

r.energy

ERNEUERBARE ENERGIEN UND DIGITALISIERUNG

Bild: © Visions-AD/stock.adobe.com

ENERGIE AUS DER NATUR

Erneuerbar. Regional.
Biomasse.

SUNGROW

Clean power for all

PowerKeeper für Gewerbe & Industrie

Flexibel. Sicher. Kompakt.



50–250 kWh
flexibel skalierbar



10 ms Backup-
Umschaltung



Platzsparendes Design



Jetzt entdecken!





Vom Brennstoff zur strategischen Ressource

Biomasse erlebt derzeit eine Neubewertung. Galt sie lange vor allem als Ersatz für Kohle, Öl und Gas, rücken heute differenziertere Fragen in den Vordergrund: Wo kann sie den größten Beitrag zur Energiewende leisten? Oder: Welche Rohstoffe sind dafür in welcher Konstellation vertretbar? Denn ist Biomasse in ihren unterschiedlichen Ausprägungen nicht unbegrenzt verfügbar. Ihr nachhaltiges Potenzial hängt vor allem davon ab, woher sie stammt, wie sie genutzt wird und welche Verwendungen durch sie verdrängt werden. Ein zentraler Trend ist daher der Wechsel von eigens angebauten Energiepflanzen hin zu Rest- und Abfallstoffen. Landwirtschaftliche Nebenprodukte liefern so Energie ohne direkt mit der Nahrungsmittelproduktion um Flächen zu konkurrieren. Freilich ist eine sorgfältige Abwägung nötig: Denn selbstredend erfüllen Erntereste wichtige Funktionen im Boden. Und auch Holz ist nicht automatisch klimaneutral. Entscheidend sind vielmehr nachhaltige Entnahme, kurze Transportwege und eine nachvollziehbare Treibhausgasbilanz.

Bei all dem verändert sich die Rolle der Biomasse im Energiesystem. Denn Strom aus Biomasse ist weniger denn besonders wertvoll, wenn er rund um die Uhr gleichmäßig erzeugt wird, als wenn er flexibel verfügbar ist: in Zeiten geringer Wind- und Solarproduktion, bei Dunkelflauten oder der Stabilisierung lokaler Netze. Biogasanlagen können dafür ihre Gasspeicher und Kraft-Wärme-Kopplung nutzen. Voraussetzung sind allerdings passende Marktregeln, technische Nachrüstung und Anreize, die diese Flexibilität honorieren, statt allein die erzeugte Kilowattstunde zu vergüten. Ne-

ben diesem Rollenverständnis entwickelt sich die Nutzung von Biogas weiter. Aufbereitetes Biomethan lässt sich speichern und in Gasinfrastrukturen einspeisen. Das kann besonders dort hilfreich sein, wo direkte Elektrifizierung schwierig ist. Zugleich wird Biomethan immer gezielter eingesetzt – in industriellen Prozessen etwa. Auch die Umwandlung in Kraftstoffe oder Wasserstoff kann sinnvoll sein, muss sich aber an ihrem konkreten Nutzen messen lassen. Ein weiterer Pfad ist die Kopplung von Bioenergie mit CO₂-Abscheidung und -Speicherung. Wird biogenes Kohlendioxid dauerhaft gebunden, kann dies zu negativen Emissionen führen. Doch die Technologie ist teuer, energieintensiv und auf geeignete Speicher sowie strenge Kontrollen angewiesen. Sie ersetzt weder Emissionsminderungen noch den Schutz natürlicher Kohlenstoffsinken.

Damit Biomasse einen glaubwürdigen Platz im Klimaschutz behält, braucht es klare Leitplanken: eine Kaskadennutzung, bei der stoffliche Anwendungen Vorrang haben, transparente Herkunftsnachweise, Schutz von Böden und Biodiversität sowie Regeln, die Klimavorteile statt bloßer Erneuerbarkeit bewerten. Biomasse ist weder ein universeller Energieträger noch als Freibrief zu verstehen für unangemessenen Verbrauch. Richtig eingesetzt, kann sie jedoch dort wertvoll sein, wo andere erneuerbare Optionen an Grenzen stoßen. Ihr Zukunftspotenzial liegt daher weniger in maximalen Mengen als in einer gezielten, flexiblen und verantwortungsvollen Nutzung. Mehr dazu in unserem Special.

MICHAEL HOBOHM

Redakteur r.energy





Elevate your blade performance

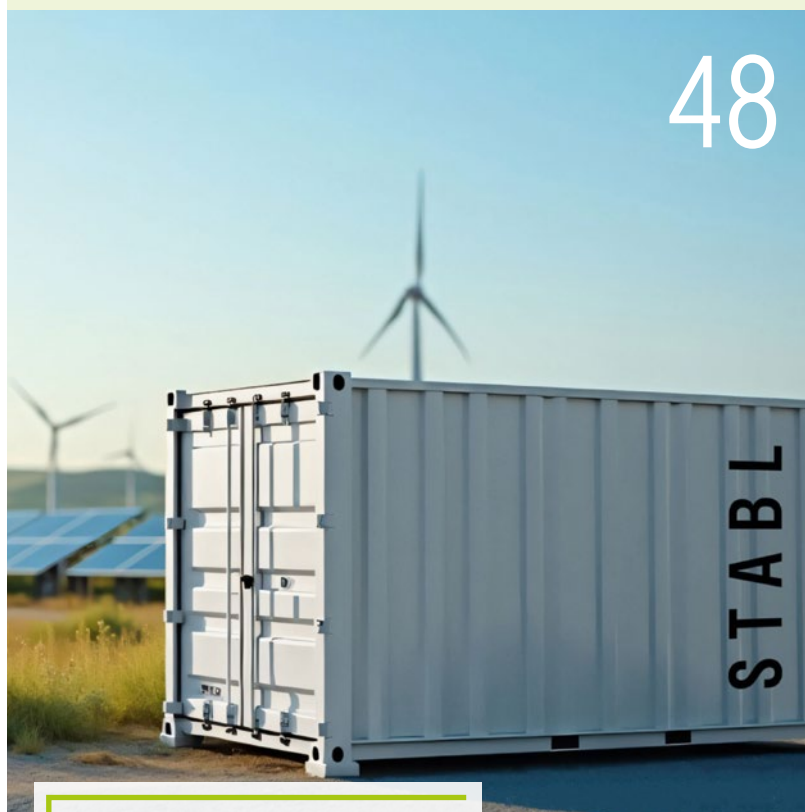
Zustands-
überwachung für
Onshore- und
Offshore-Turbinen
vom Experten



Mehr Informationen auf unserer Website:
www.weidmueller.de/elevate-blade

Weidmüller 

Die neue „M-Series“ von ABB E-mobility ist ein modulares Split-System, das Ladeleistungen von 200 kW bis 1,2 MW ermöglicht. Entwickelt für öffentliche Schnellladestandorte, Flottendepots sowie Retail- und Destination-Charging, erlaubt sie Betreibern, ihre Infrastruktur entlang der Nachfrage schrittweise auszubauen.



Stabl Energy entwickelt Batteriespeicherlösungen, die den Lebenszyklus von Batterien verlängern und eine nachhaltige Nutzung von Ressourcen fördern. Zur Technologie und zum Wachstum des Unternehmens, zu Markttrends und Regulatorik sprach r.energy mit CEO und Co-Founder Dr. Nam Truong.



6	Blickfang
8	Branche
12	Projekte
15	Veranstaltungen
16	E-MOBILITÄT Ladeinfrastruktur konsequent an wirtschaftlicher Energie ausrichten
18	EXPERTENTALK Expertentalk zum Thema „Lademanagement“
24	E-FLOTTEN IM MITTELSTAND Vom Fahrzeug zur Gesamtstrategie
26	AUTOMATISIERUNGSFUNKTION Sinkende Betriebskosten für Ladeinfrastruktur
28	E-MOBILITÄT Vollautomatisches AC-V2G-Laden

SPECIAL BIOMASSE

30	ENERGIE AUS HOLZ Auf dem Holzweg in die Zukunft
33	MULTIMODALES VERFAHREN MIT KI UND MULTISENSORIK Holz aus Sperrmüll besser aussortieren
34	FESTSTOFFDOSIERUNG Biogasgenossenschaft in der Lombardei setzt auf „Mixxpump“
36	BIOMETHANANLAGE Grüne Energie für 11.700 Haushalte
37	BIOMETHANANLAGE Milchpulver zu Wasserstoff
38	VERBINDUNGSMITTEL Sicher zu grüner Energie
40	UMBAU BIOMASSEKRAFTWERK ZUR WÄRMEAUSKOPPLUNG Klimafreundliche Wärme Kooperation mit den Stadtwerken Lünen

41	WINDKRAFT- UND SOLARANLAGEN Warum sich ein etablierter Akteur der Branche neu aufstellt
44	SIMULATION Kabel per FEM designen
48	BATTERIESPEICHER Lösungen für die technologische Souveränität
52	REDISPATCH-ABREGELUNGEN Rechnung statt Gutschrift?
55	SICHERUNGSLASTTRENNSCHALTER Intelligentes Energiemanagement für Gebäude
58	Forschung & Entwicklung
60	Produkte
61	MARKT
62	INDEX
62	IMPRESSUM

Seit Dezember 2025 rechnet der Netzbetreiber Redispatch-Abregelungen direkt mit Betreibern von Wind- und PV-Anlagen ab. Diese erleben nun eine unangenehme Überraschung: Wo früher eine Redispatch-Entschädigung als Gutschrift kam, ist sie jetzt deutlich niedriger oder erweist sich sogar als Forderung des Netzbetreibers.



KANN MAN MESSEN, WIE STARK EIN GLETSCHER SCHWITZT? Frag dataTec.

Wie schnell der Ball ins Tor kracht, misst man mit einer Speedgun. Wie präzise die Speedgun misst, checkt man mit Mess- und Prüftechnik von dataTec. Wie genau? Hier steht's: datatec.eu/fussball



dataTec

Mess- und Prüftechnik. Die Experten.



Mehr erfahren:
denios-energy.com

Energie speichern BESS-ER MACHEN

DENIOS energy ist der auf Batteriespeicher spezialisierte Geschäftsbereich von DENIOS. Mit dem *Plug & Play POWER SAFE* bringt DENIOS energy ein neues, standardisiertes Speicher-in-Container-System für Gewerbekunden auf den Markt. Die anschlussfertige Lösung kombiniert einen leistungsfähigen Batteriespeicher mit einem kompakten Brandschutzcontainer und ermöglicht so eine lokale Energieversorgung auch an Standorten mit erhöhten Anforderungen an Brand-, Umwelt- und Schallschutz sowie begrenztem Platzangebot.

Aus dem Zusammenspiel von leistungsfähigem Batteriespeicher (BESS), darauf abgestimmtem Sicherheitskonzept (Emergency Response, ER) und Service entsteht konsequentes BESS-ER MACHEN: einfache Planung, flexible Aufstellung, anerkannte Nachweise für Genehmigung und Versicherung, wirtschaftlicher und sicherer Betrieb sowie Schutz von Infrastruktur und Umwelt im Schadensfall.

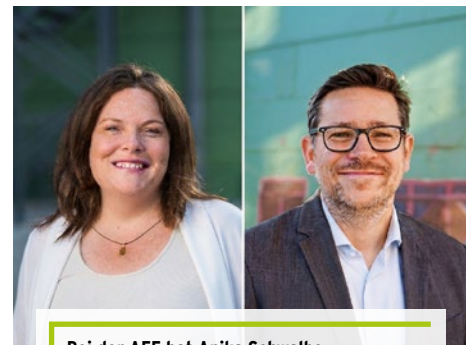
**Besuchen Sie den Stand von DENIOS energy
auf der Sustainable Solutions in Düsseldorf am
02./03.12.2026.**

Anika Schwalbe übernimmt Geschäftsführung der AEE

Führungswechsel an der Spitze der Agentur für Erneuerbare Energien: Zum 1. September 2026 hat Anika Schwalbe die Geschäftsführung der AEE übernommen. Sie folgt auf Dr. Robert Brandt, der sich nach knapp acht Jahren an der Spitze der Agentur neuen beruflichen Aufgaben widmet. Brandt hat die AEE mit seiner offenen Art, seinem Enthusiasmus für den Klimaschutz und einem stets mitarbeiterorientierten Führungsstil durch dynamische Jahre manövriert. Unter seiner Leitung setzte die Agentur kontinuierlich neue Impulse für die Energiewende und etablierte sich als geschätzte Schnittstelle zwischen Politik, Wirtschaft und Kommunen.

„Robert hat die AEE mit seiner Begeisterung für die Sache fachlich und menschlich geprägt. Ich habe die Zusammenarbeit mit ihm sehr geschätzt. Seine offene Art und

sein Einsatz für das Team zeichnen seine Arbeit aus – dafür danke ich ihm herzlich“, betont Schwalbe, die bisher als stellvertretende Geschäftsführerin und Pressesprecherin der Agentur tätig war. „Ich freue mich sehr darauf, die AEE gemeinsam mit unserem starken Team in diese nächste Phase zu führen. Neben dem Ausbau erneuerbarer Energien rückt die Frage in den Mittelpunkt, wie wir unsere Energiesysteme so gestalten, dass sie krisenfest sind. Sicherheit entsteht nicht durch anfällige Großstrukturen, sondern durch vernetzte, zelluläre Netze vor Ort.“ Die Agentur für Erneuerbare Energien wird Kommunen, Politik und Partnern künftig konkrete Instrumente an die Hand geben, um diese Resilienz Schritt für Schritt im Alltag umzusetzen und die Handlungsfähigkeit der Regionen dauerhaft zu sichern – gemeinsam mit den Bürgerinnen und Bürgern. ■



Bei der AEE hat Anika Schwalbe den Staffelstab von Dr. Robert Brandt übernommen. Bild: AEE

E.on weitet Großhandel mit PV-Komponenten in DACH-Region aus

Über E.on Energy Technologies will E.on das Geschäft mit PV-Komponenten in Deutschland ausbauen sowie auf Österreich und die Schweiz erweitern. Die 100-prozentige Tochter des Konzerns mit Sitz in Gütersloh ist ein Solar-Großhändler, der bislang unter dem Namen Energetik firmierte. Mit der Ausweitung auf die DACH-Region will E.on noch mehr Fachunternehmen bei ihrem Wachstum und der Umsetzung der Energiewende unterstützen. E.on Energy

Technologies beliefert Fachpartner und Installationsbetriebe mit Photovoltaik-Komponenten führender Hersteller, darunter auch deutsche Anbieter. Das Portfolio umfasst Solarmodule, Wechselrichter, Stromspeicher, Montagesysteme und Zubehör. Das Unternehmen setzt dabei auf bedarfsgerechte Lösungen statt auf starre Mindestabnahmemengen. Ergänzend begleitet E.on Energy Technologies Kundinnen und Kunden bei deren Projektplanung. Von der Modulplatzierung bis

hin zur Stringauslegung übernimmt das Unternehmen Planungsleistungen, die Installateuren und Fachbetrieben Zeit sparen und die Umsetzung ihrer Projekte erleichtern. Der Großhändler setzt hierbei auf bewährte, persönliche Expertenberatung und partnerschaftliche Zusammenarbeit mit seinen Kundinnen und Kunden. Installationsbetriebe profitieren bei E.on Energy Technologies von festen Ansprechpartnerinnen und Ansprechpartnern. Dieser Service geht über den klassischen Großhandel hinaus, sorgt für kurze Kommunikationswege, hohe Erreichbarkeit und schnelle Reaktionszeiten. In Deutschland wird dies zusätzlich von einer persönlichen Betreuung vor Ort im Außendienst im gesamten Bundesgebiet ergänzt. Bei technischen Fragen vermittelt E.on Energy Technologies direkt zu den Expertinnen und Experten der Hersteller und unterstützt so eine zügige Lösungsfindung. ■



PV-Produkte führender Hersteller bietet E.ON Energy Technologies für Installationsunternehmen in Deutschland, Österreich und der Schweiz.

Bild: © Dusan Petkovic/stock.adobe.com

Was Netzbetreiber leisten

Die neue Kartenübersicht „Stromnetzbetreiber in Deutschland“, veröffentlicht von der Initiative evu+ im edna Bundesverband Energiemarkt & Kommunikation, zeigt – im Sinne des Wortes – was Netzbetreiber leisten. Mit einem Mausklick wird angegeben, wie viele Erzeugungsanlagen – eingeteilt nach Photovoltaik, Wind, Biomasse, Wasser, Geothermie oder konventionellen Erzeugungstechnologien – im jeweiligen Netzgebiet mit welcher Leistung an das Netz angeschlossen sind. Auch Batteriespeicher sind dabei berücksichtigt. Daneben steht eine Reihe von Auswertungen zur Verfügung, in denen die Daten nach Netzbetreiber, Bundesland, Erzeugungsart oder anderen Kriterien analysiert werden. Erstellt wurde die Karte von Martin Käßler vom edna-Mitglied Fraunhofer IOSB-AST mit KI-Unterstützung auf Basis der öffentlichen Daten des Marktstammdatenregisters. Die Karte ist auf der edna-Website abrufbar und zeigt aktuell den Stand vom April 2026. Künftig sollen die Daten halbjährlich aktualisiert werden.

„Die häufig geäußerte Kritik, Deutschland habe zu viele Netzbetreiber, greift aus

Die erste Online-Übersicht über alle Netzbetreiber Deutschlands veröffentlicht evu+.

Bild: © vegefox.com/stock.adobe.com

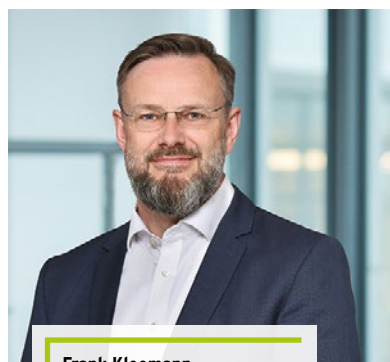


unserer Sicht zu kurz. Unsere neue Karte belegt eindrucksvoll, dass insbesondere die kleinen und mittleren Netzbetreiber einen unverzichtbaren Beitrag zur Stromversorgung und zur Versorgungssicherheit leisten. Zugleich sind sie zentrale Treiber und Träger der Energiewende, da die Erzeugung in ihren Netzen fast vollständig auf erneuerbaren Energien beruht“, betont Richard Plum, Geschäftsführer des edna Bundesverband Energiemarkt & Kommunikation. Zudem Sorge die regionale Verteilung für eine Stärkung der Resilienz der deutschen Stromversorgung. „Die Vielzahl regional verankerter Verteilnetzbetreiber schafft organisatorische Vielfalt: Sie verteilt Risiken, senkt die Wahrscheinlichkeit systemischer Ausfälle und stärkt die Fähigkeit, vor Ort schnell auf Krisen zu reagieren“, fasst Plum zusammen. Von den

insgesamt 871 deutschen Netzbetreibern sind allein in Bayern mit 237 mehr als 25 % beheimatet. Auf den Plätzen zwei und drei folgen Baden-Württemberg (121) und Nordrhein-Westfalen (114).

Dass die absoluten Zahlen in die Irre führen, zeigen Vergleiche mit anderen europäischen Ländern: Mit etwa 55 Verteilnetzbetreibern in Dänemark und 75 in Finnland verfügen beide Länder in Relation zur Einwohnerzahl über eine ähnlich hohe Netzbetreiberdichte wie Deutschland – Finnland sogar über eine höhere. Während die Relation in Deutschland bei rund 98.000 Einwohnern je Netzbetreiber liegt, sind in Österreich mit 75.000 Einwohnern/VNB (insgesamt 120) und in der Schweiz mit 15.000 Einwohnern/VNB (insgesamt rund 600) im Verhältnis sogar deutlich mehr Netzbetreiber pro Einwohner aktiv. ■

Wechsel in der Geschäftsführung von Thüga Smartservice



Frank Kleemann,
der neue Geschäftsführer
von Thüga Smartservice.

Bild: Thüga

Frank Kleemann wird neuer Geschäftsführer von Thüga Smartservice. Er folgt auf Michael Ikonomou, der das Unternehmen auf eigenen Wunsch verlässt, um sich neuen beruflichen Herausforderungen zu stellen. Gemeinsam mit Geschäftsführer Dr. Alexander Haßdenteufel wird Kleemann die Weiterentwicklung von Thüga Smartservice verantworten. Kleemann verfügt über mehr als 30 Jahre Erfahrung in der Digitalisierung und im Management komplexer IT-Transformationen. Zuletzt war er als Senior Manager bei Accenture Deutschland tätig. Davor verantwortete er als Leiter Digitalisierung & IT bei consus.health die strategische Weiterentwicklung der IT sowie Digitalisierungsprojekte im Gesundheitswesen. Weitere Führungspositionen bekleidete er unter anderem bei der Autobahn GmbH

des Bundes und den Helios-Kliniken. Seine Schwerpunkte liegen in der Umsetzung großer Transformationsprogramme, dem Aufbau leistungsfähiger IT-Organisationen sowie der Einführung moderner ERP- und Cloud-Lösungen.

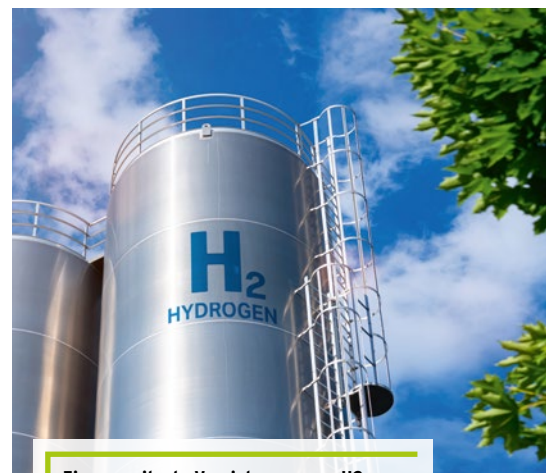
„Wir freuen uns, mit Frank Kleemann einen erfahrenen IT- und Digitalisierungsexperten für die Geschäftsführung der Thüga Smartservice gewonnen zu haben. Mit seiner langjährigen Führungs- und Transformationserfahrung wird er wichtige Impulse für die weitere Entwicklung des Unternehmens setzen“, sagt Anne Rethmann, Mitglied des Vorstands von Thüga. „Gleichzeitig danken wir Michael Ikonomou für sein großes Engagement und die erfolgreiche Arbeit. Für seine berufliche und persönliche Zukunft wünschen wir ihm alles Gute und weiterhin viel Erfolg.“ ■

H2apex und Lhyfe unterstützen den deutschen Wasserstoffmarkt

Die H2apex Group SCA, Entwickler und Betreiber von Anlagen zur Erzeugung von grünem Wasserstoff für die Dekarbonisierung von Industrie, Infrastruktur und Mobilität, sowie Lhyfe, Pionier in der Produktion von erneuerbarem Wasserstoff für die Dekarbonisierung von Mobilität und Industrie, haben ihre Partnerschaft erweitert, um der wachsenden Nachfrage in Deutschland nach dem Energieträger zu entsprechen. Deutschland zählt zu den dynamischsten Wasserstoffmärkten Europas. Die steigende Nachfrage aus Mobilität und Industrie sowie die Weiterentwicklung regulatorischer Anforderungen an erneuerbare Kraftstoffe beschleunigen den Markthochlauf und erhöhen den Bedarf an verlässlichen Lieferketten für den erneuerbaren Energieträger. Im Rahmen der erweiterten Vereinbarung wird Lhyfe in den kommenden zwei Jah-

ren H2apex mit bis zu 100 t RFNBO-zertifiziertem erneuerbarem Wasserstoff pro Jahr beliefern. Die Vereinbarung baut auf einer bestehenden Zusammenarbeit der beiden Unternehmen auf.

Die Partnerschaft verbindet zwei etablierte Unternehmen entlang der Wertschöpfungskette. Die erweiterte Zusammenarbeit steht zugleich exemplarisch für die Entwicklung des grünen Wasserstoffmarktes insgesamt: Während neue Produktionskapazitäten in zahlreichen Projekten schrittweise in Betrieb gehen und die Nachfrage parallel weiter wächst, gewinnen flexible und verlässliche Beschaffungsmodelle für zertifizierte grüne Wasserstoffmengen zunehmend an Bedeutung. Auf diese Weise kann die Versorgung von Kunden auch in einer Phase des Marktaufbaus langfristig abgesichert werden. H2apex und Lhyfe verfolgen das gemeinsame Ziel, den Über-



Eine erweiterte Vereinbarung von H2apex und Lhyfe soll die Verfügbarkeit von erneuerbarem Wasserstoff in Deutschland stärken und die steigende Nachfrage aus Mobilität und Industrie unterstützen.

Bild: © AA+W/stock.adobe.com

gang zu einem klimaneutralen Energiesystem durch einen skalierbaren Zugang zu erneuerbarem Wasserstoff zu unterstützen und damit das Wachstum des deutschen und europäischen Wasserstoffmarktes zu fördern. ■

eins+null, is Software und msu solutions werden kraftwerk Software Systems

Die kraftwerk Software Gruppe geht den nächsten Schritt: Jetzt wurden die bisherigen Gruppenunternehmen eins+null, is Software und msu solutions zu kraftwerk Software Systems verschmolzen. „In den vergangenen Jahren haben wir bereits eng zusammengearbeitet, oft an denselben Projekten und für dieselben Kunden. Mit dem Zusammenschluss geben wir dieser Zusammenarbeit jetzt eine gemeinsame rechtliche Form. Als kraftwerk Software Systems GmbH können

wir ein breiteres Leistungsspektrum aus einer Hand anbieten, ohne Unterauftragsstrukturen und ohne die Komplexität mehrerer Gesellschaften“, sagt Andreas Weber, der die Verantwortung als Geschäftsführer übernimmt. Aus seiner Sicht bekommt kraftwerk Software mit der Verschmelzung auch eine fokussiertere Außenwirkung. „Künftig sind wir nicht nur als Dachmarke auf dem Markt präsent, sondern als Unternehmen, mit dem sich Mitarbeitende wie Kunden viel stärker identifizieren können

als bisher. Wir treten nun nach außen wie nach innen geschlossen und für den Kunden deutlich nachvollziehbarer auf“, so der Geschäftsführer. Sitz der neuen Gesellschaft ist Halle (Saale), die bisherigen Standorte von eins+null und is Software in Regensburg bleiben vollumfänglich als Niederlassungen erhalten. Weber betont, dass sich darüber hinaus weder für die Kunden und Partner noch für die Mitarbeiter etwas ändern werde. „Bestehende Verträge, Konditionen und Ansprechpartner bleiben unverändert bestehen. Unsere etablierten Produktmarken, darunter „msu“, „Winev“, „Joules“ und „m8mit“ für den Bereich Elektromobilität, führen wir unter dem gemeinsamen Dach der kraftwerk Software Systems GmbH fort. Und wir werden auch kein Personal abbauen, im Gegenteil“, unterstreicht Weber. ■



Mit der Bildung von kraftwerk Software Systems bündelt die kraftwerk Software Gruppe die Kräfte und vereinheitlicht das Auftreten.

Bild: © Yingyapumi/stock.adobe.com

SMA Solar eröffnet „Gigawatt Factory“

In Niestetal bei Kassel hat SMA Solar Technology offiziell die neue Gigawatt Factory eröffnet. Die hochmoderne Fertigung für Großanlagentechnologien rund um Photovoltaik, Speicher, Wasserstoff, Rechenzentren und hybride Energiesysteme ist ein wichtiger Meilenstein für das Unternehmen sowie sein Engagement für die Energiewende und einen starken Industriestandort Europa. In den vergangenen zwei Jahren hat SMA den Fokus auf Lösungen für Energiesysteme im Segment für Großanlagen geschärft, das Portfolio optimiert und das Produktionskonzept der Gigawatt Factory kontinuierlich weiterentwickelt. Das Werk ist dadurch auf eine hohe Skalierbarkeit und ein deutlich gesteigertes Produktionsvolumen ausgelegt. Die neue Gigawatt Factory wurde gezielt geplant, um den Anforderungen einer zunehmend elektrifizierten Welt gerecht zu werden. Bei voller Auslastung verfügt das Werk über eine jährliche Produktionskapazität von mehr als 60 GW. Zur Eröffnungsfeier kamen Vertreterinnen und Vertreter aus Industrie, Politik und dem Verteidigungssektor zusammen, um über die Zukunft sicherer Energiesysteme und die Rolle industrieller Innovationen für eine verlässliche Energieinfrastruktur zu diskutieren. Die Veranstaltung stand unter dem Leitmotiv „Industrielle Wertschöpfung als Fundament einer verlässlichen Energieinfrastruktur“.

Mit einer Grundstücksfläche von 46.000 m², einer Hallenfläche von 20.500 m² und einem Investitionsvolumen von rund 80 Millionen Euro – davon etwa 50 Millionen Euro an Leasingaufwendungen sowie rund 30 Millionen Euro für produktionstechnische Infrastruktur und Anlagen – zählt die Gigawatt Factory zu den bedeutendsten Produktionsinvestitionen in der Geschichte von SMA. Gleichzeitig ist sie ein zentraler Baustein der langfristigen Wachstumsstrategie des Unternehmens im Markt für Großanlagen. Resiliente Lieferketten, hochdigitalisierte Produktionsprozesse, skalierbare Fertigungsstrukturen, sichere Industrietechnologien sowie umfassende Expertise in der Systemintegration sorgen dafür, dass die Gigawatt Factory die neueste Generation von Zentralwechselrichtern, Batteriespeicherlösungen und Energiemanagementsystemen für Anwendungen im Großanlagenbereich produziert.



Mit einer Grundstücksfläche von 46.000 m², einer Hallenfläche von 20.500 m² und einem Investitionsvolumen von rund 80 Millionen Euro zählt die „Gigawatt Factory“ zu den bedeutendsten Produktionsinvestitionen in der Geschichte von SMA.

Bild: SMA Solar Technology

E-Mobilität. Weitergedacht. Laden. Speichern. Steuern.

Intelligente Energielösungen für eine leistungsfähige Ladeinfrastruktur.

Mehr entdecken →
his-technology.com

HIS

Großspeicher stärkt Industriestandort Perlen als Energie-Hub



Die Inbetriebnahme des Batteriespeichers mit 10 MW Leistung und 20 MWh Speicherkapazität ist für Ende 2026 geplant.

Bild: Ads-Tec Energy

Bess Perlen, ein Joint Venture der Perlen Industrieholding und der Anlagestiftung Valyou, investiert in ein Batteriespeichersystem von Ads-Tec Energy mit einer Leistung von 10 MW und einer Speicherkapazität von 20 MWh. Der Großspeicher entsteht auf dem Areal von Perlen Papier, einer Tochtergesellschaft der Perlen Industrieholding. Die Gesamtprojektleitung übernimmt die Schweizer wattss Group. Die Inbetriebnahme ist für Ende 2026 vorgesehen. Mit dem Batteriespeicher erweitert der Schweizer Industriestandort Perlen seine Energieinfrastruktur um eine neue energiewirtschaftliche Komponente. Die Anlage ermöglicht es, Strom flexibel zu speichern und an den Strommärkten zu vermarkten. Zunächst ist die Teilnahme an den Regelenenergiemärkten vorgesehen. Perspektivisch soll der Speicher auch im Day-ahead- und Intraday-Handel eingesetzt werden. Bess Perlen wurde von der Perlen Industrieholding und der Anlagestiftung Valyou gegründet, um langfristig in Energiespeicherinfrastruktur zu investieren und deren Betrieb sicherzustellen. Mit der Lieferung des Batteriespeichersystems bringt Ads-Tec Energy mehr als 15 Jahre Erfahrung in der Entwicklung von Batteriespeichern, Leistungselektronik und Energiemanagementsystemen ein. Die wattss Group verantwortet die Gesamtprojektleitung und begleitet das Vorhaben von der Projektentwicklung über die technische Integration bis zur energiewirtschaftlichen Vermarktung des Speichers. Mit dem Vorhaben entsteht in Perlen ein weiterer Schritt hin zu einem integrierten Energie-Hub, der industrielle Infrastruktur mit den Anforderungen und Chancen der modernen Strommärkte verbindet.

Andritz liefert für Wasserkraftwerk „Mactaquac“ in Kanada

New Brunswick Power hat die nächste Planungsphase für die Modernisierung der sechs Turbinen-Generator-Maschinensätze mit einer Gesamtleistung von 666 MW im Wasserkraftwerk Mactaquac in New Brunswick, Kanada, eingeleitet und dafür einen Vertrag mit Andritz unterzeichnet. Die Modernisierung soll dazu beitragen, die langfristige Versorgung der Provinz mit erneuerbarem Strom sicherzustellen. Der Projektumfang von Andritz umfasst neue Kaplanlaufräder, Leitschaufeln und weitere wichtige Turbinenkomponenten. Die neuen Laufräder werden über ein Design verfügen, das die Fischpassage durch die Turbinen verbessert. Der Engineering-Auftrag ist im Auftragseingang von Andritz für das dritte Quartal 2026 enthalten. Engineering und Modellversuche sind für 2026 geplant. Das grüne Licht für die vollständige Projektausführung wird für 2027 erwartet.

Das 1968 in Betrieb genommene Kraftwerk Mactaquac deckt 30 % des gesetzlich vorgeschriebenen Anteils erneuerbarer Energie in der Provinz und 20 % des Spitzenleistungsbedarfs von New Brunswick. Die Modernisierung soll die Zuverlässigkeit und Leistungsfähigkeit des Kraftwerks erhöhen und dazu beitragen, die vorgesehene Lebensdauer des Kraftwerks bis 2068 zu erreichen. „Mactaquac ist eine wichtige Investition in die Energiezukunft von New Brunswick. Das Erreichen der vorgesehenen Lebensdauer des Kraftwerks wird uns dabei unterstützen, die Menschen in New Brunswick auch in den kommenden Jahrzehnten zuverlässig mit erneuerbarem Strom zu versorgen. Wir freuen uns darauf, bei diesem wichtigen Projekt mit Andritz zusammenzuarbeiten“, sagt Lori Clark, President und CEO von New Brunswick Power. Das Wasserkraftwerk Mactaquac befindet sich in Fredericton am Saint John (Wolastoq) River, im Gebiet des Volkes der Wolastoqey. Neben dem Beitrag zur zuverlässigen Versorgung der Bevölkerung von New Brunswick mit erneuerbarem Strom wird das Projekt Arbeitsplätze schaffen und die lokale Wirtschaft unterstützen.



Das Wasserkraftwerk „Mactaquac“ in Kanada.

Bild: New Brunswick Power

Baustart für Batteriegroßspeicher in Wengerohr

Eco Stor beginnt mit dem Bau einer Speicheranlage in Wittlich-Wengerohr. An dem Standort soll in mehreren Baustufen ein Batteriegroßspeicher mit einer Gesamtleistung von mehr als 300 MW entstehen. Mit dem Baustart geht das Projekt von einer langjährigen Planung in die sichtbare Umsetzung über. In den kommenden Monaten entsteht zunächst die bauliche und technische Infrastruktur des ersten Bauabschnitts. Nach Abschluss der Bau- und Inbetriebnahmearbeiten soll dieser Abschnitt im vierten Quartal 2027 seine Arbeit aufnehmen. Zu einem späteren Zeitpunkt soll der Standort Wittlich-Wengerohr in weiteren Baustufen auf seine geplante Gesamtleistung von mehr als 300 MW ausgebaut werden. Als erste sichtbare Maßnahmen werden die Zufahrt ausgebaut, die Baufläche vorbereitet und die Baustelle eingerichtet. Bei der Ausführung der Arbeiten legt Eco Stor großen Wert darauf, den Boden so wenig wie möglich zu versiegeln oder anderweitig zu beeinträchtigen. Eine Verdichtung erfolgt nur dort, wo sie für die Baustraße und die Baustelleneinrichtung erforderlich ist. Auch für die Batteriesysteme sind keine großflächigen Betonfundamente notwendig. Sie werden auf Schraubfundamenten errichtet, die in den Boden eingedreht werden. Ein Regenrückhaltebecken sorgt dafür, dass anfallendes Niederschlagswasser kontrolliert aufgenommen und zurückgehalten werden kann. Auch die Beeinträchtigungen für die Anwohnerinnen und Anwohner durch den Baustellen- und Lieferverkehr sollen möglichst gering gehalten werden. Die Anfahrt erfolgt über Landesstraßen und Autobahn. Dadurch können Fahrten durch die umliegenden Ortschaften vermieden werden. Abgesehen von den zeitlich begrenzten Anlieferungen der Batteriecontainer und Wechselrichter ist während der Bauphase nur mit einem geringen zusätzlichen Verkehrsaufkommen zu rechnen.



Die Arbeiten am ersten Bauabschnitt für den Batteriegroßspeicher in Wengerohr beginnen.

Bild: Eco Stor

ETW Energietechnik errichtet KWK-Heizkraftwerk für Stadtwerke Duisburg

Im Duisburger Energiepark Wanheim entsteht derzeit ein neues Heizkraftwerk für die kombinierte Strom- und Wärmeerzeugung: ETW Energietechnik aus Moers realisiert dort als Generalunternehmer für die Stadtwerke Duisburg das KWK-Heizkraftwerk „HKW 3c“. Die neue Anlage ersetzt eine bestehende Gasturbinenanlage und wird künftig mit 15 hocheffizienten Gasmotoren betrieben. Mit einer elektrischen Leistung von 67,5 MWel und einer thermischen Leistung von 74 MWth ist das Kraftwerk auf eine flexible und effiziente Energieversorgung ausgelegt. Ein Gesamtwirkungsgrad von 94,9 % ermöglicht eine effiziente Nutzung der eingesetzten Energie. Für die Versorgung des lokalen Fernwärmenetzes können Vorlauftemperaturen von bis zu 120 °C bereitgestellt werden. Gleichzeitig sind sämtliche Gasmotoren H2-ready und damit für einen künftigen Einsatz von grünem Wasserstoff ausgelegt.

Der Neubau ist Teil des umfassenden Umbaus des Energieparks Wanheim. Mit dem Energiepark verfolgen die Stadtwerke Duisburg das Ziel, ihre Fernwärmeerzeugung im Laufe des kommenden Jahrzehnts weiter zu dekarbonisieren. Das Heizkraftwerk HKW 3c bildet dabei einen wesentlichen Bestandteil des Transformationspfades. ETW Energietechnik als Experte für erneuerbare Gase sieht neben einem potenziellen Einsatz von Wasserstoff ebenso die Möglichkeit der Verwendung von CO₂-neutralem Biomethan. Erdgas und Biomethan sind direkt austauschbar, sodass technische Anpassungen nicht erforderlich sind. Der Biomethananteil kann sukzessive in beliebigen Mischungsverhältnissen bis auf 100 % erhöht werden. Darüber hinaus ist in Deutschland erzeugtes Biomethan zum Stand 15.09.2026 günstiger als fossiles Erdgas. Mit dem HKW 3c entsteht somit in Duisburg eine moderne KWK-Anlage, die hohe Effizienz mit flexibler Betriebsweise und einer auf zukünftige Anforderungen ausgerichteten Infrastruktur verbindet. Damit schafft das Projekt die technischen Voraussetzungen für eine leistungsfähige Strom- und Wärmeversorgung und unterstützt zugleich die weitere Transformation des Energieparks Wanheim.

Spatenstich für das entstehende KWK-Heizkraftwerk für die Stadtwerke Duisburg.
Bild: ETW Energietechnik



Greenflash realisiert größten Sungrow-Cabinet-Speicher in Europa

Die von Greenflash in Alzey umgesetzte Speicherlösung besteht aus insgesamt 27 Modulen und einer Trafostation und besitzt eine Leistung von 2,97 MW sowie eine Kapazität von 6,183 MWh.

Bild: Greenflash



Für ein Logistikunternehmen in Alzey bei Mainz hat Greenflash einen Cabinet-Batteriespeicher mit einer Kapazität von insgesamt 6,183 MWh installiert. Die 27 Speichermodule stammen von Sungrow Europe. Der Batteriespeicher ist die zentrale Komponente eines intelligenten Energiesystems, bestehend aus Photovoltaikanlage, Ladeinfrastruktur und der KI-basierten Steuerungssoftware „Greencore AI“. Der Speicher zählt zu den bislang größten Cabinet-Speicherprojekten Behind the Meter von Sungrow in Europa. Greenflash verantwortete die Planung und Auslegung des Cabinet-Speichers und übernahm gemeinsam mit Sungrow die Inbetriebnahme. Zusätzlich begleitete das Unternehmen die Zertifizierung sowie die Abstimmung mit dem Netzbetreiber für das Gesamtprojekt. Die Umsetzung vor Ort startete bereits im Oktober 2025 mit Arbeiten an der Ladeinfrastruktur. Die Installation des Batteriespeichers begann Anfang Februar. Eine Herausforderung war laut Greenflash die Einbindung des Energiesystems in einen kompletten Neubau mit zahlreichen beteiligten Gewerken. „Batteriespeicher sind heute zentraler Baustein für eine flexible und planbare Energieversorgung von Industrie- und Logistikstandorten“, betont Chris Zoller, Head of Strategic Procurement & Sourcing bei Greenflash. „Greenflash verbindet Batteriespeicher und weitere Komponenten zu einem intelligenten Gesamtsystem und begleitet seine Kunden als End-zu-End-Anbieter zuverlässig von der Planung bis zur Inbetriebnahme und darüber hinaus.“

Host Bioenergy Systems baut Biomasse-Heizkraftwerk für Chemnitz

Host Bioenergy Systems, ein Unternehmen der Host Group, hat mit dem Bau eines 25-MW-Biomasse-Heizkraftwerks für Chemnitz begonnen. Nach dem Finanzierungsabschluss mit Eins Energie sind die Arbeiten vor Ort angelaufen. Im Rahmen einer auf 20 Jahre angelegten Heat-as-a-service-Partnerschaft wird Host das Kraftwerk als Eigentümer errichten und betreiben und erneuerbare Wärme in das Fernwärmenetz der Stadt einspeisen. Der erzeugte Strom fließt in das öffentliche Netz. Die Inbetriebnahme des Kraftwerks ist für das vierte Quartal 2027 geplant. Die Anlage wird das Fernwärmenetz von Chemnitz um erneuerbare Wärmekapazität erweitern. Zum Lieferumfang gehören der Biomassekessel, die Dampfturbine, die Abgasreinigung und der Anschluss an das Fernwärmenetz. Der Vertrag mit einer Laufzeit von 20 Jahren wurde Anfang 2025 unterzeichnet; inzwischen sind alle finanziellen und vertraglichen Voraussetzungen erfüllt. Als Investor und Betreiber verantwortet Host das Projekt von der Bauphase über die Inbetriebnahme bis zum langfristigen Betrieb. Damit steht über die gesamte Laufzeit ein einziger Partner für Wärmelieferung, Anlagenleistung und Wärmepreis ein.

Nach Inbetriebnahme wird die Anlage rund 10 % des Fernwärmebedarfs von Chemnitz aus regionalen, erneuerbaren Ressourcen decken. Sie wird mit naturbelassener Holzbiomasse betrieben, die nach deutschem Recht als erneuerbar gilt. Rund 90 % des Brennstoffs stammen aus einem Umkreis von 250 km um den Standort. Es handelt sich um Waldrestholz, Landschaftspflegematerial und Schnittgut von Straßenbäumen. Die Emissionswerte waren in der Ausschreibung ein entscheidender Faktor für den Zuschlag an Host. Die Anlage verfügt über eine umfassende Abgasreinigung; die vertraglich vereinbarten Emissionswerte liegen deutlich unter den gesetzlichen Grenzwerten. So bleiben die NO_x -Emissionen unter 60 mg/Nm^3 und damit bei weniger als einem Drittel des gesetzlichen Grenzwerts von 200 mg/Nm^3 . Die Emissionen werden gemäß der 44. BImSchV (Verordnung über mittelgroße Feuerungs-, Gasturbinen- und Verbrennungsmotoranlagen) kontinuierlich überwacht.

Nach Inbetriebnahme wird die Anlage mit naturbelassener Holzbiomasse betrieben, die nach deutschem Recht als erneuerbar gilt.

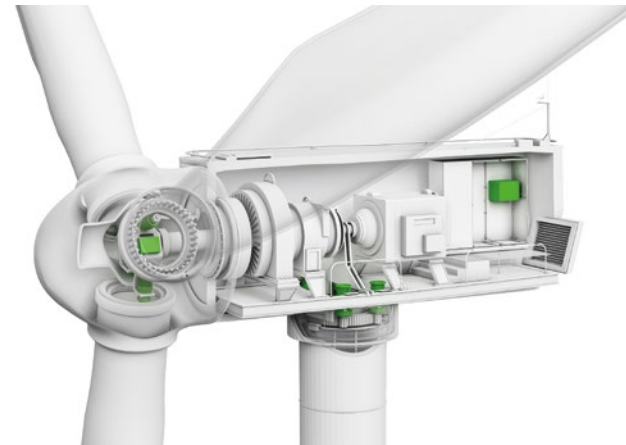
Bild: © TatjanaMeininger/stock.adobe.com



Keba-Technologie modernisiert Windenergieanlagen in den USA

Gemeinsam mit mehreren Technologiepartnern hat Keba Industrial Automation das Pitch-System einer älteren Windenergieanlage in Lamar, Colorado, umfassend modernisiert. Das erfolgreich in Betrieb genommene Retrofitprojekt zeigt, wie sich durch die gezielte Erneuerung kritischer Systeme die Betriebsdauer bestehender Windenergieanlagen verlängern lässt. Viele Windenergieanlagen in Nordamerika sind seit Jahren zuverlässig im Einsatz. Mit zunehmendem Alter werden jedoch veraltete Elektronik, wartungsintensive Batteriesysteme und die Verfügbarkeit von Ersatzteilen zu einer wachsenden Herausforderung. Bei dem Projekt in Lamar wurde deshalb nicht nur eine einzelne Komponente ersetzt, sondern die gesamte Pitch-Architektur modernisiert – von Motoren und Antrieben über Steuerung und Energiespeicher bis hin zu Verkabelung und Integrationshardware.

Keba steuerte Servoantriebe vom Typ „Pitchmaster II+“ bei. Sie bilden gemeinsam mit Pitch-Motoren von Linear Labs, der Turbinensteuerungsplattform von Bachmann electronic, und einem UCAP-Energiespeicher von Richardson Electronics die neue Pitch-Lösung. Installation, Integration und Inbetriebnahme vor Ort übernahm Wind Revive LLC. Gerade bei älteren Windenergieanlagen mit weiterhin guter mechanischer Grundsubstanz kann Retrofit eine wirtschaftlich und ökologisch interessante Alternative zum vollständigen Repowering darstellen. Durch die Modernisierung kritischer Systeme lässt sich vorhandene Anlagensubstanz länger nutzen. Gleichzeitig können Verfügbarkeit und Betriebseffizienz verbessert sowie ein aufwendiges Repowering vermieden werden. Ein wesentlicher Erfolgsfaktor des Projektes war die enge Zusammenarbeit der beteiligten Unternehmen und Teams. Innerhalb von Keba arbeiteten die Windspezialisten vom Standort Unna und die Kollegen von Keba USA eng zusammen. Von der technischen Abstimmung bis zur Umsetzung brachten die Teams ihre langjährige Erfahrung mit Pitch-Antriebslösungen in das Projekt ein. Gleichzeitig mussten die Technologien aller beteiligten Partner zu einem funktionierenden Gesamtsystem zusammengeführt werden.



Eine internationale Zusammenarbeit ermöglichte die umfassende Modernisierung des Pitch-Systems einer 1,5-MW-Windenergieanlage. Bild: Keba

VERANSTALTUNGEN

04.-05.11.2026, Hannover

18. Niedersächsische Energietage

efzn

www.efzn.de/veranstaltungen/efzn-veranstaltungsreihen/niedersaechsische-energietage/2026

18.-19.11.2026, Stuttgart

KEA-BW Doppel-Event

KEA Baden-Württemberg

www.kea-bw.de/news/zweitaegiges-kea-bw-doppel-event-in-stuttgart-energiewende-kompakt-am-18-november-mit-herbstforum-altbau-am-19-november

10.-11.11.2026, Berlin

Kommunale Klimakonferenz 2026

BMUKN

www.klimaschutz.de/de/aktuelles/veranstaltungen/kommunale-klimakonferenz-2026

01.-02.12.2026, Berlin

Energiesystem im Wandel

energate

www.energate-events.de/p/energate-forum

10.-12.11.2026, Linstow

34. Windenergietage

Spreewind

windenergietage.de/2026

16.-18.02.2027, Essen

e-World energy & water

Eworld energy & water

e-world-essen.com

11.-13.11.2026, Hannover

Energydecentral

DLG Markets

www.energy-decentral.com/de

25.-26.02.2027, Offenburg

Geotherm

Messe Offenburg

www.geotherm-offenburg.de/de

Ladeinfrastruktur konsequent an wirtschaftlicher Energie ausrichten

Die neue „M-Series“ von ABB E-mobility ist ein modulares Split-System, das Ladeleistungen von 200 kW bis 1,2 MW ermöglicht und sich vor Ort schrittweise erweitern lässt. Entwickelt für öffentliche Schnellladestandorte, Flottendepots sowie Retail- und Destination-Charging, erlaubt sie Betreibern, ihre Infrastruktur entlang der tatsächlichen Nachfrage auszubauen.



An Supermärkten, Tankstellen oder Logistik hubs balanciert das System dynamisch zwischen High-Power-Laden bei niedriger Auslastung und parallelem Laden mit geringerer Leistung bei hoher Auslastung. Bilder: ABB E-mobility

Mit dem Wandel öffentlicher LadeNetzwerke hin zu leistungsfähigen Infrastrukturmodellen verschiebt sich auch der Wettbewerb. Entscheidend ist nicht länger die installierte Leistung, sondern die tatsächlich gelieferte Energie und die Wirtschaftlichkeit auf Standortebene. ABB E-mobility bringt mit der OM M-Series ein modulares, luftgeköhltes Split-System auf den Markt, das Stromerzeugung und Leistungsabgabe trennt und so ermöglicht, Ladeinfrastruktur gezielt an ganz unterschiedliche Einsatzprofile anzupassen, anstatt generische Hardware auszurollen. Leistung ist damit nicht länger an einzelne Ladepunkte gebunden. Die M-Series verbindet zentrale Power Cabinets mit einem Portfolio spezialisierter Dispenser: Solo, Duo, Dock und Ultra. Unterstützt werden die Ladeformate CCS1, CCS2, NACS und MCS. Durch diese Trennung kann Ladeinfrastruktur gezielt auf unterschiedliche Kundensegmente ausgerichtet werden, mit jeweils eigenen Nutzungsprofilen, Verweildauern und wirtschaftlichen Anforderungen.

„Die Branche hat ein Jahrzehnt darauf verwendet, die Nennleistung zu optimieren. Heute müssen Betreiber die Kosten der tatsächlich gelieferten Energie über die gesamte Lebensdauer eines Standorts in den Fokus stellen“, sagt Michael Halbherr, CEO von ABB E-mobility. „Leistung ist nur dann relevant, wenn sie zuverlässig bereitgestellt werden kann, und zwar über unterschiedliche Fahrzeugarchitekturen, Ladepunkte und Auslastungsniveaus hinweg. Genau dafür wurde die M-Series entwickelt.“

Leistung als gemeinsam nutzbare Ressource

Im Zentrum der OM M-Series steht die Systemarchitektur und wie Leistung bereitgestellt wird. Statt die installierte Leistung auf maximale Spitzenlast auszulegen, wird sie als gemeinsam nutzbare Ressource verstanden. Die verfügbare Kapazität wird dynamisch auf die Ladepunkte verteilt und in Echtzeit an die tatsächliche Nachfra-

Standorte lassen sich von einem einzelnen 400-kW-Power-Cabinet auf bis zu 1,2 MW mit bis zu 24 Ladepunkten erweitern, in 400-kW-Schritten und ohne erneute Standortplanung.



ge angepasst. Dieses Prinzip ermöglicht es Betreibern, mit geringerer installierter Leistung auszukommen und gleichzeitig eine hohe Leistungsabgabe unter Last sicherzustellen. Das senkt die Kosten der gelieferten Energie und verbessert die operative Performance.

Die M-Series skaliert von 0,2 bis 1,2 MW und unterstützt bis zu 24 Ladepunkte, ohne die Spitzenladeleistung zu beeinträchtigen. Die Leistungskapazität lässt sich vor Ort in 400-kW-Schritten über bis zu drei miteinander verbundene Power Cabinets erweitern, ohne dass ein Standort neu geplant oder bestehende Investitionen abgeschrieben werden müssen. So wächst die Infrastruktur entlang der tatsächlichen Nachfrage und statt allein auf Basis von Prognosen. Mit einer Leistungsdichte von 625 kW/m² bietet das System mehr installierte Leistung auf gleicher Fläche als vergleichbare High-Power-Split-Systeme. Das verbessert direkt die Wirtschaftlichkeit

von Standorten, insbesondere dort, wo der Platz begrenzt oder die Flächen- und Immobilienkosten hoch sind.

Entscheidend ist die tatsächlich gelieferte Leistung, nicht die Nennleistung. Unterschiedliche Elektrofahrzeuge nehmen Leistung verschieden auf. Bei konventionellen Systemen geht ein Teil der verfügbaren Leistung in der Übergabe verloren. Die M-Series stellt sicher, dass die tatsächlich gelieferte Leistung nahezu der installierten Nennleistung entspricht und damit die gesamte Leistung konsequent genutzt wird. Die Power-Delivery-Unit verteilt die verfügbare Kapazität in Echtzeit über alle Ladepunkte und Fahrzeugtypen



hinweg und passt die Leistung dynamisch an sich verändernde Nachfrageprofile im Tagesverlauf an.

Entwickelt für das Wachstum von Standorten

Die M-Series ist auf drei zentrale Standorttypen ausgelegt, die sich in Leistungsanforderungen, Nutzungsprofilen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen deutlich unterscheiden.

- **Öffentliche Schnellladekorridor:** Standorte lassen sich von einem einzelnen 400-kW-Power-Cabinet auf bis zu 1,2 MW mit bis zu 24 Ladepunkten erweitern, in 400-kW-Schritten und ohne erneute Standortplanung. Bereits installierte Power Cabinets generieren über alle Ausbaustufen hinweg weiter Erträge. Für CPOs mit großen Standortportfolios ermöglicht das eine Verlagerung von Investitionen hin zu einer nachfragebasierten Skalierung.

- **Retail- und Hospitality-Standorte:** An Supermärkten, Tankstellen oder Logistik hubs balanciert das System dynamisch zwischen High-Power-Laden bei niedriger Auslastung und parallelem Laden mit geringerer Leistung bei hoher Auslastung. So wird die Nutzung der installierten Kapazität maximiert, während sich die Nachfrage im Tagesverlauf verändert. Bereits installierte Power Cabinets schaffen auch in Ausbauphasen weiterhin wirtschaftlichen Wert.

Batteriespeichersystem integriert werden, um Lastspitzen zu glätten und zusätzliche Flexibilität auf Standortebene zu schaffen, insbesondere bei Netzrestriktionen. Offene APIs und ein SDK ermöglichen die nahtlose Integration in bestehende Betreibersysteme und Drittplattformen.

Vom All-in-one- zum Split-System

Die M-Series baut auf der „A-Series“ auf und markiert einen strukturellen Wandel in der Architektur von Ladeinfrastruktur.



Die Betreiber gemischter Flotten müssen Investitionsentscheidungen unter hoher Unsicherheit treffen. Die „M-Series“ adressiert diese Unsicherheit durch Erweiterbarkeit in 400-kW-Schritten und richtet damit Infrastrukturkosten am tatsächlichen Flottenwachstum aus.

- **Gewerbliche Flottendepots:** Betreiber, die gemischte Flotten aus Vans, Lkw und Bussen elektrifizieren, müssen Investitionsentscheidungen unter hoher Unsicherheit treffen. Fahrzeugmix, Elektrifizierungstempo und MCS-Bereitschaft sind häufig noch nicht abschließend planbar. Die M-Series adressiert diese Unsicherheit durch Erweiterung in 400-kW-Schritten und richtet damit Infrastrukturkosten am tatsächlichen Flottenwachstum aus, statt allein auf Basis von Prognosen. Unabhängig von der installierten Leistung kann das System sowohl High-Power-Gelegenheitsladen als auch nächtliches Laden mit geringerer Leistung abbilden, ohne dass separate Infrastrukturen für unterschiedliche Einsatzprofile notwendig sind. Die M-Series lässt sich in die „Asset Operations“-Plattform von ABB E-mobility integrieren und bietet Echtzeittransparenz, KI-gestützte Fehlererkennung sowie optimierte Serviceprozesse im Feld. Sie baut auf einer mit dem „if Design Award“ ausgezeichneten HMI auf, die mit der „A400“ und „C50“ eingeführt wurde, und sorgt so für ein konsistentes Nutzererlebnis für Betreiber über das gesamte Portfolio hinweg. Optional kann ein AC-gekoppeltes

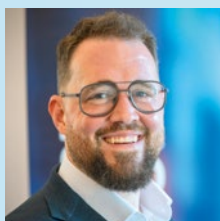
Die A-Series hat ein All-in-one-System etabliert, das für eine einfache Installation und eine konsistente Bereitstellung von High-Power-Ladeleistung an öffentlichen und Destination-Standorten steht. Die M-Series führt dieses Prinzip weiter und überführt es in ein Split-System, das Stromerzeugung und Leistungsabgabe trennt und damit anwendungsspezifische Konfigurationen ermöglicht, anstatt generische Systeme auszurollen.

Beide Serien basieren auf derselben luftgekühlten, intern entwickelten Siliziumkarbid-Leistungselektronikplattform mit Schutzklasse IP54 sowie einer gemeinsamen Referenzarchitektur, die seit 2024 kommerziell im Einsatz ist. Die M-Series baut auf dieser technologischen Grundlage auf und erweitert sie um Innovationen in der Leistungsbereitstellung sowie ein Portfolio spezialisierter Dispenser. Dadurch entstehen neue Einsatzmöglichkeiten, ohne den Reifegrad des Systems zu beeinträchtigen.



Expertentalk zum Thema „Lademanagement“

Zeitvariable Tarife, intelligentes Laden mit Laststeuerung oder Vehicle-to-Grid sind nur einige der aktuellen Tendenzen beim Lademanagement für das elektrifizierte Fahren. AI-gestützte Lastprognosen, Edge/Cloud-Optimierung oder Interoperabilität sind weitere. Um das Bild umfassend zu zeichnen, fragte r.energy Experten der Branche: Welche Trends beim Lademanagement sind derzeit nach Ihrer Auffassung maßgeblich und welche Möglichkeiten der Umsetzung sehen Sie?



RAFFAEL LOOCK

ist Vertriebsleiter
für digitale Lösungen
bei ABB.

Bild: ABB

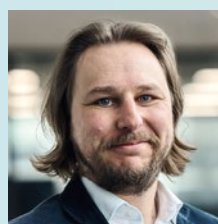
Aus meiner Sicht entwickelt sich Lademanagement derzeit von einer isolierten Ladepunktsteuerung zu einem zentralen Baustein des gesamten Energiesystems. Maßgebliche Trends sind intelligente Laststeuerung, die Nutzung zeitvariabler Stromtarife, die Integration von Photovoltaik und Batteriespeichern sowie perspektivisch Vehicle-to-Grid-Ansätze. Gleichzeitig

steigt die Komplexität: Energieerzeugung, Speicherung, Verbrauch und Netzanforderungen müssen immer stärker aufeinander abgestimmt werden. Die Herausforderung besteht darin, die Vielzahl an Einflussfaktoren nicht nur zu steuern, sondern intelligent

zu optimieren. Unternehmen wollen Elektrofahrzeuge dann laden, wenn ausreichend eigener Solarstrom verfügbar ist, Strompreise günstig sind oder Batteriespeicher sinnvoll eingesetzt werden können. Gleichzeitig müssen Lastspitzen reduziert, Netzanschlüsse effizient genutzt und betriebliche Anforderungen zuverlässig erfüllt werden.

Hier sehen wir großes Potenzial in hoch skalierbaren Energiemanagementplattformen. Sie ermöglichen es, einzelne Ladepunkte ebenso wie standortübergrei-

fende Ladeinfrastrukturen zentral zu steuern und mit PV-Anlagen, Batteriespeichern sowie weiteren Energieanlagen zu vernetzen. Moderne Systeme können dabei tausende Datenpunkte in Echtzeit verarbeiten und auf Basis von Prognosen für Strompreise, Wetter, Lastverläufe und Netzkapazitäten automatisiert die wirtschaftlich beste Entscheidung treffen. Das Ziel ist nicht mehr nur, Fahrzeuge zu laden, sondern Energieflüsse ganzheitlich zu optimieren. So wird Lademanagement zu einem strategischen Hebel für Kosteneffizienz, Netzstabilität und die erfolgreiche Skalierung der Elektromobilität.



SASCHA KÖNIG

ist Director Product
Marketing Charging
bei Ads-Tec Energy.

Bild: Ads-Tec

Intelligentes Lademanagement ist die Voraussetzung dafür, dass Ladeinfrastruktur wirtschaftlich betrieben werden kann. Wer Lastspitzen kappt, Ladeleistung intelligent verteilt und Strom zum richtigen Zeitpunkt einkauft, senkt Betriebskosten spürbar. Aber es hat eine physikalische Grenze: Das EMS kann nur die Leistung verteilen, die am Standort vorhanden ist. Batteriespeicher spielen hier eine zentrale Rolle. Sie können zusätzliche Leistung für das Schnellladen bereitstellen, auch wenn der Netzanschluss diese

„Lademanagement ist zentraler Baustein des gesamten Energiesystems.“

EXPERTENTALK

kurzfristig nicht liefern kann oder soll. Zudem lassen sich lokale PV-Erzeugung, dynamische Stromtarife und weitere Verbraucher deutlich erfolgreicher einbeziehen, wenn Behind the Meter eine Flexibilität in Form eines Batteriespeichers existiert.

„Gefragt ist das Energiemanagement des gesamten Standorts.“

Schaut man über den Tellerrand der E-Mobilität, ist zunehmend das Energiemanagement des gesamten Standorts gefragt. Aus unserer Erfahrung mit hunderten Ladeprojekten wissen wir: Ladeinfrastruktur entsteht in der Praxis selten auf der grünen Wiese. Sie muss sich in bestehende Netzanschlüsse, steuerbare und nicht steuerbare Verbraucher, Photovoltaik, Batteriespeicher und vorhandene Energiemanagementsysteme einfügen. Ein zentraler Trend liegt für uns deshalb in der Offenheit und Integrationsfähigkeit der Systeme. Kunden wollen keine weitere Insellösung. Ladeinfrastruktur muss sich in bestehende und übergeordnete Energiemanagementsysteme integrieren lassen. Zugleich braucht sie eigene Intelligenz, um Batterie, Leistungselektronik und Ladeleistung selbst optimal zu steuern. Damit wird aus Lademanagement zunehmend Standortenergiemanagement und aus Ladeinfrastruktur ein flexibles Asset für dieses Energiemanagement. Am Ende zählt, wie dieses Gesamtsystem den konkreten Bedarf des Kunden zuverlässig und wirtschaftlich erfüllt, unabhängig davon, wie viele Technologien darin zusammenwirken.



JAKOB ACKERMANN

ist Geschäftsführer von cleverwatt.

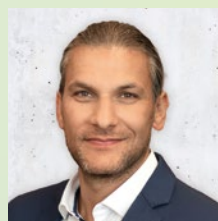
Bild: cleverwatt

„Der stärkste Treiber kommt derzeit aus der Logistik.“

Der stärkste Treiber im Lademanagement kommt derzeit aus der Logistik. Speditionen elektrifizieren ihre Lkw-Flotten, womit sich die Größenordnung ändert: Ein Ladepunkt für schwere Nutzfahrzeuge zieht bis zu 400 kW. Genau hier liegt der Engpass. In einem unserer Projekte stehen fünf Ladepunkte mit theoretisch 2 MW einem Netzanschluss von 400 kW gegenüber. Die Erhöhung auf 750 kW hat der Netzbetreiber für in zwei bis drei Jahren avisiert. Netzausbau ist damit keine Antwort auf die Situation, denn die Fahrzeuge sind vor dem Anschluss da.

Die Lösung liegt im intelligenten Lastmanagement in Kombination mit einem Batteriespeicher. Der Spei-

cher puffert die Leistung, die der Anschluss nicht hergibt, und die Ladevorgänge werden über den Tag verteilt, statt gleichzeitig gefahren. So werden Projekte umsetzbar, die sonst an der Anschlussleistung scheitern. Entscheidend dabei ist, Laden und Logistik zusammenzuführen. Unser „clever.EMS“ tauscht mit der Flottenplanung im 15-min-Raster Daten aus: Es empfängt die Bedarfsprognose aus den Tourenplänen und meldet zurück, welche Leistung aus Netz und Speicher tatsächlich verfügbar ist. Wird es eng, wird nicht pauschal gedrosselt, sondern nach Abfahrtszeit priorisiert. Parallel senkt dieselbe Steuerung Lastspitzen und Netzentgelte und nutzt günstige Börsenstunden. Die nächste Stufe ist die Vermarktung. Mit der MiSpeL-Festlegung, die am 1. Oktober 2026 in Kraft getreten ist, werden bidirektionale Ladepunkte stationären Speichern weitgehend gleichgestellt. Damit wird die Batteriekapazität der Fahrzeuge selbst zum handelbaren Flexibilitätsspeicher. Unser System ist darauf vorbereitet.



TOBIAS SCHUSTER

ist Key Account Manager E-Mobility + PV bei Dehn.

Bild: Dehn

Der Markt entwickelt sich deutlich weg von isoliert betrachteten Wallboxen hin zu vernetzten, steuerbaren Ladesystemen. Treiber dafür sind unter anderem die Anforderungen aus § 14a EnWG, aber auch der Wunsch, Ladepunkte effizient in Gebäude, Energiemanagementsysteme und erneuerbare Energien einzubinden. Moderne Ladeinfrastruktur muss verfügbare Leistung dynamisch auf mehrere Ladepunkte verteilen, auf Netzsignale reagieren und sich in übergeordnete Steuerungskonzepte integrieren lassen. Damit wird sie zu einem aktiven Bestandteil des Energiesystems.

Hinzu kommt die zunehmende Kopplung mit Photovoltaikanlagen und Batteriespeichern. Überschüssiger Solarstrom wird bevorzugt zum Laden genutzt, Speicher puffern Lastspitzen und können dazu beitragen, Netzbezugskosten zu reduzieren. Gleichzeitig steigt dadurch die technische Komplexität der Anlagen. Ladepunkte kommunizieren mit Energiemanagementsystemen, Netzbetreibern, intelligenten Messsystemen, Wechselrichtern, Speichern und perspektivisch auch mit weiterer Gebäudetechnik.

„Der Markt entwickelt sich hin zu vernetzten, steuerbaren Ladesystemen.“

Steuerungen, Kommunikationsschnittstellen, Smart Meter, Ladecontroller und Leistungselektronik werden damit zu zentralen Komponenten für den sicheren und wirtschaftlichen Betrieb.

Je intelligenter und vernetzter eine Ladeinfrastruktur wird, desto mehr empfindliche Elektronik befindet sich im System. Ein Ausfall durch Blitz- oder Überspannungseinwirkungen kann daher nicht nur einen einzelnen Ladepunkt betreffen, sondern das gesamte Lademanagement außer Betrieb setzen. Funktionen wie dynamisches Lastmanagement, netzdienliche Steuerung, §-14a-konforme Regelbarkeit oder PV-Überschussladen sind nur dann dauerhaft verfügbar, wenn Energie- und Datenleitungen zuverlässig geschützt sind. Überspannungsschutz ist deshalb kein nachgelagertes Detail, sondern ein wesentlicher Bestandteil zukunftsicherer Ladeinfrastruktur – insbesondere überall dort, wo Verfügbarkeit, Versorgungssicherheit und Investitionsschutz eine zentrale Rolle spielen.



PAUL TONINI

ist General Manager
Deutschland
bei Electra.

Bild: Electra

Beim Lademanagement rückt aus meiner Sicht zunehmend der gesamte Standort in den Mittelpunkt. Gerade beim Schnellladen entscheidet die verfügbare Netzanschlussleistung immer häufiger darüber, welche Ladeleistung an einem Standort tatsächlich bereitgestellt werden kann. Intelligentes Lademanagement muss deshalb Ladepunkte, Netzanschluss und Batteriespeicher gemeinsam steuern. Ein Batteriespeicher kann beispielsweise in Zeiten geringer Auslastung Energie aufnehmen und diese bei hoher Nachfrage zusätzlich zur Netzleistung bereitstellen. So kann auch an Standorten mit begrenzter Netzkapazität eine hohe Ladeleistung angeboten werden, ohne den Netzanschluss dauerhaft auf die maximale Spitzenlast auslegen zu müssen. An Standorten mit geringer Auslastung kann durch das Ausnutzen von niedrigen oder negativen Spotpreisen auch das betriebswirtschaftliche Ergebnis des Standorts verbessert werden.

„Der nächste Schritt liegt im vorausschauenden Lademanagement.“

Für Betreiber wird diese Verbindung aus Energiemanagement und Ladeinfrastruktur deshalb immer wichtiger. Intelligente Steuerung kann Lastspitzen

reduzieren, vorhandene Netzkapazitäten sinnvoller nutzen und die verfügbare Leistung dort bereitstellen, wo sie gerade gebraucht wird. Batteriespeicher können zusätzlich dazu beitragen, Schnellladeparks auch dort wirtschaftlich zu realisieren, wo ein entsprechend leistungsfähiger Netzanschluss kurzfristig nicht verfügbar ist oder ein Auslastungsrisiko besteht. Der nächste Entwicklungsschritt liegt aus meiner Sicht in einem zunehmend vorausschauenden Lademanagement. Auslastung, verfügbare Netzleistung, Ladebedarf, Strompreise und perspektivisch auch lokale Erzeugung können dabei gemeinsam berücksichtigt werden. Je besser diese Faktoren zusammenspielen, desto effizienter lässt sich ein Ladepark betreiben und desto leichter kann er mit steigender Nachfrage wachsen. Für Fahrer sollte diese Komplexität im Hintergrund bleiben. Am Ende muss ausreichend Ladeleistung zuverlässig und planbar zur Verfügung stehen.



FRANK REICHENBACH

ist Head of
Product Management
bei Enerando Technologies.

Bild: Enerando Technologies

Wir sehen die stärkere Orientierung an Nutzergruppen und Ladeprofilen als zentralen Trend im Lademanagement. Für unsere Kunden zählt, dass ihre Fahrzeuge zum benötigten Zeitpunkt einsatzbereit sind. Ein Flottenfahrzeug, das über Nacht lädt, stellt andere Anforderungen als ein Dienstwagen oder Besucherverkehr mit kurzer Standzeit. Daraus ergeben sich Ladeprioritäten, die mit der Anschlussleistung und dem Energiebedarf am Standort abgestimmt werden müssen. Auch dynamische Stromtarife werden aus Sicht der Nutzer relevant: Das Lademanagement kann günstige Zeitfenster nutzen, solange die benötigte Energie bei Abfahrt bereitsteht. Dafür müssen Strompreise, Mobilitätsbedarf, Standortlast und PV-Erzeugung gemeinsam betrachtet werden. Sonst können Einsparungen beim Strompreis durch teure Lastspitzen aufgezehrt werden.

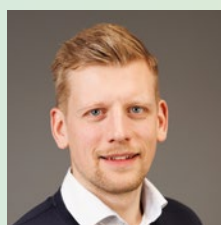
„Stärkere Orientierung an Nutzergruppen und Ladeprofilen.“

ISO 15118 eröffnet weitere Möglichkeiten: Die Kommunikation zwischen Fahrzeug und Ladestation kann Plug & Charge und eine genauere Abstimmung des Ladebedarfs ermöglichen, sofern Fahrzeug und Infrastruktur diese Funktionen unterstützen. ISO 15118-20 schafft zudem eine technische Grundlage für bidi-

EXPERTENTALK

rektionales Laden. Im breiten Markt steht dies noch am Anfang. Bei passenden Standzeiten und einem tragfähigen Geschäftsmodell können Fahrzeugbatterien künftig etwa Lastspitzen am Standort abfangen.

Als Komplettanbieter verbinden wir Ladeinfrastruktur, Messung, Software, Energieversorgung und Betrieb. Wir planen die Umsetzung von der Elektroinstallation aus und stimmen sie auf den Standort und seine Nutzer ab. Dabei ergänzen sich die cloud-basierte Optimierung und lokale Absicherung der Anschlussgrenzen.



TIM HOLTANN

ist COO
bei Gatter 3 Technik.

Bild: #3 Gatter 3 Technik

schoben werden, sofern dies mit dem betrieblichen Ladebedarf vereinbar ist. Perspektivisch kann V2G dieses integrierte Konzept erweitern. Elektrofahrzeuge werden dabei zu flexiblen Speichern innerhalb eines intelligenten Energiesystems. Wir sehen diesen Bereich in der Entwicklungsphase, da Faktoren wie Fahrzeugtyp, rechtliche Rahmenbedingungen und erforderliche Hardwareumrüstung noch nicht abschließend geklärt sind. Die Klärung dieser Faktoren wird über die erfolgreiche Etablierung von V2G entscheiden.



JOHANNES KLAG

ist Produktmarketing
Manager Elektromobilität
und HEMS bei Hager.

Bild: Hager

Aus unserer Sicht liegt der wesentliche Entwicklungsschritt im Lademanagement derzeit in der Integration von Ladeinfrastruktur in ein ganzheitliches Energiesystem. Lademanagement geht damit über die reine Verteilung von Ladeleistung hinaus: Es geht um die intelligente Koordination von Netzbezug, Photovoltaik, Batteriespeichern, Ladeinfrastruktur und perspektivisch auch von Fahrzeugen in einem ganzheitlichen Prozess. Grundlage hierfür ist ein dynamisches Last- und Energiemanagement, das die Gesamtlast eines Standorts kontinuierlich erfasst und die verfügbare Leistung bedarfsgerecht auf die Ladepunkte verteilt. Dadurch lassen sich Lastspitzen vermeiden und bestehende Netzanschlüsse effizienter nutzen. Gleichzeitig können Ladeprioritäten anhand von Abfahrtszeiten, Ladezuständen oder dem tatsächlichen Energiebedarf gesteuert werden.

Interessant wird dieser Ansatz in Kombination mit Photovoltaik und Batteriespeichern. Überschüssige PV-Energie kann für das Laden von Fahrzeugen eingesetzt oder zwischengespeichert werden. Der Batteriespeicher kann Lastspitzen abfangen und den Netzbezug reduzieren. Eine intelligente Steuerung

„Ladeinfrastruktur
in ein ganzheitliches
Energiesystem
integrieren.“

optimiert so das Zusammenspiel von Erzeugung, Speicher, Netz und Ladeinfrastruktur. Aus unserer Sicht liegt genau hier ein wesentlicher Hebel für die wirtschaftliche und netzdienliche Skalierung von Elektromobilität. Ergänzend gewinnt die Berücksichtigung von zeitvariablen Stromtarifen an Bedeutung. Ladevorgänge und Speicher können in günstige Zeitfenster ver-

Lademanagement entwickelt sich aktuell von der reinen Laststeuerung hin zu einem integralen Bestandteil des Energiemanagements von Gebäuden und Quartieren. Entscheidend ist nicht mehr allein, dass Elektrofahrzeuge geladen werden, sondern wann, wie und mit welcher Energiequelle dies geschieht. Ein wesentlicher Trend ist die Verknüpfung von Ladeinfrastruktur mit dynamischen Stromtarifen.

Durch intelligente Steuerung können Ladevorgänge gezielt in Zeitfenster mit hoher Verfügbarkeit erneuerbarer Energien und niedrigen Strompreisen verschoben werden. Dadurch lassen sich Betriebskosten reduzieren und gleichzeitig das Stromnetz entlasten. Darüber hinaus rückt die intelligente Einbindung lokaler Energiequellen stärker in den Fokus. Photovoltaikanlagen, Batteriespeicher und Ladeinfrastruktur werden zunehmend als Gesamtsystem betrachtet. Ziel ist es, möglichst viel lokal erzeugte Energie direkt vor Ort zu nutzen und Lastspitzen zu vermeiden. Das macht Gebäude und Quartiere energieeffizienter und wirtschaftlicher.

Diese Entwicklung spiegelt sich in den Anforderungen unserer Kunden und in der Weiterentwicklung unserer Lösungen wider. Mit der „witty“-Familie haben wir bereits heute die Grundlage für intelligentes Last- und Lademanagement geschaffen. Aktuell beobachten wir jedoch einen deutlichen Wandel: Kunden erwarten zunehmend eine nahtlose Integration der Ladeinfrastruktur in das gesamte Energiesystem eines Gebäudes. Deshalb gewinnen die Vernetzung mit Energiemanagementsystemen, die Nutzung dy-

„Die intelligente
Einbindung lokaler
Energiequellen
rückt in den Fokus.“



namischer Tarife sowie die intelligente Steuerung von Energieflüssen immer stärker an Bedeutung. Mit „witty flex“ – unserer bidirektionalen Ladestation – greifen wir diese Entwicklung auf und schaffen die Voraussetzungen für die nächste Generation des intelligenten Ladens. Dabei geht es nicht mehr ausschließlich um die Verteilung verfügbarer Ladeleistung, sondern um die aktive Einbindung des Elektrofahrzeugs in ein vernetztes Energiesystem. Perspektivisch werden bidirektionale Anwendungen zusätzliche Potenziale eröffnen und Elektrofahrzeuge zu flexiblen Energiespeichern machen.

Die Zukunft des Lademanagements liegt aus unserer Sicht in der intelligenten Vernetzung von Ladeinfrastruktur, Energiemanagement, erneuerbaren Energien und bidirektionalen Energieströmen. Erfolgreiche Lösungen werden künftig nicht nur Ladevorgänge steuern, sondern Energie ganzheitlich managen. So wird die Ladeinfrastruktur vom Verbraucher zu einem aktiven Baustein der Energiewende



SEBASTIAN EWERT

ist Geschäftsführer
von Lichtblick emobility.

Bild: Lichtblick emobility



**DR. MATTHIAS
KREIMEIER**

ist CEO
von Mahle chargebig.

Bild: Mahle

braucht es einfache, praxisnahe Lösungen für gewerbliche Flottenbetreiber. Die erforderlichen Technologien sind da: eichrechtskonforme Wallboxen, intelligente Messsysteme und virtuelle Bilanzierung, die Strom beim Laden zuhause sowie das Flexibilitätspotenzial eindeutig dem Arbeitgeber zuordnet. Bei Lichtblick emobility haben wir dazu Praxistests erfolgreich durchgeführt.

Die Wirtschaftlichkeit der E-Mobilität wird davon abhängen, ob Flexibilität dort genutzt wird, wo sie gebündelt verfügbar ist. Deshalb entscheidet sich der Erfolg von Smart Charging und Vehicle-to-Grid (V2G) nicht zuerst im Eigenheim, sondern bei Flotten. Je schneller diese Flexibilität erschlossen werden, desto stärker profitieren alle Verbraucher – Unternehmen wie Haushalte. Denn jede flexibel nutzbare Kilowattstunde aus Elektrofahrzeugen hilft, den Bedarf an teurer fossiler Reserveleistung zu senken und die Energiewende effizienter umzusetzen.

„Der Erfolg von Smart Charging und V2G entscheidet sich bei Flotten.“

Die Diskussion um Smart Charging und bidirektionales Laden fokussiert häufig regulatorische Hürden. Aus meiner Sicht liegt das Problem an anderer Stelle: Wir adressieren die falsche Zielgruppe. Das zeigt sich bei den Trends im Lademanagement. Erstens: die Behind-the-Meter-Optimierung. Ladevorgänge werden gezielt gesteuert, um Leistungspreise zu senken, Eigenverbräuche zu erhöhen und von dynamischen Stromtarifen zu profitieren. Zweitens: die Aggregation von Elektrofahrzeugen als Flexibilitätsressource.

Viele Produktmodelle konzentrieren sich auf private Haushalte, insbesondere Prosumer und Flexumer. Das größere Potenzial liegt jedoch im Flottenmarkt. Rund 60 % der neu zugelassenen Elektroautos in Deutschland werden gewerblich genutzt. Besonders bei größeren Pkw- und Lkw-Flotten entstehen Einsparpotenziale. Unternehmen können ihre Flottenkosten (TCO) bereits heute durch intelligentes Laden (V1G) und künftig zusätzlich durch bidirektionales Laden senken. Die Flexibilität dieser Fahrzeuge wird damit zu einem direkten wirtschaftlichen Treiber. Dafür

Mehr Power ist nicht immer die Lösung: Kritischer Erfolgsfaktor beim weiteren Ausbau von AC-Ladeinfrastruktur ist nicht die Ladeleistung pro Stecker, sondern die Anzahl an Steckern. Bestehende Netzanschlüsse sind durch einfaches, integriertes Lastmanagement besser zu nutzen: Vermeidung von teuren Netzerweiterungen durch optimierte Steuerung von Ladeparks dank Lastspitzenkappung, aber ohne aufwendige Konfiguration. Auch Kunden ohne tiefes Vorwissen profitieren von einer intelligenten Lastverteilung und effizienten Begrenzung von Energieverbräuchen. Offene und zukunftssichere Schnittstellen:

Einfache Kombination von Ladeinfrastruktur unterschiedlicher Hersteller und nahtlose Integration von in bestehende Gebäude- und Energiemanagementsysteme durch Unterstützung von EMS-Anbindungen, Sektorenkopplung sowie OCPP-Standards von Version 1.6 bis 2.1. Fokus auf privates und betriebliches Laden: Rund 80 % der Ladevorgänge finden im privaten oder firmeneigenen Umfeld statt. Hier liegt der größte Hebel für eine effiziente Energie- und Flottensteuerung. Vehicle-to-Industry als Kostenvorteil: Nutzung von Fahrzeugbatterien zur Energieoptimierung an

„Bidirektionales Laden bietet langfristig enormes Potenzial.“

EXPERTENTALK

Industriestandorten. Besonders für Flotten, Logistik und produzierende Unternehmen entstehen neue Potenziale durch intelligentes Laden und Entladen. Bidirektionales Laden als Zukunftschance: Obwohl die Marktdurchdringung aktuell noch begrenzt ist, bietet bidirektionales Laden langfristig enormes Potenzial für Flotten und Unternehmensstandorte zur Senkung von Energiekosten und zur Netzstabilisierung.



FREDERIC RIDOU

ist Director Germany Charging Network Development bei Huawei Digital Power.

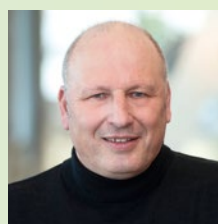
Bild: Huawei

„E-Fahrzeuge werden zu einem attraktiven Abnehmer für Solarstrom.“

Derzeit sehen wir zwei wesentliche Trends beim Ausbau von Ladeinfrastruktur, ergänzend zu den bekannten Maßnahmen im Bereich Lademanagement. Für beide hat Huawei Lösungen entwickelt, die auf existierendem Technologie-Know-how aufbauen. Huawei ist ein führender Anbieter von Lösungen für PV-Wechselrichter und Batteriespeicher. Dieses Portfolio haben wir um eine leistungsstarke

Satellit-Ladelösung mit zentraler Power Unit erweitert, die die Huawei „Fusioncharge Solution“. Der erste Trend betrifft die begrenzte Netzanschlussleistung, wenn neue elektrische Verbraucher angeschlossen werden sollen. Ein Beispiel sind E-Lkw in Logistikdepots, deren Ladevorgänge hohe Leistungsspitzen verursachen. Batteriespeicher können diese Spitzen abfangen. In der Praxis stoßen solche Systeme teilweise auf regulatorische Hürden. Wir sehen Fälle, in denen Netzbetreiber die Genehmigungen verweigern, wenn ein Batteriespeicher grundsätzlich Wechselstrom ins Netz zurückspeisen kann. Deshalb haben wir eine DC-Batterielösung entwickelt, die an den DC-Bus der Power Unit angeschlossen wird. So kann der Speicher zusätzliche Ladeleistung bereitstellen, ohne als Erzeugungsanlage zu gelten. Die AC/DC-Gleichrichter in der Power Unit verhindern eine Rückeinspeisung, damit ist der DC-Speicher genehmigungsfrei. Gleichzeitig zählt er nicht auf die Gesamtleistung der Erzeugungsanlagen ein und wendet unter Umständen die Einstufung in ein nächst höheres Anlagenzertifikat ab. Ein zweiter wichtiger Trend zeigt sich bei Entwicklern von Solarparks, insbesondere, wenn eine PV-Anlage einen nahegelegenen Ladepark für E-Fahrzeuge versorgt. E-Fahrzeuge werden dann

zu einem attraktiven Abnehmer für den erzeugten Solarstrom, frei von Netzgebühren. Batteriespeicher können Produktions- und Lastspitzen puffern und Ladestrom zu jeder Tageszeit bereitstellen. Hinzu kommt ein wirtschaftlicher Vorteil: Unter Nachweis, dass der Ladestrom aus erneuerbaren Quellen vor Ort stammt, kann der Betreiber höhere Erlöse bei seinen verkauften THG-Zertifikaten erzielen.“



LARS BALZER

ist Global Head of E-Mobility bei der Helu Group.

Bild: Helu Group

Beim Lademanagement sehen wir aktuell zwei zentrale Entwicklungen: Im öffentlichen Raum steigt der Bedarf an High-Power-Charging-Lösungen mit Ladeleistungen von mehr als 250 kW. Gleichzeitig gewinnen intelligente Steuerungskonzepte wie Smart Charging, Plug & Charge und Vehicle-to-Grid weiter an Bedeutung. Ziel ist es, vorhandene Netzanschlüsse bestmöglich zu entlasten, die bestehende Ladeinfrastruktur effizienter auszulasten und mehr Fahrzeuge bedarfsgerecht mit Energie zu versorgen. Die dafür notwendige Verbindungstechnik muss diese Anforderungen zuverlässig unterstützen. Helu entwickelt und vertreibt AC- und DC-Ladeleitungen für unterschiedliche Leistungsbereiche. AC-Ladeleitungen bis 22 kW spielen insbesondere beim intelligenten Laden eine wichtige Rolle. Im DC-Bereich ermöglichen entsprechend ausgelegte Lösungen sehr hohe Ladeleistungen und können – abhängig von Typ und Aufbau sowie unter Berücksichtigung internationaler Normen – auch für bidirektionale Anwendungen wie Vehicle-to-Grid optimiert werden.

„Intelligente Steuerungskonzepte gewinnen an Bedeutung.“

Ein weiterer wichtiger Trend ist aus unserer Sicht die stärkere Verknüpfung von Ladeinfrastruktur und Energiemanagementsystemen. KI-gestützte Optimierung kann dabei helfen, Lasten bedarfsgerecht zu verteilen und beispielsweise dynamische Stromtarife gezielt zu nutzen. Gerade mit zunehmender Zahl an Ladepunkten wird ein intelligentes Zusammenspiel von Fahrzeug, Ladeinfrastruktur, Netz und Energiemanagement entscheidend für einen wirtschaftlichen Betrieb.



Vom Fahrzeug zur Gesamtstrategie

Die Elektrifizierung von Unternehmensflotten ist im Mittelstand angekommen. Für Flottenbetreiber und Logistiker geht es längst nicht mehr um Pilotprojekte oder Imageeffekte, sondern um handfeste betriebliche Fragen: Wie lassen sich steigende Energie- und Betriebskosten kontrollieren? Wie bleibt die Flotte einsatzfähig trotz wachsender regulatorischer Anforderungen? Und wie gelingt der Umstieg, ohne den laufenden Betrieb zu gefährden? Die Antwort liegt weniger in einzelnen Fahrzeugmodellen als in einer ganzheitlichen Flotten- und Infrastrukturstrategie, die Wirtschaftlichkeit, Rechtssicherheit und operative Abläufe zusammenführt. **VON NATALIE WEIRICH UND KATHARINA DECKEN**

EU-weite Vorgaben wie die CO₂-Flottengrenzwerte, die AFIR-Verordnung zum Ausbau der Ladeinfrastruktur oder das neue Emissionshandelssystem EU-ETS 2 verändern die Rahmenbedingungen bereits heute. Hinzu kommt die Corporate Sustainability Reporting Directive (CSRD), die immer mehr Unternehmen verpflichtet, ihre Emissionen transparent und prüfbar offenzulegen – auch entlang der eigenen Fahrzeugflotte. Für Flottenbetreiber bedeutet das vor allem eines: Investitionsentscheidungen im Fuhrpark lassen sich nicht mehr isoliert treffen. Fahrzeugbeschaffung, Ladeinfrastruktur und Energiekosten werden zunehmend zu strategischen Faktoren, die Einfluss auf Wettbewerbsfähigkeit, Finanzierung und Ausschreibungsfähigkeit haben. Gleichzeitig zeigt sich: Unternehmen, die frühzeitig handeln, profitieren doppelt – durch steuerliche Vorteile, Förderprogramme und eine bessere Positionierung gegenüber Kunden, Banken und Partnern.

Wirtschaftlichkeit entscheidet sich im Betrieb

In der Praxis zeigt sich, dass die Gesamtkostenbetrachtung (Total Cost of Ownership) der zentrale Hebel ist. Zwar liegen die Anschaffungskosten von E-Fahrzeugen häufig noch über denen vergleichbarer Verbrenner, doch niedrigere Energiepreise, geringerer Wartungsaufwand und steuerliche Vorteile gleichen diesen Nachteil zunehmend aus.

Besonders bei Flotten mit hoher Jahreslaufleistung – etwa im Service-, Liefer-, Taxi- oder Logistikbereich – sind heute E-Fahrzeuge oft schon wirtschaftlicher. Voraussetzung ist jedoch eine realistische Einsatzplanung: Reichweiten müssen unter Alltagsbedingungen betrachtet werden, Ladezeiten sinnvoll in Arbeitsabläufe integriert und Fahrzeuge entsprechend ihrer Nutzung ausgewählt werden. Ein typisches Beispiel aus der Praxis sind gemischte Flotten, bei denen zunächst Pool- oder Servicefahrzeuge mit klar definierten Tagesrouten

elektrifiziert werden, während Langstreckenfahrzeuge schrittweise folgen. Diese Übergangsstrategie reduziert Risiken und ermöglicht es, reale Betriebsdaten zu sammeln, bevor weiter investiert wird.

Hinzukommen digitale Flottenmanagementsysteme: Sie liefern belastbare Daten zu Nutzung, Standzeiten, Ladeverhalten und Kosten und helfen, Entscheidungen faktenbasiert zu treffen – etwa bei der Frage, ob zusätzliche Ladepunkte erforderlich sind oder ob sich Ladezeiten besser in Nacht- oder Standzeiten verlagern lassen.

Vom Nebenprojekt zur kritischen Betriebsressource

Ein zentrales Nadelöhr bleibt die Ladeinfrastruktur. Während Fahrzeuge vergleichsweise schnell beschafft werden können, scheitert die Umsetzung in der Praxis häufig an begrenzten Netzanschlüssen, langen Genehmigungsprozessen oder hohen Kosten für den Netzausbau. Gerade an gewerblichen Standorten mit historisch gewachsener Infrastruktur ist der verfügbare Netzanschluss oft nicht für gleichzeitige Ladevorgänge mehrerer Fahrzeuge ausgelegt.

Welche Auswirkungen das im Alltag hat, zeigt sich vor allem bei Flotten mit hoher Umschlagfrequenz. Taxi- oder Kurierbetriebe an innerstädtischen Standorten müssen Fahrzeuge in kurzen Zeitfenstern wieder einsatzbereit machen – oft trotz Netzanschlüssen von unter 100 kVA. Batteriegestützte Schnellladesysteme ermöglichen hier dennoch zahlreiche Schnellladevorgänge pro Tag, indem sie Energie lokal puffern, Ladeleis-



Fahrzeugbeschaffung, Ladeinfrastruktur und Energiekosten werden zunehmend zu strategischen Faktoren, die Einfluss auf Wettbewerbsfähigkeit, Finanzierung und Ausschreibungsfähigkeit haben.

Bild: © InfiniteFlow/stock.adobe.com



Immer mehr mittelständische Betreiber von E-Fahrzeugen sind angehalten, eine ganzheitliche Flotten- und Infrastrukturstrategie zu entwickeln, die Wirtschaftlichkeit, Rechtssicherheit und operative Abläufe zusammenführt.

Bild: © DigitalPenTH/stock.adobe.com

tungen von mehreren hundert Kilowatt bereitstellen und den Ladeprozess vom Netzanschluss entkoppeln. Für den Betrieb bedeutet das: kurze Standzeiten, hohe Fahrzeugverfügbarkeit und keine Verzögerungen durch Netzausbau. Auch Autohäuser oder Logistikstandorte profitieren davon, wenn mehrere Fahrzeuge parallel geladen werden müssen – etwa Vorführfahrzeuge, Lieferfahrzeuge oder Fahrzeuge im Schichtbetrieb. Statt viele AC-Ladepunkte mit langen Ladezeiten zu installieren, lassen sich mit wenigen leistungsstarken Ladepunkten hohe tägliche Energiedurchsätze realisieren.

In diesem Kontext gewinnen auch Herkunft und Systemdesign an Bedeutung. Ladeinfrastruktur wird zunehmend als sicherheitsrelevanter Bestandteil des Betriebs betrachtet – technisch wie organisatorisch. Lösungen „made in Germany“, wie sie etwa von Ads-Tec Energy, einem deutschen Anbieter industrietauglicher Lade- und Energiesysteme, entwickelt werden, setzen genau hier an: robust, sicher und integrierbar in bestehende Energie- und IT-Landschaften. Für mittelständische Unternehmen ist das besonders relevant, da Investitionen langfristig abgesichert und Abhängigkeiten von komplexen Netzausbaumaßnahmen reduziert werden.

Akzeptanz schaffen durch Transparenz und Schulung

Neben Technik und Kosten bleibt der Faktor Mensch entscheidend. Reichweitenangst, Unsicherheit im Umgang mit Ladeprozessen oder fehlende Erfahrung mit E-Fahrzeugen bremsen viele Projekte aus. Unternehmen, die diese Themen aktiv adressieren, berichten von deutlich höherer Akzeptanz im Fahrerkreis. So helfen praxisnahe Schulungen, realistische Kommunikation von Reichweiten und der Einsatz intelligenter



Lade- und Energiesysteme, die sich robust und sicher in bestehende Energie- und IT-Landschaften integrieren lassen, sind für mittelständische Unternehmen besonders relevant, da Investitionen langfristig abgesichert und Abhängigkeiten von komplexen Netzausbaumaßnahmen reduziert werden.

Bild: © InfiniteFlow/stock.adobe.com

Routen- und Ladeplanungstools, Vorbehalte abzubauen. Gleichzeitig steigt die Zufriedenheit der Mitarbeiter – ein Aspekt, der angesichts des Fachkräftemangels zunehmend an Bedeutung gewinnt.

Mit der Elektrifizierung steigen die Anforderungen an Dokumentation und Transparenz. Moderne Flottenmanagement-Software ermöglicht die automatische Erfassung von Fahrdaten, Energieverbrauch und Emissionen und erleichtert damit nicht nur den operativen Betrieb, sondern auch das CSR- und ESG-Reporting. Zudem ist es für Unternehmen jeder Größe besonders relevant, dass sich E-Fahrzeuge und Verbrenner in Mischflotten in einem System abbilden lassen. So bleibt die Komplexität beherrschbar, während die Flotte schrittweise elektrifiziert wird.

Zunehmend wird die E-Flotte auch als Bestandteil eines integrierten Energiemanagements betrachtet. In Kombination mit Photovoltaik, stationären Speichern oder perspektivisch bidirektionalem Laden lassen sich Stromkosten senken, Lastspitzen glätten und die Abhängigkeit vom öffentlichen Netz reduzieren. Für Logistik- und Flottenstandorte mit hohem Energiebedarf entsteht so ein zusätzlicher wirtschaftlicher Nutzen, der über die reine Mobilität hin-

ausgeht – und der in den kommenden Jahren weiter an Bedeutung gewinnen wird.

Fazit

Für Flottenbetreiber und Logistiker im Mittelstand ist die Elektrifizierung der Flotte kein kurzfristiger Trend, sondern ein strategisches Projekt mit direktem Einfluss auf Kosten, Compliance und Wettbewerbsfähigkeit. Wer regulatorische Anforderungen frühzeitig in konkrete Maßnahmen übersetzt, Ladeinfrastruktur vorausschauend plant und auf sichere, integrierbare Systeme setzt, schafft die Grundlage für einen stabilen und zukunftsfähigen Fuhrpark. ■



DIE AUTORINNEN

NATALIE WEIRICH

ist freie Journalistin.

Bild: Natalie Weirich



KATHARINA DECKEN

ist Pressereferentin bei Ads-Tec Energy.

Bild: Ads-Tec Energy

Sinkende Betriebskosten für Ladeinfrastruktur

Monta, Anbieter von Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge mit Hauptsitz in Dänemark, gibt Netzbetreibern und Vertriebsteams Werkzeuge in die Hand, um ihre Ladeinfrastruktur intelligent und skalierbar zu betreiben. Das Ergebnis: weniger manuelle Arbeit, weniger vermeidbare Ausfälle und eine bessere Datengrundlage für Account Manager zur Sicherung von Umsätzen.

Mit dem fortschreitenden Ausbau der Ladeinfrastruktur rückt eine entscheidende Frage in den Fokus der Branche: Wie lassen sich Ladenetze bei wachsender Größe profitabel betreiben? „Monta“, das Betriebssystem für EV-Ladeinfrastruktur, beantwortet diese Frage mit der Einführung von „Workflows & Automations“. Die neue Automatisierungseingine – Teil der Kommandozentrale „Monta Hub“ – ist der jüngste Schritt hin zu einem umfassenden Betriebssystem für Ladeinfrastruktur. Sie entlastet operative wie kommerzielle Teams von manuellen Prozessen und ebnet den Weg für einen wirtschaftlich skalierbaren Betrieb. „Ladenetze lassen sich nicht einfach linear mit mehr Personal skalieren – diese Rechnung geht wirtschaftlich nicht auf“, sagt Max Scherer, deutscher COO bei Monta. „Das Team, das heute 20.000 Ladepunkte betreut, muss morgen 250.000 mit der gleichen Personalstärke stemmen. Damit ist KI-basierte Automatisierung längst keine Option mehr, sondern der einzig zukunftsfähige Weg. Mit Workflows & Automations geben wir Betreibern die nötige Infrastruktur, um diesen Wandel zu meistern, ohne an ihre Grenzen zu stoßen.“

Raus aus der operativen Skalierungsfalle

Interne Analysen von Monta zeigen, dass 50 bis 70 % der Störungen an Ladepunkten nur einen simplen Neustart erfordern. Bislang muss jedoch bei jedem Vorfall ein Mitarbeiter den Alarm prüfen, den Fehler diagnostizieren und den Neustart manuell auslösen. Die Lösung selbst ist trivial, die systembedingte Verzögerung im Prozess aber erheblich. Über ein ganzes Ladenetz summieren sich diese Verzögerungen zu

erheblichen Umsatzeinbußen und frustrierten Fahrern. Gleichzeitig belasten manuelle Prozesse im Reporting, beim Onboarding von Partnern oder bei der Betrugserkennung die Margen der Ladepunktbetreiber (CPOs) in jeder Wachstumsphase.

Mit Workflows & Automations können CPOs nun eigene, automatisierte Prozesse auf Basis einer einfachen „Trigger > Logik > Aktion“-Struktur definieren – ohne eigenen

Programmieraufwand. Ein einzelner Workflow lässt sich auf einen Standort, ein Konto oder das gesamte Netzwerk anwenden und erzeugt aus einer Verbesserung eine netzweite Wirkung. Best Practices können so auf einen Schlag im gesamten Netzwerk ausgerollt werden – statt sie Standort für Standort neu einzuführen.

Entscheidend dabei ist: Die Betreiber behalten die volle Kontrolle. Jeder Workflow agiert innerhalb klar definierter Para-

Mit der neuen Automatisierungseingine „Workflows & Automations“ von Monta lassen sich Ladenetze nicht nur verwalten, sondern aktiv steuern.

Bild: Monta



meter wie Bedingungen, Schwellenwerte, Logikregeln und Eskalationsstufen. Teams können klein beginnen – mit eng kontrollierten Leitplanken an einem einzelnen Standort oder Anwendungsfall – und den Umfang schrittweise erweitern, sobald das Vertrauen in das System wächst. Die Automatisierung überschreitet die festgelegten Grenzen nicht, was den Teams die Sicherheit gibt, Routineprozesse an Monta zu delegieren, ohne neue operative Risiken einzugehen. Das Ergebnis ist kein System, das menschliches Urteilsvermögen ersetzt, sondern eines, das es konsequent, skalierbar und rund um die Uhr umsetzt.

„Nicht selten erfährt ein Account Manager erst von einem 36-stündigen Ausfall, wenn der verärgerte Partner anruft und den gemeinsamen Vertrag infrage stellt“, so Scherer. „Mit Workflows & Automations drehen wir die Situation um: Monta erkennt das Problem, leitet automatisch Lösungsversuche ein und informiert das zuständige Team – lange bevor der Partner zum Hörer greift. Das macht den Unterschied, ob man um eine Vertragsverlängerung kämpfen muss oder sie souverän gewinnt.“

Anwendungsfälle für mehr Effizienz

Für den Einsatz von Workflows & Automations ergeben sich dabei ganz konkrete Anwendungs- und Nutzenszenarien:

- **Selbstheilende Ladepunkte**
Automatisierte Neustarts bei Verbindungsabbrüchen oder wiederkehrenden Fehlermustern – das Problem wird gelöst, bevor Fahrer oder Partner es bemerken.
- **Geplante, präventive Wartung**
Regelmäßige Neustarts außerhalb der Stoßzeiten verhindern proaktiv eine ganze Klasse von Fehlern, die durch Dauerbetrieb entstehen.
- **Automatisierte Leistungsberichte**
Monatliche Daten zu Betriebszeit, Auslastung und Umsatz werden automatisch an Standortpartner und interne Abteilungen gesendet. Das beendet das manuelle Reporting und gibt Vertriebsteams wertvolle Argumente für Vertragsverlängerungen.
- **Systemintegration via Webhooks**
Ausgehende Webhooks verknüpfen die Workflows mit der bestehenden Systemlandschaft des Betreibers – von Außendienst-Tools über CRMs bis zu Abrechnungssystemen. So wirken sich

automatisierte Aktionen im gesamten Unternehmen aus.

- **Optimiertes Partner-Onboarding**
Automatisierte Abläufe für die Einrichtung neuer Standorte, die Konfigurationsverwaltung und die Zugriffsverwaltung beseitigen Engpässe und beschleunigen das Wachstum.
- **Automatische Sicherheitsmaßnahmen**
Bei verdächtigen Verhaltensmustern werden Aktionen in Echtzeit ausgelöst, ohne auf eine manuelle Prüfung warten zu müssen.

Eine neue Art des Arbeitens

Über die reine Effizienzsteigerung hinaus bewirkt Workflows & Automations einen strukturellen Wandel in der Verwaltung von Ladenetzen. Hochqualifizierte Betriebsingenieure verbringen mitunter einen Großteil ihrer Zeit mit Aufgaben, die Monta übernehmen könnte: Ladepunkte manuell neustarten, Daten in Berichte kopieren oder dem Status von Technikereinsätzen hinterherjagen. Das sind keine Ausnahmen, sondern der Alltag in großen Ladenetzen.

Workflows & Automations verändert diese Arbeitsweise fundamental. Routineprozesse werden an Monta delegiert. Störfälle werden nur noch dann zur Bearbeitung vorgelegt, wenn menschliches Eingreifen wirklich nötig ist – dann aber ausgestattet mit allen relevanten Diagnosedaten. Berichte werden automatisch erstellt und versendet. Das Ergebnis: Ein Betriebsteam, das strategisch agiert, statt nur reaktiv. Und Vertriebsteams, die in jedes Partnergespräch bestens informiert gehen, statt unvorbereitet aufzutreten.

Workflows & Automations ist Montas jüngste Investition in eine intelligente Infrastruktur. Bereits Anfang des Jahres führte Monta eine KI-gestützte Hotline für Fahrer ein, die häufige Probleme automatisch löst und so die Support-Teams der Betreiber entlastet. Die neue Automatisierungsebene überträgt diese Logik nun auf den gesamten Betrieb. Die nächsten Schritte sind bereits geplant: Preisautomatisierung, Firmware-Management, erweiterte Webhook-Anbindungen an Drittsysteme und KI-gestützte Trigger, die ohne menschliches Zutun auf Echtzeitbedingungen im Netz reagieren. Das Ziel ist ein Ladenetz, das sich selbst überwacht, heilt und optimiert und tief in die bestehende Systemlandschaft der Betreiber integriert ist. Kurz gesagt: eine Infrastruktur, die das Ladenetz nicht nur verwaltet, sondern aktiv steuert. ■



Vollautomatisches AC-V2G-Laden

Ingenieure des Nissan Technical Centre Europe (NTCE) und Easelink verbinden in einem britischen Forschungsprojekt bidirektionales AC-Laden mit der automatisierten induktiven Ladetechnologie. Nissans globale Erfahrung aus V2G-Projekten wird dabei mit Easelinks „Matrix Charging“-Technologie kombiniert.

NTCE leitet ein mit 10 Millionen Pfund staatlich gefördertes Forschungsprojekt, das die Art und Weise, wie Elektrofahrzeuge geladen, betrieben und erlebt werden, grundlegend verändern soll. Das kürzlich angekündigte Projekt „Suite“ (Smart use of integrated technology for EVs) soll eine Reihe von Technologien hervorbringen, die das E-Mobilitäts-Ökosystem transformieren. Eine davon ist ein bidirektionales „Automated Charging Device“ (ACD), konkret die Matrix-Charging-Technologie von Easelink. Sie verbessert den Zugang zu V2G-Laden, ermöglicht vollautomatisches Laden ohne Fahrereingriff und gewährleistet eine dauerhafte Netzanbindung.

Automatisiertes Laden hilft bei der Steigerung wirtschaftlicher Erträge

Mit mehr als 40 weltweit realisierten V2G-Projekten in den vergangenen zehn Jahren hat das NTCE umfangreiche Felddaten zu den realen Hürden der Netzintegration gesammelt. Ein übergreifendes Ergebnis aus allen Projekten: Je höher der Ladezustand eines Elektrofahrzeugs, desto unwahrscheinlicher ist es, dass Nutzende es beim Parken anstecken. Dieses Verhalten führt zu unvorhersehbarer Fahrzeugverfügbarkeit und erschwert es Energieversorgern und Netzbetreibern, Fahrzeugbatterien als reaktionsschnelle Energiequelle zu nutzen, besonders in Lastspitzen.

Um diese Lücke zu schließen, muss die Abhängigkeit vom Nutzerverhalten vollständig abgelöst werden. Eine automatisierte Ladeverbindung stellt sicher, dass das Fahrzeug immer dann mit dem Netz verbunden ist, wenn es parkt, unabhängig vom Ladezustand, und verwandelt Elektrofahrzeuge so in verlässliche, wertvolle, netzstützende Energieressourcen. Analysen zeigen, dass durch die Automatisierung der Ladeverbindung und die daraus resultierende nahezu kontinuierliche Fahrzeugverfügbarkeit die wirtschaftlichen Erträge aus der V2G-Teilnahme drastisch gesteigert werden können.

AC-Laden ohne Eingriff der Nutzenden

Die Matrix-Charging-Technologie von Easelink ermöglicht vollautomatisches, induktives, bidirektionales AC-Laden ohne Kabel und ohne Eingriff der Nutzenden. Das System besteht aus zwei Komponenten: einem „Matrix Charging Connector“, der in den Fahrzeugunterboden integriert ist, sowie einem „Matrix Charging Pad“, das am Stellplatz installiert wird. Sobald das Fahrzeug über dem Pad parkt, wird ein flexibler Faltenbalg automatisch abgesenkt und stellt so die induktive Ladeverbindung her.

Das britische Forschungsprojekt markiert weltweit den ersten Einsatz automatisierter Ladetechnologie in einem AC-V2G-Umfeld. Nissan verfügt über langjährige Erfahrung in diesem Bereich: Das Unternehmen hat einen umfangreichen Feldversuch durchgeführt und als erstes Unternehmen die Zertifizierung für den AC-V2G-Betrieb in Großbritannien erhalten. Das Suite-Projekt ist bereits angelaufen und nutzt die neuen, zu 100 % elektrischen „Nissan Leafs“ als Fahrzeuge und macht die Fahrzeuge von heute zu Erprobungsträgern für die Mobilität von morgen.

Sicherstellung Interoperabilität durch Matrix Charging Interest Group

Parallel zur Projektumsetzung sind Nissan und Easelink gemeinsam mit Audi und Voyah Gründungsmitglieder der Matrix Charging Interest Group (MCIG). Die MCIG wurde gegründet, um die technischen Spezifikationen und Schnittstellenparameter zu harmonisieren, die für die Umsetzung von Matrix Charging bei verschiedenen Fahrzeugmarken und in verschiedenen Märkten gelten.

Diese Arbeit ergänzt unmittelbar den für V2G relevante Kommunikationsstandard ISO 15118-20, der das Kommunikationsprotokoll zwischen Elektrofahrzeugen und der Ladeinfrastruktur definiert. Zwar sind die einzelnen Implementierungen des Standards durch die OEMs technisch konform, doch können unterschiedliche Auslegungen dazu führen, dass Systeme zwar einzeln zertifiziert, aber untereinander nicht kompatibel sind. Im Hinblick auf das automatisierte Laden von Elektrofahrzeugen adressiert die MCIG dieses Thema, indem sie parallel zur Einführung der Plattformen die wichtigsten Parameter herstellerübergreifend angleicht, wodurch die Komplexität der Integration verringert und die branchenübergreifende Kompatibilität beschleunigt wird, während das automatisierte Laden weltweit an Bedeutung gewinnt.

Beide Initiativen, das V2G-Projekt und MCIG, widmen sich einer gemeinsamen Aufgabe: Elektrofahrzeuge bleiben eine ungenutzte Energiequelle, wenn die Netzanbindung unzuverlässig ist. Automatisiertes Laden erhöht die Zuverlässigkeit und Häufigkeit der Anbindung. Dies verbessert die wirtschaftliche Tragfähigkeit von V2G-Diensten, senkt die Betriebskosten von Elektrofahrzeugen, verbessert das Nutzererlebnis und erhöht die Planbarkeit für Energieversorger und Netzbetreiber, die in bidirektionale Infrastruktur investieren. ■



Um das V2G-Potenzial durch automatisierte Elektrofahrzeug-Netzanbindung voll auszuschöpfen, kooperieren Nissan und Easelink in verschiedenen Initiativen. Bild: Easelink



r.energy

SPECIAL BIOMASSE

SPECIAL BIOMASSE

Biomasse steckt in Holz, Pflanzenresten und Bioabfällen. Liefern kann sie **Wärme, Strom und Kraftstoffe**. Und als nachwachsender Energieträger ersetzt sie fossile Energie. Doch wie nachhaltig ist das wirklich? Welche Rolle spielen Anbau, Transport und der jeweilige Einsatz? Denn: Werden Wälder übernutzt oder **übermäßig** Flächen für Energiepflanzen geschaffen, leidet die Umwelt. Welche Chancen also bietet Biomasse? Wo liegen ihre Grenzen? Und worauf kommt es für einen verantwortungsvollen Einsatz an? Einige der Antworten gibt das Special.

Auf dem Holzweg in die Zukunft

„Konsequente, nachhaltige Holznutzung leistet einen wichtigen Beitrag zum Klimaschutz, entlastet die Wirtschaft und stärkt die regionale Wertschöpfung – gerade angesichts globaler Krisen.“ Prof. Dr. Harald Thorwarth, Professor an der Hochschule Rottenburg, bringt auf den Punkt, was die Holzenergie angesichts des Klimawandels und der aktuellen Explosion der Preise für fossiles Öl und Gas auszeichnet. Wie Industrie und Umwelt vom Einsatz von Holzenergie profitieren, wie sie Wertschöpfung nach Deutschland zurückbringt und warum sie die Macht von Spekulanten bricht, zeigt der Blick auf die aktuelle Holzenergie. **VON PROF. DR. CHRISTOPH FASEL**

Die Welt ist nach Einschätzung von Dan Jørgensen, Energiekommissars der Europäischen Union, mit der „wohl schwersten Energiekrise aller Zeiten“ konfrontiert. Nur kurze Zeit nach Ausbruch des Konfliktes im Nahen Osten haben die Mitgliedstaaten der Europäischen Union über 30 Milliarden Euro mehr für Importe fossiler Brennstoffe ausgegeben – ohne dafür zusätzliche Lieferungen zu erhalten. Doch es kann noch schlimmer kommen: Nach dem Kriegsende wird es Jørgensen zufolge Jahre dauern, bis die Gasproduktion in der Region wieder normal läuft. Die EU bereite sich auf mögliche Versorgungsengpässe vor. Nutzer von Holzenergie kündigt das nicht: Ihr Rohstoff ist preisstabil, weil regional erzeugt, jederzeit

verfügbar, lässt sich ohne Probleme speichern – und ist zudem noch klimaneutral.

Energie vor der Haustür

„Holzenergie ist das Paradebeispiel, wie mit erneuerbarer und CO₂-neutraler Energie die Versorgung der Menschen und der Industrie zuverlässig und günstig klappt. Und für die Klimawende noch dazu“, sagt Energieexperte Thomas Schmidmeier, Gründer von Schmidmeier Naturenergie. Die Gründe für die Versorgungssicherheit sind:

Der Rohstoff Holz wächst vor unserer Haustür und ist jederzeit verfügbar.

- Jedes Jahr wachsen in Deutschland über 100 Millionen m³ nach.
- Nur 70 % dieser nachwachsenden Menge werden geerntet.

- Etwa ein Drittel dieses Holzes ist Restholz – Kronen, Wipfel, Zweige, die in Sägewerken nicht stofflich genutzt werden können.
- Bei der Nutzung als Energieträger ist Holz CO₂-neutral – es gibt nur die Menge an CO₂ ab, die es im Laufe seines Wachstums gespeichert hat.
- Die freigesetzte Menge wird innerhalb eines Jahres wieder im Holz gebunden.
- Als Altholz bereichert es am Ende seiner stofflichen Nutzung – etwa in Form gebrauchter Paletten – das Energieangebot.
- Holzenergie liegt gespeichert vor.
- Für heimisches Holz geht kein Cent an Preistreiber und Spekulanten verloren. Holzenergie, die in Altholz wie gebrauchten Paletten oder industriellen Verpackungen

Jedes Jahr wachsen in Deutschland über 100 Millionen m² Holz nach. Bild: © Parilov/stock.adobe.com

gespeichert ist, kann am Ende der stofflichen Nutzung gewonnen werden. Hinzu kommt Restholz wie Kronen, Äste und dünne Stämme aus der nachhaltigen Bewirtschaftung deutscher Wälder. Dieses Restholz, das aus PEFC-zertifizierten Wäldern stammt, wird bislang noch oft in Form von Hackschnitzeln ins Ausland exportiert.

Heimische Biomasse: Gelebter Umweltschutz

Insgesamt verbraucht die deutsche Industrie jährlich rund 2.500 PJ Energie, wie Berechnungen der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen zeigen. Ein erheblicher Anteil wird weiterhin mit fossilen Energieträgern erzeugt – vor allem mit Erdgas. Für Thorwarth, der auch als Vorsitzender des Holzenergie-Fachverbandes BW tätig ist, ist „der Weg zur Klimaneutralität in Deutschland ... noch lang.“ Denn 2024 hätte der Beitrag erneuerbarer Energieträger am deutschen Primärenergiebedarf erst 20 % betragen, Mineralöle hätten noch einen Anteil von 37 % und Gase 26 %, auf Kohle entfielen 15 %.

Thorwarth plädiert dafür, den Ersatz fossiler Energieträger auf ein Spektrum von Alternativen zu stützen, darunter auf Holz, das bereits heute einen großen Beitrag leistet. „Ein großer Vorteil von Holz

liegt darin, dass damit auch hohe Temperaturen erreicht werden können, zum Beispiel für Anwendungen in der Prozesswärmeversorgung“, sagt der Experte. „Einen Widerspruch zwischen stofflicher und energetischer Nutzung gibt es nicht, weil viele energetisch nutzbare Holzsortimente Koppelprodukte der stofflichen Holznutzung sind.“ Schmidmeier fügt hinzu: „Mit Holzenergie sorgen wir zudem für eine jederzeit sichere Versorgung. „Denn wir können jederzeit auf die Vorräte direkt vor unserer Haustür zugreifen.“ Und noch einmal Thorwarth: „Grüner Strom und grüne Wärme sind die Schlüssel dazu, unsere Energie vor Spekulation und Verknappung durch Öl und Gas zu sichern. Das sollten wir nutzen – und uns nicht immer weiter von fossilem Öl und Gas abhängig machen.“

So macht Holz Kreislaufwirtschaft möglich

Wie ein Holzenergieprojekt die heimische Wertschöpfung im Kreis Steinfurt und damit die Kreislaufwirtschaft fördert, zeigt die Entsorgungsgesellschaft Steinfurt EGST. Hier heißt es: Drei auf einen Streich. Denn ein Biomasse-Heizkraftwerk plus Klärschlamm-trocknung plus Biomethanaufbereitung werden durch eine Anlage von Schmidmeier Naturenergie realisiert. Sie wird mit Holzresten aus der regionalen Grünabfallverwertung und Landschaftspflege sowie mit Altholz der Klassen A I und A II von regionalen Wertstoffhöfen betrieben und erspart der Umwelt 500 t CO₂ pro Jahr. Damit macht es den Kreis unabhängiger von den Preissprüngen von Gas und Öl – und stärkt zudem die heimische Wirtschaft. „Unsere neue Energieanlage Saerbeck markiert den Beginn einer neuen Kreislaufwirtschaft in unserem Kreis Steinfurt“, betont Landrat Dr. Martin Sommer. „Die einzigartige Verknüpfung der Technik

macht die EGST zu einem Leuchtturm der Wirtschaft in unserer Region.“ Eva Witthake, Prokuristin der EGST ergänzt: „Unsere neue Anlage hilft uns, das Energiepotenzial aus Holzresten besser zu nutzen. Insbesondere werden wir unabhängiger vom Strompreis – und können künftig zudem noch Biogas ins Netz einspeisen.“ Dies wird direkt über EEG-geförderte Blockheizkraftwerke verstromt.

Holz als zuverlässiger Energieträger

Das Energieverbundprojekt im münsterländischen Saerbeck bietet der EGST ein ganzes Bündel von Vorteilen. Denn es kombiniert in einer Anlage unterschiedliche Techniken der energetischen Nutzung von Holz. 2021 war der Gedanke gereift, eine vorhandene Vergärungsanlage eines Kompostwerkes in Saerbeck um eine Biomethanaufbereitung zu erweitern und das geförderte Biomethan direkt ins Erdgasnetz einzuspeisen. Dazu brauchte man eine neue Wärmequelle. Um die am Standort vorhandenen Brennstoffe zu nutzen, fiel die Wahl auf eine Biomasseanlage. Die Anlage versorgt zusätzlich zur Biomethanaufbereitung noch einen Klärschlamm-trockner mit Wärme. Das Herzstück des Projekts bildet eine Biomasseanlage: Der Dampfkessel verfügt über eine Nennwärmeleistung von 3 MW Sattedampf und erbringt eine Dampfleistung von 4.600 kg/h. Die in der Anlage erzeugte Wärme wird zur Aufbereitung von Biomethan sowie zur Trocknung von jährlich 18.000 t Klärschlamm aus dem Landkreis genutzt. Zusätzlich ist in der Anlage eine Dampfturbine installiert – so wird noch grüner Strom produziert, der die EGST unabhängig vom aktuellen Strompreis macht.

„In unserer Anlage kommt ein Mix von jenen Brennstoffen zum Einsatz, den wir

Altholz bereichert am Ende seiner stofflichen Nutzung das Energieangebot.

Bild: © strubel/stock.adobe.com





Im Bioenergiepark Saerbeck realisierte Schmidmeier Naturenergie ein Verbundprojekt aus Biomasse, Klärschlamm-trocknung und Aminwäsche.

Bild: Schmidmeier Naturenergie

hier vor Ort vorfinden“, erläutert Johannes Wermers, bei der EGST zuständig für das Energiemanagement. „Das sind zum Beispiel Holzreste aus der Kompostierung und Altholz, das im Wertstoffhof abgegeben wird.“ Dazu kommt Landschaftspflegematerial und Gebrauchtholz der Klassen A I und A II. Für dieses Holz gibt es keine stoffliche Verwertungsmöglichkeit. Die neue Verbundanlage nutzt damit durchweg vorhandene Stoffe, die vor dem Betrieb der neuen Biomasseanlage anderweitig entsorgt oder verwertet werden mussten – was hohe Kosten mit sich brachte. Mit der Verbundanlage nutzt die EGST nun heimische Holzenergie und damit eine regionalen Lieferkette. Das sorgt für Sicherheit der Versorgung und Wertschöpfung vor Ort. „Unsere Investition in Bioenergie ist ein Bekenntnis zur regionalen Wertschöpfung“, unterstreicht Sommer. „Rohstoffe, Know-how und Arbeitsplätze bleiben im Kreis Steinfurt. Wertschöpfung entsteht nun nicht mehr irgendwo – sie entsteht hier, vor Ort, für die Menschen in unserer Region.“

Biomethan als neues Produkt

Statt das in der bestehenden Biogasanlage gewonnene Gas – wie bisher – für die Stromerzeugung zu nutzen, wird es künftig mithilfe der neuen Verbundanlage zu Biomethan aufbereitet und gewinnbringend direkt in das Erdgasnetz eingespeist. So bietet es den dringend benötigten Ersatz

für fossiles Erdgas. Erbauer Schmidmeier brachte die Idee ins Spiel, im Verfahren der Biomethanaufbereitung auf eine sogenannte Aminwäsche zu setzen. Der Vorteil gegenüber anderen Verfahren: Sie braucht deutlich weniger Strom, benötigt aber stattdessen Wärme. Diese Wärme kann nun im Saerbecker Verbundprojekt zuverlässig und kostengünstig über die Biomasseanlage bezogen werden – eine ausgezeichnete Alternative, anstatt sich abhängig von unberechenbaren und teils hohen Stromkosten zu machen. Das sieht auch der Steinfurter Landrat Sommer so: Für ihn ist die Versorgungssicherheit ein wichtiger Aspekt. „Gerade in den Dunkelflauten – den Wintermonaten, in denen Wind- und Solarenergie nur eingeschränkt zur Verfügung stehen – gewinnt unser Projekt besondere Bedeutung. Die EGST ist künftig in der Lage, flexibel Strom oder aufbereitetes Gas bereitzustellen – genau dann, wenn die Energie benötigt wird und es der Markt erfordert. Das stärkt die

Versorgungssicherheit, erhöht die Unabhängigkeit und macht unsere Region insgesamt widerstandsfähiger.“

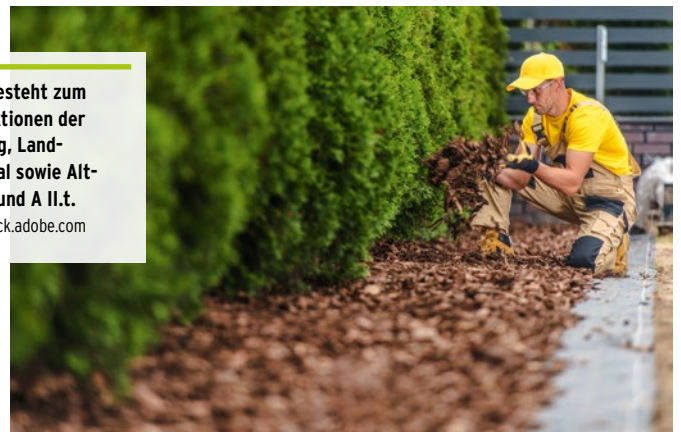
Eine saubere Sache

Auch in Sachen Umweltschutz ist die Holzenergieverbundanlage ein Vorbild. Eine dreistufige Rauchgasreinigung sorgt für Emissionen, die deutlich unter den vorgeschriebenen Werten der Gesetzgebung liegen. Dafür sorgen erstens die Rauchgasreinigung mit Adblue schon beim Verbrennungsvorgang, zweitens eine Multizyklonabscheidung des Rauchgases und drittens die Reinigung des Abgases in einem Gewebefilter, der 99 % aller Abluftpartikel einfängt und bindet.

„Mit unserem Projekt in Saerbeck hat der Kreis Steinfurt bereits heute einen entscheidenden Schritt auf dem Weg zu seinem ambitionierten Ziel der Klimaneutralität gemacht“, sagt der Landrat. „Damit wurde ein wichtiger Meilenstein erreicht – für den Umweltschutz, den Klimaschutz, für die regionale Versorgung und für eine nachhaltige Zukunft.“ Die Anlage ist damit ein wichtiger Baustein in der Umweltstrategie des Kreises. Bis 2040 will es Steinfurt erreichen, klimaneutral zu wirtschaften. Dabei spielt die CO₂-Bilanz des Kompostwerkes Saerbeck mit seinen Energie- und Entsorgungsanlagen eine gewichtige Rolle. Die unmittelbaren Nutznießer dieses Projekts sind die Bürgerinnen und Bürger im Kreis Steinfurt – und zwar in mehrfacher Hinsicht: ökologisch, wirtschaftlich und infrastrukturell. Sommer: „Durch die neue Anlage entfallen jährlich rund 200.000 km an Abfalltransporten. Das entlastet unsere Straßen, reduziert den Dieselverbrauch und spart Mautkosten. Gleichzeitig wirken sich diese Einsparungen stabilisierend auf die Abfallgebühren aus und kommen damit unmittelbar den Haushalten in unserer Region zugute.“

Der Brennstoffmix besteht zum Beispiel aus Holzfraktionen der Kompostaufbereitung, Landschaftspflegematerial sowie Altholz der Klassen A I und A II.t.

Bild: © Tomasz Zajda/stock.adobe.com



Holz aus Sperrmüll besser aussortieren

KI und moderne Sensorik können dabei helfen, Holz aus Sperrmüll effizienter, kostengünstiger und in größeren Mengen zurückzugewinnen und damit die Verwertung zu stärken. Ein entsprechendes, auf vier Sensortypen und KI basierendes Verfahren hat ein Forschungsverbund unter Koordination des Fraunhofer-Instituts für Optronik, Systemtechnik und Bildauswertung IOSB im Vorhaben „Askivit“ entwickelt. Der Ansatz erreichte bei praxisnahen Messreihen eine Sortiergenauigkeit über 95 %.

Sperrmüll stellt eine bedeutende Rohstoffquelle dar: Rund ein Viertel der in Deutschland jährlich anfallenden über zwei Millionen Tonnen Sperrmüll besteht aus stofflich wieder verwertbarem Holz. Während andere Abfallströme wie Altglas oder Verpackungen längst weitgehend automatisiert sortiert werden, erledigen diesen Job beim Altholz aus Sperrmüll im Wesentlichen noch immer menschliche Arbeitskräfte. Eine maschinelle Sortierung kann nicht nur die Wirtschaftlichkeit erhöhen, sondern zugleich eine Lösung für den Arbeitskräftemangel bieten.

Holz automatisiert abtrennen

Im Vorhaben Askivit entwickelte ein Forscherteam einen Ansatz für eine sensor- und KI-gestützte, automatische Sperrmüllsortierung. Da Sperrmüll aus sehr unterschiedlichen Materialien besteht und Verdeckungen, Verschmutzungen oder Alterungsprozesse die Erkennung erschweren, kombiniert der Ansatz die Stärken mehrerer Sensortypen und führt ihre Informationen per KI zusammen. Zum Einsatz kamen eine RGB-Kamera, eine Nahinfrarot-Hyperspektralkamera sowie Thermografie- und Terahertz-Sensorik, wobei die beiden letzteren bislang in der industriellen Abfallsortierung kaum genutzt werden.

Die Forschenden erfassten mit diesen Sensoren reale Sperrmüllproben, die sie als Trainingsmaterial für KI-Systeme klassifizierten. Die entstandenen umfangreichen Bilddatensätze stellen eine in dieser Form einzigartige, multimodale Datenbasis für die Sperrmüllklassifikation dar. Teile davon stehen anderen Forschenden über die Forschungsdatenplattform „Fordatis“ der Fraunhofer-Gesellschaft sowie über einen

Open-Access-Artikel in „Nature Scientific Data“ zur Verfügung.

Late-fusion-Ansatz funktioniert am effektivsten

Die besten Ergebnisse erzielte ein Ansatz, bei dem die Auswertungen der einzelnen Sensoren zunächst getrennt erfolgen und erst am Ende zu einer gemeinsamen Entscheidung zusammengeführt werden (Late-fusion-Ansatz). Hierbei konnte der Terahertz-Sensor mit seiner hohen Sensitivität für metallische Materialien punkten. Die Gesamtsortiergenauigkeit dieses Ansatzes lag bei 95,6 %.

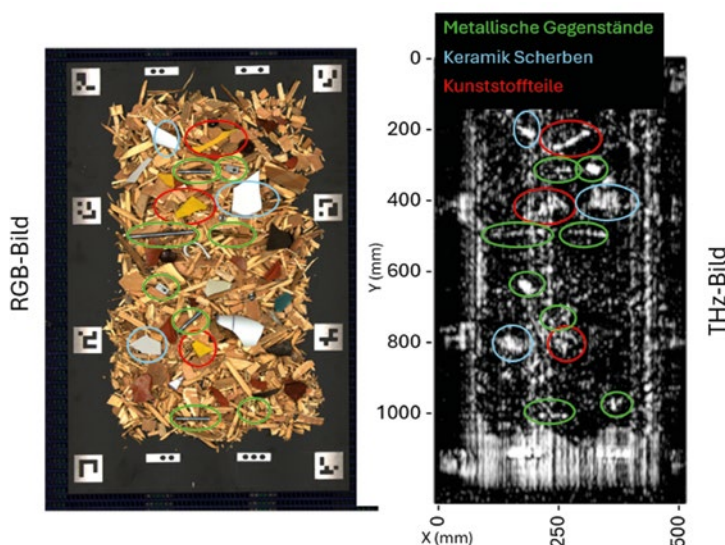
Schließlich untersuchten die Forschenden in einem Feldtest die Möglichkeit, das Multisensorsystem partiell in eine Sortiermaschine zu integrieren. In einer solchen Maschine läuft der Sperrmüll stark zerkleinert über ein Band. Die Forschenden installierten wenige Zentimeter nach der Sensorlinie quer zum Band Druckluftdüsen, die vom KI-Modell in Echtzeit angesteuert wurden und Objekte gezielt ausschleusen

sollten. Bei einer praxisüblichen Bandgeschwindigkeit von 3 m/s hatte das System nach der Bildauswertung circa 30 ms Zeit für seine Sortierentscheidung. Im Ergebnis wurde bereits eine hohe Reinheit erreicht, falsch sortierte Teilstücke waren überwiegend mechanisch bedingt und nicht auf Fehler des KI-Modells zurückzuführen.

Insgesamt erwies sich der Ansatz als vielversprechend und einer manuellen Sperrmüllsortierung in Geschwindigkeit und Präzision überlegen. „Die Technologie steigert die Effizienz und spart Kosten, wir sehen große Marktchancen etwa in der Recyclingindustrie oder zur Inline-Inspektion in der Produktion,“ so Dr. Robin Gruna vom Fraunhofer IOSB.

Förderung

Das Vorhaben Askivit wurde vom Bundesministerium für Landwirtschaft, Ernährung und Heimat (BMLEH) gefördert. Der Abschlussbericht steht auf projekte.fnr.de unter dem Förderkennzeichen 2220HV048 zur Verfügung.



Zu sehen sind die Aufnahmen einer RGB-Kamera und eines Terahertz-Sensors – letzterer hebt die Fremdkörper etwas hervor.
Bild: Fraunhofer IOSB, ITWM

Biogasgenossenschaft in der Lombardei setzt auf „Mixxpump“

Die Biogasgenossenschaft Cooperativa della Bassa Bergamasca betreibt im italienischen Romano di Lombardia eine 600-kW-Biogasanlage, die seit 2015 Strom aus Gülle, Geflügelmist und Silage erzeugt. Als der bisherige Feststoffdosierer das Ende seiner Betriebsdauer erreichte, nutzte Anlagenleiter Cristian Ambrosini die Gelegenheit zur Neuausrichtung, um seit April 2025 auf die Mixxpump von Vogelsang zu vertrauen.

Die Biogasgenossenschaft Cooperativa della Bassa Bergamasca betreibt im italienischen Romano di Lombardia eine 600-kW-Biogasanlage, die seit 2015 Strom aus Gülle, Geflügelmist und Silage erzeugt. Als der bisherige Feststoffdosierer das Ende seiner Betriebsdauer erreichte, nutzte Anlagenleiter Cristian Ambrosini die Gelegenheit zur Neuausrichtung, um seit April 2025 auf die Mixxpump von Vogelsang zu vertrauen.

In einer Biogasanlage, die täglich Gülle, Geflügelmist und Silage verarbeitet, kommt es auf eine zuverlässige Aufbereitung der Substrate und eine robuste Fördertechnik an. Denn die Inputstoffe können für Verstopfungen und hohen Verschleiß der Anlagenkomponenten sorgen und Betriebsunterbrechungen hervorrufen. Eine reibungslos funktionierende Technik und eine passgenaue Substrataufbereitung spielen daher auch für Ambrosini eine zentrale Rolle. Für die Biogasgenossenschaft Cooperativa della Bassa Bergamasca betreibt er als Anlagenleiter im norditalienischen Romano di Lombardia die Biogasanlage mit einer elektrischen

Leistung von 600 kW. „Hohe Wartungs- und Servicefreundlichkeit sind entscheidende Faktoren für die Effizienz und Wirtschaftlichkeit unserer Biogasanlage“, betont er. Der erzeugte Strom wird anschließend ins öffentliche Netz eingespeist.

Fasrige Inputstoffe fordern Anlagentechnik

Der Anlagenleiter weiß, wovon er spricht. Denn Rindergülle und Geflügelmist sind fremdstoffbelastet und faserig. Damit stellen sie hohe Anforderungen an die Anlagentechnik. So benötigt beispielsweise Geflügel für die Zerkleinerung und bessere Verdauung der Nahrung zusätzliche Futtermittel wie etwa Grit – eine Mischung aus Magenkiesel, Austernschalen und Seemuscheln. Zusammen mit Sand und anderen Grobstoffen ist Geflügelmist deshalb sehr abrasiv. Das führt zu erhöhtem Verschleiß an allen Komponenten, die mit dem Input in Kontakt kommen. Dies zeigte sich auch am Flüssigfütterungssystem, das die Biogasgenossenschaft zunächst in ihrer Anlage installiert hatte: Der Stator wies schon nach kurzer Zeit Verschleißerscheinungen



auf, die Maschine neigte zu Verstopfungen durch Steine und Fremdkörper. Auch gestaltete sich die Reinigung aufwendig.

Ein weiterer Kritikpunkt betraf die Sicherheit. Der Wartungszugang der alten Maschine war eng und schlecht einsehbar. Mitarbeiter, die Steine und Fremdkörper entfernen wollten, mussten mit der Hand in nicht einsehbare Bereiche greifen und verletzten sich dabei mitunter an scharfen Kanten. Als schließlich das Anmischsystem das Ende seiner Betriebsdauer erreichte, stand für Anlagenleiter Ambrosini der Wechsel auf einen neuen Feststoffdosierer fest.

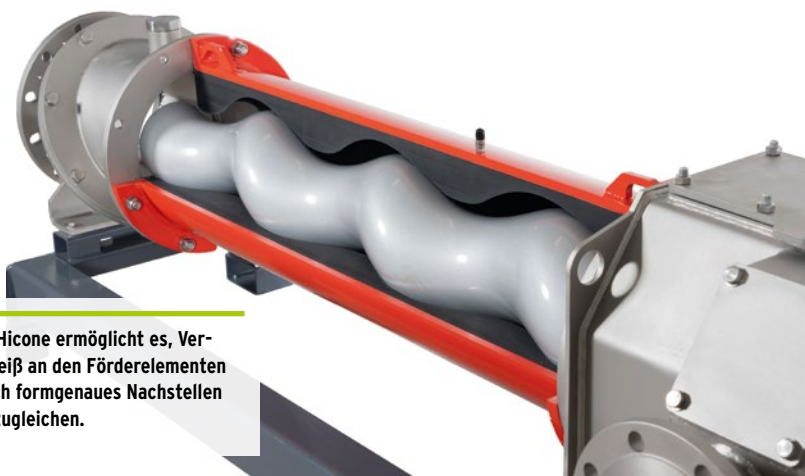
Teilewechsel überflüssig gemacht

Im Zuge dessen informierte sich Ambrosini genauer über die Mixxpump. Das Servicekonzept des Feststoffdosierers und die Verschleißkompensation durch Nachstellen der Förderelemente haben ihn überzeugt. Auf den Markt hatte Vogelsang den kompakt konstruierten Dosierer 2025 gebracht. Seither lässt sich die Mixxpump aufgrund ihrer flachen Bauweise einfach in bestehende Anlagen integrieren.

In Betrieb vermischt das Flüssigfütterungssystem eine flüssige Phase mit den Feststoffen und fördert die entstandene

Die „Mixxpump“ von Vogelsang im Einsatz. Bilder: Vogelsang





Die Hicone ermöglicht es, Verschleiß an den Förderelementen durch formgenaues Nachstellen auszugleichen.



Die konische Exzenterschneckenpumpe „Hicone“ ist das zentrale Element der Mixxpumpe.

Suspension zuverlässig in den Fermenter. Das zentrale Element ist hierbei die Exzenterschneckenpumpe „Hicone“. Ihre konische Rotor-Stator-Geometrie ermöglicht es, Verschleiß an den Förderelementen durch formgenaues Nachstellen auszugleichen. Dadurch entfallen kosten- und zeitintensive Teilewechsel. Sollte nach längerer Betriebsdauer doch ein Austausch von Rotor und Stator erforderlich werden, erleichtert das „Quickservice“-Konzept von Vogelsang den Wechsel: Stator und Rotor können ohne Demontage der Rohrleitungen ausgeschwenkt und in kurzer Zeit ersetzt werden. Damit läuft die Fütterung des Fermenters nahezu ohne Unterbrechung weiter, was für einen stabilen Vergärungsprozess und gleichbleibend hohen Gasertrag sorgt. Dank einer Zustandsanzeige ist zudem der Teilwechsel vorausschauend planbar.

Dieses Wartungskonzept überzeugte auch Ambrosini. Dass die Genossenschaft bereits an anderen Standorten Maschinen von Vogelsang einsetzt, darunter Drehkolbenpumpen und „Rotacut“-Zerkleinerer, begünstigte seine Entscheidung zusätzlich. Denn die Erfahrungen mit der Produktqualität und Ersatzteilversorgung waren durchweg positiv.

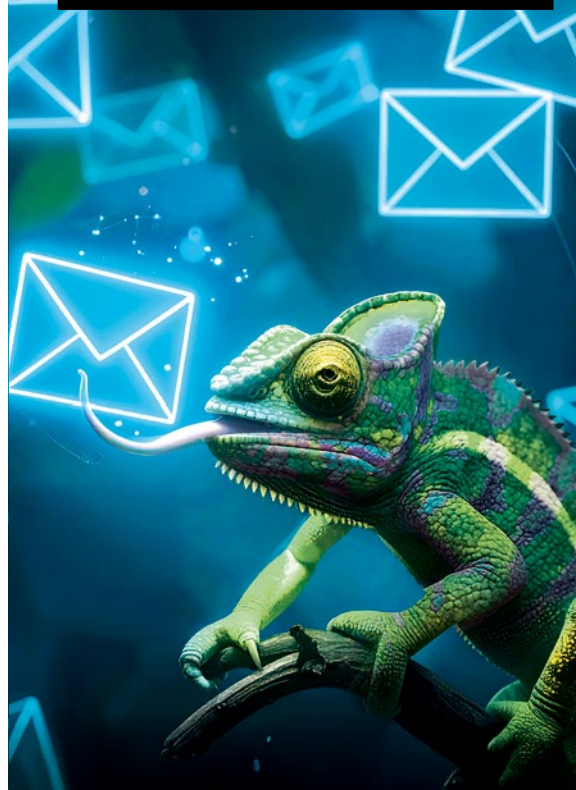
Von der Testphase zum langfristigen Einsatz

Mit der Entscheidung für die Mixxpumpe gehörte Cooperativa della Bassa Bergamasca im April 2025 zu den ersten Anwendern, die den Feststoffdosierer unter realen Betriebsbedingungen testeten. Im Zuge dieser Erprobungsphase nahm Vogelsang nach Ambrosinis Rückmeldungen noch Verbesserungen vor und vergrößerte beispielsweise die Wartungsklappe zum Entfernen von Steinen und weiteren Störstoffen. Nach dem Tausch des Prototyps durch eine optimierte Version der Mixxpumpe läuft diese heute zur vollen Zufriedenheit von Ambrosini.

Der aktuelle Status lautet: Bisher musste der Stator noch nicht nachgestellt werden. Anders als beim Vorgängergerät traten keine Verstopfungen auf. Dabei konnte der Anlagenleiter die Eintragsleistung erhöhen und so die Laufzeiten der Feststoffdosierung verkürzen. Zudem ermöglicht es die Sperrkammererweiterung – ein Behälter mit Schauglas und Manometer –, die Gleitringdichtung visuell zu überwachen. Sobald Veränderungen erkennbar sind, lässt sich ein drohendes Dichtungsproblem identifizieren und beheben, bevor es zu einem Ausfall kommt. Die reaktionsschnelle Handlungsmöglichkeit verhindert ungeplante Ausfälle. „Steine und Schwergut, die sich abgesetzt haben, können einfach entnommen werden. Die Wartung ist sicher und der Zugriff auf die Förderelemente ausreichend groß dimensioniert. Das Nachstellkonzept der Hicone als Kernstück des Feststoffdosierers ist ein echter Fortschritt“, zieht Ambrosini ein erstes Fazit. So ist der nächste Schritt auch schon beschlossen: Ein Vogelsang-Nasszerkleinerer der Rotacut-Reihe soll demnächst die bisherige Zerkleinerungseinheit ersetzen und die Substrataufbereitung weiter optimieren.

AUS DEM
BRANCHENDICKICHT
GESCHNAPPT!

DER
NEWSLETTER,
DER ZU
IHNEN PASST.



Wissen, das kleben bleibt – jetzt den
NEWSLETTER kostenfrei sichern.



[https://r-energy.eu/
newsletter](https://r-energy.eu/newsletter)

r.energy

eine Marke vom

WIN
VERLAG

Grüne Energie für 11.700 Haushalte

Gemeinsam mit dem Umweltdienstleister Prezero und Enagás Renewable hat Weltec Biopower im August 2026 mit dem Bau einer Biomethananlage nördlich von Madrid begonnen. Nach der Inbetriebnahme wird die Anlage in Colmenar Viejo jährlich bis zu 60 GWh grüne Energie erzeugen. Das entspricht dem Energiebedarf von rund 11.700 Haushalten beziehungsweise 30.000 Einwohnern.



In Colmenar Viejo nördlich von Madrid entsteht derzeit diese Biomethananlage. Herzstück der Anlage werden drei Fermenter von Weltec Biopower sein.
Bild: Weltec Biopower

Für das Projekt liegen alle für den Bau erforderlichen städtebaulichen und umweltrechtlichen Genehmigungen vor. Neben der Planungsgenehmigung und der von der Gemeinde Colmenar Viejo erteilten Baugenehmigung hat die Anlage auch die integrierte Umweltgenehmigung der Autonomen Gemeinschaft Madrid erhalten. Damit ist bestätigt, dass das Projekt die umfassenden technischen und umweltrechtlichen Anforderungen für Anlagen dieser Art erfüllt.

Jährlich bis zu 75.000 t organische Abfälle verarbeiten

Entwickelt wird die Anlage von Prezero und Enagás Renewable. Prezero gehört zur Schwarz Gruppe, zu der auch Lidl und Kaufland zählen. Das Unternehmen, das über umfassende Erfahrung in der Abfallwirtschaft und im Biomethansektor verfügt, ist europaweit tätig und verwertet in Spanien und Portugal die Abfälle von

mehr als zwölf Millionen Menschen. Als spanischer Marktführer erzeugte Prezero 2025 mehr als 53 % des landesweit produzierten Biomethans. Enagás Renewable ist ein führender unabhängiger Energieerzeuger in Spanien und auf die Entwicklung erneuerbarer Gase sowie von Lösungen zur Dekarbonisierung spezialisiert. Derzeit treibt das Unternehmen landesweit ein Portfolio von mehr als 20 Projekten voran und zählt damit zu den wichtigen Akteuren der Energiewende.

Die neue Anlage wird jährlich bis zu 75.000 t organische Abfälle verarbeiten. Dazu gehören getrennt gesammelte Bioabfälle aus der Biotonne in Colmenar Viejo und den umliegenden Gemeinden. Organische Bestandteile machen in der Region derzeit rund 40 % des Gewichts der Haushaltsabfälle aus. Statt auf Deponien ent-

sorgt zu werden, dienen diese Ressourcen künftig der Erzeugung von erneuerbarem Biomethan.

Großer Substratdurchsatz auf geringer Grundfläche

Das Herzstück der Anlage in Colmenar Viejo bilden drei Edelstahlfermenter von Weltec Biopower. Jeder Behälter hat einen Durchmesser von 25,34 m, eine Höhe von 10,05 m und ein Volumen von 5.067 m³. Die hohe Behälterbauweise ermöglicht einen großen Substratdurchsatz auf geringer Grundfläche und trägt damit wesentlich zur effizienten Nutzung des rund 6.200 m² großen Geländes bei.

Dem Vergärungsprozess ist ein gasdichter Vorlagerbehälter mit einem Fassungsvermögen von 1.177 m³ vorgeschaltet. Er sorgt für eine kontinuierliche Substratversorgung und stabile Prozessbedingungen. Durch die Hygienisierung werden die gesetzlichen Anforderungen an die Behandlung organischer Abfallströme eingehalten. Alle Biogasfermenter und Lagerbehälter bestehen aus Edelstahl und werden von Weltec Biopower im bewährten modularen Bausystem gefertigt. Die Komponenten werden industriell vorgefertigt und vor Ort montiert. Dadurch wird eine gleichbleibend hohe Fertigungsqualität gewährleistet. Die modulare Bauweise ermöglicht zudem eine effiziente Logistik und eine flexible Skalierbarkeit.

„Edelstahl ist unter den anspruchsvollen biologischen und chemischen Bedingungen des Vergärungsprozesses besonders korrosionsbeständig. Das sorgt für eine lange Lebensdauer der Anlage, eine hohe Betriebssicherheit und einen geringen Wartungsaufwand“, betont Alain Priser, International Sales Manager bei Weltec Biopower.

Direkte Einspeisung ins Gasnetz

Die Anlage wird als geschlossenes und abgedichtetes Industriesystem betrieben. Leistungsfähige Biofilter und Aktivkohlesysteme sind darauf ausgelegt, bis zu 99 % der geruchsbildenden Stoffe aus der Abluft zu entfernen. Das aufbereitete Biomethan wird direkt und kontinuierlich in das Gasnetz eingespeist, sodass eine Speicherung auf dem Anlagengelände nicht erforderlich ist.

Mit der Biomethananlage in Colmenar Viejo übernehmen die Gemeinde und die Autonome Gemeinschaft Madrid eine Vorreiterrolle in der nachhaltigen Abfallwirtschaft und Kreislaufwirtschaft. Derzeit werden rund 60 % der Abfälle in der Region deponiert, wodurch wertvolle Ressourcen ungenutzt bleiben. Die neue Anlage wird dazu beitragen, diese Entwicklung umzukehren, indem regionale Bioabfälle in lokal erzeugte erneuerbare Energie umgewandelt werden. Gleichzeitig unterstützt sie das Ziel der Europäischen Union, den Anteil der deponierten Siedlungsabfälle bis 2035 auf höchstens 10 % zu reduzieren.

Gemeinde profitiert direkt von der Anlage

Das Projekt bringt auch konkrete Vorteile für Colmenar Viejo. Eine Vereinbarung mit der Gemeinde sieht wirtschaftliche und gesellschaftliche Leistungen vor. Dazu zählen Energie zur Unterstützung der Beheizung öffentlicher Schulen vor Ort, die kostenlose Behandlung der getrennt gesammelten Bioabfälle der Einwohner sowie die bevorzugte Berücksichtigung ortsansässiger Bewerber bei der Besetzung der durch die Anlage entstehenden Arbeitsplätze. Ein Umweltbildungszentrum soll zudem das Umweltbewusstsein in der Gemeinde stärken.

Durch die Verbindung der bewährten Anlagentechnik von Weltec Biopower mit der Abfallwirtschaftskompetenz von Prezero und der Expertise von Enagás Renewable im Bereich erneuerbarer Gase entsteht ein effizienter regionaler Kreislauf: Organische Reststoffe werden in erneuerbare Energie umgewandelt, das Deponieaufkommen wird reduziert und rund 30.000 Menschen können jährlich mit grüner Energie versorgt werden. ■

Milchpulver zu Wasserstoff

An der FH Münster geht das Forschungsprojekt „Solidscore“ zu Ende. In dessen Mittelpunkt steht die dunkle Fermentation, mit der ein Reaktor Feststoffe aus der Lebensmittelindustrie zu Wasserstoff und Methan vergärt.

Aus Reststoffen der Lebensmittelindustrie Wasserstoff und Bio-Methan gewinnen – das ist die Idee des Forschungsprojekts Solidscore, das am Fachbereich Energie – Gebäude – Umwelt der FH Münster nun seinen Abschluss findet. Mithilfe der dunklen Fermentation entstehen die Energieträger in einer neu entworfenen Versuchsanlage. In dem Reaktor fermentieren Bakterien in Abwesenheit von Sauerstoff und Licht zucker- und stärkehaltige Feststoffe. Dabei gewinnt die Anlage insbesondere biogenen Wasserstoff. Unternehmen aus der Lebensmittelindustrie könnten, so die Überlegung des Forschungsteams, mithilfe einer solchen Anlage ihre eigenen Reststoffe umwandeln und Wasserstoff sowie Methan selbst verwenden.

„Wir haben rund 60 verschiedene Reststoffe getestet, um zu sehen, ob sie für die dunkle Fermentation geeignet sind“, sagt Projektingenieur Martin Woestmann, der im Forschungsteam von Prof. Dr. Elmar Brüggling und Prof. Dr. Christof Wetter Solidscore gemeinsam mit Juliana Rolf und Sören Kamphus betreut hat. „Besonders effizient sind zuckerhaltige Produkte aus der Lebensmittelindustrie wie zum Beispiel Milchpulver.“ Die wasserstoffproduzierenden Bakterien sind in der Lage, zucker- und stärkehaltige Stoffe gut zu verstoffwechseln. „Das nutzen wir.“

Dunkle Fermentation auf organische Feststoffe übertragbar

In den sechs Abschnitten – sogenannten Kompartments – des Reaktors vergärt das Substrat, zwei davon produzieren Wasserstoff, vier weitere Methan. Außerdem entstehen als Nebenprodukt organische Säuren. „Wir haben aus dem Milchpulver am Tag circa 9 l Wasserstoff und 80 l Methan gewinnen können“, so Woestmann. „Damit haben wir erwiesen, dass sich das Verfahren der dunklen Fermentation auf organische Feststoffe übertragen lässt.“

Im Vorgängerprojekt „Hytech“ vergor das Team zuckerhaltige Industrieabwässer zu Wasserstoff und Methan. Die Feststoffe ergänzen den Vorgang. „In zukünftigen Projekten könnte der Fokus darauf liegen, den Prozess der dunklen Fermentation in ganzheitliche Anlagenkonzepte zu integrieren, um eine wirtschaftliche Umsetzung zu gewährleisten“, überlegt Woestmann. „Unser Ziel ist es schließlich, die Forschung auch in der Praxis umzusetzen.“

Während die FH Münster das Verfahren erforscht hat, untersuchte das Unternehmen Emcel, welchen ökologischen Fußabdruck es hinterlässt. Planet Biogastechnik, der zweite Projektpartner, untersuchte es auf seine Wirtschaftlichkeit. Solidscore wurde durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages gefördert. ■



In der „Solidscore“-Anlage vergären Feststoffe zu Wasserstoff und Methan.
Bild: FH Münster, Thuy Kieu Duong

Sicher zu grüner Energie

Als im Herbst 2025 in Nieheim ein Pfropfenstromfermenter in Gang gesetzt wurde, sollte die Anlage – von Eggersmann Recycling Technology (ERT) geplant, gebaut und seither auch betrieben – von da an 20 Jahre ununterbrochen laufen. Mindestens. Weil auch alle innenliegenden Verschraubungen trotz enormer Belastung halten müssen, setzten die Verantwortlichen der Eggersmann Gruppe auf Werkzeuge von Hytorc.



Prinzipskizze des Standorts von Eggersmann Recycling Technology in Nieheim. Bilder: Hytorc

Sieben Achsen in rund 4 m Höhe, an denen jeweils vier ebenso lange, stählerne Rührarme mit insgesamt rund 900 vorgespannten Schrauben befestigt sind. Passend dazu sind sieben Motoren an der Außenwand des Gebäudes angebracht, mit denen die Wellen in Rotation gebracht werden. Verankert sind sie mit je 24 M36-Schrauben, die ebenfalls mit dem entsprechenden Drehmoment verschraubt wurden. Die aufzubringenden Drehmomente lagen im Bereich zwischen 750 und 1500 Nm. Alles in allem mussten die Monteure rund 1500 Schraubverbindungen festziehen. Im Plan war die Verschraubung nach Drehmoment händisch vorgesehen. Doch angesichts der Menge wurde diese Idee zu Beginn der Umsetzungsphase verworfen, betont Jörg Brinkschmidt. „Wenn wir das mit Drehmomentschlüssel von Hand hätten machen müssen, wären wir allein damit wahrscheinlich mehrere Wochen beschäftigt gewesen“, sagt der Entwicklungsleiter bei ERT. So waren es nur vier Tage.

Energie aus Biogut

Den Eggersmann-Standort im ostwestfälischen Nieheim, auf halber Strecke zwischen Bad Pyrmont und Paderborn gelegen, gibt es seit 1998. Bisher wurde hier mittels diskontinuierlicher Fermentation – im klassischen Batch-Betrieb – Biogas aus Biogut gewonnen. Nun wurde die Kompostanlage zu einem Energiewerk umgebaut und optimiert. Der Fokus liegt damit laut Brinkschmidt „auf maximaler Energieerzeugung aus Biogut“. Die Umrüstung und Optimierung sollten nicht nur die Einspeisung

grüner Energie ins öffentliche Netz ermöglichen, sondern auch als Leuchtturmprojekt wirken. „Wir wollen anderen Betreibern zeigen, was bereits heute technologisch möglich ist.“

Zentral für die durchgehende Energiegewinnung ist der Pfropfenstromfermenter: Das rechteckige, langgezogene Gebäude mit einer lichten Raumhöhe von circa 8,60 m ist mittig mit sieben horizontalen Achsen ausgestattet, an denen das stählerne Rührwerk angebracht ist. Jeder Rührarm hat eine Länge von gut 3,90 m. Innerhalb von 24 h verarbeitet die Anlage, die fast bis zur Decke gefüllt ist, rund 150 t Bioabfall aus kommunalen Sammlungen, privaten Gärten sowie Landschafts- und Gartenbau. Aufgrund der Ausmaße und der Füllmenge sind die Flügel einem enormen Druck ausgesetzt. Doch nicht nur das: Ist die Anlage in Betrieb und randvoll gefüllt, ist eine Wartung der innenliegenden Schraubverbindungen nicht möglich.

Erfahrung und Know-how

Auf der Suche nach einer schnellen, unkomplizierten Lösung, hatten sich die Verantwortlichen an Hytorc gewandt. „Der Tipp dazu kam von unserer Bauleitung“, berichtet Brinkschmidt. „Wir haben einen erfahrenen Bauleiter, der schon mit Werkzeugen von Hytorc gearbeitet hat – und der auch Jürgen Dux kannte.“ Dux ist nicht nur Verschraubungsexperte, sondern mitverantwortlich für Service und Vertrieb bei Hytorc Seis. Im Mittelpunkt der Lösungsfindung standen die Punkte Arbeitsschutz, Umsetzbarkeit und langfristige Sicherheit. „Weil die Anlage nach Inbetriebnahme mindestens 20 Jahre durchgängig laufen soll, gibt es keine Möglichkeit, Schraubverbindungen zu kontrollieren, nachzuziehen oder auszutauschen“, fasst Dux zusammen. Für das Verschrauben heißt das: Einhaltung des berechneten Drehmoments, Verdrehsicherheit der Verschraubung und sicheres Arbeiten auf einer Hubbühne in gut 3 m Höhe.



Die Umrüstung der Kompostanlage zu einem Energiewerk ermöglichte die Einspeisung von grüner Energie ins öffentliche Netz.



Beim Setzen der Verschraubungen im Pfpfenstromfermenter bauten die Verantwortlichen der Eggersmann Gruppe auf Werkzeuge von Hytorc.

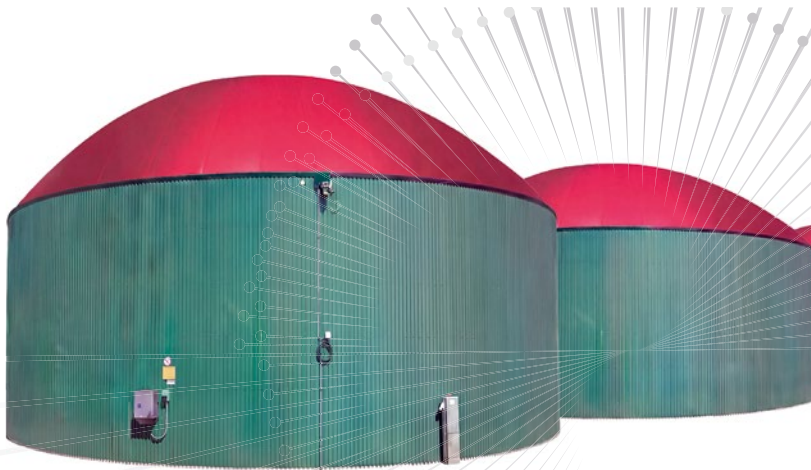
Anstelle manueller Drehmomentschlüssel, bei denen ein zweiter Monteur hätte gehalten müssen, setzte Eggersmann auf den Wechsellassetten-Hydraulikschrauber „Stealth-2“ mit verschiedenen Nüssen. Der Drehmomentschrauber verbindet mit bis zu 2572 Nm und ist für alle Montageverfahren nach VDI 2230 einsetzbar. Angetrieben wird er vom kompakten, leistungsstarken Hochdruck-Hydraulikaggregat „Jetpro 9.3. ERT“. Eggersmann entschied sich, dieses passende Paket aus Schrauber, Werkzeugen und Aggregat zu erwerben. „Hytorc bietet auch immer die Möglichkeit, für eine bestimmte Aufgabe zusammengestellte Pakete zu leihen“, ordnet Dux ein.

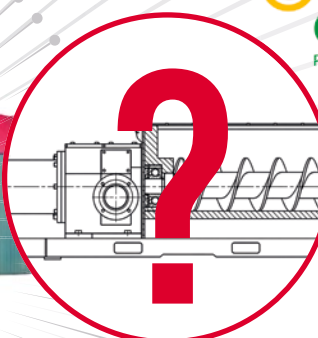
Die Entscheidung, die benötigten Werkzeuge samt Aggregat zu kaufen, hat mit dem Status der Anlage in Nieheim zu tun. Sie ist als Pilotanlage konzipiert. Ziel ist, auf Basis des Erfolgs in Nordrhein-Westfalen, weitere Anlagen zu errichten – und dabei auf den Erfahrungen der Erstmontage aufzubauen. Das geht mit eigenen Werkzeugen einfacher und schneller, wissen die Verantwortlichen von Eggersmann.

Nachhaltige Energiegewinnung

Erzeugt werden sollen mit dem Pfpfenstromfermenter 800 Kubikmeter Biomethan pro Stunde. „Das Werk in Nieheim verfügt zudem über eine Windkraftanlage und ist

flächendeckend mit Photovoltaik ausgerüstet“, berichtet Brinkschmidt. Ein KI-unterstütztes Energiemanagement sorgt dafür, dass Biogas nur dann zu Biomethan veredelt wird, wenn genügend grüner Strom zur Verfügung steht. „Ansonsten wird das Biogas in Gasspeichern über den Flüssigdüngerlagern gespeichert. Auf diese Weise produziert die Anlage im Jahr wesentlich mehr grünen Strom als für die Veredelung zu Biomethan benötigt wird. Es bleibt ein gewaltiger Überschuss, der ins öffentliche Netz eingespeist wird.“ Das sei aber nicht alles, so der Entwicklungsleiter: „Das Kohlendioxid aus der Biogasaufbereitung wird gesammelt und teilweise als Trockeneis an die Industrie verkauft. Der Rest wird im eigenen Betonfertigteilwerk, Betont’ in Beton gebunden.“ Dux ergänzt dazu: „Verschraubungen von Hytorc wurden in der Energiewirtschaft schon immer genutzt – ob Windkraft, Wasserkraft oder thermisch. Oft sind wir bereits in der Konstruktionsphase gefragt, um die notwendigen Verschraubungen optimal zu gestalten – von der Berechnung bis zur arbeitssicheren Verschraubung an sich. Dass wir jetzt erstmals auch im Bereich Biogas aktiv sind, ist ein sehr erfreulicher Schritt.“

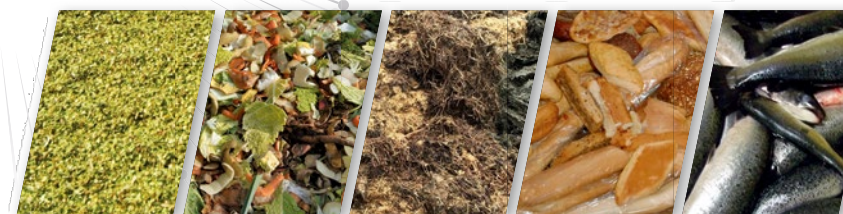






10. - 13. Nov. 2026
Hannover
Halle 25, Stand H18

ENTSCHEIDEND IST, WAS REIN KOMMT!



Vogelsang Feststoffdosierer – für jedes Substrat eine passende Lösung

Ob Energiepflanzen, landwirtschaftliche Reststoffe, Biomüll oder Abfälle aus der Lebensmittelherstellung – unter den Feststoffdosierern von Vogelsang finden Sie die optimale Lösung für Ihre Prozessbedingungen. Je nach Substrat und Anlage bieten MixXPump, EnergyJet oder PreMix genau die richtige Feststoff-Dosierung für eine effiziente, zuverlässige und ertragreiche Biogas-Produktion.



Klimafreundliche Wärmekooperation mit den Stadtwerken Lünen

Seit 2006 betreiben Iqony Energies und Remondis das Biomassekraftwerk (BMK) Lünen mit 20 MW elektrischer Leistung. Mit einer millionenschweren Investition wird nun das BMK bis 2028 zur Wärmeauskopplung und zur Errichtung eines zusätzlichen Heizwerks umgebaut. Damit können jährlich bis zu 90.000 MWh an klimafreundlicher Wärme bereitgestellt werden, was dem Bedarf von etwa 16.500 Haushalten entspricht. Abnehmer der Wärme sind die Stadtwerke Lünen. Damit ist das Projekt ein wichtiger Baustein für die Dekarbonisierung des örtlichen Wärmenetzes.



Das Biomassekraftwerk Lünen wird derzeit zur Wärmeauskopplung umgebaut. Errichtet wird außerdem ein zusätzliches Heizwerk.
Bilder: Iqony Energies

Region West: „Dieses Projekt lebt Zukunft. Wir dekarbonisieren die Fernwärmeversorgung von Lünen und stärken damit Umweltverträglichkeit, aber auch Versorgungssicherheit und Bezahlbarkeit. Denn je mehr klimaneutrale Quellen zum Einsatz kommen, desto weniger fallen auch die künftig weiter steigenden CO₂-Abgaben ins Gewicht.“

Dr. Achim Grunenberg, Co-Geschäftsführer der Stadtwerke Lünen, hält fest: „Als Stadtwerke Lünen stehen wir schon immer für eine innovative und umweltfreundliche Wärmeversorgung. Zusätzlich zu den bestehenden hocheffizienten Blockheizkraftwerken kommt nun eine weitere klimafreundliche Wärmequelle hinzu.“ Und Urs Reitis, Co-Geschäftsführer der Stadtwerke Lünen, ergänzt: „Durch die Auskopplung von Wärmeenergie aus dem Biomassekraftwerk stellen wir die Fernwärmeversorgung bereits im Laufe des Jahres 2028 auf erneuerbare Wärme um. Damit wird die Fernwärme in Lünen deutlich vor dem bundesweit angestrebten Zieljahr 2045 klimaneutral und entwickelt sich zu einem verlässlichen, zukunftssicheren Baustein der nachhaltigen Energieversorgung unserer Stadt.“

Das Biomassekraftwerk Lünen, ein gemeinsames Unternehmen von Iqony Energies und Remondis Region West, betreibt seit 2006 am Standort Lünen ein BMK mit 20 MW elektrischer Leistung. Als Brennstoff ist Biomasse deutlich klimafreundlicher als etwa fossile Energieträger. Damit kann das Kraftwerk schon heute grünen Strom für rechnerisch 60.000 Haushalte bereitstellen.

Nun gehen die Partner den nächsten Schritt und befähigen das BMK zur Wärmeauskopplung. Dabei wird die Wärme über einen neuen Heizkondensator an das Fernwärmenetz der Stadtwerke Lünen übertragen. Als weitere Wärmequelle wird ein neues Heizwerk errichtet. Damit können bis zu 90.000 MWh an klimafreundlicher Wärme pro Jahr bereitgestellt werden, was dem Bedarf von etwa 16.500 Haushalten entspricht. Die Stadtwerke Lünen sorgen für den nötigen Netzanschluss und nehmen die Wärme ab.

Meilenstein für sichere, klimafreundliche Fernwärme

„Diese Wärmeinvestition mit einem Volumen von 15 Millionen Euro macht deut-

lich: Die Wärmewende wird vor Ort gemacht. Die Stadtwerke Lünen sind schon heute ein Pionier bei der Fernwärme. Doch bislang kommt ein großer Teil der Wärme aus dem lokalen Steinkohlekraftwerk. Mit dem Rückgriff auf das neue Biomasse-Heizkraftwerk verbessert sich die Klimabilanz erheblich. Die Fernwärme wird grüner, bleibt sicher und zugleich investieren wir massiv in den Standort Lünen“, so Andreas Böffel, Geschäftsführer der BMK von Iqony Energies.

Dazu ergänzt Jean-Michael Hachmann, Geschäftsführer der BMK von Remondis



Gespeist mit Biomasse, soll das BMK ab 2028 bis zu 90.000 MWh/a an klimafreundlicher Wärme bereitstellen.

INTERVIEW

Warum sich ein etablierter Akteur der Branche neu aufstellt

Die Energiewende in Deutschland ist heute nicht mehr eine Frage der Technologie. Während sich der Markt konsolidiert, liegen die Herausforderungen vielmehr in der Umsetzung: in Regulierung, Flächensicherung und Repowering, in Genehmigungen, Kapital und lokaler Akzeptanz. Die Neupositionierung von Navaris ist in dieser Konstellation nicht allein ein Markenwechsel, sondern Ausdruck des Marktwandels. r.energy sprach zu der Neuaufstellung mit Geschäftsführer Johannes Overbeck.

Herr Overbeck, der deutsche Markt der erneuerbaren Energien verändert sich. Was sind Ihrer Auffassung nach die wesentlichen Merkmale der aktuellen Phase?

JOHANNES OVERBECK: Die Energiewende befindet sich in einer neuen Phase. In den vergangenen Jahren standen vor allem Ausbauziele, Ausschreibungsvolumina und die Bereitstellung von Flächen im Mittelpunkt. Heute rückt zunehmend die Umsetzung in den Fokus. Entscheidend ist nicht mehr nur, wie viele Projekte geplant werden, sondern wie viele tatsächlich gebaut, angeschlossen und langfristig betrieben werden. Gleichzeitig

steigt der Strombedarf durch Elektrifizierung, Digitalisierung und Dekarbonisierung der Industrie weiter an. Damit geht es längst nicht mehr ausschließlich um Klimaschutz, sondern ebenso um Versorgungssicherheit, Wettbewerbsfähigkeit und die Resilienz des Wirtschaftsstandorts Deutschland. Hinzu kommt, dass die Energiewende zunehmend zur Systemaufgabe wird. Der Ausbau von Wind- und Solarenergie bleibt zentral, aber genauso wichtig werden Netzinfrastruktur, Speicher, Flexibilität und digitale Steuerung. Die aktuellen Diskussionen um das EEG 2027 und das Netzpaket zeigen genau diese

Entwicklung. Aus unserer Sicht braucht Deutschland jetzt Rahmenbedingungen, die den Ausbau erneuerbarer Energien und die Netzintegration gemeinsam voranbringen und nicht gegeneinander ausspielen.

Navaris stellt sich als etablierter Akteur der Energiewende für die nächste Phase des deutschen EE-Marktes neu auf. Was konkret gab hierfür den Ausschlag? Und in welcher Form tun Sie dies?

JOHANNES OVERBECK: Die Neuaufstellung ist die logische Konsequenz einer Entwicklung, die sich innerhalb unseres Unternehmens über viele Jahre vollzogen hat. Aus einer wachsenden Organisation innerhalb der Qualitas Energy ist eine der führenden integrierten Erneuerbare-Energien-Plattformen Deutschlands geworden. Heute verfügen wir über mehr als 200 Mitarbeitende an sechs Standorten, über 3 GW Projektpipeline in fortgeschrittener



JOHANNES OVERBECK:

„Mit Navaris schaffen wir eine eigenständige Identität für die operative Deutschland-Plattform. Gleichzeitig bleiben wir Teil der Qualitas Energy und profitieren weiterhin von deren Finanzkraft, internationalem Netzwerk und langfristiger Perspektive.“

Bild: Navaris

Entwicklung und mehr als 1,3 GW im Bau oder Betrieb. Mit Navaris schaffen wir eine eigenständige Identität für die operative Deutschland-Plattform. Gleichzeitig bleiben wir Teil der Qualitas Energy und profitieren weiterhin von deren Finanzkraft, internationalem Netzwerk und langfristiger Perspektive. Die neue Marke macht sichtbar, was operativ längst Realität ist: eine leistungsfähige Plattform mit technischer Tiefe, regionaler Verankerung und der Fähigkeit, Projekte entlang der gesamten Wertschöpfungskette umzusetzen.

Wie lief für Navaris unter diesen Rahmenbedingungen das Jahr 2026? Welche Projekte sind hervorzuheben? Welcher Ausbau ist schlussendlich zu erwarten?

JOHANNES OVERBECK: Wir versuchen uns bestmöglich in einem herausfordernden Marktumfeld zu bewegen. In der jüngsten Ausschreibungsrunde für Onshore-Windenergie konnten wir Zuschläge für 100 % unserer eingereichten Gebote er-

zielen. Mit 304,5 MW haben wir 12 % des gesamten Ausschreibungsvolumens dieser Auktion gesichert. Seit Jahresbeginn haben wir damit bereits mehr als 500 MW gewonnen. Das unterstreicht die Qualität unseres Projektportfolios und die Reife unserer Plattform. Gleichzeitig treiben wir bundesweit zahlreiche Windenergieprojekte und Repowering-Vorhaben voran und arbeiten daran, diese Projekte zügig in die Realisierungsphase zu überführen. Unser Fokus liegt auf qualitativ hochwertigen Vorhaben mit hoher Genehmigungswahrscheinlichkeit, solider Wirtschaftlichkeit und langfristigem Mehrwert für Regionen und Gemeinden.

Welche Wertschöpfungskette decken Sie bei Projekten ab? Welche Rolle spielt dabei die Muttergesellschaft Qualitas Energy?

JOHANNES OVERBECK: Wir verstehen uns als vollständig integrierte Plattform. Das bedeutet, dass wir Projekte entlang ihres gesamten Lebenszyklus begleiten: von der

Flächensicherung und Akquisition über Entwicklung, Genehmigung, Finanzierung und Bau bis hin zum langfristigen Betrieb. Dieses End-to-end-Modell ermöglicht uns eine hohe Qualität, kurze Entscheidungswege und eine konsequente Steuerung der Projekte. Qualitas Energy übernimmt dabei die Rolle des international tätigen Investmentmanagers. Navaris ist die operative Plattform für den deutschen Markt. Diese klare Rollenverteilung schafft Fokus. Gleichzeitig profitieren wir von der langfristigen Kapitalbasis, dem internationalen Netzwerk und der Erfahrung der Gruppe. So verbinden wir lokale Umsetzungskompetenz mit der Stabilität eines etablierten Investors.

In der jüngsten Ausschreibungsrunde für Onshore-Windenergie hat Navaris den Zuschlag für 100 % der eingereichten Gebote erhalten. Mit 304,5 MW sicherte sich das Unternehmen 12 % des gesamten Ausschreibungsvolumens dieser Auktion. Bild: © whitcomberd/stock.adobe.com



INTERVIEW

Welche Rolle spielen im Kontext des Marktwandels die Aspekte Regionalität und lokale Verantwortung?

JOHANNES OVERBECK: Eine sehr zentrale. Die Energiewende wird letztlich vor Ort entschieden. Projekte entstehen nicht auf dem Papier, sondern in Gemeinden, im Austausch mit Landeigentümerinnen und -eigenthümern, Behörden, Bürgerinnen und Bürgern sowie Netzbetreibern. Deshalb setzen wir bewusst auf regionale Teams. Unsere Mitarbeitenden kennen die jeweiligen Besonderheiten der Regionen, bauen Vertrauen auf und begleiten Projekte über Jahre hinweg. Das schafft Akzeptanz und erhöht die Qualität der Umsetzung. Lokale Verantwortung bedeutet für uns aber auch, dass Kommunen und Regionen vom Ausbau profitieren müssen. Kommunale Beteiligung und regionale Wertschöpfung sind wichtige Voraussetzungen für den langfristigen Erfolg der Energiewende.

In der nächsten Phase des deutschen EE-Marktes gewinnen vor allem vollintegrierte Plattformen mit regionaler Verankerung an Bedeutung ...

JOHANNES OVERBECK: Davon bin ich überzeugt. Die Anforderungen an Projekte steigen kontinuierlich. Genehmigungen sind komplexer, Netzanschlüsse müssen früher mitgedacht werden, Finanzierungsmodelle werden anspruchsvoller und die Zahl der beteiligten Stakeholder wächst. Vor diesem Hintergrund werden insbesondere Unternehmen erfolgreich sein, die technische Expertise, lokale Marktkennntnis, Finanzierungskompetenz und operative Umsetzungskraft unter einem Dach vereinen. Genau darin liegt die Stärke integrierter Plattformen. Kapital allein reicht nicht mehr aus. Entscheidend ist die Fähigkeit, Projekte sicher durch ein komplexes Umfeld aus Regulatorik, Technik und regionalen Interessen zu navigieren und sie schließlich in reale Infrastruktur zu übersetzen. Genau dafür steht Navaris.

Welche Investitionen in die erneuerbare Infrastruktur Deutschlands sehen Sie als notwendig an? Welche Maßnahmen sind erforderlich?



Aus Sicht von Navaris braucht Deutschland Investitionen entlang der gesamten Energiewertschöpfungskette. Dazu gehören Windenergie- und Solartechnologien, genauso wichtig sind aber auch der beschleunigte Netzausbau, Speicher, intelligente Flexibilitätslösungen und digitale Infrastruktur. Bild: © Durjoy/stock.adobe.com

JOHANNES OVERBECK: Deutschland braucht Investitionen entlang der gesamten Energiewertschöpfungskette. Dazu gehören selbstverständlich innovative Windenergie- und Solartechnologien. Genauso wichtig sind der beschleunigte Netzausbau, Speicher, intelligente Flexibilitätslösungen und digitale Infrastruktur. Aus unserer Sicht sollte das politische Ziel sein, den Ausbau erneuerbarer Energien nicht zu bremsen, sondern mit dem Netzausbau zu synchronisieren. Die aktuelle Diskussion um das Netzkpaket zeigt, dass beides gemeinsam gedacht werden muss. Ein verzögerter Ausbau der Windenergie schafft keine zusätzlichen Netzkapazitäten. Vielmehr braucht es schnellere Genehmigungen, eine bessere Netzintegration und langfristige Investitionssicherheit. Auch beim EEG 2027 sind verlässliche Rahmenbedingungen entscheidend. Investitionen in Milliardenhöhe benötigen Planungssicherheit. Deutschland sollte daher die Marktintegration erneuerbarer Energien stärken und gleichzeitig sicherstellen, dass der notwendige Ausbaupfad erhalten bleibt.

Navaris vollzieht also nicht allein einen klassischen Markenwechsel, es handelt sich um eine

Neuaufstellung, die auf die Energiewende als Umsetzungsfrage antwortet.

JOHANNES OVERBECK: Der neue Name ist sichtbarer Ausdruck einer tiefgreifenden Entwicklung. Die Energiewende ist heute weniger eine Technologiefrage als eine Umsetzungsfrage. Projekte müssen geplant, genehmigt, finanziert, gebaut, angeschlossen und betrieben werden. Navaris steht für die Fähigkeit, diese Verantwortung entlang der gesamten Wertschöpfungskette zu übernehmen. Wir verbinden technische Exzellenz, finanzielle Stärke und lokale Verankerung mit dem Anspruch, langfristige Werte für Regionen, Partner und Investoren zu schaffen. Die Marke Navaris beschreibt deshalb nicht nur, wer wir sind, sondern vor allem, welche Rolle wir in der nächsten Phase der Energiewende übernehmen wollen: als integrierte Plattform, die Projekte verlässlich in hochwertige Energieinfrastruktur navigiert und damit einen konkreten Beitrag zu einer sicheren, wettbewerbsfähigen und nachhaltigen Energiezukunft Deutschlands leistet.

Herr Overbeck, vielen Dank für das Gespräch.

Kabel per FEM designen

Windturbinen für Offshore-Windparks werden immer weiter draußen auf hoher See gebaut. Dadurch entsteht ein neuer Bedarf an gut konzipierten Unterseekabeln, die in tieferen Gewässern standhalten und größere Distanzen bewältigen. Hellenic Cables in Griechenland setzt Finite-Elemente-Modelle ein, um die Designs von Erd- und Unterwasserkabeln zu analysieren und zu validieren. **VON BRIANNE CHRISTOPHER**

Laws, Whitehouse received five minutes signal. Coil signals too weak to relay. Try drive slow and regular. I have put intermediate pulley. Reply by coils.“ Diese Nachricht wurde 1858 über das erste transatlantische Telegrafenkabel zwischen Neufundland und Irland verschickt. Im Jahr 2014, mehr als 150 Jahre später, verlaufen auf dem Grund der Ozeane fast 300 Kommunikationskabel, die Länder miteinander verbinden und die Internetkommunikation auf der ganzen Welt ermöglichen. Noch einmal fast zehn Jahre danach, 2021, sind schätzungsweise 1,3 Millionen km Unterwasserkabel in

Betrieb, von einem kurzen 131 km langen Kabel zwischen Irland und dem Vereinigten Königreich bis zu einer 20.000 km langen Variante, die Asien mit Nord- und Südamerika verbindet. Und wie sieht die Welt der Unterseekabel in Zukunft aus?

Verlagerung der Windenergieerzeugung in den Offshore-Bereich

Die Offshore-Windindustrie (OFW) repräsentiert eine der am schnellsten wachsenden Energiequellen der Welt. Das ergibt Sinn: Auf dem offenen Meer ist der Wind stärker und gleichmäßiger als an Land. Einige Windparks sind in der Lage,

500.000 Haushalte oder mehr mit Strom zu versorgen. Derzeit ist Europa mit einem Anteil von fast 80 % an der OFW-Kapazität marktführend. Es wird erwartet, dass die weltweite Energienachfrage in zehn Jahren um 20 % steigen wird, wobei ein Großteil dieser Nachfrage durch nachhaltige Energiequellen wie die Windkraft gedeckt werden soll.

Offshore-Windparks bestehen aus Turbinennetzen. Zu diesen Netzen gehören Kabel, welche die Windparks mit den Küsten verbinden und Strom in unsere Stromnetzinfrastruktur einspeisen. Viele Offshore-Windparks bestehen aus erdgebundenen

Offshore-Windparks tragen dazu bei, den steigenden Bedarf an nachhaltiger Energie zu decken.

Bild: Wikimedia Commons - Ein Dahmer





Unterseekabel halten die Welt verbunden. Bild: Comsol

Strukturen wie Monopiles und anderen Arten am Boden befestigter Windturbinen. Die Fundamente dieser Strukturen sind teuer im Bau und schwierig in der Tiefsee zu installieren, da die Kabel im Meeresboden verlegt werden müssen.

Die Zukunft der Offshore-Windkraft liegt in Windparks, die auf Ballast und Verankerungen schwimmen, wobei die Kabel direkt auf dem Meeresboden verlegt werden. Schwimmende Windparks sind eine großartige Lösung, wenn Windparks in Küstennähe zu dicht gedrängt sind. Sie können die stärkeren Winde nutzen, die weiter draußen auf dem Meer auftreten. So wird erwartet, dass sich schwimmende Windparks in den nächsten zehn Jahren immer mehr durchsetzen werden. Diese Möglichkeit ist besonders attraktiv für Gebiete wie die Pazifikküste der Vereinigten Staaten und das Mittelmeer. Dort sind die Küsten tiefer, im Gegensatz zu den flachen Gewässern der Atlantikküste der USA, Großbritanniens und Norwegens. Eine wichtige Voraussetzung für schwimmende OFW-Farmen ist die Installation von dynamischen Unterseekabeln mit hoher Kapazität, die den erzeugten Strom effektiv nutzbar machen, indem sie ihn an unsere Küsten liefern.

Designfaktoren für widerstandsfähige Unterwasserkabel

Ausfälle von Unterseekabel sind eine häufige und teure Angelegenheit, sei es aufgrund mechanischer Belastung durch Fischtrawler, den Untergrund oder Probleme mit dem Kabeldesign selbst. Mit dem weiteren Ausbau der Offshore-Windindustrie wächst der Bedarf an Stromkabeln, die diese Anlagen sicher und effizient ans Stromnetz anschließen können. Vor der Befestigung oder Verlegung eines Unterseekabels, das Milliarden Dollar kosten kann, müssen die Kabeldesigner sicherstellen, dass es unter Seeverhältnissen einwandfrei funktioniert. Dies geschieht heute meist mithilfe elektromagnetischer Berechnungsmodelle. Zur Validierung der

Kabelsimulationen werden internationale Normen verwendet, die allerdings mit den jüngsten Fortschritten bei der Rechenleistung und den wachsenden Möglichkeiten der Simulationssoftware nicht mithalten konnten. Hellenic Cables und die Tochtergesellschaft Fulgor nutzen die Finite-Elemente-Methode (FEM), um ihre Kabeldesigns zu analysieren und mit experimentellen Messungen zu vergleichen, wobei sie oft bessere Ergebnisse erzielen, als die internationalen Normen bieten können.

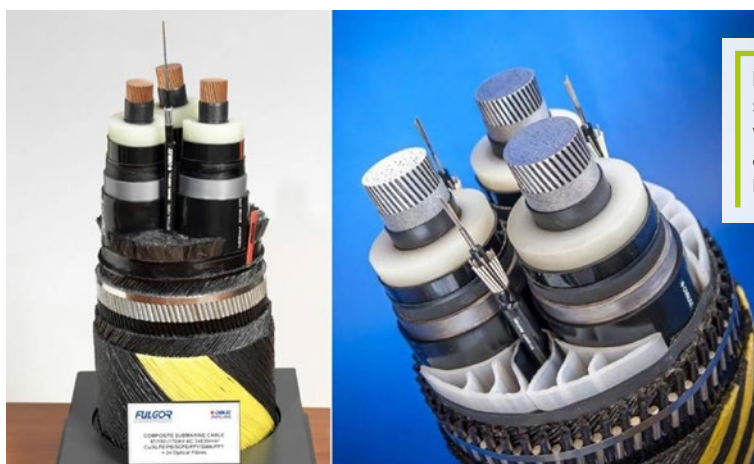
Überarbeitete Methodik zur Berechnung von Kabelverlusten

Die Internationale Elektrotechnische Kommission (IEC) legt Normen für elektrische Kabel fest, darunter die IEC 60287-1-1 zur Berechnung von Kabelverlusten und Nennströmen. Allerdings überschätzt diese Norm die Kabelverluste – insbesondere die Verluste in der Armierung dreiadrigter (3C) Seekabel. Kabeldesigner sind daher angehalten, eine neue Methodik zur Durchführung dieser Analysen anzuwenden. „Mit einem genaueren, realistischeren Modell sind erhebliche Optimierungsmargen zu erwarten“, betont Dimitrios Chatzipetros, Teamleiter der Gruppe Numerische Analyse bei Hellenic Cables. Die Methodik soll es den Ingenieuren ermöglichen, die Kabelquerschnitte zu reduzieren und damit die Kosten zu senken.

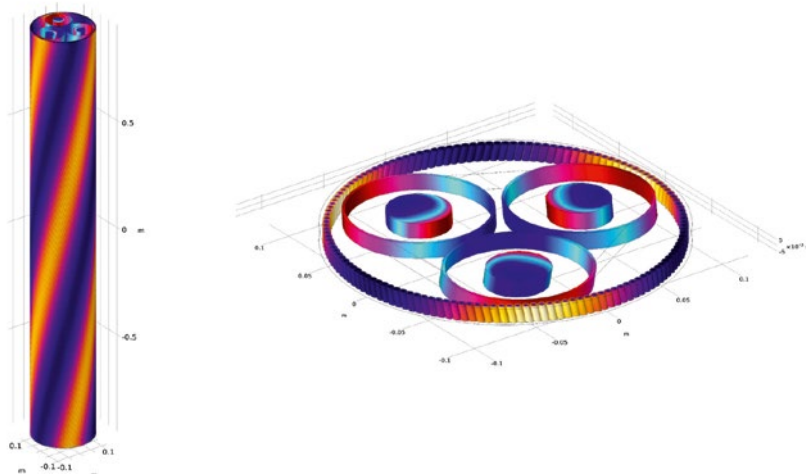
Die Modellierung eines Stromkabels ist komplex. Die geometrische Struktur besteht aus drei Hauptstromadern, die mit einer bestimmten Schlaglänge spiralförmig verdreht sind, sowie Hunderten zusätzlicher Abschirm- oder Armierungsdrähte, die mit einer zweiten oder dritten Schlaglänge verdreht sind. Das macht es schwierig, die elektromagnetischen Felder zu berechnen. „Dies ist ein langwieriges 3-D-Problem mit anspruchsvollen Materialeigenschaften, da einige Elemente ferromagnetisch sind“, betont Andreas Chrysoschos, stellvertretender leitender Ingenieur in der F&E-Abteilung von Hellenic Cables.

In den letzten Jahren hat FEM bei der Kabelanalyse einen großen Sprung nach vorn gemacht. Das Team von Hellenic Cables setzte die Methode erstmals ein, um einen kompletten Kabelabschnitt von etwa 30 bis 40 m Länge zu modellieren. Dies erwies sich als große Herausforderung, die nur auf einem Supercomputer gelöst werden kann. Durch den Wechsel zu Modellen mit einer periodischen Länge, die der Querneigung des Kabels entspricht, reduzierte das Team das Problem von 40 m auf 2 bis 4 m. Dann führten sie eine kurz verdrehte Periodizität ein, welche die periodische Länge des Modells von Metern auf Zentimeter reduziert, was die Lösung des Problems wesentlich vereinfachte. „Das war ein enormer Fortschritt“, so Chrysoschos.

Trotz der erheblichen Verbesserungen, die FEM für die Kabelanalyse mit sich bringt, muss Hellenic Cables Kunden weiterhin davon überzeugen, dass die validierten Ergebnisse realistischer sind als die der aktuellen IEC-Norm. Häufig sind sich die Kunden darüber im Klaren, dass die IEC 60287 die Kabelverluste überschätzt, aber die Visualisierung der Ergebnisse und der Vergleich mit tatsächlichen Messungen können das Vertrauen der Projektbeteiligten stärken.



Dreiadrigte Unterseekabel, wie sie von Hellenic Cables angeboten werden. Bild: Hellenic Cables



Cross-Pitch- (links) und Short-Twisted-Kabelmodelle (rechts). Bild: Hellenic Cables

Finite-Elemente-Modellierung von Kabelsystemen

Elektromagnetische Störungen (Electromagnetic Interference – EMI) stellen bei der Entwicklung von Kabelsystemen eine Reihe von Herausforderungen dar – insbesondere die kapazitiven und induktiven Kopplungen zwischen Kabelleitern und -männeln. Zum einen müssen die Ingenieure bei der Berechnung der Nennströme die Leistungsverluste in den Kabelmänneln während des normalen Betriebs berücksichtigen. Zum anderen müssen die Überspannungen an den Kabelmänneln innerhalb akzeptabler Grenzen liegen, um die typischen Gesundheits- und Sicherheitsstandards zu erfüllen.

Für die Berechnung dieser kapazitiven und induktiven Kopplungen gibt es drei Hauptansätze [1]. Der erste ist die komplexe Impedanzmethode (CIM), bei der die Ströme und Spannungen der Kabelanlage berechnet werden, während die kapazitiven Ströme vernachlässigt werden. Bei dieser Methode wird außerdem davon ausgegangen, dass der Erdungsrückweg durch einen äquivalenten Ersatzleiter dargestellt wird. Eine gängige Methode ist zudem das Programm für elektromagnetische Transienten (EMT), mit dem elektromagnetische Transienten in Stromversorgungssystemen mit Modellen im Zeit- sowie im Frequenzbereich analysiert werden können. Die dritte Methode, FEM, bildet die Grundlage der „Comsol Multiphysics“-Software. Hellenic Cables verwendete diese Software und das AC/DC Module, um elektrische Felder, Ströme und die Potenzialverteilung in leitenden Medien zu berechnen. „Das AC/DC Module und die dahinterstehenden Löser

sind sehr robust und effizient für diese Art von Problemen“, sagt Chrysochos.

Das Team von Hellenic Cables verglich die drei Methoden – CIM, EMT-Software und FEM (mit Comsol Multiphysics) – bei der Analyse einer unterirdischen Kabelanlage mit 87/150 kV Nennspannung und einem Querschnitt von 1000 mm². Sie modellierten das Magnetfeld und die Verteilungen der induzierten Stromdichte in und um die Leiter des Kabelsystems und berücksichtigten dabei die Art der Schrimanbindung an einem externen Stromkreis. Die Ergebnisse aller drei Methoden zeigten eine gute Übereinstimmung bei drei verschiedenen Konfigurationen: Solid Bonding, Single-point Bonding und Cross Bonding. Dies zeigt, dass sich die FEM auf alle Arten von Kabelkonfigurationen und -installationen anwenden lässt, wenn sowohl die kapazitive als auch die induktive Kopplung berücksichtigt werden.

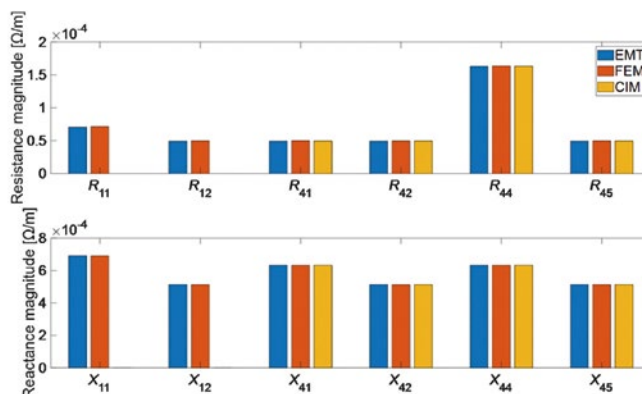
Hellenic Cables nutzte FEM auch zur Untersuchung thermischer Effekte in Unterwasserkabeln wie HVAC-Unterseekabeln für Offshore-Windparks [2]. IEC 60287-1-1 enthält ein Wärmemodell, auf das das Team FEM anwandte, um Schwachstellen zu iden-

tifizieren und die Genauigkeit zu verbessern. Bei der Validierung des IEC-Modells mittels FEM wurde festgestellt, dass die aktuelle Norm die thermischen Auswirkungen der metallischen Abschirmungsmaterialien des Kabelsystems nicht berücksichtigt. Dadurch kann die Temperatur um bis zu 8 °C unterschätzt werden. Durch die Ableitung analytischer, korrigierender Formeln auf der Grundlage mehrerer FEM-Modelle konnte das Team diese Diskrepanz auf 1 °C reduzieren. Die Analyse zeigt auch erhebliche Diskrepanzen zwischen dem Standard- und dem FEM-Modell auf, insbesondere, wenn die Manteldicke gering, die Wärmeleitfähigkeit des Mantels hoch und der Kabelkern groß ist. Dies ist vor allem bei OFW-Projekten zu beachten, wo die Kabel voraussichtlich immer größer werden.

Bestimmung der Verluste

Neben der Untersuchung der induktiven und kapazitiven Kopplung sowie der thermischen Effekte bewertete das Team von Hellenic Cables mithilfe von FEM und Comsol Multiphysics auch andere Aspekte von Kabelsystemdesigns, einschließlich der Verluste, des thermischen Widerstands des umgebenden Bodens und des Erdungswiderstands. „Comsol Multiphysics ist grundsätzlich sehr benutzerfreundlich und effizient, zum Beispiel bei der Einführung von temperaturabhängigen Verlusten im Kabel oder bei der Darstellung von semi-infiniten Boden- und infiniten Elementengebieten. Wir haben mehrere Möglichkeiten gefunden, um zu überprüfen, was wir bereits über Kabel, ihre thermische Leistung und Verlustberechnung wissen“, berichtet Chatzipetros.

Die Leitergröße eines Unterwasser- oder Erdkabels wirkt sich auf die Kosten des Kabelsystems aus. Dies ist oft ein entscheidender Faktor bei einem Offshore-Windparkprojekt. Um die Leitergröße zu optimieren, müssen die Konstrukteure in



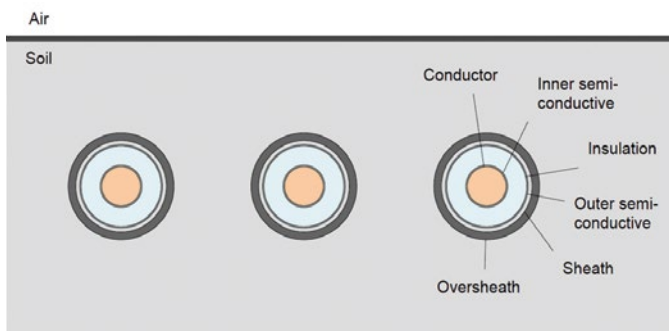
Vergleich der Ergebnisse zwischen EMT, FEM und CIM.

der Lage sein, die Verluste des Kabels genau zu bestimmen. Zu diesem Zweck haben sie sich zunächst mit der Temperatur zu beschäftigen. Die in den magnetischen Ummantelungen eines Kabels induzierten Ströme führen zu zusätzlichen Verlusten, die zum Temperaturanstieg des Leiters beitragen. Bei der Berechnung der Kabelverluste berücksichtigt die derzeitige IEC-Norm keine Proximity-Effekte bei den Mantelverlusten. Wenn die Kabelkerne nahe beieinander liegen (etwa bei einem 3C-Kabel für einen Windpark), verringert sich die Genauigkeit der Verlustberechnung. Mittels FEM untersuchte das Team von Hellenic Cables, wie sich Proximity-Effekte der Leiter auf die Mantelverluste von Seekabeln mit bleiummantelten Adern und einer nichtmagnetischen Ummantlung auswirken. Anschließend verglichen sie die IEC-Norm mit den Ergebnissen der Finite-Elemente-Analyse, die eine bessere Übereinstimmung mit den Messwerten eines Versuchsaufbaus zeigten [3].

Wärmewiderstand des Bodens

Unterschiedliche Bodentypen isolieren thermisch verschieden, weshalb auch die Wärmeabgabe des Kabels und damit seine Stromtragfähigkeit stark variieren können. Dies bedeutet, dass für die Übertragung der gleichen Strommenge in Gebieten mit thermisch ungünstigeren Böden größere Leiter erforderlich sind, was die Kosten des Kabels in die Höhe treibt. In [4] verwendete Hellenic Cables die FEM, um den effektiven Wärmewiderstand des Bodens für verschiedene Kabeltypen und Verlegeszenarien zu berechnen. Zunächst wurde das Problem der Wärmeübertragung unter stationären Bedingungen mit beliebigen Temperaturen an den Kabel- und Bodenoberflächen gelöst. Anschließend wurde der effektive Wärmewiderstand auf Grundlage der von der Kabeloberfläche in das umgebende Erdreich abgeleiteten Wärme bewertet.

Die Simulationen wurden für zwei Kabeltypen durchgeführt: ein typisches Unterseekabel vom Typ SL mit 87/150 kV, Kupferleitern und einem Querschnitt von 1000 mm² sowie ein typisches Erdkabel mit 87/150 kV, Aluminiumleitern und einem Querschnitt von 1200 mm². Das Team analysierte drei verschiedene Szenarien für die Kabelverlegung. Das erste beinhaltete die Verlegung eines Kabels unter einer horizontalen Schicht, zum Beispiel, wenn zu erwarten ist, dass Sandwellen das ursprüngliche Niveau des Meeresbodens



Geometrie des Kabelmodells.

nach der Verlegung allmählich anheben. Das zweite Szenario entspricht der Verlegung eines Kabels innerhalb einer horizontalen Schicht. Das kommt vor, wenn die Verlegung in einer Region mit horizontalen Richtbohrungen (HDD) erfolgt. Das dritte Szenario beschreibt die Verlegung eines Kabels in einem verfüllten Graben, typisch für Regionen mit ungünstigem thermischem Verhalten, um den Einfluss des Bodens auf den Temperaturanstieg des Kabels zu verringern. Die Ergebnisse der numerischen Modellierung zeigen, dass die FEM auf jedes Material und jede Form von mehrschichtigem oder verfülltem Boden angewendet werden kann und dass die Methode mit der aktuellen Bemessungsmethodik von IEC 60287 kompatibel ist.

Ermittlung des Erdungswiderstands

Die Bewertung des Erdungswiderstands ist wichtig, um die Unversehrtheit und den sicheren Betrieb von Spannungsbegrenzern (Sheath Voltage Limiters – SVLs) zu gewährleisten, wenn diese einem Erdpotenzialanstieg (Earth Potential Rise – EPR) ausgesetzt sind. Um den Erdungswiderstand zu berechnen, müssen die Ingenieure den spezifischen Bodenwiderstand für das jeweilige Problem kennen und über eine robuste Berechnungsmethode wie FEM verfügen.

Hellenic Cables nutzte FEM, um den Bodenwiderstand für zwei Standorte zu analysieren: einen in Norddeutschland und einen in Südgriechenland. Laut [5] wurde festgestellt, dass der scheinbare Bodenwiderstand eine monotone Funktion der Entfernung ist und dass ein zweischichtiges Bodenmodell für das Modellierungsproblem ausreichend ist. Nach der Ermittlung des spezifischen Widerstands berechnete das Team den Erdungswiderstand für ein Einstabszenario (als Mittel zur Validierung). Danach wurde mit einem komplexen Gitter fortgefahren, das typisch für Kabelverbindungsgruben in Offshore-Windfarmen ist. Für beide Szenarien

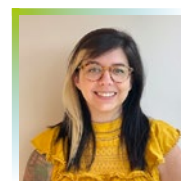
wurden das EPR an den Umspannwerken und den Übergangsgruben sowie die maximale Spannung zwischen dem Kabelmantel und der lokalen Erdung ermittelt. Die Ergebnisse zeigen eine gute Übereinstimmung der FEM-Ergebnisse sowohl mit numerischen Daten aus Messungen als auch mit elektromagnetischen transienten Softwareberechnungen.

Eine strahlende und windige Zukunft

Das Team von Hellenic Cables plant, die Arbeit zur weiteren Verbesserung aller von ihm entwickelten Kabelmodelle fortzusetzen. Das Team hat auch Untersuchungen zu Kabeln zur Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ) durchgeführt, die eine Isolierung mit vernetztem Polyethylen (XLPE) und selbstgeführte Umrichter (Voltage Source Converter – VSC) mit sich bringen. HGÜ-Kabel können bei Systemen, die über große Entfernungen verlegt werden, kosteneffizienter sein. ■

Literatur

- [1] Chrysoschos, A. I. et al.: Capacitive and inductive coupling in cable systems – comparative study between calculation methods. 10th International Conference on Insulated Power Cables, Jicable, 2019.
- [2] Chatzipetros, D.; Pilgrim, J. A.: Review of the accuracy of single core equivalent thermal model for offshore wind farm cables. In: IEEE Transactions on Power Delivery 33(2018)4, S. 1913-1921.
- [3] Chatzipetros, D.; Pilgrim, J. A.: Induced losses in non-magnetically armoured HVAC windfarm export cables. IEEE International Conference on High Voltage Engineering and Application (ICHVE), 2018.
- [4] Chrysoschos, A. I. et al.: Rigorous calculation of external thermal resistance in non-uniform soils. Cigré Session 48, 2020.
- [5] Chrysoschos A. I. et al.: Evaluation of grounding resistance and its effect on underground cable systems. Mediterranean Conference on Power Generation, Transmission, Distribution and Energy Conversion, 2020.



DIE AUTORIN

BRIANNE CHRISTOPHER

ist Herausgeberin, Redakteurin und Autorin des Comsol-Blogs.

Bild: Comsol

Lösungen für die technologische Souveränität

Stabl Energy entwickelt Batteriespeicherlösungen, die den Lebenszyklus von Batterien verlängern und eine nachhaltige Verwendung von Ressourcen fördern: Mit seiner Technologie nutzt das Münchner Unternehmen das Potenzial von E-Autobatterien, die in stationären Speichern ressourceneffizient weiterverwendet werden. Zur Technologie und zum Wachstum von Stabl Energy, zu Markttrends und Regulatorik sprach r.energy mit CEO und Co-Founder Dr. Nam Truong.

Stabl Energy entwickelt Batteriespeicherlösungen, die den Lebenszyklus von Batterien verlängern und eine nachhaltige Verwendung von Ressourcen fördern: Mit seiner Technologie nutzt das Münchner Unternehmen das Potenzial von E-Autobatterien, die in stationären Speichern ressourceneffizient weiterverwendet werden. Zur Technologie und zum Wachstum von Stabl Energy, zu Markttrends und Regulatorik sprach r.energy mit CEO und Co-Founder Dr. Nam Truong.

Herr Truong, lassen Sie uns mit unserem Gespräch bei der Technologie Ihres Hauses beginnen: Auf welchen Prinzipien beruhen die Produkte von Stabl Energy zur Energiespeicherung?

DR. NAM TRUONG: Zunächst ist zu hervorzuheben: Unsere Kerntechnologie ist der Wechselrichter. Das Endprodukt ist dann die Speicherlösung, die wir unseren Kunden bereitstellen. Dafür nutzen wir Batterien, die der Markt bietet, und rüsten sie mit unserer Lade- und Entladeelektronik aus. In der Vergangenheit waren das vor allem Second-Life-Batterien, die aus unterschiedlichen E-Fahrzeugen stammten. Dank unserer Wechselrichtertechnologie sind wir in der Lage, mit verschiedenen Batterien umgehen, die abweichende Historien und Gesundheitszustände aufweisen. Unser System wird dabei nicht durch die schwächste Batterie limitiert, sondern kann stets die maximale Kapazität bereitstellen. Inzwischen bietet der Markt auch viele neuwertige Batterien, die wir einsetzen. Wir bezeichnen sie als Second-Chance-Batterien: Batterien, die den Weg ins Fahrzeug nicht mehr finden – etwa, weil sie die alte Hochvoltarchitektur verwenden. Diese Batterien bewahren wir vor dem Recycling.

Welche chemischen und elektrochemischen Prozesse liegen solchen Batterien zugrunde?

DR. NAM TRUONG: Wir orientieren wir uns an dem, was der Markt bereitstellt. Stand heute sind das als populärste Technologie Lithium-Batterien. Wir können aber auch mit Redox-Flow- oder Natrium-Ionen-Systemen arbeiten. Das ist in der Umsetzung aber im Augenblick noch Zukunftsmusik.

Welche Rolle spielt bei solch heterogenen Batterien das Energiemanagement?

DR. NAM TRUONG: Wie bei allen Batteriespeichern übernimmt das Energiemanagement auch bei unseren Speichern eine Schlüsselfunktion: Es ermöglicht den sicheren Betrieb. Bei uns ist diese Funktion jedoch noch einmal spezieller, weil wir die Batterien modular ansteuern. Wir be-

zeichnen das als Batteriemanagementfunktion, da es sich nicht um eine eigene Komponente handelt. Dass diese Funktion integriert ist, ist entscheidend, um unterschiedliche Batterien voll ansteuern zu können. So bringen wir die Ladezustände ins Gleichgewicht: Batterien, die mehr Energie besitzen und daher genutzt werden sollten, und solche mit einem niedrigeren Ladezustand, die über die nächsten Minuten oder Stunden zu schonen sind, bis der Zustand angeglichen ist. Um für die Nutzung des Speichers eine Treppenfunktion zu erzeugen und damit den nötigen Sinus nachzubilden, werden die Batterien nacheinander zugeschaltet. Die erste wird dann vielleicht 10 ms entladen, die zweite nur 6 ms. Auf diese Weise werden sie verschieden schnell ge- und ent-



DR. NAM TRUONG:

„Dank unserer Wechselrichtertechnologie sind wir in der Lage, mit verschiedenen Batterien umgehen, die abweichende Historien und Gesundheitszustände aufweisen. Unser System wird dabei nicht durch die schwächste Batterie limitiert, sondern kann stets die maximale Kapazität bereitstellen.“

Bilder: Stabl Energy

ERVIEW

Die Speichercontainer von Stabl Energy bieten aktuell knapp 2 MWh Kapazität und gut 400 kW Leistung. Die Round-Trip-Efficiency liegt bei rund 94 %.



laden. Weil wir die Zustände mit unserer Technologie sortieren können, ist selbst bei unterschiedlichen Kapazitäten stets dafür gesorgt, dass ein ähnlicher oder gleicher Ladezustand vorliegt.

Sie hatten bereits den Wechselrichter als Ihr Kernprodukt erwähnt. Ausgehend von Ihrer Technologie sind auch hier besondere Eigenschaften zu erwarten ...

DR. NAM TRUONG: Das trifft auch zu. Unser Wechselrichter basiert auf der modularen Multilevel-Converter-(MMC)-Technologie. Dabei handelt es sich um einen neuen Ansatz für Batteriespeicher. Wie unterscheidet sich der von herkömmlichen Systemen? Unsere Marktbegleiter bauen ihre Systeme mehr oder weniger alle gleich: In einem Hochvolt-Pack werden die Batterien als Kette verschaltet und mit einem Wechselrichter gekoppelt, der aus der Batteriegleichspannung durch schnelles Ein- und Ausschalten der Spannung und Pulsweitenmodulation Wechselstrom erzeugt. Der Nachteil dieser Kette von Batterien ist: Das schwächste Glied bestimmt die Leistung. Ist nur eine Batterie schneller gealtert oder kaputt, funktioniert die gesamte Kette nicht mehr. Wir dagegen verwenden nicht

eine lange Kette von Batterien, sondern steuern die einzelnen Module unabhängig voneinander. Für den Betrieb schalten wir dann eine Batterie eine nach der anderen zu: die erste vielleicht mit 50 V Ausgang, die zweite mit 100 V und so weiter. Damit erzeugen wir die besagte Treppenstufenfunktion, die einem Sinus sehr ähnlich ist. Sollte eine Batterie kaputtgehen, wird sie dauerhaft gebrückt, und die verbleibenden Batterien halten den Betrieb aufrecht.

Hersteller von Batteriespeichern müssen ihre Systeme gegen das thermische Durchgehen oder andere kritische Ereignisse absichern. Wie haben Sie diese Frage gelöst?

DR. NAM TRUONG: Um die Sicherheit des Speichers zu gewährleisten, nutzen wir ein mehrstufiges System. Auf der untersten Stufe sitzt eine Zellmesseinheit auf jeder Batterie, die die Zellspannungen misst und die Zellen überwacht. Diese Komponente kann schon zu einem Sperren des Systems führen, sollten bestimmte Grenzwerte über- oder unterschritten werden. Darüber hinaus stellen das Batteriemanagementsystem und der Wechselrichter das Laden und Entladen bis zu einem definierten Zustand sicher. Das ist die zweite Stufe.

Außerdem wird das System von einem Main Controller überwacht, ergänzt um eine Überwachung der Daten, die wir in der Cloud mit Data Analytics und KI nochmals tiefergehend analysieren und so Anomalien früh detektieren können. Für den Worst Case haben wir schließlich auch die Mechanik des Containers angepasst. So können wir mit Gas- und Rauchdetektoren zum Beispiel Wasserstoff detektieren und über eine Lüftungsklappe evakuieren. Für etwaige Überdrucksituationen gibt es zudem eine Burstscheibe.

Welche Leistungsdaten erreichen Ihre derart aufgebauten Speichersysteme?

DR. NAM TRUONG: Unser Speichercontainer bietet aktuell knapp 2 MWh Kapazität und gut 400 kW Leistung. Die Round-Trip-Efficiency liegt bei gut 94 % – im realen Betrieb, möchte ich betonen. Im Markt sehen wir bei guten Systemen hier oft nur 80 bis 88 %.

Wie weit ist Ihre Technologie inzwischen kommerzialisiert, wie viele Anlagen wurden bislang in Betrieb genommen?

DR. NAM TRUONG: Gerade erst haben wir bekanntgegeben, dass wir 60 MWh Spei-



Eigenverbrauchsoptimierung ohne (links) und mit Batteriespeicher (rechts).

cherkapazität im Markt haben. Bis Jahresende werden wir auf gute 80 MWh kommen. Mit den Kundenanfragen, die wir aktuell verzeichnen, wird wohl die installierte Basis bis Ende des nächsten Jahres verdreifacht.

Welche Kundensegmente sprechen Sie dabei an?

DR. NAM TRUONG: Unser Hauptkundensegment sind Industriekunden, das heißt produzierendes Gewerbe und herstellende Unternehmen, die ihre Stromkosten und Netzentgelte reduzieren möchten. Im Gespräch mit ihnen stellen wir immer wieder fest, wie wichtig es ist, ein zuverlässiger Ansprechpartner zu sein. Deshalb begleiten wir unsere Kunden von der Beratung und Simulation über die Installation bis zur Wartung und dem Service und informieren sie außerdem regelmäßig darüber, was im Markt gerade wichtig ist. Mit unserer Identität als ein europäischer Hersteller, der als einziger eine reparaturfähige Technologie bietet, sehen wir uns als zuverlässigen Partner, der für einen sicheren Betrieb der Batterien sorgt. Das schätzen unsere Kunden sehr.

In welchen Branchen sehen Sie mit diesem Ansatz für Ihr Unternehmen besonderes Wachstumspotenzial?

DR. NAM TRUONG: Ganz klar beim Lkw-Laden. Anders als bei Pkws wird hier im Megawattbereich geladen. Dafür braucht die Branche allerdings dringend Netzan-schlüsse. Ein weiterer Bereich, den wir für unsere Lösungen vermehrt sehen, sind Speicher in Co-Location, speziell in der Kombination mit PV-Anlagen und -Parks. Nicht zuletzt wollen wir in den nächsten Jahren bei kritischen Infrastrukturen Fuß fassen. Hier sind die Anforderungen allerdings noch einmal merklich höher. Während wir mit einem 20-ft-Container momentan 2 MWh bereitstellen, wollen

wir für solche Anwendungen die nächste Produktgeneration in ihren Leistungsmerkmalen deutlich erweitern.

Mit Ihren Produkten werden Sie sich nicht erst mit der neuen Generation im „Speicher-Tsunami“ durchsetzen müssen. Wo sehen Sie die Vorteile Ihrer Systeme gegenüber Wettbewerbsprodukten?

DR. NAM TRUONG: Wir haben ein Konzept, mit dem unsere Systeme über Jahrzehnte sicher funktionieren, denn wir können sie „servicen“. Das können andere nicht. Wenn deren Batterie in Jahr sieben kaputtgeht, gibt es kein Konzept, darauf zu reagieren. Bei uns ist das anders. Wir können „reparieren“. Wenn wir feststellen, dass ein Batteriespeicher seine Lebensdauer erreicht hat und es sinnvoll ist, ein Modul oder alle auszutauschen, dann können wir das ohne Weiteres tun. In Projekten bieten wir das bereits an. Indem unsere Elektronik eine Rückwärtskompatibilität gewährleistet, können wir modular nicht nur besser erweitern als vergleichbare Systeme, wir können unsere Produkte durch Repowering auch

deutlich länger am Leben halten. Stand heute sind wir die Einzigen, die keine Einwegbatteriespeicher anbieten, sondern ein langlebiges System, das sich immer wieder neu im Betrieb halten lässt.

Grundgelegt durch diese Technologie, hat Stabl Energy in den letzten Jahren eine beachtliche Entwicklung genommen. Wo steht das Unternehmen nach Ihrer Einschätzung heute?

DR. NAM TRUONG: Begonnen haben wir – wir, das sind vier Gründer – 2019, als die Firma mit der Idee ausgegründet wurde, den modularen Multilevel-Wechselrichter zu einem marktgängigen Produkt zu entwickeln und zu kommerzialisieren. Das ist uns in den darauffolgenden drei Jahren auch gelungen. Es folgte eine Phase, in der wir weitere Investments getätigt und zusätzliche Investoren aufgenommen haben. 2022 wurde das Geschäftsmodell dann erweitert. Statt nur der Kerntechnologie, verkaufen wir seither Gesamtsysteme. Aus dieser Phase kommen wir gerade heraus. Das misst sich auch daran, dass wir 2026 zum vierten Mal in Folge ein Umsatzwachstum von 100 % erreichen werden. Damit liegt der Umsatz aktuell im zweistelligen Millionenbereich. Stand heute haben wir auch alle Funktionen wie Marketing, Sales und Supply Chain besetzt. Die nächste Phase unserer Entwicklung ist nun Skalierung. Dazu gehört, dass wir die nächste Produktgeneration mit einer stabileren

„Mit unserer Identität als ein europäischer Hersteller, der als einziger eine reparaturfähige Technologie bietet, sehen wir uns als zuverlässiger Partner, der für einen sicheren Betrieb der Batterien sorgt. Das schätzen unsere Kunden sehr“,
IST DER CEO UND CO-FOUNDER
VON STABL ENERGY ÜBERZEUGT.



INTERVIEW

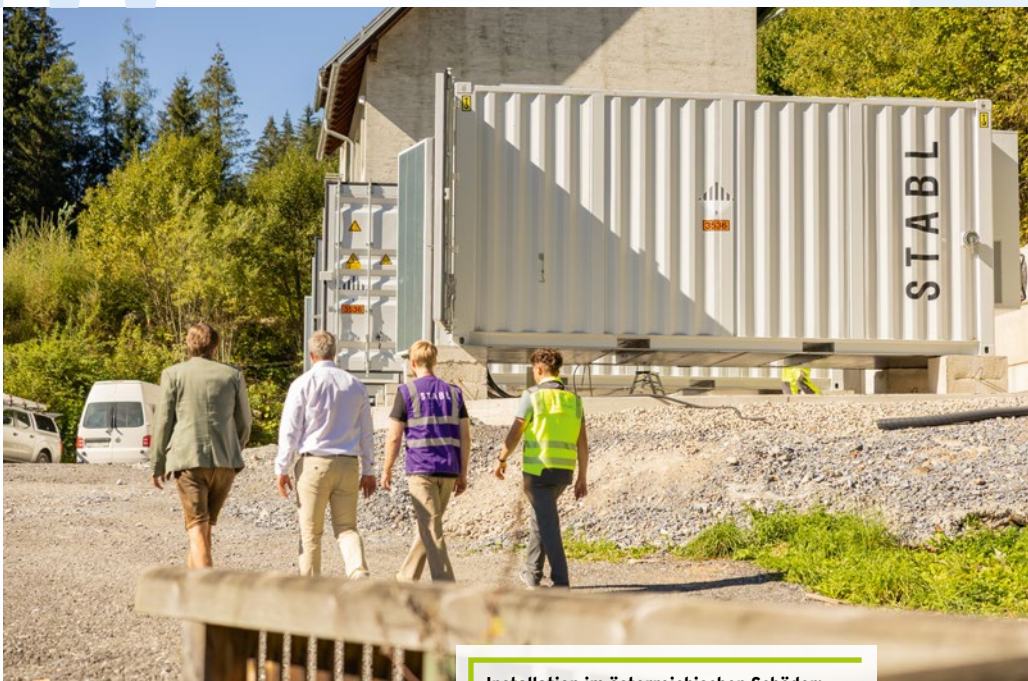
Supply Chain entwickeln: Wir verwenden dafür auch neue Batterien, um so die hohe Marktanfrage zu bedienen.

Lassen Sie uns noch einmal auf den dynamischen Markt für Speichersysteme zurückkommen. Worin sehen Sie hier aktuell die bestimmenden Trends?

DR. NAM TRUONG: Da gibt es mehrere Richtungen. Der derzeit größte Markt umfasst Lithium-Eisenphosphat-Systeme. Von China dominiert, ist zudem die Zunahme an Natriumbatterien festzustellen, die eine höhere Ressourcenunabhängigkeit bieten. Auch Redox-Flow hat meiner Auffassung nach weiterhin Daseinsberechtigung, vor allem bei Langzeitspeichern, wo es um Speicherdauer über 8 oder 12 h geht. In diese Richtung wird es sich wohl entwickeln, vor allem, wenn wir jetzt mehr Erneuerbare haben und weniger auf fossile Grundlastkraftwerke setzen. Bei all diesen Entwicklungen ist festzuhalten, dass wir mit unserem Wechselrichter technologieoffen sind. Wir sind zwar keine Redox-Flow-Experten, aber wir können diese und andere Technologien mit unserer Plattform unterstützen.

Welche Geschäftsmodelle und Erlösquellen – Arbitrage, Regelernergie oder Netzdienstleistungen etwa – sehen Sie derzeit als besonders relevant an?

DR. NAM TRUONG: Der große Trend in Deutschland sind Großspeicher, die am Strommarkt agieren. Diese marktdienlichen Systeme reduzieren die Preisarbitragen und generieren daraus ihren Wert. Ich denke allerdings, dass wir in eine Phase eintreten werden, in der die Price-Spreads wieder sinken. Nach einem großen Wachstum im Markt wird es eine gewisse Stagnation geben. Was jedoch ein stabiles Wachstum aufweisen wird, sind Behind-the-Meter-Systeme. Warum? Weil sie einen netzdienlichen Charakter haben. Dadurch, dass Lastspitzen abgepuffert werden, wird das Netz schon heute entlastet. Hinzu kommt der kombinierte Einsatz von Energiespeichern für verschiedene wirtschaftliche und technische Aufgaben im Energiesystem. So gibt es schlussendlich mehrere Bereiche, in denen sich der Einsatz von Speichern lohnt. Zur Umsetzung dieser Trends tragen wir mit dem bei, was wir schon heute tun:



Installation im österreichischen Schöder: Das ansässige Elektrowerk optimiert seine Energieversorgung mit insgesamt sieben Batteriespeichern von Stabl Energy.

Kunden im Speichermarkt von Anfang bis Ende zu begleiten.

Wie schätzen Sie die derzeitige Situation zu Regularien für Speichersysteme ein?

DR. NAM TRUONG: Diese Landschaft ist in Deutschland gerade sehr volatil. Das sorgt für viel Unsicherheit. Eckpunkte, die hierzulande relevant sind, lauten: AgNes, MiSpEL bis hin zu FCA. Ein großer Diskussionspunkt sind bekanntlich die Netzentgelte, was Kunden in ihren Business Cases verunsichert: Wie amortisiert sich ihr Speicher? Wie lassen sich Kosten sparen und Umsätze generieren? Deshalb sehen wir aktuell einen Stau an Investitionen. Ich bin jedoch der festen Überzeugung, dass man auch in Zukunft mit Speichern gutes viel Geld verdienen und dass man Stromkosten effizient managen wird.

Mit welchen Herausforderungen sind Sie derzeit bei der Errichtung von Speichern konfrontiert?

DR. NAM TRUONG: Die Herausforderung stellen momentan die Netzanschlussbedingungen dar, die jeder Netzbetreiber oft etwas anders gestaltet – zwar angelehnt an Standards, aber eben anders. Daher macht es einen Unterschied, ob ich einen Speicher in München aufbaue oder in Osnabrück. Die Genehmigung bekommt man bei dem einen dann vielleicht nach

zwei Wochen, bei dem anderen muss man Monate warten. Und auch bei den Bauämtern können sich die Vorgaben je nach Gemeinde unterscheiden. All dies sind keine grundsätzlichen Blocker, aber es macht die Arbeit kleinteiliger und komplizierter.

Herr Truong, zur letzten Frage: Betrachtet man den Speichermarkt im internationalen Kontext, sehen sich deutsche Anbieter bekanntlich einem massiven Wettbewerb ausgesetzt.

DR. NAM TRUONG: Natürlich. Mehrere Industriezweige, nicht nur der Speichersektor, leiden gerade massiv darunter, dass China eine stark subventionierte Industriepolitik fährt. Viele chinesische Unternehmen konnten über 10, 20 Jahre in einem geschützten Habitat deutlich günstiger produzieren und so groß werden. Vor diesem Hintergrund muss die Deindustrialisierung Europas aufgehalten werden. Auch mit politischen Mitteln. Es ist extrem wichtig, Schlüsseltechnologien bei uns zu haben. Die Chance für eine Reindustrialisierung besteht hier insbesondere durch die grüne Transformation. Wir als Stabl Energy bieten dafür ein Stück weit technologische Souveränität.

Herr Dr. Truong, vielen Dank für das Gespräch.

Rechnung statt Gutschrift?

Seit dem 23. Dezember 2025 rechnet der Netzbetreiber Redispatch-Abregelungen direkt mit Betreibern von Wind- und PV-Anlagen ab, und zwar in der Regel nicht zu dem mit dem Direktvermarkter vereinbarten Vertragspreis, sondern zum sogenannten BDEW-Mischpreis. Nun erleben Betreiber von Wind- und Solaranlagen rund ein halbes Jahr später eine unangenehme Überraschung: Wo früher eine Redispatch-Entschädigung als Gutschrift kam, steht jetzt eine deutlich kleinere Gutschrift oder sogar eine Forderung des Netzbetreibers. Dieser Beitrag klärt, wie es dazu kommt, worin das eigentliche Problem liegt – und was Betreiber konkret tun können, um ihren Vergütungsanspruch zu sichern.

VON MATTHIAS KARGER



Rechnung statt Gutschrift? Warum sollen Betreiber für Redispatch-Abregelungen plötzlich zahlen? Und: Wie reagieren sie am besten? Bilder: node.energy

Wo die Vergütung früher eine kalkulierbare Größe war, ist sie nun zu einer volatilen geworden. Der BDEW-Mischpreis wird für jede Viertelstunde individuell ermittelt und kommt dann für die Strommenge zum Ansatz, die im Rahmen der Redispatch-Maßnahme abgeregelt wurde. Der abrechnungsrelevante Wert liegt bei vielen Anlagen unter dem energieträgerspezifischen Marktwert und kann in einzelnen Monaten sogar negativ werden. Die sichtbarste Zuspitzung eines Problems, das seit der EnWG-Novelle bei fast jeder Redispatch-Abregelung entstehen kann, ist: die Lücke zwischen dem, was der Direktvermarktungs- oder Stromliefervertrag Betreibern für ihre Einspeisung verspricht, und dem, was der Netzbetreiber für die abgeregelte Menge tatsächlich zahlt.

Warum plötzlich Rechnungen kommen

Bis zum 23. Dezember 2025 lief der finanzielle Ausgleich für Redispatch über den Bilanzkreisverantwortlichen, in der Regel den Direktvermarkter. Er erhielt die Entschädigung vom Netzbetreiber und reichte die gewohnte Vergütung an den Betreiber weiter, die je nach Vertrag und Dienstleistungsentgelt oftmals am technologiespezifischen Monatsmarktwert orientiert war. Lag die Entschädigung unter dem Monatsmarktwert, übernahm der Direktvermarkter die Differenz. Die Abweichungen sind zwar auch für Direktvermarkter schwer planbar, sie sind jedoch in ihren Vergütungsmodellen einkalkuliert.

Seit der Novelle rechnet der Netzbetreiber nach § 14 Abs. 1b EnWG direkt mit den Betreibern ab. Wo früher der gewohnte Vergütungsanspruch gegen den Direktvermarkter stand, kommt jetzt der BDEW-Mischpreis in einer Abrechnung direkt vom Netzbetreiber zum Tragen – eine Größe, die für Betreiber weder planbar noch vertraglich vereinbart ist und die auch negativ werden kann.

Wichtig ist, was sich dabei nicht geändert hat: Die Novelle hat nicht das gesamte Entschädigungssystem umgebaut oder Vergütungen gekürzt, jedoch das Risiko und die Zahlungswege verschoben. Das Grundprinzip von Redispatch gilt unverändert weiter: Betreiber sollen durch die Abregelung wirtschaftlich weder besser noch schlechter gestellt werden. Was sich geändert hat, ist allein, wer mit wem abrechnet und auf welcher Preisbasis.

Wie entsteht die Lücke?

Der abrechnungsrelevante Mischpreis kann negativ werden aufgrund des engen Zusammenhangs zwischen Redispatch-Maßnahmen und Börsenpreis: Redispatch-Maßnahmen finden verstärkt in Zeiten mit hoher Wind- und PV-Einspeisung statt, weil dann die Netze überlastet sind. In genau diesen Zeiten drehen auch oft die Preise an der Strombörse ins Negative. Und weil das Börsenpreisniveau in Form des sogenannten Intraday-Index (ID1) als stärkstes Gewicht in den Mischpreis eingeht, bittet der Netzbetreiber für Redispatch-Ausfallarbeit überdurchschnittlich oft zur Kasse, anstatt eine Entschädigung auszuzahlen.

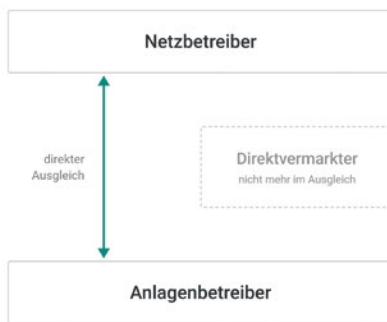
Für Betreiber mit hohen Abregelungsquoten, etwa PV-Parks in überlasteten Netzgebieten, summieren sich die Abweichungen zwischen Mischpreis und Ver-

Die Zahlungskette vor und nach der EnWG-Novelle

BIS 23.12.2025



SEIT 23.12.2025



Seit dem 23.12.2025 läuft der finanzielle Ausgleich direkt zwischen Netzbetreiber und Betreiber.

tragspreis schnell zu einer existenziellen Größe. Bei Windparks fällt die Abregelung seltener mit negativen Börsenpreisen zusammen. Abweichungen entstehen hier aber ebenfalls und stellen ein Risiko dar.

Ein realistisches Beispiel für eine PV-Anlage mit Inbetriebnahmedatum 2015 für April dieses Jahres im Netzgebiet der Bayernwerk Netz GmbH: Für eine Viertelstunde Ausfallarbeit sieht der Direktvermarktungsvertrag den Marktwert vor, im Beispielsmonat mit 1,3 ct/kWh zwar historisch niedrig, aber im positiven Bereich. Der vom Netzbetreiber abgerechnete durchschnittliche Mischpreis für die Redispatch-Ausfallarbeit lag im konkreten Fall jedoch bei - 6,9 ct/kWh. Aus der im letzten Jahr noch üblichen Gutschrift vom Direktvermarkter für die Entschädigung kam vom Netzbetreiber eine deftige Rechnung. Da im vorliegenden Fall mehr als ein Drittel der möglichen Stromerzeugung durch Redispatch abgeregelt wurde, klappt eine gewaltige Lücke im Cashflow.

Wer trägt die Lücke?

Für die Antwort auf diese Frage ist der Blick in den Direktvermarktungsvertrag erforderlich: Entscheidend ist, ob vor der Gesetzesnovelle der niedrige oder negative Preis für die Redispatch-Ausfallarbeit wirtschaftlich vom Anlagenbetreiber selbst oder vom Direktvermarkter getragen worden wäre. Wenn beispielsweise klar vereinbart wurde, dass dem Anlagenbetreiber auch für Redispatch-Ausfallarbeit die Zahlung des Monatsmarktwerts zusteht, dann ergibt sich daraus, dass der Direktvermarkter im alten Zahlungsstrom die Abweichungen ausgeglichen hätte.

Viele Direktvermarkter erkennen an, dass sich durch die Gesetzesnovelle zwar der Weg des Geldes verändert hat, nicht aber die wirtschaftlichen Ansprüche. Die logische Konsequenz: Sie gleichen die Differenz zwischen Mischpreis und Vertragspreis auch weiterhin aus. Viele Direktvermarkter tun das bereits oder planen entsprechende Anpassungen der Verträge an die neue

Doppelabregelung: Wie viele Liegenschaften sind betroffen?

Jede vierte Liegenschaft betroffen



73 % der Betroffenen zahlen drauf



Stichprobenartige Auswertung von 44 Liegenschaften – kein zusammenhängendes Portfolio, Betrachtungszeitraum 01.01. – 30.07.2026, Bewertung mit BDEW-Mischpreis (Jan – Jun 2026).
* „Negativer Redispatch-Erlös“ bezieht sich ausschließlich auf die doppelt abgeregelten Mengen.

Die Auswertung einer Stichprobe der Softwareplattform „opti.node“ zeigt: Doppelabregelungen treten bei jeder vierten Liegenschaft auf und sind somit kein theoretischer Sonderfall.

WER ENERGIE GESTALTET, BRAUCHT ÜBERBLICK.

R.ENERGY – JETZT IM ABO



Jetzt Magazin abonnieren
und Projekte mit relevantem
Wissen voranbringen:

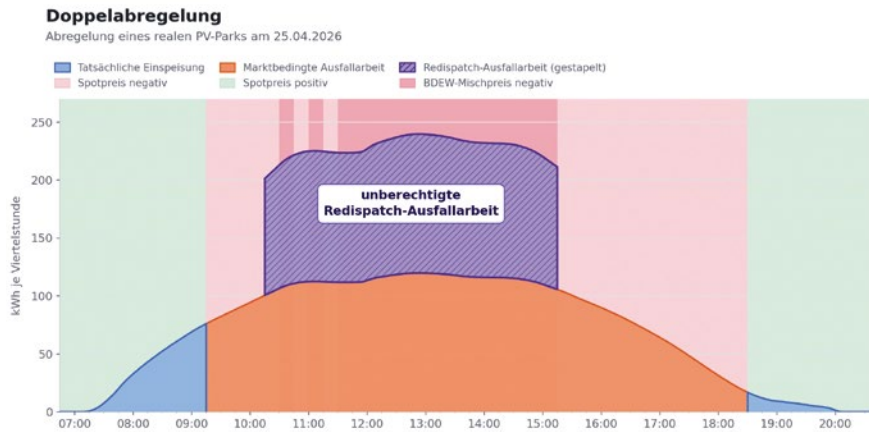


[https://www.r-energy.eu/
abonnement](https://www.r-energy.eu/abonnement)

r.energy

eine Marke vom

**WIN
VERLAG**



Im gelb markierten Zeitraum findet eine Doppelabregelung statt: Der Betreiber muss für eine Menge zahlen, die er nicht einspeisen konnte, da der Direktvermarkter bereits abgeregelt hatte und der Netzbetreiber zusätzlich während des negativen BDEW-Mischpreises abregelt.

Situation, einige kostenfrei, andere gegen ein zusätzliches Entgelt.

Einige Direktvermarkter interpretieren die Novelle jedoch so, als seien sie von ihren Zahlungspflichten für Redispatch-Maßnahmen vollständig entbunden und stellen keinen finanziellen Ausgleich her. Leider bieten einige Verträge Spielraum für Interpretationen und der Anspruch hängt an der juristischen Vertragsauslegung. Für Betreiber mit hohem Redispatch-Anteil ist genau das der Moment, in dem aus einem Abrechnungsdetail eine ernste wirtschaftliche Bedrohung wird.

Der Worst Case

Doch es geht noch schlimmer: Im oben beschriebenen Beispiel handelte es sich um eine Anlage aus dem Jahr 2015 – wie alle Anlagen mit einem Inbetriebnahmedatum vor 2016 hat sie einen Anspruch auf Zahlung der Marktprämie für jede eingespeiste oder im Rahmen von Redispatch abgeregelte Kilowattstunde. Das ist der Grund, weshalb diese Anlage auch während Phasen mit (moderat) negativen Börsenpreisen vom Direktvermarkter nicht marktbedingt abgeregelt wird.

Für Anlagen mit einem Inbetriebnahmedatum ab dem Jahr 2016 wurde die gesetzlich garantierte Förderung für eingespeiste und im Rahmen von Redispatch abgeregelte Strommengen schrittweise eingeschränkt. Seit der Verabschiedung des Solarspitzenetzes im vergangenen Jahr regelt der § 51 im EEG, dass für neue Anlagen (auch Windkraftanlagen) die Marktprämie bereits ab der ersten Viertelstunde mit negativen Preisen entfällt. Das hat zur Folge, dass Direktvermarkter üblicherwei-

se diese Anlagen in Zeiten mit negativen Börsenpreisen marktbedingt abregeln.

Vor diesem Hintergrund ist es überraschend, dass zahlreiche Betreiber von §-51-Anlagen von Netzbetreibern Abrechnungen für Redispatch-Maßnahmen erhalten haben, die in Zeiten mit negativen Preisen stattgefunden haben sollen. Die Daten der Softwareplattform „opti.node“ zeigen deutlich: Die marktbedingten Abregelungen durch den Direktvermarkter und die Redispatch-Maßnahmen des Netzbetreibers überlagern sich zeitlich. Eine Situation, die bei einer vollständigen Abregelung der Anlage schlicht nicht sein kann – entweder die Anlage war marktbedingt abgeregelt oder aufgrund einer Redispatch-Maßnahme, aber in keinem Fall beides gleichzeitig.

Ein finanzieller Schaden entsteht in solchen Situationen für den Betreiber, wenn der Mischpreis negativ ist – und das war im Zeitraum Januar bis Juni 2026 in über 71 % der Viertelstunden mit negativen Preisen in der EPEX Spot Auktion der Fall. Würde die marktbedingte Abregelung des Direktvermarkters vorrangig zählen, entstände auch keine Redispatch-Ausfallarbeit, die der Netzbetreiber dem Anlagenbetreiber in Rechnung stellt.

Die Doppelzahlung der Ausfallarbeit kann unterschiedliche Ursachen haben: Der Direktvermarkter hat die marktbedingte Abregelung nicht (rechtzeitig) beim Netzbetreiber angezeigt. In diesem Fall kann der Netzbetreiber nicht wissen, dass die Anlage für diesen Zeitraum nicht zur Verfügung steht, und initiiert zusätzlich zur bereits anliegenden marktbedingten Abregelung eine Redispatch-Maßnahme. Die vom Direktvermarkter rechtzeitig ge-

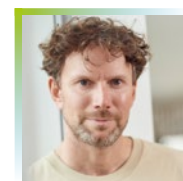
meldete marktbedingte Abregelung wird vom Netzbetreiber nicht ordnungsgemäß berücksichtigt, der eine überlagernde Redispatch-Maßnahme durchführt.

Derartige Doppelzahlungen sind vermutlich auch früher schon vorgekommen. Jedoch bestand weniger Risiko für den Anlagenbetreiber, dass diese auch an ihn abgerechnet werden. Da bis zum 23.12.2025 der Direktvermarkter in der Abrechnungskette von Redispatch-Maßnahmen zwischen Netzbetreiber und Anlagenbetreiber stand, wurden Doppelzahlungen durch den Direktvermarkter „herausgefiltert“. Seitdem der Netzbetreiber Redispatch-Maßnahmen direkt an den Anlagenbetreiber abrechnet, landen fehlerhafte Doppelzahlungen ungefiltert beim Anlagenbetreiber.

Transparenz ist zur Pflichtaufgabe geworden

Mit dem Direktvermarkter ist der Beteiligte aus der Kette ausgeschieden, der die Abrechnungen bisher aus eigenem Interesse geprüft und Betreibern ihre gewohnte Vergütung gesichert hat. Diese Aufgabe liegt jetzt bei den Betreibern und ist Teil der kaufmännischen Betriebsführung geworden. Wer seine tatsächliche Einspeisung, die betroffenen Viertelstunden und die zugehörigen Preise zusammenführen und dokumentieren kann, geht bei der Prüfung von Redispatch-Entschädigungen und -Rechnungen mit Daten statt mit Vermutungen in die Klärung – gegenüber Direktvermarkter und Netzbetreiber. Auch da in der Praxis viele Netzbetreiber noch keine Prozesse für Redispatch-Entschädigungen implementiert haben, schaffen Betreiber durch eigenes Erlösmonitoring früher Klarheit über die eigene Erlössituation, bevor später ein böses Erwachen kommt.

Genau für diese Fälle unterstützt das Erlösmonitoring in opti.node Betreiber von Wind- und PV-Anlagen. Es beziffert die Ansprüche der Betreiber und macht die Lücke sichtbar, bevor Fristen ablaufen. Denn, ob die Vergütung stimmt, entscheidet am Ende nicht, wer am lautesten protestiert, sondern wer am schnellsten belegen und einfordern kann, was ihm vertraglich zusteht.



DER AUTOR
MATTHIAS KARGER
ist CEO & Co-Founder von node.energy.

Intelligentes Energiemanagement für Gebäude

Die neuen „Progrid Smart“-Sicherungslasttrennschalter von Mersen überwachen unter anderem die Energieflüsse von PV-Anlagen zu Trafostationen.

Bild: © Mike Mareen/stock.adobe.com

Das Stromnetz verändert sich durch die Energiewende grundlegend: Anstelle einiger weniger großer Kraftwerke wird der Strom in Zukunft aus zahlreichen kleinen erneuerbaren Energiequellen stammen. Gleichzeitig ziehen immer mehr neuartige elektrische Verbraucher wie Ladestationen für Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen Energie aus dem Niederspannungsnetz.

Die Betreibergesellschaften stehen deshalb vor der Herausforderung, einen möglichst reibungslosen Netzbetrieb zu gewährleisten, Stromausfälle zu vermeiden und eine hohe Stromqualität zu erhalten. Ein neuer NH-Sicherungslasttrennschalter ermöglicht die Überwachung und Steuerung dieser immer komplexer werdenden Energieflüsse und schützt gleichzeitig die Schaltanlagen vor Überströmen. Die intelligente Lösung stammt vom französischen Unternehmen Mersen. „Progrid“ nennt sich das Produkt, das Mersen speziell für den Einsatz in Netz- und Trafostationen, Kabelverteilerschränken sowie Niederspan-

nungsverteilern entwickelt hat. Es handelt sich um eine neue modulare Generation von Sicherungslasttrennschaltern, die lokale Niederspannungsnetze nicht nur vor Überstrom schützen, sondern zusätzlich auch die Energieflüsse erfassen und weitere Parameter messen.

Verschiedene Varianten lieferbar

Der modulare Sicherungslasttrennschalter ist in drei Versionen erhältlich: „Mersen Progrid“, „Mersen Progrid Smart“ und „Mersen Progrid Smartstation“. Progrid-stand-alone-Sicherungslasttrennschalter schützen Umspannwerke, Trafostationen oder Schaltanlagen in Gebäuden gegen

Überströme und Kurzschlüsse. Die Version verfügt über einen neuen, sicheren, patentierten Schaltmechanismus und kann bei Bedarf mit einem Smart-Modul zur Überwachung aufgerüstet werden. Das Modul und die Sensoren sind in der zweiten Angebotsvariante, Progrid Smart, bereits enthalten. Sie ermöglicht eine effiziente Messung des Energieflusses an den Niederspannungsabgängen der Schaltanlage, Transformationsstation oder des Umspannwerks.

Die Ausführung Progrid Smartstation schließlich ermöglicht die Kombination von Progrid Smart mit weiteren modularen Messgeräten und Sensoren. Das Er-



Progrid-Sicherungslasttrennschalter sind mit „Top-Smart Modul“ und „Smart Modul“ an der Unterseite erhältlich. Sie können an Sicherungslasttrennschaltern jederzeit nachgerüstet werden. Bild: Mersen

Der patentierte Öffnungs- und Schaltmechanismus ermöglicht die schnelle und sichere Handhabung der Sicherungslasttrennschalter. Bild: Mersen

gebnis ist ein komplettes Energie- und Umweltüberwachungssystem für Mittel- und Niederspannungsstationen. Progrid Smartstation gestattet die Kombination des Progrid-Sicherungslasttrennschalters mit zusätzlichen modularen Messgeräten wie Sensoren zur Erkennung von Rauch, zur Messung der Innen- und Außentemperatur beziehungsweise der relativen Luftfeuchtigkeit oder zur Erfassung des Zustands der Schaltanlagenteile. Überflutungsmelder oder Ozonsensoren können ebenfalls in das Überwachungssystem integriert werden.

Weiterentwicklung bewährter Produkte

Die Progrid-Lösungen basieren auf konventionellen NH-Sicherungslasttrennschaltern

von Mersen, die seit Jahrzehnten Stromverteilungssysteme in Gebäuden und Stromnetzen schützen. 2022 stellte Mersen ein neues Smart-Modul für aktuelle Sicherungslasttrennschalter vor, das eine Echtzeitüberwachung des Energieflusses in Niederspannungsanwendungen ermöglicht. Progrid ist eine Weiterentwicklung dieser intelligenten Module. Die modularen Sicherungslasttrennschalter schützen das Niederspannungsnetz vor Stoßströmen und gestatten zudem die Digitalisierung des Netzes. Dies stellt die wichtigste Voraussetzung für eine intelligente, flexible Verteilung von Strom aus erneuerbaren Energiequellen dar. Die Progrid-Lösungen schützen aber nicht nur das hauseigene Stromnetz vor Überströmen aufgrund von Schwankungen im allgemeinen Strom-

netz, sie können auch den Energiefluss von PV-Anlagen messen, die entweder auf dem Dach aufgeständert oder direkt in das Gebäude integriert sind – zum Beispiel als Dach- oder Fassadenelement.

Das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EnWG § 14a) schreibt die Erfassung dieser Energieflüsse im Rahmen eines sogenannten Einspeisemanagements ausdrücklich vor. Ziel des Verteilungsmanagementsystems ist es, Überlastungen des öffentlichen Stromnetzes zu verhindern. Wenn die Kapazitäten nicht ausreichen, um die von der PV-Anlage erzeugte Leistung aufzunehmen, kann der Netzbetreiber verschiedene Stufen der Anlage begrenzen. Dies erfordert jedoch eine genaue Messung des Energieflusses von PV-Anlagen ins öffentliche Netz. Hier sind die Progrid-Lösungen sehr nützlich, da die Echtzeitmessung des Energieflusses eine effiziente Anpassung der Verteilnetze ermöglicht.

Öffnungsmechanismus sorgt für leichte Installation

Wie sehr Mersen die Progrid-Sicherungslasttrennschalter auf die Anforderungen von Energieversorgern und Elektroinstallateuren zugeschnitten hat, zeigt sich schon am patentierten Schalt- beziehungs-

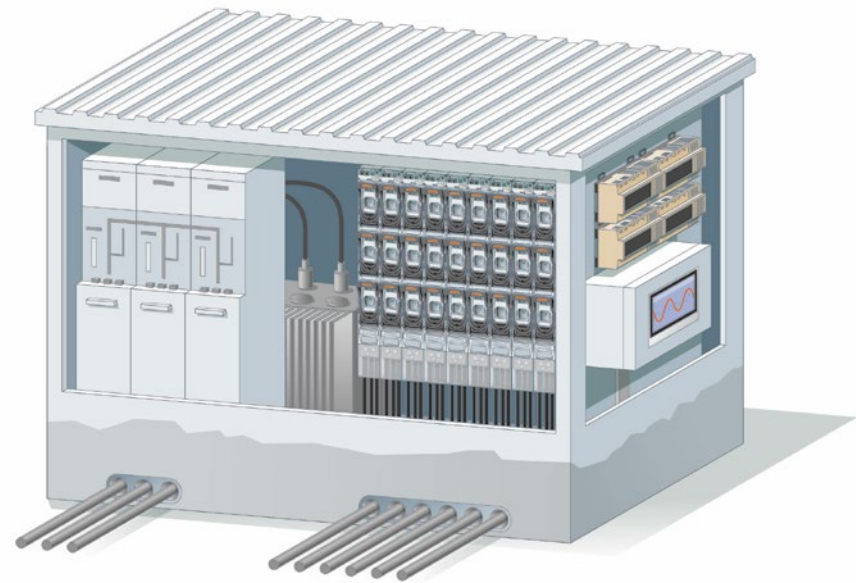


Die intelligenten Lasttrennschalter können auch den Stromfluss in Gebäudeverteilanlagen überwachen.

Bild: © Kadmy/stock.adobe.com

weise Öffnungsmechanismus. Er gewährleistet ein hohes Maß an Sicherheit für den Anwender ebenso wie eine schnelle Installation, ergonomische Wartung und den einfachen Austausch der Module. Der Mechanismus führt eine Parallel- und eine Drehbewegung aus. Die parallele Bewegung ist sicherer als andere Lösungen, da er für den Bediener einen IP20-Schutz gegen elektrischen Schlag bietet. Dieser Schutz besteht während des gesamten Betriebs des Gerätes: Die Finger berühren die elektrischen Kontakte nicht. Die Drehbewegung ermöglicht einen einfachen Zugang zur Sicherung. Mit einem geeigneten Werkzeug können die Sicherungslasttrennschalter sicher auf stromführenden Sammelschienen montiert werden. Mit Hakenelementen lassen sie sich auch auf gewindelosen Sammelschienen montieren – sogar mit Stromwandlern.

Angeboten als Stand-alone-Version und als Progrid Smart mit werkseitig integrierter Sensorik sowie Smart-Modul auf der Geräteober- oder Unterseite, eignet sich die Top-Version besonders für den Einbau in Schalttafeln oder Trafostationen/Umspannwerke. Für die Nachrüstung bestehender Schaltschränke bietet sich die Lösung „Bottom“ an, da sie einen Eins-zu-Eins-Austausch bereits installierter Standard-Sicherungslasttrennschalter ermöglicht. Bei „Progrid Smart Bottom“ handelt es sich um die derzeit kompakteste intelligente Version eines Sicherungslasttrennschalters auf dem Markt. Die Grundfläche des Geräts entspricht dem Standard, wodurch



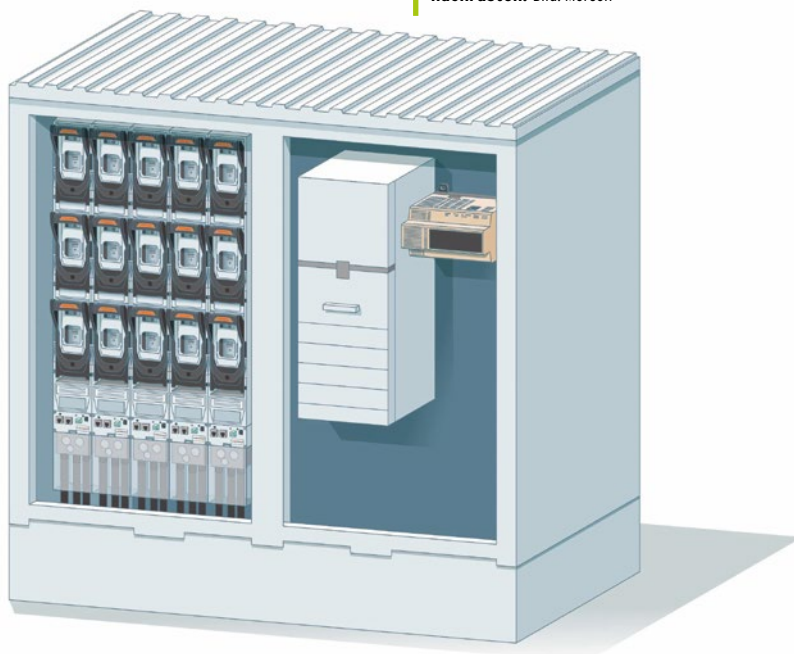
Die „Progrid-Smartstation“-Lösung schützt Trafostationen nicht nur vor Überstrom, sie überwacht auch den Stromfluss und erfasst zahlreiche andere wichtige Parameter.

Bild: Mersen

die Auswirkungen auf die bestehende Installation begrenzt werden.

Bis zu 24 Progrid-smart-Module können pro Master durch Verkettung in Reihe angeschlossen werden. Die Montage erfordert nur eine geringe Verdrahtung: Die Kabel der Sensoren befinden sich im Sicherungslasttrennschalter und kommen nicht mit dem Sammelschienensystem in Berührung. Mit nur einem Modbus-Kabel, das die Kommunikation zwischen den Modulen und dem Gateway verteilt, bietet das Progrid-Smart-Modul direkten Zugang zu den Echtzeit-Energie- und Statusdaten.

Progrid-Smart-Sicherungslasttrennschalter lassen sich in Gebäudeverteilern und Hausanschlusskästen schnell und einfach nachrüsten. Bild: Mersen



Weltweiter Zugriff auf alle Sensordaten

Progrid-Smart-Module sind mit allen Geräten kompatibel, die über Modbus RTU kommunizieren, zudem ermöglichen Progrid-Smartstation-Messmodule eine Kommunikation im Modbus TCP/IP- und MQTT-Protokoll. Netzbetreiber können diese Schnittstellen nutzen, um über das Internet in Echtzeit auf alle Daten zuzugreifen, die von den Sensoren in der Schaltanlage und ihrer Umgebung gemessen werden (über das von Mersen oder anderen Partnern bereitgestellte Lichtsteuerungssystem).

Das Modbus-RTU-Kabel in den Progrid-Smart-Sicherungslasttrennschaltern dient nicht nur der Datenübertragung, sondern versorgt die Module auch mit Strom. Das spart Kabel und reduziert den Installationsplatz. Durch die Kompatibilität zu allen Modbus-RTU- oder TCP/IP-Gateways und -Controllern ermöglicht die Progrid-Lösung die Erfassung und Analyse von NS-Netzdaten durch alle marktbekannten Softwarelösungen. Mit den Progrid-Smart-NH-Sicherungslasttrennschaltern bietet Mersen ein Werkzeug zur vollständigen Überwachung und Steuerung von Mittel-/Niederspannungsschaltanlagen. Sie ermöglichen es Schaltanlagenherstellern sowie Elektroinstallations- und Gebäudeautomations-spezialisten, die Niederspannungsnetze ihrer Kunden auf die Herausforderungen der Energiewende vorzubereiten. ■

SIMULATIONSMODELL

Lebensdauer von Bauteilen unter Wasserstoffkontakt vorhersagen

Die Ermüdungslebensdauer hochbeanspruchter Bauteile in Wasserstoffatmosphäre lässt sich bislang nur mit großen Unsicherheiten abschätzen. Klassische bruchmechanische Berechnungen fallen häufig zu konservativ aus und liefern eine zu geringe Lebensdauer. Forschende des Fraunhofer IWM haben nun zum ersten Mal ein anrissbasiertes Lebensdauermodell entwickelt, mit dem die Lebensdauer unter Low Cycle Fatigue (LCF) und Wasserstoffeinfluss physikalisch begründet berechnet werden kann. Damit lässt sich die Lebensdauer von Bauteilen unter anderem in Wasserstoffturbinen und -triebwerken in frühen Entwicklungsphasen zuverlässig vorhersagen. Außerdem können teure Versuche reduziert sowie Sicherheitsfaktoren realistischer gestaltet werden.

Die Nachfrage nach Gasturbinen ist enorm: Im Kraftwerksbereich kompensieren sie Fluktuationen bei der erneuerbaren

Stromerzeugung, der KI-Boom benötigt dringend Turbinen zur Stromerzeugung, und im Flugzeugbau wird an effizienteren Triebwerken gearbeitet. Viele Hersteller setzen zunehmend auf wasserstoffbetriebene Turbinen, da die CO₂-Emissionen damit drastisch reduziert werden können. Die Entwicklungs- und Qualifizierungsprozesse sind zeit- und kostenintensiv, weil sich die Beanspruchung der Bauteile und der eingesetzten Werkstoffe bei der Verbrennung von Wasserstoff ändern und bereits in der Entwicklung die Effizienz gewährleistet und die Lebensdauer abgesichert werden müssen.

Lebensdauervorhersage bei Wasserstofftechnologien

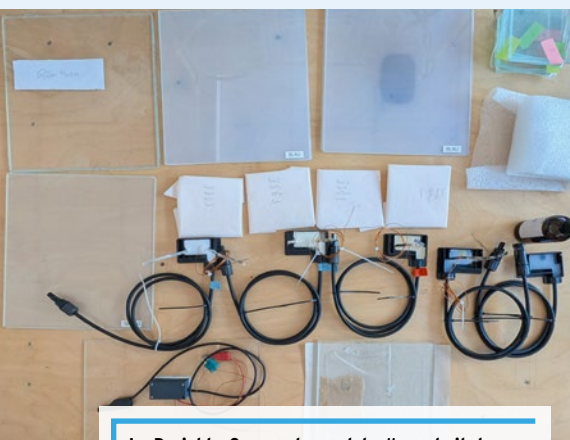
Für valide Lebensdauervorhersagen sind viele Einflussfaktoren zu berücksichtigen: Wasserstoffdruck, Gasreinheit, Temperatur, Material- und Oberflächenbedingungen, mechanische Belastung. Um deren Zusam-

menwirken experimentell darzustellen, sind viele Versuche nötig, was zum hohen Entwicklungsaufwand beiträgt. Hinzu kommt, dass im Werkstoff zeitgleich unterschiedliche Degradations- und Schädigungsprozesse ablaufen, die zu Materialermüdung führen und Lebensdauer kosten. Je besser und vollständiger diese Prozesse beschrieben und simuliert werden können, umso besser lassen sich die Leistungsgrenzen der Werkstoffe ausschöpfen und die Bauteilsicherheit einstellen.

Die Entstehung und das Wachstum kurzer Risse von circa 20 µm bis zum technischen Anriss von etwa 1 mm machen bis zu 90 % der tatsächlichen Bauteillebensdauer aus. Man spricht hier von der sogenannten Kurzzeitfestigkeit (Low Cycle Fatigue, LCF). Wasserstoff kann das Risswachstum um den Faktor 100 und mehr erhöhen. Dieser Einfluss auf kurze Risse lässt sich bislang nicht auf Basis physikalischer Grundlagen abbilden. Deshalb müssen Bauteile sehr

PROJEKT „GREENSOLARMODULES“

Nachhaltigere Solarmodule



Im Projekt „Greensolarmodules“ erarbeitete ein Team der TH Köln Lösungen für energieeffizientere, umweltfreundlichere Materialien sowie ein reparierbares Anschlussdosendesign von Solarmodulen. Bild: Daniel Schäfer, TH Köln

Um den Ausbau erneuerbarer Energien voranzutreiben, werden unter anderem Solarmodule benötigt. Deren Wiederverwertung ist jedoch sehr aufwendig, da wichtige Komponenten nur schwer zu recyceln oder zu reparieren sind. In einem neuen Forschungsprojekt hat die TH Köln gemeinsam mit Partnern aus Industrie und Wissenschaft daran gearbeitet, diese Bauteile umweltfreundlicher und langlebiger zu gestalten. Zudem untersuchten die Wissenschaftlerinnen und Wissenschaftler wirtschaftliche Aspekte sowie den ökologischen Fußabdruck von Solarmodulen.

Solarmodule bestehen aus Glas, Kunststofffolien, Solarzellen und Elektronik, die von einem Aluminiumrahmen zusammengehalten werden. Bisher ist es schwierig, diese Komponenten zu trennen, um

sie anschließend wiederverwerten oder reparieren zu können. „Um diesen Herausforderungen zu begegnen, haben wir Lösungen für energieeffizientere und umweltfreundlichere Materialien sowie ein neues reparierbares Anschlussdosendesign erarbeitet“, sagt Prof. Dr. Ulf Blieske vom Cologne Institute for Renewable Energy (CIRE) der TH Köln. Er leitete das Teilprojekt zu nachhaltigem Moduldesign und Reparierbarkeit. Ziele des Gesamtvorhabens waren zudem ein geringer Material- und Energieverbrauch bei der Herstellung, die Vermeidung umweltbedenklicher Stoffe sowie die Erhöhung des Energieertrags.

Know-how aus verschiedenen Instituten

In einem ersten Schritt bündelten mehrere Wissenschaftlerinnen und Wissenschaftler

konservativ mit hohen Sicherheitsfaktoren ausgelegt werden.

Ermüdung unter Wasserstoffeinfluss erstmals simulierbar

Wissenschaftler am Fraunhofer IWM haben nun ein Simulationsmodell entwickelt, das den Einfluss von Wasserstoff auf das Ermüdungsverhalten erstmals anhand physikalischer Zusammenhänge abbildet. Dadurch kann das Modell ein breites Spektrum von Einflussfaktoren wie Temperatur, Wasserstoffdruck, Belastungsfrequenz und mechanische Lastschwingbreite berücksichtigen und die Lebensdauer für hochbeanspruchte Bauteile zum Beispiel in Gasturbinen und Triebwerken vorhersagen. Das Modell beschreibt das wasserstoffbeeinflusste Kurzrissswachstum von circa 20 µm bis 1 mm auf Basis der elastisch-plastischen Bruchmechanik. Als zentraler Schädigungsmechanismus wird der Help-Effekt (Hydrogen enhanced localized plasticity) berücksichtigt: Wasserstoff, der zur Risspitze gelangt, besetzt dort Versetzungen im Metallgitter und erhöht so die lokale Plastizität, was das Risswachstum beschleunigt. Bei Temperaturen über 400 °C wird ergänzend Sauerstoffdiffusion entlang von Korngrenzen als zusätzlicher Schädigungsbeitrag berücksichtigt.

„Komponenten, die in Wasserstoffatmosphären verwendet werden, sind einer Vielzahl unterschiedlicher Betriebsbedingungen ausgesetzt, die sich aus Kombinationen von Wasserstoffdruck, Temperatur und wechselnden Belastungszyklen zusammensetzen. Es ist in der Regel nicht machbar, jedes mögliche Szenario experimentell abzudecken. Unser Simulationsmodell ist in der Lage, diese Komplexität mathematisch zu erfassen und die Lebensdauer selbst unter extremen Betriebsbedingungen zuverlässig abzuschätzen“, betont Fabien Ebling, Projektleiter am Fraunhofer IWM.

Das Modell basiert nicht auf Erfahrungswerten, sondern erklärt die physikalische Ursache der Schädigung, das heißt Wasserstoffatome, die Versetzungen im Metallgitter mobilisieren und so das Risswachstum beschleunigen. Damit soll die aufwendige und teure Prüfung von Bauteilen in Wasserstoff-Prüfständen drastisch reduziert werden. Besonders wertvoll ist das Modell in frühen Entwicklungsphasen, wenn Bauteilgeometrien und Betriebskonzepte noch nicht feststehen. So können bereits vor dem ersten Prototypen Parameterstudien durchgeführt, Druckgrenzen definiert oder der Einfluss der Prüffrequenz auf die Schädigung bewertet werden.



Experimentelle Untersuchung der Ermüdungslebensdauer an Hohlproben bei Temperaturen von bis zu 1000 °C und einem Wasserstoffinnendruck von bis zu 250 bar. Bild: Fraunhofer IWM, Kai Wudtke

Förderung

Die Forschungsergebnisse entstanden im Rahmen der vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWE) geförderten Projekte „Adhybau“ (20M1904E), Hybridbauweisen mit generativen Metallstrukturen und Faserverbunden für Hochleistungselektromotoren, und „Adhybau2“ (20M2202C), Entwicklung eines zulassungsfähigen wasserstoff-elektrischen Antriebssystems für Flugzeuge und Erprobung des kryogen-gekühlten Elektromotors. ■

aus den Fachbereichen Erneuerbare Energien, Materialwissenschaften und Werkstoffanwendung sowie Lebenszyklusanalyse ihre Expertise. Dazu untersuchten sie drei zentrale Komponenten: Solarglas, Kunststofffolien und Vergussmassen zur Isolierung von Bauteilen. „Wir haben von einem Unternehmen ein dünnes Solarglas erhalten, das weniger Energie bei der Produktion benötigt, und dessen Stabilität getestet. In den Normen sind die Prüfverfahren aufgeführt. Diese beschreiben, wie man die Stabilität von Solargläsern testen soll. Das Team von Prof. Dr. Ruth Kasper und Hannah Sophie Reichart vom Institut für Konstruktiven Ingenieurbau unserer Hochschule hat entdeckt, dass sich diese Normen nicht auf die besonders dünnen Gläser anwenden lassen und demnach angepasst werden sollten“, betont Oliver Pfeiffer, wissenschaftlicher Mitarbeiter vom CIRE. „Zudem haben wir festgestellt, dass Solarglas auch ohne den Zusatz des giftigen Metalls Antimon die notwendige Transmission, also Lichtdurchlässigkeit, erreichen kann.“

Einsatz umweltfreundlicherer Rohstoffe getestet

Die Forschenden befassten sich des Weiteren mit Kunststofffolien, die in Solarmodulen eingesetzt werden, um die Solarzellen vor Umwelteinflüssen und mechanischen Beschädigungen zu schützen. Dabei wurden nachhaltigere Varianten aus natürlichen Rohstoffen wie Holzfasern oder Reisabfällen getestet. Einige dieser Alternativen erwiesen sich als stabil und recycelbar. Abschließend kamen entfernbare Vergussmassen zur Isolierung von Bauteilen in Anschlussdosen zum Einsatz, in denen sicherheitsrelevante Elektronik verbaut ist. Dadurch lassen sich beispielsweise defekte Stecker austauschen und Reparaturen erleichtern. „Wir haben mit einigen Partnern aus dem Konsortium ein Folgeprojekt beantragt, welches das Recycling von Solarglas weiter voranbringen soll. Ein weiteres lohnendes Vorhaben wäre die industrielle Erprobung der erarbeiteten Lösungen. Allerdings haben viele Unternehmen ihre Produktion außerhalb Europas verlagert. Wenn umweltfreundlichere Solarmodule

marktfähig werden sollen, braucht es politische Unterstützung“, so Blieske.

Lebenszyklusanalyse und marktfähige Lösungen

Neben den technischen Arbeiten und Analysen untersuchte das Team der TH Köln auch wirtschaftliche Aspekte und den ökologischen Fußabdruck von Solarmodulen. Dazu wurde die Produktion zweier Modultypen in Deutschland und China sowie die Rückgewinnung von Materialien am Nutzungsende verglichen. Ein zentrales Ergebnis war, dass bei einer Produktion hierzulande rund ein Viertel weniger Treibhausgasemissionen entstehen. In einem weiteren Arbeitspaket widmeten sich die Forschenden der Frage, ob nachhaltige Solarmodule eine Chance auf dem Markt haben. Um deren Verbreitung zu erhöhen, müssen neben wirtschaftlichen Strategien auch regulatorische und politische Rahmenbedingungen adressiert werden. In der Praxis haben sich partizipative Workshopformate als effektives Instrument bewährt, um den Fokus auf einen Mehrebenenansatz zu lenken. ■

Batteriespeicher und Brandschutzcontainer clever kombiniert

Mit dem „Plug & Play Power Safe“ bringt Denios energy ein neues, standardisiertes Speicher-in-Container-System für Gewerbekunden auf den Markt. Die anschlussfertige Lösung kombiniert einen leistungsfähigen Batteriespeicher mit einem kompakten Brandschutzcontainer und ermöglicht so eine lokale Energieversorgung auch an Standorten mit erhöhten Anforderungen an Brand-, Umwelt- und Schallschutz sowie begrenztem Platzangebot. Moderne Batteriespeicher verfügen über umfangreiche Schutzsysteme und gelten bei Einhaltung entsprechender Qualitäts- und Sicherheitsstandards grundsätzlich als sichere Technologie. Ein Schaden lässt sich jedoch nicht vollständig ausschließen. Kommt es infolge eines Schadens zu einer thermischen Reaktion (Thermal Runaway), setzt der Plug & Play Power Safe daher auf ein mehrstufiges Sicherheitskonzept. Die Sicherheitseinrichtungen des Batteriespeichers ergänzen sich mit der 90-minütigen Feuerwiderstandsfähigkeit des Containers. Die

halbstationäre Löschanlage lässt sich durch die Einsatzkräfte zur Kühlung des Speichers einsetzen. Gleichzeitig ermöglicht die integrierte Auffangwanne die Rückhaltung von kontaminiertem Löschwasser. Über die Wannenabsaugung kann dieses einem geschlossenen Kreislauf zugeführt und damit das Risiko eines Gewässerschadens reduziert werden.

Herzstück des Speicher-in-Container-Systems sind C&I-Batteriespeicher mit 125 kW Leistung und 261 kWh Speicherkapazität pro Einheit. Das System lässt sich dem Energiebedarf entsprechend skalieren. In den vier verfügbaren Systemgrößen des Plug & Play Power Safe können bis zu acht Speichereinheiten platzsparend kombiniert werden. Im größten System sind somit bis zu 1.000 kW Leistung und 2.088 kWh Speicherkapazität auf knapp 28 m² Grundfläche möglich. Für größere Bedarfe bis hin zu Multi-Megawatt-Anwendungen lassen sich mehrere Container zu einem Gesamtsystem zusammenschalten. Statt die lokale Energieversorgung an ein starres Speicherkonzept anzupassen, lässt sie sich mit Plug & Play Power Safe flexibel an Standort und Energiebedarf ausrichten. Dank der standardisierten Systemarchitektur des neuen Systems bleibt der ohnehin vergleichsweise geringe Planungsaufwand auch bei wachsendem Energiebedarf überschaubar. Das Sicherheitskonzept muss nicht erneuert werden, sondern wächst einfach mit, da es von Anfang an Bestandteil des Systems ist.



Im neuen „Plug & Play Power Safe“ vereinen sich moderne Speichertechnik mit der Brandschutzkompetenz von Denios energy.
Bild: Denios

AEP von „E-175 EP5 E2“ um 5,5 % erhöhen

Enercon aktualisiert die Leistungsbewertung der preisgekrönten Anlagenplattform E-175 EP5 E2. Nach umfangreicher Feldvalidierung, zusätzlichen Betriebserfahrungen und der kontinuierlichen Weiterentwicklung von Betriebsstrategien steigen die ausgewiesene Annual Energy Production (AEP) und der Referenzertrag gegenüber dem Ausgangswert um je 5,5 %. Die Windkraftanlage wird damit effizienter, ohne dass die Nennleistung erhöht wird – ein Vorteil insbesondere für Projekte, deren Netzanschluss, Genehmigung und technische Systemauslegung auf eine definierte Leistungsklasse abgestimmt sind. Grundlage der Anpassung ist die Auswertung umfangreicher Betriebsdaten aus dem Feld. Bereits zur Markteinführung hatte Enercon bewusst einen konservativen Ansatz gewählt und Leistungskennwerte auf Basis belastbarer Annahmen ausgewiesen. Mit zunehmender Betriebsdauer und breiterer Datenbasis konnte das tatsächliche Ertragspotenzial nun präziser bewertet werden. Die realisierten AEP-Steigerungen können je nach Standortbedingungen variieren.

Zur aktualisierten Bewertung tragen mehrere Faktoren bei: eine erweiterte Feldvalidierung, optimierte und validierte Betriebsstrategien sowie neue technologische Funktionen. Einen wesentlichen Beitrag leistet IPC – Individual Pitch Control. Die Technologie ermöglicht die präzisere, individuelle Ansteuerung der Rotorblätter und unterstützt eine optimierte Leistungsabgabe unter realen Standort- und Betriebsbedingungen. Voraussetzung für das Erreichen der neuen AEP ist ein Upgrade mit den genannten Technologien und Funktionen. Dieses ist nicht Bestandteil des Standardlieferumfangs und wird als kostenpflichtige Option für Neubestellungen angeboten. Für Betreiber schafft die aktualisierte Bewertung eine präzisere Grundlage für Projektplanung und Ertragsprognosen. Gleichzeitig bestätigt sie die starke Performance einer Anlagenplattform, die sich erfolgreich im Markt etabliert hat und ihr Potenzial nun noch deutlicher zeigt. Da der zusätzliche Energieertrag ohne Erhöhung der Nennleistung erschlossen wird, können Projekte wirtschaftlich attraktiver werden, ohne automatisch zusätzliche Anforderungen an Netzanschluss, Leistungsklasse oder Systemintegration auszulösen.



Die AEP und der Referenzertrag der „E-175 EP5 E2“ von Enercon steigen um je 5,5 %. Bild: Enercon

Bemessung von PV-Montagesystemen

Mit der neuen Software „Solarpanel-Fix“ von fischer in der „Fixperience Suite“ des Unternehmens lassen sich Montagesysteme für PV-Anlagen auf Schrägdächern mit unterschiedlichen Eindeckungen sowie verschiedenen Anordnungen und Ausrichtungen der Solarpanels planen und statisch berechnen. Die Software berechnet automatisiert die jeweilige Einwirkung von Schnee- und Windlast durch Geolokalisierung der Baustelle über Google-Maps-Integration. Darüber hinaus generiert das Tool eine Stückliste, eine Montageanleitung zur Realisierung und den statischen Nachweis der PV-Unterkonstruktion. Eine transparente, nachvollziehbare Berechnungsdokumentation kann bei jeder Berechnung heruntergeladen werden. Ergänzend zu seinen Solar- und Fassadensystemen bietet der Befestigungsspezialist umfassende Serviceleistungen für die Realisierung von PV-Anlagen auf Dächern und an Fassaden – von der Planung und Bemessung über die Unterstützung auf der Baustelle bis zum erfolgreichen Projektabschluss.



Die „Fixperience Online Suite“ bündelt verschiedene Bemessungsmodule von fischer und ermöglicht die Planung und Berechnung direkt im Browser – ohne lokale Installation.

Bild: fischer

Mit der Fixperience Online Suite entwickelt fischer die Bemessungssoftware konsequent zur cloudgestützten, browserbasierten Lösung weiter. Eine lokale Installation ist nicht mehr erforderlich: Projekte können online gespeichert, verwaltet und mit Projektpartnern geteilt werden. Automatische Updates stellen sicher, dass die Anwender stets mit aktuellen internationalen Normen und Standards arbeiten. Online verfügbar sind die Module „C-Fix“ für Stahl- und Verbundanker in Beton, „Channel-Fix“ für Ankerschienensysteme, „Reinforce-Fix“ für Verstärkungsmaßnahmen an bestehenden Bauwerken, „Rebar-Fix“ für nachträgliche Bewehrungsanschlüsse, „Solarpanel-Fix“ für Photovoltaik-Unterkonstruktionen und „Bridge-Fix“ für Brückenkappenanker. Weitere Module für unterschiedliche Anwendungen werden folgen. Ergänzt wird das Angebot durch eine integrierte BIM/CAD-Datenbank mit digitalen fischer-Produktmodellen. Sie lassen sich direkt in gängige BIM- und CAD-Anwendungen einbinden. Dies erleichtert die durchgängige Planung und einfache Integration in digitale Bauwerksmodelle.

Die Bemessungssoftware enthält zahlreiche Features. Das neue FEM-Modul in der C-Fix-Software der Online Suite ermöglicht beispielsweise, lineare Federmodelle in Kombination mit FEM besonders einfach und schnell einsetzen, um den Nachweis der Ankerplattensteifigkeit zu erbringen und realitätsnahe Ankerkräfte zu berechnen. Dies vermeidet doppelte Arbeit, spart Zeit und garantiert höchste Sicherheitsstandards.

PRODUKTE

MARKTPLATZ

DENIOS

DENIOS SE
Dehmer Straße 54-66
32549 Bad Oeynhausen
+49-5731 753-0
info@denios.de
www.denios.de/batteriespeicher

Mit einem stationären Batteriespeicher von DENIOS wird Energiespeicherung für Gewerbetreibende wirtschaftlich und sicher. Leistungsfähige Lithium-Ionen-Technik und intelligente Steuerung sind in einem brandgeschützten Container mit individuell abgestimmter Sicherheitsausstattung integriert. So entstehen Vorteile bei Genehmigung, Versicherbarkeit, Aufstellung und Betrieb. Zudem profitieren Unternehmen von kostenloser Speicherauslegung, Beratung und langfristigem Service.

nuventura

Nuventura GmbH
Wollenberger Str. 4F
13053 Berlin
+49 30 120 875 290
info@nuventura.com
www.nuventura.com

Nuventura entwickelt SF₆ freie, gasisolierte Mittelspannungsschaltanlagen, die trockene Luft als Isoliermedium nutzen. Die Lösungen unterstützen Netzbetreiber und Industrie dabei, F Gas Vorgaben zu erfüllen und zugleich hohe Betriebssicherheit und Performance sicherzustellen. Kunden profitieren von einer zukunftssicheren Technologie, die sich nahtlos in bestehende Netzstrukturen integrieren lässt. Zudem ermöglicht das modulare Design flexible Anwendungen in Umspannwerken, Industrieanlagen und städtischen Netzen.

UNTERNEHMEN

A

ABB.....	16, 18
Ads-Tec Energy	24, 18
AEE	8
Andritz	12

B

Bess Perlen.....	12
------------------	----

C

cleverwatt	19
Comsol	44
Cooperativa della Bassa Bergamasca	34

D

Dehn.....	19
Denios.....	7, 60

E

Easelink.....	28
Eco Stor.....	13
Electra	20
E.on	8
Enerando Technologies.....	19
Enercon.....	60
ETW Energietechnik.....	13
evu+	9

F

FH Münster.....	37
fischer	61
Fraunhofer IWM.....	58

G

Gatter3 Technik	21
Greenflash.....	14

H

H2apex	10
Hager.....	21
Helu.....	23
Host Bioenergy Systems.....	14
Huawei.....	23
Hytorc.....	38

K

Keba Industrial Automation.....	15
kraftwerk Software Systems.....	10

L

Lichtblick.....	22
-----------------	----

M

Mahle.....	22
Mersen.....	55
Monta.....	26

N

Navaris.....	41
Nissan Technical Centre Europe.....	28
node.energy.....	52

S

SMA Solar	11
Stabl Energy	48
Stadtwerke Duisburg	13
Steag Iqony.....	40

T

TH Köln.....	58
Thüga Smartservice.....	9

V

Vogelsang.....	34
----------------	----

W

Weltec.....	36
-------------	----

IMPRESSUM

Herausgeber und Geschäftsführer:
Matthias Bauer (Vorsitz), Dennis Hirthammer

r.energy im Internet:
www.r-energy.eu

So erreichen Sie die Redaktion:

Chefredaktion: Stefan Lenz (v.i.S.d.P.)
Tel.: +49 (89) 3866617-19, stefan.lenz@win-verlag.de

Redaktion:

Dr.-Ing. Michael Hobohm
Tel.: +49 (89) 3866617-29, michael.hobohm@win-verlag.de

Mitarbeiter dieser Ausgabe:

Brianne Christopher, Katharina Decken, Matthias Karger, Natalie Weirich,

So erreichen Sie die Anzeigenabteilung:

Anzeigenverkaufsleitung: Martina Summer
Tel.: +49 (89) 3866617-31, martina.summer@win-verlag.de

Anzeigen verantwortlich

Mediaberatung:

Matthias Hofmann
Tel.: +49 (89) 3866617-21, matthias.hofmann@win-verlag.de

Anzeigendisposition:

Auftragsmanagement@win-verlag.de
Chris Kerler (089/3866617-32, chris.kerler@win-verlag.de)

Abonnentenservice und Vertrieb

Tel.: +49 (89) 3866617 46
www.r-energy.eu/hilfe
oder eMail an
abovetrib@win-verlag.de mit Betreff „r.energy“
Gerne mit Angabe Ihrer Kundennummer vom Adressetikett

Layout und Titelgestaltung:

Saskia Kölliker Grafik, München

Druck:

Vogel Druck und Medienservice GmbH
Leibnizstraße 5, 97204 Höchberg

Bildnachweis/Fotos: falls nicht gekennzeichnet: Werkfotos,
shutterstock.com, Adobe Stock

Titelbild: Krittapat/stock.adobe.com

Produktion/Herstellung:

Jens Einloft
Tel.: +49 (89) 3866617-36; jens.einloft@vogel.de

Anschrift Anzeigen, Vertrieb und alle Verantwortlichen:



WIN-Verlag GmbH & Co. KG,
Chiemgaustraße 148,
81549 München, Tel.: +49 (89) 3866617-0
Registergericht München, HRA 82 124

Verlagsleitung:

Martina Summer

Objektleitung:

Martina Summer

Zentrale Anlaufstelle für Fragen zur Produktsicherheit:

Martina Summer

Bezugspreise:

Einzelverkaufspreis: 9,50 Euro in D, A, CH und 11,70 Euro in den weiteren EU-Ländern inkl. Porto und MwSt.

Erscheinungsweise:

sechsmal jährlich
Haftung für die Richtigkeit der Veröffentlichungen kann trotz Prüfung durch die Redaktion vom Herausgeber nicht übernommen werden. Honorierte Artikel gehen in das Verfügungsrecht des Verlags über. Mit Übergabe der Manuskripte und Abbildungen an den Verlag erteilt der Verfasser dem Verlag das Exklusivrecht zur Veröffentlichung. Für unverlangt eingeschickte Manuskripte, Fotos und Abbildungen keine Gewähr.

Copyright © 2026 für alle

Beiträge bei der WIN-Verlag GmbH & Co. KG.

Kein Teil dieser Zeitschrift darf ohne schriftliche Genehmigung des Verlages vervielfältigt oder verbreitet werden. Unter dieses Verbot fallen der Nachdruck, die gewerbliche Vervielfältigung per Kopie, die Aufnahme in elektronische Datenbanken und die Vervielfältigung auf CD-ROM und allen anderen elektronischen Datenträgern. Dieses Magazin ist umweltfreundlich auf chlorfrei gebleichtem Papier gedruckt.

ISSN 2942-8734, Ausgabe 02/2026

Unsere Papiere sind PEFC zertifiziert

Wir drucken mit mineralölfreien Druckfarben

Außerdem erscheinen bei der WIN-Verlag GmbH & Co. KG:

Magazine: AUTOCAD Magazin, Bauen Aktuell, Digital Business, DIGITAL ENGINEERING Magazin, e-commerce Magazin, DIGITAL MANUFACTURING, PlastXnow, KGK Rubberpoint



ADDITIVE FERTIGUNG FÜR SUPPLY CHAIN, PRODUKTION & SERVICE

**Jetzt
entdecken!**



Entdecken Sie die Zukunft der Ersatzteilproduktion: 3D-Druck als Schlüsseltechnologie für Ihre Branche!

Erfahren Sie, wie Kunststoff- und Metall-3D-Druck zum strategischen Werkzeug für Ersatzteile wird – branchenunabhängig und praxisnah. Im Fokus stehen Materialien, Prozesse, Wirtschaftlichkeit sowie die Integration in bestehende Produktions- und Instandhaltungsstrukturen.

Datum: 26. Januar 2027

Ort: SKZ – Das Kunststoff-Zentrum Würzburg

Mehr Infos & Tickets: www.additivx.de

Ein Event von:





Windpark Ahrensböök

Navigating clean energy. Creating lasting value.

NAVARIS ist eine der führenden Erneuerbare Energien Plattformen in Deutschland. Wir beschleunigen die Energiewende, indem wir technische Exzellenz, finanzielle Stärke und echte lokale Verankerung miteinander verbinden. Unser vollständig integriertes Geschäftsmodell ermöglicht schnelle, agile und verlässliche Entwicklungsfortschritte – und schafft die Struktur, um selbst anspruchsvolle Projekte in hoher Qualität umzusetzen.

+100

Projekte
in Entwicklung &
Betrieb

+3 GW

Fortgeschrittene
Entwicklungs-
Pipeline

+1.3 GW

Windenergie
aktuell in
Bau & Betrieb

+3 Mio.

Versorgte Haushalte
nach Pipeline -
Fertigstellung

Mit jedem Projekt setzen wir ein klares Zeichen für Fortschritt,
Versorgungssicherheit und eine nachhaltige Energiezukunft.

