

r.energy



ERNEUERBARE ENERGIEN UND DIGITALISIERUNG

DIE ENERGIEWENDE IM GRIFF DES NETZES

Energieflüsse effizient
verteilen, ausgleichen und sichern

Effizient. Flexibel. Zuverlässig.

blueplanet gridsave series

- ▶ **Höchste Effizienz im Markt**
- ▶ **Maximale Systemflexibilität & Skalierbarkeit**
- ▶ **Sicherheit & Qualität
„Made in Germany“**



**MADE IN
GERMANY.**

**BIDIREKTIONALE BATTERIEWECHSELRICHTER
FÜR GEWERBESPEICHER UND UTILITY-
ENERGIESPEICHERSYSTEME**





Wenn die Energiewende in die nächste Phase geht

Wer vor rund drei Wochen durch die Hallen der „The smarter E Europe“ gegangen ist, konnte eines sehr deutlich spüren: Die Energiewende ist längst keine Vision mehr – sie wird umgesetzt. Mit 2.650 Ausstellern und mehr als 105.000 Fachbesuchern aus 163 Ländern hat Europas größte Messeallianz eindrucksvoll gezeigt, wie dynamisch sich die Branche entwickelt. Gleichzeitig wurde aber auch klar, dass wir in eine neue Phase eintreten.

Der massive Ausbau der Photovoltaik bleibt ein zentraler Baustein der Energiewende. Doch Solarmodule allein reichen nicht mehr aus. Entscheidend wird sein, wie intelligent wir Erzeugung, Speicherung und Verbrauch miteinander verknüpfen. Speicher entwickeln sich vom optionalen Zusatz zur strategischen Schlüsseltechnologie, moderne Wechselrichter übernehmen immer häufiger Aufgaben des Energiemanagements, und die Sektorkopplung wird vom Schlagwort zur praktischen Notwendigkeit.

Genau darin sehe ich die spannendste Entwicklung der kommenden Jahre. Die eigentliche Innovation entsteht nicht mehr allein durch einzelne Komponenten, sondern durch ihr intelligentes Zusammenspiel. Kommunikations- und Steuerungstechnik, digitale Netzüberwachung und softwaregestützte Ener-

giemanagementsysteme werden darüber entscheiden, wie effizient und stabil unsere Energieversorgung künftig funktioniert.

Diese Ausgabe von r.energy greift genau diese Entwicklungen auf. Wir beleuchten aktuelle Trends in der Wechselrichtertechnik mit unserem Expertentalk, werfen einen Blick auf neue Lösungen rund um Photovoltaik, Solarthermie und Speichersysteme und fassen die wichtigsten Erkenntnisse der The smarter E Europe zusammen. Ergänzt wird die Ausgabe durch Beiträge zu intelligenter Netzüberwachung, Kommunikations- und Steuerungstechnik sowie zur zunehmenden Bedeutung der Sektorkopplung.

Mein Eindruck nach vielen Gesprächen mit Herstellern, Netzbetreibern und Anwendern ist eindeutig: Die technischen Lösungen sind heute vielfach vorhanden. Die eigentliche Herausforderung besteht nun darin, sie intelligent zu vernetzen und wirtschaftlich in die Praxis zu bringen. Genau hier entscheidet sich, wie erfolgreich die Energiewende in den kommenden Jahren sein wird.

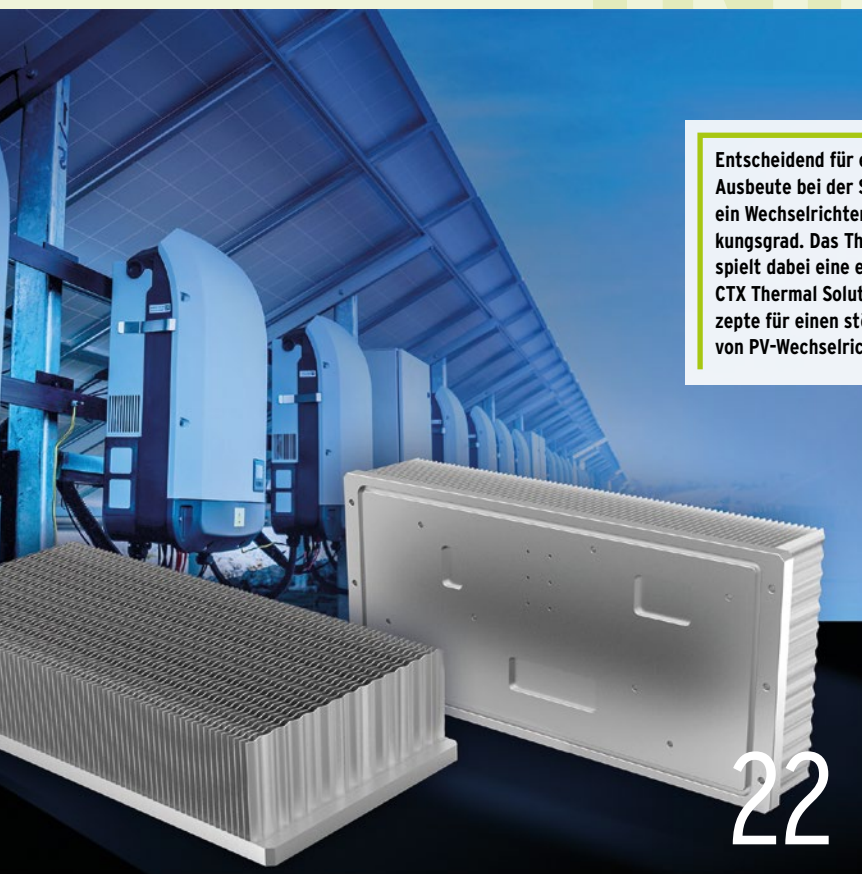
Ich wünsche Ihnen eine interessante Lektüre.

STEFAN LENZ

Chefredakteur r.energy



INHALT



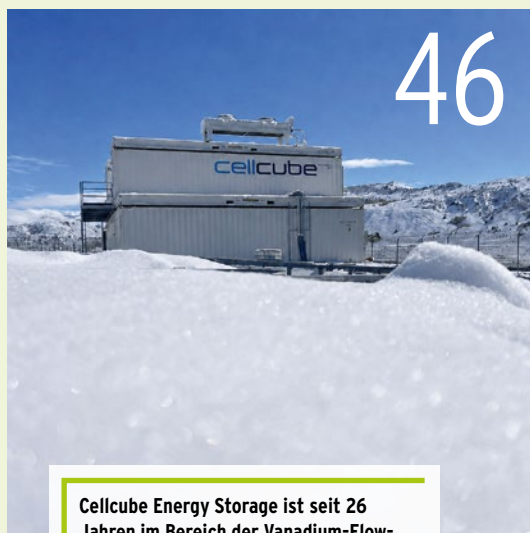
Entscheidend für eine möglichst große Ausbeute bei der Stromerzeugung ist ein Wechselrichter mit hohem Wirkungsgrad. Das Thermomanagement spielt dabei eine entscheidende Rolle. CTX Thermal Solutions bietet Kühlkonzepte für einen störungsfreien Betrieb von PV-Wechselrichtern.

22



38

Die Energiewende macht aus ehemals gut planbaren Verteilnetzen ein dynamisches System. Für Netzbetreiber heißt das: Entscheidungen müssen schneller, datenbasierter und unter höherem Sicherheitsdruck getroffen werden – oft auf Basis heterogener Bestandsanlagen und gewachsener Systemlandschaften.



46

Cellcube Energy Storage ist seit 26 Jahren im Bereich der Vanadium-Flow-Batterien aktiv und verfügt mit weltweit mehr als 160 realisierten Projekten über umfangreiche Felderfahrung. Zu aktuellen Entwicklungen rund um das Unternehmen sprach r.energy mit COO Christoph Stelzer.

6	Blickfang	29	UNTERKONSTRUKTION Energie der Sonne auf sicherem Grund	49	BATTERIEGROSSSPEICHER Der nächste Baustein für die Energiewende
8	Branche	30	SEETÜCHTIGES SOLARENERGIESYSTEM Solar-Flatrack-Anlage für Küstenschiff	52	WIRTSCHAFTLICHE, EMISSIONSARME ENERGIEVERSORGUNG Batteriespeicher auf der Baustelle
12	Projekte	31	PV-SICHERUNGEN Effizienzsteigerung bei Solarparks	53	NETZPAKET & EEG-REFORM Erlös- und Abregelungsdaten werden zum entscheidenden Faktor
17	EXPERTENTALK Expertentalk zum Thema „Wechselrichter“	32	PV-SICHERUNGEN Kreislaufwirtschaft in der Solarindustrie	54	CLOUDBASIERTE SOFTWARE Effiziente Visualisierung für BHKW
21	E-MOBILITÄT Wechselrichter definiert Leistungsdichte neu			56	Forschung & Entwicklung
22	WECHSELRICHTER Kühlkonzepte für die prozesssichere Stromgewinnung	34	NETZINFRASTRUKTUR UND OPERATIVE FLEXIBILITÄT Energiewende am Netzlimit	57	Produkte
		38	DIGITALE TRANSPARENZ Intelligente Netzüberwachung für resiliente Energienetze	61	MARKT
		41	KI-GESTÜTZTE VORHERSAGEN FÜR DIE STROMVERSORGUNG Erklärbare KI für Energiesysteme	62	INDEX
		42	NORM IEC 61643-41 Überspannungsschutz in DC-Netzen	62	IMPRESSUM
		45	UMSETZUNG VON § 14A ENWG Normkonforme Systemlösungen für Neubau und Bestand		
		46	ENERGIESPEICHER Zukunftsfeste Vanadium-Flow- Technologie aus Europa		

SPECIAL „SMARTER E“ & PHOTOVOLTAIK	SPECIAL „SMARTER E“ & PHOTOVOLTAIK
	25 GROSSBATTERIESPEICHER & CO. Lösungen für Energiesysteme der Zukunft
	26 ENERGIESPEICHERSYSTEME Zugeschnittene Full-Stack- Energiespeicherlösungen
	27 GEWERBESPEICHER Für Ersatzstrom geeignet
	28 ENERGIEMANAGEMENT Umrüstkonzert für bidirektionales Laden in AC-Ladeparks

Negative Preise? Abregelungen? Alles im Griff mit dem **opti.node** Cockpit!

Die Software-Lösung für Betreiber und Asset Manager von Wind- und Solarparks. Ab sofort mit noch mehr Effizienz und Kontrolle über Erlöse.

- ✓ Zentrales Stammdaten-Management mit allen Energiedaten an einem Ort
- ✓ Verbessertes Erlösmonitoring inklusive Förderungen, Vermarktung, Redispatch und Abregelung, präzise und systemseitig integriert
- ✓ Fördergrenzen und Marktmechanismen rechtssicher und transparent abgebildet
- ✓ Direktvermarkter-Abrechnungen per Klick prüfen anstatt manuellem Excel-Marathon
- ✓ Nachvollziehbare Dokumentation für Investoren und Prüfungen
- ✓ Bis zu 80 % Zeitersparnis durch automatisierte Prozesse



WENN ERNEUERBARE ENERGIE AUF FORDERNDE BETRIEBSREALITÄT TRIFFT

Die Energiewende verändert nicht nur, wie Strom erzeugt wird. Sie verändert auch, wann Energie verfügbar sein muss – und wie zuverlässig Industrie, Logistik und kritische Infrastruktur versorgt werden können. Am Kühllogistikstandort der Nagel-Group in Bochum zeigt CellCube, was Long-Duration Energy Storage in der Praxis leistet: Solarstrom wird vom Tag in die Nacht verschoben, Netzengpässe werden entschärft und ein energieintensiver 24/7-Betrieb gewinnt mehr Flexibilität. Ein reales Beispiel dafür, wie sichere, nicht entflammbare Vanadium-Flow-Technologie die nächste Phase der erneuerbaren Energieintegration unterstützt.





Studie zum Investitionswettlauf um Energiespeicher



In den USA und Großbritannien ist das Interesse an BESS am größten. Deutschland punktet bei internationalen Investoren mit verlässlichen Marktstrukturen und hoher Umsetzungssicherheit. Bild: © Mike Mareen/stock.adobe.com

Investitionen in Energiespeichersysteme konzentrieren sich auf eine begrenzte Zahl von Märkten mit besonders günstigen Rahmenbedingungen. Zu diesem Ergebnis kommt die Studie „Capital Unlocks Capacity“ der internationalen Wirtschaftskanzlei DLA Piper, für die 550 Marktteilnehmer aus elf Ländern und Regionen zu ihrer Sicht auf Investitionen in Energiespeicher befragt wurden.

Der weltweite Markt für Energiespeicher entwickelt sich zunehmend zu einem institutionalisierten Markt: Innerhalb von nur fünf Jahren ist aus einem noch wenig gefestigten Investitionsumfeld ein institutioneller, regelbasierter Markt entstanden. Die DLA-Piper-Studie untersucht, wie Investoren, Kreditgeber, Projektentwickler und Betreiber auf die wachsende Nachfrage nach Speicherlösungen reagieren und welche Faktoren ihre Marktbeurteilung maßgeblich prägen.

USA und Großbritannien an der Spitze

25 % der Befragten nennen die USA als attraktivsten Markt für Batteriespeichersysteme. Auf Platz zwei folgt Großbritannien, das 19 % der Umfrageteilnehmer für besonders attraktiv halten. Mit 14 % den dritten Rang belegt China als Weltmarktführer in vielen Bereichen der Batterie-technologie. 11 % der Befragten sehen Deutschland als attraktivsten Markt für BESS-Investitionen in den kommenden drei Jahren, gleichauf mit Kanada und Australien.

Auffällig ist, dass Investitionsentscheidungen weniger von kurzfristigen Marktchancen als von der langfristigen Stabilität regulatorischer und kommerzieller Rahmenbedingungen abhängen: Investoren suchen laut dem Report weiterhin gezielt nach Märkten, die über regulatorische Stabilität und ein klares Geschäftsmodell verfügen. Dadurch hat sich Großbritannien – trotz seiner geringeren Marktgröße – als zweitattraktivster Investitionsstandort positioniert. Deutschland holt insbesondere bei Projektpipelines und Investoreninteresse auf.

Sichere Rahmenbedingungen werden honoriert

Der Studie zufolge lenken Investoren ihr Kapital in jene Länder, in denen sie das größte Potenzial sehen, erfolgreiche Geschäftsmodelle zu standardisieren, zu wiederholen und zu skalieren. Maßgeblich sind dabei vor allem robuste lokale Lieferketten, vorhersehbare regulatorische Rahmenbedingungen, gesicherter Netzzugang sowie die Finanzierbarkeit vertraglich abgesicherter Erlösoptionen.

„Der steigende Energiebedarf durch künstliche Intelligenz und Rechenzentren treibt die Nachfrage nach flexiblen und skalierbaren Energieversorgungslösungen deutlich voran“, sagt Michael Cieslarczyk, Partner bei DLA Piper in Düsseldorf. „Davon profitieren insbesondere Batteriespeicher, die eine zentrale Rolle bei der Stabilisierung wachsender Stromverbräuche übernehmen. Gleichzeitig rücken Märkte in den Fokus internationaler Investoren, in denen

regulatorische Rahmenbedingungen und Geschäftsmodelle bereits eine zuverlässige Skalierung ermöglichen.“

Deutschland zählt zu den attraktivsten Märkten in Europa

In Europa gehört Deutschland zu einer Gruppe von Märkten im erweiterten Spitzenfeld für Energiespeicher. Akteure aus China stufen das Land gar als zweitattraktivsten Markt weltweit ein. Besonders bei Kreditgebern genießt Deutschland hohes Vertrauen; Investoren überzeugt es mit vergleichsweise stabilen Marktstrukturen, verlässlichen regulatorischen Rahmenbedingungen und hoher Umsetzungssicherheit.

„Internationale Investoren und Infrastrukturfonds positionieren Deutschland zunehmend als wichtigen Zielmarkt für großskalige Batteriespeicherprojekte. Treiber sind dabei insbesondere der fortschreitende Ausbau erneuerbarer Energien, zunehmende Volatilitäten im Stromsystem sowie ein strukturell wachsender Bedarf an Flexibilität“, sagt Dr. Manuel Indlekofer, Partner bei DLA Piper in München. „Im internationalen Wettbewerb um Kapital zeigt sich jedoch, dass Investitionen derzeit verstärkt in Märkte mit etablierten und verlässlichen Erlösmechanismen wie die USA und Großbritannien fließen. Für Deutschland wird entscheidend sein, inwieweit sich langfristig bankfähige und skalierbare Geschäftsmodelle etablieren lassen.“

Differenziertere Abwägung von Rendite und Risiko

Gleichzeitig zeigt die Studie, dass sich der Markt weiterhin in einer Entwicklungsphase befindet und Investoren unterschiedliche Risikoprofile zunehmend differenziert bewerten: In weniger entwickelten Märkten sind Kreditgeber dem Report zufolge zurückhaltender, wenn es darum geht, ungesicherte Marktpreisrisiken zu übernehmen. Zugleich zeigt sich der BESS-Markt ausgereifter, sodass Investoren eher bereit sind, Erlösschwankungen zu akzeptieren: 44 % tolerieren einen Anteil zwischen 21 und 40 %. Dies spiegelt die Bereitschaft wider, für höhere Renditechancen zusätzliche Marktpreisrisiken in Kauf zu nehmen und so an Marktpotenzialen zu partizipieren. Insgesamt entwickelt sich der Markt in Richtung einer kombinierten Erlösstruktur, bei der ungesicherte Preisrisiken innerhalb klar definierter Grenzen strategisch mit vertraglich gesicherten Einnahmeströmen kombiniert werden.

Enercon errichtet Fertigung für Rotorblätter in der Türkei

Enercon wird Rotorblätter für das Modell „E-175 EP5 E2“ künftig auch in der Türkei produzieren. Im Zuge der internationalen Markteinführung des neuen Anlagentyps richtet der Hersteller in Bergama, Provinz Izmir, ein neues Rotorblattwerk ein. Im Werk entstehen 700 Jobs. Darüber hinaus sichert das Investment Beschäftigung bei regionalen Zulieferfirmen. E-175 EP5 E2 ist mit 7,0 MW Nennleistung und 175 m Rotordurchmesser Enercons neues Topmodell. Es stellt die zentrale Säule der Marktstrategie und Basis des Lösungsportfolios dar, mit dem Enercon Kunden unterstützt. Der neue Anlagentyp erfreut sich großer internationaler Nachfrage, auch in der Türkei, so der Hersteller: Erst kürzlich hat Enercon mit türkischen Kunden Lieferverträge über mehr als 300 MW gezeichnet. „Mit dem Blattstandort erfüllen wir Local-content-

Vorgaben für die Teilnahme am türkischen Ausschreibungssystem für Onshore-Windparks“, ordnet Enercon-COO Heiko Juritz ein. Die Regeln schreiben vor, Komponenten von Windturbinen zu einem gewissen Anteil im Land zu produzieren. Nur dann werden die Anlagen bei Ausschreibungen der Regierung berücksichtigt.

Das neue Werk Bergama ist in der aktuellen Ausbaustufe auf eine Produktionskapazität von bis zu 150 Blattsätzen pro Jahr ausgelegt. Produzieren wird es primär für den türkischen Markt. Darüber hinaus soll der neue Produktionsstandort E-175 EP5 E2-Rotorblätter für Windparks in Ost- und Südeuropa zuliefern. „Die Türkei bleibt für Enercon einer der wichtigsten internationalen strategischen Zielmärkte“, betont Juritz. „Unsere Investition in die Fertigung von E-175 EP5 E2-Komponenten ist ein weiteres Bekenntnis zum türkischen Markt. Wir ste-

hen entlang der Prozesskette Produktion, Vertrieb, Installation und Service für unsere Kunden bereit, um gemeinsam den Wind-Onshore-Ausbau und die Energiewende in der Türkei weiter voranzutreiben.“ Die von Enercon in der Türkei installierte Leistung beträgt rund 4 GW. Außerdem ist das Unternehmen mit einer Vertriebs-, Projektmanagement- und Serviceorganisation präsent. ■



Eine eigene Rotorblattfertigung in der Türkei erstellt Enercon für das Modell „E-175 EP5 E2“. Bild: Enercon

my-PV erweitert Geschäftsführung zur Doppelspitze



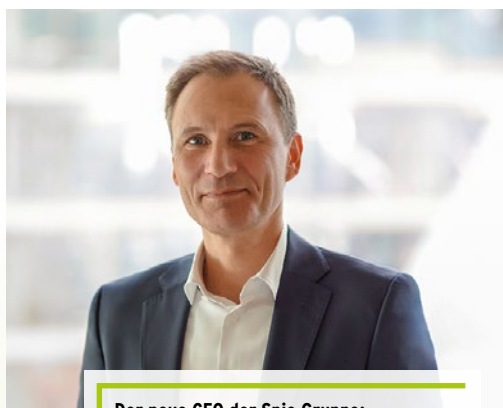
Die neue Doppelspitze beim österreichischen Experten für Photovoltaikwärme my-PV besteht aus Dr. Gerhard Rimpler (links) und Philipp Baumgartner. Bild: my-PV

Mit der Erweiterung der Geschäftsführung stellt der PV-Wärmeexperte my-PV die Weichen für weiteres Wachstum. Seit dem 1. April unterstützt Philipp Baumgartner den seit 2011 tätigen CEO des Unternehmens, Dr. Gerhard Rimpler, als Managing Director Commercial Operations. Während Unternehmensgründer Rimpler sich weiter um alle technischen Belange kümmert, leitet der Wirtschaftsingenieur Baumgartner ab sofort die kaufmännischen Abteilungen mit Schwerpunkt International Sales des Unternehmens. Baumgartner hat sowohl einen technischen als auch einen kaufmännischen Hintergrund und bringt neben einem Abschluss als Wirtschaftsingenieur einen Magister im Bereich Business Consulting und einen Master of Business Administration mit. Seit 2004 war der 46-jährige Österreicher in verschiedenen Führungspositionen insbesondere bei internationalen

Heizungs- und Kältetechnikunternehmen tätig. Dabei legte er stets großen Wert darauf, nachhaltige Technologien voranzubringen, Wertschöpfungsketten kontinuierlich zu verbessern und Arbeitgebermarken zu stärken – mit großem Erfolg. Zum Beispiel gelang es ihm bei seinem letzten Arbeitgeber – einer Kältetechnik- und Wärmepumpenfirma mit rund 300 Mitarbeitern –, den Umsatz des Unternehmens innerhalb von neun Jahren um mehr als 90 % zu steigern und den Gewinn deutlich zu erhöhen. Außerdem leitete er dort die Transformation in Richtung natürliche Kältemittel und Wärmepumpen ein. Auch dank seines Einsatzes für das Employer Branding und die strategische Gewinnung top qualifizierter Arbeitskräfte erhielt das Unternehmen 2025 die Auszeichnung „kununu Top Company Award“ und erreichte eine Top-3-Platzierung bei den „Austria's Leading Companies“. ■

Markus Holzke ist neuer CEO der Spie Gruppe

Spie, Anbieter multitechnischer Dienstleistungen in den Bereichen Energie und Kommunikation, hat auf der Hauptversammlung in Paris den Wechsel der Unternehmensspitze vollzogen: Markus Holzke ist nun CEO der Gruppe. Zum 1. Mai 2026 übergab er den



Der neue CEO der Spie Gruppe:
Markus Holzke. Bild: Spie

Staffelstab an Rainer Hollang, der die Geschäftsführung von Spie Germany Switzerland Austria übernimmt. Unter der Führung von Holzke ist Spie Germany Switzerland Austria zur größten Einheit der Gruppe gewachsen. Seit 2013 hat sich Spie Germany Switzerland Austria – zunächst unter dem Namen Spie, später als Spie Deutschland & Zentraleuropa – mit einem stetig wachsenden Leistungsportfolio zum führenden Multitechnikdienstleister für Gebäude, Anlagen und Infrastrukturen entwickelt und das Dienstleistungsportfolio durch resilientes organisches Wachstum und 39 Akquisitionen konsequent ausgebaut: Von circa 300 Beschäftigten 2013 wuchs die Belegschaft auf 20.700 Beschäftigte 2025 an und erwirtschaftete einen Umsatz von mehr als 4 Milliarden Euro. Neben der wirtschaftlichen Entwicklung standen vor allem die Themen „One Spie“, „Employer of choice“ sowie das Invest in Sustainability

und in Digitalisierung/AI als Wettbewerbsvorteile im Mittelpunkt der strategischen Ausrichtung.

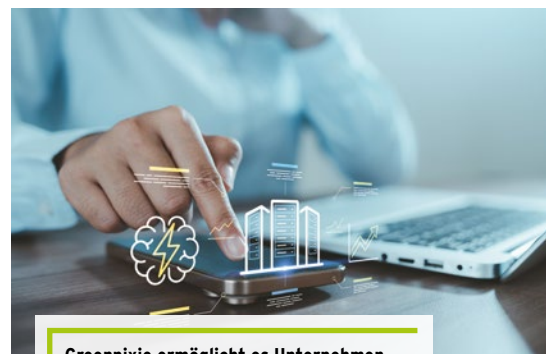
Holzke studierte an der Universität der Bundeswehr in München und schloss als Diplom-Kaufmann ab. Ab 2006 war er in verschiedenen Führungspositionen bei TÜV Süd und Hochtief tätig. Als CFO des Segments Service Solutions der Hochtief Solutions begleitete er federführend den Verkauf des Segments an Spie, das als erste Plattform-Akquisition in Deutschland den Startpunkt für das weitere Wachstum von Spie Germany Switzerland Austria setzte. Nachdem er innerhalb von 13 Jahren Spie Germany Switzerland Austria zur größten Einheit der Spie Gruppe entwickelte, hat er zum 30. April 2026 die Rolle des CEO der Spie Gruppe übernommen. In dieser Rolle bleibt er der Spie Germany Switzerland Austria Gruppe als Aufsichtsratsvorsitzenden erhalten. ■

Verbund X Ventures beteiligt sich an Greenpixie

Verbund X Ventures, der Corporate-Venture-Capital-Arm von Österreichs führendem Energieunternehmen, gibt ein Investment in das britische Technologieunternehmen Greenpixie bekannt. Greenpixie setzt als Cloud-Effizienzlösung für die Energiewende an. Neben Verbund X Ventures beteiligen sich auch die Investoren Octopus Ventures, Armajaro und Green Angel Ventures an der Finanzierungsrunde von über 4,5 Millionen Pfund. Das Kernprodukt von Greenpixie ergänzt Cloud- und KI-Infrastrukturen um eine entscheidende Intelligenzschicht für fundierte Entscheidungen. Während herkömmliche Tools primär die Kosten überwachen, macht Greenpixie die Auswirkungen von Cloudressourcen auf CO₂-Emissionen, Energie- und Wasserverbrauch auf Zeilebene sichtbar. Diese nutzungsbasierte Messtechnologie (ISO-14064-verifiziert) ermöglicht es Unternehmen, unnötigen Cloud- und KI-Verbrauch

präzise zu identifizieren und in der Folge zu reduzieren. Schätzungen zufolge werden weltweit jährlich Milliarden Dollar für ungenutzte Cloudressourcen verschwendet. Greenpixie positioniert sich hier nicht nur als Reportingtool, sondern als Enabler für Cloud- und KI-Effizienz.

Globale Konzerne wie Mastercard und Unilever setzen bereits auf die Lösung von Greenpixie. Eine Fallstudie mit Mastercard belegt die Hebelwirkung: Durch die Implementierung konnten schon in den ersten neun Monaten Einsparungen in Millionenhöhe erzielt werden. Ein Wettbewerbsvorteil ist die nahtlose Integration in etablierte Cloud Financial Management Tools wie „Flexera“ oder „Apptio“ (IBM). Dieser Partneransatz ermöglicht Greenpixie den Zugang zu einem breiten Kundenstamm und erleichtert die Skalierung über bestehende Kundenökosysteme. An der Finanzierungsrunde beteiligen sich neben Verbund X Ventures auch Green Angel



Greenpixie ermöglicht es Unternehmen, unnötigen Cloud- und KI-Verbrauch zu identifizieren und in der Folge zu reduzieren. Bild: © HappyEva/stock.adobe.com

Ventures, ein auf Klimatechnologien spezialisierter Investor, sowie Armajaro und Octopus Ventures, zwei international aktive Venture-Capital-Investoren mit starkem Fokus auf wachstumsstarke Technologieunternehmen. Gemeinsam unterstützen die internationalen Investoren die weitere Skalierung der Greenpixie-Plattform. ■

Ladeinfrastruktur: Vom Rückgrat der E-Mobilität zur kritischen Infrastruktur?

Die Diskussion um Elektromobilität wird oft emotional geführt – von Kaufprämien bis zur „Reichweitenangst“. Doch ein Blick in die Statistik zeigt: Die Mobilitätswende nimmt Fahrt auf. Batterieelektrische Pkw erreichten 2025 ganze 545.142 Neuzulassungen. Das sind 19,1 % aller neu zugelassenen Pkw. Gegenüber 2024 entspricht es bei den BEV-Zulassungen sogar einem Zuwachs von 43 %. Dabei wächst mit jedem zusätzlichen E-Auto der Bedarf an Ladeinfrastruktur. Sie muss nicht nur flächendeckend verfügbar sein, sondern auch sicher – sowohl im Betrieb als auch der IT. Denn fallen Ladeparks an Autobahnen, Rasthöfen und in Depots aus oder werden gar Ziel von Cyberangriffen, kann dies erhebliche Folgen für Verkehr, Wirtschaft und Gesellschaft haben. Spätestens damit rückt Ladeinfrastruktur in eine neue Dimension: Sie entwickelt sich zu einem Faktor der Versorgungssicherheit.

Warum Ladeinfrastruktur zum Sicherheitsfaktor wird

Bislang wird Ladeinfrastruktur in Deutschland nicht flächendeckend als kritische Infrastruktur (KRITIS) eingestuft. Doch ihre Bedeutung steigt rasant – und damit das Interesse der Sicherheitsbehörden.

Besonders große Ladeparks können schon heute unter KRITIS-Regeln fallen. Und mit der europäischen NIS2-Richtlinie wird die Zahl der betroffenen Betreiber künftig noch deutlich zunehmen: Schon Unternehmen ab 50 Mitarbeitenden oder 10 Millionen Euro Jahresumsatz werden dann reguliert. Für Betreiber bedeutet das: Sie müssen sich auf verschärfte Anforderungen einstellen – von IT-Sicherheitsmanagement über Meldepflichten bis hin zu Notfallplänen. Zugleich gilt es, Kundendaten, Zahlungsprozesse und die Kommunikationsschnittstellen zwischen Fahrzeug, Ladesäule und Backend zuverlässig zu schützen.

Was auf Betreiber zukommt

Das Whitepaper „Ladeinfrastruktur als Kritische Infrastruktur in Deutschland“ gibt kompakt Antworten auf die Fragen:

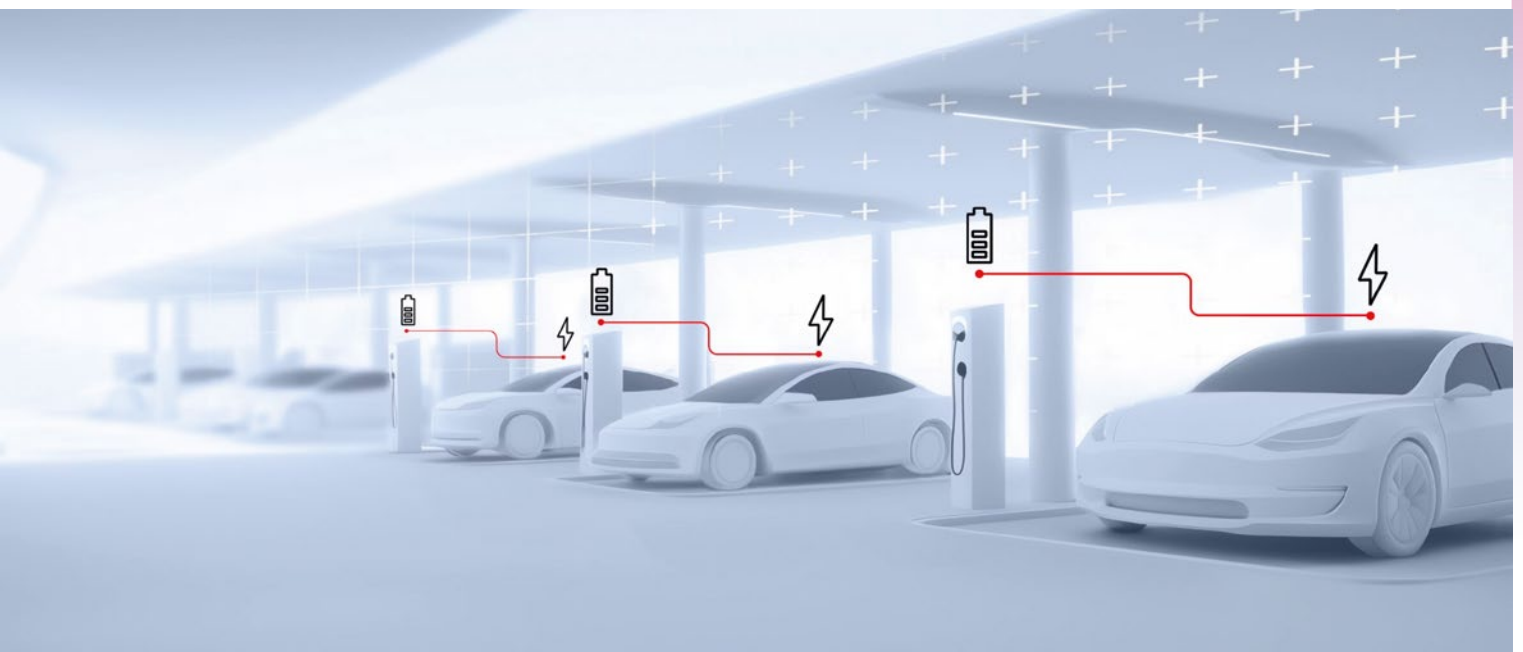
- Welche gesetzlichen Grundlagen gelten heute?
- Welche Schwellenwerte sind relevant – und wo liegt die Einstufungsschwelle für Ladeinfrastruktur?
- Welche zusätzlichen Pflichten bringt die NIS2-Richtlinie ab 2025?
- Welche organisatorischen und technischen Maßnahmen sind Pflicht?

Das Fazit ist klar: Betreiber, die frühzeitig handeln, verschaffen sich nicht nur Rechtssicherheit, sondern auch einen Wettbewerbsvorteil. Eine zuverlässige und sichere Ladeinfrastruktur schafft Vertrauen – bei Nutzern, Partnern und Behörden.

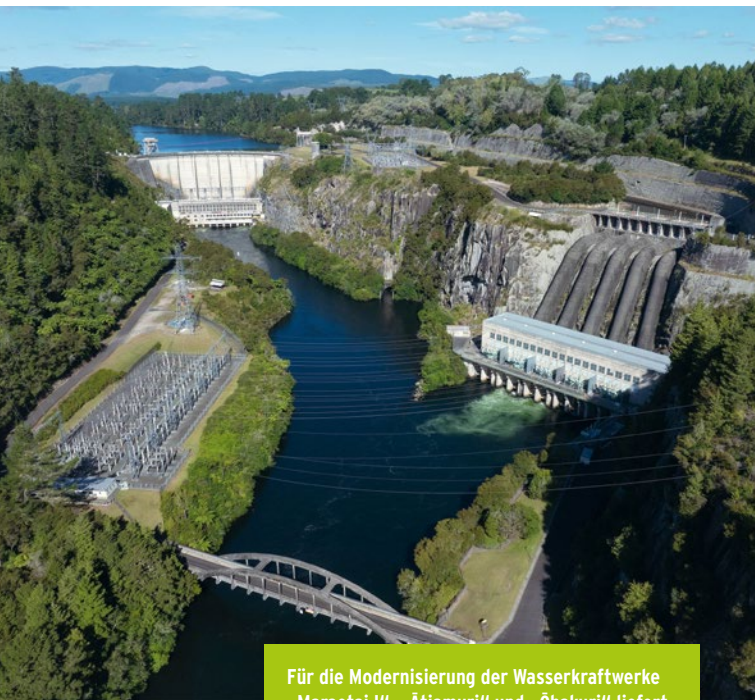
Orientierung für Betreiber

Mit der ABB-Software „dynovaPRO“ stehen Unternehmen schon heute Lösungen zur Verfügung, die KRITIS-konform sind und somit helfen, die regulatorischen Vorgaben zuverlässig zu erfüllen. Wer rechtzeitig investiert, reduziert Risiken, vermeidet Ausfälle – und macht die eigene Ladeinfrastruktur fit für die Zukunft. ■

Ladeinfrastruktur:
Vom Rückgrat der Elektromobilität
zur Kritischen Infrastruktur? –
Destination Zukunft



Andritz modernisiert drei Wasserkraftwerke in Neuseeland



Für die Modernisierung der Wasserkraftwerke „Maraetai I“, „Ātiāmuri“ und „Ōhakuri“ liefert Andritz neue Turbinen, Generatoren, Regler sowie zugehörige elektromechanische Ausrüstung.

Bild: Mercury, Stephen Wells

Mercury NZ hat Andritz mit der Lieferung von 9 Turbinen und 13 Generatoren für die umfassende Modernisierung der Wasserkraftwerke „Maraetai I“, „Ātiāmuri“ und „Ōhakuri“ in Neuseeland beauftragt. Das Projekt soll eine zuverlässige Stromversorgung unterstützen, die Leistung der Kraftwerke erhöhen und die Nutzung erneuerbarer Energien in Neuseeland weiter stärken. Die drei Kraftwerke von Mercury sind ein wichtiger Bestandteil der Stromerzeugung am Waikato-Fluss, die insgesamt etwa 10 % des neuseeländischen Stroms liefert. Die in den 1950er und 1960er Jahren errichteten Anlagen werden nun umfassend modernisiert. Andritz liefert dafür neue Turbinen, Generatoren, Regler und zugehörige elektromechanische Ausrüstung. Dadurch wird die installierte Gesamtleistung von derzeit 376 um rund 76 MW erhöht, die jährliche Stromerzeugung um 87 GWh gesteigert und langfristig ein zuverlässiger Betrieb sichergestellt. Andritz ist für Konstruktion, Fertigung, Installation, Tests und Inbetriebnahme der Komponenten sowie der Zusatzausrüstung verantwortlich. Die Fertigung erfolgt in Produktionsstätten in Österreich. Der Auftragswert liegt im unteren dreistelligen Millionen-Euro-Bereich und ist im Auftragseingang von Andritz für das erste Quartal 2026 enthalten.

Nach der Modernisierung der Wasserkraftwerke „Karāpiro“, „Aratitia“ und „Whakamaru“ ist dies bereits der vierte Auftrag, den Andritz von Mercury erhält. Er stärkt die Position des Technologiekonzerns im neuseeländischen Wasserkraftsektor und unterstreicht die umfassende Erfahrung bei der Umsetzung von Wasserkraftlösungen für eine stabile und wachsende Versorgung mit erneuerbarer Energie. Das Unternehmen Mercury produziert mit seinen Anlagen nahezu 20 % des Stroms in Neuseeland – gänzlich aus Wasserkraft, Geothermie und Wind. Jährlich sind das rund 8.000 GWh Strom. Schon heute stammen rund 85 bis 90 % der Stromerzeugung Neuseelands aus Erneuerbaren, bis 2030 wird ein Anteil von über 98 % angestrebt.

PNE-Gruppe nimmt Windpark „Gnutz Ost“ in Betrieb

Die PNE-Gruppe hat den Windpark Gnutz Ost in Schleswig-Holstein ans Netz genommen. Der Park umfasst drei moderne Windenergieanlagen mit einer installierten Gesamtleistung von 18 MW. Zum Einsatz kommen zwei Anlagen vom Typ „Vestas V162“ und eine Anlage vom Typ „V150“ mit je 6 MW Leistung. Mit seiner Gesamtproduktion kann der Windpark den jährlichen Strombedarf von rund 11.600 3-Personen-Haushalten decken. Das Projekt wurde in enger Zusammenarbeit mit den beteiligten Gemeinden, lokalen Partnern sowie den Landeigentümern realisiert. Die regionale Wertschöpfung des Projekts zeigt sich insbesondere in einer eigens zu diesem Zweck gegründeten lokalen Stiftung. Über diese Stiftung fließen Erlöse aus den Windparks Gnutz Ost und „Gnutz West“, die beide von der PNE-Gruppe umgesetzt wurden, in gemeinnützige Vorhaben in der Region. Beispiele hierfür sind die Unterstützung von Kindergärten oder die Sanierung von Spielplätzen. Mit der Inbetriebnahme wird der Windpark Gnutz Ost in das Eigenbetriebsportfolio der PNE-Gruppe überführt. Das Eigenbetriebsportfolio umfasst damit Anlagen mit einer Gesamtleistung von rund 484 MW. Die Integration des Windparks stärkt die Position der PNE-Gruppe als unabhängiger Stromerzeuger, leistet einen langfristigen Beitrag zu stabilen Cashflows und unterstützt eine nachhaltige Energieversorgung. Die technische und kaufmännische Betriebsführung übernimmt energy consult, eine Tochtergesellschaft von PNE. Bereits im Juli 2025 hatte die PNE-Gruppe den benachbarten Windpark Gnutz West mit einer Leistung von 30,8 MW fertiggestellt. Darüber hinaus bestehen im südlich angrenzenden Bereich weitere Entwicklungsperspektiven. Auf einer gesicherten Fläche ist dort die Errichtung von bis zu vier zusätzlichen Windenergieanlagen geplant.



Drei neue Windenergieanlagen mit insgesamt 18 MW hat PNE im Windpark „Gnutz Ost“ ans Netz gebracht.

Bild: © DawDunja/stock.adobe.com

Murauer Stadtwerke setzen auf Großspeicher von Ads-Tec Energy

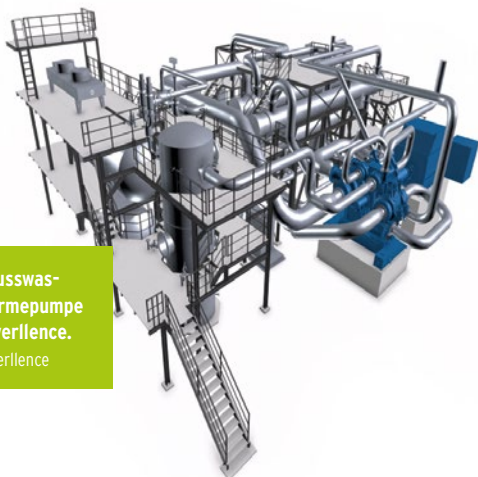
Mit der Anlieferung eines neuen Batteriespeichersystems gehen die Murauer Stadtwerke einen weiteren Schritt zur Absicherung und Flexibilisierung ihrer regionalen Energieversorgung. Ads-Tec Energy liefert dafür zwei Großspeicher mit insgesamt 10 MWh Kapazität und 4,8 MW Leistung am Standort eines bestehenden Wasserkraftwerks in Murau. Das System soll unter anderem zur Lastspitzenkappung, Netzstabilisierung sowie zur Integration regional erzeugter Energie aus Wasserkraft und Photovoltaik eingesetzt werden. Gleichzeitig entsteht eine technische Grundlage für einen stabilen Inselbetrieb bei Netzausfällen. Im Falle einer Störung baut das Batteriespeichersystem innerhalb von Millisekunden ein stabiles Inselnetz auf und liefert die notwendige Spannungs- und Frequenzreferenz. Das Wasserkraftwerk synchronisiert sich automatisch darauf und beginnt mit der Einspeisung. Während die Wasserkraft die Grundlast übernimmt, gleicht der Speicher Lastsprünge aus und puffert Überschüsse.

Ads-Tec Energy liefert die Speicher als integrierte Full-Skid-Lösung inklusive Wechselrichter, Transformator und Energiesystemtechnik. Dabei werden die zentralen Komponenten bereits werkseitig vormontiert und als weitgehend betriebsbereites Gesamtsystem geliefert. Neben der Hardware übernimmt Ads-Tec Energy auch die Integration des Batteriesystems in die bestehende Infrastruktur der Stadtwerke. Die Inbetriebnahme der Anlage ist für Sommer 2026 geplant. Das Projekt ist Teil mehrerer Energieinfrastrukturmaßnahmen in Murau zur Erhöhung der Versorgungssicherheit und Netzstabilität. Parallel investieren die Murauer Stadtwerke unter anderem in den Ausbau des Stromnetzes sowie in zusätzliche Wasserkraftkapazitäten. Das neue Kraftwerk „Murau West“ soll künftig rund 4.300 Haushalte mit Strom versorgen.



Protagonisten des Projektes:
Michael Rudloff, COO Ads-Tec Energy, Günther Staber, Managing Director Murauer Stadtwerke, und Roland Klaus, CEO Ads-Tec Energy Austria (von links).
Bild: Ads-Tec Energy

Baubeginn für Europas größte Flusswasserwärmepumpe



Die Flusswasserwärmepumpe von Everllence.
Bild: Everllence

Der Bau von Europas größter Flusswasserwärmepumpe erreicht einen wichtigen Meilenstein: Am Standort Köln-Niehl beginnt die Hauptbauphase des Projektes. Die von Everllence gelieferte 150-MW-Anlage wird künftig rund 50.000 Haushalte mit klimaneutraler Fernwärme versorgen und jährlich etwa 100.000 t CO₂ einsparen. Während die Bauarbeiten vor Ort nun Fahrt aufnehmen, ist die Fertigung zentraler Anlagenkomponenten in den Werken von Everllence schon weit fortgeschritten. Die Inbetriebnahme der Anlage ist für 2028 vorgesehen. Die Großwärmepumpenanlage nutzt Wasser des Rheins als Energiequelle. Als natürliches Kältemittel kommt Ammoniak zum Einsatz, das in einem geschlossenen Kreislauf zirkuliert. Mit einer Wärmeleistung von 150 MW wird die Anlage die größte Flusswasserwärmepumpe Europas sein. Das System besteht aus drei Großwärmepumpenmodulen mit jeweils 50 MW Heizleistung.

Everllence verantwortet das Projekt als Generalunternehmer (EPC – Engineering, Procurement und Construction). Bereits heute haben rund 180 Mitarbeitende des Unternehmens an Planung, Engineering, Fertigung und Projektvorbereitung mitgewirkt. Die Herstellung der drei Getriebekompressoren, dem technologischen Herzstück der Anlage, ist weit fortgeschritten. Das Getriebe sowie weitere Bauteile entstehen in Berlin. Die Fertigung der übrigen Kernkomponenten und der abschließende Zusammenbau der Kompressoren erfolgen in Oberhausen. Zum Lieferumfang gehört zudem ein digitales Servicepaket von „Everllence Primeserv“. Es umfasst die Echtzeitüberwachung und die Analyse von Betriebsdaten und unterstützt so einen langfristig zuverlässigen und effizienten Betrieb der Anlage. Mit dem Beginn der Hauptbauphase werden nun die Gebäude und die technische Infrastruktur der Anlage errichtet. Die Umsetzung erfordert die enge Koordination zahlreicher Gewerke und Projektpartner.

Everllence verfügt über umfangreiche Erfahrung bei der Umsetzung von Großwärmepumpenprojekten. In Esbjerg, Dänemark, versorgt heute eine vom Unternehmen realisierte Meerwasser-Großwärmepumpe rund 100.000 Einwohner mit klimafreundlicher Fernwärme. Derzeit errichtet Everllence in Aalborg, Dänemark, die weltweit größte Meerwasser-Großwärmepumpe mit einer Heizleistung von 177 MW.

Host Group baut Biomassekraftwerk in der Region Osnabrück

Die Host Group hat mit dem Bau eines 25-MW-Heizkraftwerks auf Basis von Industrieresthölzern in der Region Osnabrück begonnen. Das Projekt trägt direkt zur industriellen Energiewende bei, da es eine bisher vom Industriekunden genutzte Braunkohlestaubfeuerung sowie zwei Gaskessel ersetzt. Das Biomassekraftwerk soll Mitte 2027 voll betriebsbereit sein. Im Rahmen eines Contracting-Modells stellt die Host Group die schlüsselfertige Technologie bereit und bleibt zugleich Eigentümerin und Betreiberin der Anlage. Damit übernimmt Host die Investition, Einholung von Genehmigungen sowie den täglichen Betrieb für mindestens zwölf Jahre. Der industrielle Nutzer zahlt ausschließlich in die abgenommene Energie – ohne eigene Capex und mit voller Konzentration auf sein Kerngeschäft. Das Projekt umfasst seitens der Host Group ein Investitionsvolumen von rund 35 Millionen Euro. Das von der Rabobank finanzierte Projekt zeigt: Der Ausstieg aus fossilen Brennstoffen kann ein wirtschaftlich tragfähiges Geschäftsmodell sein – vorausgesetzt, Technologie und Partner passen zusammen. Bei steigenden CO₂-Preisen im europäischen Emissionshandelssystem und volatilen fossilen Energiekosten ermöglicht das Technologie und Dienstleistungsmodell langfristig stabile Energiepreise. Damit bietet es industriellen Wärme- und Stromverbrauchern nicht nur finanzielle Vorteile und Planbarkeit, sondern auch klare ökologische Mehrwerte.

Die Anlage soll kontinuierlich bis zu 30 t/h Hochtemperaturprozessdampf sowie 2 MW elektrische Leistung liefern. Als Brennstoff soll lokal verfügbares Industrierestholz dienen – eine Kreislauflösung, die sowohl die strengen EU-Emissionsvorgaben erfüllt als auch die Anforderungen der Erneuerbare-Energien-Richtlinie erfüllt. Die Anlage markiert den Übergang von fossilen Brennstoffen wie Kohle und Erdgas hin zu wettbewerbsfähigen, CO₂ neutralen Reststoffströmen. Jährlich werden dadurch rund 65.000 t CO₂ eingespart. Das Projekt ist ein weiterer Baustein zur Vision der Host Group, die Industrie durch hochentwickelte grüne Energiesysteme zu dekarbonisieren. Das Unternehmen verfolgt das Ziel, bis 2032 insgesamt 25 Millionen t CO₂ einzusparen.



Die Host Group ersetzt in der Region Osnabrück die Braunkohlestaub- und Gasfeuerung eines Industrieunternehmens durch ein 25-MW-Biomassekraftwerk, das mit Industrieresthölzern befeuert wird.

Bild: © Simu Mircea/stock.adobe.com

Porr treibt Arbeiten am Pumpspeicherkraftwerk Forbach voran

Derzeit liegt der Schwerpunkt der Arbeiten am Pumpspeicherkraftwerk Forbach auf dem Beton- und Ausbaufortschritt in den untertägigen Kavernen. Bild: Porr



Tief im Inneren des Schwarzwaldes nimmt das Pumpspeicherkraftwerk Forbach weiter Gestalt an. Im Berginneren verlaufen die Arbeiten planmäßig, aktuell konzentriert sich das Team von Porr Tunnelbau auf den Beton- und Ausbaufortschritt in den untertägigen Kavernen sowie auf die zentralen Bauabschnitte der wasserführenden Systeme. In den Kavernen des Schwarzenbachwerks, des Murgwerks sowie in der Trafokaverne wird kontinuierlich betoniert. Schritt für Schritt entsteht so das technische Herz der künftigen Anlage. Parallel dazu treiben die Teams den Ausbau der Unterwasserstollen von Murg und Schwarzenbach voran. Abschnittsweise werden dort Sohle und Gewölbe hergestellt und verleihen den wasserführenden Systemen ihre endgültige Form. Auch in den Oberwasserbereichen sind deutliche Fortschritte sichtbar. Für das Schwarzenbachwerk wurden bereits die ersten Rohrschüsse der Stahlpanzerung durch das Nachfolgegewerk eingebaut. Im Anschluss hat das Team von Porr Tunnelbau die Stahlrohre einbetoniert und damit dauerhaft konstruktiv gesichert. Ein weiterer wichtiger Schritt auf dem Weg zur späteren Inbetriebnahme. Am Auslaufbauwerk wiederum ist ein Bauabschnitt erfolgreich abgeschlossen: Porr Spezialtiefbau hat sämtliche Ankerarbeiten fertiggestellt. Mit dem nun beginnenden Spannen der Anker wird die Grundlage für den nächsten Bauabschnitt geschaffen. Im Anschluss startet der Aushub der Baugrube und leitet damit die nächste Phase dieses komplexen Infrastrukturprojekts ein. Parallel zu diesen baulichen Fortschritten markiert das Projekt auch einen historischen Einschnitt für den Standort Forbach. Ende März wurde der Anlagenteil Schwarzenbachwerk in Forbach im Rahmen einer vom Auftraggeber EnBW organisierten Feierlichkeit nach über 100 Jahren Betrieb offiziell außer Betrieb genommen. In wenigen Wochen erfolgt die Außerbetriebnahme des Murgwerks. Damit endet die Geschichte einer der traditionsreichsten Energieanlagen der Region. Zugleich beginnt ein neues Kapitel: Mit dem modernen Pumpspeicherkraftwerk entsteht hier ein zukunftsweisender Energiespeicher, der künftig einen wichtigen Beitrag zur Stabilität des Energiesystems leisten wird.

RWE

Energie, auf die man zählen kann. Jederzeit.

Mit erneuerbarer und flexibler Erzeugung sind wir bereit,
den wachsenden Energiebedarf zu decken.

Mehr dazu auf [rwe.com](https://www.rwe.com)



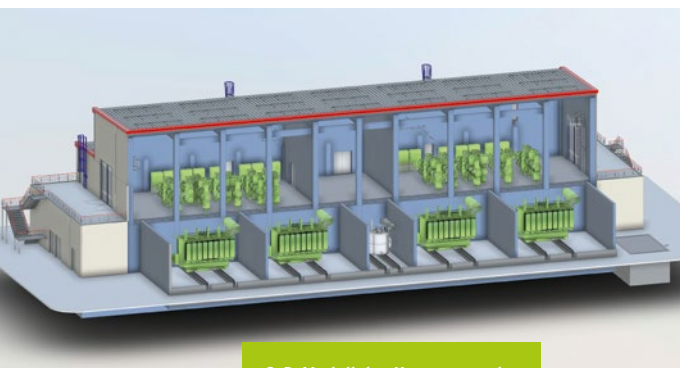
RWE erweitert Solarprojekt und baut Batteriespeicher

RWE treibt im Rheinischen Revier den Ausbau der erneuerbaren Energien weiter voran und erweitert ein Solarprojekt entlang der Autobahn A44n. Nach der Inbetriebnahme der ersten Solaranlagen zwischen Bedburg und Jüchen im vergangenen Jahr hat RWE mit dem Bau der zweiten Ausbaustufe begonnen. Alle Module wurden bereits auf der Unterkonstruktion installiert. Die Anlage soll im vierten Quartal ans Netz gehen und rund 20 MWp zusätzliche Leistung bereitstellen. Damit erhöht sich die Gesamtkapazität des RWE-Solarprojekts an der A44n auf mehr als 100 MW. Insgesamt 171.600 Module werden künftig ausreichend klimafreundlichen Strom erzeugen, um rechnerisch rund 34.000 Haushalte zu versorgen. Parallel dazu investiert RWE in die Errichtung eines 75-MW-Batteriespeichers an der A44n. Dieser wird unter anderem Regellenergie bereitstellen und damit einen wichtigen Beitrag zur Stabilität des Stromnetzes leisten. Die erforderlichen Genehmigungen liegen vor, sodass im Spätsommer mit der Errichtung auf Bedburger Gebiet begonnen werden kann. Nach geplanter Fertigstellung in 2027 soll die Anlage über eine Speicherkapazität von rund 150 MWh verfügen. Der neue Speicher wird über denselben Netzanschluss wie die benachbarte Solaranlage angeschlossen. So wird die bestehende Netzinfrastruktur noch effizienter genutzt. In unmittelbarer Nähe zur Autobahn errichtet RWE derzeit den Windpark „Bedburg 3“ mit einer Kapazität von rund 60 MW. Insgesamt baut und betreibt RWE im Rheinischen Revier Solar- und Windprojekte mit einer Gesamtkapazität von rund 600 MW. Weitere Erneuerbare-Energien-Projekte sind in der Region in Planung.



Entlang der Autobahn zwischen Bedburg und Jüchen liefern bereits 141.000 Solarmodule klimafreundlichen Strom; 30.600 weitere Module folgen bis Ende 2026. Bild: RWE

Spie errichtet drei neue Umspannwerke in Offenbach



3-D-Modell des Umspannwerks Offenbach Ost. Bild: Spie

Im Auftrag der Gesellschaft für Hochspannungsbau Offenbach realisiert Spie bis 2029 drei neue Umspannwerke und stärkt damit die regionale Stromversorgung. Die Anlagen entstehen im Norden, Süden und Osten der Stadt und gehören dem örtlichen Strom- und Gasnetzbetreiber Energienetze Offenbach (ENO). In allen drei Umspannwerken kommen moderne SF₆-freie GIS-Schaltanlagen (Gas Insulated Switchgear) auf 110- und 20-kV-Ebene zum Einsatz. Der Verzicht auf das klimaschädliche Isoliergas Schwefelhexafluorid reduziert den CO₂-Fußabdruck der Anlagen deutlich. „Wir gehören zu den Ersten in Deutschland, die diese Technologie im großen Maßstab bei Projekten umsetzen und so die Marktdurchdringung SF₆-freier Anlagen vorantreiben“, sagt Christoph Bausch, Projektleiter im Geschäftsbereich High Voltage von Spie Germany Switzerland Austria. Spie erbringt für alle drei Umspannwerke die Leistungen: Genehmigungsplanung und Errichtung der Gebäude, Engineering für die Primär- und Sekundärtechnik, Installation der kompletten Schutz- und Leittechnik, Projekt- und Baustellenleitung sowie Inbetriebsetzung der Gesamtanlagen. Die Umsetzung ist anspruchsvoll: Bis zu 5 t schwere Schaltfelder müssen teilweise auf engem Raum im städtischen Umfeld installiert werden. Die Projekte im Überblick lauten:

- Umspannwerk Nord (EVO-Gelände, Andréstraße): 18.000 m³, 110-kV-Schaltanlage mit 14 Schaltfeldern, 20-kV-Schaltanlage mit 52 Schaltfeldern, 4 Transformatoren.
- Umspannwerk Ost (Mülheimer Straße): 18.200 m³, 110-kV-Schaltanlage mit 16 Schaltfeldern, 20-kV-Schaltanlage mit 42 Schaltfeldern, 3 Transformatoren.
- Umspannwerk Süd (Rowentastraße): 10.400 m³, 110-kV-Schaltanlage mit 12 Schaltfeldern, 20-kV-Schaltanlage mit 30 Schaltfeldern, 2 Transformatoren.

Der offizielle Projektstart war im November 2025. Die beiden Umspannwerke Nord und Ost werden parallel umgesetzt (Beginn September 2026), das Umspannwerk Süd folgt im Juli 2027. Die Bauphase dauert rund drei Jahre.



Expertentalk zum Thema „Wechselrichter“

Komponenten moderner Energie- und Speicheranlagen, etwa in der Photovoltaik, wo der Fokus auf erhöhter Effizienz, intelligenter Steuerung und Integration in Energiemanagementsysteme liegt. Welche grundsätzlichen Entwicklungen sehen Sie aktuell für diese Technologie und wie spiegeln sich diese Trends in Ihrem Produktspektrum wider?



THOMAS SPEIDEL

ist CEO von Ads-Tec Energy.

Bild: Ads-Tec Energy

Wechselrichter sind längst mehr als Wandler zwischen Gleichstrom und Wechselstrom. Sie sind die Schnittstelle, an der Energieerzeugung und -abnahme, Speicherung und das physikalische Netz zusammentreffen. Und sie werden zunehmend zu dem Punkt, an dem sich mitentscheidet, wie effizient und souverän ein Energiesystem wirklich ist. Zwei Entwicklungen prägen die Technologie gerade maßgeblich: erstens die Miniaturisierung durch höhere Schalttaktfrequenzen. Leistungshalbleiter, die mit höheren Frequenzen arbeiten, ermöglichen kleinere Bauteile, dünnere Leitungen, weniger Kupfer. Das senkt Kosten und erhöht die Leistungsdichte. Für Anwendungen wie batteriegepufferte Schnellladesysteme oder stationäre Großspeicher ist das unmittelbar relevant für Wirtschaftlichkeit und Skalierbarkeit. Die zweite, tiefgreifendere Entwicklung betrifft die Rolle des Wechselrichters für das Netz selbst. Was früher rotierende Schwungmassen in konventionellen Kraftwerken leisteten, nämlich Trägheit, Spannungshaltung, Frequenzstabilität, kann heute auch per Software in den Wechselrichter implementiert werden. Momentanreserve, Blindleistungskompensation, Netzstützung: Das sind Kernanforderungen, die zunehmend an jede netzgekoppelte Einheit gestellt werden.

Bei Ads-Tec Energy entwickeln wir Wechselrichter in den kompakten Ladesystemen seit Jahren selbst. In unseren batteriegepufferten Schnellladesystemen, nominiert 2022 für den Deutschen Zukunftspreis gemeinsam mit dem Fraunhofer ISE, steckt ein eigener Wechselrichter, der in seiner Kompaktheit Maßstäbe setzte. Diese vollständige Kontrolle über Hardware und Software ermöglicht es, auf neue Anforderungen zu reagieren, ohne von Dritten abhängig zu sein. Das ist kein technischer Selbstzweck. Wer Wechselrichter in kritischer Infrastruktur einsetzt, muss die Kontrolle über ihre Software behalten, auch über die Steuerung und Cybersecurity. Technologische Abhängigkeiten in dieser Schicht des Energiesystems sind ein Risiko, das die Branche und

insbesondere die Politik ernst nehmen müssen. Europäische Technologiesouveränität beginnt hier, an dieser zentralen Schnittstelle. Es geht um Handlungsfähigkeit und Resilienz.



HARALD SCHERLEITNER

bei Fronius International.

Bild: Fronius International

Aktuell sehen wir bei Wechselrichtern zwei zentrale Entwicklungslinien: die Integration in ganzheitliche Energiemanagementlösungen sowie die stark wachsende Bedeutung von Cybersecurity. Technologisch bedeutet das, dass Wechselrichter immer mehr Schnittstellen- und Koordinationsfunktionen innerhalb vernetzter Energiesysteme übernehmen. Sie ermöglichen die intelligente Abstimmung von Photovoltaik, Speichern, E-Mobilität und weiteren Verbrauchern. Parallel gewinnen digitale Funktionen stark an Bedeutung – etwa Echtzeit-Datenverarbeitung, flexible Schnittstellen und die Fähigkeit, aktiv ins Netzgeschehen einzugreifen. Damit werden Wechselrichter zu Enablern für Sektorkopplung, Eigenverbrauchsoptimierung und Netzdienstleistungen. Der Wechselrichter entwickelt sich immer stärker zur zentralen Steuerungsinstanz im Energiesystem. Er entscheidet nicht nur, wie effizient Energie umgewandelt wird, sondern auch, wie intelligent sie genutzt wird. Fronius kombiniert offene Systemarchitektur mit integrierten Monitoring- und Steuerungsfunktionen, die eine nahtlose Einbindung in Energiemanagementlösungen ermöglichen.

Mit der zunehmenden Vernetzung rückt das Thema Cybersecurity noch stärker in den Fokus. Wechselrichter sind heute Teil kritischer Infrastruktur und müssen entsprechend geschützt werden. Die Fronius-Systeme werden in Europa entwickelt und erfüllen strengste Sicherheitsanforderungen. Die Datenhaltung erfolgt ausschließlich auf eigenen Servern in Österreich und europäischen Clouds. Cybersecurity ist für Fronius ein integraler Bestandteil der Produktentwicklung. Ein weiterer Fokus liegt auf Zukunftssicherheit und Flexibilität. Dies wird durch die einfache



Integration von Speichern, E-Mobilität oder Wärmelösungen sichergestellt. Die Produkte und Lösungen von Fronius sind so ausgelegt, dass sie sich an zukünftige Anforderungen anpassen lassen und langfristig zuverlässig im Einsatz bleiben.



DAVID NIEHAUS

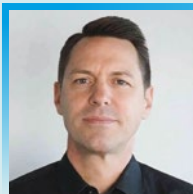
ist Solution Manager für den Gewerbebereich bei Huawei Fusionsolar.

Bild: Huawei Fusionsolar

Wechselrichter sind schon lange nicht mehr nur reine Stromumwandler, die den Direktstrom der PV-Module verträglich für das Netz aufbereiten. Über die letzten Jahre haben sie sich immer mehr zum zentralen Dreh- und Angelpunkt moderner Energieanlagen entwickelt. Gemeinsam mit intelligenten Energiemanagementsystemen entscheiden sie in Millisekunden, wohin der Strom der PV-Anlage fließen soll: In den vorhandenen Energiespeicher, in das Netz, da der Strom an der Börse gerade gut zu verkaufen ist, oder zur Netzstützung einer ganzen Region. Wir als Huawei sehen hier in den drei Bereichen Freifläche, Gewerbe und Eigenheim unterschiedliche Entwicklungen. Im stark wachsenden Freiflächensegment geht der Trend heute ganz klar in Richtung Netzbildung (Grid-Forming). Da konventionelle Kraftwerke sukzessive wegfallen, müssen Erneuerbare wie Solarparks die Stabilität des Stromnetzes mit absichern. Durch die variable Einstrahlung der Sonne funktioniert eine echte Netzbildung jedoch nur im System. Gleichzeitig wird durch die Erhöhung der Systemspannung auf 1.500 V ein neuer Standard gesetzt. Hierdurch lassen sich die Stromgestehungskosten (LCOE) der einzelnen Projekte signifikant senken, beispielsweise durch die Reduktion von Kabelquerschnitten. Genau hier setzen wir als Huawei mit unserem neuen „SUN2000-506KTL“-Wechselrichter an. Er bringt die netzbildenden Eigenschaften mit, holt das Maximum aus der 1.500-V-Technik heraus und arbeitet im Einklang mit unseren Huawei-Großspeichern als verlässliche Puffer sowie unseren Trafostationen für die Mittelspannung.

Im Gewerbe sehen wir das Thema Sicherheit auf dem Dach als einen der wichtigsten Punkte der nächsten Jahre. Das Ziel ist es, allzeit sichere Anlagen zu bauen, die auch auf DC-seitige Fehler durch Alterungserscheinungen (wie aufgeschauerte Kabel) oder mögliche Tierschäden verlässlich reagieren. Hierfür haben wir mit der Plattform der „SUN2000-150K-MG0“-Wechselrichter bereits die passenden Antworten gefunden, die proaktiven Schutz bieten. Mit einem intelligenten Erdschlussschutz (DC-to-ground Protection) kann unser System software- und hardwareseitig DC-Fehler innerhalb von 50 ms beenden. Somit wird nicht nur die Anlage, sondern auch die Immobilie allzeit geschützt. Zum erweiterten Schutz zählen Temperatursensoren auf der DC- und AC-Seite sowie eine KI-gestützte Lichtbogenerkennung (AFCI) auf bis zu 450 m Leitungslänge und weitere Sicherheitsfeatures. Zudem sehen wir den Trend der Hybridisierung im Gewerbebereich, für den wir als Huawei zur passenden Zeit eine starke Antwort parat haben werden.

Betrachten wir nun zum Schluss den Eigenheimbereich, wo ganz klar die intelligente Sektorenkopplung im Fokus steht. Der Wechselrichter garantiert als Herzstück im Einklang mit dem Energiemanagementsystem, dem Gehirn der Anlage, dass die Energie immer genau dort landet, wo sie den größten Nutzen bringt. Egal, ob als direkter Haushaltsstrom zur Maximierung der Autarkie, beim Laden des E-Autos mit reinem PV-Überschuss oder beim kostenoptimierten Zusammenspiel mit Wärmepumpen und dynamischen Stromtarifen. Neben dieser hohen Flexibilität bietet unsere „SUN2000-MAP0“-Wechselrichterplattform auch ein hohes Maß an Sicherheit für das eigene Zuhause. Die MAP0-Serie ist mit demselben schnellen DC-to-ground-Protection-Feature ausgestattet wie unser Gewerbegerät SUN2000-150K-MG0. Auch wenn sich der Markt in Richtung kompakter All-in-one-Systeme bewegt, haben wir diese Entwicklung fest im Blick und werden rechtzeitig die passende Lösung in der bekannten Huawei-Qualität und -Intelligenz präsentieren.



MATTHIAS HAAG

ist CTO/CSO bei Kaco new energy.

Bild: Kaco new energy

Die Wechselrichterlandschaft befindet sich im Wandel: Neben möglichst hoher Effizienz bestimmen heute vor allem Cybersecurity und Resilienz mit klarem Herkunftsnachweis die Anforderungen (Made in EU). Hohe Wirkungsgrade sind dabei ein zentraler Wirtschaftsfaktor. Große Energieausbeute und geringe Verluste entscheiden über die Rentabilität von PV- und Speicherprojekten und tragen zugleich zur Stabilität erneuerbarer Energiesysteme bei. Gleichzeitig wird Cybersecurity zur Schlüsselanforderung. Mit der zunehmenden Vernetzung werden Wechselrichter zu kritischen Komponenten der Energieinfrastruktur – entsprechend wichtig sind ganzheitliche Sicherheitskonzepte, kontinuierliche Updates und minimierte Angriffsflächen. Auch Resilienz gewinnt strategisch an Bedeutung: Europäische Wertschöpfung, robuste Lieferketten und technologische Souveränität sind entscheidend für eine sichere, unabhängige Energieversorgung. Made in EU steht damit für weit mehr als Qualität – nämlich für Zukunftsfähigkeit.

Kaco new energy adressiert diese Trends konsequent: Die „blueplanet gridsave“-Serie steht für hohe Effizienz und erreicht dank moderner SiC-Technologie Wirkungsgrade von bis zu 98,9 % – für hohe Performance im Speicherbetrieb. Der „blueplanet 360 NX3“ setzt wie die Geräte der blueplanet-gridsave-Serie neue Maßstäbe in der Cybersecurity – mit verschlüsselter Kommunikation, signierter Firmware, reduzierter Angriffsfläche und kontinuierlichen Sicherheitstests im Rahmen eines ganzheitlichen Konzepts. Resilienz und Made in EU stehen in unserem Portfolio im Fokus. Dies zeigt der „blueplanet 125 NX3“ exemplarisch: Er verdeutlicht den Anspruch an europäische Fertigung, hohe Qualitätsstandards und stabile Lieferketten – als wesentliche Bausteine für eine unabhängige Energieinfrastruktur. Unser An-

EXPERTENTALK

satz: Effizienz, Sicherheit und Herkunft werden zu einem integrierten Leistungsversprechen – für eine nachhaltige, resiliente Energiezukunft in Europa. Mit über 25 Jahren Erfahrung in der Branche bleibt Kaco new energy ein verlässlicher Partner für alle Marktakteure.



THOMAS THIERSCHMIDT

ist Solution Manager EMEAS
bei SMA Solar Technology.

Bild: SMA Solar Technology

Die Anlagenleistung von PV-Systemen nimmt zu. Durch die steigende Elektrifizierung der Verbraucher – sie nutzen zunehmend Wärmepumpen und E-Fahrzeuge – sowie durch geänderte normative und gesetzliche Vorgaben (ENWG, EEG) müssen PV-Systeme immer komplexere Anforderungen erfüllen, um für Verbraucher ein bestmögliches Ergebnis zu liefern. Dafür sind ein intelligentes Energiemanagementsystem und

die Vernetzung der Verbraucher unabdingbar. Auch das Thema Cybersicherheit gewinnt damit an Bedeutung. PV-Anlagen sind an das Internet angebunden und werden dadurch zu einem möglichen Einfallstor für Hacker. SMA nimmt Cybersicherheit als zentralen Bestandteil der Digitalisierung der Energiewende sehr ernst. Sie ist kein Zusatz, sondern Grundprinzip: Von der vollständig inhouse entwickelten Hard- und Software bis hin zur Cloud und Datenverarbeitung. Genau deshalb denken wir immer in zwei Dimensionen: Produktsicherheit und Datensicherheit. Zum einen stellen wir sicher, dass unsere Geräte und Cloudanwendungen von Anfang an nach höchsten Sicherheitsstandards entwickelt und betrieben werden – nachgewiesen durch die ISO-27001-Zertifizierung. Dafür haben wir klare Prozesse entlang der gesamten Entwicklung und lassen unsere Systeme regelmäßig von internen und externen Expertinnen und Experten prüfen. Zum anderen geht es um die Datenseite: Unsere Cloudinfrastruktur und die gesamte Software laufen DSGVO-konform ausschließlich in Europa auf zertifizierten Systemen. Dies stellt sicher, dass Datenzugriff, Verarbeitung und Kontrolle klaren regulatorischen Rahmenbedingungen unterliegen.

Moderner Doppellader
Jetzt auch mit Kreditkartenterminal

witty park 2

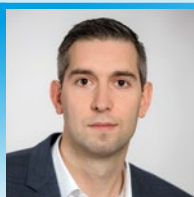
Die AC-Ladelösung für Hotels, Firmenparkplätze und Mehrfamilienhäuser. witty park 2 überzeugt durch einfache Installation, hohe Sicherheit und intuitive Bedienung. Mit zwei Ladepunkten à 22 kW, robustem Metallgehäuse (IP55/IK10), einer zentralen Zuleitung und integriertem RJ45-Stecker für die Durchschleifung der Netzwerktechnik.

Jetzt auch als Version mit Kreditkartenterminal – für flexibles Laden und sichere Abrechnung.



hager.de/witty-park2

Better buildings
Better tomorrows **:hager**



PATRICK JANAK

ist Head of C&I DACH bei Solaredge.

Bild: Solaredge

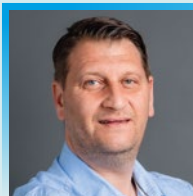
Wechselrichter haben sich längst vom reinen Stromwandler zum intelligenten Betriebssystem moderner Energieinfrastrukturen entwickelt. Im Zentrum stehen Effizienz und Umwandlungstechnologie sowie die intelligente Steuerung komplexer Energiesysteme – von Photovoltaik über Speicher bis hin zu E-Mobilität und dynamischen Strommärkten. Ein technologischer Wandel ist der zunehmende Einsatz von Module-Level Power Electronics (MLPE) und DC-optimierten Systemarchitekturen. Während klassische String-Wechselrichter nach wie vor auf in Reihe geschalteten Modulen basieren – mit dem Nachteil, dass das schwächste Modul die Gesamtleistung limitiert –, ermöglichen Leistungsoptimierer von Solaredge auf Modulebene eine präzise Steuerung jedes einzelnen Moduls. Das steigert die Energieerträge, insbesondere bei bifazialen Modulen, Verschattung, unterschiedlichen Dachausrichtungen oder Modultoleranzen. Ein optimiertes System von Solaredge bietet zugleich ein hohes Maß an Sicherheitsfunktionen wie zum Beispiel Systemabschaltung auf Modulebene, Überwachung der Steckverbindungen mittels „Solaredge Sense Connect“ sowie Transparenz über Anlagenzustand und Performance. Es ergeben sich zusätzliche Freiheitsgrade bei Planung, Monitoring und zukünftiger Systemskalierung. Unterschiedliche Module können in dem System kombiniert werden, da sie mittels Optimierer auf ihren Maximum Power Point (MPP) betrieben werden. Viele berücksichtigen nicht, dass bifaziale Module, die heute Standard sind, mit einem klassische String-Wechselrichter einen erheblichen Teil der Energie auf Basis von Mismatching nicht nutzen können. Daher ist der Einsatz von bifazialen Modulen ohne Optimierertechnologie wirtschaftlich nicht mehr zeitgemäß.

Parallel dazu verändert die fortschreitende Elektrifizierung die Anforderungen an Energiesysteme grundlegend. Wärmepumpen, Batteriespeicher und Elektrofahrzeuge erhöhen die Komplexität des Energieverbrauchs – und den Bedarf an intelligentem Energiemanagement. Moderne Wechselrichter entwickeln sich zu zentralen Steuerungseinheiten, die Energieerzeugung, Speicherung und Verbrauch in Echtzeit managen. Ziel ist ein maximaler Eigenverbrauch bei gleichzeitig optimierten Energiekosten. Entscheidend ist der Einsatz von KI und prädiktiver Software. Intelligente Plattformen analysieren Wetterdaten, Verbrauchsprofile und variable Strompreise, um Lade-, Speicher- und Einspeiseprozesse automatisiert zu optimieren. Haushalte und Unternehmen werden effizienter und zu aktiven Teilnehmern flexibler Energiemärkte.

Die nächste Evolutionsstufe ist das autonome Energiemanagement. Systeme wie „Solaredge One“ optimieren den Energiefluss eigenständig, maximieren den solaren Eigenverbrauch oder nutzen dynamische Tarife gezielt aus, um Stromkosten automatisiert zu senken. Im C&I-Bereich zeigt sich das Potenzial solcher Lösungen: Nach der erfolgreichen Implementierung intelligenter Energiemanagementlösungen erweitert sich die Integration zunehmend um E-Mobilitätsanwendungen und Ladeinfrastruktur.

Damit verschmelzen PV, Speicher und EV-Lösungen zu einem ganzheitlichen, intelligent gesteuerten Energieökosystem.

Mit der Digitalisierung steigt die Relevanz von Sicherheits- und Cybersicherheitslösungen. Wechselrichter sind vernetzte Systeme von kritischer Infrastruktur. Wichtig sind Funktionen wie Safedc, Lichtbogenerkennung, Solaredge Sense Connect und Schnellabschaltung der Energie im Strang. Verschlüsselte Kommunikation und sichere Authentifizierungsverfahren entwickeln sich vom Zusatzmerkmal zum technologischen Standard. Die DC-optimierte Wechselrichterarchitektur, integrierte Speicher- und EV-Ladelösungen sowie die Energiemanagementplattform Solaredge One verbinden Echtzeitoptimierung, intelligente Steuerung und Transparenz über das gesamte Energieökosystem hinweg und bieten ein hohes Maß an Sicherheit, Transparenz und Flexibilität.



MARIO POLLAK

ist Head of Distribution DACH bei Sungrow Europe.

Bild: Sungrowy

Wechselrichter entwickeln sich von reinen Umwandlungseinheiten zu zentralen Steuerungs- und Integrationskomponenten. Sie verbinden PV-Erzeugung, Batteriespeicher, Energiemanagement und Netzanforderungen im Gesamtsystem. Entsprechend geht der Trend weg von Einzelkomponenten hin zu integrierten Lösungen, mit denen Kunden Strom erzeugen, intelligent nutzen, speichern und steuern können. Zugleich steigen die Anforderungen an Leistungsdichte, Effizienz und einfache Installation. Neue Generationen müssen höhere Leistungen auf kleinerem Raum ermöglichen, hohe Wirkungsgrade liefern und Projektkosten senken. Sicherheit, Lebensdauer und Systemzuverlässigkeit gewinnen ebenfalls an Bedeutung – etwa durch Thermomanagement, Brandschutz und Cybersecurity. Zugleich verbessern Systemintegration, Skalierung und Innovation die Wirtschaftlichkeit. Darauf richten wir unser Portfolio aus: etwa mit „SHT“-Hybridwechselrichtern, die im Zusammenspiel mit „SBH“-Batterien und „ihomemanager“ Erzeugung, Speicherung und Verbrauchsoptimierung im Privatkundenbereich eng verknüpfen. Ein zentraler Trend bei größeren Anwendungen ist stärkere Netzunterstützung. Mit dem wachsenden Anteil erneuerbarer Energien werden Frequenzregelung, Grid Services, Schwarzstartfähigkeit und anspruchsvolle Grid Codes wichtiger. Das zeigt sich auch im Angebot für Gewerbe und Industrie: Die C&I-Batterie „Powerstack“ hat den Wechselrichter bereits inkludiert und adressiert Peak Shaving, Eigenverbrauchsoptimierung und Betriebssicherheit. Auf der „Intersolar“ Ende Juli haben wir den neuen 125-kW-Stringwechselrichter „SG125CX-P3“ vorgestellt. Per Parallelschaltung lässt sich die Systemleistung auf bis zu 3 MW skalieren; der Wirkungsgrad beträgt bis zu 98,5%. Der SG125CX-P3 verfügt dabei über eine umfassende aktive Schutzarchitektur, die sich an unterschiedliche Betriebsbedingungen anpasst und die Systemsicherheit erhöht. Fazit: Wechselrichter werden zur intelligenten Schnittstelle der Energiewende – und genau diese Rolle bilden wir mit einem integrierten, effizienten und zukunftsfähigen Produktspektrum über alle Marktsegmente hinweg ab.

Wechselrichter definiert Leistungsdichte neu

Wechselrichter sind die Zentrale moderner Elektroantriebe. Sie steuern den Energiefluss zwischen Batterie und Motor und entscheiden maßgeblich über Effizienz und Performance. Am Fraunhofer IZM wurde diese Schlüsselkomponente nun einmal mehr weiterentwickelt: Ein neuartiger Inverter verarbeitet 500 kW/l und erreicht dank besonders niedriger Induktivität einen Wirkungsgrad von 99 %.

Kräftige Elektromotoren werden meist mit Dreiphasenwechselstrom angetrieben. Das gilt auch für aktuelle E-Autos, deren Batterien die Energie jedoch als Gleichstrom bereitstellen. Für die Umwandlung in Drehstrom sorgt der Wechselrichter. Weil aber der Platz unter der Motorhaube eines Elektroautos begrenzt ist, gilt: je kleiner, desto besser – natürlich bei gleicher Leistung.

Die Gruppe Power Electronic Systems des Fraunhofer IZM hat auf diesem Feld ein weiteres Mal Maßstäbe gesetzt: Im Auftrag von Mitsubishi Heavy Industries (MHI) entwickelten Wiljan Vermeer und seine Kolleginnen und Kollegen einen kostengünstigen Wechselrichter, der bei einer Effizienz von 99 % ganze 0,5 MW Leistung liefert (knapp 680 PS), aber nur einen Liter Volumen beansprucht.

Zwölf SiC-Halbleiter pro eingebettetem Leistungsmodul

Vier Kunstgriffe verleihen dem Wechselrichter dabei den richtigen Dreh. Es beginnt mit dem Leistungsmodul, das in dreifacher Ausführung zum Einsatz kommt, je eins pro Phase. Sie sind durch einen RC-Dämpfer vom Zwischenkreiskondensator entkoppelt, um unerwünschte Schwingungen und andere Nebeneffekte zu reduzieren. In jedem Modul sitzen zwölf Siliziumkarbid-Schalter: die vom Partner und Kunden MHI vorgegebenen Mosfets. Sie sind platzsparend auf Basis von PCB-Technologie direkt in die Leiterplatte eingebettet. Das Ergebnis sind kompakte Module mit einer kleinen elektromagnetischen Grundfläche. Dies führt zu einer effektiven Induktivität von 1 nH – so niedrig, dass die Schaltgeschwindigkeit nicht begrenzt und ein Schalten

am Limit der Mosfets mit 63 V/ns möglich wird. Weil das schnelle Schalten mit wenig Verlusten einhergeht, ist vergleichsweise wenig Kühlleistung erforderlich.

Damit zum zweiten Kniff: Unter den drei Modulen sitzt ein flacher, stranggepresster Aluminiumkühler. Sein niedriger Aufbau spart nicht nur Platz, zugleich erlaubt er einen kurzen thermischen Pfad vom Halbleiter zum Kühlmittel. Im Inneren verlaufen mehr als 40 dünne, leicht gewellte Stege, die dem durchfließenden Kühlmittel ausreichend Berührungsfläche zum Wärmeaustausch bieten. Aluminium überzeugt durch geringe Materialkosten und eine wirtschaftliche Herstellung im Strangpressverfahren: In nur einem Produktionsschritt entsteht so der komplette Kühlkörper – ein Design, das sowohl Platz als auch Kosten spart.

Smarteres Design – vom Laser zusammengeschnitten

Als Drittes kommt das Laserschweißen als Verbindungstechnik ins Spiel: „Die Kontaktpunkte der Stromschienen sind so geformt, dass wir sie per Laser direkt auf die Leiterplatte schweißen können. Schraubverbindungen entfallen damit. Sie würden nicht nur mehr Raum beanspruchen, sondern auch die Induktivitäten erhöhen“, so Vermeer. Die vertikale Integration der beiden Eingangsstromschienen erlaubt es, sie nah genug beieinander zu positionieren, sodass sich ihre Felder nahezu aufheben, was die Induktivität ein weiteres Mal senkt.

Die vierte Maßnahme betrifft die Technologie und Anordnung der Zwischenkreiskondensatoren, die die Leistung der Module puffern. Zusammen mit der Firma Polycharge wurden deren „Nanolam“-Kon-

densatoren für diesen Zweck speziell konfiguriert. Sechs Kondensatoren sind mit den Stromschienen so nebeneinander angeordnet, dass der Gleichstromzwischenkreis trotz seiner Kapazität von 300 mF auf eine Gesamtinduktivität von nur 2 nH kommt. Die Nanotechnologie der Kondensatoren erlaubt eine hohe Leistungsdichte, geht jedoch mit erhöhten thermischen Verlusten einher – eine weitere Herausforderung für die Kühlung.

„Die Kupferanschlüsse der elektrischen Kontakte dienen dabei einer besseren Ableitung der Wärme“, sagt Vermeer. „Wir haben sie so konzipiert, dass die elektrischen Verbindungen die schlechte Wärmeleitung ausgleichen und die Wärme sowohl horizontal als auch vertikal gleichmäßig verteilen. Die Kondensatoren sind zwar für eine Maximaltemperatur von 150 °C ausgelegt, wir haben sie aber auf 130 °C begrenzt, um ihre Zuverlässigkeit zu erhöhen.“ Nach konventionellen Maßstäben ist das noch immer ein sehr hoher Wert. Die überschüssige Wärme wird auf kurzem Weg an den Aluminiumkühler geleitet, über den auch die Wärme der Leistungsmodule abfließt. Dafür ist die Kondensatoreinheit unter dem Kühler platziert und innerhalb des Gehäuses integriert, was den benötigten Raum abermals verkleinert.

Durch die Kombination ausgeklügelter Leistungsmodul-, Kondensator- und Kühlkonzepte hebt der Wechselrichter die 800-V-Antriebstechnik auf ein neues Level. Mit 500 kW/l werden die gängigen Alternativen um das Fünffache übertroffen, die bisherige Spitzentechnologie um das Zweieinhalbfache. Auch die Effizienz von 99 % setzt neue Maßstäbe – bei zugleich moderaten Herstellungskosten für das Gesamtpaket.

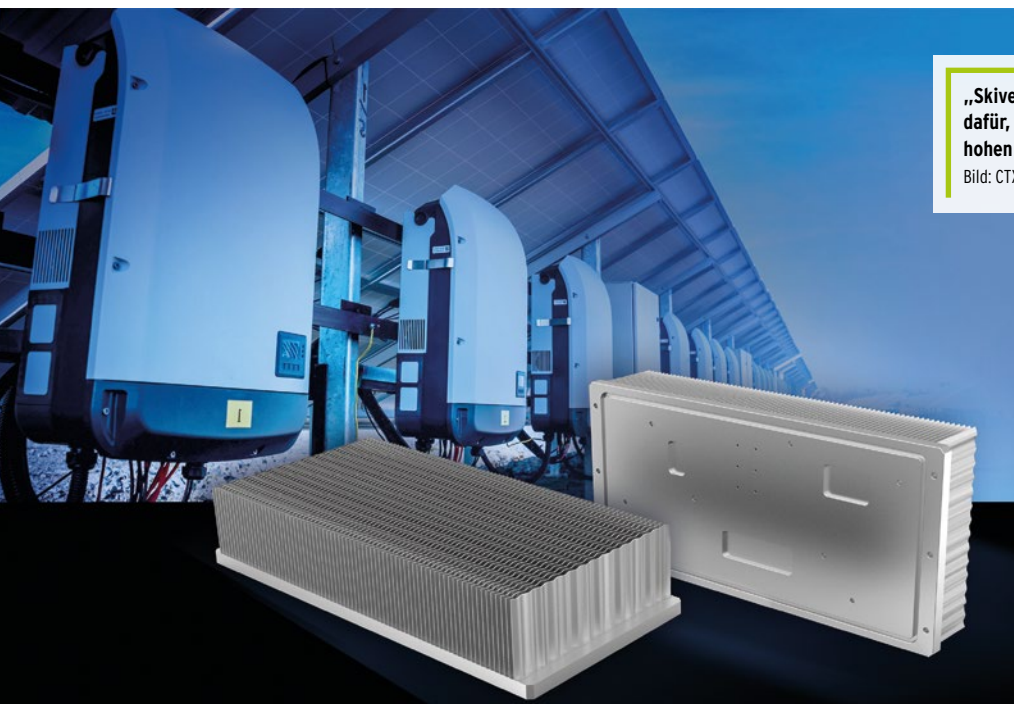


Bei einem Wirkungsgrad von 99 % bietet der neue Wechselrichter des Fraunhofer IZM eine Leistungsdichte von 500 kW/l.

Bild: Fraunhofer IZM

Kühlkonzepte für die prozesssichere Stromgewinnung

In Deutschland wird etwa jedes fünfte Megawatt Strom durch Photovoltaik erzeugt. Laut dem Bundesverband Solarwirtschaft wurden im vergangenen Jahr mittels Solartechnik rund 87,5 TWh Energie gewonnen. Entscheidend für eine möglichst große Stromausbeute ist ein Wechselrichter mit hohem Wirkungsgrad, wobei das Thermomanagement eine entscheidende Rolle spielt. CTX Thermal Solutions bietet Kühlkonzepte für einen störungsfreien Betrieb von PV-Wechselrichtern.



„Skived Fin“-Kühlkörper von CTX sorgen dafür, dass Wechselrichter selbst einen hohen Umwandlungswirkungsgrad erzielen.

Bild: CTX Thermal Solutions, stock.adobe.com - romaset

stahl oder Aluminium. Der geschlossene Kühlkreislauf führt typischerweise Wasser, aber auch Glykol, Öl, Alkohol oder Gase kommen als Kühlmittel zum Einsatz. CTX fertigt Flüssigkeitskühlkörper je nach Anwendung per Extrusion, Druckguss oder weiteren Herstellverfahren. Als günstig für die Kühlung von Halbleiterbauteilen hat sich der Einsatz von kaltfließgepressten Flüssigkeitskühlkörpern mit integrierten Finnen an der Oberseite des Kühlelements erwiesen. Das Fertigungsverfahren sorgt für eine verlustarme Wärmeleitung zwischen Finnen, Kühlrohren und Kühlplatten.

Steigt die Temperatur eines Wechselrichters, passt er seine Leistung nach unten an, und der Wirkungsgrad seiner Spannungsumwandlung sinkt. Einflussfaktoren sind der technische Betrieb, aber auch hohe Umgebungstemperaturen wie bei Außeninstallationen an Gebäuden oder in Solarparks. CTX bedient diesen thermischen Bedarf mit Kühllösungen, die auf einzelne Elektronikmodule, Baugruppen und komplette Wechselrichtersysteme ausgelegt sind.

Kühlende Lamellen am Stück

Eine Variante ist der „Skived Fin“-Passivkühler für hohe Leistungsdichten. Bei seiner Fertigung werden feine Rippen aus einem Aluminium- oder Kupferblock herausgearbeitet, sodass sie mit dem Grundkörper

verbunden bleiben. Das reduziert thermische Übergangswiderstände und verbessert die Wärmeabfuhr. Zugleich lassen sich sehr dünne, lange Rippen in hoher Dichte realisieren, was die wärmeübertragende Oberfläche deutlich vergrößert. Gerade in Wechselrichtern, in denen kompakte Bauweise und hohe Verlustleistungen zusammenkommen, bietet diese Bauform Vorteile.

Über Rohre schnell gekühlt

Als oberste Leistungsklasse aktiver Kühllösungen gelten Wasserkühlkörper. Direkt am Hotspot montiert, führen sie pro Zeiteinheit mehr Wärme ab als jedes andere Kühlsystem. In der Regel bestehen sie aus einer Aluminiumkühlplatte mit eingebetteten Rohren aus Kupfer, Edel-

Kühlung und Schutz in einem

Elektronikgehäuse verbinden die Kühl- und Schutzfunktion in einem Bauteil. CTX nutzt dafür Verfahren wie Druckguss, Extrusion und Stanzbiegen. Mit einer entsprechenden Konstruktion kann das Gehäuse selbst zum Wärmetransport beitragen und den Wechselrichter kühlen. Gleichzeitig schützt es die Elektronik vor Umwelteinflüssen, mechanischer Beanspruchung und elektrostatischer Entladung. Oberflächenbehandlungen wie Pulverbeschichten, Eloxieren oder Lackieren erhöhen die Robustheit. Dies ist für Wechselrichter in PV-Anlagen relevant, weil die Gehäuse nicht nur die Lebensdauer der Elektronik verlängern helfen, sondern im Außeneinsatz auch thermische Reserven schafft. ■

r.energy



SPECIAL „SMARTER E“ & PHOTOVOLTAIK

Die „Smarter E 2026“ ist Geschichte. Rund 105.000 Fachbesucher aus 163 Ländern kamen nach München, um sich zu PV-Technologien, Großenergiespeichern oder dem bidirektionalen Laden zu informieren. Noch gilt es, zurückzublicken und die drei Tage in München Revue passieren zu lassen. Doch der Blick geht schon nach vorn. Und so ist die Photovoltaik die zweite Komponente des aktuellen Specials.

SPECIAL „SMARTER E“ & PHOTOVOLTAIK

Wegweiser für die globale Energiewende

Mit überzeugenden Zahlen – über 2.800 Aussteller und rund 105.000 Besucher aus aller Welt – ging nach drei Tagen im Juni die „The smarter E Europe 2026“ zu Ende. Unter dem Leitmotiv „Accelerating Integrated Energy Solutions“ hatte die Münchner Messeallianz da bereits nachgewiesen: Die Sektorkopplung – das Zusammenspiel von Strom, Wärme und Mobilität – vollzieht ihren Marktdurchbruch auf breiter Front.

Im Fokus der „Intersolar Europe“ stand in diesem Jahr die nächste Generation der Zelltechnologie. Nachdem Topcon-Zellen mittlerweile Standard sind, dominierten diesmal marktreife Perowskit-Silizium-Tandemmodule die Hallen. Mit Wirkungsgraden, die stabil die 30%-Marke angreifen, wird die Photovoltaik so zur günstigsten Energiequelle aller Zeiten. Ein zentrales Thema war in München auch die integrierte PV: Die Messe spiegelte die Fortschritte bei Agri-PV-Anlagen, die Landwirtschaft und Stromerzeugung harmonisieren, aber auch die bei bauwerksintegrierter Photovoltaik. Längst sind PV-Module kein Fremdkörper mehr auf dem Dach, sondern integraler Bestandteil von Fassaden und Infrastrukturen.

Speichersysteme: Skalierung und Nachhaltigkeit

Den massiven Ausbau der globalen Batteriekapazitäten belegte die „ees Europe“. 2026 ist demnach das Jahr der Langzeitspeicher. Neben weiterentwickelten Lithium-Eisenphosphat-Akkus (LFP) präsentierten Hersteller auch großskalige Natrium-Ionen-Batterien für den stationären Einsatz, die ohne kritische Rohstoffe wie Lithium oder Kobalt auskommen und eine deutliche Kostensenkung sowie höhere Umweltverträglichkeit versprechen. Ebenso zu nennen ist in diesem Kontext die Vanadium-Flow-Technologie, die unter anderem durch Nichtbrennbarkeit besticht. Einen weiteren Schwerpunkt legte die ess auf Circular Economy. Gezeigt wurden zum Beispiel automatisierte Demontagelinien für Altbatterien und Second-Life-Konzepte, die ausgediente

E-Auto-Batterien in industrielle Quartierspeicher verwandeln.

Vehicle-to-grid wird Standard

Die „Power2Drive Europe“ markierte in 2026 tatsächlich einen Wendepunkt für das bidirektionale Laden. Was sich 2024 noch in Pilotprojekten darstellte, ist 2026 Serienstandard bei fast allen Neuwagen. Was allerdings noch fehlt, sind relevante Regularien, sodass Elektroautos als rollende Heimspeicher und wichtige Puffer für das Stromnetz fungieren könnten. Quasi in den Startlöchern, präsentierten die Aussteller aber bereits intelligente Wallboxen, die mit KI-gestützten Prognosen den Eigenverbrauch optimieren und Netzdienstleistungen erbringen.

Das Gehirn der Energiewende

Die „EM-Power Europe“ machte in ihrer Ausgabe 2026 einmal mehr deutlich, dass

Hardware allein nicht mehr ausreicht. Es bedarf der Digitalisierung als Bindeglied. Künstliche Intelligenz steuert schon heute komplexe Microgrids und virtuelle Kraftwerke. Und Energiemanagementsysteme sind in der Lage, in Echtzeit auf dynamische Stromtarife zu reagieren und den Betrieb von Wärmepumpen, Speichern und Ladestationen vollautomatisch zu koordinieren. Das Ziel: Ein resilientes, dezentrales Energiesystem, das auch bei hoher Volatilität stabil bleibt.

Fazit und Ausblick

The smarter E Europe 2026 hat gezeigt: Die Technologien zur Erreichung nationaler und internationaler Klimaziele sind vorhanden, skalierbar und wirtschaftlich hochattraktiv. Aktuell verschiebt sich der Fokus von der technischen Machbarkeit hin zur Regulatorik beziehungsweise zur Beschleunigung und zum Infrastrukturaufbau. Die Energiewende ist kein technisches Problem mehr, sondern eine Frage der politischen Rahmenbedingungen und der Umsetzungsgeschwindigkeit. Vor diesem Hintergrund war das Klima in den Hallen geprägt von einer gesunden, politikgehärteten Skepsis, meistens jedoch von Aufbruchsstimmung und Investitionsbereitschaft.

Die nächste The smarter E Europe wird vom 16. bis 18. Juni 2027 erneut in München stattfinden – dann mit einem voraussichtlich noch stärkeren Fokus auf der grünen Wasserstoffwirtschaft und der Dekarbonisierung der Industrie.

Rund 105.000 Fachbesucher aus 163 Ländern besuchten im Juni die „The smarter E Europe“. Bei ihrem Abschied konnten sie sich schon mal den Termin im nächsten Jahr einprägen.

Bild: Solar Promotion



Lösungen für Energiesysteme der Zukunft

Sungrow blickt auf eine erfolgreiche „Intersolar Europe 2026“ zurück. Neben der Präsentation neuer Produkte in den Bereichen PV, Speicher, E-Ladestationen und Wasserstoff unterzeichnete das Unternehmen mehrere Partnerschaftsvereinbarungen im Großanlagen- und Gewerbebereich. Darüber hinaus wurde der netzbildende Großbatteriespeicher „Powertitan 3.0“ in der Kategorie „Energy Storage“ mit dem „Smarter E Award“ ausgezeichnet.

Zu den Highlights am Stand von Sungrow gehörten umfassende Energielösungen, die den Übergang zu einer nachhaltigeren, widerstandsfähigeren Energiezukunft weiter beschleunigen. Anziehungspunkte waren hier:

- **„Powerharbor“, die All-in-one-Speicherlösung für Wohngebäude (10 bis 30 kW/6 bis 60 kWh)**

Ein System, drei Neuheiten: Dazu zählen ein 10-kWh-Batteriemodul, der „ihome-manager Mini“ als KI-gestützte Energiemanagementlösung für eine einfache Steuerung sowie die kompakte Backup-Lösung „Energybridge“, die eine unterbrechungsfreie Stromversorgung sicherstellt sowie den Aufwand bei der Installation und Kosten reduziert.

- **Hochleistungs-String-Wechselrichter „SG125CX-P3“**

Die Lösung adressiert aktuelle Marktanforderungen mit hohem Energieertrag, aktivem Systemschutz und intelligenten Wartungstools. Sie erreicht einen Wirkungsgrad von 98,5 %, unterstützt einen 40-A-2-in-1-Eingangsstrom für Hochleistungsmodulare und reduziert den Wartungsaufwand um bis zu 95 %.



Der netzbildende Großbatteriespeicher „Powertitan 3.0“ wurde in der Kategorie „Energy Storage“ mit dem „Smarter E Award“ ausgezeichnet. Bilder: Sungrow

- **„SG510HX“ String-Wechselrichter und schlüsselfertige Mittelspannungslösung**

Die Lösungen bieten Innovation auf Systemebene über den gesamten Lebenszyklus von PV-Anlagen hinweg. Sie erhöhen die Kosteneffizienz, verkürzen Inbetriebnahmen und stärken die Sicherheit durch koordinierten Schutz zwischen Wechselrichter und Mittelspannungssystem. Gleichzeitig ermöglichen sie eine netzbildende Leistung mit Reaktionszeiten im Millisekundenbereich.

- **Neugestaltung der „isolarcloud“-App**

Sungrow stellte das anpassbare „Energy Cockpit“ vor. Mit KI-gestützten Algorithmen werden komplexe Daten in intuitive, umsetzbare Erkenntnisse übersetzt. In Kombination mit einem neuen gamifizierten Nachhaltigkeitssystem wird die App zum intelligenten, interaktiven Begleiter für das Energiemanagement.

Elektroladesysteme auf einem neuen Level

Darüber hinaus präsentierte Sungrow Charging auf dem Partnerevent „Power2Drive“ mit „Chargepower One“ und „ID-C80E“ integrierte Lösungen für C&I- und Destination-Laden. Erstere integriert ESS, EV Charging, Energiemanagement, PCS und Stromverteilung in einer einzigen AC-gekoppelten Plattform. Das ermöglicht eine Inbetriebnahme in sieben Tagen, reduzierte CAPEX und intelligente Optimierung sowie VPP-Integration. IDC80E ist ein DC-Ladegerät für Destination-Laden mit Inbetriebnahme innerhalb eines Tages, hoher Zuverlässigkeit und skalierbarer langfristiger Leistung.



Der „Powerharbor“ ist eine All-in-one-Speicherlösung für Wohngebäude.

Zugeschnittene Full-Stack-Energiespeicherlösungen

Clou Electronics stellte auf der „ess“ gemeinsam mit Midea Energy zwei neue flüssigkeitsgekühlte Energiespeichersysteme vor: das leichte „Aqua C3.0 Ultra“-System für den Großanwendungsbereich und das „Aqua E261“-System für den gewerblichen und industriellen Einsatz. Außerdem präsentierte das Unternehmen in München seine Full-Stack-AIDC-Energielösung.



Die „Aqua-C“-Serie von Clou: flüssigkeitsgekühlte Energiespeichersysteme für den Großanwendungsbereich.

Bilder: Clou - Mi Energy

Das Energiespeichersystem Aqua C3.0 Ultra ist speziell auf Energiespeicherung im großen Maßstab ausgerichtet. Es bietet eine Kapazität von 5,154 MWh in einem kompakten Container bei einem Gesamtsystemgewicht von weniger als 39 t. Im Vergleich zu herkömmlichen Containersystemen mit 5 MWh, 6,251 MWh oder 7 MWh+ erreicht dieser Speicher ein ausgewogenes Gleichgewicht zwischen Kapazität, Abmessungen und Masse. Dadurch werden die Logistikkosten, der Platzbedarf vor Ort und die Komplexität der Installation reduziert, während sich die Inbetriebnahme beschleunigt. Bei Projekten, die einen Seetransport erfordern, ergeben sich Vorteile bei den Gesamtkosten für den Bau der Anlage.

Ausgestattet mit 587-Ah-Zellen, ist der Aqua C3.0 Ultra in zwei Konfigurationen erhältlich – als DC/AC-All-in-one-Version und als DC-Version. Die Produktreihe verfügt über das Pack-Design der dritten Generation von Clou, wodurch die Anzahl der Komponenten im Vergleich zur Vorgängergeneration um 30 % reduziert wurde. Die DC-Version erreicht eine Energiedichte von 535 kWh/m². Die DC/

AC-All-in-one-Version verfügt über Clous SiC-String-PCS der zweiten Generation, wodurch das Volumen des Wechselrichters um 50 % reduziert wird. Die Systemenergie-dichte beträgt 480 kWh/m².

Sicheres, ertragreiches C&I-Energiespeichersystem

Das flüssigkeitsgekühlte Energiespeichersystem Aqua-E261 eignet sich aufgrund seiner hohen Sicherheit, seines hohen Ertrags sowie der einfachen Wartung und Instandhaltung für große C&I-Nutzer in Europa. Das Gerät verwendet Batterie-zellen mit einer Energiedichte von 314 Ah und einer Kapazität von 261 kWh pro Schrank. Es verfügt über einen vierfachen Sicherheitsschutz von den Batteriezellen bis zum System. Durch ausgewogene Kühlung auf Pack- und Zellebene wird eine Gesamtzelltemperaturdifferenz von $\leq 2,5^\circ\text{C}$ erreicht. Die intelligente Temperaturregelungstechnologie von Clou sorgt für geringe statische Verluste und senkt den Hilfsstromverbrauch um 30 %. Das leistungsstarke PCS ermöglicht eine effiziente Energieumwandlung und wird mit der intelligenten Planungsstrategie des EMS kombiniert, um einen Systemwirkungsgrad von $\geq 90\%$

zu erreichen. Dies bietet herausragende Vorteile auf den europäischen Märkten mit hohen Arbeitskosten.

Koordinierung von Rechenleistung und Stromversorgung

In München präsentierte Midea Energy zudem die durchgängig integrierte Energielösung des Unternehmens für KI-Rechenzentren. Die Lösung basiert auf sechs Kernmodulen: direkte Versorgung mit Ökostrom, Energiespeicherpufferung, transformatorlose Stromumwandlung auf Halbleiterbasis, Full-Stack-Flüssigkeitskühlung, Abwärmegewinnung und Koordinierung von Rechenleistung und Stromversorgung. Damit wird die energetische Grundlage für KI-Rechenzentren gestärkt. Als Kernplattform der AIDC-Energielösung vereint Clou Electronics die Stärken von Midea in den Bereichen Kühlung, intelligenter Fertigung und globalen Lieferketten mit dem eigenen Know-how in den Bereichen Leistungselektronik und Energiespeicherung. Durch die Integration von Energiespeichersystemen, HVDC, SST, BBU und den Maglev-Flüssigkeitskühlaggregaten von Midea bietet die Lösung eine durchgängige Energiearchitektur aus einer Hand für Supercomputing-Zentren der nächsten Generation.



Das „Aqua E261“-System für den gewerblichen und industriellen Einsatz.

Für Ersatzstrom geeignet

Mit dem „CSS-OD“ hat Solaredge einen neuen 107-kWh-Gewerbespeicher für Europa auf den Markt gebracht. Zudem kündigte das Unternehmen auf der „Intersolar Europe 2026“ die Ausweitung seines „Multirange“-Konzepts auf die gesamte europäische Wechselrichterproduktpalette für Gewerbeanlagen an.

Der CSS-OD 107, entwickelt für gewerbliche wie auch industrielle Installationen im Innen- und Außenbereich, besteht aus einem 107-kWh-Batterieschrank in Kombination mit einem 29,9- oder 49,9-kW-Batterie-Wechselrichter. Er lässt sich auf bis zu 2,1 MWh pro Anlage skalieren. Außerdem ist das System ersatzstromfähig – die Ersatzstromfunktion wird voraussichtlich im Laufe des Jahres 2026 über ein Firmwareupdate aktiviert – und darauf ausgelegt, kritische Lasten bei Netzausfällen mit einer nahtlosen Umschaltzeit von weniger als 20 ms zu versorgen. Der Speicher unterstützt mehrere parallel laufende Optimierungsmodi, wodurch Unternehmen eine Reihe von Energiemanagementzielen zeitgleich verfolgen können, darunter maximaler Eigenverbrauch, Spitzenlastabdeckung, Tarifoptimierung (fix, dynamisch) sowie das Management von Einspeise- und Entnahmebegrenzungen. Durch die Wahl zwischen Batteriewechselrichtern mit 29,9 und 49,9 kW Leistung verschafft der CSS-OD 107 Installateuren mehr Flexibilität bei der Anpassung der Speicherleistung an unterschiedliche Lastprofile.

Intelligente Funktion zur Batterieauslegung

Für Installateure ist das System darüber hinaus so konzipiert, dass es die Inbetriebnahme vereinfacht. Die werkseitige Vormontage und Prüfung tragen dazu bei, den Zeitaufwand vor Ort sowie Installationsfehler zu reduzieren, während der Inbetriebnahmeablauf das CSS-OD Local Interface für die Konfiguration vor Ort mit „Solaredge Go“ für die Anlagenweite Inbetriebnahme und das Gerätemanagement über eine einzige App kombiniert. Das Softwaretool „Solaredge Designer“ verfügt über eine intelligente Funktion zur Batterieauslegung, die auf Grundlage der Größe des Dachs der Installation, des Lastprofils sowie der energetischen und

finanziellen Ziele des Kunden die optimale CSS-OD-Konfiguration empfiehlt und so die Systemplanung und -auslegung optimiert.

Sicherheit steht beim CSS-OD 107 im Mittelpunkt. Das System verfügt über eine verbesserte mehrschichtige Sicherheitsarchitektur mit Schutzmaßnahmen auf Zell-, Modul-, Cluster- und Schaltschrankebene. Neben anderen Sicherheitsstandards wurde das System gemäß UL9540A geprüft. Zu den neuen Sicherheitsmerkmalen auf Schaltschrankebene gehören ein Druckentlastungsmodul zur Verringerung des inneren Druckaufbaus, ein CO-Detektor zur Frühwarnung vor thermischem Durchgehen, ein Löschventil für den Einlass von Löschmitteln in den Schaltschrank, ein Ablassventil zur kontrollierten Gasfreisetzung bei thermischem Durchgehen sowie ein akustisch-visueller Alarm, der im Fall eines Brandes oder eines elektrischen Schutzalarms auslöst.

Erweitertes Multi-Range-Konzept

Anlässlich der Münchner Messe gab Solaredge außerdem bekannt, dass die Gewerbewechselrichter des Unternehmens nun auch sein Multirange-Konzept unterstützen. Dies ermöglicht es Installateuren, die Leistung jedes Wechselrichters vor Ort während der Inbetriebnahme mithilfe der App Solaredge Go einzustellen, wodurch die Bestellung und Lagerhaltung mehrerer Teilenummern für verschiedene Leistungsklassen entfällt. Dadurch vereinfacht das Multirange-Konzept die Bestellung, Bestandsverwaltung, Logistik, Installation und Wartung. Das Konzept, das in Europa bereits für ausgewählte Wechselrichter für Privathaushalte und den gewerblichen Synergy-Wechselrichter eingeführt wurde, wurde nun auf das gesamte C&I-PV-Wechselrichter-Portfolio von Solaredge ausgeweitet. ■



Solaredge stellte auf der „Intersolar 2026“ das neue gewerbliche Speichersystem „CSS-OD 107“ vor.
Bild: Solaredge

Umrüstkonzept für bidirektionales Laden in AC-Ladeparks

Der Energiedienstleister Cubos präsentierte auf der „Power2Drive 2026“ in München ein Umrüstkonzept, mit dem sich bestehende AC-Ladeparkportfolios auf bidirektionales Laden nach ISO 15118-20 erweitern lassen. Gemeinsam mit dem langjährigen Partner und Ladesystemspezialisten Bender rückt Cubos damit das bidirektionale Laden für Unternehmen in den Fokus.

Mit der zunehmenden Flottenelektrifizierung gewinnt das bidirektionale Laden im gewerblichen Energiemanagement und im Umfeld von Wechselstromladeparks weiter an Bedeutung. Wie Batteriegrößenpeicher heute Lastspitzen glätten und die PV-Eigenstromquote steigern, lassen sich künftig auch Elektrofahrzeuge in dieses System einbinden. Mit der Vehicle-to-X-Technologie werden aus E-Autos flexible Batteriespeicher, die sich in Fuhrparks zu signifikanter Größe summieren.

Cubos verfügt über langjährige Erfahrung zum bidirektionalen Laden im Gleichstrombereich, unter anderem durch eine Kollaboration mit der Volkswagen-Tochter Elli. Das neue AC-Umrüstungskonzept besteht aus zwei Komponenten: Der deutsche Ladesystemspezialist Bender ermöglicht mit seinem Umrüstungsmodul einen einfachen Austausch der Technik, während Cubos die Technologie in das eigene Energiemanagementsystem „Cubos.Energy“ integriert. Für eigene Kunden und ausgewählte Partner lässt sich so bidirektionales Laden ohne Mehraufwand und flexibel in bestehende Energieprojekte einbinden.

Fuhrpark wird zum Stromlieferanten

Marc Wille, Geschäftsführer von Cubos, betont: „Bidirektionales Laden verändert die Rolle des Elektrofahrzeugs grundlegend: Aus einem reinen Verbraucher wird ein aktiver Baustein des Energiesystems. Mit der neuen Technologie, die bidirektionales Laden auch über AC-Infrastruktur ermöglicht, wird für Unternehmen jeder Stellplatz zur Energiequelle und der Fuhrpark zum flexiblen Speicher.“ Durch die erweiterten Nutzungsmöglichkeiten der Ladeparks und die einfachen Umrüstungen können Kosten bei Unternehmen gesenkt und zu-



Mit dem Umrüstkonzept von Cubos lassen sich bestehende AC-Ladeparkportfolios auf das bidirektionale Laden nach ISO 15118-20 erweitern. Bild: Cubos

sätzlich das Energienetz entlastet werden. „Unser Ziel ist es, die Leistung eines jeden Ladepunkts zu maximieren: Mit eigener Hardware, Software und qualifizierten Servicetechnikern, ergänzt um PV-Anlagen und Batteriespeicher, schöpfen wir das volle Potenzial aus“, so Wille weiter.

Software wird Ende 2026 in den Markt eingeführt

Die Flottenerneuerung spielt den Unternehmen dabei in die Karten. Immer mehr Fahrzeughersteller setzen auf die 800-V-Technik. Sie ermöglicht es den Fahrzeugbatterien, schneller und mit geringeren Verlusten zu laden und Strom wieder abzugeben. So werden Fahrzeuge zu immer leistungsfähigeren mobilen Stromspeichern, die sich künftig auch für AC-bidirektionales Laden nutzen lassen. Unternehmen können dieses Potenzial frühzeitig und wirtschaftlich erschließen, weil Cubos bereits die Voraussetzung beherrscht: das Energiemanagement, das bidirektionales Laden wirtschaftlich macht. Was heute bei 400-V-Systemen und DC-Technik zuverlässig läuft, bildet die Grundlage für die AC-Technik von morgen.

Christian Rühle, CTO bei Cubos, berichtet: „Die aktuell entwickelte Softwarelösung soll ab Ende 2026 schrittweise in den Markt eingeführt werden. In Bestandsprojekten kommt sie als optionale Function-on-demand hinzu, zunächst zusammen mit DC-Ladetechnik internationaler Industriepartner. Sobald die ersten AC-bidirektional-fähigen Fahrzeuge mit 800-V-Plattformen verfügbar sind, kann die Cubos-Lösung das AC-bidirektionale Laden sofort unterstützen.“ Die Hardwareplattform des Unternehmens ist seit einigen Jahren in Form der unidirektionalen Ladestationen „C22E“ und „C44E“ im Einsatz. Ihr modularer Aufbau macht die Nachrüstung zum bidirektionalen Laden besonders einfach. Jede Ladestation besteht aus zwei Modulen, ähnlich zwei Lungenflügeln. Für die Umrüstung wird einer dieser Flügel gegen ein bidirektionales Modul getauscht. Dies kann eine elektrotechnisch geschulte Person übernehmen, eine erneute eichrechtliche Abnahme ist nicht erforderlich. So bleiben getätigte Investitionen geschützt und bestehende Ladeparks werden ohne Neuanschaffung zukunftsfähig. ■

Energie der Sonne auf sicherem Grund

In Steinheim an der Murr entstand von 2024 bis 2025 ein moderner Neubau von Flex Elektrowerkzeuge, der architektonisch moderne Klarheit mit hoher energetischer Qualität verbindet. Auf Anregung des Architekturbüros ludwig + ulmer wurden auf rund 700 m² leistungsstarke PV-Module von Solarwatt in die Gebäudehülle integriert – getragen von einer wärmebrückenarmen, langlebigen und technisch ausgereiften fischer-Unterkonstruktionslösung.



Das Unterkonstruktionssystem: Edelstahl-Wandhalter „FLH R“, T-Profile sowie die Tragprofile „ATK 103 P20“ und „ATK 103 V“ bilden eine wärmebrückenarme, zugelassene und montagefreundliche Basis für die „Solarwatt vision GM 3.0 construct“-Module. Bild: fischer

Der Neubau mit den Abmessungen 44,85 m x 17,78 m x 14,68 m wurde in Stahlbetonbauweise errichtet. Ziel des Bauherrn Flex Elektrowerkzeuge war eine hochwertige Gebäudehülle, die gestalterisch wie auch energetisch überzeugt. Die PV-Anlage ist vollständig in die vorgehängte hinterlüftete Fassade (VHF) integriert und bildet einen zentralen Baustein des nachhaltigen Gebäudekonzepts. Die Architekten haben hierbei auf elegante und wirtschaftliche Weise die Anforderungen an die Fassade hinsichtlich Gestaltung, Funktionalität, Wärmeschutz und insbesondere Brandschutz (Gebäudeklasse 4, schwer entflammbar) umgesetzt. Bei der Ausführung arbeiteten der Solateur Eldi Solar und der Fassadenbauer – der

Metallbauer Reinhardt – Hand in Hand. Entstanden ist ein Bürogebäude mit einer ästhetisch hochwertigen, sicheren Fassade, die eine nachhaltige, wirtschaftliche Energieproduktion garantiert.

Schnell, sicher und normgerecht einhängen

Für die Installation der Glas-Glas-Solarmodule vom Typ „Solarwatt vision GM 3.0 construct“ kamen Fassadensysteme von fischer zum Einsatz. Winkelförmige L-Wandhalter „FLH R“ des vertikalen Tragsystems „ATK 100“ aus Edelstahl bildeten die Grundlage der Unterkonstruktion. Die Edelstahlhalter verankern die Konstruktion mit fischer-Befestigungsmitteln wärmebrückenarm an der Stahlbetonfassade. Daraufhin wurde

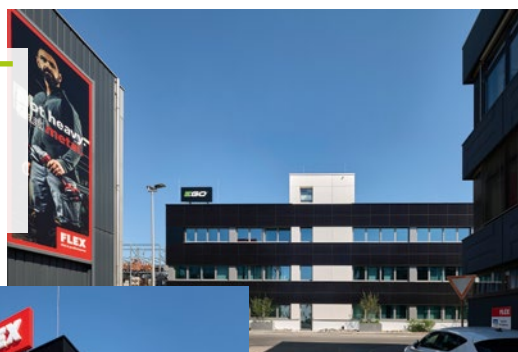
das System mit T-Profilen sowie den Tragkonstruktionen „ATK 103 P20“ zur Lastabtragung im Zusammenspiel mit der vertikalen Unterkonstruktion ergänzt. Die PV-Module selbst wurden abschließend über das Agraffensystem befestigt. Exakt aufeinander abgestimmte Geometrien der Agraffen und der Profile der ATK 103 P20 ermöglichten ein schnelles, sicheres und normgerechtes Einhängen der PV-Module. Ergänzend kamen vertikale „ATK 103 V“-Hutprofile zur optimierten Lastabtragung zum Einsatz, über die die PV-Module direkt in das horizontale Tragsystem eingehängt werden konnten.

Geprüfte und zugelassene Systemlösung

Die montagefreundliche Unterkonstruktion entspricht dem Niedrigenergiestandard und bildet gemeinsam mit den „Solarwatt vision GM 3.0 construct“-Glas-Glas-Solarmodulen eine geprüfte und zugelassene Systemlösung. Wärmebrücken wurden durch den Einsatz der Edelstahlhalter FLH R verringert und die Energieeffizienz der Gebäudehülle erhöht. „Neben der ideal abgestimmten Systemlösung für die PV-Fassade des neuen Bürogebäudes der Flex Elektrowerkzeuge GmbH boten wir eine umfassende technische Unterstützung inklusive gemeinsamer Beratung und Begleitung mit dem Modulhersteller, um statische, konstruktive und gestalterische Anforderungen optimal zu erfüllen“, betont Mirco Kurth, Technischer Außendienst, Projektentwicklung, Architektenservice Inland bei fischer BWM Fassadensysteme. „So entstand eine langlebige, sichere und energetisch optimierte PV-Fassade – ohne Kompromisse bei Tragfähigkeit und Ästhetik.“

Mit der PV-Fassade setzt Flex Elektrowerkzeuge ein Zeichen für zukunftsorientiertes Bauen.

Bild: Richard Becker



Der neue Firmensitz von Flex Elektrowerkzeuge in Steinheim an der Murr verbindet klare Architektur mit einer vollständig integrierten PV-Fassade auf rund 700 m².

Bild: Richard Becker



Solar-Flatrack-Anlage für Küstenschiff

Nach zwei Pilotprojekten in drei Jahren, die Vertom erfolgreich mit Wattlab durchgeführt hat, entschied sich das weltweit tätige Schifffahrts-, Handels- und maritime Dienstleistungsunternehmen sein neuestes Küstenschiff „MV Vertom Tula“ mit einer Solarleistung von 79 kWp ausstatten zu lassen – als erstes Seeschiff überhaupt.

etwa um Platz für eine spezielle Ladung zu schaffen, kann die Besatzung sie problemlos stapeln und auf der Grundfläche eines 20-ft-Containers lagern.“

Zufriedene Crew

„Während der Pilotphase haben die Testergebnisse gezeigt, dass das Solar-Flatrack-System unter den schwierigen Bedingungen der Küstenschifffahrt gut funktioniert“, schätzt Thomas van Meerkerk ein, Business Development Manager bei Vertom. „Aufgrund der Ergebnisse unserer Untersuchungen und der Untersuchungen von TNO in den letzten Monaten halten wir das Solarflatrack von Wattlab für eine wirksame Option zur Reduzierung von Treibhausgas- und Schadstoffemissionen. Natürlich hängen diese Dinge auch von den Bedingungen ab, unter denen unsere Schiffe operieren. Aber es ist klar, dass das System sowohl einen positiven ROI erzielen als auch zur CO₂-Reduzierung in der Schifffahrt beitragen kann.“

Skalierbare Solarlösungen für Küstenschiffe

Die Inbetriebnahme des ersten vollwertigen Systems auf einem Küstenschiff ist ein wichtiger Schritt in der Entwicklung von Strategien zur Dekarbonisierung der Schifffahrt. Angesichts des zunehmenden regulatorischen Drucks und der volatilen Kraftstoffpreise suchen Reederei und Betreiber nach Möglichkeiten, ihren Energiemix an Bord zu diversifizieren. Die skalierbare Solarlösung von Wattlab bietet nun eine praktische und bewährte Lösung für Küsten- und Kurzstreckenschiffe. Das Projekt schafft die Voraussetzungen für eine breitere Einführung in der gesamten Branche und ermöglicht Emissionsreduktionen, Kraftstoffeinsparungen und Energieunabhängigkeit, ohne die Deckfläche oder die Flexibilität beim Ladungsumschlag zu beeinträchtigen.



Das Küstenschiff „MV Vertom Tula“ versorgt über ein seetüchtiges Solar-energiesystem unter anderem seine Bordsysteme mit Strom. Bilder: Wattlab

Der niederländische maritime Solar-spezialist Wattlab hat Vertom ein seetüchtiges Solarenergiesystem für die MV Vertom Tula bereitgestellt – ein diesel-elektrisches Mehrzweckfrachtschiff mit einer Tragfähigkeit von 7.280 dwt. Die Solaranlage stellt laut Betreiber einen Meilenstein für die nachhaltige Schifffahrt dar. Wattlab hat dafür 44 Solarflatracks geliefert und installiert, die die Bordsysteme mit Strom versorgen und die Hotelbelastung um 20 % reduzieren.

betont, dass sich die Solarflatracks mithilfe von Container-Twistlock-Verschlüssen schnell montieren lassen: „Für Reederei ist Zeit Geld. Daher sind Schnelligkeit und Benutzerfreundlichkeit wichtig. Außerdem wissen wir, dass auch Platz Geld ist. Wenn die Paneele entfernt werden müssen,

Schnelle Installation

Um die neue Technologie und deren Vorteile zu verstehen, führte Vertom zwei Pilotprojekte mit Wattlab durch, bevor sich das Unternehmen entschied, sein neues Schiff vollständig damit auszustatten. Nach der Produktion und Montage in den neuen Wattlab-Produktionsstätten in Rotterdam wurden die 44 Solar-Flatracks im Hafen von Harlingen an einem Tag installiert. Bo Salet, Mitbegründer und CEO von Wattlab,



44 Solarflatracks erzeugen eine Leistung von insgesamt 79 kWp.

Effizienzsteigerung bei Solarparks

Photovoltaik spielt eine zentrale Rolle im klimaneutralen Energiemix.

Damit PV-Anlagen zuverlässig Strom liefern, müssen sie bestmöglich gegen Überströme und Kurzschlüsse geschützt sein. Mersen hat jetzt eine neue Sicherungsserie speziell für Solarparks mit einer Ausgangsleistung von bis zu 2.000 VDC entwickelt.



In großen Solaranlagen schützt die Hochspannungssicherung „HP20P“ von Mersen DC-Stränge und reduziert Verluste.

Bild: © jeson/stock.adobe.com

Die von Photovoltaikanlagen erzeugte Strommenge steigt stetig: Nach Aussagen des Statistischen Bundesamtes hat sie 2024 in Deutschland mit einem Anteil von 13,8 % am erneuerbaren Energiemix einen neuen Höchstwert erreicht. Laut Bundesverband Solarwirtschaft wuchs die Leistung der Solarparks um rund 40 % im Vergleich zu 2023. 32 % der installierten PV-Leistung stammte von Freiflächen-PV-Anlagen, deren Leistung sich in den vergangenen Jahren immer weiter erhöht hat.

Leistung von PV-Modulen steigt kontinuierlich

Lag die durchschnittliche Ausgangsleistung von Solarparks 2009 noch bei 600 VDC, beträgt sie mittlerweile 1.500 VDC, mit Tendenz in Richtung 2.000 VDC. „Die Hersteller von PV-Modulen versuchen, die Effizienz ihrer Anlagen durch längere Kabelstrecken mit höherer Spannung zu steigern“, berichtet JT Sheehan, Senior Product Manager UL/CSA Fuse Products bei Mersen. Das Unterneh-

men ist spezialisiert auf Sicherungen und Sicherungszubehör, Überspannungsschutz und Energiemanagement für Energiespeichersysteme. Die höhere Spannung ermöglicht es Herstellern von PV-Modulen, den Stromfluss und damit den Wärmeverlust zu reduzieren, ohne dass dadurch die Menge der transportierten elektrischen Energie sinkt. „Diese Maßnahmen tragen dazu bei, die Anzahl der Komponenten im System zu minimieren und Kosten zu reduzieren“, so Sheehan. Deshalb sind viele Hersteller von

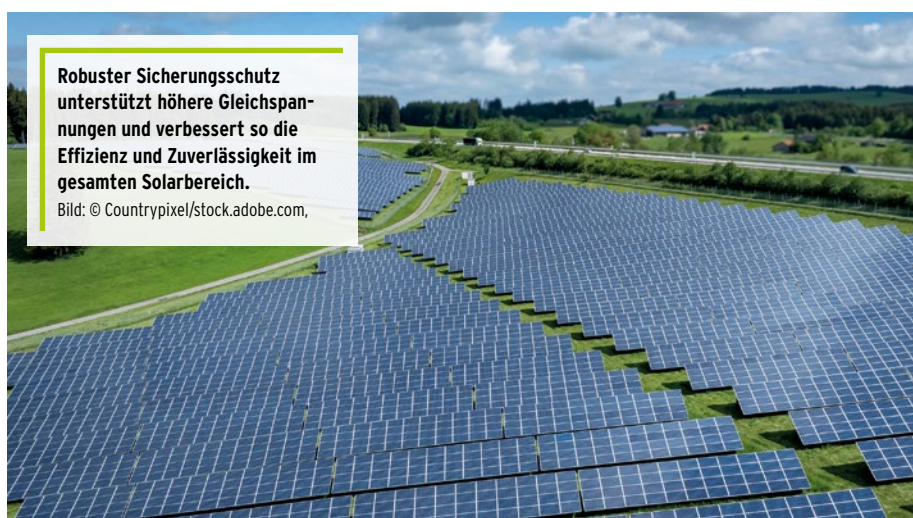
PV-Modulen zurzeit damit beschäftigt, ihre Produkte für den Einsatz in Anlagen mit einer Ausgangsleistung von bis zu 2.000 VDC zertifizieren zu lassen.

Neue Sicherung für hohe Spannungen

Mersen unterstützt diese Entwicklung mit neuen, leistungsstarken PV-Sicherungen der Serie „HP20Pxx“. Entwickelt für Solarfelder mit einer großen Anzahl in Reihe geschalteter PV-Module, bieten sie Ingenieuren eine große Flexibilität bei der Systemkonstruktion und -integration. PV-Sicherungen der Serie HP20Pxx sind mit Nennströmen von 20 A bis 60 A erhältlich und zeichnen sich durch eine niedrige Mindestausschaltleistung in Höhe des 1,35-fachen des Nennstromwertes aus. Diese Eigenschaften ermöglichen eine sichere Unterbrechung des Stromkreises unter typischen Bedingungen mit geringem Fehlerstrom. Betreiber von Solarparks können durch den Einsatz der Sicherungen die Betriebssicherheit ihrer Generatoranschlusskästen (Kombinationskästen), Wechselrichter und Solar-Laderegler auch bei hohen Spannungen gewährleisten.

Sicherungen sind international zertifiziert

Bisher liegen für die neuen PV-Sicherungen Zertifizierungen nach UL248-19 (USA) und UKCA (UK) vor – die Zulassungen gemäß der europäischen Norm IEC 60269-6 und der kanadischen Norm CSA C22.2 folgen in Kürze. Produktmanager Sheehan war maßgeblich an der Ausarbeitung des UL-Standards für die neuen Sicherungen beteiligt. Zudem ist er Mitglied in der NEMA Fuse Section 5FU und im IEC TC 32 Fuse Committee und wirkt so auch an der Definition der europäischen Standards mit. Mersen bringt sein umfangreiches Know-how im Solarbereich auf diese Weise weltweit in Normierungsverfahren ein.



Robuster Sicherungsschutz unterstützt höhere Gleichspannungen und verbessert so die Effizienz und Zuverlässigkeit im gesamten Solarbereich.

Bild: © Countrypixel/stock.adobe.com,



DC-Sicherungsschutz gewährleistet eine sichere Energieerzeugung und ermöglicht die doppelte Nutzung von Flächen für Landwirtschaft und Solarenergie.

Bild: © jeson/stock.adobe.com

Großes Potenzial für Freiflächen-PV-Anlagen

Das Besondere an den PV-Sicherungen der HP20Pxx-Serie ist nicht nur ihr hoher Ausgangsspannungsbereich. Die Sicherungen sind mit Abmessungen von 22 mm x 85 mm auch die kleinsten ihrer Art für PV-Anlagen mit 2.000 VDC auf dem Markt, so der Hersteller. Das Potenzial für die Sicherungen ist groß, denn allein in Deutschland gibt es viele freie Kapazitäten für die Errichtung von Photovoltaikanlagen.

Zum Beispiel auf landwirtschaftlich genutzten Flächen: Dort lässt sich mit aufgeständerten PV-Modulen Strom erzeugen, während unter den Anlagen Nutzpflanzen angebaut werden. Diese Art der Solarstromgewinnung bietet neben der Doppelnutzung von Flächen viele weitere Vorteile. So schützen die Module die Pflanzen vor Wetterextremen und erhalten die Bodenfeuchtigkeit. Dadurch lässt sich sowohl der Bewässerungsbedarf als auch der Einsatz von Pflanzenschutzmitteln reduzieren. ■



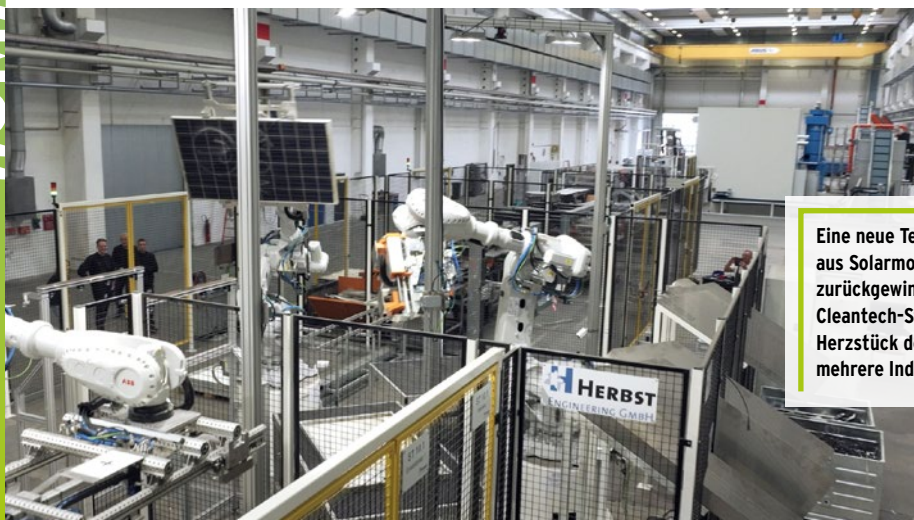
Die Mersen-Sicherungseinsätze HP20P sind in einer Standardausführung und einer Crimp-Cap-Ausführung erhältlich. Die Standardsicherung wird einbaufertig geliefert, während die Crimp-Cap-Ausführung zum Crimpen auf Leiter konzipiert ist.

Bild: Mersen

Kreislaufwirtschaft in der Solarindustrie

Solarmodule liefern jahrzehntelang Strom – und landen danach meist im Sondermüll. Das Magdeburger Cleantech-Unternehmen Solar Materials will dies ändern und setzt dabei auf Industrierobotik von ABB. Fünf 6-Achs-Roboter „IRB 6700“ automatisieren heute die ersten Schritte eines Recyclingverfahrens, mit dem sich bis zu 98 % der Rohstoffe zurückgewinnen lassen.

Ausgediente Solarmodule stecken voller wertvoller Rohstoffe: Glas, Silizium, Silber, Kupfer, Kunststoffe. In der Praxis bleibt das Recycling jedoch oft hinter seinem Potenzial zurück – aus Kostengründen. Lediglich dem hochwertigen Solarglas wird regelmäßig ein zweites Leben zuteil, als Schaumglas oder Füllstoff in Baumaterialien. Mit einer Verwertungsquote von 98 % des Solarmodulgewichts hat es sich Solar Materials zum Ziel gesetzt, die Kreislaufwirtschaft in der Solarbranche wirtschaftlicher zu gestalten. „Damit Nachhaltigkeitsinitiativen in gelebte Praxis übergehen, müssen sie sich wirtschaftlich abbilden lassen. Dazu muss das PV-Recyclingverfahren in Taktzeit, Materialfluss und Fehlerfreiheit durchoptimiert sein“, betont Jan Bargel, Mitbegründer und CTO des Unternehmens. Möglich



Eine neue Technologie, mit der sich Rohstoffe aus Solarmodulen kommerziell und wirtschaftlich zurückgewinnen lassen, hat Solar Materials, ein Cleantech-Startup aus Magdeburg, entwickelt. Herzstück der automatisierten Lösung sind mehrere Industrieroboter von ABB. Bilder: ABB



Die Roboter übernehmen das gesamte Handling an den Solarpanels – vom Entfernen des Regenwassers bis hin zur Demontage von Komponenten wie Kabeln und Verteilerdosen.

wird dies auch durch die Präzision und Effizienz, die Automatisierung mit sich bringt. Dazu wählte Solar Materials ABB Robotics als Automatisierungsspezialisten.

Ergonomisch und wirtschaftlich handhaben

„Wenn unser Partner die Panels zur Aufbereitung anliefert, standen diese zum Teil jahrzehntelang auf einer Freifläche“, berichtet Bargel. Teilweise sind die Panels dann auch mit Schlamm oder anderen Fremdkörpern behaftet. Durch die U-Form der Rahmen sammelt sich zudem leicht Regenwasser in den Modulen. Ein ursprünglich 20 kg schweres Panel bringt dann schnell das Doppelte auf die Waage – eine große Zusatzbelastung für Mitarbeiter, die es tragen müssen. Dieses manuelle Handling ist nicht nur unergonomisch und birgt Sicherheitsrisiken, es ist auch fehleranfällig.

Neben der körperlichen Entlastung der Mitarbeiter ist Kosteneffizienz ein zentraler Erfolgsfaktor des Recyclingkonzepts von Solar Materials. Denn der Materialwert eines recycelten Solarmoduls ist begrenzt. Hohe Stückzahlen und ein reibungsloser Prozess sind somit Voraussetzungen für ein wirtschaftliches Recycling. Schnell war klar: Die geforderte Ergonomie, Präzision und Taktung des Verfahrens lassen sich nur mit Automatisierung bewältigen. Bei der Suche nach dem passenden Partner fiel die Wahl auf ABB Robotics. Der von Solar Materials beauftragte Systemintegrator, der die einfache Programmierbarkeit der ABB-Roboter und gute Integrationsfähigkeit schätzt, realisierte eine erste Pilotanlage mit einem gebrauchten Industrieroboter des Herstellers. Die posi-

tiven Erfahrungen mit Zuverlässigkeit und Bedienbarkeit führten dazu, dass Solar Materials auch in der neuen Linie auf ABB-Technik setzt. Ein zusätzlicher Pluspunkt: Die Kolleginnen und Kollegen kannten die Systeme bereits. So gestaltete sich die Bedienung noch intuitiver.

Robotik sichert gleichbleibende Präzision

Für die nötige Präzision und Ergonomie sorgen in der Aufbereitung der Solarpanels heute fünf ABB-Roboter vom Typ IRB 6700 mit IP67-Schutzklasse, „Safemove“-Funktionalität und „Omnicores“-Steuerung. Drei Roboter in einer umzäunten Zelle übernehmen das Handling im vorderen Anlagenbereich. Zwei weitere laufen auf einer Verfahrachse und versorgen die nächsten Bearbeitungsstationen. Die Industrieroboter greifen die Solarmodule von der Palette und schwenken sie kontrolliert aus, um sie vollständig von Wasser zu befreien. Außerdem entfernen sie Kabel und Verteilerdosen und transportieren die Module zur nächsten Bearbeitungsstation. „Ein Portalsystem hätte für uns nicht funktioniert“, ordnet Bargel ein. „Wir brauchen

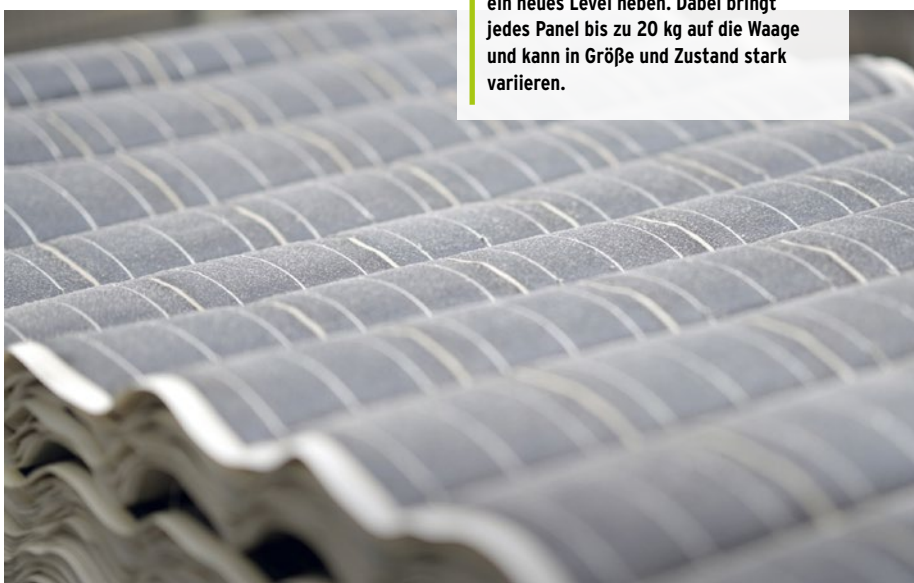
volle Freiheitsgrade, weil bei uns kein Modul dem anderen gleicht.“

Rund 120.000 unterschiedliche Solarmodultypen gibt es am Markt, berichtet der CTO. Angesichts dieser Variantenvielfalt spielen die ABB-Roboter ihre Vorzüge aus: Sie sind in der Lage, Solarmodule mit verschiedensten Abmessungen individuell zu erfassen und anzupassen – ohne aufwendiges Nachteachen. Dafür wird jedes Modul über ein integriertes Machine-Vision-System erfasst; die Roboterpfade werden dynamisch angepasst. Die Fertigungshalle von Solar Materials misst 25 x 120 m, trotzdem wird die Fläche schnell knapp. Dank ihrer Freiheitsgrade können die ABB-Roboterarme auch „um die Ecke“ agieren, ohne zusätzliches Fördertechnikgeflecht – daher ließ sich die gesamte Anlage kompakt dimensionieren.

Solarmodule aufbereiten im Minutentakt

Ein halbes Jahr nach Beginn des Automatisierungsprojekts verarbeitet die automatisierte Linie von Solar Materials rund 1.200 Module pro Tag. Das Ziel liegt bei 2.000 bis 2.500 Modulen und einer geplanten Taktzeit von einer Minute pro Einheit. Eine zweite Linie ist bereits in Planung, um die aktuelle Recyclingkapazität von 7.000 t Material pro Jahr auf 21.000 t zu erhöhen. „Für uns ist klar: Wenn wir die Kreislaufwirtschaft in der Solarbranche industrialisieren wollen, brauchen wir Systeme, die mit der Komplexität des Inputs umgehen können – und das dauerhaft, wartungsarm und robust. Genau das leisten die ABB-Roboter in unserem automatisierten Prozess“, resümiert Bargel.

Mit einer Verwertungsquote von 98 % will Solar Materials die Kreislaufwirtschaft in der Solarbranche auf ein neues Level heben. Dabei bringt jedes Panel bis zu 20 kg auf die Waage und kann in Größe und Zustand stark variieren.



Energiewende am Netzlimit

Der deutsche Energiesektor hat einen Wendepunkt erreicht: Die zentrale energiepolitische Herausforderung des Landes liegt nicht mehr in der reinen Erzeugungskapazität, sondern in der Fähigkeit, Energieflüsse effizient zu verteilen, auszugleichen und zu sichern. Allerdings fehlt Deutschland weiterhin die Netzinfrastruktur und die operative Flexibilität, die notwendig sind, um zunehmend dezentralisierte und volatile Energiesysteme zu steuern.

VON ANTONIO GENTILE

Diese Gemengelage wirft neue Probleme auf: Während sich Investitionen und Gesetzgebung in den vergangenen Jahren auf die Dekarbonisierung des Sektors und die Förderung erneuerbarer Energien konzentrierten, rücken nun auch die betriebliche Resilienz, Modernisierung der Infrastruktur und digitale Souveränität zu ebenso strategisch wichtigen Prioritäten auf. Der Schutz kritischer Infrastrukturen und digitale Unabhängigkeit unterliegen mittlerweile strengen Regularien wie NIS-2 und dem KRITIS-Dachgesetz.

Innovationen für die Digitalisierung des Energiesektors gibt es viele: von Smart Me-

tern über KI-Agenten bis zu intelligenten Steuerungssystemen haben Energieversorger und Netzbetreiber eine breite Palette digitaler Technologien erprobt. Doch trotz ihres Potenzials schaffen es viele dieser Innovationen nicht, über die Pilotphase hinweg in eine skalierbare operative Umsetzung im gesamten Netzökosystem zu gelangen. Veraltete Legacy-Systeme, hohe Integrationskosten und Netze, die häufig (noch) nicht kompatibel mit digitalen Lösungen sind, stehen einer erfolgreichen Implementierung im Wege. Fragmentierte IT-Architekturen und eingeschränkte Interoperabilität bremsen die Umsetzung im industriellen Maßstab zusätzlich aus.

Drei Problembereiche kristallisieren sich dabei besonders heraus: der Zustand der Netze, die Kluft zwischen Innovationen und ihrer Umsetzung sowie die zunehmend strenge Gesetzgebung.

1. Das Bottleneck in der Netzinfrastruktur

Der Ausbau erneuerbaren Energien erreicht immer neue Höchstwerte. Für die Dekarbonisierung ist diese Entwicklung positiv. Allerdings erweist sich die physische Infrastruktur zunehmend als Flaschenhals, der das System an sein physikalisches Limit bringt. Die Energiewende stößt zunehmend nicht nur auf physische Grenzen, sondern auch auf operative und digitale Einschränkungen innerhalb des gesamten Infrastruktursystems. Die deutschen Stromnetze bestehen weitestgehend aus Kupfer. Sie stoßen nun immer mehr an ihre thermischen Belastungsgrenzen. Der Netzausbau kann mit dem Tempo der Dekarbonisierung nicht Schritt halten. Langwierige Genehmigungsprozesse und ein akuter Fachkräftemangel im Tiefbau bremsen den Ausbau.

Dieser Stresszustand wird bei einem Blick auf die Redispatch-Kosten besonders deutlich. 2025 stiegen diese auf mehr als drei Milliarden Euro, um die Netze den



aktuellen Anforderungen entsprechend auszurüsten. Redispatch ist längst nicht mehr nur ein isoliertes betriebliches Problem, sondern ein Indikator für den strukturellen Infrastrukturstress im gesamten Energiesystem. Während früher primär die Übertragungsnetze betroffen waren, verschiebt sich der Engpass nun in Richtung der Verteilnetze. Rund 35 % der Redispatch-Maßnahmen im Bereich erneuerbare Energien entfällt auf sie.

Netzknappeit hat gravierende Folgen

Wenn jetzt nicht gehandelt wird, entwickelt sich die Netzknappeit zum systemischen Problem. Dies gefährdet die industrielle Wettbewerbsfähigkeit, die Elektrifizierungsziele sowie die langfristige Bezahlbarkeit von Energie. Es kommt zu Rückstaus bei den Anschlüssen. Allein bei den Übertragungsnetzbetreibern lagen Ende September 2025 rund 717 Anträge mit einer Leistung von 270 GW vor. 211 GW davon entfielen auf Batteriespeicher und übertrafen damit die bisherigen Planungsannahmen weit.

Wenn Stromspitzen nicht zeitnah abtransportiert werden, steigen die Stunden mit negativen Preisen. Im Jahr 2025 lag dieser Wert bei 573 h, ein deutliches Plus zum Vorjahreswert von 457 h. Zudem häufen sich Schäden an der Infrastruktur selbst. Um diese zu vermeiden, regeln Netzbetreiber Anlagen oft auf Verdacht ab. Ohne eine verlässliche Datengrundlage im Niederspannungsbereich untergräbt dieses Vorgehen die Effizienz im Gesamtsystem und begrenzt die Fähigkeit, Flexibilität intelligent zu orchestrieren.

Die Energiewende stößt zunehmend nicht nur auf physische Grenzen, sondern auch auf operative und digitale Einschränkungen innerhalb des gesamten Infrastruktursystems. Bild: © DawDunja/stock.adobe.com



Die Transformation des Energiesektors besteht aktuell vor allem in der Aufgabe, Netzinfrastrukturen und operative Flexibilität zu schaffen, die in der Lage sind, die zunehmend dezentralisierten, volatilen Energiesysteme hinreichend zu steuern.

Bild: © VeugerStock/stock.adobe.com

Digitalisierung und intelligente Steuerung zur Entschärfung

Um diese Missstände zu beheben, sind laut Schätzungen des Bundesverbandes der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) jährlich rund 90 Milliarden Euro nötig – weit mehr als europäische Energieversorger aus eigener Tasche stemmen könnten. Deshalb braucht es neue Finanzierungsmodelle und eine strategisch kluge Priorisierung der Projekte. Investitionen allein sind nicht die Lösung. Erforderlich ist eine bessere Datenlage entlang der gesamten Netze, um Tarife und Verbräuche intelligent steuern zu können. Der Smart-Meter-Rollout liefert beispielsweise die Transparenz auf der untersten Netzebene und bildet die Grundlage für eine Echtzeit-Orchestrierung der Infrastruktur. Eine Steuerung, die große Verbraucher wie Wärmepumpen oder E-Autos in kritischen Situationen regulie-

ren kann, hilft dabei mit verhältnismäßig wenig Kapital lokale Netzüberlastungen zu vermeiden. Intelligente Steuerungssysteme, die flexible Lasten, das Laden von Elektrofahrzeugen, Wärmepumpen und dezentrale Speicher koordinieren können, entwickeln sich zunehmend von reinen Optimierungswerkzeugen zu strategischen Infrastrukturkapazitäten.

Zusätzlich können Großbatteriespeicher eingesetzt werden, um lokale Einspeisespitzen abzufangen und das Netz zu stabilisieren. Digitale Zwillinge helfen dabei, das Netz zu visualisieren und dadurch Problemfelder aufzudecken. Sie entwickeln sich zunehmend zu operativen Intelligenzschichten, die Telemetriedaten, Simulationen, Anlagenzustände und regulatorische Informationen in einer einheitlichen Entscheidungsumgebung integrieren können. Lastflüsse lassen sich dadurch simulieren und Grenzen besser ausloten. Eine Reifegradprüfung bei Vergabeverfahren würde zudem helfen, spekulative Projekte auszufiltern und realisierungsstarke Vorhaben gezielt zu fördern.

2. Digitalisierung: Zwischen Wunschvorstellung und Realität

Die Digitalisierung der Netze ist nicht länger ein isoliertes Innovationsprojekt. Sie entwickelt sich vielmehr zu einer messba-





Die Branche braucht Lösungen, die die Netze auf aktuelle und kommende Anforderungen vorbereiten, Compliance und Bürokratie einfacher gestalten und realistische Digitalisierungsstrategien unterstützen.

Bild: © DC Studio/stock.adobe.com

ren Leistungsdimension mit systematischer Notwendigkeit. Zunehmend wird sie zu einer zentralen operativen Fähigkeit, die für Resilienz, Flexibilität sowie die Koordination von Infrastrukturen erforderlich ist. Vielversprechende Pilotprojekte mit KI-Agenten und anderen neuen Technologien gibt es eine Reihe, doch nur ein Bruchteil davon kann erfolgreich ins Netz integriert werden. Besonders kleine und mittelständische Unternehmen tun sich schwer in der Umsetzung. Die eigentliche Herausforderung liegt zunehmend in der Industrialisierung von Innovationen über fragmentierte Infrastruktursysteme hinweg.

Besonders offensichtlich wird diese Kluft im Smart-Meter-Rollout. Insgesamt erreichte der Ausbau intelligenter Messsysteme (Imsys) Ende 2025 eine Quote von 23,3 %. Große Betreiber lagen mit 27 % jedoch deutlich darüber, kleinere Stadtwerke blieben mit nur 14,6 % zurück. Diese Kluft liegt unter anderem an der Finanzierung. Die Vollkosten für Installation und Betrieb eines Imsys liegen zwischen 96 und 155 €/a, die gesetzliche Preisobergrenze (POG) beträgt jedoch lediglich 30 bis 50 €. Kleine Akteure können den Rollout aus eigener Tasche nicht stemmen. Zeit zum Aufholen bleibt kaum, denn die Bundesnetzagentur hat bereits 77 Aufsichtsverfahren gegen säumige Unternehmen eingeleitet. Das Ergebnis ist eine strukturelle Asymmetrie, bei der sich nur große Betreiber die digitale Transformation im großen Maßstab wirtschaftlich leisten können.

Eine weitere Hürde, die der Digitalisierung im Weg steht, sind veraltete Legacy-Systeme. Historisch gewachsene IT-Landschaften schaffen Datensilos, die eine Automatisierung von Prozessen verhindern. Dynamische Tarife und Energy Sharing erfordern entsprechend flexible ERP- und Abrechnungssysteme, die in den meisten Unternehmen so nicht vorhanden sind. Um diesen Zustand zu beheben, müssen Systeme migriert werden, was wiederum viele Ressourcen bindet – sowohl zeitlich als auch finanziell. Und in manchen Fällen wie der „SAP S/4HANA“-Transformation haben Unternehmen keine andere Wahl als zu migrieren.

Das Problem liegt also nicht darin, dass Netzbetreiber und Energieversorger nicht digitalisieren wollen, sondern vielmehr darin, dass erst erhebliche Vorarbeit geleistet werden muss, um Digitalisierungsprojekte überhaupt starten zu können. Operative, technologische und organisatorische Grundlagen müssen zunächst industrialisiert werden, bevor digitale Transformation wirksam skaliert werden kann.

Energieversorger als digitale Orchestratoren

Um dieses Problem zu lösen, müssen Energieversorger ihr Selbstverständnis ändern. Sie sind nicht länger nur Anlagenbetreiber,

sondern dirigieren digital Ströme, Verbräuche und Preise. Energieversorger entwickeln sich zunehmend zu Orchestratoren von Flexibilität, Resilienz, operativer Intelligenz und regulatorischer Konformität. Um dieser Rolle gerecht zu werden, brauchen sie eine einheitliche Datengrundlage als Single source of truth, die als digitaler Zwilling das Netz widerspiegelt und verschiedene Datenformate wie BIM und GIS unter einem Dach zusammenfassen kann. Diese vereinheitlichte operative Ebene wird zunehmend zu einer essenziellen Voraussetzung für Infrastrukturkoordination und Echtzeit-Entscheidungsfindung.

Technologische Lösungen können dazu beitragen, die regulatorische Last zu erleichtern. Das automatisierte Erfüllen von Meldepflichten und Berichten senkt den Bürokratieaufwand, entlastet Personal und setzt Ressourcen frei für technische Implementierungen. Regulatorische Technologielösungen (Regtech) entwickeln sich zunehmend von optionalen Unterstützungswerkzeugen zu operativen Enabler.

Digitalisierung ist demnach im Energiesektor ein zentrales Thema, der Ansatzpunkt muss jedoch verschoben werden, um die Realität der Netze widerzuspiegeln und Akteure dort abzuholen, wo sie gera-



Der Erfolg der Energiewende wird wesentlich auch davon abhängen, wie intelligent, sicher und resilient Europa seine Energieinfrastruktur betreiben kann.

Bild: © teerapon/stock.adobe.com

de stehen. Allein durch den Wunsch nach innovativen Lösungen entstehen noch keine digitalen Netze. Infrastrukturintelligenz erfordert skalierbare Fähigkeiten zur operativen Umsetzung.

3. Sicherheitspolitische Regularien, härteres Durchgreifen, Regtech-Lösungen

Die Regularienlandschaft rund um den Energiesektor hatte in der Vergangenheit primär die Dekarbonisierung zum Ziel. Nun rücken sicherheitspolitische Bedenken in den Fokus. Operative Resilienz, Cybersicherheit und infrastrukturelle Souveränität werden zunehmend ebenso strategisch bedeutsam wie Nachhaltigkeit selbst. Die Branche befindet sich nun in eine Phase der „radikalen Realisierung“, um den Anforderungen gerecht zu werden.

Aktuell definieren NIS-2 und das KRITIS-Dachgesetz den Handlungsrahmen. NIS-2 verschärft Sicherheits-, Melde- und Governance-Pflichten; das KRITIS-Dachgesetz hebt die Trennung zwischen physischer und digitaler Infrastruktur auf. Die Gesetzgebung reagiert damit auf reale Bedrohungen wie den Berliner Blackout im Januar, der kritische Abhängigkeiten zwischen Strom, Telekommunikation und

Wasserversorgung offenlegte. Netzbetreiber müssen ihr Risikomanagement deshalb ganzheitlich auslegen und Szenarien für Sabotage, Terrorismus und hybride Angriffe bereithalten. Dazu gehören auch Testläufe und Resilienzpläne. Infrastrukturelle Resilienz lässt sich nicht mehr von digitaler Resilienz trennen.

Wer den Anforderungen nicht nachkommt, muss mit Konsequenzen rechnen. Die Bundesnetzagentur (BNetzA) greift in diesen Fällen zunehmend härter durch, was sich am Smart-Meter-Rollout und den damit verbundenen Aufsichtsverfahren ablesen lässt. Die Erklärung dafür ist simpel: Ohne intelligente Messsysteme fehlt die Grundlage für regulatorische Instrumente zur netzdienlichen Steuerung oder zur Regulierung dynamischer Tarife.

Regtech gegen die Bürokratie

Die Einhaltung der Gesetze ist meist mit viel Bürokratie verbunden. Schätzungen zufolge verbringt die Branche jährlich 18,8 Milliarden Arbeitsstunden mit der Einhaltung von Normen und der damit verbundenen Bürokratie zu. Technologien, die die Komplexität der Regulatorik mindern und die Einhaltung unterstützen, sind deshalb kein Luxus mehr. Diese Regtech-Lösungen

zielen darauf ab, Melde- und Nachweisprozesse (zum Beispiel nach NIS-2 oder für die Qualitätsregulierung) zu automatisieren, um personelle Ressourcen einzusparen. Die Automatisierung von Compliance entwickelt sich zunehmend von einer Backoffice-Effizienzmaßnahme zu einer notwendigen operativen Fähigkeit.

Grundlage für die Einhaltung jeglicher Regularien ist deshalb eine integrierte Plattform, die Softwaresilos aufbricht und verlässliche Daten liefert. Die Plattform sollte digitale Zwillinge und BIM umfassen, um kritische Netzbereiche als 3-D-Modelle darstellen zu können. Darauf basierend lassen sich realitätsnahe Resilienzpläne, Simulationen und Angriffsszenarien erstellen und testen. Software-as-a-service-Modelle und externe Plattformlösungen eignen sich besonders für kleinere Anbieter und Stadtwerke, um die Gateway-Administration nach BSI-Vorgaben sicher zu meistern.

Regulatorische Compliance kann lästig sein, ist aber unumgänglich im Energiesektor. Netzbetreiber sollten Compliance deshalb als Kernbestandteil der digitalen Architektur betrachten und entsprechend in die Infrastruktur einbetten. So wird sie zunehmend selbst Teil des Infrastrukturbetriebs.

Zukunftsfähigkeit über die 2020er hinaus

Der Energiesektor bleibt auch in den kommenden Jahren volatil. Die Energiewende und die geopolitische Dynamik werden weiter zur Komplexität beitragen, neue Anforderungen stellen und neue Regularien notwendig machen. Erfolgsentscheidend sind deshalb realistische Einschätzungen der aktuellen Situation und Strategien, die diese Realität widerspiegeln. Die Branche braucht Lösungen, die die Netze auf aktuelle und kommende Anforderungen vorbereiten, Compliance und Bürokratie einfacher gestalten und realistische Digitalisierungsstrategien unterstützen. Der Erfolg der Energiewende wird letztlich nicht nur davon abhängen, wie viel erneuerbare Energie Europa erzeugen kann, sondern davon, wie intelligent, sicher und resilient es seine Infrastruktur betreiben kann. ■



DER AUTOR

ANTONIO GENTILE

ist Senior Director bei der BIP Group. Bild: BIP Group



Intelligente Netzüberwachung für resiliente Energienetze

Die Energiewende macht aus ehemals gut planbaren Verteilnetzen ein dynamisches System: Dezentrale Einspeiser, bidirektionale Lastflüsse und neue Verbraucher wie Ladeinfrastruktur verändern Netzsituationen teils innerhalb weniger Minuten. Für Netzbetreiber heißt das: Entscheidungen müssen schneller, datenbasierter und unter höherem Sicherheitsdruck getroffen werden – oft auf Basis heterogener Bestandsanlagen und gewachsener Systemlandschaften.

VON HEIKO BÖLLI

Genau hier setzt intelligente Netzüberwachung an: Sie führt Betriebs- und Zustandsdaten in einer zentralen Sicht zusammen, macht kritische Entwicklungen früh erkennbar und unterstützt dabei, Maßnahmen gezielt einzuleiten. Das Ergebnis: mehr Stabilität, geringerer operativer Aufwand und eine effizientere Nutzung bestehender Netzkapazitäten. Eine intelligente Netzüberwachung wird damit zu einem entscheidenden Faktor für einen sicheren, stabilen und wirtschaftlichen Netzbetrieb.

Energienetze werden komplexer

Mit dem Ausbau erneuerbarer Energien verändert sich die Struktur der Energienetze nachhaltig. Photovoltaik-, Windkraft- und Speicheranlagen speisen dezentral in die Netze ein. Gleichzeitig steigen die Anforderungen an die Stabilität und Verfügbarkeit der Infrastruktur. Netzbetreiber müssen heute deutlich schneller auf Veränderungen reagieren können als noch vor wenigen Jahren. Lastzustände ändern sich dynamisch, Netzengpässe treten kurzfristiger auf und die Zahl verteilter Anla-

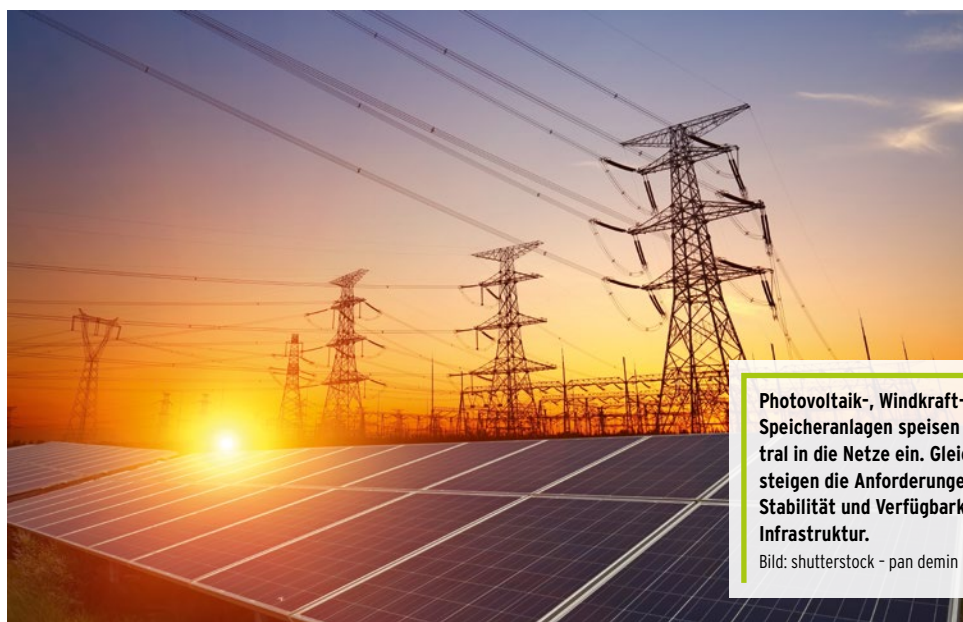


gen wächst kontinuierlich. Hinzu kommt: Viele bestehende Netz- und Umspannwerksstrukturen basieren auf historisch gewachsenen Systemlandschaften. Unterschiedliche Technologien, proprietäre Schnittstellen und isolierte Datenbestände erschweren eine durchgängige Sicht auf das Netz. Um Netze sicher und wirtschaftlich betreiben zu können, benötigen Betreiber deshalb Systeme, die Daten aus unterschiedlichen Quellen zusammenführen, transparent visualisieren und eine schnelle Bewertung von Netzsituationen ermöglichen.

Transparenz als Grundlage für sichere Entscheidungen

Eine moderne Netzüberwachung geht heute weit über die reine Anzeige von Zuständen hinaus. Entscheidend ist die Fähigkeit, Informationen aus unterschiedlichen Bereichen in einer zentralen Plattform zusammenzuführen und verständlich darzustellen. Digitale Leit- und Visualisierungssysteme schaffen dafür die Grundlage. Sie verbinden unterschiedliche Anlagen, Protokolle und Systeme und ermöglichen eine zentrale Sicht auf Netz- und Prozess-

Auch Analyse- und Reportingfunktionen gewinnen zunehmend an Bedeutung. Trenddarstellungen und historische Daten ermöglichen es, Entwicklungen frühzeitig zu erkennen, Netzbelastungen besser zu bewerten und Investitions- sowie Wartungsmaßnahmen gezielter zu planen. Dadurch können Betreiber nicht nur die Versorgungssicherheit erhöhen, sondern auch Energieverluste reduzieren bestehende Infrastruktur besser auslasten und kostenintensive Netzausbaumaßnahmen gezielter priorisieren.



Photovoltaik-, Windkraft- und Speichereinrichtungen speisen dezentral in die Netze ein. Gleichzeitig steigen die Anforderungen an die Stabilität und Verfügbarkeit der Infrastruktur.

Bild: shutterstock - pan demin

daten. Mit der offenen Softwareplattform „zenon“ von Copa-Data können Netzbetreiber diese Anforderungen erfüllen und eine durchgängige Transparenz sowie fundierte Entscheidungsgrundlagen schaffen. Entscheidend ist dabei nicht nur das Sammeln von Mess- und Statusdaten, sondern deren Kontextualisierung: Erst durch die Einordnung in Netzstruktur, Betriebszustand und Prozesszusammenhänge werden Daten zu belastbaren Entscheidungsgrundlagen.

Offene Plattformen spielen dabei eine zentrale Rolle. Gerade in Energieinfrastrukturen existieren häufig heterogene Systemlandschaften, die über viele Jahre gewachsen sind. Moderne Softwarelösungen müssen deshalb unterschiedlichste Steuerungen, Feldgeräte und Kommunikationsstandards integrieren können. Eine einheitliche Visualisierung unterstützt Betreiber dabei, Netzsituationen schneller zu erfassen und fundierte Entscheidungen zu treffen. Gleichzeitig lassen sich Störungen schneller erkennen, Ausfallzeiten reduzieren und Maßnahmen gezielter einleiten.

Digitalisierung verändert Umspannwerke

Parallel zur Entwicklung intelligenter Netzüberwachung verändern sich auch die Umspannwerke selbst. Digitale Umspannwerke gewinnen zunehmend an Bedeutung und schaffen die Grundlage für eine moderne Netzführung. Standards wie IEC 61850 ermöglichen eine standardisierte Kommunikation zwischen unterschiedlichen Komponenten und vereinfachen die Integration heterogener Systeme. Gleichzeitig entstehen neue Möglichkeiten für die zentrale Verarbeitung und Auswertung von Daten. Durch die Digitalisierung lassen sich Informationen schneller bereitstellen, manuelle Aufwände reduzieren und Betriebsprozesse effizienter gestalten. Netzbetreiber erhalten dadurch einen deutlich besseren Überblick über den Zustand ihrer Anlagen und können schneller auf kritische Situationen reagieren.

Hinzu kommt, dass moderne Netz- und Umspannwerkslösungen heute deutlich höhere Anforderungen an Flexibilität er-

Ganzheitliches Monitoring von IT- und OT-Komponenten ist die Voraussetzung für hohe Transparenz und Verfügbarkeit in Energieanlagen.

Bild: stock.adobe.com - yelantsew

füllen müssen. Systeme müssen sich kontinuierlich an neue regulatorische Anforderungen, neue Einspeiser und veränderte Netzstrukturen anpassen lassen. Offene Softwareplattformen bieten dafür entscheidende Vorteile. Sie ermöglichen eine schrittweise Modernisierung bestehender Infrastrukturen und schaffen gleichzeitig die Grundlage für zukünftige Entwicklungen.

Hohe Verfügbarkeit bleibt entscheidend

Trotz aller Digitalisierung bleibt die Versorgungssicherheit die zentrale Anforderung im Netzbetrieb. Energieinfrastrukturen gehören zur kritischen Infrastruktur und stellen entsprechend hohe Anforderungen an Verfügbarkeit und Ausfallsicherheit. Redundante Systemarchitekturen, verteilte Serverstrukturen sowie sichere Kommunikationskonzepte spielen deshalb eine zentrale Rolle bei modernen Netzleit- und Visualisierungssystemen.

Gleichzeitig steigt die Bedeutung einer benutzerfreundlichen Bedienung. In kritischen Infrastrukturen müssen Mitarbeitende auch in komplexen Situationen schnell und sicher handeln können. Einheitliche Bedienoberflächen und klare Visualisierungskonzepte unterstützen dabei, Fehler zu vermeiden und Prozesse sicher zu steuern. Gerade vor dem Hintergrund des Fachkräftemangels gewinnt dieser Aspekt



Durch die Einordnung von Daten in die Netzstruktur, Betriebszustände und Prozesszusammenhänge generiert zenon belastbare Entscheidungsgrundlagen.

Bild: Copa-Data

zusätzlich an Bedeutung. Intuitive Systeme erleichtern die Einarbeitung neuer Mitarbeitender, reduzieren Schulungsaufwände und tragen dazu bei, Wissen langfristig im Unternehmen zu sichern.

Digitalisierung als Grundlage resilienter Netze

Die Energiewende verändert nicht nur die Energieerzeugung, sondern auch die Anforderungen an Netzbetrieb und Infrastrukturmanagement. Netzbetreiber benötigen heute deutlich mehr Transparenz, Flexibilität und Integrationsfähigkeit als noch vor wenigen Jahren. Intelligente Netzüberwachung schafft dafür die Grundlage. Durch die zentrale Zusammenführung von Daten, die Integration unterschiedlicher

Systeme sowie leistungsfähige Analyse- und Visualisierungsfunktionen lassen sich Netze sicherer, effizienter und resilienter betreiben. Offene und flexible Plattformen ermöglichen es dabei, bestehende Infrastrukturen schrittweise weiterzuentwickeln und an neue Anforderungen anzupassen. Damit wird Digitalisierung zu einem zentralen Erfolgsfaktor für die Energienetze der Zukunft.

Takeaways

- **Echtzeittransparenz schafft Handlungssicherheit:** Zustände, Lastflüsse und Engpässe werden schneller erkannt und bewertet.
- **Integration statt Insellösungen:** Eine zentrale Plattform verbindet heterogene Anlagen, Protokolle und Altsysteme zu einem konsistenten Lagebild.
- **Analyse macht Netze vorausschauend betreibbar:** Trends und historische Daten helfen, Belastungen früh zu erkennen und Maßnahmen besser zu planen.
- **Resilienz braucht Verfügbarkeit und Bedienbarkeit:** Redundanzkonzepte plus klare Visualisierung unterstützen sicheres Handeln – auch unter Zeitdruck und bei Personalknappheit.



Die offene Softwareplattform „zenon“ visualisiert Betriebs- und Zustandsdaten von Leistungstransformatoren zentral in einem Dashboard – inklusive Temperaturüberwachung, DGA-Analyse und Trenddarstellung. Bild: Copa-Data



DER AUTOR
HEIKO BÖLLI

ist Sales Manager
Energy & Infrastructure
bei Copa-Data.

Erklärbare KI für Energiesysteme

Künstliche Intelligenz hilft zunehmend dabei, Stromnetze stabiler zu betreiben, Strompreise besser vorherzusagen und Energie effizienter zu nutzen. Doch in kritischen Infrastrukturen wie dem Energiesystem sollte KI keine Blackbox sein – Entscheidungen müssen jederzeit nachvollziehbar bleiben. Forschende des Karlsruher Instituts für Technologie (KIT) haben daher eine Methode entwickelt, mit der sich KI-gestützte Vorhersagen für Energiesysteme deutlich transparenter analysieren lassen.

Das Management unserer Energieversorgung gestaltet sich zunehmend komplexer. Wind- und Solarstrom schwanken wetterabhängig, zugleich verändern Elektroautos, Batteriespeicher und Wärmepumpen die Verbrauchsmuster. „Netzbetreiber und Energieversorger setzen zunehmend künstliche Intelligenz ein, um ihre Systeme effizient und stabil zu betreiben“, so Tenure-Track-Professor Benjamin Schäfer vom Institut für Automation und Angewandte Informatik (IAI) des KIT. Um Stromerzeugung und -verbrauch möglichst präzise aufeinander abzustimmen, gilt es, zahlreiche Faktoren gleichzeitig zu berücksichtigen – etwa Wetterprognosen, Lastvorhersagen, Netz- und Verteilerkapazitäten sowie das Verhalten von Verbraucherinnen und Verbrauchern. „KI hilft dabei, darf aber keine Blackbox bleiben. Menschen müssen nachvollziehen können, wie Vorhersagen und Entscheidungen zustande kommen. Gerade im sensiblen Energiebereich, in dem Fehler schwerwiegende Folgen haben können, sind Transparenz und menschliche Aufsicht entscheidend – und mit dem AI Act der Europäischen Union auch eine regulatorische Vorgabe“, sagt Schäfer.

„Shapformer“ kombiniert mehrere Methoden

In ihrer aktuellen Studie stellt Schäfers Arbeitsgruppe die neue Methode Shapformer vor, die für Zeitreihenvorhersagen entwickelt wurde – also für Prognosen auf Basis zeitlich aufeinanderfolgender Daten wie Stromverbrauch oder -preis. Ziel ist

es, KI-gestützte Vorhersagen möglichst präzise und nachvollziehbar zu machen. Die Methode kombiniert Transformermodelle, die aus modernen Sprachmodellen bekannt sind, mit Verfahren der erklärbaren künstlichen Intelligenz. Der Name Shapformer verweist dabei auf die Verbindung von Transformermodellen mit Shap-Methoden. Diese basieren auf Konzepten der Spieltheorie und machen sichtbar, welchen Einfluss einzelne Faktoren auf eine Vorhersage haben. Dazu zählen etwa Temperaturen, Feiertage, Windprognosen oder frühere Verbrauchsdaten.

Einfluss einzelner Faktoren wird sichtbar

„Beim Training unseres Modells haben wir gezielt einzelne Informationen ausgeblendet“, betont Matthias Hertel, wissenschaftlicher Mitarbeiter am IAI. „Auf

diese Weise konnten wir nachvollziehen, welchen Einfluss bestimmte Eingaben auf die Vorhersagen des Modells haben.“ Das Team trainierte den Ansatz unter anderem mit realen Daten des Übertragungsnetzbetreibers Transnetbw. Ziel war es, Stromverbräuche und -preise über Zeiträume von bis zu einer Woche vorherzusagen – und gleichzeitig sichtbar zu machen, welche Faktoren die Prognosen beeinflussen. So lässt sich der Beitrag einzelner Einflussgrößen zu einer Vorhersage analysieren.

Erklärbarkeit direkt in das Training integriert

Viele bisherige Verfahren bieten erst nachträglich Erklärungen und benötigen dafür große zusätzliche Rechenleistung. „Eine Besonderheit unseres Ansatzes ist es, dass wir die Erklärbarkeit direkt in den Trainingsprozess integrieren“, sagt Hertel. Die Genauigkeit der Vorhersagen bleibt so erhalten, während die Effizienz der Analyse steigt. „Mit unserer Arbeit schaffen wir methodische Grundlagen dafür, solche Ansätze künftig in die Praxis zu übertragen“, unterstreicht Schäfer. Dabei spielen nicht nur technische Präzision und Vertrauenswürdigkeit eine Rolle, sondern auch die Akzeptanz von Anwenderinnen und Anwendern. Schäfer nennt als Beispiel Heimspeicher, die automatisch auf Strompreise reagieren, sowie intelligente Systeme für das Laden und Entladen von Elektroautos. „Nutzerinnen und Nutzer haben wahrscheinlich eine größere Akzeptanz gegenüber einem intelligenten Ladesystem, wenn klar nachvollziehbar ist, warum sich ein Elektroauto nachts später geladen hat als gewöhnlich – zum Beispiel, weil die Strompreise zwischenzeitlich besonders hoch waren und so Kosten eingespart werden konnten.“ ■



Forschende am KIT entwickeln Zeitreihenvorhersagen für das Energiesystem, um KI-gestützte Vorhersagen nachvollziehbar zu machen

Bild: Markus Breig, KIT

Überspannungsschutz in DC-Netzen

Mit der neuen Produktnorm IEC 61643-41 wird erstmals ein klarer Rahmen für Überspannungsschutzgeräte in Gleichspannungsnetzen geschaffen, die nicht auf Photovoltaik beschränkt sind. Sie schließt damit eine Lücke im bestehenden Regelwerk. Denn Gleichspannungsnetze stellen strengere Anforderungen an den Überspannungsschutz, besonders dann, wenn Produkte das Ende ihres Lebenszyklus erreicht haben. **VON ALEXANDER JELLENIGG**

Überspannungsschutzgeräte (Surge Protection Devices, SPD) schützen Anlagen vor Schäden durch Überspannung. Aufgrund zunehmender Extremwetterereignisse nimmt ihre Bedeutung zu. Hinzu kommt, dass in modernen Netzen immer mehr und immer teurere Elektronik zur Steuerung, Messung und

Kommunikation im Einsatz ist. Dadurch steigen die Anzahl und die Kosten der zu schützenden Komponenten. SPD werden eingesetzt, um Überspannungen durch atmosphärische Entladungen wie Blitze, Schalterereignisse oder Erdschlüsse im Hochspannungsnetz zu begrenzen. Sie

sind fast immer inaktiv, aktivieren sich bei Bedarf jedoch in Nanosekunden und leiten dann mehrere Kiloampere an Strömen ab. Normalerweise ist der gesamte Arbeitsvorgang eines SPD in unter einer Millisekunde abgeschlossen. Kritisch ist jedoch die

Anlagen in Gleichspannungsnetzen müssen zuverlässig vor Überspannung geschützt werden.

Bild: © brianguest/stock.adobe.com

Trennung vom Netz am Lebensende. Dann muss der Überspannungsschutz entweder sicher vom Netz getrennt werden oder einen anderen sicheren Zustand einnehmen, der Anwender und Anlagen schützt.

Warum Gleichspannungsnetze zunehmen

Gleichspannungsnetze bringen eine Reihe von Vorteilen mit sich. Ihr geringerer Kabelquerschnitt sorgt dafür, dass rund die Hälfte an Kupfer eingespart werden kann. Dadurch reduziert sich neben den Materialkosten auch das Gewicht der Kabel. In DC-Netzen entfallen außerdem Oberwellen wie in üblichen Dreiphasensystemen. Es handelt sich um einfache Netze, die die Komplexität senken.

Weil im Alltag die meisten Lasten wie LED-Beleuchtung, Elektromobilität, Batterieladen und Elektronik auf Gleichspannung entfallen, schaffen DC-Netze eine höhere Energieeffizienz im täglichen Betrieb und verzeichnen weniger Verluste, wenn

nicht von Wechselstrom auf Gleichstrom umgewandelt werden muss. Auch die Integration erneuerbarer Energiequellen ist in DC-Netzen einfacher. Integrierte Speicher steigern die Verfügbarkeit und reduzieren Spitzenlasten, was die Energiekosten wiederum senkt.

Mit der Norm IEC 60364 (in Deutschland harmonisiert als VDE 0100) ist die Notwendigkeit, Auswahl und Positionierung von Überspannungsschutzgeräten für Gleich- und Wechselstromnetze reguliert. Die IEC 62305 (in Deutschland harmonisiert als VDE 0185-305) behandelt zusätzlich externe und interne Blitzschutzmaßnahmen inklusive Risikoabschätzungen. Die Positionierung der SPD am Gebäudeeintritt und der Maximalabstand von 10 m Kabellänge für weitere Schutzelemente bleibt dabei unverändert gültig.

Schließen einer regulatorischen Lücke

Bisher waren SPD in diesem Bereich nur für PV-Anlagen durch eine eigene Produktnorm abgedeckt. Die IEC 61643-41 schließt deshalb nun eine echte Lücke für DC-Systeme oder Anwendungen, die auch erhebliche Kurzschlussströme liefern können. Sie definiert erstmals spezifische Anforderungen und Prüfungen für Überspannungsschutzgeräte in DC-Niederspannungsnetzen bis 1.500 V DC, die nicht in PV-Anlagen verbaut sind. Gleichspannungsnetze stellen aber auch besondere Anforderungen

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**

Die IEC 61643-41 beschreibt, welche Überspannungsschutzgeräte in DC-Niederspannungssystemen zulässig und wie sie zu prüfen sind sowie welche Sicherheits- und Leistungsanforderungen sie erfüllen müssen. Bild: © momius/stock.adobe.com



Der Schutz vor Überspannung muss nicht nur während der Lebensdauer von SPD gegeben sein, sondern auch, wenn interne Schutzbauteile gealtert oder überlastet sind und deshalb vom Netz getrennt werden müssen. Bild: © zhu difeng/stock.adobe.com

an den Überspannungsschutz. Während in AC-Netzen die Kurzschlusspotenziale nur von Seiten des Trafos ausgehen, gibt es in DC-Netzen auf der AC-Seite Energie durch Trafo und Wandler sowie auf der DC-Seite beispielsweise durch die Batterie des Elektrofahrzeugs. Auch Speicherlösungen liefern teils erhebliche Kurzschlussströme.

Die IEC 61643-41 wurde geschaffen, weil DC-Niederspannungsanwendungen außerhalb von Photovoltaik eigene Anforderungen haben, etwa bei Ladeinfrastruktur, Energiespeichern, Bahn- oder anderen DC-Systemen. Für solche Anlagen reichen die bisherigen PV-spezifischen Regeln aus IEC 61643-31 nicht aus, weshalb der Teil 41 diese Lücke schließt. Die Norm beschreibt, welche SPD in DC-Niederspannungssystemen zulässig sind, wie sie zu prüfen sind und welche Sicherheits- und Leistungsanforderungen sie erfüllen müssen. Dabei wird von DC-Stromkreisen mit linearer Spannung-Strom-Kennlinie ausgegangen. Kommen andere Quellen zum Einsatz, muss die Anlage mit Blick auf Kurzschlussstrom oder temporärer Überspannung (TOV) genauer betrachtet werden. Für PV-Anwendungen gilt also weiterhin die IEC 61643-31. SPD für Batteriesysteme, DC-Verteilung, EV-Ladeinfrastruktur oder andere DC-Anwendungen sind künftig über die IEC 61643-41 abgedeckt.

Schutz am Ende des Lebenszyklus

Der Schutz vor Überspannung muss nicht nur während der Lebensdauer von SPD gegeben sein, sondern auch, wenn interne

Schutzbauteile gealtert oder überlastet sind und deshalb vom Netz getrennt werden müssen. Deshalb rückt das sichere End-of-life-Verhalten – die zuverlässige Trennung durch interne oder externe Abtrennmechanismen – stärker in den Fokus der Regularien. Ein unsauber getrenntes SPD kann in einen dauerhaft leitenden Zustand übergehen und dadurch Folgeschäden auslösen.

In DC-Netzen kann dieser Fehlerfall deutlich gefährlichere Auswirkungen haben als in Wechselstromnetzen. Eine Erweiterung der Norm war deshalb notwendig. Wenn ein Bauteil am Lebensende kurzschließt oder eine Schutzschaltung versagt, kann das DC-Netz hohe Kurzschlussströme liefern, die Lichtbogen, Brände oder im schlimmsten Fall Explosionen auslösen. Die Norm betont deshalb die Betrachtung des erwartbaren Kurzschlussstroms und der TOV-Stresssituation, erweitert damit den Fokus von der reinen Überspannungsbegrenzung auf das sichere Verhalten im Fehlerfall und sorgt so dafür, dass Anlagen und Anwender auch nach dem Ende des Lebenszyklus geschützt sind.

Vier Schritte für ein sicheres Lebensende

In der Praxis lässt sich die Norm in vier Schritten umsetzen: Zunächst wird unterschieden, ob es sich um ein allgemeines DC-System oder eine PV-Anwendung handelt. Je nach Anwendungsfall ist IEC 61643-41 oder IEC 61643-31 zu beachten und gibt die Schutzanforderungen entsprechend vor. Danach folgt ein Abgleich der Kurzschlussfestigkeit und des zulässigen Abschaltkonzepts mit der realen Netzquelle. Einfach gesagt: Welches SPD bringt die passenden Eigenschaften für dieses konkrete DC-Netz mit?

Danach wird das SPD mit vorgelagertem Schutzelement koordiniert und zuletzt eine End-of-life-Anzeige sowie regelmäßige Wartungszyklen in das Anlagenkonzept integriert. Deshalb sollten bereits bei der Auswahl der Produkte im Datenblatt neben der Nennspannung die TOV-Festigkeit, das Abschaltvermögen und die vorgesehene Netzform berücksichtigt werden. So wird aus einem „irgendwie passenden“ Gerät ein normativ stimmiges, betriebssicheres Schutzkonzept.

IEC 61643-41 in der Praxis

Wie die Norm in der Praxis umgesetzt wird, kommt ganz auf den individuellen Fall an. Privatpersonen erkennen zunehmend, wie sich durch DC-Verteilung Effizienzgewinne erzielen lassen. Die Integration von Batteriespeichern, Ladeinfrastruktur und PV-Anlagen in Wohngebäuden benötigen allerdings neue Schutzkonzepte. In industriellen Anwendungen wiederum ist eine zuverlässige Energieversorgung geschäftskritisch. Hier kommen zunehmend DC-Schnellladestationen zum Einsatz, die Fuhrparks betreiben oder den Mitarbeitern zur Verfügung stehen. Dadurch entstehen mehr Kurzschlussquellen – aufgrund von Batteriespeichern, Leistungselektronik und Elektrofahrzeugen – und somit höhere Anforderungen an den Überspannungsschutz als in klassischen AC-Netzen. Nicht nur die Geräteauswahl, sondern auch die Dimensionierung der Anlagen ist hier entscheidend, um den sicheren Betrieb zu gewährleisten.

Die IEC 61643-41 schließt eine wichtige Lücke in der Normlandschaft und misst Überspannungsschutz den richtigen Wert bei. Denn dieser nimmt durch Extremwetterlagen, hohe Anforderungen an die Verfügbarkeit und zunehmend teure Elektronik immer weiter zu. Die Norm deckt nun auch das Vorgehen am Ende des Lebenszyklus in DC-Anwendungen ab und gibt Verantwortlichen einen Leitfaden in die Hand, mit dem sie die richtigen Produkte für ihre DC-Anwendungen auswählen und implementieren können, um Anlagen und Anwender gleichermaßen zu schützen. ■



DER AUTOR

ALEXANDER JELLENIGG

ist Applications Engineer bei Raycap. Bild: Raycap

Normkonforme Systemlösungen für Neubau und Bestand

Um die Netzstabilität langfristig zu sichern, hat der Gesetzgeber mit § 14a des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) verbindliche Rahmenbedingungen für steuerbare Verbrauchseinrichtungen geschaffen. Im Fokus stehen Anlagen mit einer Leistung von mehr als 4,2 kW. Seit dem 1. Januar 2024 müssen diese netzorientiert steuerbar ausgeführt werden. Mit dem Hochlauf der Elektromobilität, Wärmepumpentechnik und dezentraler Energiespeicher wächst der Leistungsbedarf im Niederspannungsnetz deutlich. Gleichzeitig steigern die Veröffentlichung der neuen VDE-AR-N 4100, der Ausbau technischer Infrastruktur wie Steuerboxen und intelligenter Messsysteme durch Netzbetreiber und neue Netzentgeltmodelle die Brisanz dieses Themas.

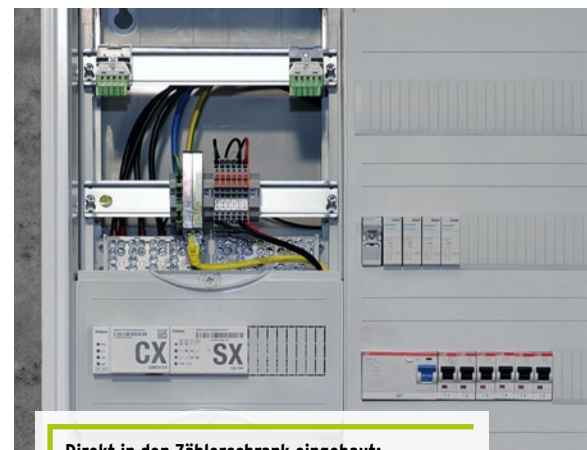
Die gesetzliche Regelung erlaubt Netzbetreibern bei drohenden Netzüberlastungen per Fernzugriff eine temporäre Leistungsreduzierung steuerbarer Verbrauchseinrichtungen, ohne diese vollständig vom Netz zu trennen. Endkunden können ihre Anlagen weiter nutzen und profitieren von geringeren Netzentgelten. Zu den betroffenen Geräten zählen Wallboxen, Wärmepumpen inklusive Zusatz- oder Notheizungen, Klimaanlage und Batteriespeicher. Elektrofachbetriebe sind verpflichtet, die aktuellen Normen und Empfehlungen zu beachten. Im Bestand ist häufig keine standardisierte, platzsparende Lösung vorhanden. Einzelkomponenten müssen aufwendig zusammengestellt und verdrahtet werden, während gängige Produkte nicht immer in die vorgesehenen Einbaumaße moderner Zählerplätze passen.

Integrierte Lösung für den Neubau

„Dehn Steuve Basic“ ist für den direkten Einbau im Zählerschrank konzipiert. Das vorkonfektionierte Hutschielenkomplettmodul erfüllt die Empfehlungen des BDEW (Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft) zur Umsetzung von § 14a EnWG und ist auf die Anforderungen moderner Zählerplätze nach TAB (Technische Anschlussbedingungen) und VDE-AR-N 4100 ausgelegt. Das System enthält alle notwendigen Komponenten zur netzorientierten Steuerung in einem Modul: Sicherungselemente, Relaisklemmen, Trennfunktionen sowie Schnittstellen zur Anbindung intelligenter Messsysteme und eines Energy Management Systems (EMS). Die Ausführung unterstützt sowohl analoge als auch digitale Steuerkonzepte und ist kompatibel mit gängigen Verbrauchseinrichtungen. Ein integrierter Überspannungsschutz, der Kombiableiter „Dehnpatch“ in 19 mm Baubreite und mit RJ45-Anschlusstechnik, schützt dabei sensible Komponenten wie Smart Meter Gateway und EMS – ein Aspekt, der angesichts zunehmender Digitalisierung im Zählerschrank an Bedeutung gewinnt. Der beiliegende Verdrahtungsplan erleichtert eine fachgerechte Installation.

Nachrüstung im Bestand ohne Zählerschranktausch

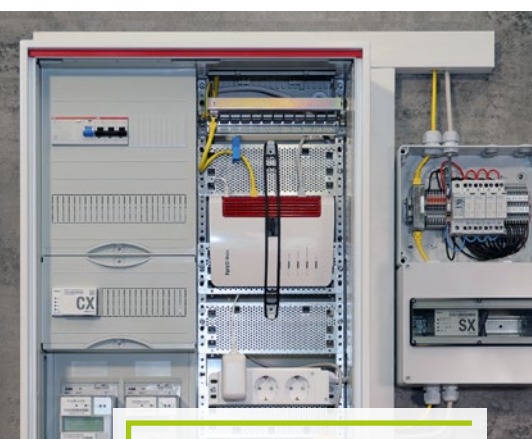
Für Bestandsanlagen, bei denen eine normkonforme Integration im Zählerschrank nicht möglich ist, bietet Dehn mit „Dehncube Steuve“ eine externe, plombierbare Boxlösung, wie in der Empfehlung des BDEW beschrieben. Sie wird in unmittelbarer



Direkt in den Zählerschrank eingebaut: „Dehn Steuve Basic“. Bilder: Dehn

rer Nähe zum Zählerschrank installiert und ermöglicht die §-14a-konforme Nachrüstung mit wenig Eingriff in die bestehende Anlage. Die vorverdrahtete Plug-&-play-Lösung reduziert den Installationsaufwand erheblich und stellt definierte Anschlusspunkte für Verbrauchseinrichtungen, Steuerboxen des Messstellenbetreibers sowie das intelligente Messsystem bereit. Auch hier ist die Ausführung technologieoffen und auf zukünftige digitale Steuerkonzepte vorbereitet.

Beide Systeme unterstützen eine klare Aufgabentrennung: Während die Elektrofachkraft für die Vorverdrahtung der Verbrauchseinrichtungen und die Spannungsversorgung verantwortlich ist, übernimmt der Messstellenbetreiber die Anbindung des intelligenten Messsystems und der Steuerbox. Umfangreiche Dokumentationen, Schaltpläne und Prüfunterlagen sorgen für Planungssicherheit und erleichtern die Abstimmung mit allen Beteiligten. ■



Lässt sich in Bestandsanlagen integrieren, bei denen eine normkonforme Integration im Zählerschrank nicht möglich ist: „Dehncube Steuve“.

Zukunftsste Vanadium-Flow-Technologie aus Europa

CellCube Energy Storage ist seit 26 Jahren im Bereich der Vanadium-Flow-Batterien aktiv und verfügt mit weltweit mehr als 160 realisierten Projekten über umfangreiche Felderfahrung. Von der technologischen Kompetenz des Unternehmens konnten sich kürzlich erst wieder die Besucher der „Smarter E“ überzeugen. Hier startete CellCube zudem einen neuen Markenauftritt, mit dem die Expertise noch konsequenter in den Markt getragen werden soll. Zu aktuellen Entwicklungen rund um das Unternehmen sprach r.energy mit dem COO Christoph Stelzer.



CHRISTOPH STELZER,

COO VON CELLCUBE ENERGY STORAGE:

„Ausgehend von den Vorzügen erwarten wir in den nächsten Jahren ein überproportionales Wachstum unserer Technologie in Europa und eine ungebremste Zunahme in den USA.“

Herr Stelzer, in den über zwei Jahrzehnten, in denen CellCube Energy Storage am Markt ist, hat sich das Leistungsspektrum des Unternehmens durchaus verändert. Können Sie das aktuelle Portfolio bitte kurz umreißen?

CHRISTOPH STELZER: CellCube mit Sitz in Wiener Neudorf wurde 2000 als Spin off des österreichischen Forschungszentrums Seibersdorf gegründet. Nicht untypisch für solche Ausgründungen, haben wir uns in den ersten zehn Jahren auf Forschung und Entwicklung konzentriert. Bis 2018 resultierte das in den Bau und Vertrieb vor allem kleinerer Batteriespeicher. Ab 2018 haben wir dann den Fokus auf containerisierte Großspeicher gelegt. Seither ist die Herstellung von großer Vanadium-Flow-Batterien unser Kernthema. Adressierten wir mit den kleinen Speichern noch das kleine und mittlere Gewerbe bis hin zu Bauernhöfen und Mehrparteienhäusern liegt unser Fokus heute auf drei Segmenten: Commercial & Industrial, das heißt energieintensive Industriebetriebe, dann Utility, also Energieversorger/Netzbetreiber, und schließlich die kritische Infrastruktur, wo wir im militärischen und nicht militärischen Umfeld resiliente Energiespeicher und Microgrids aufbauen. Die Leistungen, die wir für diese Segmente erbringen, bestehen zuvorderst in der Fertigung und Bereitstellung der Speicher. Die Customer Journey beginnt aber oft viel früher: bei der Suche nach der für den Kunden passenden Lösung. Damit unterstützen wir den Kunden bei der Dimensionierung, dem Engineering und Design bis hin zur Installation und Inbetriebnahme. Schlussendlich servieren wir die Anlagen und bieten Verfügbarkeits-, Leistungs- sowie Kapazitätsgarantien für bis zu 30 Jahre Lebensdauer. Hin und wieder sind wir bei Projekten auch als Generalunternehmer tätig.

Diese Leistungen erbringt CellCube in einem derzeit sehr turbulenten Markt. Welche Entwicklungen prägen aus Ihrer Sicht gerade den Markt für Großspeicher?

CHRISTOPH STELZER: Es herrscht Goldgräberstimmung, möchte ich fast sagen, ähnlich wie bei der Photovoltaik vor zehn Jahren. Im europäischen Markt sehen wir gerade Entwicklungen, die in den USA vor rund fünf Jahren zu konstatieren waren: Der Speichermarkt öffnet sich auch für nicht traditionelle Technologien. Die Gründe dafür sind recht zahlreich und vielfältig, ich glaube aber, man kann sie zu einigen wenigen Aspekten zusammenfassen. Im Augenblick wandelt sich das Stromnetz immens. War es vor Jahren noch zentral ausgelegt, wird es gerade zu einem Netz mit dezentralem Charakter umgebaut. Und das rasant. Plötzlich muss gewährleistet werden, dass sich riesige Mengen Strom aus den Erneuerbaren ins Netz rückspeisen lassen. Das ursprüng-

liche Netz war dafür nicht gemacht. Für den nötigen Umbau, für jeglichen Netzaus- und -umbau, sind Batteriespeicher unverzichtbar. Sie sind eine Komponente, wenn nicht gar die Komponente, um das Netz am Leben zu halten, nämlich überschüssigen Strom zu speichern und ins Netz abzugeben, sobald er benötigt wird. Neben kurzfristigen Speicher- und Ausspeicheraufgaben nimmt dabei die Bedeutung von Langzeitspeichern mit Ausspeicherzeiten über zwei Stunden deutlich zu.

Im Bereich der Großbatteriespeicher haben sich verschiedene Technologien etabliert. Wo sehen Sie die Stärken von Vanadium-Flow-Batterien? Für welche Anwendungen ist die Technologie besonders geeignet?

CHRISTOPH STELZER: Auf die Ausspeicherdauer habe ich als eine der Stärken bereits angespielt. Ein zweiter Punkt ist die Größe. Wir haben in 26 Jahren gelernt, dass sich die Vanadium-Flow-Technologie nicht für mobile Anwendungen eignet. Sie ist ganz einfach zu komplex und braucht zu viele unterschiedliche QR-Komponenten. Sehr gut ist sie jedoch für große Speicher geeignet, für große Kapazitäten, viel Fläche und lange Ausspeicherdauer. Wenn es darum geht, die gleiche Leistung viel länger bereitzustellen, ist die Technologie geradezu prädestiniert. Zumal sie noch weitere Kerneigenschaften mitbringt. Dazu gehört insbesondere die Nichtbrennbarkeit: Die Speichertechnologie basiert auf einer Flüssigkeit, die mehr als 60 % Wasser enthält. Darin ist Vanadiumsalz als Energieträger aufgelöst. Die Nichtbrennbarkeit unserer Batterien zieht sofort weitere Vorteile nach sich. So bedarf es weder Löschsystemen noch einer Löschwasserrückhaltung. Auch Mindestabstände zu Gebäuden oder zwischen den Batterien sind nicht erforderlich. Und weil die Batterien nicht aktiv gekühlt werden müssen, sind sie sehr leise. Zugleich sind sie sehr robust gegen äußere Temperaturbedingungen, funktionieren also sehr zuverlässig im kalten wie im heißen Klima. Und, ganz wichtig: Sie nutzen sich nicht ab. Es findet keine Zellenalterung, keine Degradation statt. Damit kann auch nach 30 Jahren dieselbe Megawattstunde ein- und ausgespeichert werden wie am ersten Tag.

Noch einmal zu dem zweiten Teil der Frage: Für welche Anwendungen ist die Technologie mit diesen Eigenschaften besonders geeignet? Können Sie hier Beispiel nennen?

CHRISTOPH STELZER: Die drei Kundensegmente, in denen wir tätig sind, hatte ich ja bereits genannt: Commercial Industrial, Utility und Defense. Nimmt man den CI-Bereich, ist ein Kriterium hier immer wieder der Bauabstand. In Bochum haben wir zum Beispiel eine Anlage installiert, die ein Kunde für eine bestehende PV-Dachanlage gekauft hat. Ein Lithiumspeicher hätte sich schlichtweg nicht weit genug entfernt vom Gebäude platzieren lassen. Neben der Nichtbrennbarkeit, die somit entscheidend war, stand auch die lange Ausspeicherdauer im Fokus. Im Defense-Bereich, wo Investitionszyklen von 30/40 oder mehr Jahren nicht unüblich sind, ist oft die Kombination aus langer Ausspeicher- und Lebensdauer ausschlaggebend. Die klassische Lithium-Batterie bedarf meist nach zehn Jahren einer Ersatzinvestition. Tendenziell ist in diesem Bereich die größere Kapazität wichtiger als eine große Leistung. Spitäler oder andere kritische Infrastrukturen im militärischen Bereich lassen sich mit unserer Technologie 14 Tage und länger energieautark betreiben. Sehr lange Investitionszyklen haben wir schließlich auch im Utility-Bereich. Bei der Stabilisierung der Netze kommt dem Betreiber damit die lange Lebensdauer unserer Batterien ebenso zugute.

Bisher haben wir ausschließlich über die Vorteile von Vanadium-Flow-Batterien gesprochen. Jede Technologie hat aber auch Nachteile.

CHRISTOPH STELZER: Das ist natürlich so. Bei unserer Technologie ist das der Preis. Vanadium-Flow-Batterien sind – Stand heute – etwa doppelt so teuer wie vergleichbare Lithium-Systeme. Werden bei einem Energiespeicher nur die Leistung und die Kapazität betrachtet, ist eine Lithium-Batterie immer im Vorteil. Müssen dagegen mehrere Bewertungskriterien einbezogen werden, spielt die Vanadium-Flow-Technologie schnell ihre Vorzüge aus. Dabei ist die Lebensdauer oft schon ein Argument für sich: Der zentrale Nachteil unserer Technologie ist aktuell zwar der



Eine kleine Reise zu ausgewählten Projekten von CellCube: Beginnend in den USA, ...



... setzt sie sich über das Wiener Ernst-Happel-Stadion ...

höhere Investitionspreis, das System hält aber dreimal so lange. Und das ohne Degradation. Aktuell verdoppeln wir etwa jedes Jahr unsere abgesetzten Systeme. Mit dieser Wachstumskurve werden die Kosten in den nächsten Jahren stark fallen.

Seit 26 Jahren im Markt, ist CellCube mit 160 realisierten Projekte ein sehr erfahrener Anbieter. Warum kann diese Felderfahrung für Kunden ein entscheidender Aspekt sein?

CHRISTOPH STELZER: Mit unseren Projekten haben wir auf allen Kontinenten und in allen Klimazonen viele Erfahrungen gesammelt. Diese Erfahrungen fließen regelmäßig in das Produkt zurück. Deshalb ist es sehr ausgereift und zugleich sehr robust, widerstandsfähig und zuverlässig. Von den 160 Projekten, die Sie nannten, sind selbst die vermeintlichen Standardprojekte untereinander sehr unterschiedlich. Unsere Speicher sind modular aufgebaut, was uns in der Fertigung eine hohe Flexibilität erlaubt, wir können die Projekte aber auch in unterschiedlichen Größen, Leistungen und



... und Ungarn fort, ...



... um wieder in den USA – in Kalifornien – anzukommen. Bilder: CellCube Energy Storage

Kapazitäten bereitstellen. Schlussendlich bieten wir so technologisch wie auch in der Vor-Ort-Installation eine ausgeprägte Kundenspezifität.

Auf der „Smarter E“ in München hat sich CellCube erstmals mit einem neuen Markenauftritt präsentiert. Wie und mit welchen Mitteln treiben Sie diesen Marktauftritt voran und was sind die Ziele?

CHRISTOPH STELZER: Ich hatte ja schon erwähnt, dass CellCube aus dem universitären Umfeld hervorgegangen ist und die Forschung und Entwicklung lange im Mittelpunkt unserer Tätigkeit standen. Noch 2010 waren wir ein Forschungsbetrieb, wenn man so will. Das hat sich in den letzten Jahren gravierend geändert. Natürlich ist die Forschung weiterhin ein zentraler Punkt unserer Tätigkeit, schon deshalb, weil wir uns als Technologieführer verstehen und das auch bleiben wollen. Mit der Entwicklung zu einem kommerziellen Industriebetrieb, steht für uns mittlerweile jedoch ganz klar der Kunde im Fokus. Das ist eine ganz andere Sicht- und Herangehensweise, die sich auch in der Außendarstellung ausdrücken muss. Wir sind für unsere Kunden da und wollen die Leistungen, die für sie erbringen, transparent und im

Detail kommunizieren. Dafür bauen wir das Sales- und auch das Marketingteam neu auf und investieren massiv in unseren Markenauftritt. Nicht zuletzt wird die neue Schwerpunktsetzung auch im Umbau unseres Standortes sichtbar.

Europa ist ein zentraler Markt für erneuerbare Energien. Welche Chancen sehen Sie hier für die Vanadium-Flow-Technologie?

CHRISTOPH STELZER: Der europäische Markt hat für uns ein Riesenpotenzial. In der Vergangenheit haben wir viele Projekte international umgesetzt, insbesondere in Amerika. Wenn wir jetzt Projekte in Europa oder im DACH-Raum anbieten, können wir das mit Blick auf die erforderliche Logistik viel günstiger tun. Zudem bauen wir auf eine heimische Wertschöpfungskette auf. Förderlich sind dabei auch verschiedene politische Faktoren. So wird auf verschiedenen Ebenen nicht nur eine zunehmende Unabhängigkeit von asiatischen Wertschöpfungsketten angestrebt, was besonders im Defense-Bereich schnell nachvollziehbar ist, sondern auch von speziellen Zöllen. Die Speicherproduktion in Europa wird immer wichtiger. Zumal es hier wenige Anbieter im Non-Lithium-Bereich gibt. Und wenn ich mir die TCO anschau, also Lebenszykluskosten, oder ausrechne, was eine eingespeicherte Kilowattstunde über die Lebensdauer kostet, dann sind wir jetzt schon günstiger als die asiatische Konkurrenz, sogar günstiger als Lithium-Wettbewerb in Europa. Ausgehend von solchen Vorzügen erwarten wir in den nächsten Jahren ein überproportionales Wachstum unserer Technologie in Europa und eine ungebremsste Zunahme in den USA. Das sind auch unsere Fokusmärkte.

Es ist davon auszugehen, dass zu den genannten Vorteilen für den Kunden der Service hinzukommt ...

CHRISTOPH STELZER: Natürlich. Und das bezogen auf die Lebensdauer der Systeme von 30 Jahren. Wir bieten alles an, was der Kunde braucht, um seinen Use Case dauerhaft sicher darzustellen. So gewährleisten wir die langfristige Lieferbarkeit von Ersatzteilen ebenso wie die Beratung, Wartung und Reparaturleistung im After Sales.

Herr Stelzer, lassen Sie uns noch etwas in die Zukunft blicken. Welche Entwicklungen erwarten Sie in den nächsten Jahren rund um die Vanadium-Flow-Technologie?

CHRISTOPH STELZER: Der aktuelle Stand ist, dass wir ein robustes, industrietaugliches Produkt in Serienreife anbieten. Das gilt es festzuhalten. Für dieses Produkt wollen wir künftig vor allem die Kosten nach unten zu bringen. Das geht über verschiedene Stellschrauben. Eine davon ist die Erhöhung der Leistung oder der Kapazität oder von beiden. Hier sind wir definitiv noch nicht am Ende der Fahnenstange. Wo ebenso Weiterentwicklungen möglich sind, ist der Punkt Modularität. Um noch spezifischer auf Kundenanforderungen eingehen wollen wir künftig kleinteiliger groß aufbauen.

Kommen mit diesem veränderten Eigenschaftsprofil möglicherweise neue Anwendungsszenarien hinzu?

CHRISTOPH STELZER: Ein Anwendungsbereich, der aktuell in aller Munde ist, sind Datacenter. Mit den boomenden KI-Anwendungen kommt es hier bekanntlich zu einer enormen Steigerung des Energiebedarfs. Dieser Energiehunger ist aber nicht konstant, sondern springt im Millisekundenbereich oft über mehrere Megawatt Leistung. Eine extreme Stressbelastung, die die Netze nicht mehr aufnehmen können. Ein Datacenter muss daher vom Netz so weit einkoppelt werden, dass es weiter instant reagieren kann, das Netz aber die Belastung bewältigt. Batterien werden hier eine ganz wichtige Rolle spielen, was wir mit unseren Entwicklungen unterstützen wollen. Eine weitere Anwendung, in die wir vorstoßen wollen, sind an Netzknotenpunkten die Großspeicher mit 100 MWh. Dabei kommt uns wieder die lange Lebensdauer unserer Systeme zugute. Ein vielleicht kleinerer Punkt ist die Anordnung der Speichercontainer. Hier werden die Systeme oft gestapelt, manche Kunden wollen die Elemente aber eher in einer Ebene aufstellen. Das geht meist auf ästhetische Gründe oder Bauordnungen zurück. Auch das wollen wir künftig ermöglichen und so die Umsetzung der Kundenwünsche weiter flexibilisieren.

Herr Stelzer, vielen Dank für das Gespräch. ■

Der nächste Baustein für die Energiewende

Die fortschreitende Energietransformation erfordert neue Lösungen und eine zunehmende intelligente Vernetzung der Energiewirtschaft. Auf eine hohe, ausfallsichere Stromversorgung sind insbesondere Rechenzentren angewiesen. Zum Einsatz kommen dafür batterieelektrische Speicherbausteine, die mit brennstoffzellengestützten Notstromaggregaten abgesichert werden können. **VON RAINER MARIUS MORITZ**

Erneuerbare Energien brauchen aufgrund ihrer volatilen Stromerzeugung Speicher. Diese Erkenntnis ist nicht neu, doch ermöglichen die großen Fortschritte in der Batterietechnologie neue Anwendungen und führen zu weltweit ambitionierten Ausbauzielen für Batteriegroßspeicher (BESS). Allein in Deutschland ist bis 2030 mindestens mit einer Verdopplung der heute aggregierten Kapazitäten von rund 25 GWh zu rechnen. Damit bilden BESS eine Schlüsseltechnologie für die Energietransformation. Die Batterietechnik stabilisiert das Netz kurzfristig (für Minuten, Stunden) und wird kombiniert mit Wasserstoffspeichern für die saisonale Energiespeicherung (Wochen, Monate) zu einer zuverlässigen Stütze der grünen Stromversorgung.

Bereit für die Skalierung

Moderne Batteriegroßspeicher gibt es je nach Anforderung in verschiedenen Größen. Containerlösungen haben eine Speicherkapazität von mehreren Megawattstunden und sind meist mit Lithium-Ionen-Batterien ausgestattet, seltener mit Redox-Flow-Batterietechnik, Natrium-Ionen-Technologie oder Feststoffbatterien, die allerdings vielversprechende Ansätze bieten. Durch die Aufstellung mehrerer BESS-Container entstehen industrielle Batteriegroßspeicherparks, häufig in räumlicher Nähe zu Windkraftanlagen und Solarparks. Weltweit stehen große, zusammenhängende Akkuspeicheranlagen, in Kalifornien, USA, zum Beispiel mit einer installierten Speicherkapazität von über 3000 MWh. In China ist eine Anlage mit

einem Speichervermögen von 10 MWh auf Basis von Natrium-Ionen-Batterietechnik in Betrieb. Diese Technologie ist vielversprechend, weil sie auf das aufwendig zu gewinnende, konfliktreiche Lithium verzichtet.

Herausforderungen für die MSR-Technik

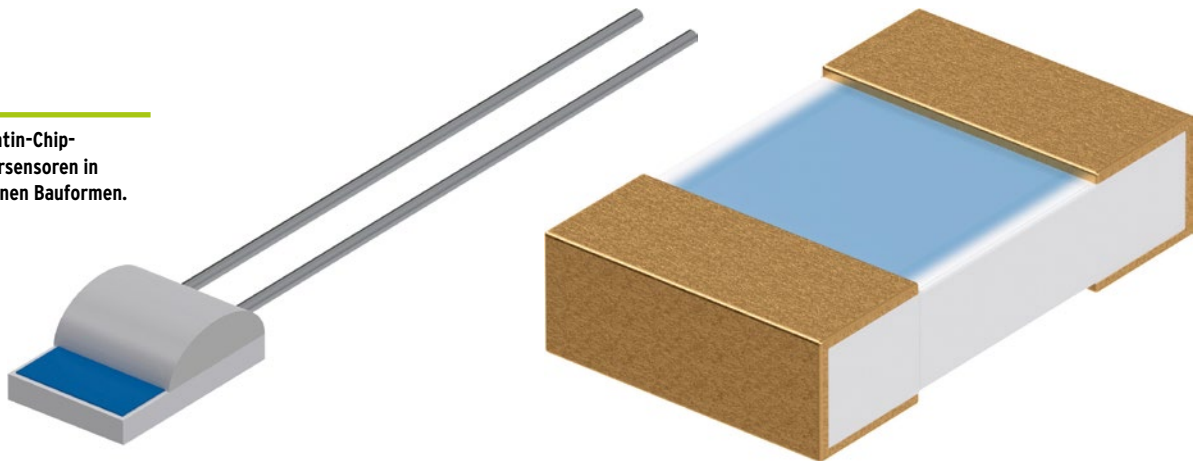
Für den sicheren, zuverlässigen Betrieb von Batteriegroßspeichern beziehungsweise aggregierter Akkuspeicheranlagen wird eine Vielzahl an Mess-, Steuer- und Regelungssystemen eingesetzt. Das Batteriemanagementsystem (BMS) überwacht und sichert den ordnungsgemäßen Zustand jeder einzelnen Batteriezelle ab. Ein wesentlicher Parameter ist dabei die Zelltemperatur, die bei Lithium-Ionen-

Zentraleinheit „Jumo varitron 500“ mit SPS-Funktionalität und EMS, Ein-/Ausgangsmodulen und Webpanel.



Pt1000-Platin-Chip-Temperatursensoren in verschiedenen Bauformen.

Bilder: Jumo



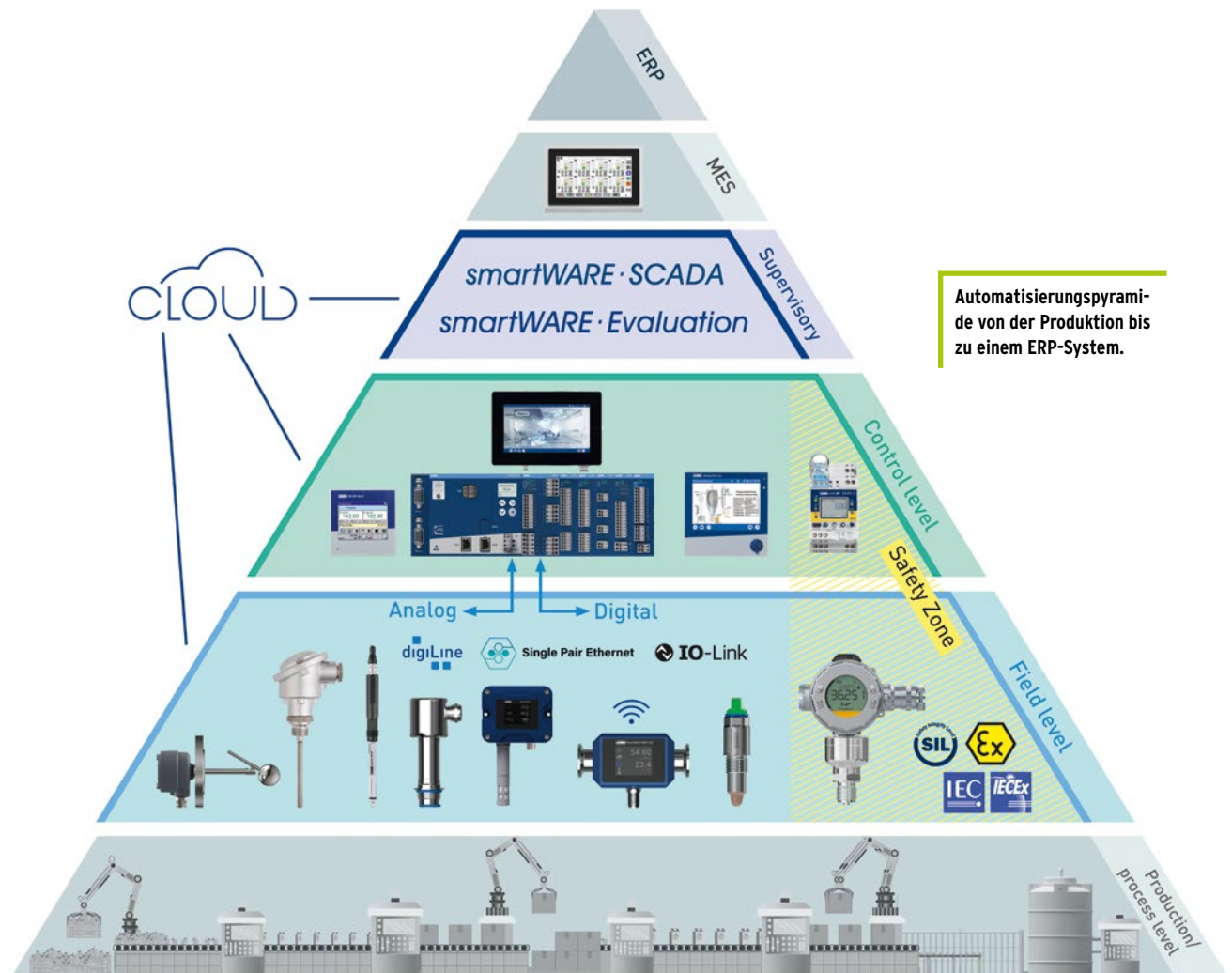
Zellen meist zwischen 5 und 40 °C liegt. Zur Temperaturüberwachung von Batteriezellen in Großspeichern eignen sich Pt1000-Platin-Chip-Temperatursensoren besonders gut. Sie bieten eine hohe Messgenauigkeit, hervorragende Langzeitstabilität und eine geringe Störanfälligkeit, besonders im Vergleich zu NTC-Sensoren. Pt1000 basieren auf der genormten Kennlinie nach DIN EN IEC 60751, was

Austauschbarkeit und langfristige Verfügbarkeit gewährleisten.

Die Klimatisierung ist ein weiteres zentrales Element von BESS. Ob luft- oder wassergekühlt, eine Vielzahl von Sensoren messen Parameter wie Temperatur und Feuchte, Druck, Leitfähigkeit oder Durchfluss. Das Thermomanagementsystem (TMS) nutzt diese Parameter aus den unterschiedlichen Sensoren und steuert

Lüfter, Klimaanlage, Flüssigkühlung, Wärmepumpen oder Heizelemente, um die optimalen Betriebsbedingungen zu garantieren. Dabei werden vom einfachen Aufbauthermostat bis zur zentralen Steuerungseinheit unterschiedliche Regelsysteme zum Einsatz gebracht.

Ein Energiemanagementsystem (EMS) stellt darüber hinaus die intelligente Anbindung an das Übertragungsnetz sicher,



um die Lade- und Entladezyklen mit den Netzanforderungen zu synchronisieren.

Sicherheit wird großgeschrieben

Der Bundesverband Energiespeichersysteme (BVES) erarbeitet in seinem Sicherheitsleitfaden für Lithium-Ionen-Großspeichersysteme ausführlich Gefahrenquellen und Sicherheitsmaßnahmen. Ein unverzichtbares System ist der Brandschutz. Löschmittel müssen im Fehlerfall automatisch freigesetzt, Module und Racks abgeschaltet werden. Das Sicherheits- und Brandschutzkonzept kann unter Beachtung der funktionalen Sicherheit sowie mit passend ausgewählter Mess- und Regelungstechnik zuverlässig und sicher unterstützt werden. Der „Jumo safetyM STB/STW“-Sicherheitsbegrenzer/-wächter nach DIN EN 14597 lässt sich im Zusammenspiel mit passender Sensorik bis zu SIL 3 und PL e einsetzen. Das System ist kombinierbar mit SPS-Steuerungen und ermöglicht durch die Modulbauweise eine zuverlässige Trennung der Sicherheits- von der Steuerungsebene. Übliche Standards für die funktionale Sicherheit wie EN 61508 und die Sicherheit von Maschinen nach EN ISO 13849 werden abgedeckt. Jumo bietet mit der Marke „Jumo Safety Performance“ eine eigene Produkt- und Servicepalette für Safety-Konfigurationen an.

Das gesamte Produktportfolio von Jumo besteht aus Sensoren für die Messgrößen Temperatur, Druck, Durchfluss, Füllstand und Feuchte. Darüber hinaus werden Regler, Kleinststeuerungen, SCADA/Evaluation-Software mit integriertem Energiemanagementsystem und eine SPS-Lösung angeboten. Anforderungen der funktionalen Sicherheit können erfüllt werden. Jumo richtet sich mit diesem Portfolio an EPC und OEM und unterstützt die Produkte mit Service- und Engineering-Dienstleistungen. Schlussendlich ist das Unternehmen mit seinen Produkten, Dienstleistungen, Systemen und Lösungen auf nahezu allen Ebenen der Automatisierungspyramide zu finden.

Ausblick

Batteriegroßspeicher haben enormes Potenzial, die Energietransformation zu beschleunigen. Sie ermöglichen es, Lastspitzen und Dunkelflauten abzufedern – ein zentrales Problem der erneuerbaren Energien –, sind vergleichsweise kostengünstig mit einem ROI von wenigen Jahren und lassen sich durch die Modulbauweise flexibel installieren und ausbauen. Zudem sind sie in der Lage, die Auslastung der Übertragungsnetze zu reduzieren und dadurch Investitionen in die Leitungsinfrastruktur einzusparen. Werden sie intelligent eingesetzt und mit Speichertechnologien für Wasserstoff verknüpft, bilden sie einen wichtigen Baustein im Energiesystem von morgen. ■

DER AUTOR

RAINER MARIUS MORITZ

ist Branchenmanager Erneuerbare Energien bei Jumo.



Sicherheitstemperaturbegrenzer/-wächter nach DIN EN 14597, EN 61508, EN ISO 13849.

KUNSTSTOFF IST
LANGLEBIG.

**GUTES
WISSEN
AUCH!**



**QR-Code scannen und
Newsletter abonnieren –
für News, die Bestand haben!**
www.plastXnow.de

**PLAST
NOW**

PLASTVERARBEITER

**WIN
VERLAG**

Batteriespeicher auf der Baustelle

Flexible Energielösungen gewinnen auch in der Baubranche zunehmend an Bedeutung. Zu ihnen zählen Batterieenergiespeichersysteme (BESS), die auf verstärkt Baustellen eingesetzt werden, von kleinen Anlagen bis zu großem Hochspannungsbedarf. Noch aber wird ihr Potenzial oft nicht vollständig genutzt. **VON TOM ADLINGTON**



BESS unterstützen auf Baustellen vielfältige Anwendungen: von der Abdeckung von Lastspitzen über die Absicherung bei Ausfällen bis zur Reduzierung von Emissionen und Generatorlaufzeiten.

Bild: Courtesy of Getty images

Beim Anlaufen von energieintensiven Geräten wie Kränen, Betonpumpen oder großen Bohrmaschinen entstehen kurzfristig hohe Lastspitzen. Batteriespeicher fangen diese Spitzen ab und entlasten so die Stromversorgung vor Ort. BESS bieten darüber hinaus Vorteile in hybriden Stromversorgungsanlagen. So werden Generatoren häufig auf die maximale Leistung ausgelegt. Liegt die Grundlast darunter, führt das zu ineffizientem Betrieb mit erhöhtem Kraftstoffverbrauch und Emissionen. BESS können Lastspitzen abfangen, sodass sich Generatoren näher an der Grundlast betreiben lassen. Dadurch wird die Effizienz des Generators verbessert und der Verbrauch gesenkt. Der Betrieb von Generatoren bei niedriger Last über längere Zeiträume kann zudem mit der Zeit zu Schäden an den An-

lagen führen. Dies ist besonders kritisch beim Betrieb von Stage-V-Generatoren, die konstant bei Lasten über 30 % laufen müssen. BESS helfen dabei, überschüssige Energie in Zeiten geringer Nachfrage zu absorbieren, und stellen so sicher, dass Generatoren möglichst an ihrem idealen Wirkungsgradpunkt laufen.

Absicherung im Ernstfall

Bei Netz- oder Generatorausfällen stellen Batteriespeicher kurzfristig die Versorgung relevanter Verbraucher sicher. Sie fungieren als Puffer zwischen Netz und Notstromaggregat und überbrücken die Zeit bis zum Hochfahren des Generators. Obwohl sie kein Ersatz für eine unterbrechungsfreie Stromversorgung sind, können sie als wichtige „Überbrückung“ zwischen dem Netz und anderen Notstromsystemen dienen.

Zu den Anwendungsbereichen zählen Aufzüge, Sicherheitssysteme sowie Baustelleneinrichtungen wie Aufenthalts- und Sanitärcontainer.

Die Stromplanung und Minimierung der Generatorlaufzeit sind weitere Bereiche, in denen sich BESS vorteilhaft einsetzen lassen. Batteriespeicher können Lastschwankungen ausgleichen und wichtige Geräte versorgen, ohne dass ein Generator dauerhaft laufen muss. Dieser wird nur bei niedrigem Ladezustand zugeschaltet. Dies reduziert den Kraftstoffverbrauch und Emissionen. Zudem lässt sich der Betrieb von BESS zeitlich steuern, sodass Lärm- und Emissionsvorgaben besonders auf innerstädtischen Baustellen besser eingehalten werden können.

Netzengpässe überbrücken

Zu Beginn eines Bauprojekts steht oft noch keine ausreichende Netzanbindung zur Verfügung. Verzögerungen beim Netzanschluss sind keine Seltenheit, teils muss über längere Zeit mit begrenzter Leistung gearbeitet werden. Batteriespeicher unterstützen in solchen Situationen, indem sie fehlende Kapazität ausgleichen. Sie speichern Energie bei geringer Auslastung und stellen sie bei Bedarf wieder bereit. So lassen sich Lastspitzen abfedern und Engpässe im Netz überbrücken. Zudem können sie Energie aus erneuerbaren Quellen wie Photovoltaik oder Wind zwischenspeichern und bei Bedarf verfügbar machen.

Eine dezentrale Energieversorgung trägt dazu bei, Baustellen effizienter und emissionsärmer zu betreiben. Batteriespeicher sind dabei ein wichtiger Baustein, insbesondere in Kombination mit anderen Energiequellen. Indem BESS in Mikronetzen Aufgaben im Lastmanagement übernehmen und die Energieversorgung stabilisieren, erhöhen sie die Effizienz und Betriebssicherheit. Auch im Zusammenspiel mit modernen Generatoren, etwa Stage-V-Anlagen mit HVO-Betrieb, lassen sich Kraftstoffverbräuche und Emissionen reduzieren. Batteriespeichersysteme entwickeln sich damit zu einer zentralen Komponente für eine wirtschaftliche, emissionsärmere Energieversorgung auf Baustellen. ■



DER AUTOR

TOM ADLINGTON

ist Branchenvertriebsleiter für Gebäudetechnik und Bauwesen bei Aggreko. Bild: Aggreko

Erlös- und Abregelungsdaten werden zum entscheidenden Faktor

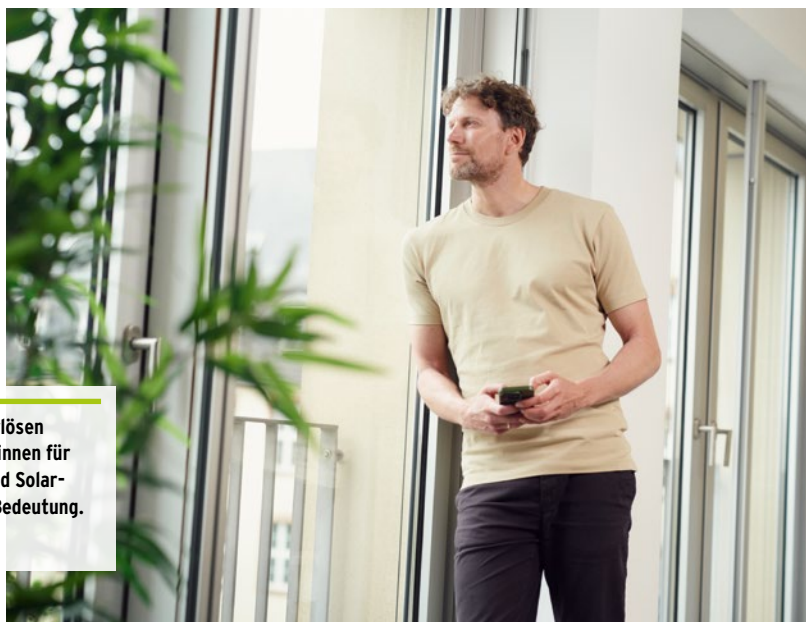
Beim BDEW-Kongress im Juni hat sich Bundeswirtschaftsministerin Katherina Reiche offen für Alternativen zum geplanten Redispatch-Vorbehalt gezeigt. Im Zentrum der Debatte um das Netzpaket steht die Frage, wie der Ausbau erneuerbarer Energien und der Stromnetze zusammengeführt werden. Unabhängig davon, welches Instrument sich durchsetzt, gewinnt für Betreiber von Wind- und Solarparks ein anderer Faktor an Gewicht: belastbare Daten zu Erlösen und Abregelungen.

Die Erlösmechanik erneuerbarer Anlagen hat sich grundlegend gewandelt. Wo bis vor wenigen Jahren eine staatlich garantierte Vergütung je Kilowattstunde galt, bestimmen seit dem Jahr 2023 in zunehmendem Maße Marktpreise und Netzzustand den Ertrag. Erneuerbare decken inzwischen über 50 % am deutschen Strommix und geben den Takt an den Börsenpreisen vor. „Es kommt nicht mehr darauf an, möglichst viele Kilowattstunden zu produzieren, sondern der Wert dieser Kilowattstunden ist ausschlaggebend“, sagt Matthias Karger, CEO und Gründer von node.energy. Mit dieser Komplexität steigt das Risiko fehlerhafter Abrechnungen. „Bei Direktvermarktern und Netzbetreibern passieren auch ohne böse Absicht immer wieder Abrechnungsfehler, die einfach bares Geld kosten“, so Karger. Node.energy setzt im „opti.node Cockpit“ auf ein Erlösmonitoring, das als Schattenabrechnung im Hintergrund auf den realen abrechnungsrelevanten Daten läuft. „Es versetzt den Anlagenbetreiber in die Lage, auch Forderungen geltend zu machen, die ihm ansonsten einfach durchrutschen würden.“

Besonders sichtbar wird die Datenlücke beim Redispatch. Schaltet ein Netzbetrei-

Belastbare Daten zu Erlösen und Abregelungen gewinnen für Betreiber von Wind- und Solarparks immer mehr an Bedeutung.

Bilder: node.energy



ber eine Anlage wegen eines Netzengpasses ab, wird keine Kilowattstunde eingespeist und damit auch keine an einem Zähler gemessen. Die zustehende Entschädigung muss eigens ermittelt werden. Genau diese Datenquellen hat node.energy in den vergangenen Jahren erschlossen. Den politisch diskutierten Redispatch-Vorbehalt bewertet Karger kritisch: „Die Diagnose, dass wir auf Systemkosten achten und kosteneffizienter werden müssen, trage ich vollständig mit. Aber die Medizin, die vorgeschlagen wird, nämlich den Ausbau der Erneuerbaren zu drosseln und stattdessen die Abhängigkeit von fossilen Energieträgern zu konservieren, ist nicht nur falsch, sondern auch total unnötig.“

Einfach und einheitlich statt individuell verhandelt

Statt einer Drosselung schlägt node.energy mit „BÜHNE“ (Bestandsüberbauung und Hybridisierung am Netzeinspeisepunkt) einen anderen Weg vor. Bestehende Netzan-

schlüsse sollen über die bereits genehmigte Einspeise- und Bezugsleistung hinaus überbaut werden dürfen, etwa indem ein Windpark um Solarleistung und Batteriespeicher ergänzt wird. Anlagen hinter solchen Anschlüssen blieben vom Redispatch-Vorbehalt ausgenommen, zusätzliche Einzelaufgaben entfielen. Node.energy plädiert dabei für einfache, einheitliche Regeln statt individuell verhandelter Vereinbarungen. Eine node.energy-Analyse zeigt, dass sich der Netzanschluss eines Windparks mit gleicher Solarleistung überbauen ließe und dabei nur rund 0,5 % der möglichen Erzeugung abgeregelt werden müssten, vorwiegend in Zeiten niedriger oder negativer Preise.

Grundlage für solche Auswertungen ist ein Datenfundament aus Stammdaten, tagesaktuellen Viertelstundenmesswerten von bundesweit mehreren hundert Messstellenbetreibern, Preisdaten und Redispatch-Daten. Aktuell werden rund 40 GW Anlagenleistung im opti.node Cockpit verwaltet.

Durch das Erfassen abrechnungsrelevanter Daten mit „opti.node Cockpit“ können Anlagenbetreiber Forderungen geltend machen, die ihnen sonst entgehen würden.



Effiziente Visualisierung für BHKW

Burkhardt aus Mühlhausen baut Blockheizkraftwerke, von denen mittlerweile rund 500 diverse Kunden mit Wärme und Strom versorgen. Dank der webbasierten HMI- und SCADA-Software „atvise“ von Bachmann und dessen objektorientiertem Engineering-Ansatz lassen sich die Visualisierungs- und Bedienoberflächen der verschiedenen BHKW effizient erstellen. Zudem laufen die Daten aller Kraftwerke weltweit in einer zentralen atvise-Cloudumgebung zusammen. Daraus leitet Burkhardt Verbesserungspotenziale für zukünftige Anlagenentwicklungen ab. Und das Serviceteam kann mit schnellen, gezielten Wartungseinsätzen punkten. **VON EWALD KOLLER**



Die Blockheizkraftwerke von Burkhardt liefern elektrische und thermische Energie aus Holzpellets, Hackschnitzeln oder Erdgas. Mit der Cloudlösung „atvise“ von Bachmann überwacht das Unternehmen alle weltweit installierten Anlagen zentral und kann Störungen bequem über Fernzugriff beheben. Bild: Burkhardt

Mehr als zehn Jahre ist es her, dass Burkhardt zur Visualisierung und Bedienung von Blockheizkraftwerken erstmals auf atvise vertraute. „Für die Bachmann-Lösung entschieden wir uns damals vor allem aus zwei Gründen: die zu dem Zeitpunkt noch wenig verbreitete HTML-Technologie und die Offenheit der Software“, berichtet Roland Kipfstuhl, Leiter Softwareentwicklung bei Burkhardt. Damit wollte das Mühlhausener Unternehmen den Grundstein für zukunfts-fähige Lösungen legen. Das ist gelungen: Inzwischen verrichten rund 500 BHKW rund um den Globus ihren Dienst. Alle sie werden mit der Lösung von Bachmann durchgängig visualisiert und bedient.

Zentrum des Burkhardt-Universums

Den Kunden von Burkhardt stehen an den Anlagen auf übersichtlichen Benutzer-

oberflächen alle nötigen Funktionen zur Verfügung, um ihre Kraftwerke möglichst einfach zu bedienen. Für die BHKW-Spezialisten war es jedoch wichtig, auch aus der Ferne einen detaillierten Einblick in

die Kundenanlagen zu behalten. Mit atvise traf Burkhardt dafür bereits früh eine zukunftsweisende Entscheidung. Denn die webbasierte Visualisierungslösung ist cloudfähig – und ermöglicht Burkhardt damit den sicheren zentralisierten Zugriff auf die Installationen und Applikationen beim Kunden.

Rund 5.000 Datenpunkte laufen bei Burkhardt zentral in einer Private-Cloudumgebung zusammen – von jedem einzelnen Blockheizkraftwerk. „Mit atvise als Dreh- und Angelpunkt sehen unsere Techniker zu jeder Zeit alle nötigen Details des Kraftwerks, für das ein Kunde Unterstützung benötigt. Dank der webbasierten Oberfläche können unsere Service-Mitarbeiter sogar bequem von ihrem Mobiltelefon auf die Anlage zugreifen, wenn sie unterwegs sind“, so der Softwareentwicklungsleiter. Die gewonnenen Daten werden bis zu zwei Jahre historisiert und zu Informationen verdichtet. Die Erkenntnisse aus den aggregierten Messwerten, Alarmen und Störungen nutzen die Anlagenbauer für die gezielte Weiterentwicklung und Verbesserung ihrer Kraftwerke.

Geballte Engineering-Effizienz

Die Lösung von Bachmann verschafft dem Engineering-Team von Burkhardt mehr Zeit für diese Entwicklungen. Denn mit dem objektorientierten Engineering-Ansatz lässt sich die Bedien- und Visualisierungsoberflä-



Bild: Burkhardt

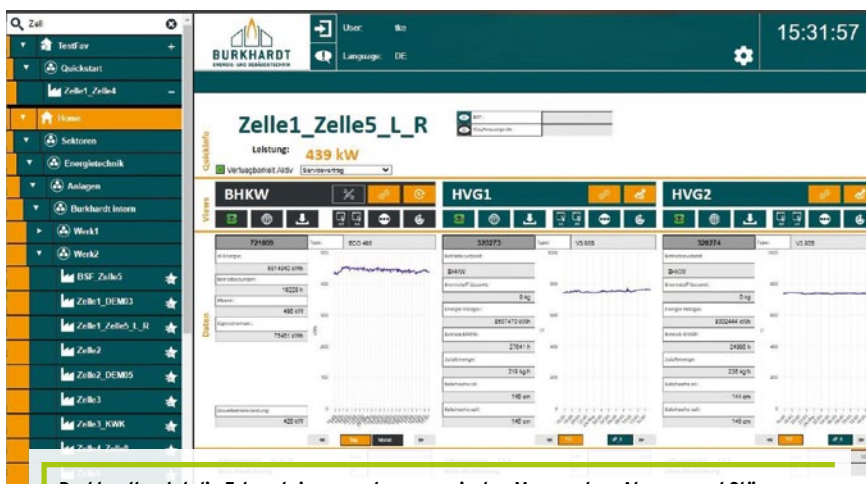
„Wie Bachmann bei atvise stellen auch wir die Cybersicherheit unserer Umgebung mit regelmäßigen Penetration-Tests auf die Probe.“

ROLAND KIPFSTUHL,
LEITER SOFTWAREENTWICKLUNG BEI BURKHARDT

che neuer Anlagen mit wenigen Schritten einfach an die jeweilige Kundenanwendung adaptieren, so Kipfstuhl: „Wenn wir eine neue Anlage konfigurieren, greifen wir auf eine von uns erstellte zentrale Bibliothek mit abstrahierten, vordefinierten Objekten zurück. In diese Vorlagen für Diagramme, Störungen, Alarmierungen und anderes haben wir unser gesamtes Anwendungs-Know-how gepackt.“ Damit könnten die Spezialisten im Handumdrehen ihre User Interfaces erstellen, und alle benötigten Funktionen sind bereits abgedeckt. „Wir müssen nur noch projektspezifische Flussdiagramme erstellen und können die Visualisierung ausliefern. Das spielt unsere Kollegen aus der Engineering-Abteilung frei“, erläutert Kipfstuhl weiter.

Vielseitig wie kein anderes

Burkhardt nutzt die hohe Flexibilität der Bachmann-Lösung voll aus. Denn nicht nur die Entwicklungsabteilung und der Service des Energietechnikspezialisten setzen auf atvise, auch Ersatzteilbestellungen werden darüber getätigt: „In die Umsetzung des Ersatzteilmanagements investierten wir viel Denkarbeit. Wir wollten so viel Funktionalität wie möglich in einer gemeinsamen Umgebung abdecken. Dank Bachmanns flexibler Lösung konnten wir diese Funktion mit Javascript und Python perfekt abgestimmt auf unsere Unternehmensprozesse programmieren“, betont Kipfstuhl. Die offenen Schnittstellen ermöglichten die nahtlose Anbindung an Burkhardts ERP-System. Kunden erhalten über die Visualisierung eine katalogisierte Liste aller verbauten Baugruppen und Teile ihrer Anlage. „Im



Burkhardt nutzt die Erkenntnisse aus den aggregierten Messwerten, Alarmen und Störungen für die gezielte Weiterentwicklung und Verbesserung der Kraftwerke. Bild: Burkhardt

Servicefall können sie sich über die Benutzeroberfläche einfach ihren Warenkorb zusammenstellen und direkt in atvise eine Ersatzteilbestellung auslösen. Diese landet unmittelbar in unserem ERP-System – und Versand und Buchhaltung wissen Bescheid“, schildert Kipfstuhl.

Sicherheit hoch zwei

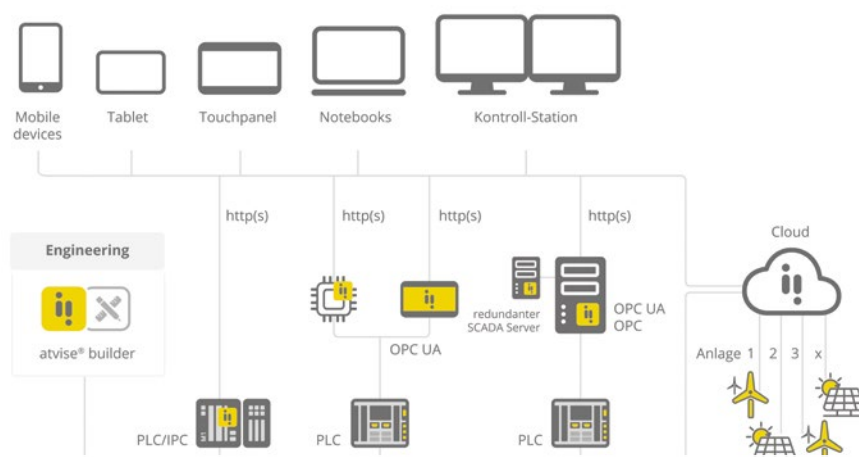
Ein solch hoher Vernetzungsgrad bringt ein hohes Maß an Verantwortung mit sich. „Betreibt man eine Cloudlösung, muss man sich über die Cyberrisiken im Klaren sein“, unterstreicht der Leiter Softwareentwicklung. Burkhardt lässt deshalb periodisch von externen Partnern ausführliche Penetration-Tests der Systeme durchführen. Dabei bezieht sich der Kraftwerkshersteller unter anderem auf die Penetration-Tests, die Bachmann selbst bei atvise in regelmäßigen Abständen durchführt. „Darauf aufbauend lassen wir weitere sicherheitskritische Bereiche wie VPN-Tunnel oder

Port-Weiterleitungen der Firewall umfassend prüfen“, berichtet Kipfstuhl.

Mit der mandantenfähigen Visualisierungslösung können zudem die Rollen der Benutzer exakt festgelegt werden, bis hin zur gezielten Rechtevergabe für jedes einzelne Visualisierungselement. Diese Mandantenfähigkeit ist für Kipfstuhl essenziell: „Dank klarer Gruppenzuordnungen sehen unsere Techniker ihre Themen und der Kunde sieht seine. Würde sich unser Support einfach via Fernzugriff auf die Vor-Ort-Visualisierung verbinden, könnte der Kunde am HMI zusehen und Einblick in sensible Informationen erhalten, etwa bei der Eingabe von Zugangsdaten und Passwörtern.“

Mit Single sign-on zu noch mehr Zentralisierung

Im Bereich der Cybersicherheit ist Burkhardt nicht zuletzt dank Bachmanns Visualisierungslösung auf einem guten Stand. Nichtsdestotrotz möchten die Anlagenbauer einen noch stärkeren Fokus darauf legen und weitere Sicherheitsfunktionen implementieren: „Atvise ist uns eigentlich immer einen Schritt voraus. Bachmann bietet uns damit immer wieder neue Funktionen, die wir oft gar nicht ad-hoc umsetzen können“, schmunzelt Kipfstuhl. Beim nächsten Update möchte man sich auf die zentralen Login-Möglichkeiten mit OpenID konzentrieren. Das bereits bestehende Single sign-on soll damit auch auf angebundene Drittprodukte ausgeweitet werden. ■



Der Aufbau von atvise erlaubt die Skalierung sehr kleiner Anwendungen mit wenigen Dutzend Informationspunkten bis hin Großanlagentechnik mit mehreren 100.000 Prozessgrößen. Die Visualisierung steht auf allen Geräten mit handelsüblichem Browser zur Verfügung und ist unabhängig von Bildschirmgrößen und -auflösungen. Bild: Bachmann electronic



DER AUTOR

EWALD KOLLER

ist Key Account Manager bei Bachmann Visutec.

KREISLAUFWIRTSCHAFT

Reparaturfähige Rotorblätter für Windkraftanlagen

Windturbinen und Rotorblätter sind auf eine Lebensdauer von etwa 20 Jahren ausgelegt; nach spätestens 30 Jahren steht ein Austausch an. Kurz nach der Jahrtausendwende setzte ein Boom bei Windkraftanlagen ein, sodass in Europa schon bald mehrere zehntausend Tonnen Verbundmaterialien ihr End of life erreichen – pro Jahr. Dabei stellen ausgediente Blätter aus glasfaserverstärktem Kunststoff die Kreislaufwirtschaft vor erhebliche Herausforderungen. Für künftige Windkraftanlagen zeigt das Fraunhofer IWU gemeinsam mit Partnern im EU-Projekt „Recreate“ neue Wege bei Materialauswahl, Fügeverfahren und Design auf.

Heutige Rotorblätter von Windkraftanlagen werden nahezu ausschließlich in einer zweischaligen Bauweise gefertigt. Dabei entstehen zunächst zwei separate Halbschalen, die später zur geschlossenen Blattstruktur verklebt werden. Diese Konstruktionsweise ermöglicht sehr große Blattlängen von weit über 80 m und lässt sich gut mit Faserverbundwerkstoffen umsetzen. Die Fertigung beginnt in sehr großen, beheizten Negativformen, die jeweils eine Halbschale abbilden. In diese Formen werden Glasfaser- und teilweise Karbonfasergelege in mehreren Lagen eingelegt, meist vollständig von Hand. Auch das Kernmaterial der Sandwichstruktur wird manuell positioniert, bevor weitere Faserlagen folgen. Anschließend wird der trockene Faseraufbau unter Vakuum mit Epoxid- oder Polyesterharz infiltriert, gehärtet und aus der Form entnommen. Nach umfangreicher Nacharbeit werden in einer der Schalen

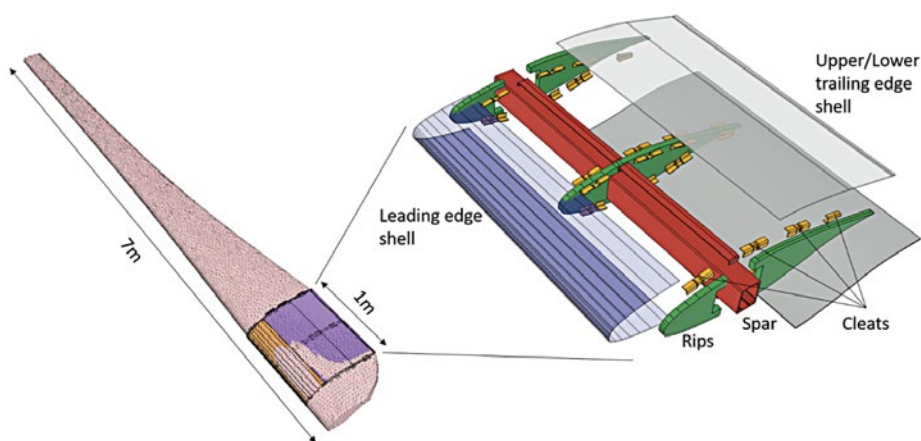
Stege beziehungsweise Holme eingesetzt, die beiden Halbschalen exakt ausgerichtet und großflächig verklebt. Dieser Prozess ist sehr arbeitsintensiv – insbesondere bei der Faserablage, der Kernplatzierung und dem abschließenden Finish, da die extreme Bauteilgröße und die komplexe Geometrie eine vollständige Automatisierung bislang nur begrenzt zulassen. Entsprechend findet die Produktion überwiegend in Ländern mit niedrigen Lohnkosten statt.

Lösbare Klebeverbindungen erlauben Austausch

Ein wichtiger Faktor für die Lebensdauer eines Rotorblatts ist die Vorderkante. Sie ist Wind, Staub und Regen ausgesetzt und verschleißt je nach Standortbedingungen als erstes. Kann die Vorderkante nicht als Modul getauscht werden, ist das gesamte Rotorblatt nicht mehr verwendbar. An dieser Stelle setzen Justus von Freeden vom Fraunhofer IWU Wolfsburg

und seine Partner an: Der Aufbau ihres Forschungsrotorblatts ist modular; um einen durchgehenden, tragenden Holm sind am Demonstrator alle weiteren Komponenten angeklebt, die Vorderkante aus Thermoplast und Naturfasern ist dank einer lösbaren Klebeverbindung austauschbar.

Mit steigendem Verschleiß der Vorderkante verschlechtert sich das Strömungsverhalten und der Wirkungsgrad sinkt. Bei einem rechtzeitigen Tausch kann also auch der Wirkungsgrad und damit die Wirtschaftlichkeit der Anlage über einen langen Betriebszeitraum gesichert werden. Doch das Design (for Manufacturing) des Demonstrators verfolgt ein weiteres, ehrgeiziges Ziel. Rotorblätter – und damit Kernbestandteile von Windkraftanlagen – sollen sich dank eines hohen Automatisierungsanteils künftig wieder in Europa wirtschaftlich herstellen lassen. Einen wichtigen Beitrag dazu leistet ein Verfahren, das seit vielen Jahren bekannt ist: die Pultrusion. Dabei werden Endlosfasern durch ein Harzbad gezogen, in einer beheizten Düse gehärtet und zu Profilen geformt. So ließe sich zum Beispiel der Holm als Endlosprofil ziehen und in der benötigten Länge abschneiden. Für die Vorderkante könnten Organobleche, also faserver-



Aufbau des Forschungsrotorblatts mit pultrudiertem Holm (Spar) und Rippen (Rips), deren Material aus einem ausgedienten Rotorblatt herausgeschnitten wurde.

Bild: Res-T



Segment eines Rotorblatts, das im Projekt „Recreate“ entwickelt wurde.

Bild: Fraunhofer IWU

stärktes Verbundwerkstoffhalbzeug aus Endlosfasern, die in eine thermoplastische Kunststoffmatrix eingebettet sind, erwärmt und in einem hochautomatisierten Prozess umgeformt werden.

Naturfaserverstärkte Thermoplaste für R-Strategien

Naturfaserverstärkte Thermoplaste (NRFTP) – wie beim Forschungsrotorblatt eingesetzt – sind für RStrategien (Reuse, Repair, Refurbish, Remanufacture, Recycle) besser geeignet als glasfaserverstärkte Thermoplaste, weil sie sich über mehrere Nutzungs-, Reparatur und Recyclingstufen robuster verhalten und weniger kritische Schadensmechanismen aufweisen. Naturfaserthermoplaste ermöglichen somit eine wesentlich bessere Integration in DesignforcircularityKonzepte und praxisnahe Kreislaufstrategien. Dies gilt insbesondere für mechanisches Recycling. Dabei werden Bauteile am Lebensende zerkleinert, aufgeschmolzen und erneut zu Compounds oder Halbzeugen verarbeitet. Im Vergleich zu glasfaserverstärkten Thermoplasten tolerieren NRFTP die in diesem Zuge unvermeidliche Faserverkürzung besser, da Naturfasern schrittweise ihre Verstärkungswirkung verlieren und nicht abrupt von „Verstärkung“ zu reinem Störstoff degradieren.

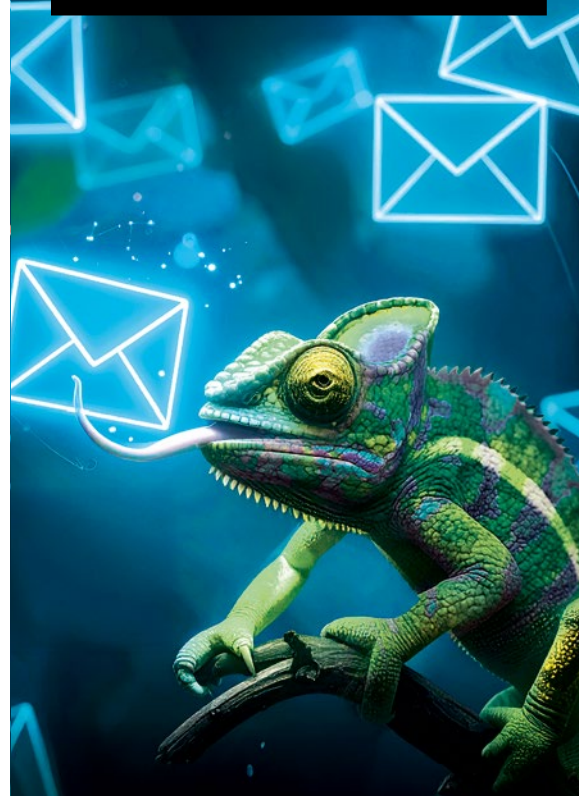
Lösungen für eine nachhaltige Wasser- und Rohstoffwirtschaft

Im EU-Projekt Recreate arbeiteten rund 20 Partner aus Forschung und Industrie – koordiniert vom Politecnico di Milano (Italien) – an Recyclingtechnologien für kreislauffähige Faserverbundkunststoffe. An der Gestaltung und Fertigung des Demonstrators für wiederverwendbare Faserverbundstrukturen eines Windkraftrotorblatts waren neben den Instituten Fraunhofer IWU und Fraunhofer WKI auch Invent, Res-T und Rescoll Applus beteiligt.

Recreate wurde durch das Forschungs- und Innovationsprogramm „Horizont 202“ der Europäischen Union unter der Finanzhilfsvereinbarung Nr. 101058756 gefördert. Weitere Projektpartner in Recreate sind Tampere University (Finnland), Icam Ouest (Frankreich), University of Patras (Griechenland), Fundacion Gaiker (Spanien), CNRS (Frankreich), Iris Technology Solutions (Spanien), Cobat Compositi (Italien), Rescoll (Frankreich), N. Benasedo (Italien), Carbon Cleanup (Österreich), Edag Engineering Group (Schweiz), Head Sport (Österreich), Geven (Italien), Apra Europe (Belgien), AVK – Industrievereinigung Verstärkte Kunststoffe (Deutschland), Grifo Multimedia (Italien) und Giacomelli Media Management (Slowenien).

AUS DEM
BRANCHENDICKICHT
GESCHNAPPT!

DER
NEWSLETTER,
DER ZU
IHNEN PASST.



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



<https://r-energy.eu/newsletter>

r.energy

eine Marke vom

**WIN
VERLAG**

„Infinite Ultra“-Module in vierter Generation

Die Solarmodule der „Infinite Ultra“-Reihe von Aiko erreichen in der vierten Generation eine Leistung von 690 W und einen Wirkungsgrad von 25,6 %.

Bild: © naka/stock.adobe.com

Auf der „Intersolar Europe 2026“ in München hat Aiko die vierte Generation der Infinite-Ultra-Solarmodule vorgestellt und damit einen weiteren Meilenstein in der ABC-Technologie-Roadmap (All Back Contact) des Unternehmens markiert. Die neuen Module erreichen in der Massenproduktion eine Leistung von 690 W und steigern gleichzeitig den Modulwirkungsgrad auf 25,6 %. Die Markteinführung der Modulgeneration erfolgt zu einem Zeitpunkt, an dem die Rückkontakttechnologie (BC/Back Contact) in der globalen Solarbranche zunehmend an Dynamik gewinnt. Seit der Einführung des ersten ABC-Moduls im Jahr 2022 konzentriert sich Aiko konsequent auf die Weiterentwicklung der N-Type-BC-Technologie und den Aufbau eines Ökosystems gemeinsam mit Partnern entlang der gesamten solaren Wertschöpfungskette. Heute werden Aikos ABC-Module über ein Netzwerk von 92 Tier-1-Distributionspartnern in 79 Länder auf fünf Kontinenten geliefert. Im europäischen Residential-Solarmarkt hat ABC einen Marktanteil von mehr als 21 % erreicht, während Aiko gleichzeitig Projektzusagen im Utility-Scale-Bereich von über 19 GW sichern und Partnerschaften mit 25 wichtigen globalen Energieakteuren aufbauen konnte. Die Marktakzeptanz hat sich rasant beschleunigt. Die Auslieferungsmengen von ABC-Modulen stiegen von mehr als 700 MW im Jahr 2023 auf 6,3 GW im Jahr 2024 und 14,7 GW im Jahr 2025.

Wechselrichter auslagern

Große Wechselrichter stellen Installateure von PV-Anlagen zunehmend vor Herausforderungen. Platzmangel im Innenraum und Brandschutzvorgaben erfordern praxisgerechte, außen liegende Lösungen. Mit dem „Fsis Solar Inverter Shelter“ ermöglicht der Befestigungsspezialist fischer die sichere, montagefreundliche Installation von Wechselrichtern direkt auf Flachdächern oder tragfähigen Böden – etwa bei Freiflächenanlagen, PV-Fassaden oder PV-Carports für die Industrie. Das Schutzdach-Komplettset ist speziell für leistungsstarke Invertereinheiten ausgelegt, beispielsweise für zwei Geräte mit jeweils 125 kWp. Die Lösung basiert auf einem ballastierbaren Stahlgestell aus fischer-Installationssystemen. Zum System gehören unter anderem Flachdachfüße mit großer Unterlage, Schienen, Schienenverbinder und ein Schutzdach. Alle Bauteile sind für den dauerhaften Außenbereich konzipiert und entweder feuerverzinkt, zinklammellenbeschichtet oder aus Edelstahl A2. Das Dach besteht aus Stahl mit „ZM 310“-Beschichtung. Die Flachdachfüße sind aus dem glasfaserverstärkten Kunststoff „PP HD GF 30 %“ gefertigt und mit Schutzvlies versehen, das die Weichmacherwanderung bei PVC-Foliendächern verhindert. Mit der Aufstellung der Wechselrichter außerhalb des Gebäudes verbessern sich auch die Belüftung und der Brandschutz. Zudem fallen Wartung und Inspektion leichter. Nicht zuletzt ermöglicht der große Installationsraum von bis zu 1,65 m den Einsatz größerer Geräte sowie zusätzliche Applikationen, etwa für den Blitzschutz.

Das vormontierte System mit Durchsteckverbindern sorgt für eine schnelle, einfache Montage. Der Aufbau ist von einer Person umsetzbar und erfordert nur einen Schlagschrauber mit Stecknuss (SW 17). Für die Ballastierung lassen sich Standardbetonplatten im Format 400 x 400 mm verwenden. Das System erfüllt die Anforderungen an den Brandschutz für den Inverterboden. Die Montage von zwei Wechselrichtern Rücken an Rücken ist nur zulässig, wenn diese Installationsart vom jeweiligen Hersteller freigegeben ist. Maßgeblich sind die Vorgaben in den Installations- und Montageanleitungen sowie Normen wie DIN VDE 0100-712.



„Fsis Solar Inverter Shelter“ schafft Platz für Wechselrichter auf Flachdächern oder tragfähigen Böden – sicher, normgerecht und witterungsgeschützt. Bild: fischer

Hochleistungssicherungen für Gleichstromsysteme

Der Experte für elektrischen Schutz Mersen präsentiert seine neueste Generation von Hochleistungssicherungen. Die Produkte bieten eine optimierte AC/DC-Leistung und wurden speziell für den schnell wachsenden Markt der Gleichstromsysteme entwickelt. Die schnelle Auslösecharakteristik der bisherigen AC-Sicherungen wurde beibehalten. Die neuen Sicherungen vereinen die elektrischen AC/DC-Eigenschaften in einem kompakten Gehäuse. Diese Bauweise spart nicht nur Platz für Gerätehersteller und bietet Flexibilität bei der Installation, sie vereinfacht auch den Beschaffungsprozess. Während zuvor zwei verschiedene Sicherungstypen für AC- und DC-Anwendungen benötigt wurden, ist nun einer erforderlich. Die Produktpalette deckt einen breiten Nennstrombereich ab, und die Sicherungen können als Standard-Wechselstromsicherungen, aR-Sicherungen oder flinkwirkende Sicherungen eingesetzt werden. Primäre Einsatzgebiete der neuen Sicherungen sind die Leistungselektronik sowie Stromumwandlungssysteme wie Wechselrichter, SST, CS und MCS. Diese Systeme wandeln Gleichstrom – zum Beispiel aus PV- und Windenergieanlagen – in netzkompatiblen Wechselstrom um. Alle Hochleistungssicherungen von Mersen durchlaufen strenge Qualitätsprüfungen, die größtenteils im eigenen, UL-anerkannten Prüflabor sowie in externen Fachinstituten durchgeführt werden. Die Hochleistungssicherungen werden auf vollautomatisierten Produktionslinien gemäß den neuesten technischen Normen (IEC, UL, CCC, RoHS, REACH, WEEE) hergestellt.



Die primären Einsatzgebiete der neuen Sicherungen von Mersen sind die Leistungselektronik sowie Stromumwandlungssysteme. Bild: Mersen

„Modular Hydrogen Platform“ ausgebaut

Quest One erweitert die Modular Hydrogen Platform (MHP) um neue Funktionen und adressiert damit zusätzliche Anforderungen der industriellen Großelektrolyse. Ab sofort ist die MHP auch als Outdoorvariante verfügbar. Somit entfällt der Bau einer separaten Halle, der Folgeinvestitionen wie Ventilation oder Brandschutz sowie Risiken für Abstimmungsfehler zwischen Gewerken mit sich bringt. Dies reduziert die Projektkomplexität sowie -kosten und ermöglicht eine schnellere Realisierung, insbesondere an Standorten mit begrenztem Platzangebot oder restriktiven baulichen Vorgaben. Die neue Ausführung als Freiluftanlage passt sich in ein Raffinerie- und Chemieanlagenumfeld ein, das typischerweise auf großtechnischen Anlagenbetrieb im Freien setzt. Über den Elektrolyseur hinaus erweitert Quest One den funktionalen Systemumfang der MHP. Das Update umfasst integrierte Lösungen rund um die Anlage, darunter Kühlsysteme, Frischwasser- und Wasserstoffaufbereitung für die Quest One dank der Containerlösung „ME450“ auf entsprechende Expertise zurückgreifen konnte. Damit adressiert das Unternehmen zentrale Schnittstellen angrenzender Anlagentechnik und reduziert den Integrationsaufwand auf Kunden-seite. Das Ergebnis ist ein technisch abgestimmtes Gesamtsystem, das die Auslegung vereinfacht, Planungsrisiken senkt und eine hohe Betriebssicherheit unterstützt.



Die „Modular Hydrogen Platform“ des Augsburger PEM-Elektrolyseurherstellers Quest One ist ab sofort auch als Outdoorvariante verfügbar. Bild: Quest One

Die MHP ist als skalierbare PEM-Elektrolyseplattform konzipiert, die modulare 10MW-Einheiten zu Anlagen mit Leistungen von über 100 MW kombiniert. Die Module sind vollständig vorintegriert, einschließlich Stromversorgung und Wasseraufbereitung. Mit einem Systemwirkungsgrad von bis zu 77 %, hoher Anlagenverfügbarkeit und einem umfassenden Wartungskonzept ist die MHP für den kontinuierlichen industriellen Betrieb ausgelegt. Das skid-basierte Design ermöglicht eine schnelle Integration in bestehende Industrieumgebungen und erlaubt den flexiblen Einsatz bei unterschiedlichen Standortbedingungen, Platzverhältnissen und Sicherheitsanforderungen. Ergänzend bietet Quest One umfassende Services und Gewährleistungen, die Kunden über den gesamten Lebenszyklus der Anlage begleiten – von Planung und Umsetzung bis hin zu Betrieb und Wartung.

PRODUKTE

Die derzeit effizienteste Wärmepumpe

Die „WP Hypernova“ von Ritter Energie erreicht SCOP-Werte von bis zu 6,22. Das Gerät ist ab Juli in zwei Größen mit 13 und 18 kW Nennheizleistung erhältlich. Bild: Ritter Energie

Mit der „WP Hypernova“ präsentiert Ritter Energie die aktuell effizienteste Wärmepumpe ihrer Klasse, so der Hersteller. Nach Eintrag wird sie an der Spitze der BAFA-Liste stehen. Das Gerät erreicht SCOP-Werte von bis zu 6,22. Die Effizienzrate liegt in allen Bereichen in der Kategorie A+++. Die WP Hypernova ist ab Juli in zwei Größen mit 13 und 18 kW Nennheizleistung erhältlich. Für das vierte Quartal ist eine kompakte Version mit 8 kW für energieeffizientere Häuser angekündigt. Die Wärmepumpe arbeitet mit einem umweltfreundlichen R290-Kältemittel. Sie unterstützt Fußbodenheizungen und Heizkörpersysteme und verfügt über eine fein abgestimmte Leistungsmodulation, die Wassertemperaturen von bis zu 75 °C liefert. Eine Vorlauftemperatur von 60 °C wird selbst bei Außentemperaturen bis - 25 °C konstant gehalten. Damit ist die Wärmepumpe eine passende Lösung für energetische Sanierungen von Ein- und Mehrfamilienhäusern. Trotz ihrer hohen Leistungsfähigkeit ist die Wärmepumpe flüsterleise. Durch einen speziell gestalteten Luftstrom und eine hochwertige Isolierung erreicht das Gerät einen Schallleistungspegel von minimal 38 dB(A) gemäß ErP-Label.

Photovoltaik- und Solarthermieranlagen, Pelletheizungen, Öl- und Gaskessel und Energiespeicher können nahtlos integriert werden. Das System erkennt automatisch überschüssige Solarenergie und speichert sie als Wärme, statt sie ins Netz zu schicken. Die WP Hypernova zeichnet sich durch ein klares, minimalistisches Design aus. Alle Rohre und Kabel sind im Gerät verborgen. Die diskrete Silhouette ergänzt, wo immer das Gerät platziert wird, die Architektur des Hauses. Den Qualitätsanspruch unterstreicht eine sorgfältige Auswahl hochwertiger Oberflächen und recycelbarer Materialien. Von ihrem wetterfesten Gehäuse bis zu den Komponenten ist die Wärmepumpe für Haltbarkeit und Nachhaltigkeit konzipiert. Die Wärmepumpe wird Anfang 2027 in verschiedenen Farben eingeführt.

Luft/Wasser-Wärmepumpe in Monoblockbauweise

Mit der „Vitocal 200-A intelligent energy“ bringt Viessmann Climate Solutions eine neue Luft/Wasser-Wärmepumpe in Monoblockbauweise auf den Markt. Gleichzeitig lanciert das Unternehmen mit „One Base Intelligence“ eine Weiterentwicklung der „One Base Plattform“, die Produkte, Energieflüsse und Erweiterungen intelligent verbindet. Damit entwickelt Viessmann Climate Solutions den Systemansatz weiter, vereinfacht die Installation für das Fachhandwerk, beschleunigt Abläufe und ermöglicht Skalierungen. Mit der Vitocal 200-A intelligent energy deckt Viessmann Climate Solutions nun alle Marktsegmente ab – vom Einstieg über das mittlere Segment bis zum Premiumbereich mit der „Vitocal 250-A“ (Typ AWO-E AC 251.A1). Die in Europa entwickelte und gefertigte Vitocal 200-A intelligent energy erreicht Vorlauftemperaturen von bis zu 75 °C und eignet sich damit auch für bestehende Heizkörper. Mit einem Leistungsbe- reich von 4 bis 12 kW deckt sie typische Anwendungen im Ein- und Zweifamilienhaus ab. Das natürliche Kältemittel R290 sowie hohe Effizienzklassen unterstreichen die Ausrichtung auf nachhaltigen Betrieb bei gleichzeitig ausgewogener Wirtschaftlichkeit. Auch auf der Baustelle überzeugt die Vitocal 200-A intelligent energy: Die neue Gerätegeneration ist auf komfortable Handhabung, reduzierte Komplexität und einfachen Transport ausgelegt. Die Außeneinheiten passen auf eine Europalette und wiegen rund 100 kg. Vorkonfigurierte Inneneinheiten in verschiedenen Varianten erleichtern Planung und Installation. Zentrale hydraulische Komponenten sind nunmehr in der Außeneinheit integriert, was den Installationsaufwand zusätzlich reduziert. Zu den Inneneinheiten wird der „Universal Controller intelligent energy“ ergänzt: Er lässt sich entweder als Wärmepumpensteuerung für die Vitocal 200-A intelligent energy mit bauseitig flexibler hydraulischer Anbindung einsetzen oder unabhängig von der Wärmepumpe als Steuerungskomponente für das Viessmann Energy Management nutzen, etwa zur Einbindung einer Photovoltaikanlagen eines Drittanbieters.

Die neue Monoblock-Wärmepumpe „Vitocal 200-A intelligent energy“ von Viessmann bietet eine Leistung von 4 bis 12 kW. Bild: Viessmann

Leise und effizient

Das Berliner Unternehmen German Energy Power (GEP), Spezialist für Energie- und Wärmetechnik, hat eine neue Geräteserie von Wärmepumpen entwickelt. Damit reagiert das Unternehmen auf die Forderung der Kunden nach möglichst leisen, preislich attraktiven und einfach zu handhabenden Systemen. Der Kern des Systems ist ein Mitsubishi-Verdichter, der für Laufruhe und Langlebigkeit steht. Kombiniert mit einer optimierten Steuerungselektronik, erreichen einzelne Modelle einen SCOP-Wert von über 5,0. Damit kommen für jede eingesetzte Kilowattstunde Strom mehr als fünf Kilowattstunden Wärme heraus.



Die Wärmepumpen von GEP zielen auf einen besonders ruhigen, wirtschaftlichen Betrieb.

Bild: German Energy Power

Das Aluminiumgehäuse sieht nach schlichtem Industriedesign aus, ist aber genau durchdacht: hochgradige Wärmeableitung, robust im Dauereinsatz, kein Verziehen bei Frost. Das ausgeklügelte Konzept zur Geräuschreduktion bringt den Schallpegel unter bestimmten Bedingungen auf rund 35 dB(A), was unter dem Niveau von Flüstern liegt. Ausgelegt ist die Anlage auch

von Anfang an auf Kombination: Photovoltaik, Speicher – das System denkt dafür selbst mit. Eine weitere Besonderheit der neuen Geräte: Der Hersteller gibt 25 Jahre Garantie. Bislang werden GEP-Pumpen rund 1.000-mal pro Jahr verbaut. Mit den neuen, leisen, leistungsstarken Wärmepumpen rechnet GEP mit einer weiteren deutlichen Steigerung der Verkaufszahlen auf dem deutschen Markt. Dazu sollen Beratungen zu Fördermöglichkeiten und Finanzierungsmodellen beitragen, die insbesondere privaten Hauseigentümern den Erwerb der umweltfreundlichen Technologie erleichtern.

Intelligenter Heizstab

Mit dem „Pro Heater +“ erweitert Smartfox das Portfolio um eine leistungsfähige Lösung zur intelligenten Nutzung überschüssiger PV-Energie. Der neue Heizstab kombiniert eine gestufte Leistungsregelung mit flexiblen Einsatzmöglichkeiten und intelligenter Eigenverbrauchsoptimierung. Ein zentrales Merkmal des neuen Systems ist die präzise Leistungsregelung in 15 Stufen. Dadurch kann die verfügbare Energie eng an den aktuellen PV-Überschuss angepasst werden. Das Ergebnis ist eine deutlich effizientere Warmwasserbereitung bei hoher Nutzung selbst erzeugter Energie. Der Pro Heater + benötigt keine zusätzliche Hardware und eignet sich für einfache Installationen oder Anwendungen ohne bestehende PV-Anlage. Über die Cloud kann das System dynamische Stromtarife automatisch berücksichtigen und günstige Stromzeiten gezielt für die Warmwasserbereitung nutzen. Ein integrierter Temperaturfühler sorgt jederzeit für Warmwasserverfügbarkeit, während Frost- und Legionellenschutz einen sicheren, hygienischen Betrieb gewährleisten. In Kombination mit einem Wechselrichter erkennt der Pro Heater + automatisch verfügbare PV-Überschüsse und nutzt diese für die Warmwasserbereitung. Gleichzeitig wird die Leistung intelligent angepasst, sobald kein Überschuss mehr verfügbar ist oder Netzbezug erfolgt. In Verbindung mit dem „Energiemanager“ von Smartfox wird der Pro Heater + vollständig in das Energiemanagement integriert. Dadurch erfolgt eine noch präzisere, systemweite Steuerung auf Basis des Energiehaushalts im Gebäude sowie der aktuell verfügbaren PV-Überschüsse. Die Lösung lässt sich einfach mit zahlreichen Wechselrichtern verbinden und flexibel in Neu- sowie Bestandsanlagen integrieren.



Über die Cloud kann der „Pro Heater +“ dynamische Stromtarife automatisch berücksichtigen und günstige Stromzeiten gezielt für die Warmwasserbereitung nutzen. Bild: Smartfox

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 langfristigen 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.....	32
Ads-Tec Energy	13, 17
Aggreko.....	52
Aiko	58
Andritz	12

B

Bachmann	54
BIP Group.....	34

C

Cellcube	6, 46
Clou Electronics	26
Copa-Data.....	38
CTX.....	21
Cubos.....	w28

D

Dehn.....	45
DLA Piper.....	8

E

Enercon.....	9
Everllence.....	13

F

fischer	29, 58
Fraunhofer IWU	56
Fraunhofer IZM	21
Fronius International.....	17

G

German Energy Power	61
---------------------------	----

H

Host Group.....	14
Huawei Fusionsolar	18

J

Jumo.....	49
-----------	----

K

Kaco new energy.....	18
KIT.....	41

M

Mersen.....	31, 59
Murauer Stadtwerke	13
my-PV	9

N

node.energy.....	53
------------------	----

P

PNE.....	12
Porr	14

Q

Quest One.....	59
----------------	----

R

Raycap.....	42
RWE	16
Ritter Energie.....	60

S

Smartfox.....	61
SMA Solar Technology	19
Solaredge	20, 27
Spie	10, 16
Sungrow	20, 25

V

Verbund X Ventures	10
Viessmann.....	60

W

Wattlab	30
---------------	----

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:
Konstantin Pfliegl, konstantin.pfliegl@win-verlag.de,
Tel.: +49 (89) 3866617-18
Dr.-Ing. Michael Hobohm, michael.hobohm@win-verlag.de,
Tel.: +49 (89) 3866617-29

Mitarbeiter dieser Ausgabe:
Tom Adlington, Heiko Bölli, Antonio Gentile, Alexander Jellenigg,
Ewald Koller, Rainer Marius Moritz

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)

Abonentenservice und Vertrieb

Tel.: +49 (89) 3866617 46
www.r-energy.eu/hilfe
oder eMail an
abovertreib@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

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 eingesandte 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, PLASTVERARBEITER, KGK Rubberpoint



WIN

VERLAG

MEDIEN.

MÄRKTE.

MENSCHEN.

EIN PARTNER.
VIELE KANÄLE.
SICHTBARKEIT
AUF ALLEN EBENEN.

AUTOCAD
MAGAZIN

BAUEN
AKTUELL

DIGITAL BUSINESS

DIGITAL ENGINEERING
MAGAZIN

DIGITAL MANUFACTURING

e-commerce magazin
DER DIGITALE WEG ZUM KUNDEN

KGK RUBBERPOINT
Kautschuk | Gummi | Kunststoffe

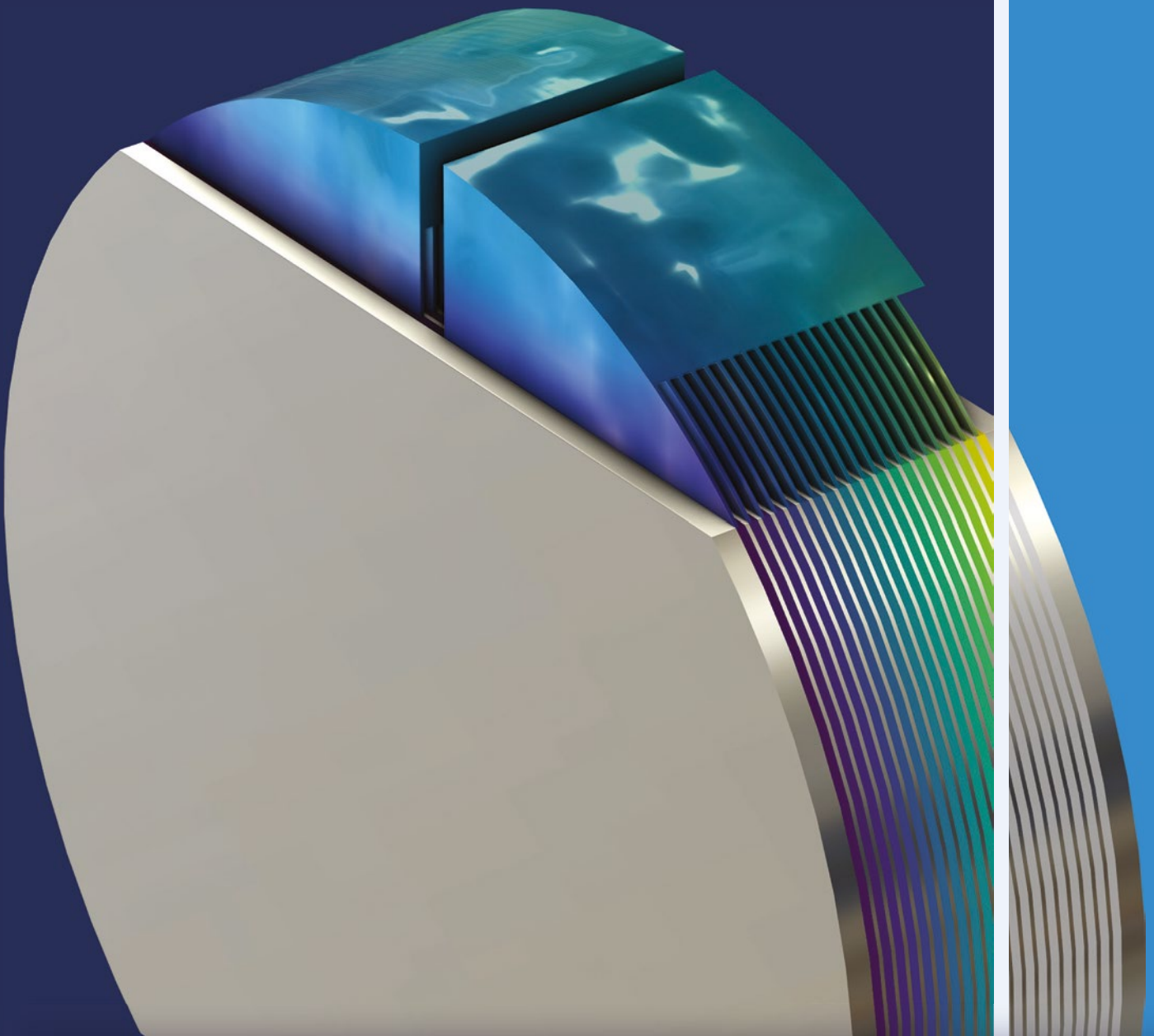
r.energy
ERNEUERBARE ENERGIEN UND DIGITALISIERUNG

PLAST VERARBEITER

PLAST X
NOW



win-verlag.de



Innovation in der Wasserstoff-F&E

mit COMSOL Multiphysics®

Das Bedürfnis nach sauberer Energie fördert Innovationen in der Wasserstofftechnologie und die Modernisierung der Infrastruktur. Weil direkte Messungen bei der Forschung und Entwicklung oft unpraktikabel oder unmöglich sind, erweisen sich Modellierung und Simulation als wertvolle Werkzeuge.

» comsol.de/feature/wasserstoff-innovation