

stadt+werk

Das Gehirn der Smart City

Offene urbane Datenplattformen für Big-Data- und IoT-Analysen bilden das Fundament der intelligenten, vernetzten Stadt.



Politik + Strategie

Über 90 Prozent der Haushalte in Deutschland könnten durch Energy Sharing zur Energiewende beitragen.



Energie + Effizienz

Flaschenhals Verkehr: Wie schnell Windparks gebaut werden können, ist auch eine Frage der Logistik.



IT + Technik

Smart Charging: Netzbetreiber Mitnetz Strom testet das netzdienliche Laden von Elektrofahrzeugen.



Praxis + Projekte

ENNI-Unternehmensgruppe aus Moers nutzt das AVA- und Baukosten-Management-System California.



Spezial

Ermöglichen die aktuellen energiepolitischen Weichenstellungen den Aufbruch ins Solarzeitalter?

40 Jahre Erfahrung

in Planung, Bau und Betrieb von
Wind,- und Solarkraftwerken



RES ist das weltweit größte unabhängige Unternehmen für erneuerbare Energien.

-
- » **ENTWICKLUNG:** Wir machen Wind,- und Solarprojekte zur Chance für die Region.
 - » **BAU:** Unsere Kunden profitieren von unserer starken Marktposition.
 - » **BETRIEB/INSTANDHALTUNG:** Wir holen noch mehr Ertrag aus Ihrem Windpark.
-

Seit mehr als 40 Jahren steht RES an der Spitze der Branche. Wir haben weltweit mehr als 23 GW an Wind- und Solarkraftwerken realisiert und betreuen über 9 GW an erneuerbaren Energieparks.

So erreichen Sie uns:

- ☎ +49 07666 - 61899 18
- ✉ resdeutschland.info@res-group.com
- 🌐 www.res-group.com

res
power for good



Liebe Leserinnen und Leser,

innerhalb von acht Wochen installierten die Stadtwerke Tübingen auf einer Freifläche die größte Photovoltaikanlage im Stadtgebiet. Acht Jahre dauerte es, bis das Solarkraftwerk genehmigt war. Diese Geschichte erzählte Boris Palmer kürzlich bei Markus Lanz. Der Tübinger Oberbürgermeister – für seine Verhältnisse bemerkenswert ruhig, aber innerlich kochend – hatte in der Talkshow noch mehr Fakten auf Lager: Im Jahr 2013 ist der Ausbau der Photovoltaik in Deutschland um 80 Prozent eingebrochen, fünf Jahre später der Windkraftausbau um 90 Prozent.

Das ist Deutschland, sagte Palmer und brachte damit alle Probleme und Versäumnisse der Energiepolitik in der Ära Merkel auf den Punkt. Wie die aktuelle fossile Energiekrise gelöst werden kann, beschreibt Simone Peter, Präsidentin des Bundesverbands Erneuerbare Energie, in einem Gastbeitrag für *stadt+werk*. Dort heißt es: Das Konzert aller erneuerbaren Energien sichert bezahlbare Preise, Autonomie und Frieden (*Seite 16*).

In dieser Ausgabe erfahren Sie, dass nicht nur Genehmigungsverfahren den Ausbau der Erneuerbaren aus-

bremsen, sondern auch – im wahren Sinne des Wortes – logistische Probleme beim Transport der Rotorblätter für Windräder (*Seite 26*).

Hoffnung auf einen Aufbruch ins Solarzeitalter machen die aktuellen energiepolitischen Weichenstellungen. Im Spezial ab Seite 48 lesen Sie unter anderem, welches Potenzial die Solarenergie bei der Wärmeerzeugung hat und wie sie die Abhängigkeit von Erdgas weiter senken kann.

Alexander Schaeff, Chefredakteur
a.schaeff@k21media.de

Unsere neue Software-Generation



- automatisiert
- prozessstark
- intuitiv

Die Komplettlösung für Energieversorger



www.is-software.com





8

Politik + Strategie



18

Smart City



26

Energie + Effizienz

Politik + Strategie

- 8 **Energy Sharing als Modell der Zukunft**
Studie zeigt die Potenziale von Erneuerbare-Energien-Gemeinschaften auf

- 10 **Entlastung durch Outsourcen**
Einkaufsabteilungen können ohne Personal-aufbau Kapazitäten steigern

- 12 **Klimacheck-Tool prüft Gesetzesvorhaben**
Senior Consultant Marco Baldauf stellt die Lösung von Ramboll vor

- 14 **Durch Innovation gestalten**
Die Pfalzwerke halten mit den Veränderungen in der Branche Schritt

- 16 **Erneuerbare sind der Ausweg**
Das Potenzial ist noch nicht ausgeschöpft

Titelthema: Smart City

- 18 **Verbinden, was zusammengehört**
Die herstellerunabhängige Smart-City-Plattform der Wolfsburger Stadtwerke

- 20 **Alle an einem Tisch**
Hendrik Gericks (Kreis Borken), Philipp Reis (Kreis St. Wendel) und André Wolf (Stadt Münster) sprechen über die Kooperationsplattform Civitas Connect

- 22 **Erfolgreich mit LoRaWAN**
In Emden profitieren Stadt und Stadtwerke von der Internet-of-Things-Kommunikationstechnologie

- 24 **Datenbasiert entscheiden**
Stadt-WLAN und IoT für Stralsund

Energie + Effizienz

- 26 **Ohne Logistik keine Anlage**
Transport neuer Windkraftanlagen

- 28 **RecyclableBlade im Einsatz**
Windpark mit recycelbaren Rotorblättern

- 30 **Netzstabilität durch Offshore-Wind**
Borkum Riffgrund 1 liefert Regelleistung

- 32 **Internationale Standards schaffen**
Zusammenspiel von Energieplattformen

- 34 **Vernetzung statt Top-Down-Prinzip**
Steuerungsfähigkeit in der Niederspannung

- 36 **Demonstrator besteht Praxistest**
Flexibilitäten aus dem Verteilnetz nutzen

- 38 **Eine Win-win-win-Situation**
Power Purchase Agreement (PPA) ist gefragt

IT + Technik

- 40 **Smart Charging von morgen**
Ladevorgang vorausschauend planen

- 42 **Die Kosten im Griff halten**
Wie Wilken auf den Energiemarkt im Umbruch reagiert, berichtet Tobias Mann, Leiter Versorgungswirtschaft ENER:GY



40

IT + Technik



46

Praxis + Projekte



48

Spezial

44 Die Zukunft liegt in der Cloud
On-Premise-Software-Lösungen sind nicht mehr zeitgemäß

Praxis + Projekte

46 California erleichtert das Bauen
Projekte reibungslos abwickeln

Spezial: Solarenergie

48 Auf ins Solarzeitalter
Die Kraft der Sonne für die Strom- und Wärmeerzeugung nutzen

50 Energiewende ganzheitlich denken
Windkraft und Photovoltaik müssen um flexible Speichermöglichkeiten ergänzt werden

52 Sonnenenergie vom Baggersee
In Iffezheim wird eine schwimmende Photovoltaikanlage gebaut

Rubriken

- 3 Editorial
- 6 Aktuelles
- 54 Termine
- 56 stadt+werk Branchenindex
- 58 Vorschau, Inserentenverzeichnis, Bildnachweise, Impressum

IMMER EINEN SCHRITT VORAUS ...



www.cortility.de

... MIT EFFIZIENTEN IT-LÖSUNGEN FÜR ENERGIEVERSORGER!

Karlsruhe

EnergiePakt geschlossen

Um die Auswirkungen der Energiekrise abzumildern, hat der Karlsruher Oberbürgermeister Frank Mentrup (SPD) zusammen mit den Stadtwerken Karlsruhe einen EnergiePakt ins Leben gerufen. Nach Angaben der Kommune haben sich der Initiative bereits die Städte Baden-Baden, Rastatt, Ettlingen, Rheinstetten, Bruchsal und Bretten angeschlossen. Ziel der Initiative sei es, ein Zeichen des Zusammenhalts zu setzen und ein Bewusstsein für Energie und den Energieeinsatz zu schaffen. Außerdem soll zum aktiven Energieeinsparen motiviert und aufgezeigt

werden, wie durch effektive Verbrauchsreduzierungen im Rahmen von kleinen und großen Maßnahmen die negativen Folgen der Energiekrise abgemildert werden können. In den kommenden Wochen wollen die beteiligten Städte Vorträge, Beratungsangebote und konkrete Hilfestellungen zum Thema auf den Weg bringen. Zudem wurde eine Website erstellt,

die nach den Worten Olaf Heils, dem Geschäftsführer der Stadtwerke Karlsruhe, das Herzstück des EnergiePakts darstellt (www.swka.de/energie-pakt-ka). ■



Pressekonferenz zum EnergiePakt im Karlsruher Rathaus.*

* v.l.: Dr. Frank Mentrup, OB Karlsruhe; Dietmar Späth, OB Baden-Baden; Martin Wolff, OB Bretten; Johannes Arnold, OB Ettlingen; Michael Heuser, Bürgermeister Rheinstetten

Uniper/CMBlu

Kooperation für organische Speicher

Die Unternehmen Uniper und CMBlu Energy haben Ende August mit dem Aufbau eines Großstromspeichers im Megawattbereich begonnen. Der Speicher wird auf Basis von organischen Solid-Flow-Batterien betrieben. Diese neuartige Batteriespeichertechnologie wurde von CMBlu entwickelt und soll zukünftig in der Lage sein, eine Vielzahl von Anwendungsfällen und Märkten abzudecken. „Wir haben eine große Batterie entwickelt, die sicher ist, nachhaltig und unendlich skalierbar und die auch nix kosten darf. Sie ist vollständig recycelbar, hat einen geringen Platzbedarf, verwendet keine seltenen Erden und keine konfliktbeladenen Materialien. Und sie verfügt über einen geringen CO₂-Fußabdruck“, beschreibt Peter Geigle, CEO von CMBlu Energy aus Alzenau, die Technologie. Zum Einsatz kämen nur organische Stoffe, etwa Fett als Energiespeicher, und Kunststoffe für die einzelnen Module, die bei Leistung und Kapazität unabhängig skalierbar seien. Die Batterien hätten einen Wirkungsgrad von 80 Prozent. Erstmals in Deutschland soll diese Technologie nun am Uniper-Kraftwerk Staudinger im Rahmen eines Pilotprojekts installiert werden. Die Anlage wird zu Beginn eine Leistung von einem Megawatt und eine Kapazität von einer Megawattstunde haben und voraussichtlich im Jahr 2023 in Betrieb gehen. ■

Rheinland-Pfalz

Land fördert Agri-PV-Anlage

In der rheinland-pfälzischen Gemeinde Grafenschaft wird die Produktion von Äpfeln unter einer für diesen Anwendungsfall speziell designten PV-Anlage mit einer Leistung von über 250 Kilowatt peak (kWp) erforscht. Das Land fördert das Agri-photovoltaik-Projekt mit knapp 576.000 Euro. Klimaschutzministerin Katrin Eder (Bündnis 90/Die Grünen) erklärte bei einem Besuch der Anlage: „Ziel des durch das rheinland-pfälzische Klimaschutzministerium und das Bundesministerium für Ernährung und Landwirtschaft (BMEL) geförderten Vorhabens ist es, die Resilienz im Obstbau zu steigern sowie zur ressourceneffizienten Landnutzung beizutragen. Hierdurch soll unter anderem eine Landnutzungskonkurrenz zwischen dem Ausbau erneuerbarer Energien und der Landwirtschaft entschärft werden.“ ■



RLP: Klimaschutzministerin Katrin Eder beim Besuch der Agri-PV-Anlage in Grafenschaft.

Ettenheim

Guter Wert für Solarthermie

In der Stadt Ettenheim ist im Jahr 2020 das größte Solarheizwerk Badens in Betrieb gegangen. Es versorgt eine Schule mit Internat, Sporthalle und Hallenbad sowie ein benachbartes Wohngebiet mit umweltfreundlicher Solarwärme. Nach jüngsten Berechnungen liegt deren Anteil an der Gesamtwärmeerzeugung des Heizwerks für das Fernwärmenetz Ettenheim mittlerweile bei 13 Prozent über das ganze Jahr. Das ist nach Angaben des Solarthermie-Spezialisten Savosolar ein sehr guter Wert und erfüllt voll die Berechnungen. Die Anlage mit rund 120 Hochleistungskollektoren sei so ausgelegt, dass jederzeit solare Wärme in den großen Speichern für die spätere Nutzung aufgenommen werden kann. Das Management der anderen Wärmeerzeuger (Holzhackschnitzel, Öl) sowie das Speicherlademanagement werden laut Savosolar ständig überwacht und weiter optimiert, um der Wärme aus Solarthermie jederzeit Vorrang in der Speicherung und Abnahme zu gewähren. ■

Schleswig-Holstein

Powerhouse für grünen Wasserstoff

Der schleswig-holsteinische Energiewende- und Klimaschutzminister Tobias Goldschmidt (Bündnis 90/Die Grünen) hat Ende August erste Eckpunkte der neuen Wasserstoffstrategie des Landes vorgestellt. Goldschmidt: „Schleswig-Holstein soll ein Powerhouse für grünen Wasserstoff werden. Dafür sind wir so gut positioniert wie kaum ein anderes Bundesland. Hier im Norden kommen günstige Standortfaktoren und eine hohe Akzeptanz für die Energiewende zusammen. Wir werden den Aufbau einer Wasserstoffwirtschaft aus heimischer Erzeugung mit Hochdruck vorantreiben und auch die Sichtbarkeit des Landes erhöhen. Denn unser festes Vorhaben lautet, uns frühzeitig als Marktführer dieser so wichtigen Zukunftstechnologie zu etablieren.“ Der Minister sucht dabei den Austausch mit Wirtschaft, Industrie, Verbänden und Wissenschaft. Am Ende eines umfangreichen Konsultationsprozesses soll die Neufassung der Landeswasserstoffstrategie stehen. ■

**RESSOURCEN SCHONEN
FÜR NACHHALTIGES LEBEN**
 IoTista
**Wissen Sie eigentlich, wo Ihre größten
Energiesparpotentiale liegen?**

Mit IoTista verschaffen wir Ihnen den Überblick und machen Verbesserungen möglich! Energiemonitoring ermöglicht das Fernauslesen von Strom-, Gas-, Wasser- und Wärmeverbrauch. IoTista strukturiert und analysiert diese Daten, so dass Sie immer automatisiert einen Überblick haben, wo z. B. Leckagen, offenstehende Fenster oder nicht benötigte Verbraucher Ressourcen verschwenden. Schnelle, gezielte Maßnahmen senken den Energieverbrauch und helfen bei der Erfüllung der Klimaschutzziele (z. B. mit dem SDG11) im Sinne einer nachhaltigen Stadtplanung.



IoTista, eine Marke der
**PFALZWERKE
GRUPPE**

Jetzt zur Webkonferenz anmelden!

Am **8. November** mit Impulsen von Experten, wertvollen Tipps und informativem Austausch.





Energy Sharing als Modell der Zukunft

Über 90 Prozent der Haushalte in Deutschland könnten durch Energy Sharing Teil der Energiewende werden. Eine Studie des Instituts für ökologische Wirtschaftsforschung (IÖW) hat die Potenziale des Konzepts untersucht.

Der Begriff Energy Sharing wird in der europäischen Erneuerbare-Energien-Richtlinie eingeführt, ist in Deutschland allerdings noch nicht eindeutig definiert. Wie Energy Sharing ausgestaltet werden könnte, beschreibt das Bündnis Bürgerenergie (BBEn) in einem Konzeptpapier. Zentraler Akteur sind so genannte Erneuerbare-Energien-Gemeinschaften (EE-Gemeinschaften), die neben anderen Aktivitäten auch Energy Sharing umsetzen könnten. Im Folgenden sind mit EE-Gemeinschaften also jene gemeint, die auch Energy Sharing betreiben. Sie errichten Erzeugungsanlagen. Die Mitglieder der Gemeinschaft verbrauchen den produzierten Strom

selbst. Laut Erneuerbare-Energien-Richtlinie können natürliche Personen, lokale Behörden und Gemeinden sowie kleine und mittlere Unternehmen (KMU) Teil einer EE-Gemeinschaft werden. Beim Konzept des Energy Sharings sind die räumliche Nähe – wobei hier der genaue Abstand zwischen Erzeugungsanlage und Verbraucher noch diskutiert wird – und der zeitgleiche Verbrauch von zentraler Bedeutung. Strom, der von den Mitgliedern verbraucht wird und nicht durch die Erzeugung der Anlagen gedeckt werden kann, muss von der EE-Gemeinschaft hinzugekauft werden, Strom, der nicht zeitgleich verbraucht wird, wird in das Netz eingespeist.

Eine Studie des Instituts für ökologische Wirtschaftsforschung (IÖW) im Auftrag des BBEn hat nun ermittelt, welches Potenzial Energy Sharing für die Deckung des Strombedarfs von privaten Haushalten bietet. Um die räumliche Nähe von Anlage und Verbraucher zu gewährleisten, wurde in der Potenzialabschätzung eine maximale Distanz von 25 Kilometern angenommen.

Mithilfe eines Geografischen Informationssystems (GIS) konnte das technische Potenzial von Energy Sharing in hoher räumlicher Auflösung für ganz Deutschland bestimmt werden. Als Basis wurde der angestrebte Ausbau von neu zu errichtenden Photovoltaik- und Windkraftanlagen bis zum Jahr 2030 in Deutschland verortet. Dabei wurden für die Identifizierung von möglichen Standorten

von PV-Freiflächenanlagen die Flächen gemäß dem EEG 2021 gewählt. Bei Windkraftanlagen wurden Flächen mit geringer Nutzungskonkurrenz und für PV-Dachanlagen Gebäude ausgewählt, die mindestens über eine Dachfläche für 100 Kilowatt peak (kWp) verfügen. Ausgehend von den identifizierten Standorten der EE-Anlagen wurde mithilfe von Zensusdaten und Abschätzungen des durchschnittlichen Energieverbrauchs überprüft, welche Anlagen die Stromnachfrage der Haushalte bedienen können. Das Matching von Verbrauch und Erzeugungsanlagen ergab, dass EE-Gemeinschaften entweder eine Kombination aus Photovoltaik- und Windanlagen oder nur PV-Anlagen betreiben könnten.

Die Ergebnisse der Potenzialanalyse zeigen, dass sich 5.919 EE-Gemeinschaften bilden können. Davon können 1.702 EE-Gemeinschaften sowohl Wind- als auch PV-Anlagen betreiben, während 4.217 EE-Gemeinschaften nur PV-Anlagen betreiben können. Geografisch sind die EE-Gemeinschaften auf ganz Deutschland verteilt. Werden die Potenziale für Energy Sharing für jedes Bundesland sowie die durchschnittliche Anzahl an Mitgliedern betrachtet, wird deutlich, dass sich in bevölkerungsreichen Regionen EE-Gemeinschaften mit mehr Mitgliedern als in ländlichen Regionen bilden können und das Potenzial an in Energy Sharing installierbaren EE-Leistungen je Bundesland abhängig von der jeweiligen Einwohnerzahl ist.

Energy Sharing ist fast überall möglich und könnte – sofern gewünscht – 96 Prozent aller volljährigen Menschen erreichen, das entspricht 67 Millionen Bürgerin-

nen und Bürgern. Wird das Potenzial von Energy Sharing komplett ausgeschöpft, könnte zumindest bilanziell der Strombedarf von 94 Prozent aller Haushalte in Deutschland gedeckt werden. Mit Energy Sharing könnten zudem 35 Prozent des von der Bundesregierung aktuell geplanten Ausbauziels bis 2030 erreicht werden, das entspricht 75 Gigawatt (GW) oder 75 Terawattstunden pro Jahr (TWh/a). Die installierbare Windleistung beträgt 6.967 Megawatt (MW), also 13 Prozent des gesamten Ausbauziels bis 2030. Die installierbare PV-Leistung beträgt 68.333 MW oder 44 Prozent des Ausbauziels bis 2030.

Großes Potenzial

Betrachtet man die installierbaren Leistungen und die erwarteten Stromerzeugungsmengen wird deutlich, dass der Großteil des Potenzials sowohl bei der installierten Leistung als auch bei der Stromerzeugung im PV-Segment liegt. Allerdings zeigen die Berechnungen, dass die Stromerzeugung je installierter Leistung im Windbereich im Vergleich zu PV-Anlagen etwas höher ist und auch ein etwas größerer Anteil des Windstroms im Vergleich zum PV-Strom durch die Mitglieder direkt verbraucht werden kann. Das große PV-Potenzial beinhaltet sowohl Dachanlagen als auch Freiflächenanlagen. Die gesetzlichen und geografischen Rahmenbedingungen sowie die Ausgestaltung der finanziellen Anreize werden entscheiden, welche Technologie die jeweilige Gemeinschaft vor Ort nutzen wird.

Die Berechnung zeigt, dass das Potenzial für die Bildung von Erneuerbare-Energien-Gemeinschaften bei entsprechenden Anreizen enorm ist. Diese könnten auch ei-

nen beachtlichen Teil der Energieerzeugung für private Haushalte übernehmen. Trotzdem bleiben etablierte Energieversorger wie die Stadtwerke weiterhin ein wichtiger Akteur im Energiesystem. Neben Tätigkeitsfeldern, die unberührt vom Energy Sharing sind, ist es denkbar, dass Stadtwerke zu Initiatoren von EE-Gemeinschaften für Energy Sharing werden. Darüber hinaus können Stadtwerke einen entscheidenden Beitrag zur erfolgreichen Umsetzung und Etablierung von Energy-Sharing-Projekten leisten. Ob diese Möglichkeit bei der Umsetzung von Energy Sharing tatsächlich gegeben ist oder der Fokus rein auf Privatpersonen liegt, ist noch nicht geklärt. Aber selbst wenn den Stadtwerken die direkte Einbringung innerhalb von EE-Gemeinschaften nicht möglich ist, eröffnen sich durch Energy Sharing verschiedene andere Dienstleistungen und Geschäftsmodelle, bei denen sie aktiv werden können.

Denn die Umsetzung eines Energy Sharings innerhalb einer EE-Gemeinschaft ist mit großen Herausforderungen verbunden. So müssen diese Gemeinschaften Pflichten eines Energieversorgers für seine Mitglieder übernehmen. Hierbei sind EE-Gemeinschaften vermutlich größtenteils auf Dienstleister angewiesen, die sie bei ihren Aktivitäten unterstützen. Eine wichtige Aufgabe ist etwa die Bereitstellung des Reststroms, der nicht von den eigenen Anlagen erzeugt werden kann. Eine Möglichkeit ist es, hierfür eine Kooperation mit einem bestehenden Energieversorger einzugehen, zum Beispiel den Stadtwerken. Aber auch die Abrechnung und die Stromverbrauchserfassung sind Dienstleistungen, die von den Stadtwerken professionell erledigt werden und für die bei den EE- ▶

Gemeinschaften ein Bedarf entstehen könnte. Außerdem produzieren die Erzeugungsanlagen auch Strom zu Zeiten, in denen die Mitglieder diesen nicht oder nur zum Teil verbrauchen. Diesen überschüssigen Strom gilt es ebenfalls zu veräußern, was Stadtwerke im Rahmen der Direktvermarktung als weitere Dienstleistung übernehmen könnten.

Marktrahmen anpassen

Neben dem aufgezeigten technischen Potenzial wurde in der Studie auch auf die soziale Bedeutung von Energy Sharing hingewiesen. Dieses kann ein Instrument sein, das in Ergänzung zur gebäudebezogenen Eigenversorgung deutlich mehr Spielraum für eine verbrauchsnahe Erzeugung in einem größeren Umkreis über das Verteilnetz zulässt. Damit bietet Energy Sharing einem Teil der Bevölkerung, dem dies bislang nicht möglich war, die Chance, sich mit Strom aus eigenen Anlagen zu versorgen.

Für die erfolgreiche Umsetzung von Energy Sharing ist es jetzt notwendig, den Marktrahmen anzupassen. Wichtig ist etwa, Energy Sharing durch finanzielle Anreize wie eine Reduzierung von Netzentgelten und Umlagen oder eine Prämie auf direktverbrauchten Strom attraktiv zu machen. Zudem müssen die Einstiegshürden in Erneuerbare-Energien-Gemeinschaften durch geringe Mindesteinlagen und möglichst unkomplizierte Anbieterwechsel niedrig gehalten werden.

Dr. Astrid Aretz, Jan Wiesenthal und Nesrine Ouanes sind wissenschaftliche Mitarbeitende im Forschungsfeld Nachhaltige Energiewirtschaft und Klimaschutz am Institut für ökologische Wirtschaftsforschung (IÖW).

Entlastung durch Outsourcen

Führungskräfte der Energiebranche blicken laut der aktuellen Studie Utility 4.0 kritisch auf ihre Lieferkette. Defizite sehen sie vor allem beim strategischen Einkauf und der Beschaffung neuer Warengruppen. Das Outsourcing von Prozessen kann hier Abhilfe schaffen.

Für die Einkaufsabteilungen der Energiebranche ist der perfekte Sturm aufgezogen: Gerissene Lieferketten selbst für Standardprodukte und gleichzeitig sollen im Rahmen der Energiewende neue Geschäftsfelder aufgebaut werden. Laut der neuesten Utility 4.0 Studie im Auftrag des Unternehmens prego services sind zwei Drittel der befragten Führungskräfte aus der Energiebranche aktuell unzufrieden mit ihrer Supply Chain.

Weil sich Einkäufer mit hohem Engagement um die Beschaffung knapper B- und C-Teile kümmern müssen, fehlen die Kapazitäten für einen strategischen Einkauf. Das ist umso bedenklicher, da – wie erwähnt – zahlreiche Energieversorgungsunternehmen (EVU) die Energiewende umsetzen müssen und in neue Geschäftsfelder wie E-Mobilität oder Wasserstofftechnologie investieren. Mehr als die Hälfte der befragten Entscheider sehen laut der Studie ihre Supply Chain nicht gut aufgestellt, um die neuen Anforderungen zu meistern.

Ein wesentlicher Kritikpunkt ist die mangelnde Digitalisierung der Prozesse im Einkauf. Eine sichere und flexible IT-Systemlandschaft ist jedoch der entscheidende Erfolgsfaktor für eine durchgängige Digitalisierung. Dazu gehören eine hohe Automation und Dunkelverarbei-

tung zur Bewältigung großer Datenvolumen, verteilte und gleichzeitig hochintegrierte Systemlösungen, das Schnittstellenmanagement und intelligente IT-Security-Lösungen.

Als Einkaufsdienstleister für Netzbetreiber und mittelständische Unternehmen bestellt prego services jährlich Waren im Wert von mehreren hundert Millionen Euro und setzt dabei auf digitale Prozesse. Neben Einkaufsdienstleistungen übernimmt prego services auch die komplette Lagerhaltung von Stadtwerken vor Ort oder betreibt diese in einem Hybridmodell. Die konsolidierten und gebündelten Einkaufs- und Lagermöglichkeiten für Unternehmen der Energiebranche schaffen eine höhere Warenverfügbarkeit, bessere Einkaufskonditionen und eine effizientere sowie schnellere Abwicklung beim Bestellprozess.

Die speziell für Einkaufsdienstleistungen entwickelte Cloud-Plattform www.ausschreiben24.com erleichtert als Software-as-a-Ser-

Link-Tipp

Mehr Informationen zur Studie Utility 4.0 finden Sie unter:

- <https://www.prego-services.de/landingpage-studie>

vice-Lösung Einkäufern von EVU das Ausschreibungsmanagement. Die Plattform erfordert keine Installation, ist einfach zu bedienen und revisionssicher. Einkäufer können über die Plattform Bestellanfragen erstellen und die gewünschten Zulieferer aktiv zur Angebotsabgabe auffordern. Die ausgewählten Bieter erhalten eine Nachricht und geben daraufhin auf der Plattform Angebote ab. Sämtliche Arbeitsschritte werden dokumentiert und sind in Form eines revisionssicheren Belegs abrufbar.

Bis zu 50 Prozent Zeitersparnis

Die Bestellung wickeln die Einkäufer in wenigen Schritten elektronisch ab. Sie können Preise und Lieferzeiten anfragen, Preisspiegel automatisch erstellen oder verschiedene Auktionsmodelle einsetzen. Integrierte Schnittstellen zu anderen Systemen oder SAP-Anwendungen verhindern Medienbrüche sowie die kostenintensive und fehleranfällige Mehrfacherfassung von Daten. Insgesamt berichten Einkäufer über Zeitersparnisse zwischen 30 bis 50 Prozent. Die durchschnittliche Sitzungsdauer aller Teilnehmer von nur knapp über fünf Minuten zeigt zudem, wie schnell das System arbeitet. EVU können darüber hinaus lokale Lieferanten anlegen und über die Plattform einbinden.



prego services setzt beim Einkauf auf digitale Prozesse.

Eine weitere Entlastung bietet prego services mit Procurement as a Service für Projekte und definierte Warengruppen. Die Einkäufer von prego services bringen langjährige Erfahrungen mit EVU mit und kennen die Anforderungen der Branche. Durch die teilweise oder komplett ausgelagerten Aufgaben steigern Einkaufsabteilungen bedarfsgerecht ihre Kapazitäten ohne eigenen Personalaufbau.

Bei Projekten und Einzelausschreibungen bilden die Einkaufsexperten das Bindeglied zwischen Projektteam und Einkauf. Sie erstellen auf Basis der individuellen Vorgaben Lastenhefte und berücksichtigen die passende Produkt- und Kostenstrategie. Sie übernehmen den gesamten Ausschreibungsprozess und schlagen unter Berücksichtigung der Kosten- und Lieferantenstrategie des jeweiligen Energieversorgers die besten Angebote vor.

Die wenigsten EVU haben alle notwendigen Prozesse bereits vollständig digitalisiert. Purchase-to-Pay-Lösungen von prego services digitalisieren die relevanten Vorgänge und finden automatisiert statt: von der Bedarfsmeldung über die Freigabe, die Bestellung und Lieferung bis hin zur Überwachung des Wareneingangs, die Rechnungsbearbeitung oder die Zahlungsabwicklung. Bei diesen digitalisierten Einkaufsprozessen werden Bedarfsanforderungen mithilfe von digitalen Katalogen abgebildet. Das schafft Transparenz und minimiert Fehlerquellen. Zudem bieten der elektronische Freigabeprozess und die digitale Verwaltung von Katalogen eine schnellere Abwicklung. Durch die automatisierte Abwicklung sind die notwendigen Schnittstellen gegeben, um automatisierte Rechnungsläufe oder Zahlenmaterial für das Controlling bereitzustellen.

Schlagkräftige Einkaufsabteilungen spielen eine entscheidende Rolle, um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten und unter den derzeitigen Rahmenbedingungen das benötigte Material zur richtigen Zeit zu beschaffen. Procurement as a Service stellt die moderne Lösung dar, um Engpässe bedarfsgerecht zu überbrücken und die Digitalisierung voranzutreiben. ■



Der Autor: Andreas Tzschoppe-Kölling

Andreas Tzschoppe-Kölling studierte Betriebswirtschaftslehre an der Fachhochschule für Wirtschaft in Berlin. Nach verschiedenen Führungspositionen in der Konzernorganisation und den Services einer Unternehmensgruppe der Finanzbranche ist er seit 2011 Geschäftsführer der prego services GmbH.

Klimacheck-Tool prüft Gesetzesvorhaben

In Berlin müssen bei allen Beschlussvorlagen des Senats die Klimaauswirkungen überprüft werden. Zum Einsatz kommt dafür das Tool Klimacheck, welches das Unternehmen Ramboll entwickelt hat. Wie dieses in der Praxis funktioniert, erläutert Senior Consultant Marco Baldauf.

Herr Baldauf, wie unterstützt der Klimacheck die Verwaltung?

Der Klimacheck von Ramboll hilft den Verwaltungsmitarbeitenden bei der Überprüfung der klimarelevanten Auswirkungen von Beschlussvorlagen und zeigt klimafreundliche Alternativen auf. Der Leitfaden ermöglicht es den Anwenderinnen und Anwendern, die Vorlagen einfach und ohne klimapolitische Vorkenntnisse zu überprüfen. Die Auswirkungen der Beschlussvorlagen werden leicht verständlich innerhalb einer Exceldatei abgefragt. Die Antwortmöglichkeiten sind mit Beispielen unterlegt. Anwender schätzen anhand von Ja-/Nein-Fragen die möglichen Klimaauswirkungen ein. Die Auswertung der Antworten erfolgt automatisiert.

Welche Anforderungen waren bei der Entwicklung des Klimachecks zu erfüllen?

Das Tool wird für alle Beschlussvorlagen des Berliner Senats eingesetzt – Personalangelegenheiten ausge-

nommen. Es muss also für vielfältige Anwendungsbereiche nutzbar sein. Sieben Handlungsfelder zur Erfassung der klimarelevanten Auswirkungen wurden vorab definiert. Diese sind der Energieverbrauch von Gebäuden und Anlagen, Auswirkungen auf Verkehr, Energieerzeugung und Stadtgrün sowie die Wiederverwertung von Rohstoffen und die Bewusstseinsbildung für nachhaltiges Handeln in der Gesellschaft sowie bei öffentlichen Beschaffungen. Unser Ziel bei der Entwicklung war die leichte Anwendbarkeit für die Senatsmitarbeitenden, weshalb wir die Usability in mehreren Workshops getestet haben. Somit konnten wir das Tool entlang des tatsächlichen Bedarfs entwickeln.

Wie erfolgt die Anwendung und welche Daten liegen dem Klimacheck zugrunde?

Der Klimacheck wird für alle Handlungsfelder durchgeführt. Zeigen sich mögliche Klimaauswirkungen, erfolgt eine Detail-

prüfung. Im Handlungsfeld Verkehr wird beispielsweise abgefragt, ob die Beschlussvorlage zu mehr Fahrradverkehr führen wird. Dies kann etwa durch eine Verbesserung der Fahrradinfrastruktur gegeben sein. Grundlage hierfür sind aktuelle Forschungsdaten, welche die Treibhausgasemissionen von Schienen-, Auto- und Fahrradverkehr abbilden. Im Bereich Energie können die Anwenderinnen und Anwender je nach Inhalt der Beschlussvorlage sowohl eine geplante klimafreundliche Energieerzeugung als auch den bestehenden Energiemix in Berlin berücksichtigen. Dafür werden dann die berlinspezifischen Daten zur Energieversorgung und deren klimaschädlichen Emissionen herangezogen. Am Ende des Klimachecks wird eine Gesamteinordnung der Auswirkungen generiert, außerdem werden die Detailergebnisse für jedes Handlungsfeld dargestellt. Zeigt sich, dass durch die Beschlussvorlage klimaschädliche Emissionen erheblich steigen würden, werden Alternativen geprüft und Verbesserungsvorschläge gemacht. Abschließend erhalten die Anwenderinnen und Anwender Formulierungsvorschläge für die Prüfung der Beschlussvorlage. Diese können die Mitarbeitenden der Senatsverwaltung dann in den Prüfbericht übertragen.

Wie begleitet Ramboll die Senatsverwaltung bei der Implementierung?

Das Feedback der Anwenderinnen und Anwender wurde nicht nur während der Entwicklung in Workshops aufgenommen, son-



Im Interview: Marco Baldauf

Marco Baldauf ist seit 2019 Consultant bei Ramboll. In seiner Arbeit berät er den Public Sector zum Schwerpunkt ökologische Nachhaltigkeit. Er beschäftigt sich mit sozialen und ökonomischen Auswirkungen von klimapolitischen Entscheidungen und mit der Frage, wie nachhaltige Innovationen gefördert werden können.

dern auch nach der Veröffentlichung in einer viermonatigen Testphase. Aus diesen Rückmeldungen und weiteren Feedback-Interviews wurde nach einem halben Jahr eine leicht überarbeitete Version veröffentlicht. Aktuell führen wir eine Anwenderbefragung zur Wirksamkeit des Tools durch. Seit der Einführung im

„Seit der Einführung im April 2021 hat sich der Klimacheck als Instrument etabliert.“

April 2021 hat sich der Klimacheck als Instrument innerhalb der Senatsverwaltung etabliert. Wir wollen ihn in enger Zusammenarbeit mit der Senatsverwaltung kontinuierlich weiterentwickeln.

Was ist als nächstes geplant?

Länder und Kommunen müssen sich auf die Folgen des Klimawandels vorbereiten und klimaresiliente Orte schaffen. Aus diesem Grund werden wir die Anwendung für die Berliner Senatsverwaltung um Klimaanpassungsmaßnahmen erweitern. Gemeinsam mit den Klimaschutzbeauftragten in den Berliner Bezirken haben wir den Klimacheck zudem inhaltlich für die Bezirke angepasst. Unsere Fachleute entwickeln eine angepasste Version des Leitfadens, der in den Bezirken Mitte und Spandau bereits eingeführt wurde. Das Tool ist aufgrund seiner Vielseitigkeit und leichten Bedienbarkeit auch für andere Bundesländer und Kommunen interessant. Auch die Ampelparteien haben sich im Koalitionsvertrag ein ähnliches Vorhaben auf Bundesebene vorgenommen.

Interview: Alexander Schaeff

 /zennernews

 /zenner_news

 /company/zennernews



**DIE SMART CITY
JETZT AKTIV
GESTALTEN!**



Ganz einfach. Mit IoT von ZENNER.

NEUE GESCHÄFTSMODELLE

Mit ZENNER werden Sie zum digitalen Infrastrukturbetreiber - sicher, souverän und kosteneffizient.

Mit der Erfahrung aus mehr als 250 IoT-Projekten ist ZENNER der richtige Partner an Ihrer Seite. Wir bieten Ihnen von der Messtechnik und Sensorik über die Telekommunikations-Infrastruktur und Daten-dienste bis zur Applikation durchgängige IoT-Komplettlösungen aus einer Hand. So realisieren Sie neue Geschäftsmodelle und echte Mehrwerte in den Bereichen Smart Metering, Smart Energy und Smart City.

www.zenner.de

ZENNER

Durch Innovation gestalten

Das Geschäft der Energieversorger bleibt in Bewegung. Durch innovative Methoden, die das Lernen und die Entwicklung im Unternehmen fördern, hält die Pfalzwerke-Gruppe mit diesen Veränderungen Schritt und schafft Lösungen, die den Kundenbedürfnissen gerecht werden.

Digitalisierung, Liberalisierung, erneuerbare Energien, gesellschafts- und geopolitische Veränderungen halten das Geschäft der Energieversorger in Bewegung. Gefordert sind zukunftsfähige Lösungen, während mehr Energieeffizienz und Nachhaltigkeit die Schlüsselthemen sind. Die Pfalzwerke-Gruppe (PW) nimmt diese Herausforderungen an und wandelt sich zu einem markt- und kundenorientierten Multi-Utility-Anbieter für die Region und darüber hinaus. PW ist ein Energieversorger mit rund 1,5 Milliarden Euro Umsatz und rund 1.300 Mitarbeitenden. Zur Gruppe gehören circa 40 Tochtergesellschaften und Beteiligungen.

Die Vision: Wir schaffen zukunftsfähige Lösungen für eine nachhaltige Lebensweise. Als Innovator handelt das Unternehmen entsprechend ökologisch, investiert in zukunftsfähige Märkte und strebt dort signifikante Marktanteile an. Ziel ist ein profitables und nachhaltiges Wachstum. Im Fokus der Investitionen stehen erneuerbare Energien, E-Mobilität und Wasserstoff – sowohl national als auch international. Kerngeschäftsfelder sind Strom und Photovoltaik, Wärme und die Elektromobilität. Hier wollen die Pfalzwerke schneller wachsen als der Markt. Durch Investitionen in Innovationen sollen diese strategischen Ziele erreicht werden. Dafür stellt die Gruppe jährlich ein Budget von mindestens fünf Millionen Euro bereit.

Erfolgreiche Innovationen bedienen die Bedürfnisse der Kunden. Dazu braucht es ein besonderes Umfeld. Bereits im Jahr 2018 hat die PW darum die Initiative Digitale Transformation (IDT) ins Leben gerufen. Frei von Hierarchie und Zuständigkeit arbeiten hier Teams gruppenweit an neuen Produkten und Dienstleistungen. Geleitet wird die IDT von einem Transformationsteam. Dieses plant und steuert, treibt und unterstützt die Umsetzung, coacht und ermuntert. Ein Innovationsteam entdeckt und entwickelt außerdem neue Ideen. Mit der IDT fördert die Pfalzwerke-Gruppe den Innovationsgeist der Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter und vor allem die Vernetzung des vorhandenen Know-hows. Im Zusammenspiel mit den Kunden entwickelt das Unternehmen auf diese Weise neue Produkte und Services. Und das erfolgreich. So wurde es unter anderem als Top100 Innovator des deutschen Mittelstands 2022 ausgezeichnet und erhielt für die Initiative Digitale Transformation den Exzellenz-Preis 2020.

Ein Erfolgsprodukt der IDT ist die so genannte EnerCloud. Damit wurde ein Angebot für Kunden entwickelt, die den von ihnen erzeugten Solarstrom auch vollständig selbst nutzen möchten. In der Cloud wird der aktuell nicht selbst verbrauchte Strom virtuell als Guthaben gespeichert. Dieses kann der Kunde verbrauchen, wenn er weniger Strom erzeugt als er benötigt,

beispielsweise an Regentagen. Er kann ebenso sein Elektrofahrzeug an der Wallbox aufladen oder Gas beziehen. Gesteuert wird die Cloud mittels einer App, die sowohl das aktuelle Guthaben anzeigt als auch die Energieflüsse visualisiert. Zudem können die Daten der Solaranlage überwacht werden.

Auch die EnerCloud wurde bereits ausgezeichnet. Für sie gab es den Deutschen Exzellenz-Preis 2022 in der Kategorie Software, Apps & Customer Experience B2C/B2E. Sie war zudem ein Baustein für die Verleihung des Energiewende Awards in der Kategorie Strom. Die PW ist damit Gewinner des Stadtwerke Zukunftspreises 2022, verliehen von Handelsblatt, Euroforum und Energie & Management.

Neue Ideen entwickeln

Für gute Ideen braucht es hin und wieder einen anderen Blick auf die Dinge. Den schafft das Format Hackergy. Die Idee eines Hackathons ist inzwischen weit verbreitet: In freier Arbeit werden neuartige Lösungen für vorgegebene Fragestellungen von externen Teilnehmern entwickelt. Diese arbeiten in Teams während eines festen Zeitraums beispielsweise an Apps oder an ersten funktionsfähigen Lösungen, den so genannten Minimum Viable Products (MVPs). Am Ende werden die Ergebnisse vorgestellt, eine Jury kürt die Gewinner.

Den ersten Hackathon hat die Pfalzwerke-Gruppe im Jahr 2019 an einem Wochenende durchgeführt. Gewinner waren die Simulation einer Plattform für intelligente

Bewässerungssysteme per LoRa-WAN-Netz, ein Peer-to-Peer-Sharing-Konzept für private E-Mobility-Nutzer und ein Nachhaltigkeits-Ranking für Kommunen. Alle Ergebnisse wurden im Anschluss in der PW weiterbearbeitet.

Der Hackathon 2021 wurde dann als Hackergy Battleweeks über einen Zeitraum von vier Wochen als digitales Event durchgeführt. Gewinner waren eine App, um Daten über die Internet-of-Things(IoT)-Plattform der PW sowie ein LoRa-WAN-Netz zu überwachen und zu steuern sowie eine Plattform zur Akquirierung, Disposition, Auftragsvergabe, Steuerung und Fertigmeldung für Partner aus dem Handwerk. Vier ausgewählte Teilnehmende arbeiten inzwischen dauerhaft mit Experten der Pfalzwerke-Gruppe an den Lösungen. Die Markteinführung wird von Vertriebsteams begleitet.

Erfolgreiche Innovation trägt auch dem veränderten Kundenverhalten Rechnung: Ob Shopping oder Banking – vor allem jüngere Menschen erledigen inzwischen vieles im Internet. Neun von zehn Nutzenden sind außerdem täglich mehr als zwei Stunden mit Online-Spielen

und der Pflege der Social-Media-Kontakte beschäftigt, meist per Smartphone.

Mit CHALLIX wurde eine Lösung für diese Zielgruppe entwickelt. Dabei handelte es sich um eine Plattform mit Gaming-Ansatz, mit dem sich mehr über das User-Verhalten lernen lässt. CHALLIX bot verschiedene Challenges an, etwa unter dem Motto „Zeig Deine schönste Urlaubserinnerung“. Im User-Profil wurden Bilder und Videos aus den Challenges gezeigt, an denen die User jeweils erfolgreich teilgenommen haben, verknüpft mit einem Bewertungs- und Ranking-System. CHALLIX hat sich anfangs schnell verbreitet. Die Coronapandemie bremste den Outdoor-Spieltrieb jedoch so stark, dass die App in der Zwischenzeit eingestellt wurde. Auch das ist Innovation: Loslassen, wenn eine Idee nicht mehr funktioniert. Aus CHALLIX nimmt die PW wichtige Erfahrungen mit: Wie baut man eine virtuelle Community auf? Wie lassen sich Kundeneinblicke verarbeiten? Wie kann man gerade junge Menschen auf einer digitalen Plattform ansprechen? Grundlegende Programmierungen von CHALLIX werden für ein neues Kundenbindungsprogramm genutzt.

Menschen und Ideen zu vernetzen, ist der Schlüssel für die Entwicklung tragfähiger Innovationen. Daten spielen dabei eine zentrale Rolle. Die Plattform IoTista bietet modernste Lösungen für das Internet of Things an. Energiedaten überwachen, Hausmeisterdienste effizienter machen oder die Kommune zu einer Smart City wandeln – all das ist mit IoTista möglich, abgestimmt auf das jeweilige Kundenbedürfnis.

Klares Zukunftsbild

Mit innovativen Methoden und Technologien ist die Pfalzwerke-Gruppe Teil einer spannenden Zukunft. Voraussetzung für den erfolgreichen Wandel ist ein klares Zukunftsbild. Daran orientiert arbeiten die Teams an Lösungen für die aktuellen und zukünftigen Bedürfnisse der Kunden. Im Unternehmen liegt der Fokus darauf, Lernen und Entwicklung zu fördern, Grenzen aufzulösen und agil zu handeln. Das sind die Erfolgsfaktoren für Veränderungen – beim Einzelnen und in der ganzen Organisation.

Paul Anfang und Dr. Werner Hitschler sind Mitglieder des Vorstands der Pfalzwerke AG.



**Unendliche
Möglichkeiten
endlich nutzen.**

**Besuchen Sie uns
auf den
Metering Days
in Fulda:
11. + 12. Oktober**

Erneuerbare sind der Ausweg

Politische Fehlentscheidungen haben Deutschland über die Jahre in die Abhängigkeit von fossilen Energieimporten getrieben. Das rächt sich nun. Den Weg aus der fossilen Krise weisen erneuerbare Energien. Noch wird deren Potenzial aber nicht voll ausgeschöpft.

Deutschland ist im Krisenmodus. Genauer: im fossilen Energiekrisenmodus. In Folge hoher Importabhängigkeiten von Gas, Öl und Kohle erleben wir derzeit eine Versorgungsproblematik, welche die Kosten für Verbraucherinnen und Verbraucher massiv steigen lässt. Weiterhin steht durch den Krieg in der Ukraine und die putinsche Hand an der Pipeline eine Reduzierung oder sogar ein kompletter Lieferausfall von russischem Erdgas im Raum. Das würde die angespannte Lage nochmals massiv verschärfen und zu erheblichen wirtschaftlichen sowie sozialen Verwerfungen führen. Denn Gas wird nicht nur in unseren Häusern in hohem Maße für das Heizen und die Stromversorgung benötigt. Es ist auch für viele Industrieprozesse essenziell.

Atomkraft ist keine Lösung

Während manche deshalb – wieder einmal – nach einer Laufzeitverlängerung für Atomkraftwerke (AKW) rufen, überbieten sich die Atomkraftländer in unserer Nachbarschaft mit Negativschlagzeilen. Allen voran Frankreich, dessen Kraftwerkspark momentan zu großen Teilen stillsteht. Ursache sind in die Jahre gekommene, marode Meiler und klimabedingt zu niedrige Wasserstände der französischen Flüsse, die die hochgefährlichen Brennstäbe nicht mehr kühlen können. Entsprechend muss die Leistung gedrosselt werden. Wir

sind somit in der paradoxen Situation, dass Frankreich im großen Stil deutschen Strom aus erneuerbaren Energien zukaufen muss, um den Ausfall der nuklearen Produktion zu kompensieren.

Davon abgesehen haben die deutschen Betreiber der letzten drei verbliebenen Atomkraftwerke hinsichtlich einer Laufzeitverlängerung zurückhaltend reagiert. Sie wollen dieses Risiko nicht eingehen. Es gibt auch keine Mitarbeiter mehr für diese auslaufende Technologie. Des Weiteren stünden wichtige Revisionen an, die wegen des Atomausstiegs nicht mehr vorgenommen wurden. Nicht geklärt ist außerdem die Beschaffung neuer Brennstäbe – unter anderem übrigens auf Basis russischer Importe. Das alles braucht viel Vorlaufzeit.

Während von Osten her die Gaslieferungen reduziert werden und im Westen die Atomkraft versagt, liefern die Erneuerbaren in Deutschland in aller Ruhe stabil und günstig Strom. Wind und Sonne können heute für wenige Cent je Kilowattstunde Energie erzeugen und sind global wettbewerbsfähig. Im ersten Halbjahr 2022 lag der Anteil der Erneuerbaren am **Brutto-Stromverbrauch** in Deutschland bei etwa 49 Prozent. An einem Wochenende im Juli wurde sogar mehr Solarstrom ins Netz eingespeist als je zuvor. Von Krise also keine Spur. Im Gegen-

teil: Mit dem Mix aus Sonnen- und Windenergie, Bioenergie (zunehmend auch aus Abfall- und Reststoffen), Wasserkraft sowie Erd- und Umweltwärme, die intelligent vernetzt sind und durch Speicher und grünen Wasserstoff flankiert werden, schaffen wir ein modernes, zukunftsfähiges Energiesystem. Dieses sichert nicht nur die Bezahlbarkeit der Energie, sondern auch den Industriestandort Deutschland und wirkt gegen die Klimakrise.

Erneuerbare entfesseln

Angesichts von lediglich 4,5 Gigawatt AKW-Leistung, die sich im Streckbetrieb potenziell halbieren würde, ist die Kernenergie auch energiepolitisch nur bedingt relevant. Allein durch ein Repowering der Windenergieanlagen an Land ließe sich die zehnfache Leistung entfesseln. Hierfür müssen jetzt die Weichen gestellt und das Oster- und Sommerpaket der Bundesregierung entsprechend nachgebessert werden. Es braucht schnelle Genehmigungen, Flächen und den weiteren Abbau von Hindernissen, um die Leistungsfähigkeit der Erneuerbaren in allen Sektoren voll ausschöpfen zu können.

Leider hat die Missachtung der Potenziale der regenerativen Energien fast schon Tradition. Ihr Ausbau wurde in den vergangenen Jahren seitens der Politik aktiv zurückgefahren. Das fällt uns jetzt auf die Füße. Vor allem in Bayern, dem Bundesland, das am meisten durch seine Ablehnung des Massenträgers Wind gegläntzt hat und dies noch immer tut. Ein Ende der über-

kommenen 10H-Abstandsregel ist dort weiterhin nicht in Sicht.

Insgesamt könnten wir in Deutschland im Bereich der Erneuerbaren bereits viel weiter sein. Nach Einführung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) im Jahr 2000 nahm die Energiewende zunächst vor allem im Stromsektor einen dynamischen Verlauf. Es setzte eine Demokratisierung der Energieversorgung ein, die nicht nur zur Beteiligung hunderttausender Bürgerinnen und Bürger, Landwirte und mittelständischer Unternehmen führte, sondern auch zu einer massiven Kostensenkung bei Wind- und Solaranlagen. Deutschland war Technologievorreiter und deutsche Unternehmen fungierten als Innovationsmotor bei den Erneuerbare-Techniken auf der ganzen Welt.

Doch dann erreichte der Ausbau einen frühzeitigen Höhepunkt. Unter anderem durch die Einführung des Ausschreibungsmodells und eines Deckels für die Solarenergie drückte die Regierung bei der Energiewende massiv auf die Bremse – leider verbunden mit dem Verlust von über 100.000 Jobs in der Branche. Bis heute sind außerdem die Wärmewende und die Energiewende in der Mobilität ein Stiefkind geblieben. Im Wärmebereich lag der Anteil der erneuerbaren Ener-

gien Ende des Jahres 2021 bei 16,5 Prozent, im Verkehr bei 6,8 Prozent.

Die politischen Fehlentscheidungen der vergangenen Jahre haben uns in die Abhängigkeit von fossilen Energieimporten getrieben. Die aktuelle Krise ist somit hausgemacht und stellt die Ampelregierung vor immense Aufgaben. Neben Übergangslösungen wie der Diversifizierung der Erdgas-Lieferländer und der Reaktivierung von Kohlekraftwerken zählt dazu die Entfesselung der erneuerbaren Energien. Innerhalb weniger Monate muss die Ampel die Versäumnisse der vergangenen Jahre aufholen und die Energiesouveränität durch heimische erneuerbare Energien und damit den weitgehenden Verzicht auf teure Importe organisieren.

Noch viel Potenzial

Die gute Nachricht ist, dass die Erneuerbaren liefern können. Bis Ende 2021 steckten Windenergieprojekte im Umfang von rund 10.000 Megawatt im Genehmigungsverfahren fest. Hier müssen die Bundesländer bis spätestens Ende dieses Jahres entscheiden. Was bei LNG-Terminals möglich war, muss auch bei den Erneuerbaren gehen: die Genehmigung innerhalb weniger Monate. Viel ungenutztes Potenzial gibt es, wie

erwähnt, beim Repowering. Etwa ein Fünftel der aktuell in Deutschland installierten Windenergieleistung ist seit 16 bis 20 Jahren am Netz und steht kurz vor dem Auslaufen der EEG-Förderung. Mittelfristig bietet sich die Chance, durch Repowering eine Verfünffachung der Leistung (insgesamt 45 Gigawatt) zu ermöglichen. Damit ließe sich der im EEG festgeschriebene Ausbau organisieren, noch bevor die neuen gesetzlichen Regelungen ihre Wirkung voll entfalten können.

Biogasanlagen, Holzheizkraftwerke, Pellets und andere Bioenergieanlagen erzeugen heute zuverlässig etwa 50 Terawattstunden (TWh) Strom und 132 TWh Wärme. Viele dieser Anlagen sind zeitnah in der Lage, ihre Strom-, Wärme- und/oder Gasproduktion zu erhöhen. Das schont die Gasspeicher und sorgt dafür, dass wir weniger Gas- und Kohlekraftwerke und erst recht keine Atomkraftwerke benötigen. Kurzfristig kann allein der bestehende Biogasanlagenpark seine Gaserzeugung um bis zu 20 Prozent erhöhen. Das entspräche insgesamt 19 TWh Gas, was ad hoc rund vier Prozent der russischen Gasimporte ersetzen kann.

Zukunftstechnologien wählen

Klar ist: Technologien von gestern, wie Kohle, Erdgas und Atomkraft, haben in der heutigen Zeit keinen Platz mehr. Das Konzert aller erneuerbaren Energien sichert hingegen bezahlbare Preise, Autonomie und Frieden. Das Oster- und Sommerpaket der Bundesregierung waren erst der Startschuss für den Ausbau. Im Herbst muss hier nochmals nachgebessert werden, damit die ambitionierten Ausbauziele der Bundesregierung erreicht werden. ■



Die Autorin: Dr. Simone Peter

Dr. Simone Peter ist seit März 2018 Präsidentin des Bundesverbands Erneuerbare Energie (BEE). Von 2013 bis 2018 war sie Bundesvorsitzende von Bündnis 90/Die Grünen und von 2009 bis 2012 Ministerin für Umwelt, Energie und Verkehr des Saarlands. Davor war sie für Eurosolar tätig und initiierte außerdem die Agentur für Erneuerbare Energien mit.

Verbinden, was zusammengehört

In Wolfsburg haben die Stadtwerke eine herstellerunabhängige Datenplattform für die Smart City entwickelt. Diese beeinträchtigt die bisherige Datenverarbeitung in Silos nicht, sondern stellt eine zusätzliche Möglichkeit dar, die Daten handlungsfeldübergreifend zu analysieren.

Mit der Initiative #WolfsburgDigital wurde die Grundlage für die Digitalisierung in der niedersächsischen Stadt geschaffen. Es entstand ein Reallabor für digitale Dienstleistungen, Technologien und neue Geschäftsfelder – mit dem Grundgedanken, die Digitalisierung strategisch im Sinne einer integrierten nachhaltigen Stadtentwicklung zu gestalten. Damals wie heute ging es darum, durch die Nutzung von digitalen Prozessen und Dienstleistungen konkrete Mehrwerte für Bürgerinnen und Bürger zu schaffen. Smarte Anwendungen also, die das tägliche Leben erleichtern sollen, etwa durch vernetzte Mobilitätsservices, verbessertes Energiemanagement, nutzerzentrierte

Verwaltungsleistungen oder digitale Bildung.

Der Weg von der analogen zur digitalen Stadt ist vergleichbar mit einem Marathonlauf. Zwar gibt es in einer Stadt unzählige Objekte, doch sind diese in der Regel stumm. Sie senden keine Daten über ihren Zustand. Die Stadtverwaltung Wolfsburg hat schnell die Notwendigkeit einer modernen IT- und Kommunikationsinfrastruktur erkannt. Deren Aufbau wurde als zentrale Aufgabe bei den Stadtwerken und ihrer Tochter WOB COM angesiedelt. Der zentrale Infrastrukturdienstleister hat die Digitalisierung von jeher als Werkzeug verstanden, das, richtig eingesetzt,

Prozesse vereinfachen und die Lebensbedingungen der Menschen in einer Stadt verbessern kann.

In den vergangenen Jahren wurde daher gezielt in Internet-of-Things(IoT)-Sensoren, Konnektivität und Dateninfrastruktur investiert. Mittlerweile liefern immer mehr Objekte im gesamten Stadtgebiet wertvolle Informationen. Die Liste der Anwendungsfälle ist lang: Papiercontainer, die den Entsorgungsunternehmen melden, wie voll sie sind und somit zur Optimierung der Leerungsrouten beitragen oder smarte Park-Management-Lösungen, die freie Parkplätze in einer Tiefgarage oder den Belegungsstatus von Ladestationen im Stadtgebiet anzeigen. Möglich machen dies verschiedene Sensoren, die Datenpakete je nach Anwendungsfall über feste und drahtlose Netzwerke senden. Bei der

Umsetzung und Einführung von IoT-Lösungen haben die beiden kommunalen Unternehmen immer auch die Wirtschaftlichkeit im Blick. So ist der Einsatz von batteriebetriebenen Sensoren zur Parkraumüberwachung in einer gut ausgestatteten Tiefgarage mit Stromversorgung in der Regel unwirtschaftlich, zusätzlich wird die Umwelt belastet. Auf der anderen Seite kann der Einsatz von Sensoren mit Batterien im Bereich der Füllstandsüberwachung effizienter und nachhaltiger sein. Die Sensorikauswahl sollte stets mit Weitblick erfolgen und Fragen nach der vorhandenen Stromversorgung und den Zeitintervallen, in denen die Daten benötigt werden, beantworten. Bevor WOB COM eine digitale Lösung entwickelt, werden immer erst die Gegebenheiten vor Ort analysiert.

Das Gehirn der Smart City

Zur Speicherung und Analyse und damit die Daten auch tatsächlich zwischen den Akteuren fließen sowie neue Anwendungsfälle geschaffen werden, haben Stadtwerke und WOB COM die Offene Digitale Plattform (ODP) entwickelt, eine eigene urbane Datenplattformlösung. Die Infrastruktur betrachten die Stadtwerke und ihre Tochter zunächst einmal neutral. Dies ermöglicht es, die beste Lösung für jeden Anwendungsfall zu finden –

herstellerunabhängig und technologieoffen. Die Grundidee dabei ist, Informationen aus unterschiedlichen Datensilos, die alle ihre Berechtigung haben, als kontextbezogene Informationen automatisiert zu erfassen und in entsprechende konsolidierte, wiederverwendbare und übertragbare Datenmodelle zu bringen. Für die Weiterverarbeitung über zentrale APIs stehen unterschiedlichste Informationen zur Verfügung, etwa Verbrauchs- und Umweltdaten, Verkehrsinformationen oder verwaltungsspezifische Daten – sowohl in der Plattform als auch außerhalb.

Um an die Daten zu gelangen, wurde zunächst analysiert, welche Informationen in der Stadt als Open Data vorliegen. Das sind in der Praxis gar nicht so viele und meist eher statische oder historische Daten. Die Herausforderung bestand darin, verschiedene Themen zusammenzubringen, also jene Informationen, die in getrennten Silos verschlossen vorliegen. Anstatt die bisherige Verarbeitung der Daten in Silos zu beeinträchtigen oder eine Alternative anzubieten, stellt die Plattform eine zusätzliche Möglichkeit dar, die Daten handlungsfeldübergreifend zu analysieren. So liegen beispielsweise zwar statische Informationen zum Ort einer Ladesäule vor, allerdings in unterschiedlichen Formaten und Qualitäten. Auch existieren unter-

schiedliche Schreibweisen bei den Ladetypen der Säulen. In Verbindung mit anderen Informationen werden die Zugriffe und das Datenmodell so weit wie möglich validiert und standardisiert, um potenzielle Mehrwerte und Optimierungen umzusetzen – sogar in bisher undenkbar Anwendungs-fällen.

Was den Wolfsburger Ansatz besonders macht: Er will zu einem Standard beitragen, der auch in anderen Kommunen funktioniert. Anstatt sich auf einen Hersteller mit spezieller Sensorik und Produkten festzulegen, waren die Wolfsburger bei der Entwicklung von konkreten Anwendungen völlig frei. Es konnten verschiedene Sensoren erprobt und nach dem Kosten-Nutzen-Vergleich die bestmögliche technische Lösung eingesetzt werden. Stadtwerke und WOB COM haben außerdem darauf geachtet, nur solche Partner für die Offene Digitale Plattform auszuwählen, die sich im Sinne einer Open-Source-Kultur bereit erklären, grundsätzlich technologieoffen und nutzerorientiert zusammenzuarbeiten. Daher spielt auch die in Berlin ansässige FIWARE Foundation bei der Architektur der Plattform eine wichtige Rolle.

Ohne Daten lassen sich keine Anwendungen realisieren, auch nicht mit künstlicher Intelligenz. Stadtwerke und WOB COM haben inzwischen ein Datenfundament aufgebaut, das es beiden Unternehmen erlaubt, andere Partner ins Boot zu holen, damit auch große Analysen gemacht werden können. Mithilfe von Technologien unter anderem von Dell Technologies und Nvidia planen, implementieren und optimieren die Experten der Stadtwerke Lösungen und Infrastrukturen, ►



Der Autor: Anatoli Seliwanow

Diplom-Ingenieur Anatoli Seliwanow verantwortet die Bereiche Infrastruktur, Datacenter und Software-Entwicklung bei der WOB COM GmbH, einer Tochtergesellschaft der Stadtwerke Wolfsburg AG. Er ist federführend bei den Themen Internet of Things (IoT) und Datenplattform.

mit denen der Wert der Daten immer effizienter ausgeschöpft werden kann. Technologien wie künstliche Intelligenz und maschinelles Lernen unterstützen Big-Data- und IoT-Analysen, um verwertbare Erkenntnisse und Ergebnisse für Kunden, Vorgänge und Produkte zu gewinnen. Im Ergebnis ist eine einmalige Infrastruktur entstanden, die es ermöglicht, technologie- und ortsunabhängig Daten von Stadt, Industrie und Wirtschaft auf einem neutralen Boden in den Kontext zu setzen.

Die Offene Digitale Plattform basiert auf einer Microservices-Architektur. Diese ist hoch modular aufgebaut; einzelne Services laufen in einem oder mehreren Containern, die auf einer gemanagten Kubernetes-Plattform im WOB-COM-Rechenzentrum betrieben werden. Daraus ergeben sich hinsichtlich Skalierbarkeit, Deployment und Betrieb einer Vielzahl von Services zahlreiche Vorteile. Die Basis bildet die IoT-Devices-Schicht: Dort entstehen die Daten verteilt über die ganze Stadt oder Industriestandorte. In der Kommunikationsschicht werden diese Informationen zur Verarbeitung an die Datenplattform verschlüsselt übertragen, beispielsweise über LoRaWAN, Glasfaser, WLAN oder LTE. Aggregierte und valide Informationen werden anschließend in der Nutzungsschicht für unterschiedliche User über abgesicherte Endpunkte zur Verfügung gestellt. Das können zum Beispiel eine Stadt-App oder ein Dashboard für die Verwaltung und das Abfall-Management sein. Zusätzlich können die Informationen als API für weitere Analysen und die Entwicklung von Anwendungsfällen bereitgestellt werden. ■

Alle an einem Tisch

Über die Mehrwerte einer Kooperation bei der Umsetzung von Smart-City- und Smart-Region-Konzepten berichten im stadt+werk-Interview Hendrik Gericks vom Kreis Borken, Philipp Reis vom Kreis St. Wendel und André Wolf von der Stadt Münster.

Herr Wolf, welche Bedeutung hat es für Sie, dass bei der Kooperationsplattform Civitas Connect Kommunen und Stadtwerke zusammenkommen?

André Wolf: Bei vielen Themen aus dem Umfeld der Smart City sind die Stadtwerke diejenigen, die Projekte konkret umsetzen. Gleichzeitig geht es darum, den ganzen Konzern Stadt weiterzuentwickeln. Daher ist es wichtig, eine enge Vernetzung von Stadt und Stadtwerken zu ermöglichen. Die Kommunen sind untereinander vernetzt, beispielsweise über den Städtetag oder den Städte- und Gemeindebund. Gleichmaßen haben auch Stadtwerke eigene Kooperationen. Civitas Connect verbindet diese unterschiedlichen Welten zu einem Netzwerk und genau darin sehe ich den größten Mehrwert.

Herr Reis, wie beurteilen Sie aus Sicht der Landkreise die Verbindung beider Welten?

Philipp Reis: Die Konstellation, dass ein Landkreis mit anderen Stadtwerken in Kontakt tritt, war in dieser Form bislang noch nicht umgesetzt. Mit Civitas Connect bekommen wir alle Akteure an einen Tisch, sodass wir einen Experten- und Erfahrungsaustausch haben, den wir allein nicht generieren könnten. Mit der Strategieänderung möchte Civitas Connect dafür sorgen, dass die Zusammenarbeit noch zielgerichteter abläuft. Die neue

Wissensplattform ist ein Medium, mit dem wir Expertenwissen strukturierter sammeln können. Zudem kümmert sich Civitas Connect um die Vernetzung und den Kontaktaufbau zwischen den Akteuren. Damit sehen wir eine Produktivitätssteigerung und eine bessere Partnerfindung für unsere Projekte.

Herr Gericks, welche Vorteile ergeben sich aus Sicht des Landkreises Borken aus der Profilschärfung?

Hendrik Gericks: Aus unserer Sicht liegen die Mehrwerte der Strategieänderung und Profilschärfung in der Möglichkeit, gezielter und effizienter an Themen zu arbeiten. Das liegt nicht nur an der neuen Plattform, sondern auch daran, dass nun jeder seine Rolle findet, ob im Lenkungs-kreis, im Vorstand oder als Mitglied. Wir prüfen aktuell, wie wir uns engagieren können. So treiben wir beispielsweise in Verbindung mit den Stadtwerken im Kreis Borken den Ausbau eines LoRaWAN voran und wollen künftig unser Wissen in diesem Bereich einbringen. Wir haben den Aufbau unseres Netzes nahezu abgeschlossen. Für Civitas Connect ist das Thema nicht nur hinsichtlich des Aufbaus, sondern auch der Anwendungen zentral. Hier gibt es viel Potenzial für Smart-City-Projekte. Ein Beispiel ist der Hochwasserschutz. In einigen Kommunen im Kreis ist die LoRaWAN-Sensorik Teil des Hochwasserschutzkonzepts, um stets mit aktuellen Daten arbeiten zu können.

Wir wollen unser Wissen darüber sowie über weitere Projekte teilen und gleichzeitig von den Erfahrungen und dem Wissen anderer Mitglieder profitieren.

Inwiefern ist LoRaWAN auch für den Landkreis St. Wendel ein Thema?

Reis: LoRaWAN ist vor allem für den Katastrophenschutz und das Umweltmonitoring interessant. An den Sirenenstandorten wollen wir Wetterstationen etablieren, sodass wir zielgerichtet im Vorfeld auf Katastrophen reagieren können. In diesem Zusammenhang kam von unserem Katastrophenschutzamt der Vorschlag, unsere LoRaWAN-Netzwerke dort zu erweitern. Die Wetterstationen sollen Echtzeitdaten zu Wind, Sonneneinstrahlung, Starkregen und Temperatur bereitstellen, die uns bessere Vorhersagen ermöglichen. Zudem werden Agrarsensoren zum Einsatz kommen.

Wie sind Sie das Thema Smart City in der Stadt Münster angegangen?

Wolf: Wir haben ein integriertes Stadtentwicklungskonzept erarbeitet und dabei Leitthemen festgelegt, unter anderem „Digitalisierung findet Stadt“. Civitas Connect hilft bei einer smarten Stadtentwicklung, die kooperativ oder kollaborativ abläuft. Bei vielen Smart-City-Maßnahmen liegt der Fokus auf

dem Innenstadtbereich. Bei uns ist das anders. Wir wollen den räumlichen Gesamtkontext in den Blick nehmen. Entsprechend kümmern wir uns auch um Projekte in Quartieren und Stadtteilen, wo neue Lebensräume entstehen sollen.

Das Stichwort Lebensräume passt gut zum neuen Motto von Civitas Connect. Welche Bedeutung hat es für den Landkreis Borken?

Gericks: Das Motto „Vernetzt und nachhaltig Lebensräume entwickeln“ passt sehr gut zu unseren Plänen. Es geht um Lebensräume, nicht um städtische Räume. Genau das wollen wir als Landkreis gemeinschaftlich vorantreiben. Wir wollen nicht nur eine einzelne Stadt, Innenstadt oder ein Gebiet, sondern wirklich die ganze Region weiterentwickeln.

Wie sehen die Pläne für die Zukunft im Landkreis Sankt Wendel aus?

Reis: Wir haben im Modellprojekt Smart Cities ein Organigramm und eine Struktur mit vier Ökosystemen aufgebaut, auf denen unsere Digitalisierungsstrategie fußt. Civitas Connect unterstützt uns vor allem im Bereich der Bürgerdienste, in dem wir der Bevölkerung Daten transparent zur Verfügung stellen. Bis Ende 2022 erstellen wir die Strategie für die kommenden fünf

Jahre. Dabei soll es vier Zielbilder geben, die wir in unserer Digitalisierungsstrategie festhalten. Sie umfassen die kulturelle und regionale Wertschätzung und Wertschöpfung.

„Die Plattform Civitas Connect verbindet die unterschiedlichen Welten zu einem Netzwerk.“

Was plant die Stadt Münster?

Wolf: Das aktuelle Papier des Städtetags hat den Titel „Lichtermeer statt Leuchttürme“. Das würde ich gern auf den Bereich Smart City übertragen. Es bringt nichts, sich auf wenige Leuchtturmprojekte zu fokussieren, während alles andere im Schatten liegt. Mein Wunsch ist, dass wir in fünf Jahren mindestens ein kleines Lichtermeer haben, mit dem erkennbar wird, dass Digitalisierung die Stadtentwicklung und damit die Lebensqualität der Menschen befördern kann. Wir müssen Lösungen zum Erreichen der angestrebten Klimaneutralität finden. Wenn wir in diesem Bereich viele kleine Lichter zum Leuchten bringen, die nachhaltige Energie erzeugen, haben wir viel gewonnen.

Interview: Alexandra Braun



Im Interview: Hendrik Gericks, Philipp Reis und Dr. André Wolf

Hendrik Gericks ist Smart-City-Koordinator beim Landkreis Borken. Philipp Reis ist Chief Digital Officer und Leiter der Stabsstelle Digitalisierung beim Landkreis Sankt Wendel. Dr. André Wolf ist Leiter der Stabsstelle Smart City im Dezernat für Planung, Bau und Wirtschaft bei der Stadt Münster.

Erfolgreich mit LoRaWAN

Daten sind das neue Gold – getreu diesem Motto wird Emden zur Smart City weiterentwickelt. Zentraler Bestandteil ist das Funknetz LoRaWAN. Die Stadtwerke sehen darin nicht nur neue Geschäftsfelder, sondern profitieren auch selbst von den intelligenten Lösungen.

Die Digitalisierung ist neuer Bestandteil der Daseinsvorsorge: Diesem Ansatz verschrieb sich die niedersächsische Stadt Emden bereits im Jahr 2016. Die 50.000-Einwohner-Kommune setzte eine umfassende Road Map auf und noch bevor viele andere Städte mit einzelnen Projekten an den Start gingen, begann sie ihr Smart-City-Konzept umzusetzen. Dabei geht es den Verantwortlichen nicht nur um Standortvorteile. Die Stadtwerke beispielsweise haben auch neue Geschäftsfelder im Blick.

Laut einer Smart-City-Studie der Unternehmensberatung Haselhorst Associates aus dem Jahr 2020 weist von 400 Städten mit über 30.000 Einwohnern lediglich ein Viertel einen Digitalisierungsgrad von über zwölf Prozent auf. Emden ist da so etwas wie ein Hidden Champion: Aus den ursprünglich 15 Digitalisierungsprojekten wurden innerhalb von vier Jahren 35. Seit dem Jahr 2017 haben die Emden außerdem den Konzern Siemens als strategischen Partner an ihrer Seite. Er versorgt die Stadtwerke mit Technologie und Know-how. So kommt etwa die cloudbasierte Internet-of-Things(IoT)-Plattform MindSphere von Siemens als zentrale Datendrehscheibe zum Einsatz. Auch in der Gebäudeautomatisierung und Verkehrssteuerung unterstützt der Konzern. Verantwortlich für die Umsetzung ist Emden Digital, eine Tochterfirma der Stadtwerke Emden. Das Unternehmen hat

unter anderem die KEPTN-App als Informations- und Interaktionsplattform auf den Markt gebracht. Nutzer erfahren hier, was gerade los ist in der Seehafenstadt, wo es Parkplätze gibt oder wo der Verkehr stockt. Ein Erfolgsmodell sind überdies Gutscheine, die im Netz gekauft und in Geschäften und Restaurants vor Ort eingelöst werden können.

Datenbank von allen für alle

Die Stadtwerke agieren nach dem Motto: Daten sind das neue Gold. Per LoRaWAN (Long Range Wide Area Network) wird das möglich. Das Netz hat eine Reichweite von bis zu 15 Kilometern und kann beispielsweise freie Parkplätze oder den Füllstand von Müllcontainern übermitteln. Auch bei Hochwasser kann es eine wertvolle Informationsquelle sein, indem es anzeigt, ob die Deiche halten. Mit diesen Vorzügen hat sich das LoRaWAN in Emden bereits nach zwei Jahren bewährt. „Wir bauen sozusagen das digitale Gehirn der Stadt“, sagt Stadtwerke-Geschäftsführer Ackermann. „Unser Ziel ist eine Datenbank von allen für alle.“ Genutzt wird das LoRaWAN zur Zeit bei der intelligenten Verkehrssteuerung, im Projekt Smarte Deiche, an Straßenlaternen, bei der Schmutzwassersteuerung sowie für intelligente Gebäude und Quartiere.

Im LoRaWAN wird auf niedriger Frequenz und gleichzeitig energie-

effizient per Funk gesendet. Das macht die Technologie besonders attraktiv für Anwendungen ohne direkten Strom- und Glasfaseranschluss oder wenn keine größeren Baumaßnahmen erfolgen sollen. Sender und Empfänger können mit Batterien mit einer Laufzeit von bis zu 15 Jahren betrieben werden. In Emden sind zur Zeit 600 Sensoren angebunden. An acht Stellen in der Stadt empfangen Antennen die Daten in Echtzeit. 1.500 Antennen stehen insgesamt zur Verfügung.

Die Stadtwerke profitieren selbst vom barrierefreien Funknetz. „Zum Ablesen des Wasserstands mussten unsere Mitarbeiter früher immer in die unterirdischen Schächte klettern“, berichtet Geschäftsführer Ackermann. „Heute haben wir in den Schächten Zähler installiert, die automatisch den Stand melden.“ Die Stadtwerke sehen in diesem System großes Potenzial für neue Produkte und Dienstleistungen, etwa für die Hafenvirtschaft und beim Gebäude-Management. Gleiches gilt für die Abfallwirtschaft. Denn mit Sensoren ausgestattete Müllcontainer melden von selbst, wann sie geleert werden müssen.

Auf dem Weg zur Smart City streben die Stadtwerke eine enge Zusammenarbeit mit mittelständischen Unternehmen und der Kommune an. „Gemeinsam können wir Abläufe optimieren“, sagt Ackermann. Dem stimmt Nils Andersson, Chef des Bau- und Entsorgungsbetriebs BEE zu und ergänzt: „Durch moderne Internet-of-Things-Kommunikationstechnologie ist es möglich, Netzressourcen kosteneffizient zu digitalisieren und

interne Prozesse im Unternehmen zu optimieren. Das ist für uns Digitalisierung in der Bau- und Versorgungsbranche zum Anfassen.“ Und der Datenschutz? Für die Emden hat er oberste Priorität. „Es werden keine personenbezogenen Daten verarbeitet“, erklärt Tobias Müller, IoT-Projektleiter bei den Stadtwerken. „Die Infrastruktur ist nach aktuellen Datenschutzstandards aufgebaut. Durch ein lokales Netz bleiben die Daten in Emden.“

Digitale Angebote sind für Stadtwerke-Geschäftsführer Ackermann ein wesentliches Instrument der Kundenbindung und Grundlage des künftigen Geschäfts: „Unsere wichtigsten Ertragsquellen waren bisher der Strom aus unseren Windanlagen und die Gasversorgung – in beiden Bereichen ändern sich die Rahmenbedingungen, sodass wir uns nach Alternativen umschauen müssen.“ Das sei auch ein Treiber für die Smart City Emden. Von Anfang an war Ackermanns Devise: „Ohne schnelles Internet gibt es keine Smart City.“ Auf eigene Rechnung trieb Emden deshalb den Glasfaserausbau voran. 2018 wur-

den die ersten Gewerbegebiete angeschlossen, 2021 erste Wohngebiete. Über die Tochtergesellschaft Emden Digital vermarkten die Stadtwerke inzwischen erfolgreich eigene Breitbandangebote für Gewerbe- und Privatkunden. Das kommunale Unternehmen geht davon aus, dass sich die kostspielige Investition von rund 50 Millionen Euro mittelfristig refinanziert haben wird. „Wir haben von vornherein eng mit der Wohnungswirtschaft zusammengearbeitet, das hat dem Projekt erheblichen Auftrieb gegeben“, berichtet Ackermann.

In Emden sind alle Maßnahmen exakt so weit fortgeschritten, wie es im Zeitplan vorgesehen ist. Darauf weist Jürgen Germies hin, der als Partner von Haselhorst Associate die Stadt begleitet: „In Emden hat man die anstehenden Themen immer mit einer guten Mischung aus visionärem Denken und kaufmännischer Bodenständigkeit betrachtet.“ Das habe zu einem effektiven Projekt-Management und klugen Investitionsentscheidungen geführt – zum Beispiel bei der Infrastrukturentwicklung. Von Fachleuchten

und aus der Politik erfährt das Emden Modell zusätzlich Anerkennung.

Grüner Strommix

Weiterhin ganz oben auf der Agenda der Stadtwerke steht, möglichst viel Strom aus regenerativen Energiequellen für die Versorgung der Privat- und Gewerbekunden zu gewinnen. Aufgrund der unmittelbaren Nähe zum Windpark am Larrelter Polder hat die Seehafenstadt Zugriff auf eine der größten Windfarmen Europas. Solar- und Photovoltaikanlagen auf privaten und öffentlichen Gebäuden sowie ein Biomasseheizkraftwerk ergänzen den grünen Strommix der Kommune. „Schon heute können alle Emden Haushalte zu 100 Prozent mit Strom aus erneuerbaren Energien versorgt werden“, sagt Ackermann. Er ist sich sicher, dass die Möglichkeit einer CO₂-neutralen Energieversorgung nicht nur für Privathaushalte, sondern auch für die Industrie in den nächsten Jahren ein entscheidender Standortfaktor wird.

Christina Hövener-Hetz ist selbstständige Medienberaterin in Berlin.



Datenbasiert entscheiden

Das Stadt-WLAN und ein Internet-of-Things-Netzwerk, das gemeinsam mit den Stadtwerken aufgebaut wird, sind Schlüsselemente der Smart-City-Strategie der Hansestadt Stralsund und bilden die Grundlage für datenbasierte Entscheidungen.

Die 1234 gegründete Hansestadt Stralsund wurde vor genau 20 Jahren zum UNESCO-Weltkulturerbe ernannt. Die Auszeichnung beinhaltet zugleich die Verpflichtung, mit dem Erbe sorgsam umzugehen und dieses zu schützen. Für die städtische Infrastruktur stellen die hohen Übernachtungszahlen (aktuell sind es 500.000 Übernachtungen jährlich – Tendenz steigend) und jährlich knapp 850.000 Besucher des Ozeaneums große Herausforderungen dar. Hinzu kommen für die derzeit 60.000 Einwohner zählende, wachsende Hansestadt jährlich mehrere tausend Wohnmobile von außerhalb, für die Parkräume geschaffen werden müssen.

Wünsche an die Smart City

In einer von der Stadt Stralsund, den Stadtwerken und der kommunalen Wohnungsgesellschaft angelegten Umfrage wurden die Bürgerinnen und Bürger gebeten, ihre Wünsche und Vorstellungen zu übermitteln, damit in ihrer Heimat smarte Lösungen für ein angenehmes Dasein mit hoher Lebensqualität entwickelt werden können. Als Hauptwunsch der Bürger kristallisierte sich eine bessere und zeitunabhängige Erreichbarkeit der Verwaltung mittels Digitalisierung heraus. Die Serviceplattform OpenR@thaus hält momentan etwa 160 Online-Dienstleistungen für Bürger, Institutionen und Unternehmen bereit. Das geplante Angebotsspektrum umfasst auch Abhol-Terminals für relevante

Dokumente wie Urkunden, Meldebescheinigungen oder Bewohnerparkausweise.

Zukünftig sollen die Bürger fast alle Verwaltungsvorgänge online erledigen können. Dabei werden die Daten so ausgewertet, dass alle Prozesse und Interaktionen des anonymen Nutzers für eine stetige Verbesserung und Erweiterung der Servicelandschaft herangezogen werden können. Zu diesem höchst komplexen technischen Aspekt der Nutzerverhaltensanalysen sagt André Huysmann, Smart City Manager der Unternehmensgruppe Stadtwerke Stralsund: „Aus aktuellen Daten können wir für die Zukunft lernen. Und je mehr digitale Informationen wir für statistische Prognosen haben, umso geringer ist die spätere Fehlerquote, und es steigt der Nutzen von Smart-City-Anwendungen.“

Stadt-WLAN und IoT-Netzwerk

Mit der Einführung eines modernen webbasierten Systems können Termine und damit Besucherströme in Stralsund zudem intelligent geplant und gesteuert werden. Ziel ist es, die noch notwendige Abarbeitung von Verwaltungsvorgängen mit dem Bürger vor Ort zu optimieren. Als gleichermaßen wichtiges Element forderten die Bürger die digitale Erreichbarkeit der Angebote und die Bereitstellung einer zeitgemäßen digitalen Infrastruktur – so soll das städtische WLAN insbeson-

dere auf den beiden Marktplätzen und an weiteren touristischen Standorten ausgebaut werden. Der Geschäftsführer der SWS Stadtwerke Stralsund, Dieter Hartlieb, konstatiert in diesem Zusammenhang: „Die Etablierung eines Stadt-WLAN ist ein Schlüsselthema des digitalen Wandels. Durch das in der Hansestadt entstehende Internet-of-Things(IoT)-Netzwerk werden wir mittels Daten und daraus resultierenden Simulationen passgenauere Investitionsentscheidungen treffen“.

City-App geplant

Um den lokalen Handel zu stärken und die Revitalisierung der Innenstadt weiter voranzutreiben, sollen aktuelle Events, Angebote und Sehenswürdigkeiten in einer City-App visualisiert werden. Entstehen soll eine zentrale Applikation, die mittels Webcrawling-Technologien sowie generalisierten Schnittstellen die auf Partner-Websites verfügbaren Inhalte automatisch in die City-App überträgt und die Inhalte nutzerspezifisch sowie intentionsbezogen zusammenfasst und visualisiert. Zeitaufwendige redaktionelle Arbeiten können so vermieden werden, Bürger und Touristen profitieren von einer einheitlichen und an ihre Bedürfnisse angepassten Applikation.

Um Bewohnern und Touristen in Stralsund eine Parkplatzsuche ohne großes, enervierendes Herumirren zu ermöglichen, sollen zudem stadtein- und -auswärts aktuelle Verkehrsströme gemessen und mit den vorhandenen Parkräumen abgeglichen werden. Das soll eine smarte Besucherführung insbesondere in



Stralsund möchte aus aktuellen Daten für die Zukunft lernen.

der Altstadt ermöglichen. Zukünftig sollen zudem einzelne Parkplätze hinsichtlich ihrer Belegung überwacht werden, damit etwa Menschen mit körperlichen Einschränkungen freie Behindertenparkplätze direkt ansteuern können. „Insbesondere die City-App als zentrale Informationsplattform für Bürger und Touristen soll den Einzelhandel und den Tourismus in den kommenden Jahren unterstützen. Für mich persönlich ist die digitale Erreichbarkeit und Vernetzung unserer Unternehmen mit der Altstadt und den Bewohnern und Besuchern eine der Kernaufgaben dieser Plattform“, betont Heino Tanschus, Leiter des Stralsunder Ordnungsamts und Erster Stellvertreter des Oberbürgermeisters. „Ein komfortables Auffinden von Parkräumen wird nicht nur für eine emissionsärmere und leisere Innenstadt sorgen, sondern zugleich deren Attraktivität für Bürger und Besucher erhöhen.“

Auf Basis des Nutzungsszenarios für die City-App sollen künftig weitere datenbasierte Entscheidungen getroffen werden – etwa darüber, wo energetische Sanierungen

zu veranlassen oder Verkehrslenkungen bereitzustellen sind. Grundlage hierfür bildet ein Smart-City-Monitoring, für welches das IoT-Netzwerk verschiedene Daten erfassen wird. Gemeinsam mit der Hochschule Stralsund und regionalen Unternehmen werden Modelle, Regeln und Rollen erarbeitet, sodass auch die regionale Wirtschaft von den Daten profitieren kann. So werden beispielsweise für touristische Anbieter künftige Aufkommen von Serviceanforderungen sowie der daraus resultierende Personaleinsatz vorhersehbarer. Die entsprechenden Entscheidungen werden im ersten Schritt regel- und prozessbasiert von Menschen getroffen. Da ein Großteil dieser Vorhaben bereits realisiert ist, sollen in kommenden Projekten mittels Big Data und künstlicher Intelligenz noch weit komplexere Szenarien vorangetrieben werden. Dazu zählt etwa der Katastrophenschutz, um für eventuelle klimatische oder pandemische Ausnahmezustände optimal gewappnet zu sein.

Christian Rödel ist freier Journalist, Fotograf und Publizist.

Langmatz 

Unsere Kompetenz für die Netze von heute und morgen!



Kunststoffkabelschacht

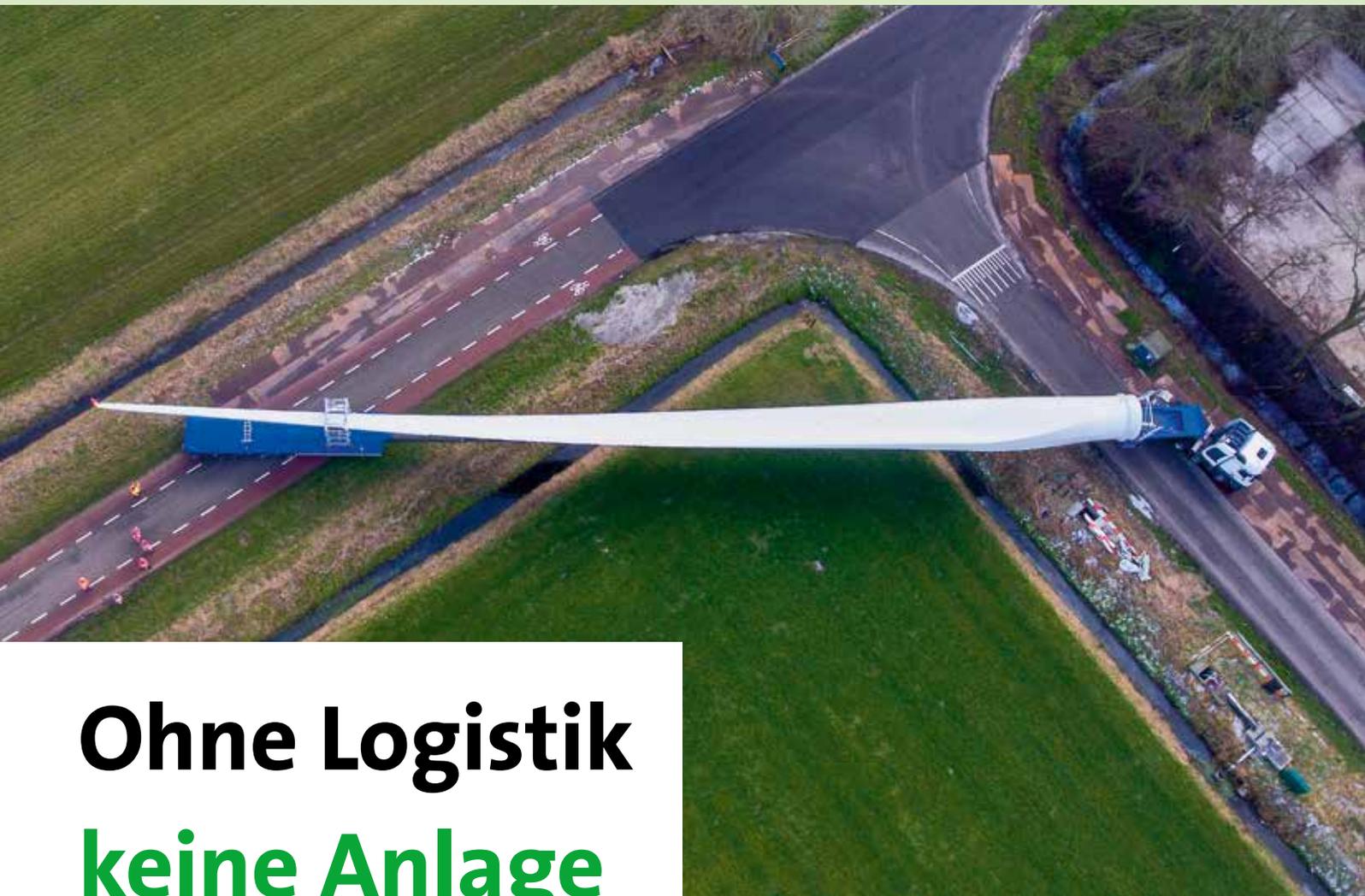
QualityBox von Langmatz

Unsere Kunststoffkabelschächte bieten durch ihren modularen Aufbau unzählige Größen und Varianten, um Ihre Projekte zu ermöglichen. Die QualityBox überzeugt dabei durch große Stabilität und Statik, sogar über D 400 hinaus.

Details finden sie auf unserer Webseite oder rufen Sie uns an. +49.8821 920-0

www.langmatz.de





Ohne Logistik keine Anlage

Wie schnell eine Windenergieanlage entstehen kann, hängt unter anderem von logistischen und infrastrukturellen Faktoren ab. Gerade die immense Länge und das Gewicht der Anlagenteile verlangen zunehmend planerische Raffinesse.

Eine markante Temposteigerung hat die Bundesregierung im Koalitionsvertrag für die Energiewende vereinbart. Durch den Ukraine-Krieg und die damit einhergehende Energiekrise hat sich die politische Zielvorgabe nochmals deutlich in Richtung der Erneuerbaren verschoben. Eine entscheidende Rolle wird in diesem Rahmen der Windenergie zugeschrieben. Umso intensiver soll sie nun genutzt werden. Doch wie schnell lässt sich das umsetzen?

Bundesweit hängt dies von logistischen und infrastrukturellen Faktoren ab. Welche Anforderungen

der Entstehungsprozess von Windenergieanlagen (WEA) an die Logistik stellt, soll nachfolgend dargestellt werden. Die Prozesse sind beispielhaft für die vielen Großraum- und Schwertransporte (GST), die in Deutschland jeden Tag zu hunderten durchgeführt werden.

Vier Jahre bis Inbetriebnahme

Derzeit vergehen von der Ausweisung eines Gebiets für einen Windpark bis zum Antrag gemäß Bundes-Immissionsschutzgesetz (BImSchG) rund drei Monate. Ist die BImSch-Genehmigung erteilt, vergehen nochmals circa sieben Mo-

nate bis zur Vergabe des Projekts an einen Windenergieanlagen-Hersteller. Bis zum Baubeginn und der letztendlichen Inbetriebnahme verstreichen erneut 30 Monate, sofern formal zulässige Fristverlängerungen aufgrund von Einsprüchen nicht einkalkuliert werden. Wird die Planung vorsichtig ausgelegt, werden aus den 30 gut und gerne 48 Monate und somit bis zu vier Jahre.

Bereits in den ersten Lebenstagen eines Windkraftprojekts starten intensive Vorarbeiten zur Recherche der Transportstrecken von den Produktionsstätten der Anlagenteile bis zum Windpark. Bis zum Baubeginn ist dann durch eine kontinuierliche Kommunikation mit den Behörden sicherzustellen, dass die vorgesehenen Streckenfüh-

rungen erhalten bleiben. Andernfalls kann es zu Verzögerungen im anschließenden Genehmigungsverfahren für die Großraum- und Schwertransporte kommen. Dies würde in direkter Folge zu Verzögerungen bei Bau und Fertigstellung des Windparks führen.

Spielball der Verkehrspolitik

Die Überlastung der bundesdeutschen Verkehrsinfrastruktur ist, unabhängig vom Verkehrsweg, omnipräsent. Der kontinuierlich steigende Güterverkehr wird im Wesentlichen über die Straße abgewickelt, deren Kapazität an ihre Grenzen stößt. In der politischen Diskussion fokussiert sich der Bund nun auf eine stärkere Verlagerung der Großraum- und Schwertransporte auf Schiene und Binnenschiff. Die Unternehmen der Schwergutlogistik sind grundsätzlich multimodal und verkehrsträgeroffen aufgestellt – die Entscheidung zur Nutzung eines Verkehrsträgers wird projektabhängig jeden Tag aufs Neue getroffen. Für die verladende Wirtschaft sind Zeit und Kosten die maßgeblichen Stellschrauben. Jeder Verkehrsträger hat individuelle Vorzüge, die von den Transportunternehmen projektabhängig immer wieder neu zu bewerten sind.

Die BSK als Bundesverband der Schwergutlogistik unterstützt daher alle Initiativen, die dazu beitragen, die Verkehrsträger Straße, Schiene und Wasserstraße leistungsfähiger für GST zu machen. Dafür braucht es neben einer rein verkehrspolitisch getriebenen Diskussion faktische Investitionen. Denn nur wenn die Verkehrsträger durch Leistungsfähigkeit überzeugen, werden sich die politischen Verkehrsverlagerungswünsche erfüllen.

Aktuell kommt der Straße die größte Bedeutung für Großraum- und Schwertransporte zu, sei es im Vorlauf zu einem alternativen Verkehrsträger oder im Nachlauf von einer Umschlagstelle zum endgültigen Ziel. Gerade der Transport über die so genannte letzte Meile, das ist in der Regel jene Strecke von der Autobahn zum WEA-Aufstellplatz, stellt erhöhte Ansprüche an den Fahrtweg. Wesentliche Kriterien sind dabei die Gesamtmasse, die Achslasten, aber auch die Abmessungen der WEA-Transporte. Nicht jede Strecke ist dafür geeignet. So verlangt beispielsweise der Transport der Rotorblätter aufgrund ihrer immensen Länge zunehmend logistische Raffinesse. Da die Windenergieanlagen kontinuierlich größer werden, werden auch die Rotorblätter immer länger. Bei Rotorblättern mit einer Länge von 80 Metern oder mehr ergeben sich schon heute Fahrzeugesamtlängen von bis zu 100 Metern – Tendenz steigend. Wegen der Bauteile für Turm und Gerätehaus sowie des Krans zum Aufbau der WEA handelt es sich außerdem um besonders schwere Transporte.

Die Fahrwegsgeometrie der Verkehrswege ist auf solche Sonderfälle nicht ausgelegt. Es ist keine Seltenheit, dass aufwendige Vorarbeiten zur Anpassung des Streckenverlaufs vorzunehmen sind. Auch zukünftige Baumaßnahmen, etwa ein Kreisverkehr, müssen in die Streckenfindung mit eingebunden werden.

Den wohl größten Flaschenhals beim Transport der WEA-Teile stellt die Suche nach Parkmöglichkeiten entlang der genehmigten Fahrtstrecke und deren Sicherung dar. Denn die erteilte Genehmigung für den GST gibt sehr strikt die Fahrtstrecke vor, von der auch zum Zwecke des Parkens nicht abgewichen werden

darf. Da entlang der Autobahnen bereits mehrere zehntausend Parkplätze für den Güterkraftverkehr fehlen, ist es umso schwerer, Parkflächen für GST freizuhalten. Die Zeitfenster sind dabei eng. Lenk- und Ruhezeiten wie auch die vorgegebenen Fahrzeitbeschränkungen aus dem Genehmigungsverfahren definieren einen schmalen Korridor. Meist tendieren die Straßenverkehrsbehörden dazu, die Transporte auf die Fahrzeit zwischen 22 und 6 Uhr zu beschränken. Es ist dann nahezu unmöglich, ab 6 Uhr freie Parkflächen zu finden, da die Kapazitäten noch vom normalen Güterkraftverkehr belegt sind.

Bedeutung von Wasserstraßen

Auf langen Transportstrecken kommt der Wasserstraße eine sehr große Bedeutung zu. Zumindest dann, wenn Zulauf und/oder Ablauf von den Umschlagsplätzen vom Straßennetz und/oder zum Straßennetz sichergestellt werden können. Das Gros der WEA-Teile stellt keine übermäßigen Anforderungen an die Größe der Binnenschiffe. Beim Transport von Rotorblättern mit einer zukünftigen Länge von bis zu 85 Metern sieht es allerdings anders aus, denn diese erfordern Binnenschiffe mit einer Ladefläche von 100 mal 10 Metern. Schiffsraum dieser Größe wird in der Hauptsache im Containerverkehr für den Hafenhinterlandverkehr eingesetzt. Für die Rotorblätter, die sonst mit großem Aufwand auf der Straße transportiert würden, steht somit möglicherweise zu wenig Schiffsraum zur Verfügung.

Die Herausforderungen rund um die Umschlagsmöglichkeiten betreffen nicht nur Kai- und Krankapazitäten, sondern auch die Möglichkeiten der Zwischenlagerung. Da das Binnen-

schiff hinsichtlich seiner Kapazität bei Weitem ein Schwertransportfahrzeug übertrifft, kann die Binnenschifffahrt ihre Vorteile nur mit den Kapazitäten einer Zwischenlagerung ausspielen. Für ein erfolgreiches Umschlagen können Umbauarbeiten an den Umschlagstellen erforderlich werden.

Aufgrund der Einschränkungen durch das vorgegebene Lichtraumprofil fällt die Schiene bei den neuen Generationen der Windenergieanlagen nahezu komplett aus. In Einzelfällen lassen sich einzelne Komponenten, etwa Triebstränge oder Betonschalen, auf der Schiene transportieren, sofern Gewicht und Abmessungen dies zulassen.

GST als Stütze der Energiewende

Großraum- und Schwertransporte sind ein Indiz für die Leistungsfähigkeit des Industriestandorts Deutschland. Planung und Durchführung der individuellen Transporte erfordern ein partnerschaftliches Zusammenspiel mit Behörden aller Ebenen bis hin zu den Kommunen. Die Schwergutlogistik steht als Dienstleister parat zum Erreichen der Energiewende. Flexible und sachgerechte Genehmigungsverfahren sind wichtige Bausteine für einen stabilen Abfluss der Transportbedarfe. Der BSK arbeitet gemeinsam mit der Verwaltung daran, die Prozesse zu verbessern. Seitens der politischen Akteure bedarf es darüber hinaus den Investitionswillen in Verkehrsträger und Verständnis für die logistischen Herausforderungen, die der Ausbau der Windenergie bedeutet.

Helmut Schgeiner ist Vorstandssprecher der Bundesfachgruppe Schwertransporte und Kranarbeiten (BSK).

RecyclableBlade

im Einsatz

Im neuen Offshore-Windpark Kaskasi in der deutschen Nordsee erprobt das Unternehmen RWE gleich mehrere neue Technologien. Es drehen sich hier beispielsweise die weltweit ersten recycelbaren Rotorblätter.

Rund 35 Kilometer nördlich der Insel Helgoland errichtet das Unternehmen RWE derzeit seinen sechsten Windpark vor der deutschen Küste. Insgesamt werden 38 Windkraftanlagen vom Typ Sie-

in der Offshore-Windindustrie voran. So würden in dem Windpark gleich drei neue Technologien getestet. Beispielsweise seien um insgesamt drei Monopile-Fundamente am Meeresboden zum welt-



Recycelbare Rotorblätter kommen in der Nordsee zum Einsatz.

mens Gamesa SG 8.0-167 DD Flex mit einer Leistung von jeweils knapp neun Megawatt (MW) installiert, die erste Turbine nahm Anfang August dieses Jahres den Betrieb auf. Nach vollständiger Inbetriebnahme Ende 2022 soll der 342-Megawatt-Windpark namens Kaskasi dann rechnerisch Ökostrom für mehr als 400.000 Haushalte liefern.

Neue Technologien im Test

Im Rahmen des Projekts treibt RWE nach eigenen Angaben die technologische Weiterentwicklung

weit ersten Mal spezielle Stahlkrane gelegt worden – jeder sieben Meter hoch und 170 Tonnen schwer. Die Installation in einer Wassertiefe von bis zu 25 Metern erfolgte durch das Errichterschiff Sea Challenger von DEME Offshore. Entworfen wurde der so genannte Collared Monopile auf Grundlage eines von RWE entwickelten Patents. Die neue Technologie bietet nicht nur zusätzliche Unterstützung bei seitlicher Belastung, sondern erhöhe auch die Tragfähigkeit von Monopile-Fundamenten und verbessere so insgesamt die Standsicherheit.

„In unserem Offshore-Windpark Kaskasi setzen wir innovative Technologien ein, die in der gesamten Offshore-Industrie neue Maßstäbe setzen“, sagt Sven Utermöhlen, CEO Offshore Wind der RWE Renewables. „Unser Collared Monopile, eine von uns entwickelte, patentierte Lösung, erhöht die Stabilität bei schwierigen Bodenverhältnissen. Das unterstreicht unsere technische Kompetenz als weltweit zweitgrößter Akteur im Bereich der Offshore-Windenergie.“

Eine weitere Neuerung seien einvierte Fundamente mit einem im Seeboden expandierenden Betonring (Self-Expanding Pile Shoe). Darüber hinaus feiere ein nachhaltiges Produkt seine Premiere: Gemeinsam mit Siemens Gamesa wurden im Windpark Kaskasi eini-

ge Turbinen mit recycelbaren Rotorblättern ausgestattet. Für viele Komponenten einer Windturbine existieren bereits etablierte Recyclingverfahren. Bislang schwierig ist das hingegen bei den in den Rotorblättern verwendeten Verbundwerkstoffen, da sie in Harz gegossen und am Ende ihrer Einsatzzeit nur schwer voneinander zu trennen sind.

Beim RecyclableBlade verwendet Siemens Gamesa laut RWE nun ein neuartiges Harz, dessen chemische Struktur eine effiziente Trennung der unterschiedlichen Bestandteile ermöglicht. So könnten die eingesetzten Materialien am Ende ihres Lebenszyklus für neue Anwendungen verwendet werden – zum Beispiel in der Automobilindustrie oder in Konsumgütern, wie Koffern

oder Flachbildschirmgehäusen. Das ebne den Weg zur vollständigen Recyclingfähigkeit von Windturbinen.

Im Rahmen seiner Investitions- und Wachstumsstrategie „Growing Green“ will RWE bis zum Jahr 2030 seine Kapazität im Bereich Offshore-Wind von derzeit drei auf acht Gigawatt (GW) erhöhen. In der deutschen Nordsee treibt das Unternehmen aktuell die Entwicklung von vier Offshore-Windprojekten mit einer Gesamtleistung von 1,5 GW voran – teilweise gemeinsam mit dem kanadischen Partner Northland Power. Bis zu 15 Milliarden Euro brutto sollen bis 2030 in die grüne Energiewelt investiert werden.

Bettina Weidemann

27 ———— 30
September 2022



WindEnergy
Hamburg

The global on & offshore event

**H₂ EXPO &
CONFERENCE**

Held in parallel
with WindEnergy
Hamburg

Be sure to take part in the world's biggest and most important business platform for the onshore and offshore wind industry!



windenergyhamburg.com

Exploring new horizons:
It's time to put climate first!

Organised by:



In co-operation with:



Global Partner:



European Partner:



Partners:



Netzstabilität durch Offshore-Wind

Als erster Offshore-Windpark in Deutschland kann die Anlage Borkum Riffgrund 1 der Unternehmen Ørsted und Energy2market Regelleistung für das deutsche Stromnetz zur Verfügung stellen und so dazu beitragen, kurzfristige Netzschwankungen auszugleichen.

Offshore-Windstrom stellt einen wichtigen strategischen Baustein der Energie- und Klimapolitik Deutschlands und Europas dar. Das wurde auch auf dem Windenergie-Gipfel Mitte Mai dieses Jahres im dänischen Esbjerg deutlich. Gerade angesichts des Ukraine-Konflikts und der drohenden Energieknappheit fällt Offshore-Wind eine noch größere strategische Bedeutung für den künftigen Energiemix in Europa zu. Rund 7,8 Gigawatt (GW) betrug die Nennleistung der 1.501 Windräder in deutschen Offshore-Gewässern im Jahr 2021. Bis 2030 sollen es nach den Plänen der Ampelparteien 30 Gigawatt sein.

Bislang spielt Offshore-Windkraft als fluktuierende Energiequelle keine wichtige Rolle für die Stabilisierung des deutschen Stromnetzes. Mit einem wegweisenden Projekt in der Nordsee wird sich das ändern. Borkum Riffgrund 1 vor der gleichnamigen Nordseeinsel ist der erste deutsche Offshore-Windpark, dessen produzierter Strom

systemstabilisierend ins deutsche Stromnetz eingespeist werden kann. Bereits seit dem Jahr 2015 speist die Anlage ins Stromnetz ein. Dass sie nun auch regelreservefähig ist, ist neu. Die 78 Turbinen haben jeweils eine Nennleistung von vier Megawatt (MW). Die innovative Lösung der Unternehmen Ørsted und Energy2market (e2m) wurde im Mai, einen Tag nach dem Windenergie-Gipfel in Esbjerg, der Fachöffentlichkeit vorgestellt.

Stromnetz stabilisieren

Der Windpark Borkum Riffgrund 1 zeigte nach erfolgreichem Abschluss einer vom Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) TenneT vorgegebenen komplexen Präqualifikation, dass Regelreserve in Form von Minuten und Sekundärregelreserve angeboten werden und in das Stromnetz eingespeist werden kann. Dadurch werden kurzfristige Netzschwankungen mit erneuerbarem Strom aus Offshore-Windenergie ausgeglichen. Der 312 MW starke Windpark

erbrachte bereits Regelarbeit in Form von technisch anspruchsvoller negativer Sekundärregelreserve und kann das Stromnetz stabilisieren. Aus Sicht von TenneT handelt es sich dabei um ein Novum für einen Offshore-Windpark.

Bis zur Präqualifikation hat e2m das Projekt regelmäßig eng mit TenneT und den drei anderen deutschen Übertragungsnetzbetreibern abgestimmt. Insbesondere die Genauigkeitsanforderungen an die mögliche Einspeiseleistung, die für den Nachweis der Erbringung von entscheidender Bedeutung sind, und die Qualität der Prognosen für Windparks standen zur Debatte und konnten zuletzt überzeugend erfüllt werden. Für Regelleistung ist neben Geschwindigkeit in der Bereitstellung auch die Stabilität der erbrachten Leistung ausschlaggebend.

Komplexe Datenmodelle

Eine besondere Herausforderung sind die Prognosen zu Windgeschwindigkeiten und möglichen Einspeiseleistungen. Solche Prognosen sind bei einem Offshore-Windpark schwierig, denn die Gebotsabgabe am Regelleistungsmarkt erfolgt am Vortag. Abhängig von der Zeitscheibe, für die geboten wird, können zwischen Gebot und Reserveverbringung bis zu 39 Stunden liegen. Die Qualität der Vorhersagen ist entscheidend. Der Windpark ist in der Lage, den sogenannten Arbeitspunkt, der zur Bestimmung der Regelleistung genutzt wird, kontinuierlich anzupassen. Über den Leistungsfrequenzregler in der Leitwarte von



Der Autor: Sebastian Nitsche

Diplom-Ingenieur Sebastian Nitsche hat an der HTWK in Leipzig studiert und hat einen Master in Mechanical Engineering. Nach seinem Berufseinstieg beim Umweltbundesamt wechselte er 2012 zu Energy2market und war dort zunächst im technischen Operation Management tätig. Seit 2020 betreut er als TSO Manager die vier Übertragungsnetzbetreiber in Deutschland.

TenneT wird der Offshore-Windpark mittelbar aktiviert. Darüber hinaus plant Energy2market exakt, wieviel Leistung für den nächsten Tag vermarktet werden soll. Sind die Wettervorhersagen ungenau, wird etwas weniger Leistung angeboten, die dann aber sicher bereitgestellt werden kann.

Zur Bestimmung der vermarktbareren Leistung wurde mittels eines Langzeit-Monitorings eine umfangreiche, sekundengenaue Auswertung durchgeführt. Nur durch die Nutzung komplexer Datenmodelle konnten die erheblichen Datenmengen sinnvoll verarbeitet werden. Zudem wurden vermarktungsseitig Preise simuliert und Parks bewertet, um die Profitabilität des Vorhabens zu fundieren. Das Präqualifikationskonzept von e2m wurde für alle vier deutschen Regelpunkte freigegeben.

Offshore-Ausbau anschieben

In den ersten Monaten dieses Jahres wurden im Marktstammdatenregister der Bundesnetzagentur (BNetzA) keine Inbetriebnahmen von neuen Offshore-Windkraftanlagen erfasst. Der Ausbau von Offshore-Anlagen in Deutschland stagniert. Im Juli konstatierten die Windenergiebranchenverbände BWE, BWO, Stiftung Offshore-Windenergie, VDMA Power Systems und WAB einen „Ausbauhalt der vergangenen Jahre“, durch den „Deutschland im internationalen Vergleich ins Hintertreffen geraten“ sei. Angesichts des Ausbauziels von 30 GW bis 2030 wird schnell klar, welche Dynamik hier in den kommenden Jahren entstehen muss. Bis Ende 2022 sollen aber zwei weitere große Offshore-Windparks in der Nord- und Ostsee mit insgesamt 599 MW in Betrieb gehen.

Der Ausbau von Offshore-Wind in Europa läuft ebenfalls schleppend, wie eine Jahresstatistik von WindEurope vom Jahresanfang zeigt. Insgesamt wurden im Jahr 2021 nur 3,4 GW zugebaut, davon allein zwei GW in Großbritannien. Ein neues Rekordjahr lassen die Ausbauzahlen für 2022 erwarten. Nach Berechnungen des Beratungsunter-

nehmens unterscheiden sich ebenso wie die technischen Voraussetzungen. Außerdem muss der nationale politische Wille gegeben sein. Der Weg zu dem Ziel, dass Offshore-Wind einen wesentlichen systemstabilisierenden Beitrag zum europäischen Verbundnetz leistet, wird ein langer sein. Notwendig ist dies aber auf jeden Fall.



Offshore-Windpark Borkum Riffgrund 1 erbringt stabilisierende Systemdienstleistungen für das Netz.

nehmens Rystad Energy wird der voraussichtliche Zubau für ganz Europa bei 4,2 GW liegen. Den Löwenanteil bilden dabei drei große Windparks in britischen Gewässern. Weitere kommerzielle Offshore-Stromerzeugungskapazitäten kommen aus Frankreich, Norwegen, Italien, Spanien, Deutschland und Dänemark. Dynamisch ist auch die Entwicklung im Ostseeraum. Sieben Anrainerstaaten planen bis 2030 eine Versiebenfachung der Kapazität auf 20 GW. Um das zu erreichen, sollen die Genehmigungsverfahren beschleunigt werden. Bornholm wird zentraler Energie-Hub.

Das klingt vielversprechend für Lösungsmodelle wie in Borkum Riffgrund 1, doch die nationalen regulatorischen Anforderungen

Das Projekt von Ørsted und Energy2market zeigt, dass die Bereitstellung von Systemdienstleistungen durch erneuerbare Energien und die Stabilisierung der Stromnetze möglich ist. Eine Lösung für Europa ist aber noch weit entfernt. Neben diesem Meilenstein für die Energiewende entstehen neue attraktive Geschäftsfelder, die es Windparkbetreibern ermöglichen, das Potenzial ihrer Anlagen zusätzlich zur reinen Stromproduktion systemdienlich zu vermarkten. Ziel ist es, zukünftig weitere Offshore-Windparks zur Erbringung von Regelleistung zu befähigen und damit die Energiewende ein ganzes Stück voranzubringen. Erste weitere Offshore-Windparkbetreiber zeigen bereits Interesse an einer Regelleistungsvermarktung. ■

Internationale Standards schaffen

Die Festlegung internationaler Standards für Flexibilitätsplattformen steht bislang noch aus. Im Rahmen des EU-Forschungsprojekts DigIPlat werden Grundlagen für das Zusammenspiel transnationaler Energieplattformen entwickelt.

Im Zuge der Energiewende soll Europa bis Mitte des Jahrhunderts kohlenstoffneutral sein. Damit einher gehen nicht nur ein weiterer Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Quellen, sondern auch die Dezentralisierung von Energieressourcen und die Kopplung verschiedener Sektoren des Energiesystems.

Die Integration von Marktteilnehmern, die flexible Kapazitäten für Erzeugung, Speicherung und Lastverschiebung anbieten, benötigt skalierbare digitale Flexibilitätsplattformen. Standards für solche Plattformen, deren Interoperabilität sowie Spezifikationen von Flexibilitätsanforderungen müssen jedoch noch definiert werden. Diesen Fragen widmet sich das Forschungsprojekt „Digitale Lösungen für die Interoperabilität von Flexibilitätsplattformen (DigIPlat)“, das bis April 2025 Fördermittel der drei beteiligten Länder Deutschland, Österreich und der Schweiz sowie im Rahmen des Forschungs- und Innovationsprogramms „Horizon

2020“ auch von der Europäischen Union erhält. Koordiniert wird das Projekt von der Technischen Hochschule Ulm (THU) mit folgenden Partnerinstitutionen: den Stromübertragungsnetzbetreibern Transnet BW und Austrian Power Grid (APG), dem Austrian Institute of Technology (AIT), dem Unternehmen Fichtner IT Consulting, dem Karlsruher Institut für Technologie (KIT) sowie dem Institut für Operations Research und Computational Finance (ior/cf-HSG) der Universität St. Gallen.

Markt und Netz abstimmen

Der rasant steigende Anteil volatiler Energiequellen wie Solar- und Windenergie, gepaart mit dem voranschreitenden Rückbau konventioneller Kraftwerke, stellt Netzbetreiber vor Herausforderungen. Neben der Versorgungssicherheit muss die Netzstabilität durch Einhaltung der Balance aus Ein- und Ausspeisungen garantiert werden, was durch entsprechende Marktmechanismen geregelt werden

kann. Dies bedarf jedoch der Bereitstellung von Flexibilitäten auf dem Stromhandelsmarkt sowie auf dem Markt für Regelleistung.

Eine der Maßnahmen, um Markt und Netz künftig besser abzustimmen, ist Redispatch 2.0, was seit Oktober 2021 das Einspeise-Management ablöst. Mit der Neuregelung werden alle Anlagen ab einer Größe von 100 Kilowatt (kW) am Redispatch teilnehmen. Das bedeutet auf der einen Seite die Bereitstellung enormer Flexibilitäten für die Aufrechterhaltung der Systemstabilität und der Versorgungssicherheit, auf der anderen Seite – aufgrund der enormen Zahl der Akteure am Flexibilitätsmarkt, die auch gebündelt als virtuelle Kraftwerke am Marktgeschehen teilnehmen können – einen außerordentlich hohen Bedarf an Koordination durch Digitalisierung, etwa durch Flexibilitätsplattformen.

Im Zuge der Energiewende, die vor allem in den Verteilnetzen stattfindet, werden dezentrale Erzeugungsanlagen, wie etwa Photovoltaikanlagen in Kombination mit Batteriespeichern und E-Fahrzeugen, konventionelle Kraftwerke zunehmend ergänzen und langfristig ersetzen – insbesondere, wenn es um die Bereitstellung von Flexibilität geht, die von Übertragungs- und Verteilernetzbetreibern (ÜNB/VNB) genutzt oder anderweitig vermarktet wird.

Um dezentrale Anlagen für Netzdienstleistungen in Übertragungs- und zukünftig auch in Verteilnetzen zugänglich zu machen, wurden in den vergangenen Jahren im Rah-



Der Autor: Dr. Dietmar Richard Graeber

Dr. Dietmar Richard Graeber ist Professor für Energiewirtschaft an der Technischen Hochschule Ulm (THU) und leitet die Smart-Grids-Forschungsgruppe. Er lehrt in den Fächern Energiewirtschaft und Energie-Informatik und ist verantwortlich für mehrere Forschungsprojekte, insbesondere im Bereich der Integration dezentraler Energieressourcen.

men von Forschungsprojekten und ÜNB/VNB-Initiativen mehrere Flexibilitätsplattformen entwickelt. Die Bedarfsträger des Projekts DigIPlat, die österreichischen und deutschen Übertragungsnetzbetreiber Austrian Power Grid und TransnetBW, haben festgestellt, dass ein gewisses Maß an Interoperabilität von Flexibilitätsplattformen auf nationaler und internationaler Ebene von entscheidender Bedeutung ist, um eine bessere Koordination im Rahmen der vertikalen und horizontalen Marktintegration sowie eine optimierte Nutzung der Flexibilität zwischen den Plattformen zu ermöglichen. Aspekte wie der Austausch von Flexibilitätspotenzialen zwischen den Plattformen sowie koordinierte Aktivierungen über mehrere Spannungsebenen oder Marktgebiete hinweg werden wesentlich dazu beitragen, die Netzsicherheit zu gewährleisten und eine wirtschaftlich effiziente und transparente Zuteilung von Flexibilität zu fördern. Die Standardisierung von Flexibilitäts- und Plattformanforderungen soll zudem den Zugang zu mehreren Marktplätzen für international tätige Flexibilitätsanbieter erleichtern.

Transnationale Geschäftsmodelle

Im Projekt DigIPlat umfassen digitale Lösungen, die auf die Interoperabilität von Flexibilitätsplattformen und -produkten abzielen, eine Kombination aus verschiedenen IKT-, Wirtschafts- und Verfahrensmaßnahmen. Um die Lösungen



Flexibilitätsplattformen sollen die Netzstabilität sicherstellen – am besten über Grenzen hinweg.

zu entwickeln, werden Akteure aus allen relevanten Bereichen der Wertschöpfungskette eingebunden. In Feldversuchen wird ein einzigartiger Anwendungsfall der grenzüberschreitenden und plattformübergreifenden Koordinierung von Flexibilität für Redispatch, Ausgleichsenergie und Intraday-Märkte betrachtet, um Prototypen der entwickelten Interoperabilitätslösungen implementieren zu können. Bei der technischen Bewertung des Feldtests werden besondere Schwerpunkte auf die Aspekte Ausfallsicherheit, Cybersicherheit und Datensicherheit gelegt. Mögliche Wohlfahrtsgewinne durch Plattforminteroperabilität und Flexibilitätsstandardisierung für die DACH-Region und darüber hinaus werden mithilfe von Markt- und Netzwerksimulationen gemessen.

Als wesentliches Projektergebnis wird ein Vorschlag erarbeitet, wie der Rahmen für standardisierte Anforderungen zur transnationalen Nutzung von Flexibilität durch verschiedene Flexibilitätsplattformen aussehen kann. Um die Übernahme

der entwickelten und demonstrierten Interoperabilitätslösungen zu beschleunigen, werden Anpassungen der relevanten technischen Anforderungen und des rechtlichen Rahmens vorgeschlagen. Dies wird dazu beitragen, neue transnationale Geschäftsmodelle und Investitionsmöglichkeiten für Flexibilitätsanbieter, Aggregatoren und Gerätehersteller sowie neue Wertschöpfungsketten für innovative und kostengünstige Energielösungen zu schaffen. Unter Berücksichtigung von Strommarktplätzen und Geschäftsmodellen werden die im Projekt entwickelten Interoperabilitätslösungen, einschließlich der technischen und der IKT-Standardisierung, den Markteintritt erleichtern und somit die Sektorkopplung von traditionellen Energieakteuren mit Akteuren und Partnern aus anderen Bereichen wie Landwirtschaft, Mobilität oder Produktionsunternehmen unterstützen. Das Projekt fördert zudem den Austausch und den Wissenstransfer innerhalb der DACH-Region und darüber hinaus und bildet eine Brücke zwischen unterschiedlichen nationalen Entwicklungen beim Einsatz von Flexibilität. ■

Link-Tipp

Weitere Informationen unter:

- www.thu.de/smartgrids

Vernetzung statt Top-Down-Prinzip

Einblick in den Zustand der Niederspannungsnetze zu haben, ist für Versorger entscheidender denn je. Die entsprechende Technologie steht in weiten Teilen zur Verfügung. Besonderes Augenmerk muss auf dem reibungslosen Zusammenspiel der einzelnen Komponenten und Beteiligten liegen.

Der Krieg in der Ukraine und die vielen daraus resultierenden Engpässe führen die Notwendigkeit der Energiewende deutlich vor Augen. War vor Jahren noch der Netzausbau, dank ausreichender Versorgung mit Primärenergie, eine häufig verfolgte Strategie, so rücken nun der effiziente Einsatz und die intelligente Nutzung von Energie in den Vordergrund. Hierbei gewinnen die Verteilnetze, insbesondere in der Niederspannung, immer mehr an Bedeutung. Das lange Zeit gängige Top-Down-Prinzip in der Energieversorgung, bei dem der Lastfluss nur eine Richtung – vom Erzeuger zum Verbraucher – kannte und der Verbrauch sich ohne Wissen über die Vorgänge im Niederspannungsnetz vorhersagen ließ, gilt so jedoch nicht mehr. Die Anzahl der privaten Ladepunkte, Photovoltaikanlagen und Wärmepumpen in der Niederspannungsebene steigt und stellt die Netze und deren Betrieb vor große Herausforderungen.

Mit dem Ausbau der intelligenten Messsysteme (iMSys) und deren konsequentem Einsatz könnte ein Beitrag zum smarten Einsatz der Ressource „Strom“ in der Niederspannung geleistet werden. Aktuell sind viele Netzbetreiber technisch noch nicht in der Lage, eine Netzzustandsberechnung für die Niederspannung umzusetzen. Spätestens durch die Vorgaben von Redispatch 2.0 stehen viele Netzbetreiber jedoch vor der Aufgabe, sich detail-

liert mit der Thematik auseinanderzusetzen.

Mehr Transparenz gefordert

Die Niederspannungsebene muss also transparenter werden. Aus dem Wissen über den aktuellen Netzzustand sowie durch vorausschauende Annahmen und Analysen über zukünftige Leistungswerte und Energiemengen lassen sich Handlungen zur besseren Netzführung, zum optimierten Einsatz und zur Verteilung der Energie sowie Grenzwerte für Leistungen ableiten. So können lokale Überschüsse auch direkt lokal eingespeist werden, etwa in Ladepunkte oder Speicher. Die hierfür benötigte Basistechnologie steht mit den intelligenten Messsystemen seit Jahren zur Verfügung und ist mit Ergänzungsprodukten wie einer Steuerbox nach FNN-Spezifikationen optimal geeignet, um die Herausforderungen zu lösen. Die Mehrwerte der iMSys werden so greifbar.

Ein Szenario, dass für mehr Transparenz sorgt, sieht folgendermaßen aus: An der Messstelle erfasst ein intelligentes Messsystem der neuesten Generation neben den Abrechnungswerten auch Netzzustandsdaten, die dem Netzbetreiber entweder anlassbezogen oder, nach Zustimmung durch den Letztverbraucher, durchgängig zur Verfügung stehen. Zusätzlich verfügbare Informationen, beispielsweise aus

den Trafos der Ortsnetzstationen (ONS) oder von Charge-Point-Operatoren aus öffentlichen Ladepunkten runden die Sicht auf das Niederspannungsnetz ab.

Weitere Planungsdaten erhält die zyklische Netzzustandsberechnung über die kommenden Prozesse zur Marktkommunikation, die aktuell von der Bundesnetzagentur (BNetzA) im Rahmen des Festlegungsverfahrens zum Universalbestellprozess abgeschlossen wurden oder in den kommenden Monaten abgeschlossen werden. Die resultierenden Planungsdaten können in so genannten Hüllkurven für den Leistungsbezug über die iMSys und die Steuerbox an jeden Netzananschlusspunkt übertragen werden.

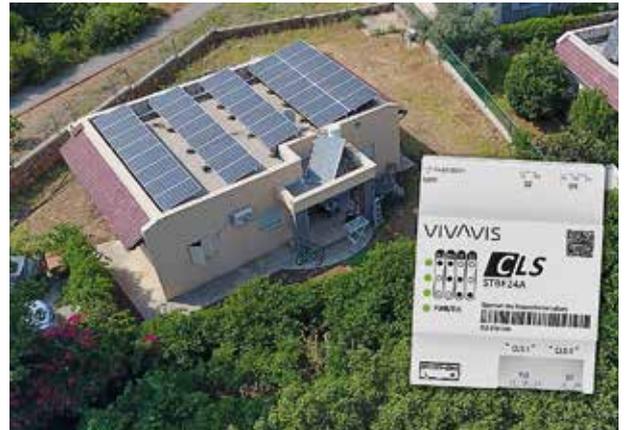
Die Übergabe in die Liegenschaft erfolgt standardisiert über die Anwendungsregel VDE-AR-E 2829-6 „Technischer Informationsaustausch an der Schnittstelle zur Liegenschaft und den darin befindlichen Elementen der Kundenanlagen“. Eine Vielzahl an Geräten und Energie-Management-Systemen unterstützt diesen Standard, sodass eine rasche Umsetzung zu erwarten ist. Die vom Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI) geforderte Zertifizierung einer FNN-Steuerbox gewährleistet die hohen Ansprüche an die Sicherheit und Interoperabilität mit dem iMSys. Für die Anbindung und Übertragung der geplanten Hüllkurve am Netzananschlusspunkt wird die Koordinierungsfunktion nach FNN-Spezifikation als Bindeglied zwischen Netzbetreiber und Informationsübergabe zum Netzananschluss eingesetzt.

Die Koordinierungsfunktion hat die Aufgabe, eine eindeutige Steuerungsinformation am Netzübergabepunkt bereitzustellen und bei mehreren Steuerungswünschen zu priorisieren. Denn neben dem Netzbetreiber, der für die Systemstabilität des Netzes verantwortlich zeichnet, möchten gegebenenfalls weitere Berechtigte – zum Beispiel der Lieferant – im Rahmen der Tarifierung Sollwertvorgaben an den Netzanschlusspunkt respektive den Kunden übermitteln. Regulatorische Anforderungen, die der Einsatz von intelligenten Messsystemen oder die Teilnahme am Kommunikationsverbund iMSys fordert, werden über entsprechende Zertifizierungen der Administrationsumgebung der Steuerbox erfüllt.

Handhabbares Gesamtsystem

Auf einem Netzstrang werden die verschiedenen Messstellenbetreiber und Steuerbox-Administratoren zusammengeführt und so zu einem für den Netzbetreiber handhabbaren Gesamtsystem. Wie auch bei Einspeisereduktionen von EEG-Anlagen stellt der Netzbetreiber in diesem Kontext sicher, dass in Phasen des stabilen Netzzustands die Steuerungswünsche der Marktakteure diskriminierungsfrei umgesetzt werden.

Mit der Smart Grid Operation Platform, dem CLS-Operator und der FNN-Steuerbox hat das Unternehmen VIVAVIS eine Gesamtlösung umgesetzt, die sowohl Einblick in den Zustand der Niederspannungsebene gibt als auch den regulatorischen Anforderungen an das Steuern und Schalten genügt. Über die Smart Grid Operation Platform erhalten Mitarbeiter vor Ort und in der Zentrale die gleiche umfassende Übersicht über alle Komponenten, Werte und Zustände im Netz. Mit IEC 61850 verwendet die FNN-Steuerbox ein standardisiertes Kommunikationsprotokoll, mit dem sich Fahrpläne und prioritätsbasierte Steuerungsfunktionen abbilden lassen. Eine normkonforme Integration gewährleistet die Zukunftsfähigkeit und Interoperabilität der Steuerbox. Die vom Smart Meter Gateway (SMGW) aufgebaute hochsichere TLS-Kommunikationsverbindung wird vom Management-Tool IDS-pecto.CLS-Operator BSI-konform terminiert. Hierdurch entsteht ein Tunnel, über den auf die hinter dem intelligenten Messsystem im Bereich des Controllable Local Sys-



VIVAVIS-Lösung erlaubt Übersicht über alle Komponenten, Werte und Zustände im Netz.

tems (CLS) installierten Geräte zugegriffen werden kann. Damit werden alle Anforderungen an den aktiven externen Marktteilnehmer (aEMT) nach den Vorgaben des Messstellenbetriebsgesetzes und des BSI erfüllt.

Die Lösung von VIVAVIS, basierend auf den aktuellen Vorgaben aus Verbänden und Regulatorik, ermöglicht eine Steuerungsfähigkeit in der Niederspannung, die sowohl aktuelle Netzzustände als auch Prognosen mit den marktgetriebenen Anforderungen abgleicht und einen eindeutigen Sollzustand am Netzanschlusspunkt vorgibt.

Jörg Schmidtke ist Leiter Gremien und Förderprojekte bei der VIVAVIS AG.



Effizient schon heute, klimaneutral morgen

Jedes heute von 2G installierte BHKW kann morgen für den Betrieb mit Wasserstoff umgerüstet werden. Warten lohnt sich nicht. **Sprechen Sie uns an: T 02568 9347-0**



Demonstrator besteht Praxistest

Im Rahmen des Projekts EU-SysFlex hat Mitnetz Strom die Nutzung von Flexibilitäten aus dem Verteilnetz untersucht. Anhand eines Demonstrators wurden die entwickelten Prozesse und Algorithmen in der Praxis getestet und dabei wichtige Erkenntnisse gewonnen.

Das Projekt EU-SysFlex hat von 2017 bis 2022 Mechanismen für die Integration eines hohen Anteils erneuerbarer Energien in das gesamteuropäische Stromnetz getestet. Ziel war es, sich dabei ergebende Probleme zu identifizieren, entsprechende Lösungen für diese zu entwickeln und einen Plan zur praktischen Unterstützung der Stromnetzbetreiber in Europa zu erstellen. Dies sollte dazu führen, dass ein langfristiger Fahrplan festgelegt wird, der europaweit die umfassende Einbindung erneuerbarer Energien erleichtert. Das Unternehmen Mitnetz Strom hat das europäische Förderprojekt von Anfang an unterstützt. Das Projekt wurde mit 20,5 Millionen Euro aus dem EU-Rahmenprogramm für Forschung und Innovation „Horizon 2020“ gefördert.

Gemeinsam mit dem Mutterunternehmen E.ON und 33 weiteren Partnern wurde die Nutzung von Flexibilitäten aus dem Verteilnetz untersucht. Mitnetz Strom als enviaM-Verteilnetzbetreiber war hierfür geradezu prädestiniert.

Denn schon heute gibt es im Netzgebiet rechnerisch einen EEG-Anteil von mehr als 100 Prozent beim Letztverbraucherabsatz.

Projektziel erreicht

Um die im Projekt entwickelten Prozesse und Algorithmen in der Praxis testen zu können, wurde 2021 der deutsche Demonstrator im Netzgebiet von Mitnetz Strom in Betrieb genommen. Im Rahmen des europäischen Förderprojekts sollte er zeigen, wie Flexibilitäten aus dezentraler Energieerzeugung aus dem Hochspannungsnetz an den Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) bereitgestellt werden können, ohne die Stabilität im Verteilnetz zu gefährden. Dieses Ziel hat der Demonstrator erreicht. Das Projekt wurde nunmehr erfolgreich abgeschlossen.

Im Ergebnis wurde im Rahmen des deutschen Demonstrationsprojekts ein Koordinierungsprozess entwickelt, der festlegt, wie Verteilnetzbetreiber (VNB) und Übertragungsnetzbetreiber optimal kooperieren und Daten austauschen, um die

Flexibilitäten bestmöglich für das Engpass-Management und die Spannungsregelung zu nutzen. Der Prozess sieht wie folgt aus: Zunächst managt der VNB die Engpässe in seinem Netz. Die verbleibenden Flexibilitätspotenziale bietet er dann dem ÜNB an. In einem nächsten Schritt fordert der ÜNB diejenigen Flexibilitäten an, die er nach seinen Berechnungen benötigt. Der VNB schlüsselt die Flexibilitäten anschließend auf verschiedene dezentrale Erzeugungsanlagen auf und weist sie zur Bereitstellung an.

Den beschriebenen Prozess konnten der Übertragungsnetzbetreiber 50Hertz und der Verteilnetzbetreiber Mitnetz Strom erfolgreich in die Praxis überführen. Dafür wurden innovative Lösungen entwickelt, die es ermöglichen, über ein kombiniertes, planwertbasiertes Wirk- und Blindleistungsmanagement einen hohen Anteil erneuerbare Energien aus dem Verteilnetz zu nutzen. Dabei können die Flexibilitätspotenziale aus dem Verteilnetz sowohl für das Übertragungs- als auch für das eigene Verteilnetz genutzt werden. Diese kombinierte Netzoptimierung wurde vollständig automatisiert. Dass die effizienteste Nutzung von Flexibilitäten erst dann erreicht wird, wenn Wirk- und Blindleistungsmanagement gleichzeitig berücksichtigt werden, ist eine der wichtigsten Erkenntnisse aus dem Demonstrationsprojekt.

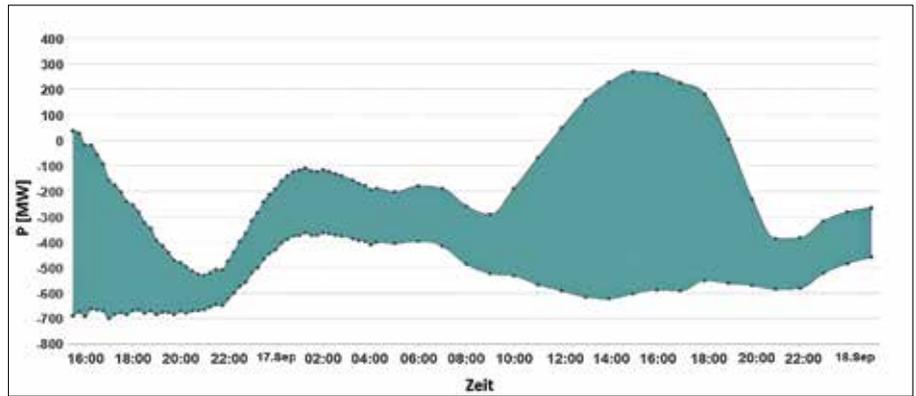
Ein neu entwickeltes Tool für die Spannungsregelung ermöglicht es Verteilnetzbetreibern wie Mitnetz Strom zudem, die Effizienz des Netzbetriebs zu verbessern. Das Tool



Der Autor: Maik Staudt

Maik Staudt ist seit dem Jahr 2014 bei Mitnetz Strom tätig. Mit dem Start von EU-SysFlex wurde Staudt zum Projektverantwortlichen, ab 2019 zum Projektleiter für den Deutschen Demonstrator. Zudem koordiniert er weitere Forschungs- und Entwicklungsthemen.

entlastet auch das Betriebspersonal, indem es optimierte Netzzustände vorhersagt und die erforderlichen Flexibilitätswerte vorschlägt, um die optimierten Netzzustände im Verteilnetz zu erreichen. Die Flexibilitätsprognosen wurden im deutschen Demonstrator durch den Partner Fraunhofer IEE aus Kassel deutlich optimiert: Die Prognosegenauigkeit für die Einspeisung von erneuerbaren Energien verbesserte sich um fünf Prozent, die Lastprognose um acht Prozent. Das hat neben der Nutzung von Blindleistungsflexibilität auch zur Reduzierung der benötigten Maßnahmen im planwertbasierten Engpass-Management (Redispatch 2.0) beigetragen. Durch die Optimierung werden in Zeiten ohne externe Anforderungen von Flexibilitätsbedarfen auch die Netzverluste minimiert. Insgesamt wur-



Wirkleistungs-Flexibilitätspotenzial am Beispiel der Netzregion Sachsen-Anhalt.

de ein Reduzierungspotenzial der Netzverluste um jährlich fünf Prozent prognostiziert.

Das Forschungsprojekt EU-SysFlex brachte wichtige Erkenntnisse, um das Netz sicherer, zuverlässiger und effizienter zu gestalten. Der deutsche Demonstrator im Verteilnetz von Mitnetz Strom hat insbesonde-

re für die Umsetzung von Redispatch 2.0 wertvolle Ergebnisse geliefert. Für das Verteilnetz ist vor allem das innovative Flexibilitätsmanagement in Form der kombinierten Optimierung von Wirk- und Blindleistung hervorzuheben, denn nur dadurch lassen sich Effizienz- und Kostenvorteile im Netz erzielen. ■



prego.
services

Einspeisemanagement: Kaufmännische Abwicklung outsourcen schafft Freiräume

Erfahren Sie mehr:
www.prego-services.de

Eine Win-win-win-Situation

Das Interesse am Power Purchase Agreement (PPA) nimmt zu. Immerhin bieten diese Stromkaufvereinbarungen Vorteile für Energieproduzent, Netzbetreiber und Energiekunde gleichermaßen. Selbstläufer sind diese Verträge allerdings nicht.

Immer mehr Erneuerbare-Energien-Anlagen entstehen auf Basis einer Stromkaufvereinbarung, dem so genannten Power Purchase Agreement (PPA). Mittels PPA hat etwa das Unternehmen Air Liquide mit Vattenfall seinen bislang größten, 15 Jahre laufenden Stromabnahmevertrag geschlossen. Geliefert werden aus den Niederlanden jährlich rund 500 Gigawattstunden (GWh) erneuerbarer Strom aus dem Offshore-Windpark Hollandse Kust Zuid. Zahlreiche Direktlieferverträge mit Betreibern von Windenergieanlagen hat außerdem der Versorger Naturstrom für das Jahr 2022 abgeschlossen. Insgesamt 324 Anlagen mit einer Leistung von 200 Megawatt (MW), bei denen die EEG-Vergütung ausgelaufen war, wurden unter Vertrag genommen. Der Grünstrom wird nun direkt vermarktet. Auch RWE Supply & Trading vertreibt künftig per PPA Strom aus einem neuen Solarpark der Firma Enerparc im oberhessischen Lauterbach. Die Anlage leistet rund 57 MW.

Das Unternehmen Schoenergie hat in der Gemeinde Nalbach im Landkreis Saarlouis die größte Photovoltaik-Freiflächenanlage des Saarlands errichtet. Die dort erzeugten 7,4 MW werden über die Stadtwerke Trier vertrieben. Und auch Uni-Per und Entega werden ab dem Jahr 2024 300 GW auf diese Art erzeugen und vertreiben. Als grüne Stromquelle dient hier die Wasserkraft am Lech.

Bei Green PPA handelt es sich in der Regel um mittel- bis langfristige Verträge, die zwischen einem Abnehmer und einem Erzeuger geschlossen werden. Im Vordergrund stehen die Herkunftsnachweise von grünem Strom. Es sind Versorgungsverträge im Sinne des § 3 Nr.18a EnWG (Energiewirtschaftsgesetz). Die Laufzeiten von bis zu 20 Jahren sind vor allem durch die Investitionen in die Anlagen begründet. Das Modell ähnelt dem des Contracting, bei dem der Contractor eine bestimmte Energiemenge liefern muss und ihm überlassen bleibt, wie er das tut. Gleichzeitig garantieren die langen Laufzeiten einen stabilen Strompreis über den gesamten Zeitraum hinweg.

Verschiedene Modelle

PPA-Modelle gibt es mehrere. Beim so genannten On-site-PPA erfolgt eine direkte physische und nicht nur eine bilanzielle Stromlieferung. Das bedingt räumliche Nähe zwischen Erzeuger und Verbraucher. Netzentgelte könnten so ent- oder geringer ausfallen. Eine rein bilanzielle Abnahme zwischen Erzeuger und Verbraucher erfolgt hingegen beim Off-site PPA. Die zu liefernde Strommenge wird festgelegt, das Netz entsprechend beansprucht. Vorteil ist die räumliche Entkopplung von Erzeugung und Verbrauch. Beim Sleeved PPA handelt es sich um eine Variante des Off-site PPA. Ein Energiedienstleister

übernimmt hier die Prozesssteuerung voll oder teilweise. Dazu können auch der Verkauf von Überschussmengen oder die Vermarktung der entstehenden Grünstrom-Zertifikate gehören. Finanzielle PPA schließlich entkoppeln physische und finanzielle Stromflüsse. Das ermöglicht flexiblere Verträge. Grundlage ist ein Preis je Kilowattstunde (kWh) Strom, der dann aus unterschiedlichen Quellen stammen kann. Ein Contract for Difference sorgt für Ausgleichszahlungen bei Abweichungen von diesem Festpreis. Einen Leitfaden für das Green-PPA-Vertragswesen bietet die Deutsche Energie-Agentur (dena) zum Download an.

Der monetär bedeutsamste Aspekt des PPA ist die Anlagenfinanzierung jenseits des EEG. Aufgrund ihrer Größe nehmen die Anlagen nicht an den Ausschreibungen teil. Ihre Finanzierung erfolgt zwischen dem Auftraggeber, also dem Stromgroßkunden, den Anlagenbetreibern (die im engeren Sinne die Vertragspartner sind) und dem Netzbetreiber. Allen dreien winkt eine Win-win-win-Situation, da sie einen höheren Anteil an erneuerbaren Energien für sich verbuchen können.

„Die Monetarisierung von CO₂-Emissionen sowie Reputationsrisiken zwingen die Unternehmen dazu, solche Geschäftsmodelle anzupassen, in denen Emissionen einen Wert bekommen“, erklärt Folker Trepte, Partner und Leiter Energiewirtschaft bei PricewaterhouseCoopers (PwC) Deutschland. „Langfristige grüne Lieferverträge – so genannte Corporate Green PPA –

können wesentlich dazu beitragen, einen signifikanten Teil der Emissionen im Unternehmen zu marktfähigen Bezugskosten glaubhaft zu senken.“ Technologieentwicklungen verbessern nach Angaben von Trepte die nivellierten Stromgestehungskosten und machen grünen Strom zur rentablen Wahl. Unternehmen, die geförderten Grünstrom beziehen, können dies aufgrund des Doppelvermarktungsverbots im EEG für ihre Klimabilanz aber zum Teil nicht nachweisen. Gegenüber dem Abnehmer glaubhaft wird die Reduzierung des CO₂-Fußabdrucks mit aus der Erzeugungsanlage gekoppelten Herkunftsnachweisen. Dafür brauche die Industrie die Green PPA, so Trepte. Für größere Energieverbraucher könne darüber hinaus eine Direktinvestition in Erneuerbare sinnvoll sein. Die Strombezugsseite sei dadurch dauerhaft gesichert, freies Kapital werde angemessen verzinst.

Green PPA sind trotzdem keine Selbstläufer. Der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) mahnte erst kürzlich bessere Rahmenbedingungen an. Denn es sind auch einige Nachteile zu beachten. Die dena nennt hier die Risikoverteilung sowie Finanzierungsrisiken. Zudem fehlen Standards im Green-PPA-Markt. Abnehmende Unternehmen, die nicht über genug Know-how im Markt verfügen, brauchen Unterstützung beim Abschluss eines Green PPA. „Unterhalb von zehn Gigawattstunden im Jahr stehen die Erlöse eventuell nicht im Verhältnis zu den Kosten der Vertragsverhandlung und der Bewirtschaftung. Die langen Laufzeiten übersteigen den originären Planungszeitraum von Abnehmern“, sagt Folker Trepte.

Frank Urbansky

VIVAVIS Talk

„Die Zukunft steuern über das SMGW – Unsere Lösung für ein intelligentes CLS-Management“

21. und 28. September 2022,
11.00 – 12.00 Uhr

Die Anzahl von Erzeugungsanlagen in der Niederspannungsebene nimmt stetig zu, die Anzahl neuer Verbraucher ebenso. Das Netz im Lot zu halten wird immer herausfordernder. Für Netzbetreiber wird es somit immer wichtiger, steuernd eingreifen zu können.

Erfahren Sie in unserem VIVAVIS Talk, wie Sie mit CLS-Operator und FNN-Steuerbox die Infrastruktur des intelligenten Messsystems zum netzdienlichen Steuern nutzen können.

Melden Sie sich jetzt über das Scannen des QR-Codes ganz bequem für die virtuelle Veranstaltung an. Die Inhalte beider VIVAVIS Talks sind identisch, wählen Sie einfach Ihren bevorzugten Termin aus.



Smart Charging von morgen



Mit dem zeitlich flexiblen Ladevorgang von E-Fahrzeugen in Verbindung mit einem Ladeplan können Energiemarkt-Teilnehmer individuelle Anreize schaffen und Verteilnetzbetreiber regulierend eingreifen. Ein Modell für die Zukunft – wenn alle Stakeholder mitziehen.

E-Autofan Martin Dorwege kommt um 17.30 Uhr nach Hause, fährt seinen Audi e-tron in die Garage, steckt das Ladekabel ein und weiß: Morgen früh um acht Uhr kann er wieder in sein Fahrzeug steigen, mit dem guten Gefühl, dass es über Nacht mit grüner Energie geladen wurde. Gleichzeitig weiß der Verteilnetzbetreiber (VNB) genau Bescheid, wann geladen wird und kann steuernd eingreifen, ohne Komfortverlust für den Kunden.

Noch ist das Wunschdenken. Doch woran hakt es bei der Umsetzung? An intelligenten Fahrzeugen? Die sind längst in Produktion und teilweise schon auf dem Markt. An individuellen Anreizen und Ange-

boten seitens der Energieversorger, mit denen Kunden möglichst grünen oder flexiblen Strom beziehen? Auch die sind bei den Anbietern längst in der Pipeline. Dann an der Möglichkeit für VNB, im Falle der Gefährdung der örtlichen Netzstabilität eine zeitliche Ladealternative anzubieten? Hier wird es schwierig. Denn praktikable Lösungen für den sinnvollen Eingriff in den Ladeablauf waren bislang nicht vorhanden.

Das Unternehmen GISA hat bereits im Jahr 2021 eine Kooperation mit dem Verteilnetzbetreiber Mitnetz Strom und dem Automobilhersteller Audi vorangetrieben und für die Hürde auf dem Weg zum smarten

Laden eine valide Lösung gefunden. Damals gelang es in einem ersten Projekt, das netzdienliche Laden von Elektrofahrzeugen durch eine stufenlose Leistungsreduktion während des Ladevorgangs über das Smart Meter Gateway (SMGW) umzusetzen und damit ein Werkzeug für den VNB zur Vermeidung eines örtlichen Blackouts bereitzustellen (*siehe stadt+werk Ausgabe März/April 2021*).

Einziger Wermutstropfen: Der VNB musste damals in den Ladevorgang eingreifen. Wurde ein E-Auto geladen und ein VNB stellte ein Problem in der Niederspannung fest, musste er ad hoc eine Leistungsreduktion vornehmen. Eine Maßnahme, welche nicht immer in Einklang zu bringen ist mit den Vorstellungen des Fahrers für das Laden seines Elektromobils. Im Nachfolgeprojekt Smart Charging

haben die Kooperationspartner diesen Aspekt daher weitergedacht. Gemeinsame Vision war ein zentraler Gedanke: Es wäre für alle Marktrollen deutlich interessanter, wenn sich der Ladevorgang des Automobils für alle Beteiligten vorausschauender planen und automatisiert umsetzen ließe.

Kundenanreiz trifft Netzplanung

Energiewirtschaftliche Marktrollen haben die Möglichkeit, Fahrern von E-Autos so genannte Incentives (Anreize) zu geben. Kunden könnten beispielsweise damit gelockt werden, dass sie besonders umweltbewusst laden können, wenn sie flexibel in der Ladezeit sind und den Ladevorgang an den Vorgaben des Energieanbieters ausrichten. Das ist schon smart, muss aber noch weitergedacht werden. Denn wenn viele Elektromobile nach dem gleichen Anreiz geladen werden, könnte es zu örtlichen Problemen in der Niederspannung kommen.

Spannend ist nun der nächste Schritt: Mit Smart Charging wird der anhand der Vorgaben optimierte Ladeplan an den VNB gegeben. Er hat dann die Möglichkeit, diesen zu prüfen und in seiner operativen Netzauslastung zu berücksichtigen. Das kann etwa mithilfe der von Mitnetz Strom entwickelten Netz-Check-in-Logik umgesetzt werden. Der nächste Schritt in der Umsetzung beschäftigt sich mit der möglicherweise notwendigen Anpassung des Ladeplans. Als Resultat fußt der Ladevorgang auf externen Anreizen und ist zugleich mit dem VNB abgestimmt. So lassen sich Kundennutzen und Netzdienlichkeit intelligent verknüpfen.

Der Automobilhersteller Audi hat schon bei seinem ersten reinelek-

trischen Serienmodell Audi e-tron frühzeitig eine solche Steuerungslogik berücksichtigt und in der IT des Fahrzeugs eine zeitliche Ladeplanung unter Verwendung offener Standards wie EEBUS und ISO15118 vorgesehen. Die Ladeplanung berücksichtigt externe Anreize ebenso wie die internen Rahmenbedingungen des Fahrzeugs. Zugleich ist dem Autohersteller die Kundenperspektive außerordentlich wichtig – und damit die Incentivierung als anreizbasierter Ladevorgang, was ein kostenoptimiertes Laden bei gleichzeitiger Berücksichtigung der Kundenbedürfnisse wie der Erreichung des gewünschten Ladezustands zu einer festgelegten Zeit ermöglicht.

Gemeinsam mit Partnern, zu denen auch eSYSTEMS als Hersteller des Ladesystems, EMH metering als Spezialist für intelligente Messsysteme sowie Robotron Datenbank-Software als Entwickler zählen, entstand unter Verwendung des EEBUS-Protokolls mit Smart Charging der Grundstein für eine intelligente Lösung, mit der Kunden Geld sparen und Verteilnetzbetreiber die Netzstabilität besser gewährleisten können.

Einen wichtigen Teil der Lösung übernimmt die Smart Energy Plattform von GISA, die auf der innovativen Software des Systementwicklers Robotron Datenbank-Software basiert. Für die sichere und BSI-konforme Kommunikation mit der energiewirtschaftlichen Anlage haben die Projektteilnehmer auf die Nutzung des transparenten CLS-Kanals des SMGG gesetzt. Diese Kommunikation zu beherrschen, ist komplex und birgt einige Herausforderungen. Zum anderen ist sie aber auch ein Garant für die Zukunftsfähigkeit des Projekts, denn

netzdienliche Anwendungen werden aus Sicht des gesetzlichen Regulators über das SMGW laufen. Eine Stärke, die Smart Charging vielen anderen Projekten voraussetzt.

Markt und Regulator am Zug

Das Pilotprojekt beweist, dass mit der richtigen Technologie und Komponenten, die bereits in Serie erhältlich sind, intelligente Ladevorgänge und die notwendige Netzsteuerung schon heute möglich sind. Die Machbarkeit hängt also nicht mehr von der technischen Umsetzung ab, sondern davon, ob alle Stakeholder mitziehen. Das gilt nicht zuletzt für den Gesetzgeber, der mit Regelungen zum § 14a Energiewirtschaftsgesetz, zur Koordinierungsfunktion und zum Smart Meter Roll-out wichtige Hebel in der Hand hält, um die Entwicklung zu forcieren.

Künftig sollen im Rahmen von Smart Charging noch mehr Anreize in das System eingespeist und die Systematik mit weiteren Partnern getestet werden. Weil ein Elektrofahrzeug als Batterie auf vier Rädern gedacht werden kann, richten sich die Gedanken zudem hin zur Integration von Vehicle-to-home bis hin zum bidirektionalen Laden. In jedem Fall möchten die Projektpartner mit ihrem Konzept eine Brücke zwischen Elektromobilität und Energiewirtschaft schlagen und einen konkreten und messbaren Beitrag für das Zusammenwachsen beider Felder leisten.

Uwe Klemm ist Bereichsleiter New Energy Solutions bei GISA; Steve Bahn ist Product Owner/Projektleiter für NetzFlex bei Mitnetz Strom; Hanswerner Görlitz ist Entwicklungsingenieur Smart Charging bei der Audi AG.

Die Kosten im Griff halten

Wie der Energiemarkt ist auch Wilken im Wandel, sagt Tobias Mann. stadt+werk sprach mit dem neuen Leiter Versorgungswirtschaft ENER:GY bei der Wilken Software Group über seine Ziele und die Unternehmensstrategie.

Herr Mann, die Gaskrise bringt möglicherweise noch viele Unternehmen in Bedrängnis. Dafür haben Sie das Zusatzmodul Insolvenz-Manager im Angebot. Ist Wilken besonders weit-sichtig bei der Produktentwicklung?

Es gab ja in der Vergangenheit einige große Insolvenzen etwa auf Seite der Lieferanten. Insbesondere die Netzbetreiber haben sich damit immer schwer getan, weil kurzfristig ein sehr hoher Mehraufwand entstanden ist. Im Juli vergangenen Jahres haben wir das Tool ausgeliefert, das alle Prozesse, die mit der Insolvenz zusammenhängen, hochautomatisiert managt. Und das war natürlich im Rückblick genau zum richtigen Zeitpunkt. Es wird aber auch zukünftig nützlich sein, denn das Insolvenz-Management-Tool wickelt auch Privatkunden-Insolvenzen ab.

„Wir sind als Innovationsführer auf einem guten Weg.“

Sie haben Anfang dieses Jahres die Leitung des Geschäftsbereichs Versorgungswirtschaft ENER:GY bei Wilken übernommen. Welche Erfahrungen bringen Sie in die neue Funktion ein?

Ich bin seit über zehn Jahren bei Wilken tätig. Angefangen habe ich direkt nach dem Studium im Consulting. Die Erfahrungen aus die-

sem Bereich nützen mir heute enorm, weil ich viel bei den Kunden war, mich um IT-Einführungsprojekte gekümmert und auch viele Seminare über unsere Lösungen gegeben habe. Später, in der Beratungsleitung konnte ich mein Wissen, meine Skills und Methodiken weitergeben und somit auch Kolleginnen und Kollegen fördern. Und das hat mich letztlich dahin gebracht, wo ich heute bin. Als Leiter des Bereichs Versorgungswirtschaft, einer unserer Fokusbranchen.

Welche Ziele haben Sie sich gesetzt und wie sieht die Strategie aus, mit der Wilken einen Energiemarkt im Umbruch angeht?

Ähnlich wie der Energiemarkt ist auch Wilken im Wandel. Wir haben in der Geschäftsführung einen Generationswechsel vollzogen. Und es gab intern zwei große Strategieprojekte, wie wir uns in der Wilken Software Group künftig aufstellen. Wir haben uns klare Ziele gesetzt: Branchen-, Produkt- und Innovationsführerschaft.

Wie ist die Ausgangsposition dafür?

Beim Thema Branchenführerschaft sind wir schon sehr weit. Laut einer aktuellen Marktanalyse sind wir mit unseren beiden Produktlinien NTS.Suite und ENER:GY mit einem Marktanteil von 18 Prozent schon ganz vorne mit dabei. Da fehlt nicht mehr viel, es ist also ein Ziel, das wir bis 2025 erreichen können. Produktführerschaft ist auch ein ganz wichtiges Element. Wir haben bei den energiewirtschaftlichen Kernprozessen, also Billing, Marktkommunikation, Rechnungswesen und Energiedienstleistung, schon heute das breiteste Produktportfolio von allen Mitbewerbern. Das verschafft uns einen ganz klaren Vorteil, weil Wilken-Lösungen Ende-zu-Ende-Prozesse ermöglichen. Auch als Innovationsführer sind wir auf einem guten Weg, denn wir sind der Zeit häufig einen Schritt voraus. So haben wir sehr früh eine Lösung zum Thema Mieterstrom oder für die Heiz- und Nebenkostenabrechnung angeboten. Wir haben auch viele Kunden, die innovative Wege gehen und beispielsweise mit uns in Testlaboren ein komplett neues Energiesystem ausprobieren.

Mit der Branchenlösung ENER:GY war Wilken in erster Linie im Seg-



Im Interview: Tobias Mann

Tobias Mann ist seit dem 1. Januar 2022 Leiter Versorgungswirtschaft ENER:GY bei der Wilken Software Group. Zuvor verantwortete er den Bereich Beratung und Projekte. Seit Anfang 2021 gehört Tobias Mann auch dem Management Board von Wilken an.

ment der mittelgroßen Energieversorger vertreten. Das soll sich nun ändern?

Ja. Große Versorgungsunternehmen setzen oft SAP IS-U ein. Das System ist abgekündigt und wir haben bereits zwei Kunden auf Wilken ENER:GY umgestellt. Eine Testierung, die wir in Auftrag gegeben haben, ergab, dass unser System die Performance hat, mindestens eine Million Zählpunkte innerhalb von 24 Stunden abzurechnen. Das zeigt, dass wir gerüstet sind, mit unserer Lösung Versorger jeder Größenordnung zu bedienen. Wir sind also bereit und greifen den Markt an der Stelle an.

Mit welchen Argumenten überzeugen Sie die Versorger von den Wilken-Lösungen?

Wir bieten automatisierte Standardprozesse, die vom Kunden selbst individuell angepasst werden können. Es handelt sich also um eine Standard-Lösung für die Branche, mit der Möglichkeit zur Veredelung. Ganz wichtig ist, dass mit unseren Lösungen energiewirtschaftliche Kernprozesse Ende-zu-Ende abgebildet werden. So können unsere Kunden die so genannten Cost to Serve reduzieren, also Kosten, die anfallen, um die Servicequalität zu steigern oder neue Produkte einzuführen. Auch die Kosten, um Neukunden zu gewinnen, können durch hochautomatisierte Prozesse gesenkt werden. Nicht zuletzt haben wir bewiesen, dass regulatorische Anforderungen immer fristgerecht umgesetzt werden. Kurz gesagt: Wir haben ein breites Produktportfolio und durch den tiefen prozessualen Aufbau der Software können unsere Kunden ihre Kosten im Griff behalten.

Welche Kundenprojekte würden Sie aktuell hervorheben?

Als Beispiel würde ich EWE Vertrieb nennen. Das Unternehmen setzt bei der Abrechnung aller Geschäftskunden im Bereich Energie auf Wilken ENER:GY – inklusive des P/5 Nebenbuchs, des P/5 Marktdatenaustauschs und des P/5 MDM Messdatenmanagements. Alle Abrechnungsprozesse für Strom, Gas, Wärme und des virtuellen Kraftwerks werden automatisiert. Ein weiteres interessantes Projekt führen wir mit E.ON Energy Solutions durch. Für die Abrechnung von Nah- und Fernwärme sowie der Heiz- und Nebenkosten wird Wilken ENER:GY eingeführt. Im Rahmen des Projekts werden die Abrechnungsprozesse neu definiert und durchgängig digitalisiert. Die neue Lösung soll zum 1. Januar 2023 produktiv gehen.

Es gibt einen Trend in der Energiewirtschaft, nicht alles aus einer Hand zu nehmen, weil Start-ups und Cloud-Anbieter verschiedene Lösungen zur Verfügung stellen. Wie sehen Sie sich in diesem Konzert?

Der Drang nach Plattformlösungen und einer hohen Integrationsfähigkeit ist sehr groß. Am Ende ist das eine Frage der Unternehmensphilosophie. Unsere Strategie ist ganz klar: Wir haben ein breites Produktportfolio über alle Kernthemen hinweg: CRM, Billing, Rechnungswesen, Marktkommunikation, Energiedaten-Management, Smart-Meter-Gateway-Administration, Workforce Management oder Zusatzmodule wie eine Heiz- und Nebenkostenabrechnung. Wir sind zudem offen für die Integration anderer Software. Ich persönlich halte es allerdings für einen großen Vorteil, dass unsere Lösungen Pro-

zesse ohne Schnittstellenproblematik ermöglichen.

Welche Themen treiben die Stadtwerke aus Sicht eines Software-Anbieters derzeit um?

Gerade in der jetzigen Situation, in der auch die Versorgungsunternehmen extrem mit den volatilen Preisen zu kämpfen haben, ist es umso wichtiger, IT- und Prozesskosten gering zu halten. Viele Versorger nehmen dafür auch Abstriche bei Funktionalitäten in Kauf und sagen, wir wollen wieder zurück zu einem Standard und müssen nicht alles

„Unsere Lösungen ermöglichen Prozesse ohne Schnittstellenproblematik.“

individuell machen. Aber auch IT-Architekturthemen gewinnen an Bedeutung. Die Fragen lauten: Wo liegen meine Daten? Wie schützt man sich vor Cyber-Angriffen? Für die Energieversorger wird es immer wichtiger, dass die Daten in Deutschland liegen. Hier können wir die Kunden mit unserem zertifizierten Rechenzentrum unterstützen.

Interview: Alexander Schaeff; Dokumentation: Thomas Nolte



**Folgen Sie
stadt + werk
auf Twitter:**

twitter.com/stadtundwerk

www.stadt-und-werk.de

Die Zukunft liegt in der **Cloud**

Das energiewirtschaftliche Daten- und Prozess-Management in die Cloud zu bringen, ist eine wesentliche Prämisse für das Gelingen der Energiewende. Das Unternehmen Arvato Systems hat hierfür die Arvato Energy Platform entwickelt.

Mit dem Osterpaket hat das Bundeskabinett Anfang April dieses Jahres die zentrale Gesetzesnovelle für die Beschleunigung des Erneuerbaren-Ausbaus beschlossen. Das forcierte Tempo bei der Energiewende beschert der Energiewirtschaft auf allen Ebenen neue Herausforderungen. So sind etwa immer mehr dezentrale, zumeist volatile Erzeugungsanlagen ins Netz zu integrieren. Um die Netzstabilität aufrechtzuerhalten und neue administrativ-kaufmännische Prozesse beherrschen zu können, müssen immer mehr Messdaten aus Erzeugungsanlagen, Speichern und Verbrauchsstellen in Echtzeit erhoben und verarbeitet werden. Das Zusammenwachsen der Sektoren erzeugt zudem neue Management-Aufgaben. Da die Energieversorgung zu den Kritischen Infrastrukturen zählt, gelten für die dort eingesetzten IT-Systeme besonders hohe Sicherheitsanforderungen. Aufseiten der Messtechnik werden mit dem Rollout intelligenter Messsysteme (iMSys) die Weichen für die Zukunft gestellt. Doch was ist mit den Systemen, die all die Mess- und Zustandsdaten verarbeiten und die Prozessautomation ermöglichen müssen?

Ein „Weiter so wie bisher“ kann es nach Ansicht von Horst Wolter bei den Versorgern nicht geben. Der Manager von Arvato Systems ist überzeugt, dass die vielerorts noch genutzten On-Premise-Software-Lösungen künftigen Digitalisie-

rungsanforderungen nicht standhalten können, weil sie in mehrfacher Hinsicht Nachteile haben. „Die gravierendsten Handicaps sehe ich in fehlender Skalierbarkeit und Flexibilität. Das betrifft einerseits die mit der Zeit wachsenden Datenmengen, die zu verarbeiten sind. Aber auch monatelange Projektlaufzeiten bei der Einführung neuer Software-Systeme sind in Zeiten zunehmender Marktdynamik nicht mehr akzeptabel – von den Kosten ganz zu schweigen.“

Wolter illustriert dies am Beispiel eines Serviceanbieters, der innovative Dienstleistungen vermarkten möchte. „Er muss heute schnell damit am Markt sein, um dem Wettbewerb zuvorzukommen oder zumindest auf Augenhöhe zu sein. Hierfür benötigt er eine IT-Lösung, die schnell konfiguriert werden kann und eine unkomplizierte Abbildung seiner Prozesse ermöglicht – und das zu überschaubaren Kosten. Das Geschäftsvolumen wird anfangs vermutlich überschaubar sein, mit der Zeit aber wachsen, wenn es gut läuft, sogar rasant. Dazu muss eine Software stufenlos skalierbar und entsprechend performant sein.“

Doch bevor innovative Produkte oder Geschäftsmodelle in der Praxis umgesetzt werden, müssen Risiken minimiert werden. Dass neue Geschäftsmodelle nicht funktionieren, ist keine Seltenheit. Besonders fatale Folgen hätte dies, wenn bei

einem Scheitern hohe Anfangsinvestitionen in Software abgeschrieben werden müssten. Teilweise werden neue Geschäftsmodelle gar nicht erst gestartet, weil die finanzielle Anfangsinvestition und das damit verbundene Risiko zu hoch erscheinen. Herkömmliche IT-Strategien entpuppen sich somit als Innovations- und Marktbremse.

Cloud löst viele Fesseln

Die Antwort auf solcherlei Bedürfnisse und Prämissen ist die Bereitstellung von Software und Prozessen aus der Cloud. Software-Bausteine und Funktionen stehen vorkonfiguriert und tiefenintegriert auf einer Plattform bereit und können mandantenbasiert genutzt werden. Module lassen sich bedarfsorientiert buchen. Abgerechnet wird nach dem Pay-per-Use-Modell. Auf diese Weise lassen sich alle oben skizzierten Anforderungen erfüllen: minimales Risiko, einfache Nutzung, maximale Flexibilität und kaum administrativer Aufwand. „Der Plattformansatz befähigt EVU, Leistungen und Services zu erbringen, die sie im sich rasant wandelnden Energiemarkt sonst nicht oder nur eingeschränkt realisieren könnten“, bekräftigt Horst Wolter. „Plattformnutzer werden einerseits von Ballast befreit, wie Systempflege, Update-Management, Komplexität oder Risiken. Andererseits macht der Cloud-Ansatz schnell und umfassend handlungs- und wettbewerbsfähig. Das Plattform-Modell ist somit ein universeller Enabler und Performance-Booster für Energieunternehmen jeder Größe, Marktrolle und Herkunft.“

Arvato Systems geht bei der Arvato Energy Platform (AEP) sogar noch einen Schritt weiter: Wenn gewünscht und sinnvoll, können Kunden bestehende Software-Lösungen weiterhin nutzen. Diese Bausteine können – gleich welcher Herkunft und Funktion – mit den gebuchten AEP-Modulen kombiniert werden. Das gilt für alle Marktrollen, die Arvato mit der Plattform anspricht. Die AEP bietet laut Wolter darüber hinaus den Vorteil, dass alle Basisfunktionen für eine zeitgemäße Software-Nutzung als Grundgerüst vorhanden sind: integratives Front End mit grafischer Benutzeroberfläche, Systemfunktionen wie Zugriffssteuerung, Nutzerverwaltung, Provisonierung der gebuchten Module oder Monitoring sowie die Steuerung des Datenaustauschs. Da die

AEP auf Microsoft Azure basiere, sei ein Höchstmaß an integrierter und beständig optimierter IT-Sicherheit ebenfalls Teil des Pakets.

Praxis bestätigt Annahme

Erste Projekte zeigen, dass die Strategie aufgeht. Idealtypisch ist ein Praxisbeispiel für die Marktrolle Vertrieb: Ein großer kommunaler Energieversorger gründete ein Tochterunternehmen für den deutschlandweiten Vertrieb von Ökostrom. Das junge Unternehmen administriert sein Geschäft nicht mit der monolithischen Bestands-Software des Mutterhauses, sondern auf Basis der Arvato Energy Platform. Dabei kommen die plattform-immanenten Vorteile voll zum Tragen: Der Vertrieb kann ohne exorbitante Anfangsinvestiti-

onen klein und schlank starten. Alle Prozesse von der Kundenakquisition über die Rechnungsstellung bis hin zum Führen des Nebenbuchs konnten innerhalb von zwei Monaten produktiv gesetzt werden. Das System wächst mit dem Zuwachs an Endkunden automatisch mit. Die Pay-per-Use-basierte Abrechnung sorgt für transparente und berechenbare Kosten. Nicht zuletzt hat sich bestätigt, dass sich mit effizienten Standardprozessen ein bemerkenswert niedriges Cost-to-Serve-Verhältnis erreichen lässt. Das Ergebnis ist so überzeugend, dass der Versorger darüber nachdenkt, auch das Management des Stammgeschäfts in die Cloud zu transferieren.

Gerhard Großjohann ist freier Journalist in Steinhagen.



HESS MultiPay 411

So individuell wie Ihre Anforderungen

Der HESS MultiPay 411 ist unser neuester und fortschrittlichster Kassenautomat. Dank des **modularen Aufbaus** und der **komplett individualisierbaren Gerätefront** lässt er sich exakt auf Ihre Anforderungen anpassen.

- ▶ Münz- und Notenrecycling für bis zu 8 Sorten (je nach Konfiguration)
- ▶ Individualisierbare Gerätefront
- ▶ Sicherer Datenaustausch über Schnittstellen zu Ihren Fach- und Finanzverfahren
- ▶ Cashmanagement über Leitstandstechnologie
- ▶ Umfangreiches Service- und Dienstleistungsportfolio

Kontaktieren Sie uns noch heute und konfigurieren Sie sich Ihren individuellen HESS MultiPay 411 Kassenautomat.

Telefon: +49 7159 4009-0
E-Mail: vertrieb@hess.de
Web: hess.de



Standardfront



California erleichtert das Bauen

Für die Digitalisierung sämtlicher Prozessabläufe nutzte die ENNI-Unternehmensgruppe das AVA- und Baukosten-Management-System California von G&W Software. Mit der Anwendung lassen sich die gesamten Bauprojekte reibungslos abwickeln.

Die ENNI-Unternehmensgruppe, Versorger und Infrastrukturdienstleister für Moers, den Niederrhein und viele Kunden bundesweit, sorgt seit Jahren mit optimierten Geschäftsprozessen basierend auf aktuellen IT-Systemen für eine reibungslose Versorgung ihrer Kunden. Hierfür verwendet ENNI seit dem Jahr 2005 das AVA- und Baukosten-Management-System California von G&W Software. Der Software-Hersteller unterstützt die Unternehmensgruppe dabei, ihre zahlreichen Bauprojekte abzuwickeln. Die Lösung ermöglicht unter anderem eine automatisierte Kostenplanung mit Grabenmodellen, die Erstellung von Leistungsverzeichnissen (LV), Aufmaßfassung,

Projektabrechnung und -überwachung, Kosten-/Mengen-Splitting mit Verteilung nach Kostenträgern, Abwicklung der Arbeiten auf Basis von Jahresverträgen sowie die Zugriffsrechteverwaltung. Werner Laschik, Leiter des Bereichs Bauabrechnung, Baucontrolling und Vermessung bei ENNI, erklärt: „Ohne die Software wären Aufmaßerstellung, Abrechnung, Kostenschätzung und Kostenplanung nicht mehr denkbar.“

Abläufe digitalisiert

Vor dem Umzug in ein neues Verwaltungsgebäude im Jahr 2020 setzte sich ENNI das Ziel, sämtliche Prozessabläufe vollständig zu digi-

talisieren. Hierfür präsentierte G&W Software den ENNI-Mitarbeitenden das California-Modul zur integrierten Büro- und Projektorganisation (BPO) und den Druckdirektor. Bei letzterem handelt es sich um einen virtuellen Drucker, der auf dem System des Kunden implementiert wird. Über eine Druckerliste kann der Anwender allen Beteiligten den benötigten Ausdruck an einem gewünschten Ort hinterlegen. Die in BPO integrierte Dokumentenverwaltung verbindet unter anderem die elektronische Projektakte mit internen und externen Dokumenten. Ebenso kann das Modul Excel-Dateien sowohl importieren als auch exportieren. Darüber hinaus fungiert es als elektronische Bauakte. Der Anwender bearbeitet, verwaltet und archiviert damit beliebige Dokumente wie PDF-, jpg-, Word-, Excel- sowie CAD-Dateien.

Werner Laschik erläutert: „Gemeinsam haben wir die Abläufe analysiert sowie die Prozesse definiert. Daraufhin haben wir uns entschieden, die Digitalisierung der Abrechnungsdokumente in California durchzuführen.“ Tausende jährlich erzeugte Dokumente sollten automatisch einen eindeutigen Dateinamen erhalten. Dieser musste nach gewissen Kriterien baustellenbezogen vergeben werden. „Die Vergabe der eindeutigen Dateinamen war das absolute K.-o.-Kriterium“, so Laschik. Diese Anforderung konnte G&W erfolgreich umsetzen, indem die Anwendung die Dokumente mit Merkmalen wie Datum sowie Name des Auftragnehmers und des Aufmaßblatts versieht. Dadurch erkennt der Druckdirektor die Art des Dokuments und leitet die definierten Aktionen in die Wege.

Drucken im Corporate Design

In BPO setzt der Anwender im Dokument diverse Merkmale wie Baustelle, Datum, Auftragnehmer und Abschlagszahlung. Einzelne Merkmale sind unsichtbar, da Angaben wie etwa der Ersteller nicht auf dem Dokument abgedruckt werden sollen. Damit sie der Druckdirektor erkennen kann, müssen sie zugleich im Dokument enthalten sein, denn aus ihnen generiert er einen eindeutigen Dateinamen. Hinterlegt sind auch die Verzeichnisse, in denen die Dokumente gespeichert oder an wen sie weitergeleitet werden sollen wie etwa Buchhaltung oder Auftragnehmer. Den Vorgang nimmt der Druckdirektor automatisch vor. Darüber hinaus wurden Vorlagen im Corporate Design von ENNI angelegt, in dem jedes Dokument zu drucken ist. Neben dem Briefpapier mit dem Logo beinhaltet dies weitere grafische Gestaltungselemente wie

Schriftart, Schriftgröße und Schrifttyp. Auf diese im Modul BPO hinterlegte Vorlage greift California bei Anlage eines neuen Dokuments automatisch zu.

Prozesse beschleunigt

Vor der Umstellung wurde alles in zweifacher Ausfertigung ausgedruckt und per Hauspost an die relevanten Abteilungen weitergeleitet, was viel Zeit in Anspruch nahm. Heute landet das Dokument mittels Druckdirektor in einem

Zielordner, auf den unter anderem die Buchhaltung zugreift. Der hohe Papierverbrauch gehört der Vergangenheit an. Zudem ist der gesamte Prozess beschleunigt, dabei revisionssicher, und alle Dokumente sind sofort auffindbar. Zur Zusammenarbeit mit dem Software-Hersteller resümiert Werner Laschik: „Mit G&W erarbeiten wir immer eine Lösung, die uns weiterbringt.“

Heike Blödorn ist freie Autorin in Karlsruhe.



ORTSNETZSTATIONEN EINFACH DIGITALISIEREN

WAGO Application Grid Gateway – das ist die Basisapplikation, die direkt aus Ortsnetzstationen heraus für bessere Netzzustandsbewertungen, ressourcenschonende Netzkoordination und effizienten Netzausbau sorgt. Dabei bieten zwei neue Zusatzapplikationen jetzt noch mehr Einsparpotentiale:

- **WAGO Application Medium Voltage Calculation:** die genaue Mittelspannungsberechnung – ohne resistive Koppler – in der Genauigkeitsklasse von 1,5 Prozent
- **WAGO Application Voltage Regulating Distribution Transformer:** die Ansteuerung des Stufenschalters regelbarer Ortsnetztransformatoren – ohne zusätzliche Hardware





Auf ins Solarzeitalter

Durch die aktuellen energiepolitischen Weichenstellungen zieht die Nachfrage im Bereich Photovoltaik deutlich an. Neben der Stromerzeugung bietet die Solartechnik auch im Wärmesektor viel Potenzial, wie zahlreiche solarthermische Großprojekte beweisen.

Die jetzt beschlossene Vervielfachung der Solarstrom-Ausbauziele ist ein unübersehbares Zeichen des Aufbruchs, zugleich aber auch eine Messlatte für die Energie- und Klimaschutzpolitik der kommenden Jahre. Dafür war die Reform des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) im Juli 2022 ein wichtiger Meilenstein. Das Gesetz sieht vor, die Leistung von Solarstromkraftwerken in Deutschland von heute rund 60 Gigawatt bis zum

Jahr 2030 auf 215 Gigawatt zu steigern. Dafür muss sich der Anteil der Solarenergie an der heimischen Stromversorgung in den kommenden zehn Jahren von derzeit rund zehn auf nahezu 30 Prozent verdreifachen.

Dieses Ziel ist ehrgeizig, aber alternativlos – und erreichbar, wenn bestehende Investitionsbarrieren nun konsequent eingerissen werden. Dafür braucht es schnell weitere Reformpakete. Der Bundesverband Solarwirtschaft (BSW-Solar) begrüßt, dass die Ampelkoalition mit dem energiepolitischen Osterpaket auch auf konkreter regulatorischer Ebene erste Weichen in die richtige Richtung gestellt hat:

Photovoltaik-Auktionsvolumen werden ab 2023 erhöht, die Flächenkulisse für künftige Solarparks etwas erweitert, der solare Eigenverbrauch bei großen Solardächern erleichtert und die Förderanreize zum Teil verbessert.

Nachfrage zieht an

Bei privaten Immobilienbesitzern und im Bereich großer Solarparks zeichnet sich bereits ein deutliches Anziehen der Nachfrage ab. So registrierte die Bundesnetzagentur bis Ende Mai dieses Jahres rund 45 Prozent mehr Anmeldungen von Solarstromanlagen im Eigenheimsektor und 80 Prozent mehr im Kraftwerksbereich. In den kommenden Monaten dürften die Zahlen weiter steigen. Jeder sechste Eigenheimbesitzer gab in einer vom Meinungsforschungsinstitut Yougov im Auftrag des BSW-Solar

Link-Tipp

Die Infobroschüre des BSW-Solar ist online zu finden unter:

- <https://bsw.li/3LS519E>

im Mai dieses Jahres durchgeführte Repräsentativbefragung an, in den kommenden zwölf Monaten eine Solaranlage installieren zu wollen.

All diese Maßnahmen sind wichtig, betreffen aber ausschließlich den Stromsektor. Der Krieg gegen die Ukraine war ein Weckruf, der die in den vergangenen Jahren eher stiefmütterlich behandelte Wärmewende plötzlich ins öffentliche und politische Rampenlicht gebracht hat. Wenn von der Bundesregierung die Alarmstufe Gas ausgerufen wird und der Bundesverband der Verbraucherzentralen vor einer Verdopplung bis Verdreifachung der Gaspreise binnen weniger Monate warnt, dann prüfen auch kommunale Entscheider und Stadtwerke alle verfügbaren Optionen in neuem Licht.

Potenziale auch bei Wärme

Allerorten wächst gegenwärtig die Erkenntnis, dass mithilfe von Solartechnik in den kommenden Jahren im Wärmesektor riesige heimische Energieressourcen erschlossen werden können. Solarthermische Kollektoren lassen sich eben nicht nur sinnvoll auf Eigenheimen für die Brauchwasser- und Heizungsunterstützung einsetzen.

Hiervon profitieren hierzulande bereits rund 2,5 Millionen Haushalte. Solarwärme kann ebenso in großen Mengen im Kraftwerksmaßstab für die Einspeisung in Nah- und Fernwärmenetzen erzeugt und mit nahezu allen anderen Kraftwerkstechnologien kombiniert werden. Wie bei Photovoltaik-Solarparks, so kann auch mittels Solarthermie-Megawattanlagen Solarenergie besonders preiswert geerntet werden. Häufig gelingt das bereits für unter fünf Cent je Kilowattstunde (ct/kWh).

Zahlreiche solarthermische Großprojekte belegen inzwischen bundesweit, wie Solarwärme großtechnisch genutzt werden kann, um den Preisanstieg zu dämpfen und die Versorgungssicherheit mit heimischer Energie zu sichern. Bundesbauministerin Klara Geywitz überzeugte sich im Juli dieses Jahres in ihrer Heimatstadt Potsdam von der beeindruckenden Leistungsfähigkeit der Solarwärme XL. Auf einem ehemaligen Deponiegelände nahmen die Stadtwerke Potsdam bereits im Jahr 2019 ein Solarkraftwerk mit einer Leistung von 3,1 Megawatt in Betrieb, bestehend aus 1.044 Vakuumröhrenkollektoren, gefertigt von der Firma Ritter XL – Made in Germany. Dutzende weitere, häufig noch deutlich grö-

ßere Solarkraftwerke werden in Deutschland gegenwärtig geplant und gebaut. Über Laufzeiten von 20 bis 30 Jahren werden sie die Kunden kommunaler Energieversorger mit günstiger, unabhängiger Wärme versorgen.

Die voraussichtlich noch in diesem Jahr startende Bundesförderung für effiziente Wärmenetze (BEW) und die aktuelle Preisentwicklung bei der fossilen Wärmeerzeugung dürften der Solarthermie im Kraftwerksmaßstab den entscheidenden Wachstumsschub verpassen. Mit dem Förderangebot aus dem Klimaschutzministerium von Bundesminister Robert Habeck soll der Umstieg auf solare Wärme noch attraktiver werden: In einem Zeitraum von sechs Jahren sollen erstmals die erneuerbare und klimaneutrale Wärmeerzeugung sowie der Ausbau der nötigen Netzinfrastruktur gefördert werden, so die aktuellen Planungen der Bundesregierung. Neben einer Investitionskostenförderung von 40 Prozent winkt eine Betriebskostenprämie von zwei ct/kWh, stabil über zehn Jahre. Der BSW-Solar hat sich zum Ziel gesetzt, in zehn Jahren bereits rund zehn Prozent des heimischen Raumwärmebedarfs durch unzählige Solardächer und große Solarheizkraftwerke zu decken.

Erfahrungen aus der Praxis

Als Hilfestellung für kommunale Entscheider hat der Branchenverband jüngst eine Infobroschüre herausgegeben, die anhand von fünf der rund 50 bereits realisierten Fernwärme-Solarkraftwerke aus Baden-Württemberg, Nordrhein-Westfalen und Brandenburg veranschaulicht, welche konkreten Wärmeerträge und CO₂-Einsparungen bereits jetzt erzielt werden ►



Der Autor: Carsten Körnig

Carsten Körnig ist seit Anfang 2006 Geschäftsführer des BSW – Bundesverband Solarwirtschaft, der Interessenvertretung der Solartechnik- und Solarspeicherbranche in Deutschland. Zuvor hatte er neun Jahre die Geschäftsführung der Vorgängerorganisation UVS – Unternehmensvereinigung Solarwirtschaft inne. Seit 2006 ist Körnig zudem Vizepräsident im Bundesverband Erneuerbare Energie (BEE).

konnten und vermittelt Kontakte zu deren Machern und unabhängigen Beratungseinrichtungen.

Die Stadtwerke Ludwigsburg-Kornwestheim etwa berichten hier von ihrer im März 2020 mithilfe der Firma GREENoneTEC in Betrieb genommenen Fernwärme-Solaranlage. Sie erstreckt sich über 25.000 Quadratmeter Aufstellfläche und deckt rechnerisch emissionsfrei den Wärmebedarf von 363 Haushalten. Die Anlagenbetreiber wollen ihre Erfahrungen gerne teilen: Ein eigens angelegter Infopfad vermittelt bildhaft und medienunterstützt Informationen rund um das Solar-kraftwerk.

Während in Ludwigsburg Fernwärme geliefert wird, ist ganz in der Nähe in Horb eine von der Ravensburger Firma cupasol geplante Nahwärmanlage im Bau. Hier sind die Planer der Anlage kreativ geworden: Eine intelligente Seilbrückenkonstruktion nutzt den Raum zwischen zwei Hallendächern zur Ernte der Sonnenwärme.

Über nunmehr zwei Jahre Betriebs Erfahrung verfügt auch die noch weiter südwestlich gelegene Fernwärme Ettenheim GmbH mit ihrer von der Firma Savosolar realisierten Großanlage. Sie ersetzt seit dem Jahr 2020 ein altes, erdgasbefeuertes Blockheizkraftwerk. Zufrieden zeigt sich auch Daniel Steube von den Stadtwerken Lemgo über ein von der Firma Viessmann im Frühjahr dieses Jahres in Betrieb genommenes 17.000 Quadratmeter großes Solarkollektorfeld: „Die Anlage weist über die gesamte Laufzeit nur sehr geringe variable Kosten aus und nimmt uns das CO₂-Preisrisiko. Der derzeitige immense Anstieg des Gaspreises und des CO₂-ETS-Preises bestätigen das.“ ■

Energiewende ganzheitlich denken

Um den Umbau der Energieversorgung zu meistern, muss der Ausbau von Windkraft und Photovoltaik um flexible Speichermöglichkeiten ergänzt werden. Mit seinen Hybridprojekten bietet ABO Wind hierfür verschiedene Ansätze an.

Um die Energiewende voranzubringen, sind erhebliche Investitionen in den Ausbau der erneuerbaren Energien, eine Steigerung der Energieeffizienz und der Aufbau einer neuen Strom- inklusive Wasserstoffinfrastruktur notwendig. Batteriespeicher helfen eigenständig oder in Verbindung mit Wind- oder Solarparks, die Stromnetze zu stabilisieren und die Einspeisung zu verstetigen.

Schnelle Speichersysteme

ABO Wind hat frühzeitig begonnen, die Energiewende ganzheitlich zu denken. Das Unternehmen plant sowohl hybride Energiesysteme, die Solar- und/oder Windenergie mit Batteriespeichern oder Wasserstoff-Elektrolyse verbinden, als auch reine Batterieprojekte. Im Juni 2022 hat es seinen ersten allein stehenden Batteriespeicher in Betrieb genommen: Die Anlage im nordirischen Kells – mit einer Leistung von 50 Megawatt (MW) beziehungsweise 25 Megawattstunden (MWh) – zählt mit 100 Millisekunden Reaktionszeit zu den schnellsten Speichersystemen der Welt und hilft, auf Erzeugungs- und Verbrauchsschwankungen im Inselfeld zu reagieren. Auch in anderen Ländern plant und errichtet ABO Wind ähnliche Projekte. In Deutschland hat das Unternehmen in diesem Jahr bereits drei Baugenehmigungen für reine Batterieprojekte erhalten.

Die Innovationsausschreibungen der Bundesnetzagentur fördern schon seit zwei Jahren Kombinationen von Erneuerbare-Energien-Anlagen mit Batteriespeichern. Bei den bislang vier Innovationsausschreibungen hat sich ABO Wind Tarife für acht Hybridprojekte mit einer Gesamtleistung von 43 MW gesichert. So kann das Unternehmen die grüne Stromerzeugung bestmöglich mit der vorhandenen Netzinfrastruktur verknüpfen. Im rheinland-pfälzischen Wahlheim ging 2022 das erste dieser Projekte ans Netz. Die Freiflächen-Photovoltaikanlage hat eine Leistung von 1,5 Megawatt peak (MWp), die Batterie 0,5 MW.

Hybridprojekte bringen Vorteile für das gesamte Energiesystem. Zudem spart der Projektierer etwa zehn Prozent der Investitionskosten ein, die bei separaten Projekten anfallen. Die Netzinfrastruktur kann in Teilen gemeinsam genutzt werden, und auch der große Kostenblock der Eigenversorgung der Anlagen vor Ort kann deutlich günstiger erbracht werden. Zudem ergeben sich Synergien bei der Überwachung und Wartung. Der Betreiber eines solchen Energieparks aus der Innovationsausschreibung profitiert von einer festen Marktprämie. Die fixe staatliche Vergütung fließt zusätzlich zu den Erlösen aus der Stromvermarktung. Die Batterie steigert den Wert des Stroms aus

einem Wind- oder Solarpark. Denn der Strom kann verzögert eingespeist werden, um höhere Marktpreise zu nutzen.

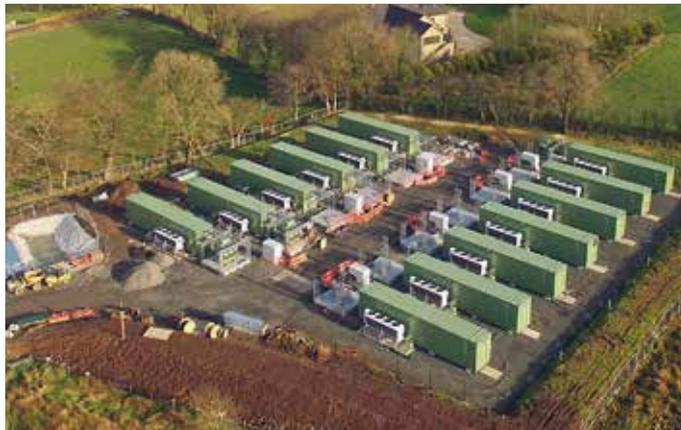
Mehraufwand in der Planung

Allerdings steigt für Projektentwickler auch der Aufwand. Üblicherweise arbeiten bei der Entwicklung von Wind- und Solarparks Planer, Bau- und Elektroingenieure, Einkäufer und Finanzierer zusammen. Mit der Erweiterung der Projekte um eine Speicherkomponente wächst auch die Komplexität. ABO Wind ist daher im stetigen Austausch mit den Herstellern der Batterie, der Solarmodule, dem Zoll und verschiedenen Subunternehmen vor Ort. In den vergangenen Jahren sind die logistischen Anforderungen durch die Probleme in den globalen Lieferketten gestiegen.

Der enge Austausch war für ABO Wind ein Katalysator, um sein Know-how zu erweitern und spezifisches Fachwissen aufzubauen. Das hilft dem Unternehmen bei der Planung weiterer Hybridprojekte. Zudem kann es seinen Kunden dadurch vielfältige und zum Teil maßgeschneiderte Lösungen in diesem wachsenden Segment anbieten. Denn schließlich bringt jedes Projekt spezifische Herausforderungen mit sich. So plant ABO Wind bereits ganz unterschiedliche Anschlusskonzepte für den Netzzugang. Nicht immer holt die gängige Mittelspannung das Optimum heraus. In Wahlheim wurde ein Anschluss auf der Niederspannung bei 800 Volt Alternating Current (VAC)

der Teilsysteme Speicher- und PV-Anlage gewählt. Auch beim Thema Batterie setzt ABO Wind auf individuelle Lösungen: Im Rahmen des Projekts in Leutershausen (8,7 MWp, ab Herbst 2022 im Bau) etwa nutzt das Unternehmen erstmals einen modular aufgebauten Lithium-Eisenphosphat-Akkumulator (LFP-Akku), um den Spezifika der Innovationsausschreibung besser gerecht werden zu können.

Doch nicht nur ABO Wind als Projektierer hat sich bei Hybridprojekten weiterentwickelt. Das gilt ebenso für Kommunen, Hersteller



Alleinstehender Batteriespeicher im nordirischen Kells.

und insbesondere die Netzbetreiber. So gibt es unterschiedliche Interpretationen darüber, auf welcher Basis der Netzanschluss dimensioniert werden muss: Zählt nur die Direct-Current (DC)-Leistung der Photovoltaikanlage oder doch die kombinierte Leistung aus Photovoltaik und Batterie – und mit welchem Faktor soll dann gerechnet werden? Noch gravierender ist der Unterschied, wenn sowohl Wind als auch Photovoltaik mit einem Speicher kombiniert werden.

Die Elektroingenieure von ABO Wind haben für die gemeinsame Stromeinspeisung unterschiedlicher erneuerbarer Kraftwerke an

einem Anschlusspunkt ein Regelungs- und Schutzkonzept entwickelt. Die Steuerung ermöglicht es, die Kapazität des Netzanschlusses optimal zu nutzen, was sowohl betriebs- als auch volkswirtschaftlich sinnvoll ist. Das Hybridprojekt in Wahlheim gehört zu den ersten drei Projekten, bei denen ein solches Konzept mit den Netzbetreibern umgesetzt wurde.

Bestehende Hürden

Trotz aller Fortschritte gibt es weiterhin noch einige Hürden. Derzeit kann der Speicher als Teil einer Anlagenkombination nicht das Optimum für das Energiesystem herausholen. Die installierten Speicher könnten wesentlich mehr zur lokalen Netzstabilisierung beitragen, wenn es erlaubt wäre, sie aus dem Netz zu laden. Dafür dürften sie aber ihre Grünstromeigenschaft nicht verlieren, wie es derzeit noch

der Fall ist. Zur Verhinderung von Greenwashing gibt es entsprechende technische Lösungen. Auch die aktuell vorgesehenen Änderungen bei den Innovationsausschreibungen sind ein Rückschritt, da die gleitende Marktprämie keinen Anreiz für eine marktbasiertere Modellierung bietet. Betrachtet man die Energiewende aber ganzheitlich, werden Speicher auf lange Sicht eine wichtige Rolle spielen müssen. Ob als Stand-alone-Konzept oder in Form von Hybridprojekten.

Christian Schnohr ist als Referent Kommunikation bei der ABO Wind AG tätig.

Sonnenenergie vom **Baggersee**

Ab Sommer 2023 baut Energiedienstleister Erdgas Südwest auf einem Baggersee in der Gemeinde Iffezheim seine inzwischen dritte schwimmende Photovoltaikanlage. Damit zeigt das Unternehmen, dass sich die Energiewende mit kreativen Lösungsansätzen vorantreiben lässt.

Im Jahr 2019 hat der Energiedienstleister Erdgas Südwest im baden-württembergischen Renchen gezeigt, dass das Zusammenspiel aus Einfallsreichtum und fachlicher Expertise die Energiewende vorantreiben kann: Damals entstand die erste und bis dahin größte schwimmende Solaranlage in Deutschland. Bereits nach einem Jahr hatte sie sämtliche Erwartungen an Leistung, Kosten- und CO₂-Einsparung übertroffen. Die Investition von rund einer Million Euro wird sich aufgrund des guten Stromertrags voraussichtlich schon innerhalb der nächsten acht bis zehn Jahre amortisiert haben.

Das Projekt sorgte für Aufsehen und motivierte auch andere Kieswerksbetreiber entlang der Rheinschiene, sich näher mit dem Konzept Floating-PV zu befassen. Inzwischen sind bei Erdgas Südwest zahlreiche weitere vergleichbare Vorhaben umgesetzt oder befinden sich in der Entstehung. Seeabschnitte sollen für den Ausbau erneuerbarer Energien genutzt werden – flächenschonend und

umweltbewusst. Boris Heller, bei dem Energieversorger verantwortlich für den Bereich Projektentwicklung Photovoltaik, erläutert: „Baggerseen, die für den Abbau von Kies und Sand benötigt werden, sind optimal, um darauf Solarkraftwerke zu schaffen. Die Wasseroberfläche lässt sich bestens nutzen, um mit einer Solaranlage genau dann grünen Strom zu erzeugen, wenn er für den Betrieb von Maschinen, Baggern und Förderbändern vor Ort benötigt wird. Es entsteht keine Flächennutzungskonkurrenz, sondern eine wertvolle Ergänzung.“ Durch die Kühlung der Solarmodule durch das Wasser ist sogar mit einer Ertragssteigerung zu rechnen, und die Überdeckung des Wassers wirkt einer Verdunstung durch die Sonneneinstrahlung entgegen. Um den Schutz der heimischen Flora und Fauna sicherzustellen, werden bei jedem Projekt gesonderte Umweltgutachten erstellt.

Für die energieintensiven Kieswerke sind das perfekte Rahmenbedingungen. Sie nutzen ihren Standort, um kostengünstig und umwelt-

freundlich Strom zu erzeugen und zumindest anteilig direkt zu verwenden. „Die Einbindung einer Floating-PV-Anlage in die Werks-elektrik sowie die Integration in eventuell bereits bestehende Aufdachanlagen stellen bei den heutigen Anforderungen seitens der Netzbetreiber eine Herausforderung dar“, sagt Boris Heller. „Aber der Aufwand lohnt sich.“

Grüne Energie ist Teamwork

Eben diese Vorteile haben auch die Partner erkannt, die bei dem neuesten Projekt in Iffezheim bei Baden-Baden mit Erdgas Südwest an einem Strang ziehen: die Gemeinde Iffezheim, die Stadtwerke Baden-Baden und mit Eugen Kühl und Söhne (EKS) das Kieswerk und der Eigentümer des Baggersees sowie Kronimus Betonsteinwerke. Die Verantwortlichkeiten sind dabei klar verteilt: Erdgas Südwest hat einen Teil der Fläche des so genannten Kühlsees gepachtet, plant und baut die Solaranlage ab Sommer 2023 mit einer Gesamtleistung von bis zu sechs Megawatt peak (MWp). Technisch wird sie dann in zwei Anlagenteile getrennt. Nach der Fertigstellung beliefert Erdgas Südwest das Betonsteinwerk mit grünem Strom. Die Stadtwerke wiederum erwerben den anderen Abschnitt der Anlage und beliefern das angrenzende Kieswerk. Übermengen, die nicht direkt vor Ort verbraucht werden, werden ins öffentliche Netz eingespeist, um auch dort den Anteil grüner Energie konsequent zu erhöhen.

Ein wichtiger Treiber für alle Beteiligten ist der Klimaschutz. Das be-



Die Autorin: Susanne Freitag

Susanne Freitag ist seit dem Jahr 2008 bei der Erdgas Südwest GmbH tätig. Die Diplom-Betriebswirtin (BA) startete bei dem Energiedienstleister zunächst im Konzessionsmanagement, bevor sie 2014 als Referentin in die Presse- und Unternehmenskommunikation wechselte.

stätigt Helmut Oehler, Geschäftsführer der Stadtwerke Baden-Baden, für den die regionale Versorgung mit erneuerbarer Energie im Zentrum des Interesses steht: „Wir investieren mit der schwimmenden Solaranlage weiter in die nachhaltige ökologische Zukunft und treiben so die Energiewende in Baden-Baden voran. Sie ist ein großer Schritt hin zur Erfüllung der Vorgaben nach dem Klimaschutzkonzept der Stadt.“

Für Christiane Ritter, Geschäftsführerin des Kieswerks EKS, war der Umweltaspekt ebenfalls ein wesentlicher Grund, einen Teil des Kühlsees an Erdgas Südwest zu verpachten: „Der grüne Solarstrom reduziert Energiekosten und spart erheblich Emissionen ein. Das hat uns überzeugt.“ Martin Kronimus, Vorstandsvorsitzender der Kronimus Betonsteinwerke, hält zudem fest: „Uns ist wichtig, unabhängiger von Energielieferanten zu werden. Außerdem möchten wir durch die schwimmende PV-Anlage unsere CO₂-Bilanz verbessern – ohne Zertifikate aus fremden Ländern zu kaufen.“

Projekte nicht ausbremsen

Trotz aller Klimaschutz- und Ausbauziele der Regierung und des zunehmenden Interesses bei möglichen Betreibern: Bislang war Floating-PV gemäß des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) ab einer Leistung von 750 Kilowatt peak (kWp) ausschreibungspflichtig. „Das begrenzt das Potenzial. Hinzu kommt, dass die Anlagen, die an einer Ausschreibung teilnehmen, nur reine Einspeiseanlagen sein und nicht zur Eigen- oder Direktversorgung genutzt werden dürfen“, berichtet Boris Heller. Im April 2022 wurde zum ersten Mal die Innovationsausschreibung



Floating-PV: Mit kreativen Lösungsansätzen die Energiewende vorantreiben.

durchgeführt, bei der die Grenzen für das Zuschlagsverfahren der sogenannten besonderen Solaranlagen auf 150 Megawatt (MW) angehoben wurden. Allerdings konnten an dem Verfahren nur Anlagenkombinationen teilnehmen, etwa Anlagen, die aus mehreren Quellen erneuerbare Energie sammeln oder über einen Speicher verfügen.

Mit dem neuen EEG 2023 sollen Floating-PV-Anlagen künftig unter Freiflächenanlagen geführt werden; die Teilnahme an einer Ausschreibung ist dann ab 1.000 Kilowatt (kW) Pflicht. Nur ein kleiner Fortschritt. Gleichzeitig werden die Anforderungen erhöht: Maximal 15 Prozent der Wasseroberfläche dürfen durch die Solaranlage beansprucht werden, zudem wird ein Abstand von 40 Metern zum Ufer vorgeschrieben. „Damit werden vermutlich einige kleinere Baggerseen nicht mehr für eine schwimmende Solaranlage infrage kommen. Das ist schade, denn damit werden Projekte, die schnell Effekte für die Energiewende erzielen könnten, ausgebremst. Gleichzeitig limitiert man sich in den Ausbau-

zielen, da ein deutlich größerer Zubau auf der Flächenkulisse Wasser möglich wäre“, sagt Boris Heller.

Chancen nutzen

Es gilt also weiterhin, kreativ zu bleiben und zusätzliche Potenziale für mehr erneuerbare Energie zu erschließen. Die Stadtwerke Baden-Baden gehen das aktiv an: „Wir müssen alle Möglichkeiten kennen, diese mit den Regularien und Einschränkungen abgleichen und jede Gelegenheit beim Schopf packen, um die Klimaschutzziele der Bundesregierung zu erreichen“, sagt Helmut Oehler. AutenSys, ein Tochterunternehmen von Erdgas Südwest, hat daher bereits eine Potenzialanalyse für Freiflächen-Photovoltaikanlagen auf der Gemarkung Baden-Baden durchgeführt und erste Empfehlungen ausgesprochen. Im Zusammenspiel mit der schwimmenden Solaranlage auf dem Kühlsee und weiteren umgesetzten Maßnahmen hat Baden-Baden damit gute Chancen, sich als ein kreativer Vorreiter der regionalen Energiewende hervorzutun. ■

Künftige Wärmekonzepte im Blick

Ukraine-Krieg und Klimawandel führen zu signifikanten Umwälzungen in der Energie- und Wasserversorgung. Resilienz und Versorgungssicherheit stehen deshalb auch im Fokus der gat/wat 2022 Mitte Oktober in Berlin.

Von den in Deutschland jährlich verbrauchten rund 1.000 Terawattstunden (TWh) Gas werden circa 30 Prozent für das Heizen benötigt, knapp 40 Prozent nutzt die Industrie. „Selbst wenn gar kein russisches Gas mehr fließt, müssen die rund 19 Millionen Heizungskunden in Deutschland in ihren Wohnungen nicht frieren“, sagt Professor Gerald Linke, Vorstandsvorsitzender des Deutschen Vereins des Gas- und Wasserfachs (DVGW), der den Kongress gat/wat am 18. und 19. Oktober 2022 organisiert. „Sie zählen zu den so genannten geschützten Kunden und werden ähnlich wie Wärmekraftwerke, soziale Einrichtungen sowie Gewerbe- und Dienstleistungsunternehmen mit einer begrenzten Jahresentnahme auch den kompletten Winter über beliefert.“

Die Aufgabe der Politik und der Versorgungswirtschaft ist klar definiert: Die Abhängigkeit von russischem Erdgas so schnell wie möglich beenden. Dazu gehört laut dem Vorstandsvorsitzenden neben der Diversifizierung der Lieferländer auch ein breiteres Portfolio an Energieträgern. Dabei warnt der DVGW davor, ausschließlich oder vorwiegend auf strombasierte Lösungen zu setzen, eine Tendenz zu der die aktuelle Bundesregierung bislang zu neigen scheint. Linke: „Mit Wärmebedarfsspitzen kann

das Gasnetz viel besser umgehen, denn dafür ist es ausgelegt. Es liefert an kalten Wintertagen die dreifache Energiemenge wie das Stromnetz.“

Nach Einschätzung des DVGW müsste die gegenwärtige Strategie den schnellen Ausbau der heimi-



Auf der gat/wat trifft sich die Gas- und Wasserbranche – und auch für Unterhaltung ist gesorgt.

schen Kapazitäten von klimaneutralem Wasserstoff und Biomethan vorsehen. Biomethan-Anlagen stünden bereits in der Warteschleife und müssten nun dringend angebunden werden. Dabei sei die Politik aufgefordert, Hürden, die einem Anschluss und Hochlauf im Weg stehen, umgehend zu beseitigen.

Wasserstoff-KWK als Lösung

Die mit Wasserstoff betriebene Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) gilt als klimafreundlicher Enabler. Laut aktuellen Untersuchungen der Rheinisch-Westfälischen Technischen Hochschule (RWTH) Aachen

passen Strom- und Wärmelastprofile der Technologien gut zusammen. Der KWK-Strom dient dabei als Antrieb von Wärmepumpen oder E-Autos in der unmittelbaren Nachbarschaft und reduziert so den nötigen Stromnetzausbau. Gleichzeitig steht Abwärme zur Einbindung etwa in Nahwärmenetze zur Verfügung. „So übernimmt die gasbetriebene KWK eine wichtige Back-up-Funktion für die Stromnetze in der Endver-

teilung und bedient gleichermaßen den Wärmesektor“, erläutert Linke – nach seiner Einschätzung ein „ideales Element für die anstehenden kommunalen Wärmeplanungen“.

Im Mittelpunkt des ersten Kongresstags der gat stehen Versorgungssicherheit und Diversifizierung. Weitere Themen sind die Roadmap Gas 2050 als Weg in die

Klimaneutralität, der Netzausbau für die Energiewirtschaft 2.0 und die Dekarbonisierung der Industrie und des Wärmesektors.

Bereits Ende September finden unter dem Dach der gat vier Online-Fachforen statt. Diese adressieren vom 27. September bis zum 13. Oktober aktuelle Themen, wie die Zertifizierung des Herkunftsnachweises regenerativ erzeugter Gase, die DVGW H2-Datenbank zur Transformation der Netze oder Maßnahmen gegen den Fachkräftemangel.

Michael Nallinger

11. - 12. Oktober 2022 | Fulda

metering days

Auf der Veranstaltung geht es um die neuesten Entwicklungen der Metering-Branche: die Umsetzung des Roll-outs intelligenter Messsysteme, neue Geschäftskonzepte und innovative Produkte. Zudem werden die regulatorischen Rahmenbedingungen diskutiert. Das Metering Solutions Forum bietet einen Überblick zu Produkten und Services rund um Smart Meter.

► <https://metering-days.de>

18. - 20. Oktober 2022 | Essen/Online

Intergeo

Innovationen für eine smartere Welt stehen im Fokus der diesjährigen Intergeo. Zu den Themen des Hybridevents gehören Geo-Informationen für innere Sicherheit, das Monitoring für Katastrophenschutz sowie Prävention, Open Data und Digitale Zwillinge. Mit dem Voucher-Code IG22-K21 erhalten stadt+werk-Leser einen Rabatt.

► www.intergeo.de

18. - 20. Oktober 2022 | Berlin

**Smart Country Convention**

Expo, Congress, Networking und Workshops – in diesem Jahr findet die Smart Country Convention wieder als Live-Veranstaltung statt. Auf dem Berliner Messegelände kommen diejenigen zusammen, die die Digitalisierung des Public Sector voranbringen wollen, darunter Marktführer, Start-ups, Politiker, Wissenschaftler und Verwaltungsmitarbeitende. Das Programm wurde unter den drei Schlagworten „Nachhaltig. Souverän. Resilient.“ zusammengestellt. Auf vier Bühnen und in der Expo widmen sich Experten aktuellen Fragen rund um E-Government und Smart City.

► www.smartcountry.berlin/de



Jetzt anmelden!

gat | wat 2022

**Der Leitkongress
der Energie- und
Wasserwirtschaft**

18. – 19. Oktober 2022, Berlin

26. September – 13. November 2022, online



Zahlreiche Unternehmen bieten Produkte, Lösungen und Dienstleistungen für Städte und Stadtwerke an. Behalten Sie den Überblick und orientieren Sie sich bei Ihren Investitionsentscheidungen am stadt + werk-Branchenindex. Die Marktübersicht finden Sie auch im Internet unter www.stadt-und-werk.de.

Anzeige

	<p>DNS:NET Internet Service GmbH Zimmerstraße 23 D-10969 Berlin Telefon: +49 (0) 30 / 66765-0 E-Mail: gemeinde@dns-net.de Internet: www.dns-net.de</p>	<p>DNS:NET als Experte für Breitbandausbau und Betreiber von Glasfaserringen investiert gezielt in unterversorgte Regionen und baut eigene Netzinfrastrukturen für HighSpeedInternet auf. Dabei wird auf regionale Kooperation gesetzt, Kommunen und Städte werden zukunftssicher mit Glasfaser erschlossen. Kontakt für Anfragen von Kommunen: glasfaserausbau@dns-net.de</p>	<p>Breitband</p>
	<p>A/V/E GmbH Magdeburger Straße 51 D-06112 Halle (Saale) Telefon: +49 (0) 345 / 1324-0 E-Mail: info@ave-online.de Besuchen Sie uns www.ave-online.de oder finden Sie uns bei Xing und LinkedIn.</p>	<p>A/V/E bietet Unternehmen der Energiewirtschaft individuelle Prozess-, Service- und Supportdienstleistungen entlang der Customer Journey. Mit 30 Jahren Erfahrung im Kundenmanagement begleiten wir Digitalisierungsstrategien und sichern Kundenzufriedenheit u.a. durch kompetenten, freundlichen Support für Online-Portale und IT-Services.</p>	<p>Prozessdienstleister</p>
	<p>Savosolar GmbH Ansprechpartner: Torsten Lütten Kühnhöfe 3 D-22761 Hamburg Telefon: +49 (0) 40 / 500 349 7-0 E-Mail: info@savosolar.de Internet: www.savosolar.com</p>	<p>Kostensenkung, staatlich gefördert: Große Solarthermie Anlagen für Nah-, Fern- und Prozesswärme in Kommunen, Industrie und Genossenschaften. Schlüsselfertig und direkt vom Hersteller des effizientesten Solarkollektors der Welt. Wenig Platzbedarf - viel Gewinn: Jetzt Termin vereinbaren und attraktive Wärmepreise sichern.</p>	<p>Fernwärme</p>
	<p>Trianel GmbH Krefelder Straße 203 D-52070 Aachen Telefon: +49 (0) 241 / 413 20-0 Fax: +49 (0) 241 / 413 20-300 E-Mail: info@trianel.com Internet: www.trianel.com</p>	<p>Die Stadtwerke-Kooperation Trianel bündelt die Interessen von Stadtwerken und kommunalen EVU, um deren Wettbewerbsfähigkeit zu stärken. Trianel unterstützt Stadtwerke im Energiehandel, bei der Beschaffung und Erzeugung sowie bei der Entwicklung neuer Geschäftsfelder und in der Projektentwicklung.</p>	<p>Kooperation</p>
	<p>GIS Consult GmbH Schultenbusch 3 D-45721 Haltern am See Telefon: +49 (0) 2364 / 9218-11 Fax: +49 (0) 2364 / 9218-72 E-Mail: info@gis-consult.de Internet: www.gis-consult.de</p>	<p>GIS Consult ist Ihr Partner für anspruchsvolle GIS- und Datenbankprojekte. Wir bieten etablierte Smallworldlösungen im Bereich FTTx, Gas, Wasser, Strom und Kanal. Weitere Lösungen wie Planauskunft, Liegenschaftsmanagement auf Basis des WebGIS OSIRIS und Open-Source-Technologien runden unser Portfolio ab.</p>	<p>Geodaten</p>
	<p>Uniper Ansprechpartnerin: Charlotte Rockenbauer Holzstraße 6 D-40221 Düsseldorf Telefon: +49 (0) 170 / 1991651 E-Mail: ues-marketing@uniper.energy Internet: decarbolutions.uniper.energy</p>	<p>Uniper ist ein internationales Energieunternehmen mit rund 12.000 Mitarbeitenden in mehr als 40 Ländern. Das Unternehmen plant, in der europäischen Stromerzeugung bis 2035 CO₂-neutral zu werden. Mit rund 35 Gigawatt installierter Kapazität gehört Uniper zu den größten Energieversorgern weltweit.</p>	<p>Energiehandel</p>
	<p>telent GmbH Gerberstraße 34 D-71522 Backnang Telefon: +49 (0) 7191 / 900-0 E-Mail: info.germany@telent.de Internet: www.telent.de</p>	<p>Die telent GmbH bietet maßgeschneiderte Technologielösungen und Services für KRITIS und Industrie 4.0. Bei der Digitalisierung von Geschäftsprozessen hat telent umfassende Kompetenz in den Bereichen Cybersecurity, moderne IP- und Betriebsnetze, PMR, IoT, Wireless-Access (pLTE/5G) sowie Technologie- und Infrastruktur-Services.</p>	<p>Netze/Smart Grid</p>
	<p>energielenker solutions GmbH Ansprechpartner: Marc Henschel Hafenweg 15 48155 Münster Tel.: 0251 27601-101 info@energielenker.de www.energielenker-solutions.de</p>	<p>Der Lösungsanbieter unterstützt bundesweit Energieerzeuger, Unternehmen und Kommunen bei der digitalen Transformation. Auf Basis innovativer Technologien wie LoRaWAN u.v.m. bietet energielenker Lösungen für die dezentrale Anlagensteuerung, das Energiemanagement oder für die Umsetzung von Smart City-Projekten.</p>	<p>Energiedaten-Management</p>
	<p>ITC AG Ostra-Allee 9 D-01067 Dresden Telefon: +49 (0) 351 / 32176 00 E-Mail: info@itc-ag.com Internet: https://www.itc-ag.com/</p>	<p>Offene Software-Plattform für Apps, Energiemanagement und Online-Portale: • Lösungen für Customer-Care – cloudbasiert / on premise • Apps für Vertrieb, E-Mobility, Smart-Energy • Visualisierung von Daten Smart Meter und iMSys. Mehr als 450 Energieversorger und Stadtwerke vertrauen dem führenden Anbieter von Internet-Portalen.</p>	<p>CMS / Portale</p>

	<p>Kremsmüller Anlagenbau GmbH Ansprechpartner: Dirk Junghänel Kremsmüllerstraße 1 A-4641 Steinhaus Österreich E-Mail: dirk.junghaenel@kremsmueller.de Internet: www.kremsmueller.com</p>	<p>Kremsmüller konzipiert und baut Wärmespeicher für eine effiziente und wirtschaftliche Wärmeversorgung. So machen wir Energie, auch aus regenerativen Quellen, bedarfsgerecht nutzbar. Mit jahrelanger Erfahrung im Anlagenbau integrieren wir Wärmespeicher auch im Gebäudebestand von Kraftwerken und regionalen Energieversorgern.</p>	<p>Energiespeicher</p>
	<p>Sagemcom Dr. Neuhaus GmbH Papenreye 65 D-22453 Hamburg Telefon: +49 (0)40 / 55304-0 E-Mail: neuhaus.info@sagemcom.com Internet: www.sagemcom.com/neuhaus</p>	<p>Die Sagemcom Dr. Neuhaus GmbH steht für Innovation und Qualität in den Bereichen Smart Metering, Smart Grid und M2M-Kommunikation. Als Pionier der GPRS-Technologie entwickelt und produziert das Unternehmen seit mehr als 35 Jahren „Made in Germany“ Modems, Gateways, Router sowie smarte Zähler für die sichere und zuverlässige Datenkommunikation.</p>	<p>Smart Metering</p>
	<p>VOLTARIS GmbH Voltastraße 3 D-67133 Maxdorf Telefon: +49 (0)6237 / 935-414 Fax: +49 (0)6237 / 935-419 E-Mail: info@volaris.de Internet: www.volaris.de</p>	<p>VOLTARIS ist der Partner für den sicheren Smart Meter-Rollout, die Gateway-Administration und den Messstellenbetrieb für Energievertriebe, Netzbetreiber, Erzeuger und Industrie. Die Dienstleistungen sind modular aufgebaut und decken die komplette Prozesskette des grundzuständigen und wettbewerblichen Messstellenbetreibers ab.</p>	<p>Informationstechnik</p>
	<p>GISA GmbH Leipziger Chaussee 191a D-06112 Halle (Saale) Telefon: +49 (0)345 / 585-0 Fax: +49 (0)345 / 585-2177 E-Mail: kontakt@gisa.de Internet: www.gisa.de</p>	<p>Als IT-Spezialist und Cloud Service Provider bietet GISA umfassende IT-Lösungen an: von Consulting über Application Management bis zu Managed Cloud Services. Das Unternehmen ist Branchenexperte für die Energie- und Versorgungswirtschaft, öffentliche Auftraggeber sowie Hochschulen und Forschungseinrichtungen.</p>	<p>Informationstechnik</p>
	<p>IVU Informationssysteme GmbH Rathausallee 33 D-22846 Norderstedt Telefon: +49 (0)40 / 52 50 64-00 Fax: +49 (0)40 / 52 50 64-44 E-Mail: info@ivugmbh.de Internet: www.ivugmbh.de</p>	<p>Die IVU ist mit über 20 Jahren Erfahrung ein etablierter und prozessorientierter IT-Consulter für die Versorgungswirtschaft. Unser Expertenteam begleitet Sie vollumfänglich auf Ihrem Weg in die zunehmend digitalisierte Versorgung mit Beratung, Betreuung, Entwicklung und Implementierung innovativer Lösungen.</p>	<p>Informationstechnik</p>
	<p>STERNBERG Software GmbH & Co. KG Ansprechpartner: Jan-Christopher Reuscher Kerkmannstraße 1 D-33729 Bielefeld Telefon: +49 (0)521 / 97700-0 Fax: +49 (0)521 / 97700-99 E-Mail: info@sternberg24.de Internet: www.sitzungsdienst.net</p>	<p>STERNBERG bietet mit seiner Software SD.NET eine Komplettlösung für die digitale Verwaltungs- und Sitzungsarbeit an. Mit dem Sitzungsmanagement, dem Gremieninfosystem und den SitzungsApps für iOS, Android und Windows arbeiten Sie plattformübergreifend, nutzen Informationen gemeinsam und optimieren zahlreiche Prozesse.</p>	<p>Informationstechnik</p>
	<p>rku.it GmbH Ansprechpartner: Timo Dell, Management Board Martina Röser, Marketing Westring 301 / D-44629 Herne Telefon: +49 (0)2323 / 3688-0 Fax: +49 (0)2323 / 3688-0 E-Mail: kontakt@rku-it.de Internet: www.rku-it.de</p>	<p>Im Herzen der Metropole Ruhr zu Hause, in der kommunalen Versorgungs- und Verkehrswirtschaft daheim. Als führender Service-Provider und Beratungspartner von IT-Lösungen liefern wir unseren Kunden die Basis für die Daseinsvorsorge der Menschen. Dafür verbinden wir langjähriges Branchen-Know-how mit zukunftsfähigen Ideen. Sicher, innovativ und flexibel.</p>	<p>Informationstechnik</p>
	<p>VIVAVIS AG Nobelstraße 18 D-76275 Ettlingen Telefon: +49 (0)7243 / 218-0 Fax: +49 (0)7243 / 218-100 E-Mail: info@vivavis.com Internet: www.vivavis.com</p>	<p>Die VIVAVIS AG bietet ein übergreifendes, innovatives Portfolio, das ausgerichtet ist auf alle Aspekte der Digitalisierung in der Energieversorgung. Als Spezialist für Infrastruktur und infrastrukturnahe IoT-Themen entwickeln wir Lösungen rund um die Themen Netze, Metering, Wasser, Quartiere, Industrie und kommunale Verwaltung.</p>	<p>Informationstechnik</p>
	<p>prego services GmbH Neugrabenweg 4 D-66123 Saarbrücken Telefon: +49 (0)681 / 95 94 3-1265 E-Mail: experten@prego-services.de Internet: www.prego-services.de</p>	<p>prego services ist einer der führenden IT- und Serviceprovider für Energieversorgungsunternehmen und steht seit über 20 Jahren für maßgeschneiderte IT Business-Solutions und BPO-Services in den Bereichen Procurement-, Lagerlogistik- und Utility-Services sowie Billing- und HR-Dienstleistungen.</p>	<p>Digitalisierung</p>

Buchen Sie Eintrag im Branchenindex unter Tel. +49(0) 70 71.855-6770.

Vorschau

stadt+werk

Fachzeitschrift für Energiepolitik, Klimaschutz, Rekommunalisierung

Die nächste Ausgabe erscheint am 17. November 2022.
Geplant sind unter anderem folgende Themenschwerpunkte:

- ▶ **Politik + Strategie**
Die Kommunalstrategie der Pfalzwerke-Gruppe
- ▶ **Titelthema**
Wie Stadtwerke die Zukunftstechnologie Wasserstoff nutzen können
- ▶ **Energie + Effizienz**
Eine Kläranlage wird energieautark und klimaneutral umgebaut
- ▶ **IT + Technik**
Smart Metering: Neue Geschäftsmodelle für den Wärmemarkt
- ▶ **Praxis + Projekte**
Kölner Verkehrsbetriebe: Ladestrom aus Bremsenergie
- ▶ **Spezial**
Kommunale Unternehmen treiben den Glasfaserausbau voran

Impressum

Verlag und Herausgeber:

K21 media GmbH
Olgastraße 7
72074 Tübingen

+49 (0) 70 71 / 8 55-67 70
+49 (0) 70 71 / 8 55-67 73 (Fax)

info@k21media.de
www.k21media.de

Verantwortlicher Redakteur im Sinne des Presserechts und Chefredakteur:

Alexander Schaeff (al)
Olgastraße 7 | 72074 Tübingen

Redaktion:

Bettina Weidemann (bw)
(stellv. Chefredakteurin)
Verena Barth (ve)
Alexandra Braun (ba)
Thomas Nolte (th)

Verantwortlich für den Anzeigenteil:

Sara Ott
Olgastraße 7 | 72074 Tübingen
+49 (0) 70 71 / 8 55-62 39
s.ott@k21media.de
Gültig ist die Preisliste Nr. 11 vom 1.1.2022

Bankverbindung:

Kreissparkasse Tübingen (BLZ 641 500 20)
Kontonummer 155 010

Layout:

tebitron gmbh, Gerlingen

Druck:

Druckerei Raisch GmbH & Co.KG
Auchtertstraße 14, 72770 Reutlingen

Für unverlangt eingesandte Manuskripte, Grafiken und Bilder wird keine Haftung übernommen. Die Annahme zur Veröffentlichung muss schriftlich erfolgen. Mit der Annahme zur Veröffentlichung überträgt der Autor dem Verlag das ausschließliche Verlagsrecht für die Zeit bis zum Ablauf des Urheberrechts. Die Zustimmung zum Abdruck und zur Veröffentlichung wird vorausgesetzt. Eingeschlossen sind insbesondere auch das Recht zur Herstellung elektronischer Versionen und zur Einspeicherung in Datenbanken sowie das Recht zu deren Vervielfältigung und Verbreitung Online oder Offline sowie das Recht zur öffentlichen Zugänglichmachung im Internet ohne zusätzliche Vergütung. Honorare nach Vereinbarung.

Alle in dieser Zeitschrift veröffentlichten Beiträge sind urheberrechtlich geschützt. Die ausschließlichen urheberrechtlichen Nutzungsrechte für angenommene und veröffentlichte Beiträge liegen bei dem Verlag. Kein Teil dieser Zeitschrift darf außerhalb der Grenzen des Urheberrechtsgesetzes ohne schriftliche Genehmigung des Verlages in irgendeiner Form – durch Fotokopie, Mikrofilm oder andere Verfahren – reproduziert oder in eine von Maschinen, insbesondere von Datenverarbeitungsanlagen verwendbare Sprache übertragen werden oder in eine andere Sprache übersetzt werden.

Artikel, die mit Namen oder Signet des Verfassers gekennzeichnet sind, geben nicht unbedingt die Meinung des Herausgebers und der Redaktion wieder.

© Copyright 2022 K21 media GmbH.
Alle Rechte vorbehalten.

Inserentenverzeichnis dieser Ausgabe

2G Energy	35	Langmatz	25
Civitas Connect	23	Pfalzwerke	7
cortility	5	prego services	37
Druckerei Raisch	59	RES Deutschland	2
DVGW Kongress	55	Verbund Energy4Business	60
GWAAdriga	15	VIVAVIS	39
Hamburg Messe und Congress	29	WAGO Kontakttechnik	47
HESS Cash Systems	45	Zenner International	13
iS Software	3	ZVEI-Services	Beilage
K21 media	43		

Bildnachweise

ABO Wind AG (51); Bundesfachgruppe Schwertransporte und Kranarbeiten (BSK) e.V. (Titel, 4, 26); Bundesverband Erneuerbare Energie e.V. (17); Bundesverband Solarwirtschaft (49); Christian Rödel (25); e2m (30); Erdgas Südwest GmbH (52,53); Have a nice day/stock.adobe.com (Titel, 5, 40); Jürgen Altmann (3); K21 media GmbH (42); Landkreis Borken (21); Landkreis St. Wendel (21); Mitnetz Strom (36, 37); MKUEM (7); Nicolas Det (54); ENNI Energie & Umwelt Niederrhein GmbH, Moers (Titel, 5, 46); Ørstedt (31); prego services (11); Ramboll (12); rosifan19/stock.adobe.com (33); RWE (28); ryzhi/stock.adobe.com (Titel); Siarhei/stock.adobe.com (Titel, 4, 18); Simon Kraus/stock.adobe.com (Titel, 4, 8); Stadt Karlsruhe, Georg Hertweck (7); Stadt Münster (21); Stadtwerke Ludwigsburg-Kornwestheim/GREENoneTEC (Titel, 5, 48); Stadtwerke Wolfsburg AG (19); Technische Hochschule Ulm (THU) (32); thodonai/stock.adobe.com (11); VIVAVIS (35)



MIT DRUCK KÖNNEN WIR SEHR GUT UMGEHEN.

Druckerei Raisch GmbH & Co. KG
Auchtertstraße 14 · 72770 Reutlingen
Tel. 07121 / 5679-0 · info@druckerei-raisch.de
www.druckerei-raisch.de

Raisch 
D R U C K T

Die Luft ist rein. Für die Vermarktung Ihrer grünen Energie.



Vertrauen schreibt er
bei der Vermarktung
seines Grünstroms
besonders groß:
Niels Martin,
zufriedener Kunde.



Wir übernehmen die
Vermarktung Ihres Stroms
aus erneuerbaren Energie-
anlagen wie Windrädern,
Solaranlagen oder Klein-
wasserkraftwerken.

VERBUND ist Österreichs führendes Energieunternehmen und einer der größten
Erzeuger von Strom aus Wasserkraft in Europa. Diese langjährige Expertise
macht uns zum zuverlässigen Partner bei der Direktvermarktung Ihres Grün-
stroms aus geförderten und ungeforderten (Altanlagen) Wind-, Sonnen- und
Kleinwasserkraftanlagen. **Direkte und unverbindliche Beratung: 089 890 560**
oder [verbund.de/direktvermarktung](https://www.verbund.de/direktvermarktung)

Verbund

Beachten Sie auch die folgende Beilage.

#meteringdays

Energie smart steuern, Klima effektiv schützen



Inklusive Networking in entspannter Atmosphäre bei „metering in the evening“

40+

FACHVORTRÄGE

500+

TEILNEHMER

50+

AUSSTELLER



HERZLICH WILLKOMMEN

Endlich wieder live in Fulda: Die metering days 2022! Netz- und Messtellenbetreiber, Energieversorger und Hersteller – machen Sie sich bereit für Diskussionen zum Metering zwischen Energiewende und Versorgungssicherheit.

Was passiert aktuell in der Energiebranche? Wie verschieben sich mit der neuen Regierung die Zuständigkeiten von Politik und Behörden? Welche Gesetze sind auf dem Weg, welche Richtlinien gelten, welche neuen intelligenten Lösungen und Geschäftsmodelle gibt es, und: Wie kommen wir von der Theorie in die Praxis?

Holen Sie sich das Update auf den diesjährigen metering days und diskutieren Sie zwei Tage mit den Fachleuten aus der Branche!

IHR TEAM DER ZVEI-AKADEMIE

5 GUTE GRÜNDE FÜR IHRE TEILNAHME

- ⌚ Sie bekommen in über 40 Fachvorträgen, Pitches und Diskussionsrunden Spezialwissen aus erster Hand.
- ⌚ Sie lernen neue Konzepte kennen, mit denen Sie neue Geschäftsmodelle, Prozesse und Strategien entwickeln.
- ⌚ Sie erleben die wichtigsten Anbieter im metering solutions Forum und erhalten einen kompakten Marktüberblick!
- ⌚ Sie tauschen sich mit über 500 Branchen-Kolleginnen und -Kollegen aus – networking pur!
- ⌚ Sie genießen die einmalige Atmosphäre des Kommunikationsabends „metering in the evening“.

MIT ANWENDERBEITRÄGEN VON

EWE, 450 connect, EnBW + Netze BW, e.kundenservice, Energienetze Mittelrhein, Stromnetz Berlin u.a.

1. KONGRESSTAG | 11.10.2022

ab 09:00	<p>Zutritt zur Ausstellung und zum Plenum</p> <p>POLITISCHER AUSBLICK UND UMSETZUNG IN DER PRAXIS</p>	10:40	<p>Keynote: Netzstatus und Steuerung in Echtzeit Torsten Maus, Vorsitzender der Geschäftsführung, EWE Netz</p> <p>REGULATORISCHE RAHMENBEDINGUNGEN</p>
10:00	<p>Begrüßung zu den metering days 2022 Gesamtmoderation: Jarmila Bogdanoff, Managerin Smart Energy Systems, ZVEI</p> <p>Energie smart steuern, Klima effektiv schützen Sarah Bäumchen, Mitglied der Geschäftsleitung, ZVEI</p>	11:00	<p>Wie erreichen wir mehr Tempo beim Steuern? Podiumsdiskussion mit: Dennis Laupichler, Referat DI 21 - Cyber-Sicherheit für die Digitalisierung der Energiewirtschaft, BSI MinR Dr. Christoph Scholten, Referatsleiter Referat III C8 - Digitalisierung der Energiewende, BMWK Geertje Stolzenburg, Fachgebietsleiterin Energiewirtschaftsrecht, BDEW Prof. Dr. Clemens van Dinther, CEO, VIVAVIS Moderation: Jarmila Bogdanoff, ZVEI</p>
10:20	<p>Keynote: Das Intelligente Messsystem: Herzstück der Digitalisierung der Energiewende Andreas Kuhlmann, Vorsitzender der Geschäftsführung, dena</p>		

11:45

Mittagspause in der Fachausstellung

SOLUTIONS FORUM: INTELLIGENTER NETZBETRIEB

13:00

**Als aktiver EMT mit CLS-Management
Mehrwertdienste erzielen**

Joachim Kopp, Geschäftsführer, aktiver EMT

**Blue²Box – Bindeglied zwischen RLM-Messung
und Industrieautomation**

Oliver Göbel, Geschäftsführer, MetCom Solutions

**Digitalisierung der Stromnetze durch intelligente
IoT Lösungen**

Kornelia Kuckein, Principal IoT Vertical Sales
Manager Energy & Utilities Industry,
Vodafone Group Services

**Niederspannungsnetzführung mit intelligenten
Messsystemen**

Thorsten Causemann, Leiter Geschäftsfeld
Metering, VIVAVIS

**Die EFR Steuerbox als digitaler Hub für
netzdienliches Steuern**

Paul Martin Halm, Bereichsleiter Produkt-/
Systementwicklung, EFR

**Schalten und Steuern für Netzbetrieb und
Messstelle – Lösungen heute und morgen**

Jochen Rüdener, Geschäftsführer,
LMS Services

**Von Smart Meter zu Smart Grid – Aktuelle
Herausforderungen und Lösungsansätze**

Steffen Grau, Senior Expert Smart Utilities + IoT,
GISA

STROMNETZ UND KOMMUNIKATION

13:50

**Vorstellung der ZVEI-Studie Stromnetz 2030+
Dietmar Reuter, Senior Manager, PwC**

14:10

**WAN-Kommunikation: Erste Erfahrungen zur
Nutzung von 450Hz**

Dr. Frederik Giessing,
Geschäftsführer, 450connect

**SOLUTIONS FORUM: GESCHÄFTSMODELLE UND
MEHRWERTANGEBOTE**

14:30

**Die Wirtschaftlichkeit des Rollouts erhöhen:
Mehrere Zähler an ein Gateway anbinden (1:n)**

Dr. Peter Heuell, Geschäftsführer, EMH metering

**Wie über Gridwerte neue Geschäftsmodelle über
das SMGW realisiert werden können**

Raik Handsche, Key Account Manager /
Projektleiter, Sagemcom Dr. Neuhaus

**Unlock the value: vom SMGW zum
CLS-Geschäftsmodell**

Ingo Schönberg, Vorstandsvorsitzender, PPC

**Wir beschleunigen den Rollout – von SiLke bis zu
Mehrwertangeboten**

Tina Hadler, Head of Sales Theben Smart Energy,
Theben

**Neue Geschäftsmodelle auf Basis von Smart
Metering und Smart Submetering**

Stephan Köslin, Geschäftsführer, BlueMetering

Geschäftsmodelle für die Energieunabhängigkeit

Ivan Kern, Area Sales Manager DACH, Iskraemeco

**Smart Energy Core – Wie aus Messwerten
Mehrwerte werden**

Christoph Fischer, Abteilungsleiter Gateway-
Administration, Thüga SmartService

15:20

Kaffeepause in der Fachausstellung

**SOLUTIONS FORUM: UMSETZUNGSBEISPIELE
UND ERFAHRUNGSBERICHTE**

16:20

**Ärger mit dem iMSys-Rollout? Das muss nicht
sein! – Erfahrungen und Empfehlungen aus Sicht
eines SMGWA**

Dr. Michał Sobótka, Geschäftsführer, GWAdriga

**Einbau intelligentes Messsystem beim Kunden –
Erfahrungen aus der Praxis**

Werner Isenberg, Geschäftsführer, ASP Metering

**Full Service – der Schlüssel zu einem
erfolgreichen Rollout**

Marcel Kunz, Vertrieb Zählsysteme, Netze BW und
Fabian Jungbluth, Senior Account Manager, EnBW

**Messwesen – Herausforderung und Chance der
digitalen Smart Metering Infrastruktur**

Dr. Roland Olbrich und Jochen Buchloh,
Senior Partner, HORIZONTE-Group

Ihr xMSB-Projekt: Umsetzung aus einer Hand

Sven Längen, Bereichsleiter Lösungsvertrieb,
Heinz Lackmann

METERING DAYS' HOT SEAT

17:00

**Die vier SMGW Hersteller im Kreuzverhör
Podiumsdiskussion mit:**

Raik Handsche, Key Account Manager/
Projektleiter, Sagemcom Dr. Neuhaus

Dr. Peter Heuell, Geschäftsführer, EMH metering

Ruwen Konzelmann, Head of Business Unit
Smart Energy, Theben

Ingo Schönberg, Vorstandsvorsitzender,
Power Plus Communications

Moderation: Jarmila Bogdanoff, ZVEI

17:50

**Get-together und Zeit für persönliche
Korrespondenz**

18:30

**metering in the evening: Abendessen und
Networking-Event in der Fachausstellung**

2. KONGRESSTAG | 12.10.2022

ab 08:30 **Zutritt zur Ausstellung und zum Plenum**

CYBERSICHERHEIT

09:00 **Begrüßung**
Jarmila Bogdanoff,
Managerin Smart Energy Systems, ZVEI

09:10 **Cyberhacking: Bedrohung für Unternehmen**
Tobias Schrödel, IT-Sicherheitsexperte

DER DIGITALE NETZANSCHLUSSPUNKT

09:40 **Potenziale der neuen Infrastruktur**
Podiumsdiskussion mit:
Jörn Lutze, Geschäftsführer, TMZ
Dr. Marisa Mäder-Heinrich, Head of Managed Consulting & Business Development, GISA
Thorsten Meyer, Produktmanager/
Innovationsmanager, Stadtwerke Norderstedt
Markus Wunsch, Leiter Netzintegration
Elektromobilität, Netze BW
Moderation: Jarmila Bogdanoff, ZVEI

10:20 Kaffeepause in der Fachausstellung

SOLUTIONS FORUM: TRENDS, INNOVATIONEN UND NEUE TECHNOLOGIEN

11:00 **Verbindungstechnik Smart Metering**
Hubert Beck, Industriemanager
Geräteanschlusstechnik, Weidmüller
Gewusst wie: Business Prozesse clever auslagern
Danny Frech, KISTERS
Explodierende Strom- & Gaspreise: Verbrauchstransparenz durch Software für gMSB & wMSB
Dr. Thomas Goette, Geschäftsführer, GreenPocket
Gleichstromzählung in Ladestationen/ Schnellladestationen für E-Fahrzeuge
Dr. Stefan Krämer, Leiter der Entwicklung,
DZG Metering
DC-Zähler zur Strommengenabgrenzung in Verteilungsanlagen
Tobias Wolff, Business Development Manager
Smart Grid, Isabellenhütte Heusler
Messdatenbeschaffung aktuell: je flexibler, desto besser!
Peter Hennrich, Bereichsleiter Vertrieb & Marketing, co.met
News from Landis+Gyr
Olaf Abbing, Geschäftsführer, Landis+Gyr

12:00

12:30

12:45

13:30

Ca. 15:00

Plattformmodelle für zukunftsfähige Energiedienstleistungen

Gabor Szomszed, Senior Business Development Manager SaaS, Comgy

ERFAHRUNGSBERICHTE VON NETZ- UND MESSSTELLENBETREIBERN SOWIE STADTWERKEN

André Hansen, Leiter Beschaffung und Lieferantenmanagement, e.kundenservice Netz

Benjamin Deppe, Bereichsleiter Messservice, Energienetze Mittelrhein

Thomas Rütting, Abteilungsleiter Metering, Stromnetz Berlin

Abschlussdiskussion

Mittagspause in der Fachausstellung

INTERAKTIVER PROGRAMMBLOCK

Beginn der Roundtable Diskussionen im Plenum

Thementisch 1: RLM der Zukunft? Wann und wo ist konventionelles Metering noch notwendig?

Moderation: Prof. Dr. Michael Arzberger, Professor für Elektrotechnik, DHBW Mannheim

Thementisch 2: Regulatorische Fragestellungen und Vorstellung des BSI-Demonstrators

Moderation: Dennis Laupichler, Referat DI 21 - Cyber-Sicherheit für die Digitalisierung der Energiewirtschaft, BSI

Thementisch 3: Kommunikative Anbindung des iMSys (WAN)

Moderation: Stefan Zimmermann, Teamleiter und
Marc Müllmaier, Ingenieur
Informationstechnik, NETZ KDMM - Metering- und Gridkommunikation, Netze BW

Thementisch 4: Backend Integration

Moderation: Annike Abromeit, Business Development Manager, EEBus

Thementisch 5: Erfahrungsaustausch Eichrecht & Softwareupdates

Moderation: Dr. Christoph Leicht, Messeinrichtungen und -systeme für Elektrizität, Physikalisch-Technische Bundesanstalt (PTB)

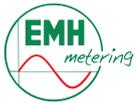
Ende der metering days 2022

„Das Format, in 5-min-Pitches Lösungen vorzustellen, um diese später in der Ausstellung zu vertiefen, ist wertvoll und effizient - top! Struktur der Veranstaltung ist sehr gut!“

Teilnehmerstimme metering days

UNSERE PARTNER

SUPERIOR PARTNER



PREMIUM PARTNER



BUSINESS PARTNER



BASIC PARTNER



LOGO PARTNER



MEDIEN-PARTNER



Antwort per E-Mail: akademie@zvei.org
oder online anmelden unter
www.metering-days.de/anmeldung

Ich/Wir nehme(n) teil am:

11. und 12. Oktober 2022 Kongress „metering days 2022“

Teilnahmegebühren pro Teilnehmer:in

€ 990,- zzgl. MwSt.

€ 790,- zzgl. MwSt. für ZVEI-Mitglieder, Stadtwerke und Netzbetreiber

Firma/Rechnungsanschrift

Bestell-Nr. (falls vorhanden)

Straße/Postfach

PLZ, Ort

Teilnehmer 1:

Name Vorname

Abteilung Position

Telefon Fax

E-Mail:

Teilnehmer 2:

Name Vorname

Abteilung Position

Telefon Fax

E-Mail:

Datum/Unterschrift

Mit der Anmeldung werden die allgemeinen Geschäftsbedingungen der ZVEI-Services GmbH (ZSG) anerkannt.

Veranstaltungsort

Esperanto Hotel & Kongresszentrum Fulda
Esperantoplatz, 36037 Fulda
Telefon: +49 (0)661 24 29 10
www.kongresszentrum-fulda.com

Teilnahmegebühr

Kongress „metering days 2022“

€ 990,- zzgl. MwSt.

€ 790,- zzgl. MwSt. für ZVEI-Mitglieder, Stadtwerke und Netzbetreiber

Veranstalter:

ZVEI-Services GmbH, ZVEI-Akademie
Lyoner Straße 9, 60528 Frankfurt am Main
Telefon: +49 (0)69 6302-200
Fax: +49 (0)69 6302-482
E-Mail: akademie@zvei.org

Anmeldung

Die Anmeldung erfolgt schriftlich per Fax, Post, Mail oder über das Internet unter vollständiger Angabe der Firmenanschrift, Namen der Teilnehmer, Bezeichnung und Termin. Mit der Anmeldung entsteht eine Zahlungspflicht. Die Anmeldung ist wirksam, sofern keine Absage durch den Veranstalter erfolgt.

Stornierung

Die Stornierung ist bis 30 Tage vor Veranstaltungsbeginn kostenlos möglich. Für die Berechnung der Frist ist der rechtzeitige Eingang der Stornierung/des Rücktritts bei ZVEI-Services GmbH maßgeblich.

Datenschutzhinweis

Im Rahmen der Geschäftstätigkeit speichert ZVEI-Services GmbH, soweit erforderlich und im Rahmen des Bundesdatenschutzgesetzes zulässig, Kundendaten. Die erhobenen Daten werden vertraulich behandelt. Die ZSG und ihre Dienstleister (z.B. Lettershops) verwenden die erhobenen Daten zum Zwecke der Durchführung unserer Leistungen und um Ihnen Angebote per Post zukommen zu lassen. Unsere Kunden informieren wir zudem per E-Mail oder Telefon über Angebote, die den vorher von Ihnen genutzten Produkten ähnlich sind. Sie können der Verwendung Ihrer Daten für Werbezwecke jederzeit gegenüber ZVEI-Services GmbH (ZSG), Lyoner Straße 9, 60528 Frankfurt am Main, unter datenschutz@zvei-services.de oder telefonisch unter 069/6302-200 widersprechen.