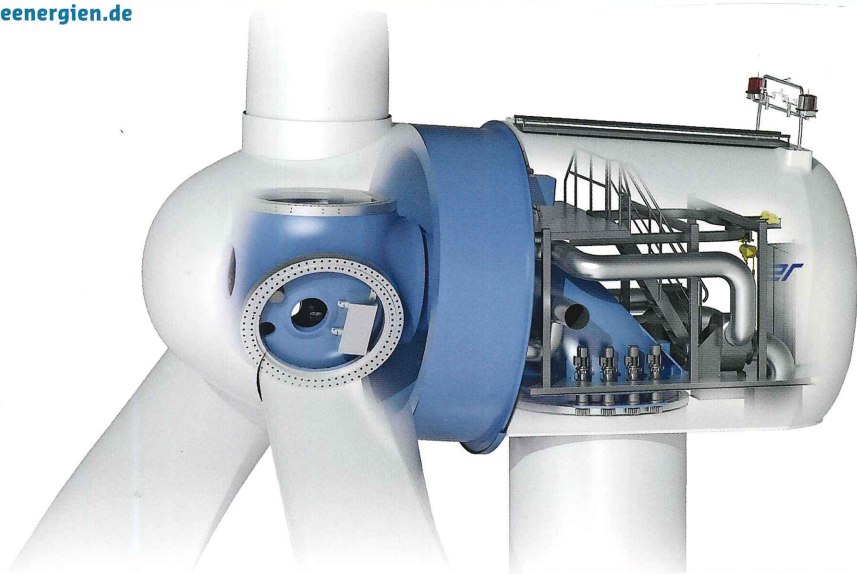


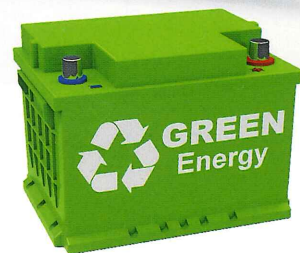


ERNEUERBARE DAS MAGAZIN ENERGIEN

www.erneuerbareenergien.de



10 starke INNOVATIONEN 2014



**Ein Minister bringt
Erneuerbare ins Ländle**

Seite 18

**Wie der Wind Europas
Stromnetze unterstützt**

Seite 40

**Weltgrößter Solarmarkt:
China lockt Planer**

Seite 59

Kanalisierte Leistung

Die technische Harmonisierung der europäischen Netze ist langsam. Sicher ist: Windkraft wird mehr zur Systemdienstleistung beitragen.

Die Regierungsbehörde der Europäischen Union (EU) hatte seit der Europawahl im Mai energiepolitisch anderes zu tun, als sich über die Beruhigung von Spannungsschwankungen oder sekundenschnellen Frequenzausgleich zu einigen. Statt über die Regelung von Windenergie im Netz zu entscheiden, kümmerte sich die EU-Kommission lieber auf höherer Ebene um positive Energie: Ex-EU-Energiekommissar Günther Oettinger wechselte das Ressort, die Zuständigkeiten wanderten in zwei Kommissariate: das für Energie und Klima und ein neues für die Energieunion. Deren Besetzung klärten die Mitgliedsstaaten nach etwas Streit Mitte Oktober. Dabei haben Europas 40 Transportnetzbetreiber längst alles für die Verabschiedung durch die Kommission erarbeitet: Ihr Maßnahmenkatalog mit der sperrigen Überschrift „Network Code Requirements for Grid Connection Applicable to all Generators“ (NC RfG) liegt mitsamt Stellungnahmen dort seit dem Frühjahr vor.

Eckard Quitmann ist darüber enttäuscht. Er ist ein Sprecher im Arbeitskreis Netze im Bundesverband Windenergie (BWE) und bei Deutschlands Turbinenbau-Marktführer Enercon zuständig für das Thema Netzintegration. Dass die europäische Politik die NC RfG und so Ergebnisse einer vor drei Jahren eingeleiteten Kompromissuche zu einer nachhaltigen und zuverlässigen Stromversorgung und auch zur Integration volatilen Windstroms so wenig beachtet, ist nicht sein erster Kritikpunkt. Mehr noch moniert er, dass die NC RfG „nur Minimalkonsens“ des Netzwerks der Übertragungsnetzbetreiber ENTSO-E seien. „Für uns als Industrie ist das kein klarer Pfad in die Zukunft.“

Schwarzstartfähigkeit

Richtig ist: Elektrotechnisch ist viel zu tun, ehe die Hälfte der Netzkapazität und mehr mit volatilen Windstrom ausgefüllt werden kann. Quitmann erläuterte im Februar vor dem in Deutschland mit dem Thema betrauten Elektrotechnik-Forum ETG die Aufgaben: Laut Stand der Wissenschaft müssten Windturbinen künftig beispielsweise mit kurzfristigen Überspannungen im Netz umgehen können. Die Entwickler müssten den Turbinen gleichmäßige Leistungseinspeisung oder sogar eine Schwarzstartfähigkeit zum Wiederaufbau abgestürzter Netze beibringen. Ein Schwarzstart ist, wenn das Netz zusammengebrochen ist und ein Kraftwerk trotz des Stromausfalls wieder hochfährt. Es muss die Elektrizität dafür liefern, dass auch andere Kraftwerke wieder folgen können, benötigt aber selbst eine Notstromversorgung. „Wir haben jede Menge auf dem Zettel“, sagt Quitmann. „Aber die Industrie kann nicht selbst Dinge knapp daran vorbei ent-

wickeln, was später die Netzbetreiber einfordern. Und was die Netze genau brauchen, müssen die Netzbetreiber rechtzeitig sagen.“

Vordenker wie er wollen vermeiden, dass es ein zweites Mal zu einer Situation wie 2008 kommt. Damals hatten die Netzbetreiber in einer raschen Reform des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) bewirkt, dass seit 2009 die ersten sogenannten Systemdienstleistungen für Windkraftanlagen geregelt werden. Die Anlagen müssen seither bei Spannungsabfällen weiter einspeisen und sogenannte Blindleistung beisteuern. Das ist eine in den Leitungen mitschwirrende Elektrizität, die zum Aufbau beispielsweise des elektromagnetischen Felds im Netz notwendig ist. Die Branche monierte, die Reform habe längst angemahnte Probleme überstürzt und unsauber angepackt. Das habe unnötig Kosten verursacht.

Konsens: Handeln tut Not

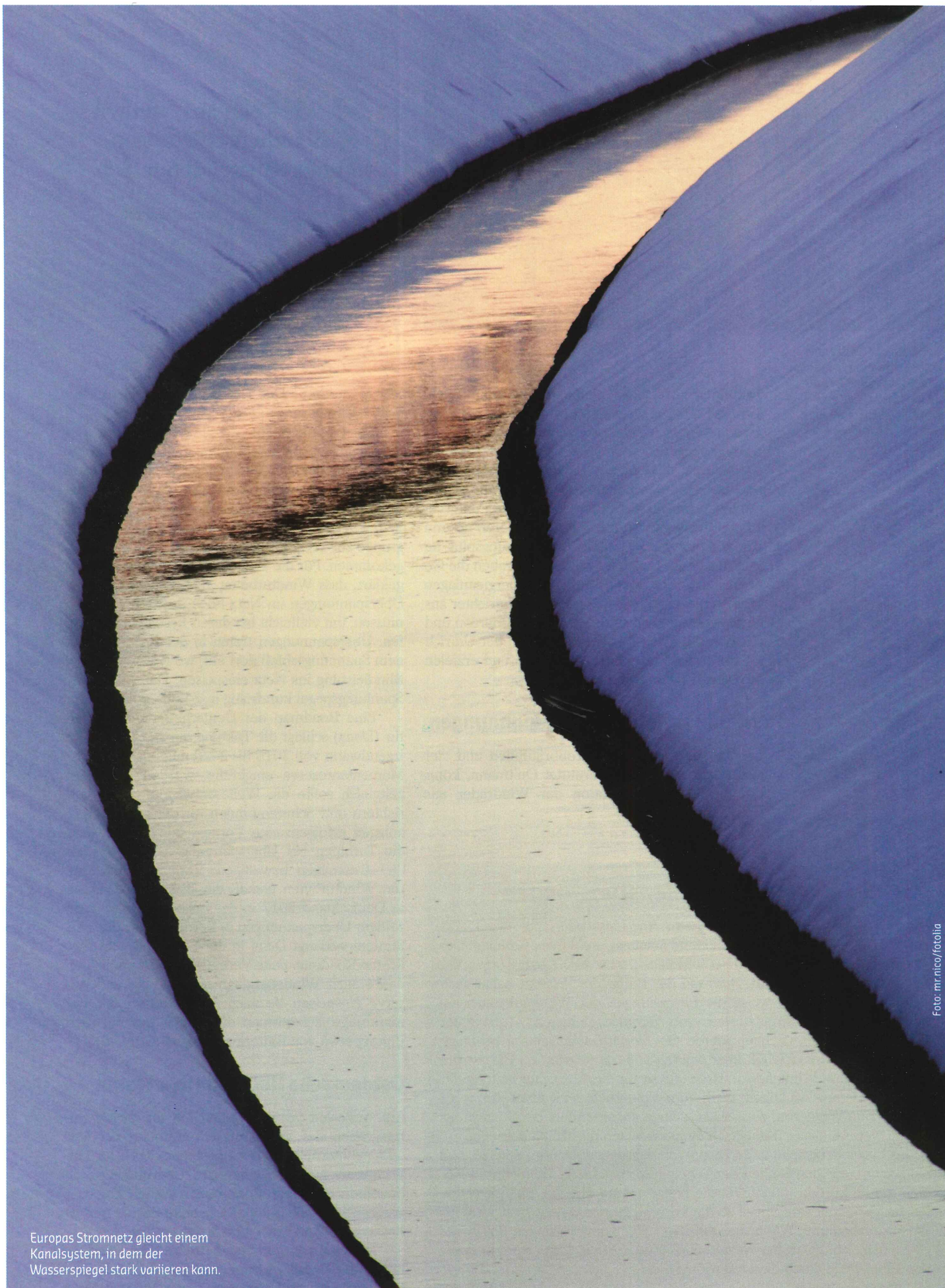
Dass erneut gehandelt werden muss, ist Konsens. Das europäische Netz mit seinen vielen nationalen Energiesystemen gleicht einem unüberschaubaren System von Kanälen: Entnehmen die Menschen irgendwo zu viel Wasser, entsteht auch in Nachbarregionen noch ein Delta. Gießen die Bewirtschafter zu rasch Wasser nach, erzeugt es Wellen, die sogar das gesamte System zum Überschwappen bringen können. Der Netzbetrieb von morgen wird Entnahme und Befüllung der Ladung automatisch regulieren – und mit Systemdienstleistungen entstehende Unruhen im Ansatz eindämmen. Außerdem drängt die Windbranche auf einheitliche Regeln. Unterschiedliche Systemdienstleistungen innerhalb Europas kosten sie zusätzliche Ressourcen in der Anlagenentwicklung.

Zwei Hausaufgaben nehmen die Netzbetreiber nun in Angriff: das Verhalten der Anlagen bei Überspannung im Netz sowie eine Momentanreserve. Insbesondere von der Reservedienstleistung erhofft sich die Windbranche einen Vorteil. Diese hat Enercon nun schon mehrmals eingesetzt. Im neuen 60-Anlagen-Windpark Le Plateau in der kanadischen Provinz Quebec zum Beispiel lässt das Unternehmen auf Wunsch des Betreibers die 2,3-Megawatt-Turbinen bei kurzfristigen Frequenzabstürzen binnen weniger als einer Sekunde Leistung nachkippen. Die Windräder der Marke E-70 speisen dann zehn Sekunden lang zehn Prozent Leistung mehr ein.

Hintergrund: Bei einem plötzlich anschwellenden Stromverbrauch sackt die Frequenz aufgrund des kurzfristigen Leistungsminus ab. Die im Netzbetrieb eingerichtete Sekundenreserve der dafür angemeldeten Kraftwerke muss sich über mehrere

„Was die Netze brauchen, müssen die Netzbetreiber rechtzeitig sagen.“

Eckard Quitmann, Leiter Netzintegration bei Enercon



Europas Stromnetz gleicht einem Kanalsystem, in dem der Wasserspiegel stark variieren kann.

Foto: mr.nico/foto12



Foto: Frank F. Haub/fotolia

Strom aus der Gießkanne: Jede dezentrale Erzeugungsanlage muss künftig mehr noch als bisher Systemdienstleistungen beständig und dosiert nachkippen können.

Sekunden hinweg erst aufbauen. Bis dahin zieht sich das Netz aufgrund seiner elektrotechnischen Eigenart die Momentanreserve aus allen möglichen Stromerzeugern.

Neu ist, dass dazu Windenergieanlagen gehören. Denn die Momentanreserve nutzt die Massesträgheit konventioneller Kraftwerke. Das unterversorgte Stromnetz bremst die Generatoren ab und presst damit für kurze Zeit ein Leistungsplus heraus. Steigt die Frequenz wieder an, drehen die Generatoren sofort wieder auf. Windenergieanlagen können das nicht, weil sie nur über Umrichter ans Netz angeschlossen sind. Firmen wie Enercon und GE lassen bei den Frequenzabsackern per Umrichter die Generatoren kurz abbremsen und erzielen so ebenso einen Leistungsschub.

Windkraft hilft bei Überspannungen

Länder wie Irland oder Großbritannien und vielleicht Deutschland, so vermutet Quitmann, könnten die Trägheitssimulation der Windräder zur

„ Wir loten aus, wie wir Systemdienstleistungen optimiert ausschöpfen. “

Harald Bock,
Bereichsleiter bei Verteilnetzbetreiber Edis

Pflicht machen. Das ENTSO-E trägt dazu eher vage Formulierungen bei.

Im Gremium für die Fortentwicklung der deutschen Einspeiserichtlinien steht immerhin die Einstellung der Windenergieanlagen auf eine neue Überspannungsregelung auf der Agenda. So hat das FNN begonnen, neue Technische Anschlussbedingungen (TAB) zu formulieren. Die Arbeitsgruppe zur TAB Mittelspannung ist noch nicht weit gekommen. Für die TAB Hochspannung ist bereits geklärt, dass Windturbinen auch bei kurzzeitigen Überspannungen im Netz noch in Betrieb bleiben müssen, um vielleicht bei deren Beseitigung zu helfen. Überspannungen treten in der Regel nach einem Spannungsabfall dort auf, wo Kraftwerke viel Blindleistung ins Netz einspeisen. Dann kann der Spannungspegel kurzfristig quasi überschwappen.

Eine Roadmap der Deutschen Energie-Agentur (Dena) schlägt die Taktung der Reformen vor: Irgendwann von 2015 bis 2020 muss demnach die Momentanreserve eingeführt worden sein. Fast zeitgleich sollte die Weiterentwicklung von Umrichtern und Schutzmodulen für die Windenergieanlagen erfolgen: eine Voraussetzung dafür, dass die Turbinen bei Überspannungen noch Systemdienstleistungen bewältigen. Voraussichtlich müssen Windturbinen gemäß der bisherigen Debatte in Deutschland 2017 in der Lage sein, trotz kurzzeitiger Überspannungen in Betrieb zu bleiben. Außerdem verlangt Dena in der Ende Juli veröffentlichten Roadmap neue Vermarktungsmechanismen, damit auch Windenergieanlagen die Sekundenreserve einspeisen. Je nach Ausgestaltung der Vermarktungsmechanismen dürfte dies nur mit dem Einsatz etwa von Batterien gelingen (Seite 24).

Ostdeutsche Netzbetreiber testen

Am weitesten vorangetrieben hat die technische Integration der Windkraft ein Verbund der Verteilnetzunternahmen der Regelzone 50 Hertz. Die Windkraft hat im Revier des Übertragungsnetzbetreibers 50 Hertz einen hohen Anteil. Zugleich verbraucht die eher dünn besiedelte Region nur 40 Prozent des dort erzeugten Stroms selbst.

Die ostdeutschen Netzbetriebe sähen sich daher in der Verantwortung, sagt Harald Bock. Der Bereichsleiter bei Mittelspannungs-Netzbetreiber

Die Mühen der Systemdienstleistungen

Die Netzrichtlinien verursachen beim Anschluss deutscher Windparks häufig noch immer Stresshormone und Schweiß, weiß Fynn Scheben. Der Abteilungsleiter beim Zertifizierungsdienstleister MOE betrachtet „Ehrenrunden“ als Normalität. Bei rund der Hälfte der Projekte seien nach einer Prüfung beispielsweise die Einstellungen der Windparksteuerung oder die Computersimulationen von Stromunreinheiten, sogenannter Oberschwingungen, nachjustieren. Bei Verteilnetzbetreibern beobachtet er teilweise Unsicherheit über den tatsächlichen Bedarf an Blindstrom bei Netzfehlern. Windparks müssen diesen für die Aufrechterhaltung der Stromversorgung wichtigen, nicht zum Verbrauch geeigneten Strom als Zugabe zum Wirkstrom einspeisen können. Insbesondere bei Kurzschlüssen im Netz ist dieser Blindstrom dann als Spannungsstütze hilfreich.

Das Problem bestehe in den Schutzeinrichtungen der Verteilnetze, sagt ein Experte aus den Reihen der Windparkprojektierer, der nicht mit Namen zitiert werden möchte. Diese Netze waren vor der Energiewende für die Verteilung von Strom an die Verbraucher zuständig, nicht aber für die Stromabnahme. Wie bisher schalteten die Schutzrelais die Einspeiser gerne dann ab, wenn bei Netzfehlern zu viel Kurzschlussstrom in Form von Blindstrom durch die Leitungen gehe.

Edis erklärt: „Wir haben eine intensive Diskussion zu Systemdienstleistungen.“ Das 2013 ins Leben gerufene Bündnis will Dinge wie Blindleistungssteuerung, Netzwiederaufbau und Regelleistungsmanagement durch elektronische Kommunikation mit der Windpark-Steuerung im Modellversuch erproben. „Wir loten aus, wie wir Systemdienstleistungen optimiert ausschöpfen“, sagt Edis-Abteilungsleiter Bock. An zehn Windturbinen haben die Ostdeutschen ihr Blindleistungsmanagement schon getestet. Allerdings legen sie vorerst keine Ergebnisse offen – um nicht voreilig Streit über gesetzliche Regelungen dafür auszulösen.

Bald mehr Dokumentationspflicht?

Bei Deutschlands größter Zertifizierungsstelle für die Netzanbindung von erneuerbaren Energien Moeller Operating Engineering (MOE) gelten die Fallstricke der anstehenden Reformen als identifiziert (Kasten Seite 42). Das Itzehoer Unternehmen zertifiziert Turbinen und Projekte für ihre Eignung zu Systemdienstleistungen. MOE-Abteilungsleiter Fynn Scheben sieht als eine mögliche Folge des NC RfG, dass Netzbetreiber für große Windparks ein komplettes Simulationsmodell des Parks fordern können. Zwar müsse MOE als Zertifizierungsstelle schon bisher Computermodelle aufbauen, um das

Parkverhalten zu simulieren, sagt Scheben. Allerdings erhalte der Netzbetreiber davon derzeit nur die Simulationsergebnisse. Netzbetreibern das komplette Modell zu liefern, vermutlich in Übereinstimmung mit Maßgaben aus dessen Datenverarbeitungsabteilung – könnte weiteren Aufwand und Kosten erzeugen.

Die Zulieferindustrie hat die technischen Komponenten schon heute im Angebot. So warb der Berliner Umrichterhersteller PCS auf der Windenergiesmesse Windenergy im September in Hamburg für die Produktlinie Green Line. Dessen neueste Umrichterversion kann unter anderem bei Netzspannungseinbrüchen dem Generator der Windturbine vorgaukeln, dass in den Stromleitungen immer noch alles in Ordnung ist, und die Stromerzeugung damit aufrechterhalten. Der Umrichter kann zudem die Leistung für bis zu drei Sekunden puffern, um sie bei normaler Spannung oder Frequenz wieder ins Netz weiterzuleiten.

Das Licht wird jedenfalls nicht so schnell ausgehen, beruhigt Enercon-Mann Quitmann: Netzzusammenbrüche seien erst bei deutlich höherem Regenerativstrom-Anteil zu erwarten – auch ohne weitere Systemdienstleistungen: „Wir können hier noch eine Weile länger von der Masseträgheit konventioneller Kraftwerke in den Ländern ringsum profitieren.“ ■

TILMAN WEBER

Anzeige



Innovation
that excites

Zero Emission*

DER NEUE
NISSAN e-NV200.
100% ELEKTRISCH.

IMPULSE SETZEN.
MIT EINEM LIEFERWAGEN
DER ALLES LIEFERT.
AUSSER CO₂.

Warum auf die Zukunft warten? Steigen Sie ein. Der e-NV200 ist gelebtes Umweltbewusstsein. Nachhaltig effizient, leise und günstig im Betrieb und mit garantiert null Emissionen*. Nutzen Sie die Umweltvorteile der neuen Antriebstechnologie und erleben Sie ein ideales Firmenfahrzeug, das Ihr persönliches Engagement im Klimaschutz eindrucksvoll auf die Straße bringt. Mehr Informationen auf www.nissan.de



*Stromverbrauch (kWh/100 km): kombiniert 16,5; CO₂-Emissionen: kombiniert 0 g/km. Null CO₂-Emissionen bei Gebrauch (bei Verwendung von Energie aus regenerativen Quellen).

Abb. zeigt Sonderausstattung.