer H₂-Pipeline, insbesondere besteht der Wunsch, diese auf künftige Projekte zu übertragen.

Das im August 2020 gestartete Projekt befindet sich aktuell in der Lastenhefterstellung. Außerdem werden derzeit die möglichen Trassenverläufe geplant und die Schnittstellen zu den Projektpartnern definiert. Als nächste Schritte stehen Vermessungsarbeiten an. „Spätestens Mitte des Jahres wird mit der Entwurfsplanung gestartet“, berichtet Muthmann. Zudem würden im Gesamtvorhaben aktuell vorbereitende Maßnahmen für eine Ende 2021 anstehende finale Investitionsentscheidung getroffen.



Jetzt auf Biomethan umsteigen und CO₂-Abgaben sparen!

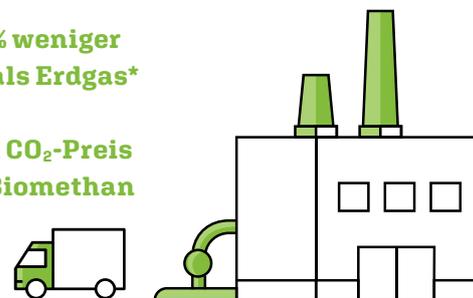
Ab 2021 wird Erdgas teurer. Grund dafür ist der CO₂-Preis gem. BEHG. Ein Wechsel zu Biomethan lohnt sich deshalb gleich doppelt:



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



Klimaneutrale Stahlproduktion

Ein weiteres Projekt, an dem OGE beteiligt ist, hört auf den Namen H2morrow. Hier arbeitet der Ferngasnetzbetreiber zusammen mit Thyssenkrupp Steel Europe daran, klimaneutral erzeugten Wasserstoff von einer geplanten Reformieranlage zum Stahlwerk in Duisburg-Hamborn zu bringen. Im Vorfeld hatten OGE und das norwegische Unternehmen Equinor in einer gemeinsamen Machbarkeitsstudie Potenziale von Wasserstoff für eine dekarbonisierte Industrie eruiert. Der Plan sieht vor, bis 2030 die Industrie und andere Endkunden in NRW mit jährlich 8,6 TWh dekarbonisierten Wasserstoff aus Erdgas versorgen zu können.

„Die großen, zeitnah, kostengünstig und versorgungssicher verfügbaren Mengen an klimaneutralem Wasserstoff ermöglichen den Aufbau einer großskaligen Infrastruktur und eines aktiven und liquiden Wasserstoffmarkts“, erläutert OGE-Experte Muthmann. Dabei gebe die diskriminierungsfrei zugängliche Infrastruktur auch kleineren Teilnehmern die Möglichkeit zum überregionalen Wasserstoff-Handel.

Das Konzept dafür steht soweit: „Eine technisch realisierbare Lösung für die Wertschöpfungsstufen Produktion, Transport und Verbrauch ist erarbeitet und kann kurzfristig umgesetzt werden“, berichtet der Bereichsleiter.

In einem nächsten Schritt gelte es, die finanziellen Rahmenbedingungen so zu erarbeiten, dass alle beteiligten Unternehmen an ihren jeweiligen Märkten wettbewerbsfähig seien, berichtet Muthmann. Aufgrund des großen Investitionsbedarfs sind nach seiner Einschätzung insbesondere bei Thyssenkrupp angemessene Förderprogramme vonnöten. Die aktuellen Prozesse zum Wasserstoff-IPCEI ist laut OGE hierbei ein Schritt in die richtige Richtung. Mit diesem Programm soll auf europäischer Ebene eine ähnliche Förderung aufgebaut werden wie für die Batteriezellfertigung und Mikroelektronik. □



Prof. Dr. Johann-Christian Pielow, Rechtswissenschaftler

„Das Ziel ist die Versorgungssicherheit“

Wasserstoff- und Erdgasnetze – ein viel diskutiertes Thema... Im Interview verrät Prof. Dr. Johann-Christian Pielow wie es mit der Vereinbarkeit gemeinsamer Netzentgelte für Erdgas und Wasserstoff mit dem EU-Recht aussieht, und über was Brüssel gerade diskutiert.

DAS INTERVIEW FÜHRTE: FNB Gas **BILD:** Ruhr Universität Bochum

Der Gesetzentwurf der Bundesregierung sieht eine strikte Trennung von Erdgas- und Wasserstoffnetzen vor und verweist dabei auf EU-Recht. Was sagt die Erdgasbinnenmarktrichtlinie zu dem Thema?

Die europäische Richtlinie über gemeinsame Vorschriften für den Erdgasbinnenmarkt stammt aus dem Jahr 2009. Sie ist damit schon verhältnismäßig alt. Vor allen Dingen stammt sie aus einer Zeit, in der Wasserstoff noch gar nicht in der energiepolitischen und -rechtlichen Diskussion auftauchte. Der europäische Gesetzgeber hat mit der Binnenmarkt-Richtlinie allerdings damals schon Weitsicht bewiesen, indem er nämlich das Verständnis von Gas sehr weit fasste. Unter die Richtlinie fällt nicht nur Erdgas, sondern fallen darunter explizit auch „andere Gase“, also neben Biogasen auch sonstige andere Gase. Daraus ergibt sich meines Erachtens deutlich, dass auch Wasserstoff in den Anwendungsbereich der Erdgas-Binnenmarktrichtlinie fällt. Das heißt in einem zweiten Schritt: es finden insoweit auch sämtliche übrigen Vorschriften für Gasnetze Anwendung. Wasserstoffnetze unterliegen den Richtungsvorgaben der Richtlinie und insbesondere der Netzregulierung. Ferner lässt sich der Richtlinie in einem dritten Schritt entnehmen, dass sämtliche Gasnetze in der Hand ein und desselben Netzbetreibers, egal ob zum Transport von Erdgas oder von Wasserstoff bestimmt, einheitlich zu betrachten sind. Die Richtlinie differenziert da nicht, so dass meines Erachtens das Erdgasbinnenmarktrecht einheitlichen Netzentgelten nicht im Wege steht.

Die Entgeltregulierung wird erfasst vom EU-Netzkodex über harmonisierte Fernleitungsentgeltstrukturen. Spricht der nicht von unzulässigen Quersubventionierungen?

Der Netzentgelt-Kodex ist Teil des Erdgasbinnenmarktrechts, und ja, tatsächlich findet sich dort ein Verbot sogenannter unzulässiger Quersubventionen zwischen verschiedenen Gruppen von Netznutzern. Das könnte darauf hinweisen, dass die Mitfinanzierung von Wasserstoffnetzen durch Nutzer von Erdgasnetzen europarechtlich untersagt ist. Allerdings muss man da schon ein bisschen genauer hinsehen. Wortwörtlich ist in dem Netzkodex von explizit unzulässigen Quersubventionen die Rede. Das heißt gleichzeitig, dass es neben unzulässigen auch zulässige Quersubventionen geben kann. Damit ist das Tor aufgestoßen für durchaus legitime Mischkalkulationen, wie sie in jedem Unternehmen und auch aufgrund unternehmerischer Grundfreiheiten gang und gäbe sind, und dafür, dass sehr wohl zwischen verschiedenen Kundengruppen preislich unterschieden werden kann. Unzulässig werden solche Quersubventionen nur, wenn sie explizit mit zwingenden sonstigen Vorgaben des >

- > Europarechts kontrastieren. Denken Sie dabei insbesondere an die Beihilfenvorschriften oder auch an die übrigen Wettbewerbsvorschriften. Ansonsten haben wir es aber nach meiner Auffassung mit einem breiten und beachtlichen Gestaltungs- und Einschätzungsspielraum der Mitgliedstaaten zu tun. Die Regulierungsbehörden in den Mitgliedstaaten können beziehungsweise müssen zwischen dem Verbot unzulässiger Quersubventionierung und sämtlichen anderen Prämissen und zentralen Zielen des Erdgas-Binnenmarktes abwägen. Denken Sie dabei an das Ziel der Versorgungssicherheit. Denken Sie auch an die Zielsetzungen im Rahmen der Klimaschutzpolitik der Union. Man kann also gut und gerne zu dem Ergebnis kommen, dass die Heranziehung von Erdgaskunden zur Mitfinanzierung von Wasserstoffnetzen durchaus zulässig ist, sofern sie dazu dient, sonstige Ziele des Unionsrechts mit zu erfüllen, im Sinne etwa des Aufbaus einer europäischen Wasserstoffinfrastruktur und eines Binnenmarktes gerade auch für Wasserstoff.

„Auch in Brüssel wird derzeit kontrovers diskutiert, und zwar vor dem Hintergrund, dass das Erdgas-Binnenmarktrecht in Kürze reformiert werden soll.“

Nun ist ja die EU-Kommission die Hüterin der Verträge. Hat sich denn die Europäische Kommission schon geäußert, wie sie die Regelungen interpretiert?

Wie ich aus zuverlässiger Quelle erfuhrt, wird auch in Brüssel derzeit kontrovers diskutiert, und zwar vor dem Hintergrund, dass das Erdgas-Binnenmarktrecht in Kürze reformiert werden soll und die Europäische Kommission beziehungsweise die Generaldirektion Energie an einem entsprechenden Gesetzesentwurf arbeitet. In diesem Zusammenhang ist natürlich auch die Finanzierung von neuen Wasserstoffnetzen ein großes Thema in Brüssel. Allerdings hat sich die Europäische Kommission, soweit ich das überblicken kann, dazu noch nicht explizit in die eine oder andere Richtung geäußert. Was wir allerdings vorfinden, sind die eine oder andere schriftliche und auch „amtliche“ Erklärung der Europäischen Kommission, etwa im Austausch mit der Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (ACER), in der die Behörde deutlich sagt, dass Wasserstoff schon jetzt von der geltenden Erdgasbinnenmarktrichtlinie erfasst wird und dass dementsprechend beispielsweise die Entflechtungsregelungen auch auf die Betreiber von Wasserstoffnetzen Anwendung finden. Auch aus diesen Verlautbarungen folgt meines Erachtens, dass dort in Richtung der einheitlichen Betrachtung und dann auch der einheitlichen Finanzierung von Erdgas und Wasserstoffnetzen gedacht wird.

Das heißt also, momentan deutet nichts darauf hin, dass die Europäische Kommission etwas anderes anstreben würde?

Momentan nicht. Man muss natürlich auch den weiteren politischen Prozess abwarten. Wie ich sagte, haben wir es mit einer Überarbeitung des Erdgas-Binnenmarktrechts zu tun. Im Anschluss an den Stromsektor, zu dem es es ja schon ein neues Legislativpaket gibt. Jetzt ist der Gassektor dran und werden wir sehen, wie sich der Gesetzgeber am Ende dazu verhält. Ich wage allerdings die Prognose, dass im Sinne der Grundziele und Grundprämissen >

JEDE
WOCHE
NEU

energy_{4.0}WEEK

DIE WOCHE KOMPAKT

- > des europäischen Binnenmarktes die Zügel nicht zu sehr angespannt werden, was die Finanzierung von Wasserstoffnetzen in der einen oder anderen Weise betrifft. Eher dürfte der europäische Gesetzgeber den Mitgliedsstaaten weiterhin einen großen Gestaltungsspielraum belassen.

„Ich wage die Prognose, dass im Sinne der Grundziele und Grundprämissen des europäischen Binnenmarktes die Zügel nicht zu sehr angespannt werden, was die Finanzierung von Wasserstoffnetzen in der einen oder anderen Weise betrifft.“

Welche Rolle spielen mögliche Wasserstoff-Importe oder Exporte bei der Diskussion des Themas?

Der Binnenmarkt betrifft ja gerade den grenzüberschreitenden Verkehr von Waren, Dienstleistungen, Personen und Kapital. Deswegen geht es auch unter dem Gesichtspunkt einer möglicherweise unzulässigen Quersubventionierung um die Frage, ob Diskriminierungen vorliegen gerade zwischen deutschen Wasserstoffnetznutzern sowie den Erdgaskunden des gleichen deutschen Unternehmens, die im EU-Ausland sitzen oder Erdgas als Transitkunden nur durch Deutschland hindurch leiten. Gerade in diesem Verhältnis darf es nicht zu Diskriminierungen kommen. Allerdings dürfte die weitere Entwicklung dazu führen, dass auch EU-ausländische Netzkunden deutscher Netzbetreibern vom gleichzeitigen Aufbau einer Wasserstoffnetzinfrastruktur profitieren werden. Das folgt meines Erachtens deutlich aus jüngsten Verlautbarungen der europäischen Politik in Richtung Klimaschutz: Denken Sie namentlich an den European Green Deal der Europäischen Kommission unter Ursula von der Leyen. Denken Sie auch an die eigene Wasserstoffstrategie der Union und denken Sie insbesondere an das schon erwähnte Gesetzgebungspaket „Saubere Energie für alle“ für den Stromsektor. Hier finden sich, konkret in der neuen Richtlinie über erneuerbare Energien, weitere und deutliche Fingerzeige in Richtung des Auf- und Ausbaus einer Wasserstoffwirtschaft in der gesamten Union und mithin in Richtung eines gerade auch grenzüberschreitenden Handels und der EU-weiten Allgemeinversorgung mit Wasserstoff. Vor diesem Hintergrund muss man sagen, dass die Gefahr möglicher Diskriminierungen gerade von EU-ausländischen Netzkunden recht gering ist beziehungsweise überwunden werden kann. □



E-M@il für Sie:
Relevante News aus der
Welt der **ENERGIE**.

ENERGY 4.0 WEEK-NEWSLETTER:

Wöchentlich dienstags mit den wichtigsten Meldungen – für Sie ausgesucht von unserer Redaktion.



Jetzt kostenfrei
registrieren unter:
INDUSTR.com/E40

Smarte Marktkommunikation

Interoperable Cloud-Lösung

Je weiter Energiewende und Digitalisierung voranschreiten, desto wichtiger wird die Automatisierung der Marktkommunikation (MaKo). Wenn immer mehr Player in immer komplexeren Prozessen immer mehr Daten austauschen, sind Zuverlässigkeit, Performance und Flexibilität unabdingbar. Mit einer Cloud-basierten MaKo-Lösung will ein Anbieter die Energiebranche für die Zukunft wappnen.

TEXT: Gerhard Großjohann, Etamedia BILDER: Arvato Systems; iStock, Madrolly

Ohne sauberes Zusammenwirken keine funktionierende Stromversorgung. Während im Netz Erzeugung und Verbrauch im Gleichgewicht sein müssen, damit Frequenz und Spannung jederzeit stimmen, ist aus logistisch-kaufmännischer Sicht eine korrekte Marktkommunikation als Taktgeber unverzichtbar. Ein funktionierender EDIFACT-Datenaustausch ist für Energieerzeuger, Händler, Lieferanten, Netzbetreiber und Messstellenbetreiber Voraussetzung, typische Geschäftsprozesse wie Stammdatenänderung, Lieferantenwechsel, Zählerstandübermittlung oder Netznutzungsabrechnung automatisiert durchzuführen.

Herausforderung MaKo-Regeln

2006 im Zuge des Unbundlings eingeführt, haben sich die Kommunikationsprozesse zum Standard entwickelt. Im Halbjahresrhythmus durchzuführende Weiterentwicklungen sorgen in Softwarehäusern und bei den Marktakteuren jedoch immer wieder für Stress: Im Zuge der Einführung der neuen MaKo 2020 zum 1. Dezember 2019 wurde die Marktkommunikation stark diskutiert. Seitdem gibt es eine Verantwortungsteilung zwischen Verteilnetzbetreiber und

Messstellenbetreiber und letztendlich die sternförmige Verteilung der Messwerte an alle übrigen Marktteilnehmer. Die Branche hat die neuen Prozesse zwar inzwischen großenteils verinnerlicht, doch durch Energiewende und Digitalisierung verändert sich der Energiemarkt rasant. „Immer mehr Marktteilnehmer sind miteinander vernetzt, und der Kommunikationsbedarf steigt“, weiß Andreas Pöhner, Geschäftsführer von Next Level Integration, ein Unternehmen der Arvato Systems Group. „Nicht nur die Anzahl der Transaktionen nimmt stetig zu, auch fachlich werden die Prozesse immer komplexer und damit aufwändiger in der Handhabung.“

Für Dr. Horst Wolter, bei Arvato Systems Produktmanager für die Arvato Energy Plattform (AEP) und Spezialist für die Prozesse des Energiemarkts, stellt die MaKo 2020 einen der größten Einschnitte in die Prozesslandschaft der Energieversorger dar. „IT-Systeme müssen dadurch ebenso angepasst werden wie Prozesse. Trotz klarer Regelungen entsteht immer wieder Interpretationsspielraum, der in der Praxis zu Dateninkonsistenzen führt und aufwändige bilaterale Klärungen erfordert. Einschlägiges Know-how aufzubauen und die Systeme

up-to-date zu halten wird für die Unternehmen immer mehr zur Belastung. Parallel steigt der Kostendruck im Markt. Außerdem stehen mit dem Redispatch 2.0 sowie der Einbindung von Energiespeichern und Elektroladesäulen weitere Aufgaben vor der Tür, die ebenfalls die Marktkommunikation betreffen.“

MaKo als Basisfunktionalität

Diese vielfältigen Herausforderungen mit einer On-Premises-basierten MaKo-Software zu lösen, wird mehr als schwierig, glaubt Pöhner. „Die Marktkommunikation sollte zukünftig eine Basisfunktionalität sein, die einfach, verlässlich und automatisiert im Hintergrund läuft, damit sich die Energieversorger auf ihr eigentliches Geschäft konzentrieren können. Deshalb bieten wir die Marktkommunikation jetzt als systemunabhängige Cloud-Lösung an. Dabei verbinden wir die technische mit der fachlichen Marktkommunikation, um die Prozesse durchgängig unterstützen und monitoren zu können.“

Die AEP MaKo Cloud – so ihr Name – wird in der Azure-Plattform von Microsoft gehostet. Lösungstechnisch basiert sie auf „B2B by Practice“, der im



Energiemarkt etablierten Marktkommunikationslösung von Netz Level Integration. Die AEP MaKo Cloud ist eine Querschnittsfunktion, die über das Connectivity Framework der AEP verknüpft wird mit den fachlichen Funktionen der Arvato Energy Plattform: Billing-Engine, Gateway-Administration, Mess-

datenmanagement und andere. „Diese Konvergenz ist unser Alleinstellungsmerkmal und zahlt auf den Markttrend ein, dass technische Marktkommunikation und fachliche Prozesse immer enger zusammenwachsen und schlussendlich Hand in Hand gehen werden“, erläutert Pöhner.

Vorteile durch Auslagern

Für Anwender aller Marktrollen bringt das Auslagern der Marktkommunikation in die Cloud mehrere Vorteile mit sich. „Viele Stadtwerke und andere Player im Markt empfinden die nicht unmittelbar wertschöpfende Marktkom-



TAF9
TAF10

Netzzustand kennen

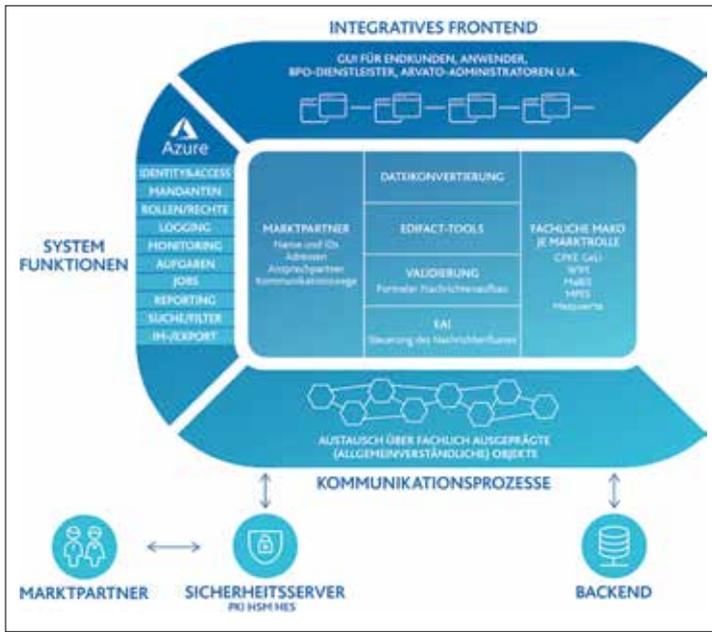
TAF14

Verbrauch visualisieren

CLS-
Kanal

Mehrwerte anbieten

Webinarreihe „CLS-Perspektiven“ ab 01.06. – Jetzt anmelden: www.ppc-ag.de/clsperspektiven



Damit die Energieversorger auf ihr eigentliches Geschäft konzentrieren können, gibt es die Marktkommunikation jetzt als systemunabhängige Cloud-Lösung.

munikation als überaus lästige Pflicht“, erläutert Wolter. „Das liegt vor allem an der halbjährlichen Aktualisierung der Formate und Regeln und der damit verbundenen Notwendigkeit, ständig neue

Software-Releases aufspielen zu müssen. Mit einer On-Premises-Lösung hat dies für die Unternehmen jedes Mal einen kaum kalkulierbaren Installations- und Testaufwand zur Folge. Lläuft die Markt-

kommunikation jedoch in der Cloud und wird zentral administriert, hat der Anwender praktisch keine Last mehr mit diesen Dingen. Sein Aufwand schrumpft auf ein Minimum, und er kann seine

Damit sich Versorger keine Sorgen machen müssen.

**secunet schützt kritische Infrastrukturen
premiumsicher vor Cyberangriffen.**

Wenn es um die Sicherheit der Grundversorgung geht, steht secunet bereit. Als IT-Sicherheitspartner der Bundesrepublik Deutschland beraten wir Betreiber kritischer Infrastrukturen zu Sicherheitskonzepten und implementieren premiumsichere Schutzmaßnahmen.

Ressourcen im Tagesgeschäft ganz für wertschöpfende Tätigkeiten einsetzen.“

„Die MaKo-Cloud kann man sich als ein Fachmodul innerhalb der Arvato Energy Plattform vorstellen, die als Framework auch zahlreiche Systemfunktionalitäten bereitstellt, etwa Mandantentrennung, Rollen- und Rechtekonzepte und Jobkonfiguration“, erläutert Pöhner. Dabei funktioniere die Marktkommunikation nicht nur mit der AEP von Arvato Systems, sondern flexibel und hochintegrativ auch in Kombination mit beliebigen Backend-Systemen und Fachmodulen anderer Systemhersteller. Ein besonderes Merkmal ist die Anwendbarkeit der Lösung als Datendrehscheibe mit Enterprise Application Integration-Funktionalität, die zusätzlich zur klassischen EDIFACT-Kommunikation bereitsteht.

Durch den Cloud-Ansatz wird auch das Onboarding für die Anwender einfacher und schneller, betont Wolter. „Zwar müssen die Systeme selbstverständlich initial sauber miteinander verknüpft werden, aber das ist für die Anwender bei weitem kein so großes Projekt mehr. Außerdem sinkt dank standardisiertem Template-Ansatz die Gefahr fehlerhafter Konfigurationen. Ebenso treten durch die Plausibilisierungsfunktionen im Tool im Tagesgeschäft weniger Inkonsistenzen und Datenschiefstände auf. So wird wiederum die Zahl der unbeliebten Klärfälle gesenkt. Und wenn Klärfälle auftreten, kann man diese mit den integrierten Monitoring- und Analysewerkzeugen stringent auflösen, ohne sich in EDIFACT auskennen zu müssen.“

Erster Kunde in der Cloud

Mit den Leipziger Stadtwerken hat Arvato Systems bereits den ersten Kunden auf die AEP MaKo Cloud migriert. Im Fokus steht zunächst die Abdeckung der Markttrollen Lieferant und Messstellenbetreiber. Darauf aufbauend werden die Funktionalitäten der AEP-Lösung myBusiness Supplier eingesetzt, die die Prozesse des Energielieferanten vollständig automatisiert. Die Erweiterung um die Prozesse für die Markttrolle Netzbetreiber ist in Planung. Uwe Fischer, Bereichsleiter Informationsmanagement der Stadtwerke Leipzig: „Mit dem Produktportfolio von Arvato Systems auf der Lieferantenseite stellen wir weitere Weichen für die Digitalisierung unseres Geschäftes.“

Der Leipziger Weg in die MaKo-Cloud beschreibt auch die Bedürfnisse der EVU-Branche insgesamt. Am größten ist der Handlungsdruck aktuell bei Lieferanten und Messstellenbetreibern. Im diesem Kontext stehen viele Versorger vor der Frage, wie sie ihre weitere IT-Strategie in Zukunft grundsätzlich gestalten.

„Viele Versorger befinden sich aktuell in einem Sondierungs- und Findungsprozess“, hat Pöhner beobachtet. „Dabei ist den meisten gar nicht bewusst, dass es Lösungen außerhalb ihrer angestammten IT-Lösungswelt gibt. Insofern glauben wir, dass unsere mit Drittsystemen einfach zu verbindende MaKo-Cloud auch vor diesem Hintergrund für die Branche eine interessante Alternative ist.“ □

Make your life easier.

Intelligentes Energy Management dank der Softwareplattform zenon.



Effizientes Engineering und einfache Integration – von Kraftwerken bis zu Smart Grids:

- ▶ *Schaltanlagen automatisieren*
- ▶ *Stromnetze überwachen*
- ▶ *Wasserkraftwerke steuern*
- ▶ *Energiespeichersysteme auswerten*
- ▶ *Anlagen für die Erzeugung erneuerbarer Energien managen*

www.copadata.com/energy



zenon
by COPA-DATA

Fernwirktechnische Anbindung von Kundenstationen

Leichter ins Netz

Jede Kundenstation muss eine fernwirktechnische Anbindung an das Gateway des Netzbetreibers haben – das sind die geänderten Vorgaben der Netzbetreiber für den Mittelspannungsanschluss. Auf der Suche nach einer Lösung gemäß E.on-Netzrichtlinie NT-10-24 ist das Unternehmen Elektro-Montage-Nord auf Wago gestoßen.

TEXT: Ulrich Menzel, Wago BILDER: Wago; iStock, quantumpix

Vorverdrahteten Schaltschrank einbauen, Netzgebiet auswählen, Bittest durchführen, Kundenübergabestation ausliefern, anschließen, fertig. Klingt einfach, und das ist es auch – mit Wago Fernwirktechnik und den Kommunikationsbibliotheken WAGOAppRTU_Slaves. „Das hat sehr gut funktioniert. Wir konnten den Schaltschrank problemlos installieren und einfach parametrieren“, sagt Steffen Reppmann, Vertriebsmitarbeiter des Mittelspannungsservice und -montagebetriebs Elektro-Montage-Nord (EMN). Konkret spricht er dabei von dem Anschluss einer Verbrauchsanlage eines Industriekunden im Netzgebiet der E.on-Tochter Schleswig-Holstein-Netz. Die dafür notwendige Kundenstation gab den Startschuss für ein Pilotprojekt, von dessen Ergebnis jetzt Stationsbauer und Systemintegratoren bundesweit beim kundenseitigen Netzanschluss von Mittelspannungsschaltanlagen in ihren jeweiligen Netzgebieten profitieren können.

Komplettlösungen aus einer Hand

Als mittelständisches Familienunternehmen in dritter Generation am Standort Börnsen ist EMN mit 60 Jahren Erfahrung am Markt mittlerweile Experte für Mittelspannungstechnik, insbesondere im Norden der Bundesrepublik. „Für den Einsatz

in 10kV-Netzen haben wir eine eigene, luftisolierte Schaltanlage im Produktportfolio“, gibt Steffen Reppmann Einblicke in das EMN-Geschäftsfeld. Von der Planung, Konstruktion, Herstellung über die Montage und Inbetriebnahme der elektrotechnischen Anlagen bis hin zu den dazugehörigen Dienstleistungen – EMN bietet alles aus einer Hand. Unter diesem Motto suchten die Verantwortlichen von EMN daher nicht nur nach einzelnen Komponenten, sondern nach einer fertigen Komplettlösung für den Anschluss verschiedener Stationstypen gemäß der Netzrichtlinie NT-10-24, die seit Frühjahr 2019 in E.on-Netzgebieten gilt.

Anbindung durch Installationsbetrieb

Zum Hintergrund: Laut der E.on-Netzrichtlinie NT-10-24 muss jede Kundenstation eine fernwirktechnische Anbindung gemäß der technischen Beschreibung gemäß IEC 60870-5-101 zur Anbindung an das E.on-Gateway haben. Diese Schnittstelle bildet dann auch jeweils die Eigentumsgrenze zwischen Netzbetreiber und Kunde. Auf Kundenseite ist im Netzanschlusspunkt dafür eine entsprechende Fernwirktechnik zu setzen, die den vom Netzbetreiber geforderten Signalumfang bereitstellt. „Genau diese Anbindung muss der Installationsbetrieb liefern“, sagt Steffen Reppmann. Darüber sei EMN wie auch andere Stationsbauer,



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

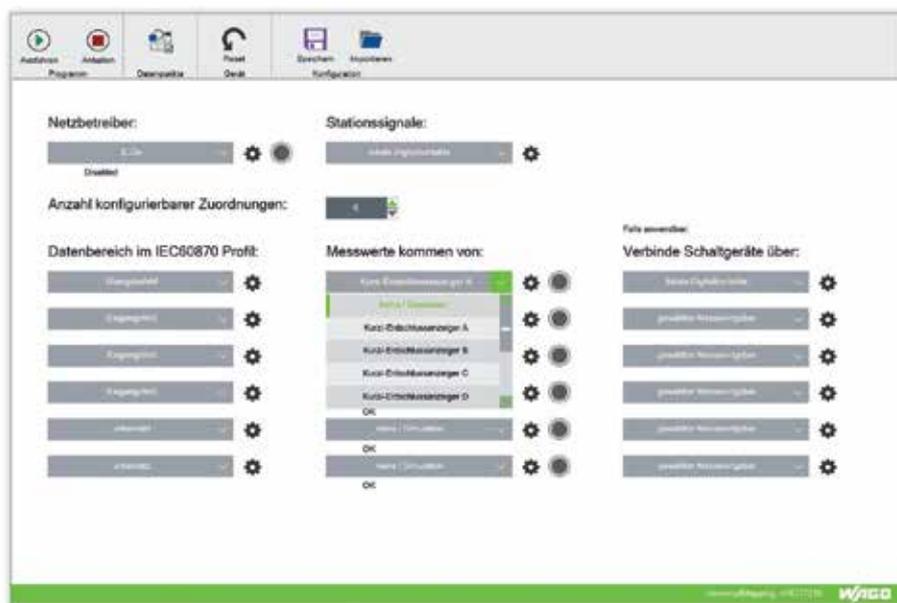


Kommunen



Quartiere

www.vivavis.com



Einfach Netzgebiet auswählen, parametrieren und Anlage in Betrieb nehmen – die fertigen Kommunikationsbibliotheken der WAGO-AppRTU_Slaves vereinfachen den fernwirktechnischen Anschluss von Kundenübergabestationen.

-lieferanten und Montagebetriebe von den jeweiligen Netzbetreibern auf Veranstaltungen zur Umsetzung der Mittelspannungsrichtlinie VDE-AR-N 4110 informiert worden.

Die mit Wago entstandene Lösung umfasst einen kompletten Schaltschrank und einfache Beispielprogramme für die Parametrierung per Webserver. Diese einfache und flexible Automatisierungslösung übernimmt die netzkonforme fernwirktechnische Anbindung der Kundenstation, die Ansteuerung der Motorantriebe, sammelt die Stellungsmeldungen ein und liest Kurz- und Erdschlussanzeiger per Modbus aus. Eine zusätzlich verbaute Akkupufferung im Schaltschrank ermöglicht, auch bei Netzausfall auf die Fernwirkanlage und den EEG-Übergabeschrank des Netzbetreibers zuzugreifen sowie einige Schaltspiele der Motorantriebe vorzunehmen. „Den Bittest dafür konnten wir gemeinsam mit Mitarbeitern von Schleswig-Holstein-Netz bereits im Werk durchführen“, erläutert Steffen Reppmann das Vorgehen.

Plug-and-Play-Lösung für viele Netze

Ein Blick in die Netzrichtlinien anderer Netzbetreiber zeigt jedoch, dass die Spezifikationen, die den jeweils geforderten Signalumfang an der Kommunikationsschnittstelle bestimmen, teilweise voneinander abweichen. So wird für die fernwirktechnische Anbindung im Mittelspannungsnetz von E.on am Gateway eine serielle Schnittstelle gemäß dem IEC-60870-5-101-Protokoll bereitgestellt, Westnetz hingegen setzt auf eine IP-basierten Schnittstelle (IEC 60870-15-104). Diese komplexen und unterschiedlichen Schnittstellen einzeln zu programmieren, ist für Stationsbauer und Systemintegratoren mit sehr viel Aufwand verbunden. Die fertigen Kommunikationsbibliotheken der WAGOAppRTU_Slaves schaffen hier jedoch Abhilfe – einfach Netzgebiet auswählen, parametrieren und Anlage in Betrieb nehmen.

Funktionsfähig sind die Kommunikationsbibliotheken auf Wago Fernwirksteuerungen der zweiten Generation (Wago PFC200). Sie sind zurzeit verfügbar für die folgenden Netzgebiete: Avacon Netz, Bayernwerk Netz, E.DIS Netz, HanseWerk (inkl. Netzbetreiber der HanseWerk-Gruppe), Netze BW, EWE und Westnetz. Diese Netzgebiete sind für die direkte Parametrierung vorauswählbar. Aber auch in abweichenden Netzgebieten kann Wago beim Netzanschluss an die Mittelspannung gemäß VDE-AR-N 4110 unterstützen – mit effizientem Support und Service bei der Hardwarebeschaffung sowie Erfahrung und Wissen. Eine Plug-and-Play-Lösung für die fernwirktechnische Anbindung von Verbrauchs- und Erzeugungsanlagen im Übergabepunkt liefern komplett vorverdrahtete Schaltschränke.

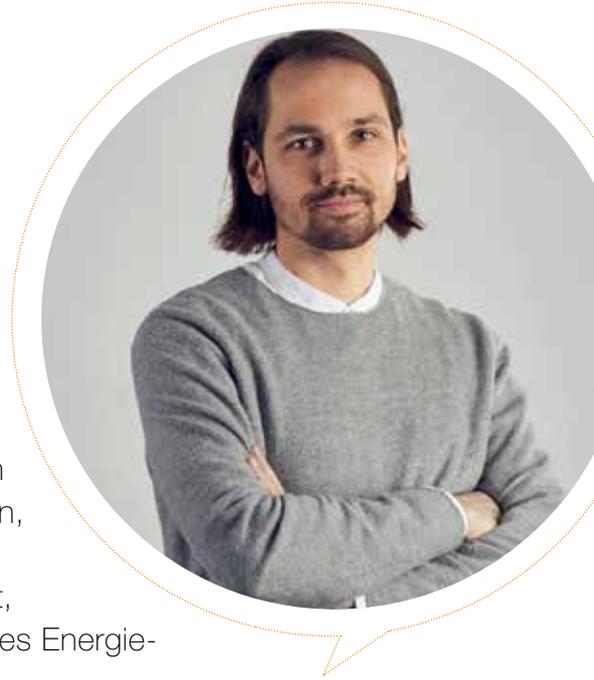
Hardware für KRITIS

Wago-Fernwirktechnik hat sich in der Energiebranche bereits bewährt – insbesondere auch in Netzstationen als Datensammelpunkt und Schnittstellenkoordinator. Speziell der Controller PFC200 der zweiten Generation vereint Kleinfernwirkgerät, Datenlogger und SPS in einem Gerät. Über eine spezielle Firmware ist eine Härtung gemäß BDEW-White-Paper möglich. Damit lässt er sich sicher in der Kommunikationsinfrastruktur der KRITIS betreiben. Er verfügt über Ethernet-Schnittstellen, die als Switches oder separat und damit über getrennte Netzwerke einsetzbar sind. So ist es möglich, direkt aus der Steuerung zu verschiedenen Nutzern sicher über VPN-Tunnel per Ende-zu-Ende-Verschlüsselung zu kommunizieren – etwa über Standardprotokolle wie IEC 60870-5-101, -103, -104 und Modbus. Mit dieser Linux-basierten Steuerung und dem modularen Wago I/O-System lassen sich unterschiedlichste Projekte etwa aus dem Energie- und E-Mobilitätsbereich realisieren. □

Interview über Energie-Apps

„Solarenergie soll so einfach wie möglich werden“

Benjamin Blaurock hat mit seinem Team zwei Apps entwickelt: SMA 360° ist ein Universal-Werkzeug, das Installateure in ihrem Arbeitsalltag unterstützt, und SMA Energy hilft Anlagenbetreibern, ihr Energiesystem im Blick zu behalten. Im Interview erzählt Blaurock, wie er den Start der mobilen Anwendungen erlebt hat, welche neuen Features es demnächst gibt und wann intelligentes Energiemanagement per App möglich sein wird.



DAS INTERVIEW FÜHRTE: SMA BILDER: SMA

Worin unterscheiden sich die Apps SMA 360° und SMA Energy?

SMA 360° unterstützt den Fachhandwerker in den drei Bereichen „Planung und Simulation“, „Überwachung und Monitoring“ sowie „Service“. Hier verknüpfen wir unsere bewährten Tools zu Anlagenplanung, Inbetriebnahme und Anlagenüberwachung zu einem digitalen Universal-Werkzeug. Damit unterstützen wir den Fachhandwerker vollumfänglich bis zur passenden Reparaturanleitung im Service-Fall. SMA Energy ist eine App für Anlagenbetreiber. Hier verknüpfen wir die Energiewende zuhause mit der Mobilitätswende auf der Straße. Das ganze Thema Energie soll so transparent und einfach wie möglich transportiert werden. Anlagenbetreiber können die Daten ihrer Solaranlage visualisieren, über Empfehlungen für eine ressourcenschonende Energieversorgung Energieflüsse optimieren und sogar ihr Elektrofahrzeug intelligent laden – am besten natürlich mit dem Solarstrom aus der eigenen Anlage. Wir haben auch einen Nachrichtenbereich integriert, über den sich die User zu wichtigen Themen rund um erneuerbare Energien informieren können. Denn die Energiewende geht uns schließlich alle an.

Zuerst haben viele Anlagenbetreiber auch SMA 360° geladen, konnten aber nichts damit anfangen. Da war schon etwas Unmut spürbar ...

Stimmt. Hier hätten wir besser kommunizieren sollen, dass die Endkunden-App erst später kommt. Es tut uns natürlich leid, dass wir damit Anlagenbetreiber zunächst verwirrt haben. Trotzdem war gerade diese Erfahrung für uns sehr wertvoll. Denn das Feedback der Anlagenbetreiber hat gezeigt, wie hoch der Bedarf für eine solche App ist. Das hat uns in der Entwicklung noch mal Auftrieb gegeben. Wir wollten bei SMA Energy unbedingt das komfortable Laden von Elektroautos mit Solarstrom aus der eigenen Anlage ermöglichen, weil es erst dadurch wirklich nachhaltig ist. Mit der Ladestation SMA EV Charger haben wir hier ein ganz neues Produkt in die Systemkette integriert. Das war eine Herausforderung. Da hat es anfangs an der einen oder anderen Stelle geknirscht, aber es hat sich gelohnt. Das melden uns auch die Kunden zurück, und das ist die schönste Bestätigung.

Apropos: Wie gehen Sie mit dem Feedback der Nutzer um?

Die Rückmeldungen fallen zum Großteil sehr konstruktiv aus. Wir wissen das sehr zu schätzen, denn es hilft uns bei der Optimierung beider Apps. Am Ende müssen sie die Sprache möglichst vieler Kunden sprechen. Wir können zwar nicht jeden Wunsch berücksichtigen, aber wir entwickeln kontinuierlich weiter. Mit dem nächsten Release setzen wir besonders häufig eingebrachte und wichtige Rückmeldungen bereits um.

„Es kann nicht die eine App für alle Märkte geben, sondern hier sind lokale Anpassungen nötig.“

Welche Neuerungen kommen da konkret?

Bei SMA 360° haben wir die Anbindung der Live-Daten integriert und berücksichtigen nun auch individuellere Stromtarife für genauere Wirtschaftlichkeitsberechnungen auf unterschiedlichen Märkten. Und in der Planung ermöglichen wir eine zusätzliche Dachrichtung. So lassen sich jetzt beispielsweise auch Ost-West-Ausrichtungen simulieren. Für SMA Energy haben wir die Darstellung der Diagramme auch auf Querformat angepasst, sodass sie im Display immer vollflächig zur Verfügung stehen. Außerdem sind dann Einzelwerte zu Erzeugung, Verbrauch und Netzeinspeisung über das Diagramm klickbar. Und die Einbindung des SMA EV Charger läuft nun auch stabil. Hier hat es an manchen Stellen noch gehakt. Manchmal liegt das aber auch an der Konfiguration der Anlage oder des Smartphones des Kunden; das kann dann natürlich die App nicht lösen, sondern hier ist dann der Service gefragt.

Wann können Anlagenbetreiber ihr Energiesystem mit SMA Energy steuern?

Wir planen die Einbindung ins intelligente Energiemanagement für dieses Jahr. Zunächst lassen sich erst einmal einzelne Verbraucher wie Wasch- oder Spülmaschine visualisieren und schaltbare Verbraucher steuern. Im zweiten Schritt werden wir wesentliche Konfigurationseinstellungen des Sunny-Home-Managers in die App integrieren. Dann können Anwender den Eigenverbrauch noch weiter an ihren individuellen Bedürfnissen ausrichten – egal, wo sie gerade sind.

International sind die Märkte sehr unterschiedlich. Wie wirkt sich das auf die Weiterentwicklung der Apps aus?

Es kann nicht die eine App für alle Märkte geben, sondern hier sind lokale Anpassungen nötig. Ein Beispiel dafür ist der Inbetriebnahmeprozess. Hier arbeiten wir aktuell an einer App-unterstützten Variante, und wir sehen, dass die Zielgruppe Installateur international deutlich abweichende Anforderungen hat. Während etwa in Europa der Installateur ein System vollumfänglich

>

- > installiert und in Betrieb nimmt, gibt es Märkte wie die USA, in denen diese Tätigkeit häufig geteilt wird: Die eine Fachkraft übernimmt die elektrische Installation und bindet die Anlage ins lokale Netz ein, eine weitere Fachkraft übernimmt dann die Konfiguration der Komponenten – teilweise sogar aus der Ferne. Hier brauchen wir also unterschiedliche Kommunikations- und Funktionslevel. Unser Ziel ist ein ganzheitlicher und einfacher Inbetriebnahme-Assistent, der Schritt für Schritt durch die Inbetriebnahme des Gesamtsystems führt.

„Wer über eine Solaranlage nachdenkt, könnte sich per Smartphone fix das eigene Dach mit Modulen belegen.“

Wie geht es im Bereich der mobilen Anwendungen weiter?

Smartphones und Tablets werden immer leistungsfähiger. Hier entstehen viele neue und teils höchst spezialisierte Einsatzmöglichkeiten. Besonders spannend ist auch der Bereich Virtual oder Augmented Reality und die Integration in das bestehende Portfolio. Dann könnten wir einen Installateur künftig etwa live bei der Reparatur eines Wechselrichters unterstützen. Wer über eine Solaranlage nachdenkt, könnte sich per Smartphone fix das eigene Dach mit Modulen belegen und mögliche Einsparungen berechnen. Es ergeben sich viele interessante Schnittstellen, die ich mit meinem Team gerne weiterentwickle. An Ideen mangelt es uns jedenfalls nicht – und unsere Kunden dürfen gespannt sein. □



Gekoppelte Solar- und Wasserkraft

Stromversorgung auf 2.000 Meter

1.500 Haushalte, eine Klinik, eine Moschee und eine Schule im afghanischen Hochland beziehen ihren Strom nun aus einer gekoppelten Wasserkraft-Solar-Erzeugung. Sowohl für die Projektierer als auch für das Dorf, das sich bis dato bestenfalls über kleine PV-Systeme versorgte, war das Projekt weltweit einmalig – vor allem in Zeiten von Corona.

TEXT: Géraldine Quelle, Phaesun BILDER: Zularistan; iStock, DanielPrudek





Neun Cluster Batteriepufferspeicher mit einer Gesamtkapazität von 1.512 kWh halten den Strom zu jeder Zeit bereit.



Zusätzlich zu einer Wasserkraftturbine bezieht das afghanische Dorf seinen Strom aus dem 200 kW starken Solarfeld.

Shemol ist ein auf 2.000 m gelegenes Hochtal in der ostafghanischen Provinz Nangarhar. Die Bevölkerung dort lebt hauptsächlich von der Vieh- und Landwirtschaft. Nur wenige Haushalte haben fließend Wasser, die Stromversorgung war bis dato in Ausnahmefällen durch kleine autarke Solarsysteme gegeben. Gemeinsam mit dem afghanischen Partner Zularistan hat das Allgäuer Solarunternehmen Phaesun nun ein Minigrid-Projekt zur Stromversorgung von 1.500 Haushalten, einer Schule, einer Moschee und einem Krankenhaus im Bergdistrikt Dara-e-Noor konzipiert und installiert. Zum ersten Mal ist damit ein aus Solar-generator und Wasserkraft gekoppeltes System zur Dorfstromversorgung in Afghanistan in Betrieb.

Die Installation des Systems wurde vom Entwicklungsprogramm der Vereinten Nationen (UNDP) und vom Afghanischen Ministry of Rural Rehabilitation and Development finanziell gefördert. Der laufende Betrieb und die Wartung werden durch den Stromverkauf finanziert.

Kombination „weltweit einmalig“

Kernstück der Stromerzeugung ist eine 140-kVA-Wasserkraftturbine. Diese wird zusätzlich mit einem 200-kW-Solarfeld sowie mit einem 50-kVA-Dieselmotor für den „Black Start“ nach einem Shutdown der Turbine unterstützt. Für die Stromversorgung zu jeder Tages- und Nachtzeit sorgt ein Batteriepufferspeicher aus neun Clustern mit einer Gesamtkapazität von 1.512 kWh. Diese Kombination wurde so noch nie installiert.

Phaesun war beim Systemdesign und der Koordination beteiligt und hat einen Teil des Equipments geliefert. SMA, ein deutscher Hersteller von Solarelektronik, passte wichtige Elektronikkomponenten an und unterstützte das Projekt bei der Planung.

Shakibullah Hedayat, Projektkoordinator des durchführenden Unternehmens Zularistan, ist stolz auf das „weltweit einmalige“ Projekt: „Durch die Nutzung der natürlichen Ressourcen Sonne und Wasser in Kombination mit qualitativ hochwertiger Technik können wir unsere Bevölkerung mit Strom versorgen. Wir sind froh, dass wir das Projekt in enger Kooperation mit den deutschen Unternehmen SMA und Phaesun auch im Corona-Jahr erfolgreich umsetzen konnten!“

Projektdurchführung trotz Corona-Krise

2019 begannen die Planungen für die Stromversorgung des Hochtals mittels Wasser- und Solarkraft. Die Bewohner konnten sich vorab als Stromkunde registrieren und bezahlten eine Anschlussgebühr. Der Stromverkauf basiert nun auf einem Smart-Metering-System. Die Nutzer bezahlen vorab und erhalten Chips für ihre Stromzähler und die Elektrizität.

Die Installation verzögerte sich 2020 aufgrund von Corona-bedingten Transportbeschränkungen einige Male, konnte aber im Dezember erfolgreich abgeschlossen werden. Thomas Sacks, Projektleiter bei Phaesun, berichtet: „Neben Afrika setzen wir nun zunehmend den Fokus auf Süd- und Zentralasien. Hier gibt es viele Regionen, die aufgrund der geografischen Begebenheiten eine Stromversorgung durch zentrale Stromnetze kaum zulassen. Weit verstreute Ortschaften in Bergregionen können ideal durch Inselnetze mit lokal erzeugtem grünen Strom versorgt werden.“

Durch seine Arbeit in Afghanistan weiß Sacks, dass elektrischer Strom Hoffnung für die Menschen bedeutet. „Licht in Haushalten, Kühlung von Medikamenten im Krankenhaus und der Betrieb von Computern in Schulen bedeuten den Anschluss an das moderne globale Leben“, sagt der Projektleiter. □



Blindleistungsregelung bei Nacht

Arbeiten, wenn alles schläft

Bei bestimmten Konstellationen erzeugen Photovoltaikanlagen auch in der Nacht kapazitive Verlustleistungen. Damit Netzbetreiber keine Blindleistung zukaufen müssen, gibt es die neue Regelfunktion Q@Night. Sie wird in einem Pilotprojekt in Sachsen-Anhalt eingesetzt und spart dort jährlich fünfstelligen Beträge ein.

TEXT: Burkhard Dittmann, Phoenix Contact, und Maren Gast, Phoenix Contact Electronics **BILDER:** Phoenix Contact; iStock, filo

Die im sachsen-anhaltinischen Köthen ansässige Firma ASG Engineering hat sich auf die Beratung, Planung, Umsetzung und Betriebsführung von Photovoltaikanlagen spezialisiert. Zu ihrem Leistungsspektrum gehört ebenfalls die Integration

der Anlagen und Speicher in die bestehende Infrastruktur mit optimaler Nutzung des Eigenstromverbrauchs. Darüber hinaus beschäftigt sich das Unternehmen mit der Lastspitzenkappung sowie Speicherlösungen für Microgrid-Systeme.

Einen besonderen Stellenwert bei ASG nimmt allerdings die Errichtung eigener PV-Kraftwerke ein. Dazu werden geeignete Flächen gepachtet oder gekauft. Mittlerweile hat das Unternehmen über 100 Projekte im Bereich Dach-



Der EZA-Regler erfüllt alle Anforderungen der deutschen Übertragungsnetzbetreiber und lässt sich flexibel auf projektspezifische Anforderungen anpassen.

und Freifläche realisiert. Bei einem der jüngsten Projekte handelt es sich um einen 10-MW-Park im Dessora-Industriepark im östlichen Sachsen-Anhalt.

„Eine PV-Anlage dieser Größenordnung ist schon etwas Besonderes“, erzählt René Wollmerstädt, einer der drei ASG-Geschäftsführer. „Wir haben zwar bereits 25 PV-Freifeldanlagen mit einer Gesamtleistung von mehr als 28 MW installiert, doch das Kraftwerk im Dessora-Industriepark ist das bisher größte.“

Attraktiver Industriepark im Fokus

Der Name „Dessora“ leitet sich daraus ab, dass der Industriepark genau zwischen Dessau und Oranienbaum-Wörlitz liegt. Dessau ist nicht nur Architekturinteressierten durch das 1925/26 von Walter Gropius geplante Bauhausgebäude ein Begriff. Als weniger bekannt zeigt sich die Stadt Oranienbaum-Wörlitz. Ihr Name geht auf eine Orangerie zurück, die ab 1812 erbaut wurde und noch heute als eine der größten ihrer Art in Europa in der ursprünglichen Funktion verwendet wird.

Der Dessora-Industriepark befindet sich direkt an der B107. Die Nähe zur Au-

tobahn A9, dem 60 km entfernten Flughafen Leipzig und einem in der näheren Umgebung liegenden Binnenhafen sorgt für eine gute verkehrstechnische Anbindung. Im Gewerbe- und Industriegebiet haben sich neben dem Photovoltaikpark Lebensmittel- und Entsorgungsunternehmen sowie ein Beton- und ein Pelletwerk angesiedelt.

Besserer Ertrag durch Half-Cut-Module

Die 80 PV-Tische von ASG stehen zwischen einer Brezelbäckerei und dem genannten Betonwerk. Auf den größten Tischen sind 360 Module des chinesischen Herstellers Longi in Sechserreihen angeordnet. In ihnen wurden halbe Solarzellen verbaut. Bei dieser sogenannten Half-Cut-Technologie teilt sich das Solarmodul in gleich große Zwillingshälften, die in der Mitte parallel geschaltet werden. Dadurch halbiert sich auch der Strom pro Modul, was mit einem reduzierten Leistungsverlust in der Zelle einhergeht.

Dieser geringere Leistungsverlust erhöht wiederum den Füllfaktor und Wirkungsgrad der Zellen, sodass sich insbesondere bei starker Sonneneinstrahlung ein besserer Energieertrag ergibt. Die

DC-Leistungen der PV-Module werden auf insgesamt 37 Sungrow-Inverter geführt, die 1.500 V Gleichspannung in 800 V Wechselspannung umwandeln. Die Wechselspannung wird anschließend in vier Trafostationen, die verteilt im Photovoltaikpark angeordnet sind, von den 0,8 auf 20 kV Mittelspannungsebene umgeformt.

Bevor die Spannung in das Netz der Mitnetz Strom eingespeist werden kann, muss sie zunächst über ein 3 km langes Erdkabel zum Netzanschlusspunkt übertragen werden. Das Netzgebiet von Mitnetz Strom umfasst eine Fläche von 30.804 km² in den Regionen Brandenburg, Sachsen-Anhalt, Süd-Sachsen und West-Sachsen. In Summe werden rund 2,3 Millionen Menschen beliefert.

Kein Zukauf mehr von Blindleistung

Am Netzanschlusspunkt ist der auf der PLCnext Technology basierende Einspeiseregler von Phoenix Contact installiert. Das gemäß der deutschen Anwendungsrichtlinie VDE-AR-N 4110/4120 zertifizierte Gerät stellt sicher, dass dezentrale Energieerzeugungsanlagen, die an Mittel- und Hochspannungsnetze angekoppelt sind, netzkonform einspeisen.

Das 10-MW-Kraftwerk im Dessora-Industriepark ist eine Pilotanlage für die Reglerfunktion Q@Night.



Da sich Hard- und Software des Einspeisereglers jederzeit individuell und projektspezifisch anpassen lassen, gestaltete es sich für die ASG-Mitarbeiter einfach, das Gerät um die Funktion der Q@Night-Regelung zu erweitern. Hinter dem Begriff verbirgt sich die Blindleistungsregelung bei Nacht. Doch warum ist das ausgerechnet dann notwendig, wenn die PV-Anlage gar keinen Sonnenstrom produzieren kann?

Wie bereits erwähnt, liegt der Netzanschlusspunkt 3 km vom Photovoltaikpark entfernt. Aufgrund der großen Leitungslänge entstehen besonders in der Nacht kapazitive Verlustleistungen. Die Trafostationen im Park generieren ebenfalls Verluste, wobei es sich um induktive Verlustleistungen handelt. Um solche Verlustleistungen zu kompensieren, müsste der Parkbetreiber im Normalfall Blindleistung kostenpflichtig vom Netzbetreiber beziehen. Der finanzielle Aufwand für einen solchen Zukauf würde sich im Verlauf eines Jahres auf einen mittleren fünfstelligen Betrag addieren.

In einem solchen Fall ist es selbstverständlich, dass ASG gegensteuert, damit sich die Kosten minimieren. Die vom Unternehmen programmierte und auf den EZA-Regler implementierte Regler-

funktion Q@Night sorgt nun dafür, dass die Wechselrichter des Photovoltaikparks in der Nacht nicht wie üblich herunterfahren. Vielmehr stellen sie weiterhin Blindleistung bereit, um am Netzanschlusspunkt einen $\cos \phi$ von genau 1 zu erreichen. Auf diese Weise werden die induktiven und kapazitiven Eigenschaften der parkeigenen Elemente – also Leitungen und Trafos – ausgeglichen.

Datenkommunikation per RS485

Die Weiterleitung der Steuerungssignale zur Q@Night-Regelung erfolgt über eine Glasfaserleitung auf einen Buskopppler Axioline F BK ETH, der in einer der vier Trafostationen im 3 km entfernten PV-Park installiert ist. An den Buskopppler reihen sich RS-Uni-Module an, die den Betrieb von Peripheriegeräten mit serieller Schnittstelle am Bussystem erlauben.

Vom Buskopppler erhalten die in 16 Strängen sternförmig angeordneten Wechselrichter per RS485-Datenkommunikation die Vorgaben, die sowohl für die Einspeiseregulierung als auch die Blindleistungsregelung bei Nacht erforderlich sind. „Die Q@Night-Regelung setzt voraus, dass die Wechselrichter

eine entsprechende Fahrweise in der Nacht unterstützen“, erklärt Christopher Werlitz, für den Netzanschluss und die Kommunikation verantwortlicher Projektleiter bei ASG.

Dessora-Größe als Standarddimension?

In einer Region, in der bis Anfang der 1990er-Jahre noch 100 Millionen Tonnen Braunkohle abgebaut wurden, prägen heute erneuerbare Energieerzeugungsanlagen das Landschaftsbild. Aus Sonne Energie gewinnen, emissionsfrei und effektiv – das war die Herausforderung, die die beiden Geschäftsführer Jan Wecke und René Wollmerstädt 2007 zur Gründung von ASG Engineering bewogen hat. Seit 2014 ergänzt außerdem Alexander Henze als weiterer Geschäftsführer das Unternehmen.

Wollmerstädt sieht den Trend, dass in Zukunft Anlagen der Dessora-Größe die Standarddimension bilden werden. Jede Photovoltaikanlage ist allerdings einzigartig. Daher sind die ASG-Geschäftsführer froh, dass ihnen die Solarspezialisten von Phoenix Contact bei allen im Rahmen von Planung, Installation und Netzanschluss anfallenden Aufgaben jederzeit mit Rat und Tat zur Seite stehen. □

Wechselrichter für Freiflächenanlage

Vom größten Niedermoor zum größten Solarpark

In Berg im Gau entsteht derzeit die größte Freiflächenphotovoltaikanlage Süddeutschlands. Eine Fläche von 200 Fußballfeldern, die ehemals landwirtschaftlich genutzt wurde, wird in diesem Rahmen zu einem Stromlieferanten für rund 100.000 Einwohner umgebaut. Nicht fehlen dürfen dabei zuverlässige Wechselrichter.

TEXT: Delta Electronics **BILDER:** Delta Electronics



Das Grundstück für das Projekt „Solarpark Schornhof“ befindet sich im einst größten Niedermoorgebiet Bayerns. Aufgrund des fruchtbaren Bodens wurden die Flächen im Donaumoos viele Jahre intensiv landwirtschaftlich bewirtschaftet. Das führte allerdings dazu, dass die Humus- und Moorschicht jedes Jahr um 1 bis 2 cm dünner wurde – und wenn der organische Boden mit Luft in Kontakt kommt, werden Treibhausgase freigesetzt.

Landeigentümer Alexander von Zwehl suchte daher nach einer alternativen Nutzung und entschied sich, das 150 Hektar große Grundstück um den ehemaligen Schornhof für einen Solarpark zu verpachten. Denn der Rückhalt in der Kommune, die hohen Einstrahlungswerte in Bayern, die Größe der arrondierten Fläche sowie die Nähe zur Hochspannungstrasse zwischen München und Ingolstadt machten sein Grundstück zum perfekten Standort für eine Photovoltaikanlage. So kann von Zwehl die Fläche wirtschaftlich nutzen, durch eine extensive Nutzung die Bodenerosion aufhalten und einen Beitrag zur Energiewende leisten.

Wer liefert die Wechselrichter?

Die Umsetzung des Schornhof-Projekts übernahm das Solarunternehmen Anumar, das seit 2010 Photovoltaikanlagen projektiert, errichtet und betreibt. Seit März 2020 werden auf der Fläche von circa 200 Fußballfeldern in Berg im Gau bereits Aluminiumpfosten in der Erde befestigt – insgesamt werden es 70.000 Stück, plus Längs- und Querträger sowie 350.000 Photovoltaikmodule.

Bei der Wahl des Lieferanten für die circa 1.500 Wechselrichter entschied sich Anumar für Delta Electronics. „Wir verbauen bereits seit einigen Jahren Delta-Produkte und haben schon diverse Solarprojekte gemeinsam realisiert, bei denen wir uns von dem schnellen und unkomplizierten Support überzeugen konnten“, begründet Markus Brosch, Geschäftsführer von Anumar. Ein weiterer Pluspunkt sei, dass der M70A-String-Wechselrichter von Delta die neue VDE-Anwendungsregel 4120 erfüllt – laut



Über 1.500 M70A-String-Wechselrichter von Delta wandeln den Gleichstrom der Solarmodule in 400-V-Wechselstrom um.

Brosch eine Grundvoraussetzung für den Anschluss der Anlage an das Hochspannungsnetz.

Auf kommerzielle PV-Anlagen ausgelegt

Jeweils zwölf Kabelstränge mit einer Maximalleistung von 70 kW laufen in der Anlage in Schornhof in einem Wechselrichter zusammen. Dieser macht aus dem Gleichstrom der Solarmodule 400-V-Wechselstrom und versorgt zusammen mit jeweils 20 weiteren Wechselrichtern eine der über 60 Trafostationen. Dort wird der Strom auf 20.000 V umgewandelt, und das Umspannwerk erhöht die Spannung für die Netzeinspeisung anschließend auf 110.000 V.

„Leistungselektronik wandelt den Gleichstrom der Solarmodule in Wechselstrom für unsere Energienetze“, erklärt Andreas Hoischen, Senior Director Business Unit Photovoltaic Inverters Delta EMEA. „Unser M70A-Wechselrichter lässt sich wegen seines kompakten Designs einfach transportieren und installieren und eignet sich aufgrund seiner hohen Leistungsdichte besonders für kommerzielle Solaranlagen auf großen Freiflächen wie hier in Schornhof.“

Marion Futterer, Business Development Manager Photovoltaic Inverters Delta EMEA, fügt hinzu: „Wir haben uns sehr darüber gefreut, dass Anumar in Deltas Kompetenz vertraut und uns als Wechselrichterlieferant für das Projekt Schornhof ausgewählt hat. Wir betreuen das Projekt von der Bauphase bis hin zur Fertigstellung und stehen mit unserem Namen für eine langfristige, persönliche und loyale Partnerschaft.“

Ökonomisch durch Stromabnahmeverträge

Mit einer Spitzenleistung von 170 MW – Ende März 2021 stimmte der Gemeinderat von Berg im Gau einer Erweiterung um 60 Hektar beziehungsweise 60 MW zu – soll der Solarpark Schornhof jedes Jahr über 110 GWh Strom erzeugen. Über ein eigens errichtetes Umspannwerk fließt der produzierte Strom in die 110-kV-Leitung zwischen Schrobenhausen-Steingriff und Ingolstadt-Kothau. Rund 30.000 Haushalte werden dann mit Energie versorgt – das wäre rein rechnerisch der ganze Landkreis Neuburg-Schrobenhausen.

Die Investition von 60 Millionen Euro für die Anlage trägt der Betreiber Anumar selbst. Das Ingolstädter Unternehmen hat dafür eine Betreibergesellschaft mit Sitz in Berg im Gau gegründet, die das Areal vertraglich bis 2053 nutzen darf. Danach erfolgt nach aktuellem Stand der Rückbau. Landeigentümer von Zwehl geht aber davon aus, dass die Fläche auch danach für die Erzeugung von Solarstrom zur Verfügung stehen wird, gegebenenfalls mit neuen Photovoltaikmodulen.

Die Finanzierung des Projektes basiert auf Stromabnahmeverträgen – sogenannten Power Purchase Agreements (PPA) – und einer EEG-Förderung. „PPAs haben eine große Bedeutung für die Energiewende. Durch sie können wir Solarprojekte direkt vermarkten und sind nicht auf eine EEG-Förderung angewiesen“, erläutert Andreas Klier, Geschäftsführer von Anumar. „Photovoltaik ist die derzeit günstigste Energieform, um Strom zu produzieren. Hier in Schornhof liegen die Stromgestehungskosten unter fünf Cent pro Kilowattstunde.“

PPA-Vertragspartner für insgesamt 90 MW, die in Schornhof produziert werden, ist das norwegische Staatsunternehmen Statkraft. Es nimmt den Strom zu einem Fixpreis für eine Laufzeit von zehn beziehungsweise elf Jahren ab. Für die restlichen 30 MW sicherte sich Anumar Zuschläge aus den EEG-Ausschreibungen.

Maßnahmen für Biodiversität

Auch aus ökologischer Sicht soll das Projekt Schornhof viele Vorteile bringen. Von den ursprünglich 150 Hektar wird nur die Hälfte mit Solarmodulen überbaut; es bleiben 70 Hektar, die die Betreiber in ein Biotop verwandeln wollen. Rund 50.000 Büsche und Bäume werden neu gepflanzt, die Gehölze am Wegrand bleiben erhalten. Sie stören nicht, weil sie ohnehin genug Abstand zu den Photovoltaikmodulen haben.

Auch zwischen den Modulen bleibt viel Platz für Wiesen und Blühflächen, und somit auch für Niederwild, Bienen und andere Insekten zur Förderung der Biodiversität. Zudem plant Anumar Kooperationen mit lokalen Imkern und ist offen für eine extensive Weidenutzung, zum Beispiel mit Schafen.

„Wir von Delta sind stolz, für dieses Projekt mit Anumar zusammenzuarbeiten und mit unserer Leistungselektronik eine Kerntechnologie für die Energiewende zu liefern“, freut sich Hoischen. „Unsere Mitarbeiter, über 500 allein in Deutschland, arbeiten jeden Tag an intelligenten und umweltfreundlichen Energielösungen.“ So konnte aus einem einst fruchtbaren Moor- gebiet ein Solarpark entstehen, der sowohl Mensch als auch Tier zugutekommt. □

IMPRESSUM

Herausgeber Kilian Müller

Head of Value Manufacturing Christian Fischbach

Redaktion Jessica Bischoff (Managing Editor/verantwortlich/-929), Ragna Iser (-896), 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 Dittrich (-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, Machtfinger 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-Kompendum.

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 Bezugsbetrags. 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

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 hatten 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

FIRMEN UND ORGANISATIONEN IN DIESER AUSGABE

Firma	Seite	Firma	Seite
Arvato	22	Open Grid Europe	14
Bachmann Electronics	4. Umschlagseite	Orsted	17
BASF	16	Phaesun	32
BayWa r.e.	2. Umschlagseite, 66	Phoenix Contact	35
bmp Greengas	12, 17	Phytonics	6
BP	16	PowerPlus Communication	23
Copa-Data	25	Raffinerie Heide	17
Delta Electronics	38	RWE	16
E.on	60	Secunet	24
EDF Deutschland	17	SMA	29
EMH-Metering	62	Sonnen	50
Gisa	65	Stadtwerke Heide	17
Gofore	59	Thüga	48
Hitachi ABB Power Grids	45	Thyssenkrupp Industrial Solutions	17
HMS	46	Uniper	Titel, 8, 11, 16
Holcim Deutschland	17	Uniserv	3
IBC Solar	42	Vivavis	27
Klinger Germany	53	VNG	12
Landwärme	12	Wago	26
MAN Energy Solutions	52	Zettler	65

Photovoltaik zur Wasseraufbereitung

Solarenergie mit Kniff

Öffentliche Institutionen werden zunehmend auf die Vorteile von PV-Anlagen aufmerksam. So auch die niederländische Wasserbehörde Watershap Rivierenland, die bereits drei ihrer Standorte mit der umweltfreundlichen Energieversorgung ausgestattet hat. Jedes Mal war ein anderer besonderer Kniff dabei.

TEXT: Annika Bloem, IBC Solar **BILDER:** IBC Solar; iStock, Anastasiia_New

Photovoltaik ist heutzutage eine der günstigsten Arten der Stromerzeugung und erfreut sich immer größerer Beliebtheit. Sie ist eine der Schlüsseltechnologien für eine erfolgreiche Energiewende. Gleichzeitig verhilft PV zur Steigerung der Wirtschaftlichkeit, senkt Stromkosten und kommt der Umwelt zugute. Daher werden auch vermehrt öffentliche Einrichtungen, Kommunen und Behörden auf diese nachhaltige Energieversorgung aufmerksam. Gleichzeitig verfügen sie meist schon über größere Flächen, die sich ideal für eine Photovoltaikanlage eignen.

In den vergangenen Jahren zeigte sich dabei auch das große Potenzial der PV im Bereich der Wasseraufbereitung. Wie genau das aussehen kann, wird am Beispiel der niederländischen Wasserbehörde Watershap Rivierenland deutlich: Denn hier wird bereits für drei Standorte umweltfreundlicher Sonnenstrom genutzt, und zwar jeweils auf eine ganz eigene Art und Weise.

Energiewende in den Niederlanden

Die Auswirkungen des Klimawandels sind überall spürbar und haben auch einen täglichen Einfluss auf den Betrieb von Wasserbehörden – insbesondere in der Nordseeregion. So müssen zum Beispiel die Deiche zusätzlich gegen Hochwasser geschützt werden. Dabei wird es immer herausfordernder, die Wasserqualität zu gewährleisten.

Zeitgleich ist der Markt für Solarenergie in den Niederlanden seit einigen Jahren in Bewegung, auch aufgrund des immer stärker werdenden Nachhaltigkeitsgedankens innerhalb der Gesellschaft. Solarsysteme bieten einen einfachen ersten Schritt für das Erreichen der Klimaziele und die Reduktion von CO₂. Denn Photovoltaikanlagen sind einfach zu installieren, erfordern wenig



Wartung und haben ein relativ schnelles Amortisationsmodell. So ist heutzutage die Investition in Solarenergie nach wenigen Jahren zurückgewonnen.

Aus diesem Grund nutzen auch Wasserbehörden wie Rivierenland zunehmend Photovoltaikanlagen, um selbst grüne Energie zu erzeugen und zu nutzen. Dabei leistet die niederländische Behörde mit ihren Solarparks an den Standorten Arnheim, Sleeuwijk und Wijk en Aalburg einen wichtigen Beitrag zur Energiewende.

Weit mehr als ein Pilotprojekt

Alles begann im Frühjahr 2019 mit der Fertigstellung der ersten Freiflächen-Photovoltaikanlage in Arnheim. Das PV-Projekt besteht aus insgesamt 7.200 Solarmodulen. Die Anlage hat eine Gesamtleistung von 2,2 MW_p und liefert rund 1,9 Millionen kWh Solarenergie pro Jahr. Damit könnte der jährliche Energieverbrauch von 600 Drei-Personen-Haushalten gedeckt werden. Partner und Projektentwickler der Photovoltaikanlage ist die niederländische Tochtergesellschaft von IBC Solar, einem weltweit führenden Systemhaus für Photovoltaik- und Speicherlösungen.

Hinter dem Konzept steckt jedoch weit mehr als nur die Installation einer Photovoltaikanlage und die Erzeugung von nachhaltigem Solarstrom. Von Beginn an sah die niederländische Wasserbehörde Rivierenland den Standort Arnheim als Pilotprojekt und entwickelte Ideen sowie Konzepte weit über die reine PV-Anlage hinaus. So wurde der Solarpark auf einem bereits bestehenden



Los ging alles 2019 in Arnheim, hier wurde die erste Freiflächen-Photovoltaikanlage für Watershap Rivierenland fertiggestellt.



Insgesamt 7.200 Module sorgen in der dortigen Wasseraufbereitungsanlage für grünen Sonnenstrom.

Gelände errichtet, das vor der Installation der Photovoltaikanlage keine besondere Nutzung hatte. Das verhinderte ein Ausweichen auf landwirtschaftliche Flächen.

Darüber hinaus arbeitet Rivierenland in Arnheim mit lokalen Künstlern zusammen, die die Abwasseranlage der Behörde, die entlang von Bahnschienen verläuft, mit Graffiti besprühen. Seither blicken Fahrgäste beim Vorbeifahren an der niederländischen Wasserbehörde auf grasende Kühe – ein Anblick, der vielen Zugreisenden ein Lächeln ins Gesicht zaubert.

Solarpark als Wasserspeicher

Die Wasserbehörde war vom Umweltnutzen und den Einsparungen der Photovoltaikanlage in Arnheim so überzeugt, dass bereits wenige Monate später, Anfang 2020, eine 851-kW_p-Anlage am Standort Wiljk en Aalburg folgte. Dabei gibt es auch hier eine Besonderheit, die auf den ersten Blick ungewöhnlich erscheint: So wurde der Solarpark nicht etwa auf einem freien Feld gebaut, sondern in einem Wasserrückhaltebecken. Dabei dient der Solarpark bei steigendem Wasserstand als ein temporärer Wasserspeicher und wird zeitweise geflutet.

Die Module befinden sich deshalb etwas höher, als es bei einem gewöhnlichen Freiflächensolarpark üblich ist. Hierbei handelt es sich insgesamt um 2.700 Solarmodule, die im Jahr circa 841.500 kWh produzieren – rein rechnerisch der Jahresverbrauch von insgesamt 263 Haushalten.

Im Oktober 2020 folgte schließlich die Fertigstellung des bisher jüngsten Projekts für die Wasserbehörde Rivierenland: eine 2,9 MW_p große Anlage in Sleenwijk. Hierfür sind rund 8.000 Solarmodule im Einsatz und erzeugen im Jahr 2,65 Millionen kWh

grünen Solarstrom. Der Energiebedarf des Standorts wird damit zu rund 30 Prozent gedeckt.

Wie bereits bei den vorherigen Projekten für die Wasserbehörde gibt es auch bei diesem Beispiel eine Besonderheit, dieses Mal mit Blick auf die Nutzung des grünen PV-Stroms. So kommt dieser nicht nur für die Energieversorgung der reinen Kläranlage auf, sondern auch für eine Fabrik zur Gasgewinnung aus Abwasser durch Schlammfermentation. Mit der Photovoltaikanlage kann auch hierfür der Energieverbrauch weitestgehend abgedeckt werden.

Schlüssel für mehr Wirtschaftlichkeit

Photovoltaik ist vielseitig nutzbar und kommt im Zuge dessen auch verstärkt in der Wasseraufbereitung zum Einsatz. Die Wasserbehörde Rivierenland aus den Niederlanden geht hier als positives Beispiel voran und hat gleich drei ihrer Standorte mit dem umweltfreundlichen Solarstrom ausgestattet. Dabei zeigt sich einmal mehr, dass PV an nahezu jeden Umstand und jede Gegebenheit anpassbar ist und sich individuell auf die Bedürfnisse zuschneiden lässt. So können PV-Anlagen auch in ähnlicher Weise in vielen anderen kommunalen Kläranlagen umgesetzt werden – für ein nachhaltiges Wassermanagement und eine grüne Zukunft.

Dabei geht es bei den Projekten nicht nur um eine möglichst hohe Eigenverbrauchsquote des selbst erzeugten Stroms. Die Investition in eine PV-Anlage muss für das Unternehmen auch wirtschaftlich sinnvoll sein. Im Falle der Watershap Rivierenland ist das gegeben: Denn mit einer Amortisationsdauer von nur 15 Jahren hat das Wasserversorgungsamt nicht nur das umweltfreundlichste, sondern auch das rentabelste Versorgungskonzept für sich gewählt. □

Power-Quality-Lösungen für die Energiewende

STABILIES STROMNETZES

Hitachi ABB Power Grids gab bekannt, dass das Unternehmen zwei Aufträge für STATCOM Power Quality Lösungen von Amprion erhalten hat, die eines der größten der vier Stromübertragungsnetze in Deutschland betreibt. Das deutsche Stromsystem befindet sich in einem massiven Umbruch, da das Land den Übergang zu 80 Prozent erneuerbaren Energien bis 2050 anstrebt – eine Politik, die auch die Schließung konventioneller Kraftwerke beinhaltet.

TEXT: Hitachi ABB Power Grids **BILD:** iStock, igorbondarenko

Eine der Grundfunktionen konventioneller Kraftwerke ist die Bereitstellung von Blindleistung zum Ausgleich von Spannungseinbrüchen und -spitzen, die Netzstörungen oder sogar Ausfälle verursachen. Da immer mehr konventionelle Kraftwerke vom Netz genommen werden, sinkt dieses Angebot an Blindleistung. Sie kann durch die Installation von statischen Kompensatoren (STATCOMs) an ausgewählten Punkten im Netz ersetzt werden, um wichtige Blindleistung zur Aufrechterhaltung von Stabilität und Netzqualität bereitzustellen.

Die vier Übertragungsnetzbetreiber in Deutschland – Amprion, 50Hertz, TenneT und TransnetBW – haben kürzlich abgeschätzt, dass sie innerhalb der nächsten 10 Jahre etwa 70 STATCOMs installieren müssen, um die Netzstabilität während der Energiewende zu gewährleisten. Von den bisher in Deutschland vergebenen Aufträgen der Netzbetreiber wurden etwa die Hälfte an Hitachi ABB Power Grids vergeben.

Die STATCOMs wurden gemeinsam mit den 3D- und Digital-Engineering-Tools von Hitachi ABB Power Grids entwickelt, um modulare Lösungen mit 300 Mega-Volt-Ampere Blindleistung (Mvar) und 600 Mvar zu erhalten, die für einen

schnellen und effizienten Einsatz im gesamten Netz einfach repliziert werden können. Der 600-Mvar-STATCOM ist die weltweit leistungsfähigste Anlage, die je gebaut wurde.

STATCOM gehört zu einer Reihe von Netz- und Power Quality Technologien, die von Hitachi ABB Power Grids entwickelt wurden, um die Übertragungskapazität zu erhöhen und die Qualität bestehender und neuer Wechselstromsysteme zu verbessern. Allein in den vergangenen zwei Jahren hat Hitachi ABB Power Grids Aufträge für Projekte von verschiedenen Kunden gewonnen oder abgeschlossen, die einen großen Beitrag zur Energiewende in Deutschland leisten. Dazu gehören die Konverterstationen für die HGÜ-Verbindung NordLink zwischen Deutschland und Norwegen, die Konverterstationen für die Anbindung des 900-Megawatt-Offshore-Windparks DolWin5 in der deutschen Nordsee, die Kriegers Flak Combined Grid Solution, die das deutsche und dänische Stromnetz mit zwei Offshore-Windparks in der Ostsee verbindet, sowie eine Power Quality Lösung, die ermöglicht, das mehr erneuerbare Energie durch das TenneT-Übertragungsnetz von Nord- nach Süddeutschland fließen kann. □

SPITZENPRODU

HMS NETWORKS

IXXAT SG-GATEWAYS VON HMS NETWORKS



Ixxat SG-gateways: Die einzigartigen Multifunktionsgateways ermöglichen die einfache und schnelle Digitalisierung von Energiesystemen und somit die Realisierung des intelligenten Verteilnetzes.

Der Wechsel zum intelligenten Versorgungsnetz erfordert einen durchgängigen Zugriff auf die Daten der Feldebene: Beim Smart Grid sind Daten essentiell, aber es fehlt der durchgehende Datenaustausch. Ixxat SG-gateways ermöglichen die Digitalisierung der Energieverteilung auch im Retrofit.

Auf der Datenmanagement-Ebene gibt es diverse Softwarelösungen – ob SCADA in der Leitwarte oder Cloudsysteme für die detaillierte Analyse, Prognose und für Predictive-Maintenance. Auf der Feldebene – in Kraftwerken, Übertragungs- und Verteilnetzen sowie Großverbrauchern – gibt es wiederum auch viele Systeme, die Daten über eine Unmenge an Protokollen austauschen. Was in vielen Fällen jedoch fehlt, ist die einfache Verbindung der beiden Ebenen miteinander: Managementsysteme benötigen so viele Informationen wie möglich. Die Feldebene kann dies bieten – aber es fehlt, wie auch bei Industrie 4.0, an geeigneten Schnittstellengeräten, um die Daten von der Feldebene zur Softwareebene zu übertragen. Hier punktet HMS mit langjähriger Erfahrung und hat Lösungen entwickelt, welche die Systeme der Energieautomatisierung einfach und sicher an die Softwareebene anbinden: Die Ixxat SG-gateways.

Die Ixxat SG-gateways werden bereits erfolgreich in verschiedensten Projekten eingesetzt:

- Zentrale Überwachung und Steuerung von Verteilstationen und Notstromversorgung an einem der größten Flughäfen Europas über IEC 61850
- Anbindung von USVs in Umrichterwerken der Bahnversorgung an Leitwarten über IEC 61850 sowie an das Cloud-System zur Überwachung der einzelnen Batteriezellen
- Vermeidung von Verbrauchspitzen und Steigerung der Energieeffizienz und Produktqualität durch direkten Datenaustausch zwischen Prozesssteuerung und Energieversorgung bei Großverbrauchern (z.B. Chemiewerken) über IEC 61850, OPC-UA und EtherNet/IP
- Anbindung von Sensoren an Kraftwerksleitwarten mit nur einem einzelnen Gateway

HMS erweitert kontinuierlich die SG-gateway-Geräteserie, um den wachsenden Anforderungen im Markt gerecht zu werden – ob bezüglich der Schnittstellenvielfalt, Protokollunterstützung oder Cybersecurity. So sind neue Varianten mit WLAN und analogen Eingängen verfügbar, die einen direkten Zugriff auf Sensoren ermöglichen, beispielsweise die Überwachung von Hochspannungsleitungen per WLAN. Alle Daten können direkt weitergereicht oder im SG-gateway durch die lokale WEBPLC vorverarbeitet werden. Es können Servicenachrichten versendet oder die Datenstruktur dem Empfangssystem angepasst werden. Dies ermöglicht eine enorm schnelle Integration von neuen Sensoren oder IEDs, insbesondere auch im Retrofit. Daneben verfügen die SG-gateways über UMTS oder LTE, ob als Rückfallebene zur Leitwarte oder als unabhängige Verbindung zum Service- und Monitoringsystem. Für Betreiber und Gerätehersteller bieten sich hiermit neue Möglichkeiten der Zusammenarbeit, da immer alle Daten verfügbar sind, um das Versorgungsnetz hocheffizient und zuverlässig betreiben zu können. ■

Wesentliche Eigenschaften und Vorzüge

Ixxat SG-gateways überzeugen durch folgende Eigenschaften:

- Einzigartige Kombination der relevanten Protokolle in Energieautomatisierung (IEC 61850, IEC 60870...), industriellen Systemen (Modbus, EtherNet/IP...), Sensorik (Modbus, analog, WLAN) und IoT (MQTT, OPC-UA...).
- Ein kleines, sicheres, einfach konfigurierbares und robustes Gerät: Ideal für den Retrofit!
- Die on-board WEBPLC ermöglicht „Edge-Computing“
- Hohe Datensicherheit: Datenübertragung per TLS 1.3 und VPN, Nutzermanagement, geschützte Konfigurationen, verschlüsselte und signierte Firmware.



Redispatch 2.0

„Möglichst vollautomatisiert die Prozesse umsetzen“



Das neue Netzengpassmanagement Redispatch 2.0 ist ab Oktober 2021 für alle Verteilnetzbetreiber mit einspeisenden Anlagen größer 100 kW verpflichtend. Die Thüga und die Thüga Energienetze (THEN) unterstützen Unternehmen der Thüga-Gruppe mit einem praxisnahen Projekt. Julia Holl vom Thüga-Kompetenzcenter Einkauf & Netze gibt Einblicke in die Erkenntnisse und den aktuellen Stand des komplexen Vorhabens.

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

Am 1. Oktober muss die Lösung bei den Verteilnetzbetreibern (VNB) stehen. Wie liegen die VNB nach Ihrer Beobachtung hier im Zeitplan?

Einige sind erst jetzt gestartet. Viele andere, wie auch die Thüga und die Thüga Energienetze, haben bereits im April 2019 das Projekt zur Umsetzung begonnen. Der allgemeine RD 2.0- Zeitplan ist sportlich, aber er ist zu halten, wenn man sich zeitnah für einen Hersteller entscheidet, Anfang Mai vergeben hat und somit demnächst mit der Umsetzung und Datenaufbereitung starten kann. Das Thema ist komplex und erfordert ein gewisses Maß an Digitalisierung. Ein Überblick über eine Vielzahl von Bereichen beim VNB ist nötig. Wir als Thüga-Gruppe sehen vor allem, dass die Herausforderung für kleinere VNB mit Blick auf die Zeitvorgabe größer ist: Der Start des Gesamtprozesses ist der 1. Oktober, der Stammdatenaustausch startet bereits am 1. Juli 2021. Wir sehen jedoch auch Herausforderungen für die Umsetzung bei den Anlagenbetreibern (AB) und den Softwareherstellern, die die Produktlösungen derzeit aktiv entwickeln.

Sie hatten es ja bereits angesprochen: Für den Redispatch 2.0 sind komplexe Prozesse zu implementieren und verschiedene Softwarelösungen zu kombinieren. Wie umfangreich ist die Aufgabe tatsächlich?

Das kommt darauf an, welche bisherigen VNB-Softwaresysteme weiterhin genutzt, integriert und upgedated werden sollen. Ebenso welchen Umfang die neue RD 2.0-Software-Lösung abdecken soll. Je nachdem, welche Kombination man wählt, und je mehr bisherige Prozesse und Systeme bestehen bleiben sollen, desto größer ist die Aufgabe. Das hängt von den notwendigen Schnittstellen und den abteilungsübergreifenden zukünftigen Arbeitsprozessen ab. Hilfreich ist eine Software, die möglichst vollautomatisiert die Prozesse umsetzt und wenig Eingriffe durch das Personal erfordert. Es ist zudem zu prüfen, in welchem Umfang RD 2.0-Fachexperten für den Betrieb der Systeme oder der Systemmandanten nötig sind.

Was sind die größten Herausforderungen für einen VNB bei der Bewältigung dieser Aufgabe?

Sich angesichts des Zeitfaktors intensiv mit der Thematik auseinanderzusetzen, sowie die komplexen Vorgaben – für die noch einige Definitionen ausstehen – auf die individuelle Umsetzung herunter zu brechen. Es handelt sich um eine gesamtheitliche Umsetzung. Die meisten Softwarehersteller entwickeln das RD 2.0-Softwaresystem für die VNB, damit gibt man sich in eine gewisse >

„Bei mehreren vorgelagerten Netzbetreibern wird die Abstimmung und der Informationsaustausch vor allem bei Umschaltungen von Einspeisern im Netz komplex.“

- > Abhängigkeit zu diesem Produkt. Für die Thüga-Gruppe versuchen wir, Fragen zur Umsetzung zu bündeln, den Partnerunternehmen der Thüga die wichtigsten Informationen zur Verfügung zu stellen und frühzeitig auf Herausforderungen aufmerksam zu machen.

Jeder VNB hat andere Bedingungen, etwa in punkto Netzstruktur oder der Einspeise-Situation bei erneuerbaren Energien. Wie groß sind die Unterschiede tatsächlich?

Die Einspeisesituation ist nicht unbedingt der Knackpunkt – schließlich hat jeder VNB Einspeiser –, sondern die Frage, ob es Engpässe im eigenen Netz gibt. Die Netzstruktur hat zwar einen Einfluss auf die Einspeisesituation, wichtiger ist aber der zukünftige Schaltzustand in Verbindung mit der Prognose der Last- und Einspeisesituation – insbesondere dann, wenn es mehrere Übergabepunkte zu vorgelagerten Netzbetreibern gibt. Wenn es zudem mehrere vorgelagerte Netzbetreiber sind, wird die Abstimmung und der Informationsaustausch vor allem bei Umschaltungen im Netz komplex.

Inwieweit sind in diesem heterogenen Umfeld standardisierte Lösungen überhaupt möglich?

Standard sind alle RD 2.0-Prozesse, die insgesamt abgebildet werden müssen, etwa Einspeise- und Lastprognosen, Abrechnung oder Bilanzierung, um einige davon zu nennen. Dazu zählen auch die zur Verfügung zu stellenden Daten der AB und VNB, teilweise sind auch die Schnittstellenformate zu nachgelagerten Systemen standardisiert. Die Befüllung des Systems ist jedoch kein Standard: Wo kommen die Daten her? Wo liegen sie? Wie müssen sie aufbereitet sein? Es gibt mehrere Anbieter auf dem Markt, die unterschiedlich ausgeprägte Lösungen anbieten. Die Hersteller verkaufen natürlich möglichst standardisierte Produkte, jedoch mit verschiedenen Wahlmöglichkeiten. Die Einbindung der VNB-eigenen Bestandssoftware, die Abdeckung von RD 2.0-Prozessen außerhalb des neuen Softwaresystems und die Entscheidung für ein On-Premise- oder Software-as-a-Service-Produkt führen zu individuellen Lösungen.

Sie haben mittlerweile nach der Konzeptionsphase die zweite Phase des Projekts abgeschlossen. Am Ende stand die Entscheidung hinsichtlich der eingesetzten Software. Auf welche Lösung ist die Wahl gefallen?

Wir haben uns für Venios und Thüga SmartService (TSG) entschieden. Venios ist für mehrere Prozesse zuständig, wie die Datenaufbereitung, die Schnittstelle zum Dataprovider connect+ oder die Anlagenvorabauswahl. TSG entwickelt Bestandssysteme für die Redispatch-Funktionalitäten bei Abrechnung und Bilanzierung weiter und integriert neue Berechnungsmechanismen für die Ausfallarbeit.

Wie viele VNB sind denn im Thüga-Umsetzungsprojekt beteiligt?

Direkt beteiligt ist nur die Thüga Energienetze, kurz THEN. In der Thüga-Gruppe gibt es 64 Partnerunternehmen, die von unseren Projekterfahrungen mit der THEN profitieren können. Die THEN bindet zudem Partnerunternehmen der Thüga-Gruppe als Mandanten an das System an, so dass es rund ein Dutzend Partnerunternehmen sein werden, die damit den Redispatch 2.0 umsetzen. Weiterhin können Partnerunternehmen nachgelagert von den Erfahrungen und Weiterentwicklungen der Systeme und Schnittstellen profitieren, die für ihre eigene Umsetzung dieselben RD 2.0-Systemanbieter wie die THEN gewählt haben. □



Mit einer Speicherkapazität von 247,5 kWh haben Herr Wulff und sein Team die maximale Ausbaustufe der sonnen-Batterie 10 erreicht. Modernisierung und Ausbau fanden Anfang 2021 unter der fachkundigen Leitung des Fachpartners Elektro-Klaas Elektrotechnik GmbH aus Albersdorf statt.

Die Vision des Unternehmers Wulff von einer sauberen Energiezukunft lebt er nicht nur im Betrieb, sondern auch privat zu 100 Prozent. E-Mobilität, PV-Anlagen

und Stromspeicher sind in seiner Familie die allererste Wahl. „Im Bewusstsein der meisten Bürger ist noch gar nicht angekommen, dass regenerative Energien viel wirtschaftlicher sind. Dieses Bewusstsein muss geschärft werden“, ist er sich sicher.

Nachhaltigkeit gelebt

Seinen Mitarbeitern ermöglicht der Chef zahlreiche Vorteile – von E-Bikes über saubere und technisch erstklassige Dienstwagen bis hin zu kostenfreien

Ladesäulen. Doch sie werden auch dazu angehalten, mitzudenken und verantwortungsvoll mit der Energie umzugehen. Diese Stringenz kommt gut an und greift um sich: „Wir erhalten durchweg positives Feedback von unseren Mitarbeitern.“

Aktuell hat die sonnenBatterie-Kaskade eine Be- und Entladeleistung von 41,4 kW. Auf dem Dach der Firma Wulff Med Tec befindet sich eine PV-Anlage mit einer Leistung von etwa 314 kWp. Doch das ist noch lange nicht das Ende. „Wir planen,



System aus Sonnenenergie, Windkraft, Wärmepufferspeicher
und sonnenBatterie-Kaskade

Für eine CO₂-freie Welt

Deutschlands größte sonnenBatterie-Kaskade steht nicht in Berlin, München oder Stuttgart, sondern in Fedderingen bei Heide in Dithmarschen. Eingebettet in die wunderschöne schleswig-holsteinische Landschaft ist hier ein Projekt entstanden, das ebenso passioniert wie zukunftsweisend ist. Gründer Hinrich Wulff und seine Belegschaft betreiben die Firma Wulff Med Tec ausschließlich mit grünem Ökostrom und haben dafür die größte sonnenBatterie -Anlage im ganzen Land erbaut. Ob das reicht? Wohl kaum, denn die nächste Erweiterung ist schon in Planung.

TEXT: sonnen BILD: Wulff Med Tec



mindestens die gleiche Fläche noch einmal zu bauen. Wenn es sich rechnet, ist sogar über eine PV-Freiflächenanlage nachzudenken“, berichtet der Firmeninhaber.

„Die individuelle Kaskadierbarkeit der sonnenBatterie ermöglicht es auch Gewerbe- und Industriekunden, ihren Eigenverbrauch mit der sonnenBatterie signifikant zu steigern und den Netzbezug zu reduzieren“, freut sich auch Julien Sander. Er ist Product Lead Device sonnen aus Wildpoldsried im Landkreis Oberallgäu.

Autarkie gesteigert

Was 2007 mit der ersten Photovoltaikanlage startete, ist mittlerweile ein ausgeklügeltes System aus Sonnenenergie, Windkraft und Wärmepufferspeicher. Der betriebseigene Energiemonitor hält in Echtzeit Leistung und Verbrauch fest, sodass zu jedem Zeitpunkt intelligent nachgesteuert werden kann.

Mit der bereits angedachten Erweiterung sowie seiner leistungsstarken son-

nenBatterie-Kaskade hofft Herr Wulff, die Autarkie innerhalb von drei Jahren auf bis zu 90 Prozent steigern zu können. Eine Erfolgsgeschichte und ein Unternehmer mit einer klaren und mächtigen Vision. „In Sachen Klimawandel ist es fünf nach zwölf, nicht fünf vor zwölf. Ich wünsche mir eine CO₂-freie Welt viel früher, als von der Politik vorgesehen.“ Seine sonnenBatterien sind für Hinrich Wulff dabei „die ideale Ergänzung, um die regenerative Energieerzeugung zu vervollständigen“. □

Erstes MAN ETES-Großprojekt

Brücke zwischen Sektoren

2018 hat MAN Energy Solutions mit ABB die elektrothermische Energiemanagement-Technologie MAN ETES vorgestellt. Diese ermöglicht es, sektorenübergreifend Elektrizität, Wärme und Kälte zu erzeugen, zu speichern und zeitverschoben bei Bedarf zu nutzen. Jetzt steht die erste großindustrielle 50 MW ETES-Wärmepumpen-Anlage kurz vor Realisierung. Sie wird einen Großteil der Wärmeversorgung einer dänischen Hafenstadt dekarbonisieren.

TEXT: Roberto Rubichi, MAN Energy Solutions Schweiz BILDER: MAN; iStock, HRAUN

Die Sektorenkopplung gilt heute als Schlüsselkonzept für den Weg in eine klimaneutrale Zukunft. Das Ziel ist dabei, die klimaneutrale Elektrizität aus dem wachsenden Anteil erneuerbarer Energien auch außerhalb der Stromnetze nutzbar zu machen und so die Emissionen anderer Sektoren zu senken. Insbesondere die Wärme- und Kälteerzeugung birgt diesbezüglich ein großes Potenzial: Mehr als 50 Prozent des weltweiten Energieverbrauchs und 40 Prozent der CO₂-Emissionen entfallen auf Wärme und Kälte, deren Erzeugung noch mehrheitlich auf fossilen Brennstoffen basiert. Während der Energiesektor seine Emissionen kontinuierlich senkt, ist beim Wärme- und Kältesektor noch keine Trendwende erkennbar. Mit Blick auf die Klimaziele bis 2050, die sowohl von der EU als auch von Deutschland erreicht werden müssen, besteht in diesem Bereich daher ein dringender Aufholbedarf.

Wärmepumpen zur Dekarbonisierung

Vor allem der Gebäudesektor ist emissionsintensiv – 30 Prozent des deutschen CO₂-Ausstoßes entsteht hier. Um gegenzusteuern, hat die Bundesregierung ein ambitioniertes Ziel festgesetzt: Der Gebäudebereich in Deutschland soll seine CO₂-Emissionen von 119 Millionen auf 72 Millionen Tonnen bis ins Jahr 2030 reduzieren. Eine wichtige Technologie im Rahmen einer erfolgreichen Dekarbonisierung der Wärmeversorgung stellen Wärmepumpen dar. Diese sind effizient, denn sie nutzen die Umgebungswärme in Luft, Wasser oder Erde zur Gewinnung von Heizenergie. Zudem erzeugen sie im Verbund mit erneuer-

barem Strom keine Emissionen, wodurch die Wärmeversorgung vollständig klimaneutral ist.

Diese Vorteile sind offensichtlich nicht unbemerkt geblieben: Gemäß den Absatzzahlen des Bundesverbands Wärmepumpe (BWP) und des Bundesverbands der Deutschen Heizungsindustrie (BDH) sind die Installationen von Wärmepumpen in 2020 in Deutschland rasant angestiegen. Demnach wurden letztes Jahr insgesamt 120.000 Heizungswärmepumpen neu installiert – das sind 49 Prozent mehr als im Vorjahr. Beinahe ein Viertel davon ersetzen alte fossile Heizsysteme. In anderen europäischen Ländern verbreitet sich die Wärmepumpentechnologie sogar noch schneller: Vor allem in den skandinavischen Ländern sind sie sehr beliebt, wo der Strom bereits jetzt mehrheitlich durch klimafreundliche erneuerbare Wind- und Wasserkraft erzeugt wird.

Viel Potenzial in der Industrie

Der Einsatz von Wärmepumpen bleibt jedoch noch weitgehend auf den privaten Sektor beschränkt. Das Potenzial der Technologie in der Großanwendung, etwa zur Dekarbonisierung von Fernwärmenetzen oder zur Versorgung industrieller Prozesse mit Wärme und Kälte, bleibt bislang unausgeschöpft. Das betont auch Thomas Nowak, Generalsekretär der European Heatpump Association (EHPA): „Mit der Wärmepumpentechnologie bieten wir eine Lösung, deren maximales Potenzial weithin noch nicht erkannt wird.“ Fakt ist, dass die Anwendungsmöglichkeiten für die Technologie bestehen. Gemäß einer kürzlich veröffentlichten



Studie von Agora Energiewende können 40 Prozent des heutigen industriellen Erdgasverbrauchs in der EU auf Wärmeanwendungen im Temperaturbereich von unter 100°C zurückgeführt werden, was in den Einsatzbereich von Wärmepumpen fällt. Die gute Nachricht ist, dass innovative Wärmepumpenlösungen für Großanwendungen bereits existieren und einsatzbereit sind.

Modulare Sektorenkopplung

MAN Energy Solutions hat vor drei Jahren gemeinsam mit ABB das Energiemanagement-System MAN ETES (Electro-Thermal Energy Storage) vorgestellt. Die modulare Sektorenkopplungsanlage eignet sich besonders gut für Anwendungen

mit erheblichem Wärme- oder Kälteverbrauch. Die Technologie arbeitet nach dem Wärmepumpen-Prinzip, ähnlich einem herkömmlichen Kühlschrank: Ein Kältemittel, in diesem Fall CO₂, wird mittels Druckerhöhung (Komprimierung) erhitzt und anschließend wieder abgekühlt (Expansion). Dazu nutzt das System erneuerbare Energie. Die freigesetzte Wärme und Kälte kann in isolierten Reservoirs gespeichert werden und dann parallel zum Ladeprozess bedarfs- und margenabhängig an die Nutzer abgegeben werden. Einzigartig an ETES ist vor allem, dass der elektrothermische Prozess es erlaubt, die gespeicherte Wärme und Kälte auch wieder in Strom zurück zu wandeln. Der COP („Coefficient of Performance“) des Gesamtsystems ist >6 und liegt damit im Bereich konventioneller Wärmepumpen.



ENERGIEWENDE MIT H₂-TECHNOLOGIE

KLINGER®-Dichtungen sind dabei



KLINGER GmbH
Rich.-Klinger-Straße 37
D-65510 Idstein
T +49 61 26 4016-0
F +49 61 26 4016-11
mail@klinger.de

www.klinger.de





Das Herzstück des ETES Heat Pump Systems ist der HOFIM Motor-Kompressor von MAN Energy Solutions.

Raymond C. Decorvet, Senior Account Executive, MAN ETES Business Development, bei MAN Energy Solutions, hebt die wichtigste Technologieeigenschaft hervor: „ETES kann als Energiespeicher und Wärmepumpe zugleich eingesetzt werden und diese Nutzungsvielfalt und Flexibilität bietet derzeit kein anderes System im Markt. Unsere Technologie arbeitet als ganzheitliches Energiemanagement-System, in dem Strom, Wärme und Kälte Teil derselben Lösung sind und schlägt so die Sektorenbrücke zwischen Strom- und Wärmeversorgungsmarkt. Mit diesem Ansatz überwinden wir das „Strom-rein, Strom-raus“-Prinzip und brechen das bestehende Silo-Denken der Branche auf. Diese Vernetzung der verschiedenen Sektoren ist eine Grundvoraussetzung, um ohne Umwege den großen Durchbruch auf dem Weg zur Dekarbonisierung zu erreichen.“

ETES verlässt das theoretische Terrain

Eine Wärmepumpenvariante der Technologielösung ohne Rückverstromungsfunktion, namens ETES Heat Pump System, wird in rund zwei Jahren in der dänischen Hafenstadt Esbjerg den Betrieb aufnehmen. Die neue ETES Heat Pump-Fernwärmanlage mit einer Gesamtheizleistung von 50 MW wird die rund 100.000 Einwohner von Esbjerg mit rund 235.000 MWh Wärme versorgen. Zusammen mit anderen Technologien wird ETES somit das bestehende Kohlekraftwerk ersetzen, welches heute etwa die Hälfte der Fernwärme für die Stadt bereitstellt und bis April 2023 stillgelegt werden muss.

Die Lage am Hafen von Esbjerg erlaubt den Einsatz von erneuerbarem Strom aus nahen Windkraftanlagen sowie die Verwendung von Meerwasser als Wärmequelle zur Gewinnung von Heizenergie. Dies wird die Wirtschaftlichkeit der Wärmeproduktion vorteilhaft beeinflussen und den Bedarf fossiler Kraftwerke weiter reduzieren. Zudem ermöglicht die Betriebsflexibilität der Wärmepumpenlösung sehr kurzfristige elektrische Ausgleichsleistungen zu erbringen und somit das Netzgleichgewicht aufrecht zu halten. Der Bürgermeister von Esbjerg, Jesper Frost Rasmussen, erklärt die Anschaffung der umweltfreundlichen

Technologie wie folgt: „Esbjerg durchläuft in diesen Jahren einen großen Wandel und ist auf dem Weg zu einer weltweit führenden Position als grüne Stadt. Wir verfolgen das ehrgeizige Ziel, bis 2030 kohlenstoffneutral zu werden. Die neue Wärmepumpenlösung wird ein wichtiges Element sein, um dies zu erreichen.“

Größte CO₂-basierte Wärmepumpe

Beim Esbjerg-Projekt wird es sich um die weltweit größte auf CO₂ basierende Wärmepumpen-Anlage handeln, die je gebaut wurde. Die Nutzung von toxikologisch und umweltverträglichem CO₂ als Kältemittel des gesamten Systemkreislaufs ist ein Alleinstellungsmerkmal des ETES Heat Pump Systems. Andere große Wärmepumpen im heutigen Markt setzen synthetische Kältemittel ein, welche im Vergleich eine signifikant schlechtere Umweltbilanz aufweisen.

Die gesamtheitliche Energiemanagement-Version von MAN ETES mit Speicher- und Rückverstromungsmöglichkeit ist hinsichtlich der Anwendungsgebiete sehr flexibel. Im Bereich der produzierenden Industrie sind speziell Wärme- und Kälteanwendungen im Temperaturbereich von 0°C bis etwa 150°C interessant. Deshalb sind die Technologieeigenschaften von ETES insbesondere für urbane Regionen mit einer großen industriellen Basis hochrelevant.

Durch den hohen Energiebedarf eines starken Industriesektors und den geplanten Ausstieg aus der Kohleverstromung gehört Nordrhein-Westfalen dazu. Das Bundesland unterstützt mit einer Fördersumme von 200.000 Euro den von der RWTH Aachen koordinierten Forschungsverbund, der anhand einer Evaluationsstudie die Implementierung der MAN ETES Technologie in NRW prüft. Die Studie soll die notwendigen Voraussetzungen für den Bau einer Forschungsanlage im Raum Aachen untersuchen. Dazu sollen die Anforderungen der Verbraucher, die energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen sowie der Flächenbedarf ermittelt werden. Geplant ist ein elektrothermischer Stromspeicher mit einer Leistung von bis zu 7 MW. □

END-TO-END-KONZEPT VON ABB

Vom
Mittelspannungsanschluss
zum **Ladestecker**



Ralf Krumm, Solution Segment Lead Utilities & Renewables D/A/CH und
Ulrich Aschenbroich, Head of EV Charging Germany

Eine rosige Zukunft für die Elektromobilität

Das Henne-Ei-Problem bei der Elektromobilität klingt schwer lösbar. Es fehlt eine durchgängige Ladeinfrastruktur, doch warum auch, es gibt zu wenige Elektrofahrzeuge... Mit einer durchgängigen End-to-End-Strategie gibt es aber einen Weg aus dem Dilemma, wie von ABB Ralf Krumm, Solution Segment Lead Utilities & Renewables D/A/CH und Ulrich Aschenbroich, Head of EV Charging Germany im Interview mit Energy 4.0 erläutern.

DAS INTERVIEW FÜHRTE: Jessica Bischoff, Energy 4.0 **BILDER:** ABB

Das Thema Elektromobilität ist langsam auch in Deutschland etabliert. Jedoch sind Stromversorgung zum E-Auto und smarte Ladetechnik gefragt. Können Sie uns kurz erklären, wie ABB hier helfen kann?

Energieversorgers die Lastsituation aktiv zu optimieren.

Sie bieten also ein ganzheitliches Konzept an: von der Stromerzeugung, zu den Netzen, bis hin zur Ladesäule. Was benö-

hoch die Investitionskosten in diesen Mittelspannungsnetzanschluss sein werden. Des Weiteren ist es von Vorteil den Netzbetreiber zu kennen, um die technischen Anschlussbedingungen zu bestimmen und den Netzanschluss auslegen zu können. Und wir müssen das Ladekonzept des Kunden kennen. Also wie ist die ungefähre Verweildauer an diesem Standort? Möchte er ein Schnellladekonzept wie an der Tankstelle mit möglichst kurzer Ladedauer? Und viele weitere Fragen. Dann stricken wir für den Kunden das perfekte Konzept.

Wie stark ist die Zusammenarbeit mit Automobilherstellern? Gibt es ein Bestreben a la Tesla, dass man Super-Charger aufbaut?

Ulrich Aschenbroich: Das Supercharger-Netzwerk von Tesla hat einen entscheidenden Nachteil: Es ist nur für Tesla nutzbar. Wir sind hingegen für alle gängigen Automarken offen, die sich an die ISO- und DIN-Standards halten, sodass an unserer Ladeinfrastruktur jedes Automobil laden kann. Hier arbeiten wir mit Unternehmen wie zum Beispiel Ionity und Shell zusammen, um ein Schnellladenetzwerk über Europa aufzubauen. Was die Zusammenarbeit mit den Automobilherstellern angeht: Entwicklungsseitig arbeiten wir sehr stark mit den unterschiedlichsten Unternehmen zusammen. In unserem Testzentrum in Delft fahren regelmäßig die Prototypen



„ABB ist ein durchgängiger End-to-End-Anbieter vom Mittelspannungsanschluss bis hin zum Ladestecker“

Ralf Krumm, Solution Segment Lead Utilities & Renewables D/A/CH bei ABB

Ralf Krumm: ABB ist ein durchgängiger End-to-End-Anbieter vom Mittelspannungsanschluss bis zum Ladestecker. Wir bieten neben den klassischen Elektrotechnikkomponenten auch digitale Lösungen, die letztlich nötig sind, um die Ladeinfrastruktur dann im Verteilernetz effizient zu integrieren. Konkret geht es darum, dass man in Ortsnetzstationen den Zustand des Netzes, Lastkurven, Spannungsniveaus überwachen können sollte, um dann auch seitens des

tigen Sie, um eine solche Ladeinfrastruktur aufzubauen?

Ulrich Aschenbroich: Grundsätzlich hilft es, wenn der Kunde ein Konzept hat und weiß, wohin er sich in Zukunft entwickeln möchte. Für ein oder zwei Ladesäulen ist meistens noch Platz im Verteilerkasten. Wenn er jedoch ausbauen möchte, ist es sinnvoll, direkt ans Mittelspannungsnetz zu gehen. Hierfür müssen wir natürlich wissen, wo die benötigte Leitung entlang geht und wie

ein und testen dann, wie die Fahrzeuge an der ABB-Ladeinfrastruktur laden, um sicherzustellen, dass der Ladevorgang für den Endkunden funktioniert, wenn dieser an der Ladesäule steht.

Und welche Ladesysteme haben Sie im Programm?

Ulrich Aschenbroich: Es geht los bei der 3,7 Kilowatt AC-Wallbox, wir gehen dann hoch bis circa 22 Kilowatt Ladeleistung. Weiter geht es im DC-Bereich – hier von der 24 Kilowatt DC-Wallbox bis hoch zur 600 Kilowatt Pantografen-Schnellladelösung für Elektrobusse. Dazwischen gibt es unsere 50kW-Ladegeräte Terra 53/Terra 54. An den Bundesstraßen und Schnellstraßen sind wir bei 150 bis 350 Kilowatt.

Wie sieht es mit der Ladeinfrastruktur in Städten aus? Hier ist es ja ein bisschen kniffliger eine Infrastruktur aufzubauen, oder?

Ralf Krumm: Grundsätzlich haben Sie da erst mal recht. Die Herausforderungen in der Stadt sind andere. Zum einen gibt es weniger Freiflächen, um eine Infrastruktur aufzubauen. Wir haben auf der anderen Seite natürlich auch in den Städten Autos, die nicht alle an der Straße, sondern meist in Parkhäusern und Tiefgaragen parken. Und in diese Bereiche müssen wir mit den AC- oder auch mit DC-Wallboxen rein.

Ulrich Aschenbroich: Die Herausforderung in der Stadt ist sicherlich auch die Lademöglichkeit, wenn Sie über keinen eigenen Stellplatz verfügen. Da gibt es zwei Alternativen, entweder man baut AC-Ladepunkte an den Bordsteinen, oder man schafft in der Stadt Schnellladeparks, wo man während eines Einkaufes für 20 Minuten sein Auto mit 100 bis 200 Kilometer Reichweite, je nach Fahrzeugtyp, versorgen kann. Hier muss

man sich jedoch die Infrastruktur der Stadt ansehen: Wie viel Leerrohre sind da? Wie ist grundsätzlich die Infrastruktur in dieser Stadt aufgebaut? Ist es ein eher neueres Wohnviertel, wo zum Beispiel Steckdosen im Boden von vorneherein berücksichtigt wurden? Oder sind es eher gewachsene Infrastrukturen, wo man Tankstellen oder größere Parkplätze mit Schnellademöglichkeiten der Größe 50 kW ausstatten muss?

wir über deutlich kürzere Verweildauern an den Standorten. Im Optimalfall kommt der Transporter hin, wird beladen und geht wieder auf seine nächste Versorgungstour. Das heißt, in dieser Zeit muss dann die Batterie möglichst schnell geladen werden, sodass wir hier wieder im DC-Bereich liegen und uns da durchaus ein Geschäft versprechen. Wir sind mit Handelsunternehmen bereits in der Konzeptentwicklung und starten

„Wir sind für alle gängigen Automarken offen, die sich an die ISO- und DIN-Standards halten.“

Ulrich Aschenbroich, Head of EV Charging Germany bei ABB



Wie ist das Interesse von Industrieunternehmen an E-Flotten? Wittern Sie hier auch Geschäft?

Ulrich Aschenbroich: Bei ABB steht die E-Flotte kurz vor dem Start. Die Dienstwagen sollen vorzugsweise elektrisch sein und mit unserer AC-Wallbox in der heimischen Garage geladen werden. Insgesamt sind wir bei Dienstwagenflotten im AC-Bereich. Für uns interessanter ist der Lebensmittelhandel und andere Handelsunternehmen. Genauer der letzte Kilometer von den Zentrallagern hin zum Kunden, wo dann in Zukunft auch elektrische LKW, elektrische Lieferwagen fahren werden. Hier reden

ganz früh in der Beratung, um das Unternehmen und uns bestmöglich zu positionieren.

Amazon macht da gerade groß Werbung, dass sie rein elektrische Lieferfahrzeuge möchten.

Ulrich Aschenbroich: Amazon ist ein ganz, ganz heißer Kandidat. Hierfür haben wir auch ein Start-up gekauft, was sich mit der Entwicklung von Softwarelösungen für E-Fleet und für das Management von E-Fleets beschäftigt. Wir haben Amazon als Kooperationspartner gewonnen und treiben gemeinsam diese Entwicklung voran.

Zum Abschluss noch eine Frage: Wo sehen Sie die Mobilität in den nächsten fünf Jahren?

Ralf Krumm: Die Vielfalt der elektrischen Fahrzeuge wird in den nächsten Jahren stark zunehmen. Die meisten Autokonzerne haben sich hundertprozentig dazu bekannt. Es ist zu erwarten, dass wir eine echte, richtige Auswahl bekommen. Und was ich vor allen Dingen auch schon seit Jahren vorher gesagt habe: Die Weiterentwicklung in der Batterietechnologie und in der Effizienz der Antriebe führt dazu, dass mittlerweile sehr brauchbare Reichweiten erzielt werden, sodass die Praktikabilität der Fahrzeuge immer weiter steigt. Auf der anderen Seite haben wir natürlich ein kleines Henne-Ei-Problem:

Fahrzeuge mit der längsten Reichweite sind nur dann praktikabel nutzbar, wenn es eine hinreichend gute Ladeinfrastruktur gibt. Und somit gibt es keine Alternative, als den Ausbau voran zu treiben. ABB wirkt hier sehr stark mit. Ich habe gerade gelesen, der Washington State will 2030 aus dem Verbrennungsmotor rausgehen, Kalifornien 2035. Viele Automobilhersteller, auch aus Deutschland, kündigen an, keine neuen Verbrennungsmotoren mehr zu entwickeln. Und somit gehe ich davon aus, dass elektrische Fahrzeuge zumindest in der mittleren Frist die Technik der Wahl sein werden.

Ulrich Aschenbroich: Die Zukunft wird elektrisch sein. Ich habe auch seit dem ersten April meinen vollelektrischen

Dienstwagen in der Garage stehen, habe noch keine eigene Ladesäule, freue mich jedoch auf meine eigene Wallbox, die im Sommer kommt. Insgesamt werden wir im individualen PKW-Verkehr elektrische Fahrzeuge in Zukunft sehen. Auch im Öffentlichen Personennahverkehr, wenn wir über die Elektrifizierung von Busflotten reden, gibt es das klare Commitment hin zu Elektrobussen. Es gibt sehr erfolgreiche Verkehrsunternehmen wie in Hamburg, die aktuell schon sehr viele Elektrobusse betreiben, wo wir mit zu den Ausrüstern gehören und das erste vollelektrische Busdepot mit Value Added Services installiert haben. Also demzufolge, es wird eine rosige Zukunft werden, was die Elektromobilität angeht. □





Smart-Grid-Lösung zum Aufladen von Elektrofahrzeugen

SCHNELLERER UMSTIEG AUF ELEKTROAUTOS

Der Elektromobilitätssektor ist derzeit einer der dynamischsten Märkte weltweit. Mit diesem Markt wächst auch Gofores langjähriger Kunde Virta. Der Elektromobilitätsdienstleister mit Sitz in Finnland zählt auch dieses Jahr wieder zu den am schnellsten wachsenden Unternehmen in Europa.

TEXT: Gofore BILDER: iStock, bubaone

Eine neue Investitionsrunde von 30 Millionen Euro beschleunigt nun die internationale Expansion der Elektromobilitätsplattform ein weiteres Mal. Die Aussichten sind gut, dass Virta bald die Marke ist, von der man spricht, wenn es um das Aufladen von Elektroautos geht. Das Unternehmen hat es sich zur Aufgabe gemacht, den globalen Übergang zu nachhaltiger Mobilität zu beschleunigen, indem es Großunternehmen ermöglicht, in das Geschäft mit dem Laden von Elektrofahrzeugen einzusteigen.

Virta bietet skalierbare Smart-Grid-Lösungen zum Aufladen von Elektrofahrzeugen an: für zu Hause, am Arbeitsplatz und für unterwegs. Virta verbindet dabei alle wichtigen Akteure dieses Bereichs und hat sich als Ziel gesetzt, den Umstieg auf Elektrofahrzeuge zu beschleunigen.

Gofore Plc ist ein IT-Beratungsunternehmen für digitale Transformation mit fast 800 Mitarbeitern in Finnland, Deutschland, Spanien und Estland. Gofore begleitet Virta seit Beginn bei der Entwicklung von digitalen Dienstleistungen mit hoher Benutzerfreundlichkeit und ansprechender Optik. Der Spezialist für das Laden von Elektrofahrzeugen benötigte zum Ausbau seiner innovativen Dienstleistungen Tools mit unkomplizierter Bedienung und einer einzigartigen User Experience.

Gofore setzt schon immer den Schwerpunkt auf die Analyse der Anwenderbedürfnisse und stellt sicher, dass die Web-Oberflächen von Virta intuitiv zu bedienen sind. Die Entwickler von Gofore kreierten ansprechende visuelle Gestaltung und Grafiken für die digitalen Touchpoints, die erheblich zur Akzeptanz der Services beigetragen haben.

Um den Service noch einen Tick zu verbessern, analysierte Gofore zusätzlich noch neben Leistung, Design, Nutzen und Ergonomie der Virta-Services, auch noch die Effektivität der Benutzerinteraktionen und die Marketing-Leistungsfähigkeit. Basierend auf diesem Wissen erhielt Virta die notwendigen Erkenntnisse und Tools, um die Services weiter zu entwickeln, um so den Wünschen und Bedürfnissen ihrer Nutzer gerecht zu werden. Die stetig steigende Anwenderzahl, die vielen positiven Rückmeldungen und hohe die Nutzertreue bestätigt die Konzepte und das Handeln von Gofore. □



Elektrisch, effizient, digital

Neue Mobilität für Unternehmen

Elektromobilität ist in Unternehmen auf dem Vormarsch. E.on setzt hier auf nachhaltige und kosteneffiziente Lösungen. So stattet man in diesem Jahr SAP mit voraussichtlich über 700 Wallboxen für die Beschäftigten in Deutschland aus und kümmert sich auch um die automatisierte Rückvergütung des geladenen Stroms.

TEXT: Dr. Philip Beckmann, E.on Energie Deutschland BILDER: E.on; iStock, HATICE GOCMEN

Der Trend zur Elektromobilität wird den Verkehrssektor in den nächsten Jahren wohl so nachhaltig verändern wie bisher kein anderer seit der Jahrtausendwende. Die elektrische Transformation ist bereits im Gange und leistet schon heute einen Beitrag zum Klimaschutz. Unsere Prognosen zeigen, dass im Jahr 2030 deutschlandweit rund zwölf Millionen Tonnen CO₂ allein durch E-Autos eingespart werden können, wenn diese mit Ökostrom geladen werden.

Immer mehr Privatkunden entscheiden sich beim Fahrzeugkauf für einen „Stromer“, und auch im Firmenflotten-Bereich wächst die Bedeutung. Allein 2020 wurden in Deutschland fast dreimal so viele Elektroautos neu zugelassen wie im Vorjahr. Die Zahlen der vergangenen Monate zeigen eine Fortsetzung des Positivtrends. Ebenso bemerkenswert ist die Offenheit der Deutschen, auf ein Elektrofahrzeug umzusteigen: So können sich nach einer E.on-Umfrage fast zwei Drittel der Führerscheinbesitzer die Anschaffung eines E-Autos vorstellen. Jedes zukunftsfähige Unternehmen sollte sich daher früher oder später der E-Mobilitätsfrage widmen. Am besten jetzt, denn der Zeitpunkt ist günstig.

Staatliche Förderprogramme unterstützen den Aufbau öffentlich zugänglicher Ladestationen für Unternehmen und erleichtern Betrieben sowohl den Einstieg in die Elektromobilität als auch die Verstärkung ihres Engagements in diesem Bereich. Solche Impulse aus der Politik sind wichtig, denn sie helfen dabei, den notwendigen Ausbau der Ladeinfrastruktur voranzutreiben. Hier können Betriebe einen wertvollen Beitrag leisten: Jedes Unternehmen, das eine öffentlich zugängliche Ladestation errichtet, webt das Netz an E-Tankstellen ein Stück dichter.

Großes Potenzial für Unternehmen

Firmen setzen mit Ladestationen nicht nur ein sichtbares Zeichen für den Klimaschutz. Mit Blick auf Kunden und Kundinnen

sowie Mitarbeiter und Mitarbeiterinnen ist das Potenzial für Betriebe auch groß, sich mit Stromtankstellen vom Wettbewerb abzuheben. Die Unternehmen punkten zudem klar bei E-Autofahrern: Wie eine in unserem Auftrag durchgeführte Umfrage zeigt, ist es 80 Prozent von ihnen wichtig, dass Geschäfte wie Supermärkte, Gartencenter oder Baumärkte entsprechende Ladestationen zur Verfügung stellen. 41 Prozent sind bereit, fürs Stromtanken zu zahlen, wenn eine Ladestation mit einer Leistung von 22 kW oder mehr vorhanden ist.

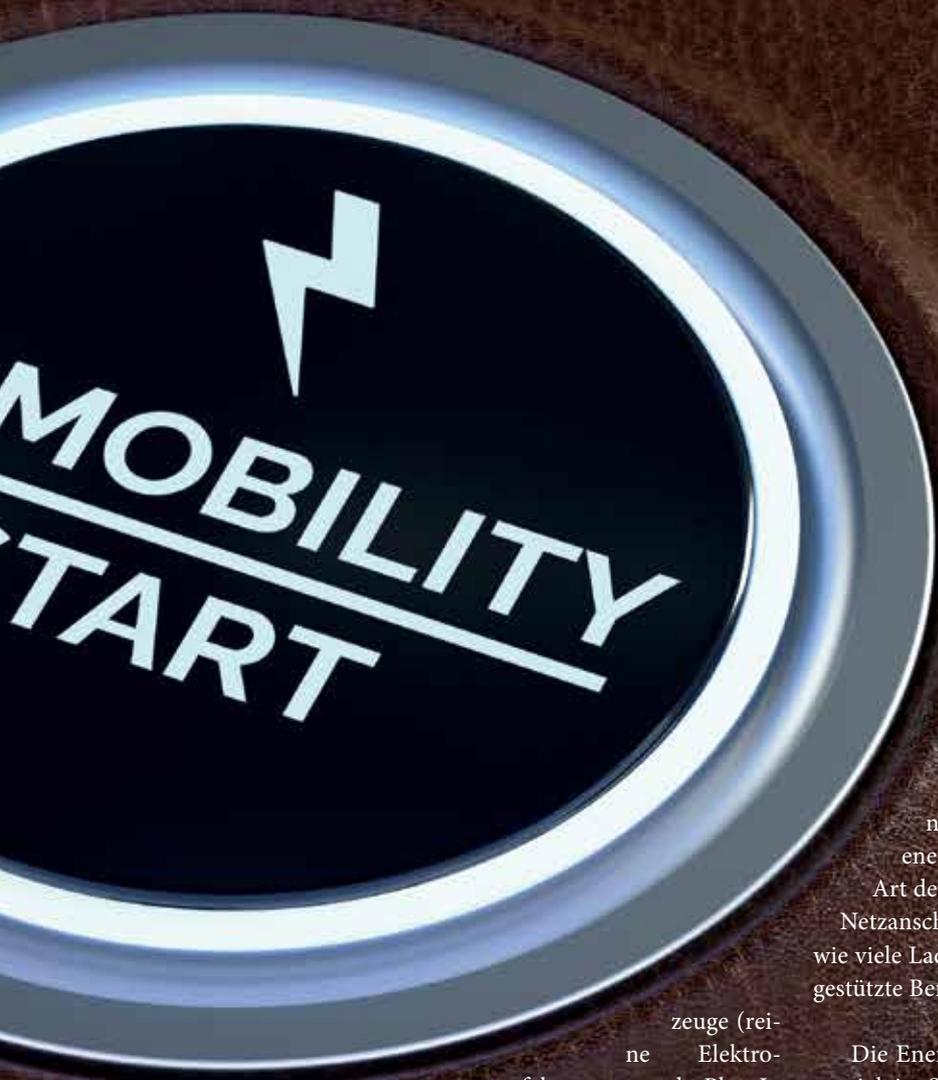
Wir wollen unsere Kunden in ihrem nachhaltigen Handeln unterstützen und es ihnen dabei so einfach wie möglich machen. Deshalb können E.on Geschäftskunden auch in laufenden Verträgen schnell und unkompliziert auf grüne Energie umsteigen. Ebenso wichtig ist uns ein umfassender Service. So bieten wir zum Beispiel an, dass die Mitarbeiter unserer E.on Drive Electric Fleet-Kunden Zugang zu mehr als 20.000 Ladepunkten in ganz Deutschland bekommen, wenn sie unterwegs sind.

SAP auf dem Weg zur Klimaneutralität

SAP ist einer unserer Kunden, die konsequent den Weg in Richtung Klimaneutralität gehen. Der Marktführer für Geschäftssoftware setzt in Deutschland mehr als 3.000 Elektrofahr-

„Jedes zukunftsfähige Unternehmen sollte sich früher oder später der E-Mobilitätsfrage widmen.“

Dr. Philip Beckmann, verantwortlicher Geschäftsführer für B2B-Kunden bei E.on Energie Deutschland



genaue Lösung ohne Aufwand für den Kunden, die dennoch der komplexen Rechtslage gerecht wird.

Planungstool für Ladelösungen

Zentral ist für uns ein ganzheitlicher Blick, das gilt auch für die Elektromobilität. Wir denken umfassend und arbeiten digitalgestützt. Als Ergebnis bekommen unsere Kunden eine leicht verständliche Empfehlung, die ihnen eine komplexe Entscheidung einfach macht. Ein gutes Beispiel dafür ist unser digitales Tool OMNe, mit dem unsere Energieexperten individuelle Ladelösungen für Unternehmen planen. Dabei stehen das Preis-Leistungsverhältnis und die Kosteneffizienz im Zentrum: Wir können neue Lastspitzen vermeiden, weil wir den Gebäudeenergieverbrauch am Betriebsstandort, die Zahl und Art der Fahrzeuge, dynamisches Lastmanagement und den Netzanschluss in die Planung einbeziehen. So ermitteln wir, wie viele Ladepunkte wirtschaftlich sinnvoll sind. Dieser digitalgestützte Beratungsansatz ist bisher einzigartig auf dem Markt.

zeuge (reine Elektrofahrzeuge und Plug-In Hybride) als Dienstwagen ein. E.on stattet das Unternehmen dieses Jahr mit voraussichtlich über 700 Wallboxen für dessen Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter in Deutschland aus, mehr sollen folgen. Wir wickeln die Bestellungen der SAP-Angestellten über einen Webshop ab, den wir individuell auf die SAP Charge@Home-Produkte zugeschnitten haben. Daneben übernehmen wir die Installation und den laufenden Betrieb an den jeweiligen Wohnorten und kümmern uns um die automatisierte Rückvergütung des geladenen Stroms – dies geschieht in tatsächlicher Höhe und steuerfrei. Im Mittelpunkt steht für E.on auch hier eine pass-

Die Energiebranche hat gerade im B2B-Bereich großes Potenzial in Sachen Digitalisierung: Sie kann unseren Kunden mehr Transparenz hinsichtlich ihres Energieverbrauchs geben, Komplexität reduzieren und Einsparpotenziale aufzeigen. Wir verzahnen digitale Angebote mit persönlicher Beratung, um gemeinsam mit unseren Kunden mehr aus ihrer Energie zu machen. Ob in der Energieversorgung, mit intelligenten Elektromobilitätslösungen, lohnenswerten Photovoltaikprojekten oder digitalgestützten Angeboten zur Kostenreduzierung, wie dem E.on Energieberater 365, mit dem Unternehmen bis zu 80 Prozent der energiebezogenen Steuern, Umlagen und Abgaben sparen können. □

Elektromobilität intelligent in die Stromnetze integrieren

Dynamisch regeln statt hart steuern

Die Zahl der dezentralen elektrischen Verbrauchseinrichtungen in Privathaushalten steigt stark an. Vor allem private Ladegeräte für die Elektromobilität sind eine Herausforderung für die Verteilernetze. Neue dynamische Schallösungen ermöglichen jetzt eine netzdienliche und verbraucherfreundliche Integration der Elektromobilität.

TEXT: Dr. Peter Heuell, EMH Metering; Steffen Grau, Gisa & Alexander Bourgett, eSystems MTG

BILDER: EMH-Metering; iStock, nadla

Wärmepumpen, Ladeeinrichtungen für Elektrofahrzeuge und private Stromspeicher belasten die Verteilernetze zunehmend. Mit ihrem Lastvolumen haben Elektroautos eine besonders große Auswirkung auf die Stromnetze. Das Problem: Private Ladegeräte im Haushalt – so genannte Wallboxen – werden an die

Niederspannungsebene des Stromverteilernetzes angeschlossen. Das führt zu einer veränderten Belastung des Stromnetzes mit punktuellen Lastspitzen.

Solche Lastspitzen sind den Netzbetreibern nicht unbekannt: Sie treten auch jetzt schon auf, etwa wenn in vielen

Haushalten abends warm gekocht wird. Die Transformatoren im lokalen Stromnetz sind darauf eingerichtet, privaten Haushalten die erforderlichen Strommengen zur Verfügung zu stellen. Sie schaffen das auch dann, wenn das eine oder andere Elektroauto Strom tankt. Problematisch wird es, wenn nach Fei-



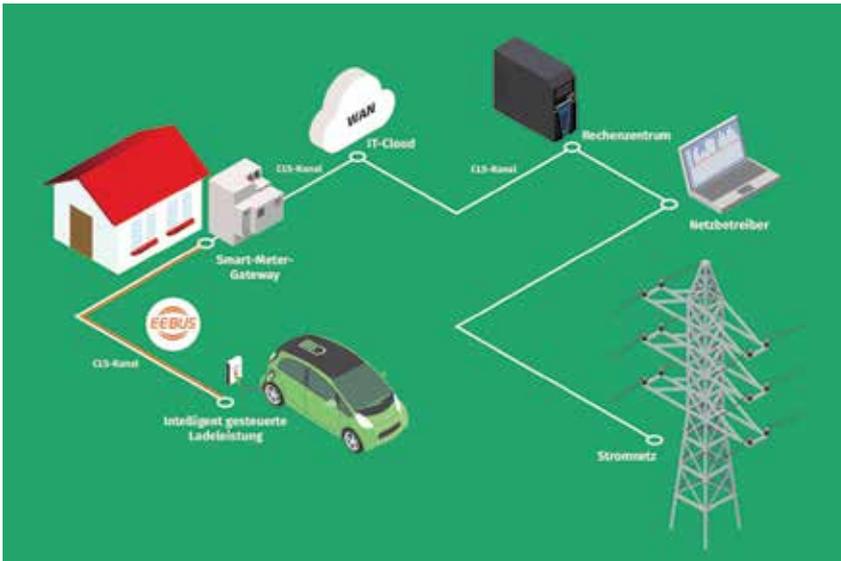
erabend viele Elektroautos zur gleichen Zeit laden. Dann kommt das Verteilnetz an seine Grenzen. Eine Netzüberlastung wäre die Folge. Angesichts der Kaufanreize durch den Staat, ist das Thema E-Mobility auch längst keines der Besserverdienenden mehr. Das Szenario der so genannten Zahnarztstraße – wo die

Netze an ihre Grenzen kommen – wird sich bald flächendeckend ausbreiten.

Lasten dynamisch anpassen

Bereits im Jahr 2018 formulierten der Bundesverband der Energiewirtschaft BDEW und das Forum für Netz-

technik/ Netzbetrieb (FNN) Handlungsempfehlungen für die Integration der Elektromobilität ins Stromnetz. Netzbetreibern müsse es demnach ermöglicht werden, Ladevorgänge zu steuern, um Lasten dynamisch an die Netzkapazität anzupassen. Eine solche netzdienliche Steuerbarkeit der Ladeeinrichtungen ist



EEBUS ist ideal, um die Lücke zwischen Elektromobilität und Energiewelt zu schließen.

entscheidend für eine erfolgreiche, kurzfristig realisierbare Netzintegration der E-Mobilität. Elektroautos könnten auf diese Weise sogar dabei helfen, erneuerbare Energien besser ins Stromsystem zu integrieren. Etwa wenn Ladevorgänge in Zeiten verlegt werden, in denen besonders viel Strom aus Windenergie- und Solaranlagen zur Verfügung steht.

Steuern ist unumgänglich

Ob Spitzenglättung oder zeitvariable Netzentgelte: Um das Steuern von Lasten kommt die Energiewirtschaft und damit auch der Gesetzgeber nicht herum, wenn Millionen von Elektroautos in das Stromnetz integriert werden sollen. Dies ist eine physikalische Tatsache. Ohne die Möglichkeit die Ladeleistung kurzzeitig anzupassen, müsste das Verteilnetz in Deutschland flächendeckend ausgebaut werden. Das erfordert Milliarden-Investitionen. Deutlich effizienter ist es, auf Lösungen zu setzen, die eine Steuerung ermöglichen, die den Kundenkomfort so wenig wie möglich beeinträchtigen, gleichzeitig die Netze aber wirksam entlasten. Doch das in der Energiewirtschaft gängige Abschalten von Verbrauchern mit Hilfe der Rundsteuertechnik

ist dafür ungeeignet. Die angedrohten „Zwangsladepausen“ wären womöglich die Folge.

SMGW bietet Sicherheit

Was die Energiewirtschaft stattdessen braucht, ist ein dynamisches Schalten, das sich an die aktuelle Netzsituation anpassen lässt. Nur damit lässt sich die Elektromobilität sowohl netzdienlich als auch verbraucherfreundlich in die Netze integrieren. Die Schaltbefehle müssten demnach deutlich feiner justierbar sein. Dafür bedarf es neuer technischer Instrumente. Einer der wichtigsten: Das SMGW ermöglicht eine sichere und vertrauenswürdige Kommunikation. Wenn zukünftig Millionen von E-Autos in das Stromnetz integriert werden, muss die dafür bereitgestellte Infrastruktur gegen Hacker geschützt sein. Die vom Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI) zertifizierte Kommunikationseinheit bietet dafür die beste Voraussetzung.

Aus der Ferne steuern

Das SMGW verfügt zudem über die HAN (Home Area Network)-Schnitt-

stelle mit CLS (Controllable-Local-Systems)-Funktion. Letztere stellt eine Kommunikationsverbindung zwischen einem externen Marktteilnehmer und einem Stromverbraucher oder -erzeuger her. Dadurch ist es möglich, aus der Ferne sicher über das SMGW zu kommunizieren, etwa um Lasten zu steuern. Die Herausforderung besteht darin, dass Wärmepumpen oder Wallboxen die Kommunikations-Protokolle des SMGW nicht verstehen. Um sie aus der Ferne zu steuern, ist zusätzlich ein Übersetzungsprotokoll notwendig. Die Wahl des Standards ist ausschlaggebend dafür, ob sich eine solche Lösung durchsetzt oder nicht.

Das Übersetzungsprotokoll sollte möglichst flexibel und von allen Marktteilnehmern anerkannt sein. Diese Anforderungen erfüllt die Kommunikations-Schnittstelle EEBUS. Dieses Protokoll für Smart-Home-Anwendungen findet sowohl in der Energie- als auch in der Automobil- und Elektrobranche breite Anerkennung. EEBUS ist daher ideal, um die Lücke zwischen Elektromobilität und Energiewelt zu schließen. Eine solche Lösung, bei der eine Wallbox aus der Ferne über EEBUS mit ei-

nem SMGW gesteuert wird, kann in der Hardware unterschiedlich umgesetzt werden:

- Die integrierte Wallbox: Die Schnittstellen des CLS-Kanals und das EEBUS-Protokoll können in die Wallbox verlegt werden. Die Wallbox kann dann über das SMGW einen sicheren Kanal zum Netzbetreiber aufbauen. Es erhält die erforderlichen Informationen auf diese Weise direkt aus dem Netz. Mit einer solchen Lösung lässt sich ein einfaches Energiemanagement umsetzen, wie es beispielsweise beim Laden von E-Autos in Tiefgaragen von Mietshäusern benötigt wird.
- Mehr Wert durch Mehrwertmodul: Die Kommunikation kann statt über die Wallbox über ein Mehrwertmodul erfolgen. Ein Heim-Energie-Management-System (HEMS) kann über ein solches Modul Steuervorgaben vom Netz erhalten. Denkbar ist etwa ein Aufsteckmodul für das SMGW. In einem Haushalt mit weiteren steuerbaren Anlagen, wie PV oder Wärmepumpen, erschließen sich damit zusätzlich auch weitere Möglichkeiten,

Geräte intelligent zu steuern.

- Intelligent regeln: In einem weiteren Entwicklungsschritt kann dieses Mehrwertmodul die Messdaten aus dem SMGW als Grundlage für die Steuerprozesse nutzen. Anstatt blind aus dem Netz zu steuern, lässt sich auf diese Weise jeder Messpunkt mit einbeziehen. Benötigt die Wärmepumpe Strom, wird das Laden des E-Autos kurzzeitig gedrosselt. Liefert die hausinterne PV-Anlage genügend Strom, kann der Bedarf aus dem Verteilnetz reduziert werden. Ist das Verteilnetz überlastet, wird das Laden des E-Autos reduziert. Das Steuern wird zum intelligenten Regeln.

Szenario eins – also der unmittelbare Zugriff eines SMGW auf eine Wallbox – haben die Unternehmen GISA, EMH Metering und eSYSTEMS bereits erfolgreich umgesetzt. Der Endpunkt des CLS-Kanals wurde dafür auf die EEBUS-sprechende Wallbox von eSYSTEMS, einem Unternehmen der Katek Gruppe, verlegt. Gesteuert werden die Ladevorgänge aus einem System der Firma Robotron heraus, welches unter

anderem mit Leitstellen der Netztechnik verknüpft werden kann. Das System von Robotron wird in einem zertifizierten Rechenzentrum der Firma Gisa betrieben. Die gesamte für diese Lösung notwendige Technik steht für die Serienproduktion zur Verfügung.

Die Lösung legt auch die Basis für ein dynamisches Einspeisen. E-Autos könnten dann zukünftig als Pufferspeicher dienen. Wenn zu viel Strom im Netz ist, nehmen sie diesen auf, um ihn zu einem späteren Zeitpunkt wieder an das Netz abzugeben. Die Liegenschaften mit E-Fahrzeugen übernehmen dann die Aufgabe eines dezentralen Generators.

Der entscheidende Vorteil einer solchen Steuerlösung: Aufgrund der intelligenten Protokolle und Schnittstellen gibt es keine harten Steuerbefehle mehr. Stattdessen werden Kennwerte übermittelt, die eine Justierung der Leistungsabnahmemenge erlauben. Dieses dynamische Regeln unterstützt sowohl ein Steuern auf Grundlage dynamischer Stromtarife als auch ein netzdienliches Steuern durch den Verteilnetzbetreiber. □

E-Mobility Relais für Ladesysteme der Ladebetriebsart 2 (IEC62752) und 3 (IEC62955)

AZEV140 bis zu 50 A
Kurzschlussstromfestigkeit:
≥ 1,5 kA; ≥ 6,0 kA²s (IEC 62752)
≥ 1,85 kA; ≥ 4,5 kA²s (IEC 62955)



ZETTLER NEW ENERGY SOLUTIONS

... connecting the power of tomorrow

- 1.850 A short circuit approved
- Contact gap ≥ 2,25 mm (1 Form A)
- Galvanic isolated monitoring contact (1 Form B)
- UL, CUR and TÜV certified



Agri-Photovoltaik auf Johannisbeerfarm

Ein Solardach für die Sommerbeere

Angenehm temperiert und sicher vor Wettereinflüssen: So lässt es sich leben! Das denken sich auch die Johannisbeeren auf einem niederländischen Obsthof, die nun ihr eigenes Solardach erhalten haben. Es verbessert die Ernte und sorgt gleichzeitig für saubere Energie.

TEXT: BayWa r.e. BILD: iStock, Jeja

Die Johannisbeeren, die auf dem Obsthof von Rini Kusters im niederländischen Wadenoijen angebaut werden, sind seit Kurzem durch eine neue, dauerhafte Struktur geschützt: eine Agri-PV-Solaranlage. Die Modulreihen bieten Schutz vor extremen Wetterereignissen und sorgen für ein stabileres Klima zum Anbau der Früchte. Gleichzeitig erzeugen sie nachhaltigen Strom.

BayWa r.e. und sein niederländisches Tochterunternehmen GroenLeven haben die ursprüngliche Anlage, die 2020 zunächst als Pilotprojekt errichtet wurde, zu einer vollwertigen Solarstromquelle mit 1,2 MW_p und mehr als 4.500 Solarmodulen ausgebaut. Der Park soll rund 400 Haushalte pro Jahr mit Grünstrom versorgen. Unter den Modulen angepflanzt sind 4.500 Johannisbeersträucher, die Rini Kusters circa 23 t Ernte pro Jahr einbringen. Erste Pilotuntersuchungen wurden dabei 2019 mit Himbeeren durchgeführt, bei denen zwei Arten von PV-Modulen, darunter eine semitransparente Variante, zum Einsatz kamen. Im Jahr 2020 wurden diese Untersuchungen in Zusammenarbeit mit der Wageningen University & Research auf weitere Pilotprojekte ausgeweitet. Diese sollten in erster Linie die Effizienz der Kombination von Solaranlagen mit dem Anbau verschiedener Arten von Beerenobst, einschließlich der roten Johannisbeeren von Rini Kusters, testen.

Die Ergebnisse zeigten, dass die PV-Dächer günstigere, niedrigere Temperaturen für die Pflanzen bereitstellten und diese außerdem vor ungünstigen Wetterbedingungen schützten. Gerade letzterer Aspekt ist ein echter Mehrwert für Landwirte, wie Rini Kusters erklärt: „Wetterextreme werden immer häufiger, und sie sind schädlich für die Pflanzen. Die Entwicklung von Pilzen auf den Früchten aufgrund eines zu nassen Klimas zum Beispiel ist ein Problem, das immer öfter auftritt. Am heißesten Tag im letzten Jahr war es unter den PV-Modulen 10 °C kühler. Am nassesten

Tag blieben die Pflanzen trocken. Agri-Photovoltaik ist eine Technologie, an die ich wirklich glaube.“ Benedikt Ortman, Global Director of Solar Projects bei BayWa r.e., fügt hinzu: „Agri-PV ist eine Erneuerbare-Energien-Lösung, die Landwirte dabei unterstützt, sowohl die Auswirkungen des Klimawandels zu bekämpfen als auch ihre landwirtschaftlichen Aktivitäten klimaneutral zu gestalten. Agri-PV bringt auch soziale, ökologische und wirtschaftliche Vorteile mit sich. Wir helfen Landwirten auf diesem Weg, Abfall- und Investitionskosten zu reduzieren, und tragen gleichzeitig dazu bei, die globale und für die Zukunft unseres Planeten unerlässliche Energiewende voranzutreiben.“

BayWa r.e. plant derzeit gemeinsam mit Birnen-, Apfel- und anderen Obstproduzenten weitere Agri-PV-Projekte in Europa mit einer Gesamtleistung von 35 MW_p bis 2022. So können sich künftig auch andere Früchte auf ein schützendes Dach überm Kopf freuen. □

INDUSTRY FORWARD EXPO

DIGITAL. CONFERENCE. FESTIVAL.

DAS FESTIVAL DER INDUSTRIE

Nach dem erfreulichen Erfolg der ersten INDUSTRY.forward EXPO im Februar/März 2021 gehen wir nun in die nächste Runde. Freuen Sie sich auf die spannenden Themen-Stages!

INDUSTRY FORWARD

INDUSTRIAL SOLUTIONS

NEXT TECHNOLOGY

INDUSTRIAL AUTOMATION

ELECTRONICS

ENERGY

PROCESS

HERBSTEDITION

SAVE THE DATE
28. SEPTEMBER - 07. OKTOBER 2021



JETZT SCHON
VORAB REGISTRIEREN



Unsere Performance: Top-Fit!

Leistung für alle Fälle, vorbereitet für Extreme.

ColdClimate Hardware

Für den störungsfreien Betrieb bei Umgebungstemperaturen von -40 °C bis +70 °C.
100 % Serientest unter Extrembedingungen.
Systemverfügbarkeit 99,96 %.

Smart Power Plant Controller

Zertifizierter EZA-Regler für bis zu 100 Energieerzeuger und Komponenten die zu einem Kraftwerk zusammengeschlossen sind.

Retrofit

Höhere Turbinen-Performance und längere Lebensdauer durch modulare Soft- und Hardware-Upgrades. Condition Monitoring, Netzschutz- und Messung mit konfigurierbaren und leistungsfähigen Funktionsmodulen.

www.bachmann.info

