stadt+werk
14 Euro | ISSN 2193-195X | ZKZ 24444
3/4 2021

Energiepolitik | Klimaschutz | Rekommunalisierung

stadt+werk

Ist das Erdgasnetz H2-ready?

Bildet die vorhandene Gasinfrastruktur das Rückgrat für die grüne Wasserstoffwirtschaft in Deutschland?

Politik + Strategie

Die Novellierung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes ist für die Branche eine Enttäuschung.

Energie + Effizienz

Das Land Baden-Württemberg verpflichtet Städte und Gemeinden zur kommunalen Wärmeplanung.

IT + Technik

Die Digitalisierung erzeugt Kostendruck und erfordert eine Weiterentwicklung der Organisation.

Praxis + Projekte

Stadtwerke Bad Nauheim senken die Kosten des Materiallagers durch Auslagerung der Supply Chain.

Spezial

KWK: Wie Blockheizkraftwerke bereits für die Zeit nach der fossilen Erzeugung gerüstet werden.

/zennernews

/zenner_news

/company/zennernews

DIE SMART CITY JETZT AKTIV GESTALTEN!

Ganz einfach. Mit IoT-Lösungen von ZENNER.

BESETZEN SIE NEUE GESCHÄFTSFELDER!

Mit ZENNER werden Sie zum digitalen Infrastrukturbetreiber - sicher, souverän und kosteneffizient. Mit der Erfahrung aus mehr als 100 IoT-Projekten ist ZENNER der richtige Partner an Ihrer Seite. Wir bieten Ihnen von der Mess- und Systemtechnik über die Telekommunikations-Infrastruktur und Datendienste bis zur durchgängigen IoT-Komplettlösung alles aus einer Hand.
So realisieren Sie neue Geschäftsmodelle und echte Mehrwerte in den Bereichen Smart Metering, Smart Energy und Smart City.

WirtschaftsWoche
Deutschlands TOP Familienunternehmen 2020
Minol-ZENNER-Gruppe

www.zenner.de

ZENNER

Liebe Leserinnen und Leser,

bei der Umsetzung der Energiewende ist ein flüchtiges Gas in den Fokus gerückt: Grüner Wasserstoff, der mittels Elektrolyse aus erneuerbarem Strom erzeugt wird. Im Juni vergangenen Jahres hat das Bundeswirtschaftsministerium eine Nationale Wasserstoffstrategie veröffentlicht, im Juli zog die Europäische Kommission nach. Für Bundeswirtschaftsminister Peter Altmaier ist klar: „Grüner Wasserstoff ist ein zentraler Energieträger der Zukunft, den wir auf dem Weg zur Klimaneutralität brauchen."

In zahlreichen vom Bund geförderten Projekten wird derzeit untersucht, wie der Einstieg in eine Wasserstoffwirtschaft gelingen kann. Dabei stellt sich eine grundsätzliche Frage: Sind die Gasverteilnetze H2-ready? Die Antwort darauf soll das Projekt H2vorOrt geben. Beteiligt sind 30 Verteilnetzbetreiber. Sie testen drei technische Lösungen: den Mittransport von Wasserstoff im Erdgasnetz, eine reine Wasserstoffinfrastruktur sowie eine Aufmethanisierung des Wasserstoffs und der dann problemlose Transport im Netz *(Seite 14)*. In einem weiteren Vorhaben untersuchen die Unternehmen E.ON und Westnetz, ob sich eine bestehende Erdgasleitung auf den Transport von reinem Wasserstoff umstellen lässt. In der Ruhrgebietsgemeinde Holzwickede wird die komplette Wertschöpfungskette von Wasserstoff in einem realen Umfeld erprobt *(Seite 20)*.

Grüner Wasserstoff weckt große Hoffnungen, dass Klimaneutralität in Deutschland und Europa bis 2050 erreicht werden kann. Derweil erlebt ein fossiler Energieträger eine Renaissance. Noch nie wurde soviel Strom durch die Verbrennung von Erdgas erzeugt wie derzeit. Das ist keine schlechte Nachricht. Günstige Gaspreise haben die Wettbewerbsfähigkeit von Gaskraftwerken gesteigert und Kohlestrom aus dem Netz verdrängt. Allein dadurch konnten im Jahr 2019 sechs Millionen Tonnen CO_2 eingespart werden.

Alexander Schaeff, Chefredakteur
a.schaeff@k21media.de

Make your life easier.

Realisieren Sie Ihre Smart City mit der Softwareplattform zenon

- *Maßgeschneidertes Energiedatenmanagement*
- *Flexible Visualisierung und Bedienung der Wasserversorgung*
- *Steuerung und Überwachung des öffentlichen Nahverkehrs*
- *Nachhaltige und effiziente Gebäudeautomation*

zenon
by COPA-DATA

www.copadata.com/smartcity

Mehr Infos? Schreiben Sie an:
smartcity@copadata.com

8 Politik + Strategie

14 Gas

26 Energie + Effizienz

Politik + Strategie

8 **Erneuerbare endlich entfesseln**
Das novellierte EEG braucht zeitnah ein Korrekturpaket

11 **Ganzjährig vernetzen**
Die E-World Community wartet mit einem umfassenden Online-Programm auf

12 **Verlässlichen Rahmen schaffen**
Die Elektromobilität hat in Deutschland noch immer einen schweren Stand

Titelthema: Gas

14 **Wasserstoff im Erdgasnetz**
Technische Lösungen im Test

19 **Verteilnetze sind wasserstoffready**
H2vorOrt-Projektleiter Florian Feller spricht über die Eignung des Erdgasnetzes für den Wasserstofftransport

20 **H2HoWi leistet Pionierarbeit**
Innovatives Forschungsprojekt von Westnetz in Holzwickede

22 **Fundament für die Versorgung**
Stromerzeugung durch Erdgas erreicht Höchstwerte

24 **Großer Sprung nach vorn**
VNG-Chef Ulf Heitmüller über die Zukunft des Energieträgers Erdgas

Energie + Effizienz

26 **Neue Pflicht im Südwesten**
Baden-Württemberg verpflichtet zur kommunalen Wärmeplanung

28 **Repowering stärken**
Erneuerung des Windanlagenparks systematisch umsetzen

30 **Windkraft europäisch ausbauen**
50Hertz-Chef Stefan Kapferer erläutert die Bedeutung der Offshore-Windenergie für die Klimaneutralität

IT + Technik

32 **Blick nach vorn**
Prozesseffizienz, Kundenzentrierung und Weiterentwicklung sind die Grundpfeiler einer erfolgreichen Digitalisierungsstrategie

34 **Netzbetrieb mit System**
Lösung für die IT-basierte Steuerung und Kommunikation dezentraler Anlagen

Praxis + Projekte

36 **Digitale Prozesse senken Lagerkosten**
Effizienter, transparenter, kompakter und günstiger ist nun die Lagerhaltung der Stadtwerke Bad Nauheim

32 IT+Technik

36 Praxis+Projekte

40 Spezial

38 **Mit Komplettlösung punkten**
Die Stadtwerke Zeitz erleichtern die Photovoltaiknutzung

44 **Volle Flexibilität**
Mit Kraft-Wärme-Kopplung können die Stadtwerke Schwäbisch Hall schnell auf Schwankungen im Netz reagieren

Spezial: Kraft-Wärme-Kopplung

40 **Das fossile Zeitalter überdauern**
Biomethan und Wasserstoff sind im neuen Blockheizkraftwerk der STAWAG mitgedacht

42 **Ein Gewinn für den Klimaschutz**
Florian Eder von STEAG berichtet vom Erfolg des Unternehmens bei KWK-Projekten

Rubriken

3 Editorial
6 Aktuelles
46 Termine
48 stadt+werk Branchenindex
50 Vorschau, Inserentenverzeichnis, Bildnachweise, Impressum

Informieren Sie sich über unsere Lösungen für die komplette Prozesskette des grundzuständigen und wettbewerblichen Messstellenbetreibers unter **www.voltaris.de.**

VOLTARIS
WISSEN WAS ZÄHLT

BET

Digitale EVU

Das Beratungsunternehmen BET hat jetzt eine Zukunftsstudie veröffentlicht, die sich der Frage widmet, wie sich ein Energieversorgungsunternehmen (EVU) im Jahr 2030 beschreiben lässt. In Expertengesprächen und strukturierten Interviews wurden laut BET dazu Zukunftsthesen gewälzt, differenziert und ausgearbeitet. Im Ergebnis beschreibt BET für fünf Funktionen eines EVU die Veränderungsintensität in den nächsten zehn Jahren. „Die Unternehmen werden sich in den kommenden Jahren immer wieder die Frage stellen, wie sie ihr Kerngeschäft noch besser fokussieren können", sagt Christiane Michulitz, Partnerin Organisation und Prozess-Management bei BET. Der Handel wird bei zunehmender Automatisierung insbesondere für große Unternehmen ein attraktives Geschäftsfeld sein, berichtet BET. Für den Kundenservice zeichne sich eine Renaissance als Flagship-Store ab. Die Netzplanung werde als digitaler Zwilling der Infrastruktur zu einer Schlüsselfunktion. Hier und im Messstellenbetrieb werde entschieden, wie die Digitalisierung der Branche vorangeht. ■

Öhringen

Grünes Licht für Stadtwerke

*Öhringen gründet Stadtwerke mit Unterstützung der Stadtwerke Schwäbisch Hall.**

Der Gemeinderat von Öhringen hat die Gründung von Stadtwerken beschlossen. Wie die baden-württembergische Stadt mitteilt, wird das kommunale Unternehmen mit Unterstützung der Stadtwerke Schwäbisch Hall aufgebaut. Oberbürgermeister Thilo Michler (parteilos) erklärt: „Dies können wir durchaus als Meilenstein in der Öhringer Stadtentwicklung bezeichnen. Die neuen Öhringer Stadtwerke werden im Bereich der Energieversorgung und für den Klimaschutz regional sehr viel Positives bewirken." Im Fokus des neuen Unternehmens steht nach Angaben der hohenlohischen Stadt zunächst der Ausbau der Fernwärmeversorgung im Öhringer Stadtgebiet. Geplant sei, dass die Stadtwerke Öhringen regional und nachhaltig erzeugten Strom, Gas und Wärmeenergie zusammen mit einer Energieberatung vor Ort anbieten. Perspektivisch sollen zu den Geschäftsfeldern auch die Errichtung und der Betrieb von erneuerbaren Energieerzeugungsanlagen zählen. ■

*Öhringens Oberbürgermeister Thilo Michler (l.) und Gebhard Gentner, Geschäftsführer der Stadtwerke Schwäbisch Hall

Baden-Württemberg

Solaroffensive zahlt sich aus

In Baden-Württemberg sind im Jahr 2020 Photovoltaikanlagen mit einer installierten Leistung von insgesamt rund 600 Megawatt errichtet worden. Verglichen mit dem Vorjahr ist das eine Steigerung um rund 35 Prozent. Die vorläufigen Zahlen stammen vom Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW) im Auftrag des Ministeriums für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg. Umweltminister Franz Untersteller (Bündnis 90/Die Grünen) kommentiert: „Sonnenstrom ist und bleibt die Stütze der Energiewende in Baden-Württemberg. Unsere Energiepolitik in diesem Punkt, insbesondere unsere erfolgreiche Solaroffensive, zahlt sich aus." Das Land nehme mit der PV-Bilanz 2020 einen Spitzenplatz im Bundesvergleich ein. Bundesweit habe die Steigerung gegenüber 2019 bei nur rund 25 Prozent gelegen. Untersteller kündigt an: „Wir wollen den Solarboom auch in diesem und dem nächsten Jahr halten. Dabei soll und wird uns die PV-Pflicht für Neubauten helfen." ■

Baden-Württemberg plant PV-Pflicht für Neubauten.

Hamburg-Wilhelmsburg

Erdwärme für Stadtteil

Die städtische Entwicklungsgesellschaft IBA Hamburg und das Versorgungsunternehmen Hamburg Energie wollen den Stadtteil Wilhelmsburg in Zukunft klimafreundlich heizen. Basis der klimafreundlichen Versorgung mehrerer Quartiere durch Hamburg Energie ist die Nutzung natürlicher Erdwärme. Dazu wird eine Geothermieanlage im Wilhelmsburger Hafengebiet errichtet, die heißes Thermalwasser aus einer Tiefe von bis zu 3.500 Metern nach oben holt. Perspektivisch soll die gesamte Elbinsel von der klimafreundlichen, zuverlässigen und sicheren Energieerzeugung profitieren. ■

Nordrhein-Westfalen

Windkraftstudie bekräftigt Ziele

Die Landesregierung Nordrhein-Westfalens strebt mit der Energieversorgungsstrategie ein starkes Wachstum bei erneuerbaren Energien an. So soll bis zum Jahr 2030 die vorhandene installierte Leistung der Windkraft auf 10,5 Gigawatt verdoppelt werden. Dieses Ziel ist auch mit den geplanten Mindestabständen von 1.000 Metern zwischen Windenergieanlagen und Wohngebieten erreichbar. Das ist das Zwischenergebnis der Potenzialstudie Erneuerbare Energien NRW – Windenergie, die das Landesamt für Natur, Umwelt und Verbraucherschutz im Auftrag des Wirtschaftsministeriums erstellt hat. ■

Kreis Unna

Wasserstoff aus Abfall

In einer Machbarkeitsstudie haben die Gesellschaft für Wertstoff- und Abfallwirtschaft Kreis Unna (GWA Unna) und die Beratungsgesellschaft PricewaterhouseCoopers (PwC) untersucht, inwiefern am Standort Fröndenberg grüner Wasserstoff in industriellem Maßstab erzeugt werden kann. Wie PwC mitteilt, soll der produzierte Wasserstoff in dem nordrhein-westfälischen Kreis in erster Linie für den Betrieb des öffentlichen Nahverkehrs (ÖPNV) und der Entsorgungsfahrzeuge sowie den regionalen Industrien genutzt werden. Die Betriebskosten der GWA würden mittelfristig gesenkt und der bisher dieselbetriebene ÖPNV sowie die Entsorgungsfahrzeuge könnten dank Wasserstoff praktisch emissionsfrei werden. ■

Deutscher Solarpreis 2021

Bewerbungsphase gestartet

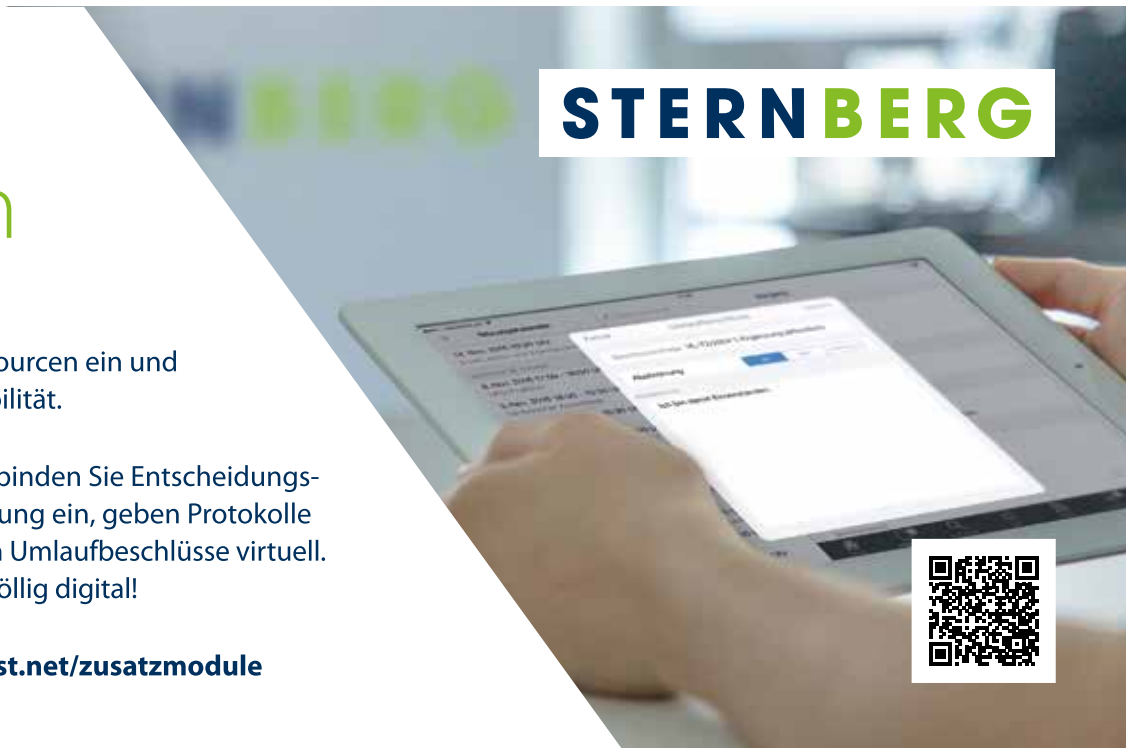
Es ist wieder soweit: Eurosolar sucht gemeinsam mit der EnergieAgentur.NRW die besten Projekte aus dem Bereich erneuerbarer Energien, um sie mit dem Deutschen Solarpreis auszuzeichnen. Bis zum 31. März 2021 können sich jetzt Gemeinden, Architekten, kommunale und private Unternehmen, Vereine, Organisationen und Genossenschaften, Journalisten und Bürger online bewerben. ■

Virtuelle Sitzungen

Unser **Sitzungsdienst SD.NET** vereinfacht Prozesse, spart Ressourcen ein und ermöglicht Ihnen enorme Flexibilität.

Mit dem **Modul WorkflowPlus** binden Sie Entscheidungsträger in Ihre Aufgabenbearbeitung ein, geben Protokolle und Einladungen frei und fassen Umlaufbeschlüsse virtuell. Alles im geschützten Bereich – völlig digital!

Mehr unter **www.sitzungsdienst.net/zusatzmodule**



Erneuerbare endlich entfesseln

Die Novellierung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes ist für die Branche eine Enttäuschung. Dieses sei von Leerstellen, Baustellen und Hindernissen geprägt. Im Wahljahr 2021 fordert der Bundesverband Erneuerbare Energie nun Nachjustierungen.

Das Jahr 2021 begann mit dem Inkrafttreten der Novelle des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG). Kurz vor Weihnachten wurde es nach langem Ringen innerhalb der Regierungsfraktionen am letztmöglichen Termin von Bundestag und Bundesrat beschlossen. Die Erwartungen der Erneuerbaren-Branche an einen neuen Aufbruch im Stromsektor nach einem weiteren schwachen Jahr für die Windkraft, zu niedrigem Zubau bei der Photovoltaik und unzureichender Nutzung von Biomasse, Wasserkraft und Geothermie wurden allerdings nicht erfüllt.

Zwar wurden gegen Ende noch kleine Verbesserungen im Segment Bürgersolaranlagen und Mieterstrom aufgenommen, insgesamt ist das Gesetz aber von Leerstellen, Baustellen und Hindernissen geprägt. Die Erhöhung der Ausbaupfade ist vertagt, das Bekenntnis zur Energiewende als öffentliches Interesse wieder herausgestrichen und die Ausschreibungen, einst als marktwirtschaftliches Instrument gepriesen, sind weiterhin kompliziert und ins Absurde geführt.

Die Bundesregierung hat damit die Chance vertan, Versäumnisse aufzuarbeiten und den notwendigen Rahmen sowie konkrete Maßnahmen für Energiewende und Klimaschutz voranzubringen. Hier muss vor dem Hintergrund der beschlossenen Nachjustierung zeitnah ein Korrekturpaket auf den Weg gebracht werden. Im Superwahljahr 2021 ist der dringend benötigte Handlungsbedarf für eine ambitionierte Energiewende auch mit Blick auf die folgenden Regierungsjahre in Bund und Ländern zu lenken.

Vor allem ist die auf dieses Jahr verschobene Erhöhung der Ausbaupfade im EEG entsprechend eines höheren EU-Klimaziels und realistischer Strombedarfsentwicklungen vorzunehmen. Mit der von der EU-Kommission und dem Europäischen Rat bereits beschlossenen Erhöhung des europäischen Klimaziels, das im Rahmen der Trilogverhandlungen auf mindestens 55 Prozent Treibhausgasminderung im Jahr 2030 gegenüber dem Jahr 1990 angehoben werden wird, wird es auch notwendig, das Ausbauziel für Erneuerbare im Stromsektor auf 80 statt bislang 65 Prozent bis

2030 zu erhöhen. Denn die Erneuerbaren sind der Schlüssel für mehr Klimaschutz.

Zudem wird der Bedarf an Ökostrom aufgrund der Zunahme an Wärmepumpen, Elektromobilität und grünem Wasserstoff erheblich steigen. Trotz Effizienzanstrengungen wird er nach Berechnungen des Bundesverbands Erneuerbare Energie (BEE) mit rund 740 Terawattstunden (TWh) im Jahr 2030 deutlich höher sein als die im Klimaschutzprogramm 2030 angenommene Menge von 481 TWh. Zumal im letztgenannten die Bedarfe aus der Nationalen Wasserstoffstrategie noch gar nicht eingerechnet sind. Ohne realistische Prämissen bei der Stromentwicklung droht eine Ökostromlücke von 100 TWh bis 2030.

Deswegen sind jetzt alle bürokratischen Hemmnisse im EEG zu beseitigen, das Stromsystem auf die erneuerbaren Energien umzustellen und auch die Hürden bei Genehmigungsverfahren und Flächenbereitstellung zu überwinden. Diese Korrekturen gehen über den vom Bundestag beschlossenen Entschließungsantrag hinaus, der von der Regierung die Umsetzung einiger im EEG 2021 nicht geregelter Punkte beinhaltet, wie etwa die Forderung zur Festsetzung der Ausbauziele im ersten Quartal 2021.

Paradoxon der Ausschreibungen

Kurzfristig wurden vor Verabschiedung des EEG unter Verweis auf EU-Wettbewerbsvorgaben weitreichende Änderungen des Ausschreibungsmechanismus für die einzelnen erneuerbaren Technologien vorgenommen. Bei der Windenergie droht nun nicht nur ein Netto-Rückbau, falls die jetzt enthaltene Lösung für den Weiterbetrieb keine Wirkung entfaltet, sondern es wurde auch noch eine neue Regelung eingeführt, mit der bei drohender Unterdeckung der Ausschreibung das Volumen gekürzt wird. So sollen Ausbaumengen erst ab dem Jahr 2024 neu ausgeschrieben werden, wenn die jeweilige Auktion unterzeichnet ist. Außerdem werden die Ausschreibungsvolumina nach unten angepasst, wenn aufgrund vorheriger Gebotsrunden zu erwarten ist, dass die neue Auktion wieder unterzeichnet sein wird. Damit wird das Ziel, den Markt anzureizen, völlig verfehlt, und der notwendige Ausbau der erneuerbaren Energien zusätzlich entscheidend gefährdet.

Ein ähnliches Problem besteht im Bereich der Bioenergie. Kurz vor der Verabschiedung des EEG wurden Verschlechterungen beim Flexibilitätszuschlag für Bestandsanlagen beschlossen. Zudem werden bei einer Unterzeichnung der ausgeschriebenen Menge nur 80 Prozent der Neuanlagen und 80 Prozent der Bestandsanlagen einen Zuschlag erhalten. Zwar wurden die zu niedrigen Gebotshöchstwerte, welche zur Unterdeckung der Ausschreibungen geführt hatten, in der EEG-Novelle von 14,3 Cent pro Kilowattstunde (ct/kWh) auf 16,4 ct/kWh angehoben, es muss sich aber noch zeigen, ob die Erhöhung ausreicht, um den Markt anzureizen. Durch die neue Regelung wird die Unsicherheit bei den Bietern vorerst jedenfalls steigen. Und der Wegfall der Ausschreibungsvolumina, die erst drei bis vier Jahre später wieder ausgeschrieben werden dürfen, führt faktisch dazu, dass die dringend benötigten Mengen verfallen.

Auch im Bereich der Photovoltaik führt die Anpassung der Ausschreibungen zu Problemen. Die Wahlmöglichkeit, ab 300 Kilowatt (kW) an der Ausschreibung teilzunehmen oder alternativ eine Vergütung für nur 50 Prozent des Stroms zu erhalten, stellt eine künstliche Marktbremse dar. Wenn die Projektierer in Zukunft an stark limitierten Förderauktionen teilnehmen müssen, um für mehr als 50 Prozent der erzeugten Strommenge eine Marktprämie zu erhalten, wird ein Großteil der ungenutzten Gewerbedächer weiterhin nicht erschlossen werden.

Lichtblicke in der Novelle

Neben Enttäuschungen und Leerstellen sowie vielen Versäumnissen enthält die EEG-Novelle auch einige Verbesserungen, die zum Teil aber nur Rücknahmen von Verschlechterungen darstellen. Eine Verbesserung ist etwa die Abschaffung der so genannten Sonnensteuer für kleine Anlagen, eine alte Forderung, die nun Photovoltaikanlagen bis 30 kW von der EEG-Umlage befreit, wenn der Strom für den Eigenverbrauch genutzt wird. Positiv hervorzuheben ist auch, dass Anlagen bis zu sieben kW zunächst nicht mit intelligenten ▶

ENERGIEFORSCHUNGSPROJEKT:
Transformation des Energiesystems am Beispiel Thüringens
Wir erforschen und entwickeln innovative systemische Lösungen für eine CO_2-freie Energieversorgung mit Industrie und Gewerbe.
ZO.RRO
ZERO CARBON CROSS ENERGY SYSTEM
#ZO.RRO ZEIGT ZUKUNFT.
www.zorro.energy

Mess- und Steuerungseinrichtungen nachgerüstet werden müssen, denn diese Technologien sind für die Betreiber sehr kostenintensiv.

Zu begrüßen ist außerdem die Absenkung der ab 2022 einsetzenden Degression der Vergütung von Geothermie von 2 auf 0,5 Prozent. Damit wird ein gutes Zeichen für die Branche gesendet. Positiv ist auch das Signal für die kleine Wasserkraft, die mit einer installierten Leistung bis 500 kW für einen Bemessungsleistungsanteil von 100 kW einen Aufschlag in Höhe von drei ct/kWh auf ihre bestehende Vergütung erhält.

Gleichzeitig gibt es Verbesserungen beim Mieterstrom, weil hier die Voraussetzungen für die Einstufung der erzeugten Strommengen als Eigenverbrauch angepasst wurden. Die konkretisierte Formulierung im EEG mit der Fokussierung auf das Quartier macht es möglich, auch anteilig von der EEG-Umlage befreit zu werden, wenn der erzeugte Strom im Quartier geteilt wird, ohne dass entsprechendes Eigentum gegeben sein muss. Ob damit rechtliche Sicherheit geschaffen wurde, wird sich allerdings noch zeigen.

Neues Strommarktdesign

Ein besonderes Problem bleibt auch nach der Novellierung des EEG im Bereich der negativen Strompreisfenster bestehen. Die Regelung des Paragrafen 51 sah bisher einen Wegfall der Förderung vor, wenn in sechs aufeinanderfolgenden Stunden negative Strompreise auftraten. Mit der Neugestaltung des EEG wurde diese Regelung verschärft – zukünftig fällt die Förderung schon nach vier Stunden weg. In Anbetracht der Tatsache, dass die Regelung schon in der Vergangenheit nicht dazu führte, negative Strompreise zu vermeiden, wird sie das auch in Zukunft nicht tun.

Zusätzlich muss ein angemessener Kompensationsmechanismus eingeführt werden, der die durch negative Strompreise entgangene Einspeisung über einen Abrechnungsmechanismus am Ende eines jeden Jahres ausgleicht. Die nun gefundene Lösung soll die ausgefallenen Stunden nach der 20-jährigen Förderdauer nachholen. Ein Ausgleich der Stunden kompensiert allerdings nicht die verfallene Strommenge und berücksichtigt auch nicht, dass Anlagen möglicherweise gar keine 20 Jahre betrieben werden.

So lange der Strommarkt weiterhin auf die Bedürfnisse der konventionellen Kraftwerke ausgerichtet ist, wird die inzwischen kostengünstige Produktion erneuerbarer Energie nicht an den Verbraucher weitergegeben. Vielmehr werden die Erneuerbaren für die Überproduktion am Strommarkt auch noch bestraft. Dabei ist längst klar, dass in den meisten Fällen konventionelle Kraftwerke die Verursacher der negativen Strompreisfenster sind.

Eine Neugestaltung des Strommarktdesigns auf Basis der erneuerbaren Energien muss deshalb auf der Tagesordnung stehen. Die EE-Technologien sind zur tragenden Säule des Energiemarkts aufgestiegen. Die Ausgestaltung des Strommarkts muss sich also auf die regenerativen Energien ausrichten, welche bereits heute die Verantwortung übernommen haben.

Fazit

Wenn das Stromsystem weiter flexibilisiert wird, indem Optionen wie der Zubau erneuerbarer Energien, Speicher, zuschaltbare Lasten und Sektorkopplungstechnologien angereizt und genutzt werden, und auch die noch im Markt vorhandenen fossilen Energien ihren Flexibilitätsbeitrag leisten, wird der Strommarkt mehr und mehr zukunftsfest. Eingebettet in den europäischen Verbund, in dem die Anteile erneuerbarer Energien ebenfalls weiterwachsen und Bürgerenergie gestärkt wird, steht der Modernisierung des Energiesystems nichts im Wege.

Dafür müssen in den kommenden Monaten die Weichen gestellt werden. Das Superwahljahr wird zeigen, wer es versteht, das Energiesystem der Zukunft sauber und versorgungssicher aufzustellen, und so gleichsam für regionale Wertschöpfung, Klimaschutz und eine hohe demokratische Legitimation durch konkrete Bürgerbeteiligung zu sorgen. ■

Die Autorin: Dr. Simone Peter

Dr. Simone Peter ist seit dem Jahr 2018 Präsidentin des Bundesverbands Erneuerbare Energie. Zuvor war sie Bundesvorsitzende von Bündnis90/Die Grünen. Von 2009 bis 2012 war Peter Ministerin für Umwelt, Energie und Verkehr des Saarlands.

Ganzjährig vernetzen

Der Präsenztermin der diesjährigen E-world energy & water ist abgesagt. Dafür können sich die Branchen-Player über eine digitale Plattform mit vielseitigem Online-Programm vernetzen und austauschen.

Die E-world energy & water in Essen ist seit über 20 Jahren der Ort, an dem die Branche zusammenkommt und gemeinsam an den Themen von morgen arbeitet. Hier treffen junge Start-ups auf etablierte Branchengrößen, klassische Geschäftsmodelle auf innovative Businessansätze, kreative Ideengeber auf erfahrene Investoren, um Synergien zu schaffen und Entwicklungen kritisch zu beleuchten. Diese Plattform wird der Energiewirtschaft auch 2021 zur Verfügung stehen – in diesem Jahr jedoch etwas anders als sonst. Da der geplante Präsenztermin vom 4. bis zum 6. Mai 2021 nicht stattfinden kann, bietet ein neues digitales Portal vielfältige Möglichkeiten der Vernetzung.

Erstmals steht der Branche mit der E-world Community ganzjährig ein Angebot zum Austausch und zur Information untereinander sowie zur Geschäftsanbahnung zur Verfügung. Das Netzwerk sorgt für eine effektive Kommunikation und bildet somit langfristig das digitale Plus zur Präsenzmesse. Durch intelligentes Matching, personalisierte Feeds und detaillierte Such- und Filterfunktionen verbindet die E-world Community zielführend Unternehmen und Besucher der E-world in der digitalen Welt. Anbieter können hier schnell und intuitiv ihre Produkte, Projekte und Kooperationsmöglichkeiten darstellen. Registrierte Nutzer finden so alle relevanten Informationen rund um die Themen Energie, Nachhaltigkeit und Infrastruktur auf einer Plattform und können sofort in Aktion treten. Durch die Angabe von Interessen, Angeboten oder Gesuchen erhalten alle Teilnehmer regelmäßig individuell angepasste Produkt- und Kontaktvorschläge. Zahlreiche Interaktionsmöglichkeiten unterstützen die digitale Kommunikation.

Wer Teil der Community wird, kann sein persönliches Profil individuell auf die eigenen Interessen und Bedürfnisse anpassen. Die Daten bleiben innerhalb der Community und sind nur für registrierte Nutzer sichtbar. Teilnehmer, die auf der Suche nach relevanten Geschäftskontakten sind, können so genannte Requests in der Community veröffentlichen – ein Gesuch oder Angebot, über das Mitglieder passende Investoren, Partner oder Kunden finden können. Darüber hinaus verschaffen Requests ihnen im Netzwerk zusätzliche Reichweite und bilden die Grundlage dafür, sie anhand ihrer Angaben mit anderen Teilnehmern zusammenzubringen. Sobald ein Request eingestellt ist, macht das Netzwerk sich an die Arbeit und schlägt automatisiert passende Kontakte als Geschäfts- oder Kooperationspartner vor.

Online-Veranstaltungen für die E-world Community.

Über die Messenger-Funktion der Community können Nutzer schnell und bequem mit diesen Firmen oder Personen in Kontakt treten und so digital ihr Netzwerk ausbauen.

Der persönliche Feed wird regelmäßig individuell für die User erstellt. Sie können sich darüber schnell und effizient über aktuelle Netzwerkinhalte zu Technologiethemen und Innovationsmöglichkeiten informieren, die passend zu ihren Interessen ausgewählt werden. Auch über die neuesten Produkte und Angebote der E-world-Aussteller können sie so mehr erfahren. Mittels einer umfangreichen Such- und Filterfunktion der Community lassen sich zudem passende Aussteller und Produkte finden. So können sich Mitglieder direkt mit den Firmen austauschen und einen Termin vereinbaren. Über die E-world Community ist auch die kostenfreie Teilnahme an Online-Veranstaltungen zu aktuellen Branchenthemen möglich, in denen spannende Einblicke und neue Impulse vermittelt werden.

Elena Brenk ist Projektleiterin Marketing bei Conenergy.

Link-Tipp

Die Anmeldung zur E-world Community ist hier möglich:

- https://community.e-world-essen.com

Verlässlichen Rahmen schaffen

Die Stadtwerke sind beim Ausbau der Lade-Infrastruktur für die Elektromobilität die treibende Kraft. Für ihr Engagement benötigen sie verlässliche Rahmenbedingungen. Dazu gehört etwa, die Entscheidung über den Gesetzentwurf zur Spitzenglättung nicht länger aufzuschieben.

Elektroautos werden für Fahrzeughalter immer attraktiver. So weisen die Zahlen des Kraftfahrtbundesamts eine erhebliche Steigerung bei der Zulassung von Elektro-Pkw in jüngster Zeit auf. Wurden 2016 im gesamten Jahr etwas mehr als 11.000 Elektroautos neu zugelassen, so waren es im Jahr 2020 bereits fast 200.000. Das ist vor allem ein Resultat der Aufbauarbeit, welche die Energiewirtschaft in den vergangenen Jahren bei der öffentlichen und privaten Lade-Infrastruktur geleistet hat.

Ausbau beschleunigen

Diese positive Tendenz darf allerdings nicht darüber hinwegtäuschen, dass die Elektromobilität in Deutschland nach wie vor einen schweren Stand hat. Das ergab eine Umfrage des Meinungsforschungsinstituts Civey im Auftrag des Verbands kommunaler Unternehmen (VKU). Dabei wurden 10.000 Autofahrer danach gefragt, welche Umstände gegeben sein müssten, damit sie sich beim nächsten Autokauf für ein E-Auto entscheiden würden. Fast 39 Prozent der Befragten gab an, sich unter keinen Umständen ein solches zulegen zu wollen. Gerade einmal 3,9 Prozent sind schon heute vom Elektroauto überzeugt. Damit sich Autofahrer für ein E-Auto entscheiden, müssen diese nach Ansicht der Befragten eine verbesserte Reichweite haben (38,1 Prozent) und günstiger sein (35,8 Prozent). Erst auf dem dritten Platz landet die Forderung nach einem Ausbau der öffentlichen Ladesäulen (31,4 Prozent).

Wenngleich vorrangig also die Automobilhersteller ihre Produkte verbessern müssen, ist der Ausbau der Lade-Infrastruktur entscheidend für die Verkehrswende. Für das Jahr 2030 hat sich die Bundesregierung zum Ziel gesetzt, sieben bis zehn Millionen Elektrofahrzeuge auf Deutschlands Straßen zu bringen. Eine Studie des Bundesverkehrsministeriums, die auf den Planungen der großen deutschen und internationalen Kraftfahrzeughersteller beruht, kommt zu dem Ergebnis, dass bis dahin aber bereits knapp 15 Millionen Fahrzeuge unterwegs sein könnten. Das wären 50 Prozent mehr Fahrzeuge, als den Planungen der vergangenen Jahre zugrunde gelegt wurde. Im Moment steht der Anzahl der zugelassenen Fahrzeuge noch ein starkes Überangebot an verfügbaren Ladepunkten gegenüber. Dieses Verhältnis kann sich jedoch schnell ändern, wenn nicht jetzt die Weichen für eine deutliche Beschleunigung des Ausbaus der Lade-Infrastruktur gestellt werden.

Die Stadtwerke haben in den vergangenen Jahren einen erheblichen Beitrag dazu geleistet. Mittlerweile befinden sich von circa 32.000 öffentlichen Ladepunkten in Deutschland fast 17.500, also etwas mehr als die Hälfte, in kommunaler Hand. Die kommunalen Unternehmen sind somit die treibende Kraft beim Ausbau öffentlicher Ladepunkte. Damit sie auch in Zukunft die notwendigen Investitionen tätigen können, müssen bestehende Hemmnisse zügig abgebaut und die Rahmenbedingungen für den Ausbau der Lade-Infrastruktur optimiert werden.

Flächen, Flächen, Flächen

Unter anderem bedarf es schleunigst mehr Flächen für den Ausbau. Darauf muss der Rechtsrahmen für die Elektromobilität ausgerichtet werden. So war es richtig, dass etwa das Gebäude-Elektromobilitätsinfrastruktur-Gesetz (GEIG) während des parlamentarischen Verfahrens noch einmal sinnvoll erweitert wurde und nun auch Quartierslösungen in den Blick nimmt.

Entscheidend ist, dass alle Akteure, die Zugriff auf Flächen haben, an einem Strang ziehen. Dazu müssen Kommunen, Energiewirtschaft, Automobilwirtschaft, Handel und Wohnungswirtschaft an einen Tisch. Die Erfahrung zeigt: Nichts geschieht, wenn es nicht vor Ort geschieht. Die konkrete Umsetzung des Lade-Infrastrukturausbaus findet in den Kommunen statt. Daher sollten dort Elektromobilitätsmanager die lokalen Akteure zusammenbringen und die notwendigen Flächen aktivieren.

Hinsichtlich des Bezahlens wird immer wieder die Forderung laut, dass der Strom am öffentlichen Ladepunkt nicht teurer sein dürfe als Haushaltsstrom. Bei dieser De-

batte brauchen wir mehr Seriosität. Denn klar ist: Aufbau und Betrieb öffentlich zugänglicher Ladepunkte kosten sehr viel Geld. Die größten Posten bei der Investition stellen die Baukosten, die Kosten für die technischen Anlagen und vor allem der Netzanschluss dar. Auch die laufenden Kosten sind recht hoch. Laut einer Befragung der VKU-Mitgliedsunternehmen ist bei einer Ladesäule auf öffentlichem Straßenland üblicherweise mit rund 600 Euro pro Jahr und Ladepunkt für die technische und wirtschaftliche Betriebsführung zu rechnen. Die Kosten für den Strom sind hier noch nicht einkalkuliert. Zudem müssen oft noch die Kosten für den Kapitaldienst eingeplant werden, da insbesondere Schnellladestandorte mit einem Volumen von mehreren Millionen Euro nicht zu den Investitionen gehören, die aus der Portokasse finanziert werden. Diese Kosten müssen perspektivisch – eine entsprechende Auslastung der Standorte vorausgesetzt – aus dem Betrieb refinanziert werden. Daher werden sie sich – neben den regulären Kosten für den Strombezug – auch im Preis für den Ladestrom wiederfinden müssen.

Stadtwerke sind jedoch nicht nur beim Ausbau der Lade-Infrastruktur für die Elektromobilität aktiv. Kommunale Unternehmen vollbringen als Verteilnetzbetreiber seit Jahren eine enorme Integrationsleistung. Das gilt im zunehmenden Maße für die Integration der erneuerbaren Energien, die zu 95 Prozent ans Verteilnetz angeschlossen sind, aber auch für die Integration neuer, flexibler Verbraucher wie Wärmepumpen oder eben Elektroautos.

Spitzenglättung verabschieden

Um die steigenden Herausforderungen der Energiewende auch in Zukunft bewältigen zu können, brauchen die Netzbetreiber einen angemessenen Refinanzierungsrahmen für Netzausbau und -betrieb. Darüber hinaus benötigen sie die richtigen Instrumente, um einen sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb aufrechtzuerhalten. Dazu gehört die sich aktuell in der Diskussion befindliche so genannte Spitzenglättung.

Eigentlich war die Debatte hier schon einen erheblichen Schritt weiter. Ein zweijähriger Diskussions- und Gutachterprozess hat gezeigt, dass sich die grundsätzliche Ausrichtung der Spitzenglättung, wie sie der bisherige Gesetzentwurf des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi) vorsah, als beste und wirksamste Lösung erwiesen hat. Sie bringt den Hochlauf der Elektromobilität mit Versorgungssicherheit und Kosteneffizienz in Einklang und so die Verkehrswende weiter voran. Zwar stellt das Stromnetz bislang nicht den Flaschenhals für den Ausbau der Lade-Infrastruktur dar. Aber ohne die Option, Lastspitzen bei einer zeitweiligen Überbeanspruchung des Netzes zu glätten, kann es in ein paar Jahren in einigen Netzgebieten zu erheblichen Verzögerungen beim Anschluss neuer Ladestationen kommen. Mit Spitzenglättung können drei- bis viermal mehr Ladestationen kurzfristig angeschlossen und in einen sicheren Netzbetrieb integriert werden.

Es wäre ein erheblicher Rückschritt, sollte der parlamentarische Prozess um die Spitzenglättung nun neu aufgerollt werden. Der Gesetzentwurf sollte nicht auf die lange Bank geschoben und eine Lösung noch in dieser Legislaturperiode beschlossen werden. Es bedarf jetzt der richtigen Instrumente für die Integration neuer, flexibler Verbrauchergruppen und für einen planbaren, verlässlichen und sicheren Netzbetrieb.

Die Ermöglicher vor Ort

Die Stadtwerke engagieren sich in verschiedenen Bereichen, die für den Erfolg der Elektromobilität zentral sind. Dieses Engagement wollen sie fortsetzen und somit die Ermöglicher vor Ort sein. Dazu brauchen sie jedoch sowohl für den Ausbau der Lade-Infrastruktur als auch für die Integration der Elektromobilität in das Stromnetz verlässliche Rahmenbedingungen. Wie diese aussehen müssen, war auch ein Thema der Diskussion mit Bundesverkehrsminister Andreas Scheuer und Bundeswirtschaftsminister Peter Altmaier auf der diesjährigen Verbandstagung des VKU, die am 9. März als rein digitales Event stattfand. ■

Der Autor: Ingbert Liebing

Ingbert Liebing ist seit April 2020 Hauptgeschäftsführer des Verbands kommunaler Unternehmen e.V. (VKU). Zuvor war Liebing Staatssekretär und Bevollmächtigter des Landes Schleswig-Holstein beim Bund und von 2005 bis 2017 Mitglied des Deutschen Bundestags. Zudem hat er in Schleswig-Holstein verschiedene kommunalpolitische Ämter bekleidet.

Wasserstoff im Erdgasnetz

Es klingt verlockend: Die zukünftige grüne Wasserstoffwirtschaft verfügt schon heute über ein sicheres Rückgrat, nämlich das Gastransportnetz. Ob das stimmt, wird im Projekt H2vorOrt untersucht. Dabei werden verschiedene technische Lösungen getestet.

Derzeit beleuchtet die Gaswirtschaft im Projekt H2vorOrt die Machbarkeit des Wasserstofftransports in regionalen Gasnetzen. Demnach könnten Gasverteilnetze Wasserstoff flächendeckend und für alle Kunden und Anwendungen transportieren – nach einer entsprechenden Ertüchtigung. Nach den Regeln des Fachverbands Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches (DVGW) dürfen dem Erdgas derzeit allerdings nur bis zu zehn Prozent Wasserstoff beigemischt werden. Experten gehen davon aus, dass 20 Prozent Beimischung möglich sind, ohne dass dies Auswirkungen auf die Gasanwendungen hat oder technische Anpassungen nötig sind. Ralf Borschinsky vom Fernleitungsnetzbetreiber ONTRAS erklärt: „Derzeit ist der DVGW dabei, das Regelwerk dafür entsprechend anzupassen. In vielen Fällen ist Wasserstoff in seiner reinen Form wertvoller als mit Erdgas vermischt." Auch fehlten derzeit noch europäische Regelungen, um Wasserstoff grenzübergreifend in andere europäische Länder transportieren zu können. Bis auf die Niederlande gelte hier noch die Null-Prozent-Wasserstoffmarke. An der Grenze ist somit bisher Schluss mit Wasserstoff.

Stadtgasnetze bedingt geeignet

Es bestehen auch Erfahrungen mit dem Wasserstofftransport in ehemaligen Stadtgasnetzen, die letztlich Wasserstoffgemische beförderten, und zwar mit einem Anteil von 26 bis teilweise sogar 40 Prozent. Diese wurden mit ähnlichem Druck betrieben wie die heutigen Erdgasnetze. Ein höherer Wasserstoffanteil könnte jedoch eine mögliche Rissbildung im Leitungssystem beschleunigen. Hinzu käme die erhöhte Flüchtigkeit etwa an Armaturen. „Auch hatten die Gasgemische damals andere Eigenschaften als heutige H2-Erdgasgemische, sodass die Erfahrungen zwar helfen, aber keineswegs direkt übertragbar sind", sagt ONTRAS-Manager Borschinsky. Das heutige Gasverteilnetz besteht im Gegensatz zu alten Stadtgasnetzen zudem primär aus Kunststoff und Stahl – beide eignen sich sehr gut für den Transport von auch 100 Prozent Wasserstoff.

Ein Bericht des Wissenschaftlichen Dienstes für den Bundestag aus dem Jahr 2019 kommt zu dem Schluss, dass aus chemisch-

technischer Sicht die Einspeisung in die Erdgasinfrastruktur laut einigen Betreibern noch nicht abschließend in allen Einzelaspekten geklärt ist. Es bestehe weiterhin Bedarf an Entwicklungsaktivitäten und Regelungsanpassungen. Die Auffassungen hängen auch von der Prozesskette des Wasserstoffs, etwa Elektrolyseverfahren oder Methanisierung, von den Endverbrauchern sowie den wirtschaftlichen Rahmenbedingungen ab.

Genau an diesen Rahmenbedingungen setzt das Projekt H2vorOrt an, bei dem der DVGW die Federführung innehat und an dem sich 30 Verteilnetzbetreiber beteiligen. Getestet werden drei technische Lösungen: der erwähnte Mittransport von Wasserstoff beim Erdgas, eine reine Wasserstoffinfrastruktur sowie eine Aufmethanisierung des elektrolytisch erzeugten Wasserstoffs und der dann problemlose Transport mittels des Netzes. Doch wie realistisch sind vor allem die letzten beiden Szenarien?

Beimischung zu Erdgas

Derzeit sind Beimischungen nach DVGW-Regelwerk bis 9,99 Prozent zulässig. „Grundsätzlich scheinen Beimischungen über 20 Prozent Wasserstoff aus heutiger Sicht nicht zielführend zu sein. Denn mit steigendem Wasserstoffanteil verändern sich auch die physikalischen Eigenschaften des Mischgases“, warnt Borschinsky. Generell eigneten sich aber – nach entsprechender Prüfung und technischer Anpassung – die Stahlleitungen der Fernleitungsnetze in Deutschland auch für den reinen Wasserstofftransport, ebenso die meisten Armaturen. Carsten Stabenau vom Verteilnetzbetreiber Westnetz bestätigt: „Die Rohrwerkstoffe, die ▶

wir derzeit im Verteilnetz verwenden, können sogar 100 Prozent Wasserstoff transportieren. Das sind vor allem Polyethylen (PE), Polyvinylchlorid (PVC) und Stahl mit niedriger Streckgrenze." Ihm seien nur wenige Leitungen im Verteilnetz (VNB) bekannt, in denen Stahlsorten eingesetzt werden, die einer genaueren Untersuchung unterzogen werden müssen.

Der Netzentwicklungsplan der Fernleitungsnetzbetreiber (FNB) verfolgt eine Vision für ein überregionales Wasserstoffnetzwerk mit insgesamt 5.900 Kilometern. In den Netzentwicklungsplan Gas fand diese schon Eingang. Demnach könnten im Jahr 2022 erste H2-Leitungen entstehen. Zunächst soll bis 2030 ein 1.100 Kilometer langes Teilnetz in Nordrhein-Westfalen, Niedersachsen sowie Sachsen-Anhalt umgebaut werden – und zwar nah an industriellen Verbrauchern von Wasserstoff sowie für Importe aus den Niederlanden. Die Kosten belaufen sich auf 290 Millionen Euro bis Ende 2025 und 660 Millionen Euro bis Ende 2030.

Eine Genehmigung dafür steht aber noch aus. Überhaupt hängt vieles beim Umbau auf Wasserstofftauglichkeit an der staatlichen Regulierung. „Um höhere Zumischpotenziale zu erreichen, müssten regulierungsrechtlich zunächst die zulässigen Grenzwerte für die Beimischung von Wasserstoff erhöht werden", erläutert Rechtsanwalt Martin Altrock von der auf Energierecht spezialisierten Kanzlei Becker Büttner Held in Berlin. Zwar bestünden Erfahrungen und ein Rechtsrahmen für die bis 2029 andauernde Umstellung von L- auf H-Gas. Tatsächlich wird ein reiner Wasserstoffbetrieb in den nächsten Jahren flächendeckend aber gar nicht benötigt.

Reine Wasserstoffleitungen werden nur bei entsprechend hohem Bedarf entstehen. Das gegenwärtige Ziel der Klimaneutralität bis zum Jahr 2050 könnte den Betrieb mit 100 Prozent Wasserstoff jedoch beschleunigen. Dieser reine Wasserstoffbetrieb soll sich von einzelnen Insellösungen nach und nach in die Fläche entwickeln. Wollte man das gesamte Erdgasnetz bis zum letzten Haushalt wasserstofffest nachbauen, würde das nach Expertenmeinungen rund 270 Milliarden Euro kosten.

Zwei Inselnetze

In einer Studie von Gas for Climate, bei dem ONTRAS Mitglied ist, werden die Kosten für das am Ende etwa 23.000 Kilometer lange Wasserstoff-Fernleitungsnetz in Europa auf 27 bis 64 Milliarden Euro geschätzt. Daher werden solche Netze zunächst überwiegend dort entstehen, wo zwischen Anbieter oder Produzent und Abnehmer nur ein kurzer Weg und ein hohes Transportvolumen herrscht. Derzeit gibt es in Deutschland zwei Inselnetze: im Ruhrgebiet und im Chemierevier von Halle/Saale. Letzteres ging teilweise aus einem alten Stadtgasnetz hervor, das noch zu DDR-Zeiten installiert wurde. „Dort sind genau die industriellen Anwender zu finden, die auch eine höhere Zahlungsbereitschaft für grünen Wasserstoff aufgrund der CO_2-Strafzahlungen mitbringen", erklärt Westnetz-Manager Stabenau.

In Holzwickede startet Westnetz zudem einen Versuch, in einem Verteilnetz mit 100 Prozent Wasserstoff zu arbeiten *(siehe auch Seite 20)*. Dafür werde geprüft, ob das gesamte Netz für 100 Prozent Wasserstoff geeignet sei. Materialtechnisch sei dies kein Problem. 500 Meter würden dafür aus der Erdgasversorgung herausgenommen und damit vier Gewerbekunden mit Wasserstoff versorgt. Diese benötigten neue Endgeräte, hier Gas-Brennwertkessel mit 24 Kilowatt Leistung.

„Mehrkosten gibt es vor allem, falls nicht das bestehende Erdgasnetz für die Wasserstoffverteilung umgewidmet wird, sondern stattdessen parallel neue Wasserstoffleitungen gebaut werden", meint Rechtsanwalt Altrock. Bestehende Erdgasleitungen seien bereits teilweise abgeschrieben und könnten zum Buchwert eingebracht werden. Regulierungsrechtlich sollten FNB und VNB in die Lage versetzt werden, hier bald Investitionen tätigen zu können. Die Transformation der heutigen Gasnetze verspreche jedenfalls Synergieeffekte.

Am 10. Februar 2021 wurde zudem das Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) geändert. Nun gilt ein freiwilliger Regulierungsrahmen für reine Wasserstoffnetze. Deren Betreiber können sich jetzt freiwillig einer Regulierung unterziehen, zudem müssen sie die Kosten von Wasserstoffnetzen und Erdgasnetzen klar trennen, diese dürfen nicht querfinanziert werden. Die Erdgasbranche drängte auf diese Regelung und erhofft sich dadurch sogar eine „Überholspur für Wasserstoffnetze", so Sebastian Bleschke, Geschäftsführer des Speicherbetreiberverbands INES. Denn ohne Regulierung, die man auch wählen könne, könnten die Netze ohne Zeitverzug gebaut werden.

Würde man Wasserstoff methanisieren, also mit CO_2 aus der Umgebungsluft, der Biogasaufbereitung oder aus industriellen Prozessen zu synthetischem Erdgas (SNG)

machen, wäre eine Umrüstung des Gasnetzes nicht nötig. SNG ist chemisch und physikalisch weitgehend identisch mit Erdgas, somit könnten auch die Geräte der Endverbraucher ohne Umrüstung weitergenutzt werden.

Methanisierung mit Verlusten

Was sich wie ein Königsweg anhört, ist jedoch keineswegs einer. Denn der Prozess ist mit Verlusten verbunden und somit teurer. Von Energieerzeugung über Elektrolyse bis hin zu Methanisierung dürfte der Wirkungsgrad nicht über 60 Prozent liegen. Damit wäre das synthetische Methan deutlich teurer als fossiles Erdgas, das trotz des Brennstoffemissionshandelsgesetzes auch nach 2025 nicht mehr als acht bis zehn Cent je Kilowattstunde (kWh) kosten dürfte. Bei Methan wären es 2025 nach optimistischen Prognosen rund 20 Cent je kWh.

„Man muss sich auch vor Augen halten, dass 2050 nur noch wenige Industrien CO_2 emittieren werden. Dann müsste man es aus der Luft nehmen, was technisch sehr aufwendig ist. Und das wird schnell kostenintensiv“, erläutert Carsten Stabenau. Biomethan wäre hier eine geeignete Ergänzung. Wo es bereits produziert wird oder wo künftig durch das sinnvolle Zusammenführen von Biogasen aus verschiedenen Anlagen diese zu Biomethan veredelt werden können, sollte man es auch nutzen und kann zudem das bei der Veredlung entstehende CO_2 zur Methanisierung verwenden. Die meisten Initiativen der Bundesregierung zielen aber derzeit auf eine reine Wasserstoffproduktion. Die Förderung der Methanisierung zu synthetischem Erdgas wird dabei vernachlässigt. „Die Methanisierung von Wasserstoff ist in der Tat nur sinnvoll, wenn zum einen die dafür benötigte zusätzliche Energie ohne wesentlichen Mehraufwand zur Verfügung steht, etwa bei mikrobakteriellen Verfahren, oder es in der Region keine wirtschaftliche Möglichkeit gibt, den Wasserstoff direkt zu verwenden oder zu speichern“, bestätigt Ralf Borschinsky von ONTRAS. Die Methanisierung von Wasserstoff könnte für den weltweiten Transport eine Option sein, da so die bestehende LNG-Infrastruktur verwendet werden kann. Die geringen Stromgestehungskosten in sonnenreichen Ländern kompensieren hierbei in einem gewissen Maß den geringeren Wirkungsgrad. „Jede Umwandlung ist mit einem Effizienzverlust verbunden. Der zusätzliche Aufwand für eine Methanisierung lohnt sich dann, wenn die Anwendung dies erfordert. Das wäre etwa der Fall, wenn die Energiemenge als Wasserstoff nicht mehr in das Netz eingespeist werden könnte oder die Anwendung den Einsatz eines Kohlenwasserstoffs erfordert, etwa bei der Verbrennung statt Brennstoffzellenanwendung“, meint auch Rechtsanwalt Altrock.

Investitionshilfen gefordert

Die hohen Kosten betreffen nicht nur die Methanisierung, sondern letztlich alle drei Möglichkeiten des Transports von Wasserstoff per Gasnetz. H2vorOrt fordert deshalb von der Politik ein Bekenntnis zur Gasinfrastruktur und damit verbunden Investitionshilfen, ohne die keines der drei Modelle zu realisieren wäre. Die Vorschläge beinhalten einen Umstellbonus für fortschrittliche Gas-Endanwender, eine erhöhte Anrechenbarkeit klimaneutraler Gase auf CO_2-Minderungsvorga- ▶

acal bfi
acalbfi.de/tsm

LoRaWAN™

Smart Grid IoT-Lösungen

Fernüberwachung von Ortsnetzen

mit Trafo-Stations-Monitor TSM über LoraWAN™

- **Hohe Netzstabilität**
- **Versorgungssicherheit**
- **Kosteneinsparungen**

- Trafo-Störungen sofort erkennen und Ausfallzeiten minimieren
- Regelkreise für Netzsicherheit und effektive Marktsteuerung
- Basisdaten für den Aufbau lokaler Ladeinfrastruktur
- Vorausschauende Instandhaltung und weniger Wartungsaufwand
- End-To-End-Komplettlösung für kostengünstige Digitalisierung

Gerne beraten wir Sie persönlich!
Dipl.-Ing. Andreas Schöneberg
+49 8142 6520 188
andreas.schoeneberg@acalbfi.de

consult. design. integrate.

ben, eine Fondsfinanzierung sowie die Schaffung eines Gasnetzgebiets-Transformationsplans. Die derzeit existierende Gasnetzregulierung soll zudem zeitnah einen regulatorischen Rahmen für die Nutzung von Wasserstoffnetzen erhalten.

Universelle Betreiber

Martin Altrock von Becker Büttner Held sagt: „Volkswirtschaftlich sinnvoll ist, Wasserstoff oder SNG entsprechend den Bedürfnissen des Marktes sowie in Übereinstimmung mit den politischen Rahmenbedingungen, eben der Klimaneutralität bis spätestens 2050, anzubieten." Dabei rege der Europäische Green Deal eine weitere Transformation der bestehenden Wirtschaftsstrukturen an. Dies wäre gegenüber tiefgreifenden Veränderungen vorzuziehen, weil ansonsten große Vermögenswerte verloren gingen. Die Ertüchtigung und Umwidmung des bestehenden Erdgasnetzes sei deshalb grundsätzlich sinnvoll. Bei entsprechendem Bedarf sei aber vermutlich auch der Neubau von Wasserstoffleitungen vernünftig. Generell könnten sich die heutigen Erdgasnetzbetreiber zu Universalgasnetzbetreibern entwickeln, die im Kombibetrieb verschiedene Arten bestehender und noch zu bauender Netze für beide Gase unterhalten.

„Mit Ausnahme der Methanisierung gibt es noch keine eindeutige Präferenz, welche Variante die wirtschaftlich sinnvollste ist. Um die besonders von der Industrie benötigten großen Wasserstoffmengen jederzeit bereitstellen zu können, wird es sicherlich reine Wasserstoffnetze geben", bestätigt ONTRAS-Manager Ralf Borschinsky. Diese würden allerdings zum überwiegenden Teil durch die Umrüstung bestehender Pipelines entstehen und nur dort durch Neuleitungen verbunden, wo noch keine Verbindungen existierten.

Ob es auch sonst Mischgasnetze im Verteilnetzbereich geben wird, hängt wesentlich davon ab, ob es gelingt, beide Gase bei Bedarf auch wieder zu trennen. Streng genommen wäre das jedoch nur ein Zwischenschritt. Soll 2050 Klimaneutralität erreicht werden, müssen zu 100 Prozent grüner Wasserstoff oder klimaneutrales Methan oder eine Mischung daraus in den Verteilnetzen genutzt werden. Auf Ebene der Transportnetze wird der Transport von Methan und Wasserstoff hingegen weitgehend getrennt verlaufen.

Das Speicherproblem

Jedes Gasleitungsnetz braucht Speicher – schon allein, um den großen Nachfrageunterschied im Wärmemarkt zwischen Winter und Sommer auszugleichen. Das gilt auch für ein Wasserstoffnetz, wenn der Wasserstoff im Wärmemarkt genutzt werden soll. Genau das regen etwa der Bundesverband der Deutschen Heizungsindustrie (BDH) und der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) an, auch wenn dies von der Bundesregierung bisher negiert wird. Sie sieht den Einsatz von regenerativem Wasserstoff ausschließlich in Industrie und Mobilität.

Die gute Nachricht: Salzkavernenspeicher, wie sie in Deutschland für Erdgas genutzt werden, eignen sich auch für Wasserstoff. Sie sind diffusionsdicht und können daher weitgehend verlustfrei arbeiten. Allerdings gilt auch hier, dass für oberirdische Anlagen und Armaturen diffusionsfestes Material eingesetzt werden muss. Doch das ist machbar. Bisher arbeitet in den USA und Großbritannien jeweils eine solche Anlage. In Deutschland will der Leipziger Erdgasgroßhändler VNG einen seiner Speicher bei Bad Dürrenberg im südlichen Sachsen-Anhalt auf Wasserstoff umrüsten. Dieser wird dann auch noch mit Windstrom aus einem eigenen Windpark gespeist. Abgenommen werden soll der Wasserstoff ab 2025 oder 2026 von einem nahegelegenen Chemiepark.

Wasserstoff für alle Bereiche

Um Netze und Speicher für Wasserstoff wird wohl, Kosten hin oder her, kein Weg vorbeiführen. Die politischen Rahmenbedingungen werden das Verbrennen fossilen Erdgases erschweren. Aufgrund der Größe des Marktes von gasförmigen Brenn- und Treibstoffen braucht es jedoch einen Ersatz. Rechtsanwalt Martin Altrock erklärt: „Aktuell ist der Preis für grünen Wasserstoff im Vergleich zu Erdgas wesentlich höher, was die Nachfrage begrenzt. Daher müssten auf rechtlicher und politischer Ebene finanzielle Anreize für die Erzeugung sowie die energetische oder stoffliche Nutzung von grünem Wasserstoff geschaffen werden." Denkbar seien alle Arten von Förderprogrammen. Insbesondere sollte es zumindest in der Übergangszeit keine Beschränkung auf bestimmte Erzeugungspfade und Aufkommensquellen geben. Eine Wasserstoffwirtschaft hätte mittelfristig das Potenzial, alle Bereiche zu umfassen, die heute an die Gasversorgung angeschlossen sind.

Frank Urbansky

Verteilnetze sind wasserstoffready

Über die Eignung des Erdgasnetzes für Wasserstoff sprach stadt+werk mit Florian Feller, Projektleiter von H2vorOrt und Leiter Klimastrategie und Politische Arbeit beim Unternehmen erdgas schwaben.

Herr Feller, welche Beimischungen von Wasserstoff sind in ein normales Erdgasnetz bislang möglich?

Da muss man zwei Ebenen betrachten. Zuerst die technische. Das Fachregelwerk des DVGW sieht bis zu zehn Prozent H2 im Gasnetz vor. Dabei muss man aber Rücksicht auf sensible Endverbraucher wie CNG-Tankstellen und industrielle Anwender nehmen. Hier wird an Lösungen gearbeitet, den Wasserstoff vorher rauszufiltern. Die Endgeräte im Wärmemarkt halten gut bis zu 20 Prozent Wasserstoff aus. Deswegen will der DVGW auch das Regelwerk auf 20 Prozent erweitern. Dann gibt es noch die marktliche Seite, diese betrifft auch andere klimaneutrale Gase wie Biomethan und synthetisches Erdgas, SNG.

Worauf muss hier geachtet werden?

Es müssen Klippeneffekte vermieden werden. Durch den kontinuierlichen Anstieg des CO_2-Preises werden fossile Gase bis zu einem Tag X billiger sein als klimaneutrale. Das bedeutet, dass bis zu diesem Tag klimaneutrale Gase kaum nachgefragt werden und ab dem Tag X der gesamte Verbrauchermarkt diese Gase möchte. So kann kein Markthochlauf funktionieren. Eine gute Lösung wäre eine Quotenregelung im Wärmemarkt, die Schritt für Schritt einen Ersatz fossiler durch regenerative Gase vorsieht.

Wie könnte man höhere H2-Beimischungen erreichen?

Die anvisierten 20 Prozent Beimischung sind ein wichtiger Schritt, für den kaum Anpassungen am Verteilnetz notwendig sind. Dennoch ist ein weitaus stärkerer Einsatz von Wasserstoff im Verteilnetz möglich und sinnvoll. Die Beimischquoten sollten hierbei jedoch nicht beliebig erhöht werden. Besser sollte regional ab einer Beimischung von 20 bis 30 Prozent auf eine reine Wasserstoffversorgung umgestellt werden. So kann vermieden werden, dass die Endanwender mit unnötigen Anpassungszyklen bezüglich ihrer Verbrauchsgeräte konfrontiert werden.

Welche Mehrkosten würden bei einem reinen Wasserstoffnetz entstehen?

Wenn es um den separaten Neubau eines Wasserstoffnetzes geht, der im Ausmaß dem heutigen Gasverteilnetz entspricht, rechnen wir mit 270 Milliarden Euro. Damit tun wir unserem Land keinen Gefallen. Zusätzlich muss man die Zeit berücksichtigen, die für den Aufbau notwendig ist. Für das heutige Gasnetz haben wir über 50 Jahre gebraucht. Eine regionalspezifische Umrüstung der bestehenden Gasverteilnetze auf Wasserstoff ginge vergleichsweise schnell und würde mit Kosten im niedrigen zweistelligen Milliardenbereich signifikant günstiger sein.

Wie sieht es mit der Aufmethanisierung aus, ist das eine realistische Möglichkeit?

Florian Feller

Letztlich ist es so, dass Wasserstoff vor Ort eine vollständige Energiewende im Gas will. Und das geht nur nah am Endverbraucher. Es handelt sich also um ein stark regional geprägtes Thema. Für Großstädte wäre deswegen die Methanisierung von Wasserstoff definitiv ein Thema. Dort gibt es einen großen Gebäudebestand, der oft nicht einfach auf andere Heizsysteme umgerüstet werden kann. Eine überambitionierte Verstromungsstrategie könnte auch im Wärmemarkt dafür sorgen, dass die Leitungen das nicht mehr packen. Schwankende Lasten wie den Energieverbrauch von Heizungen können Gasnetze gut abfedern – im Gegensatz zum Stromsystem auch saisonal. Hinzu kommt, dass wir selbst bei einer Verdopplung der Sanierungsquote auf zwei Prozent in 30 Jahren bei 60 Prozent sanierten Gebäuden wären. Soll dann Klimaneutralität herrschen, wird das nur über klimaneutrale Gase gehen.

Interview: Frank Urbansky

H2HoWi leistet Pionierarbeit

Inwiefern es technisch möglich ist, eine bestehende Erdgasleitung auf den Transport von reinem Wasserstoff umzustellen, erproben die Unternehmen E.ON SE und Westnetz. Mit ihrem Projekt H2HoWi nehmen sie deutschlandweit eine Vorreiterrolle ein.

Im Rahmen des Forschungs- und Entwicklungsprojekts H2HoWi liefert das Unternehmen E.ON SE gemeinsam mit seiner Konzerngesellschaft Westnetz eine bedeutende Innovation für die Energieversorgung: Zum ersten Mal wird deutschlandweit eine bestehende Erdgasleitung der öffentlichen Gasversorgung auf reinen Wasserstoff umgestellt.

Wasserstoff wird als Energieträger für alle Anwendungen unverzichtbar, in denen die direkte Nutzung von grünem Strom technisch oder wirtschaftlich nicht möglich oder sinnvoll ist. Voraussetzung für die notwendige Dekarbonisierung der Anwendungen ist die Kopplung der verschiedenen Sektoren des Energieverbrauchs. Die Nutzung von reinem Wasserstoff stellt aufgrund der CO_2-neutralen Umsetzung unter anderem im Bereich der Wärmebereitstellung und Mobilität eine zukunftsweisende Lösung dar. Neben der Produktion von Wasserstoff ist die Frage der Verteilung entscheidend. Die vorhandene Gasinfrastruktur bietet hierfür optimale Voraussetzungen. Die deutsche Gaswirtschaft verfügt innerhalb der EU über das größte Speichervolumen. Die Nutzung und Anpassung des bestehenden Erdgasnetzes für den Transport und die Verteilung klimaneutraler Gase ist eine wichtige Voraussetzung für das Gelingen der Energiewende. Wir müssen unsere Infrastruktur H2-ready machen.

Technik in Erprobung

Westnetz setzt sich im Projekt H2HoWi mit dieser Thematik auseinander und analysiert, inwiefern es technisch möglich ist, eine bestehende Erdgasleitung auf reinen Wasserstoff umzustellen. Dazu wird in der Ruhrgebietsgemeinde Holzwickede eine vorhandene Mitteldruck-Erdgasleitung (DP1) zunächst vom Erdgasnetz getrennt und schließlich an einen Wasserstoffspeicher angeschlossen. Dieser wird mit klimaneutralem Wasserstoff der Qualität 3.0 gefüllt, der bei einem Druck von maximal 40 bar gespeichert wird. Im Speicher befindet sich ein Sensor, der einen Niedrigstand online direkt an den Gaslieferanten meldet. Dann wird umgehend ein Lkw mit einem 200-bar-Wasserstoff-Trailer nach Holzwickede entsendet, um den Speicher wieder aufzufüllen.

Im Betrieb wird der Wasserstoff über eine Gasdruckregelstrecke auf 0,35 bar entspannt, odoriert und anschließend in die umgestellte Erdgasleitung eingespeist. Diese wurde im Jahr 2005 aus Polyethylen des Typs PE100 (PEC) gebaut. An die Leitung werden Permeationsmesszellen der Firma DBI – Gastechnologisches Institut gGmbH aus Leipzig installiert, um die Permeation, also die Durchdringung des Gases durch das Material, am PE-Rohr zu quantifizieren.

Aufgrund der Molekülgröße von Wasserstoff wird von einer höheren Permeation gegenüber einer erdgasbetrieben Leitung ausgegangen. Diese wird aber voraussichtlich in einem unkritischen Bereich liegen. Die entsprechenden Messzellen befinden sich an dem durchgehenden PE-Rohr, an einer Schweißstelle zwischen zwei PE-Rohren sowie einer Abzweigarmatur. Um eine Aussage darüber treffen zu können, ob künftig neben Stahl und klassischem Polyethylen weitere Materialien für Wasserstoffverteilnetze eingesetzt werden können, wird zusätzlich ein circa zwölf Meter langes Teilstück aus Polyamid (PA) in die bestehende Erdgasleitung eingesetzt. Auch hier werden entsprechende Messzellen eingebracht. Die für diesen Bereich der Leitung geplanten Messzellen werden die Permeation am PA-Rohr, an einer

Der Autor: Carsten Stabenau

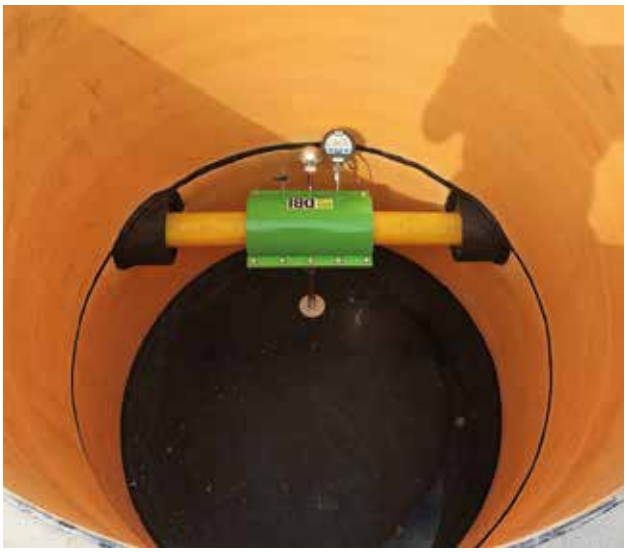
Carsten Stabenau ist bei der Westnetz GmbH im Bereich Innovationsmanagement tätig. Das in Dortmund ansässige Unternehmen ist mit 175.000 Kilometern Strom- und 24.000 Kilometern Gasnetz der Strom- und Gasverteilnetzbetreiber im Westen Deutschlands. Westnetz ist eine 100-prozentige Tochtergesellschaft der Westenergie AG.

Schweißstelle zwischen zwei PA-Rohren sowie an den Verbindungsstücken zwischen Polyamid und Polyethylen messen. Die Messungen werden in regelmäßigen Abständen durch den Partner DBI ausgewertet.

Abnehmer für den Wasserstoff in Holzwickede sind vier Gewerbekunden. Sie wollen damit einen Teil der benötigten Raumwärme erzeugen. Neben der Umstellung der Erdgasleitung sind dafür auch Anpassungen an den bestehenden Kundeninstallationen erforderlich. Bisher auf dem Markt erhältliche Erdgas-Brennwertgeräte können reinen Wasserstoff nicht verbrennen. Daher werden bei den beteiligten Kunden neu entwickelte, wasserstofftaugliche Brennwertgeräte der Firma Remeha installiert. Diese haben eine Leistung von 24 Kilowatt (kW) und verbrennen den reinen Wasserstoff nahezu emissionsfrei. Remeha wird eine Online-Verbindung zu den Geräten haben, um über die Betriebsdaten weitere Erkenntnisse zu erlangen und die Entwicklung der Geräte voranzutreiben, insbesondere im Bereich leistungsstarker Brenner für die Industrie. Die Wartung wird ausschließlich durch Remeha-Mitarbeiter vorgenommen.

Wasserstoff muss auch riechen

Ein weiteres neues Betätigungsfeld innerhalb des Projekts H2HoWi ist die Odorierung des Wasserstoffs. Als Odorierung wird der Zusatz geruchsintensiver Substanzen (Odoriermittel) bezeichnet, insbesondere deren Beimengung zu Gasen ohne signifikanten Eigengeruch. Das Team wird dabei auf erste Erkenntnisse des Projekts HYPOS: H2-Netz zurückgreifen, das unter Beteiligung der Westnetz-Schwestergesellschaft MITNETZ GAS im Chemiepark in Bitterfeld-Wolfen durchgeführt wird. Die Konzentration des Odoriermittels wird in Holzwickede regelmäßig durch Probeentnahmen überwacht. Gleichzeitig werden im Aufstellraum der Brennwertkessel Wasserstoffsensoren montiert, die eine eventuelle Leckage direkt detektieren. In diesem Fall wird die Wasserstoffzufuhr zum Brenner durch ein Absperrventil an der Hauswand sofort gestoppt.



Permeationsmesszelle an einem PE-Rohr auf dem Versuchsfeld in Bitterfeld-Wolfen im Rahmen des Projekts HYPOS: H2-Netz.

Für den Aufbau der technischen Anlagen wie Wasserstoffspeicher, Gasdruckregelung und Odorierung wurde eigens ein Grundstück im Gewerbegebiet in Holzwickede erworben. Dessen Größe wurde so ausgelegt, dass weitere Elemente möglicher Folgeprojekte dort ebenfalls Platz finden. Bereits geplant ist etwa die Errichtung einer Photovoltaikanlage. Der vor Ort erzeugte Grünstrom soll in einem Elektrolyseur für die Produktion von grünem Wasserstoff eingesetzt werden, der dann in den Wasserstoffhochdruckbehälter eingespeist wird.

Mit der Produktion von Grünstrom, der Produktion, Speicherung und Verteilung des grünen Wasserstoffs sowie dessen Verwendung zur Wärmeerzeugung vor Ort entsteht ein Quartier mit einem hohen Eigenerzeugungsanteil des benötigten Heizgases. Die komplette Wertschöpfungskette von Wasserstoff kann so in einem realen Umfeld erprobt werden.

Eine weitere Ausbauoption ist die Integration der Wasserstoffmobilität in das Quartier. So ist vorgesehen, eine Wasserstofftankstelle zu errichten, die unter anderem die Back-to-Base-Fahrzeuge der umliegenden Firmen mit Wasserstoff versorgen soll.

Wichtiges Know-how sammeln

Das gesamte Projekt H2HoWi wird seitens Westnetz geplant, errichtet und betrieben. Der erste Wasserstoff soll noch in diesem Jahr fließen und bis Ende 2023 einen Teil der benötigten Raumwärme bei den Gewerbekunden erzeugen. Eine kontinuierliche wissenschaftliche Begleitung soll unter anderem bestätigen, dass der Wasserstoff auf das Rohrmaterialgefüge und die Dichtigkeit der vorhandenen Infrastruktur keinen Einfluss hat. So können Erfahrungen gesammelt und wichtiges Know-how aufgebaut werden, um künftig Teile des deutschen Erdgasnetzes auf Wasserstoff umzustellen – ein wesentliches Element, um den Ausstoß von CO_2-Emissionen zu verringern. ■

Fundament für die Versorgung

Der Ausstieg aus Atom- und Kohlekraft rückt zunehmend Erdgas als Überbrückungsenergieträger in den Fokus. 2019 erreichte die Stromerzeugung aus Erdgas Höchstwerte, während sich 2020 die Folgen der Corona-Pandemie bemerkbar machten.

„Wir werden eine Renaissance des Erdgases sehen", erklärte Bundeswirtschaftsminister Peter Altmaier vor rund einem Jahr im Zuge der Vorstellung des Länderberichts „Germany 2020" der Internationalen Energieagentur (IEA) zur Energiepolitik Deutschlands. In dem Bericht lobte die IEA zwar den deutschen Klimaschutz, thematisierte aber auch, ob der Atom- und Kohleausstieg Folgen für die Versorgungssicherheit des Landes haben könnte. Denn die Bundesregierung plant, bis Ende 2022 – zusätzlich zur Abschaltung von rund neun Gigawatt Atomkraft – Kohlekraftwerke mit einer Kapazität von 12,5 Gigawatt stillzulegen. Dieser Wegfall an Erzeugungskapazitäten soll durch eine stärkere Auslastung der bestehenden Gaskraftwerke ausgeglichen werden. „Für eine sichere Stromversorgung müssen alle Akteure am Energiemarkt effektiv zusammenarbeiten", erklärt Carolin Bongartz, Pressesprecherin der Bundesnetzagentur. „Erdgas spielt als Brennstoff für Kraftwerke eine wichtige Rolle für die Versorgungssicherheit. Durch den Kohleausstieg gehen wir zunächst von einer steigenden Bedeutung der Gaskraftwerke aus. Das kommt dem Klimaschutz zugute. Um langfristig die Klimaziele zu erreichen, ist eine weitere Dekarbonisierung wichtig."

Immer effizienter

Im Jahr 2019 erreichte der Anteil von Erdgas an der Stromerzeugung Höchstwerte. So wurde laut einem Bericht des Bundesverbands der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) noch nie so viel Strom aus Erdgas erzeugt wie im Jahr 2019 – nämlich 91 Terawattstunden (TWh) Strom, ein Plus von 7,5 TWh im Vergleich zu 2018. Weil verstärkt Erdgas zur Stromerzeugung genutzt wurde, konnten 2019 sechs Millionen Tonnen CO_2 eingespart werden. Ebenfalls positiv für den Klimaschutz ist nach Angaben des BDEW, dass Gaskraftwerke immer effizienter werden. Modernisierungen, Neuanlagen und die Stilllegung von alten Anlagen seit dem Jahr 2000 hätten zu mehr Produktivität und geringeren CO_2-Emissionen bei den Gaskraftwerken geführt. Dabei spielen unter anderem bessere Werkstoffe, die Leittechnik, die Modellierung von Strömungsverhältnissen sowie höhere Verbrennungstemperaturen eine Rolle. Insgesamt spricht der BDEW für das Jahr 2019 von einer Emissionsminderung von weiteren sieben Millionen Tonnen. Ohne Modernisierungen und Neuanlagen hätten die Emissionen der Stromerzeugung aus den Kraftwerken im Jahr 2019 demnach 40 Millionen Tonnen CO_2 betragen – real wurden jedoch nur 33 Millionen Tonnen emittiert. „Die Zahlen zeigen: Gas leistet schon heute einen wichtigen Beitrag zum Klimaschutz und ist als emissionsarmer Energieträger eine wichtige Ergänzung zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien", sagt Kerstin Andreae, Vorsitzende der BDEW-Hauptgeschäftsführung. „Gas kann aber auch grün: Wo heute Erdgas zum Einsatz kommt, könnten in Zukunft grüne Gase wie Wasserstoff und Biomethan genutzt werden."

Erdgas spielt eine wichtige Rolle für die Versorgungssicherheit.

Im Jahr 2019 hat Erdgas laut Zahlen des Statistischen Bundesamts

zum ersten Mal die Hälfte der industriellen Stromerzeugung in Deutschland gestemmt. Demnach wurden 50 Prozent der insgesamt 52 Terawattstunden Strom, welche die deutsche Industrie im vorletzten Jahr erzeugt hatte, mit Erdgas produziert. Die Industrie ist nach Angaben der Brancheninitiative Zukunft Gas der größte Erdgasabnehmer in Deutschland. Insgesamt sei die industrielle Stromerzeugung von 2009 bis 2019 um 42 Prozent gestiegen, nämlich von fast 19 auf über 26 Terawattstunden. „Der Erdgasanteil hat in den vergangenen zehn Jahren stark zugenommen, sodass Erdgas zum ersten Mal zur Hälfte die Stromerzeugung der Industrie deckt. Besonders in der aktuellen Pandemie beweist Erdgas seine Resilienz und Stabilität", erklärt Timm Kehler, Vorstand der Brancheninitiative Zukunft Gas. Während der Erdgasanteil steigt, ist der Anteil an Stein- und Braunkohle in der Stromerzeugung in der vergangenen Dekade von 22,6 Prozent auf 11,6 Prozent gesunken, informiert die Brancheninitiative. Im Vergleich zur Erzeugung aus Braunkohle reduziere Strom aus Erdgas die CO_2-Emissionen um bis zu 70 Prozent. Für die Zukunft könne zudem relevant werden, dass sich aus Erdgas große Mengen an CO_2-neutralem Wasserstoff herstellen lassen, die sowohl als Rohstoff als auch als Brennstoff weiterverwendet werden können.

Nachfrage leicht rückläufig

Das Corona-Jahr 2020 hatte auch Auswirkungen auf den Erdgasmarkt: So ging der Absatz nach ersten Zahlen um circa 1,7 Prozent zurück. Bedingt durch die Auswirkungen der Pandemie, aber auch aufgrund der bereits seit dem dritten Quartal 2018 eingetrübten Konjunktur, hätte sich die Nachfrage der Industrie nach Erdgas im vergangen Jahr rückläufig gezeigt, heißt es im Jahresbericht „Die Energieversorgung 2020" des BDEW. Nach ersten Abschätzungen sei der Erdgasverbrauch des Industriesektors (Bergbau und Verarbeitendes Gewerbe einschließlich der von diesen Unternehmen selbst betriebenen Kraftwerke) um fast sechs Prozent gesunken. Der Erdgasverbrauch der Gewerbe-, Handels- und Dienstleistungsunternehmen habe sich ebenfalls sichtbar verringert. Das sich bisher abzeichnende Verbrauchsminus von mehr als sechs Prozent beruhe jedoch zum allergrößten Teil auf den Schließungen im Frühjahr und dem Herunterfahren des öffentlichen Lebens im vierten Quartal 2020. Laut BDEW wird der Absatz an private Haushalte und die sie versorgenden Wohnungsgesellschaften dafür steigen, da sich die Menschen aufgrund der Corona-Maßnahmen mehr im eigenen Zuhause aufhalten. Verstärkt werde der Zuwachs durch einen weiterhin hohen Zubau an mit Erdgas beheizten Wohnungen. Etwas gedämpft worden sei das erwartete Verbrauchsplus jedoch durch die milde Witterung 2020.

Dennoch wurde auch im vergangenen Jahr durch Erdgas mehr Strom produziert als im Vorjahr, nämlich rund 92 Milliarden Kilowattstunden (kWh) im Vergleich zu rund 91 Milliarden kWh im Jahr 2019. Deutliche Rückgänge verzeichnete wie erwartet die Stromerzeugung aus Kohle: Die Stromerzeugung aus Steinkohle sank im Vergleich zu 2019 um mehr als ein Viertel, die Stromerzeugung aus Braunkohle um knapp ein Fünftel. Auch die Kernenergie weist laut Zahlen des BDEW insbesondere aufgrund der Stilllegung des Kernkraftwerks Philippsburg 2 Ende 2019 einen Rückgang auf. Timm Kehler von der Brancheninitiative Zukunft Gas fasst die Rolle des Erdgases zusammen: „Erdgas liefert ein Viertel der in Deutschland verbrauchten Energie, Strom hingegen nur ein Fünftel. Daraus ergibt sich eine einfache Rechnung: Ohne grünes Gas wird die Energiewende scheitern."

Gute Nachrichten

„Die günstigen Gaspreise haben im vergangenen Jahr die Wettbewerbsfähigkeit von Gaskraftwerken gesteigert", so Kehler. „Damit haben diese die sonst günstigeren Kohlekraftwerke bei der Stromproduktion teilweise verdrängt. So hat die Corona-Pandemie dank sinkender Gaspreise den so genannten Fuel Switch beschleunigt. Insgesamt liegt Erdgas damit im Strommix erstmals gleichauf mit Braunkohle: Beide haben 16 Prozent des Stroms erzeugt. Das sind gute Nachrichten für den Klimaschutz." Die besagten niedrigeren Gaspreise führten auch zur Rückkehr der bei Ingolstadt in Bayern gelegenen Gaskraftwerke Irsching 4 und 5 an den Strommarkt. Effiziente und moderne Gaskraftwerke wie diese sind laut (Mit-)Betreiber Uniper im Prinzip besonders geeignet, ein Fundament für die stark schwankende Stromerzeugung aus Wind und Sonne zu bilden. „Wir haben immer gesagt, dass wir laufend prüfen, ob die wirtschaftlichen Marktentwicklungen eine Rückkehr von Irsching erlauben. Aus heutiger Sicht besteht die Möglichkeit, in absehbarer Zukunft leicht verbesserte Margen durch den Einsatz am Markt zu erzielen", erklärt David Bryson, Vorstandsmitglied und Chief Operating Officer (COO) von Uniper.

Corinna Heinicke

Großer Sprung nach vorn

Das Leipziger Unternehmen VNG hat vergangenes Jahr Gas-Union übernommen. stadt+werk sprach mit VNG-Chef Ulf Heitmüller über die Hintergründe und Ziele der Akquisition sowie über die Zukunft des Erdgasgeschäfts.

Herr Heitmüller, VNG hat Mitte 2020 alle Anteile an der Gas-Union GmbH erworben. Welche Argumente sprachen für die Akquisition?

VNG ist eines der wenigen Unternehmen im Gassektor, das weite Teil der Wertschöpfungskette abbildet. Angefangen beim Transport und dem Speicherbereich über den Import bis hin zum Handel und Vertrieb agieren wir sehr vielseitig. Gas-Union war ähnlich aufgestellt. Insofern war uns schnell klar, dass ein Erwerb dieses Unternehmens unser Portfolio optimal ergänzen würde, denn im Grunde gab es in fast jedem Bereich, in dem Gas-Union aktiv war, Anknüpfungspunkte für VNG oder unsere Konzernmutter EnBW. Insgesamt kann man sagen, dass es das Gesamtpaket war, das den Erwerb der Gas-Union für uns interessant gemacht hat.

Welche Pläne haben Sie mit Gas-Union und welche Synergieeffekte erwarten Sie?

Man muss konstatieren, dass Gas-Union wirtschaftlich herausfordernde Jahre hinter sich hat. Mit Blick auf die künftigen Geschäftsaktivitäten der einzelnen Bereiche galt es bei der Integration und Re-Organisation ab dem Closing im vergangenen Herbst, wirtschaftlich sinnvolle Lösungen für alle Beteiligten und Bereiche zu finden. Für uns steht die Nutzung von Synergieeffekten im Handel- und Vertriebsgeschäft im Vordergrund. Indem wir das Portfolio von Gas-Union mit unseren Vertriebskanälen zusammenbringen, werden wir einen großen Sprung nach vorne machen – und das in einem Umfeld, in dem immer mehr Player ihre Geschäfte deutlich reduzieren oder sogar ganz vom Markt verschwinden.

Was geschieht mit den weiteren Geschäftsbereichen von Gas-Union?

Aufgrund eines spürbaren Interesses für die Speicheraktivitäten und den Transportbereich von Gas-Union haben wir uns nach intensivem Abwägen für eine jeweilige Weiterveräußerung entschieden. So wurde der Speicherbereich von Gas-Union von der international agierenden MET Holding übernommen. Und was den Transportbereich betrifft, so hat sich mit der Stuttgarter terranets bw ein Käufer aus dem Konzernverbund der EnBW gefunden, der damit sein eigenes Netz ideal ergänzen und strategisch wachsen kann.

Was ändert sich für die Kunden von Gas-Union?

VNG steht für Kontinuität und Stabilität. Insofern ändert sich für jene Kunden, die künftig mit uns zusammenarbeiten, zunächst erstmal nichts. Sie haben weiterhin einen starken und verlässlichen Partner an ihrer Seite.

Fossile Energieträger gelten als Auslaufmodell. Wie lange wird Erdgas noch eine Rolle spielen?

Ich bin mir sicher, dass Erdgas noch lange eine gewichtige Rolle spielen wird. Es garantiert eine sichere, bezahlbare und umweltverträgliche Energieversorgung, trägt zum Klimaschutz bei und kann in vielen Bereichen wirtschaftlich sinnvoll genutzt werden, beispielsweise in der Industrie, im Wärmemarkt, Personen-, Güter- und Schiffsverkehr oder in der Stromerzeugung. Deshalb gehe ich davon aus, dass die momentane Entwicklung anhält und Erdgas als Brückentechnologie mittelfristig sogar noch an Bedeutung gewinnen wird. Als Partner der erneuerbaren Energien bietet Erdgas hervorragende Möglichkeiten, um die Erzeugungsschwankungen bei diesen optimal

Im Interview: Ulf Heitmüller

Ulf Heitmüller ist seit 2016 Vorstandsvorsitzender der VNG AG mit Sitz in Leipzig. Zuvor war Heitmann für Energie Baden-Württemberg (EnBW) sowie den Mineralöl-Konzern Shell tätig. Seit 2017 ist der Diplom-Ingenieur Honorarkonsul des Königreichs Norwegen für den Freistaat Sachsen, Thüringen, Brandenburg und Sachsen-Anhalt.

auszugleichen. Zudem verfügen wir mit der Gas-Infrastruktur über ein volkswirtschaftliches Pfund, das bereits vorhanden ist und das wir perspektivisch komplett „vergrünen“ können.

Wird grüner Wasserstoff Erdgas ersetzen können?

Wir sind uns dessen vollkommen bewusst, dass Erdgas in einer längerfristigen Perspektive schrittweise durch grüne und dekarbonisierte Gase, allen voran durch Biogas sowie Wasserstoff, ersetzt werden wird. Deshalb haben wir den Transformationspfad von Erdgas hin zu erneuerbaren und dekarbonisierten Gasen in unserer Konzernstrategie hinterlegt, unser Biogasgeschäft in den vergangenen Jahren sukzessive erfolgreich ausgebaut und innerhalb unserer Konzernstruktur als eigenen Geschäftsbereich etabliert. Inzwischen zählt unser Tochterunternehmen BALANCE Erneuerbare Energien zu den führenden Biogasanlagenbetreibern Deutschlands. Was Wasserstoff betrifft, wollen wir den Energieträger als Konzern geschäftsbereichsübergreifend voranbringen und bis 2025 H2-ready sein.

In welchen Bereichen wird Wasserstoff erfolgreich sein?

Was die künftige Anwendung von Wasserstoff betrifft, so sehen wir neben der Industrie und dem Verkehr auch im Wärmemarkt immenses Potenzial. Beispielsweise sind an die Gasverteilnetze 19 Millionen Haushalte in Deutschland angeschlossen, die Stand heute mit Gas heizen. Dazu kommen noch rund 1,6 Millionen Abnehmer aus Industrie, Gewerbe, Handel und Dienstleistungen. Das bedeutet, dass es enormes Potenzial gibt, die Kosten der Energiewende zu senken, wenn wir Wasserstoff über die bestehende Gasinfrastruktur in den Wärmemarkt bringen. Das hat auch die Leitstudie der Deutschen Energieagentur verdeutlicht. Demnach könnte ein Mix aus Strom und grünen Gasen, einschließlich Wasserstoff, im Gebäudesektor die Energiesystemkosten bis zum Jahr 2050 um mindestens 260 Milliarden Euro senken. Daher sollte der Wärmemarkt keineswegs unberücksichtigt bleiben.

Wie wird sich der Gasmarkt aus Ihrer Sicht in den kommenden Jahren entwickeln?

Was Erdgas betrifft, so wird der Rückgang der innereuropäischen Produktion vor dem Hintergrund eines zeitgleich steigenden Energiebedarfs zu einem zusätzlichen Importbedarf Europas in den kommenden Jahren führen. Dieser Bedarf wird voraussichtlich insbesondere durch weitere russische Liefermengen sowie durch den Import von Flüssigerdgas gedeckt werden können. Gleichzeitig wird Erdgas in der Stromerzeugung Europas weiter an Bedeutung gewinnen. Da zudem der Anteil der Erneuerbaren im Stromsektor weiter steigt, wird auch die Volatilität in beiden Märkten eher zunehmen, sodass die Sicherung langfristiger Lieferverträge mit flexiblen Preisen und Liefermengen noch mehr an Bedeutung gewinnt.

„Langfristig wird Erdgas schrittweise durch grüne Gase ersetzt.“

Interview: Alexander Schaeff

bmp greengas

Grüne Wärme leicht gemacht: mit Biomethan!

Laut neuem Gebäude-Energie-Gesetz (GEG) muss in Neubauten ein Teil des Energiebedarfs zum Heizen aus Erneuerbaren stammen. Wer mit Biomethan plant, profitiert gleich von mehreren Vorteilen:

- **Niedrigerer PEF als Erdgas**
- **Beimischprodukt kann ausreichen**
- **Kein CO_2-Preis**

Gemeinsam handeln für eine grüne Zukunft.

www.bmp-greengas.de

Neue Pflicht im Südwesten

Baden-Württemberg hat als erstes Bundesland die Pflicht zur kommunalen Wärmeplanung eingeführt. Städte und Gemeinden können damit die Energiewende und den Klimaschutz vor Ort voranbringen. Bei der Erstellung sollten qualifizierte Experten zu Rate gezogen werden.

In den kommenden drei Jahren müssen alle Stadtkreise und großen Kreisstädte in Baden-Württemberg eine kommunale Wärmeplanung erstellen. So steht es im Ende des vergangenen Jahres novellierten Klimaschutzgesetz des Landes. Die Pflicht gilt für Gemeinden mit mehr als 20.000 Einwohnern. Für sie entstehen keine Kosten, das Land Baden-Württemberg stellt die Finanzierungsmittel. Betroffene Kommunen sollten rasch in die Wärmeplanung einsteigen – es lohnt sich nicht nur wegen des Klimas.

Bis zum Jahr 2050 soll Deutschland klimaneutral werden. Auf die Wärmeversorgung im Gebäudesektor entfallen 50 Prozent des Endenergieverbrauchs. Der Wärmebedarf in Wohnhäusern und Nichtwohngebäuden muss daher drastisch sinken und der Restbedarf auf klimaneutrale Weise gedeckt werden. Die kommunale Wärmeplanung ist für Städte und Gemeinden ein zentrales Planungsinstrument, um hier Fortschritte zu erzielen und die Transformation hin zu einer klimaneutralen Wärmeversorgung umzusetzen. Die Erstellung dauert rund zwölf Monate.

Neben einer Analyse des aktuellen Wärmeverbrauchs und -bedarfs in der Gemeinde sowie der daraus resultierenden Treibhausgasemissionen umfasst ein kommunaler Wärmeplan auch eine Potenzialanalyse zur Senkung des Wärmebedarfs sowie zur Nutzung erneuerbarer Energien und Abwärme, ein klimaneutrales Versorgungsszenario bis zum Jahr 2050 (mit Zwischenschritt 2030) sowie die Erstellung eines Katalogs mit umsetzungsorientierten Maßnahmen.

Eine klimaneutrale Wärmeversorgung bedeutet, erneuerbare Energien konsequent zu nutzen und auf fossile Energieträger zu verzichten. Die Herausforderung für die Kommunen liegt darin, die lokalen erneuerbaren Energiepotenziale im erforderlichen Umfang zu erschließen und zu aktivieren. Ziel sind gut gedämmte Häuser mit Wärmeschutzfenstern und einem hohen Anteil an erneuerbaren Energien – etwa durch die Kombination von Photovoltaik und Wärmepumpen oder Wärmenetzen mit Abwärmenutzung sowie Bioenergie- und Solarthermieanlagen.

Die große Mehrheit der 1.100 Kommunen im Südwesten verfügt noch nicht über eine Wärmeplanung. Auch für die 103 größten Kommunen, also alle Stadtkreise und die großen Kreisstädte, gilt diese Diagnose. Sie haben nun noch bis 31. Dezember 2023 Zeit, eine solche Wärmeplanung zu erstellen. Diese muss drei Monate nach Erstellung den zuständigen Regierungspräsidien vorlegt werden. Spätestens alle sieben Jahre wird der Plan fortgeschrieben, die Umsetzung überprüft und an zukünftige Entwicklungen angepasst.

Baden-Württemberg ist das erste Bundesland, das eine solche Regelung eingeführt hat. Das Land stellt gemäß dem Konnexitätsprinzip jährliche Finanzierungsmittel zur Verfügung. Bleiben der Kommune nach Erstellung der Wärmeplanung Gelder übrig, können diese für andere Zwecke verwendet werden. Für sie ist das eine Chance, sich ohne Mehrkosten für den Klimaschutz in der Region und eine zukunftsträchtige Wärmeversorgung zu engagieren. Für kleinere Gemeinden bleibt das Instrument eine freiwillige Aufgabe der kommunalen Daseinsvorsorge. Um sie dabei finanziell zu unterstützen, soll bald ein Förderprogramm des Landes zur Verfügung stehen.

Gut gedämmte Gebäude und die Nutzung erneuerbarer Energien steigern die Wertschöpfung im Land, schaffen Arbeitsplätze und machen die Infrastruktur vor Ort bereit für die Zukunft. Die Immobilieneigentümer sind außerdem weniger abhängig von den Preisschwankungen fossiler Energien. Durch die in diesem Jahr eingeführte CO_2-Bepreisung sowie die neue Bundesförderung für effiziente Gebäude (BEG) wird es künftig auch günstiger sein, in energetisch erneuerten Gebäuden zu leben und zu arbeiten.

Frühzeitig beginnen lohnt

Kommunen sollten daher frühzeitig mit der kommunalen Wärmeplanung beginnen. Je schneller eine nachhaltige Wärmeversorgung gewährleistet ist, desto stärker profitieren Klima, Wirtschaft und die Einwohner vor Ort. Aktuell können die qualifizierten Planungsbüros noch Bearbeitungskapazitäten zusichern, in den Jahren 2022 und 2023 erwarten die entsprechenden Dienstleister im Land eine erhöhte Nachfrage.

Die Energieeinsparpotenziale im Gebäudebestand zu identifizieren, wird mit der Novelle des Klimaschutzgesetzes künftig einfacher. Kommunen können nun endlich auf belastbare Daten von Bezirksschornsteinfegermeistern, Netzbetreibern, Energieunternehmen, Gewerbe- und Industriebetrieben sowie öffentlichen Stellen zugreifen. Damit wird der kommunale Wärmeplan keine allgemeine Abschätzung, sondern ein qualitativ hochwertiges Werkzeug. Eine belastbare Datengrundlage mit realen Wärmeverbräuchen und Informationen zur vorhandenen Wärmeinfrastruktur sind wesentliche Erfolgsfaktoren für die Entwicklung umsetzbarer Versorgungskonzepte.

Bei der Erstellung eines kommunalen Wärmeplans können Kommunen auf externe Dienstleister zurückgreifen. Das reduziert den Personalbedarf in der kommunalen Verwaltung, erhöht die Qualität der Ergebnisse und beschleunigt die Bearbeitung. Die Dienstleister sollten jedoch mit der Thematik vertraut sein und die Anforderungen an eine kommunale Wärmeplanung im Detail kennen. Oberbürgermeister, Baubürgermeister, Landräte, Bauamtschefs, Stadtwerkeleiter und Klimaschutz-Manager sollten daher darauf achten, dass die Dienstleister die nötige Erfahrung in Form von konkreten Projekten mit kommunaler Wärmeplanung vorweisen können. Ein Muss ist zudem die Expertise bei kommunalen Klimaschutzkonzepten und -studien, zudem sollten nachweisbare Arbeitsbeispiele mit erneuerbaren Energien und einer klimaneutralen Wärmeversorgung vorgelegt werden können.

Um Kommunen bei der kommunalen Wärmeplanung zu unterstützen, haben das Umweltministerium Baden-Württemberg und die Landesenergieagentur KEA-BW zusammen mit dem Ingenieurbüro EGS-plan einen Leitfaden zur kommunalen Wärmeplanung veröffentlicht. Dieser kann auf der Website des Ministeriums heruntergeladen oder bestellt werden: https://um.baden-wuerttemberg.de/de/service/publikationen. ■

Der Autor: Tobias Nusser

Tobias Nusser ist stellvertretender Leiter der Abteilung Energiekonzeption in der Ingenieurgesellschaft EGS-plan GmbH und am Steinbeis-Innovationszentrum energieplus. Er entwickelt seit dem Jahr 2010 energieeffiziente Gebäude und klimaneutrale Quartiere.

Repowering stärken

Die Nachfrage nach grünem Strom wird in den kommenden Jahren deutlich steigen. Um schnell mehr Strom aus Windenergieanlagen bereitstellen zu können, muss das Repowering gesetzlich besser gestellt und etwa das Tempo bei Genehmigungsverfahren erhöht werden.

Die deutsche Energielandschaft steht vor einem Wendepunkt: Ende 2022 wird die Atomkraft aus dem deutschen Strommix fallen, die Verstromung von Braun- und Steinkohle wird bis zum Jahr 2038 beendet. Die CO_2-Bepreisung wird diesen Ausstieg aus wirtschaftlichen Gründen sicher deutlich beschleunigen, wie die bereits erfolgten Ausschreibungen für die Stilllegung von Kohlekraftwerken zeigen. Für die Erneuerbaren bedeutet das vor allem eins: größere Verantwortung. Wind, Solar und Biogas sowie andere erneuerbare Energien werden zum einen die bisherigen Strommengen der fossilen Brennstoffe ersetzen, zum anderen den weiter wachsenden Strombedarf decken müssen.

Die Windbranche ist bereit, ihren Teil an diesen steigenden Anforderungen zu leisten. Dafür braucht es jedoch neue Flächen, ein starkes Repowering und insgesamt den Abbau von Blockaden und Hemmnissen in den Genehmigungsverfahren. Eine Flächenvorgabe von zwei Prozent für jedes Bundesland könnte zusätzliche Planungssicherheit schaffen.

Leistungen vervielfachen

Eine Schlüsselrolle für eine schnelle Erhöhung der Bereitstellung von Strom aus Windenergieanlagen kann das Repowering einnehmen. Gut 15.000 Megawatt (MW) Windenergie scheiden bis zum Jahr 2025 aus der Systematik des EEG aus. Sicher lässt sich eine Zeitlang ein Weiterbetrieb organisieren. Zugleich besteht aber die Chance, Deutschland zum zentralen Leitmarkt für das Repowering zu machen und die Erneuerung des Kraftwerksparks systematisch umzusetzen. Das Potenzial ist riesig: Während im aktuellen Anlagenpark eine durchschnittliche installierte Leistung von 1,8 Megawatt pro Windenergieanlage kennzeichnend ist, verfügen die 2020 genehmigten Anlagen bereits über eine durchschnittliche Leistung von 4,2 Megawatt.

Damit das Repowering in Gang kommt, sind erleichterte und flexiblere Regelungen in den Genehmigungsverfahren notwendig. Mit dieser Forderung steht der Bundesverband WindEnergie (BWE) nicht allein: Die Europäische Union, die Ministerpräsidentenkonferenz im Juni 2020, der Bundesrat und zuletzt im Rahmen eines Entschließungsantrages zum EEG 2021 auch der Bundestag fordern ebenfalls, das Repowering gesetzlich besser zu stellen. Der Fokus liegt dabei auf der Flächensicherung und vereinfachten Genehmigungsverfahren.

Nationale Strategie nötig

Die gemeinsamen Anstrengungen des Bundes, der Bundesländer, der Kommunen und der Branche lassen sich in einer nationalen Repowering-Strategie umsetzen. Der BWE schlägt in diesem Zusammenhang mehrere Maßnahmen vor.

Zunächst müssen die Bundesländer Klarheit über die Flächenkulisse schaffen und ein Repowering-Recht für Bestandsflächen auf den Weg bringen. Über eine Weiternutzung der infrastrukturell erschlossenen und gut akzeptierten Bestandsflächen lassen sich zugleich die Eingriffe in Natur und Landschaftsraum minimieren. Das Einvernehmen der Standortkommune ist hierbei natürlich wichtig. Bestehende Bebauungs- und Flächennutzungspläne der Kommunen können berücksichtigt werden.

Um das Repowering in der Regionalplanung zu stärken, müssen die Bundesländer und die Kommunen die bestehenden Gestaltungsräume mutiger nutzen. So lassen sich entsprechende Vorhaben im Rah-

Der Autor: Hermann Albers

Hermann Albers ist seit dem Jahr 1989 im Bereich Windenergie aktiv, unter anderem als Geschäftsführer mehrerer Bürgerwindparkgesellschaften. Seit dem Jahr 2014 ist Albers Präsident des Bundesverbands WindEnergie (BWE). Zudem ist er Vize-Präsident im Bundesverband Erneuerbare Energie (BEE).

men der Planaufstellung sowohl auf Bestandsflächen als auch bei Neuausweisungen erleichtern. Das Land Sachsen-Anhalt hat beispielsweise Regelungen getroffen, die eine hohe räumliche Flexibilität sicherstellen. Denkbar wäre auch, dass im Fall von Moratorien weiter Ausnahmegenehmigungen erteilt werden oder dass die Raumordnung Vorbehaltsgebiete festlegt, in denen ein Repowering nicht von vornherein ausgeschlossen ist.

Repowering-Projekt auf dem Dirkshof im nordfriesischen Sönke-Nissen-Koog.

Die wichtigste Aufgabe liegt zweifelsohne darin, die Genehmigungsverfahren deutlich zu beschleunigen. Die Bundesländer sind gefordert, die zuständigen Behörden mit ausreichend Personal und technischem Equipment auszustatten. Wie im Bundesimmissionsschutzgesetz (BImSch) vorgesehen, sind Projekt-Manager nötig, die den Genehmigungsbehörden beratend zur Seite stehen und diese technisch sowie organisatorisch unterstützen. Sie könnten beispielsweise bei der Vollständigkeitsprüfung der Antragsunterlagen helfen. Als wichtig erachtet der BWE außerdem, dass zwingend die Zustimmung der BImSch-Behörde notwendig ist, sollten Fristen von Fachbehörden für Stellungnahmen versäumt werden oder ganz ausbleiben. Erforderlich ist darüber hinaus eine Schiedsstelle bei den Verwaltungsgerichten, die bereits während des Genehmigungsverfahrens isolierte Einzelfragen prüfen und klären kann.

Auf bereits erschlossenen Flächen sind Eingriffe in die Natur und die Landschaft deutlich geringfügiger als bei neuen Standorten. Das gilt es bei der Wiedernutzung von Flächen anzuerkennen. Mindestens dann, wenn in Bestandsflächen repowert wird, müssen bei der Festsetzung von Ausgleichs- und Ersatzmaßnahmen die für die Bestandsanlage bereits veranlassten Maßnahmen berücksichtigt werden.

Planerische Sicherung der Flächen und Genehmigungsverfahren nehmen mitunter viel Zeit in Anspruch. Damit gut erschlossene und akzeptierte Fläche nicht verlorengehen, lässt sich der Weiterbetrieb als Brücke zum Repowering nutzen. Denn ansonsten muss nach der Stilllegung der Anlage deren Rückbau erfolgen. Damit geht zugleich die Fläche verloren.

Nach starkem Druck sieht das EEG 2021 eine Anschlussförderung vor. Zusätzlich zum Monatsmarktwert wird es für Anlagen, die nicht in der Direktvermarktung sind, bis Ende Juni 2021 einen Aufschlag von einem Cent pro Kilowattstunde (kWh), 0,5 Cent/kWh bis Ende September 2021 und 0,25 Cent/kWh bis Ende 2021 geben. Gleichzeitig sind auf Flächen, auf denen kein Repowering möglich ist, Ausschreibungen für Bestandsanlagen im Umfang von 1.500 Megawatt (MW) für das Jahr 2021 und im Umfang von 1.000 MW für das Jahr 2022 angekündigt. Über diese Ausschreibungen soll eine Anschlussvergütung bis Ende 2022 möglich werden. Wie wirksam die Regelungen sind, muss sich in der Praxis erweisen. Die Begrenzung der Anschlussförderung unterstreicht jedoch, dass der Gesetzgeber eher auf das Repowering setzt.

Bewährte Standorte erhalten

Flächen sind ein begrenzender Faktor für die Leistungsfähigkeit der Windenergie. Der BWE hat schon im Jahr 2011 darauf hingewiesen, dass zwei Prozent der Fläche in jedem Bundesland einen nachhaltig hohen Beitrag der Windenergie an Land für die Energiewende möglich machen. Auf dieser Fläche können bis 2050 insgesamt 200 Gigawatt installierte Leistung 770 Terawattstunden (TWh) sauberen Strom liefern.

In den Pionierregionen der Windenergie steht in den nächsten Jahren der Strukturwandel an. Alte Anlagen sollen durch neue, leistungsfähigere und effizientere Anlagen ersetzt werden. Die gut eingeführten Flächen gilt es, möglichst weiter zu nutzen. Dafür braucht es ein politisches Commitment, die landesplanerische und raumordnerische Begleitung sowie erleichterte Genehmigungsprozesse. Angesichts von gut 15.000 Megawatt an Leistung, die in den kommenden fünf Jahren aus dem EEG fallen, kann Deutschland dabei zum Leitmarkt für das Repowering in Europa werden. ■

Windkraft europäisch ausbauen

Offshore-Windenergie kann nicht alleine auffangen, was an Kapazitäten vom Netz geht, spielt aber für die Klimaneutralität Europas eine zentrale Rolle, sagt 50Hertz-Chef Stefan Kapferer. Für den weiteren Ausbau müsse deshalb über nationale Grenzen hinweg gedacht werden.

Herr Kapferer, der Kohleausstieg geht möglicherweise schneller vonstatten als gedacht. Kann Offshore-Windenergie so schnell die Lücke füllen?

Der Kohleausstieg ist ein geordneter Übergangsprozess weg von einem auf fossilen Energieträgern basierenden hin zu einem überwiegend auf erneuerbaren Energieträgern fußenden Stromsystem. Lücken in der Versorgungssicherheit sollten dabei nicht auftreten. Die Offshore-Windenergie spielt aber für die angestrebte Klimaneutralität Europas und insbesondere für die Dekarbonisierung der Industrieproduktion eine entscheidende Rolle. Deshalb müssen alle Potenziale erschlossen werden – in der Nordsee und auch in der Ostsee. Aber das geht nicht von heute auf morgen, solche Projekte brauchen Zeit.

Kann Offshore-Windstrom dann alle abgeschalteten Kraftwerke ersetzen?

Offshore-Wind wird nicht alleine auffangen können, was an gesicherten Kraftwerkskapazitäten vom Netz geht. Es wird weiterhin Wind-Onshore und zunehmend die Photovoltaik eine wichtige Rolle spielen. Hier sehen wir Übertragungsnetzbetreiber auch im aktuellen Entwurf des Netzentwicklungsplans noch einen erheblichen Zubau. Auch Gaskraftwerke werden eine bedeutende Rolle zur Sicherung der Systemstabilität und zur Bereitstellung von Regelenergie sowie als Reserve für schwierige Situationen spielen.

50Hertz arbeitet derzeit am Netzanschluss für zwei Offshore-Windparks in der Ostsee. Wann kann der Strom fließen?

Wir sind im Projekt Ostwind 2 zum Anschluss der beiden Windparks Baltic Eagle und Arcadis Ost gut im Zeitplan. Wir haben mit dem Verlegen der Kabel auf dem sehr kurzen, rund drei Kilometer langen Landweg von der Anlandung des Seekabels im Greifswalder Bodden bis zum Umspannwerk Lubmin begonnen. In den ersten Januartagen wurden außerdem die ersten 20 Kilometer Seekabel gelegt. Und auch die beiden Offshore-Plattformen werden derzeit auf unterschiedlichen Werften gebaut.

Welche Investitionen sind nötig, damit der Windstrom in die Netze kommt?

Das lässt sich so pauschal nicht beantworten. Jedes Projekt steht vor neuen Herausforderungen. Etwa 1,6 Millionen Euro pro errichtetem Megawatt ist aktuell die Benchmark in der Ostsee, je nach technischem Schwierigkeitsgrad. Wichtig ist immer die Kombination aus Netz- und Windparkkosten, aber auch Investitions- und Betriebskosten. Die Ostsee ist mit den geringeren Entfernungen zur Küste mehr als konkurrenzfähig zur Nordsee. Das haben auch die letzten Offshore-Auktionen gezeigt.

„Die gesamte Ostsee hat Potenziale von über 90 Gigawatt."

Wie bewerten Sie die Erklärung der Renewables Grid Initiative, die sich für eine Abkehr von der Parzellierung des Meeresbeckens nach einzelnen Nutzungsarten einsetzt?

Die ausschließliche Wirtschaftszone ist vom Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie sehr starr nach bevorzugten Nutzungsarten aufgeteilt worden. Militärische Nutzung, Fischerei, Seeschifffahrt, Naturschutz, Energieerzeugung.

Im Interview: Stefan Kapferer

Stefan Kapferer ist seit Dezember 2019 Vorsitzender der Geschäftsführung des Übertragungsnetzbetreibers 50Hertz. Von 2016 bis 2019 war er Hauptgeschäftsführer des Bundesverbands der Deutschen Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW). Zuvor war Stefan Kapferer mehrere Jahre als Staatssekretär in unterschiedlichen Ressorts auf Landes- und Bundesebene tätig.

Beim Ausbau der Offshore-Windenergie werden transnationale Projekte wichtiger.

Bisher ist das immer exklusiv. Das ist nicht mehr zeitgemäß, denn der Klimaschutz kommt in dieser Flächenverteilung nicht vor. Schifffahrt und Klimaschutz müssen kein Widerspruch sein.

Wie steht 50Hertz zum Thema Naturschutz?

Wir sind uns mit den Natur- und Umweltschutzverbänden einig, dass Klima- und Naturschutz gemeinsam umgesetzt werden müssen. Windräder sind nicht gegen den Naturschutz gerichtet, sondern müssen naturverträglich im Sinne des Klimaschutzes realisiert werden. Das gleiche gilt für Netzanschlüsse. Schon heute nimmt 50Hertz in vielfältiger Weise auf die Belange des Naturschutzes Rücksicht. Das gilt für Bauarbeiten an Land genauso wie auf See. Unser Kabel für Ostwind 2 führt vor dem Umspannwerk Lubmin mitten durch ein Naturschutzgebiet. Wir haben da in vielfältiger Weise und in enger Abstimmung mit den Naturschutzbehörden auf geschützte Vogel- und andere Tierarten Rücksicht genommen und auch auf die Flora. Ähnlich verhält es sich am Meeresgrund. Wir agieren sehr rücksichtsvoll und schaffen einen Ausgleich für die unvermeidlichen Beeinträchtigungen.

Die EU-Kommission will die Erzeugungsleistung aus Offshore-Windenergie bis 2050 auf 300 Gigawatt steigern. Ist das Ziel realistisch?

Es ist dann realistisch, wenn ausreichend Flächen und Kapital zur Verfügung stehen. Beim Kapital mache ich mir momentan eher weniger Sorgen – bei den Flächen und der Dauer von Genehmigungsprozessen schon eher.

Was muss also geschehen?

Um die Potenziale zu heben, müssen wir natürlich europäisch, also über nationale Grenzen hinweg, denken. Deutschland hat langfristig einen großen Bedarf an Offshore-Windenergie. Es wird sinnvoll sein, Offshore-Windenergie und Netzstrukturen mit unseren Nachbarn zu entwickeln. Wir wollen gemeinsam mit dem dänischen Netzbetreiber Energinet, ein bewährter Partner von 50Hertz, das Projekt Bornholm Energy Island mit zwei Gigawatt Windleistung ans Netz bringen. Im gesamten Ostseeraum sind weitere interessante Projekte in Vorbereitung, auch Polen springt jetzt auf den Zug auf.

Welche Ausbauziele wären möglich, wenn alle Flächen in Nord- und Ostsee genutzt werden könnten?

Für die Nordsee kann ich nicht sprechen. In der deutschen Ostsee wären 2 bis 2,5 Gigawatt Offshore-Kapazitäten mehr als bislang im Flächenentwicklungsplan vorgesehen möglich. Die gesamte Ostsee hat Potenziale in Größenordnungen von über 90 Gigawatt. Die gilt es zu entwickeln und gemeinsam nutzbar zu machen. Für 50Hertz sind natürlich transnationale Projekte mit unseren Partnern in Dänemark und Schweden zunehmend wichtig.

Was müsste die Politik jetzt tun, um den Offshore-Windenergieausbau zu beschleunigen?

Neben den bereits angesprochenen Punkten ist die Regulierung der zukünftigen Offshore-Grids eine wichtige Frage. Das kann nur europäisch gelöst werden, wenn immer mehr Offshore-Projekte nicht mehr einem einzigen Mitgliedstaat zugeordnet, sondern außerhalb der Küstenbereiche mit verschiedenen Ländern vernetzt sind. Die Frage ist, nach welchem Modell der Strom vergütet wird, der draußen auf dem Meer erzeugt und je nach Nachfrage in mehrere Länder transportiert wird. Nur mit Ansätzen über die nationalen Grenzen hinaus werden wir die vollen Potenziale an grünem Strom erschließen können.

Interview: Alexander Schaeff

Blick nach vorn

Die Digitalisierung ist auch für Stadtwerke eine komplexe Aufgabe, die eine systematische Herangehensweise erfordert. Diese sollte sich auf die drei Säulen Prozesseffizienz, Kundenzentrierung und Weiterentwicklung der Organisation stützen.

Auch wenn oft von der digitalen Revolution die Rede ist, ist die aktuelle Phase der Digitalisierung nicht revolutionär. Sie bringt nichts grundsätzlich Neues, vereinfacht und beschleunigt jedoch Prozesse und verändert den Blick auf Strukturen und Arbeitsweisen. Die Digitalisierung ist ein komplexes Feld mit einer Vielzahl von Möglichkeiten, Ideen, Ansätzen, vielen Versuchungen und Verheißungen. Vieles lässt sich digital schneller, kostengünstiger und in konstanterer Qualität lösen. Die zentrale Herausforderung besteht in der Menge an Daten sowie der Geschwindigkeit, mit der diese heute verarbeitet und verteilt werden können. Das erzeugt eine hohe Komplexität in allen Bereichen. Kunden sind es gewohnt, ihre Anliegen sofort und über selbst gewählte Kontaktkanäle zu klären. Cloud-Anwendungen fordern etablierte Unternehmenssoftware heraus. In Anlagen und Netzen entstehen neue Möglichkeiten, günstig Messdaten zu erheben und in Echtzeit zu verarbeiten. Neue Wettbewerber nutzen schnelle und günstige Kommunikation sowie größtmögliche Automatisierung und erzeugen weiteren Kostendruck. Gleichzeitig müssen sich Organisationen darauf einstellen, dass neue Formen der Arbeit nicht nur möglich, sondern von den Mitarbeitern auch eingefordert werden.

Um diese Komplexität nachhaltig zu lösen und die damit verbundenen Chancen zu nutzen, ist ein systematisches Vorgehen in Form einer Digitalisierungsstrategie erforderlich. Diese sollte sich auf drei Säulen stützen: Prozesseffizienz, Kundenzentrierung und Weiterentwicklung der Organisation. In jeder Säule muss der Handlungsbedarf identifiziert sowie passende Initiativen und Projekte abgeleitet werden. Eine digitale Vision benötigt ein übergreifendes Ziel zur Orientierung.

Fokus auf Effizienz

Die Optimierung aller Kern- und Unterstützungsprozesse sollte im Mittelpunkt stehen. Prozessoptimierung ist selten spektakulär und häufig ein hartes Stück Arbeit. Sie bringt aber aus wirtschaftlicher Sicht einen erheblichen Mehrwert. Aus strategischer Sicht sollte man sich frühzeitig mit der Prozessoptimierung beschäftigen, noch bevor konkreter Kostendruck oder das Auslaufen der Wartung zentraler Unternehmenssoftware die Ausei-

nandersetzung damit erzwingen. Mehrere Ansätze sollten in dieser Säule erwogen werden: die Nutzung von Software aus der Cloud, der Einsatz von Workflow- oder Robotic-Systemen, insbesondere in Verbindung mit künstlicher Intelligenz, und die Einbeziehung von Daten aus unterschiedlichen Quellen. Ziel ist es, die Geschwindigkeit zu erhöhen und die Qualität sowie Flexibilität bei Prozessänderungen neuen Anforderungen anzupassen.

Die Positionierung eines Stadtwerks kann aufgrund geringerer Skalenvorteile nicht über den Preis geschehen. Insofern ist es erforderlich, möglichst viele weitere Kundenbedürfnisse in hoher Qualität zu adressieren. Die Vielzahl an digitalen Kontaktkanälen wie beispielsweise Videoberatung, WhatsApp und andere Messenger, Social Media oder Smartphone Apps sind Fluch und Segen zugleich. Aus Kostengründen kann es einerseits erforderlich sein, auf bestimmte Möglichkeiten zu verzichten, die der Zielgruppe weniger wichtig sind. Dies muss jedoch eine strategische Entscheidung sein. Andererseits bietet man mit solchen Angeboten den Kunden mehr Bequemlichkeit und hat über die Kontakte – gerade über Apps – die Gelegenheit, sie besser kennenlernen und ihre Bedürfnisse zu identifizieren. Das ist wichtig für ein weiteres Thema: Die Analyse und Nutzung von Kundendaten, um die Servicequalität zu erhöhen und Kosten zu senken. Auch die Entwicklung neuer, digitaler Produkte und Geschäftsmodelle sollte über das Verständnis der Kundenbedürfnisse angegangen werden.

Die Veränderungen durch die Digitalisierung erfordern eine Weiterentwicklung der Organisation. Neue Fähigkeiten werden benötigt, insbesondere zur Umsetzung und im Umgang mit digitalen Lösungen. Fachliche und technische Anforderungen sind dabei nicht mehr so scharf voneinander abzugrenzen, wie es in der Vergangenheit der Fall war. Ein Beispiel bieten Low-Code- beziehungsweise No-Code-Ansätze, bei denen die Entwicklung digitaler Lösungen ohne tiefere Programmierungskenntnisse möglich sind. Herkömmliche Ansätze zur Umsetzung von IT-Lösungen, bei denen zunächst fachliche Anforderungen definiert und dann aus technischer Sicht bewertet, priorisiert und umgesetzt werden, stoßen hier an ihre Grenzen. Eine engere Verzahnung zwischen den Fachbereichen und der IT-Organisation sowie der Ausbau moderner, agiler Arbeitsweisen müssen berücksichtigt werden.

Neue Arbeitswelten

Darüber hinaus sollte man sich damit beschäftigen, wie die Digitalisierung für eine gewinnbringende Änderung des Arbeitsumfelds genutzt werden kann. Das Thema mobiles Arbeiten sind einige Stadtwerke bereits vor der Corona-Pandemie angegangen. Sie haben so eine Basis dafür geschaffen, ihren Betrieb nicht nur unter Pandemie-Bedingungen aufrecht zu erhalten, sondern auch langfristig den Anforderungen einer neuen Arbeitswelt gerecht zu werden. Auf dem Weg zur Digitalstrategie ist es darum sinnvoll, einen umfassenden und ganzheitlichen Strategieprozess aufzusetzen. Dieser bezieht Mitarbeiter aus dem Querschnitt des Gesamtunternehmens ein, über alle Fachbereiche und Hierarchiestufen hinweg. Die breite Einbindung macht nicht nur die Bedeutung klar und verankert Veränderungen direkt in der Organisation, sondern erleichtert im späteren Verlauf auch die Umsetzung. Der aktuelle Stand der Digitalisierungsreife eines Unternehmens kann per Online-Befragung und Interviews festgestellt werden. Parallel werden in einer Umfeldanalyse Trends, politische Entwicklungen und Marktchancen untersucht. In darauf folgenden Workshops werden die beiden Perspektiven – digitaler Reifegrad und Anforderungen des Umfelds – zusammengeführt, eine Digitale Vision erarbeitet und strategische Handlungsfelder abgeleitet. Im Anschluss werden die Handlungsfelder sukzessive in Einzelprojekte überführt und umgesetzt. Begleitet werden diese durch ein schlankes Projekt-Controlling und eine agile Steuerung. Das bedeutet Flexibilität bei den Mitteln, aber Konsequenz in der Zielorientierung.

Trotz eines strukturierten und strategischen Vorgehens bleibt die Bandbreite unterschiedlicher Themen in der Umsetzung von Digitalisierungsprojekten groß. Hier bietet es sich an, mit anderen Stadtwerken zusammenzuarbeiten, Kräfte zu bündeln und Risiken durch Erfahrungsaustausch zu senken. Im Trianel Digital Lab verfolgen mehr als 30 Stadtwerke diesen Weg, um schneller entscheiden zu können, welche Tools und Lösungen auch für mittelgroße und kleine Stadtwerke wirtschaftlich umsetzbar sind und von den Umsetzungserfahrungen innerhalb der Projekte des Digital Lab, aber auch der jeweiligen Häuser zu lernen. Dann steht der erfolgreichen Umsetzung nur noch eins im Weg: die Umsetzung selbst.

Dr. Philipp Stephan ist Leiter des Trianel Digital Lab.

Netzbetrieb mit System

Eine Lösung für die IT-basierte Steuerung dezentraler Anlagen und Geräte haben die Unternehmen GISA und Robotron entwickelt. IoTHub4Utilities nutzt ein Smart Meter Gateway als Kommunikationseinheit und gewährleistet unter anderem Netzstabilität.

Mit dem Beginn des Smart Meter Roll-outs ist vor gut einem Jahr der Startschuss für die Digitalisierung der Energiewende gefallen. Bis 2032, so eines der Ziele, sollen klassische, analoge Zähler durch digitale Messeinrichtungen ersetzt werden. Dienen die aktuell noch im Einsatz befindlichen Geräte allein zum Anzeigen des Zählerstands, können moderne Einrichtungen mittels Smart Meter Gateway zum intelligenten Messsystem mit der Möglichkeit der Kommunikation und des Steuerns aufgerüstet werden. Für Kunden bedeutet dies, aktuelle oder vergangene Verbrauchswerte bis auf den Tag genau ablesen zu können. Der flächendeckende Einbau von Smart Metern und die dadurch übermittelten Daten befähigen wiederum Netzbetreiber dazu, Netze in Zukunft effektiver und nachhaltiger zu betreiben. Ein Punkt, dem wachsende Bedeutung zukommt. Denn mit der Energiewende steigt der Anteil erneuerbarer Energien bei der Stromerzeugung. Laut dem Online-Portal Statista sind in Deutschland inzwischen mehr als 1,7 Millionen Solaranlagen am Netz, mit einer Stromerzeugung von etwa 46 Terawatt. Die Zahl der Windräder ist seit dem Jahr 2000 sogar von 9.300 auf knapp 30.000 bis Ende 2019 gestiegen. Ihre Erzeugungsleistung lag Ende des vergangenen Jahres bei 132 Terawatt.

Netzbetreiber stellt das vor Herausforderungen, denn sie benötigen ein stabiles Netz und müssen Einspeiser in bestimmten Situationen entsprechend regulieren. Diese jedoch möchten einen Return on Investment bei ihren Anlagen und ihren erzeugten Strom auf dem Markt anbieten. Energielieferanten wiederum möchten Strom zu Zeiten kaufen, in denen er besonders günstig ist. Und Verbraucher benötigen Strom immer selektiver, bei steigendem Bedarf – sei es in der Wohnung oder eben an der Starkstrom-Wallbox. Angesichts der unterschiedlichen Interessen von Netzbetreibern und Marktteilnehmern der Energiewirtschaft wird deutlich: Es braucht eine einheitliche Sprache für die Anlagenkommunikation.

Datensicher im Gespräch

Entwickler des IT-Dienstleisters GISA fragten sich daher, wie eine IT-basierte Steuerung und Kommunikation solch dezentraler Anlagen aussehen könnte. Dass ein Smart Meter Gateway als Kommunikationseinheit dabei eine Rolle spielen würde, war von Anfang an klar. Daher trieb GISA gemeinsam mit dem langjährigen Technologiepartner Robotron Datenbank-Software GmbH diese Entwicklung voran. Robotron konzipierte den IoTHub-4Utilities und entwickelte eine Software für die Kommunikation und Steuerung verschiedenster Sensoren und Aktoren. GISA implementierte die intelligente Datendrehscheibe im eigenen, vom Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI) zertifizierten Rechenzentrumsverbund.

So entstand eine Kommunikationsplattform, die mit allen Geräten und Anlagen datensicher im Netz sprechen kann. Auch nichtregulierte Datenströme wie das Low-Power-Wireless-Netzprotokoll LoRaWAN lassen sich mit ihr einbinden. „Das System sammelt die Daten dezentraler Anlagen im Netz und sendet sie an den Netzbetreiber“, erklärt Uwe Klemm, Leiter Energiesteuerung bei GISA. „Seine IT verarbeitet und interpretiert die Daten, fällt eine Steuerungsentscheidung und kommuniziert sie zurück an die Plattform. Diese überträgt die Anforderung via Smart Meter Gateway an die Anlage, die dann entsprechend agiert.“

Denn die Herausforderung, vor der die Netzbetreiber stehen, ist nicht allein die Existenz dezentraler Einspeiser, sondern auch, dass deren Einspeisung äußerst volatil ist. Sie hängt von Parametern ab, die Netzbetreiber und Energiehandel zwar mithilfe von Meteorologen und mathematisch durchdachten Prognosen lang- und kurzfristig annehmen können – fluktuierend sind sie dennoch. Zugleich verdrängen sie die konventionelle, geregelte und damit stabilere Energie. Im Fall der Fälle haben Netzbetreiber also bei Windflaute oder Wolkendecke in der Erzeugung ein Problem: Um die Frequenz im Netz zu halten, müssen sie Energie liefern, die sie eventuell gar nicht in ausreichendem Maße zur Verfügung stellen können. Oder der Bedarf im Netz ist so stark, dass in einer Stadt die Lichter ausgehen würden.

Audi e-tron ist startklar für netzdienliches Laden: Im Forschungsprojekt mit GISA wurde durch gezielte Kommunikation zwischen E-Auto und Netzbetreiber der Ladevorgang dynamisch gesteuert.

Die Schlussfolgerung: Nicht nur die Erzeugerseite muss gesteuert werden, sondern auch die Verbraucherseite und dezentrale Speicher. Ein Gedankenkonstrukt, das sehr anspruchsvoll ist. Allerdings ist das der einzige Weg, um Netzstabilität zu gewährleisten.

Dass dies mit der Entwicklung von GISA und Robotron gelingen kann, hat das System mit einem Proof of concept bewiesen. Mit Audi startete GISA ein Pilotprojekt, bei dem der Ladevorgang eines Elektroautos dynamisch gesteuert wurde, beispielsweise entsprechend möglicher Netzlasten. Das System etablierte dazu eine sichere Kommunikation zwischen Elektroauto, Lade-Infrastruktur und dem Robotron-IoTHub4Utilities. Dadurch wurde es möglich, den Ladevorgang intelligent und zeitversetzt zu steuern, sodass etwa das Stromnetz nicht überlastet wird.

In diesem beispielhaften Szenario befinden sich alle Marktteilnehmer auf der Gewinnerseite: Der Netzbetreiber kann die Stabilität des Netzes gewährleisten. Lieferanten könnten flexible und günstige Tarife anbieten, Aggregatoren die Erzeugung ihrer Anlagen auf dem Markt platzieren. Und die Besitzer eines E-Fahrzeugs können sich gewiss sein: Mein Auto wird über Nacht kostengünstig geladen.

„Neben dem Einsatz in der Anlagensteuerung arbeiten wir an weiteren Use Cases, um das System des IoTHub4Utilities noch anderweitig einzubinden“, erklärt Uwe Klemm. Denkbar wäre beispielsweise, die Plattform bei der Überwachung von Ortsnetzstationen einzusetzen. Des Weiteren könnten Netzbetreiber unterirdische Leitungen mit Feuchtigkeitssensoren ausstatten und dadurch Leckagen erkennen, bevor es zu einer Havarie kommt. Allein diese Anwendungsfälle deuten die schiere Vielfalt an Möglichkeiten an, die das intelligente Messsystem in Verbindung mit einer IoT-Plattform im Zuge der Energiewende mit sich bringen wird.

Jeannine Kallert ist Unit Director Marketing bei der GISA GmbH, Halle (Saale).

NEUE IMPULSE
FÜR MEHR DIGITALE VERSORGUNG
www.ivugmbh.de/digitalisierung
Redispatch 2.0
Smart Meter Rollout
Business Intelligence
Submetering
IoT | Smart City
IVU INFORMATIONSSYSTEME FÜR VERSORGUNGSUNTERNEHMEN

Digitale Prozesse senken Lagerkosten

Durch die Einführung digitalisierter Prozesse und die Auslagerung der Supply Chain an den Dienstleister prego services konnten die Stadtwerke Bad Nauheim die Kosten ihres Materiallagers senken und zugleich eine höhere Transparenz sowie niedrigere Lagerbestände realisieren.

Die Stadtwerke Bad Nauheim haben ihren Supply-Chain-Prozess mithilfe des Unternehmens prego services innerhalb von nur sechs Wochen auf weitgehend papierlose und automatisierte Prozesse umgestellt. Die Lagerhaltung ist damit jetzt transparenter und effizienter, bei reduzierten Lagerbeständen und niedrigerem Lagerkostensatz.

„Digitalisierung ist uns sehr wichtig, um Prozesse zu vereinfachen und mit der bestehenden Mannschaft das wachsende Geschäft zu stemmen“, betont Annette Wetekam, Leiterin Marketing und Unternehmensentwicklung der Stadtwerke Bad Nauheim. „Gerade weil wir sehr viel in neue Geschäftsfelder investiert haben und stark wachsen.“ Das rein kommunale Unternehmen versorgt Haushalte und Unternehmen in Bad Nauheim und der Region mit Strom, Gas und Wasser und ist für den öffentlichen Nahverkehr via Bus zuständig. Darüber hinaus investiert das Energieversorgungsunternehmen (EVU) in nachhaltige Lösungen wie kalte Nahwärme im regionalen Markt. Zusätzlich baut es ein Breitband-Glasfasernetz für schnelles Internet aus, bietet den Bürgern Bad Nauheims E-CarSharing und den gewerblichen Kunden verschiedene Contracting-Produkte für Strom und Wärme mit Full-Service an.

Mit jedem neuen Geschäftsfeld erhöht sich die Materialvielfalt. Das zieht entsprechende Anforderungen an die Logistik nach sich. Das Betriebslager versorgt alle Sparten der Stadtwerke Bad Nauheim mit den benötigten Materialien und Teilen. Die Prozesse entsprachen bis zur Umstellung auf digitale Abläufe einem klassischen manuellen Vorgehen. Die Mitarbeiter und Meister dokumentierten die Materialentnahme sowie Rückläufer von der Baustelle per Hand auf entsprechenden Formblättern. Diese Daten übertrug der Lagerleiter mit einem Zeitverzug von teilweise bis zu drei Wochen in das EDV-System. Erst dann konnten Nachbestellungen angestoßen werden.

„Wir wollten diese Prozesse automatisieren und digitalisieren, mit dem Ziel, sie zu verbessern und zu vereinfachen, und in Folge die Lagerkosten signifikant zu senken“, erklärt Simone Güldner, Leiterin Finanzen und Prokuristin der Stadtwerke Bad Nauheim. Um die Prozesse zu beschleunigen, suchten die Stadtwerke nach einem Partner für die Digitalisierung der Prozesse und das Outsourcing der Supply Chain.

Nach einem Markt-Screening entschieden sich die Stadtwerke Bad Nauheim für die Zusammenarbeit mit dem Unternehmen prego services. „Wir betreiben für eine wachsende Zahl von EVU die Materiallager und verschaffen den Unternehmen so Freiräume, ihre Resilienz gegenüber Marktveränderungen zu steigern“, betont Marcel Wendt, Fachbereichsleiter Logistik bei prego services. Der IT-Dienstleister hat seine Wurzeln in der Energiebranche und legt einen Schwerpunkt auf die Optimierung der Supply Chain sowie weiterer Geschäftsprozesse bei EVU. „Die gesamte Logistik vom Einkauf bis zum Lagerbetrieb ist eine wesentliche Stellschraube für die Ergebnisverbesserung“, betont der Branchenspezialist.

Beschaffung automatisieren

prego services betreibt verschiedene dezentrale Betriebslager von EVU. Dadurch gibt der Dienstleister Einkaufsvorteile über größere Mengen weiter und kann bei Lieferengpässen flexibler reagieren. Zusätzlich optimiert und digitalisiert das Unternehmen die Einkaufprozesse. Damit wird die Beschaffung von Standardkaufteilen automatisiert und der Einkauf kann sich komplett auf die Beschaffung besonderer Güter und Systeme fokussieren.

Das prego-services-Logistikcenter füllt im Regelturnus das Materiallager in Bad Nauheim auf.

Insgesamt bietet die Supply Chain ein erhebliches Kostensenkungspotenzial.

Innerhalb von nur sechs Wochen stellte prego services zusammen mit den Stadtwerken Bad Nauheim den Entnahme- und Rückläuferprozess von Materialentnahmescheinen auf Scanner um. Die Daten werden direkt im System abgelegt und notwendige Nachbestellungen automatisch veranlasst.

Nach der Umstellung läuft nun alles digital ab. Das verringert den manuellen Aufwand enorm. Gleichzeitig schafft es eine höhere Transparenz, da die Lagerbestände up to date bleiben. „Aus kaufmännischer Sicht haben wir die Lagerkosten reduziert und beispielsweise innerhalb der ersten sechs Monate die Lagerbestände um zwölf Prozent verringert“, rechnet Simone Güldner vor. Im Regelturnus füllt das prego services Logistikcenter, in diesem Fall in Landau, das Materiallager in Bad Nauheim auf. Das verhindert Materialengpässe und Verzögerungen bei der Baustellenbetreuung. Der Supply-Chain-Prozess ist nun weitgehend papierlos und die Stadtwerke Bad Nauheim haben einen weiteren Schritt bei der Digitalisierung vollzogen.

Spürbare Verbesserungen

Im Rahmen des Projekts wurden die Mitarbeiter aus der Logistik ebenso beteiligt wie die Meister und der Betriebsrat. Das erhöhte die Bereitschaft für Veränderungen. Gleichzeitig spielte das Projekt-Team von prego services die Erfahrungen aus dem Betrieb anderer EVU-Lager aus. „Uns haben die Materialkunde von prego services und das Verständnis für unsere Prozesse sehr beeindruckt“, erinnert sich Simone Güldner. Die spürbare Verbesserung der Lieferschnelligkeit kommt bei allen sehr gut an und die Akzeptanz für die neuen Abläufe ist hoch.

Auch bei der Optimierung anderer Geschäftsprozesse wie Zählererfassung, Billing oder die Umsetzung von Kundenportalen und deren Anbindung an die ERP-Systeme betreut prego services zahlreiche Unternehmen aus der Energiebranche. Darüber hinaus bietet das Utility 4.0 Data Center EVU-Daten eine sichere Heimat ausschließlich in Deutschland.

Torsten Kirchmann ist Fachjournalist in Mainz.

Mit Komplettlösung punkten

Die Stadtwerke Zeitz wollen unter anderem im Bereich Mieterstrom aus Photovoltaik einer der Vorreiter sein und hier kostengünstige Komplettlösungen anbieten. Dafür nutzt der Versorger das Betriebssystem mit Wartungseinsatzplanung des Unternehmens ampere.cloud.

Die Stromerzeugung aus Photovoltaik (PV) muss kostengünstiger und einfacher in der Handhabung werden, wenn sie eine wirtschaftlich sinnvolle Zukunft unter der Novelle des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) haben soll. Diesem Grundsatz hat sich das Enertec-Unternehmen ampere.cloud verschrieben. Ideale Kooperationspartner hierfür sind bundesweit die Stadtwerke, weil gerade diese umgetrieben werden von der EEG-Novelle und mit dem komplexen Thema häufig überfordert sind.

Ähnlich sieht das Heike Wolff-Georgi, Vertriebschefin der Stadtwerke Zeitz im Süden von Sachsen-Anhalt. Sie sagt: „Obwohl das neue EEG noch nicht in Kraft ist, führt es am Markt bereits zu Unsicherheiten in Bezug auf den weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland. Wir als Stadtwerke haben nicht die Kapazitäten der großen Energieversorger, um solche Unsicherheiten über lange Zeit abzufedern. Die Zusammenarbeit mit ampere.cloud kam für uns deshalb genau im richtigen Moment."

Pionierarbeit leisten

Das Unternehmen ampere.cloud und die Stadtwerke Zeitz arbeiten bei Mieterstrom, Photovoltaik und dem Einsatz smarter und kosteneffizienter Technologien zusammen. Beide Unternehmen leisten damit Pionierarbeit und zeigen einen zukunftsfähigen Weg auf. „Unsere Kunden haben an ihre Stadtwerke den Wunsch nach einer fertigen Energielösung. Sie möchten einfach zu betreibende und leicht zu wartende Komplettanlagen mieten oder kaufen, um die sie sich nicht selbst kümmern müssen. Sie haben an ihre Energielieferanten den Wunsch nach Autarkie angesichts steigender und volatiler Preise, ohne sich um Details zu kümmern", weiß Heike Wolff-Georgi aus jahrzehntelanger Vertriebsarbeit für Stadtwerke. „Durch die Zusammenarbeit mit ampere.cloud kommen wir dieser Komplettlösung für unsere Kunden deutlich näher. Denn mit dem Betriebssystem des Berliner Unternehmens ist es möglich, Photovoltaik kostengünstig und mit einem niedrigen Installations- und Wartungsaufwand einzusetzen", erklärt die Vertriebschefin. „ampere.cloud liefert uns ein sich weitgehend selbst konfigurierendes und einheitliches Betriebssystem mit Wartungseinsatzplanung für sämtliche Photovoltaikanlagen. Das gab es bisher nicht und wir heben damit sofort Kostenvorteile. Wir müssen keinen Monteur mehr aufs Dach schicken, wenn die Anlage bereits auf dem Computer-Monitor von ampere.cloud zeigt, wo es klemmt. Und wir können täglich die Rentabilität der Anlagen erfassen und dem Kunden entsprechende Auswertungen übermitteln. Das alles war vorher nicht so einfach möglich und ist technisch wie betriebswirtschaftlich ein sehr großer Gewinn für die Stadtwerke."

Installation von Mieterstromanlagen durch die Stadtwerke Zeitz.

Energiekunden brauchen komplette Lösungen und das möglichst aus einer Hand. Das gilt für Mieter und Hausbesitzer ebenso wie für Unternehmen. Die Frage, die jetzt zügig gelöst werden muss, lautet: Wie kann ich Energiekosten senken und gleichzeitig auf nachhaltige und klimaschonende

Lösungen umschwenken? ampere.cloud hat das erkannt und eine entsprechende Lösung entwickelt. Das Unternehmen bietet einerseits ein System für den einfachen und kostensparenden Betrieb sowie zur Wartung und Kontrolle aller Erneuerbare-Energien-Anlagen. Mit der Direktvermarktung von Strom wurde jetzt ein zweites Standbein geschaffen. Durch sein Netzwerk kann der Anbieter den Mieterstrom direkt vermarkten. Denn dieser ist für das Gelingen der Energiewende essenziell. Photovoltaik ist dafür der breiteste Weg, auch für Gewerbekunden.

Kompetenz aus einer Hand

Im Kostenwettbewerb konnten Stadtwerke bisher nie den billigsten Strom liefern. Sie können aber Vorreiter bei praktischen Komplettlösungen sein. Bei den Stadtwerken Zeitz hat man das erkannt und ist deshalb seit vier Jahren in den Bereichen Energieeffizienzberatung und -dienstleistung aktiv. Die Stadtwerke wollen und müssen wirtschaftlich etwas in ihrer seit der Wende weitgehend deindustrialisierten Region bewegen. „Arbeitsplätze, Wertschöpfung, kommende Lebensqualität hängen hier vor allem vom funktionierenden Gewerbe ab und das braucht besonders kostengünstige und umweltfreundliche Komplettlösungen“, so Heike Wolff-Georgi.

In der Zusammenarbeit mit ampere.cloud seien zwei Dinge für die Stadtwerke Zeitz von besonderem Vorteil: Zum einen sei das die Zusammenfassung der Photovoltaikanlagen in einem Komplettsystem, unabhängig vom Hersteller des Wechselrichters. „Dadurch sehen wir sofort, ob und wie die Anlagen laufen“, so Wolff-Georgi. Ein weiterer Pluspunkt seien die Auswertungsmöglichkeiten über die Leistung und den produzierten Strom. Das erlaube es, dem Kunden den Vorteil seiner Investition in die PV-Anlage direkt zu zeigen und erhöhe die Kundenbindung. „ampere.cloud ist der ideale Partner für uns, denn wir sind so unserem Ziel näher gekommen, gegenüber den Kunden Kompetenz aus einer Hand anzubieten: technisch, kaufmännisch, in der Energieberatung, in der Regelungskompetenz und für die Beantragung von Fördermitteln“, fasst Heike Wolff-Georgi zusammen. Die Stadtwerke haben häufig die Vermittlerrolle inne zwischen den sinnvollen Entscheidungen des Gesetzgebers und dem Kunden, dessen Energiekosten steigen. Die Lösung von ampere.cloud kann hier Abhilfe schaffen. Wolff-Georgi: „Die Innovation eines einheitlichen Betriebssystems für alle erneuerbaren Energien macht uns das Leben leichter. Gemeinsam mit ampere.cloud haben wir einen Bericht entwickelt, den wir jedem Kunden vorlegen können. Nach so einer technischen Lösung haben wir lange gesucht und dabei viele Anbieter am Markt verglichen. Das Portal von ampere.cloud ist intuitiv verständlich, unsere Techniker loben die Bedienfreundlichkeit und unsere Kunden die übersichtliche Oberfläche.“ ■

Der Autor: Florian Strunck

Florian Strunck ist als Mitgründer und Geschäftsführer von ampere.cloud verantwortlich für die Bereiche Strategieentwicklung, Vertrieb, Marketing, PR und Finance des Enertec-Unternehmens. Zuvor war Strunck unter anderem im Marketingeinkauf von Axel Springer SE tätig, hat im Konzerneinkauf von Zalando SE den Bereich Marketing Sourcing aufgebaut und mehrere Jahre in Chile im eigenen Unternehmen gearbeitet.

Eine Partnerschaft mit Perspektive
verlässlich · verbindlich · persönlich
WinEV®
Die Komplettlösung für Energieversorger
Unruhige Zeiten brauchen stabile Beziehungen.
REDISPATCH 2.0
Können wir auch!

Das fossile Zeitalter überdauern

Kraft-Wärme-Kopplung gestaltet die Wärmeversorgung klimafreundlicher. Wie heute errichtete Blockheizkraftwerke bereits für die Zeit nach der fossilen Energieerzeugung gerüstet werden können, demonstriert die STAWAG mit ihrer neuen Anlage am Stadtrand von Aachen.

Die STAWAG, Stadtwerke Aachen Aktiengesellschaft, baut ihre Kapazitäten für die Wärmeerzeugung aus: Am nördlichen Stadtrand von Aachen startet jetzt der Bau eines neuen Blockheizkraftwerks (BHKW), das im September 2022 den Betrieb aufnehmen soll. Derzeit wird das Grundstück für den Tiefbau vorbereitet. Die Beauftragungen für die Anlagen und den Hochbau wurden jüngst vergeben. Dem voran ging eine europaweite Ausschreibung.

Damit sich das Projekt wirtschaftlich darstellen lässt, hatte die STAWAG im Dezember 2018 außerdem ein Gebot beim Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) um eine Förderung der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) abgegeben. Das BAFA erteilte einen Zuschlag von 4,88 Cent pro Kilowattstunde für den eingespeisten Strom, der für 30.000 Vollbenutzungsstunden gewährt wird und sich auf eine elektrische Gebotsleistung von 22.000 Kilowatt bezieht.

Technologie und Architektur

Auf Grundlage einer maximalen Gasleistung von 50 Megawatt (MW) wird die Anlage jeweils circa 22 MW elektrische und thermische Gesamtleistung liefern. Mit einem Wirkungsgrad von über 90 Prozent ist das neue BHKW um ein Vielfaches effizienter als die konventionelle Energieversorgung. Bis Oktober 2021 soll der zentrale Baukörper stehen, eine 50 Meter lange, 25 Meter breite und 15 Meter hohe Halle. Die Anlagentechnik macht dabei mehr als die Hälfte der gesamten Investitionskosten von rund 30 Millionen Euro aus. Herzstück sind fünf große Motoren, die mit Erdgas betrieben werden. Jeder dieser Motoren wird in einer eigenen Modulkammer installiert. So bleibt der Schalldruckpegel im Rahmen und für notwendige Wartungsarbeiten muss immer nur der betroffene Motor abgeschaltet werden.

Auf einem speziellen Fundament wird auf der rückwärtigen Gebäudeseite ein Pufferspeicher errichtet. Er fasst 2.500 Kubikmeter Wasser, sein Durchmesser wird elf Meter, seine Höhe 30 Meter betragen. Gefertigt

wird er vor Ort. Dabei verfügt er über eine hydraulische Besonderheit: Er kann aus dem Netz, also quasi rückwärts, befüllt werden. Steht beispielsweise Wärme aus Geothermie oder einer anderen ökologisch günstigen Quelle zu Verfügung, kann diese stückweise bevorratet werden. Denkbar ist außerdem, die Wärme nachts einzuspeisen und sie tagsüber, wenn die Lasten ansteigen, wieder zu entnehmen. Für diesen Lastfall – Betrieb aller BHKW plus Entleerung des Speichers – sind die Netzpumpen des Standorts redundant und größer ausgelegt.

Nachhaltige Wärmestrategie

Auch anderweitig wird das BHKW darauf vorbereitet sein, das fossile Zeitalter zu überdauern. Da die STAWAG in Erdgas eine Brückentechnologie sieht, kann die Anlage ebenso mit Biomethan betrieben werden, das aus einer Vielzahl von Einsatzstoffen in Biogasanlagen gewonnen und auf Erdgasqualität aufbereitet wird. Eine Verbindung zum Thema Wasserstoff ist technisch machbar, falls eine Wasserstoffbeimengung im Erdgasnetz erfolgt oder vor Ort installiert wird. Entsprechende Reserven im Baukörper sind für eine Erweiterung der Technologien vorhanden. Darüber hinaus sind Flächen für die Installation einer Power-to-Heat-Anlage vorgesehen.

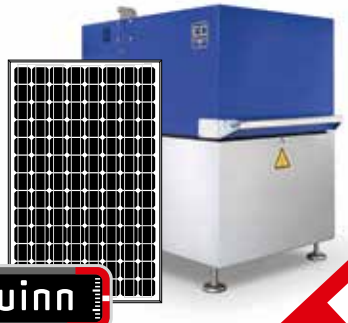
Während die Stromerzeugung durch den massiven Ausbau der erneuerbaren Energien schon deutlich klimafreundlicher geworden ist, bleibt die umweltverträgliche Wärmeversorgung eine große Herausforderung. Mit dem neuen BHKW reduziert sich der Primärenergiefaktor der von der STAWAG erzeugten Fernwärme von aktuell 0,7 auf 0,5. Bis zum Jahr 2030 plant die STAWAG, Aachen komplett kohlefrei mit Wärme zu versorgen. Auf diesem Weg will das Unternehmen in den kommenden Jahren auch auf Geothermie und weitere Innovationen setzen – entsprechende Vorhaben und Vereinbarungen bereitet der Energieversorger mit verschiedenen Partnern aus Wirtschaft und Wissenschaft vor.

Mit dem neuen BHKW reagiert die STAWAG nicht nur auf die Erfordernisse der Wärmewende, sondern ebenso auf die wachsende Nachfrage nach Fernwärme. Diese macht in verschiedenen Bereichen der Stadt einen Ausbau des Leitungsnetzes notwendig – die erforderlichen Baumaßnahmen starten in den kommenden Wochen. Die Medienver- und -entsorgung übernimmt Netzbetreiber Regionetz. Er wird das BHKW vom Prager Ring aus an das Fernwärmenetz anbinden und für den Anschluss an die nahe gelegene Gashochdruckleitung von Thyssengas sorgen. Vom Umspannwerk am Schwarzen Weg aus stattet Regionetz die neue Anlage mit einem Mittelspannungsstromanschluss aus. Zudem ist Regionetz damit beauftragt, einen Fernwärmeringschluss herzustellen, um die Wärme des BHKW in das Fernwärmenetz der Innenstadt zu bringen. Hier ist die STAWAG mit einigen Unternehmen und Investoren im Gespräch, die Interesse daran haben, künftig mit Fernwärme „von nebenan“ versorgt zu werden. ■

Der Autor: Manuel Kirfel

Manuel Kirfel ist seit April 2010 für die STAWAG tätig, wurde 2014 Team-Leiter im Bereich Vertrieb für Fernwärme und verantwortet seit 2018 die Abteilung für Fernwärmevertrieb und Projektentwicklung im Wärmebereich der STAWAG. Seit 2020 ist er außerdem Vorsitzender des BDEW-Fachausschusses Fernwärme/-kälteversorgung und Contracting.

Wir bringen die Energie der Zukunft!



enerquinn

enerquinn GmbH
Birkenweg 12/1
88250 Weingarten
www.enerquinn.de

wirtschaftlich
verantwortungsvoll
energieeffizient

BHKW | Photovoltaik | Energiemanagement

Ein Gewinn für den Klimaschutz

Im Sommer 2020 hat die STEAG in der KWK-Ausschreibung der Bundesnetzagentur die Hälfte aller Lose gewonnen. Im Dezember folgte der Zuschlag für eine iKWK-Anlage. Florian Eder betreut die Projekte und erläutert ihre Bedeutung für den Klimaschutz.

Herr Eder, alle sechs Monate findet eine Ausschreibung für Anlagen der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) seitens der Bundesnetzagentur statt. Im Sommer 2020 hat STEAG die Hälfte aller Ausschreibungslose gewonnen. Wie kam das?

Nun, ich würde sagen: Wir waren mit unseren Konzepten zur rechten Zeit am rechten Ort. Das ist uns schon bei früheren KWK-Ausschreibungen geglückt. 2019 wurden wir beispielsweise auch in beiden Ausschreibungen bedacht und in der iKWK-Ausschreibung im Dezember 2020 hatten wir erneut Erfolg.

Wo sind die im Sommer bezuschlagten Projekte verortet?

Alle vier Projekte mit zusammen zehn Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen dienen im Saarland und in Thüringen der Versorgung von Wärmenetzen, die wir zum Teil mit kommunalen Partnern betreiben. An allen vier Projektstandorten – Quierschied, Homburg und Völklingen im Saarland sowie im thüringischen Sömmerda – sorgen die nun geförderten Anlagen dafür, dass die lokale Wärmewende vorankommt.

Sie betonen die Wärmewende?

Wenn über die Energiewende gesprochen wird, ist damit oft nur die Neuausrichtung der Stromversorgung gemeint. Jedoch wird ein ganz erheblicher Teil der in Deutschland verbrauchten Energie zum Heizen und zur Warmwasserbereitung aufgewendet. Insofern kann die Energiewende nur dann erfolgreich sein, wenn die Wärmewende ebenfalls gelingt. Die Wärmeversorgung muss deshalb klimafreundlicher werden, indem die anfallenden CO_2-Emissionen Schritt für Schritt zurückgefahren werden. Das Stichwort lautet auch hier: Dekarbonisierung.

Wie tragen die nun geförderten KWK-Projekte dazu bei?

Auch große Veränderungen beginnen im Kleinen – und dazu leisten unsere Anlagen ihren Beitrag. Denn alle zehn KWK-Anlagen produzieren Wärme und Strom künftig jeweils ressourcenschonender und damit energieeffizienter als dies bisher der Fall war.

Über welche Größenordnungen sprechen wir konkret?

Die Anlagen bringen es zusammen künftig auf strukturelle Einsparungen von 20.000 Tonnen CO_2 pro Jahr. Um ein Gefühl dafür zu bekommen, wie diese Menge einzustufen ist, hilft ein Vergleich: 20.000 Tonnen CO_2 entsprechen dem jährlichen Ausstoß von etwa 6.200 Mittelklasse-Pkw, die jeweils eine Strecke von 25.000 Kilometern zurücklegen. Oder anders ausgedrückt: 20.000 Tonnen CO_2-Emissionen kommen zusammen, wenn man mit einem Auto 152,5 Millionen Kilometer fährt. Damit können Sie 3.800 Mal die Erde umrunden. Oder noch anders ausgedrückt: Sie müssten 1,6 Millionen Buchen pflanzen, um über den natürlichen Prozess der Photosynthese ein vergleichbares Einsparvolumen zu erreichen.

Das sind beeindruckende Zahlen. Dennoch nehmen sich 20.000 Tonnen im Verhältnis zu den Gesamtemissionen eher bescheiden aus …

Das stimmt. Und dennoch beweist der Erfolg von STEAG bei den KWK-Ausschreibungen, dass wir damit – als Unternehmen wie als Volkswirtschaft insgesamt – auf dem richtigen Weg sind. Denn erstens beginnt bekanntlich auch der längste Weg mit einem ersten Schritt. Und zweitens stellt STEAG

„Auch der längste Weg beginnt bekanntlich mit einem ersten Schritt."

mit diesem Erfolg einmal mehr unter Beweis, dass das Unternehmen nicht nur über technisches, sondern in ebenso hohem Maße über energiewirtschaftliches Know-how verfügt. Beides zusammen bildet die Grundvoraussetzung dafür, gemeinsam mit unseren Kunden und Partnern Lösungen für alle Fragen rund um Energie zu finden, die den drei zentralen Herausforderungen der Zeit gerecht werden: Klima und Umwelt schonen, Versorgungssicherheit garantieren und dabei kosteneffizient sein.

Wie lassen sich die nun geförderten Projekte genauer beschreiben?

Alle Projekte drehen sich um das Thema Nah- und Fernwärmeversorgung. Am Standort unseres Kraftwerks Weiher im saarländischen Quierschied entstehen zwei neue Blockheizkraftwerke (BHKW) mit einer Gesamtleistung von vier Megawatt (MW). Auch 2019 konnte ein Zuschlag für ein Zwei-Megawatt-BHKW an diesem Standort sowie ein Zuschlag für die Modernisierung des vorhandenen Drei-Megawatt-BHKW erzielt werden. Die dort produzierte Wärme wird ins örtliche Wärmenetz eingespeist, das der Fernwärme-Verbund Saar betreibt. Ganz ähnlich ist es in der saarländischen Nachbarschaft in Homburg sowie im thüringischen Sömmerda. Dort betreibt STEAG New Energies Wärmenetze und zwar jeweils im Verbund mit kommunalen Partnern: den Stadtwerken Homburg und der Sömmerdaer Energieversorgung. An beiden Standorten entstehen nun neue und hocheffiziente KWK-Anlagen mit jeweils sechs Megawatt Leistung, die ihre Wärme in die örtlichen Wärmenetze einspeisen. Und schließlich modernisiert STEAG die Wärmeerzeugung an einem weiteren Kraftwerksstandort. Dort betreiben wir ein Motorenheizkraftwerk mit einer Gesamtleistung von 42 MW, das aus 14 einzelnen Gasmotoren besteht. Die erzeugte Wärme wird in die Fernwärmeschiene Saar eingespeist. Wir werden sechs der Motoren nach rund 20 Jahren Betriebszeit modernisieren, indem wir sie durch neue Maschinen ersetzen und nur Teile der vorhandenen Anlage weiter nutzen. Damit können wir die Energieeffizienz deutlich steigern.

Sie haben es schon erwähnt: Im Dezember hat STEAG einen weiteren Förderzuschlag erhalten?

Auch das ist eine Anlage in Quierschied im Bereich des ehemaligen Bergwerks Camphausen. Dort entsteht dank der Förderzusage eine so genannte innovative Anlage. Unter einer iKWK-Anlage ist das Zusammenspiel unterschiedlicher Komponenten zu verstehen, nämlich einer konventionellen KWK-Anlage, einer innovativen und vor allem regenerativen Wärmequelle sowie einem rein elektrischen Wärmeerzeuger, der nach dem Prinzip Power to Heat Strom in Wärme umwandeln kann. Als innovative Wärmequelle nutzen wir die Abwärme von Grubenwasser, das aus Gründen der ehemaligen Bergbauaktivitäten dort gefördert wird. Das Wasser hat eine Temperatur von 36 Grad Celsius. Diese bislang nicht genutzte Wärme wird mithilfe einer Wärmepumpe verwertet. Allein dadurch sparen wir pro Jahr rund 6.300 Tonnen an CO_2-Emissionen ein. Zugleich kann die konventionelle KWK-Anlage mit Grubengas betrieben werden und vermeidet so Klimaeffekte, die entstünden, wenn das Methan unverbrannt in die Atmosphäre gelangen würde. Die gesamte Anlage liefert Wärme an die Stadtwerke Sulzbach. Noch effizienter wird das Gesamtsystem übrigens, indem wir das vorhandene Dampfnetz auf Warmwasser umrüsten und um einen Wärmespeicher sowie die Power-to-Heat-Komponente ergänzen.

Interview: Verena Barth

Im Interview: Florian Eder

Florian Eder ist seit dem Jahr 2007 bei der STEAG angestellt. Heute ist er bei der STEAG New Energies GmbH in Saarbrücken im Bereich dezentrale Energielösungen auf Basis von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen tätig und unter anderem zuständig für die Entwicklung neuer KWK-Projekte.

smartblock®
POWERED BY KW ENERGIE

Ready for Future. Ready for H2.

Unsere smartblock-Reihe ist grundsätzlich für verschiedene Kraftstoffe wie Erdgas, Biogas und Flüssiggas geeignet. Das gilt für alle Modelle von 7,5 bis 75 kW elektrischer Leistung. Seitens der Politik wird die wichtige Rolle von grünem Wasserstoff zusehends betont.

Schon ab Ende des Jahres können dem Erdgasnetz 10% Wasserstoff und mehr beigemischt werden.

Alle smartblocks sind **schon heute H2ready.** Ausführliche Tests haben ergeben, dass alle smartblock-BHKW mit Beimischung von bis zu **40% Wasserstoff** zuverlässig betrieben werden können. Ein smartblock ist daher eine **sichere Investition in die Zukunft:** Wirtschaftlich und ökologisch. Setzen Sie auf die Zukunft:

H2ready = smartblock
https://www.smartblock.eu/de/u73k

KW Energie GmbH & Co. KG | Neumarkter Str. 157 | 92342 Freystadt | info@smartblock.eu | www.smartblock.eu

Volle Flexibilität

Die Wärmeversorgung der Stadtwerke Schwäbisch Hall soll künftig zu 100 Prozent aus erneuerbaren Energien bestehen. Dafür erzeugen bereits rund 60 Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen flexibel Strom und Wärme. Eines von ihnen wird gerade modernisiert und damit noch effizienter.

Die Stadtwerke Schwäbisch Hall zählen zu den Vorreitern der Energiewende. Bis zum Jahr 2030 – so der ursprüngliche Plan des Versorgers – sollten 100 Prozent des Strombedarfs aus erneuerbarer Energie gedeckt werden. In der Wärmeversorgung setzt das Jahr 2035 diese Zielmarke. Den ersten Meilenstein erreichte das Unternehmen jedoch lange vor der Zeit. Schon Ende 2018 konnte es eine zu 100 Prozent grüne Stromversorgung vermelden. In der Wärmeversorgung ist die Aufgabe komplexer, doch man befindet sich auf Kurs: Bis 2030 sollen erneuerbare Energien über 400 Gigawattstunden (GWh) Wärme bereitstellen. Den verbleibenden Bedarf von 110 GWh würde zunächst weiterhin fossile Nahwärme, etwa aus Erdgas, decken.

Emissionen senken mit KWK

Dabei setzen die Stadtwerke maßgeblich auf ihr Wärmeverbundnetz und das Konzept der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK). „Für Schwäbisch Hall war der frühzeitige Aufbau eines Wärmenetzes ein Glücksfall“, sagt Fabian Andrews, Abteilungsleiter Kraftwerke und Wärmeverteilung der Stadtwerke. „Mittlerweile erzeugen rund 60 KWK-Anlagen flexibel Strom und Wärme aus Erdgas, Biomethan oder Biogas.“ Für Andrews ist KWK eine wichtige Brückentechnologie hin zu einer vollständig grünen Wärmeversorgung. Denn effiziente KWK-Anlagen senken schon heute Emissionen und bieten volle Versorgungssicherheit. Gleichzeitig können die Stadtwerke den Anteil erneuerbarer Energien am Wärmemix stetig steigern.

Eines dieser Kraftwerke steht in der Alfred-Leikam-Straße in Schwäbisch Hall und versorgt bereits seit 1997 Wohn- und Gewerbegebiete mit Strom und Wärme. Ursprünglich bestand es aus zwei circa drei Megawatt (MW) starken Gasmotoren. Ein Modul wurde im Jahr 2018 durch einen leistungsfähigeren 12V35/44G TS Gasmotor von MAN Energy Solutions ersetzt. Dieser steigerte mit seinen 7,5 MW Leistung nicht nur die Gesamtkapazität des Kraftwerks, sondern erhöhte zugleich den Wirkungsgrad von 39 auf 47 Prozent. Im Gesamtwirkungsgrad erreicht das Kraftwerk damit eine Brennstoffausnutzung von bis zu 90 Prozent.

Durch die bessere Kraftstoffausnutzung sparen die Stadtwerke jährlich 11,1 Millionen Kilowattstunden (kWh) Erdgas und konnten die CO_2-Emissionen um 2.238 Tonnen senken. „Auch profitieren wir von der Flexibilität des MAN-Motors. Er kann in nur drei Minuten Volllast erreichen und ist somit ideal geeignet, um Netzschwankungen auszugleichen“, berichtet Andrews. Das Kraftwerk läuft rund 4.000 Stunden im Jahr und kann aufgrund des vorhandenen Fernwärmespeichers auch vom Wärmenetz entkoppelt und zeitlich begrenzt nur zur Stromerzeugung genutzt werden. So können die Stadtwerke die Flexibilität des Motors optimal nutzen und auch auf kurzfristige Preissignale am Strommarkt reagieren.

Erfolg macht Schule

Bis 2022 soll auch der zweite Altmotor einem modernen Gasaggregat weichen. „Da wir unser Wärmeverbundnetz immer weiter ausbauen, müssen wir natürlich auch unsere Erzeugungsleistung stetig erhöhen“, erklärt Andrews. „Wir haben uns wieder für den gleichen MAN-Motor entscheiden, da wir mit dem ersten Aggregat sehr positive Erfahrungen gemacht und viel gelernt haben. Das erleichtert die kommende Inbetriebnahme.“ Das neue Aggregat wird die Leistung des Anlagenteils Alfred-Leikam-Straße auf insgesamt 15 MW Wärmeleistung erhöhen.

Bei der Erstinstallation waren einige Herausforderungen zu lösen. Die neuen Motoren sind deutlich größer als die Bestandsaggregate. Bei der Installation musste der erste Motor daher in ein Kraftwerksgebäude eingepasst werden, das für kleinere Motoren ausgelegt war. Die Gebäudeöffnung war zu vergrößern, die Fassade wurde nach vorne gezogen und die Gebäudefundamente vertieft. Bei der folgenden Einbringung des Motors, des zweistufigen Turboladermoduls und des Generators war schließlich Präzisionsarbeit gefragt. Teilweise blieben nur wenige Zentimeter Raum, um die Bauteile mit einem Gesamtgewicht von deutlich über 100 Tonnen in das Gebäude einzupassen. Diese Erfahrungen werden bei der weiteren Umrüstung helfen.

Zudem werden die Stadtwerke Schwäbisch Hall und MAN Energy Solutions von den umfangreichen Betriebserfahrungen profitieren, die sie in den vergangenen Jahren gemeinsam gesammelt haben. Denn MAN war nicht nur zuständig für die Installation des Erstmotors. MAN PrimeServ, die After-Sales-Marke des Unternehmens, sorgt seither auch für die Instandhaltung des Motors und wird dies ebenso für das zweite Modul tun. Der Wartungsvertrag hat eine Gesamtlaufzeit von zehn Jahren.

Bedeutung für die Energiewende

Für Fabian Andrews ist das Kraftwerk in der Alfred-Leikam-Straße ein Leuchtturmprojekt. „Die Kraftwerkstechnik erreicht bei geringerem Brennstoffeinsatz höhere Wirkungsgrade und die einzelnen Anlagen können schneller hochgefahren werden. Das ermöglicht uns, den Strom- und Wärmebedarf optimal zu steuern und gleichzeitig ein Maximum an erneuerbaren Energien in unseren Strom- und Wärmemix zu integrieren."

Mit den rund 60 KWK-Anlagen im Versorgungsgebiet können die Stadtwerke Schwäbisch Hall auf ungeplante Schwankungen im Stromnetz reagieren, zum Beispiel bei unsicheren Wetterprognosen. Auch können die Anlagen bedarfsabhängig zu- und abgeschaltet werden. Diese Flexibilität ist notwendig, um einen stetig größer werdenden Anteil erneuerbarer Energien ins Wärmenetz zu integrieren. Zusätzliche Wärme- und Stromspeicher sowie Spitzenlastkessel, die bei erhöhtem Energiebedarf einspringen, steigern die Flexibilität weiter.

Kann zum Beispiel die Erzeugung aus erneuerbaren Energien den aktuellen Strombedarf im Netz decken, können Kunden vorübergehend mit Wärme aus den Wärmespeichern oder mit Wärme aus zugeschalteten Spitzenlastkesseln versorgt werden, ohne dass KWK-Anlagen zur Wärmeproduktion zugeschaltet werden müssen. Andererseits springen die KWK-Anlagen bei Versorgungsengpässen ein und die dabei erzeugte Wärme kann entweder direkt genutzt oder für später gespeichert werden. Erneuerbare Energien, KWK-Anlagen und Energiespeicher spielen in diesem System optimal zusammen. „Mit unseren 60 KWK-Anlagen treten wir den Beweis an, dass Kraft-Wärme-Kopplung mit Fernwärme langfristig wirtschaftlich ist. Die KWK-Technologie ist daher auf dem Weg zur Energie- und Wärmewende eine wichtige Übergangstechnologie", sagt Andrews. Allerdings brauche es noch klare regulatorische Vorgaben. „Das Brennstoffemissionshandelsgesetz (BEHG) und die darin definierten CO_2-Abgaben sind ein erster Schritt. Doch aktuell benachteiligt es hocheffiziente KWK-Anlagen, da diese für den gesamten Erdgasverbrauch die Zertifikate entwerten müssen und das betrifft auch die Stromerzeugung. Es müssen Ausgleichsmöglichkeiten für diese zusätzlichen Kosten geschaffen werden, um die Wirtschaftlichkeit der KWK-Technologie zu steigern." ■

Der Autor: Dr. Tilman Tütken

Dr. Tilman Tütken hat über 25 Jahre Erfahrung in der Energiebranche und ist als Head of Power, Region Europe, bei MAN Energy Solutions verantwortlich für den Vertrieb von Energielösungen. Das Unternehmensportfolio umfasst unter anderem Kraftwerksmotoren, Turbinen, Energiespeicher, hybride Energiesysteme sowie Wasserstoff- und Power-to-X-Lösungen.

EFFIZIENT SCHON HEUTE.
KLIMANEUTRAL MORGEN.

Jedes heute von 2G installierte Erdgas-BHKW kann morgen für den Betrieb mit Wasserstoff umgerüstet werden. Warten lohnt sich nicht.

2G Energy AG | 2-g.de

© brand.punkt | Adobe Stock

11. März 2021 | Online-Event

14. KWK-Impulstagung

Die Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) trägt mit effizient erzeugter Wärme und ebenso erzeugtem Strom zur Umsetzung der Energiewende bei. Als klassische Sektorenkopplungstechnologie steht sie für eine hocheffiziente Verknüpfung des Strom-, Wärme- und Gassektors. Im Rahmen der jährlich stattfindenden KWK-Impulstagung der Technischen Hochschule Bingen soll ihr Potenzial diskutiert werden, um damit neue Projekte in Kommunen und Gewerbe anzustoßen. Die Fachtagung findet in Kooperation mit der Unternehmensberatung BHKW Consult, der Energieagentur Rheinland-Pfalz und mit Unterstützung des Ministeriums für Umwelt, Energie, Ernährung und Forsten Rheinland-Pfalz statt.

▶ www.tsb-energie.de

22.-23. April 2021 | Online-Event

10. Kongress Klimaneutrale Kommunen

Der 10. Kongress Klimaneutrale Kommunen steht ganz im Zeichen der praktischen Umsetzung und Beschleunigung der Energiewende. Diskutiert werden unter anderem die Klimafolgenanpassung, Mobilitätskonzepte, die Sektorkopplung und interkommunale Zusammenarbeit. Hierzu bieten die Veranstalter ein neues Kongressformat an, das noch mehr Kontakt, mehr Vernetzung und mehr fachlichen Austausch zwischen Referenten, Teilnehmern und Fachausstellern ermöglicht. Zwischen dem Eröffnungs- und dem Abschlussplenum finden deshalb zahlreiche parallele Praxisforen mit Fokus auf der kommunalen Energiewende statt.

▶ https://www.klimaneutrale-kommunen.de

28. April 2021 | Online-Event

Eurosolar-Konferenz „Stadtwerke mit Erneuerbaren Energien“

Nach einem turbulenten Jahr kooperieren die Europäische Vereinigung für Erneuerbare Energien (Eurosolar) und die Stadtwerke Speyer zur Eurosolar-Konferenz „Stadtwerke mit Erneuerbaren Energien“. Die Veranstaltung findet erstmals digital statt und rückt Kommunalversorger als entscheidende Akteure einer dezentralen und erneuerbaren Energieversorgung in den Mittelpunkt. Sie ist Treffpunkt für Vertreter von kommunalen und regionalen Energieversorgern, Unternehmen, Banken, Anlagenbetreibern, Genossenschaften und Projektierern im Bereich erneuerbarer Energien sowie für Vertreter von Kommunen. Sie erwartet ein aktuelles und spannendes Programm mit fachkundigen Referenten und anregenden Diskussionen.

▶ https://eurosolar.de

29.-30. April 2021 | Online-Event

Handelsblatt Jahrestagung – Stadtwerke 2021

Handelsblatt Jahrestagung Stadtwerke 2021 DIGITAL EDITION 29. & 30.4.2021

Transformation, Digitalisierung, Dekarbonisierung – diese Schlagworte treiben die Energiewirtschaft seit Jahren um. An der operativen Umsetzung hapert es noch. Die Branche steht vor zahlreichen Herausforderungen und verlässliche Informationen sind wichtiger denn je. Auf der Handelsblatt Jahrestagung „Stadtwerke 2021“ diskutieren Fachexperten die entscheidenden Themen des Stadtwerkemarkts. Die Teilnehmer erhalten einen 360-Grad-Überblick mit aktuellen Berichten und Möglichkeiten zur Diskussion und Interaktion.

▶ https://veranstaltungen.handelsblatt.com

8.-10. Juni 2021 | Online-Event

ANGA COM DIGITAL

Die Breitband- und Medienmesse ANGA COM wird aufgrund der Corona-Pandemie auf nächstes Jahr verschoben. Zum ursprünglich geplanten Termin findet stattdessen ein neues virtuelles Veranstaltungsformat, die ANGA COM DIGITAL, statt. Die Veranstalter bieten Unternehmen die Möglichkeit, sich für eine Digital Partnership anzumelden. Sie können sich so aktiv am umfangreichen Konferenzprogramm zu Technik- und Strategiethemen aus den Bereichen Breitband und Medien beteiligen, in Digital Showrooms ihre Produkte und Dienstleistungen präsentieren und zahlreiche Networking-Optionen nutzen.

▶ https://angacom.de/anga-com-digital

Neue Energiewelt im Mittelpunkt

The smarter E Europe bietet eine Plattform für Veranstaltungen und Themen rund um die neue Energiewelt. Vorgestellt werden branchenübergreifende Lösungen aus den Sektoren Strom, Wärme und Verkehr für eine intelligente und nachhaltige Versorgung.

„Creating a new energy world" – dieses Ziel verfolgt The smarter E Europe, Europas größte energiewirtschaftliche Innovationsplattform. In den Fokus rückt sie branchenübergreifende Lösungen aus den Sektoren Strom, Wärme und Verkehr für eine intelligente und nachhaltige Energieversorgung. Bedacht werden alle Kernbereiche entlang der Wertschöpfungskette – von der Erzeugung über die Speicherung, Verteilung und Nutzung von Strom und Wärme bis hin zur Vernetzung der Sektoren. Als Kongressmesse bietet The smarter E Europe eine Plattform für Veranstaltungen und Themen rund um diese neue Energiewelt. Sie findet vom 21. bis 23. Juli 2021 auf der Messe München statt.

Digitalisierung und Dezentralisierung verändern die Energiewelt nachhaltig und die stetige Zunahme an Strom aus volatilen und erneuerbaren Quellen erfordern neue Konzepte und Lösungen für die effiziente Erzeugung, Speicherung, Verteilung und Nutzung der Energie. The smarter E Europe vereint Messen und Konferenzen, die sich intensiv mit diesen Herausforderungen auseinandersetzen. So ist die Intersolar beispielsweise die weltweite Leitmesse für die Solarwirtschaft und ihre Partner. Sie konzentriert sich auf die Bereiche Photovoltaik, Solarthermie, Solarkraftwerke sowie Netzinfrastruktur und Lösungen für die Integration erneuerbarer Energien. Als Leitmesse für Batterien und Energiespeichersysteme und damit Branchenplattform für Zulieferer, Hersteller, Händler und professionelle Anwender von stationären Energiespeicherlösungen und Batteriesystemen entlang der gesamten Wertschöpfungskette fungiert wiederum die ees. Die Power2Drive, internationale Fachmesse für Elektromobilität und intelligentes Laden, spiegelt die Chancen und die Notwendigkeit der Energiewende im Verkehrssektor wider. Im Fokus stehen Antriebsbatterien für Elektrofahrzeuge sowie Infrastrukturlösungen und -technologien für eine saubere Mobilität. Die EM-Power ist die internationale Fachmesse für Energie-Management und vernetzte Energielösungen. Sie rückt die effiziente Verteilung und Nutzung von Strom und Wärme aus erneuerbaren Energien, das intelligente Energie-Management sowie die Sektorkopplung in Gebäuden und Quartieren in den Mittelpunkt. Weitere Schwerpunkte sind Smart Grids und Microgrids, Netzinfrastruktur, Energiedienstleistungen und Betreibermodelle. Veranstaltet wird The smarter E Europe von der Solar Promotion GmbH und der Freiburg Wirtschaft Touristik und Messe (FWTM).

▶ https://www.thesmartere.de

The smarter E Europe vereint Messen und Konferenzen auf vier Kontinenten.

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.

Buchen Sie Ihren Eintrag im stadt+werk-Branchenindex unter 07071-8556770

Anzeige

euroLighting competence in light	**euroLighting GmbH** Ansprechpartner: Wolfgang Endrich Hauptstraße 56 D-72202 Nagold Telefon: +49 (0) 7452 / 6007-966 E-Mail: info@eurolighting.de Internet: www.eurolighting.de	Das euroLighting Produktportfolio an modernen LED-Leuchtmitteln umfasst LED-Straßenlampen bis 150W (HQL 400W) inklusive Nachtabsenkung, komplette Smart-City-Systeme für den Aufbau einer intelligenten Stadt, Einschraubmodule als Ersatz für HQL-/NAV-Lampen in Leuchtenköpfen, zylindrische Bauformen, T8-LED-Röhren und Flächenleuchten.	Beleuchtung
DNSNET Anschluss Zukunft.	**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	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	Breitband
B E T Energie. Weiter denken	**B E T Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH** Alfonsstraße 44 D-52070 Aachen Telefon: +49 (0) 241 / 47062-0 Fax: +49 (0) 241 / 47062-600 E-Mail: info@bet-energie.de Internet: www.bet-energie.de	B E T ist ein führendes Beratungsunternehmen der Energie- und Wasserwirtschaft. Wir gestalten als Vordenker und Experte die Energiewelt von morgen. Wir unterstützen als unabhängiger und starker Partner Energieversorger, Stadtwerke und Kommunen in allen Fragen der Energiemärkte und leisten hoch qualifizierte Beratung über die gesamte Wertschöpfungskette.	Consulting
STERR-KÖLLN & PARTNER	**Sterr-Kölln & Partner mbB** Ansprechpartner: Steffen Kölln Emmy-Noether-Straße 2 D-79110 Freiburg Telefon: +49 (0) 761 / 490 540 Fax: +49 (0) 761 / 493 468 E-Mail: info@sterr-koelln.com Internet: www.sterr-koelln.com	Sterr-Kölln & Partner ist ein interdisziplinäres Beratungsunternehmen, spezialisiert auf erneuerbare Energien und Energie-Effizienz. Unsere Standorte sind Freiburg, Paris und Berlin. Seit über 25 Jahren unterstützen wir Kommunen und kommunale Unternehmen, Projektentwickler, Investoren und Banken dabei, Zukunft sicher zu gestalten.	
A/V/E	**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.	A/V/E bietet Unternehmen der Energiewirtschaft individuelle Prozess-, Service- und Supportdienstleistungen entlang der Customer Journey. Mit 25 Jahren Erfahrung im Kundenmanagement begleiten wir Digitalisierungsstrategien und sichern Kundenzufriedenheit u.a. durch kompetenten, freundlichen Support für Online-Portale und IT-Services.	Prozessdienstleister
Savosolar	**Savosolar GmbH** Ansprechpartner: Torsten Lütten Kühnehöfe 3 D-22761 Hamburg Telefon: +49 (0) 40 / 500 349 7-0 E-Mail: info@savosolar.de Internet: www.savosolar.com	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.	Fernwärme
Trianel	**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	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.	Kooperation
GIS CONSULT www.gis-consult.de	**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	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.	Geodaten
Redtree	**Redtree GmbH** Ansprechpartner: Michèl Dichter CEO Lambertusplatz 6 D-44575 Castrop-Rauxel Telefon: +49 (0) 2305 / 97761-0 Internet: https://redtree.de	Redtree – führend bei digitalen Lösungen in der Energiewirtschaft. Unsere Angebote für Vertrieb, Service und Marketing zielen auf kundenzentrierte sowie mehrwertorientierte Tools und Prozesse. Durch ein personalisiertes Serviceerlebnis maximiert u.a. unser Kundenportal die Touchpoints: Cross- und Upselling werden optimiert!	Digitalisierung

Anzeige

Informationstechnik

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

Als IT-Komplettdienstleister und Branchen-Experte für Energie, den Public Sektor und Industrieunternehmen bieten wir innovative IT-Lösungen für Ihre branchenspezifischen Prozesse. Mit unserem Marktverständnis und exzellenten IT-Know-how unterstützen wir Sie von der Entwicklung und Implementierung der Lösungen, über die Anwenderbetreuung bis hin zum Outsourcing kompletter Geschäftsprozesse und IT-Infrastrukturen.

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

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.

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

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.

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 / 3688-680
E-Mail: kontakt@rku-it.de
Internet: www.rku-it.de

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.

items GmbH
Hafenweg 7
D-48155 Münster
Telefon: +49 (0) 251 / 2083-1000
E-Mail: kontakt@itemsnet.de
Internet: www.itemsnet.de

items ist Fullservicedienstleister für den Versorgungs- und Mobilitätssektor. Als Branchenspezialist und Innovationstreiber bietet items Lösungen aus IT-Infrastruktur, Beratung und Prozess-Services mit dem Fokus auf Kooperationsplattformen, IoT-Integration von Smart-City-Technologien, KI-Produkte und Robotics.

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

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.

iS Software GmbH
Donaustaufer Str. 115
D-93059 Regensburg
Telefon: +49 (0)941 / 46452-0
Fax: +49 (0)941 / 46452-19
E-Mail: info@is-software.com
Internet: www.is-software.com

iS Software ist der Spezialist für kleine und mittlere Unternehmen der Energie- und Wasserwirtschaft. Mit ganzheitlichem Lösungsportfolio, eigenentwickelten WinEV® Softwarelösungen, kompetenter Betreuung durch BeraterInnen bis Rechenzentrums- und Prozessdienstleistungen, ist sie zuverlässiger und stabiler Partner für über 300 Kunden.

Netze/Smart Grid

telent GmbH
Gerberstraße 34
D-71522 Backnang
Telefon: +49 (0) 7191 / 900-0
E-Mail: info.germany@telent.de
Internet: www.telent.de

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.

Smart Metering

VOLTARIS GmbH
Voltastraße 3
D-67133 Maxdorf
Telefon: +49 (0) 6237 / 935-414
Fax: +49 (0) 6237 / 935-419
E-Mail: info@voltaris.de
Internet: www.voltaris.de

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.

Energiehandel

Uniper
Ansprechpartnerin: Charlotte Rockenbauer
Holzstraße 6
D-40221 Düsseldorf
Telefon: +49 (0) 170 / 1991651
E-Mail: ues-marketing@uniper.energy
Internet: www.uniper.energy/sales

Uniper gehört mit rund 34 Gigawatt installierter Erzeugungskapazität zu den größten Energieunternehmen weltweit. Ihre Kernaktivitäten umfassen sowohl die Stromerzeugung als auch den globalen Energiehandel und ein breites Gasportfolio. Uniper strebt an, in Europa bis 2035 CO_2-neutral zu werden.

Vorschau

stadt+werk

Fachzeitschrift für Energiepolitik, Klimaschutz, Rekommunalisierung

Die nächste Ausgabe erscheint am 14. Mai 2021.
Geplant sind unter anderem folgende Themenschwerpunkte:

- **Politik + Strategie**
  Zukunftsstudie: Energieversorger werden digitaler und klimaneutral.
- **Titelthema**
  Kommunaler Klimaschutz trotz klammer Kassen.
- **Energie + Effizienz**
  Was wird aus den Photovoltaikanlagen der ersten Stunde?
- **IT + Technik**
  Ortsnetztrafo 4.0: Mehrwert durch Digitalisierung.
- **Praxis + Projekte**
  Schweich: Innovative Heizungsanlage mit Eisspeicher.
- **Spezial**
  Breitband-Versorgung: Wettbewerbsvorteil für die Stadtwerke.

Inserentenverzeichnis dieser Ausgabe

2G Energy 45
Acal BFi Germany 17
bmp greengas 25
COPA-DATA 3
Druckerei Raisch 51
enerquinn Energiesystemtechnik 41
iS Software 39
IVU Informationssysteme 35
KW Energie 43
Solar Promotion 15
Sternberg 7
ThEEN 9
Verbund Energy4Business 52
VOLTARIS 5
Zenner International 2

Bildnachweise

50Hertz Transmission GmbH (30, 31), adrian_ilie825/stock.adobe.com (Titel, 4, 8), AUDI AG (35), Bundesverband Erneuerbare Energie e.V. (10), Bundesverband WindEnergie (BWE) (28, 29), E-world energy & water (11), EGS-plan (27), fotowunsch/stock.adobe.com (Titel, 4), MAN Energy Solutions (45), Olivier Le Moal/123rf.com (Titel, 4, 26), Plattform EE BW / Kuhnle & Knödler (6), prego services (37), Privat (19), Sergey Petinov/123rf.com (Titel, 5, 36), Solar Promotion GmbH (47), Stadt Öhringen (6); Stadtwerke Schwäbisch Hall GmbH/Hallywood Productions (45), Stadtwerke Zeitz (38, 39), STAWAG/Andreas Steindl (Titel, 5, 40), STAWAG/foveart (41), STEAG GmbH (43), Torsten Proß, Jeibmann Photografik (14), VKU/Chaperon (13), VNG AG / JEIBMANN PHOTOGRAPHIK (24), Westnetz GmbH (20, 21), wrightstudio/123rf.com (Titel, 5, 32), Zukunft Gas/ Ilja C. Hendel (22)

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 Schömig (bs)
(stellv. Chefredakteurin)
Verena Barth (ve)
Alexandra Braun (ba) (in Elternzeit)
Corinna Heinicke (co) (Volontärin)
Dr. Helmut Merschmann, Freier Mitarbeiter

Verantwortlich für den Anzeigenteil:
Sara Ott
Olgastraße 7 | 72074 Tübingen
+49 (0) 70 71 / 8 55-27 87
s.ott@k21media.de
Gültig ist die Preisliste Nr. 10 vom 1.1.2021

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 2021 K21 media GmbH.
Alle Rechte vorbehalten.

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
DRUCKT

Die Energiezukunft mit Wasser-, Wind- und Sonnenkraft gestalten.

Das ist:
Unser Antrieb.
Unsere Energie.

Saubere Energie aus TÜV-Süd-zertifizierten regionalen Kraftwerken.

Nachhaltig, finanzstark, sicher.
VERBUND ist Österreichs führendes Energieunternehmen und einer der größten Stromerzeuger aus Wasserkraft in Europa. Mit dieser Erfahrung, unserem Marktwissen und dem Fokus auf klimafreundliche Technologien haben wir auch für Ihr Unternehmen die passende Energielösung – flexibel, zuverlässig und optimal für Ihre CO_2-Bilanz. Profitieren Sie von unserem Know-how.
www.verbund.com

Verbund
Am Strom der Zukunft