

E&M special

Meer Wind



Noch viel Platz auf See

Nach wie vor lässt die Bundesregierung eine langfristige Strategie für den Ausbau der Offshore-Windenergie vermissen



Es ist flexibel,
sagt die Beständigkeit.
Unser Clustermanagement spart Kosten ein.

Wir setzen auf Synergien und flexible Teams, die eine Vielzahl von Arbeiten bereits während der Wartungseinsätze erledigen und so den Aufwand minimieren. Allein bei den Logistikkosten sehen wir Einsparpotenziale von bis zu 30 Prozent durch unser windparkübergreifendes Clustermanagement.

deutsche-windtechnik.com/offshore-service



**Deutsche
Windtechnik**

Mehr Klimaschutz nur mit mehr Offshore-Windenergie

Die Ursache für den Stillstand beim Ausbau der Windenergie hat einen Namen: Große Koalition. An Land gehen kaum noch Windturbinen in Betrieb, auf See überhaupt keine mehr. Demnächst werden noch die letzten Propeller beim Projekt Borkum West in der Nordsee mit erheblichem Zeitverzug installiert und mit dem Netz synchronisiert, dann passiert bis weit in das Jahr 2022 hinein erstmal gar nichts. Nothing. Niente. Rien. Nada. Ein Unding im Energiewende-Zeitalter.

Vor diesem erneuten Fadenriss nach den Flautejahren 2012 und 2013 hatte die Offshore-Windbranche die Groko und das Bundeswirtschaftsministerium mantrahaft gewarnt. Appelle, Briefe, Gespräche, Flüche und Gutachten über drastisch gesunkene Kosten für die Kilowattstunde Offshore-Windstrom - all das hat nichts bewirkt.

Als Trostpflaster hat die Bundesregierung den Meerwind-Protagonisten in ihrem Klimaschutzpaket einen zusätzlichen Ausbau von 5.000 MW bis 2030 in Aussicht gestellt. Die gesetzliche Verankerung fehlt bis heute. Das bevorstehende Treffen der Ministerpräsidenten mit Kanzlerin Angela Merkel am 5. März sowie ein vom Bundeswirtschaftsministerium anberaumtes Treffen mit der Offshore-Windbranche am 13. März könnten dafür aber wichtige Weichenstellungen leisten.

Womit schon einiges gewonnen wäre. Doch die in den zurückliegenden Jahren verplemperte Zeit beim Offshore-Windkraftausbau lässt sich nicht aufholen. Bereits heute ist absehbar, dass die ersten Hochseewindparks aus dem „5.000-MW-Paket“ frühestens 2027 an den Start gehen. Und selbst wenn



RALF KÖPKE
E&M-Chefreporter

„Bundesregierung bleibt nach wie vor unter ihrem Ausbauziel aus dem Jahr 2002“

alle Projekte bis Ende dieser Dekade in Betrieb sein sollten (was einem Wunder gleich käme), läge die Gesamtkapazität bei 20.000 MW - damit 20 % unter dem Ausbauziel, das die Bundesregierung in einem Strategiepapier Anfang 2002 (!) festgelegt hatte.

Bei all den anstehenden Gipfelrunden in der ersten Märzhälfte und der anstehenden Novelle des Wind-auf-See-Gesetzes reicht es nicht aus, nur allein die 20.000-MW-Marke bis 2030 im Blick zu haben. Deutschland braucht einen klaren Fahrplan für weit mehr Windenergie auf See, nur mit Zig-Milliarden Kilowattstunden Offshore-Windstrom lässt sich das Ziel einer Klimaneutralität bis 2050 erreichen. Dieses Ziel hat die Bundesregierung in ihrem Ende vergangenen Jahres verabschiedeten Klimaschutzgesetz postuliert.

Die Politik muss endlich ein klares Commitment für mehr Offshore-Windenergie abgeben. Das frühere Pionierland der Windenergienutzung auf See verliert sonst in der Branche noch mehr an Standing und Reputation - wie der im vergangenen Spätherbst veröffentlichte Statusreport von Wind Europe eindrucksvoll dokumentiert hat. Selbst Frankreich, wo sich heute noch keine einzige Großwindturbine vor der Küste dreht, wird eine höhere Offshore-Windleistung bis 2050 zugetraut als Deutschland. Das selbst ernannte Energiewendeland Deutschland droht bei der Offshore-Windenergie den Anschluss zu verlieren.

Offshore-Windstrom kann viel mehr zum Klimaschutz beitragen. Mit Unterstützung von gleich fünf Vereinen und Organisations will **E&M** diese Botschaft mit dieser Beilage unterstreichen - einen dritten Fadenriss auf See darf es nicht mehr geben. **E&M**



10

Steelwind baut seine Auslandsaktivitäten strategisch weiter aus



20

Martin Neubert: „Die deutschen Offshore-Zahlen sind schockierend“

28

Wie die Digitalisierung helfen soll, den Service auf See zu verbessern



Bilder: Georg Schreiber/Oersted, iustozipka.de

Inhalt

Perspektiven	5
Über die Seewind-Situation hierzulande sprach E&M mit dem BWO-Geschäftsführer Stefan Thimm	
Erfolgreiche Mondlandung	8
Das Offshore-Testfeld alpha ventus ist nun zehn Jahre in Betrieb	
XXL-Fundamente	10
Mit gigantischen Monopile-Röhren ist Steelwind zum Technologieführer avanciert	
Ante Portas	16
Erstmals baut der Übertragungsnetzbetreiber Amprion Netzanbindungssysteme für zwei Offshore-Windparks in der Nordsee	
Alte Zöpfe	20
Für Martin Neubert vom Oersted-Konzern agiert Deutschland auf See viel zu schwerfällig	
Kein Automatismus	26
Warum Vattenfall-Konzernvorstand Gunnar Groebler Vorteile im Contract-for-Difference-Vergütungsmodell sieht	
Bits und Bytes	28
Weniger Schiffe, mehr Helikopter - die Betreiber von Offshore-Windparks wollen mehr fliegen	
Impressum	30

Titelbild: TWB2/Matthias Ibelor

E&M-Verbandspartner

Bundesverband der Windparkbetreiber Offshore e.V. (BWO)	12
Erneuerbare Energien Hamburg Clusteragentur GmbH (EEHH)	14
Stiftung OFFSHORE-WINDENERGIE	18
wab e.V. Branchennetzwerk für die Windenergie	22
WindEnergy Network e.V.	24

Ein Schlepper zieht die Hubinsel Buzzard ins Baufeld

Bild: DOTI | Matthias Ibeiler



„Jährlicher Zubau von mindestens 2.000 Megawatt“

Über die Situation und Perspektiven der Offshore-Windenergie hierzulande sprach E&M mit **Stefan Thimm**, dem neuen Geschäftsführer des Bundesverbands Windparkbetreiber Offshore (BWO). **VON RALF KÖPKE**

E&M: Herr Thimm, welchen Anteil wird die Offshore-Windenergie hierzulande zur Bruttostromerzeugung 2030 beisteuern? Derzeit liegt die Quote bei gut vier Prozent.

Thimm: Deutlich über zehn Prozent auf jeden Fall, wenn es gut läuft, sogar an die 15 Prozent. Hinter den 15 Prozent steht aber ein dickes Fragezeichen. Niemand kann heute sagen, wie sich in den kommenden zehn Jahren der Stromverbrauch entwickelt.

E&M: Gehen Sie wirklich davon aus, dass in den deutschen Nord- und Ostseegewässern Ende dieses Jahrzehnts 20.000 Megawatt Windkraftleistung in Betrieb sind?

Thimm: In der Tat, davon gehe ich aus. Es ist einfach überfällig, dass die Bundesregierung demnächst den bisherigen 2030er-Ausbaudeckel um 5.000 auf dann 20.000 Megawatt anheben wird. Um sowohl das Klima- als auch das 65-Prozent-Ziel bis 2030 zu erreichen, wäre mehr sicherlich besser. Ohne zusätzliche Offshore-Kapazitäten sind alle klimapolitischen Zielsetzungen zum Scheitern verur-

teilt. Wenn es die 5.000 Megawatt mehr Windkraft auf See demnächst nicht gäbe, müssten stattdessen allein rund 20.000 Megawatt mehr Photovoltaik in Betrieb gehen – und auch die PV-Branche droht an den Ausbaudeckel zu stoßen.

E&M: Von diesen 5.000 Megawatt plus wird das Gros der Projekte wohl erst ab 2028 errichtet werden. Für die deutsche Offshore-Windindustrie sind das angesichts des Nullwachstums auf See in den beiden kommenden Jahren keine guten Aussichten, oder?

Thimm: Auch wenn wir wollten, die langen Planungs- und Genehmigungsprozesse für Offshore-Windparks werden wir über Nacht nicht ändern, sprich beschleunigen können. Was wir machen können und müssen, ist auf flexible Maßnahmen zu setzen. Dazu zähle ich beispielsweise das Netzanbindungssystem Nor-3-3 mit der freien Kapazität von gut 660 Megawatt. Für dieses Vorhaben müssen wir uns schnell mit dem Übertragungsnetzbetreiber Tenet und dem Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie einig werden, ob nicht dort bereits ➤

„Wir müssen auf flexible Maßnahmen setzen“

in den frühen 2020er-Jahren ein Offshore-Windpark angeschlossen werden kann. Es wäre wünschenswert, wenn dieses Projekt bei der 2021 anstehenden ersten Ausschreibung unter der Ägide des Zentralen Modells bevorzugt würde.

E&M: Was heißt das?

Thimm: Es müsste eine optionale Möglichkeit geben, dass dieser Offshore-Windpark nicht erst in fünf Jahren oder später in Betrieb gehen kann, sondern, wenn es geht, noch 2023 oder 2024. Wir müssen uns nichts vormachen: Die Bundesregierung wird vor 2021 keine zusätzliche Ausschreibung mehr starten, was die Offshore-Windbranche lange Zeit mit dem sogenannten Sonderbeitrag Offshore aus dem schwarz-roten Koalitionsvertrag verbunden hat. Wir müssen deshalb alles daransetzen, Projekte, die bislang noch nicht in Flächennutzungsplänen vorgesehen sind, schnell anzupacken. Dabei denke ich beispielsweise in der Ostsee an Projekte im Küstensee, Stichwort Gennaker, oder eben an den schnellen Anschluss eines Offshore-Windparks an den Konverter Nor-3-3. Zusammen könnten so in der ersten Hälfte der 2020er-Jahre rund 2.000 Megawatt auf See zusätzlich in Betrieb gehen.

„Vor 2021 wird es wohl keine Ausschreibung mehr geben“

E&M: Diese Zahl tragen die Offshore-Windverbände seit Monaten wie ein Mantra vor sich her.

Thimm: Den Konjunktiv habe ich bewusst gewählt, weil natürlich auch das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie sowie die beiden zuständigen Übertragungsnetzbetreiber mitspielen müssen. Allerdings kommen von Letzteren bereits erste positive Signale. Der Weg ist also frei.

Meines Erachtens müssen wir aus der jetzigen Situation für die Zukunft lernen: Wir dürfen beim Offshore-Windkraftausbau nicht länger nur in Dekaden denken. Um zu wesentlich mehr Planungs- und Investitionssicherheit zu kommen, brauchen wir bald einen Fahrplan, der weit über das Jahr 2030 hinausgeht.

E&M: Wie soll dieser Fahrplan nach Ihren Vorstellungen aussehen?

Thimm: Wir brauchen einfach einen jährlichen Zubau von mindestens 2.000 Megawatt, da müssen wir hinkommen. Die Politik muss sich bewegen.

E&M: Muss sich die Politik nach Ihrer Einschätzung nicht auch bei dem Finanzierungsregime bewegen? Eine Reihe Ihrer Mitglieder fordert einen Wechsel zum britischen Contract-for-Difference-Modell (CFD; d. Red.), um künftig Null-Cent-Gebote zu vermeiden.

Thimm: Die Weiterentwicklung zum CFD-Modell macht Sinn. Im heutigen EEG sichern die Letztverbraucher bei niedrigen Strompreisen die Anlagenbetreiber mit der Marktprämie (EEG; d. Red.) ab, um die notwendige Differenz zur Finanzierung von Erzeugungsanlagen zu decken. Sie partizipieren aber nicht von den Mehreinnahmen der EE-Anlagen, wenn die Strompreise steigen. Das ist kein guter Deal für die Stromkunden. Ein CFD schafft hier Abhilfe: Bei niedrigen Strompreisen wird der Erlös der Anlagenbetreiber aufgestockt. Bei steigenden Strom-



Bild: BWO

ZUR PERSON

Stefan Thimm

Geschäftsführer Bundesverband der Windparkbetreiber Offshore

Stefan Thimm hat zum 1. Januar die Geschäftsführung beim Bundesverband der Windparkbetreiber Offshore übernommen. Zuvor war der studierte Politologe 18 Jahre für den Branchenverband BDEW tätig, bei dem er über zehn Jahre lang das Fachgebiet erneuerbare Energien verantwortete. Thimm löste Uwe Knickrehm (72) ab, der die Geschicke des BWO seit dem Jahr 2015 gemanagt hat und zum Jahresende 2019 – leicht verspätet – in den Ruhestand gegangen ist.

preisen zahlen Anlagenbetreiber Geld an das EEG-Konto und entlasten so die Letztverbraucher. Gleichzeitig steigt damit die Investitionssicherheit der Betreiber vor Veränderungen der regulatorischen Rahmenbedingungen.

Auf Seiten der Politik in Berlin sehe ich noch keine Bereitschaft, sich ernsthaft mit dem CFD-Modell zu befassen. Nach wie vor erleben wir leider in Teilen der Politik Diskussionen, ob das 65-Prozent-Ziel überhaupt erreicht werden soll. Offen ist deshalb die Frage: Wie viel Windkraft an Land und Photovoltaik brauchen wir bis 2030? Bevor die nicht geklärt sind, sehe ich keinen Spielraum für Diskussionen um das CFD-Modell.

„Jährliche Entlastung in Höhe von 800 Millionen Euro möglich“

E&M: Glauben Sie wirklich, dem Vater der Strompreisbremse, dem heutigen Bundeswirtschaftsminister Peter Altmaier (CDU; d. Red.), solche Vorteile der CFD-Förderung für den weiteren Ausbau der Offshore-Windenergie vermitteln zu können?

Thimm: Peter Altmaiers Ansatz damals war es, die Belastungen für die Stromverbraucher zu senken. Dieses Ziel teilen wir. Wenn er daran festhält, kommt er – sachlich gesehen – früher oder später an dem CFD-Modell nicht vorbei. Das Deutsche Institut für Wirtschaftsforschung hat berechnet, dass der Wechsel zu einer CFD-Refinanzierung zu einer jährlichen Entlastung in Höhe von 800 Millionen Euro für die Stromverbraucher führt.

E&M: Sollte die Bundesregierung nicht die anstehende Novelle des Wind-auf-See-Gesetzes für eine Änderung des Finanzierungsregimes nutzen?

Thimm: In der Tat besteht bei der anstehenden Novelle für die Finanzierung Handlungsdruck. Nach der aktuellen Gesetzeslage wird der Höchstpreis für

Arbeiten bei der Montage eines Rotorsterns auf See



Bild: DOT | Matthias Ibeier

die nächste Auktionsrunde auf Basis der niedrigsten Zuschlagsgebote bei den bisherigen Ausschreibungen ermittelt. Demnach läge der Höchstpreis für die nächste Auktionsrunde 2021 bei null Cent. Bei den Null-Cent-Geboten, die wir 2017 und 2018 bei der Offshore-Windenergie gesehen haben, hat es projektspezifische Besonderheiten gegeben. Aufgrund unterschiedlicher Wassertiefen und anderer Rahmenbedingungen ist eine Finanzierung zu null Cent jedoch nicht immer möglich.

E&M: Wann erwarten Sie die erste Kilowattstunde Wasserstoff, die explizit auf Basis von Offshore-Windstrom hergestellt wird?

Thimm: Voraussichtlich nicht vor Mitte der 2020er-Jahre.

„Green Deal ist nur mit mehr Offshore-Windenergie zu schaffen“

E&M: Warum nicht?

Thimm: Wir haben derzeit folgende Situation: Mit dem Energiesammelgesetz ist es seit Anfang 2019 möglich, sogenannte besondere Energiegewinnungsgebiete auszuweisen: Für diese Flächen ist kein Netzanschluss vorgesehen, womit beispielsweise Wasserstoff direkt im Offshore-Windpark hergestellt werden könnte. Aber auch für diese Projekte muss das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie Standorte im Flächenentwicklungsplan ausweisen. Wenn wir keine zusätzliche Ausschreibung bekommen, gehen wir nicht davon aus, dass das BSH bei der nächsten Auktion ein Vorhaben für ein Energiegewinnungsgebiet ausweisen wird – das BSH steht unter dem Druck, alles zu unternehmen, um das Ausbauziel auf See zu schaffen. Problematisch sind außerdem die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen. In der gegenwärtigen Abgaben- und Umlagensystematik ist ein wirtschaftlicher Betrieb von Elektrolyseuren kaum darstellbar.

„2050 soll
Deutschland über
eine Offshore-
Windleistung von
mindestens
50.000 Megawatt
verfügen“

E&M: Was noch nicht ist, kann aber noch werden.

Thimm: Warten wir es ab. Vielleicht werden Wasserstofflösungen auf See an Fahrt gewinnen, wenn die bereits für das vergangene Jahr angekündigte Nationale Wasserstoffstrategie der Bundesregierung vorliegt. Der BWO selbst will im ersten Halbjahr mit einem eigenen Papier seine Positionen zu den Themen grüner Wasserstoff und Power-to-X präsentieren. Um hierzulande auch wirklich große Mengen an grünem Wasserstoff herzustellen, führt kein Weg an einem schnellen Ausbau der Offshore-Windenergie vorbei.

E&M: Deutschland hat zu Beginn des Jahres den Vorsitz der Nordsee-Kooperation für Offshore-Windenergie übernommen, zu der sich die Anrainerstaaten zusammengeschlossen haben. Ab Sommer kommt dann noch der Vorsitz der EU-Ratspräsidentschaft hinzu. Was erwarten Sie sich davon für die Offshore-Windenergie?

Thimm: Einfach mehr Tempo beim Ausbau auf See. Offshore-Windenergie ist ein europäisches Thema. Wir brauchen ein vermaschtes europäisches Netz und auch gemeinsame grenzüberschreitende Projekte. Um das zu forcieren, ist die Nordsee-Kooperation die richtige Plattform. Und dass der Green Deal der neuen Kommissionspräsidentin Ursula von der Leyen, also die Klimaneutralität Europas bis 2050, nur mit einem forcierten Ausbau der Offshore-Windenergie zu schaffen ist, steht außer Frage. Deutschland täte gut daran, den Green Deal während seiner Ratspräsidentschaft zu unterstützen. Dass wir uns davon mehr Tempo bei den Offshore-Projekten in der deutschen Nord- und Ostsee versprechen, liegt auf der Hand. Unsere Zielvorstellung lässt sich auf die Formel 50:50 bringen. 2050 soll Deutschland über eine Offshore-Windleistung von mindestens 50.000 Megawatt verfügen. **E&M**





ZUR PERSON

Andreas Wagner

Geschäftsführer Stiftung Offshore-Windenergie

Andreas Wagner ist seit Mai 2008 Geschäftsführer der Stiftung Offshore-Windenergie. Schon zuvor war der gebürtige Österreicher kein Unbekannter: Der studierte Politologe hat unter anderem für die Fördergesellschaft Windenergie und mehrere Jahre lang in verschiedenen Funktionen für die Windsparte des GE-Konzerns gearbeitet.

„Erfolgreiche Mondlandung in Nord- und Ostsee“

Das Offshore-Testfeld alpha ventus ist zehn Jahre in Betrieb – ein Projekt der Stiftung Offshore-Windenergie. Deren Geschäftsführer **Andreas Wagner** blickt zurück und nach vorn. **VON RALF KÖPKE**

Das Testfeld alpha ventus, Deutschlands erster Offshore-Windpark, feiert den 10. Geburtstag. Andreas Wagner, Geschäftsführer der Stiftung Offshore-Windenergie, zieht Bilanz und blickt nach vorn. Die Stiftung war maßgeblich an der Entwicklung des Testfeldes bis zu der Inbetriebnahme beteiligt.

E&M: Herr Wagner, wenn Sie zurückblicken: Hat es für den Start der Offshore-Windenergie in deutschen Gewässern wirklich des Testfeldes alpha ventus bedurft?

Wagner: In Deutschland auf alle Fälle. Für die weitere Windkraftnutzung auf See ist alpha ventus so etwas wie die Mondlandung in Nord- und Ostsee gewesen.

E&M: Große Worte.

Wagner: Worte unseres Präsidenten Jens Eckhoff, die die Bedeutung von alpha ventus auf den Punkt bringen! Das Testfeld hat der Politik, der Industrie und der Gesellschaft die Augen geöffnet:

„Ohne alpha ventus gäbe es die heutigen Anlagen der Zehn-plus-X-Megawatt-Generation nicht“

Erstmals sind Windenergieanlagen der Fünf-Megawatt-Klasse, die es vor zehn Jahren nur in ganz geringer Stückzahl gab, rund 60 Kilometer vor der Nordseeküste in großer Wassertiefe aufgestellt worden, die den rauen Bedingungen des Meeres standhielten und auch noch Strom produzierten. Europaweit gab es damals kein vergleichbares Vorhaben. Und noch eine Erkenntnis war wichtig: alpha ventus hat mit teilweise über 4.500 Volllaststunden deutlich mehr Strom erzeugt als prognostiziert.

E&M: Die Bundesregierung hatte bereits Anfang 2002 ihre Offshore-Windstrategie vorgelegt. Warum hat es noch mehr als acht Jahre gedauert, bis es gelang, die ersten Anlagen in die Nordsee zu setzen?

„Mit alpha ventus waren wir flott unterwegs“

Wagner: Innovative Infrastrukturvorhaben sind, wie wir wissen, grundsätzlich von relativ langen Planungs- und Realisierungszeiträumen geprägt. Die Stiftung wurde erst 2005 gegründet, das Betreiberkonsortium für das Testfeld dann im Folgejahr darauf. So gesehen waren wir mit alpha ventus bis zum Start im Jahr 2010 flott unterwegs. Für unser Testfeld fehlte es damals an den gesetzlichen Grundlagen, auch die Netzanbindung war Neuland. Das Projekt ist daher eine echte Pionierleistung gewesen, die zudem ohne die im Jahr 2008 verabschiedete Novelle des Erneuerbare-Energien-Gesetzes nicht möglich gewesen wäre: Darin wurde die Einspeisevergütung inklusive des Startbonus auf 15 Cent pro Kilowattstunde festgelegt, was die betriebswirtschaftliche Situation eindeutig verbessert hat. Erst diese EEG-Novelle hat die gesetzlichen Grundlagen geschaffen, damit die späteren Offshore-Windparks auch kommerziell betrieben werden konnten.

E&M: Was waren die wichtigsten technologischen Erkenntnisse von alpha ventus, das ja bis heute noch als Testfeld firmiert?

Wagner: Bis zur Inbetriebnahme von alpha ventus standen nur zwei Fünf-Megawatt-Anlagen vor der schottischen Küste bei einem semikommerziellen Projekt im Wasser. Die zwölf Anlagen von den damaligen Herstellern Repower und Multibrid waren der erste wirkliche Härtetest weit draußen in der

offenen Nordsee, der bewies, dass diese Multimegawattanlagen wirklich funktionierten. Das war ein Meilenstein für diese Größenklasse, denn damals hatten die größten Windturbinen auf See eine Leistung zwischen zwei und drei Megawatt. alpha ventus hat – bildlich gesprochen – die Windenergieanlagen in eine andere Größenklasse gehievt. Ohne alpha ventus gäbe es die heutigen Anlagen der Zehn-plus-X-Megawatt-Generation nicht.

E&M: Was hat alpha ventus an weiteren Neuerungen ausgelöst?

Wagner: Auf jeden Fall auch eine neue Generation von Fundamenten, die es damals erstmalig auf ein Eigengewicht von 500 Tonnen und mehr brachten. alpha ventus hat zudem den Anstoß für die Entwicklung neuer Errichterschiffe gegeben, was zur späteren Kostendegression beigetragen hat. Von dem Testfeld haben auch die Genehmigungsbehörden viel gelernt, Going offshore war für alle Beteiligten in Deutschland damals wirklich absolutes Neuland.

E&M: Haben sich die Erwartungen der Stiftung an das Testfeld erfüllt?

Wagner: Auf jeden Fall. Das Projekt war der entscheidende Türöffner, der in Deutschland erst die Windkraftnutzung auf See auf die richtige Spur gebracht hat. alpha ventus hat die Kostensenkung eingeleitet, die wir im vergangenen Jahrzehnt bei den Meerwindkraftwerken gesehen haben. Für mich ist auch ein anderer Punkt sehr wichtig: alpha ventus hat am Standort nicht zu einer Beeinträchtigung der Flora und Fauna geführt, was im Vorfeld befürchtet worden ist. Vielmehr haben sich neue maritime Lebensräume gebildet. Die Offshore-Windenergie kann zum Erhalt der natürlichen Lebensgrundlagen beitragen

E&M: Inwieweit gab es auch Lerneffekte bei den Nordseeanrainerstaaten?

Wagner: alpha ventus war für eine Reihe von europäischen Ländern so etwas wie eine Blaupause. Deutschland hatte damit eine Pionierrolle in Europa übernommen, die noch heute in der Offshore-Windbranche europaweit anerkannt wird. Mit dem Testfeld waren wir der Zeit auch einen Schritt voraus. Zehn Jahre nach dessen Start werden die ersten britischen Offshore-Windparks in etwa der Entfernung vor der Küste gebaut, die wir damals mit alpha ventus erstmals gemeistert hatten. Das Testfeld hat technologisch die gesamte Offshore-Windindustrie nach vorn gebracht. Innovationen in solcher Fülle erhoffen wir uns auch von dem neuen geplanten Testfeld in der Ostsee, das vor Warnemünde entstehen soll.

E&M: Worauf setzen Sie konkret?

Wagner: Es könnten neue Anlagentypen der Zehn-plus-X-Megawatt-Klasse oder innovative Fundament- und Logistikkonzepte getestet werden. Auch weitergehende Untersuchungen über die Auswirkungen von Offshore-Windparks für die Umwelt sowie die Integration von Power-to-Gas und Offshore-Windenergie wären Optionen. In einem aktuellen vom Bundeswirtschaftsministerium geförderten Projekt untersuchen wir genauer, welche Testmöglichkeiten sich anbieten. Die Technologienentwicklung auf See ist noch lange nicht zu Ende, im Gegenteil.

Das neue Testfeld ist daher unverzichtbar. Um mit der Offshore-Windtechnik 2.0 auf der sicheren Seite zu sein, sind alle Beteiligten gut beraten, wichtige Komponenten langfristig auf See zu erproben.

E&M: Ist das Konsens in der Branche? Oder hat Ihre Stiftung ein neues Projekt gebraucht?

Wagner: Über die Notwendigkeit für ein neues Testfeld gibt es in der Offshore-Windbranche einen breiten Konsens. Wir erhoffen uns, so die Technologieführerschaft deutscher Unternehmen zu erhalten, wenn nicht sogar wieder auszubauen. Deutschland braucht auf See ein neues Schaufenster, das weit über die Ostsee hinausstrahlt. Das neue Testfeld kann überdies ein Signal an die Industrie sein, dass es mit der Offshore-Windenergie in Deutschland weitergeht. Und zwar mit einem neuen Schwerpunkt: Mit dem ersten Testfeld alpha ventus wollten wir zeigen, dass die Offshore-Windenergie unverzichtbar ist für den weiteren effektiven Ökostromausbau. Das zweite Testfeld kann stärker die Systemintegration in den Blick nehmen: Hohe Anteile von Offshore-Windstrom sind unverzichtbar für die gesamte Transformation des Energiesystems. **E&M**



Bild: Stiftung OFFSHORE-WINDENERGIE, Jan. Oktober 2009
Aufbau des Offshore-Windparks alpha ventus



MONOPILES JENSEITS XXL

Schlanke Monopiles für Tiefwasser-Windfarmen



Ab sofort
lieferbar!

Für große Turbinen, tiefe See und harte Umwelтанforderungen

- Turbinen bis 15 MW und Rotordurchmesser bis 230 m (größere Turmhöhen und Turbinengewichte)
- Extreme Windlasten aus Hurikans oder Taifunen
- Wellenlasten aus Atlantik oder Pazifik

Länge: bis zu 130 m
Durchmesser: bis zu 11 m
Gewicht: bis zu 2.400 t



A passion for monopiles beyond XXL

Steelwind Nordenham GmbH | www.steelwind-nordenham.de

Die XXL-Fundamente von der Unterweser

Mit ihren gigantischen Monopile-Röhren ist die **Steelwind** Technologieführer. Da der deutsche Offshore-Windmarkt schwächelt, baut das Unternehmen seine Auslandsaktivitäten gezielt aus. **VON RALF KÖPKE**

Ralf Hubo wirkt sichtlich zufrieden. Auf dem Schwerlastkai, der sich mehrere hundert Meter parallel zur Unterweser hinzieht, sind an diesem frühlinghaften Wintertag mehr als ein Dutzend mächtige Metallringe hintereinander aufgebockt. „Das zeigt, dass wir derzeit wirklich gut zu tun haben“, erklärt Hubo beim Gang über das Werksgelände.

Die mehr als 70 Tonnen schweren Metallringe (Leute vom Fach sprechen von Mantelschüssen) sind zentrale Bauteile der Monopile-Fundamente für Offshore-Windkraftanlagen, die die Steelwind GmbH in Nordenham zusammenschweißt. Der promovierte Werkstoffexperte Hubo ist seit dem ersten Tag Geschäftsführer dieses 2014 gestarteten Tochterunternehmens der Dillinger Hütte, dem hierzulande führenden Grobblechhersteller aus dem Saarland.

Auf der schnurgeraden Kaje sind nicht nur die Mantelschüsse zwischengeparkt: Auf Höhe von Steelwinds eigener Hafenanlage lagern auch einige der riesigen Monopileröhren. „Die gehen alle nach Taiwan“, sagt der Geschäftsführer. Dabei zeigt Hubo auf das mit weißer Farbe aufgetragene Kürzel „Yun52/1353“ auf dem rostigbraunen Grund. Übersetzt heißt diese Kombination: Diese Röhre mit einem Gewicht von 1.353 Tonnen ist das 52. Fundament für das Yunlin-Projekt vor der Westküste Taiwans.

Dort beginnt die WPD-Gruppe aus Bremen ab April, insgesamt 80 Windturbinen mit jeweils 8 MW ins Wasser zu stellen. Yunlin wird der erste richtig große Offshore-Windpark in Asien werden. Für dieses Milliarden-Projekt verschifft Steelwind nicht nur 40 komplette Monopiles Richtung Fernost. Es werden in Nordenham auch 120 sogenannte Sektionen gefertigt, die nach dem Schiffstransport auf Taiwan vor Ort zu weiteren 40 Monopile-Fundamenten zusammengesetzt werden.

Seit vergangenem Juli laufen im Steelwind-Werk die Arbeiten für das WPD-Projekt. Mit dem Zuschlag aus Bremen endete eine monatelange Durststrecke in Nordenham. Acht Monate Kurzarbeit lagen hinter den rund 300 Beschäftigten von Steelwind: „Der Yunlin-Auftrag sichert uns Vollbeschäftigung für ein

Jahr“, hatte Ralf Hubo im vergangenen Frühsommer verkündet. Das mit der Kurzarbeit hätte sich die Dillinger Hütte nicht in ihren dunkelsten Alpträumen vorstellen können, als das Management 2011 die Entscheidung für das Werk in Nordenham getroffen hatte. „Diese Investition passt in unsere Strategie, denn wir wollen unsere Verarbeitungstiefe erweitern ohne mit unseren Kunden in Wettbewerb zu treten“, begründete der damalige Vorstandschef der Stahlschmelze, Karlheinz Blessing, das positive Votum. Die von Blessing angesprochene erweiterte „Verarbeitungstiefe“ macht für das Unternehmen wirklich Sinn: Denn das Stahlunternehmen beliefert sich quasi selbst. Die für Monopiles unverzichtbaren Grobbleche werden am Standort Dillingen sowie im nordfranzösischen Werk Dünkirchen gefertigt und dann per Schiff nach Nordenham gebracht.

Verblasste Herrlichkeit auf der Bremerhavener Weser-Seite

Diese von Dillinger verfolgte „strategische Vorwärtsintegration“ passte vor gut zehn Jahren wie die Faust aufs Auge in der Nordwest-Region. Auf der Nordenham gegenüberliegenden Weser-Seite, in Bremerhaven, hatte sich mit Beginn der 2000er Jahre so etwas wie ein Offshorewind-Cluster gebildet. Den Verantwortlichen der lange Zeit von der Werften- und Fischfangkrise schwer gebeutelten Seehafenstadt war es gelungen, mehrere Unternehmen aus der Offshore-Windbranche anzusiedeln. „Die Offshore-Windenergie hat zu unserer Reindustrialisierung beigetragen“, schwärmte zwischenzeitlich Oberbürgermeister Melf Grantz. An die 4.000 Arbeitsplätze in der Old Economy zählten seine Wirtschaftsförderer an besten Tagen.

Viel ist von dieser Herrlichkeit nicht geblieben. Auf Bremerhavener Terrain haben Produktionsfirmen wie Weserwind, Senvion oder Power Blades aufgegeben. Ihnen hat vor allem die unstete Offshore-Wind-Energiepolitik aus dem Berliner Regierungsviertel in den zurückliegenden Jahren zu schafsen gemacht.

Was auch Steelwind nach ersten erfolgreichen Projekten zu spüren bekam. Das Unternehmen ist



Steelwind setzt seit ihrer Gründung erfolgreich auf die Monopiles



Bilder: Georg Schreiber



Der Herr der (Stahl-)Ringe:
Steelwind- Geschäftsführer
Ralf Hubo vor mehreren
Mantelschüssen an der
Unterweser



Lang, länger und noch
unvollendet: Ein Monopile-
Stahlfundament auf dem
Betriebsgelände der
Steelwind GmbH

unter all den einstigen Start-ups aus der Windindustrie so etwas wie der letzte Hoffnungsträger im Nordwesten geblieben. „Man kann sich nicht auf Deutschland verlassen“, resümiert Geschäftsführer Hubo.

Steelwind hat sozusagen das Glück des Tüchtigen gehabt. Der WPD-Auftrag ist das Ergebnis eines neu eingeschlagenen Internationalisierungskurses. „Die Schwäche des deutschen Offshorewind-Marktes können wir durch unsere Hinwendung zu internationalen Märkten in Europa und darüber hinaus ausgleichen. Das ist für uns eine Chance, zeigt aber auch die blamable Situation in Deutschland, weil wir hier den Anschluss verlieren“, sagt Hubo westfälisch nüchtern. Um das internationale Geschäft zu forcieren, hatte Steelwind Anfang vergangenen Jahres mit dem Vertriebsprofi Alexander Morber, der zuvor für mehrere Windturbinenhersteller tätig war, die Geschäftsführung erweitert.

Die nächsten Auslandsaufträge werden derzeit verhandelt, lässt Ralf Hubo durchblicken: „Yunlin hat uns als Referenzprojekt geholfen. Unser Name ist nun auch im asiatisch-pazifischen Raum bekannt.“ Einzelheiten über die Nachfolgeaufträge will er noch nicht nennen.

Dass auf Steelwind auf allen neuen Märkten meist sogenannte „Local-Content“-Anforderungen zukommen, weiß Hubo. Local Content heißt, dass die potenziellen Betreiber der Seewindkraftwerke gesetzlich angehalten sind, dafür zu sorgen, dass ein (großer) Teil der industriellen Fertigung in den jeweiligen Ländern stattfindet. „Wir haben in Taiwan gezeigt, wie man es macht und uns frühzeitig einen einheimischen Partner gesucht“, erzählt Hubo.

Das Gewicht der neuen Generation: bis zu 2.400 Tonnen

Angst, dass irgendwo auf dem Globus ein neues Werk für Monopile-Fundamente hochgezogen wird, hat Ralf Hubo nicht: „Wir zählen zu den weltweit drei wichtigsten Unternehmen in diesem Segment und sehen uns als Technologieführer.“ Und: Ein ähnliches Werk wie das im Nordenhamer Stadtteil Blexen würde leicht an die 250 Millionen Euro kosten. Viel Geld, das ein Newcomer stemmen müsste.

Vor allem setzt Steelwind auf ihr Know-how: Das Unternehmen wirbt seit einigen Monaten für Monopiles vom Typ „Beyond XXL“, zylindrische Stahlröhren mit bis zu 130 Metern Länge, elf Metern Durchmesser und bis zu 2.400 Tonnen Gewicht. Wahre Giganten der Unterwasserwelt. „Das sind die Fundamente, die für die Windturbinen der neuen Generation mit bis zu 15 Megawatt Leistung und 230 Metern Rotordurchmesser ausgelegt sind.“ Wie Steelwind in der über 300 Meter langen Werkshalle die Mantelschüsse in mehreren Produktionsschritten perfekt ohne große Geräuschentwicklung zusammenschweißt, soll Betriebsgeheimnis bleiben.

Dass Steelwind mit der Gründung auf die Monopiles gesetzt hat, macht sich nach Hubos Worten heute bezahlt: „Schwerlastfundamente, Tripods oder Jacket-Konstruktionen haben sich am Markt nicht durchgesetzt. Wir haben auf die richtige Fundament-Technologie gesetzt und sie in den vergangenen Jahren optimiert.“

E&M

NACHHALTIG
IM VORTEIL



**EINE MARKE FÜR
DEN ENERGIE-MIX**

- ressourcenschonend
- effizient
- serviceorientiert

www.addinol.de

20 bis 30 und darüber hinaus

Catrin Jung, Vorstandsvorsitzende des Bundesverbands der Windparkbetreiber Offshore e.V. (BWO)

POLITIK MUSS HANLDEN - Jahrelang hat die Branche vor einer möglichen Ausbaulücke in den kommenden Jahren gewarnt und ist bei der Politik immer wieder auf taube Ohren gestoßen. Nun werden wir 2020 und 2021 keine neuen Offshore-Windparks sehen. Nur durch schnelles politisches Handeln und die Vergabe freier Kapazitäten können die Folgen teilweise noch abgedefert werden.

In den vergangenen zehn Jahren haben wir viel getan und in den letzten Ausschreibungen eindrucksvoll gezeigt, dass Offshore-Windkraft große Strommengen sicher und kostengünstig bereitstellen kann; bei mehreren Projekten sogar ohne Förderung. Es ist deshalb nur folgerichtig, das Ausbauziel für 2030 von 15 auf 20 GW anzuheben.

Aber der Blick auf 2030 greift zu kurz. Wir müssen heute die Weichen für die Zeit da-

nach stellen. Denn der Ausstieg aus der Kohleverstromung muss mit einem verstärkten Einstieg in die Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Quellen einhergehen. Um dies zu gewährleisten ist eine rechtzeitige Anpassung der Erneuerbaren-Ausbaupfade unerlässlich.

Um 2030 das 65-Prozent-Ziel zu erreichen, werden alle Erneuerbaren benötigt. Aber nicht nur deshalb ist die Offshore-Windkraft für die Energiewende von Bedeutung. Offshore-Windparks können auch dann Strom erzeugen, wenn an Land kein Lüftchen weht oder die Sonne nicht scheint. Mit über 4.000 Volllaststunden pro Jahr leistet die Stromerzeugung auf See einen wichtigen Beitrag zur Versorgungssicherheit. Vor dem Hintergrund des Ausstiegs aus Kernenergie und Kohle muss dieses Potenzial genutzt wer-



Bild: BWO/Kevin Winkler

den! Zudem wird mit der geplanten Dekarbonisierung der Sektoren Wärme und Verkehr der Strombedarf zukünftig sicherlich nicht zurückgehen.

Wir brauchen schon heute von der Politik klare Signale. Es geht nicht nur um das Erreichen der Klimaziele und die Sicherung der Stromversorgung, es geht auch um den Ausbau der industriellen Wertschöpfung und um wettbewerbsfähige Preise für die Industrie. Mit Ausbauzielen für das Jahr 2035 von 30 bis 35 GW und mindestens 50 GW für das Jahr 2050 kann uns all dies gelingen.

www.bwo-offshorewind.de



Bild: Baber Hogenhorst

TIM MEYERJÜRGENS

COO Tennet

Tennet treibt den Netzausbau konsequent voran und entwickelt fortlaufend neue innovative Technologien, um die Übertragungskapazität im Einklang mit den gesellschaftlichen Zielen zu steigern. Zusammen mit unseren europäischen Partnern planen wir darüber hinaus sektorenübergreifende Projekte wie Windenergieverteilkreuze in Kombination mit Power-to-Gas-Anlagen, wofür zum Teil noch die politischen Rahmenbedingungen zu schaffen sind.



Bild: Laurence Chaperon

JOCHEN HOMANN

Präsident der Bundesnetzagentur

„Das Erreichen von 20 GW Offshore-Windenergie ist anspruchsvoll, aber machbar und notwendig, um das Ziel von 65 Prozent erneuerbarer Energien zu erreichen. Die Perspektive nur bis 2030 reicht jedoch nicht aus. Der Ausbau von Offshore-Windenergie mit dem daraus resultierenden Netzausbau ist ein langfristiges Geschäft. Die Bundesregierung muss daher auch Ziele für die Zeit nach 2030 definieren.“



Bild: 50Hertz

DR. HENRICH QUICK

Leiter Projekte Offshore bei 50 Hertz

Wir wollen die im NEP vorgesehenen 2,2 GW Offshore-Wind fristgemäß, zuverlässig und effizient in das Übertragungsnetz von 50Hertz integrieren und sind für einen weiteren Ausbau gut aufgestellt. Der nächste Step ist das Projekt ‚Combined Grid Solution‘ - die Zusammenführung der Windparks Kriegers Flak und Baltic 2 mit dem Interkonnektor zwischen Deutschland und Dänemark.

Weiterentwicklung des EEG könnte Verbraucher & Industrie entlasten

Stefan Thimm, Geschäftsführer Bundesverband der Windparkbetreiber Offshore e.V. (BWO)

EINE STROMPREISBREMSE hat unser Bundeswirtschaftsminister Peter Altmaier (damals noch Bundesumweltminister) bereits 2013 gefordert. Neue Untersuchungen zeigen jetzt erhebliche Kostensenkungspotenziale beim Ausbau erneuerbarer Energien durch eine Anpassung der Fördersystematik. Die Weiterentwicklung der Marktprämie im EEG zu einer symmetrischen Marktprämie (auch Differenzvertrag oder Contract for Difference) würde bis zu 30 % an Stromgestehungskosten einsparen. Im Jahr 2030 entspräche dies einer Entlastung der Stromverbraucher in Höhe von rund 800 Mio. Euro. Das aktuelle EEG gewährt Investoren eine Marktprämie, wenn die Marktpreise nicht ausreichen, um die Erzeugungsanlage

zu refinanzieren. Dies wird durch die Stromkunden mit der EEG-Umlage getragen. Bei hohen Strompreisen verbleiben die hohen Markterlöse jedoch beim Investor. Ein Rückfluss auf das EEG-Konto ist nicht vorgesehen. Im Ergebnis steht ein Ungleichgewicht von Chance und Risiko.

Die symmetrische Marktprämie würde dieses Ungleichgewicht aufheben und im Ergebnis Stromverbraucher entlasten. Gleichzeitig würde mit Einführung einer symmetrischen Marktprämie ein zentrales Problem der Offshore-Auktionen gelöst. Im derzeitigen System geben Bieter Nullgebote ab, wenn sie erwarten, dass der Strompreis für die Refinanzierung ihrer Erzeugungsanlagen ausreicht. Werden jedoch mehrere Gebote zu



Bild: BWO

0 Ct/kWh abgegeben, fehlt es an einem Differenzierungskriterium. Durch die Einführung einer symmetrischen Marktprämie käme es zu einer Änderung des Gebotsverhaltens: Statt Nullgeboten bieten Auktionsteilnehmer in einer beidseitigen Marktprämie ihre tatsächlichen Kosten. Dies erhöht Realisierungswahrscheinlichkeiten, mindert Risiken und senkt die Lasten für die Kunden – die symmetrische Marktprämie ist eine echte Strompreisbremse!



Bild: dierb.de

GÜNSTIG & KLIMANEUTRAL - Klimaneutrale Industrieproduktion, Wärmeversorgung und Verkehr brauchen alle viel und kostengünstigen erneuerbaren Strom. Differenzverträge können dazu einen wichtigen Beitrag leisten:

Fünf Gründe für Ausschreibungen von Differenzverträgen für Wind und Solar

Prof. Dr. Karsten Neuhoff, Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (DIW Berlin)

- 1) Finanzierungsmodelle werden einfacher: Projektentwickler können sich wieder darauf fokussieren, Akzeptanz für ihre Projekte zu gewinnen.
- 2) Eigenkapitalanforderungen bei Projektentwicklern fallen: Mehr Projektentwickler können teilnehmen und den Wettbewerb steigern.
- 3) Finanzierungskosten fallen bei Projektentwicklern und den Zeichnern von langfristigen Abnahmeverträgen: Die Stromgestehungskosten reduzieren sich um 30 %.

- 4) Stromkunden werden gegen langfristige Preisrisiken abgesichert: Bei hohen Strompreisen gibt es Rückzahlungen von Wind- und Solarprojekten.

- 5) In der Ausschreibung können systemfreundliche Standortwahl und Anlagenauslegung berücksichtigt werden: Damit werden sie nicht mehr diskontiert, sondern relevant.

Weltweit ist effektives Risikomanagement bei den Ausschreibungen auf dem Vormarsch. Höchste Zeit für Deutschland, aus den Startlöchern zu kommen.



Bild: vadim_petrakov - stock.adobe.com



Die Preisträger des German Renewables Awards 2019

Das Cluster Erneuerbare Energien Hamburg

Das Branchennetzwerk für Zukunftsenergien

Beim Ausbau der nachhaltigen Stromerzeugung und -übertragung übernimmt Norddeutschland eine zentrale Rolle. Die **Metropolregion Hamburg** – von Cuxhaven bis Lübeck und von Neumünster bis Lüneburg – ist das Zentrum der norddeutschen Aktivitäten.

German Renewables Award

Mit dem German Renewables Award honoriert das Cluster Erneuerbare Energien Hamburg herausragende Innovationen und persönliches Engagement im Bereich erneuerbare Energien. Bereits zum neunten Mal vergibt die unabhängige Jury 2020 die Auszeichnung in den vier Kategorien:

- Produktinnovation des Jahres
 - Projekt des Jahres
 - Studentenarbeit des Jahres
 - Lebenswerk
- Zusätzlich wird zum dritten Mal der Journalistenpreis als eigene Kategorie vergeben.

Das Branchennetzwerk Erneuerbare Energien Hamburg EEHH bietet seit Herbst 2010 ideale Vernetzungs- und Informationsmöglichkeiten für interessierte Akteure, vor allem durch Großveranstaltungen wie die Hamburg Offshore Wind Conference, die Wind-Energy Hamburg, zahlreiche Workshops und Fachgruppen. Neben der Windenergie Onshore wie Offshore stellen Wärme, Sektorkopplung und Energiespeicherung seit 2016 die Kernsäulen der Clusterarbeit dar. Für herausragende Innovationen in der Erneuerbare-Energien-Branche verleiht das Netzwerk seit 2012 jährlich den German Renewables Award, seit 2018 auch in der Rubrik „Journalistenpreis“.

Im Industrienetzwerk Erneuerbare Energien Hamburg engagieren sich rund 200 Unternehmen aus der Branche der erneuerbaren Energien für die Umsetzung der Energiewende. Zu den wichtigsten Projekten mit Beteiligung des Clusters Erneuerbare

Energien Hamburg gehören das vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie finanzierte Projekt „Norddeutsche EnergieWende 4.0“ und das EU-Interreg-Projekt „Northern Connections“.

NEW 4.0 – Norddeutsche EnergieWende

Welche Rolle spielt Norddeutschland für die Energiewende? Vor welchen Herausforderungen stehen wir und wie können wir ihnen begegnen? Wie sieht die Energieversorgung von morgen aus? Diese Fragen beantwortet das Verbundprojekt NEW 4.0. „NEW“ steht für die Norddeutsche EnergieWende und „4.0“ beschreibt die Schwelle zur vierten industriellen Revolution: Die Digitalisierung, die auch für die Energiewende eine zentrale Rolle spielt. Digitalisierte Prozesse sollen ermöglichen, dass eine teilweise Flexibilisierung der industriellen Energienachfrage zu einer besseren Synchronisierung mit dem Angebot erneuerbarer Energien und zu einer höheren Systemstabilität führt.

Das Projekt wird unterstützt von den Landesregierungen Schleswig-Holsteins und Hamburgs und im Rahmen des Förderprogramms „Schaufenster intelligente Energie – Digitale Agenda für die Energiewende“ durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) gefördert. Es ist für vier Jahre – von Dezember 2016 bis November 2020 – angesetzt.

EU-Projekt Northern Connections

Die Nordseeregion spielt eine zentrale Rolle für den internationalen Austausch des Clusters, da dort das Northern-Connections-Projekt (Interreg-Förderprogramm der EU für den Nordseeraum) beheimatet ist, bei dem EEHH als einer von insgesamt 21 Projektpartnern fungiert. Im Projektzeitraum von 2016 bis Ende 2020 sollen Modellregionen im Nordseeraum mit Schwerpunkt auf nachhaltiger Infrastruktur vernetzt sowie kleine und mittlere Unternehmen über die Landesgrenzen hinweg gefördert werden. Dies geschieht durch regelmäßige Treffen in Form von Living Labs und Konferenzen. Im Sommer 2019 lud das EEHH-Cluster zu einem Living Lab ein, auf dem nachhaltige Stadtentwicklung und Energieversorgung moderner Quartiere im Fokus standen. Die Abschlusskonferenz zu Northern

Connections richtet Göteborg, Schweden, im April 2020 aus. Die EU-Fördersumme beträgt 5,3 Millionen Euro, von denen 295.000 Euro auf das EEHH-Cluster entfallen.

Offshore in der Metropolregion Hamburg

Die Metropolregion Hamburg liegt zentral zwischen Nord- und Ostsee und weist daher bereits seit zwei Jahrzehnten eine hohe Dichte an Aktivitäten in Verbindung mit Offshore-Windenergie auf. So haben etliche Projektierer, Windparkbetreiber und Dienstleister wichtige Niederlassungen in Hamburg. Für viele Offshore-Projekte wurden und werden Leistungen wie Finanzierungen, Versicherungen, Zertifizierung in Hamburg und in der Metropolregion Hamburg erbracht. Nicht zuletzt werden auch zahlreiche internationale Offshore-Projekte aus der Region Hamburg heraus koordiniert, da insbesondere Energieversorger ihre internationalen Aktivitäten hier gebündelt haben. Seit 2010 hat sich die Stadt Cuxhaven mit dem Deutschen Offshore-Industrie-Zentrum als wichtiger Produktionsstandort und Basishafen für die Offshore-Windindustrie an der Nordseeküste etabliert. Viele kleine und mittelständische Unternehmen aus der gesamten Metropolregion agieren als Zulieferer.

Ideale Vernetzungs- und Informationsmöglichkeiten

„Ready for takeoff – The global offshore upswing“ – 17. Hamburg Offshore Wind Conference

Die Offshore-Windindustrie setzt sich weltweit immer mehr durch – deutsche Unternehmen entdecken zunehmend Märkte in Asien sowie in Nord- und Südamerika. Industrievertreter betonen die Bedeutung von Offshore als verlässlichem Pfeiler in einem zunehmend von erneuerbaren Energien abhängigen Energiesystem. Die 17. Hamburg Offshore Wind Conference

(HOW) am 7. und 8. April 2020 im Empire Riverside Hotel, gemeinsam ausgerichtet vom DNV GL und dem Cluster Erneuerbare Energien Hamburg, steht unter dem Motto „Ready for takeoff – The global offshore upswing“. Schon jetzt haben hochkarätige Referenten zugesagt, beispielsweise Gunnar Groebler, Senior Vice President, Head of Business Area Wind, Vattenfall,

Marco Kuijpers, Direktor Offshore-Projekte Tennet TSO, Prof. Dr. Claudia Kemfert, Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (DIW Berlin), und Windpionier Henrik Stiesdal, der ein großes Innovationsprojekt mit schwimmenden Offshore-Windanlagen umsetzt. Auf dem politischen Podium diskutieren mit Moderator Daniel Münter neben Prof. Dr. Claudia Kemfert und Gunnar Groebler auch Prof. Dr. Hermann Held vom Exzellenzcluster Klimaforschung der Universität Hamburg. Außerdem beinhaltet das Konferenzprogramm einen Dialog zum bevorstehenden Übergang vieler deutscher Offshore-Windparks von der hohen zur niedrigen Vergütung des Stauchungsmodells, eine Session zu internationalen Business Cases deutscher Unternehmen, Vorträge zu Offshore und Wasserstoff sowie die Verleihung des zweiten Offshore Innovation Awards. Die Bewerbungsfrist läuft bis zum 15. März 2020.



Die 16. Hamburg Offshore Wind Conference 2019

Programm und Anmeldung unter:
<https://www.dnvgl.com/events/17th-hamburg-offshore-wind-conference-158227>



Amprion ante Portas

Erstmals baut der Übertragungsnetzbetreiber **zwei Netzanbindungssysteme für Offshore-Windparks** in der Nordsee – bei Dolwin 4 und Borwin 4 allein soll es nicht bleiben. **VON RALF KÖPKE**

Dortmund liegt im Binnenland. Viele Bezüge zum Wasser hat die Bier- und einstige Kohlestadt wahrlich nicht. Dank der unmittelbaren Lage am Dortmund-Ems-Kanal verfügt sie aber immerhin über einen der größten Kanalhäfen in Nordrhein-Westfalen.

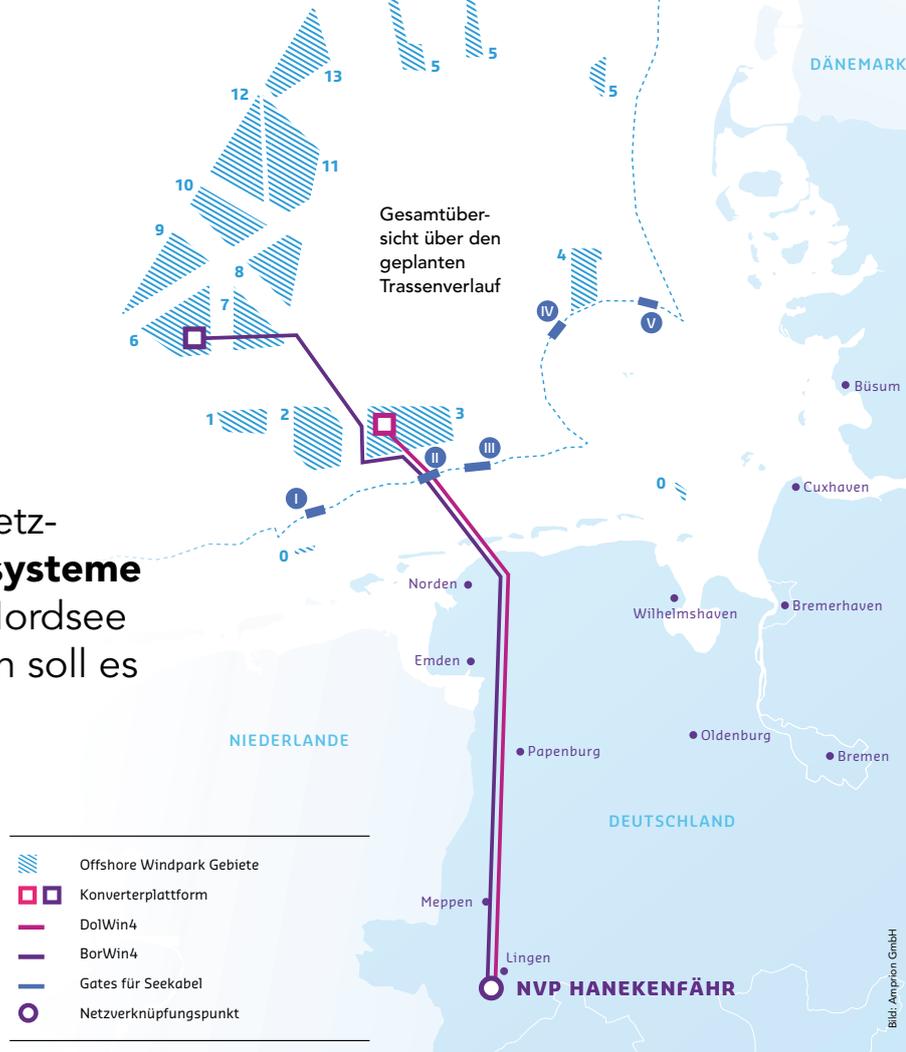
Indirekt wird die Revier-Metropole demnächst einen Zugang zur Nordsee haben – und zwar dank der Aktivitäten des Übertragungsnetzbetreibers Amprion, der im Dortmunder Süden seinen Sitz hat. Im vergangenen Jahr hat die Bundesnetzagentur festgelegt, dass Amprion zwei Netzanbindungssysteme mit zusammen 1.800 MW Leistung für künftige Offshore-Windparks planen, bauen und betreiben wird. Nach dem derzeitigen Stand soll „DolWin4“ 2028 und „BorWin4“ (so die offiziellen Kürzel) im Jahr danach in Betrieb gehen.

Was nach viel Zeit klingt. Der Eindruck täusche, sagt Peter Barth, der zusammen mit seinem Kollegen Carsten Lehmköster den neuen Offshore-Bereich bei Amprion leitet: „Wir wollen in gut einem Jahr die Ausschreibungen für alle wichtigen Hauptkomponenten beginnen, deshalb laufen bei uns die entsprechenden Vorbereitungen unter Hochdruck.“

Ein Mammutprogramm, das in der Amprion-Zentrale eine Reihe von Neueinstellungen notwendig macht: Das Offshore-Team, das derzeit rund 60 Köpfe umfasst, soll in den kommenden Monaten auf 100 Mitarbeiter ausgebaut werden.

Für die Netzanschlüsse der Seewindturbinen in der deutschen Nord- und Ostsee waren bislang immer Tennet und 50 Hertz zuständig. Eine Aufteilung, die sich mehr oder weniger automatisch ergeben hat, weil die Netzgebiete der beiden Unternehmen bis an die Küsten von Nord- und Ostsee reichen.

Dass nun Amprion erstmals die Anbindung zweier Offshore-Windparks in der Nordsee übernimmt, hat mit einer Regelung im Energiewirtschaftsgesetz zu tun: „Dieser Passus besagt, dass immer der Übertragungsnetzbetreiber für die Netzanbindung von Offshore-Windparks zuständig ist, an dessen Umspannanlage die Systeme angebunden werden“, erklärt Barth. Für die beiden Netzanbindungssysteme



Vor der neuen Offshore-Windabteilung liegt ein Mammutprogramm

wird Amprion etwa 4 Mrd. Euro investieren, das ist rund ein Viertel des bis 2030 vorgesehenen Unternehmensbudgets für Netzaus- oder -umbau.

Auch wenn derzeit noch nicht absehbar ist, wer die durch Dolwin 4 und Borwin 4 anzubindenden Hochseewindparks konkret betreiben wird (das entscheidet sich nach den nächsten Ausschreibungsrunden), sind Essentials bereits festgelegt: Von der Nordsee wird der Offshore-Windstrom ins südliche Emsland nach Lingen geleitet, um dort ins Übertragungsnetz eingespeist zu werden. Und das südliche Emsland ist nun einmal Amprion-Land. Mit Dolwin 4 und Borwin 4 ergibt sich eine neue Konstellation: Erstmals ist ein Übertragungsnetzbetreiber für die Netzanschlüsse und Zuleitungen zuständig, dessen eigentliches Zuständigkeitsgebiet nicht einen einzigen Kilometer Küstenlinie umfasst.

„Wir sind gekommen, um zu bleiben“

Dass die von Amprion noch zu bauenden Leitungen in Lingen mit dem bundesweiten Übertragungsnetz verknüpft werden sollen, ist kein Zufall: Netztechnisch ist die 55.000-Einwohner-Stadt in der Nähe zu den Niederlanden gut ausgebaut und verfügt über die nötige Transportkapazität in Richtung der Verbrauchszentren an Rhein und Ruhr.

„Unter allen technischen und volkswirtschaftlichen Gesichtspunkten ist unser Standort Hanekenfähr in Lingen wirklich gut geeignet“, sagt Amprion-Experte Lehmköster. Für ihn sind die beiden Anschlüsse für die Offshore-Windparks „technisch schon herausfordernd“. Was ein Blick auf die zurückzuliegenden Trassenkilometer unterstreicht: Bei

Dolwin 4 muss Amprion eine 220 Kilometer lange Verbindung bauen, wovon rund 50 Kilometer auf See verlaufen. Bei Borwin 4 beträgt die Trassenlänge sogar etwa 300 Kilometer, von denen 130 Kilometer Kabel in den Nordseeboden gespült oder mit einem Vibrationsschwert installiert werden müssen.

Nach dem derzeitigen Planungsstand sieht das Konzept für Borwin 4 eine 220-kV-Standardanbindung vor: Zuerst wird der Windstrom in einer park-internen Umspannplattform gesammelt, dann zur Konverterplattform geführt und anschließend Richtung Land geschickt. Bei Dolwin 4 ist dagegen eine 66-kV-Direktverbindung von den Windenergieanlagen in die Konverterplattform vorgesehen. Die parkinterne Umspannplattform entfällt. Ob es bei dieser Konfiguration bleibt, wird sich noch zeigen.

Weitestgehende Einigkeit besteht dagegen schon beim Trassenverlauf: Die Seekabel, die unter anderem die Insel Norderney unterirdisch durchqueren, werden durch den Wattboden bis zum sogenannten Anlandungspunkt im ostfriesischen Hilgenriedersiel verlegt. Sozusagen im zweiten Bauabschnitt werden die Erdkabel in Gleichstromtechnik von dort zur Umspannanlage ins südliche Emsland geführt.

Dass Amprion die Kabelverlegung dieses Abschnitts „möglichst raum- und umweltverträglich“ vornimmt, so Teamleiter Barth, verstehe sich von selbst. Seinem Team kommt entgegen, dass Amprion auf weiten Teilen der Strecke mit einem anderen

Erdkabelprojekt betraut ist, dem Projekt A-Nord. Die Leitung, die dort verlegt werden soll, ist eine der bislang drei großen HGÜ-Stromautobahnen, mit denen der Transport des Windstroms aus der Nordsee in die Verbrauchszentren Richtung Rheinland und Süddeutschland vorgesehen ist; 2025, so die Hoffnung des Bundeswirtschaftsministeriums, sollen die ersten Elektronen fließen.

Um auf der rund 100 Kilometer langen Strecke zwischen Ostfriesland und dem südlichen Emsland „möglichst viele Synergien zu nutzen“, will Amprion bei dem Bau der A-Nord-Trasse die notwendigen Leerrohre für Dolwin 4 und Borwin 4 gleich mitverlegen. Die erste Konverterplattform für Dolwin 4 soll dann möglichst im Jahr 2027 im Wasser sein.

Beide Netzexperten haben nicht den (falschen) Ehrgeiz, für Dolwin 4 und Borwin 4 das Rad neu zu erfinden. „Natürlich sprechen wir auch mit den Kollegen von Tennet, um Erfahrungen auszutauschen.“ Klar sei aber auch, dass Amprion mit den ersten beiden Netzanbindungen für Offshore-Windparks einen nachhaltigen Eindruck in Sachen Qualität und Zuverlässigkeit hinterlassen will. Nach dem aktuellen Netzentwicklungsplan werden weitere Offshore-Netzanbindungssysteme erforderlich. Dolwin 4 und Borwin 4 seien „nicht unsere letzten Offshore-Windprojekte“, sind sich Barth und Lehmköster sicher. „Wir sind bei der Offshore-Windenergie angekommen, um auch zu bleiben.“

E&M

„Der Standort
Hanekenfähr in
Lingen ist wirklich
gut geeignet“

Offshore-Windenergie

Unser Beitrag für eine
effiziente Energiewende

Weltweit führend im Bereich Windenergie
www.iberdrola.com





Stiftung OFFSHORE-WINDENERGIE

15 Jahre konsequenter Einsatz für die Windenergie auf See

Als die Stiftung OFFSHORE-WINDENERGIE vor 15 Jahren gegründet wurde, stand noch keine einzige Windanlage in deutschen Gewässern. Heute speisen **mehr als 1.400 Anlagen auf See** zuverlässig und zunehmend kostengünstig Strom ins Netz ein.

Aufbau der
Anlagen im
Testfeld alpha
ventus

Bild: Matthias Heiler/Stiftung OFFSHORE-WINDENERGIE

Die Branche hat mittlerweile rund 24.500 Beschäftigte in Deutschland und erwirtschaftete 2018 einen Umsatz von rund neun Milliarden Euro. Sie ist zu einer internationalen Industrie geworden und hat mit einem aktuellen Anteil von vier Prozent am Stromverbrauch hierzulande ihren festen Platz im Energiemix gefunden.

Testfeld alpha ventus

Türöffner dieser Entwicklung waren Planung, Bau und Inbetriebnahme des Testfelds alpha ventus in der Nordsee. Als Rechteinhaberin hat die Stiftung OFFSHORE-WINDENERGIE den Aufbau von der Errichtung des Fundaments bis zur offiziellen Einweihung 2010 intensiv begleitet. Sie ist nach wie vor eng mit den am Testfeld beteiligten Unternehmen und Instituten verbunden. Die Erfahrungen beim Aufbau und Betrieb von alpha ventus waren und sind unverzichtbar, sei es, um Fragen zur Logistik zu beantworten, zur Bauabfolge, zum Netzanschluss

oder Umweltschutz. Alpha ventus hat gezeigt, dass Offshore-Windenergie weit draußen auf dem Meer funktioniert. Die Inbetriebnahme war die „Mondlandung der Offshore-Windenergie“. So waren die Dimensionen der einzelnen Anlagen einmalig: Sie reichten mit ihren 155 Metern sogar fast an die Höhe des Kölner Doms. Nie zuvor waren Anlagen dieser Dimension bei Küstenentfernungen von mehr als 50 Kilometern und Wassertiefen von 30 Metern installiert wurden.

Herausforderungen bei Netzanbindung, Kostenentwicklung und Umweltschutz

In den Folgejahren galt es, eine Menge an Herausforderungen zu meistern und beständig für die Akzeptanz dieser noch jungen Energieform zu werben. Kontroverse Debatten zum Netzanschluss, zu Kostenfragen und Umweltschutz wurden geführt und weitgehend gelöst. Die Stiftung hat diese Diskussionen mit Studien und Gutachten, Arbeitskreisen, Projekten und diversen Politikformaten begleitet. In der

Auszeichnung von Schülerinnen und Schülern im Rahmen des Stiftungsprojekts „Offshore-Wind INSCHOOL“



Öffentlichkeit hat sie u.a. mit ihrer Wanderausstellung „Faszination Offshore“ über die Vorteile der Windenergie auf See informiert. Aber auch die Prognos-Studie von 2013 zu den Kostensenkungspotenzialen der Anlagen hat weit über die Branche hinaus Wirkung entfaltet und ihre enormen Entwicklungspotenziale aufgezeigt. Die von der Stiftung und Branche durchgeführte Fraunhofer-Studie zur energiewirtschaftlichen Bedeutung der Offshore-Windenergie war ebenfalls wegweisend für die weitere Entwicklung. Sie verdeutlichte die enormen Vorteile der Offshore-Windenergie: verlässliche Stromproduktion bei hohen Benutzungs- und Volllaststunden.

Unabhängiges Sprachrohr der gesamten Branche

Im Rahmen dieser Debatten hat sich die Stiftung OFFSHORE-WINDENERGIE zum unabhängigen Sprachrohr der Offshore-Windenergiebranche entwickelt und sich dabei stets um konsensorientierte Lösungen bemüht. Sie vertritt rund 100 Branchenunternehmen der gesamten Wertschöpfungskette sowie Politik und Branchenverbände. Angefangen bei den Betreibern über Hersteller, Zulieferer und Dienstleister bis hin zur maritimen Wirtschaft. Die Stiftung hat in ihren Fragestellungen, Lösungsansätzen und Formaten immer das Ganze im Blick und möchte als Mittler zwischen Politik, Wirtschaft und Forschung der Branche Zukunftsthemen und Entwicklungspotenziale aufzeigen. Durch die Durchführung von über einem Dutzend nationaler und internationaler Forschungsprojekte hat sie außerdem wichtige Impulse für die weitere Entwicklung der Offshore-Windindustrie gegeben.

Übergang zum Ausschreibungssystem intensiv begleitet

Ein zentraler Einschnitt für die Branche war neben der Ausgestaltung der Verantwortlichkeiten für die Netzanbindung auch die Umstellung auf ein Ausschreibungssystem. Das stellte die Offshore-Windindustrie, die durch hohe Investitionsvolumen und lange Planungsfristen geprägt ist, vor große Herausforderungen. Die Stiftung hat bei der Ausgestaltung des neuen Systems deutlich gemacht, dass hohe Marktvolumen für einen wirklichen Wettbewerb notwendig sind. Sie hat sich daher zusammen mit der



Andreas Wagner (4. von links), Geschäftsführer der Stiftung OFFSHORE WINDENERGIE, auf der Konferenz Seanergy 2019

Bild: Stiftung OFFSHORE-WINDENERGIE/David Fell

Impulse für die weitere Entwicklung der Offshore-Windindustrie

Branche und den Küstenländern kontinuierlich für die Erhöhung der Ausbauziele eingesetzt. Die Ausschreibungsergebnisse zeigten eindrucksvoll, zu welchen Kostensenkungen man fähig ist und welche Entwicklungsperspektiven die Offshore-Windenergie besitzt.

Schnelle Umsetzung des erhöhten Ausbauziels von 20.000 MW

Umso wichtiger ist, dass die Bundesregierung den im Klimapaket beschlossenen erhöhten Offshore-Windausbau auf 20.000 MW bis 2030 schnell umsetzt. Dabei sollten die aktuell bestehenden freien Kapazitäten von rund 2.000 MW zügig genutzt werden. Die Stiftung wird sich in den damit verbundenen Politikprozess – Ausschreibungsmechanismen, Flächenentwicklung und Netzplanung – intensiv einbringen. Künftig werden auch Fragen der Wasserstoffnutzung, der koordinierten Offshore-Wind- und Netzentwicklung in Europa und der Systemintegration an Bedeutung gewinnen.

Testfeld für Innovationen voranbringen

Daher setzt sich die Stiftung auch für die Entwicklung eines neuen Testfelds vor Warnemünde in der Ostsee ein, in dem innovative Anlagen, Fundamente und Netztechnologien praxisnah erprobt werden könnten. Dafür brauchen wir als ersten Schritt eine gesicherte Netzanbindung.

Langfristige Planung bis 2050

Entscheidend ist, dass der deutsche Markt wieder an Fahrt gewinnt und heimisches Know-how gehalten werden kann. So haben die Niederlande und UK in Europa, aber auch asiatische Länder und Nordamerika bereits ihre Ambitionen beim Ausbau der Offshore-Windenergie deutlich verstärkt. Deutschland darf hier als Pionierland nicht weiter ins Hintertreffen geraten. Um die Klimaziele zu erreichen, ist es vielmehr notwendig, die Ausbauvolumen über 2030 hinaus zu bestimmen. Die Stiftung OFFSHORE-WINDENERGIE hat mit ihrer Branchenstudie von Fraunhofer IWES gezeigt, dass bis 2050 ein Potenzial von 57.000 MW in der deutschen Nord- und Ostsee kosteneffektiv erschlossen werden kann. Sie wird der Branche dabei weiter Rückenwind auch gegen Widerstände geben.



Bild: Andreas Burmann/Stiftung OFFSHORE-WINDENERGIE

„Dänemark hängt nicht an alten Zöpfen“

Als zu schwerfällig und wenig innovativ kritisiert **Martin Neubert**, im Oersted-Konzern für die Offshore-Windenergie zuständig, die deutschen Anstrengungen für den Ausbau auf See. **VON RALF KÖPKE**

E&M: Herr Neubert, auch wenn es noch nicht endgültig spruchreif ist: Wie bewerten Sie die Ankündigung der Bundesregierung für die Offshore-Windbranche, die auf See installierte Leistung bis 2030 um 5.000 Megawatt zu erhöhen?

Neubert: Positiv. Das reicht aber nicht. Wir haben mittlerweile in europäischen Gremien Diskussionen darüber, wie ab 2030 europaweit jährlich an die 20.000 Megawatt Offshore-Windkraftleistung zugebaut werden können. Da müssen wir hin, Offshore-Wind wird laut Internationaler Energieagentur in Zukunft mit der wichtigste Baustein für die Energieversorgung in Europa. Gemessen daran sieht es in Deutschland vorerst mau aus. Der Faderriss, vor dem wir und die Verbände unaufhörlich gewarnt haben, ist nicht mehr abzuwenden: Ab Frühjahr 2020 wird in deutschen Gewässern für zwei, drei Jahre kaum eine Windenergieanlage errichtet. Die zusätzlichen 5.000 Megawatt sind ein gutes Signal. Mehr aber auch nicht. Keiner weiß heute, wann die damit verbundenen Projekte wirklich kommen.

E&M: Warum?

Neubert: So richtig geklärt scheint der notwendige Finanz- und Ressourcenbedarf des Bundesamtes für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH), der Genehmigungsbehörde für die Offshore-Windparks, nicht zu sein. Angesichts dieser Unsicherheit fehlt dem BSH nach eigener Aussage das notwendige Personal, um die Flächen für die zusätzlichen Offshore-Windparks bewerten und ausweisen zu können. Daher herrscht eine große Unsicherheit, wann mit dem Bau der ersten Projekte dieses 5.000-MW-Pakets begonnen werden kann. Deshalb schaue ich mitunter etwas neidisch ins Ausland, wo der Ausbau der Offshore-Windenergie stringenter angepackt wird.

E&M: Wohin schauen Sie da?

Neubert: In Großbritannien gibt es beispielsweise den ‚Sector Deal‘ zwischen Regierung, Verbänden und der Offshore-Windbranche, um zusammen einen klaren Fahrplan für mehr Megawatt auf See voranzubringen. In den Niederlanden und in Dänemark hat es Runde Tische zwischen allen Verantwortlichen gegeben. Von solchen gemeinsamen Initiativen ist in Deutschland zu wenig zu spüren. Es hat vergangenen Oktober einen Offshorewind-Gipfel



Bild: Oersted

Martin Neubert:
„Das zentrale Modell, auf das die Bundesregierung für den weiteren Ausbau auf See setzt, ist untauglich“

mit Olaf Lies, dem niedersächsischen Energie- und Umweltminister, und dem Staatssekretär Enak Ferlemann aus dem Bundesverkehrsministerium mit vielen Beteiligten gegeben. Berlin hat diese Initiative aber danach nicht konsequent aufgegriffen.

„Die Zahlen für Deutschland sind schockierend“

E&M: ‚WindEurope‘ erwartet in seiner jüngsten Prognose für den weiteren Ausbau der Offshore-Windenergie für Deutschland eine Kapazität von 36.000 Megawatt bis zum Jahr 2050. Wie bewerten Sie, dass nach dieser Abschätzung Länder wie die Niederlande oder Frankreich, wo es bislang kaum Windmühlen im Wasser gibt, Deutschland bei der Offshore-Windenergie abhängen?

Neubert: Die Zahlen für Deutschland sind schockierend, Deutschland zählt in Europa neben Großbritannien und Dänemark zu den Pionierländern bei der Offshore-Windenergie. Die Abschätzung von Wind Europe ist aber Ausdruck dessen, was in Deutschland zuletzt passiert und wie zu lange ein

neues Ausbauziel und dessen Umsetzung für 2030 blockiert wurde. Nach Großbritannien sollte Deutschland auch künftig der zweitwichtigste Markt für die Offshore-Windenergie in Europa sein. Die Bedeutung schwindet aber - mit ernstzunehmenden Folgen.

E&M: Für den Klimaschutz?

Neubert: Auch das. Derzeit wird in Deutschland viel über den Einstieg und den Aufbau einer Wasserstoff-Ökonomie gesprochen. Woher soll all dieser Wasserstoff kommen? Die möglichen 36.000 MW Offshore-Windleistung bis 2050, die Wind Europe prognostiziert, reichen bei weitem nicht aus, um den einheimischen Bedarf an Wasserstoff zu decken. Bleibt also nur der Import. Damit machen sich Deutschland und seine energieintensiven Industrien, die ja in weiten Teilen ihre Prozesse auf Wasserstoff umstellen wollen, unnötig vom Import aus anderen Ländern abhängig. Über Kosten reden wir noch gar nicht.

E&M: Wenn Deutschlands Rolle bei der Offshore-Windenergie schwindet, verliert dieser Markt bei Oersted dann an Stellenwert?

Neubert: Ich gebe die Hoffnung auf keinen Fall auf. Nicht zuletzt, weil Deutschland unser zweitwichtigster Markt ist. Oersted hat massiv in Deutschland investiert, was von der Politik aber nicht gesehen und anerkannt wird. Ganz klar: Es liegt einzig allein an der Bundesregierung und den Regierungsfractionen, ob der deutsche Offshore-Windmarkt bei Oersted im internen Ranking abrutscht.

E&M: Abgesehen von Großbritannien und dem schwächeren Deutschland: Wo sehen Sie für Oersted in den kommenden drei, vier Jahren die Zukunftsmärkte?

Neubert: Wir sind derzeit dabei, Polen als neuen großen Markt im Ostseeraum zusammen mit einem polnischen Energieunternehmen zu erschließen. Ohnehin hat der gesamte baltische Raum noch großes Potenzial bei der Entwicklung der Offshore-Windenergie. Auch für Dänemark ist die Offshore-Windenergie längst noch nicht ausgereizt. Der von uns vorgeschlagene Energy Hub auf der Insel Bornholm ist ein wirklich wegweisendes Projekt, wie das Land und der gesamte Ostseeraum vom Ausbau der Offshore-Windenergie länderübergreifend profitieren können.

„Der gesamte baltische Raum hat noch großes Potenzial“

E&M: Das heißt auch Deutschland?

Neubert: Eigentlich schon. Deutschland müsste angesichts seiner geografischen Lage und seiner beachtlichen Ostseeküste mit zu den Protagonisten dieser Energie-Insel gehören.

E&M: Vor welchen anderen Küsten Europas wird Oersted sein Engagement verstärken?

Neubert: Mit oben auf unserer Agenda stehen die Niederlande, Belgien und Frankreich. Dabei haben die Niederlande nicht nur einen klaren Ausbauplan für die kommenden Jahre, sondern auch eine klare Wasserstoff-Strategie in Kombination mit der Offshore-Windenergie. Für die ersten 3.000 bis 4.000 MW Leistung, die für die Wasserstoffherstel-

lung vorgesehen sind, gibt es dort schon einen klaren Fahrplan. Europa ist für uns ein wirklich spannendes Spielfeld.

E&M: Was machen Ihre außereuropäischen Aktivitäten?

Neubert: In den USA haben wir mittlerweile ein konkretes Projektportfolio von rund 3.000 MW, das wir bis Mitte der 2025er Jahre realisieren wollen. Darüber hinaus haben wir uns bereits mehrere Flächen für künftige Projekte gesichert.

E&M: Damit sind Sie nicht allein vor den amerikanischen Küsten unterwegs.

Neubert: Das ist richtig, dort sind seit geraumer Zeit alle wichtigen Projektentwickler aktiv. Weil einfach die Rahmenbedingungen stimmen und konsequent auf Wettbewerb und unternehmerisches Handeln gesetzt wird - angefangen bei den Flächenzuweisungen über die Projektentwicklung einschließlich der Netzanbindung und den Auktionen für Power Purchase Agreements.

E&M: Sie sagen klipp und klar: Das zentrale Modell, auf das die Bundesregierung für den weiteren Ausbau auf See setzt, ist untauglich.

Neubert: Ich gehe sogar noch weiter: Deutschland läuft Gefahr, nicht einmal den Ausbau auf 36.000 Megawatt mit dem zentralen Modell zu erreichen. All die damit verbundenen Prozesse sind viel zu schwerfällig.

E&M: Stopp, das zentrale Modell hat die Bundesregierung aus Dänemark abgekupfert.

Neubert: Das ist richtig. Aber das heißt noch lange nicht, dass es sich für Deutschland eignet. Das zentrale Modell war für die Anfangsjahre der Offshore-Windenergie in Dänemark richtig, um den Ausbau in Schwung zu bringen. Die Regierung in Kopenhagen bewegt sich aber weiter. Die jüngste Ausschreibung umfasst beispielsweise auch den Netzanschluss, um so zu weiteren Kostenreduktionen zu kommen. Außerdem hat sich die dänische Regierung für das britische Contract-for-Difference-Fördermodell ausgesprochen. Das heißt: die potenziellen Betreiber bekommen mehr Investitionssicherheit und müssen sich nicht auf Null-Cent-Gebote einlassen. Das zentrale Modell - so wie es in Deutschland umgesetzt werden soll - ist zu bürokratisch und nicht wettbewerbsorientiert. Für das notwendige Ausbauvolumen der Offshore-Windkraft zur Erreichung der Klimaziele in Deutschland ist es einfach das falsche System. Hier müsste nachgebessert werden. Dänemark, das ist die eigentliche Botschaft, hängt nicht an alten Zöpfen, sondern bewegt sich weiter.

E&M: Sie hatten das Stichwort Wasserstoff bereits genannt. Wird Oersted demnächst ihre Offshore-Windparks nutzen, um selbst Wasserstoff herzustellen und zu vertreiben?

Neubert: Grüner Wasserstoff braucht einfach viel Offshore-Windenergie. Darauf setzen wir. Wir sind in mehreren Pilotvorhaben in Europa engagiert. Davon versprechen wir uns, dass am Ende des Tages mehr Offshore-Strom nachgefragt wird. **E&M**

Das Interview mit Martin Neubert hat **E&M** auf einer Offshore-Konferenz Ende November 2019 in Kopenhagen geführt.



Bild: Ralf Köpke

Um die deutschen Nordsee-Projekte zu betreuen, hat Oersted in Norden-Norddeich eine Einsatzzentrale aufgebaut

„Wir sind dabei, Polen als neuen großen Markt zu erschließen“

WAB e.V.

Windkraft und „grüner“ Wasserstoff

Die WAB, die Stimme der deutschen Offshore-Wind-Branche und das Onshore-Wind-Netzwerk im Nordwesten, treibt gemeinsam mit dem H2BX e.V. jetzt auch die **Entwicklung von „grünem“ Wasserstoff** voran.

WAB-Arbeitskreise

Die inhaltliche Arbeit der WAB wird maßgeblich von den Arbeitskreisen des Clusters vorangetrieben. Regelmäßig treffen sich die Expertinnen und Experten zu ihrem Austausch über folgende Themen:

- Gründungsstrukturen & Stahlbau
- Service & Betrieb
- Markt & Logistik
- Recht
- Digitale Transformation
- Onshore
- Qualifizierung
- Windkraft-Wasserstoff



Ein Arbeitskreis der WAB

Auf dem Weg zu einer klimaneutralen Welt gilt „grüner“ Wasserstoff als wichtiger Baustein im Bereich Sektorkopplung. Windenergie und Wasserstoff sind dabei ideale Partner: Das „grüne“ Gas eignet sich zur längerfristigen Speicherung von Windenergie und zum Energietransport. Überall dort, wo der direkte Einsatz von Strom aus Windenergie nicht möglich ist, kann „grüner“ Wasserstoff eine Lösung darstellen. Speziell energieintensive Unternehmen, die heute vielfach auf „grauen“ Wasserstoff setzen und ihren CO₂-Fußabdruck reduzieren wollen, können von „grünem“ Wasserstoff aus Windenergie profitieren. Das gilt etwa für industrielle Prozesse in den Bereichen Stahl, Chemie oder Zement. Auch bei der Dekarbonisierung im Verkehrs- oder Wärmesektor kann Wasserstoff helfen. „Grüner Wasserstoff aus Windstrom spielt eine Schlüsselrolle für die Sektorkopplung“, sagt WAB e.V.-Geschäftsführerin Heike Winkler. „Deshalb setzen wir uns für die Förderung der Wasserstoffproduktion aus Windkraft ein“, fügt sie hinzu. Die inhaltliche Vorarbeit für die Erweiterung der WAB-Ausrichtung hat der Arbeitskreis „Windkraft-Wasserstoff“ geliefert, dessen Leitung Winkler zum Start der Arbeitsgruppe im vergangenen Herbst gemeinsam mit dem H2BX e.V.-Vorsitzenden Claas Schott übernommen hatte.

Noch gibt es keine nennenswerte Produktion von „grünem“ Wasserstoff. Aber bereits jetzt ist absehbar, dass der Bedarf enorm ansteigen wird. „Wir setzen uns für eine ambitionierte Erzeugung von ‚grünem‘ Wasserstoff ein. Es wird deutlich,

dass die Bundesregierung nicht nur die regulatorischen Hemmnisse für die Wasserstoffproduktion und den Ausbau von Windenergie an Land reduzieren, sondern auch ihre Ausbauziele für die Offshore-Windenergie deutlich nach oben korrigieren sollte“, sagt die WAB e.V. Geschäftsführerin. „Die WAB fordert einen langfristig verlässlichen Ausbaupfad von mindestens 35 Gigawatt installierter Offshore-Windleistung bis 2035 und mindestens 50 Gigawatt bis 2050“, sagt Irina Lucke, Vorsitzende des WAB e.V. Dass das Potenzial in Nord- und Ostsee dafür vorhanden ist, hat eine 2017 veröffentlichte Fraunhofer-Studie gezeigt - die es auf bis zu 57 Gigawatt (GW) taxiert. „Dies reicht ohne einen zunehmenden Ausbau der Windenergie an Land bei weitem nicht aus, um den erwarteten Strombedarf zu decken und schon gar nicht für ‚grünen‘ Wasserstoff für die Sektorkopplung“, so Lucke weiter.

„Ein ambitionierter und verlässlicher Ausbaupfad für Offshore Wind sorgt für einen starken Heimatmarkt, den Unternehmen hierzulande benötigen, um zunächst bereits aufgebaute Fertigungskapazitäten auszulasten, ihr Exportpotenzial zu erschließen und langfristig weitere Arbeitsplätze zu schaffen“, erläutert die WAB-Geschäftsführerin. Zudem sollte, wie im Koalitionsvertrag beschlossen, der Sonderbeitrag von bis zu 2 GW so schnell wie möglich auf den Weg gebracht werden, um den bereits eingetretenen „Fadenriss“ beim Ausbau der Offshore-Windkraft abzumildern und bedrohte Arbeitsplätze zu sichern. Die Inbetriebnahme könnte zwar erst 2023 beginnen – aber so können unnötige Leerstände von installierten Netzkapazitäten vermieden werden.

Wie stark die künftige Zahl der Beschäftigten in der Offshore-Wind-



Bild: Martina Buchholz

WINDFORCE 2020 Conference

In diesem Jahr steht die 16. internationale Offshore-Branchenkonferenz WINDFORCE 2020 (12. und 13. Mai in Bremerhaven) im Zeichen der deutsch-britischen Zusammenarbeit: Das Vereinigte Königreich ist offizieller Partner des etablierten Branchentreffs. Eine Kooperation mit Symbolkraft. Die WAB und das britische Department

for International Trade (DIT) vertiefen trotz oder wegen des „Brexit“ ihre Zusammenarbeit. WAB-Mitglieder bringen einiges an Erfahrung mit, die sie hier einbringen können. Dies werden sie gemeinsam mit anderen Vortragenden auch auf der WINDFORCE 2020 Conference unter Beweis stellen – in Sessions zur aktuellen und

zukünftigen Entwicklung der Windenergie auf See sowie zu ihrer Kombination mit Wasserstoff. Weitere Highlights: eine Pitch-Session der WAB-Arbeitskreise und ein B2B-Matchmaking.

Weitere Infos und Anmeldung: www.windforce.info



industrie in Deutschland von den Ausbauzielen der Bundesregierung abhängt, zeigt eine 2019 veröffentlichte Wertschöpfungsstudie des WAB-Mitglieds und Marktforschungsinstituts wind:research. Im optimistischen Fall kommen zu den aktuell rund 24.350 Beschäftigten bis 2035 noch 10.000 hinzu, im pessimistischen Fall droht der Verlust von mehr als 8.000 Arbeitsplätzen. Dass das gesamte Bundesgebiet vom Erfolg der Offshore-Windenergie profitiert, hat diese Wertschöpfungsstudie ebenfalls gezeigt. Eines der Ergebnisse: Jeder dritte Beschäftigte in der Offshore-Wind-Energie arbeitet in Baden-Württemberg, Bayern oder Hessen. Ein von der WAB in Baden-Württemberg organisiertes Pressegespräch fand in Stuttgart im Rahmen der „WAB-Inn2Power German Inland Campaign“ statt, welche als Teil des EU-Projekts Inn2Power die Wahrnehmung der Offshore-Wind-Zulieferindustrie und speziell von kleinen innovativen, mittelständisch geprägten Unternehmen stärkt. Die WAB bildet im Bereich Offshore-Wind in Deutschland mit ihren rund 250 Mitgliedern die gesamte Wertschöpfungskette des Sektors ab.

Cluster länderübergreifend vernetzen

Ein weiteres Ziel des Projekts: Offshore-Windindustrie-Cluster über Ländergrenzen hinweg zu vernetzen und zu stärken. Dieses Ziel deckt sich mit einem der aktuellen Schwerpunkte der WAB-Arbeit, die Mitglieder bei ihrer Internationalisierung zu unterstützen. In dieser Mission war die WAB zu Jahresbeginn mit mehreren Mitgliedsunternehmen auf einer



Deutsch-britische Kooperation: HM Trade Commissioner for Europe Andrew Mitchell mit Irina Lucke, Vorsitzende des WAB e.V.-Vorstands

Delegationsreise in Schottland beim dortigen Deepwind-Cluster zu Gast und zuletzt auf der internationalen WindEurope Offshore 2019-Messe in Kopenhagen mit WAB- und WFO-Mitgliedern vertreten. Der aktuelle Schwerpunkt in Sachen Internationalisierung ist die WAB-Kooperation mit dem britischen Ministerium für internationalen Handel (DIT). Als Auftakt zu dieser Zusammenarbeit fand Anfang Februar, also nur wenige Tage nach dem „Brexit“, der traditionelle „WAB-Stammtisch“ in der britischen Botschaft in Berlin statt. Während die EU sich mit ihrem „Green Deal“ auf bis zu 450 GW Offshore-Wind bis 2050 vorbereitet, verfolgt auch Großbritannien ehrgeizige Offshore-Ausbauziele: Der dort beschlossene „Sector Deal“ setzt Maßstäbe in Sachen langfristiger Ausbauplanung und Wertschöpfung: Er soll bis 2030 für bis zu 40 GW Offshore-Wind sorgen, bis 2050 für bis zu 75 GW. Im Mai setzen die Partner ihre Zusammenarbeit fort: DIT ist Partner der WINDFORCE 2020 am 12. und 13. Mai in Bremerhaven. Die WINDFORCE ist der jährlich stattfindende internationale Offshore-Wind-Branchentreff an der Nordseeküste (siehe Kasten).

Neben der stetigen Weiterentwicklung ihrer inhaltlichen Arbeit – unterstützt durch ihre Mitglieder in den Arbeitskreisen – hat die WAB in den vergangenen Jahren auch erfolgreich nachgewiesen, dass sie ihre Prozesse und Instrumente kontinuierlich weiterentwickelt hat: WAB e.V ist ein zertifiziertes Innovationscluster mit dem Silber-Label der European Cluster Excellence Initiative.

WindEnergy Network

Die Windenergie-Kompetenz im Nordosten Deutschlands

Kontakt, Netzwerk, wirtschaftlicher Erfolg – der WindEnergy Network e.V. WEN ist das **führende Unternehmensnetzwerk für Windenergie** in der Nordost-Region und Ansprechpartner für die Onshore- und Offshore-Windenergiebranche in Deutschland.

Mit derzeit über 100 Mitgliedsunternehmen versteht sich der Verein als Plattform der gesamten Wertschöpfungskette der Windenergie. Durch aktive Sach- und Gremienarbeit, Vernetzung, Bündelung von Informationen, Interessensvertretung und Öffentlichkeitsarbeit setzt WEN sich intensiv für die Verbesserung der Rahmenbedingungen, die positive Wahrnehmung der Branche und eine erfolgreiche Energiewende ein. Als Netzwerk für die Windenergie an Land und auf See ebnet er Kontakte in die Branche sowie zu Universitäten, Forschungseinrichtungen, Verwaltung und Politik. Ein wesentliches Ziel der Vereinstätigkeit ist unter anderem die Beschleunigung des Ausbaus von Windenergieanlagen im On- und Offshore-Bereich.

www.wind-energy-network.de



Andree Iffländer, Vereinsvorsitzender von WindEnergy Network e.V.

**Mecklenburg
Vorpommern** 
MV tut gut.

Windenergie - Mecklenburg-Vorpommern in Zahlen:

Die Windenergie ist als Teil des Energiemixes ein wesentlicher Baustein der Energieversorgung und wird in Zukunft den größten Anteil zur Erzeugung erneuerbarer Energien beitragen. Im Onshore-Bereich sind in der Nordost-Region (MV) derzeit 1.942 Windenergieanlagen mit einer Leistung von 3.437 Megawatt installiert (Stand: 31.12.2019). Im Offshore-Bereich sind aktuell vier Windparks mit 232 Windenergieanlagen und einer Gesamtleistung

von 1.076 MW in Betrieb (Stand: 31.12.2019). Im Bau bzw. in der Bauvorbereitung befinden sich die Offshore-Windparks Wikinger Süd (10 MW) und Baltic Eagle (476,25 MW/ beide Iberdrola) sowie Arcadis Ost 1 (247 MW/Parkwind). Über eine Genehmigung verfügt das Projekt Offshore-Windpark Gennaker (865 MW/wp). Hinzu kommt das sich in der Entwicklung befindliche Nationale Offshore-Testfeld vor Warnemünde.

Wer in der Windenergiebranche etwas zu sagen hat, sagt es bei uns!
Willkommen auf der 9. Zukunftskonferenz „Wind & Maritim“ in Rostock

„Wind & Maritim“ – die Konferenz im Nordosten, die Windenergie mit maritimer Wirtschaft verbindet – findet am 22. und 23. April 2020 in der Hanse-Messe Rostock statt. Ihr Ziel ist es, Markt- und Technologietrends in den Bereichen On- und Offshore-Windenergie, maritime Wirtschaft und im Zukunftsfeld Power-to-X aufzuzeigen und Branchenvertreter vom Start-up bis zum Global Player zusammenzubringen. Internationale Windenergiemärkte und neue Offshore-Projekte, Umwelt- und Naturschutz, Unterwassertechnik, Nachhaltigkeit und neue Konzepte in der Schifffahrt sowie E-Mobilität und Projekte im Bereich Wasserstoff werden einige Schwerpunkte der zwölf Themenforen sein. Zur Zukunftskonferenz werden mehr als 300 nationale und internationale Teilnehmer erwartet. Seien Sie mit dabei und sichern Sie sich Ihre Anmeldung unter www.wind-maritim.de.

**Einmalig im Norden – Lehrstuhl
Windenergie-technik an der
Universität Rostock**

WindEnergy Network unterstützt Innovationsvorhaben zwischen Netzwerkpartnern aus Wissenschaft und Wirtschaft. Innovative, anwendungsorientierte Forschungs- und Entwicklungsthemen können dabei gemeinsam entwickelt werden. Seit dem 1. Januar 2014 ist an der Fakultät für Maschinenbau und Schiffstechnik der Universität Rostock der Lehrstuhl für Windenergie-technik verankert. Lehrstuhlinhaber ist Prof. Dr. Uwe Ritschel. Neben der Zusammenarbeit mit dem WEN gibt es inzwischen zahlreiche Kooperationen zwischen der Industrie und dem Lehrstuhl.

www.lwet.uni-rostock.de



Bild: WindEnergy Network e.V.

Impression von der Zukunftskonferenz „Wind & Maritim 2019“ in Rostock

Mehr Wertschöpfung in den Nordosten - WEN im Team des neuen Windkraftclusters MV

Um die aussichtsreiche Position des Landes Mecklenburg-Vorpommern auf dem Gebiet der Windenergie und anderer Sparten erneuerbarer Energien sowie der Sektorkopplung weiter zu stärken, hat das Energieministerium MV Mitte des Jahres 2019 das Windenergiecluster MV ins Leben gerufen. Ziel des Vorhabens ist es, weitere Unternehmen im Land in die Liefer- und Fertigungsketten für erneuerbare Energien einzubeziehen. Zudem sollen innovative Ideen und Strukturen für die Sektorkopplung gefördert werden. WindEnergy Network ist als Teil des Teams an dem Clusterprojekt beteiligt und bringt hier seine Kompetenzen ein.

www.windenergiecluster-mv.de

Unterwassertechnologie: Rostock wird weltweiter Vorreiter

Rostock wird sich in den kommenden Jahren zu einem weltweit beachteten Zentrum der Unterwasserforschung entwickeln. Die Voraussetzungen dafür werden mit dem „Ocean Technology Campus“ geschaffen. Das Herzstück des Projekts ist ein Unterwassertestfeld – das sogenannte „Digital Ocean Lab“ (DOL) – beim bereits bestehenden künstlichen Riff vor der Küste Nienhagens westlich von Rostock. Das in dieser Form weltweit einmalige Konzept sieht zudem einen Campus für Forschung und Lehre im Rostocker Fischereihafen vor. Ziel ist es u.a., Unterwassertechnik in realen Szenarien zu testen. Dies ist für die Offshore-Windenergiebranche von überaus großem Nutzen und Interesse. Das WEN agiert als Kooperationspartner des Projekts.

www.igd.fraunhofer.de



Bild: Thomas Ulrich

Der WindEnergy-Stammtisch in Rostock

Termine und Veranstaltungen des WEN:

Die Branchenvernetzung und der Austausch von aktuellen Informationen sind eine wichtige Voraussetzung für die weitere Entwicklung der Windenergieunternehmen im Nordosten. Um den Unternehmen dafür geeignete Plattformen zu bieten, veranstaltet WindEnergy Network verschiedene Treffen und Workshops für seine Mitglieder, die aber auch angemeldeten Gästen offenstehen. Zudem organisiert der Verein die Teilnahme an Messen und öffentlichen Aktionen zur Akzeptanzförderung der Branche.

Terminauswahl 2020 in Rostock:

- 16. März, Workshop „Grüne Wasserstoffwirtschaft in MV“, anschließend WindEnergy-Stammtisch
- 25. April, Teilnahme am Tag der Erneuerbaren Energien
- 22. und 23. April, 9. Zukunftskonferenz „Wind & Maritim“
- 15. Juni, 26. Mitgliederversammlung, anschließend WindEnergy-Stammtisch
- 16. November, Workshop „Power to Mobility“, anschließend WindEnergy-Stammtisch

Anmeldungen unter www.wind-energy-network.de

„Kein Automatismus bei Null-Cent-Geboten“

Warum er Vorteile im Contract-for-Difference-Vergütungsmodell sieht, wollte E&M von **Gunnar Groebler**, im Konzernvorstand Vattenfall für Windenergie zuständig, wissen. **VON RALF KÖPKE**

E&M: Herr Groebler, auch wenn der Bundestag die notwendigen Änderungen im EEG noch nicht verabschiedet hat: Wie bewerten Sie die von der Bundesregierung angekündigte Erhöhung des Ausbauziels für die Offshore-Windenergie bis 2030, nämlich um 5.000 auf dann insgesamt 20.000 Megawatt?

Groebler: Die Anhebung des bisherigen Ausbaudeckels ist überfällig gewesen. Genau für diesen Schritt haben wir uns seit Jahren eingesetzt. Ein Wermutstropfen ist sicherlich, dass mit einem früheren Anheben des Deckels ein früherer Start der notwendigen Ausschreibungen möglich gewesen wäre.

E&M: Wann rechnen Sie mit dem Bau dieser zusätzlichen 5.000 MW in der deutschen Nord- und Ostsee?

Groebler: Die Vorlaufzeiten für die Planungs- und Genehmigungsprozesse sind bekannt. Daher wird das Gros dieser zusätzlichen Projekte sicherlich erst zum Ende der 2020er Jahre kommen. Selbst um diesen Zeitplan zu schaffen, bedarf es zusätzlicher Ressourcen bei den nachgelagerten Behörden, sprich vor allem beim Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie sowie der Bundesnetzagentur. Die Annahme, die beiden Behörden würden die zusätzlichen 5.000 Megawatt mit ihrem derzeitigen Personalstamm sozusagen On-top schaffen, ist sportlich. Die Bundesregierung und die zuständigen Ministerien müssen schnell die zusätzlichen Ressourcen bereitstellen. Wie realistisch das ist, darüber will ich nicht mutmaßen.

E&M: Das heißt, es gibt kein Beschleunigungspotenzial für einen schnellen Ausbau in der deutschen Nord- und Ostsee?

„Wie lange funktioniert das Zero-Bid-System noch?“

Groebler: Mit dem Übergang zum zentralen Modell gibt es schon eine Möglichkeit: Nach dem Gesetz haben die Projektentwickler, deren Projekte nach dem Wind-auf-See-Gesetz an die Bundesregierung gefallen sind, für die nächste Auktion so etwas wie ein Wiedereintrittsrecht, sprich, sie haben das Recht

auf ein letztes Gebot, mit dem sie mit dem besten vorliegenden Gebot gleichziehen können. Für den Fall, dass diese Projektentwickler vorab ein Null-Cent-Gebot zusagen würden, ließe sich die nächste Auktionsrunde zeitlich verkürzen. Das ganze Prozedere könnte schlanker ausfallen, es ließen sich wirklich Zeit und Geld sparen. Denn Unternehmen, die dann nicht an einer Ausschreibung teilnehmen würden, könnten sich einen sechs- bis siebenstelligen

Gunnar Groebler:
„Dass es in Deutschland kurzfristig zu einem Schwenk Richtung Contract-for-Difference kommt, sehe ich nicht“



Betrag für all die Vorbereitungen sparen, die mit einer Auktion verbunden sind.

E&M: Gehen Sie davon aus, dass bei den nächsten Ausschreibungsrunden an Null-Cent-Geboten kein Weg vorbeiführt?

Groeblert: Nein, einen Automatismus sehe ich nicht. Ob es zu Null-Cent-Geboten kommt, hängt von den einzelnen Projekten ab, ihrem Zuschnitt, ihrer geografischen Lage, dem Netzanschluss oder dem Vermarktungskonzept für den erzeugten Strom. Und noch ein Punkt sollte nicht übersehen werden: Ob ein Offshore-Windpark zum geplanten Zeitpunkt überhaupt gebaut werden kann. Es zeichnen sich beispielsweise für Europa Engpässe bei Zulieferern ab. Windmühlenhersteller haben große Teile der Produktion für die Jahre 2023 bis 2026 bereits verkauft (insbesondere außerhalb von Europa) und auch bei den Errichterschiffen sehen wir erste Einschränkungen, was Auswirkungen auf Zeit- und Kostenpläne haben wird.

E&M: Bleiben wir bei der Vergütung: Sie sind ein Anhänger des britischen Contract-for-Difference-Modells (CFD; d. Red.). Sehen Sie Anzeichen, dass die Bundesregierung auf das CFD-Modell umschwenkt?

Groeblert: Dazu zuerst ein Blick nach Europa: Da kommt etwas in Bewegung. Frankreich und Polen, beides neue Offshore-Windmärkte, haben sich für das CFD-Modell entschieden. Das Pionierland Dänemark wird Thor, sein nächstes größeres Offshore-Windprojekt, erstmals nach einem CFD-Modell vergüten. Dass es in Deutschland kurzfristig zu einem Schwenk Richtung CFD kommt, sehe ich nicht. Es gibt durchaus einige Bundestagsabgeordnete, die die Vorteile des CFD-Modells sehen. In Deutschland wird die Debatte um die EEG-Umlage und die Strompreise zum Teil emotional geführt. Vor diesem Hintergrund Parlamentarier in Berlin vom CFD zu überzeugen, ist jedenfalls nicht einfach.

E&M: Vattenfall hat zwei Ausschreibungen in den Niederlanden mit Null-Cent-Geboten gewonnen. Auch die nächste Ausschreibung für Hollandse Kust Noord wird auf Basis eines Null-Cent-Gebots entschieden. Das System scheint doch zu funktionieren?

Groeblert: Die Frage für mich ist, wie lange funktioniert dieses Zero-Bid-System noch, wenn alle Ge-

„Die Zahl
wirklich grüner
PPAs steigt“

werke unter einem extremen Preisdruck stehen? Und genauso wichtig ist für mich die Frage: Wer gewinnt bei diesen Ausschreibungen überhaupt? Der Anbieter mit der aggressivsten Strompreisprognose für die Zukunft? Das haben wir in den Niederlanden nicht gemacht, damit wir uns nicht falsch verstehen. Bei dem Null-Cent-Bidding wächst die Gefahr, dass einzelne Anbieter scheitern, weil sie sich übernehmen. Das geht zu Lasten der gesamten Offshore-Windindustrie und nicht zuletzt der Gesellschaft und der Politik.

E&M: Dann dürfte die Stunde von grünen Power Purchase Agreements für die Offshore-Windbranche schlagen, oder?

Groeblert: Dass die Zahl wirklich grüner PPA steigt, begrüßen wir. Der Business Case für unsere bisherigen Projekte in den Niederlanden ist nicht ausschließlich auf PPAs aufgebaut. Wir haben als Vattenfall in den Niederlanden die komfortable Situation von genügend privaten End- und Industriekunden. Unser Absatz dort macht zusammen gut 18. Mrd. Kilowattstunden, sprich, ein Volumen, in dem wir den Strom unserer bisherigen Projekte auf See mit gut 1.500 MW Leistung gut unterbringen können. Wir können dort so die Hedge-Kapazitäten nutzen. PPAs werden sicherlich ein Baustein für die künftige Entwicklung von Offshore-Windparks werden, dennoch werden wir an Fördermodellen wie dem CFD nicht vorbeikommen.

„Stand heute: Wir konzentrieren uns auf Europa“

E&M: Sie haben in der Vergangenheit wiederholt die mangelnde Zahl der Wettbewerber für Offshore-Windenergieanlagen beklagt. Hat sich die Situation durch GEs neue 12-MW-Anlage geändert? Damit gibt es nun drei statt früher zwei ernstzunehmende Anbieter.

Groeblert: Die Situation hat sich mit der Haliade 12-MW deutlich geändert. Denn mit GE gibt es nun den ersten Anbieter, der mit einer 12-MW-Maschine antritt, und die Plattform leistungsmäßig nach oben weiterentwickelt wird. Innerhalb kürzester Zeit hat es GE damit geschafft, Aufträge für rund 5.000 MW Leistung zu gewinnen. Das ist ein starkes Signal an den Markt, auf das wir lange gewartet haben. Das wird neue technologische Entwicklungen anstoßen.

E&M: Beim Blick auf die internationalen Projekte für Offshore-Windenergie fällt auf, dass Vattenfall derzeit weder in Asien noch in den USA aktiv ist. Wird sich das ändern?

Groeblert: Stand heute: Nein. Wir konzentrieren uns auf Europa, wo sich bereits in den zurückliegenden anderthalb Jahren einiges getan hat. Diese Dynamik wird noch zunehmen, wenn die EU-Mitgliedsländer ihre nationalen Energie- und Klimapläne vorgelegt haben. Auch Wind Europe erwartet für Europa ein deutliches Wachstum für die Offshore-Windenergie. Warum sollen wir beispielsweise über den großen Teich gehen, was mit hohen Anlaufkosten verbunden ist? In Europa ist Vattenfall eine bekannte Marke, zudem ist unsere Expertise beim Offshorewind in dieser Region anerkannt. **E&M**

Bits und Bytes auf See

Weniger Schiffe, mehr Helikopter – die Betreiber von Offshore-Windparks wollen mehr fliegen, um Fehler zu beheben. Zudem soll die **Digitalisierung** helfen, den Betrieb zu verbessern. **VON OLIVER RISTAU**



Mitarbeiter auf einer Anlage des Windparks Borkum Riffgrund

Die Energie Baden-Württemberg (EnBW) mag Schiffe. In der Ostsee haben sie dem dortigen Pionier von Offshore-Windparks gute Dienste geleistet. Fast fünf Jahre ist ein solches Service Operation Vessel (SOV) für den Baltic-II-Windpark unterwegs und bringt die Crews für Wartung und Fehlerlösungen zu den Anlagen.

„Wir haben diese Erfahrung auch bei der Ausschreibung der Bibby einfließen lassen“, sagt Michael Splett, Leiter Betriebsführung Offshore beim Karlsruher Energiekonzern. Die Bibby Wavemaster Horizon ist das neue Serviceschiff, das EnBW gemeinsam mit Hersteller Siemens Gamesa für die Nordsee gechartert hat. Seit diesem Winter ist es im Einsatz, um die beiden EnBW-Parks Hohe See und Albatros anzufahren. Die benachbarten Meerwindkraftwerke – mehr als 100 Kilometer nordwestlich von Helgoland gelegen – sind seit kurzem in Betrieb.

Zusammen verfügen sie über 87 Windkraftanlagen, verteilt auf ein Areal von mehr als 50 Quadratkilometern. „Wir sind mit den ersten Monaten des Betriebs sehr zufrieden“, freut sich Splett. „Wir sind jetzt eingespielt, wissen wie man an einer Anlage anlandet und am besten im Windpark manövriert.“ Und das bei teils stürmischen Bedingungen. „Dafür ist das Schiff ausgelegt“. Denn weil die Wellen in der Nordsee deutlich länger sein können als in der Ostsee, ist auch die Bibby länger als ihre Schwesterschiffe in der Ostsee, und zwar um rund 20 Meter.

Und noch etwas ist anders: Die moderne, breite Gangway, die in die Höhe fahren und die Crew bei Wellen bis zu sieben Metern sicher übersetzen kann. Zur Stabilität auch bei aufgewühlter See dockt sie über Sensoren hydraulisch am Fundament der Windkraftanlage an. „Weil die Gangway mit 1,20 Metern breiter als üblich ist, kann die Servicecrew auch einfach Ersatzteile zur Windenergieanlage bringen“, so Splett.

Der Service und die Wartung sind mitentscheidend für den wirtschaftlichen Erfolg eines Offshore-Windparks. Der Ausfall und der tagelange Stillstand der Hochseewindmaschinen kostet gleich mehrere zehntausend Euro. Daher sind alle Betreiber der Meerwindkraftwerke gut beraten, ausgefeilte Service- und Wartungskonzepte zu entwickeln. Wie bei der Windenergie an Land gibt es auch auf See neben den Windturbinenherstellern eine Reihe von unab-

hängigen Anbieter, was nicht verwundert: Über einen längeren Zeitraum gesehen ist Operation & Maintenance auf See ein Milliarden-Markt.

Um genau die dabei anfallenden Kosten zu senken, hat sich der EnBW-Konzern für seine Nordsee-Projekte für den Einsatz der Bibby Wavemaster Horizon entschieden. 30 Tage kann das Schiff in der Nordsee bleiben, mit allem was an Ersatzteilen und Werkzeugen gebraucht wird und einem bis zu 45-köpfigen Serviceteam, um auf Störungen zu reagieren. Erst dann muss das rund 35 Mio. Euro teure Spezialschiff zurück nach Emden, um sich im Heimathafen mit Proviant, Treibstoff und neuem Material auszurüsten. Die Crew, die alle 14 Tage wechselt, wird jedes zweite Mal vom Flughafen der Nordseestadt mit dem Helikopter gebracht.

Vorteile eines Offshore-Windpark-Clusters

Das auf zehn Jahre gecharterte Schiff soll auch dem neuen EnBW-Windpark in der Nordsee zur Verfügung stehen: He Dreiht mit insgesamt 900 MW Leistung, der ohne Förderung nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz auskommen will. „Wir haben dort in der Nordsee ein richtiges Windpark-Offshore-Cluster“, freut sich EnBW's Offshore-Service-Chef. „Das hat den Vorteil, sehr schnell von einem zum anderen Park fahren und einen gemeinsamen Service vornehmen zu können.“ Doch weil die Distanzen trotz Cluster groß sind, muss das Logistik-Konzept für drei Windparks noch geschrieben werden, Klar ist aber heute schon: „Die Bibby Wavemaster ist der Kern des Konzeptes. Für He Dreiht werden wir kein komplett neues aufbauen.“

Auf den Einsatz mit teuren Helikopterflügen wird aber auch die EnBW nicht verzichten. Wenn die signifikante Wellenhöhe die 3,5-Meter-Marke im betreffenden Seegebiet erreicht, ist die Bibby chancenlos. Dann geht ein möglicher Eingriff nur noch per Hubschrauber. Das ist dann eine Abwägungssache. „Wenn eine Anlage ausfällt und die anderen weiterlaufen, kann es aus Sicherheitsgründen oder ökonomisch sinnvoll sein, für das Troubleshooting auf besseres Wetter zu warten als teure Einsätze zu fliegen.“

Für die durch die EWE beauftragte Offshoreservice-Crew kommt der Schiffseinsatz im Winter so gut wie gar nicht mehr in Frage. „Wir sind in diesem Winter mit keinem Crewtransportboot mehr raus-

„Die Bibby Wavemaster ist der Kern des Konzeptes“



Die Bibby Wavemaster Horizon ist das neue Serviceschiff, das EnBW gemeinsam mit Hersteller Siemens Gamesa für die Nordsee gechartert hat

Bild: hatztopka.de

gefahren“, sagt Dirk Warnecke, Leiter des Asset Managements bei der EWE Offshore Service & Solutions GmbH. Solche CTVs (crew transport vessels) bräuchten von Borkum etwa zum Windpark alpha ventus zweieinhalb Stunden. „Bei sogenannten Entstörein-sätzen ist das einfach zu lange. Das macht mit dem Helikopter mehr Sinn.“

Damit die Crew flexibel einsetzbar ist, steht bei den verschiedenen Dienstleistern die Schulung auf den diversen Helikoptertypen an. Bei den turnus-mäßigen Wartungszyklen im Sommer prüfe EWE für die Zukunft den Einsatz von großen Schiffen mit hö-

**Service und die
Wartung sind
mitentscheidend
für den Erfolg
eines Windparks**

heren Transportkapazitäten. Was die Wartung selber – etwa beim Windpark Riffgat – betrifft, freut sich Warnecke darüber, die Geschäfte seit Juni 2019 selbst in die Hände genommen zu haben, seit die Vollverträge mit Hersteller Siemens Gamesa aus-gelaufen sind. „Wir haben jetzt einen viel besseren Zu-griff auf die Maschinen.“

Das zahlt sich aus. So treten als ein Beispiel in ei-ner Reihe von Windturbinen aufgrund der Parkab-schattungen unterschiedlich hohe Windgeschwin-digkeiten auf. EWE plant deshalb, künftig an windschwachen Tagen die dem Wind zugewandten Maschinen zu warten und bei starkem Wind eher die dem Wind abgewandten. Das maximiere die Er-träge. Beim Vollwartungsvertrag war diese Abfolge nicht vorgesehen.

„Es macht Sinn, einige Großkomponenten vorzuhalten“

Außerdem sei EWE dazu übergegangen, mehr präventive Maßnahmen zu ergreifen und Kompo-nenten zu tauschen, bevor sie ausfallen. Eine solche Notwendigkeit könne die Leitwarte zum Beispiel durch abweichende Temperaturen und Frequenzen ausmachen.

„Es macht auch Sinn, Großkomponenten wie Ge-triebe und Generatoren vorzuhalten. Dafür brau-chen wir Jack-Up-Schiffe, die es nicht wie Sand am Meer gibt. Deren Einsatz muss sinnvoll auf Basis ▶

**Den Nordsee-Wind
ins Land bringen?
Werde Netzbereiter!**

Mario B., Projektmanager
für Offshore-Netzanbindungssysteme

Jetzt bewerben:

www.amprion.net/karriere



von bereits abgeschlossenen Rahmenverträgen vorausgeplant werden“. So gelang es einem EWE-Team beispielsweise über Weihnachten, ein Getriebe nach nur wenigen Wochen Stillstandszeit der Anlage zu wechseln. Hätte ein neues Getriebe bestellt werden müssen, wäre die Windenergieanlage immer noch nicht am Netz. „Die Lieferzeiten liegen bei fünf bis acht Monaten“, so Warnecke.

Von der Prävention verspricht sich auch Roland Strache mehr Effizienz und Ertrag. Er ist bei der Deutsche-Windtechnik-Tochter Outsmart für die Betriebsführung von Offshore-Windparks sowie für die IT zuständig. Ein zentraler Punkt: die verschiedenen Typen und Modelle genau kennenzulernen. „Die Fehler sind sehr heterogen“, erklärt Strache. „Bei einem treten Probleme beim Pitch-System auf, woanders sind es Bauteile wie der Umrichter.“ Vordringliches Ziel sei es, vom reinen Troubleshooting wegzukommen. „Sonst tritt der gleiche Fehler immer und immer wieder auf.“ Deshalb geht Outsmart dazu über, die Fehler an der Wurzel zu packen und die entsprechenden Bauteile langfristig so zu ertüchtigen, dass sie dauerhaft einwandfrei laufen.

Außerdem setzt Strache auf Bits und Bytes, um künftig Fehler früher zu erkennen: „An jeder Anlage werden tausende Daten gesammelt. Bisher arbeiten wir nur mit zehn Prozent davon“. Das sei verschenktes Wissen. Denn wenn alle diese Informationen ausgewertet werden könnten, wäre es nicht nur möglich, Fehler zu erkennen und rechtzeitig abzustellen, sondern auch präventive Maßnahmen zu ergreifen. „Durch die Nutzung von künstlicher Intelligenz und ‚Machine learning‘ können Software und Programme lernen.“ Etwa, dass ein Ausfall droht, sobald bestimmte Parameter auftreten. Dazu müsse mehr Analysesoftware eingesetzt werden. Das kostet zwar Geld. „Dann muss aber ein hochbezahlter Ingenieur nicht dauernd Bildschirme betrachten, um Fehler zu suchen, sondern wirklich nur dann eingreifen, wenn ein Fehler de facto auftritt.“

Weniger Einsatzzeiten für Service-Schiffe ist das Ziel

Ziel jedes Betreibers und dessen Service-Providers muss es sein, Fehler zu erkennen und dauerhaft zu beseitigen, und zwar noch während die EEG-Vergütungen fließen. Hinterher ist dafür kein Geld mehr da. „Dann muss der Park optimal laufen. Stillstandszeiten werden sonst richtig teuer“, betont Outsmart-Fachmann Strache.

Genau das ist auch die Haltung von Carl Rasmus Richardsen, der in der Bremer Zentrale der Deutschen Windtechnik die

Abteilung Offshore & Consulting als Geschäftsführer betreut: „Alle Optimierungen müssen während der Hochvergütungsphase angepackt und umgesetzt werden, danach fehlt das Geld.“

Einen besonderen Fokus hat die Deutsche Windtechnik auf die Logistik gelegt, sprich den Einsatz von Service-Schiffen: „Auch der Tagessatz eines kleinen Crew-Vessel liegt schnell bei 4.000, 5.000 Euro“, kennt Richardsen die Charter-Preise. Deshalb lautet die Devise, den Einsatz von Service-Schiffen zu minimieren. „Wir fahren nur noch dann raus, wenn es gar nicht mehr anders geht.“

Serviceeinsätze werden zu clustern zusammengefasst

Und dann sind die Hanseaten von der Weser mittlerweile mit „gemischten Teams“ für die von ihnen betreuten Projekte alpha ventus, Riffgat und Borkum West unterwegs. Sprich, mit Technikern, die sich mit den eingesetzten Windturbinen auskennen. Allein bei den drei genannten Nordsee-Projekten sind Windturbinen von gleich drei Herstellern im Einsatz, nämlich von Adwen, Senvion und Siemens. Den Vorteil beschreibt Richardsen so: „Es muss nicht für jeden Anlagentyp und für jedes Problem ein eigenes Team in See stechen, sondern wir clustern die Serviceeinsätze und schaffen Synergien.“ Was hilft, die Kosten zu senken. Bei diesen Einsätzen checken die Servicetechniker nicht nur die Windturbinen, sondern haben auch ein Auge auf alle wichtigen Nebengewerke.

Der Deutschen Windtechnik komme auch auf See die Multi-Brand-Strategie zugute: „Wir arbeiten seit unserer Gründung herstellerübergreifend, womit wir einen großen Erfahrungsschatz aufgebaut haben.“ Vergleichbar sei der Serviceeinsatz an Land aber keineswegs mit dem auf den Meeren: „Die physischen Anforderungen sind ganz andere, auch haben unsere Kunden deutlich andere Ansprüche an Dokumentation und die Standards für Qualität, Gesundheit, Sicherheit und Umweltschutz (QHSE).“ Immerhin scheint die Deutsche Windtechnik diesen Ansprüchen gerecht zu werden. Anders ist nicht zu erklären, dass der Personalstamm der Abteilung Offshore & Consulting von sechs Mitarbeitern bei der Gründung 2013 mittlerweile auf 170 Beschäftigte angewachsen ist: „Damit haben wir noch nicht das Ende der Fahnenstange erreicht“, zeigt sich Carl Rasmus Richardsen optimistisch: „Das Service- und Wartungsgeschäft wird weiter wachsen.“

E&M

Energie & Management

Ihre Ansprechpartner bei E&M

Verleger und Herausgeber:

Helmut Sendner, Telefon 0 81 52/93 11 11

Chefredakteur:

Stefan Sagmeister,
Telefon 0 81 52/93 11 33

Stellvertretender Chefredakteur:

Fritz Wilhelm, Telefon 0 60 07/9 39 60 75

Chefreporter:

Dr. Ralf Köpke, Essen,
Telefon 02 01/40 21 70

Redaktion:

Peter Focht, Telefon 0 30/89 74 62 65
Susanne Harmsen, Telefon 0 30/6 57 20 40
Peter Koller, Telefon 0 81 52/93 11 21
Armin Müller, Telefon 0 81 52/93 11 44
Heidi Roeder, Telefon 0 81 52/93 11 28
Davina Spohn, Telefon 0 81 52/93 11 18
Timo Sendner, Telefon 0 81 52/93 11 10

Chefin vom Dienst:

Heidi Roeder, Telefon 0 81 52/93 11 28

Redaktionsassistent:

Martina Brenner, Telefon 0 81 52/93 11 20
Aousa Sendner, Telefon 0 81 52/93 11 15

Vertrieb

Sebastian Lichtenberg (Leitung)
Telefon +49 (0) 81 52-93 11 88

Dirk Kaufmann
Telefon +49 (0) 81 52-93 11 77

Marcela Lochbihler
Telefon +49 (0) 81 52-93 11 17

Anzeigen

Karin Wiesner
Telefon 0 81 52/93 11 55

Sebastian Lichtenberg
Telefon 0 81 52/93 11 88

Dirk Kaufmann
Telefon 0 81 52/93 11 77

Antje Baraccani
Telefon 0 42 93/8 90 89 13

Benjamin Rudolf
Telefon 0 42 93/8 90 89 11

Gültig ist die Anzeigenpreisliste
Nr. 26 vom 01.10.2019

Persönliche Mailadressen:
vorname.nachname@emvg.de

Abonnenenverwaltung

Vertriebsunion Meynen GmbH & Co. KG
Telefon 0 61 23 / 92 38-221
Telefax 0 61 23 / 92 38-222
emvg@vertriebsunion.de

Copyright:

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

Verlag:

Energie & Management Verlagsgesellschaft mbH
Schloß Mühlfeld 20, 82211 Herrsching
Telefon 0 81 52/93 11 0
Telefax 0 81 52/93 11 22

info@emvg.de,
www.energie-und-management.de

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

Geschäftsführung:
Gisela Sendner, Timo Sendner

Gestaltung und Produktion:
trurnit GmbH | trurnit Publishers,
85521 Otterbrunn

Druck: sourc-e GmbH, Köln
ISSN 0945-8794

Ein rotes

Tesla-Auto

jetzt im Weltall

Energiewirtschaft

kann jetzt

wieder zur Wachstumsbranche werden.

Mit Ökostrom klimaneutral nach Malle

fliegen.

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

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



Energie & Management



Souverän in die Zukunft

**Sprechen
Sie uns
gerne an!**

**Wir stehen Ihnen als Partner mit Expertise
zur Seite und beraten Sie gern.**

- Green Corporate PPAs für Industrie- und Handelskunden
- Greenfield PPAs für Neuinvestitionen
- Weiterbetrieb von Bestandsanlagen
- Marktzugangslösungen
- Portfoliomanagement



renewables@vattenfall.de



www.vattenfall.de/renewables



040 24430 559