

Energie & Management

ZEITUNG FÜR DEN ENERGIEMARKT



3 Windkraft
Vizekanzler Robert Habeck auf der Husum Wind – über einen gelungenen Auftritt und welche Versprechen er der Branche gegeben hat

4 Energiemanager des Jahres
Der Energiemanager des Jahres – Gunar Hering – ist für seinen Pioniergeist bekannt. Jetzt wurde er in Berlin ausgezeichnet

8 Energiehandel
Verbund-Deutschlandchef Thomas Bächle im Gespräch über den Arbeitsstil und wofür 15 Milliarden Euro ausgegeben werden in den nächsten Jahren



Spaß an der Transformation

Zur **E&M-Energiemanager-Konferenz** trafen sich Expertinnen und Experten in Berlin. Die Diskussionen einte eine Aufbruchstimmung in Richtung Wasserstoff.

VON SUSANNE HARMSSEN

ke, Thomas Kästner, aus. Durch die Kugel- und Wälzgerproduktion habe die Stadt einen großen Energiebedarf, der früher vom Kernkraftwerk Grafenrheinfeld erzeugt wurde und künftig durch die Nordseewindkraft über eine neue Stromleitung (Südlink) geliefert wird. Sein Unternehmen unterstütze die kommunale Wärmeplanung, in die auch industrielle Abwärmenutzung einbezogen werden könne. Ein kohlebetriebenes Heizkraftwerk soll durch erneuerbare Energien abgelöst werden. Nicht zuletzt sei auch die große Qualität der Wasserversorgung in Deutschland ein wichtiger Standortfaktor, erinnerte Kästner: „Industrie braucht Wasser und auch Wasserstoff benötigt Wasser als Ausgangsstoff.“

Für die Südzucker AG beschrieb Ingo Klenk, Head of Corporate Climate, Environment, Health & Safety, wie eigene Reststoffe genutzt werden. 80 Prozent des Energiebedarfs seines Unternehmens entfallen auf Wärme, nur 20 Prozent auf Strom. Reststoffe wie Zuckerrübenhackschnitzel können Erdgas als Brennstoff teilweise ersetzen. Außerdem ließen sich aus pflanzlichen Reststoffen der Produktion durch Fermentierung auch Biogas, Äthanol oder Wasserstoff gewinnen. Dem stünden allerdings aktuell noch Regeln der Abfallverwertung entgegen, bedauerte Klenk.

Im Anschluss an die Konferenz wurde der **E&M-„Energiemanager des Jahres“** verliehen (siehe Seiten 4 und 5). **E&M**

Wasserstoff gilt als Schlüssel, um künftig in Industrie und Energieversorgung weitestgehend ohne fossile Brennstoffe auszukommen. Mittels Elektrolyse kann er aus erneuerbarem Strom und damit klimaneutral („grün“) erzeugt werden. Dafür fehlen aktuell aber noch genügend Strom, Elektrolyseure und Leitungen, um den Energieträger zu den Abnehmern zu transportieren. Darum war die Transformation zu einer Wasserstoffwirtschaft Thema auf der Berliner **E&M-Energiemanager-Konferenz** am 20. September. Gasag-Vorstand Matthias Trunk bekam viel Beifall für seinen Aufruf: „Eine Transformation kann auch viel Spaß machen.“

Axel Bree vom Bundeswirtschaftsministerium (BMWK) sprach über die ehrgeizigen Wasserstoffpläne der Regierung. Der Leiter des Referats Förderprogramme Dekarbonisierung der Industrie und Klimaschutzverträge nannte die Aktualisierung der Nationalen Wasserstoffstrategie (NWS) als Referenz. Darin hat sich die Bundesregierung vorgenommen, statt 5.000 MW Wasserstoff die doppelte Erzeugungskapazität bis 2030 zu schaffen. Die Elektrolyseure würden nicht der Staat errichten, sie sollten durch die Wirtschaft gebaut und betrieben werden – mit Rahmenbedingungen der Politik.

Für die „Wichtigen Projekte gegenseitigen europäischen Interesses“ (IPCEI) habe es reges Interesse gegeben, von 270 Bewerbungen konnten 60 ausgewählt werden. Dieses Programm sei jetzt abgeschlossen, aber eine Ausschreibung von Elektrolyseuren für insgesamt 500 MW Leistung komme und auch in anderen Programmen für die Dekarbonisierung der Industrie fördere man Elektrolyseure, sagte Bree. Der eigentliche Flaschenhals sei der Transport des erneuerbaren Stroms insbesondere in die südlichen Bundesländer, weshalb der Leitungsausbau beschleunigt werden müsse. Aktuell werde das unter anderem durch fehlende Genehmigungen und umstrittene Trassenverläufe verzögert. Hier müssten die

Länder und Kommunen mitarbeiten, appellierte Bree.

Christian Held von der Energiekanzlei Becker Büttner Held (BBH) nannte die Regulierung des Netzausbaus und der Umwidmung von Erdgasleitungen für Wasserstoff aktuell intensiv diskutierte Themen in der EU. Im Trilogverfahren sei dank des Europäischen Parlaments inzwischen ein Ausweg in Sicht, sodass das Unbundling, nach dem Gasnetzbetreiber keine Wasserstoffleitungen betreiben dürfen, „vom Tisch“ sein könnte. Eine Entscheidung solle bis Ende des Jahres fallen. „Es fehlt nicht an Erkenntnis, wir brauchen aber einen konsistenten Rechtsrahmen“, so Held. Er hoffe auf den Druck des Faktischen für ein nötige Tempo bei den Entscheidungen.

Problematisch sei noch das Vorhaben der EU, für beide Gase unterschiedliche Gesellschaften vorzuschreiben, da im Übergang Wasserstoff sinnvollerweise dem Erdgas beigemischt wird, gab Held zu bedenken. Das mache es auch notwendig, Zertifikate insbesondere für grünen Wasserstoff zu definieren. Im Herkunftsnachweisregistergesetz plane die Bundesregierung bereits eine solche Regelung. Sie ermöglichte es, ähnlich wie heute beim Ökostrom bilanziell klimaneutrale Gase einzukaufen.

Für die Enertrag beklagte der Vorstandsvorsitzende Gunar Hering die langen Entscheidungswege von rund zwei Jahren, bis Anträge entschieden werden. Andere Länder wie die USA und Saudi-Arabien hätten klare und schnelle Förderregeln, wodurch Unternehmen in Deutschland benachteiligt seien. „Bis 2030 ist nicht mehr viel Zeit und auch die Umsetzung der Projekte dauert Jahre“, mahnte der Preisträger des **E&M-Energiemanagers 2022**. Die Entwicklung eines eigenen erneuerbar dominierten Stromsystems und einer Wasserstoffwirtschaft habe die Chance, weniger Abhängigkeit und mehr Sicherheit für Deutschland und Europa zu erreichen.

„Wir haben einen Bedarf von 200.000 Tonnen Wasserstoff jährlich, allein in der stofflichen Nut-

zung, nicht als Energieträger“, sagte Thomas Riede, Vizepräsident der BASF, in Bezug auf den Standort Ludwigshafen. Um diese Mengen zu bekommen, sei eine Pipeline nötig, weshalb sein Unternehmen froh sei über das jetzt beschlossene Wasserstoffkernnetz der Bundesregierung. Allerdings werde es frühestens 2028 in Betrieb gehen und voraussichtlich nicht genug liefern können.

BASF startet schon

Daher habe die BASF beschlossen, die Versorgung zu diversifizieren. So baue das Unternehmen selbst eine Pyrolyseanlage und einen Elektrolyseur. Allein der Bau des Elektrolyseurs benötige fünf Jahre: „Wir können nicht warten, bis alles fertig ist, und müssen schon jetzt starten“, sagte der Industrievertreter. Auch „blauer“ Wasserstoff aus Erdgas verbessere die aktuelle Klimabilanz seines Unternehmens. Er hoffe bis 2030 auf das fertige Wasserstoffkernnetz in Deutschland mit einer Verknüpfung zum Hafen von Rotterdam, möglicherweise auch nach Dänemark und Frankreich.

Für die Hauptstadt hätten sich die Gasag und Partner verpflichtet, ein erstes Wasserstoffnetz aufzubauen, das zunächst die Kraftwerke anschließen werde, sagte Vorstand Matthias Trunk. Erst gegen 2030, wenn der erste Wasserstoff fließe, könne man Geld zurückverdienen, daher benötigten alle Beteiligten einen langen Atem. Es werde auch Erdgasleitungen im Verteilnetz geben, die außer Betrieb gehen, weil man in manchen Quartieren und Gebäuden die Wärmeversorgung elektrifizieren kann.

Wo genau auf welche Energiequelle gesetzt wird im Rahmen des Klimaschutzes und der Ablösung fossiler Brennstoffe, lasse sich derzeit noch nicht absehen. Zudem sei die Gasag in Berlin nur einer von vielen Beteiligten, anders als in einer kleineren Kommune, wo Strom-, Gas- und Wärmeversorgung bei einem Stadtwerk liegen. Trunk plädierte dafür, mit der Wasserstoffversorgung bei den Großverbrauchern zu beginnen, die nicht anders von fossilen Brennstoffen wie Öl, Kohle und Erdgas wegkommen können.

Schweinfurt habe mehr Arbeitsplätze als Einwohner, führte der Geschäftsführer der Stadtwer-

Inhalt



Finanzierung _____ **13**
Welche Möglichkeiten es gibt, um an Geld für grüne Investitionen zu kommen

Smart Metering _____ **17**
Ruwen Konzelmann, Chef der Theben Smart Energy, erklärt, welche Funktionen der Gateways wichtiger werden

BHKW des Monats _____ **25**
Wie das neue Heizkraftwerk Funkerberg künftig Abwärme integrieren und als Energiedrehkreuz fungieren soll

Kraft-Wärme-Kopplung _____ **27**
2G Energy hat einen Wärmepumpenhersteller übernommen. Welche Strategie der KWK-Hersteller damit verfolgt



STEFAN SAGMEISTER
E&M-Chiefredakteur

Szene

Das Gute an der GEG-Diskussion

WAS WAREN DIE vergangenen Monate aufregend! Das Gebäudeenergiegesetz (GEG) hielt die ganze Republik in Atem. Der von der Ampelregierung vorgelegte Gesetzentwurf wurde von manch einem und manch einer mit einer Vehemenz bekämpft, wie es schon lange nicht mehr bei einem energiewirtschaftlichen Thema vorgekommen ist.

Man denke nur an die Demonstration im Sommer im bayerischen Erding. Unter dem Motto „Stoppt die Heizungs-ideologie“ versammelten sich knapp 15.000 Teilnehmer gegen das GEG. Zu der von der Kabarettistin Monika Gruber – allerdings ernst gemeint – mit organisierten Veranstaltung waren als Stargäste auch der bayerische CSU-Ministerpräsident Markus Söder und sein Wirtschaftsminister Hubert Aiwanger von den Freien Wähler gekommen.

Nicht fehlen darf in diesem Zusammenhang die Kampagne der *Bild*-Zeitung

gegen das GEG. (Schlagzeile: „So führt uns Habeck beim Heizgesetz hinter Licht“). Und auch die Opposition langte ordentlich hin. Auf der Internetseite der CDU ist bis heute vom „Heizungshammer“ zu lesen, der die Menschen in „existenzielle Angst“ versetzt. Die Aussagen der Linken und der AfD waren nicht weniger alarmistisch.

CO2-freies Heizen entscheidender Baustein

Dabei hat die Ampelkoalition mit der Vorlage des Gesetzes nur ihren Job gemacht. Sie hat einen Plan vorgelegt, wie das von der Merkel-Regierung verankerte Ziel der Klimaneutralität bis 2045 in Deutschland umgesetzt werden kann. Hätte die Ampel das Gesetz nicht vorgelegt, hätte die Kollegen von der *Bild* sicher geschrieben: „Habeck! Handle endlich!“ Oder so ähnlich. Denn die Zeit drängt. 2045 ist in 22 Jahren, da ist nicht mehr lange hin.

Da will Deutschland (bilanziell) kein CO2 mehr ausstoßen.

Die teilweise unappetitliche Diskussion hatte durchaus etwas Gutes. Vielen Menschen wurde dabei klar, dass das CO2-freie Heizen ein entscheidender Baustein im Kampf gegen den Klimawandel ist. Jeder Einzelne, der die Heizung zu Hause anwirft, ist mitverantwortlich für die CO2-Emissionen hierzulande und nicht nur abstrakte Gruppe wie „die“ Energiewirtschaft oder „die“ Landwirtschaft.

Gut ist auch, dass vielen (anscheinend schlagartig) klar wurde, dass es die Wärmewende nicht zum Nulltarif gibt. Lange wurden die Kosten der Energiewende für die Haushalte aus dem allgemeinen Steuertopf finanziert. Seien es PV-Anlagen, E-Autos oder energetische Wohnungen – überall gab es Geld vom Staat. Das wird in Zukunft so nicht mehr möglich sein, weil finanziell vom Staat nicht leistbar.

By the way: Ist es Aufgabe des Staates, den Menschen die Heizung im Keller zu finanzieren?

Allerdings hatte auch die Kritik der Opposition gewirkt. Ein CDU-Abgeordneter hatte mit seinem Antrag vor dem Bundesverfassungsgericht Erfolg. Er hatte sich beschwert, dass die Fristen zur Prüfung des Gesetzes zu kurz seien. Energiewirtschaftliche Verbände kritisieren das Verhalten aus dem Wirtschaftsministerium schon seit Langem. So werden umfangreiche und komplexe Gesetzentwürfe – wie das GEG – Freitag verschickt und die Betroffenen um finale Stellungnahmen bis Montag gebeten. So gehe das nicht, hat das höchste deutsche Gericht entschieden. Zu Recht.

Kurzum. Es waren aufregende Monate, das Heizungsgesetz ist durch, jetzt geht es an die Umsetzung. Und das bitte rasch – denn bis 2045 ist nicht mehr lange. **E&M**

„Gesetzentwurf wurde von manch einem und manch einer mit Vehemenz bekämpft“

Berliner Notizen



Kohlestrom für Wärmepumpen?

Deutschland macht Tempo beim **Umstieg auf Strom** statt fossiler Brennstoffe in der Wärmeerzeugung. Doch aktuell kommt dieser Strom noch fast zur Hälfte aus Kohle und Erdgas.

Das Gebäudeenergiegesetz (GEG) ist endlich verabschiedet, die kommunale Wärmeplanung muss in diesem Herbst hinzukommen. Beide zusammen sollen dafür sorgen, dass auch im Bereich der Wärmeversorgung eine Wende zu erneuerbaren Energien gelingt. So könnte perspektivisch auch der Gebäudebereich seine Klimaschutzziele erfüllen. So weit, so gut.

Doch die bevorzugte Heizung mit Strom, etwa per Wärmepumpe, hat noch einen Schönheitsfehler:

Erst etwa die Hälfte unserer Elektrizität kommt aus erneuerbaren Quellen. Gerade im Winter, wenn am meisten geheizt wird, sind die Erträge aus Sonnenstrom am geringsten. Also übernehmen Kohlekraftwerke und Erdgasturbinen.

Vor diesem Hintergrund mahnte der Bundesverband der Deutschen Industrie (BDI), dass endlich Klarheit kommen muss

für die Ausschreibung neuer Kraftwerke. Diese sollen einspringen in Zeiten, wenn Sonne und Wind nicht reichen. Ihre Planung und Errichtung aber dauert mindestens sieben Jahre, hatte auch die Chefin des Energieverbands BDEW, Kerstin Andreae, mehrmals erinnert. Wer also in den 2030er-Jahren aus der Kohleverstromung aussteigen will, muss jetzt Ersatz schaffen.

Wirtschaftsminister Robert Habeck (Grüne) ist das Problem bekannt. Anfang des Jahres schon sagte er: „Deutschland braucht bis zum Ende des Jahrzehnts 25 Gigawatt an neuen Kraftwerken, die mit Molekülen befeuert wer-

den.“ BDI-Präsident Siegfried Russwurm hält sogar 43 GW neue Kraftwerksleistung für notwendig.

Die neuen Kraftwerke sollen in der Lage sein, sukzessive von Erdgas auf erneuerbare Gase wie Wasserstoff aus Grünstrom umzusteigen.

Sie werden aber im besten Fall nur wenige Hundert Stunden im Jahr laufen, weil sie lediglich die Lücke in wind- und sonnenarmen Zeiten füllen. Daher können sie sich nicht über den

Strompreis allein amortisieren und benötigen eine finanzielle Absicherung über die Ausschreibung

durch die Bundesnetzagentur. Hier soll möglichst auch geregelt werden, dass die Standorte der bis zu 50 neuen Kraftwerke die Versorgungssicherheit und das Stromnetz unterstützen und nicht behindern. Auch eine sinn-

volle Nutzung ihrer Abwärme wäre wichtig, mahnte der Stadtwerkeverband VKU.

Am 1. August verkündete die Bundesregierung eine Einigung mit der EU-Kommission auf einen Förderrahmen für die neuen Gaskraftwerke. Die „Leitplanken“ passen also, auch wenn die beabsichtigten Maßnahmen noch nicht abschließend beihilferechtlich genehmigt sind. Die Kraftwerksstrategie steht zumindest in Grundzügen. Wichtig wäre, jetzt endlich anzufangen mit den Ausschreibungen und der Standortbestimmung. Denn trotz aller Bemühungen, Planungsverfahren zu beschleunigen, fallen die Genehmigungen, Bauten und Turbinen nicht vom Himmel. **E&M**



SUSANNE HARMSEN
E&M-Redakteurin

Kommentar

Thema leider verfehlt

Für Politiker im Wahlkampf dürfte es momentan eigentlich nur eine Priorität geben: den **Kampf gegen den Klimawandel**. Dass dem nicht so ist, ist fatal.

Tausende Tote bei der jüngsten Flutkatastrophe in Libyen, Waldbrände und Überschwemmungen in Griechenland, zerstörte Ernten durch Hagel in Deutschland, dazu Millionenschäden durch überflutete Straßen und Keller. Der zu Ende gegangene Sommer bleibt in Erinnerung als Abfolge verheerender Unwetter in bisher kaum gekanntem Ausmaß. Und es gibt längst keinen Zweifel mehr daran, dass die Wahrscheinlichkeit existenzbedrohender Extremwetter noch weiter zunehmen wird: Die Oberflächen der Ozeane sind so warm wie noch nie, das Eis der Arktis ist dünner, als jemals zuvor um diese Jahreszeit gemessen wurde. Forschende des Potsdamer Instituts für Klimafolgenforschung haben unlängst sechs von neun Grenzen der Erde für überschritten erklärt. Kurz: Der einzige Planet, auf dem Menschenleben möglich ist, verändert sich rasant und erste Folgen davon sind bereits deutlich spürbar.

Das Problem ist global und muss global gelöst werden. Die Umsetzung der Lösungen aber kann nur regional erfolgen. Hauptakteure dabei sind unter anderen die regionalen Energieversorger, die eine fossilfreie und emissionsarme Strom- und Wärmeversorgung ermöglichen müssen und dabei auf optimale Rahmenbedingungen angewiesen sind. Diese wiederum werden – nicht nur, aber auch – durch die regionale Politik vorgegeben. In zwei deutschen Bundesländern steht die Landtagswahl unmittelbar bevor. Für die Politiker dort wäre

das die beste Gelegenheit, im Wettstreit um die besten Energiewendekonzepte Zukunftsorientierung und Verantwortungsbewusstsein zu demonstrieren.

Politik schreckt Investoren ab

Im Fokus des Wahlkampfes in Hessen und Bayern aber stehen andere Themen: Die Umsatzsteuer auf Nahrungsmittel beispielsweise, die Migrationspolitik oder die Erbschaftsteuer. Wichtige Themen, ohne Frage, aber: Mit fortschreitendem Klimawandel werden sich auch Nahrungsmittel mittelfristig so sehr verteuern, dass keine Steuererleichterung das ausgleichen kann. Migrationsbewegungen werden zunehmen. Und ein ererbtes Haus, das durch Hagel, Sturm oder Überschwemmung zerstört wird, ist nichts mehr wert, egal wie niedrig die Erbschaftsteuer ist. Tatsächlich können alle Weichenstellungen in jedem einzelnen Politikbereich ihre langfristige Wirkung nur dann entfalten, wenn das Ökosystem intakt bleibt.

Das Versäumnis, einer zukunftsorientierten Energiepolitik jetzt parteiübergreifend absolute Priorität einzuräumen, sendet ein fatales Signal.

Es negiert die Größe und Dringlichkeit der Aufgabe. Stattdessen legitimiert es das „Weiter so“ und schreckt ab

von Investitionen in neue Heizungssysteme, es schürt Vorbehalte gegen den Bau von Windparks und neue Stromtrassen. Und erschwert all jene die Arbeit, die am nachhaltigen Umbau des Energiesystems arbeiten. **E&M**



KATIA MEYER-TIEN
E&M-Redakteurin



Quelle: EMI/Georg Eble

In der Mitte Robert Habeck (Grüne, Vizekanzler) als Schirmherr der Husum Wind 2023 kurz vor seiner Eröffnungsrede, umringt von Branchenvertretern: Links von ihm ist Simone Peter zu erkennen (Präsidentin Bundesverband Erneuerbare Energie, BEE), rechts von ihm Ralf Hendricks (Vizepräsident Bundesverband Windenergie, BWE) und Jochen Eickholt (Siemens-Gamesa-Chef), dahinter Olaf Lies (SPD, Wirtschaftsminister Niedersachsen) und Bärbel Heidebroek (BWE-Präsidentin)

Der Schirmherr der Erneuerbaren

Welch Unterschied: **Robert Habeck** bewegt sich auf der Husum Wind wie ein Fisch im Wasser. Zwei Jahre zuvor hatte die gesamte Spitze des Bundeswirtschaftsministeriums gefehlt. **VON GEORG EBLE**

Gut, nur die La-Ola-Welle bleibt aus, als der grüne Vizekanzler Robert Habeck im großen Saal der Husum Wind eintrifft. Für den Schirmherrn der Windmesse braust aber Applaus auf, er wird freudig umringt. Die Repräsentanten der Erneuerbaren-Branche und ihrer Unternehmen verehren ihn, sehen ihn als ihren größten Verbündeten. Kein Zweifel, ein Heimspiel an diesem 12. September. Mit seinem Nachfolger und Parteifreund als Schleswig-Holsteins Energiewendeminister, Tobias Goldschmidt, spricht er so herzlich wie mit Niedersachsens Wirtschaftsminister Olaf Lies von der SPD. Tobias und Olaf.

Der Unterschied zur Husum Wind 2021 könnte größer kaum sein: Habecks Vorgänger von der CDU, Peter Altmaier, war formal ebenso Schirmherr, aber auch geografisch so weit weg wie seine Staatssekretäre, wohingegen Schleswig-Holsteins Ministerpräsident Daniel Günther (CDU) Flagge zeigt. Altmaier, Erfinder der damaligen „Strompreisbremse“, er hätte seinerzeit mit Sicherheit einen frostigen Empfang bekommen, der Bundesverband Windenergie kritisierte ihn in Husum als Kleinredner der Erneuerbaren.

Gegen Habeck werden hier keine Vorwürfe laut, steht er doch für die Förderung der Windkraft, die Beseitigung vieler Hemmnisse, die Erhöhung der Subventionen für Ökostrom und den gestützten Aufbau einer heimischen Wertschöpfungskette.

Die darauf abzielende Reformflut ist noch im Gang, Habeck vermag die Novellen gar nicht mehr genau zu zählen und so spricht er darüber, wie es damit weitergeht. Zunächst trifft er den Nerv der Zuhörer, indem er die Husum Wind „das schlagende Herz der Energiewende“ nennt. Habeck sieht die deutsche Energiewende „an der Wasserscheide“ und „auf der Hälfte des Weges“. Der Zubau sei dynamisch geworden, allerdings bei Onshore-Wind zu wenig, während PV die Etappenziele übertrifft. Er spricht von 1.500 MW Wind an Land im ersten Halbjahr nach 2.500 MW im gesamten vergangenen Jahr. Da könne man nur



Beim Messerundgang auf der Husum Wind (v.l.): Robert Habeck, Landesminister Olaf Lies und der Chef des grünen Energiepark-Unternehmens Alterric aus dem niedersächsischen Aurich, Frank May

Die Husum Wind 2023

Zur Husum Wind in Schleswig-Holstein sind vom 12. bis zum Mittag des 15. September laut der Messe Husum & Congress rund 12.000 Fachbesucher gekommen. Das waren 3.000 weniger als 2019. 2021 waren wegen Covid-Einschränkungen nur 8.500 Experten nach Husum gereist. 2023 kamen die Besucher aus 51 Ländern und verteilten sich auf fünf Messehallen oder 25.000 Quadratmeter Ausstellung. Teilweise überlappend fand die Konferenz „Industry meets Renewables“ statt. Vom 24. bis zum 27. September 2024 ist die Wind Energy Hamburg dran, vom 16. bis 19. September 2025 wieder die Husum Wind.

„hoffen, dass es sich nicht linear (weiter)entwickelt“. Das ist ihm zu wenig, aber 11.000 MW Land-Windleistung seien derzeit in der Genehmigung: „Wenn wir es schaffen, das loszueisen bis zur nächsten Messe, dann haben wir es geschafft.“ Seiner Theorie zufolge beschleunigt sich der Zubau bei einer bestimmten Masse von selbst. Bei PV sei es so weit.

Ausgebremst von den Koalitionspartnern

Der Minister streift dann Gesetzesvorhaben, die die Bundespolitik im Herbst beschäftigen werden: Bei „Nutzen statt Abregeln“ habe die kabinets- und koalitionsinterne Abstimmung „noch nicht geklappt“, bedauert Habeck. Wenn es zu langsam geht, dann wurde er von der FDP, dem SPD-Kanzler oder einer Allianz von Union und Medien ausgebremst, das hört man hier oft. Ihm schwebt die Nutzung von Grünstrom, der bisher wegen Netzüberlastung abgeregelt werden muss, zur Wasserstoffherstellung vor.

In Endabstimmung befinde sich, so Habeck weiter, das neue Immissionsschutzrecht. Dann müssen die Genehmigungsbehörden künftig in bestimmten Fristen über Anträge etwa zum Bau

von Windenergieanlagen befinden, sonst gelten diese als genehmigt.

Er nehme allerdings auch einen Wandel bei bisher zurückhaltenderen Parteien wahr: „In Bayern wird gerade 10H geschleift“, meint Habeck zum teilweisen Zurückfahren der restriktivsten Regelung, wonach in Bayern Windenergieanlagen den zehnfachen Abstand ihrer Höhe zu Siedlungen einhalten müssen. Aus seiner Sicht sichern sich Landräte und Rathauschefs heute auch nicht mehr die Wiederwahl mit dem Versprechen, Erneuerbaren-Projekte zu verhindern.

Gespräche über Staatsgarantien

Derzeit führe sein Ministerium konkrete Gespräche mit der Windindustrie darüber, wie die Förderung einer heimischen Wertschöpfungskette aussehen solle. Habeck schließt Zuschüsse wie für die EU-Stahl- und Chipindustrie aus. Die Gespräche drehten sich vielmehr um Bürgschaften und Abnahmegarantien. Sie sollten die heimische Windindustrie zwei bis vier Jahre über die „Durststrecke“ bringen und den „Vorlauf der Produktion sicherstellen“, bevor die Auftragseingänge steigen.

Die Garantierichtlinien nach der Einigung mit der Industrie erwartet Habeck „innerhalb vom Herbst“. Dann müsse der Förderrahmen noch koalitionsintern und mit Brüssel abgestimmt wer-

„Wenn wir es schaffen, das loszueisen bis zur nächsten Messe, haben wir es geschafft“

Robert Habeck

den. Das sei zwar „so fusselig wie Transportgenehmigungen“, witzelt Habeck mit Blick auf Schwerlasttransporte von Windtürmen oder Rotorblättern, aber auch schlicht „politisches Handwerk“. Ende des Jahres steht der Rechtsrahmen, hofft er.

Und um ebendiese Transportgenehmigungen zu beschleunigen und zu flexibilisieren, kündigt Habeck in den Gesprächen mit seinem Verkehrskollegen Volker Wissing (FDP) schlankere Anforderungen an. Es genüge beispielsweise die Begleitung durch Sicherheitsdienste statt der Polizei.

In puncto gestütztem Aufbau einer heimischen Wertschöpfungskette verkündet Habeck an jenem 12. September etwas wirklich Neues: Nicht nur für den Werftstandort Rostock-Warnemünde habe sich ein Konsortium gebildet, das Konverter für die Offshore-Windanbindung und Höchstspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ) bauen will, sondern auch für Bremerhaven. Bisher gebe es in Spanien das einzige Werk in der EU; die meisten Stationen kommen derzeit aus Ostasien.

Habeck äußert sich optimistisch, dass er von seinem Verteidigungskollegen Boris Pistorius (SPD) noch gewisse Flächen auf einer Marinewerft in Rostock erhält, die die Bundeswehr bisher blockiert. Für eine heimische Produktion dieser Teile der kritischen Infrastruktur sprächen neben industriepolitischen sicherheitspolitische Aspekte.

Einen Tag später wird sich Habeck nach der Nationalen Maritimen Konferenz in Bremen ähnlich äußern: „Es muss so kommen. Und die Bundesregierung, mein Haus, ich persönlich, ich werde alles dafür tun, dass es auch gelingt.“ **E&M**



Quelle: Angela Regenschicht

ZUR PERSON

Gunar Hering

Gunar Hering, Jahrgang 1972, wurde in Karl-Marx-Stadt, heute Chemnitz, geboren. Nach dem Abitur studierte er von 1991 bis 1996 Physik an der Friedrich-Schiller-Universität in Jena und an der Stony Brook University im US-Bundesstaat New York. Von 1997 bis 2002 promovierte er an der Technischen Universität Darmstadt in experimenteller Kernphysik. Dafür forschte er unter anderem in Genf am Teilchenbeschleuniger Cern. Nach seiner wissenschaftlichen Karriere war er zwölf Jahre für die Managementberatung Boston Consulting Group mit Schwerpunkt Energiewirtschaft tätig. 2014 wechselte er zum Erneuerbaren-Unternehmen Enertrag, wo er Mitglied des Executive Board wurde. Seit Juli 2022 ist Hering Chief Executive Officer des Unternehmens.

E&M

AUSGEZEICHNET

Die Jury

Die Jury für den „Energiemanager des Jahres“ besteht aus hochkarätigen Expertinnen und Experten aus der Energiewirtschaft.

- **Kerstin Andreae**, Vorsitzende der Hauptgeschäftsführung des BDEW
- **Michael Bachmüller**, Korrespondent der Süddeutschen Zeitung
- **Robert Busch**, Geschäftsführer des Bundesverbands Neue Energiewirtschaft
- **Prof. Dr. Manfred Fischedick**, Präsident des Wuppertal Instituts für Klima, Umwelt, Energie
- **Michael Hegel**, Finanzexperte
- **Prof. Christian Held**, Partner Becker Büttner Held BBH
- **Prof. Dr. Claudia Kemfert**, Abteilungsleiterin Energie beim DIW
- **Ingbert Liebing**, Hauptgeschäftsführer des Verbands kommunaler Unternehmen
- **Prof. Dr. Sabine Löbke**, Hochschule Reutlingen
- **Prof. Dr. Barbara Praetorius**, Hochschule für Technik und Wirtschaft Berlin
- **Stefan Sagmeister**, Chefredakteur Energie & Management
- **Helmut Sendner**, Herausgeber Energie & Management
- **Dr. Christof Spangenberg**, Geschäftsführer M3 Management Consulting GmbH
- **Christina Sternitzke**, Geschäftsführerin der Gesellschaft zur Förderung des EWI in Köln

Preisverleihung

„Es ist mir wirklich eine große Ehre“

Bei einer glanzvollen Feier wurde Gunar Hering in Berlin der E&M-Preis „**Energiemanager des Jahres**“ verliehen. Die Laudatio hielt Staatssekretär Michael Kellner. **VON STEFAN SAGMEISTER**

Nein, so **E&M**-Herausgeber Helmut Sendner, der diesjährige Preisträger stehe nicht für die traditionelle Energiewirtschaft, aber das sei von der Jury eine ganz bewusste Entscheidung gewesen. Gunar Hering setze schon seit Jahren ausschließlich auf erneuerbare Energien und treibe als Vorstandsvorsitzender des Erneuerbaren-Unternehmens Enertrag konsequent die Energiewende voran. Deswegen wurde er von der Jury mit dem Preis „Energiemanager des Jahres 2022“ ausgezeichnet.

Zahlreiche Kollegen, Weggefährten und Freunde fanden am 20. September bei herrlichem Wetter den Weg nach Berlin zum Veranstaltungsort Spreespeicher direkt an der Spree. Am Nachmittag vor der Preisverleihung trafen sich dort bereits zahlreiche Energiemanager und Vertreter der Industrie zur gleichnamigen **E&M**-Veranstaltung Energiemanager-Konferenz. Diskutiert wurde, wie Energiewirtschaft und Industrie die Energiewende gemeinsam stemmen können (siehe Seite 1).

Wie Sendner bei der Preisverleihung sagte, war für einige der Name Hering eine Überraschung, weil der promovierte Physiker aus einem anderen Lager komme als viele seiner Vorgänger. Aber ge-



Staatssekretär Michael Kellner vom Bundeswirtschaftsministerium hielt die Laudatio

nau deswegen sei er auch ausgewählt worden. Auch für den Jubilar war die Auszeichnung eine große Überraschung. Er hätte niemals damit gerechnet, sagte Hering in seinen Dankesworten. Gleichwohl: „Es ist mir wirklich eine große Ehre.“ Der Preis bestärke ihn, mit allen Kollegen und Kolleginnen den eingeschlagenen Weg konsequent weiterzugehen. Und: „Der Preis ist auch für mich ein wichtiger Schritt weiter in die Mitte der Energiewirtschaft.“

Enertrag setzt ausschließlich auf erneuerbare Energien

Wer sich das Unternehmen Enertrag und seine Vorstandsvorsitzenden näher ansieht, bemerkt schnell, dass es sich um ein etwas anderes Unternehmen aus der Energiewirtschaft handelt. Denn das Unternehmen mit Sitz auf Gut Dauerthal in Brandenburg setzt ausschließlich auf erneuerbare Energien und grünen Wasserstoff.

Mit Gunar Hering an der Spitze produziert es jährlich rund 2 Milliarden kWh Strom aus knapp 800 eigenen Erneuerbaren-Anlagen – vor allem Windkraft – und treibt aktiv Projekte in neun Ländern weltweit voran. Neben dem Hauptstandort Dauerthal in der Uckermark betreibt es zehn Re-



Zahlreiche Vertreter der Energiebranche waren zur Preisverleihung gekommen



Während der Energiemanager-Tagung am Nachmittag diskutierten Vertreter aus Politik und Wirtschaft den Hochlauf von Wasserstoff für die Energiewende (v.l.): Axel Bree, Abteilungsleiter im Bundeswirtschaftsministerium, Christian Held (Partner, BBH), Gunar Hering (CEO Enertrag), Thomas Riede (Vizepräsident der BASF), Matthias Trunk (Gasag-Vorstand) und Stefan Sagmeister (E&M-Chefredakteur)



E&M-Herausgeber Helmut Sendner begründet die Entscheidung der Jury für Gunar Hering

gionalbüros in ganz Deutschland. Im Ausland ist es in Polen, Frankreich, Spanien, Uruguay, Vietnam, Ghana, Südafrika und Namibia engagiert.

In seiner Laudatio würdigte der Parlamentarische Staatssekretär im Bundeswirtschaftsministerium, Michael Kellner, den Einsatz des Preisträgers für die nationale wie auch internationale Energiewende. Er sei zugleich Bundestagsabgeordneter der Grünen für die Region Uckermark, von daher freue es ihn besonders, dass eine Persönlichkeit aus seinem Wahlkreis mit dem Preis „Energiemanager des Jahres“ ausgezeichnet wurde, sagte Kellner. Es sei eine unglaubliche Leistung, was Hering und alle Mitarbeiter von Enertrag aufgebaut hätten. „Dafür meinen allergrößten Respekt“, sagte der Staatssekretär unter dem Beifall der Gäste.

Er sei den Jurymitgliedern dankbar, dass sie Hering und Enertrag aus Dauerthal in Brandenburg ausgewählt haben. Denn mit dem Preis werde auch eine ostdeutsche Erfolgsgeschichte gewürdigt. Dazu habe Gunar Hering viel beigetragen: ab 2014 zunächst als Finanzvorstand bei Enertrag, ab 2021 als Vorstand Projekte und seit 2022 als Vorstandsvorsitzender. „Unter seiner Verantwortung hat sich das Kerngeschäft in Deutschland und Frankreich mehr als verdoppelt“, so Kellner.

Hering gehe mit Enertrag in Sachen Energiewende vorbildlich voran. Als Beispiel nannte Kellner das Verbundkraftwerk Uckermark. Es erzeuge Strom, Wasserstoff und Wärme und verzahne Wind und PV mit Wasserstoff und Biogas. Ein Batteriespeicher stabilisiere das Netz. Die Kombination ermöglicht es, erneuerbare Energien bedarfsgerecht und vorhersagbar zu liefern – „so, wie man es auch aus konventionellen Kraftwerken kennt“.

Der Staatssekretär forderte Hering auf, nicht nachzulassen in seinem Bemühen. Enertrag könne dabei mit der Unterstützung der Politik rechnen, versicherte er. Er wünsche dem Preisträger und dem von ihm geleiteten Unternehmen bei allen Projekten und in allen Ländern weiterhin ein glückliches Händchen.

Bei der Preisverleihung gehört seit Langem eine kurze Interviewsession von Jurymitgliedern zum Programm. Den Preisträger über seine weiteren Pläne zu befragen, oblag dieses Mal wieder

„Wir möchten bei der Energiewende mit gutem Beispiel vorangehen“

Gunar Hering

Christof Spangenberg, Geschäftsführer von M3 Management Consulting, und Christian Held, Partner bei Becker Büttner Held. Beide Unternehmen unterstützen den Fachverlag Energie & Management bei der Verleihung des im Jahr 2001 von Helmut Sendner ins Leben gerufenen Preises.

Auf die Frage von Jurymitglied Spangenberg, welche Rolle Enertrag in der Energiewende für sich vorsieht, sagte Hering: „Als Enertrag vor rund 30 Jahren gegründet wurde, stand die Frage im Raum, ob man mit Windenergie sicher und

zuverlässig Energie erzeugen kann. Heute wissen wir: Es geht.“ Das angesprochene Verbundkraftwerk könne alles, was ein konventionelles Kraftwerk auch kann, sicher und zuverlässig Energie erzeugen – das aber nachhaltig. „Es sind innovative Ideen, die Enertrag ausmachen.“ Und: „Wir möchten bei der Energiewende mit gutem Beispiel vorangehen.“

Energiewende gemeinsam mit Leidenschaft anpacken

Auf die Frage von Jurymitglied Christian Held, wie Hering zu Wasserstoff in Erdgasleitungen stehe, antwortete dieser: Es gebe heute noch sehr viele Bereiche, die mit Öl und Erdgas versorgt würden, künftig müssten diese mit grünem Wasserstoff beliefert werden. Er plädiere dafür, Gasnetze, die perspektivisch nicht mehr zum Erdgastransport genutzt werden, schnell auf Wasserstoff umzustellen, denn die Pipelines seien gut geeignet, große Mengen an Energie zu transportieren.

Wünsche an die Politik durfte Hering auch formulieren. Hier sprach er das Thema Genehmigung von Erneuerbare-Energien-Projekten an. „Die Genehmigungsverfahren müssen viel, viel schneller werden.“ Wenn die Erneuerbaren-Ziele der Regierung erreicht werden sollen, dann müssen diese Verfahren innerhalb eines Jahres abgeschlossen werden. Er sehe zwar viele Bemühungen in der Politik, die Genehmigungsverfahren zu beschleunigen, sie müssten aber auch umgesetzt werden.

Prinzipiell sei man bei der Energiewende in Deutschland schon ein ganzes Stück vorangekommen, gleichzeitig bleibe noch sehr viel zu tun. Er wünsche sich, dass alle gemeinsam diese Aufgabe mit Leidenschaft anpacken, „denn das sind auch die Grundwerte von Enertrag“.

E&M

Christof Spangenberg (Geschäftsführer von M3 Management Consulting), Staatssekretär im BMWK Michael Kellner, Preisträger Gunar Hering (CEO Enertrag), Christian Held (Partner, BBH) und E&M-Herausgeber Helmut Sendner bei der Preisübergabe (v.l.)

Die bisherigen Preisträgerinnen und Preisträger

Seit 2001 wird der Preis „Energiemanager des Jahres“ vergeben. Die Preisträgerinnen und Preisträger sind das Who's who der deutschen Energiewirtschaft.

- 2021 **Heike Heim**, damals Vorsitzende der Geschäftsführung DEW21
- 2020 **Dr. Frank Mastiaux**, damals Vorstandsvorsitzender der EnBW AG
- 2019 **Dr. Marie-Luise Wolff**, Vorstandsvorsitzende der Entega AG
- 2018 **Dr. Patrick Graichen**, damals Direktor Agora Energiewende
- 2017 **Boris Schucht**, damals Vorsitzender der Geschäftsführung der 50 Hertz Transmission GmbH
- 2016 **Dr. Dieter Steinkamp**, damals Vorstandsvorsitzender der Rheinenergie AG
- 2015 **Dr. Georg Müller**, Vorstandsvorsitzender der Mannheimer MVV Energie AG
- 2014 **Michael Lucke**, Geschäftsführer der Allgäuer Überlandwerk GmbH
- 2013 **Heiko von Tschischwitz**, Gründer der Hamburger Lichtblick SE
- 2012 **Johannes van Bergen**, damals Vorsitzender der Geschäftsführung der Stadtwerke Schwäbisch Hall GmbH
- 2011 **Bernd Wilmert**, damals Geschäftsführer der Stadtwerke Bochum GmbH
- 2010 **Dr. Constantin H. Alsheimer**, Vorstandsvorsitzender der Mainova AG
- 2010 **Herbert Dombrowsky**, damals Vorsitzender der Geschäftsführung der N-Ergie
- 2010 **Michael G. Feist**, damals Vorstandsvorsitzender der Stadtwerke Hannover
- 2010 **Dr. Thorsten Radensleben**, damals Vorstandsvorsitzender der Badenova AG
- 2009 **Dr. Kurt Mühlhäuser**, damals Vorsitzender der Geschäftsführung der Stadtwerke München GmbH
- 2008 **Sven Becker**, Sprecher der Geschäftsführung der Trianel GmbH
- 2007 **Dr. Hans-Bernd Menzel**, damals Vorstandsvorsitzender der EEX AG
- 2006 **Dr. Werner Brinker**, damals Vorstandsvorsitzender der EWE AG
- 2005 **Dr. Klaus Rauscher**, damals Vorstandsvorsitzender der Vattenfall Europe AG
- 2004 **Helmut Haumann**, damals Vorstandsvorsitzender der Rheinenergie AG
- 2003 **Dr. Dieter Attig**, damals Vorstandsvorsitzender der Stawag AG
- 2002 **Dr. Dieter Nagel**, damals Vorstandsvorsitzender der Thüga AG
- 2001 **Roland Hartung**, damals Sprecher des Vorstands der MVV Energie AG

E&M: Die Trianel hat im vergangenen Jahr glänzend verdient. Wie ist das angesichts der explodierenden Großhandelspreise möglich?

Runte: Dieser Erfolg ist ja nicht nur ein Erfolg des Jahres 2022. Es zahlen auch die Transaktionen darauf ein, die wir in den Jahren zuvor getätigt haben. Das betrifft unser Energiehandelsportfolio genauso wie die Kraftwerke als auch das Erneuerbaren-Portfolio. Mit unseren Maßnahmen sind wir gut gefahren. Wir haben oftmals relativ kurzfristig reagiert, Linien erweitert, aber das eine oder andere Geschäft auch nicht getätigt.

E&M: Was war die größte Herausforderung im vergangenen Jahr? Erzählen Sie.

Runte: Wir haben uns täglich über unsere Risikopositionen ausgetauscht und die Limits unserer Handelspartner angesehen. Wir haben uns wesentlich öfter mit der Liquiditätssituation unserer Börsengeschäfte auseinandersetzen müssen und Maßnahmen zur Verbesserung der Liquiditätsausstattung und Anpassung der Handelspositionen getätigt. An der einen oder anderen Stelle mussten wir auch personell an die Belastungsgrenze gehen, aber das hat alles dazu geführt, dass wir – im Vergleich zu manch anderen – eben nicht in Schwierigkeiten gekommen sind.

Becker: Wir haben mit Ausbruch des Ukraine-Kriegs im Februar vergangenen Jahres sofort eine Taskforce über die gesamte Unternehmensgruppe der Trianel etabliert. Eine Maßnahme war, dass wir frühzeitig rund 200 Millionen Euro an zusätzlicher Liquidität organisiert haben. Unser Gas- sowie unser Kohlekraftwerk hatten mit enormen Marktpreisverwerfungen umzugehen. Mit Blick auf das Kohlekraftwerk mussten wir aufgrund der Sanktionen kurzfristig den Einsatz der russischen Kohle substituieren. Eine besondere Leistung war sicherlich auch, dass die



Oliver Runte (l.) und Sven Becker

Quelle: Trianel

„Wir konnten Deutschland am Laufen halten“

Die Trianel-Geschäftsführer **Sven Becker** und **Oliver Runte** im E&M-Doppelinterview über die Finanzierung und das Risikomanagement in Krisenzeiten. **VON STEFAN SAGMEISTER**

„Die Branche ist zu dieser Zeit schon eng zusammengedrückt“

Sven Becker, Trianel

gesamte Branche solidarisch zusammengestanden und damit dazu beigetragen hat, dass wir Deutschland am Laufen halten konnten.

E&M: Sie sagen, die gesamte Branche hat gut zusammengearbeitet, um Deutschland am Laufen zu halten. Fühlen Sie sich als Branche ausreichend dafür gewürdigt?

Becker: Wir wollen hier kein Schulterklopfen, aber die Branche ist zu dieser Zeit schon eng zusammengedrückt. Was ich bedauere, ist, dass bei der Fülle an neuen Gesetzen der Sachverstand der Branche nicht immer ausreichend mit eingebunden wurde. Stichwort Gasumlage, die auch wieder einkassiert wurde. Auch bei anderen Gesetzen hätte man handwerklich besser agieren können. Allerdings: Ich bin fern von Kritik der Politik gegenüber, weil die in dieser Rolle auch nicht zu beneiden war. Am Ende des Tages haben wir es alle gemeinsam geschafft, das schlimmste Szenario abzuwenden, den Zusammenbruch der Gas- und Stromversorgung.

E&M: Die Trianel berät auch Unternehmen. Welche Themen wurden besonders nachgefragt?

Runte: Da war zum einen das Thema Marktpreisentwicklung und damit verbunden das Beschaffungsportfolio-management. Wir bieten das schon lange als Dienstleistung an, das hat im vergangenen Jahr logischerweise noch mal stark angezogen. Ein anderes Thema war das Risikomanagement. Wir haben festgestellt, dass in so einem besonderen Umfeld bestimmte Kennzahlen nicht mehr funktionieren und angepasst werden müssen. Das betraf unter anderem den Value at Risk, aber auch die Limitsetzung für physische und finanzielle Positionen. Auch die Gestaltung des Beschaffungsportfolios der Stadtwerke war ein Thema. Es wurden zeitweise keine Vollversorgungsverträge mehr angeboten, da sind wir kurzfristig mit einer strukturierten Beschaffung eingesprungen.

„Wir wollen kein Schulterklopfen“

E&M: Es gibt noch Stadtwerke mit Vollversorgungsverträgen?

Runte: Das ist eine Sache der Unternehmensgröße. Durch eine Vollversorgung mit Strom und Erdgas nimmt ihnen der Lieferant bestimmte Aufgaben als Stadtwerk ab, sowohl personell als auch in der täglichen Portfoliobewirtschaftung. Es gab in der Vergangenheit Marktphasen, wo Vollversorgungsverträge attraktiv waren, weil die Flexibi-

lität in den Verträgen relativ billig bepreist war. Das letzte Jahr hat uns dann gelehrt, dass solche Verträge auch gekündigt werden können und Stadtwerke dann ohne Partner dastehen. Wir sagen, dass sich auch für kleinere Stadtwerke eine strukturierte Beschaffung definitiv lohnt.

E&M: Es ist kein Fall bekannt, dass ein Stadtwerk während der Krise in ernsthafte Schwierigkeiten gekommen ist. Bedeutet das, das Risikomanagement dort hat sich bewährt?

Becker: Wir setzen uns schon länger dafür ein, dass die Energiebeschaffung gerade vor dem Hintergrund der Volatilität Hand in Hand mit dem Risikomanagement gehen muss. Wir haben bei der Trianel deswegen 20 Mitarbeiter im Risikomanagement. Wenn die Ukraine-Krise eins gezeigt hat, dann, dass das Risikomanagement ein zentraler Baustein für ein erfolgreiches Agieren am Großhandelsmarkt ist. Wir haben viele Infoveranstaltungen angeboten und der Zulauf war enorm. Zwar liegen in jedem Unternehmen Handbücher zum Risikomanagement vor, aber diese müssen auch im Alltag gelebt und kontinuierlich weiterentwickelt werden, gerade im Lichte der Erfahrungen mit der Ukraine-Krise und darüber hinaus.

E&M: Was nimmt die Trianel aus der Krise in Sachen Umgang mit Risiken mit?

Becker: Wir fühlen uns in den Prozessen zum Management unserer

Markt-, Kredit- und Liquiditätsrisiken bestätigt. Die Marktrisiken haben wir proaktiv durch Limitsetzungen gemagt, die Liquiditätsrisiken durch zusätzliche Liquidität abgepuffert und unser Handelsportfolio angepasst. Bei den Kreditrisiken hatten wir keinen einzigen Ausfall, trotz der erheblichen Ausschläge. Vor der Krise hatten wir Kreditrisiken von 200 bis 300 Millionen Euro in unseren Büchern stehen. Das bedeutet, wenn wir bereits vorhandene Energiemengen neu am Markt hätten einkaufen müssen, hätten wir bis zu 300 Millionen Euro mehr dafür bezahlen müssen. Diese Kreditrisikobeträge sind in der Spitze auf bis zu 11 Milliarden Euro hochgelaufen. Der Ausfall einzelner Handelspartner wäre da eine echte Herausforderung geworden. Insofern hat sich unser aktives Counterparty Management durch unser Kreditrisikoteam bewährt.

E&M: 11 Milliarden Euro! Schläft man da noch gut?

Becker: Ja, das haben wir, denn wir waren beide abends wirklich müde! Gut schlafen lassen hat uns auch unser Team mit sehr erfahrenen Kreditmanagern. Denn nur weniger als ein Prozent unserer Counterparts hatte kein sogenanntes Investment Grade, das Auskunft über eine gewisse Bonität und eine geringe Ausfallwahrscheinlichkeit gibt.

E&M: Blicken wir nach vorn. Die Gaspreise sind ordentlich nach unten gegangen. Strom hingegen scheint sich

auf einem hohen Niveau – aktuell um die 130 Euro pro Megawattstunde für das Frontjahr – zu halten. Was sind die Gründe?

Becker: Das reflektiert die Situation am Markt. Das Angebot an konventioneller Grundlast nimmt immer mehr ab. Gleichzeitig soll immer mehr Strom eingesetzt werden, um beispielsweise die Industrie oder den Mobilitätssektor zu dekarbonisieren. Das heißt, der Verbrauch wird weiter steigen. Unsere Langfristprognose geht davon aus, dass sich der Strompreis bei 80 bis 100 Euro die Megawattstunde einpendeln wird.

Höhe des Strompreises kann erklärt werden

Runte: Der aktuelle Strompreis ist durchaus erklärbar: Wenn Sie ein Gaskraftwerk mit einem Wirkungsgrad von 50 Prozent und einem Einkaufspreis Gas von 50 Euro pro Megawattstunde haben, sind Sie bei 100 Euro pro Megawattstunde. Wenn Sie anteilig den CO₂-Preis von rund 80 Euro pro emittierter Tonne Kohlendioxid hinzunehmen, kommt man auf rund 130 Euro/Megawattstunde. Werden wir noch mal einen Gaspreis von 20 Euro/Megawattstunde sehen? Nein. Ich denke, um die 40 Euro sind realistisch. Dann wird das eintreten, was auch unsere Langfristprognose vorhersagt, nämlich ein Strompreis von 80 bis 100 Euro pro Megawattstunde. Das Preisniveau, das wir mal gekannt haben, wird es so in absehbarer Zeit nicht mehr geben.

E&M: Kann man dagegen was machen?

Becker: Es ist gesellschaftlicher Konsens, dass wir die Stromversorgung in Deutschland mit erneuerbaren Energien bewerkstelligen wollen. Was uns besorgt, ist, dass es nach wie vor keine Anreize für die Investition in gesicherte Leistung oder Flexibilität gibt. Wir haben aktuell eine Höchstlast von 80 Gigawatt. Aus der Kernkraft sind wir schon raus, aus der Braun- und Steinkohle wollen wir bis 2030 raus und gleichzeitig die Erneuerbaren bis dahin von 120 auf 360 Gigawatt ausbauen. Das bedeutet, das System wird immer volatil, und wir haben gleichzeitig keine Backup-Kraftwerke mehr. Das Problem ist: Bei dem jetzigen Marktdesign ist niemand bereit, in gesicherte Kapazitäten zu investieren.

E&M: Sie fordern einen Kapazitätsmarkt für Kraftwerke?

Becker/Runte: Wie Sie das nennen, ist mir letztendlich egal/Unter anderem, ja!

E&M: Die Trianel investiert auch in erneuerbare Energien. Laut Bilanz wurden im vergangenen Jahr 58 Megawatt Photovoltaik und 60 Megawatt Windkraft installiert. Das hört sich nicht viel an. Was kommt da noch?

Becker: Wir wollen den Ausbau deutlich erhöhen in Richtung 200 bis 250 Megawatt im Bereich Photovoltaik und bis zu 100 Megawatt im Bereich Wind pro Jahr. Die Vergangenheit war unter anderem durch eine schwierige Genehmigungssituation und deutliche Lücken in der Lieferkette geprägt. Wir haben in den vergangenen Jahren eine entsprechende Projektpipeline aufgebaut und halten insgesamt 2.000 Megawatt vor.

Runte: Was uns auch wichtig ist bei dem Thema: Wir lehnen Erlösobergrenzen und Contracts for Differences im Erneuerbaren-Bereich ab. Wir brauchen einen funktionierenden PPA-Markt. Mit Instrumenten wie Erlösobergrenzen oder CFD wird das nicht funktionieren. Die Investitionen in erneuerbare Energien können nur über langfristige Lieferverträge wie PPA abgesichert werden. **E&M**

Aus für Bayerngas-Tochter Energy

Die Bayerngas-Eigner haben das Ende für die Handelsgesellschaft **Bayerngas Energy** beschlossen. Binnen drei Jahren soll Schluss sein. **VON VOLKER STEPHAN**

Abwicklung beschlossen: Die Bayerngas Energy GmbH wird voraussichtlich innerhalb von drei Jahren aus dem Handelsregister verschwinden. Das geht aus dem Geschäftsbericht der Konzernmutter Bayerngas für das Jahr 2022 hervor. Die in die Entscheidung einzubeziehenden Gremien hätten „bis Anfang 2023“ eingewilligt, hieß es darin.

Mit der Aufgabe der Vertriebs- und Handelssparte ziehen die kommunalen Bayerngas-Gesellschafter, angeführt von den Stadtwerken München, einen Schlusstrich unter die über Jahre hinweg schwieriger gewordenen Geschäfte. Zum Bayerngas-Unternehmen zählen noch die Erdgasspeicher- und Transportnetz-Töchter Bayernugs und Bayernets.

Als Neuausrichtung der Geschäftstätigkeit bezeichnet Bayerngas den Ausstieg aus Großhandel und Vertrieb. Die Konzentration auf Gastransport und Betrieb des Untergrundspeichers Wolfersberg südöstlich von München habe eine „strategisch hohe Bedeutung“ für

Das klassisch fossile Geschäftsfeld soll mittelfristig auslaufen

die Versorgungssicherheit und die Transformation der Gaswirtschaft in eine CO₂-freie Wasserstoffversorgung.

Das „klassisch fossile Geschäftsfeld“ der Bayerngas Energy GmbH hingegen solle „mittelfristig auslaufen“. Das endgültige Ende erwartet Bayerngas innerhalb der nächsten drei Jahre, wenn die bestehenden Verträge und Verpflichtungen erfüllt seien. Es ist ein Ende mit Ansage. Bemühungen, Handel und Vertrieb zu verkaufen, hatten in den vergangenen Jahren zu keinem Ergebnis geführt.

Bayerngas Energy blieb hinter Erwartungen zurück

Das Geschäftsjahr 2022 nahm für Bayerngas insgesamt einen zufriedenstellenden Verlauf. Nach einem Verlust von rund 56 Millionen Euro im Vorjahr fuhr das Unternehmen nun nach Steuern wieder einen Gewinn ein: gut 31 Millionen Euro.

Ein Faktor bei diesem Umschwung war der Verkauf der Bayerngas-Anteile an der britischen Erdgas- und Ölfördergesellschaft Spirit Energy. Wertminderungen hatten das Ergebnis für 2021 mit Abschreibungen in Höhe von fast 29 Millionen Euro stark belastet. Mitte Juni 2022 übernahm die Gasbeteiligungsgesellschaft der Stadtwerke München die Anteile der Upstream-Beteiligung zum Restbuchwert und erlöste Bayerngas von dem Verlustbringer.

Bayerngas Energy blieb im Jahr 2022, das stark unter dem Einfluss des Ukraine-Kriegs und folgender staatlicher Regulierung stand, hinter den Erwartungen zurück. Zwar verbesserte sich das Ergebnis um gut 4 Millionen Euro gegenüber 2021 (damals minus 14 Millionen Euro), Beschaffung, Handel und Vertrieb verharrten aber im Minus (9 Millionen Euro).

Die Fernleitungsnetz-Tochter Bayernets steigerte 2022 den Gewinn um fast 8 Millionen Euro auf beinahe 19 Millionen Euro. Die Speichergesellschaft

Bayernugs machte einen nicht erwarteten Sprung auf plus 14 Millionen Euro (zuvor minus 26 Millionen Euro). Bayernugs kam hierbei zugute, dass der Marktgebietsverantwortliche Trading Hub Europe (THE) Mitte des vergange-

nen Jahres die Einspeicherung auch im Falle des Erdgasspeichers Wolfersberg übernahm. Damit war es der Bayernugs laut Geschäftsbericht auch möglich, Rückstellungen für drohende Verluste aufzulösen. **E&M**



Quelle: Shutterstock/Keada

weniger CO₂
und mehr
Zukunft.

Alles dreht
sich um

Mit Iqony wird die Energiewende für Industrieunternehmen, Energieversorger und Kommunen machbar. Wir bieten passgenaue Lösungen für alle Themen rund um Dekarbonisierung, Digitalisierung und Dezentralisierung.

www.iqony.energy

iqony

Die neuesten Quotierungen sind der Benchmark

Verbund-Deutschlandchef **Thomas Bächle** erklärt im E&M-Gespräch unter anderem, wie die Zusammenarbeit zwischen dem Handelsflur in Wien und dem Vertrieb in München funktioniert. **VON GEORG EBLE**

E&M: Herr Bächle, wir sind hier im B2B-Deutschlandsitz des österreichischen Verbunds in einem Münchner Bürogebäude ‚Open Space‘. Um Sie herum lauter Tech-Start-ups, über den Flur mehrere Co-Working Spaces. Färbt diese Umgebung auf den Verbund ab?

Bächle: (lächelt) Das würde ich jetzt nicht unbedingt sagen. Ich glaube, wir haben unseren eigenen Arbeitsstil. Als Energieversorgungsunternehmen sind wir in einer konservativen Branche. Aber es ist angenehm, hier zu arbeiten und zu sehen, wie sich andere Unternehmen und Branchen aufstellen.

E&M: Der Verbund ist mit gut 1.200 Megawatt deutscher Direktvermarktungsleistung ins zweite Halbjahr gestartet. Das ist ein bisschen mehr als zum Jahreswechsel. Ich würde Sie als einen mittelgroßen Direktvermarkter bezeichnen. Zufrieden damit?

Bächle: Ja, die Zahlen passen zurzeit. Wir möchten auch in der Direktvermarktung wachsen, aber Wachstum muss gesund sein und dieser Markt war in den letzten Jahren – wie viele andere Bereiche – kompliziert und volatil. Deswegen schauen wir uns die Entwicklung mit Vorsicht an.

E&M: Wind onshore steht an erster Stelle in Ihrer Direktvermarktungsposition. Andererseits hat Ihr Konzern viel Laufwasserkraft und Pumpspeicherkraft.

Bächle: Das muss man auseinanderhalten: Direktvermarktung ist eine reine Serviceleistung für

„Die Pumpspeicherleistung in Bayern wird sich mit Riedl um mehr als 50 Prozent erhöhen“

Thomas Bächle, Geschäftsführer
Verbund Energy 4 Business Germany

andere Anlagenbetreiber. Sie hat natürlich auch viel mit Vertrieb zu tun. Aber die Vermarktung der eigenen Assets läuft über unseren Trading Floor ...

E&M: ... Ihren Handelsflur in Wien ...

Bächle: ... genau. Das sind getrennte Businesszweige.

E&M: Die Frage zielte auch darauf ab, inwieweit Sie selbst in Wind- und PV-Anlagen gehen.

Bächle: Neben Deutschland, wo wir bereits Windkraftanlagen betreiben, haben wir größere PV-Anlagen in Projektierung. Aber auch Spanien und Italien sind für uns strategische Zielmärkte. In Spanien etwa halten wir seit Ende 2021 eine größere Marktposition im Windkraftbereich. Die Konzernstrategie sieht vor, dass bis 2030 rund 20 bis 25 Prozent unserer Gesamtzeugung aus



Wind und Solar kommen. Dafür investieren wir bis dahin 15 Milliarden Euro in die Beschleunigung der Energiewende: indem wir noch mehr grünen Strom mit modernen Windparks und Photovoltaikanlagen erzeugen, indem wir unsere Wasserkraftwerke noch effizienter machen oder indem wir auf neue Technologien und grünen Wasserstoff setzen.

E&M: Wenn man Ihre deutschen Vertriebsmengen heranzieht, wie sind die Größenordnungen zwischen Direktvermarktung, Energiehandel, PPA und anderen Vertriebskanälen?

Bächle: Die Direktvermarktung würde ich rausrechnen, weil sie, wie gesagt, eine Serviceleistung ist. Unsere Assets werden hauptsächlich vom Trading Floor über die Börse vermarktet. Zusätzlich haben wir hier unseren Vertrieb an Stammpartnern im Bereich Stadtwerke und andere Weiterverteiler. Die Nachfrage der Industriekunden nach PPA nimmt übrigens auch stark zu. Was Kunden allerdings unter PPA verstehen, ist vielfältig, beispielsweise, ob es Industriekunden sind oder Projektierer in Wasserstofftechnologien. Wir bearbeiten die Anfragen individuell. Von den Abschlüssen her ist das noch ein geringer Anteil.

E&M: Sie arbeiten mit Ihrem Wiener Handelsflur und Portfoliomanagement zusammen. Wie sieht das konkret während der Kundenreise aus?

Bächle: Der Trading Floor stellt uns die neuesten Quotierungen aus dem Energiegroßhandel zur Verfügung. Diese sind der Benchmark, der in das Pricing unserer Vertriebsangebote einfließt. Das Portfoliomanagement berechnet uns Preise für das Industriekundensegment oder für Stadtwerke, wenn es um Fahrpläne oder Vollversorgungen geht. Damit gehen wir dann in die Angebotsphase.

E&M: Wie läuft Ihr relativ junges deutsches Industriegeschäft?

Bächle: Wir merken im Bereich der Industriekunden in den letzten zwei, drei Jahren eine stark steigende Nachfrage nach günstiger, sauberer Energie. Aus verschiedenen Gründen. Zum Beispiel verlangt die Automobilindustrie von ihren Zulieferern eine CO₂-freie Produktion. Deswegen werden diese aktiver im Grünstromeinkauf. Sie wollen diese Kostenposition langfristig absichern.

Im Bereich der Stadtwerke war die Nachfrage schon immer hoch. Sie können dann ihren Haushalten sauberen Strom anbieten.

E&M: Sie haben 2020 in München umfirmiert in ‚Verbund Energy 4 Business Germany‘. Wird Ihre Fokussierung auf Geschäftskunden bleiben?

Bächle: Ja, ich gehe davon aus, dass es auf absehbare Zeit dabei bleiben wird. Der Einstieg in das Haushaltskundengeschäft ist mit enormem Aufwand verbunden, sowohl finanziell als auch ressourcentechnisch. Außerdem ist es nicht unsere Absicht, in diesem Segment in Konkurrenz zu unseren Stadtwerke- und Weiterverteilern zu treten. Unsere Wachstumspfade sind vielmehr Investitionen in erneuerbare Energien, in Speichertechnologien, Umweltschutzmaßnahmen, Wasserstofftechnologie, E-Mobility.

E&M: Batteriespeicher sind hierzulande in aller Munde. Sie sind darin auch tätig. Aber die größten Stromspeicher sind auch hierzulande immer noch Pumpspeicher. Sie haben in Österreich eine Menge davon, in Deutschland aber keinen.

Bächle: In Bayern und Thüringen haben wir für uns etliche Batteriespeicherprojekte umgesetzt, zusammen mehr als 100 Megawatt. Weitere sind schon in Bau. Bis zum Jahre 2030 haben wir das Ziel, 1.000 Megawatt zu erreichen. Verbund bietet auch Dritten an, Batteriespeicher zu vermarkten. Im Bereich der Pumpspeicherkraftwerke ist das Projekt Riedl bei Passau gerade im Planfeststellungsverfahren. Das ist ein Projekt der Donaukraftwerk Jochenstein AG, einem Unternehmen von Verbund. Wir verfolgen das weiter. Die Pumpspeicherleistung in Bayern wird sich damit um mehr als 50 Prozent und die Stromspeicherleistung um über 70 Prozent erhöhen. Der Ausbau von PV- und Windenergie verlangt, dass mehr Flexibilität zur Versorgungssicherheit beitragen.

Pumpspeicherprojekte sind in Deutschland allgemein schwierig

E&M: Jochberg, Atdorf, Trianel – allein diese Projekte sind verhindert worden und auch in Riedl gibt es eine gegnerische Bürgerinitiative. Glauben Sie, dass hiesige Pumpspeicher politisch noch durchsetzbar sind?

Bächle: Pumpspeicherprojekte sind in Deutschland allgemein schwierig, was nicht so sehr am Willen liegt als an den hydrologischen und topografischen Voraussetzungen. Verbund plant aber auch die Erweiterung des Donaukraftwerks Jochenstein selbst, und zwar um 300 Megawatt. Der Ausbau der Fischwanderhilfe ist schon in der Planfeststellung. Es werden auch Biotope angelegt werden. Wir investieren in das Kraftwerk rund 400 Millionen Euro. Erfahrungsgemäß bleiben etwa 30 Prozent der Wertschöpfung in der Region.

E&M: Sie hatten E-Mobilität unter den neuen Geschäftsfeldern erwähnt. Wie weit sind Sie da?

Bächle: Mit unserer ‚Business Charging Lösung‘ statten wir Industriekunden zusammen mit unserer Konzernschwester Smatrics an deren Unternehmensstandorten mit der kompletten Ladeinfrastruktur bis hin zu Ladekarten aus. Das ist sehr spannend. Auch im Bereich der Stadtwerke bieten wir das an. Smatrics ist seit Kurzem auch unser Türnachbar hier in München.

E&M: Und Wasserstoff?

Bächle: Wir betreiben schon Wasserstoffanlagen und sind Teil eines Konsortiums aus zwei Energie- und vier Industrieunternehmen für den Aufbau einer bayerischen Wasserstoffwertschöpfungskette bis zum Jahr 2030. **E&M**

ZUR PERSON

Thomas Bächle

Geschäftsführer

Verbund Energy 4 Business Germany

Der Deutsche Thomas Bächle (58) gehört seit 2012 der Geschäftsführung der damaligen Verbund Trading & Sales Deutschland GmbH an, die 2020 in die Verbund Energy 4 Business Germany GmbH umfirmierte. Dort ist der Diplom-Ingenieur seit Längerem Alleingeschäftsführer. Seine Karriere begann er 1996 bei den damaligen Isar-Amperwerken (heute Eon) und setzte sie 2000 im Verbund-Konzern fort, wobei er sich gleich zu Anfang maßgeblich mit Grünstrom befasste.

OSTWIND

Gemeinsam an
Energie gewinnen

OSTWIND wird Ørsted

Mehr erfahren: www.ostwind-wird-orsted.de

OSTWIND

Ørsted

„Es braucht eine sehr verträgliche Eigenkapitalrendite von Anfang an“

Die kommunale Wärmeplanung wird die Arbeit der Versorger verändern, sind **Maik Wassmer** und **Andreas Döhler** im E&M-Gespräch überzeugt. **VON STEFAN SAGMEISTER**

Die Kommunen sind sich über die Tragweite der kommunalen Wärmeplanung (KWP) mittlerweile im Klaren, sagt Andreas Döhler, Executive Director beim Beratungsunternehmen Conloop. Obwohl das Thema KWP sperrig ist, hat das Interesse in den Kommunen einen handfesten Grund. „Jeder Immobilienbesitzer ist gleichzeitig auch ein Wähler“, so Döhler. Durch die kommunale Wärmeplanung können sich Eingriffe für jeden einzelnen Immobilienbesitzer ergeben. Das habe die Sensibilität der Kommunalpolitiker für das Thema deutlich erhöht.

Allerdings lautet die gute Nachricht in Sachen KWP für die Städte und Gemeinden: „Für die Kommunen gibt es kaum eine finanzielle Belastung.“ Da es

„Zu sagen, tragt ihr mal den Kampf am Haus aus, das ist eine undankbare Aufgabe!“

Maik Wassmer, CEO Conloop

sich dabei um ein Bundesgesetz handelt, ist der Bund in der Pflicht, für die Kosten aufzukommen. „Über die sogenannte Konnexitätszahlung wird das Geld den Kommunen zur Verfügung gestellt“, sagt Döhler. Das Konnexitätsprinzip besagt, salopp formuliert, wer die Musik bestellt, muss sie auch bezahlen.

Der Gesetzgeber in Berlin zahlt

Trotzdem stellt die KWP eine Herausforderung dar. Der Gesetzgeber in Berlin zahlt zwar, hat aber gleichzeitig einen zeitlichen Rahmen vorgegeben. Dieser ist ambitioniert. Sogenannte Gemeindegebiete mit mehr als 100.000 Einwohnern müssen bis Mitte 2026, alle anderen bis Mitte 2028 die kommunale Wärmeplanung auf ihrem Gebiet abgeschlossen haben. „Abgeschlossen, nicht angefangen!“, hebt Döhler noch mal hervor. Dabei gebe es keine Ausnahme. Alle Kommunen müssten die kommunale Wärmeplanung angehen. Für Orte unter 10.000 Einwohnern sieht der Gesetzgebungsprozess unter Umständen länderspezifisch ein vereinfachtes Verfahren vor.

Döhler sieht aufgrund des Zeitplans ein Kapazitätsproblem auf die Kommunen zukommen, vor allem bei den not-

wendigen Fachkräften. Bei der Erhebung der KWP kommt eine Vielzahl von Daten zu zusammen. Statistische Daten, Daten zur Immobilie und über den Energieverbrauch, aber auch Kehr- buchdaten von Schornsteinfegern. Hier sind Experten und Expertinnen gefragt, die in der Lage sind, diese Daten – am besten automatisiert – zu verarbeiten, zu analysieren und daraus bestimmte Entwicklungsrichtungen zu modellieren.

„Gefragt sind zudem Ingenieure, die energiewirtschaftlich beurteilen können, wie die Versorgung im Sinne der Wärmeplanung klimaneutral umgestellt werden kann“, so Döhler. Weiterhin brauche es Personen, die den Prozess der Wärmeplanung so aufbereiten, dass ihn die Beteiligten verstehen. Sie bilden die Schnittstelle zu den Immobilienbesitzern und der Wohnungswirtschaft als Nachfrager von Wärme, aber auch zu Industrie und Gewerbe als mögliche Anbieter derselben.

Das Problem sei dabei gar nicht die Datenerhebung an sich. „Es gibt oftmals schon viele Daten“, ergänzt Con-

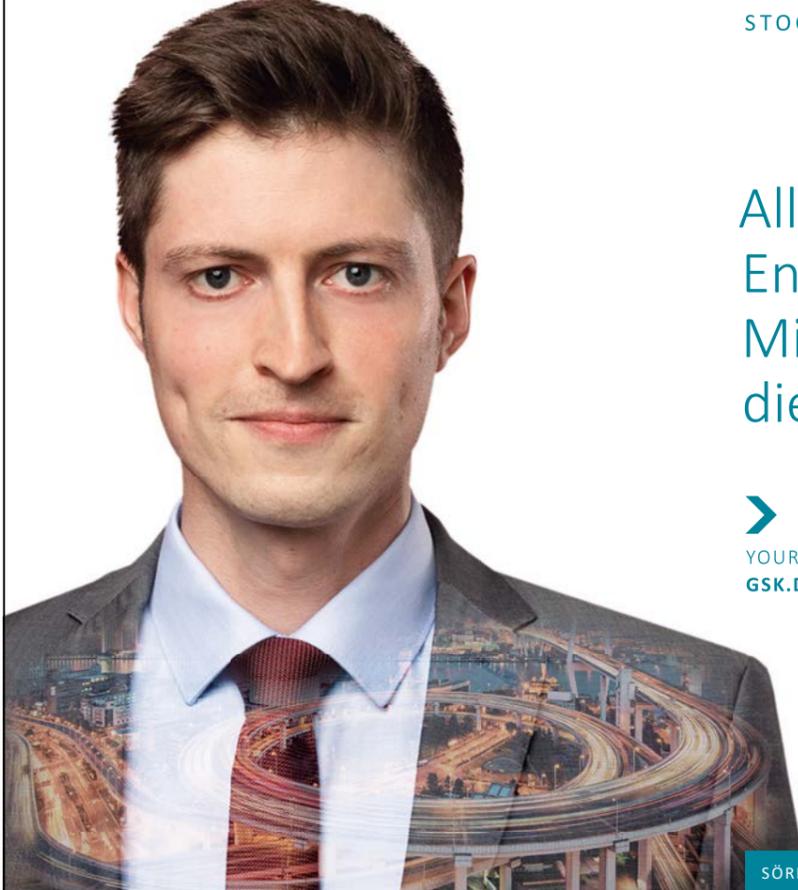
loop-Geschäftsführer Maik Wassmer. In Baden-Württemberg beispielsweise sei ein Großteil der Dachflächen bereits über Luftbilddaufnahmen erfasst. Oftmals seien schon „Planer durch die Straßen gelaufen und haben systematisch aufgenommen, ob die Gebäude isoliert sind oder nicht“. Die Herausforderung liegt laut Wassmer „in dem intelligenten Übereinanderlegen dieser Daten“.

Dabei bezieht sich die Datenauswertung nicht nur auf die Bedarfsseite, sondern auch auf die Angebotsseite, die Quellen also, aus denen die Wärme künftig kommt. Das soll zum einen erneuerbare Wärme sein, zum anderen „nicht vermeidbare Abwärme aus industriellen Prozessen“, wie es vom Gesetzgeber heißt. Hier ist die Zusammenarbeit mit der Industrie vor Ort gefragt. „Aber auch hier gibt es schon Daten“, sagt Wassmer. Und auch hier sei die Kunst, alle diese Daten in einem möglichst standardisierten Verfahren abzufragen und zusammenzubringen. „Die Systeme dafür gibt es, man muss sie nur intelligent einsetzen.“



Maik Wassmer

Quelle: Conloop





Alles dreht sich um Energie und Versorgung. Mit uns bekommen Sie die Kurve Richtung Zukunft.

> YOUR PERSPECTIVE.
GSK.DE | GSK-LUX.COM

SÖREN WOLKENHAUER, RECHTSANWALT

Das Beratungsunternehmen Conloop unterstützt die Energiewirtschaft bei der kommunalen Wärmeplanung, vor allem Betreiber von Strom-, Gas- und Wärmenetzen. Denn zahlreiche Energieunternehmen haben noch nicht ausreichend Know-how beziehungsweise die notwendigen Planungskapazitäten aufgebaut, um den gesetzlichen Anforderungen der KWP und daher den Interessen der Kommunen gerecht werden zu können. Verpflichtend war diese bisher nur in Baden-Württemberg, Schleswig-Holstein und Hamburg.

Das eigene Stadtwerk ist nicht immer erste Wahl

Aus ihrer Erfahrung wissen die Conloop-Berater, dass die Kommunen unterschiedliche Präferenzen hinsichtlich der Partner zur KWP-Umsetzung haben. Viele Kommunen sehen dabei das örtliche Unternehmen als natürlichen Partner, aber nicht alle. „Das ist bei ungefähr einem Drittel der Kommunen der Fall“, sagt Döhner. Ein weiteres Drittel wünscht sich eher einen Partner von außen, um unabhängig zu bleiben.

Das letzte verbleibende Drittel agiert völlig offen und greift auf das beste Angebot zurück. „Das kann dann ein Ingenieur- oder Planungsbüro sein.“ Dass nicht immer das eigene Stadtwerk an

Der Gesetzgeber in Berlin zahlt zwar, hat aber gleichzeitig einen zeitlichen Rahmen vorgegeben. Dieser ist ambitioniert.

die Reihe kommt, sei nicht ungewöhnlich. „Oftmals hat das eigene Stadtwerk gar nicht die Ressourcen. Von daher kann es angezeigt sein, ausschreibungsbasiert so eine Planung anderweitig zu vergeben“, ergänzt Kollege Wassmer.

Was die Versorger angeht, so hat Döhner den Eindruck, dass diese mittlerweile aktiv das Thema angehen. „Ich habe aus den Gesprächen und Projekten mit der Wärmewirtschaft – die heute oftmals noch aus Gasversorgern besteht – den Eindruck gewonnen, dass die aktuelle Situation verstanden und akzeptiert ist.“ Die Versorger haben erkannt, dass sie über eine Blockade der Wärmeplanungsaktivitäten keine Kunden halten können. „Im Gegenteil, viele Unternehmen möchten die Chancen, die sich aus der Transformation ergeben, frühzeitig mit entwickeln, erkennen und auch nutzen.“

Denn darüber müssen sich alle Beteiligten im Klaren sein: Die kommunale Wärmeplanung wird in Teilen die Quartiere verändern, wie durch die

Conloop GmbH

Gegründet wurde das Beratungsunternehmen Conloop 2021 von Maik Wassmer, der jahrelang Vorstand bei der Freiburger Badenova war. Unterstützung erhält er von Andreas Döhner, der vom Karlsruher Beratungshaus Exxeta gekommen war. Ein Arbeitsgebiet von Conloop ist die Beratung und Begleitung bei M&A-Projekten im Erneuerbaren-Bereich. Der größte Erfolg war bislang der Verkauf der Firma Ostwind. Doch auch bei der Neuausrichtung von Unternehmen bietet Conloop mit seinen Mitarbeiterinnen und Beratern Unterstützung. Zudem ist Conloop in der Start-up-Szene unterwegs.

Stilllegung von Öl- und Gasheizungen und den Bau beziehungsweise die Erweiterung von Fernwärmenetzen. Hier werde auch das Thema Anschlusszwang von Haushalten eine zentrale Rolle spielen, sagt Wassmer. Denn jeder weiß: Bei einem zu geringen Anschlussgrad macht der Bau eines Fernwärmenetzes keinen Sinn.

Die Kommunen werden hier Unterstützung in Form von regulatorischen Vorschriften brauchen, ist Wassmer überzeugt. „Zu sagen, tragt ihr mal den Kampf am Haus aus, das ist eine undankbare Aufgabe!“ Das Problem bei der Errichtung von Fernwärmenetzen liege nicht im Neubaugebiet, sondern vor allem im Bestand, wenn bereits verschiedene Infrastrukturen für Erdgas oder Heizöl vorhanden sind. Denn das Wärmenetz müsse sich rechnen.

Wassmer regt dabei ein Unbundling im Wärmebereich an. Wie das schon seit Jahrzehnten bei Strom und Erdgas gängig ist, sollte auch die Erzeugung der Wärme und der Betrieb des Netzes getrennt sein. „Zur Überlegung gehört dabei, ob es nicht eine regulierte Eigenkapitalrendite für Wärmenetze geben soll.“ Wärmenetze sollten wirtschaftlich betrieben werden, eine regulierte Rendite könnte die Attraktivität für Investoren erhöhen.

„Wir reden über eine gewaltige Infrastrukturwende. Wenn die Kommunen oder die Stadtwerke das finanziell stemmen können, umso besser. Aber wenn zusätzliche Partner hinzukommen sollen oder müssen, dann braucht es eine sehr verträgliche Eigenkapitalrendite von Anfang an“, so Wassmer. Es müssten für Leute, die investieren wollen, klare Rahmenbedingung festgelegt werden. „Aber das haben wir heute noch nicht.“

Für Investoren sind Wärmenetze aktuell nicht attraktiv

Aktuell ist der Wärmepreis in der Regel an einen Commodity-Index, meistens den Erdgaspreis, gekoppelt, aber nicht an die Investition für das Wärmenetz. Wassmer: „Wir haben heute eine Wärmequelle, ein Wärmenetz und am Ende einen gemeinschaftlichen Wärmepreis, der mit einer alternativen Energie konkurrieren muss. Das führt dazu, dass für Investoren Wärmenetze nicht attraktiv sind.“ Bei einer Trennung von Wärmeerzeugung und Wärmetransport schaffe man Klarheit, insbesondere bei Wärmeverbänden, wo es mehrere Einspeiser gibt.

Wassmer ist schon klar, dass es hier um einen Systemwechsel geht, der durchaus komplex ist und nicht jedem gefällt. Beispielsweise haben beim Thema Anschlusszwang Verbraucherorganisationen bereits vorsorglich ihre Ablehnung bekundet. Aber die Wirtschaft brauche Sicherheit auf der Finanzierungsseite, so der Geschäftsführer. Denn nur so könne sie sich nach geeigneten Mitarbeitern umsehen und Kapazitäten aufbauen.

Dann könne die kommunale Wärmeplanung „das Schwungrad für die Kommune, die Industrie, für die ganze Community sein“. **E&M**

Peter Knuth (56) ist Co-Gründer und Co-Chef von Enerix, einem Franchiseunternehmen für die Installation dezentraler Energiesysteme



Die McSolarinstallateure

Der beschleunigte **Photovoltaikzubau** muss von irgendwem finanziert werden. Franchising kann da helfen, auch wenn es kein Finanzierungsmodell ist – siehe Enerix und Lara Future. **VON GEORG EBLE**

Enerix zählt sich zu den Top 5 der deutschen PV-Anlageninstallateure auf Einfamilienhäusern und unterscheidet sich von fast allen von ihnen durch das Franchisegeschäftmodell. Co-Gründer Peter Knuth (56) rechnet **E&M** vor, dass er und seine 115 Franchisenehmer in Deutschland und Österreich 2022 mehr als 10.000 Aufträge erhielten. Davon seien 8.500 abgearbeitet. Multipliziert mit 10 bis 15 kW pro Dach-Photovoltaikanlage kommt Knuth auf einen Jahresbeitrag zur Energiewende von 100 MW.

Geläufigstes Franchisemodell ist McDonald's. Auch Enerix überlässt als Franchisegeber Know-how und Marke anderen Unternehmern, die auf eigenes Risiko und eigene Rechnung Aufträge akquirieren und PV-Anlagen realisieren. Ein Finanzierungsmodell sei das nicht, erklärt der Deutsche Franchiseverband. Und doch sieht die Finanzierung bei Enerix anders aus als bei seinen monolithischen Wettbewerbern: Jährlich stoßen laut Knuth fünf bis 20 neue Franchisenehmer zu Enerix, „meistens Leute aus dem mittleren Management, Mitte 40, mit etwas Eigenkapital, die sich selbstständig machen möchten“.

Die Franchisenehmer müssen 100.000 bis 150.000 Euro Gründungskapital haben, davon circa 10.000 Euro Eigenkapital. Ein Gründungsmittelberater unterstützt sie bei der Erstellung des Businessplans und der Beantragung des Gründungsdarlehens. Das gängigste Förderprogramm ist der Kredit „Startgeld“ der KfW über bis zu 125.000 Euro.

Mit dem Kapital müssen die Gründer, so Knuth, vor allem den Aufwand und den Lagerbestand für die ersten Monate vorfinanzieren. Danach müsse sich der neue Betrieb aus dem Cashflow finanzieren. Von Enerix kommt die Geschäftssoftware. „Bei einem Einfamilienhaus geht es um Investitionen zwischen 25.000 und 40.000 Euro und eine Zwei- bis Drei-Tagesbaustelle. Das sind überschaubare Projekte und Risi-

ken“, meint Knuth. Enerix lässt neue Partner beim TÜV Rheinland zum „Fachberater für dezentrale Energiesysteme“ schulen, hilft mit Solarteuren und Elektrikern aus, bis die eigene einstellen. „In den letzten Jahren haben wir direkt oder indirekt 2.000 Arbeitsplätze geschaffen“, so Knuth.

Die Franchisenehmer bestellen bei den Systemlieferanten, aber zwingend via Enerix, das als Großabnehmer bessere Einkaufskonditionen hat. Sie haben die Auswahl aus fünf Herstellern von Modulen, acht Speicherproduzenten sowie mehreren Anbietern von Wechselrichtern und Unterkonstruktionen. „Bei Enerix sind 90 Prozent der Anlagen made in Europe, davon 90 Prozent in Germany“, erzählt Knuth stolz.

Franchise-nehmer müssen 100.000 bis 150.000 Euro Gründungskapital haben

Der Deutsche Franchiseverband nennt die rheinische Frohnatur Knuth einen „Leuchtturm“ des Geschäftsmodells. Das Enerix-System macht Knuth zufolge derzeit bei 180 Millionen Euro Außenumsatz 12 Millionen Euro Gewinn. „In den letzten Jahren

hatten wir nur den Weggang von zwei Partnern“, sagt er. „Ein unzufriedener Partner macht schlechte Stimmung“, das gelte es zu vermeiden. Der Handwerker und Maschinenbauer Knuth ist seit 2001 im Solarvertrieb. 2007 gründete er mit Stefan Jakob Enerix Franchise, 2009 durfte vom Verband aus der erste Franchisenehmer kommen.

Im Energiebereich gibt es nur noch ein weiteres Verbandsmitglied: die Ende 2022 gegründete Lara Future Franchise GmbH aus dem niedersächsischen Nordhorn. Sie hat bisher etwa 100 PV-Anlagen auf Ein- und Mehrfamilienhäusern installiert, berichtet Geschäftsführer Rico Ritter **E&M**.

Die Muttergesellschaft sei ein Multifranchisegeber, der sich hauptsächlich mit ökologischer Steinpflege und Altbaudämmung befasst. Auch Ritter will nicht von Franchising als Finanzierungsmodell sprechen, „aber vermutlich steht die Finanzierung schneller und effektiver“. **E&M**



Andreas Döhner

Quelle: Conloop

Quelle: Enerix

Ein immenser zusätzlicher Kapitalbedarf rollt auf die Netze zu. Ein beschleunigter Windstromzubau muss vom Erzeugungsschwerpunkt in Norddeutschland zu den Großverbrauchern im Süden abtransportiert werden, und der COO des Übertragungsnetzbetreibers (ÜNB) Tennet, Tim Meyerjürgens, betonte beim Baustart für eine dieser Stromautobahnen, Südlink, an der Unterelbe im September, dies gelte in 1.000 Stunden des Jahres auch in die umgekehrte Richtung: überschüssiger süddeutscher Solarstrom Richtung Norden.

Die Südlink soll jetzt, bis sie 2028 angeblich fertig ist, 10 Milliarden Euro kosten. Ursprünglich waren 3 Milliarden angesetzt, dann setzte die CSU die Erdverkabelung durch, die Planung ging von vorne los und auch die Verspätung von mittlerweile fünf Jahren treibt die Kosten.

Der zweite Entwurf des Netzentwicklungsplans (NEP) Strom 2037/2045, nach dem das Klimaneutralitätsnetz gebaut werden soll und der seit September konsultiert wird, geht allein beim Höchstspannungsnetz an Land in drei Szenarien von einem Investitionsbedarf von gut 106 Milliarden Euro in neue und verstärkte Leitungen aus. Das sind schon knapp 13 Milliarden Euro mehr als im ersten Entwurf, weil sich in dem halben Jahr seither nach Ansicht der ÜNB und der Netzagentur unter anderem ein zusätzlicher Bedarf an Trafos und Umspannwerken zwischen Verteil- und Übertragungsnetz und höhere Projektkosten ergeben haben. „Dieser Netzentwicklungsplan zeigt erstmals, welches Stromnetz wir brauchen, um die Energiewende zu vollenden“, mit diesen Worten machte sich Klaus Müller, Präsident der Bundesnetzagentur, den von den ÜNB ermittelten Ausbau- und Investitionsbedarf zu eigen.

Tennet hat kürzlich Offshore-Konverterstationen für Deutschland und Holland im Volumen von 40 Milliarden Euro bestellt. Insgesamt fehlen laut NEP noch 34 deutsche Offshore-Anbindungssysteme, um 2045 den Endausbau von 70.000 MW (zum Vergleich:

Wer will noch in die Netze investieren?

Die Energiewende braucht einen ungekannten **Stromnetzausbau** und einen Umbau sowie teilweisen Rückbau des Gasnetzes. Gleichzeitig verändern sich gerade die Refinanzierungsbedingungen. **VON GEORG EBLE**

heute 8.400 MW) elektrisch abzuleiten. Gleichzeitig werden nach Angaben des Verbands kommunaler Unternehmen (VKU) 95 Prozent der Erneuerbaren-Anlagen an die Verteilnetze angeschlossen und Wärmepumpen und E-Autos erzwingen einen weiteren Ausbau. Allein die Teag Thüringer Energie AG rechnet mit 2 Milliarden Euro bis 2030.

Ob die Regulatorik zur Dynamik passt

Umgekehrt soll im deutschen Gasnetz 2045 so gut wie kein fossiles Erdgas mehr strömen. Weite Teile sollen auf Wasserstoff umgerüstet und bis zu einem Drittel rückgebaut werden. Vorher muss die Infrastruktur an die neuen LNG-Importe angepasst werden.

Der Investitionsbedarf ins Netz ist hierzulande so hoch, dass die holländische Regierung offenbar die Freude am deutschen Versorgungsgebiet des ÜNB Tennet verloren hat und die Bundesrepublik öffentlich dazu gedrängt wird, ihn zu übernehmen. Die Energie Baden-Württemberg wiederum will in ihre ÜNB-Tochter Transnet BW aus ähnlichen Gründen einen 49-Prozent-Aktionär hineinholen.

„Die Anreizregulierung hat den Gründungsmythos des eingeschwungenen Netzzustands“

Verband kommunaler Unternehmen

Der Bund hat allen vier deutschen ÜNB, bislang einmalig, einen Zuschuss von 12,84 Milliarden Euro gegeben, damit die Übertragungsnetzentgelte 2023 stabil blieben. Dies hätten sonst die Stromverbraucher als unsichtbaren Teil der Netzentgelte gezahlt.

So sähe es die Anreizregulierung der Strom- und Gasnetze vor, die vor fast 15 Jahren scharfschaltete: Die Netzbetreiber schlugen im Wesentlichen als effizient anerkannte Investitionen und

Netzbetriebskosten auf die Netzentgelte um – zuzüglich verschiedener Kapitalkostenaufschläge.

Aber passt die überkommene Regulatorik, zu der die Netzagentur bis Jahresende erneut einen Evaluierungsbericht an die Politik abgeben muss, noch zur Ausbau- und Kostendynamik im Zusammenhang mit der Energiewende? „Nein“, sagt auf Anfrage von **E&M** der VKU als einer der Verbände, die die Verteilnetzbetreiber (VNB) vertreten; insgesamt sind es etwa 900 VNB bei Strom und 750 bei Gas: „Die bisherige Anreizregulierung hat den Gründungsmythos des ‚eingeschwungenen‘ Zustands der Netze, eines stabilen Netzbetriebs. Sie schreibt Kosten eines bis zu acht Jahre zurückliegenden Basisjahres fort.“ Die Stadtwerke lobby setzen dem „eingeschwungenen Zustand“ im März ein Positionspapier mit dem Titel „Vorausschauender Netzausbau“ entgegen.

Hickhack um Eigenkapitalzinssatz

Da ist zum Beispiel der kalkulatorische Eigenkapitalzinssatz als eine regulatorisch zugelassene Gewinnquelle der Netzbetreiber bei Investitionen in notwendige Netzanlagen. Wenn die Netzbetreiber ihr Eigenkapital investieren, erwarten sie wie jedes Unternehmen eine prozentuale Rendite daraus. Das Problem: Es gibt im Gegensatz zu



Von 3 auf vorläufig 10 Milliarden Euro: die Stromautobahn Südlink, hier der offizielle Baustart des Schachtbauwerks für die Elbquerung im September mit (v.r.) Robert Habeck (Vizekanzler), Tim Meyerjürgens (COO Tennet), Joschka Knuth (Staatssekretär Energiewendeministerium Schleswig-Holstein) und Christian Meyer (Umweltminister Niedersachsen)

Damit Ihre Erträge nicht vom Winde verweht werden.

V Vermarkten Sie Ihre Anlage mit dem Profil!

Maximaler Ertrag, minimaler Aufwand: Wir vermarkten Ihren Strom aus Wind-, Sonnen- und Wasserkraft zum besten Preis für Sie.

VERBUND vermarktet Ihren Strom: einfach, unkompliziert, profitabel. Mit staatlichem Mehrheitsbesitz und eigenen Pumpspeicherkraftwerken hat VERBUND sowohl die Finanzkraft wie auch die Vermarktungsflexibilität, um den bestmöglichen Ertrag für Ihre Energie zu erzielen. Für Sie bringt das weniger Aufwand - und mehr Ertrag. Wir beraten Sie direkt und unverbindlich: 089 890 560 oder verbund.de/direktvermarktung

Verbund

➤ Fremdkapitalzinsen für Eigenkapitalzinsen keinen Marktpreis. Und die Ansichten darüber, welche Renditeerwartungen aus welchen nationalen oder internationalen Branchen herangezogen werden sollen, gehen naturgemäß mit den Interessen auseinander: Der VKU und andere Verbände der Netzwirtschaft verteidigen traditionell hohe Zinssätze, der netzunabhängige Bundesverband Neue Energiewirtschaft (BNE) oder Verbraucherschützer fordern zur Dämpfung der Netzentgelte tendenziell möglichst niedrige Sätze.

Die kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung ist für Netzbetreiber attraktiver

Die Bundesnetzagentur muss also entscheiden. Für die ablaufende dritte Regulierungsperiode, die bei Gas Anfang des Jahres endete und bei Strom Ende des Jahres enden wird, hatte sie den Eigenkapital (EK)-Zinssatz noch auf 6,91 Prozent festgelegt. Das bedeutet: Netzbetreiber durften auf 40 Prozent ihrer anerkannten Investitionskosten in Anlagen zu jeweiligen Restbuchwerten 6,91 Prozent aufschlagen. Nur auf



Auch die neuen LNG-Terminals müssen anschlossen werden – hier die Wilhelmshavener Anbindungsleitung (WAL)

Quelle: OGE

geninvestitionen des Folgejahres zu stellen ist, nicht mehr der Zehn-Jahresdurchschnitt der Umlaufrenditen als Ausgangsbasis, sondern jener des ersten Quartals des Jahres, in dem der KKAuf-Antrag gestellt wird. Auf diese Weise sollen die Nullzinsen der Vergangenheit nicht mehr mitgeschleppt werden. Umlaufrenditen sind der gewichtete Durchschnitt der tatsächlichen Zinsen auf öffentliche und Unternehmensanleihen, die länger als vier Jahre laufen. Damit ändert sich der EK-Zinssatz auf Neuanlagen jedes Jahr, während er bei Altanlagen innerhalb der fünfjährigen Regulierungsperiode gleich bleibt – und wie erwähnt erst einmal gerichtlich angefochten ist.

Der BNE fordert, den langfristigen Zinsdurchschnitt beizubehalten. Dies sei auch in der Vergangenheit so gewesen, als sich das Zinsniveau damals zugunsten der Netzbetreiber gedreht habe, so Arndt Börkey, Leiter Strom und Regulierung. Die Netzagentur habe nicht belegt, dass ein Mangel an Eigenkapital fürs Netz an diesem kalkulatorischen EK-Zinssatz liege. Sie habe zudem unnötigerweise die Gasnetze einbezogen, auf die nur noch geringe Investitionen zukämen.

Dagegen argumentiert ein Sprecher des VKU gegenüber **E&M**: „Eine Erhöhung des EK-Zinssatzes um einen Punkt kann die Netznutzungsentgelte höchstens im niedrigen Nachkommastellen-Cent-Bereich pro kWh erhöhen.“ Ein großer Verteilnetzbetreiber, dessen Name der Redaktion bekannt ist, nannte unabhängig davon in einem Hintergrundgespräch eine Erhöhung von lediglich 0,11 Cent/kWh bei einem um zwei Basispunkte höheren EK-Zinssatz.

Zinswende auch bei Fremdkapital

Beim Fremdkapitalzinssatz auf Neuanlageninvestitionen, der regulatorisch 60 Prozent der kalkulatorischen Zinsen ausmacht, hat die Beschlusskammer 4 die Zinswende im August vollzogen: Bei Gasnetzen soll auch da statt Zehn-Jahresdurchschnitt der Schnitt des ersten Quartals im Antragsjahr gelten. Es werden hier die Zeitreihen der Bundesbank für Umlaufrenditen von

„Netzentgelte erhöhen sich pro Punkt EK-Zins höchstens im Cent-Nachkommastellenbereich“

Verband kommunaler Unternehmen

Unternehmensanleihen (keine öffentlichen Anleihen) und für Kreditzinsen an nicht im Finanzsektor tätige Kapitalgesellschaften über 1 Million Euro anteilig herangezogen.

VKU und Bundesverband der Deutschen Energie- und Wasserwirtschaft stören sich daran, dass die Festlegung ebenfalls nur für Anlagen gilt, die von 2024 an fertiggestellt werden. Sie hatten den Einbezug von 2022 und 2023 und andere, für die Netzwirtschaft attraktivere Statistikbezüge gefordert, so etwa die Kreditzinsen unter 1 Million Euro. Dem folgte die Netzagentur nicht. Sie argumentierte, das Verteilnetz werde von wenigen großen Betreibern dominiert, die weit höhere Kredite in Anspruch nehmen. Die Festlegung für die neuen Stromnetze stand zu Redaktionschluss noch aus. **E&M**

40 Prozent der Zinskosten deswegen, weil die Anreizregulierungsverordnung hier einen Deckel eingezogen hat. Eine rein kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung ist für die Netzbetreiber attraktiver und für die Netznutzer teurer als das bloße Durchreichen der anderen tatsächlich anfallenden Zinskosten, nämlich jener für Fremdkapital, an die Netznutzer.

Der VKU kommt über den Sieg vor Gericht kaum ins Jubeln

Für die vierte Regulierungsperiode, die bei Gas schon begonnen hat, hatte die Netzagentur den EK-Zinssatz bereits 2021 um ein Viertel auf 5,07 Prozent gesenkt. Dagegen klagten Hunderte Netzbetreiber erfolgreich vor dem Oberlandesgericht Düsseldorf. Es urteilte im August, die Netzagentur habe den neuen EK-Zinssatz im sogenannten Kapitalkostenaufschlag und -abzug „nicht ordentlich ermittelt“. Das Gericht bemängelte, dass die Behörde eine Variable ihrer Berechnungen zu dünn abgesichert habe.

Der VKU kommt über den Sieg der Netzwirtschaft kaum ins Jubeln: „Leider gingen solche Verfahren in der Vergangenheit in der nächsten Instanz beim Bundesgerichtshof negativ aus“, teilt ein Sprecher mit. Dem Vernehmen nach räumt der BGH dem Regulierer einen maximalen Ermessensspielraum ein, solange die Berechnungsmethode nicht willkürlich ist.

Im Juni, also vor ihrer Niederlage in Düsseldorf, hatte die Netzagentur für Anlagen, die von 2024 an als „im Bau“ oder „in Betrieb“ in der Geschäftsbilanz aktiviert werden, eine neue Berechnung des EK-Zinssatzes zur Diskussion gestellt. Sie reagierte damit auf Basis einer gesetzgeberischen Ausnahmeregelung von Ende 2022 nicht nur auf den höheren Bedarf, Geld in die Hand zu nehmen, sondern auch auf das Ende der Nullzinspolitik der Europäischen Zentralbank, die sich 2022 abgezeichnet hatte.

Nach den Vorstellungen der Beschlusskammer 4 gilt für den Antrag auf Kapitalkostenaufschlag (KKAuf), der jährlich bis zum 30. Juni für Anla-



Wir suchen einen

BEREICHSLEITER TECHNIK (M/W/D) MIT PROKURA

Sie möchten bei einem Unternehmen mit Zukunft arbeiten? Und auch etwas bewegen? Wir, die Stadtwerke Rastatt GmbH, versorgen rund 50.000 Menschen in Rastatt und Umgebung mit Strom, Erdgas, Wasser, Nahwärme, Kälte sowie Telekommunikation. Zudem treibt das städtische Versorgungsunternehmen die Energiewende in der Region voran.

Wir suchen zum 1. Februar 2024 einen engagierten und verantwortungsbewussten Leiter für den Bereich Technik (m/w/d) mit Prokura.

Ihr Aufgabengebiet umfasst unter anderem:

- Leitung und Organisation aller technischen Abteilungen der Stadtwerke Rastatt mit direkter Berichtslinie an die Geschäftsführung
- Übernahme der Prokura der Stadtwerke Rastatt (ppa.)
- Sicherstellung eines reibungslosen technischen Betriebes und stetige Optimierung der Betriebsabläufe
- Führung und Weiterentwicklung der Mitarbeiter der technischen Abteilungen
- Überwachung und Steuerung des Budgets für den Bereich Technik
- Sicherstellung der Einhaltung gesetzlicher Vorschriften, Richtlinien und Normen
- Medienübergreifende Leitung von Projekten
- Vertretung des Unternehmens gegenüber externen Interessengruppen, Kunden und Behörden

Ihr Profil:

- Hochschulabschluss Ingenieurwesen bzw. Masterabschluss (wie z. B. Elektrotechnik, Versorgungswirtschaft, Maschinenbau oder Wirtschaftsingenieurwesen) oder Vergleichbares
- Umfangreiche betriebswirtschaftliche und regulatorische Kenntnisse oder einen zusätzlichen Abschluss als Betriebswirt oder Vergleichbares
- Mehrjährige Berufserfahrung in leitenden Positionen im Bereich Technik oder Energieversorgung, idealerweise in einem Stadtwerk oder einem ähnlichen Unternehmen
- Voraussetzungen für die Übernahme der Funktion Technische Führungskraft W/G 1000 und/oder S 1000

Wir bieten:

- Einen unbefristeten und zukunftssicheren Arbeitsplatz
- Eine der Aufgabe und Verantwortung angemessene, attraktive Vergütung
- Eine interessante, entwicklungsfähige Position und ein modernes Arbeitsumfeld
- Attraktive Sozialleistungen, z. B. Gesundheitsmanagement, Bike-Leasing, Ladestrom für Mitarbeiter (m/w/d), kostenloser Parkplatz, Homeofficemöglichkeit und weitere attraktive Angebote

Sind Sie interessiert? Wir freuen uns auf Ihre vollständigen Bewerbungsunterlagen mit Angabe Ihrer Gehaltsvorstellung online über unsere Homepage (stadtwerke-rastatt.de/karriere). Bei postalischer Zusendung der Unterlagen erfolgt grundsätzlich keine Rücksendung. Die Unterlagen werden gemäß Datenschutzgesetz nach Abschluss des Bewerbungsverfahrens vernichtet.

**STADTWERKE
RASTATT**

Stadtwerke Rastatt GmbH
www.stadtwerke-rastatt.de/karriere

Personalwesen, Herr Dinges
Tel.: 07222 773-212



Quelle: Enwigo/Marfin Vogel

Grünes Geld

Green Finance ist nicht gleich Green Finance. Es gibt verschiedene Möglichkeiten, um an Geld für grüne Investitionen zu kommen. **VON FRANK URBANSKY**

Die Kunden wollen grüne Energie. Die Energiewirtschaft muss und will sie liefern, aber nicht nur in Form von Strom aus Wind, Sonne und Biomasse. Auch die entsprechenden Investitionen müssen grün sein. Green Finance wird damit immer mehr zu einem prägenden Instrument für die Zukunftsfähigkeit der Energiewirtschaft.

Green Finance kann ein Ansatz sein, der in diesem Bereich nachhaltige und umweltgerechte Projekte ermöglicht, gleichzeitig die ESG-Kriterien (Environment, Social, Governance) erfüllen hilft und der EU-Taxonomie entspricht.

Die Taxonomie ist ein EU-weit gültiges System zur Klassifizierung von nachhaltigen Wirtschaftsaktivitäten. Sie soll Anlegerinnen und Anlegern Orientierung geben und Kapital für den grünen Umbau von Energieproduktion und Industrie anreizen.

Es gibt verschiedene Kriterien, um diese Taxonomie-Konformität zu erreichen: Die wirtschaftliche Aktivität, etwa die Erzeugung von Wärme oder Strom, darf selbst keine oder nur sehr geringe Treibhausgasemissionen erzeugen und sie muss damit den Übergang zu einer klimaneutralen Wirtschaft bis 2050 unterstützen.

Was sind Green Bonds genau?

Das Network for Greening the Financial System (NGFS) – ein Netzwerk von Zentralbanken und Finanzmarktaufsichtsbehörden – etwa will ein grüneres Finanzsystem fördern. Nachhaltigkeitskriterien werden in das Portfoliomanagement der Zentralbanken einbezogen. In Deutschland sind insbesondere Förderbanken aktiv am sogenannten Green-Bond-Markt betei-

ligt. Sie dienen als branchenübliche Standards für die Definition einer grünen Anleihe.

In der deutschen Energiewirtschaft gibt es auch erste Beispiele für Green Finance, so die Finanzierung von Ökostromprojekten – etwa bei den Übertragungsnetzbetreibern mit ihrem hohen Kapitalbedarf. 50 Hertz nutzt für den Ausbau der Stromnetze eigene Green Bonds. Amprion hat Ende August am internationalen Kapitalmarkt erfolgreich eine grüne Anleihe mit 1,2 Milliarden Euro platziert.

Doch was sind Green Bonds genau? Green Bonds sind eines der wichtigsten

Mittel einer umweltgerechten Finanzierung von Energieprojekten. Diese Anleihen verwenden das Geld der Investoren speziell für umweltfreundliche Projekte wie den Ausbau erneuerbarer Energien, die Förderung energieeffizienter Technologien und den Aufbau einer nachhaltigen Infrastruktur. Das Emissionsvolumen der Green Bonds betrug in den ersten vier Monaten des Jahres 2023 insgesamt 450 Milliarden US-Dollar. 2021 waren es noch 543 Milliarden Dollar.

Formal handelt es sich um gewöhnliche Anleihen. Allerdings nutzen sie Transparenzvorschriften und die Tren-

nung von Rückzahlungsoptionen und Erlösen für umweltfreundliche Projekte. Die sogenannten Green Bond Principles als maßgebliche Richtlinien sind dabei lediglich freiwillige Prozessleitlinien, die Missbrauch nicht effektiv verhindern oder Mindeststandards setzen. Während die Verwendung der Investorenerlöse festgelegt ist, bleiben die anderen Prinzipien unklar. Die Transparenz ist begrenzt, wodurch eine Institution eine Anleihe als „grün“ kennzeichnen kann, auch wenn eine Analyse negative Auswirkungen auf die Nachhaltigkeit aufzeigt.

Der Reiz grüner Anleihen liegt nun seit der EU-weiten Einführung darin, dass sie eine klimaneutrale Investition vorschreiben. Die Investorenerlöse müssen in umweltfreundliche Projekte fließen, während das investierte Geld selbst nicht unbedingt grün sein muss. Im EU Green Bond Scheme findet eine Prüfung statt, um sicherzustellen, dass die entsprechenden Treuhandgelder tatsächlich für grüne Zwecke verwendet werden.

Grüne Fonds schwierig zu bewerten

Green Funds oder Grüne Fonds sind Investmentfonds, die in umweltfreundliche Unternehmen oder Projekte investieren. Die Finanzierung von Anpassungsmaßnahmen gegen bestehende und unvermeidbare Klimaauswirkungen wird langfristig kostengünstiger sein. Unter der Klimarahmenkonvention der UN haben Industrieländer bereits zugesagt, ärmere Nationen bei unvermeidbaren Klimaprojekten und Anpassungsmaßnahmen zu unterstützen. Dies umfasst den Grünen Klimafonds, Aufforstungsprojekte zur Kohlenstoffbindung und Technologietransfer. Die wirtschaftlichen Verluste bis 2050 aufgrund des Klimawandels werden voraussichtlich in Afrika, Lateinamerika und dem Nahen Osten besonders spürbar sein, was zu Zeit- und Handlungsdruck führt.

Ein Beispiel hierfür sind die zahlreichen grünen Exchange Traded Funds (Indexfonds oder ETF), die in den vergangenen Jahren auf den Markt gekommen sind. Bei diesen börsengehandelten Indexfonds wird oft hervorgehoben, dass sie sowohl niedrige Gebühren als auch hohe Umwelt- und Nachhaltigkeitsstandards bieten. Doch das muss keineswegs so sein.

Das Best-in-Class-Auswahlverfahren führt dazu, dass Unternehmen aus verschiedenen Gründen in den ETF aufge-

nommen werden. Ein Unternehmen könnte beispielsweise im Vergleich zu anderen im Index weniger CO₂ produzieren. Allerdings bedeutet das nicht zwangsläufig, dass es insgesamt nachhaltig agiert oder ein ressourcenschonendes Geschäftsmodell verfolgt.

Einige grüne ETF verwenden Ausschlusskriterien, um sicherzustellen, dass Anlegergelder nicht in kontroverse Bereiche wie die Rüstungsindustrie fließen. Allerdings sind für diese ausgeschlossenen Branchen oft Toleranzgrenzen von bis zu 30 Prozent festgelegt. Wenn der Umsatz eines Unternehmens unterhalb der Schwelle liegt, kann es dennoch in den grünen ETF aufgenommen werden.

Ein großes Problem ist bisher das Fehlen umfassender Kriterien oder gesetzlicher Vorgaben für grüne und nachhaltige ETF, sowohl in Deutschland als auch in Europa. Die Aufnahme

Der Übertragungsnetzbetreiber 50 Hertz nutzt für den Ausbau der Stromnetze eigene Green Bonds

von Unternehmen in vermeintlich nachhaltige ETF wurde bisher weitgehend von den selbst festgelegten Anlagekriterien der Emittenten bestimmt. Die EU-Taxonomie könnte hier jedoch für klarere Kriterien angewendet werden.

Green Loans oder Grüne Kredite sind hingegen Darlehen, die speziell für nachhaltige Projekte bereitgestellt werden.

Was zu beachten ist

Einfach grün finanzieren geht nicht. Die Finanzexperten in der Energiewirtschaft müssen in der Lage sein, die Umweltauswirkungen von Investitionen zu bewerten, Risiken zu analysieren und geeignete Finanzierungsstrukturen zu entwickeln. Und: Regierungen und Aufsichtsbehörden können Anreize wie Steuervergünstigungen, Subventionen und Förderprogramme schaffen. Auch dafür braucht es Kenntnisse von der Beantragung bis hin zur Abrufung der Mittel. **E&M**



eCLIQ

Der Schlüssel zum elektronischen Schließen

www.assaabloy.com/de



ASSA ABLOY

Opening Solutions

Experience a safer and more open world



Klimafreundlicher Verkehr

Der **Verkehr** bleibt das Sorgenkind der Klimapolitiker. Es werden zwar immer mehr Elektroautos zugelassen, der Bestand an Verbrennerfahrzeugen geht aber nur langsam zurück. **VON TOM WEINGÄRTNER**

Anfang des Jahres gab es in der EU 270 Millionen Fahrzeuge (Pkw und Lkw), davon fuhren 13,5 Millionen mit „alternativen Kraftstoffen“ (Gas, Wasserstoff, Batterie), davon wiederum 4,4 Millionen mit Strom. In Deutschland waren zum gleichen Zeitpunkt 48,8 Millionen Personenwagen gemeldet. Mit ausschließlich alternativen Antrieben waren 1,5 Millionen Fahrzeuge unterwegs gegenüber 47,3 Millionen mit Diesel- oder Ottomotor (einschließlich der Hybridfahrzeuge). Das waren 400.000 mehr Fahrzeuge mit alternativem Antrieb als ein Jahr zuvor und 200.000 weniger mit dem traditionellen Verbrennermotor.

Noch schlechter sieht es im Straßengüterverkehr, in der Luft- oder Schifffahrt aus, wo es zu den traditionellen Antrieben kaum Alternativen gibt. Im Jahr 2022 erzeugte der Verkehrssektor 148 Millionen Tonnen Treibhausgase (rund 20 Prozent aller Treibhausgase in Deutschland), 1,1 Millionen Tonnen mehr als im Vorjahr. Im Personenverkehr hat man in Brüssel die klare Vorstellung, dass Elektromobilität die klimafreundliche Lösung der Zukunft ist. Der Güterverkehr kann wahrscheinlich nur teilweise elektrifiziert werden. Wo das nicht möglich ist, sollen Wasserstoff, Biokraftstoffe oder Kraftstoffe zum Einsatz kommen, bei deren Herstellung genauso viel CO₂ verbraucht wird, wie später aus dem Auspuff oder dem Triebwerk wieder in die Atmosphäre freigesetzt wird: Die sogenannten E-Fuels sind im Augenblick allerdings kaum bezahlbar und stünden auch nicht in den erforderlichen Mengen zur Verfügung.

Die EU will die Energiewende im Verkehr jetzt beschleunigen. Im Rahmen des Klimapakts (Green Deal) haben die Mitgliedstaaten und das

Europäische Parlament zahlreiche Verbote und Verpflichtungen beschlossen, um Mobilität und Emissionen zu entkoppeln. Förderprogramme sollen dafür sorgen, dass die notwendigen Investitionen auch vorgenommen werden. Im europäischen Haushalt werden dabei vor allem Mittel für den Ausbau der Infrastruktur bereitgestellt, Subventionen für klimafreundliche Fahrzeuge sind allein Sache der Mitgliedstaaten.

Das wichtigste Instrument der europäischen Klimaverkehrspolitik ist das Zulassungsverbot für Personen- und leichte Nutzfahrzeuge mit Verbrennermotor ab 2035. Bis 2030 müssen die Hersteller den CO₂-Ausstoß ihrer Flotten halbieren. Damit will die EU-Kommission der Elektromobilität eine Bresche schlagen. Die Aussicht, demnächst keine Verbrenner mehr verkaufen zu können, soll die Autoindustrie dazu bewegen, ihre Investitionen auf die Produktion von Elektroautos zu konzentrieren. Die Bundesregierung hat allerdings durchgesetzt, dass auch Pkw mit Verbrenner, die ausschließlich mit E-Fuels betrieben werden, nach 2035 grundsätzlich zugelassen werden können. Wie das genau aussehen würde, muss allerdings noch geklärt werden.

Große Sorge der Autofahrer, mit leerem Akku liegen zu bleiben

Als eines der größten Hindernisse für eine schnelle Verbreitung der E-Autos gilt die Sorge der Autofahrer, mit leerem Akku liegen zu bleiben. Obwohl es in der EU bereits 360.000 Ladestationen gibt, davon knapp 80.000 in Deutschland. Um diesen Ängsten entgegenzutreten, soll die Ladeinfrastruktur in den nächsten Jahren vor allem auf den Fernstraßen und Autobahnen schnell und systematisch ausgebaut werden. Auch wer eine

regionale Grenze überfährt, soll sicher sein, eine Ladesäule zu erreichen und dort seinen Akku aufladen zu können. Auf den Hauptstrecken des Fernverkehrs, die zum transeuropäischen Verkehrsnetz (TEN-T) gehören, müssen nach der Verordnung der EU über alternative Kraftstoffe bis 2026 alle 60 Kilometer Ladesäulen für Pkw und leichte Nutzfahrzeuge mit einer Leistung von mindestens 400 kW verfügbar sein. Ab 2028 müssen es im gleichen Abstand mindestens 600 kW sein. Auf allen TEN-Strecken (106.650 km) stünden den Fahrern von Elektroautos dann in spätestens zweieinhalb Jahren etwa 1.800 Ladestationen zur Verfügung. Dabei handelt es sich um sogenannte Ladepools mit mehreren Säulen.

Der deutsche Ladenetzbetreiber Fastned etwa plant für seine Stationen jeweils sechs oder mehr Ladepunkte. Die europäischen Vorschriften sehen auch vor, dass die Ladestationen von allen E-Autofahrern benutzt werden können. Diese begleichen ihre Rechnung mit Kartenzahlung und müssen kein Abonnement oder eine andere vorherige Vereinbarung mit dem Betreiber abschließen.

Die Kommission soll bis 2027 eine Datenbank aufbauen, in der die Verbraucher erfahren können, wo sich die nächsten Ladesäulen befinden, ob sie verfügbar und wie teuer sie sind. Die EU schreibt den Mitgliedstaaten außerdem vor, dass der Ausbau der Ladeinfrastruktur Schritt halten muss mit der Zulassung der Elektrofahrzeuge. In Brüssel teilt man darüber hinaus die Ansicht des Ifo-Instituts, billiger Strom sei das beste Mittel, die

Elektromobilität zu fördern. Ifo-Chef Clemens Fuest empfiehlt, die Stromsteuer abzuschaffen. Kaufprämien oder ein subventionierter Strompreis seien dann nicht mehr nötig, um der Elektromobilität zum Durchbruch zu verhelfen. Eine Abschaffung der Stromsteuer, für die es einen europäischen Mindestsatz (1 Euro/MWh) gibt, hat die Kommission aber noch nicht vorgeschlagen.

Teilnahme am Emissionshandel auch für Airlines

Einen Ausbau der Infrastruktur verlangt die EU auch für alternativ betriebene Busse und Lkw. Auf den TEN-Strecken muss es bis 2028 mindestens alle 120 Kilometer eine Ladestation geben, je nach Verkehrsaufkommen mit einer Leistung zwischen 1.400 und 2.800 kW. Bis Ende 2030 müssen alle sicheren Parkplätze für schwere Lkw über eine Ladestation mit mindestens 100 kW verfügen. Hinzu kommen ab 2031 alle 200 Kilometer Wasserstofftankstellen. Sie müssen dann auch in allen größeren Städten verfügbar sein. Bei der Umweltorganisation Verkehr und Umwelt geht man davon aus, dass damit ein entscheidendes Hindernis für ehrgeizigere Flottenwerte auch bei Lkw beseitigt ist. Denn bislang gibt es keine Grenzwerte für den CO₂-Ausstoß von Lkw.

Das gilt auch für den Schiffsverkehr. Seeschiffe über 5.000 Tonnen müssen bis 2034 mindestens 2 Prozent E-Fuels einsetzen und ihre Emissionen bis 2030 um 6 Prozent reduzieren. Diese Ziele gelten für Fahrten zwischen EU-Häfen und zu 50 Prozent für den Schiffsverkehr mit Drittstaaten. In den Häfen der

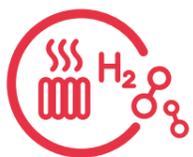
EU dürfen sie ihren Strom nicht mehr selbst erzeugen, sondern müssen Landstrom nutzen. Die Reedereien unterliegen außerdem Berichtspflichten im Hinblick auf ihre Emissionen, denn der Seeverkehr soll in den europäischen Emissionshandel einbezogen werden. Flugzeuge müssen bereits 2025 mindestens 2 Prozent nachhaltige Kraftstoffe (Biokerosin oder E-Fuels) einsetzen, 6 Prozent ab 2030 und 20 Prozent ab 2035. Die Airlines müssen darüber hinaus am Emissionshandel der EU teilnehmen und für Treibhausgase, die im innereuropäischen Luftverkehr freigesetzt werden, Emissionsrechte erwerben. Im Rahmen des Kompensationssystems CORSIA müssen wachstumsbedingte Emissionen aus dem internationalen Verkehr ausgeglichen werden, entweder durch den Kauf von Emissionsrechten oder die Finanzierung nachhaltiger Klimaschutzprojekte. Letzteres ist umstritten, weil die internationale Kontrolle der Kompensationen nicht lückenlos ist.

Verbot von Verbrennern ist ein Instrument der europäischen Politik

E&M

WÄRMEVERSORGUNG MIT WASSERSTOFF? EINFACH MIT UNS.

Setzen Sie mit uns auf erneuerbaren Wasserstoff, um die Dekarbonisierung der lokalen Wärmeversorgung zu erreichen.
thuega.de



Unsere Wasserstoff-Initiative.

Interessiert? Sprechen Sie mit uns:

☎ 089-38197-0 ✉ wasserstoff@thuega.de


Das große Plus der Gemeinschaft

Der Netzentwicklungsplan für eine

Stromleitung

in der Gemeinde Ärger.

macht

Die Klimabilanz für

Maisfelder

ist erschreckend.

Wissenschaftler machen Spanplatten

zu Popcorn.

Wenn Sie effizienter arbeiten möchten, dann nutzen Sie emvg.de/powernews

Mit ausführlicher Berichterstattung und gut recherchierten Hintergründen sorgen wir kontinuierlich für Klarheit in der Energiewirtschaft.



Energie & Management

„Dynamische Tarife sind kein Problem“

Die Nachfrage nach Smart Meter Gateways steigt, weil seine Funktionen immer wichtiger für den Markt werden. Was das für die Hersteller bedeutet, erläutert **Ruwen Konzelmann**, Geschäftsführer der Theben Smart Energy GmbH. **VON FRITZ WILHELM**

E&M: Herr Konzelmann, das Gesetz zum Neustart der Digitalisierung der Energiewende soll den Rollout von intelligenten Messsystemen agiler machen und beschleunigen. Spüren Sie als Smart-Meter-Gateway-Hersteller davon etwas?

Konzelmann: Es ist ein Ruck durch den Markt gegangen. Die Messstellenbetreiber sind spürbar erleichtert, dass der regulatorische Rahmen angepasst wurde und nun auch verlässlich ist, sodass sie ihre Strategie – natürlich auch die Rollout-Strategie – entsprechend ausrichten können. Mehr und mehr Unternehmen überlegen jetzt tatsächlich, ob sie nicht gleich in den Voll-Rollout gehen sollen. Denn sie müssen davon ausgehen, dass mit wachsender Zahl an Wärmepumpen und Wallboxen immer mehr Messlokationen unter den Pflichteinbau fallen. Daneben gibt es ja auch die Vorgabe, dass Wärmepumpen, Wallboxen und PV-Anlagen steuerbar sein müssen. Da kann es sinnvoll sein, gleich in die Vollen zu gehen – vielleicht noch nicht gleich Anfang 2024, aber im Laufe des kommenden und des übernächsten Jahres.

E&M: Wie wirken sich diese Überlegungen auf Ihre Produktion aus?

Konzelmann: Wir bereiten uns auf einen kurzfristigen starken Anstieg der Nachfrage vor. Unsere Produktion war bisher auf etwas mehr als 300.000 Smart Meter Gateways ausgerichtet. Mit der Einführung des ersten Fertigungsroboters Anfang des Jahres haben wir einen wichtigen Schritt in Richtung Automatisierung gemacht. Dazu kommt die Erweiterung der Bestückungslinie in diesem Sommer, sodass wir jährlich rund 600.000 Geräte herstellen können. Aber wir haben noch weitere Investitionen geplant und wollen 2024 die Voraussetzungen für eine Produktion von 800.000 bis 1 Million Geräten schaffen.

60 Millionen Euro für Haigerloch

E&M: Über welches Investitionsvolumen sprechen wir hier?

Konzelmann: Über eine siebenstellige Zahl, bei der keine Eins mehr ganz vorne steht. 2 bis 3 Millionen Euro muss man beispielsweise für eine SMD-Bestückungslinie (Surface Mounted Device; d. Red.) schon in die Hand nehmen.

E&M: Sie haben im Frühjahr die Theben Smart Energy gegründet. Ist es leichter, solche Projekte mit einer eigenen Gesellschaft als mit einer Business Unit anzugehen?

Konzelmann: Die Ausgründung war ein wichtiger Schritt, um die Dynamik, die wir in den letzten Jahren in diesem Geschäftsfeld erlebt haben, aufrechtzuerhalten. Theben als Gruppe hat ja viele Geschäftsbereiche, etwa Gebäudeautomation, Sensorik oder Zeitschaltechnik. Mit einer eigenen Gesellschaft, in der die Smart-Energy-Themen gebündelt sind, können wir sehr zielgerichtet agieren. Und unsere Gesellschafter wollen mit ihrem Engagement unterstreichen, wie wichtig das Energieumfeld und die Energiewende sind. Es zeigt außerdem, dass wir hier eine sehr gute Grundlage für weiteres Wachstum gelegt haben. Deshalb werden unsere Gesellschafter in den nächsten Jahren auch 60 Millionen Euro allein in den Standort Haigerloch investieren. Ein großer Teil davon geht in die Erweiterung der Produktion und die Optimierung der Logistik.

E&M: Um produzieren zu können, brauchen Sie aber erst einmal die entsprechenden Bauteile.

Im vergangenen Jahr war es ja nicht so einfach, diese zu bekommen.

Konzelmann: Das stimmt. Im letzten Jahr hatte die gesamte Branche – im Grunde alle Unternehmen, die Elektronikbauteile verwenden – mit großen Herausforderungen zu kämpfen. Das ist immer noch ein Thema für uns, aber unsere Kunden spüren es nicht mehr, wobei wir selbst im vergangenen Jahr fast immer lieferfähig waren. Wir haben Anpassungen im Einkauf und bei der Logistik vorgenommen und unser Partnernetzwerk deutlich erweitert. Wir mussten zwar zum Teil sehr langfristige Abnahmeverpflichtungen eingehen. Das hat natürlich zu einer gewissen Ka-

bessert. Wir haben derzeit keine Bedenken, dass wir nicht die notwendigen Stückzahlen bekommen. Wir haben aktuell kein einziges Fehlteil. Das liegt daran, dass wir ein besonderes Augenmerk auf die kritischen Bauteile legen und die Beschaffung entsprechend managen. Noch nicht kurzfristig, aber in Zukunft werden wir ja auch in Europa neue Chipfabriken haben, sodass es noch mehr Beschaffungsalternativen geben wird.

E&M: Können Sie bei kritischen Bauteilen auch auf Alternativen zurückgreifen?

Konzelmann: Grundsätzlich können wir auf Alternativen zurückgreifen. Aber wenn die einen Bauteile knapp sind, sind es die anderen oft auch.



„Die Ausgründung war ein wichtiger Schritt“

Ruwen Konzelmann

pitalbindung geführt. Aber wir haben unsere Lieferfähigkeit gesichert.

E&M: Haben sich auch die Preise der Bauteile stark verändert?

Konzelmann: Das ist wie bei allen knappen Gütern. Wir haben aber immer transparent mit unseren Kunden kommuniziert, ihnen zum Beispiel auch klar gesagt, dass es erheblich mehr kostet, wenn wir bei Brokern kaufen. Wenn es der Wunsch unserer Kunden war, haben wir das auch gemacht.

E&M: Was bedeutet erheblich mehr?

Konzelmann: Die Preise bei Brokern können durchaus beim Hundertfachen des Preises liegen, den die Hersteller verlangen. Allerdings hat sich mittlerweile die Verfügbarkeit von Bauteilen ver-

Dann unterscheiden sich die Lieferfristen nur geringfügig. Aber manchmal kommt man auch zwei, drei Monate schneller zu seiner Lieferung.

E&M: Müssen Sie dann noch einmal durch die Zertifizierung, wenn Sie Bauteile tauschen?

Konzelmann: Wir müssen nicht in jedem Fall re-zertifizieren. Wir legen immer am Anfang der Geräteentwicklung einige Bauteile als Alternativen fest, die wir mitqualifizieren. Wenn es allerdings um ein Bauteil innerhalb des sogenannten Targets of Evaluation geht, muss man re-zertifizieren.

E&M: Wie lange dauert dann dieser Prozess?

Konzelmann: Die Re-Zertifizierung geht relativ schnell. Sie dauert aber immer noch Monate. Denn es muss richtig getestet und dokumentiert werden. Das dauert aber nicht mehr Jahre wie bei

Vom Geschäftsbereich zur eigenständigen Einheit

Die Theben Smart Energy GmbH wurde im April 2023 im Zuge der Ausgliederung des Smart-Meter-Gateway-Geschäfts aus der Theben AG gegründet. Dieses war bis dahin als Geschäftsbereich geführt worden. Wie die Mutter hat auch die Tochter ihren Sitz im schwäbischen Haigerloch, rund 70 Kilometer südwestlich von Stuttgart. Hauptmotiv war die Erhöhung der unternehmerischen Flexibilität, wie es Paul Sebastian Schwenk, Vorstandsvorsitzender der Theben AG, gemeinsam mit Ruwen Konzelmann, Geschäftsführer der neuen Gesellschaft, damals formulierte. Außerdem wolle man der „speziellen Wachstumsdynamik“ des Smart-Meter-Gateway-Geschäfts Rechnung tragen. In der Theben Smart Energy sind sowohl die Entwicklung als auch die Zertifizierung und der Vertrieb der Smart Meter Gateways mit den dazugehörigen Systemeinheiten angesiedelt. Auch die Fertigung der Geräte erfolgt am Standort.

der ersten Zertifizierung. Mittlerweile sind die entsprechenden Prozesse eingeschwungen und sowohl unsere Ansprechpartner beim BSI (Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik; d. Red.) als auch wir wissen, was für ein effizientes Verfahren notwendig ist.

E&M: Das Gesetz zum Neustart der Digitalisierung der Energiewende soll ja den Rollout agiler machen und ermöglicht praktisch jederzeit, neue Funktionen per Software-Update auf die Smart Meter Gateways zu bringen. Welche Erweiterungen stehen aktuell an?

Konzelmann: Als Nächstes liegt der Fokus auf der CLS-Funktionalität zur interoperablen Anbindung von Schalt- und Steuergeräten. Diese Funktionalität wird für die kommenden Anwendungen zur Einbindung der Energiewendetechnologien hoch priorisiert.

Neue Funktionen für das Gateway und damit Wettbewerbsvorteile

E&M: Das Schalten und Steuern an sich ist aber schon möglich, auch wenn es im Produktivbetrieb noch nicht praktiziert wird, oder?

Konzelmann: Das liegt daran, dass der regulatorische Rahmen für die steuerbaren Verbrauchseinrichtungen nach Paragraph 14a EnWG noch fehlt. Aber die entsprechende Festlegung der Bundesnetzagentur ist ja auf der Zielgeraden, genauso wie die Technische Richtlinie des BSI für die Steuerbox.

E&M: Die Technische Richtlinie hat ja schon im vergangenen Jahr eine Konsultationsphase durchlaufen.

Konzelmann: Das stimmt. Aber im Moment gehen eigentlich alle Branchenvertreter von einer zeitnahen Veröffentlichung und Verabschiedung im Gateway-Standardisierungsausschuss beim Bundeswirtschaftsministerium aus.

E&M: Und geräteseitig sind auch die Voraussetzungen für dynamische Tarife geschaffen?

Konzelmann: Dynamische Tarife sind kein Problem. Man braucht dafür Netzzustandsdaten sowie feingranulare Messwerte. Und man muss wissen, wie viel Strom man dynamisch anbieten kann. Mit den Tarifanwendungsfällen sieben, neun, zehn und 14 sind diese Informationen verfügbar. Aktuell sind wir bei drei Pilotprojekten dabei, die solche dynamischen Tarife erproben. Hier funktioniert alles sehr gut.

E&M: Gibt es noch weitere Funktionen, die demnächst verfügbar sein werden?

Konzelmann: Mit dem Wegfall der Drei-Hersteller-Regel hat jeder Hersteller die Möglichkeit, neue Funktionen auf das Gateway zu bringen, wann immer er so weit ist. Man kann jetzt also einen Wettbewerbsvorteil realisieren. Daher will ich hier nicht zu viel verraten. **E&M**

Nicht nur zeitvariabel

Spätestens ab dem 1. Januar 2025 müssen Stromversorger einen **dynamischen Tarif** in ihrem Angebot haben. Das betrifft auch den Smart Meter Rollout. VON FRITZ WILHELM



Die Zahl der Stadtwerke, die aktuell einen entsprechenden Tarif anbieten, ist sehr überschaubar. Einige bewerben ihn auf ihrer Internetseite, einige sprechen darüber, einige lieber nicht. Man kann spekulieren, ob es daran liegt, dass sie noch keine Nachfrage nach dem Produkt registrieren oder einfach noch kein massentaugliches Produkt haben.

Es sei auch nicht zu beobachten, dass sich die Versorger nun unmittelbar nach der Verabschiedung des Gesetzes zum Neustart der Digitalisierung in die Vorbereitungen stürzen, sagt Anna Kohlmann. „Die Unternehmen haben ein sehr turbulentes Jahr 2022 hinter sich und immer noch erhebliche Herausforderungen zu meistern“, so die Leiterin des Kompetenzteams Digitale Lösungen bei der Beratungsgesellschaft BET in Aachen. Die Auswirkungen der Gaskrise, die Umsetzung der Energiepreisschranken, die Masse der Kundenanfragen zur Preisentwicklung, der Run auf die Photovoltaik und der Beratungsbedarf beim Thema Wärme seien nach wie vor Themen, die als drängen empfunden werden und einen

Großteil der personellen Ressourcen binden.

Trotzdem, mahnt Kohlmann, dürfe man die Einführung eines dynamischen Tarifs nicht aus den Augen verlieren. Nach ihrer Einschätzung sind die knapp eineinhalb Jahre bis zum Stichtag kein üppiges Zeitpolster. Die Zusammenführung von 15-minütlichen oder stündlichen Verbrauchs- und Börsenpreissdaten und nicht zuletzt die monatliche Abrechnung der Tarife lasse sich bisher nicht mit Standardabrechnungssystemen bewerkstelligen. Die dafür erforderliche Kompatibilität der unterschiedlichen Komponenten sei längst noch nicht gegeben. Gerade für die Startphase mit nur wenigen Kunden könnten externe Plattformen und Dienstleister für die Visualisierung und Abrechnung von dynamischen Tarifen eine wichtige Rolle spielen.

Viele Fragen zur Einführung dynamischer Tarife

Und wer sich Gedanken über die Einführung dynamischer Tarife macht, kommt sehr schnell auf eine Fülle von Fragen, welche die Dimension des Projekts deutlich machen und zeigen, wie

Dynamischer Tarif für alle

Die rechtliche Grundlage ist das Gesetz zum Neustart der Digitalisierung der Energiewende, das am 27. Mai 2023 verabschiedet wurde und den § 41a des Energiewirtschaftsgesetzes geändert hat. Demnach müssen ab dem 1. Januar 2025 nicht nur wie bisher die Großen der Branche mit mehr als 100.000 Endkunden, sondern alle Stromlieferanten einen dynamischen Tarif anbieten. Dessen Preis muss sich nach den Spotpreisen an der Börse richten. Alle Letztverbraucher, die über ein intelligentes Messsystem im Sinne des Messstellenbetriebsgesetzes verfügen, müssen in diesen Genuss kommen.

dieses sich über mehrere Marktrollen erstreckt.

Ganz zentral ist dabei die Frage nach dem Rollout der intelligenten Messsysteme. Soll man erst dann dynamische Tarife einführen und bewerben, wenn schon großflächig intelligente Messsysteme ausgerollt sind? Oder soll man sehr frühzeitig versuchen, Interesse für dynamische Tarife zu wecken und Erfahrung mit dem Produkt zu sammeln, auch wenn es möglicherweise für die grundzuständigen Messstellenbetreiber große Herausforderungen bei der Rollout-Planung mit sich bringt? Wie kann man mit den grundzuständigen oder wettbewerblichen Messstellenbetreibern gemeinsam dynamische Tarife und einen effizienten Smart Meter Rollout vorantreiben?

Keine Frage ist mehr, dass mit der Zeit die Zahl der Pflichteinbaufälle mit der steigenden Menge an Wärmepumpen, Wallboxen und PV-Anlagen in den Haushalten zunehmen wird. Dann haben die Kunden auch nennenswerte Lasten, die verschoben und optimiert werden können, und nicht nur die Waschmaschine und den Trockner. Und sie haben Lasten, die nach dem

Energiewirtschaftsgesetz ohnehin steuerbar sein müssen.

Aus Sicht von Anna Kohlmann bestimmt das Potenzial der Lastverschiebung ganz entscheidend die Attraktivität eines dynamischen Tarifs. Eine wirkliche Erfolgsgeschichte werde erst bei einer automatisierten Lastverschiebung daraus. „Man kann nicht vom Kunden verlangen, dass er sein Fahrzeug im stündlichen Wechsel der Preise manuell an die Wallbox hängt und wieder abstöpselt“, gibt sie zu bedenken. Deshalb sei auch das intelligente Messsystem mit seiner CLS-Steuerfunktion so wichtig. Schließlich sei das Ziel eines solchen Tarifs, das Verbraucherverhalten im Hinblick auf die Netzstabilität zu flexibilisieren und auch finanziell davon zu profitieren. „Wenn dynamische Tarife die Gleichzeitigkeit des Verbrauchs maßgeblich verändern und dadurch neue Engpasssituationen

Die Zahl der Pflichteinbaufälle wird steigen

herbeiführen, ist am Ende nichts gewonnen“, so Kohlmann. Die Optimierung des Energiesystems, bei dem marktbasierete Preissignale, aktuelle Verbrauchsdaten, variable Netzentgelte für Anlagen nach § 14a EnWG sowie Informationen über die aktuelle technische Verfügbarkeit von Flexibilitätsoptionen zusammenwirken, müsse das Ziel sein. Lösungen, die ausschließlich die Abrechenbarkeit dynamischer Tarife auch ohne Verwendung eines intelligenten Messsystems im Fokus haben, können nach Kohlmanns Ansicht zwar den Einstieg ermöglichen. „Wenn am Ende der Nutzen ausschließlich durch eine manuelle Lastverschiebung entsteht, wird das für den Kunden wenig attraktiv sein. Durch eine Erweiterung um ein Energiemanagementsystem zur Optimierung seiner Last und seines Verbrauchs profitiert der Prosumer weitaus mehr von dynamischen Tarifen“, so die Beraterin. Deshalb führe letztendlich kein Weg am Einsatz der intelligenten Messsysteme mit CLS-Komponenten vorbei.



Schützen Sie Ihre kritischen Infrastrukturen – Secure by Design –

genua.

Zugelassene und zertifizierte IT-Sicherheit für Ihre digitale Souveränität:

- Hochsichere Firewalls
- Intelligente Angriffserkennung
- Sichere Fernwartung
- Robuste Datendioden

genua.de/kritis

Teil der Bundesdruckerei-Gruppe

bdr.

Die Stadtwerke Villingen-Schwenningen werden einen „richtigen“ dynamischen Tarif anbieten, versichert Gregor Gülpen – einen Tarif, wie ihn sich Bundeswirtschaftsminister Robert Habeck immer vorgestellt hat beim Versuch, den Bürgerinnen und Bürgern die Digitalisierung der Energiewende schmackhaft zu machen. Die Vorbereitungen dafür sind dem Geschäftsführer des südbadischen Versorgers zufolge im Gang. Die Umsetzung hängt aber auch in der 88.000-Einwohner-Stadt am östlichen Rand des Schwarzwalds wie überall eng mit dem Smart Meter Rollout zusammen. Daher werde das Thema eher ein „Langläufer“ sein, wie es Gülpen formuliert. Deshalb haben die Verantwortlichen in Villingen-Schwenningen überlegt, ob sie ihren Stromkunden nicht auf der Kurzstrecke eine dynamische Lösung anbieten können. Herausgekommen ist dabei ein Tarif, der das arithmetische Mittel des börslichen Spotpreises eines Monats als Preis für den Folgemonat heranzieht.

Die Befürchtung, dass den Kunden die Granularität zu gering ist und sie deshalb zu Anbietern wie Tibber abwandern könnten, hat der Stadtwerkechef nicht und sieht sich von der aktuellen Entwicklung bestätigt. „Bei unseren Kunden hat das Produkt eine sehr gute Resonanz gefunden“, sagt Gülpen und spricht von einer „Erfolgsgeschichte“. In der Vertrauensbasis, auf die sich die Stadtwerke vor Ort stützen können, und in der Einfachheit des Produkts sieht er die Stärken. Dass sich Kunden ständig, stündlich oder täglich mit dem Börsenpreis beschäftigen wollen, glaubt er dagegen nicht. Dennoch hält er auch die Erfolgchancen von Produkten ohne automatisierte Lastverlagerung für hoch.

Knapp 2.000 Kunden haben sich für den monatsdynamischen Tarif entschieden – 30 Prozent davon seien Neukunden. Diese hätten nun die Möglichkeit, zumindest in begrenztem Umfang an Preisschwankungen zu partizipieren, ohne von intelligenten Messsystemen abhängig zu sein, beziehungsweise auf deren Rollout warten zu müssen – ob sie nun unter den Pflichteinbau fallen oder nicht.

50 Haushalte testen einen dynamischen Tarif

„Stand heute gehen wir bis 2030 von 5.000 Pflichteinbaufällen pro Jahr aus“, so Gülpen. Diese Zahl werde sich wahrscheinlich mit zunehmender Elektrifizierung des Verkehrs und des Wärmesektors noch etwas erhöhen. Das mache die Rollout-Planung zu einer schwierigen Aufgabe, die aber wie so viele andere schwierige Aufgaben von den Energieversorgern und Netzbetreibern gelöst werde.

Ob sich viele Kunden der Stadtwerke Wuppertal mit stündlich wechselnden Preisen, deren Ursachen und der Anpassung des eigenen Verbrauchs beschäftigen werden, wird sich noch zeigen. Bastian Dette und seine Kollegen schaffen jedenfalls gerade die Voraussetzungen dafür. In einem Pilotprojekt, das auf 50 Haushalte angelegt ist, testen sie einen dynamischen Tarif mit zahlreichen Spezifikationen. Über ein Dashboard können die Kunden in die Vergangenheit blicken und feststellen, in welcher Stunde bei welchem Verbrauch der Vertragspreis wie hoch war. Neben aktuellen und prognostizierten Wetterdaten, die einen Rückschluss auf

die Einspeisung der Erneuerbaren zulassen, gibt das Armaturenbrett auch den Blick auf die Preisprognosen für die jeweils kommenden fünf Tage frei. Zusätzlich listet eine „Energiepreis-Uhr“ die Brutto-Vertragspreise der nächsten zwölf Stunden auf. Eine Farbskala soll dabei die Orientierung erleichtern, welche Zeiträume sich für die häuslichen Verbrauchsspitzen anbieten.

Integration einer möglichen Netzampel ein nächster Schritt

Insgesamt 15 der aktuell 45 registrierten Teilnehmer sind bislang voll ausgestattet und verfügen über ein intelligentes Messsystem. Die Geräte sind obligatorisch. „Weil wir viertelstündliche Verbrauchswerte für das Matching benötigen. Deshalb ist bei allen der Tarifierungsfall 7 aktiviert“, erklärt Dette. Einfach ein Standardlastprofil zu hinterlegen, sei kein Thema gewesen. „Wir wollen es gleich richtig machen und einen ‚ehrlichen‘ Tarif anbieten“, so der Projektleiter.

Die Kunden müssen allerdings den Aufwand und Nutzen einer Lastverschiebung noch selbst abwägen und dann gegebenenfalls den An- oder Aus-Knopf betätigen. „Wir gehen jedoch jetzt die Frage an, wie man hier automatisieren kann“, kündigt Dette

an. Kleinvieh mache zwar auch Mist, sagt er. Aber natürlich sei das Flexibilitätspotenzial bei Ladestationen und Wärmepumpen perspektivisch am größten. Diese Anlagen, die ohnehin nach gesetzlicher Vorschrift steuerbar sein müssen, haben auch die für eine Automatisierung notwendigen Schnittstellen, die bei Haushaltsgeräten längst noch nicht üblich sind.

Als nächster Schritt soll die Netzseite integriert werden. „Unabhängig von erwartbaren Änderungen in der Regulatorik testen wir die Integration einer möglichen ‚Netzampel‘, sodass auch die systemische Seite berücksichtigt werden kann“, erläutert Dette. Am Ende könne man dann auch die Netzdienlichkeit in den dynamischen Tarif einfließen lassen. Für diese gar nicht mehr allzu ferne Zukunft skizziert er folgende mögliche Szenarien: entweder zeitvariabel entsprechend den Börsenpreisen, lastvariabel auf Grundlage von Netzzuständen oder die Drosselung der steuerbaren Verbrauchseinrichtungen, wie es § 14a EnWG und die dazugehörigen Festlegungsentwürfe der Bundesnetzagentur vorsehen.

Mit dem bisherigen Verlauf der Pilotphase sind die Verantwortlichen in Wuppertal laut Dette sehr zufrieden. Von den Teilnehmern vermutet er das selbe, nicht zuletzt, weil sie auch von einer „Fair-Preis-Linie“ profitieren. Diese begrenzt den Vertragspreis auch bei einer Preisexplosion an der Börse auf 0,50 Euro/kWh. Zum Cap nach oben gibt es allerdings auch einen Floor nach unten. Hier verläuft die Linie bei 0,15 Euro/kWh. Die Werte könnten sich durchaus von Jahr zu Jahr etwas verschieben, räumt Dette ein. Allerdings sei immer das Bestreben des Stadtwerks, seiner besonderen Verantwortung gegenüber den Kunden als lokaler Versorger nachzukommen und exorbitante Preissprünge zu einem gewissen Grad abzufedern. In den kommenden Wochen wollen die Stadtwerke das Pilotprojekt auswerten und dann, gegebenenfalls noch mit Anpassungen, den Tarif 2024 für alle Kunden öffnen.

E&M

Die Krux mit dem Rollout

Grundsätzlich fällt dem jeweiligen Verteilnetzbetreiber die Rolle des grundzuständigen Messstellenbetreibers in seinem Netzgebiet zu. Damit ist er für den Rollout der intelligenten Messsysteme verantwortlich. Das bedeutet, dass er es ist, der auch die künftigen Anwendungen, den Zuwachs an Pflichteinbaufällen und ab 2025 gesetzlich verpflichtend „freiwillige Einbaufälle“ auf Kundenwunsch – auch wenn die Mindestverbrauchsschwelle für den Pflicht-Rollout nicht erreicht ist – in seinem Rollout-Plan berücksichtigen muss. Die Netzgesellschaft Düsseldorf (NGD) plant den Rollout intelligenter Messsysteme anteilig – einerseits für den Pflicht-Rollout, andererseits für eigentlich nicht planbare kundeninitiierte Fälle. „Dabei nutzt die NGD die Phase des agilen Rollouts bis 2025, um die Prozesse bei Kundengruppen mit einem Verbrauch zwischen 6.000 und 100.000 kWh pro Jahr zu erproben“, so eine Sprecherin zu **E&M**. Auf der Grundlage

bisheriger Erfahrungen könne man den Bedarf für solche kundeninitiierten Einbaufälle an sich prognostizieren. Regulatorische beziehungsweise gesetzliche Änderungen könnten aber zu einer erhöhten Nachfrage führen. Man gehe davon aus, dass künftig „ein fester Bestandteil des Rollouts von intelligenten Messsystemen“ auch auf die Nutzung von dynamischen Tarifen durch die Anschlussnutzer zurückzuführen sein werde. „Über unseren Pflicht-Rollout hinausgehend montieren wir stets auch intelligente Messsysteme auf Wunsch von Kunden und Stromvertriebern“, berichtet Eric Kallmeyer, Geschäftsbereichsleiter Metering bei Stromnetz Hamburg und betont das Ziel, einen „bedarfsgerechten Einsatz der neuen Zählertechnologie“ sicherzustellen. Um die Planung zu erleichtern, wird in immer mehr Kommunen über einen Voll-Rollout diskutiert. „Aus Sicht der NGD als grundzuständigem Messstellenbetreiber ist die Entwicklung zur einfachen,

drahtlosen Anbindung aller Zähler in einem Anschlussobjekt eine technische Mindestvoraussetzung des Full-Rollout-Szenarios“, heißt es vonseiten der Düsseldorfer Netzgesellschaft. Diese Anbindung sei momentan aber technologisch noch nicht umsetzbar. „Aus unserer Sicht ist ein Voll-Rollout wirtschaftlich nicht sinnvoll“, sagt Eric Kallmeyer. Ursächlich hierfür seien die aktuellen Vorgaben des Messstellenbetriebsgesetzes zu verpflichtend umzusetzenden „Standard- und Zusatzleistungen“ und die damit verbundenen Preisobergrenzen. Auch die Sprecherin der NGD gab zu bedenken, dass der Rollout im Rahmen der Preisobergrenzen umsetzbar sein muss. Sofern die grundzuständigen Messstellenbetreiber aber in der Lage seien, mit den Preisobergrenzen und effizienten Prozessen den Voll-Rollout zu refinanzieren, sei dieser sicherlich auch im Interesse aller Anschlussnutzer. Daher werde die NGD künftig auch ein Voll-Rollout-Szenario prüfen.

GELINGT IHNEN DER START IN DIE STRUKTURIERTE BESCHAFFUNG?

WIR HABEN DIE LÖSUNG FÜR SIE.

Portfoliomanagement für Energievertriebe

Wir liefern Ihnen die erforderliche Softwareinfrastruktur, Reporting, relevante Einflussfaktoren und organisieren für Sie den zuverlässigen Systembetrieb.



NEUGIERIG?

INFORMIEREN SIE SICH JETZT

ÜBER DEN QR-CODE.



Soptim

www.soptim.de/pfm

„Wir haben hier eine Hase-und-Igel-Situation“

Hausheld hat sich den Voll-Rollout intelligenter Messsysteme auf die Fahnen geschrieben. Das Unternehmen setzt dabei auf eine Funklösung, wie Vertriebschef **Timo Dreyer** erläutert. **VON FRITZ WILHELM**

E&M: Herr Dreyer, Hausheld hat schon vor einigen Jahren den Voll-Rollout intelligenter Messsysteme propagiert und ihn auch mit einigen Stadtwerken gestartet. Wie beurteilen Sie diese Entscheidung aus heutiger Sicht?

Dreyer: Die Entscheidung war absolut richtig. Aktuell fallen etwa 12 Prozent der Messstellen in Deutschland unter den Pflicht-Rollout. Aber wenn wir

fen. Die Rücknahme der Markterklärung hatte den Rollout ausgebremst. Aufgrund der nun klaren gesetzlichen Lage durch das Messstellenbetriebsgesetz sind unsere Kunden wieder auf ‚volle Fahrt voraus‘ eingestellt.

E&M: Spüren Sie generell nach dem Gesetz zum Neustart der Digitalisierung der Energiewende ein wachsendes Interesse für einen Voll-Rollout?

stemmbare Aufgabe. Da müssen die Monteure im Netzgebiet im Zickzack hin und her fahren und mehr Zeit auf der Straße als bei der Arbeit verbringen.

E&M: Wenn überhaupt Montagekapazitäten vorhanden sind.

Dreyer: Genau. Dies erkennen immer mehr Stadtwerke. Somit steigt die Nachfrage nach strategischen und lang-

tern je nach Bedarf personelle Kapazitäten zur Verfügung stellen. Manchmal können und wollen die Stadtwerke auch auf eigenes Personal zurückgreifen. Im Grunde sind wir vergleichbar mit einem Generalunternehmer im Bausektor. Wir kümmern uns um alles, wenn unsere Partner das wünschen. Deshalb sprechen wir auch von Metering-as-a-Service. Wir sorgen dafür, dass die Messstellenbetreiber überhaupt erst einmal Werte ermitteln können und diese dann auch in die ERP-Systeme der Stadtwerke gelangen. Dafür muss man verschiedene Rollen einnehmen: von der Projektierung und Finanzierung des Rollouts der intelligenten Messsysteme über die Beratung bezüglich der regulatorischen Rahmenbedingungen und die Beschaffung der Hardware bis hin zur Montage und der Smart-Meter-Gateway-Administration.

Jeder Zähler ein Signalrouter

E&M: Als Gateway-Administrator sind Sie aber in der Öffentlichkeit nicht besonders präsent.

Dreyer: Gateway-Administration ist für uns kein eigenständiges Geschäft. Unser Geschäft ist Metering as a Service – mit der Gateway-Administration als einem Teil des Gesamtpakets. Genau genommen ist der 1:n-Ansatz unser Geschäftsmodell – und das nicht erst, seit Bundeswirtschaftsminister Habeck darauf hingewiesen hat, dass der Rollout effizienter ist, wenn man mehrere Zähler an ein Gateway anbindet. So kommen wir preiswerter und schneller zum Voll-Rollout, als wenn wir immer nur einen Zähler jeweils mit dem Gateway verbinden.

E&M: Wie setzen Sie den Rollout um?

Dreyer: Wir installieren in der Regel in einer Ortsnetzstation vier Smart Meter Gateways und binden über eine Funklösung jeweils 25 moderne Messeinrichtungen an. So können wir bis zu 100 Messstellen auf einmal anbinden. Dabei fungiert jeder Zähler als

Planen und Montieren

Im August 2023 hat die Hausheld AG bekannt gegeben, für Planungs- und Montagedienstleistungen eine eigene Tochtergesellschaft gegründet zu haben. Sie soll Stadtwerke beziehungsweise grundzuständige Messstellenbetreiber beim Rollout von intelligenten Messsystemen mit „besonders effizienten und digital unterstützten Arbeitsabläufen sowie erfahrenen Monteuren und Planern“ unterstützen, wie es in einer Mitteilung des Unternehmens heißt. „Bei uns geht es um Stückzahlen und Prozesse. Wir bringen die neuen Systeme mit allen benötigten digitalen Datenflüssen massentauglich für unsere Kunden in die Gebäude“, erklärte Gründungsgeschäftsführer Norbert Schalm.

Bereits im Mai hatte Hausheld eine eigene Steuerbox vorgestellt. Mit fünf Relais gehe diese standardmäßig über die Vorgaben des Forums Netztechnik/Netzbetrieb beim VDE hinaus, teilte das Unternehmen damals mit. Die Vorstellung des Geräts nahm das Unternehmen auch zum Anlass, seine Garantie zu bekräftigen, die Durchführung des Smart Meter Voll-Rollouts innerhalb der Preisobergrenze zu ermöglichen.

Signalrouter für das folgende Gerät. Auf diese Weise bauen wir ein Mesh-Netzwerk auf, mit dem wir ganze Viertel digitalisieren können. Und wir sprechen hier nicht nur über die Weiterleitung von Messwerten, sondern auch über die Übermittlung von Steuersignalen, also vom 1:n-Steuern.

E&M: Wie ist dann die Steuerbox in das Netzwerk eingebunden?

Dreyer: Die Steuerbox ist Teil des Funknetzwerks. Sie ist über das Mesh-Netzwerk mit dem Smart Meter Gateway verbunden. Deshalb kann sie besonders einfach genau dort installiert werden, wo die jeweilige Kundenanlage ist; das Funknetz findet die Steuerbox trotzdem.

E&M: Haben Sie das funkbasierte Steuern schon im Feld?

Dreyer: Die Geräte sind verfügbar und wir haben erste Pilotprojekte gestartet. Das Interesse an einer breiteren Umsetzung im Feld ist groß. Bei den Kunden geht es im Wesentlichen um die Frage, mit welchen Systemen sie ihre Niederspannungsebene zukünftig verwalten. Wir sind da flexibel. In den Wirkbetrieb sind unsere Kunden mit der Steuerung noch nicht gegangen.

E&M: Woran liegt das?

Dreyer: Die gesetzlichen Vorgaben entstehen gerade, sind aber für Techniker bereits gut abschätzbar. Für unsere Kunden ist es wichtig, die final verabschiedete Vorgabe des Regulierers zu Paragraph 14a EnWG zu kennen, denn schließlich muss diese umgesetzt werden. Wir bereiten die Technik aber natürlich bereits darauf vor. **E&M**

„Wir sprechen hier nicht nur über die Weiterleitung von Messwerten, sondern über das 1:n-Steuern“

uns anschauen, was in den nächsten Jahren an Ladeinfrastruktur im privaten Bereich hinzukommen wird, wie viele Immobilien mit Wärmepumpen ausgestattet sind und wie viele PV-Anlagen noch zugebaut werden, dann sind wir ganz schnell bei einem Vielfachen. Im Jahr 2032 haben wir vielleicht 70 oder 80 Prozent erreicht. Wir sind der Überzeugung, dass die Messstellenbetreiber gar nicht um einen flächendeckenden Ansatz herumkommen, wenn sie den Rollout strategisch und effizient angehen wollen und Transparenz und Intelligenz ins Niederspannungsnetz bringen wollen.

E&M: Sie haben mit einigen Stadtwerken den Voll-Rollout begonnen. Wie kommen Sie voran?

Dreyer: Immer mehr Stadtwerke entscheiden sich für den Voll-Rollout. Aktuell verbauen wir bis zu 5.000 intelligente Messsysteme pro Monat. Für 2024 gehen wir von monatlich bis zu 20.000 Einheiten aus. Alle Projekte lau-



Timo Dreyer verantwortet als Chief Sales Officer den Vertrieb sowie unter anderem die Materiallogistik von Hausheld.

Dreyer: Ein klares Ja. Strategisch denkende Stadtwerke und Netzbetreiber beschäftigen sich immer mehr mit dem Thema. Es ist einfach zu erkennen, dass wir hier eine Hase-und-Igel-Situation haben. Überlegen Sie nur, wenn ein großer überregionaler Stromanbieter für seine Kunden eine größere vierstellige oder gar fünfstelligen Zahl intelligenter Messsysteme ordert, die dann innerhalb weniger Monate verbaut werden müssen – eine schier nicht

fristigen Lösungen. Durch die gesetzlich vorgegebene Aufgabe des Steuerns kommt ein weiterer Bedarf dazu, vom Spartenmetering ganz zu schweigen. Strategie ist also ein Muss, um nicht der ‚Hase‘ zu werden, der sich am Ende totrennt.

E&M: Sie haben ja jetzt mit einer neuen Servicegesellschaft vorgesorgt. Sind das alles eigene Leute?

Dreyer: Ja, das sind unsere eigenen Monteure. So können wir unseren Part-

Wer wechseln muss,
wechselt zu uns.
Und bleibt.

Ihr Gateway
in die
Zukunft **GWA**
GWAdriga

Ende 2024 im Blick

Die **Stadtwerke Wolfenbüttel** sind einer der Messstellenbetreiber, die mit Hausheld zusammen den Voll-Rollout angegangen sind. **VON FRITZ WILHELM**

Erste Überlegungen zum Smart Meter Rollout kamen in Wolfenbüttel im Jahr 2019 auf – damals „noch im Rahmen der Minimalanforderungen“, wie Matthias Tramp berichtet. Da sich das Zertifizierungsverfahren der Smart Meter Gateways so sehr in die Länge zog und zusätzlich noch ein Dienstleister überraschenderweise wegfiel, sei das Projekt jedoch ins Stocken geraten, so der technische Geschäftsführer der Stadtwerke.

Vor zwei Jahren war es dann aber so weit. „Die finale Entscheidung zum umgehenden Voll-Rollout und zur Bindung eines neuen, sehr innovativen Dienstleisters fiel uns in 2021 nicht leicht“, räumt er ein. Sie erweise sich heute „aber mehr denn je als richtig“. Angesichts der steigenden Anforderungen an die zeitscharfe Erfassung von Messwerten und der volatilen politischen Rahmenbedingungen „sehen wir uns schon in einer recht guten Position“ – und angesichts der Herausforderungen im Zusammenhang mit der Einführung variabler Tarife gegenüber anderen auch in einer besseren Position.

Die Stadtwerke Wolfenbüttel haben nach eigenen Angaben 34.400 Zähler in ihrem Netz. In einem zweistufigen Prozess sollen diese komplett umgerüstet werden. „Wir rollen zunächst moderne Messeinrichtungen aus. Parallel wird das Funknetz errichtet. Steht dieses zuverlässig, wird die moderne Messeinrichtung mit dem Gateway verheiratet“, erläutert Tramp. Beide Geräte zusammen ergeben ein intelligentes Messsystem. Dem Geschäftsführer zufolge sind rund 16.000 Zähler mittlerweile ausgetauscht und davon 4.400 schon als Teil eines intelligenten Messsystems im Einsatz. „Unser Ziel ist, Ende 2024 fertig zu sein“, so Tramp.

Doch allein der Wille zum schnellen und umfassenden Rollout garantiert noch nicht den raschen Fortschritt des Ausbaus der Infrastruktur. Für viele Stadtwerke ist die Integration der IT-Systeme eine große Herausforderung. Dies ist im niedersächsischen Wolfenbüttel nicht anders.

Derzeit 4.400 intelligente Messsysteme im Einsatz

Eine manuelle Verarbeitung der Zählerwechsel mit den angebotenen Prozessen sei undenkbar. „Wir sprechen ja in Wolfenbüttel zurzeit schon von bis zu 500 Zählern die Woche“, rechnet der Stadtwerkechef vor und skizziert einige der Baustellen in der IT-Landschaft. Die systemische Anlage eines intelligenten Messsystems sei mit der Neuanlage von Verträgen verbunden – wegen des Messentgelts. Auch die Marktkommunikation müsse umgestellt werden. Es lässt sich erahnen, dass die Ansprüche an die Automatisierung über Modulgrenzen hinweg „enorm“ sind, wie es Tramp formuliert. Zu den IT-seitigen Herausforderungen kommt auch noch, dass die Versorger mit Gasspeicherumlage, Energiepreisbremsen und anderen regulatorischen Anforderungen mehr als genug zu tun haben. Trotzdem habe man sich „parallel mit großem Engagement“ dem intelligenten Messwesen zugewandt.

Hausheld übernimmt in Wolfenbüttel mit eigenem Personal die Installation der Zähler, Gateways und Funkmo-



Quelle: Stadtwerke Wolfenbüttel

Matthias Tramp, technischer Geschäftsführer der Stadtwerke Wolfenbüttel

dule. Die Stadtwerke unterstützen mit ihren Monteuren bei Neusetzungen und Turnuswechseln außerhalb der Ausbauplangebiete.

Über die IT- und Kapazitätsthemen hinaus haben die Sicherheitsanforderungen an die Lieferkette („Silke“) und die Montage („Simon“) den Stadtwerken das Leben schwer gemacht, genauso wie die Extremverweigerer unter den Kunden, von denen es in Wolfenbüttel laut Tramp allerdings nur relativ wenige gibt.

Ein Thema hebt der Stadtwerkechef noch besonders hervor: Die zwingende tagesscharfe Datenübertragung bereite Probleme mit Vermietern und Kunden, die sich bei einem Umzug nicht abmelden oder anmelden. Das intelligente Messsystem liefere zwar die für jede Abgrenzung benötigten Daten. Deren Verwendung sei aber wegen der bei den intelligenten Messsystemen bereits automatisiert erfolgten Marktkommunikation nicht zulässig. „Wechselprozesse von Anschlussnutzern sind also nur in die Zukunft zulässig“, so Tramp. Differenzen müssten zivilrechtlich geklärt werden. „Für uns als kundenorientiertes Stadtwerk ist es schwierig, dies ohne Ärger zu vermitteln“, bedauert der Geschäftsführer. **E&M**

Thüga-Netzwerk nutzt 450-MHz-Netz

Die **Thüga** hat mit 450 Connect einen Funkdienstvertrag abgeschlossen. Das Funknetz wird für Smart-Grid-Anwendungen und zur Krisenkommunikation zur Verfügung stehen. **VON FRITZ WILHELM**

Der Kreis der Nutzer des 450-MHz-Netzes wächst weiter. Wie die Partner nun mitgeteilt haben, hat die Thüga AG Anfang September einen Rahmenvertrag geschlossen, der den Stadtwerken im Thüga-Netzwerk den Zugang zum 450-MHz-Netz ebnet. Sie können die Frequenzen damit sowohl für Smart-Grid- und Smart-Metering-Anwendungen als auch für die Kommunikation in Krisensituationen nutzen.

„Mithilfe der 450-MHz-Kommunikationsinfrastruktur schaffen unsere Partnerunternehmen mehr Transparenz in ihren Mittel- und Niederspannungsnetzen, können aufgrund einer guten Gebäudedurchdringung ein zuverlässiges Messen und Steuern über intelligente Messsysteme erreichen sowie eine ausfallsichere Sprachkommunikation gewährleisten“, wird Matthias Cord, stellvertretender Vorstandsvorsitzender der Thüga, in einer Mitteilung von 450 Connect zitiert. Laut Hans Capko, Leiter Technik im Kompetenzzentrum Netze der Thüga, begleitet das Unternehmen bereits seit 2016 in einem Pilotprojekt die Umsetzung dieser Mobilfunktechnologie in der Energiewirtschaft.

Ende März hat 450 Connect den Testbetrieb des 450-MHz-Netzes auf LTE-Basis mit Kunden aus dem Gesellschafterkreis des Unternehmens begonnen – zunächst in ausgewählten Regionen in Nordrhein-Westfalen, Rheinland-Pfalz, Baden-Württemberg und im Saarland. Der deutschlandweit flächendeckende Ausbau des Funknetzes soll schrittweise bis 2025 erfolgen. Der Testbetrieb mit den ersten Unternehmen aus den Thüga-Partnern werde „in Kürze“ starten, heißt es in der aktuellen Mitteilung.

Bis 2025 flächendeckender Ausbau

450 Connect hatte im Juli 2021 von der Bundesnetzagentur die bundesweite Zuteilung für die 450-MHz-Frequenzen bis zum Jahr 2040 erhalten. Es ist ein von der Energie- und Wasserwirtschaft getragenes Joint Venture, an dem vier Gesellschafter mit jeweils 25 Prozent beteiligt sind. Zum einen ist dies der Telekommunikations- und Stromnetzbetreiber Alliander, zum anderen ein Konsortium der sogenannten Ankerkunden – Regionalversorger, zu denen beispielsweise EWE Netz, die Wemag und die Entega gehören. Mit diesen Ankerkunden hatte 450 Connect bereits 2016, damals noch als 100-prozentige Tochtergesellschaft von Alliander, begonnen, regionale

450-MHz-Netze aufzubauen und zu betreiben. Zum Gesellschafterkreis gehört darüber hinaus die Versorger-Allianz 450. Sie ist aus einem eingetragenen Verein hervorgegangen, der die Interessen vorwiegend von kommunalen Energie- und Wasserversorgern gebündelt und sich nachdrücklich für die Vergabe der 450-MHz-Lizenz an die Energiewirtschaft eingesetzt hat. Auch die Versorger-Allianz ist mittlerweile mit einem Funkdienstvertrag ausgestattet.

Im Mai haben deren Vertreter ihre Unterschrift unter die Vereinbarung gesetzt. Praktische Erfahrung sammelt sie allerdings bereits seit der Aufnahme des Testbetriebs im März im Ausbaubereich Mittelrhein mit dem Projekt „PlusMoSmart“.

Notstromversorgung aller Netzelemente gut zu bewerkstelligen

Als vierter Gesellschafter ist Eon an der 450 Connect beteiligt. Der Konzern hat bereits im Dezember 2022 einen Funkdienstvertrag mit 450 Connect abgeschlossen und kündigte damals an, bis 2040 rund eine halbe Milliarde Euro in Funkdienstleistungen auf Basis des 450-MHz-Netzes zu investieren. Insgesamt betreibt Eon nach eigenen Angaben rund 180.000 Ortsnetzstationen. Bis 2026 sollen 28.000 von ihnen an das 450-MHz-Netz angebunden werden.

Für einen flächendeckenden Ausbau des Netzes veranschlagt 450 Connect rund 1.600 Funkstandorte. Angesichts dieser relativ geringen Zahl sei die Notstromversorgung aller Netzelemente gut zu bewerkstelligen, erläuterte Frederik Giesing, Geschäftsführer des Funknetzbetreibers, im Gespräch mit **E&M** im Dezember 2022.

Für 72 Stunden soll diese gewährleistet sein, sodass die Energieversorger und Netzbetreiber auch in Krisensituationen eine stabile Kommunikationsinfrastruktur zur Verfügung haben. Darüber hinaus lassen sich über diese relativ langwellige Frequenz auch Geräte wie Smart Meter Gateways anbinden, die in Kellerräumen verbaut sind und mit kurzweiliger Mobilfunktechnik nicht erreicht werden können.

Das LTE-450-Funknetz wird über den Gesellschafterkreis hinaus allen Betreibern kritischer Infrastrukturen zur Verfügung stehen, versichert der Betreiber. „Jeder bekommt die gleichen Bedingungen und den gleichen Funkdienstvertrag“, hatte 450-Connect-Geschäftsführer Giesing im Gespräch mit **E&M** betont. **E&M**

SMART METER GATEWAY 2.0

Ihre Plattform für den Rollout. Leistungsstark. Zukunftssicher.

metering days 2023 **Jetzt Termin vereinbaren!**

Getrieben durch die Erfahrungen der letzten 15 Jahre und eine bereits im Juli 2023 stattgefundene Infoveranstaltung der DEHSt hat sich Emissionshändler.com die Thematik im Detail angeschaut und ist zu dem Ergebnis gekommen, dass es in vielen Unternehmen allerhöchste Zeit ist, Entscheidungen zur Wirtschaftlichkeit und Compliance in dieser Angelegenheit zu treffen. Dabei ist die Entscheidung, ob ein Überwachungsplan in vereinfachter oder regulärer Version erstellt werden soll, noch eher das kleinere Problem. Viel relevanter scheint zu werden, dass der überwiegende Teil der Unternehmen wahrscheinlich unterschätzt, was da an technischer Komplexität in elektronischer Hinsicht auf sie zukommt. Des Weiteren wird vielen neuen Unternehmen im nationalen Emissionshandelssystem (nEHS) noch nicht klar sein, mit welcher systematischen Art und Weise eine Behörde im Umweltrecht gegen säumige Unternehmen vorgehen kann, wenn der Überwachungsplan und der Emissionsbericht formal nicht vollständig, transparent, konsistent und rechtzeitig bei dieser vorliegt.

Gemäß der Veröffentlichung am 31.07.2023 im Bundesanzeiger hat das Umweltbundesamt die Verpflichtung zur Abgabe des Überwachungsplans nach § 3 Absatz 2 Satz 2 der EBeV 2030 zum 31.10.2023 festgelegt. Auch wenn bereits die Vorgängerversion der EBeV 2030, die EBeV 2022, und auch alle Fassungen des BEHG das Thema Überwachungsplan beinhalteten, erscheint diese Veröffentlichung zum letztmöglichen Zeitpunkt, um die gesetzliche Dreimonatsfrist zu wahren.

Unternehmen, die bisher noch keine Gedanken an den Überwachungsplan und damit verbundene interne Prozessdokumentationen verloren haben, setzt das unter größeren Zeitdruck. Ein erklärender Leitfaden ist bis zum heutigen Tag ebenfalls noch nicht veröffentlicht. Es bestätigt sich leider erneut der Eindruck, dass die technischen, personellen und organisatorischen Ausstattungen der DEHSt von der Politik nicht an den deutlich gestiegenen Umfang der gesetzlichen Anforderungen angepasst wurden – sehr zum Leidwesen der Mitarbeiter der DEHSt sowie natürlich der betroffenen Unternehmen.

Wer muss einen Überwachungsplan abgeben?

Nunmehr sind also nicht nur die seit 2021 zur Teilnahme am nEHS verpflichteten Inverkehrbringer von Gas und Mineralölen zur Abgabe eines Überwachungsplans aufgerufen, sondern auch die ab 01.01.2023 verpflichteten Inverkehrbringer von Koks und Kohle, 100 Prozent biogener Brennstoffe und weiterer spezieller Stoffe wie zum Beispiel Schmieröle. Auch die erst ab 2024 inkludierten Abfallverbrennungsanlagen sind sozusagen schon „vorab“ bereits in 2023 zur Abgabe eines Überwachungsplans verpflichtet. Ab 01.01.2024 müssen sie ihre Emissionen anhand eines von der DEHSt genehmigten Überwachungsplans berichten. Um diesen bis Ende 2023 genehmigt zu bekommen, muss er bis Ende Oktober eingereicht worden sein.

Wen trifft die kurze Frist am härtesten?

Um das zu beurteilen, muss nach zwei Faktoren unterschieden werden: Wie erfahren sind die Unternehmen im nEHS? Und ist ein Unternehmen zur Abgabe eines vereinfachten oder regulären Überwachungsplans verpflichtet?

Beginnen wir mit der Beurteilung der ersten Frage: Inverkehrbringer von Gas und Mineralölen sind bereits seit 2021 geübte Teilnehmer im nEHS. Diese Unternehmen mussten bereits zweimal Emissionsberichte anfertigen und an die DEHSt übermitteln. Sie greifen daher auf die Er-



Überwachungspläne im nEHS sind bis 31.10.23 einzureichen Elektronische Zugänge können hohe Hürden darstellen

Am 31. Juli 2023 wurde durch das Umweltbundesamt bekannt gegeben, wie und wann vom Brennstoffemissionshandelsgesetz (BEHG) betroffene Unternehmen einen Überwachungsplan (ÜP) abzugeben haben. Dieser ÜP kann in einer vereinfachten oder regulären Version erstellt werden und muss dann bis zum 31. Oktober 2023 bei der Deutschen Emissionshandelsstelle (DEHSt) zur Prüfung eingereicht werden. Hierbei wird von vielen Verantwortlichen unterschätzt, welche technischen und elektronischen Hürden auf sie zukommen, die eine erfolgreiche und termingerechte Abgabe verhindern. **VON MICHAEL KROEHNERT**

fahrung aus zwei Berichtsjahren und die dafür geschaffenen internen Prozesse zurück.



Abbildung: Voraussetzungen für einen vereinfachten Überwachungsplan

Außerdem sind sich diese Unternehmen ihrer Verpflichtung bewusst und sollten daher vom Termin zur Abgabe des Überwachungsplans 31.10.2023 weniger überrascht werden.

Ganz anders geht es Unternehmen, die erst seit dem 01.01.2023 zur Teilnahme am nEHS verpflichtet sind. Während seit 2021 verpflichtete Unternehmen ihre ersten Berichtstätigkeiten spätestens zum 31.07.2022 erledigt haben mussten, starten die ab dem Jahr 2023 verpflichteten

Unternehmen nun nicht mit der Erstellung ihres ersten Emissionsberichts, sondern bereits jetzt mit der Erarbeitung und Abgabe des Überwachungsplans ohne jegliche Erfahrung im Umgang mit der sehr formalen Institution DEHSt. Unangenehme Überraschungen in Form von Mahnschreiben und Ordnungswidrigkeiten bis zur Sanktion sind da bei nicht exakter Umsetzung fast schon sicher zu erwarten.

Inverkehrbringer von Kohlen, 100 Prozent biogenen Brennstoffen und Schmierstoffen etc., die bisher geglaubt haben, dass der Abgabetermin des Emissionsberichts für das Berichtsjahr 2023 am 31.07.2024 die erste wichtige Deadline sei, werden nun eines Besseren belehrt. Terminlich noch härter trifft es hier die Betreiber von Müllverbrennungsanlagen, die sicherlich gehofft haben, für ihre Tätigkeiten zur Erfüllung der Pflichten gemäß BEHG bis zum Sommer 2025 Aufschub zu haben, beziehungsweise die geglaubt haben, erst einmal einige Erfahrungen im Umgang mit der DEHSt sammeln zu können.

Zur rechtssicheren Abgabe eines Überwachungsplans müssen alle neu betroffenen Unternehmen bereits zeitnah ein Registerkonto sowie daraus folgend einen DEHSt-Plattformzugang beantragen und ferner mit der internen Prozessdokumentation beginnen, die Grundlage für den Überwachungsplan ist. Das alles bis zum 31.10.2023 rechtssicher abzuschließen, ist sehr ambitioniert und gerade für die neu

betroffenen Unternehmen ohne externes Know-how nahezu unmöglich.

Wer hat die Möglichkeit, einen vereinfachten Überwachungsplan abzugeben?

Die beiden Bedingungen, die vorliegen müssen, damit ein Unternehmen zur Einreichung eines vereinfachten Überwachungsplans berechtigt ist, sind in der EBeV 2030 geregelt.

„Bei der Überlegung, externe Unterstützung in Anspruch zu nehmen, ist zu bedenken, dass schon die nicht rechtzeitige Abgabe eines vereinfachten Überwachungsplans eine Ordnungswidrigkeit in Höhe von 50.000 Euro zur Folge haben kann“

Michael Kroehnert, Emissionshändler.com

Zum einen müssen sich die zu berichtenden Brennstoffmengen ausschließlich aus den Energiesteueranmeldungen (§ 6 Absatz 1 EBeV 2030) und zum anderen besteht die Pflicht, bei der rechnerischen Ermittlung der Brennstoffemissionen standardisierte Berechnungsfaktoren zu verwenden, sofern die EBeV 2030 in Anlage 2 Teil 4 für einen Brenn-

stoff Standardwerte ausweist (§ 7 Absatz 1 EBeV 2030). Für den Brennstoff Kohle macht die EBeV 2023 jedoch an dieser Stelle eine Ausnahme. Sofern für Kohlen ein analytisch bestimmter Heizwert nach DIN-Normen vorliegt, gilt dieser ebenfalls als Standardwert und ist anstelle der Standardwerte in Anlage 2 Teil 4 EBeV 2030 zu verwenden (§ 7 Absatz 2 EBeV 2030).

Die Voraussetzungen für einen vereinfachten Überwachungsplan sind am ehesten bei Inverkehrbringern von Gas und Mineralölen erfüllt. Dass genau die Unternehmen, die bereits 2021 und 2022 am nEHS teilnehmen mussten, in großer Zahl einen vereinfachten Überwachungsplan erstellen können, überrascht nicht, hat der Gesetzgeber doch gerade aus Gründen der erhöhten Komplexität des Berichtswesens bei anderen Inverkehrbringern von einer sofortigen Teilnahme im nEHS in 2021 abgesehen. Eine Überforderung dieser Unternehmen, bedingt durch eine zu kurze Vorbereitungszeit als auch eine Überlastung der DEHSt, sollte auf diesem Wege ausgeschlossen werden. Unternehmen, die einen vereinfachten Überwachungsplan erstellen können, sollten sich darüber im Klaren sein, dass sie trotz der Tatsache, dass auch vereinfachte Überwachungspläne genehmigungsbedürftig sind, nicht zwingend eine schriftliche Genehmigung der DEHSt zu erwarten haben. Denn nicht nur die Unternehmen haben mit einem vereinfachten Überwachungsplan weniger Arbeit, auch die DEHSt macht es sich hier einfach. Die DEHSt kann an dieser Stelle gem. § 6 Absatz 3 BEHG vom behördlichen Instrument der Genehmigungsfiktion Gebrauch machen. Vereinfachte Überwachungspläne gelten zwei Monate nach Einreichung auch ohne ausdrückliche behördliche Genehmigung als genehmigt. Dies gilt aber nur, sofern in diesem Zeitraum seitens der DEHSt keine Aufforderung zur Beseitigung von Mängeln oder Nachreichung von Erläuterungen erfolgt ist.

Kein vereinfachter Überwachungsplan für Verwender steuerfreier Kohle und Abfallverbrennungsanlagen

Verwender von steuerfreier Kohle und Abfallverbrennungsanlagen sind in keinem Falle zur Abgabe eines vereinfachten Überwachungsplans berechtigt. Das liegt zum einen darin begründet, dass diese Unternehmen keine Energiesteueranmeldungen anfertigen müssen und somit daraus natürlich nicht ihre Brennstoffmengen gemäß § 6 Absatz 1 EBeV 2030 ableiten können. Damit ist die Einreichung eines vereinfachten Überwachungsplans ausgeschlossen.

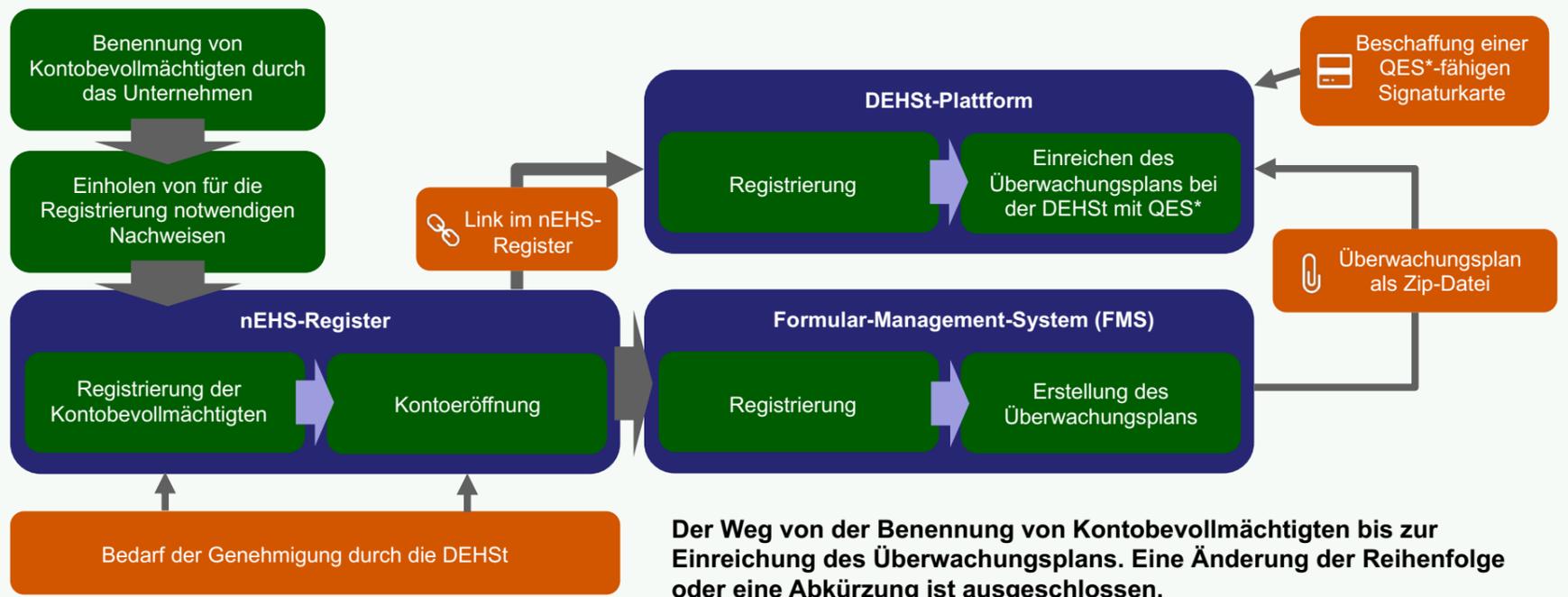
Verwendern von steuerfreier Kohle hilft an dieser Stelle die bereits oben geschilderte Ausnahme, dass nach DIN-Normen analytisch ermittelte Heizwerte als Standardwerte gelten, nicht weiter, da hiermit nur eine der beiden Bedingungen für einen vereinfachten Überwachungsplan erfüllt sind.

Zum anderen gibt es im Fall der Abfallverbrennungsanlagen neben dem steuerlichen Aspekt einen weiteren Grund, der einen vereinfachten Überwachungsplan ausschließt. Die in der EBeV 2030 aufgelisteten Standardwerte für Abfälle sind in Anlage 2 Teil 5 EBeV 2030 aufgeführt. Voraussetzung für einen vereinfachten Überwachungsplan ist jedoch die Anwendung von Standardwerten aus Anlage 2 Teil 4 EBeV 2030.

Die Verifizierung des Emissionsberichts

Gem. § 7 Absatz 3 BEHG und § 15 Absatz 1 EBeV 2030 ist der Emissionsbericht verifizieren zu lassen. Im Rahmen der Verifizierung werden auch die im Überwachungsplan festgehaltenen Überwachungsmethoden geprüft. Auch hier gibt es jedoch wieder Ausnahmen, die dazu

Das nEHS-Register, die DEHSt-Plattform, das FMS und der Überwachungsplan



* QES = Qualifizierte Elektronische Signatur

Grafik © Emissionshändler.com

Der Weg von der Benennung von Kontobevollmächtigten bis zur Einreichung des Überwachungsplans. Eine Änderung der Reihenfolge oder eine Abkürzung ist ausgeschlossen.

führen, dass von einer Verifizierung abgesehen werden kann.

Wie beim vereinfachten Überwachungsplan ist auch die Befreiung von der Verifizierungspflicht an zwei Bedingungen geknüpft (§ 15 Absatz 5 EBeV 2030). Das Unternehmen muss zum einen den Überwachungsplan in vereinfachter Form einreichen dürfen (und dies auch tun) und zum anderen keine Abzüge gem. § 16 EBeV 2030 in Anspruch nehmen dürfen. In § 16 EBeV 2030 werden Fälle aufgeführt, deren Vorliegen zum Abzug von Brennstoffemissionen berechtigen.

Mit der Abzugsmöglichkeit sollen Doppelerfassungen von Brennstoffemissionen vermieden werden. Dass bedeutet auch, dass

- es wichtig ist zu beachten, dass die Berechtigung zur Erstellung eines vereinfachten Überwachungsplans ein Unternehmen nicht automatisch von der Pflicht entbindet, den Emissionsbericht verifizieren zu lassen.

Für all diejenigen Unternehmen, die einer Verifizierungspflicht nicht entgehen können, hat dies zur Folge, dass sich nicht nur zeitnah der Pflichterfüllung in Sachen Überwachungsplan gewidmet werden muss, sondern auch sehr schnell ein geeigneter Verifizierer für den Emissionsbericht für das Berichtsjahr 2023 gefunden werden muss. In der Branche ist seit Jahren die Verfügbarkeit von Verifizierern ein Engpass, der das Problem noch einmal deutlich vergrößert.

Vereinfachter Überwachungsplan und Verifizierungspflicht – welche Wahlmöglichkeiten bieten sich Unternehmen?

Sofern Unternehmen bereit sind, auf bestehende, aber weniger attraktive Geschäftsbeziehungen zukünftig zu verzichten, so bieten sich hier unter Umständen Möglichkeiten, den administrativen Aufwand im Rahmen der Berichtspflichten im nEHS zu verringern. Voraussetzung für so einen Schritt ist natürlich immer eine genaue wirtschaftliche Abwägung. Ein Unternehmen, das Brennstoffe in Verkehr bringt, denen in der EBeV 2030 nur teilweise Standardwerte zugewiesen werden, hat stets die Option, das eigene Brennstoffportfolio so umzugestalten, dass sich in diesem nur noch Brennstoffe mit Standardwerten befinden und somit ein vereinfachter Überwachungsplan erstellt werden kann. Die Verifizierungspflicht kann

hingegen umgangen werden, sollte sich ein Unternehmen, das berechtigt ist, einen vereinfachten Überwachungsplan einzureichen, dazu entschließt, auf den Abzug von Brennstoffemissionen verzichten, zu dem es gemäß § 16 EBeV 2030 Anspruch hat. Alternativ zum Verzicht kann natürlich auch die Geschäftsbeziehung beendet werden, die zu einem der in § 16 EBeV 2030 aufgeführten Fälle führt.

Der Vollständigkeit halber ist noch zu erwähnen, dass es wenig Sinn macht, wenn Unternehmen freiwillig einen regulären Überwachungsplan anfertigen, obwohl ein vereinfachter Überwachungsplan gesetzlich möglich ist. Es ergeben sich daraus keine Vorteile, sondern vor allem aufgrund der gleichzeitig damit ausgelösten Verifizierungspflicht weitere monetäre und administrative Nachteile.

Was ist im Rahmen des vereinfachten oder regulären Überwachungsplans genau zu tun?

Leider ist zum Zeitpunkt der Erstellung dieses Artikels noch kein Leitfaden zum Thema Überwachungsplan veröffentlicht. In der Remoteveranstaltung der DEHSt vom 4. Juli wurde jedoch klar, dass die DEHSt erst einmal nicht wie ursprünglich geplant alle IT-Prozesse, die die Berichtspflicht im nEHS betreffen, über die DEHSt-Plattform abwickelt. Sowohl vereinfachte als auch reguläre Überwachungspläne müssen zur Freude von Nostalgiekern aus dem EU-Emissionshandel im Formular-Management-System (FMS) erstellt werden statt direkt auf der DEHSt-Plattform. Dieser Umstand beschert allen BEHG-Betroffenen, unabhängig davon, ob sie einen vereinfachten Überwachungsplan anfertigen dürfen oder nicht, die zusätzliche technische Hürde eines meist unvertrauten IT-Systems. Da die Überwachungspläne jedoch über den Weg der DEHSt-Plattform in Verbindung mit einer qualifizierten elektronischen Signatur (QES) bei der DEHSt eingereicht werden müssen und zwischen dem FMS und der DEHSt-Plattform keine Schnittstelle besteht, bedeutet dies, dass alle vom BEHG betroffenen Unternehmen zukünftig allein aufgrund der Notwendigkeit einer Abgabe eines Überwachungsplans mit nun zwei Systemzugängen operieren müssen.

Durch die nun erforderliche Schaffung eines Zugangs zum FMS ergibt sich in der Praxis eine weitere Fehlerquelle, da auch

diese Zugänge personengebunden sind. Auch diese Login-Daten können natürlich vergessen oder verloren gehen. In der beruflichen Praxis ergeben sich gerade bei Personalwechseln, die zu allem Überfluss auch noch eine Änderung des Überwachungsplans erfordern, aufgrund der Personengebundenheit der Logins die gleichen Herausforderungen, wie bei nEHS-Register und DEHSt-Plattform-Login.

Aufgrund des fehlenden Leitfadens zum Thema Überwachungsplan lassen sich bisher nur Vermutungen zum Umfang von Überwachungsplänen auf Grundlage der EBeV 2030 aufstellen. Insbesondere bei Unternehmen, die zur Erstellung eines regulären Überwachungsplans verpflichtet sind, vermuten Fachkundige in der Branche eine hohe Parallele zu den bereits seit mehreren Jahren etablierten Überwachungsplänen im EU-Emissionshandel. Der Aufwand, die Wichtigkeit und auch der Einfluss des Überwachungsplans auf die Emissionsberichterstattung sowie Verifizierung sind im EU-Emissionshandel groß beziehungsweise entscheidend, wie auch äußerst unangenehme Sonderprüfungen der DEHSt gemäß § 20 TEHG in den vergangenen Jahren gezeigt haben. Ein nicht korrekter Überwachungsplan führt dort fast immer zu einem falschen Emissionsbericht. In letzter Konsequenz ergibt sich daraus eine in der Höhe falsche Abgabe an Zertifikaten, die im Falle von zu viel berechneten Zertifikaten zu wirtschaftlichen Verlusten im Unternehmen führt. Im Falle von zu wenig abgegebenen Zertifikaten kommt es dann meist noch viel schlimmer, da neben später und teurer gekauften Zertifikaten auch noch

Sanktionen hinzukommen, die einem Unternehmen unter Umständen auch die Existenz kosten kann. Erfahrungsgemäß betrifft das im EU-Emissionshandel systembedingt häufig größere Konzerne. Im nationalen Emissionshandel stehen künftig auch viele mittelständische Betriebe vor ähnlichen Herausforderungen, die aufgrund der geringeren Unternehmensgröße wirtschaftlich nicht profitabel mit internem Know-how gelöst werden können, was dann für eine extern eingekaufte Dienstleistung spricht.

Was nicht in der Emissionsberichterstattungsverordnung 2030 steht

Ein vom BEHG betroffenes Unternehmen sollte sich nicht nur über Inhalte des Brennstoffemissionshandelsgesetzes und der Emissionsberichterstattungsverordnung 2030 informieren, sondern auch darüber, was so nicht eindeutig im Gesetzes- oder Verordnungstext vermerkt ist. Insbesondere sollten die nachfolgenden drei Hinweise und Empfehlungen beachtet werden:

- Wer keinen vereinfachten Überwachungsplan einreichen darf, muss sich direkt auf die Suche nach einem Verifizierer machen. Da entsprechende Personen – die meist einer Prüfungsorganisation zugeordnet sind (TÜV Nord/Süd/Rheinland, GUT etc.) – durch den EU-Emissionshandel bereits stark ausgelastet sind, ist das eine echte Herausforderung. Insbesondere auch deswegen, weil eine vorhandene Erfahrung zum Brennstoff Koks und Kohle vorausgesetzt werden sollte. Vom BEHG betroffene Unternehmen, die bei Emissionshändler.com ein Dienstleistungspaket abgeschlossen haben, wird ein entsprechend erfahrener Prüfer empfohlen werden.
- Verwender steuerfreier Kohle und Abfallverbrennungsanlagen müssen aufgrund des hohen Arbeitsaufwands kurzfristig ab Mitte August ihre Tätigkeiten in Sachen nationaler Emissionshandel aufnehmen. Da die betroffenen Unternehmen kurzfristig in aller Regel keine entsprechenden personellen Ressourcen dafür verfügbar haben und diese aus wirtschaftlichen Gründen auch mittel- und langfristig nach allen Erfahrungen aus dem Emissionshandel nicht vorhalten sollten, bietet sich ein erfahrener externer Dienstleister für eine sichere und wirtschaftlich tragbare Dauerlösung an.

„Die Erstellung eines vereinfachten Überwachungsplans ist kein Hexenwerk – die sich daran anschließenden IT-Prozesse schon eher“

Michael Kroehnert, Emissionshändler.com

- Sanktionen im nationalen Emissionshandelssystem nEHS werden voraussichtlich genauso behandelt wie im europäischen Emissionshandelssystem EU-ETS. Insbesondere dann, wenn es um höhere Gewalt geht. Laut dem Leitfaden der DEHSt ist die Ursache der Abgabepflichtverletzung für die Sanktionierung ohne Bedeutung. Lediglich bei Vorliegen höherer Gewalt ist die DEHSt berechtigt, von einer Sanktion abzusehen. Gründe höherer Gewalt sind nur Naturkräfte oder sonstige äußere Einflüsse, die vom Betreiber auch bei äußerster Sorgfalt nicht verhindert werden konnten, nicht aber zum Beispiel mangelnde Sorgfalt von Mitarbeitenden. Bei anderen Ursachen als höherer Gewalt ist der DEHSt kein Ermessen eingeräumt, weder ob sanktioniert wird noch in welcher Höhe die Zahlungspflicht festgesetzt werden muss.

Emissionshändler.com

Emissionshändler.com berät seit 2006 Stadtwerke, Industrie- und Mineralölnunternehmen in Deutschland, handelt Zertifikate und bietet das Outsourcing von Prozessen rund um den verpflichtenden Emissionshandel im europäischen EU-ETS und dem deutschen nEHS gemäß dem BEHG an.

Web: www.emissionshaendler.com
Mail: info@emissionshaendler.com
Telefon: 030-398872110



Produkte und Services von Emissionshändler.com

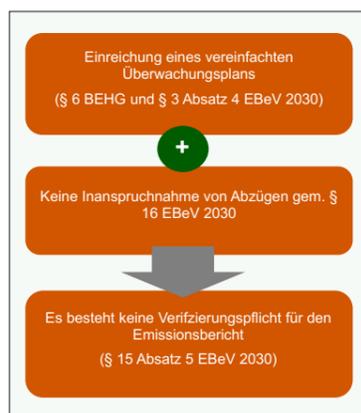


Abbildung: Voraussetzungen für die Befreiung von der Verifizierungspflicht

Rostock heizt mit Überschussstrom

Die **Stadtwerke Rostock** ergänzen ihren Wärmespeicher mit einer Power-to-Heat-Anlage. Sie wandelt überschüssigen erneuerbaren Strom in Wärme um, was fossile Brennstoffe einspart. **VON SUSANNE HARMSSEN**

Wirtschaftsminister Reinhard Meyer (SPD) hat in Rostock eine Power-to-Heat-Anlage der Stadtwerke Rostock offiziell in Betrieb genommen. Power-to-Heat sei ein zentraler Baustein der Energiewende und stehe für eine effiziente und nachhaltige Wärmeversorgung, sagte der Landesminister aus Mecklenburg-Vorpommern. „Die Stadtwerke Rostock leisten einen wichtigen Beitrag zur Vergrünung des Kraftwerksstandorts in Rostock-Marienehe und zur effizienten Nutzung der Windparks an unseren Küsten.“

Das intelligente Zusammenspiel zwischen Stromerzeugung, basierend auf erneuerbaren Energien, und Wärmebereitstellung sei ein wichtiges Element auf dem Weg zur Klimaneutralität. „Schon ab heute wird die Anlage die Ökobilanz der Rostocker Fernwärme deutlich verbessern“, sagte Meyer. Die Power-to-Heat-Anlage hat eine Leistung

von 20 MW und nutzt ähnlich wie ein Wasserkocher Strom, um Wasser zu erhitzen. Der Strom soll aus Wind- und Solarenergieanlagen stammen und genutzt werden, wenn für ihn kein Platz im Stromnetz ist.

Zuvor hatten die Stadtwerke Rostock bereits einen 55 Meter hohen drucklosen Wärmespeicher errichtet. Er kann ungefähr 45 Millionen Liter

„Schon ab heute wird die Anlage die Ökobilanz der Rostocker Fernwärme deutlich verbessern“

Landeswirtschaftsminister Reinhard Meyer



Stadtwerke Rostock und 50 Hertz weihen die Power-to-Heat-Anlage ein (v.l.): Oliver Brünnich (Stadtwerke Rostock), Oberbürgermeisterin Eva-Maria Kröger (Linke), Ute Römer (Stadtwerke Rostock), Energieminister Reinhard Meyer (SPD) und Dirk Biermann (50 Hertz)

heißes Wasser bei einer Temperatur von 98 Grad Celsius speichern und dient als Puffer für die Fernwärmeversorgung der Hansestadt und der Region. Die Speichermenge entspricht laut den Stadtwerken einer Kapazität von 2 Millionen kWh und reicht aus, die Rostocker Fernwärmekunden ein Wochenende lang mit Warmwasser zu versorgen. Durch diesen Wärmespeicher aus Stahl können die SWRAG ihr Heizkraftwerk flexibler regulieren.

Direkt neben dem Speicher wurde nun die Power-to-Heat-Anlage in Betrieb genommen. „Die Devise ‚Nutzen statt Abregeln‘ ist wirtschaftlich und ökologisch sinnvoll“, betonte der Poli-

tiker. Die Umwandlung von überschüssigem grünen Strom in Wärme zum Heizen oder für die Warmwasserversorgung sei ein hervorragendes Beispiel für eine gelungene Sektorkopplung und trage dazu bei, erneuerbare Ressourcen noch besser auszuschöpfen und Transportengpässe im Stromnetz zu verringern.

Devise lautet „Nutzen statt Abregeln“

Ziel muss es sein, den Bereich der Sektorkopplung weiter auszubauen und Synergien noch besser zu nutzen“, appellierte Meyer. Leider stünden dem oftmals Hemmnisse auf regulatorischer

Seite bei Steuern, Abgaben und Umfragen entgegen. „Mecklenburg-Vorpommern wird sich weiter dafür einsetzen, dass erforderliche Reformen vorangetrieben werden“, versprach der Minister.

Die Netzgesellschaft der Stadtwerke Rostock übernahm die Errichtung des Hochspannungsnetzanschlusses und realisierte auch den Großteil der elektrischen Anlagen. Sie betreibt die Power-to-Heat-Anlage, wartet sie und hält auch die elektrischen Anlagen instand. Der Wärmespeicher war bereits im Vorjahr fertiggestellt worden. Der Übertragungsnetzbetreiber 50 Hertz liefert den erneuerbaren Strom. **E&M**

Uniper bereitet Speicher-versuch für Wasserstoff vor

An seinem Erdgasspeicher-Standort Bierwang östlich von München plant **Uniper** im Rahmen eines Forschungsprojekts die Speicherung von Wasserstoff in einem Porenspeicher. **VON DAVINA SPOHN**

Die Inbetriebnahme der gastech-nischen Anlage zur Einspeicherung von Wasserstoff hat Uniper abgeschlossen. Seit September wird der erste Wasserstoff in den Porenspeicher injiziert. Samt Partner möchte Uniper den Einfluss von Wasserstoff auf poröse Gesteinsformationen in dem „HyStorage“ genannten Forschungsprojekt untersuchen. Durch das Erfassen der biogeochemischen – sprich das Erdreich betreffenden – Prozesse sollen Prognosen über die Langlebigkeit und Integrität solcher Untertagespeicher möglich werden.

Die Anlage für den Speicher-versuch hat Uniper am Standort seines Erdgasspeichers Bierwang etwa 80 Kilometer östlich von München eingerichtet. Für den Versuch wird eine ehemalige, vom bestehenden Erdgasspeicher Bierwang unabhängige Erdgaslagerstätte genutzt. Die Gasspeicher-gesellschaft von Uniper – die Uniper Energy Storage – ist in dem Projekt Konsortial- und Betriebsführerin und wird die Versuche, wie es weiter heißt, bergrechtlich verantworten.

Unabhängiger Betrieb vom Erdgasspeicher Bierwang

Hinter dem Forschungsprojekt Hy Storage steht ein Konsortium. Dazu gehören neben der Uniper-Tochter der Fernleitungsnetzbetreiber Open Grid Europe (OGE) und der österreichische Speicherbetreiber RAG Austria. Außerdem mit dabei ist die „SEFE Securing Energy for Europe“ (einstige Gazprom Germania) und das slowenische Unternehmen „NAFTA a.s.“, das in Europa

Gasspeicher betreibt und Kohlenwasserstoffe untersucht. Das Bergamt Südbayern hat das Projekt genehmigt.

Der Speicherversuch der Partner sieht vor, in drei Betriebsphasen unterschiedliche Methan-Wasserstoff-Gasgemische zu konzentrieren: Der erste Zyklus mit 5 Prozent Wasserstoffbeimischung dient der grundsätzlichen Überprüfung der Machbarkeit. Der zweite Zyklus soll mit einer 10-prozentigen Beimischung eine Vergleich-

Nach einer dreimonatigen Standzeit soll der Wasserstoff wieder ausgespeichert werden

barkeit zu anderen internationalen Industrie-projekten ermöglichen. Der dritte Zyklus schließlich ist laut Uniper eine Vorbereitung auf künftige höhere Wasserstoffkonzentrationen (ab 25 Prozent). Aber auch auf mögliche Wasserstoffspitzen, die sich aus Konzentrationsschwankungen in der Erdgasinfrastruktur ergeben könnten.

Nach einer dreimonatigen Standzeit soll der Wasserstoff wieder ausgespeichert werden. Das rückgeförderte Gasgemisch wollen die Partner obertägig analysieren, um Aussagen über biogeochemische Prozesse im Untergrund machen zu können.

Der Speicherhorizont – die Schicht, in die der Wasserstoff eingespeichert wird – liegt in einer Tiefe von 1.500 Metern und besteht aus Aquitansand. Er ist, wie Uniper versichert, durch undurchlässiges Deckgebirge nach oben und unten abgegrenzt und damit unabhängig von dem bestehenden Erdgasspeicher Bierwang.

Laut Doug Waters, Managing Director der Uniper Energy Storage, ist die Bedeutung des Projekts immens: „Der Bedarf an Speicherkapazitäten wird mit dem Ausbau der erneuerbaren

Blick auf den Bohrplatz BW B6 am Speicherstandort Bierwang

Zeitplan von „HyStorage“

- 2022: Einrichtung der gastech-nischen Anlage für den Speicher-versuch auf dem Bohrplatz BW B6 am Standort Bierwang
- Mai 2023: Beginn der Probebohrung
- September 2023: Erste Einspeicherung des Erdgas-Wasserstoff-Gasgemisches
- 2025: Projektende

Quelle: Uniper Energy Storage

Energien steigen und es werden echte Daten zur fundierten Entscheidungsfindung benötigt. Porenspeicher haben ein enormes Potenzial, um die Flexibilität für den aufstrebenden Wasserstoffmarkt zu liefern, aber auch für die Anbindung an europäische Wasserstoffkorridore.“

Erste Ergebnisse bereits ab 2024 erwartet

Die Konsortialpartner gehen davon aus, dass neben dem Betrieb von reinen Wasserstoffleitungen auch der Anteil von Wasserstoff im Erdgasnetz steigen und damit die untertägigen Gasspeicher erreichen wird. Porenspeicher hätten den Vorteil, dass sie eine großvolumige Umwandlungs- und

Speicherlösung für die volatilen erneuerbaren Energien bereitstellen würden.

„Die zukünftige Wasserstoffinfrastruktur muss sicher und zuverlässig funktionieren. Das schließt auch den Übergabepunkt vom Transport zur Speicherung von Wasserstoff mit ein“, betont Thomas Hübener, Geschäftsführungsmitglied der OGE. Der Fokus der OGE liege bei Hy Storage auf der Überprüfung der Gasqualität bei der Ein- und Ausspeicherung.

Die Wasserstoffspeicherung in Porenspeichern macht laut Uniper eine individuelle Untersuchung der Lagerstätten erforderlich. Bereits ab 2024 rechne man diesbezüglich mit verlässlichen technischen Einschätzungen. **E&M**



Das neue Heizkraftwerk
Funkenberg in Königs
Wusterhausen



Eines der neuen
hocheffizienten
BHKW am
Funkenberg

**BHKW
DES
MONATS**

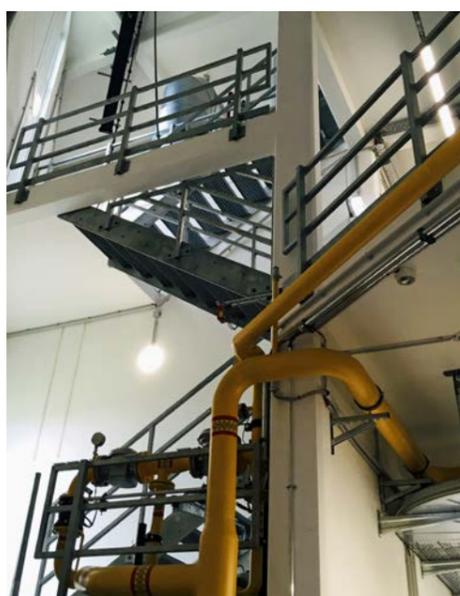
Ein Drehkreuz für kommunale Wärme

Das neue **Heizkraftwerk Funkenberg** im brandenburgischen Königs Wusterhausen soll zeigen, wie industrielle Abwärme sinnvoll in die kommunale Wärmeversorgung integriert werden kann. **VON HEIDI ROIDER**

Als gemeinsames Projekt der Wärmeversorgungsgesellschaft Königs Wusterhausen mbH (WKW) und der MVV Umwelt GmbH soll mit dem im Januar in Betrieb genommenen Heizkraftwerk am Technologiepark Funkenberg ein Modell für die „Nutzbarmachung industrieller Abwärme in einer kommunalen Wärmeversorgung“ entstehen. Geplant ist, die bisher ungenutzte Abwärme aus einem Biomasseheizkraftwerk der MVV dafür einzusetzen. Beide Kraftwerke befinden sich südlich von Berlin im brandenburgischen Königs Wusterhausen.

Die Bauzeit für das von Weitem sichtbare Heizkraftwerk am Technologiepark Funkenberg betrug zwei Jahre. Investiert wurden insgesamt rund 4,5 Millionen Euro. Die Anlagentechnik wurde aus einer Hand vom Berliner Unternehmen SES Energiesysteme GmbH betriebsbereit errichtet. Hauptkomponenten im Heizkraftwerk sind zwei hocheffiziente Blockheizkraftwerke Typ SES-HPC 1000 N, ein 5-MW-Heizkessel und ein 10-Kubikmeter-Pufferspeicher. Die BHKW sind mit SCR-Katalysatoren ausgerüstet, als Besonderheit erfolgte die Einbindung der Gemischkühlung im Heizkreis. Die Anlage weist insgesamt knapp 8,5 MW thermische und 2 MW elektrische Leistung auf. Seit Beginn des Probetriebs im Oktober 2022 wurden bis zur finalen Inbetriebnahme im Januar 2023 nach und nach alle Erzeugungskomponenten hochgefahren.

Die neue Energiezentrale ist Teil der Dekarbonisierungsstrategie des lokalen Versorgers WKW,



Innensicht des HKW Funkenberg

der in den vergangenen Jahren verstärkt in die Fernwärmeversorgung der Stadt Königs Wusterhausen investiert hat. Mit dem Heizkraftwerk Funkenberg – es ist der dritte Erzeugerstandort der WKW – vergrößert der Versorger seine KWK-Kapazitäten auf 70 Prozent des gesamten Jahreswärmebedarfs der Stadt. Die Blockheizkraftwerke an allen drei Standorten werden wärmegeführt be-

trieben und über eine zentrale Leittechnik bedarfsgerecht gesteuert.

Im HKW Schillerstraße läuft ein Erdgas-BHKW mit 2,1 MW elektrischer und 2,5 MW thermischer Leistung, das aktuell 5.500 Vollbenutzungsstunden erreicht. Das BHKW SES-HPC 600 N mit 600 kW elektrisch und 650 kW thermisch im HKW Schenkendorfer Flur wurde nach seiner Erstinstallation 2008 im Jahr 2019 grunderneuert und wird seither mit Biomethan betrieben. Es erreicht 8.200 Vollbenutzungsstunden pro Jahr und stellt damit 10 Prozent grüne Wärme zur Verfügung. Zusammen mit den beiden neuen BHKW am Funkenberg mit jeweils 1 MW elektrischer und 1,2 MW thermischer Leistung, die über 6.000 Vollbenutzungsstunden im Jahr betrieben werden, erzeugen alle drei KWK-Anlagen zusammen eine Grund- und Mittellast von rund 33.500 MWh.

Energiezentrale auch für die Wirtschaft von enormer Bedeutung

Die Sommerlast wird mit dem Biomethan-BHKW und einem der beiden neuen hocheffizienten Funkenberg-BHKW in Dauerlast betrieben. Das zweite BHKW wird im Aussetzbetrieb etwa sechs Stunden am Tag zugeschaltet, um den durchschnittlichen Tageswärmebedarf von 2 MW abdecken zu können. Mit Beginn der Übergangszeit und dem Start der Heizperiode wird der Betrieb sukzessive auf 5,6 MW erhöht.

Die Energiezentrale habe nicht nur für die Mieterinnen und Mieter im Stadtgebiet, sondern

Die Anlage auf einen Blick:

Betreiber: Wärmeversorgungsgesellschaft Königs Wusterhausen mbH (WKW)

Planung: ETL Energietechnik Leipzig GmbH

Anlage: Zwei BHKW des Typs SES-HPC 1000 N mit je 1 MW elektrischer und 1,2 MW thermischer Leistung (MWM-Motor TCG 2020 V12), Heizkessel mit 5 MW, 10 Kubikmeter Pufferspeicher, SCR-Katalysator

Besonderheit: Herausfordernde Einbringsituationen durch dreieckige Bauweise des Heizhauses, Fassadengestaltung; Modellkonzept von der Nutzung industrieller Abwärme für kommunale Versorgung

Einsparung: Rund 10.000 kg Kohlendioxid verglichen mit einer konventionellen Wärmeerzeugung

Ansprechpartner: SES Energiesysteme GmbH:

Kea Lehmborg,
presse@ses-energiesysteme.com;
Wärmeversorgungsgesellschaft Königs Wusterhausen mbH:
Martin Kleindl,
kleindl@wkw-kwh.de

„auch für die Wirtschaft und den industriellen Mittelstand eine enorme Bedeutung. Mit der kostengünstigen, ökologischen Fernwärme wird die Attraktivität als Wirtschaftsstandort gesichert“, sagte dazu Bürgermeisterin Michaela Wiezorek im Rahmen der feierlichen Eröffnung.

Abwärmenutzung aus dem Biomasseheizkraftwerk

Ab dem vierten Quartal 2025 soll das neue Heizkraftwerk als Energiedrehkreuz im Technologiepark fungieren und die Erzeugung der Fernwärme für den Winterbetrieb von den HKW-Standorten Schillerstraße und Schenkendorfer Flur übernehmen, die zu großen Teilen über Erdgasbestandskessel erfolgt. Die dazu notwendige Anbindung des HKW Funkenberg an das Biomassekraftwerk der MVV über eine neue 2,5 Kilometer lange Transporttrasse ist bereits geplant. Diese soll die bisher ungenutzte Abwärme aus dem Biomasseheizkraftwerk von rund 10 MW über die bestehende Versorgungsstrasse ins Stadtgebiet rückspeisen.

Vorgesehen sind in dem Zusammenhang auch Neuanschlüsse bisher nicht versorgter Gebäude und des Krankenhauses, außerdem eine Erweiterung nach Wildau bis Ende 2026. Im Endausbau sollen rund 40.000 MWh Wärme ausgekoppelt werden, zusammen mit dem Biomethan-BHKW wäre damit ein Dekarbonisierungsgrad der Wärmeversorgung von rund 70 Prozent bis 2026 realistisch.

Die Wärmeversorgungsgesellschaft Königs Wusterhausen mbH ist zu 27 Prozent Tochter der Stadt Königs Wusterhausen. Sie betreibt ein fast 20 Kilometer langes Wärmenetz und versorgt nach eigenen Angaben aktuell rund 7.000 Haushalte sowie 50 öffentliche und gewerbliche Kunden mit rund 46.000 MWh Fernwärme aus den drei HKW-Standorten. In einigen Jahren könnten es mehr als 65.000 MWh sein. Um die Ziele der kommunalen Wärmeplanung bis 2040 erreichen zu können, plant die WKW perspektivisch den anteiligen Einsatz von Wasserstoff in ihren Anlagen. **E&M**

Unsere größte Herausforderung beim Bau der Wärmepumpen war der thermodynamische Effekt“, erzählt Tobias Enders, Leiter Wärmetransformation bei den Stadtwerken Heidelberg: „Heiße Luft steigt nach oben weg und abgekühlte Luft fällt quasi nach unten. Wie schaffen wir es, dass wir nicht die abgekühlte Luft wieder ansaugen?“ Dass sie es geschafft haben, steht fest: Seit Mai 2023 ist das jüngste Großprojekt des Baden-Württemberg Energieversorgers offiziell in Betrieb. Eine iKWK-Anlage oder eigentlich drei: Die Anlage besteht aus drei Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK) mit je 2 MW elektrischer und 2 MW thermischer Leistung, kombiniert mit drei großen Luft-Wasser-Wärmepumpen als innovative erneuerbare Wärmeerzeuger mit einer Gesamtleistung von 4,5 MW. Eine Dimension, die bundesweit bislang einmalig ist. Ergänzt wird das System durch eine Power-to-Heat-Anlage mit einer Leistung von 2 MW. Auf rund 20 Millionen Euro beziffert Enders das Investitionsvolumen.

Die Anfänge des Projekts liegen im Jahr 2018, in der Beteiligung der Stadtwerke Heidelberg an einer der ersten iKWK-Ausschreibungen und der Suche nach einem optimalen Standort und der passenden Energiequelle. Ein geeignetes Grundstück in Flussnähe gab es nicht. Oberflächennahe Geothermie wäre eine Option gewesen,

Jede der Wärmepumpen muss im laufenden Betrieb mit rund **500.000** Kubikmetern warmer Luft pro Stunde versorgt werden

aber das Einfachste, so entschieden sie damals, wäre doch die Nutzung der Luft als Wärmequelle im „ENERGIEpark Pfaffengrund“ im Nordwesten der Stadt. Hier haben die Stadtwerke Heidelberg bereits im Juli 2013 ihr Holzheizkraftwerk in Betrieb genommen, mehrere Biomethan-BHKW sowie eine Kältezentrale finden sich am Standort. Auch der 20.000 Kubikmeter fassende Wärmespeicher der Stadtwerke entsteht hier.

Schwierige Herstellerwahl

Im nächsten Schritt ging es um die Auswahl der passenden Anlagen. Für die KWK-Anlagen konnte man angesichts der Vielzahl etablierter Hersteller zunächst fabrikatsunabhängig und herstellernerneutral planen. Bei den Wärmepumpen hingegen gestaltete sich die Planung schwieriger. Klar war: Schon jetzt können die Heidelberger die Fernwärmeversorgung im Sommer über ihr Holzheizkraftwerk, eine thermische Abfallverwertungsanlage und die Biomethan-BHKW-Anlagen komplett durch Eigenerzeugung decken. Die BHKW der iKWK-Anlage sollten von etwa Mitte Oktober bis Mitte März betrieben werden. Die Haupteinsatzzeit der Wärmepumpen war damit für die Übergangszeiten im Frühling und Herbst vorgesehen, wenn die Außentemperaturen bei mindestens zehn Grad liegen. Dabei, so Enders, wäre der Einsatz von mehr als zwei oder drei Anlagen aus Sicht der Betriebsführung nicht sinnvoll gewesen. Doch im noch jungen Marktsegment der größeren Wärmepumpen sei es nicht einfach gewesen, einen Hersteller zu finden. Letztlich fiel die Wahl auf drei Sabroe-Systeme des US-amerikanischen Herstellers Johnson Controls, produziert in Dänemark, mit je rund 1,5 MW Nennleistung. Als Kältemittel dient Ammoniak, was etwas effizienter sei als beispielsweise CO₂, so Enders.

Doch dann war da noch die Herausforderung der Thermodynamik. Jede der Wärmepumpen muss im laufenden Betrieb mit rund 500.000 Kubikmetern warmer Luft pro Stunde versorgt werden. Würde die ausgekühlte Luft wieder angesaugt, könnte das die Leistungsfähigkeit der Wärmepumpen stark einschränken. Also erstellten die Heidelberger gemeinsam mit dem Projek-

Drei Pumpen für ein Wärmenetz

In ihrer neuen iKWK-Anlage haben die Heidelberger Stadtwerke **drei 1,5-MW-Luft-Wasser-Wärmepumpen** verbaut. Ein bundesweit bislang einmaliges Projekt – mit ganz eigenen Schwierigkeiten. **VON KATIA MEYER-TIEN**



Die iKWK-Anlage der Stadtwerke Heidelberg

tier Enerko, dem Planungsbüro Hans Simon und dem Institut für Industrieaerodynamik der FH Aachen ein Modell der Anlage im 3D-Druck und bauten das gesamte umgebende Stadtgebiet maßstabsgetreu nach. Dann testeten sie das Modell im Windkanal, verfolgten die Bewegung der ausgekühlten Luft und vermaßen alles unter variablen Windrichtungen und -stärken. Und kamen so auf das für den Standort optimale Design der Wärmepumpen: Etwa zwölf Meter Höhenunterschied bestehen nun zwischen Ansaugung und Luftaustritt am Kamin, wobei die Ansaugung in 4,8 Metern Höhe stattfindet, der Luftaustritt am Kamin in etwa 17 Metern Höhe. Der Durchmesser der Kamine beträgt um die vier Meter.

Zum Baubeginn im Oktober 2021 hatten die Stadtwerke Heidelberg nicht nur den Zuschlag in

der iKWK-Ausschreibung von 2018, sondern auch noch in zwei weiteren Ausschreibungen 2019 und im Dezember 2020 erhalten, sodass alle drei Anlagen gemeinsam gebaut werden konnten. Angesichts des Pilotcharakters des Projekts gab es allerdings auch danach immer wieder neue Herausforderungen: von der Wahl der optimalen Zahl der Ventilatoren (60 Stück pro Einheit, die in Abhängigkeit von der Außentemperatur laufen) über die Bestimmung des Ammoniakfüllstands bis hin zur feuerpolizeilich korrekten Bezeichnung der Lüftungsgeräte. Die hießen intern zunächst „Lufthaus“, was an einen Aufenthaltsraum denken ließ und Fragen nach Brandschutz und Rettungswegen aufwarf. Nun heißen sie „Luftkühler“.

Bei all dem war der Zeitdruck hoch – um die Förderung nicht zu verlieren, musste die erste An-

lage innerhalb von vier Jahren, also bis Ende 2022 in Betrieb gehen. Angesichts der Lieferschwierigkeiten infolge der Corona-Pandemie verlängerte die Bundesnetzagentur die Fristen um ein halbes Jahr, sodass die Heidelberger mit der Inbetriebnahme der ersten Anlage im Mai 2023 nahezu eine Punktlandung hinlegen konnten.

Flexible Reaktion auf Schwankungen im Stromnetz

Die zwei weiteren Anlagen befinden sich derzeit im Testbetrieb. Noch gibt es hier kleinere Probleme mit dem Ölkreislauf, aber Tobias Enders ist zuversichtlich, dass auch die bald behoben sind. Sobald alle Anlagenteile in Betrieb sind, können sie ihre Wärme in den Vorlauf des mehr als 200 Kilometer langen Fernwärmenetzes einspeisen, an das rund 50 Prozent der Heidelberger Haushalte angeschlossen sind. Damit erhöht sich der Anteil der Fernwärmeeigenerzeugung der Heidelberger Stadtwerke um 4,7 auf 25,3 Prozent. Der Anteil grüner Wärme liegt dann bei 26,5 Prozent.

Darüber hinaus könnte die Anlage langfristig noch einen weiteren Vorteil haben. Wenn alle Komponenten stabil und zuverlässig laufen, so Enders, sei es möglich, bei hohen Strommengen im Netz die Power-to-Heat-Anlage zuzuschalten und für die Wärmeerzeugung zu nutzen. Durch die intelligente Verschaltung der Komponenten könne so flexibel auf Schwankungen im Stromnetz reagiert und die Anlage netzdienlich gefahren werden.

So ist die Heidelberger iKWK-Anlage ein wichtiger Bestandteil des Konzepts der Stadtwerke, ihr Wärmesystem zukunftssicher aufzustellen. Dazu haben sie bereits 2011 die „Energiekonzeption 2020“ vorgelegt und inzwischen zur „Energiekonzeption 2030“ weiterentwickelt. Diese fließt aktuell in die kommunale Wärmeplanung ein. Das nächste Großprojekt steht bereits auf der Agenda: Zukünftig soll eine Flusswärmepumpe auch Wärme aus dem Wasser in Heidelberger Wohnungen bringen. **E&M**

iKWK

Innovative KWK-Systeme sind moderne Strom-Wärme-Systeme, die KWK-Anlagen mit hohen Anteilen innovativer erneuerbarer Wärmeversorgung verbinden. Zur Bereitstellung von Wärme werden erneuerbare Energien sowie stromverbrauchende Techniken und Technikkombinationen neu installiert und eingesetzt. Innovative KWK-Systeme setzen sich mindestens aus den nachfolgenden drei Komponenten zusammen:

1. einer hocheffizienten neuen oder modernisierten KWK-Anlage mit einer elektrischen Leistung von mehr als 1 bis einschließlich 50 MW, die auf Basis von Abfall, Abwärme, Biomasse, gasförmigen oder flüssigen Brennstoffen betrieben wird,
2. einer Komponente zur Bereitstellung innovativer erneuerbarer Wärme, beispielsweise aus solarthermischen oder geothermischen Anlagen, elektrisch angetriebenen oder gasbetriebenen Wärmepumpen (nur mit gasförmiger Biomasse betriebene Absorptions- und Motorwärmepumpen),
3. elektrischem Wärmeerzeuger (beispielsweise direktelektrische Heizkessel).

Die einzelnen Komponenten des innovativen KWK-Systems müssen gemeinsam geregelt und gesteuert werden. Gefördert werden iKWK-Systeme per Ausschreibungen durch die Bundesnetzagentur.



Christian Grotholt ist CEO von 2G Energy

„Wir haben gern zugegriffen“

2G Energy hat Ende August den Wärmepumpenhersteller NRGTEQ übernommen. Welche Strategie der KWK-Hersteller damit verfolgt, erklärt Vorstand **Christian Grotholt** im E&M-Gespräch. **VON HEIDI ROIDER**

Bei einer solchen Gelegenheit habe 2G Energy „gern zugegriffen“, zeigte sich Vorstand Christian Grotholt im Gespräch mit **E&M** zufrieden. Ende August teilte 2G Energy mit, den niederländischen Großwärmepumpenhersteller NRGTEQ übernommen zu haben. Mit dem Zukauf will der KWK-Anlagenhersteller aus Heek sein eigenes Kerngeschäft ergänzen. Grotholt: „Durch die Hinzunahme der Wärmepumpe in unser Portfolio bieten wir nun Komplettlösungen aus einer Hand und können Projekte individuell auf den Kundenbedarf und spezifische Energiebedarfe anpassen.“

Für die Niederländer sei es ebenfalls eine gute Gelegenheit gewesen, sagt Grotholt: „Das Unternehmen besteht aus knapp zehn Mitarbeitenden. Der Geschäftsführung war klar, dass der Markt derzeit schnell wächst, sie aber nicht hätten mithalten können.“ Für 2G sei neben der hohen Qualität das passende Portfolio ausschlaggebend bei der Entscheidung zur Akquisition gewesen, erläutert CEO Grotholt: „Die Produkte der NRGTEQ ergänzen sich hinsichtlich ihrer Größe optimal mit unserem bestehenden Portfolio von KWK-Anlagen. Die zukünftige Größenklasse unserer Wärmepumpen wird den Bereich zwischen 200 und 1.000 Kilowatt thermischer Leistung umfassen und ist damit optimal kompatibel zu unseren Blockheizkraftwerken.“ NRGTEQ entwickelt und vermarktet sowohl Wasser-Wasser- als auch Luft-Wasser- und Sole-Wasser-Wärmepumpen.

Produktion wird nach Deutschland verlagert

Der Standort Rosmalen in den Niederlanden bleibt auch unter dem Dach der 2G Energy weiterhin als Entwicklungs- und regionaler Vertriebsstandort bestehen. Die Produktion der Wärmepumpen wird in den kommenden Monaten allerdings sukzessive nach Heek verlagert. In Heek böten die bestehenden Montagehallen derzeit noch ausreichend Möglichkeiten für effiziente Ab-

läufe und machen auch ein stark steigendes Absatzvolumen im neuen Produktzweig Wärmepumpen möglich, so der CEO. Perspektivisch sollen die Montagekapazitäten an dem Standort weiter ausgeweitet werden. „Das dazu notwendige Grundstück wurde im vergangenen Jahr erworben.“

Dabei ist die Technologie für den BHKW-Hersteller mitnichten neu. 2G hat in den vergangenen Jahren bereits dezentrale KWK-Anlagen mit Wärmepumpen installiert: „Schon heute ergänzen wir unseren standardisierten KWK-Lieferum-

„Für uns bleibt die Diversität verwendbarer Treibstoffe essenziell“

Christian Grotholt

fang um diverse Peripheriekomponenten wie Dampferzeuger, Hochtemperaturwärmetauscher oder Absorptionskältemaschinen. Zunehmend häufig konnten wir bereits in der Vergangenheit diverse Projekte mit Wärmepumpen anderer Fabrikate in Kombination mit unseren KWK-Anlagen installieren.“

Kunden hätten vielfach bestätigt, dass in den kommenden Jahren der Schwerpunkt auf der Wärmepumpe liegen werde. Das neue Portfolio adressiere deshalb diverse Industriezweige sowie Stadtwerke, die sich aktuell in ihren Regionen mit der kommunalen Wärmeplanung befassen müssen. Durch das stark gestiegene globale Interesse

an Wärmepumpen sei für das Unternehmen daher die Positionierung als Systemanbieter für dezentrale Energielösungen der logische nächste Schritt gewesen.

„Zu berücksichtigen ist hier insbesondere, dass aus der Kombination von KWK-Anlage und Wärmepumpe in Abhängigkeit der Witterung und des aktuellen Börsenstrompreises Wärme kostengünstig, umweltfreundlich und sicher über die jeweiligen Erzeuger überlassen werden kann“, sagt Grotholt. Gerade im Hinblick auf die immer volatileren Energiepreise könnten die Betreiber von Gesamtsystemen jederzeit hochflexibel auf Marktsituationen reagieren.

Großwärmepumpen aus dem Hause 2G Energy schon ab 2024

Zur Strategie des Unternehmens gehört es auch, dass KWK-Anlagen aus dem Hause 2G mit „grünen“ Brennstoffen wie Wasserstoff betrieben werden können. „Für uns bleibt die Diversität verwendbarer Treibstoffe und die Ausweitung des internationalen Geschäfts essenziell“, so Grotholt. Hier zeigt sich der CEO stolz, dass 2G führend sei bei stationären Wasserstoffmotoren. Zwar meldeten Wettbewerber ebenfalls, ihre BHKW seien H2-ready, aber das seien oftmals Prototypen oder allenfalls Nullserienmaschinen. „Daher freut es uns besonders, dass wir zunehmend Aufträge gewinnen, bei denen H2-BHKW kommerziell genutzt werden.“

2G Energy setzt als einer der führenden deutschen BHKW-Anbieter mehrere Hundert Anlagen pro Jahr ab. Die Tauglichkeit für den Einsatz von immer grüneren Gasen sei in jeder Anlage gewährleistet, allerdings fehle noch der Wasserstoff in entsprechender Menge. Immerhin produziert Wasserstoff, der das Wundermittel für eine dekarbonisierte Industrie sein soll, in knapp 30 verkauften Anlagen Strom und Wärme. Solche Anlagen wurden in den vergangenen Jahren etwa in Deutschland, Japan oder auch Kanada installiert.

Die Kundschaft könnte nun schon bald auch Großwärmepumpen aus dem Hause 2G bestellen. „Einige dieser Systeme werden schon deutlich vor Beginn der Heizperiode 2024 ausgeliefert.“ Wichtige Absatzmärkte seien Europa und Nordamerika. Derzeit arbeitet das Unternehmen noch daran, die Technologie anzupassen und entsprechend der eigenen Anforderungen auszuliegen. Dazu gehört auch die Anbindung an die digitale Steue-

rung. Bereits seit einigen Jahre betreut 2G Energy seine Anlagen über eine vorausschauende Wartung und nutzt dazu auch künstliche Intelligenz (KI).

CEO Grotholt geht davon aus, dass NRGTEQ bereits im laufenden Geschäftsjahr – im begrenzten Maße – zum Umsatz und Ergebnis der 2G-Gruppe beitragen wird. Nennenswerte zusätzliche Umsätze, die analog zu den Umsätzen mit BHKW erst mit der Abnahme durch den Kunden gebucht werden, sind wohl erst im Geschäftsjahr 2025 realisierbar.

Insgesamt hält 2G Energy an seinen Prognosen fest. Im ersten Halbjahr konnte der Technologieanbieter die Umsatzerlöse um 18,9 Prozent auf 135,5 Millionen Euro (Vorjahr: 114 Millionen Euro) steigern. Der Vorstand ist zuversichtlich, dass der Auftragseingang im dritten Quartal 2023 den Vorjahreswert (37,6 Millionen Euro) deutlich übertreffen wird. Die Umsatzprognose liegt für dieses Geschäftsjahr bei 310 bis 350 Millionen Euro und erwartet wird eine Ebit-Marge zwischen 6,5 und 8,5 Prozent. **E&M**

2G Energy

Die 2G Energy AG ist ein BHKW-Hersteller mit Hauptsitz in Heek (Nordrhein-Westfalen). Das Portfolio umfasst Anlagen mit einer elektrischen Leistung von 20 bis 4.500 kW. Das Kundenspektrum reicht vom Landwirt über Kommunen, die Wohnungswirtschaft, Gewerbebetriebe, die mittelständische Industrie und die Großindustrie bis zur Energiewirtschaft. Neben dem Hauptsitz mit Entwicklung und Produktion im münsterländischen Heek ist 2G mit Tochtergesellschaften in mehreren europäischen Ländern sowie Nordamerika vertreten und beschäftigt insgesamt etwa 920 Mitarbeiter. Seit Gründung 1995 hat 2G weltweit mehr als 8.500 Anlagen in Betrieb genommen.



Diese Unternehmen empfehlen sich für Anlagen der Kraft-Wärme-Kopplung in Kommunen und Industrie

Anzeige

BHKW

GEG ready XRGBI
BHKW 3 - 80 kW_{el}

MARKTFÜHRER SEINER KLASSE

EC POWER GMBH
TEL. 0 700 20 15 09 06
WWW.ECPOWER.DE

HGS ENERGY SERVICES

Gebündelte Kompetenz für Ihre Anlage:

- Individuelle Wartungs- und Instandhaltungsverträge
- Austauschmotoren / Aggregate
- Motorinstandsetzung / Generalüberholungen
- Original Ersatzteile

H.G.S. GMBH • Kleinewefersstraße 1 • 47803 Krefeld
T +49 (0) 21 51 / 52 55-600 www.hgs.eu
T +49 (0) 21 51 / 52 55-720 info@hgs.eu

Blockheizkraftwerke

Bio GAS
H₂ ready
NG LPG

kraftwerk
www.kwk.info

neoTower® Blockheizkraftwerke

KWK-Anlagen für dezentrale Energielösungen von 2,0 bis 50,0 kW_{el} Leistung

RMB ENERGIE
A YANMAR COMPANY

SOMMER energy

Untere Koppenhagen 52 · 37355 Niederorschel OT Deuna
Telefon: 036076 / 41 02 49 · Fax: 036023 / 18 84 06
k.sommer@bkw-sommer.de
www.sommer-energy.de

Ihr Partner für:

- Blockheizkraftwerke
- Erdgas Biogas
- Heizöl Pflanzenöl
- Ethanol Methanol
- Notstromaggregate
- Automation
- Prozessvisualisierung
- Energiemanagement
- rationale Energieanwendungen

BHKW-Service

STORM
We are Service!

SERVICE FÜR JEDEN MODULTYP

August Storm GmbH & Co. KG.
Fon + 49 5977 73-0 · info@a-storm.com
www.a-storm.com

TECHNOLOGIE UND SERVICE FÜR MOTOREN UND ANTRIEBE

STORM
We are Service!

PROBLEME MIT IHREM MOTOR ODER IHREM BHKW? WIR LÖSEN SIE!

August Storm GmbH & Co. KG.
Fon + 49 5977 73-0 · info@a-storm.com
www.a-storm.com

TECHNOLOGIE UND SERVICE FÜR MOTOREN UND ANTRIEBE

BHKW-Zubehör

TECHNO-Gewebe

Textile Abgas-Isolierungen

- individuell gefertigt
- eigene Konstruktion
- textil und flexibel
- geringer Platzbedarf

www.TECHNO-Gewebe.de

KWK

FISCHER
TECHNIK MIT IDEEN

44. BimSchV

GREEN DEAL

Telefon: +49 (0) 25 72 / 967 49-00
Internet: www.fischer-at.de

Energie & Management

ENERGIEJOBS
www.energiejobs.online

Schallschutz

STANGE Lärmschutz

Schallschutz & Lufttechnik
Beratung · Planung · Fertigung · Montage

seit 1946

Schalldämpfer · Schallschutzwände
Maschinen-Kapselungen · Lüftungsbauteile

Fon (021 71) 7098-0 · www.stange-laermschutz.de

Wärmetauscher

APROVIS
better performance

Innovative Technologien für Gasaufbereitung und Abgassysteme

Planen Sie im System mit APROVIS.com

Tel: +49 (0) 9826 6583 - 010

enkoTHERM

Wärmetauscher - Effizient. Zuverlässig. Individuell.

Abgaswärmetauscher
Gaswärmetauscher

www.enkothem.de

Erneuerbare Energien

ADDINOL
THE ART OF OIL · SINCE 1936

IHR PARTNER FÜR DEN ENERGIE-MIX:

- effiziente Schmierstoffe
- professionelle Beratung
- sicherer Betrieb

www.addinol.de

Und wo ist Ihre Branchenkompass-Anzeige?

Kontakt:
Karin Wiesner
Tel.: 0 81 52/93 11 55
Mail:
k.wiesner@emvg.de

„Die EDG ist eine sehr gute Blaupause“

Die Energiedienstleistungsgesellschaft Rheinessen-Nahe setzt seit 25 Jahren Contractingprojekte um. **Christoph Zeis** erzählt im E&M-Gespräch, was die EDG so erfolgreich macht. **VON HEIDI ROIDER**

Mehr als 130 Blockheizkraftwerke, 55 Nahwärmenetze und knapp 100 weitere Erneuerbaren-Anlagen für kommunale Liegenschaften: Das ist eine beeindruckende Bilanz des kommunalen Contractingdienstleisters Energiedienstleistungsgesellschaft Rheinessen-Nahe mbH. Blickt man auf die vergangenen 25 Jahre zurück, taugt die EDG durchaus als Blaupause für andere Landkreise. Sie zeigt, wie auf kommunaler Ebene wirtschaftlich Klimaschutz sinnvoll möglich ist.

Der Erfolg der EDG mit Sitz in Nieder-Olm fußt auf mehreren Aspekten,

Bei der EDG kamen von Anfang an Contractinglösungen zum Einsatz

erzählt Geschäftsführer Christoph Zeis im Gespräch mit **E&M**. Anfangs waren jedoch nicht alle von der Idee begeistert, es gab auch Widerstände. Zeis weiß, wovon er spricht. Er war von Anfang an dabei, von ihm stammt das Konzept und die Strategie für das Unternehmen.

„Dann machen Sie doch mal ein Konzept!“, hatte Claus Schick 1997 zu mir gesagt“, erzählt Zeis. Damals war Schick Landrat des Landkreises Mainz-Bingen und hatte wie viele seiner Amtskolleginnen und -kollegen das Problem, sanierungsbedürftige Heizungsanlagen in den eigenen Liegenschaften stehen zu haben, aber für eine Sanierung nicht über ausreichend Mittel zu verfügen. „Ich hatte ihm vorgeschlagen, in Zusammenarbeit mit der Kreisverwaltung Contractinglösungen für die Liegenschaften des Landkreises umzusetzen“, erzählt Zeis nun 25 Jahre später.

Er arbeitete zu diesem Zeitpunkt bereits für ein lokales Energieversorgungsunternehmen und trieb dort das Geschäftsfeld der Energiedienstleistungen und Wärmelieferungen voran.

ZUR PERSON

Christoph Zeis
Geschäftsführer EDG

Christoph Zeis ist Geschäftsführer der Energiedienstleistungsgesellschaft Rheinessen-Nahe mbH (EDG) und Vorstandsvorsitzender des Landesverbands Erneuerbare Energie Rheinland-Pfalz/Saarland. Außerdem ist er seit 2003 Mitglied im Vorstand des Bundesverbands Kraft-Wärme-Kopplung (B.KWK) und hier Sprecher des Beirats Grundsatzfragen sowie Sprecher des Arbeitskreises Wärmewende des VKU Rheinland-Pfalz.



Bei der Jubiläumsfeier der EDG im Mai (v.l.): Oberbürgermeister der Stadt Mainz, Nino Haase, Landrat a.D. Claus Schick, Landrätin Dorothea Schäfer, EDG-Geschäftsführer Christoph Zeis, Ministerpräsidentin Malu Dreyer, Landrat Heiko Sippel, Umwelt- und Energieministerin Katrin Eder und Landrat a.D. Ernst-Walter-Görtsch

1995 hatte er beispielsweise ein KWK-Nahwärmeversorgungskonzept für den neu errichteten Verwaltungssitz des Landkreises Mainz-Bingen in Ingelheim sowie zwei angrenzende Gebäude mit Läden und 125 Wohnungen umgesetzt.

Der KWK-Spezialist hatte Umweltschutz an der Fachhochschule Bingen studiert mit Schwerpunkt Kraft-Wärme-Kopplung. Den damaligen Inhaber des Lehrstuhls, Professor Hans-Georg Kämpf, bezog er in die Erstellung des Konzepts mit ein. „Ich wollte dem Ganzen auch einen wissenschaftlichen Charakter geben“, so Zeis. Kämpf war es auch, der den Landrat überzeugte, die EDG als rein kommunale Gesellschaft zu gründen. Ziel war es, die sanierungsbedürftigen Heizungsanlagen in den kreiseigenen Gebäuden mit effizienter und erneuerbarer Technik im Hinblick auf einen nachhaltigen und wirtschaftlichen Betrieb zu sanieren.

Konzept der EDG stieß auch auf Widerstände

Das Konzept stieß allerdings auch auf Widerstände. „Auf kommunalpolitischer Initiative einer Partei im Kreistag wurde bei der Bezirksregierung ein Verfahren über die Rechtmäßigkeit der Gesellschaftsgründung vor dem Hintergrund des Gemeindefinanzrechtes losgetreten“, erzählt Zeis. Doch letztlich genehmigte die Mittelbehörde die Gründung der EDG als rein kommunales Unternehmen. Zeis legte als „Ein-Mann-Gesellschaft“ los, nachdem er seinem damaligen Unternehmen den Rücken gekehrt hatte.

Dabei kamen von Anfang an Contractinglösungen zum Einsatz. Gerade für Kommunen können Contractinggeschäftsmodelle interessant sein, da mit ihnen Effizienzmaßnahmen auch ohne Investitionen aus dem eigenen Haushalt und ohne zusätzliches Personal sowie Fachwissen umgesetzt werden können. Zeis war bereits damals davon überzeugt, das Contracting für Kommunen ideal sei: „Man spart Energie und refinanziert die erforderlichen Investitionen langfristig über die eingesparten Energiekosten.“ Und die Idee ging auf. Die Politik gab dem Unternehmen zu-

sätzlich Schwung. Im Jahr 2000 wurde das Stromeinspeisungsgesetz von der 1998 angetretenen rot-grünen Koalition zum ersten Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG). Damit wurden nun feste Vergütungen gezahlt, wenn Unternehmen grünen Strom ins Netz speisten.

EDG ist als Unternehmen heute fest etabliert

Außerdem setzte die EDG konsequent auf Energiemanagement. Zeis: „Über unser Energiemanagementsystem sind wir zentral und rund um die Uhr in der Lage, die Anlagen flexibel zu betreiben.“ Die EDG könne dadurch jederzeit auf alle Anlagenkomponenten mittels Fernüberwachung zugreifen und sie steuern. Auch Störungen würden über das System gemeldet. „Wenn zum Beispiel eine Pumpe ausfällt, kommt sofort eine Meldung und das Serviceteam kann reagieren, sodass unsere Kunden mögliche Ausfälle nicht einmal bemerken.“

Mit einem Umsatz von mittlerweile mehr als 20 Millionen Euro und 1.600 Kunden ist der kommunale Dienstleister fest etabliert. Die EDG setzt bei ihren kommunalen Projekten auf einen Technologiemix aus erneuerbaren Energien vor Ort und Kraft-Wärme-Kopplung. „Wir suchen immer nach Lösungen unter dem Blickwinkel der Energieeffizienz und dem Einsatz von erneuerbaren Energien“, sagt der EDG-Chef. Es würden auch Nachbargebäude mit an eine Wärmeversorgung angeschlossen, wenn es passe. Dadurch rechneten sich dann auch kapitalintensive Investitionen für ein BHKW oder eine Biomassefeuerung in einem Nahwärmenetz.

Die Auftragslage sei mehr als gut. „Wir können uns momentan vor Aufträgen für Nahwärmenetze kaum retten“, sagt Zeis. Es sei auch dringend notwendig, die Einspar- und Effizienzpotenziale zu erschließen und gemeinsam die Erneuerbaren-Technologien in den Wärmebereich hinein zu koppeln. „Ein gutes Drittel unseres Brennstoffmixes ist bereits erneuerbar, deutschlandweit liegt hier der Durchschnitt

aber lediglich bei etwa 15 Prozent im Wärmesektor. Insofern sind wir schon deutlich weiter und wollen das auch weiter ausbauen“, erklärt Zeis.

Insgesamt will die EDG künftig noch mehr auf erneuerbare Gase setzen, nicht nur auf Biogas, sondern auch auf Wasserstoff.

„Es muss doch auch technisch-wirtschaftlich machbar sein“

Christoph Zeis

Zeis: „Ich möchte hier auch als Vorsitzender des Landesverbands Erneuerbare Energie Rheinland-Pfalz/Saarland die Chance ergreifen, die Wärmewende so zu gestalten, dass sie mit Blick auf Akzeptanz und Machbarkeit ebenso ökologisch wie ökonomisch funktioniert.“ Dazu braucht es aber auch die Kraft-Wärme-Kopplung, ist er sich sicher. Die EDG setzte von Anfang an auf diese Technologie und werde dies auch weiterhin tun – nicht nur, „weil sie die Königsdisziplin der Energieeffizienz ist, sondern auch, weil sie auf dezentraler Ebene stromtechnisch das Verteilnetz stützt, an das in zunehmendem Maße Wärmepumpen und Ladepunkte für die E-Mobilität angeschlossen werden müssen“.

Die EDG will zum Bioenergieproduzenten werden

Damit leiste die dezentrale KWK einen wesentlichen Beitrag zur Versorgungssicherheit gerade in der Heizperiode, weil sie den Wärme- mit dem Strommarkt verbinde, wenn Photovoltaik naturgemäß kaum Beiträge liefert. Die EDG setze sehr wohl und gerne auch Wärmepumpen ein, aber nur da, wo es sinnvoll sei. Und gerade im Bestand sei-

en sie eben nicht immer die erste Wahl. „Es muss doch auch technisch-wirtschaftlich machbar sein“, moniert er. Daher möchte er sich die KWK von der Politik auch nicht zerreden lassen und kämpft auf allen Ebenen für ein Energiesystem mit KWK als Rückgrat in einer transformierten, erneuerbaren Energiewelt.

Die EDG will auch künftig weiter wachsen und hat neue Projekte für Städte und Gemeinden angestoßen, unter anderem innovative KWK.

Außerdem plant das Unternehmen, zum Bioenergieproduzenten zu werden. Die Insolvenz des Biomethanlieferanten BMP Greengas habe Zeis darin nochmals bestärkt, nachdem dies zu massiven Lieferproblemen geführt hatte. „Wir setzen in unseren KWK-Anlagen vielfach Biogas ein. Daher ist es für uns wichtig, dass wir mit Biogas und Biomethan auch künftig zuverlässig und zu vernünftigen Konditionen beliefert werden. Wir werden einen Biomassehof mit einem Partner gründen und uns um unsere Stoffströme zukünftig selbst kümmern.“ Die EDG werde die Bioenergie zwar primär für ihren Eigenbedarf herstellen, freie Kapazitä-

ten aber auch an andere Kunden verkaufen.

Außerdem steht ein Projekt an, das für Zeis zeigen werde, wie dezentrale Versorgung künftig aussehen kann. Das Hallenbad in Oppenheim (Landkreis Mainz-Bingen) soll neu gebaut werden. „Unsere Idee ist es, ein Kraftwerk mit angeschlossenem Hallenbad zu errichten“, so Zeis. Das Konzept sieht vor, Photovoltaik, PVT (Kombination aus Photovoltaik und Solarthermie) und Wärmepumpen zu betreiben und zusätzlich Energie aus der Betonkernaktivierung der statischen Bohrpfähle zu gewinnen. Darüber hinaus werde aus Stromüberschuss Wasserstoff erzeugt, der in H₂-BHKW zum Einsatz kommen soll, wenn zu wenig Solarenergie vorhanden ist. Kombiniert werden sollen die Kapazitäten mit Speichertechnologien für Strom, Wärme und Wasserstoff. „Dieses Projekt wird zeigen, wie Energieautarkie aussehen kann“, sagt Zeis stolz und hofft, mit dieser Versorgungslösung bald loslegen zu können. „Das neue Oppenheimer Hallenbad wird keine Wärme- und Stromkosten mehr haben, es hat eine Contractingrate im Sinne einer Flatrate.“ **E&M**

Die EDG

Der Landkreis Mainz-Bingen im Osten von Rheinland-Pfalz hat die EDG vor 25 Jahren, also 1998, gegründet. Im Jahr 2000 wurden die Verbandsgemeinden Nieder-Olm und Nierstein-Oppenheim, heute Rhein-Selz, Gesellschafter. Drei Jahre später kam der Landkreis Bad Kreuznach hinzu, 2009 der Landkreis Alzey-Worms. Auch weitere Verbandsgemeinden, die Stadt Bingen und kommunale Gesellschaften traten bei. Heute hat die EDG 15 kommunale Gesellschafter, die von den Contractingdienstleistungen und dem

Know-how der Mitarbeitenden profitieren. Das Unternehmen hat 27 Beschäftigte und einen Jahresumsatz von rund 23,2 Millionen Euro (2022). In den vergangenen 25 Jahren baute die EDG via Contracting in sieben Neubaugebieten die Nahwärmeversorgung auf, baute 132 Blockheizkraftwerke in 115 Objekten ein und errichtete fünf Windkraftanlagen, 65 Photovoltaikanlagen sowie 37 Holzheizwerke. Für den kommunalen Klimaschutz leistet das eine CO₂-Einsparung von rund 53.000 Tonnen pro Jahr.

Sie suchen einen leistungsstarken Partner? Hier finden Sie ihn ...

Anzeige

Energieeffizienz & Contracting



ENGIE Deutschland GmbH
Energy & Facility Solutions
E-Mail: info-deutschland@engie.com
Internet: www.engie-deutschland.de

Geschäftsbereichsleiter
Stefan Schwan & Norbert Speckmann

Theodor-Althoff-Str. 41
45133 Essen
Tel.: +49 201 240588-0

Aachener Straße 1044
50858 Köln
Tel.: +49 221 46905-0

Rund 1.600 Mitarbeiter an rund 20 Standorten deutschlandweit im Einsatz.

Maßgeschneiderte Contracting-, Energie und Facilitylösungen für Immobilien, Industrie, Gewerbe, Kommunen und öffentliche Einrichtungen. Lieferung von Wärme, Kälte, Strom, Dampf, Druckluft, Einspar-Contracting sowie effiziente Betriebsführung, Energiemanagement und Facility Services für Ihre Gebäude und Anlagen.



SPIE Deutschland & Zentraleuropa
SPIE Energy Solutions
Balcke-Dürr-Allee 7
40882 Ratingen

Ansprechpartner: Sascha Flormann
Tel.: +49 2102 3708-555
E-Mail: sascha.flormann@spie.com
Internet: www.spie.de/es

SPIE ist der führende Multitechnik-Dienstleister für Gebäude, Anlagen und Infrastrukturen. Unsere Spezialisten von SPIE Energy Solutions unterstützen Sie dabei, Betriebskosten zu senken und den CO₂-Ausstoß zu minimieren. Setzen Sie auf unsere jahrzehntelange Erfahrung und operative Exzellenz, um höchste Anlagenverfügbarkeit zu erreichen und Einsparungen zu realisieren. Große Projekte setzen wir für Sie als Generalunternehmer mit Erfolgsgarantie um. Mit Hilfe unseres SPIE Energy Managers begleiten wir Sie auf Ihrem Weg in eine CO₂-neutrale Zukunft. Eine Vielzahl erfolgreicher Referenzprojekte und Auszeichnungen sowie unser Garantieverprechen sichern Ihren Projekterfolg. Sprechen Sie uns an. Wir freuen uns auf Sie.



SÜDWÄRME
Gesellschaft für Energielieferung AG
E-Mail: info@suedwaerme.de
Web: www.suedwaerme.de

Hauptsitz:
Max-Planck-Str. 5
85716 Unterschleißheim
Telefon: +49 89 32170-6
Telefax: +49 89 32170-750
Geschäftsstelle:
Bahnhofstr. 1/1
72764 Reutlingen
Telefon: +49 7121 9879-0
Telefax: +49 7121 9879-99

Die Südwärme – eine starke Gemeinschaft bestehend aus einem Zusammenschluss von qualifizierten Gebäudetechnikfachbetrieben. Durch unsere völlig unabhängige Marktstellung setzen wir bundesweit die jeweils ganzheitlich betrachtete sinnvollste Anlagentechnik zur Energielieferung (Wärme, Kälte und Strom) ein.

Branchen:
Gewerbe und Industrie, Wohnungswirtschaft, Kommunen, Krankenhäuser, Hotels und Freizeitanlagen



Techem Solutions GmbH
Hauptstraße 89
65760 Eschborn
Internet: www.techem.de

Ansprechpartner: Holger Suschowk
Geschäftsführer
Tel.: +49 6196 522 1900
E-Mail: solutions@techem.de

Einer für alle. Und für alles.
Komplettlösungen über alle Immobilien-typen und Technologien hinweg.

Als Unternehmen der Techem Gruppe ist die Techem Solutions GmbH spezialisiert auf Lösungen für die innovative, effiziente und ökologische Energieversorgung von Immobilien. Dazu gehören unter anderem die energetische Modernisierung für Bestandsimmobilien, Energieversorgungssysteme für Neubauten und komplexe Liegenschaften, der einfache Einstieg mit Wärmelieferung sowie die Versorgung auch umfangreicher Liegenschaftsportfolios. Als Contracting- und Lösungsanbieter nimmt die Techem Solutions GmbH Investoren und Immobilieneigentümern die Komplexität ab und sichert ihnen eine wirtschaftliche und mit den Klimazielen kompatible Wärmeversorgungslösung zu. Die Techem Solutions versorgt deutschlandweit über 143.000 Wohnungen mit Wärme oder Strom und hat dazu circa 2.500 Wärmeerzeugungsanlagen und rund 200 Blockheizkraftwerke im Service.

Techem bietet ein zertifiziertes Energiemanagementsystem nach ISO 50001. Neben Verbrauchs- und Energiekostentransparenz erhalten Sie ebenfalls hohe Versorgungssicherheit dank präventiver Wartungsmaßnahmen inkl. 24/7-Service.

Energie & Management



ENERGIEJOBS

Sie haben Mühe, Talente in der Energiewirtschaft zu finden?

Nutzen Sie Energiejobs.online um noch heute Top-Talente in der Energiebranche zu finden!

www.energiejobs.online

Und wo ist Ihre Branchenkompass-Anzeige?

Kontakt:
Karin Wiesner
Tel.: 0 81 52/93 11 55
k.wiesner@emvg.de

In diesem Jahr fand der B.KWK-Jahreskongress wieder in Berlin statt



Branche fordert dezentrale Kraftwerksstrategie mit KWK

Im Fokus des **B.KWK-Jahreskongresses** steht die Rolle der KWK zur Residuallastdeckung und wie diese in die geplante Kraftwerksstrategie des Bundes eingebunden werden kann. **VON HEIDI ROIDER**

In einem Positionspapier des Bundesverbands Kraft-Wärme-Kopplung (B.KWK), das B.KWK-Präsident Claus-Heinrich Stahl auf dem Jahreskongress am 14. September in Berlin vorstellte, fordert der Verband die Politik auf, die Kraft-Wärme-Kopplung als wesentliche Säule in die geplante Kraftwerksstrategie zu integrieren, und macht einen Vorschlag für ein zukünftiges Fördersystem.

Mit der Kraftwerksstrategie des Bundeswirtschaftsministeriums (BMWK) sollen ab nächstem Jahr Backup-Kapazitäten zur Deckung der gesicherten Leistung geschaffen werden. Die Kraftwerksstrategie sieht vor, über Ausschreibungen einen perspektivisch wasserstoffbetriebenen Kraftwerkspark aufzubauen. Eine komplette Umstellung auf Wasserstoff ist bislang für 2035 anvisiert und soll durch Biomethan- und Biomassekraftwerke ergänzt werden.

Mit der geplanten Kraftwerksstrategie würden sich neue Chancen ergeben, die Potenziale der KWK auszuschöpfen und ihre Rolle neu zu besetzen, so Stahl. „Noch immer ist die Assoziation von KWK mit CO₂-intensiven Brennstoffen weit verbreitet“, sagte Stahl. Dabei befindet sich die KWK längst im Wandel und erfüllt die Voraussetzungen, um das erneuerbare Energiesystem umweltverträglich zu unterstützen. „Angetrieben mit erneuerbaren Gasen und punktuell netzdienlich zur Deckung der Residuallast eingesetzt, ist die KWK ein wichtiges Instrument der Energiewende.“

KWK-Branche stellt Positionspapier vor

KWK-Anlagen sind nach Ansicht des Branchenverbands ein Garant für Versorgungssicherheit und Resilienz im Strom- und Wärmemarkt und bei Verfügbarkeit von Wasserstoff leicht umrüstbar. Darüber hinaus bietet die KWK-Technologie ein optimales Einsatzgebiet für verschiedenste biogene Gase, wie zum Beispiel aus der Kommunal- und Landschaftspflege. Damit werde die KWK ihrer Rolle zur Deckung der Residuallast mit regenerativen Brennstoffen gerecht und weise zudem einen hohen Nutzungsgrad auf. Zudem hätten dezentrale KWK-Anlagen gerade im Hinblick auf den Zeitfaktor deutlich kürzere Genehmigungszeiten als Großkraftwerke.

Ein weiterer Aspekt, den es laut KWK-Brancheverband in der Kraftwerksstrategie zu verankern gilt, ist die Dezentralität von Kraftwerken. Dezentrale, flexible Stromerzeugung entlaste die

Stromnetze und senke die Kosten für den Netzausbau. Damit könne der Zubau von KWK-Anlagen dann auch den Rollout von Wärmepumpen und E-Mobilität beschleunigen, argumentiert die KWK-Branche.

Darüber hinaus stellt der B.KWK in seinem Positionspapier heraus, dass es nicht zielführend sei, den KWK-Zubau über die geplanten Ausschreibungssegmente der Kraftwerksstrategie zu organisieren. Denn es bestünden strukturelle Unterschiede zu anderen Kraftwerkstechnologien, etwa hinsichtlich Anlagenplanung. Stattdessen solle die Förderung für Neubau und Umrüstung von KWK-Anlagen über ein grundlegend weiterentwickeltes und über 2026 hinaus geltendes Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG) laufen.

Der B.KWK schlägt zudem eine Umstellung des KWKG-Fördersystems vor, das ausschließlich für netzdienliche Fahrweisen greift und auf 70 Prozent Investitionsförderung und 30 Prozent Mengenförderung basiert. Die Gesamtlaufzeit würde dabei auf 10.000 Stunden entsprechend der heutigen Fördersumme von 30.000 Stunden abgesenkt werden. Der Anteil der Investitionsförderung würde über fünf Jahre verteilt bei einer Mindestlaufzeit von 500 Vollbenutzungsstunden pro Jahr; die 30 Prozent Mengenförderung würden für weitere 500 Stunden pro Jahr entsprechend der angepassten Gesamtfördersumme ausgezahlt, sodass jährlich bis zu 1.000 Stunden gefördert werden.

„Es muss Investitionssicherheit für KWK-Anlagen geschaffen werden. Gleiches gilt für Investitionen in Wasserstofffähigkeit bei Neuanlagen und Umrüstung. Beides muss wirtschaftlich darstellbar sein und sachgerecht in einer Förderstruktur abgebildet werden, die über leistungsbezogene Vergütung funktioniert. Denn bei rein arbeitsabhängiger Förderung ist die Unsicherheit für Betreiber zu groß, ob das Kraftwerk so viel läuft, dass sich die Investition lohnt. Gleichzeitig sollte eine jährliche Mindestlaufzeit der KWK-Anlagen festgeschrieben werden als Bedingung, um die Förderung zu erhalten. Dazu schlagen wir 500 Betriebsstunden vor“, erklärte Claus-Heinrich Stahl. Der B.KWK-Jahreskongress fand in diesem Jahr zum 15. Mal statt.

E&M

Das Positionspapier „Kraft-Wärme-Kopplung: Rückgrat der Energiewende für Kraftwerksstrategie und Wärmeversorgung“ ist auf der Webseite des B.KWK zu finden.



Energie & Management

Energie & Management integriert die Zeitschriften »Energieanwendung« sowie »Contracting & Wärmedienservice«

Ihre Ansprechpartner bei E&M

Herausgeber:
Helmut Sendner, Telefon 0 81 52/93 11 11

Chefredakteur:
Stefan Sagmeister, Telefon 0 81 52/93 11 33

Stellvertretender Chefredakteur:
Fritz Wilhelm, Telefon 0 60 07/9 39 60 75

Redaktion:
Georg Eble, Telefon 0 81 52/93 11 44
Susanne Harmsen, Telefon 030/6 57 20 40
Heidi Roeder, Telefon 0 81 52/93 11 28
Timo Sendner, Telefon 0 81 52/93 11 10
Davina Spohn, Telefon 0 81 52/93 11 18
Günter Drenowitzky, Telefon 0173/5 61 52 57
Katia Meyer-Tien, Telefon 08152/93 11 23

Chefin vom Dienst:
Heidi Roeder, Telefon 0 81 52/93 11 28

Redaktionsassistent:
Mona Remmele, Telefon 0 81 52/93 11 20
Atousa Sendner, Telefon 0 81 52/93 11 15

Korrespondenten:
Dr. Klaus Fischer, Wien/Österreich
Telefon 00 43/66 43 26 62 89

Marc Gusewski, Liestal/Schweiz
Telefon 00 41/6 19 21 05 68

Harald Jung, Castelleone/Italien
Telefon 00 39/03 74 35 03 12

Oliver Ristau, Hamburg
Telefon 0 40/38 61 58 22

Dr. Tom Weingärtner, Brüssel/Belgien
Telefon 00 32/2 23 59 40 3

Lektorat:
Dr. Barbara Münch-Kienast
Telefon 0 81 52/93 11 20

Vertrieb

Sebastian Lichtenberg (Leitung)
Telefon 0 81 52/93 11 88

Dirk Kaufmann
Telefon 0 81 52/93 11 77

Marcela Lochbihler
Telefon 0 81 52/93 11 17

Anzeigen

Karin Wiesner
Telefon 0 81 52/93 11 55

Sebastian Lichtenberg
Telefon 0 81 52/93 11 88

Dirk Kaufmann
Telefon 0 81 52/93 11 77

Antje Baraccani
Telefon 0 42 93/8 90 89 13

Benjamin Rudolf
Telefon 0 42 93/8 90 89 11

Gültig ist die Anzeigenpreisliste
Nr. 28 vom 01.10.2021

Persönliche Mailadressen:
vorname.nachname@emvg.de

Abonentenverwaltung

VU.SOLUTIONS GmbH & Co. KG
Telefon 0 61 23/92 38-221
Telefax 0 61 23/92 38-222
emvg@vuservice.de

Copyright:
Diese Zeitschrift und alle in ihr enthaltenen Beiträge und Abbildungen sind urheberrechtlich geschützt. Jede Verwertung außerhalb der engen Grenzen des Urheberrechtsgesetzes ist ohne Zustimmung des Verlages unzulässig und strafbar. Für unverlangt eingesandte Manuskripte kann keine Gewähr übernommen werden. Von namentlich gekennzeichneten Fremdautoren veröffentlichte Beiträge stellen nicht immer die Meinung der Redaktion dar.

Verlag:
Energie & Management Verlagsgesellschaft mbH
Schloss Mühlfeld 20,
82211 Hersching
Telefon 0 81 52/93 11 0
Telefax 0 81 52/93 11 22
info@emvg.de,
www.energie-und-management.de

HypoVereinsbank Hersching
IBAN: DE88 700 202 70 314 015 6956
BIC: HYVEDE33XXX
UID: DE 162 448 530

Geschäftsführung: Timo Sendner

Erscheinungsweise: Monatlich
(15 Ausgaben jährlich)

Bezugspreis: Einzelausgabe € 19,95 plus
Versandkosten, Jahresabonnement € 299,-
Preise inkl. 7 % MWSt., Europ. Ausland € 349,-
Luftpost auf Anfrage.

Studenten erhalten einen Rabatt von 50 % bei
Vorlage der Immatrikulationsbescheinigung.

Abonnements für Energie & Management werden
für ein Jahr geschlossen und sind mit einer Frist
von sechs Wochen vor Ablauf des Bezugsjahres
schriftlich kündbar. Eine Abonnement-Bestellung
kann innerhalb einer Frist von zehn Tagen
widerrufen werden.

Erfüllungs- und Zahlungsort ist Hersching;
Gerichtsstand ist Starnberg.

Gestaltung und Produktion:
trumit GmbH | trumit Publishers, 85521 Ottobrunn

Druck: sour-e GmbH, Köln

ISSN 0945-8794

Diese Zeitung ist auf 100%-Recycling-
Papier gedruckt

Auflage und Verbreitung sind
iw-geprüft



BDEW Treffpunkt Netze 2023

11. und 12. Oktober 2023 Berlin

Organisation:
BDEW Kongress GmbH in Kooperation mit
BDEW e.V., Berlin
Tel. +49 (0)30 / 30 01 99 – 11 61
www.bdew-treffpunkt-netze.de

10. KRITIS PRAXIS Forum

11. und 12. Oktober 2023 Würzburg

Organisation: ausecus GmbH,
Augsburg
Tel: +49 (0)8 21 / 20 70 97 – 21
www.ausecus.com/forum

metering days 2023

17. und 18. Oktober 2023 Fulda

Organisation: ZVEI-Services GmbH (ZSG),
Frankfurt
Tel. +49 (0)69 / 63 02 – 418
www.metering-days.de

**CO2-Grenzausgleich – Welche neuen
Pflichten und Herausforderungen bringt
der CBAM für Unternehmen?**

24. Oktober 2023 online, 10 bis 12.30 Uhr

Organisation: co2ncept plus, München
Tel. +49 (0)89 / 55 17 84 45
www.co2ncept-plus.de/event-details/CBAM

1. Energiewende-Kongress

24. und 25. Oktober 2023 Dresden

Organisation: BHKW-Consult, Rastatt
Tel. +49 (0)72 22 / 96 86 73 – 0
www.energie.events/veranstaltung/
24-25-10-2023-energiewende

1. Swiss Hydrogen Summit

2. und 3. November 2023 Zürich

Organisation: LHI Lighthouse Institute AG,
Kreuzlingen, CH
Tel. +41 71 / 544 69 49
www.h2-summit.ch

**Intensivtraining – Fit for EU-ETS:
Zusammenhänge verstehen und im
Unternehmen anwenden**

23. November 2023

München, 10 bis 15.45 Uhr
13. Dezember 2023 online, 10 bis 13.45 Uhr
24. Januar 2024 online, 10 bis 14 Uhr
22. Februar 2024 online, 10 bis 14.30 Uhr

Organisation:
co2ncept plus, München
Tel. +49 (0)89 / 55 17 84 45
www.co2ncept-plus.de/fit-for-ets

7. Vertriebsleitertagung Energie

28. und 29. November 2023 Zürich

Organisation:
LHI Lighthouse Institute AG,
Kreuzlingen, CH
Tel. +41 71 / 544 69 60
www.vertriebsleitertagung-energie.ch

Alle Terminveröffentlichungen unter Vorbehalt

TERMINE

**Hinweisgeberschutzgesetz –
Die Umsetzungsfrist läuft bereits!**

Auf Grundlage der „EU-Whistleblower-Richtlinie“ hat der deutsche Gesetzgeber das **Hinweisgeberschutzgesetz** verabschiedet. Es berichten Jost Eder und Alexander Bartsch*.

Das Hinweisgeberschutzgesetz (HinSchG) ist am 2. Juli 2023 in Kraft getreten. Die Grundlage dafür bildet die „EU-Whistleblower-Richtlinie“. Durch das Gesetz wird zum einen der Schutz von natürlichen Personen bezweckt, die im Zusammenhang mit ihrer beruflichen Tätigkeit oder im Vorfeld einer beruflichen Tätigkeit Informationen über Verstöße erlangt haben und diese an die nach diesem Gesetz vorgesehenen Meldestellen melden oder offenlegen (hinweisgebende Personen).

Darüber hinaus werden Personen geschützt, die Gegenstand einer Meldung oder Offenlegung sind, sowie sonstige Personen, die von einer Meldung oder Offenlegung betroffen sind. Unternehmen, die in der Regel mindestens 50 Beschäftigte haben, werden verpflichtet, eine sogenannte interne Meldestelle einzurichten, die eingehende Meldungen nach gesetzlichen Verfahrensvorgaben entgegennimmt und bearbeitet. Wird dies missachtet, drohen unter anderem empfindliche Bußgelder.

Einrichtung der internen Meldestelle

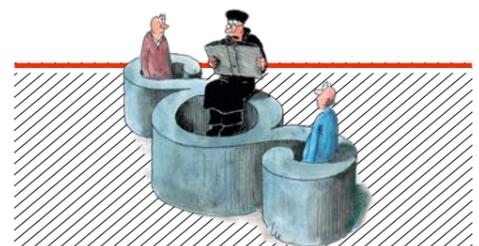
Unternehmen mit mehr als 250 Beschäftigten müssen die neuen Anforderungen bereits seit dem 2. Juli 2023 umsetzen. Für Unternehmen, die in der Regel 50 bis 249 Beschäftigte haben,



gilt eine Übergangsfrist zur Errichtung der internen Meldestelle, aber nur noch bis zum 17. Dezember 2023.

Für Gemeinden und Gemeindeverbände und solche Beschäftigungsgeber, die im Eigentum oder unter der Kontrolle von Gemeinden und Gemeindeverbänden stehen, gilt die Pflicht zur Einrichtung und zum Betrieb interner Meldestellen nach Maßgabe des jeweiligen Landesrechts. Dies betrifft auch zahlreiche kommunale Energieversorger. Bisher besteht eine landesrechtliche Regelung in Hessen. Um die Whistleblower-Richtlinie umzusetzen, werden die anderen Bundesländer zeitnah nachziehen und eigene Gesetze schaffen müssen. Auch für viele kommunale Energieversorger ist es damit nur eine Frage der Zeit, bis die Pflicht zur Einrichtung einer internen Meldestelle formell greift. Allgemeine Ausnahmen von der Verpflichtung zur Einrichtung interner Meldestellen sieht die Whistleblower-Richtlinie außer bei Kleinstgemeinden und -unternehmen nämlich nicht vor.

Die interne Meldestelle unterliegt einem besonderen Vertraulichkeitsgebot (§ 8 HinSchG). Die mit den Aufgaben der internen Meldestelle beauftragten Personen sind bei der Ausübung ihrer Tätigkeit zudem unabhängig und müssen über die notwendige Fachkunde verfügen (§ 15 HinSchG). Bei eingehenden Meldungen muss der



E&M-RechtEck - auch online verfügbar

Das Energierecht ist aufgrund der immensen Umwälzungen in der Energiebranche nur noch schwer zu überschauen. Mit der Rubrik RechtEck setzt Energie & Management Schwerpunkte. Beiträge aus der Feder von Rechtsexperten der Kanzlei Becker Büttner Held beleuchten aktuelle rechtliche Fragestellungen und geben Praxiserfahrung weiter. Alle Texte der Rubrik RechtEck finden Sie zum Nachlesen online unter www.energie-und-management.de



hinweisgebenden Person der Eingang bestätigt werden. Hiernach ist zu prüfen, ob der Verstoß in den sachlichen Anwendungsbereich des HinSchG fällt. Mit der hinweisgebenden Person ist nach den Vorgaben des HinSchG Kontakt zu halten. Anschließend muss eine Stichhaltigkeitsprüfung der eingegangenen Meldung durchgeführt werden. Je nach Einzelfall sind Folgemaßnahmen nach § 17 Abs. 1 Nr. 6 i. V. m. § 18 HinSchG zu ergreifen. Gemäß § 17 Abs. 2 HinSchG erfolgt eine Rückmeldung an die hinweisgebende Person innerhalb von drei Monaten nach der Bestätigung des Eingangs der Meldung oder, wenn der Eingang nicht bestätigt worden ist, spätestens nach drei Monaten und sieben Tagen.

Aufgaben der internen Meldestelle

Die mitunter umfangreichen Aufgaben der internen Meldestelle können grundsätzlich auch von Dritten, insbesondere Rechtsanwältinnen und Rechtsanwälten, als „Ombudspersonen“ wahrgenommen werden (§ 14 Abs. 1 HinSchG). Diese können in besonderem Maße die Vertraulichkeit, Unabhängigkeit und Fachkunde gewährleisten. Auch anonyme Meldungen können dabei ohne Weiteres sichergestellt werden.

Vor dem Hintergrund der laufenden Umsetzungsfrist sowie der zeitnah zu erwartenden landesrechtlichen Regelungen sollten sich Energieversorger jetzt mit den neuen Vorgaben auseinandersetzen und deren Umsetzung rechtzeitig in die Wege leiten. **E&M**

* Jost Eder und Alexander Bartsch, Rechtsanwälte, Becker Büttner Held (BBH), Berlin



Quelle: Shutterstock/Lightstaring

Personalien

Willemien Terpstra soll zum 1. März 2024 die Nachfolge von **Han Fennema** antreten. Noch ist Terpstra als Global Vice President Decarbonization beim internationalen Chemiekonzern Lyondellbasel tätig. Im März 2024 übernimmt sie den Vorstandsvorsitz des niederländischen Ferngasnetzbetreibers (FNB) N.V. Nederlandse Gasunie. Fennema hatte Anfang 2023 seinen Rücktritt als CEO angekündigt.

Seit Juli wird der Energieversorger ÜZ Mainfranken von zwei geschäftsführenden Vorständen geleitet: **Simone Junk** betreut die kaufmännischen Bereiche Vertrieb und zentrale Dienste, während **Jürgen Kriegbaum** die technischen Bereiche Netz und Netzservice verantwortet. Kriegbaum hatte vergangenes Jahr interimweise den Posten des alleinigen geschäftsführenden Vorstands übernommen.



Jost Backhaus (Bild) ist als weiterer Geschäftsführer neben **Dr. Andreas Liessem** zur Steelwind Nordenham GmbH gewechselt. Backhaus verantwortet den kaufmännischen Bereich der Gesellschaft und übernimmt schwerpunktmäßig das Vertriebs- und Projektmanagement-Ressort. Der Wirtschaftsingenieur war zuvor unter anderem COO bei Enercon.

Die Stadtwerke Wehr haben seit Juli einen hauptamtlichen Geschäftsführer. **Markus Linder** (47) ist von der Netztochter der deutsch-schweizerischen Energiedienst Holding, ED Netze GmbH, zu den Südbadenern gewechselt. Die ED Netze sowie die Stadtwerke Bad Säckingen sind Minderheitspartner des kommunalen Versorgers. Die Stadt stellte mit ihrem Kämmerer **Erich Götz** bislang den kaufmännischen Geschäftsführer. Die technischen Bereiche verantwortete seit 2018 **Jürgen Schelb**, bei ED Netze auch der Fachplaner für innovative Straßenbeleuchtung. Mit dem Wechsel in der Geschäftsführung beenden die Gesellschafter zugleich die nebenamtliche Leitung der Stadtwerke und bündeln die Verantwortung in einer Person.

Bastian Gierull ist seit Anfang Juli neuer Geschäftsführer beim Energieunternehmen Octopus Energy Germany. Der bisherige CEO Andrew Mack hat das Unternehmen verlassen. Bislang war Gierull bei dem Unternehmen als Director of Product, Marketing and Technology tätig. Zudem ist **Merlind Schatz** neu ins Management als CFO aufgerückt. Neben Gierull und Schatz ergänzen **Florian Geier**, der bestehende Director of Operations, und **Michael Bönisch**, Director of Services, das vierköpfige Management.



Der Aufsichtsrat der SMA Solar Technology AG hat das Mandat ihres Vorstandssprechers Dr.-Ing. **Jürgen Reinert** verlängert und ihn zum Vorstandsvorsitzenden ernannt. Der Arbeitsvertrag des 55-Jährigen trägt nun den 30. Juni 2028 als Datum. Der Ingenieur ist seit 2011 bei SMA tätig und seit 2014 Mitglied des Vorstands. 2018 wurde er zum Vorstandssprecher bestellt.

Das Mieterstrom-Start-up „metergrid“ hat **Johannes Mewes** als Partner, Investor und Geschäftsführer gewonnen. Mewes wird neben Co-Founder **Julian Schulz** das Unternehmen führen, wie Metergrid mitteilt. Die strategische Veränderungsziele in erster Linie darauf ab, das „ganzheitliche digitale Lösungsangebot für Mieterstrom, von der PV-Anlage bis hin zur Abrechnung, weiterzuentwickeln und nachgewiesene Expertise für Metergrid in der anstehenden wichtigen Skalierungsphase zu bekommen“.



Katja van Doren (Bild) hat zum 1. August die Position der Personalvorständin und Arbeitsdirektorin bei RWE übernommen. In ihrem Ressort liegen auch die Verantwortlichkeiten für IT, interne Revision und Sicherheit. Die 57-Jährige tritt die Nachfolge von **Zvezdana Seeger** (58) an, deren Vertrag auf eigenen Wunsch nicht verlängert worden ist. Katja van Doren ist seit 1999 bei RWE; 2014 wurde sie Bereichsleiterin Rechnungswesen & Steuern und verantwortete den Börsengang der Innogy SE mit. 2017 wurde sie zur Finanz- und Personalvorständin der RWE Generation SE berufen.

Ab dem 1. Januar 2024 steigt mit **Tobias Grau** ein neuer Geschäftsführer in die Doppelspitze der Stadtwerke Velbert ein. Gemeinsam mit **Dr.-Ing. Kai-Uwe Dettmann** wird Grau den kommunalen Versorger südlich von Essen leiten. Grau tritt die Nachfolge von **Stefan Freitag** an. Dessen Vertrag war vom Aufsichtsrat nicht verlängert worden. Die Stadtwerke begründeten diesen Schritt nicht öffentlich.

Neben dem bisherigen alleinigen Geschäftsführer **Johannes Bremer** hat Rosneft Mitte August als zweiten Geschäftsführer **Udo Giegerich** bekommen. Dies teilte die Bundesnetzagentur als Treuhänderin der Unternehmen Rosneft Deutschland GmbH und der RN Refining & Marketing GmbH mit. Damit haben diese wieder zwei Geschäftsführer wie zu Beginn der Treuhandschaft.

Sagen Sie mal:

Jochen Schwill

Herr Schwill, mit dem Start-up Spot my Energy bringen Sie einen neuen Player im Smart-Meter-Sektor auf den Markt. Ihr letztes Start-up Next Kraftwerke wurde vom Shell-Konzern für mehr als 100 Millionen Euro übernommen. Sind das nicht über 100 Millionen Gründe für Sie, sich zur Ruhe zu setzen?

Mein Anteil waren ein paar Gründe weniger. Aber klar, mich treibt bei der Neugründung nicht der Geldverdienst. Ich kann einfach nicht anders. Und ich kann auch nichts anderes. Bei Next Kraftwerke habe ich erfahren, wie berauschend und befriedigend es ist, ein Team aufzubauen, das an den Problemen der Energiewende arbeitet und sie löst. Wir haben da richtig was gewuppt und die Kolleginnen und Kollegen bohren auch heute noch die dicken energiewirtschaftlichen Bretter. Solch ein wirksames Team erneut aufzubauen, ist meine Motivation. Daher suchen wir bei Spot my Energy aktuell nach Teamkolleginnen und Teamkollegen, die die Digitalisierung der Energiewende ganz konkret ausgestalten – vom Softwarespezialisten bis zur Bilanzkreismanagerin.

Wie auch Next Kraftwerke ist Spot my Energy ein Energiedienstleister. Was reizt Sie an der Energiewirtschaft so?

Als ich mein Studium der Energiewirtschaft Anfang der 2000er-Jahre begann, galt die Energiebranche nicht gerade als aufregend. Die spektakulären Erfolge ereigneten sich immer woanders – in der Kommunikationstechnologie, vielleicht noch in der Unterhaltungselektronik. Denken Sie an das Internet und die Mobiltelefone! Währenddessen brummelten die alten Kraftwerke und deren Betreiber weiter vor sich hin, wie die Jahrzehnte zuvor auch. Erneuerbare Energien waren eine Sache für Fantasten, die wir erst jetzt Pioniere nennen. Heute ist die Energiewirtschaft in einem



Jochen Schwill ist Gründer und Geschäftsführer der Spot my Energy GmbH mit Sitz in Köln

ständigen und tiefgreifenden Wandel, der Raum macht für echte Innovationen. Dazu kommt der Zeitdruck. Der Klimawandel wartet nicht, bis wir uns vom Sofa erheben und endlich Lust haben, eine Solaranlage aufs Dach zu schrauben oder ein neues Gesetz zu verabschieden. Dadurch ist die Energiewirtschaft ins Zentrum der gesellschaftlichen Debatte gerückt und auch viele der klügsten Köpfe wollen hier arbeiten. Es macht mir daher Spaß, an dieser Generationenaufgabe einer kohlenstofffreien und günstigen Versorgung mitzuwirken.

Ihr Unternehmen plant, als Betreiber für smarte Messsysteme aufzutreten. Wie wollen Sie sich mit Ihrem Start-up in diesem Verdrängungswettbewerb hervortun?

Ich sehe heute keinen Verdrängungswettbewerb, denn der Smart-Meter-Markt ist riesig und die Zahl der Anbieter noch klein. Viele Anbieter sind nötig, um das deutsche Zählerwesen endlich zu digitalisieren. Kein Player kriegt das allein hin, auch wir nicht. Zur Anschauung: In nicht allzu ferner Zukunft werden alle Zählpunkte digitalisiert sein, weit über 50 Millionen. Heute sind nicht einmal eine halbe Million der Zählpunkte mit Smart Metern ausgestattet. Das Wachstum in diesem Bereich wird in den nächsten zehn Jahren enorm sein. Um in diesem Markt zu bestehen, setzt Spot my Energy auf ein offenes Hard- und Softwaresystem zur Vernetzung, zum Monitoring und zur Steuerung der flexiblen Assets über Smart Meter – von der Wärmepumpe bis zum Elektroauto. Wir wollen nicht alle heutigen Player überrollen und ein geschlossenes System anbieten, sondern sind auf der Suche nach Solarteuren und anderen Partnern aus der Strom- und Wärmewirtschaft, die für sich oder ihre Kunden nach Lösungen suchen – für Smart Metering, PV-Überschussladen oder dynamische Stromtarife. **E&M**

Schloss damit.

Abgestellt

SIE WAR EINE Berühmtheit, von Journalisten umschwärmt, von Staatschefs besucht, Thema in internationalen Bulletins. Das war erst vor einem Jahr. Heute steht sie verwaist in einer Halle in Mülheim an der Ruhr. Ihr Eigentümer will sie nicht mehr. Dabei ist sie in Bestform, frisch gewartet und einsatzbereit.

Jahrelang arbeitete sie fleißig, aber unbeachtet von Kameras im russischen Portowaja nördlich von St. Petersburg. Sie verdichtete Erdgas für die Nordstream-1-Leitung, damit Deutschland Energie hatte für Industrie und Heizungen. Dann aber überfiel Russland die Ukraine, die EU reagierte mit Sanktionen und plötzlich wurde die Turbine zum Zankapfel der Politik.

Die russische Gazprom drosselte die Lieferungen nach Europa und

begründete das mit Reparaturen an der Siemens-Turbine und ihren Schwestern. Also wurde sie nach Kanada geschickt, zur Wartung. Damit aber war sie außerhalb Russlands und ein diplomatisches Tauziehen begann, ob sie zurückdürfe. Schließlich erteilte Kanada im Juli die Genehmigung zur Ausreise, nicht direkt ins sanktionierte Russland, aber nach Deutschland. So kam sie zur Zwischenlandung nach Mülheim zu Siemens Energy. Doch dann wollte Russland die Turbine nicht zurück, erteilte keine Einreisegenehmigung. Ihr Fernbleiben war so ein guter Vorwand, die Gaslieferungen zu reduzieren.

Anfang August 2022 wurde sie sogar von Bundeskanzler Olaf Scholz besucht. Dieser sagte der Weltöffentlichkeit: „Die Turbine ist da, es kann geliefert werden.“ Ende

September 2022 sprengten bislang Unbekannte Löcher in die Pipelines von Nordstream 1 und 2 am Boden der Ostsee. Damit fehlt der Turbine der Arbeitsplatz. Sicher würde sie gern auch anderswo Gas verdichten, doch leider gehört sie nach wie vor Gazprom Russia.

Siemens Energy gibt ihr weiter ein Dach über dem Kopf, fühlt sich aber nicht zuständig. Bundeswirtschaftsminister Robert Habeck hatte sich früh darauf eingestellt, russische Gaslieferungen ablösen zu müssen, die Ende August 2022 auch eingestellt wurden. Deshalb baute Deutschland in Windeseile Terminals, mit denen verflüssigtes Erdgas (LNG) aus anderen Teilen der Welt per Schiff importiert werden kann. Und so steht die Turbine weiter in Mülheim und harret einer neuen Aufgabe. **E&M**