

ENERGIE & MANAGEMENT

ZEITUNG FÜR DEN ENERGIEMARKT

Interview

Thüringens Wirtschaftsminister Matthias Machnig über die Energiewende und über seine Ambitionen **3**



Kraftwerke

Die Power-Gen Europe von PenWell präsentiert vom 4. bis 6. Juni in Wien technische Neuheiten **17-27**

Karriere in der Energiewirtschaft

Neue Perspektiven durch den berufsbegleitenden Bachelor-Studiengang **Energie-Management**

htwsaar.de/weiterbildung



Sie haben Kultstatus bei den Eidgenossen, die Muotathaler Wetterfrösche in der Zentralschweiz. Jeweils im April und Oktober sagen sechs durchaus kauzig wirkende Herren bei den öffentlichen Vereinsversammlungen des Meteorologischen Vereins Innerschwyz voraus, wie sich das Wetter in den nächsten sechs Monaten entwickelt.

Das Sextett arbeitet bewusst nicht mit Satellitenaufnahmen oder Computermodellen. Die „Wetterschmöcker“ orientieren sich vor allem an vielem, was in der Natur so krecht und fleucht, wächst und gedeiht: Ameisen, Regenwürmer, der Behaarung von Mäusen oder den Früchten der Nadelbäume. Jeder der Sechs hat so sein eigenes System. Das Erstaunliche: Mit ihren Prognosen liegen die Wetterpropheten nicht so schlecht, die Trefferquote erreicht nach eigenen Angaben etwa 80 Prozent.

Netzbetreiber stecken in der nächsten Umbruchphase

Mit einem solchen Wert könnte Matthias Lange, salopp gesagt, seinen Laden dicht machen. Der promovierte Physiker ist einer der beiden Gründungsgesellschafter von energy & meteo systems (emsys), hierzulande einer der führenden Anbieter von Energieleistungsprognosen: „Beim Blick auf den nächsten Tag weichen unsere Prognosen für große Portfolios über das gesamte Jahr gesehen nur noch unter vier Prozent ab.“

Für Windparks auf fast allen Kontinenten mit einer Gesamtleistung von über 80 000 MW liefert emsys mittlerweile die Leistungsvorhersagen. Dazu erhalten die vier nationalen Übertragungsnetzbetreiber Prognosen aus Oldenburg darüber, wie viel von den aktuell gut 33 000 MW installierter Solarleistung wann tatsächlich Strom produziert.

Dafür bedient sich emsys im ersten Arbeitsschritt der Vorhersagen von rund einem Dutzend nationaler Wetterdienste, die dann mit eigenen mathematischen Programmen und Modellen sozusagen feinjustiert werden.

Womit eine Menge Verantwortung verbunden ist. Die Prognosen von emsys und anderen Dienstleistern sind nicht nur für die Stromhändler essenzielle Basis ihres Geschäftes. Netzbetreiber brauchen die Ausblicke zu einem nicht unerheblichen Teil für die Bewertung der Netzauslastung. Das heißt, wird viel Wind- und Sonnenstrom im Netz erwartet, muss die Leistung der fossilen Blöcke heruntergefahren werden. Keine Frage, dabei geht es auch um eine Menge Geld. Und da von Tag zu Tag mehr Ökostrom ins Netz fließt, wird das Wissen um das Wetter in der Energiebranche immer wichtiger.

Das sieht auch Gunter Scheibner so: „Die Vorhersagen sind heute schon um ein Vielfaches wichtiger als noch vor wenigen Jahren. Ihre Bedeutung wird



Um zu wissen, mit welcher Ökostromeinspeisung täglich zu rechnen ist, sind Energiehändler und Netzbetreiber auf Wetter- und Leistungsprognosen angewiesen. Deren Bedeutung steigt nicht nur, auch an der Verlässlichkeit wird weiter gearbeitet. **VON RALF KÖPKE**

weiter steigen.“ Als Leiter Systemführung bei 50Hertz arbeitet er seit mehr als 30 Jahren in der Energiewirtschaft: „Seitdem habe ich einige Revolutionen erlebt. Derzeit stecken wir mitten in der nächsten Umbruchphase.“

Wie die anderen Netzbetreiber arbeitet auch 50Hertz mit mehreren Wetter- und Prognosedienstleistern zusammen, deren Werte gewichtet in den eigenen Hochrechnungen verwendet werden. „Die Verlässlichkeit der Prognosen ist deutlich besser geworden“, resümiert Scheibner. Was unverzichtbar ist, denn die Übertragungsnetzbetreiber sind auch für das EEG-Bilanzkreismanagement verantwortlich.

Doch gut ist nicht immer gut genug. Denn die Natur durchkreuzt mitunter die schönsten Prognosen. Bei emsys sind beispielsweise Bodennebel gefürchtet, die sich in manchen süddeutschen Tälern in den Morgenstunden partout nicht auflösen wollen. „Die Wettermodelle geben derzeit wenig dazu her. Das verhagelt uns an manchen Tagen im wahrsten Sinne die Prognose für die Solarleistung“, räumt Geschäftsführer Lange offen ein. Bauchschmerzen verursachen ihm auch so genannte Extremereignisse wie beispielsweise die Richtungsänderung einer Tieffront. Was ganz schnell auf die Windstromeinspeisung durchschlagen kann und damit den Intraday-Handel beeinflusst. „Um in kürzester Zeit gegensteuern zu können, müssen wir auf Online-Daten der Windturbinen zurückgreifen können.“

Nicht nur Lange, sondern auch Alexander Küppers ist deshalb froh über die seit Anfang 2012 mögliche Direktvermarktung von EEG-Strom via Marktprämie. „Damit sind die Zeiten vorbei, dass niemand wusste, wann und wie viel Strom die Propeller produzieren“, erklärt der Fachmann für Leistungsprognosen bei Statkraft. Als größter Ökostrom-Vermarkter kommt es der Deutschland-Dependance des norwegischen Energiekonzerns darauf an, schnell und umfassend über die Produktion ihres Windkraft-Portfolios Bescheid zu wissen. Insbesondere dank des Fernsteuerungsbonus hätten die Vermarkter nun direkten Zugriff auf das Maschinenhaus, sagt Küppers: „Damit liegen uns endlich wichtige Daten vor, die für den Intraday-Handel unverzichtbar sind.“

Bislang bieten nur zwei Firmen bundesweite Prognosen für die Solarleistung an

Der Tenor bei den Experten ist einhellig. Mit mehr Messpunkten und Daten über die Ökostromeinspeisung steigt die Güte der Leistungsvorhersagen. „Wir brauchen noch mehr Informationen“, sagt Küppers. Nachholbedarf gibt es bei der Photovoltaik. „Die Windprognosen sind noch eindeutig besser“, berichtet Nadja Thomas, Sprecherin beim Stadtwerte-Netzwerk Trianel, dessen Trading Floor für mehrere Kommunalversorger das Handelsgeschäft managt. In der Tat gibt es für die Solarprognosen einen Nachteil.

Bislang gibt es nur zwei Unternehmen, die für das gesamte Bundesgebiet Vorhersagen anbieten. Dass es auf das Gros der derzeit 1,3 Millionen Solaranlagen bundesweit demnächst einen Online-Zugriff gibt, ist illusorisch. Deshalb wird überwiegend mit kumulierten Ertragswerten gearbeitet, womit Fehler verbunden sind.

Basis für all diese Prognosen sind und bleiben die Wettermodelle: „Da sehe ich noch Luft nach oben“, sagt 50Hertz-Experte Scheibner. Für emsys-Mann Lange ist es eine erfreuliche Entwicklung, dass sich Unternehmen wie der Deutsche Wetterdienst zunehmend auf die Bedürfnisse der Energiewirtschaft einstellen: „Da ist einiges im Fluss.“

Auf die Verbesserung dieser Wettermodelle setzt auch Marcus Bokermann, Head of Market Analysis bei Vattenfall Asset Optimisation and Trading in Hamburg: „Die Temperaturprognosen gerade für den kommenden Tag haben sich gut entwickelt. Unsicherheiten gibt es immer am Ende des Vorhersagehorizonts, dort gibt es oft eine Tendenz zu den Normwerten.“ Vattenfall greift deshalb auf die Expertise eigener Meteorologen zurück, von denen an den Standorten Hamburg, Amsterdam und Stockholm fünf auf der Lohnliste stehen.

Eigene Wettermodelle im großen Stil will Vattenfall nicht entwickeln. „Das ist zu kostenintensiv, wir sind im ständigen Gespräch mit den Wetter-Providern“, so Bokermann. Bei denen genießt die Energiewirtschaft

INHALT



Reportage

Die Mehrheit der Japaner ist gegen die Atomkraft – und will sie vielleicht doch weiter haben. **6**

Wärmemarkt

Der regenerative Heizwärmemarkt kommt nur langsam in Schwung. **9-13**

Portrait

Kawasaki Heavy Industries haben ihre Erzeugungsaktivitäten in einem neuen Geschäftsbereich gebündelt. **22-23**



KWK

Der Energiedienstleister favis hat im Maritim Hotel am Flughafen Düsseldorf ein BHKW installiert. **25**

Gas

Seit Anfang Mai ist Eon Ruhrgas Geschichte – die neue Unternehmenseinheit heißt Eon Global Commodities. **28**

mittlerweile einen ganz anderen Stellenwert: „Dass die ihre Prognosen nur an Rundfunkanstalten oder Flughäfen verkauft haben, diese Zeiten sind vorbei.“ Neben dem Stromsektor haben die Wetterdienstleister nun zunehmend die Gasversorger im Fokus: „Aus diesem Bereich gibt es verstärkt Anfragen.“

Nicht nur deshalb sucht emsys-Geschäftsführer Lange ständig weitere Mitarbeiter: „Die Prognosen sind ein unverzichtbarer Bestandteil für das Funktionieren der Energiewende.“ Der Physiker kennt aber auch die Grenzen der Vorhersagen: „Wenn eine Windböe vorne voll auf einen Windpark trifft, ist es eine Wunschvorstellung zu glauben, man könne die Stromproduktion der hinteren Mühlen genau prognostizieren.“ Damit wären auch die Wetterschmöcker in der Zentralschweiz überfordert. **E&M**



E&M-Chiefredakteur
Timm Krägenow

Die Amigos von Irsching

Liebe Leser,

blauer Himmel, weiße Wolken und eitel Sonnenschein bei Horst Seehofer und Johannes Teyssen. Der bayerische Ministerpräsident und der Eon-Chef sind extra in die Nähe von Ingolstadt geeilt, um den Weiterbetrieb der Gaskraftwerke Irsching 4 und 5 bekanntzugeben. Würde die CSU, die vor einer entscheidenden Landtagswahl steht, nicht gerade mit eigenen Amigo-Themen punkten, hätten die Irsching-Bilder der bayerischen Staatspartei durchaus helfen können.

Doch welche Zusagen genau hat Eon erhalten, damit der Wahlkampftermin stattfinden konnte? Werden nur die Betriebskosten erstattet oder auch die Kapitalkosten, die in das Kraftwerk investiert wurden? Dazu machen die Beteiligten bislang keine Angaben. Fest steht nur:

Der Stromkunde wird am Ende den Weiterbetrieb der beiden Gaskraftwerke über die Netzentgelte bezahlen. Auch im Nachhinein soll die Höhe der Zahlungen an Eon und die anderen Irsching-Betreiber nicht veröffentlicht werden. Angeblich, so argumentiert die Bundesnetzagentur, steht der Schutz von Betriebsgeheimnissen dagegen.

Um kein Missverständnis aufkommen zu lassen: Die Sicherheit der Stromversorgung in Süddeutschland muss weiter gewährleistet werden, auch durch zusätzliche Zahlungen für das Bereithalten von Kraftwerkskapazität. Durch die Abschaltung von Kernkraftwerken und das Fehlen von konventionellen Kraftwerken und Nord-Süd-Leitungen wird Erzeugungskapazität in Süddeutschland gebraucht. „Es wäre ein Treppenwitz der Geschichte gewesen, wenn die klimaschonendsten Gaskraft-

werke weltweit im Zuge der Energiewende hätten abgeschaltet werden müssen“, sagte Seehofer nicht zu Unrecht.

Weil Wind- und Sonnenenergie künftig den Strompreis in immer mehr Stunden Richtung null drücken werden, wird es künftig Zahlungen geben müssen, um genügend konventionelle Kraftwerke in Betrieb zu halten. Genau das verbirgt sich hinter der Forderung nach der Einführung eines „Kapazitätsmarktes“, die von immer mehr Unternehmen und Verbänden erhoben wird. Was allerdings die Bundesnetzagentur, der Netzbetreiber TenneT und die Irsching-Betreiber gerade vorführen, ist der Einstieg in Kapazitätzahlungen, aber nicht in ein marktwirtschaftliches System.

Es ist falsch, die Zahlungen an die Kraftwerke in Gutsherrenmanier ohne Ausschreibung und ohne öffentliche

Kontrolle auszuschütten. Wenigstens mittelfristig sollte die Bundesnetzagentur notwendige Kraftwerkskapazitäten für die jeweiligen Regionen ausschreiben. Möglicherweise findet sich doch ein Anbieter, der mit offenen Gasturbinen die Leistung billiger anbietet als den Preis, den Eon in Geheimverhandlungen erzielen will. Auf jeden Fall aber muss die Höhe der Zahlungen anschließend veröffentlicht werden. Das ist unser Geld. Dass ein Landespolitiker wie Horst Seehofer bei diesem Thema auftaucht, der dem Gesetz nach nichts damit zu tun hat, aber dringend schöne Wahlkampfplakate braucht, weckt Zweifel, dass hier wirklich der günstigste Weg gewählt wurde.

Herzlichst Ihr
Timm Krägenow

BERLINER TAGEBUCH

Fantasmen und Realitäten

Das Tagebuch von Angelika Nikionok-Ehrlich, Berliner E&M-Korrespondentin, hält die Energie-Ereignisse oder -Inszenierungen der Hauptstadt politik fest.



Freitag, 19. April

Bundesumweltminister Peter Altmaier spricht auf unzähligen Veranstaltungen. Er „redet, redet, redet“, hieß es in einer TV-Sendung – und redet oft dasselbe, wie viele Politiker, möchte man ergänzen. Nun ist er bei einem Frühstück des Vereins der Berliner Kaufleute und Industriellen. Und hier wartet er außer mit altbekannten Aussagen mit einer neuen Idee auf: Es geht um das Thema EU, wo sich die deutsche Regierung oft als nicht handlungsfähig präsentiert. „Das German Vote“ bei vielen Abstimmungen im Europäischen Rat „ist Enthaltung“, so Altmaier. Das liegt daran, dass in der jeweiligen Frage keine Ressort-Einigung zustande gekommen ist. Heute werde aber, anders als in der Nachkriegszeit, von Deutschland eine Positionierung erwartet, „und da ist es peinlich, wenn man sich nicht einigen kann“, sagt der Minister. Er schlägt daher vor, „dass das Ministerium, das für ein Thema federführend ist, in Brüssel entscheiden kann“. Dann wäre bei der Effizienzrichtlinie der Bundeswirtschaftsminister, beim Emissionshandel hingegen der Bundesumweltminister ausschlaggebend gewesen – außer, das Kanzleramt würde seine Richtlinien-Kompetenz wahrnehmen.

Wie aber wäre das Bild, das Deutschland liefert, wenn dieses Modell tatsächlich Schule machen würde (was ernsthaft wohl kein Mensch glaubt)? Deutschland würde in Brüssel statt mit keiner mit vielen Stimmen sprechen. Und wenn man es weiter denkt, könnte man auf die Idee kommen, dass, wenn Bund und Länder sich bei bestimmten Themen nicht einigen können, auch noch die Bundesländer in den Reigen eintreten. Da können wir gleich die nationalstaatliche Vertretung in Europa abschaffen und die Basisdemokratie einführen, das wäre konsequent.

Mittwoch 24. April

Eigentlich wollte der federführende Bauausschuss abschließend über das Energieeinspargesetz (EnEG) beraten. Doch dann wird das Thema auf Betreiben der Liberalen von der Tagesordnung genommen. Durch die Vorgaben in der EnEG-Novelle befürchten sie erhebliche negative Folgen für den Wohnungsneubau und verlangen deshalb Änderungen, so der baupolitische Sprecher der FDP-Fraktion, Sebastian Körber. Nach der EU-Gebäuderichtlinie von 2010, mit deren Umsetzung die Bundesregierung stark in Verzug ist, dürfen ab 2021 nur noch Passiv- und Nullenergie-Neubauten errichtet werden. Bereits 2014 und 2016 soll der Effizienzstandard für Neubauten in zwei Stufen um jeweils 12,5 Prozent erhöht werden. Die Anforderungsverschärfungen seien „nicht vertretbar“, meint Körber, es drohe „eine politisch wohl kaum gewollte Mietverteuerung“.

Wie aber das weitere Ansteigen der „zweiten Miete“, vor allem der Wärmekosten, ohne solche Standards eingedämmt werden kann, diese Antwort bleiben die Liberalen schuldig, wird hingegen bei der Opposition kritisiert. Zudem, so die Grünen, werde die vorgesehene nominelle Erhöhung der Effizienzstandards für Neubauten durch die Hintertür wieder kassiert, unter anderem, weil der Einsatz erneuerbarer Energien angerechnet werden kann. Sie fordern, den ab 2021 vorgegebenen „Niedrigstenergiegebäude-Standard“ für Wohngebäude bereits mit der nächsten EnEV-Novelle zu implementieren, um größtmögliche Planungs- und Investitionssicherheit für Bauherren zu schaf-

fen. Zudem solle es eine Verpflichtung zum Austausch alter Heizkessel geben, die vor dem Jahr 1985 in Betrieb genommen wurden.

Man darf gespannt sein, welche Veränderungen es an dem EnEG-Entwurf geben wird, bis er am 15. Mai erneut im Bauausschuss behandelt wird. Die Verabschiedung im Bundestag ist für den 16. Mai vorgesehen.

Donnerstag, 25. April

Angesichts der Renaissance der Kohle und der in Deutschland wieder steigenden CO₂-Emissionen gibt eine Studie des Gesundheitsverbandes Heal zu denken (Health and Environment Alliance): Durch die Kohlekraftwerke entstünden in Deutschland zwischen 2,3 und 6,4 Mrd. Euro jährlich an Gesundheits- und volkswirtschaftlichen Kosten. Es gäbe durch die Emissionen der Kohlekraftwerke mehr Asthmaanfänge, Atemwegserkrankungen sowie Herz-Kreislauf-Erkrankungen. Die Autoren der Studie haben in einer Modellrechnung für das Jahr 2009 mehr als 2700 vorzeitige Todesfälle ermittelt. Für ganz Europa beziffert Heal, ein Zusammenschluss aus über 65 NGOs, die sich der Auswirkung von Umweltfaktoren auf die Gesundheit beschäftigen, die von Kohlekraftwerken ausgehenden Gesundheitskosten zwischen 15,5 und 42,8 Mrd. Euro.

Auch andere Expertisen gehen davon aus, dass Kohlekraftwerke durch Schadstoffe wie Feinstaub, Stickoxide und Schwefeldioxid die Gesundheit schädigen. Doch argumentieren die Kraftwerksbetreiber, dass weniger als sechs Prozent des Feinstaubes in Deutschland auf ihr Konto gingen. Für den meisten Feinstaubausstoß sei mit 37 Prozent die

Industrie verantwortlich. Der Autoverkehr schlage mit 18 Prozent, die Landwirtschaft mit 17 Prozent zu Buche, hatte eine Studie für VGB Powertech ergeben. Und so verwundert die Aussage von Vattenfall-Kraftwerksvorstand Hubertus Altmann nicht: „Selbst wenn Vattenfall alle Kohlekraftwerke außer Betrieb nehmen würde, würde das zu keiner spürbaren Verbesserung der Luftqualität führen.“ Auch wenn bei der Feinstaub- und Stickoxid- und Schwefelreduktion schon viel erreicht wurde, so bleibt aber der klimaschädliche CO₂-Ausstoß. Unter diesem Aspekt sind auch die Planungen für etwa 50 neue Kohlekraftwerke in Europa, auf die Heal verweist, infrage zu stellen.

Freitag, 26. April

Früher hieß es „Eigenlob stinkt“. Doch Klappern gehört zum Handwerk, das gilt vor allem in der Politik und allemal in Wahlkampfzeiten. Doch diesmal äußern sich die Minister nicht selbst, sondern die Staatssekretäre stellen der Regierung ein gutes Zeugnis aus. „Die Energiewende ist auf Erfolgskurs“, erklären Stefan Kapferer (Bundeswirtschaftsministerium) und Jürgen Becker (Bundesumweltministerium) in einer gemeinsamen Presseerklärung nach einer Sitzung des interministeriellen „Steuerungskreises Energiewende“. Dessen Fazit laute: „Die Bundesregierung treibt den grundlegenden Umbau der Energieversorgung in Deutschland konsequent und erfolgreich voran.“ Die Energieversorger selbst in Gestalt von BDEW und VKU kommen da bekanntermaßen zu ganz anderen Ergebnissen. Die Bundesregierung habe mit einer ganzen Reihe „gesetzgeberischer, planerischer und finanzieller Maßnahmen die Rahmenbedingungen in den Handlungsfeldern Stromnetze, Kraftwerke, erneuerbare Energien, Energieeffizienz und Energieforschung für ein erfolgreiches Gelingen der Energiewende verbessert“, heißt es weiter in der Presseerklärung.

Dass aber viele Aufgaben liegen geblieben sind, man denke unter anderem an die gescheiterte Kostenbremse, Effizienzvorgaben in Umsetzung des EU-Rechtes oder die Wiederbelebung des Emissionshandels, verschweigt man lieber. Probleme deuten die Staatssekretäre nur in allgemeinen Floskeln an: „Wir stehen noch am Anfang eines langen und ambitionierten Prozesses“, so Kapferer, weitere grundlegende Reformen seien notwendig. Und fast klingt es wie eine Entschuldigung, wenn Becker sagt: „Wir sind mit dem Generationenprojekt Energiewende mitten in einer Übergangsphase. In vielen Bereichen betreten wir Neuland.“

Dienstag, 30. April/ Mittwoch 1. Mai

Energiepolitischer Dialog zur Zukunft des EEG in der CDU/CSU-Fraktion und Diskussion mit dem Bundesumweltminister. „Wie hoch beziffern Sie den Schaden durch die Strompreibremse?“ fragt ein Teilnehmer. „Es ist überhaupt kein Schaden entstanden“, antwortet Peter Altmaier. Es sei doch ein Nutzen, dass die Leute sich nun überlegten, in was sie investieren. Auf die Aussage eines anderen Teilnehmers, er sei ausgebremst worden, und „diese Scharte“ gelte es „auszuwetzen“, entgegnet der Minister: „Ich musste doch mal eine Bresche schlagen.“ Das Thema werde „nicht zu umgehen sein“, auch wenn es „vielleicht nicht mehr vor der Bundestagswahl“ umzusetzen sei, weil nur noch wenige Sitzungswochen des Parlamentes blieben. Focus Online sagte Altmaier, er wolle noch vor der Wahl einen zweiten Anlauf starten. „Ich setze nach wie vor auf die Strompreibremse.“ Diese könne kommen, „sobald es bei den rot-grün regierten Bundesländern Bewegung gibt“. Dass dies kein Gewinnerthema ist, sieht auch das Kanzleramt, das die Verhandlungen mit den Ländern abgebrochen hat.



Bild: Michael Voigt

„Die Bundesregierung hat aufgegeben“

Thüringens Wirtschaftsminister Matthias Machnig über die mit der Energiewende einhergehenden Aufgaben. VON ANGELIKA NIKIONOK-EHRLICH

E&M: Herr Machnig, wie sehen Sie denn die Bilanz der Bundesregierung und die von Bundesumweltminister Peter Altmaier? Kann dieser noch etwas werden nach der Wahl?

Machnig: Es steht mir nicht zu, über die Zukunft des Bundesumweltministers zu spekulieren. Aber ich bin enttäuscht über eine Reihe von Dingen. Die Bundesregierung wollte gemeinsam mit den Bundesländern Maßnahmen zur Begrenzung der Strompreise entwickeln – so wurde es beim Treffen der Bundeskanzlerin mit den Ministerpräsidenten beschlossen. Nun wurde uns einfach mitgeteilt, die Gespräche über die Strompreisbremse würden nicht fortgesetzt. Die Bundesregierung hat aufgegeben, ernsthaft an dem Thema zu arbeiten, dass es 2014 nicht zu einem weiteren Kostenanstieg kommt. Das halte ich politisch und auch unter dem Aspekt der Wettbewerbsfähigkeit der deutschen Wirtschaft für unverantwortlich.

E&M: Vielleicht, weil wirklich keine Einigung möglich war? Wie würden Sie denn den Strompreisanstieg begrenzen?

Machnig: In die Gespräche haben SPD und Grüne einen konkreten Vorschlag eingebracht. Man hätte damit etwa drei Milliarden Euro an Belastungen für die Stromkunden einsparen können. Allein die von uns geforderte Senkung der Stromsteuer hätte einen Beitrag von 1,6 Milliarden Euro erbracht. Damit wäre es möglich gewesen, die Kosten zumindest abzubremesen. Im Herbst steht die Ankündigung an, dass die EEG-Kosten allein nach konservativen Schätzungen im nächsten Jahr um zwei bis vier Milliarden Euro steigen werden. Und da sehe ich uns in der Verpflichtung, etwas zu tun – vor allem unter dem Stichwort sozialer Gerechtigkeit, weil kleinere Einkommensbezieher proportional gesehen mehr zahlen, aber auch unter dem Aspekt der Wettbewerbsfähigkeit der Unternehmen.

Matthias Machnig

ist seit 2009 Wirtschaftsminister in Thüringen. Davor war der Sozialdemokrat unter anderem Staatssekretär im Bundesumweltministerium und hatte verschiedene Funktionen im Parteiapparat inne.

E&M: Was hat Sie außerdem enttäuscht?

Machnig: Wir haben, als die Probleme mit der Solarförderung virulent wurden, mit Herrn Altmaier auch über die Frage verhandelt, wie machen wir es mit der Photovoltaik. Er hat uns immer zugesagt, dass er etwas tun will für die ostdeutsche Solarindustrie. Er ist es schuldig geblieben. Als Bosch kürzlich angekündigt hat, ihre Solarproduktion in Arnstadt zu schließen. In der Fabrik, bei deren Grundsteinlegung die Kanzlerin anwesend war, hat es nicht einmal einen Anruf gegeben. Es gab auch keinen Informationswunsch, weder von Herrn Rösler noch von Herrn Altmaier. Ich sage ganz klar: Was hier passiert, ist nicht irgendetwas. Es geht ja nicht nur um die Schließung eines Werkes. Es geht in den nächsten ein, zwei Jahren um die Frage, gibt es in der Zukunft überhaupt noch Solarproduktion in Deutschland. Deshalb müssen wir überlegen, was wir dafür tun können. Sonst laufen wir darauf zu, dass es faktisch ein Monopol von China gibt. Wenn es aber nur noch einen Anbieter auf dem Weltmarkt gäbe, hätte dies nicht nur energiepolitische, sondern auch geopolitische Auswirkungen.

E&M: Wie würden Sie denn die deutsche Solarindustrie retten?

Machnig: Erstens, die Anti-Dumping-Klage der Firmen auf EU-Ebene unterstützen, zweitens, eine Local-Content-Regelung machen, das tun ja auch andere Länder. Außerdem könnte man ein öffentliches Programm für die Photovoltaik auflegen und den Unternehmen bei ihrer finanziellen Restrukturierung helfen, beispielsweise über die KfW.

E&M: Wie würden Sie denn an die anstehende EEG-Reform herangehen? Und glauben Sie, angesichts der Interessensgegensätze auch unter den Bundesländern, dass eine Reform mit einer neuen Regierungskonstellation, also zum Beispiel mit Rot-Grün, viel besser ginge?

Machnig: Die Fragestellungen sind komplex, es ist nicht einfach. Wir sind ja übrigens auch zum Handeln gezwungen, weil die EU-Kommission ein Verfahren gegen Deutschland eingeleitet hat, was die Netzentgelte angeht oder auch die nahezu Befreiung für die energieintensiven Unternehmen. Die Kommission redet ganz offen darüber, dass man sich die Ausnahmeregelungen und das EEG insgesamt anschauen wird. Wenn wir selber nichts machen, wird es also im Zweifelsfall von Brüssel auf uns zukommen. Alle politischen Parteien wissen, dass 2014 eine Reform ansteht – die umfasst aber nicht nur das EEG. Da werden wir alles unter dem Begriff eines neuen Marktdesigns diskutieren. Dabei geht es zumindest um drei Elemente: Zum einen, wie können wir den Ausbau der erneuerbaren Energien kosteneffizient gestalten. Zweitens, wie schaffen wir Investitionssicherheit für fossile Kraftwerke. Und drittens, wie schaffen wir es, dass sich auch Speicher besser am Markt etablieren. Denn das wird zu einem immer wichtigeren Punkt. Fachleute rechnen mit einer installierten Erneuerbaren-Leistung von 220 GW im Jahre 2020 bei einer Spitzenlast von 80 bis 90 GW. Die Diskrepanz zwischen Stromangebot und -nachfrage wird immer größer werden, und wenn wir das volkswirtschaftlich noch einigermaßen darstellen wollen, brauchen wir entsprechende Speicherkapazitäten. Vor der Aufgabe, diese drei Elemente in ein neues Marktdesign aufzunehmen, stehen alle.

E&M: Es geht aber ja zunächst auch um die Koordinierung der Energiewende zwischen Bund und Ländern. Da scheint es außer Absichtserklärungen keine Fortschritte zu geben. Ist es vorstellbar, dass die Länder wirklich Abstriche an ihren Planungen zum Erneuerbaren-Ausbau machen und man zu einem Gesamtkonzept kommt?

Machnig: Die Ausbauplanung muss stärker verzahnt werden. Das bisherige Ziel für 2020 war ein Ökostromanteil von 35 Prozent. Die Ausbauziele der Länder würden jedoch schon zu über 50 Prozent führen. Da muss man sich die Frage stellen: Wenn das so käme, haben wir denn dann rechtzeitig die nötige Infrastruktur? Ohne diese wäre ein Zubau nicht sehr zielführend, daher muss es eine Koordination geben. Ich verstehe die Interessen der Länder, aber man darf den Erneuerbaren-Ausbau nicht allein regionalpolitisch sehen. Wir sind alle in der Verantwortung, einen Beitrag zu leisten und die Ausbauplanungen

so aufeinander abzustimmen, dass wir am Ende auch zu einem tragfähigen Gesamtsystem kommen.

E&M: Sehen Sie noch eine Chance für Offshore?

Machnig: Ja, eindeutig. Das ist eine interessante und wichtige Technologie, sie ist grundlastfähig und sie wird auch kommen. Aber wir müssen eine bessere Kosteneffizienz erreichen.

E&M: Zum Thema Kosten: Ist es richtig, dass die Kommunen so viel Geld in die Hand nehmen, um Eon Energie Thüringen zu kaufen? Und nützt das denn der Energiewende?

Machnig: Ja. Ich begrüße die Re-kommunalisierung grundsätzlich. Wir brauchen mehr Wettbewerb im Markt, im Netzbereich und auch bei den Erzeugungskapazitäten. Mit dem neuen kommunalen Zweckverband werden die Entscheidungen dann hier in Thüringen getroffen und nicht mehr in Düsseldorf. Zudem wird die Thüga als Teil dieser neuen Gesellschaft betriebswirtschaftliche Betrachtungsweise und Managementkompetenz einbringen. Und das halte ich auch für notwendig. Denn

Rekommunalisierung darf nicht zu immer höheren Ausschüttungen an die kommunale Seite führen, sondern es sind in den nächsten Jahren Investitionen notwendig, um das Energiesystem zukunftsfähig zu machen.

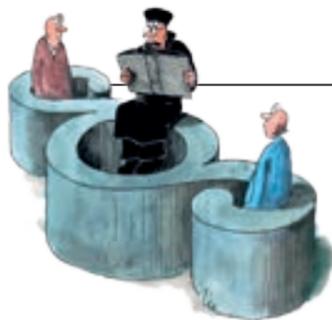
E&M: Halten Sie es für realistisch, dass es nach der Bundestagswahl ein Energieministerium geben wird?

Machnig: Die SPD hat es beschlossen. Es ist eindeutig notwendig, die Kompetenzen zu bündeln. Heute sind die Zuständigkeiten für die Energiepolitik ja auf sechs Ministerien verteilt: Die Ministerien für Wirtschaft, für Umwelt, für

Finanzen, außerdem das Wissenschafts-, das Landwirtschafts- und das Verkehrsmi-nisterium. Viele Köche verderben den Brei. Angesichts des Umfangs der Auf-

gabe und der Bedeutung des Umbaus unserer Energieversorgung brauchen wir ein Energieministerium. Sehen Sie zum Beispiel das Thema Emissionshandel. Da war die Bundesregierung wegen der Differenzen zwischen Wirtschafts- und Umweltminister nicht sprechfähig in Brüssel. Dabei wäre eine Reform des Emissionshandels auch mit Blick

„Die Ausbauplanung bei den erneuerbaren Energien muss stärker verzahnt werden“



Umsatzsteuer bei Wärme- und Kältenetzförderung

Wie die Finanzverwaltung die umsatzsteuerliche Behandlung der Wärme- und Kältenetzförderung im Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz bewertet, erläutern Jürgen Gold und Markus Kachel*.

Die Energiewende, die das Ziel einer nachhaltigen Energieversorgung mit erneuerbaren Energien verfolgt und durch eine Vielzahl von Einzelmaßnahmen geprägt ist, beschäftigt nicht nur die Politiker, Unternehmen und Endverbraucher, sondern auch – wen verwundert es bei den vielfältigen Fördermaßnahmen – die Finanzverwaltung. Spätestens bei der ersten Zahlung eines „Zuschusses“, eines „Zuschlages“, eines „Bonus“ oder wie man es auch sonst nennen möchte, an den Förderungsempfänger stellt sich nicht nur bei den betroffenen Marktteilnehmern, sondern auch bei der Finanzverwaltung die Frage, wie die einzelnen „Fördermaßnahmen“ umsatzsteuerlich einzuordnen sind. Handelt es sich hierbei um ein Entgelt, Entgelt eines Dritten oder um einen so genannten echten Zuschuss (vgl. Abschn. 10.1 UStAE)? Die Frage hat nicht nur wegen der richtigen Rechnungsstellung Bedeutung, sondern auch haushaltspolitische Auswirkungen. Letztlich muss oder soll bei der Umsatzsteuer immer der Endverbraucher die Zeche zahlen.

Die Finanzverwaltung musste sich nun jüngst mit der Frage beschäftigen, wie die

seit dem 19. Juli 2012 im Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG) vorgesehene neue Wärme- und Kältenetzförderung zu behandeln ist. Hintergrund der Förderung ist zum einen die Verpflichtung der Netzbetreiber, KWK-Anlagen vorrangig an ihr Netz anzuschließen und den in diesen Anlagen erzeugten Strom abzunehmen. Zum anderen müssen sie den Neu- und den Ausbau von Wärme- und Kältenetzen sowie von Wärme- und Kältespeichern finanziell fördern.

Am 26. März 2013 hat die Finanzverwaltung dazu ein neues BMF-Schreiben (IV D 2 – S 7124/07/10002:010) erlassen. Dem Erlass zufolge muss man bei einem Zuschlag, den der Netzbetreiber an den Wärme- und Kältenetzbetreiber zahlt, wie folgt differenzieren: Wurde er für den Neu- oder Ausbau des Wärme- und Kältenetzes geleistet oder für die Verbindung des Verteilungsnetzes mit dem Verbraucherabgang (Hausanschluss)? Im ersten Fall handelt es sich um einen echten Zuschuss, da dieser Zuschlag aus einem überwiegenden öffentlichen Interesse heraus geleistet wird. Im zweiten Fall hat der Zuschlag einen preisauffüllenden Charakter, da er unmittelbar mit der steu-

erbaren Leistung (Anschluss an das Verteilungsnetz) gegenüber dem Verbraucher zusammenhängt beziehungsweise ihm gegenüber in Abzug zu bringen ist. Nach dem BMF-Schreiben ist der Zuschlag des Netzbetreibers an den Wärme- und Kältenetzbetreiber insoweit entsprechend aufzuteilen. Soweit es um Wärme- beziehungsweise Kältespeicher geht, deren Neu- oder Ausbau nach der Novellierung des KWKG im Jahr 2012 ebenfalls gefördert wird, ist grundsätzlich von einem echten Zuschuss auszugehen. Diese neue umsatzsteuerliche Behandlung ist in allen offenen Fällen anzuwenden. Es muss daher zukünftig darauf geachtet werden, dass eine richtige Rechnungsstellung gegenüber dem Endverbraucher erfolgt. Eine Übergangsregelung gibt es, wie immer, aber auch: Es wird nicht beanstandet, wenn Wärme- und Kältenetzbetreiber und Speicherbetreiber Zuschläge, die vor dem 1. April 2013 gezahlt wurden, hiervon abweichend als Entgelt für eine steuerbare und steuerpflichtige Leistung an den Netzbetreiber behandeln. **E&M**

* Jürgen Gold, Dr. Markus Kachel, Rechtsanwälte, Becker Büttner Held, Berlin

RECHTECK

Verliert Gazprom die Pipelines?

Gazprom könnte infolge der EU-Vorgaben, Gasnetze vom Vertrieb und von der Produktion zu trennen, bald ohne Gaspipelines dastehen. **VON JOSEPHINE BOLLINGER-KANNE**

Der russische Gazprom-Konzern sieht sich für seine Exportpipelines, die durch EU-Länder führen, zunehmend mit Forderungen der Europäischen Union nach Trennung der Netze von anderen Aktivitäten konfrontiert. Laut russischen Medienberichten ist deshalb die Abspaltung einer Netzgesellschaft vom Gazprom-Konzern in der Diskussion.

Weil Moskau befürchte, dass Exportpipelines wie die Nord Stream und die geplante South Stream Verluste einfahren könnten, arbeite das Energieministerium an einem Plan, die nach Europa führenden Transportleitungen an einen unabhängigen Betreiber zu übergeben, berichtete im April die russische Agentur Interfax-Finmarket.

Darüber hinaus laufen Gespräche, das Pipelinegeschäft generell von den sonstigen Gazprom-Aktivitäten zu trennen. Der russische Präsident Wladimir Putin hatte Forderungen nach einer Aufteilung der Geschäftsbereiche entsprechend der europäischen Unbundling-Maßgabe zwar noch im Oktober vergangenen Jahres kategorisch zurückgewiesen, doch der Wind scheint sich gedreht zu haben.

„Wir haben mehrfach unsere Argumente gegen das angenommene dritte Energiebinnenmarktpaket der Europäischen Union zum Ausdruck gebracht, aber es ist Gesetz und wir werden es

ausführen“, zitierte das Wochenmagazin Kommersant Vlast Ende April Putins Sprecher Dmitri Peskow.

Modell für die Veränderungen bei Gazprom könnten die russische Erdöl- und Stromwirtschaft sein. In beiden Wirtschaftszweigen kümmert sich eine staatliche Netz- beziehungsweise Pipelinegesellschaft um den Transport der Energie, Produktion und Vertrieb liegen bei separaten Gesellschaften.

Eigenständige Netzgesellschaften für Strom und Öl

Für Igor Setschin, Präsident der größten russischen Ölgesellschaft Rosneft, dürfte das eine vertraute Option sein. Er sprach sich Mitte Februar darüber hinaus gegenüber Putin für freien Export von verflüssigtem Erdgas (LNG) aus, um rückläufige Ausfuhren nach Europa auszugleichen und um das Geschäft mit Asien ins Visier zu nehmen.

Ähnliche Ambitionen hat der zweitgrößte russische Gasproduzent Novatek. Das Unternehmen sieht sich für sein LNG-Projekt auf der Jamal-Halbinsel in Nordsibirien nach chinesischen Investoren um und erteilte jüngst Gazprom eine Absage, im Norden gemeinsam Gas zu fördern. Wie Rosneft wittert Novatek offenbar die Chance, LNG-Pläne ohne den Marktführer umzusetzen. **E&M**

CO₂-Fußabdruck für den Mittelstand

Die Erfassung der CO₂-Bilanz ist Grundlage für die Entwicklung einer unternehmensweiten Klimastrategie. Mit einem Schulungsprojekt sollen nun mittelständische Betriebe dabei unterstützt werden. **VON KAI ECKERT**

In Zeiten steigenden Klimabewusstseins wird die Kenntnis über die individuelle Treibhausgasbilanz und ihre Offenlegung immer wichtiger. Vor diesem Hintergrund wird die Treibhausgasbilanz von immer mehr Unternehmen erfasst. Die Beweggründe dafür variieren. Wettbewerbsdruck oder vermehrte Kundennachfragen, aber auch die freiwillige Erfassung der Emissionsdaten zur Entwicklung einer langfristigen Klimastrategie sind die Gründe für die Erstellung eines Corporate Carbon Footprints (CCF). Der Verband der Wirtschaft für Emissionshandel und Klimaschutz e.V. co₂cept plus will nun mittelständische Unternehmen unterstützen, ihren CO₂-Fußabdruck selbst aktiv zu erfassen. „Unsere Erfahrung hat gezeigt, dass viele, speziell mittelständische Unternehmen Probleme bei der ersten Ermittlung ihres Corporate Carbon Footprint haben. Diese Organisationen wollen wir mit unserem Projekt ansprechen“, sagt Verbandsgeschäftsführerin Angelika Ulrich.

Das Schulungsprojekt mit dem Titel „Treibhausgasbilanzen für mittelständische Unternehmen“ wird mit Mitteln der Deutschen Bundesstiftung Umwelt (DBU) gefördert und fachlich von der sustainable AG begleitet. Es richtet sich bundesweit an

Unternehmen der energieerzeugenden oder energieintensiven Industrie, der Elektro-, Metall- und Konsumgüterindustrie sowie der Dienstleistungsbranche. Im Mittelpunkt stehen vier eintägige Gruppenarbeitstreffen und ein individuelles Beratungsgespräch für jedes teilnehmende Unternehmen. Im Rahmen der Arbeitstreffen werden den Teilnehmern die methodischen und inhaltlichen Aspekte der Erstellung einer Treibhausgasbilanz vermittelt und die wirtschaftlichen Hintergründe der CCF-Thematik dargestellt. Die vermittelten Handlungsempfehlungen basieren nach Angaben des Anbieters in erster Linie auf den weltweit führenden Leitfäden zur betrieblichen Treibhausgasbilanzierung und der DIN EN ISO 14064. Um auf die Besonderheiten der jeweiligen Unternehmen eingehen zu können, werden in den Beratungsgesprächen schwerpunktmäßig individuelle Einzelanliegen geklärt. Die Veranstalter sind überzeugt davon, dass durch die Workshop-Struktur und die Beratungsgespräche alle Unternehmen von der Teilnahme profitieren können. Es ist also gleichgültig, ob sie sich erstmals zur Erhebung ihres CCF entschlossen haben oder bereits ein gutes Energie- und Datenmanagement etabliert haben.

„Bei der Erhebung eines Corporate Carbon Footprint liegt der Engpass oftmals nicht bei den Leitfäden oder Anleitungen, sondern bei der Übertragung in die Unternehmensrealität“, sagt Jan-Marten Krebs, Vorstand der sustainable AG. Sein Ziel ist deshalb, innerhalb des Schulungsprojektes praktische Handlungsweisen zu geben, die bei der Umsetzung helfen können.

Parallel zur Entwicklung der Schulungsreihe baut co₂cept plus derzeit eine Internetplattform zum Thema Carbon Footprint auf. Hier können sich neben den Teilnehmern auch andere interessierte Unternehmen und Organisationen über den Themenkomplex informieren und einen Newsletter-Service in Anspruch nehmen.

Mitte Juni wird die geplante Schulungsreihe mit dem ersten Arbeitstreffen starten. Anmeldungen werden noch bis Ende Mai entgegengenommen. Die Workshops und die Beratungsgespräche geben die Möglichkeit, detaillierte und spezifische Fragen zur CCF-Erhebung zu diskutieren. Im Frühjahr kommenden Jahres sollen dann die Ergebnisse auf einem Netzwerktreffen vorgestellt werden. **E&M**

Weitere Informationen unter www.co2cept-plus.de

Perspektiven für Erneuerbare

Eine anspruchsvolle Klimapolitik kann nach Ansicht des Europäischen Rates für Erneuerbare Energien (Erec) bis 2030 mehr als drei Millionen neue Jobs schaffen. **VON TOM WEINGÄRTNER**

Der Europäische Rat für Erneuerbare Energien hat am 18. April in Brüssel einen Bericht veröffentlicht, wonach die erneuerbaren Energien dazu beitragen können, die Energieimporte der Europäischen Union um 550 Mio. t Erdöl zu reduzieren.

45 Prozent Erneuerbare bis 2030 möglich

Für das laufende Jahrzehnt erwartet er ein Wachstum der Energieerzeugung aus erneuerbaren Quellen um 6,3 Prozent pro Jahr. Das von der EU anvisierte Ziel von 20 Prozent am gesamteuropäischen Energiemix lasse sich leichter und kostengünstiger erreichen, wenn die Union schon bald ein verbindliches Ziel auch für 2030 festlege, sagte Erec-Generalsekretär Josche Muth bei der Vorstellung der Studie. Der Rat hält 45 Prozent in diesem Zusammenhang für eine angemessene Größe. Zu einem stimmigen Rahmen, in dem sich die Erneuerbaren erfolgreich entwickeln könnten, gehörten auch verbindliche Ziele für die Reduzierung der Treibhausgase und die Verbesserung der Energieeffizienz.

Ein verbindlicher Zielwert werde die Unsicherheit in der Branche beseitigen, die Finanzierung für private Investitionen verbessern und Sub-

ventionen zurückdrängen. Eine erfolgreiche Klimapolitik müsse für die notwendige Nachfrage sorgen und das Angebot gleichzeitig durch die Förderung neuer Technologien unterstützen. Beides werde gegenwärtig durch die unsicheren Perspektiven behindert, denen sich die Erneuerbaren gegenübersehen.

Erneuerbaren-Branche setzt in der EU 137 Mrd. Euro um

Ein verbindliches Ziel für 2030 bedeutet nach Ansicht des Erec nicht, dass alle Technologien zur Erzeugung erneuerbarer Energien auch in Zukunft weiter gefördert werden müssen. Es werde die Investitionsrisiken und die Kosten soweit reduzieren, dass „eine wachsende Zahl erneuerbarer Technologien aus der Förderung herauswächst und sich in einem funktionierenden Energiemarkt behaupten kann“. Damit könne die europäische Industrie auch ihre globale Spitzenstellung behaupten, die von der US-amerikanischen und asiatischen Konkurrenz bedroht werde.

Die Branche der erneuerbaren Energien macht nach der Studie einen Umsatz von 137 Mrd. Euro im Jahr, das entspricht einem Prozent des Sozialproduktes der EU, und beschäftigt dafür 1,2 Mio. Menschen. **E&M**

Gashandelsplattform für Europa

Mit einer Europa umspannenden Gashandelsplattform wollen EEX und Powernext die Integration der Gasmärkte vorantreiben und bilden ein Gegengewicht zu den Aktivitäten der ICE/Endex. **VON FRITZ WILHELM**

Am 29. Mai dieses Jahres wird eine Kooperation der European Energy Exchange (EEX) und der Powernext unter dem Namen Pan-European Gas Cooperation (Pegas) starten. Beide Börsen werden dann ihre Gasmarktaktivitäten auf einer einzigen Handelsplattform, dem Exchange Trading System von Transport, zusammenführen und so den Spot- und Terminhandel für den niederländischen TTF Hub, die beiden deutschen Marktgebiete NCG und Gaspool sowie die virtuellen Handlungspunkte in Frankreich miteinander verbinden.

Mit der Konzentration auf ein einziges System geht auch die Einführung neuer Produkte einher. Erstmals werden dann börslich gehandelte und geclearte Location-Spread-Produkte zur Verfügung stehen. Dies sind Preisdifferenzen zwischen NCG/TTF, PEG Nord/TTF, Gaspool/NGC, PEG Süd/PEG Nord, Gaspool/TTF und PEG Nord/NGC. „Damit haben wir ein Alleinstellungsmerkmal“, betonte Tobias Paulun, Director Strategy & Market Design der EEX. Keine andere Börse bietet derzeit solche Produkte an. Auch nicht die ICE/Endex, die ebenfalls eine europäisch ausgerichtete börsliche Gashandelsplattform aufgebaut hat. Im Gegensatz

zum britisch-niederländischen Zusammenschluss werden EEX und Powernext eigenständige Börsen mit eigenem Regelwerk bleiben. Es sei derzeit nicht geplant, die Gasmarktaktivitäten in einer gemeinsamen Gesellschaft zu bündeln.

„Pegas wird im aktuellen Wettbewerbsumfeld ein starker und dynamischer Markt sein“, so EEX-Vorstandschef Peter Reitz. Die Marktteilnehmer werden von größeren Handelsmöglichkeiten und Synergieeffekten, wie harmonisierten Zulassungs- und Handelsprozessen, profitieren, versicherte er. Dies werde sich unter anderem in den Entgelten niederschlagen.

„Den Spread-Handel werden vor allem die Marktteilnehmer nutzen, die Preisabsicherung betreiben möchten“, erläutert Paulun. Da beispielsweise noch viele Lieferverträge im Gasmarkt auf den TTF referenziert seien, gebe es nun die

Möglichkeit für Händler, ohne direkt am TTF Hub aktiv zu sein, auch über die Börse das Preisrisiko im Nachbarland zu hedgen. Darüber hinaus ermögliche der Spread-Handel auch verlässliche Preissignale in weniger liquiden Märkten, wenn beispielsweise die Marktteilnehmer eine Einschätzung über die Preisdifferenz zwischen einem liquiden Markt und einem Handlungspunkt mit geringerem Volumen abgeben. Im OTC-Markt sei der Spread-Handel sowohl im Spot- als auch Terminmarkt durchaus üblich. Doch Paulun ist sich sicher, dass das Angebot über eine Börse unter staatlicher Aufsicht mit einem leistungsfähigen Clearing-Haus sehr attraktiv sei.

Wie bei anderen Produkten auch sollen im Spread-Handel Market Maker für Liquidität im Markt sorgen. Welche Unternehmen dies sein werden, dazu äußern sich die beiden Börsen derzeit nicht. **E&M**

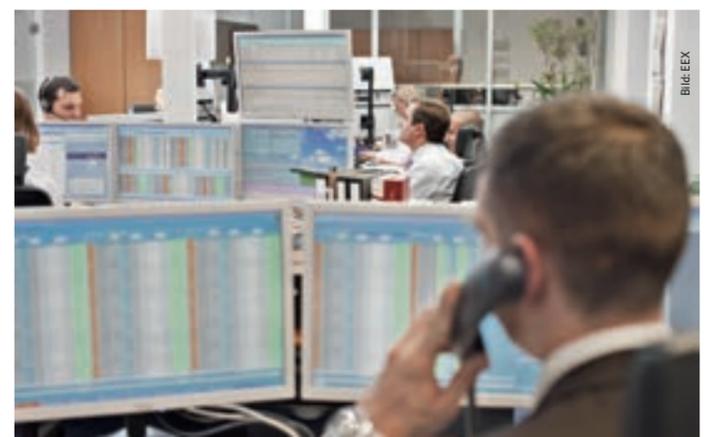


Bild: EEX

Perspektiven für den Klimaschutz nach 2020

Die EU berät über ihre Klimaziele für 2030 und ein Kioto-Anschlussabkommen. Wie CDM, JI und deren Nachfolge-mechanismen künftig zur Klimaschutzfinanzierung beitragen können, analysiert Konrad Raeschke-Kessler* von der DEHSt.

Mit der Veröffentlichung ihres Grünbuchs „Ein Rahmen für die Klima- und die Energiepolitik in der EU bis 2030“ hat die EU-Kommission Ende März zugleich ein öffentliches Konsultationsverfahren gestartet. Bis zum 2. Juli ist jedermann, besonders aber die beteiligten Akteure (Stakeholder) aufgerufen, zu den von der EU-Kommission aufgeworfenen Fragen Stellung zu beziehen. Ergänzt wird dieses Verfahren durch eine weitere EU-Konsultation zu dem weltweiten Klimaschutzabkommen für die Zeit nach 2020. Sie läuft unter dem Titel „The 2015 International Climate Change Agreement: Shaping international climate policy beyond 2020“ noch bis zum 26. Juni.

Angleichung der CO₂-Minderungskosten erforderlich

Die Grünbücher der Kommission dienen der Diskussion und der öffentlichen Beratung für EU-Gesetzgebungsverfahren. Im Grünbuch zur Klima- und Energiepolitik 2030 wird auch das Themenfeld „Internationale Mechanismen und ihre Nutzbarkeit im EU-Emissionshandel“ analytisch kurz und durchaus kritisch umrissen. Die EU-Kommission wirft dabei Fragen auf, wie spezifische Maßnahmen auf EU- und nationaler Ebene am besten gestaltet werden könnten. Mit diesen sollen die Klima- und Energieziele möglichst kosteneffizient erreicht werden. Damit ist auch der internationale Emissionshandelsmarkt angesprochen.

Wesentliche Fragestellungen dabei sind: Wie können Angebot und Nachfrage auf den weltweiten Kohlenstoffmärkten effektiv und effizient dazu beitragen, den Klimawandel auf eine Nettoerwärmung von zwei Grad bis zum Ende des 21. Jahrhunderts zu begrenzen? Wie kann ergebnisbasierter internationaler Klimaschutz EU-interne Maßnahmen bis 2030 und die internationale Klimafinanzierung flankieren? Wie können Anreize für dauerhaft angemessene Minderungsanstrengungen im künftigen Spektrum der Verpflichtungen wirksam gesetzt werden?

Die EU-Kommission hat in früheren Folgenabschätzungen (impact assessments) regelmäßig angenommen, dass sich mittel- und langfristig die Minderungskosten global angleichen werden. Daraus folgte das Klimapaket der EU von 2008, dass bei weltweit vergleichba-

rem Ambitionsniveau keine Begrenzungen für den Zustrom von Zertifikaten aus internationalen Kooperationen mehr nötig seien. Denn ein hinreichend hoher CO₂-Preis könne auch den technologischen und strukturellen Wandel in der EU vorantreiben. Die Klima-Roadmap 2050 kommt zu dem Schluss, dass der Erwerb internationaler Gutschriften nicht den Anreiz reduziere, EU-intern ebenfalls Emissionen zu mindern, weil langfristig außerhalb der EU keine günstigeren Minderungsoptionen verbleiben.

Umgesetzt für die Zeit nach 2020 wurde im Klimapaket 2008 ein Konzept, wonach maximal 50 Prozent der Minderungen gegenüber dem Emissionsniveau 2005 über CDM und JI erbracht werden dürfen. Dieser Ansatz wurde in der Analyse der Optionen zur Zielverschärfung bis 2020 aufgegriffen (vgl.: „Analysis of options beyond 20 % GHG emission reductions: Member State results“): Gegenüber den Investitionskosten für eine EU-interne Zielverschärfung auf 25 Prozent wären die Kosten für eine weitere Zielverschärfung auf 30 Prozent bis 2020 bei Nutzung internationaler Minderungen sehr gering.

Vieles spricht dafür, dass zumindest bis 2030 noch deutliche Kostenvorteile für Minderungen in den weniger und am wenigsten entwickelten Ländern existieren. Daher sollte in künftigen EU-Gesetzgebungsverfahren durchaus analysiert werden, inwieweit diese Kostenvorteile zu nutzen sind.

Zertifikatezufluss ermöglicht anspruchsvollere Klimaziele

Nach heutiger Rechtslage endet die Nutzungsmöglichkeit von Gutschriften aus den UN-Klimaschutzprojekten des CDM und der JI (CER und ERU) im EU-Emissionshandel im Jahr 2020. Volkswirtschaftlich optimal ist nach den Modellrechnungen der Klima-Roadmap 2050 ein EU-interner Minderungskorridor, der über ein Zwischenziel von etwa 40 Prozent Minderung im Jahr 2030 führt. Entsprechend dem bisherigen Ansatz dürften ergebnisbasierte internationale Beiträge zum Klimaschutz auch nach 2020 verwendet werden. Großzügigere Nutzungsmengen für internationale Klimaschutzbemühungen könnten dann anspruchsvollere Minderungspfade ermöglichen.

Wie lässt sich die angemessene Höhe für die im EU-Emissionshandel

nutzbaren Mengen internationaler Gutschriften (supplementarity) für die Zeit nach 2020 aber im Detail möglichst objektiv bestimmen? Eine transparente Bewertung denkbarer

Optionen bezwecken die Richtlinien für Folgenabschätzungen der EU-Kommission (vgl.: „Impact Assessment Guidelines“). Hier fließen wirtschaftliche, soziale und ökologi-

sche Nutzeffekte und Kosten ein. Als konkretisierende Maßstäbe führen diese Richtlinien unter anderem auf: Auswirkungen auf globalen Handel und Wettbewerb, internationale Beziehungen, Drittstaaten und auf internationale Vereinbarungen, Umverteilungseffekte, Armut und soziale Inklusion auch in Entwicklungsländern. Die internationale Debatte um Klimagerechtigkeit kann hier möglicherweise ebenfalls Ansatzpunkte liefern. Als wirtschaftliches Funktionskriterium für internationale Kohlenstoffmärkte kommt auch ein langfristig stabiles Preissignal für hinreichende Investitionssicherheit in Betracht. Somit stellt sich die Frage, wie globale Emissionshandelsmärkte als mengenbasierte Instrumente hinreichend flexibel auf veränderte Umstände reagieren können. Minderungskosten können schneller als erwartet sinken oder steigen, Minderungsziele leichter oder schwerer als geplant zu erreichen sein. Für solche Fälle sind Kriterien zur Erweiterung oder Beschränkung internationaler Gutschriftenmengen denkbar, wie sie in neueren Emissionshandelssystemen teilweise schon umgesetzt sind. **E&M**

* Konrad Raeschke-Kessler, Fachgebiet E 1.6 Klimaschutzprojekte, Deutsche Emissionshandelsstelle (DEHSt), Berlin

Image und Umwelt etwas Gutes tun: Das schafft Strom aus Wasserkraft.



H₂O – das ist Premiumstrom aus deutschen und österreichischen Wasserkraftwerken mit TÜV SÜD Gütesiegel. So sichern Sie Ihrem Unternehmen eine eindeutige ökologische Positionierung am Markt – und damit einen Imagegewinn. Informieren Sie sich jetzt unter +49 (0) 89 890 56-0 oder auf www.verbund.de

Verbund

Mitarbeiter der Internationalen Atomenergie-Organisation (IAEA) inspizieren Aufräumarbeiten am Reaktor 4 des Kernkraftwerks Fukushima

Fukushima und keine Wende

Die Mehrheit der Japaner ist gegen die Atomkraft – und will sie vielleicht doch weiter haben. Eindrücke einer kurzen Reise. VON HELMUT SENDNER

Kobe, Japan, 11. März 2013. Es ist der zweite Jahrestag der Reaktorkatastrophe in Fukushima. In Deutschland gäbe es Großdemonstrationen gegen die Atomkraft. Im Herzen Kobes, in der belebten Fußgängerzone, steht ein Grüppchen von vielleicht 20 Personen mit Transparenten und einem Megaphon, sie rufen auf, für die unter dem Unfall Leidtragenden zu spenden. Es wird kaum Notiz davon genommen, die Japaner gehen shoppen – business as usual.

Auch optisch wahrnehmbar. Wie bei uns in Deutschland nur zur Weihnachtszeit, trägt jeder Baum Leuchtgirlanden; ein Riesenrad am Hafen ist nicht zum Fahren da, es ist eine pompöse Lichtorgel mit sich ständig ändernden Farben – eine Augenweide.

Auffällig sind die vielen Menschen mit weißen Mund- und Nasenmasken. Und weil die zerstörten Reaktorblöcke immer noch radioaktive Strahlen emittieren, könnte man auf die Idee kommen, die Masken sollen ein Schutz dagegen sein. Aber Fukushima ist von Kobe rund 800 Kilometer entfernt. Was nichts heißen muss bei hysterischen Zeitgenossen: Im rund 8000 Kilometer entfernten Deutschland waren nach dem Gau in Japan die Geigerzähler ausverkauft – man weiß ja nie ...

Der Mundschutz der Menschen im kalten Kobe jedenfalls dient allein der Abwehr von grippalen Infekten.

Wer sich an die Fernsehbilder aus Fukushima von vor zwei Jahren erinnert, weiß, wie diszipliniert die Betroffenen und möglicherweise Gefährdeten mit der Gefahr umgingen. Statt Panik war Pragmatismus zu beobachten: Da müssen wir durch, und wir werden das schaffen.

Nur wie? Weiter mit der Atomkraft, ohne sie – ab wann? Nach dem verheerenden Tsunami hat sich die Einstellung der Japaner zu ihren Kernkraftwerken radikal verändert, eine breite Mehrheit will seitdem den Ausstieg aus der Atomkraft.

Diesen Wunsch hatte die Mehrheit der Deutschen für das eigene Land auch schon vor Fukushima: Sie hatte sich allerdings arrangiert mit dem Ausstiegsbeschluss der rot-grünen Regierung unter Gerhard Schröder. Der hatte auch Bestand unter Schwarz/Rot mit der Kanzlerin Angela Merkel. Die nächste Wahl gewann Schwarz/Gelb mit einem Traumergebnis der FDP von 14 Prozent, die genau so unverhohlen wie CDU/CSU für eine deutliche Laufzeitverlängerung der Atommeiler warb – und dann nach dem Unfall in Japan gemein-

sam mit den Unionsfraktionen höchst populistisch Reaktoren sofort stilllegen ließ, der letzte soll mit Beginn des Jahres 2022 vom Netz sein. Den Deutschen war bei der Wahl die Kernenergie dann doch wurscht.

Gewisse Parallelen sind in Japan nach Fukushima festzustellen. Zwar wurden bis auf zwei alle Kernkraftwerke wegen Sicherheitsüberprüfungen und Wartungsarbeiten sukzessive vom Netz genommen, und die linkslastige Regierung der Demokratischen Partei unter Yoshihiko Noda beschloss, im Jahr 2040 den letzten Meiler außer Betrieb zu nehmen.

Der Mundschutz der Menschen dient allein der Abwehr grippaler Infekte

Die Mehrheit der Japaner war klar gegen die Kernkraft. Und es gab Neuwahlen. Ministerpräsident wurde Shinzo Abe von der nationalkonservativen Liberaldemokratischen Partei (LDP), die im Wahlkampf keinen Hehl daraus machte, dass mit dem Ausstiegsbeschluss 2040 längst nicht das letzte Wort gesprochen sei. Abe schließt den Bau neuer Kernkraftwerke nicht aus, die alten sollen je nach Sicherheitsprüfung wieder ans Netz. So die ungefähren Ankündigungen des Regierungschefs. Mit weiterreichenden Entscheidungen wird nach den Oberhauswahlen im Juli gerechnet, wo die LDP bislang noch keine eigene Mehrheit hat. Die Regierung wie die sie unterstützenden Kernkraftbefürworter setzen darauf, dass die Zeit Wunden heilt und die Not versöhnlich macht.

Sollte es im Sommer, wenn die Klimaanlagen auf Hochtouren laufen, zu Versorgungsengpässen kommen, kann die öffentliche Meinung schnell umschlagen. Wird das durch verringerte Exporte von Industriegütern und die stark gestiegenen Importe von Öl, Kohle und vor allem LNG (verflüssigtes Erdgas) als Ersatz für die Kernenergie entstandene Handelsbilanzdefizit von fast 70 Milliarden US-Dollar (rund 53,5 Mrd. Euro) im Jahr 2012 weiter wachsen, dann werden auch die ausstiegswilligen Japaner am Nerv, am Geldbeutel getroffen. Seit Fukushima sind die Strompreise schon um rund 30 Prozent gestiegen.

Energiesparen gehört nicht zu den Leidenschaften der Japaner, und die erneuerbaren Energien haben sie noch nicht entdeckt.

Beheizbare Klobrillen, so weiß der Reporter aus eigener Erfahrung, gehören zum Lebensstandard der meisten Japaner, und zumindest in Hotels be-

scheren sie dem Gast rund um die Uhr einen warmen Hintern. Wollte die Politik die Notdurft-Deckel auf kalt stellen, würde sie sich bei einem Großteil des Volkes die Finger verbrennen.

Wie in Deutschland jagt ein Gutachten zur Energiezukunft das andere, eine Hochrechnung widerlegt die andere – beliebig viele Szenarien zum wäre-wenn.

126 Millionen Menschen leben in dem Viel-Insel-Staat dicht gedrängt auf wenig Fläche in 48 Millionen Haushalten. Die heiße Brille für den Allerwertesten hat eine mittlere Anschlussleistung von 72 Watt, macht bei 48 Millionen Exemplaren 3500 Megawatt erforderliche Kraftwerksleistung. Was das sind: Fünf Kernkraftwerke à 700 MW oder 116 Einheiten der neuen Kawasaki-Gasturbine (siehe Seite 22) oder 1000 Windkraftwerke à 3,5 MW oder 350000 Photovoltaikanlagen mit je zehn Kilowatt Leistung auf japanischen Einfamilienhäusern. Der Autor bittet, dass diese Zahlen Eingang finden in die Betrachtungen der Energiewirtschaftler in Japan.

Die Strecke Osaka-Kobe-Kyoto und zurück hat der Reporter mit Bus und Bahn zurückgelegt, 300 Kilometer vielleicht, die eigentlich nur eine einzige Stadt streifen, 5,6 Millionen Menschen leben in einem Umkreis von rund 100 Kilometern. Ein Industriebetrieb reiht sich an den anderen; je nach Erdbebengefährdung dazwischen mehr

oder weniger hohe Büro- und Wohngebäude; eingeklemmt kleine Wohnblocks und Einfamilienhäuser.

Das Bild prägend sind das Meer auf der einen Seite und sanft bewachsene Hügel auf der anderen. Bei sorgfältiger Beobachtung der Umgebung hat der Reporter drei Windräder und ebenso viele kleine PV-Anlagen auf den Dächern von schmucken Villen entdeckt.

In der alten Kaiserstadt Kyoto wurde im Jahr 1997 beim UN-Weltklimagipfel das berühmte Kyoto-Protokoll unterschrieben, in dem sich die Staatengemeinschaft, auch Japan, verpflichtete, das Weltklima vor noch mehr Emissionen aus Kraftwerken mit fossilen Brennstoffen zu verschonen – vergeblich, wie wir heute wissen.

Wollte Japan in naher Zukunft auf die Kernkraft verzichten, müsste, wie es gegenwärtig schon der Fall ist, viel mehr Strom in Kohle-, Öl- und Gaskraftwerken erzeugt werden, und natürlich mit erneuerbaren Energien wie Wind und Sonne. Im vergangenen Jahr haben erneuerbare Quellen mit 1,5 Prozent zur Stromerzeugung beigetragen.

Da liegt ein weiter Weg vor Japan bis zur Trennung von der Kernkraft, die vor Fukushima mit fast 30 Prozent zur Stromversorgung beitrug.

Die Zeit heilt Wunden. Die Gesprächspartner des Reporters, allesamt atomkritisch, wägen ab: Ohne Atomkraft wird die Importabhängigkeit von

fossilen Energieträgern noch größer, Energie noch teurer; ein Industrieland wie Japan braucht aber eine wirtschaftliche Energieversorgung. Natürlich muss aber die Kraft-Wärme-Kopplung ausgebaut, die Energieeffizienz erhöht und der Anteil der erneuerbaren Energien gesteigert werden. Der Wettbewerb zwischen den Energieversorgern müsse erhöht, das Unbundling vorangetrieben werden. Der Einfluss der Großindustrie auf die Energiepolitik müsse reduziert werden.

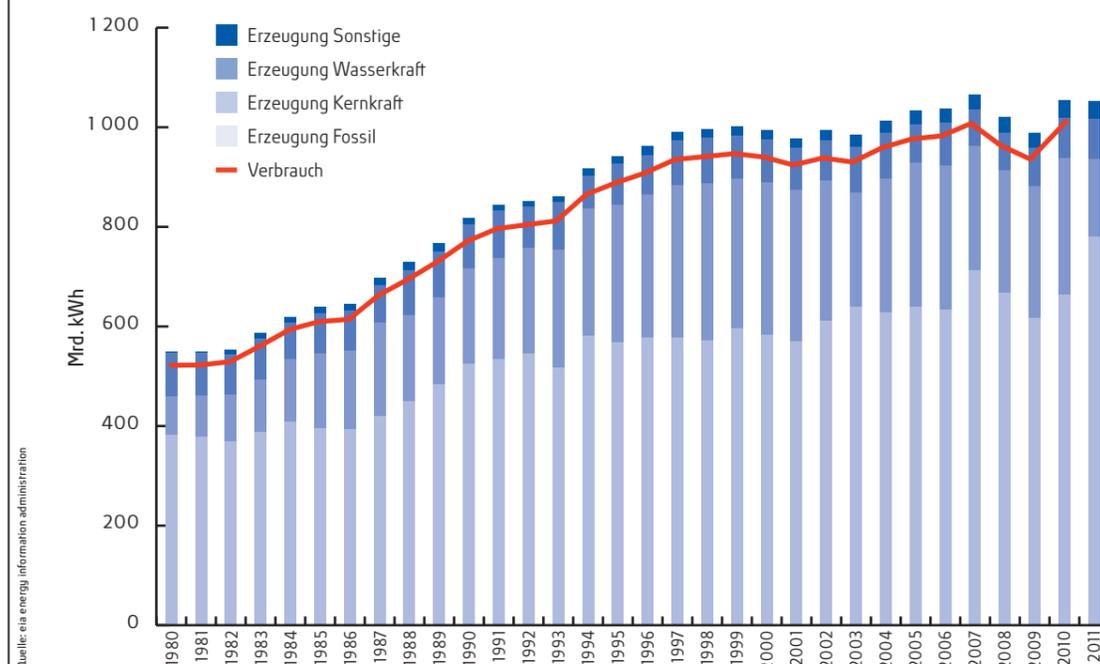
Will man mutmaßen: Die Kernkraft wird den Japanern noch über Dekaden erhalten bleiben, und sie wird dabei noch sicherer, als sie von den japanischen Anlagenbetreibern in der Vergangenheit deklariert wurde: Die „sicherste weltweit“.

Ohne Kernkraft wird die Importabhängigkeit von fossilen Energien noch größer

Und die sozialen Verwerfungen, über die zu lesen ist: Mehr Ehen werden geschieden, weil die Männer bei der Atomkraft als Arbeitgeber bleiben und die Frauen mit ihren Kindern flüchten wollen vor dem Risiko der radioaktiven Strahlung. „Da hat sich aber schon wieder ein Wandel vollzogen“, sagt die verheiratete kinderlose Miwa Tachiwa, Kernenergiegegnerin, beschäftigt im internationalen Gasturbinengeschäft bei Kawasaki Heavy Industries. „Die Familien finden wieder mehr Zusammenhalt.“

Sie wissen wahrscheinlich nicht, was die deutsche Grünen-Chefin Claudia Roth anlässlich des zweiten Jahrestages der Fukushima-Katastrophe auf ihrem Blog verbreitete: 18000 Menschen sind durch den Atom-Unfall gestorben. Ob Unkenntnis oder einfache Anti-Atomkraft-Propaganda: Die Menschen sind durch die Folgen eines Erdbebens und eines dadurch entstandenen Tsunamis umgekommen. Die durch den damit verbundenen Reaktorunfall verursachten Todesfälle werden erst in Zukunft registriert – und den Japanern zu denken geben oder auch nicht. **E&M**

Entwicklung Stromerzeugung und Stromverbrauch in Japan





Die EWE-Vorstände Heiko Sanders, Werner Brinker und Torsten Köhne (von links) sehen das Unternehmen auf dem richtigen erneuerbaren Weg

Grund für die starke Verbesserung war nach Aussagen von Finanzvorstand Heiko Sanders der Wegfall von Sondereffekten durch Wertberichtigungen auf Beteiligungen (unter anderem an dem Leipziger Gasimporteureur VNG)

und durch Rückzahlungen an Gaskunden sowie Einspareffekte in Höhe von rund 53 Mio. Euro. Auch beim Konzernergebnis war ein Gewinn von 138,8 Mio. Euro zu verzeichnen – 88 Mio. Euro sollen nach dem Vorschlag des Vorstandes als Dividende an die Gesellschafter (niedersächsische Landkreise und EnBW) ausgeschüttet werden. Für 2013 rechnet EWE mit einem moderaten Anstieg des Konzernumsatzes um rund fünf Prozent und strebt ein Ebit in ähnlicher Höhe wie 2012 an. **E&M**

EWE kommt zurück an Land

Einer der Vorreiter beim Ausbau von Offshore-Windparks in der Nordsee, die Oldenburger EWE AG, setzt für die Energiewende in Norddeutschland in den nächsten Jahren vorwiegend auf Windkraft an Land. **VON PETER FOCHT**

Drei Dinge sind Werner Brinker besonders wichtig zu betonen: Die Energiewende wird nach Einschätzung des Vorstandsvorsitzenden der EWE AG überwiegend auf dem flachen Land stattfinden, weil vor allem dort Windräder, Photovoltaik- und Biogasanlagen entstehen. Stromverteilnetze spielten dabei eine zentrale Rolle als Nervenbahnen der künftigen Energiewirtschaft und müssten durch IT und Kommunikationstechnik zu intelligenten Systemen aufgerüstet werden, meint er. Außerdem hält es Brinker für unabdingbar, die Menschen vor Ort an der Energiewende zu beteiligen, um diese zum Erfolg zu führen.

Windkraft an Land forcieren

Für alle drei Aufgaben sieht sich der Oldenburger Versorger gut gerüstet. „Wir werden uns in den kommenden Jahren auf Geschäftsbereiche fokussieren, die für die Gestaltung der Energiezukunft in Norddeutschland von zentraler Bedeutung sind, werden auf konzentriertes Wachstum in den Bereichen Erneuerbare und Stromnetze setzen und die eindeutige regionale Verankerung des Unternehmens sichtbar machen“, verspricht der EWE-Chef auf der Bilanzpressekonferenz am 23. April. Der Gasverkauf, bisher eine wesentliche Säule der EWE-Aktivitäten, wurde nicht als Zukunftsgeschäftsfeld genannt. Auch in Oldenburg ist man sich darüber im Klaren, dass Gas am Wärmemarkt eher an Bedeutung verlieren wird. „Der Heizungsmarkt wird durch Strom aus erneuerbaren Energien belebt werden“, meinte Brinker. Für die regenerative Stromerzeugung baut EWE vor allem auf Windkraft an Land. Der EWE-Chef sprach

von „über zwanzig Jahren Erfahrung in diesem Bereich“, die genutzt werden soll, um neue Windparks ans Netz zu nehmen. Die Oldenburger wollen dafür selbst Projekte entwickeln. Kommunen und Bürger könnten sich daran beteiligen.

Weitere Offshore-Windparks stehen dagegen derzeit nicht auf dem Plan. EWE sieht sich mit der Beteiligung am Testfeld alpha ventus, das sehr gut laufe, und mit dem eigenen Projekt Borkum Riffgat zwar als Vorreiter der Windkraft auf See. Brinker äußerte sich sogar stolz, dass Riffgat spätestens im Herbst „als erster kommerzieller Windpark in der Nordsee in Betrieb gehen wird“.

Torsten Köhne, im EWE-Vorstand zuständig für Erzeugung und Vorstandschef der Bremer Tochter SWB, sieht Windparks an Land aber in einer günstigeren Relation zur Finanzkraft von EWE. Riffgat sei „für unsere Leistungsfähigkeit erst einmal genug“, sagte er. Das Umspannwerk sei installiert, die 30 Siemens-Windräder sollen in den nächsten Wochen montiert werden. „Wir sind mit dem Verlauf des Projektes zufrieden“, so Köhne weiter. Über einen möglichen Einstieg eines Partners sei noch nicht entschieden.

Bürger an der Energiewende beteiligen

Als Ergänzung der erneuerbaren Stromerzeugung investiert der EWE-Konzern aber auch in konventionelle Kraftwerke. Die Tochter SWB will ihre neue GuD-Anlage in Bremen noch in diesem Jahr in Betrieb nehmen.

Neben der Stromerzeugung wird das Stromverteilnetz ein weiterer Investitionsschwerpunkt der nächsten Jahre sein. Schon heute kom-

men laut Brinker 70 Prozent des im EWE-Netz transportierten Stroms aus regenerativen Quellen. Etwa 33 Mio. Euro hat der norddeutsche Versorger in den vergangenen drei Jahren vor allem in den Anschluss von Photovoltaik- und Windkraftwerken investiert. Bis 2015 werden nach heutiger Abschätzung weitere 80 bis 100 Mio. Euro dafür fällig.

Und mit dem Anschluss von neuen Erzeugungsanlagen ist es nach Ansicht des EWE-Vorstandschefs nicht getan – die Netze müssten auch intelligent gemacht werden. „Ohne Telekommunikation und IT-Infrastruktur ist die Energiewende nicht zu schaffen“, sagt er.

Der hohe Aufwand macht sich heute schon in den Netzentgelten bemerkbar. EWE musste die Netzgebühren deshalb zum Jahresbeginn 2013 um 14 Prozent erhöhen. Netzbetreiber in ländlichen Regionen, die den überwiegenden Teil der Windräder und Solaranlagen anschließen müssen, sieht Brinker dabei gegenüber städtischen Netzbetreibern deutlich im Nachteil und fordert einen Ausgleich für den ungleich verteilten Aufwand über eine bundesweite Umlage.

Die Oldenburger betrachten das Netz aber auch als Möglichkeit, Bürger an der Energiewende zu beteiligen. „Wir brauchen dafür die Mitwirkung jedes einzelnen Kunden“, lautet das Credo des Unternehmenschefs. Um dies zu unterstreichen, will EWE künftig Kommunen nicht nur Beteiligungen an Windparks anbieten, sondern es Städten und Gemeinden ermöglichen, sich im EWE-Netzgebiet in Niedersachsen auch an der Netzgesellschaft des Konzerns zu beteiligen.

Auf der finanziellen Seite sieht sich der EWE-Vorstand auf seinem Weg der Neuausrichtung bestätigt. „Wir haben die im Jahr 2011 eingeleiteten Maßnahmen zur Verbesserung der Wettbewerbsfähigkeit im Geschäftsjahr 2012 konsequent fortgeführt und sehen nun erste positive Wirkungen. Dies bestätigt uns darin, weiter eine klare Ausrichtung auf zukunftsträchtige Geschäftsfelder zu forcieren“, so Brinker.

Nach zwei Verlustjahren gelang 2012 die Rückkehr in die Gewinnzone. Der Umsatz des EWE-Konzerns (EWE Energie, SWB, IT- und Telekommunikationsaktivitäten, Auslandsgeschäft) stieg um 9,5 Prozent auf 8,2 Mrd. Euro, das Konzernergebnis vor Zinsen und Steuern (Ebit) lag bei 404,3 Mio. Euro.



„Vom Keller bis zum Dach: Mit der BayWa waren wir wirklich gut beraten.“

„Wer auf dem Weg in die eigenen vier Wände kein Abenteuer erleben will, braucht den richtigen Partner. Gut, dass wir uns entschlossen hatten, sämtliche Baustoffe von der BayWa zu beziehen. Denn schnell wurde klar, dass wir die Unterstützung der BayWa Fachberater viel dringender brauchten, als wir ursprünglich gedacht hatten. Sie halfen uns bei der Planung, berieten uns in Sachen Energieeffizienz und standen uns von der ersten Stunde bis zum Umzug zur Seite. So wurde unser Traum vom Eigenheim ein echter Volltreffer – einfach traumhaft!“
Stefan Kommisari, Lauingen (Donau)

Mehr Geschichten aus 90 Jahren BayWa finden Sie unter: www.baywa.de/90jahre

90 Jahre

EWE in Zahlen

	2012	2011
Konzernumsatz	8,16 Mrd. Euro	7,45 Mrd. Euro
Ebit	404,3 Mio. Euro	-124,3 Mio. Euro
Gewinn / Verlust	138,8 Mio. Euro	-281,9 Mio. Euro
Mitarbeiter	9 049	8 828
Stromabsatz EWE Energie	14,50 Mrd. kWh	14,61 Mrd. kWh
Gasabsatz EWE Energie	36,13 Mrd. kWh	37,24 Mrd. kWh
Stromabsatz SWB	4,53 Mrd. kWh	4,69 Mrd. kWh
Gasabsatz SWB	6,81 Mrd. kWh	6,81 Mrd. kWh

Wie ein Mahner in der Wüste mag sich Ivo Grünhagen in den vergangenen drei Jahren vorgekommen sein. „So richtig wollte uns keiner glauben, dass wir mit unserer Erzeugungssparte richtig in die Miesen geraten“, meinte der Vorstandschef der Enervie-Gruppe auf der jüngsten Bilanzpressekonferenz. Froh ist Grünhagen allerdings nicht, dass er mit seiner Prognose ins Schwarze getroffen hat. Denn im nächsten Jahr erwartet der Regionalversorger aus Südwestfalen ein Minus im Erzeugungsssegment von rund 30 Mio. Euro. Das erklärt sich unter anderem durch den Kauf der seit Jahresbeginn kostenpflichtigen CO₂-Zertifikate. „Mit der Erzeugung ist derzeit überhaupt kein Geld zu verdienen“, beschreibt Erik Höhne, der technische Vorstand, zudem die Marktsituation.

Für den Kraftwerkspark von Enervie heißt dies, dass beispielsweise das GuD-Kraftwerk in Herdecke in diesem Jahr wohl nur auf 500 Betriebsstunden kommt. 2007 hatte der Regionalversorger den 400-MW-Block zusammen mit dem norwegischen Statkraft-Konzern in Betrieb genommen. „Anfänglich kam dieses hochmoderne Kraftwerk auf knapp 5 000 Betriebsstunden“, schwelgt Höhne fast schon in Erinnerungen. Bei der Erzeugung lasse sich derzeit nur mit Atomkraft- und Braunkohleblöcken Geld verdienen, konstatiert Grünhagen ernüchtert: „So hat sich keiner von uns die Energiewende vorgestellt.“

Die Südwestfalen planen deshalb, bis zu 49 Prozent ihrer eigenen Erzeugungskapazitäten zu verkaufen. „Wir haben ein Bankhaus mit der Partnersu-

Unheilvolle Prognose

Da die Enervie-Gruppe mit ihrem Kraftwerkspark in diesem Jahr kräftig ins Minus rutscht, will der Regionalversorger aus Südwestfalen gut die Hälfte des eigenen Erzeugungsportfolios verkaufen. VON RALF KÖPKE

che beauftragt“, kündigt der Vorstandschef an, „wir gehen ohne Druck in die Gespräche und warten, bis die Zeit reif ist.“

Gleichzeitig ließ er durchblicken, dass Enervie die Stilllegung „von ein oder zwei Gasblöcken“ erwäge. Beschlossene Sache ist, dass der Versorger im kommenden Frühjahr einen älteren Block des Kohlekraftwerkes Werdohl-Elverlingsen mit einer Leistung von 186 MW stilllegt. Der Regionalversorger verfügt derzeit noch über ein Erzeugungsportfolio von rund 1 300 MW, zu dem zu etwas mehr als 40 Prozent gasgefeuerte Kraftwerke zählen.

Kämmerer müssen sich auf niedrige Dividende für 2013 einstellen

Wie gesagt, für dieses Jahr erwartet Enervie „massive Verluste“ (O-Ton Grünhagen) bei der Erzeugung. Das leichte Minus in dieser Sparte konnten im vergangenen Jahr Gewinne im Handelsgeschäft kompensieren. Das trug mit dazu bei, dass das Unternehmen bei Umsatzerlösen von 1,4 Mrd. Euro (-3,8 Prozent im Vergleich zum Vorjahr) einen Bilanzgewinn von

27 Mio. Euro erwirtschaftete. Davon flossen 17 Mio. Euro an Dividende an die gut zwölf Gesellschafter in der Region sowie an die RWE Deutschland AG, die mit 19,1 Prozent Beteiligung drittgrößter Gesellschafter von Enervie ist.

Angesichts der düsteren Aussichten in der Erzeugungssparte dürften sich die Kämmerer in Südwestfalen schon mal warm anziehen. „Vor Steuern erwarten wir für das laufende Jahr einen Gewinn von vielleicht zehn Millionen Euro. Da ist eine Dividende von 17 Millionen Euro, wie wir sie für das Jahr 2012 ausschütten, allein schon rechnerisch nicht drin“, mahnte Grünhagen deshalb schnelle Signale aus dem politischen Berlin für den Erhalt der Bestandskraftwerke an. „Ohne diese Blöcke wird die Energiewende nicht zu schaffen sein“, betonte er. Gleichzeitig plädierte Grünhagen für ein neues Marktdesign in Richtung Kapazitätsmechanismen: „Anderenfalls werden Unternehmen unserer Größe aus dem Markt gedrängt.“

Kürzungen erwägt das Unternehmen auch bei dem angekündigten Ausbauprogramm für die Windenergie. Bislang sahen die Pläne ein Portfolio von 240 MW bis zum Jahr 2020 vor, von

denen mittlerweile ein Sechstel am Netz ist. „Wir können noch keine genaue Zahl nennen“, sagte Grünhagen, „aber uns fehlen die Mittel, um das bisherige Ausbautempo beizubehalten.“ Außerdem habe insbesondere Bundesumweltminister Peter Altmaier (CDU) mit seinen Plänen zur (vorerst gestoppten) Strompreisbremse signalisiert, dass die bisherige Dynamik beim Windkraftausbau an Land politisch nicht mehr gewollt sei.

Regionale Windenergie-Projekte stehen künftig im Fokus

Bei der Windkraft verschiebt sich zudem der Schwerpunkt. Projekte in der Region, die Enervie zum Teil selbst entwickeln will, stehen künftig im Mittelpunkt. „Der Kauf schlüsselfertiger Windparks rechnet sich einfach nicht mehr, da das Gros der Marge bei den Projektierern bleibt“, so Grünhagen.

Auch bei einem anderen Plan bremst der Versorger mittlerweile, und zwar beim Bau eines neuen Pumpspeicherkraftwerkes im sauerländischen Sundern-Wildewiese in der Größenordnung von 200 bis 400 MW.

Zwar sei das Vorhaben in den beteiligten Kommunen „äußerst positiv“ aufgenommen worden, so Grünhagen, aber „aktuell würden wir keine Bauteilentscheidung fällen, weil das Kraftwerk bei den jetzigen Bedingungen einfach nicht wirtschaftlich laufen kann“. Partner von Enervie bei diesem Projekt ist die Grünwerke GmbH, ein Tochterunternehmen der Stadtwerke Düsseldorf.

Positive Meldungen konnte immerhin Vertriebsvorstand Wolfgang Struwe verkünden: Die Kunden bleiben dem Versorger treu. Am Stammsitz in Hagen liegt die Wechselquote der Privatkunden im Stromsektor bei lediglich neun Prozent. Die insgesamt 10 000 Kunden, die der Versorger verloren hat, konnten durch den Vertrieb außerhalb des Netzgebietes kompensiert werden. Zuwachs erwartet Struwe demnächst durch wiedergewonnene Kunden des insolventen Discounters Flexstrom: „Wir gehen davon aus, dass wir von deren einst 1 000 Kunden in unserem Netzgebiet sicherlich 60 Prozent für uns gewinnen können.“

Bei dem überregional tätigen Tochterunternehmen lekker (Kundenzahl im Stromsektor 2012: 327 000, was ein Minus von 13 000 im Vergleich zum Vorjahr bedeutet) ist Licht am Ende des Tunnels auszumachen. Nach einem Verlust von 8,6 Mio. Euro im vergangenen Jahr soll der Turnaround in diesem Jahr geschafft werden. „Das war immer unser Plan, und dabei bleibt es“, so Vorstandschef Grünhagen. Positive Ergebnisbeiträge kann er gut gebrauchen angesichts des drastischen Minus in der Erzeugungssparte. **E&M**

„Bei vielen Netzthemen sehen wir noch Pilotprojekte“

Hat die Netzausbau-Diskussion schon Auswirkungen auf die Netztechnikanbieter? Martin Schumacher, Vorstandsmitglied bei ABB Deutschland, erläutert die Aktivitäten im Markt. VON ARMIN MÜLLER

E&M: Herr Dr. Schumacher, der Netzausbau ist ein wichtiges Thema bei der Energiewende, sowohl auf der Hochspannungsebene als auch bei den Verteilnetzen. Zeichnet sich bei ABB schon ein Auftragsboom ab?

Schumacher: Unser Heimatmarkt ist nicht nur Deutschland, sondern Europa. 2012 haben wir in Deutschland vier Prozent Umsatzsteigerung erzielen können. Bei vielen Netzthemen sehen wir noch Pilotprojekte, der ganz große Schwung ist noch nicht gekommen. Aber wir besetzen schon die richtigen Themen, beispielsweise haben wir jetzt einen Gleichstromschalter für Hochspannungsnetze verfügbar, und wir diskutieren natürlich zusammen mit unseren Kunden, was das Portfolio für morgen enthalten muss, und wie der Netzausbau bezahlbar bleiben kann.

E&M: Wird in den Netzen außerhalb Deutschlands mehr gebaut, oder ähnelt sich die Marktentwicklung in Europa?

Schumacher: Bei vielen Themen ist Deutschland ganz weit vorne, der Fokus liegt aktuell aber eher auf Pilot-

projekten. Aber es gibt auch Beispiele etwa aus dem portugiesischen Ort Évora, wo gleich 317 Ortsnetzstationen mit regelbaren Ortsnetztrafos bestückt worden sind, und wo 42 000 Haushalte an das Smart Grid angeschlossen sind. Das ist natürlich mehr als in dem Pilotprojekt Riesling (Leittechnik intelligent gemacht in der Region Donauries; d. Red.), das wir zusammen mit EnBW vorantreiben und wo ein Exemplar der neuesten Generation unserer intelligenten Ortsnetzstationen eingebaut wurde. Aber ganz Portugal ist auch noch nicht auf den Zug mit den intelligenten Netzen aufgesprungen. Deswegen kann man schon sagen, die Welt schaut auf Deutschland mit seinen sehr anspruchsvollen Zielen und fragt sich, wie wir das wirtschaftlich hinbekommen.

E&M: Sind für ABB die Übertragungsnetze oder die Verteilnetze – auch von der technischen Entwicklung her – wichtiger?

Schumacher: Der wesentliche Teil der Energiewende findet in den Verteilnetzen statt, weil dort der größte Teil der Erneuerbaren eingespeist wird, aber grundsätzlich ist das eine genauso wichtig wie das andere. Man kann das Thema Übertragungsnetze auch nicht isoliert für Deutschland sehen. Die Frage ist immer, wie sich

der Netzausbau europäisch auswirkt, das muss zusammenpassen.

Beim Verteilnetz kommen wir durch die fluktuierenden Einspeisungen schnell zum Thema Smart Grids.

E&M: ... das Sie unter dem Stichwort Active Sites verstärkt in die Diskussion bringen wollen ...

Schumacher: Bei den Smart Grids und den Active Sites geht es darum, Verbrauch und Erzeugung lokal zusammenzuführen, den Energieverbrauch lokal zu steuern und gleichzeitig dann auch die Netzanbindung an das übergeordnete Netz zu optimieren. Wir machen das auch selbst an den ABB-Standorten. Dort erzeugen wir selber erneuerbare Energien und haben Kraft-Wärme-Kopplung installiert, wir haben große Lasten und optimieren natürlich in Zeiten steigender Energiepreise den Stromverbrauch auch im eigenen Hause.

E&M: Stoßen Sie mit Ihrem Netzsteuerungsangebot bei Stadtwerken auf Interesse, oder warten die bei der

„Der Netzausbau muss europäisch zusammenpassen“



Martin Schumacher: „In ein bis zwei Jahren kommt allmählich Musik in regelbare Ortsnetztrafos“

Bestellung von intelligenten Ortsnetztrafos und Steuertechnik noch ab?

Schumacher: Generell sehen wir, dass sich Versorger, kommunale wie auch regionale, mit dem Thema beschäftigen. Es gibt Pilotprojekte bei EWE, EnBW oder RWE sowie auch bei einzelnen Stadtwerken, alle beschäftigen sich mit der Smart-Grid-Technologie. Speziell im ländlichen Bereich wird es durch die Erneuerbaren gerade an

sonnigen Feiertagen besonders spannend in den Netzen, aber es wird nur relativ langsam enger im Verteilnetz. Eine hohe Quote von 50 bis 80 Prozent Erneuerbaren haben wir bisher nur in sehr wenigen Netzabschnitten. Regelbare Ortsnetztrafos werden deshalb noch nicht in großem Stil nachgefragt, aber ich denke, so in ein bis zwei Jahren kommt allmählich Musik in dieses Thema. **E&M**

Virtuelles Kraftwerk testen

T-Systems und die ABB-Tochter Ventyx, ein Softwareanbieter an der Schnittstelle von Energie- und Kommunikationstechnik, wollen zusammen ein virtuelles Kraftwerk testen und die Technik dann interessierten Versorgern anbieten. Einbinden will man in das System dezentrale Erzeuger, verteilte und schaltbare Lasten und Speicher. T-Systems stellt dazu Server und IT-Infrastruktur bereit, ABB die Software und die nötige Elektrotechnik für das Steuern und Schalten.

Umsatzplus für letztes Geschäftsjahr

ABB Deutschland konnte im Geschäftsjahr 2012 das Umsatzwachstum fortsetzen, allerdings waren Auftragseingang und operatives Ergebnis rückläufig. Gestiegen ist der Umsatz um 4 % auf 3,57 Mrd. Euro. Die Zahl der Mitarbeiter blieb mit etwa 10 000 konstant.

Der Auftragseingang ging um 19 % auf 3,05 Mrd. Euro zurück; Grund dafür war vor allem ein Offshore-Großauftrag, den das Unternehmen im dritten Quartal 2011 erhalten hatte, und der die Auftragszahlen für 2011 deutlich steigerte. Rechnet man diesen Effekt heraus, ergibt sich eine Steigerung beim Auftragseingang um 2 % gegenüber dem Vorjahr.

Optimismus im Pelletmarkt

Die Pellet-Branche rechnet auch in diesem Jahr mit einer steigenden Produktion und einem weiteren Wachstum im Heizungsmarkt. VON MICHAEL PECKA

Heizen mit Pellets findet in Deutschland auf einem hohen Niveau statt“, sagt Martin Bentele, geschäftsführender Vorsitzender des Deutschen Energieholz- und Pellet-Verbandes (DEPV). Den bundesweiten Bestand an Pelletfeuerungen bezifferte der Verband Ende 2012 auf 278 000 Anlagen. Etwa 40 000 neue Heizungen und Öfen kamen im vergangenen Jahr dazu. Den Löwenanteil mit rund 185 000 bilden dabei Heizkessel für Ein- und Zweifamilienhäuser mit Leistungen unter 50 kW. Darüber hinaus wurden etwa 85 000 Pelletkaminöfen verkauft. In der Minderzahl sind größere Pelletfeuerungen über 50 kW Heizleistung, von denen es etwa 7 800 in Deutschland gibt. Als neues Marktsegment etablieren sich besonders Anlagen im mittleren Leistungsbereich von 100 bis 300 kW, die zur Beheizung größerer Immobilien, aber auch im Gewerbe eingesetzt werden. Die Kesselhersteller gehen nach DEPV-Angaben weiterhin von einem positiven Trend aus und rechnen mit einem stetigen Wachstum beim Absatz. „Über ein Drittel der in Deutschland hergestellten Pellets wird bereits in größeren Anlagen genutzt“, so der Verband.

Die Energiecontracting Heidelberg GmbH (ECH) beispielsweise setzt bei der Wärmeversorgung ihrer Kunden auf die Holzpresslinge. Am Standort Nußloch der Unternehmensgruppe Betty Barclay installiert ECH derzeit eine zweite Pelletanlage mit 400 kW thermischer Leistung. Bereits seit vier Jahren stellt der Energiedienstleister mit einem 900-kW-Kessel bis zu 90 Prozent der von dem Textilunternehmen benötigten Wärme bereit. „Die Wahl fiel 2009 auf eine Versorgung mit Pellets, da sich diese im Vergleich zu anderen regenerativen Energien am wirtschaftlich-

ten darstellte“, heißt es aus Heidelberg. Neben der Anzahl an Pelletfeuerungen stieg in Deutschland auch die Produktion der Holzpresslinge. Nach der Herstellung von rund 1,9 Mio. t im Jahr 2011 wurde im vergangenen Jahr mit 2,2 Mio. t ein neuer Produktionsrekord aufgestellt – bei einer technisch möglichen Produktionskapazität von 3,1 Mio. t pro Jahr. Jeweils mehr als 100 000 t Pellets aus deutschen Werken wurden nach Dänemark, Österreich und Italien geliefert. Über 50 000 t wurden nach DEPV-Angaben nach Polen, Schweden und Großbritannien exportiert. Dem standen Importe von etwa 83 000 t aus Dänemark und knapp 31 000 t aus Österreich gegenüber. Damit bleibt die deutsche Branche auch 2012 Nettoexporteur.

Auf hohem Niveau befindet sich neben der Produktion auch der Preis. Im April 2013 kostete die Tonne Pellets laut DEPV-Index knapp 271 Euro. Der durchschnittliche Pelletpreis im Jahr 2012 betrug rund 236 Euro/t (2011: 233 Euro/t). Das entspricht nach Verbandsangaben einer Preissteigerung von lediglich 33 Prozent in den vergangenen zehn Jahren. Zum Vergleich: Die Heizölkosten seien im gleichen Zeitraum um 145 Prozent gestiegen. „Der Preis für Pellets lag im zurückliegenden Jahr stetig rund 40 Prozent unterhalb des Heizölpreises“, so der DEPV. Grundlage hierfür seien ein hohes Holzaufkommen und eine breite Sägewerksstruktur in Deutschland.

Bundesweit werden heute Pellets an rund 60 Standorten hergestellt. In der Vergangenheit ist die Zahl der Unter-

nehmen allerdings durch Übernahmen und Firmenaufgaben zurückgegangen. Besonders in den Jahren 2010 und 2011 war der Markt von aggressiven Neueinsteigern und Überkapazitäten geprägt. Um Marktanteile zu gewinnen und neue Werke auszulasten, hatten Konzerne auf extrem niedrige Pelletpreise gesetzt und ihre Ware offenbar zum Teil auch unter den Herstellungskosten abgegeben.

Jährliches Wachstum von mindestens 15 Prozent

Die unübliche Preissteigerung in diesem Winter – im November kostete die Tonne noch 248 Euro – könnte daher unter anderem auf ein zuvor unnatürlich niedriges Preisniveau zurückgeführt werden. Darüber hinaus dürften die Pelletproduzenten die zuletzt gestiegenen Rohstoffbeschaffungskosten weitergegeben haben. Weil auch die Sägewirtschaft die europäische Finanz- und Wirtschaftskrise spürt, waren die bei der Schnittholzerzeugung anfallen-

den Mengen Sägemehl – aus dem die Pellets überwiegend gepresst werden – begrenzt. Lagen die Rohstoffpreise 2011 noch bei etwa 90 Euro/t, verteuerte sich Sägemehl zuletzt auf 120 bis 130 Euro/t, heißt es in der Branche. Die Pellethersteller griffen daher vermehrt auf nicht-sägefähiges Rundholz zurück, das höhere Fertigungskosten verursacht.

In diesem Jahr erwartet der DEPV eine Steigerung der Produktionsmenge auf rund 2,3 Mio. t. Dazu wird auch das rund 6,5 Mio. Euro teure Pelletwerk der österreichischen Pfeifer Holding GmbH beitragen, das zum Jahresende 2012 mit einer technischen Jahreskapazität von 100 000 t im hessischen Lauterbach in Betrieb genommen wurde. Die Pfeifer-Gruppe, die mit Werken in Österreich und Tschechien inzwischen über eine jährliche Produktionskapazität von 480 000 t verfügt, will 2013 in Lauterbach etwa 70 000 t produzieren.

Optimistisch ist der Verband auch in Bezug auf den Absatz weiterer Pelletfeuerungen. „Die Rahmenbedingungen für den Tausch einer alten Heizung

durch eine neue Pelletfeuerung sind gut. Wir gehen daher mittelfristig von einem durchschnittlichen jährlichen Wachstum von mindestens 15 Prozent aus“, sagt Bentele. Für 2013 wird mit 47 000 neuen Anlagen gerechnet, davon 1 000 Pelletheizungen im Leistungsbe- reich über 50 kW.

Neben der Tatsache, dass die Preise für die Holzpresslinge weiterhin unter denen von fossilen Alternativen wie Erdgas liegen, gilt das Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz in der Branche als Markttreiber. Weil die darin festgeschriebenen Anforderungen mit Pelletheizungen offenbar leichter einzuhalten sind als mit Dämmmaßnahmen, falle die Entscheidung häufiger zugunsten von Pellets aus. Das Marktanreizprogramm wird hingegen eher als Zubrot bei der Investition in eine Pelletanlage bezeichnet, da die Zuschüsse zum Teil nur den Steueranteil des Kaufpreises abdecken. Zinsgünstige Darlehen der KfW-Bankengruppe sind wiederum an hohe Hürden, beispielsweise in Bezug auf die Staubemissionen der Anlage, gebunden. Statt die Feuerungsanlagen mit relativ teurer Filtertechnik auszurüsten, dürften daher manche Investoren sogar auf die KfW-Förderung verzichten. **E&M**

Bioenergie in den Bundesländern

Die Agentur für Erneuerbare Energien hat einen Atlas erstellt, der einen Überblick über die Bioenergienutzung in den 16 Bundesländern gibt und Szenarien zur Nutzung der regionalen Potenziale entwirft. VON MICHAEL PECKA

Der Potenzialatlas bietet eine fundierte Orientierung, welche Beiträge die Bioenergie in den Bundesländern zur Energiewende im Einklang mit Naturschutz und Lebensmittelproduktion leisten kann“, sagt AEE-Geschäftsführer Philipp Vohrer. Mehr als 200 Karten und zahlreiche Infografiken sollen einen Überblick über die heutige Bioenergienutzung in den 16 Bundesländern vermitteln. Zugleich werden in vier Szenarien die Potenziale in den einzelnen Regionen für verschiedene Nutzungspfade entworfen.

„Damit lässt sich abschätzen, in welchen Bandbreiten Bioenergie im Jahr 2020 zur Strom-, Wärme- und Kraftstoffversorgung eines Bundeslandes beitragen kann“, so die Agentur. Die im „Potenzialatlas Bioenergie in den Bundesländern“ dargestellten Daten, Karten und Potenziale beruhen größtenteils auf wissenschaftlichen Studien und Erhebungen des

Deutschen Biomasseforschungszentrums (DBFZ). „Als vielseitig einsetzbare Energiequelle hat Biomasse für die Energiewende einen hohen Stellenwert“, sagte Daniela Thrän, DBFZ-Bereichsleiterin Bioenergiesysteme, bei der Präsentation in Berlin. Das Potenzial für einen weiteren Ausbau ist ihren Angaben zufolge vorhanden; das gelte für Reststoffe ebenso wie für die Verwertung von Energiepflanzen und Holz. „Der AEE-Atlas zeigt: Nutzungskonkurrenzen in wenigen Regionen dürfen nicht dazu führen, die Bioenergie infrage zu stellen. Dort, wo Monokulturen auftreten, werden diese häufig nicht durch Energiepflanzen verursacht“, so Thrän.

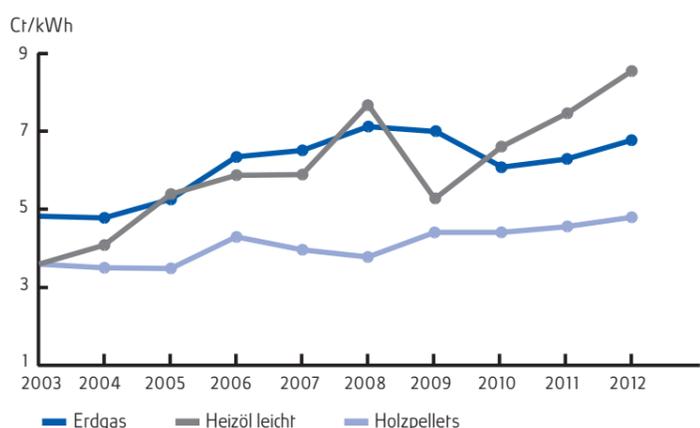
Torsten Gabriel, Sprecher der Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe (FNR), wies darauf hin, dass die Debatte um die Energiewende vom Thema Stromversorgung beherrscht wird. „Im Wärme- und Verkehrssektor, die rund drei Viertel der

gesamten Energie verbrauchen, finden erneuerbare Ressourcen bislang nur wenig Beachtung. Hier liegen jedoch die besonderen Stärken der Bioenergie“, betonte Gabriel. Energie aus Biomasse habe mit einem Anteil von mehr als acht Prozent am deutschen Endenergieverbrauch den größten Anteil an der Bereitstellung erneuerbarer Energien. Die Rohstoffe, die dies ermöglichen, reichen von Energiepflanzen über Wald- und Resthölzer bis hin zu Abfällen aus der Landwirtschaft und der Biotonne.

Wie aus dem Atlas hervorgeht, sind die Bioenergiepotenziale in Deutschlands Regionen je nach regionalen Gegebenheiten unterschiedlich groß. Für alle Regionen gilt den Angaben zufolge: Die Vielfalt des Multitalents Bioenergie wird vor Ort gerade erst entdeckt. In einzelnen Bundesländern kann die Nutzung der Biomasse noch steigen. **E&M**

Weitere Informationen unter www.unendlich-viel-energie.de

Energiekostenentwicklung von Gas, Öl und Pellets



Während der Preis für Pellets in den vergangenen zehn Jahren um lediglich 33 Prozent gestiegen ist, legte der Heizölpreis im gleichen Zeitraum um 145 Prozent zu, so der Deutsche Energieholz- und Pellet-Verband



KWK mit Stroh im großen Stil

Das bundesweit erste Heizkraftwerk, das im großtechnischen Maßstab ausschließlich Stroh verfeuert, soll in diesem Sommer im Emsland in Betrieb genommen werden. **VON MICHAEL PECKA**

In Deutschland gibt es bislang keine KWK-Anlage, die Stroh als Brennstoff einsetzt. Bundesweiter Pionier auf diesem Gebiet ist die BE Bioenergie GmbH, die in Emlichheim, nahe der deutsch-niederländischen Grenze, ein Heizkraftwerk mit 49,8 MW Feuerungsleistung geplant hat. Nach zwei Jahren Bauzeit wird die Strohfeuerung voraussichtlich Ende Mai den Probebetrieb aufnehmen. Ursprünglich war geplant, das Heizkraftwerk vor Jahresende 2012 in Betrieb zu nehmen, um noch die höhere Einspeisevergütung im Rahmen des EEG 2009 zu erhalten. Der Baubeginn erfolgte jedoch mit einigen Monaten Verspätung, da sich die Finanzierung des Vorhabens verzögerte.

„Weil wir wussten, dass wir das EEG 2012 in Anspruch nehmen müssen, haben wir das Kraft-Wärme-Kopplungskonzept der Anlage an die neuen

Rahmenbedingungen angepasst“, sagt Rainer Knieper, Projektleiter bei der BE Bioenergie mit Sitz in Twist. Mit der EEG-Novelle wurden zwar die Boni für Kraft-Wärme-Kopplung und den Einsatz nachwachsender Rohstoffe gestrichen, jedoch ein neues Instrument eingeführt, das das Unternehmen nutzen will: die Direktvermarktung des erzeugten Ökostroms. „Unser Ziel ist, künftig Lastpläne abzufahren“, so Knieper. Statt die Anlage wie ursprünglich vorgesehen mit 9 MW elektrischer Leistung zu betreiben, wurde die Stromerzeugungskapazität daher auf knapp 13 MW erhöht. Gerechnet wird mit rund 4 000 Volllaststunden pro Jahr.

Das Heizkraftwerk benötigt den Angaben zufolge jährlich rund 75 000 t Stroh. Der Brennstoff in Form von Rechteckballen wird im novellierten EEG in die Einsatzstoff-Vergütungskategorie Zwei eingeordnet. Um

Verschlackungen und Korrosion im Bereich der Feuerung zu vermeiden, wird ein wassergekühlter Vibrationsrost des dänischen Herstellers Burmeister & Wain eingesetzt. Die bei der Verbrennung entstehende Wärme wird zunächst über die Kesselwandungen zum Verdampfen des Wassers genutzt. Eine Trennung von Speisewasser und Dampf erfolgt dann in der Dampftrommel, die sich oberhalb des Kessels befindet. In den nachgeschalteten Überhitzern wird die Dampftemperatur auf 522 °C, der Druck auf 112 bar erhöht. Dieser Dampf wird anschließend zur Turbine geführt, die mit einer geregelten Entnahme für Prozessdampf ausgerüstet ist. Stündlich knapp 67 t Dampf mit 14 bar soll über eine 800 m lange Trasse zur Emsland Stärke GmbH transportiert werden. Der Kartoffelstärkeproduzent Emsland Group erzeugt in seinem Werk in

Emlichheim die benötigte Prozesswärme bislang mit zwei Erdgaskesseln.

In das bestehende Nahwärmenetz der niedersächsischen Samtgemeinde mit derzeit rund 8 km Leitungen soll das Strohheizkraftwerk laut Knieper darüber hinaus jährlich 15 bis 17 MWh Wärme einspeisen. Geplant ist, künftig weitere öffentliche Einrichtungen und private Haushalte an das Netz anzubinden und die Wärmetrasse um weitere 17 km zu verlängern. „Durch die Einbindung eines Heißwasserspeichers mit einem Volumen von 4 000 Kubikmetern in unser KWK-Konzept können Lastschwankungen durch die Prozessdampf- und Nahwärmeabnahme kompensiert werden“, erklärt Knieper, der sich mit der BE Bioenergie auch um den Betrieb der Strohanlage kümmern wird.

Das KWK-Konzept an die neuen Rahmenbedingungen angepasst

Das Unternehmen ist mit rund 30 Prozent an der Bioenergiekraftwerk Emsland GmbH beteiligt, die Emsland Group hält etwa 20 Prozent der Anteile. Die restliche Hälfte der Betreibergesellschaft ist im Besitz von Dritten, der Großteil davon sind Strohlieferanten aus dem Umkreis. Eine Entscheidung, das technische und logistische Konzept auf weitere Unternehmensstandorte der Emsland Group im niedersächsischen Cloppenburg sowie im brandenburgischen Kyritz zu übertragen, hat die BE Bioenergie noch nicht getroffen. Laut Knieper ist es schwierig, Projekte mit fester Biomasse im Rahmen des EEG 2012 wirtschaftlich darzustellen. Zumal die Finanzierung der rund 56 Mio. Euro teuren Pilotanlage in Emlichheim mit einer Förderung in Höhe von 5 Mio. Euro aus dem Umweltinnovationsprogramm des Bundesumweltministeriums sowie einer Bürgschaft des Landes Niedersachsen unterstützt wurde. **E&M**

Heizen mit Stroh

In der Gemeinde Gülzow sorgt künftig ein Strohheizwerk mit knapp 1 MW thermischer Leistung für die Wärmeversorgung. **VON MICHAEL PECKA**

Bis zum Sommer soll hier eine Strohheizungsanlage mit einem Strohlager und einer Wärmetrasse errichtet werden“, sagte Thomas Pitschmann, Geschäftsführer der Landgesellschaft Mecklenburg-Vorpommern mbH, Anfang April anlässlich des Baubeginns. In der Gemeinde im Südwesten des Landkreises Rostock sollen künftig die Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe (FNR), Bürogebäude der Landesforschungsanstalt für Landwirtschaft und Fischerei und deren Gewächshauskomplex sowie Gebäude im Ort mit Biowärme versorgt werden. „Die Landgesellschaft hat im vergangenen Jahr das erste Nahwärme-Contracting-Konzept auf Basis einer Strohheizkesselanlage entwickelt, und wir freuen uns nun, dass diese Anlage umgesetzt wird“, ergänzte Pitschmann.

Die FNR ersetzt mit diesem Referenzprojekt Öl als bisherigen Energieträger zur Beheizung ihrer Gebäude auf Basis einer Strohheizkesselanlage entwickelt, und wir freuen uns nun, dass diese Anlage umgesetzt wird“, ergänzte Pitschmann.

Als Feuerung für den aufgrund seiner chemisch-stofflichen Eigenschaften als schwierig gelten Brennstoff Stroh wird nach Angaben der Landgesellschaft eine wassergekühlte Kesselanlage des dänischen Herstellers Linka mit 990 kW thermischer Leistung eingesetzt. Das Stroh wird, in Quader gepresst, von Ackerbaubetrieben aus dem Gülzower Umland angeliefert und auf einem Transportband zu einem Schredder befördert, der den Brennstoff zerkleinert, bevor er in den Brennraum geblasen wird. Der Brennstoffbedarf des Heizwerkes liegt bei jährlich 500 bis 600 t, bis zu 200 t Stroh können am Standort gelagert werden. Die Anforderungen bezüglich der Emissionen – die entsprechend der 4. Bundesimmissionschutzverordnung (BImSchV) begrenzt sind – werden mit diesem Kessel nach Herstellerangaben erfüllt. Als Redundanzsystem ist laut FNR ein Gaskessel mit 1,2 MW thermischer Leistung geplant. Drei Warmwasserspeicher mit jeweils 10 000 l Volumen sollen als Wärmepuffer dienen. Für das Nahwärmenetz sollen Leitungen mit insgesamt etwa 1 km Länge zu den Wärmeabnehmern verlegt werden.

Bundesweit sind nur wenige Strohfeuerungen im kleinen Leistungsbereich in Betrieb. Im größeren Stil wurde Stroh in Deutschland bislang nur im thüringischen Schkölen verfeuert. Das Heizwerk mit rund 3 MW Wärmeleistung ging 1993 in Betrieb, wurde jedoch 2006 auf Holz umgestellt. Nach Angaben des Institutes für Energie- und Umweltforschung Heidelberg (ifeu) fallen in Deutschland bei einer Ernte von durchschnittlich 42 Mio. t Getreide (ohne Mais) etwa 37 Mio. t Stroh an. Das Forschungsinstitut schlägt vor, rund ein Drittel des anfallenden Getreidestrohs energetisch zu nutzen. **E&M**

Aus **Energiecontracting Heidelberg GmbH** wird Bosch Energy and Building Solutions.

Sie haben es in der Hand.

Mit den effizienten Energiedienstleistungen von Bosch Energy and Building Solutions sorgen Sie für eine nachhaltige Energieversorgung.

Als Ihr **Energieeffizienzdienstleister** sorgen wir auch in Ihren Gebäuden für einen niedrigen Energieverbrauch, eine hohe Versorgungssicherheit und das ganz ohne Komforteinbußen. Denn Energieeffizienz bedeutet nicht nur weniger Kosten. Sie steht auch für einen verantwortungsvollen Umgang mit den Ressourcen und für den Schutz des Klimas. Mehr Informationen über uns und unsere Lösungen finden Sie unter: www.bosch-energy.de

BOSCH
Technik fürs Leben

Wir entwickeln, planen und liefern Solarwärmesysteme im großen Stil. Ob 100 m² oder 10.000 m², wir bieten maßgeschneiderte und leistungsstarke Lösungen.

WÄRME AUF HOHEM NIVEAU

Solare Großanlagen von Ritter XL Solar für:

- Industrielle Prozesswärme
- Nah- und Fernwärmenetze
- Großobjekte aller Art

Ettlinger Straße 30 • 76307 Karlsbad • Tel. +49 (0)7202 922-254
www.ritter-xl-solar.com • info@ritter-xl-solar.com

Die Wärmepumpe wird smart

Als schalt- und regelbare Verbraucher sollen Wärmepumpen künftig helfen, Wind- und Sonnenstrom in das Netz zu integrieren. VON MICHAEL PECKA

Wir setzen natürlich auf intelligente Wärmepumpen“, betont Karl-Heinz Stawiarski, Geschäftsführer des Bundesverbandes Wärmepumpe (BWP). Der Branchenverband bietet Wärmepumpenherstellern seit Jahresanfang das Label SG Ready für ihre Smart-Grid-fähigen Produkte an. Insgesamt 333 Wärmepumpenmodelle von 18 Herstellern haben das Label bereits erhalten – einige davon wurden auf der diesjährigen ISH in Frankfurt am Main präsentiert. „Sie helfen, die Energiewende im Wärme- und Stromsektor gleichzeitig voranzutreiben, und bringen für die Verbraucher noch mehr Vorteile“, ergänzt Stawiarski. Smarte Wärmepumpen, die sich über die Stromnetze ansteuern lassen, sollen künftig dazu beitragen, Wind- und Solarstrom besser ins System zu integrieren, indem sie den Stromverbrauch stärker an die fluktuierende Erzeugung anpassen.

Die Wärmepumpe könnte künftig einen Systembeitrag zur Energiewende leisten, denn der Markt wächst: 2012 ist der Absatz mit rund 59 500 verkauften Aggregaten um 4,4 Prozent im Vergleich zum Vorjahr gestiegen. Von einem „deutlichen Aufwärtstrend“ spricht der BWP mit Blick auf die Statistik (siehe Kasten). Allein im Netzgebiet der Lechwerke AG (LEW) in Bayerisch-Schwaben und Teilen Oberbayerns wurden inzwischen 10 000 Wärmepumpen installiert. „Im vergangenen Jahr sind über 1 000 neue Anlagen in unserem Stromnetz in Betrieb gegangen. Mittlerweile entscheidet sich mindestens jeder dritte Häuslebauer in unserem Netzgebiet für eine Wärmepumpe“, sagt Norbert Schürmann, Vorstand des Augsburg Regionalversorgers.

In der Siedlung Wertachau der Stadt Schwabmünchen baut die LEW derzeit ein intelligentes Stromnetz mit 110 Haushalten auf, in das neben intelligenten Haushaltsgeräten auch Photovoltaikanlagen und Wärmepumpen eingebunden werden sollen. Die teilnehmenden Haushalte wurden 2012 an ein Glasfasernetz angeschlossen, die Zähler in den Wohnungen gegen intelligente Stromzähler ausgetauscht. Eine elektronische Steuerungseinheit wurde zu Jahresbeginn 2013 in ein Umspannwerk eingebaut. Der für das Projekt namensgebende Smart Operator ermittelt anhand von Wetterprognosen die zu erwartenden Einspeiseleistungen sowie Lasten, Aufnahmefähigkeit und Speichermöglichkeiten im Netz. Schließlich sollen diese Informationen auf Basis aktueller Messwerte aufeinander abgestimmt werden. Ziel ist unter anderem, den dezentral erzeugten Solarstrom möglichst vor Ort zu verbrauchen: Wird viel Sonnenstrom erzeugt, sollen die Wärmepumpen anlaufen, um Pufferspeicher aufzuheizen. Bei Bewölkung oder nachts sollen die Bewohner ihre Wärme dann aus dem Speicher beziehen, anstatt die Wärmepumpe in Betrieb zu setzen.

„Wir erproben in der Wertachau Technologien, mit denen das Potenzial der schwankenden Stromerzeugung aus er-

Wärmepumpen bieten sich perfekt für das Lastmanagement an, indem sie den dezentral erzeugten Strom zu Spitzenzeiten in Form von Wärme speichern können

neuerbaren Energien so gut wie möglich genutzt werden kann“, erklärt LEW-Vorstand Markus Litpher. „Wärmepumpen bieten sich perfekt für das Lastmanagement an, indem sie den dezentral erzeugten Strom zu Spitzenzeiten in Form von Wärme speichern können“, lautet das Mantra des BWP, das die Augsburg mit ihrem Vorhaben in die Praxis umsetzen wollen. Eine vom Bundeswirtschaftsministerium in Auftrag gegebene Studie belegte laut BWP bereits 2011 das enorme Ausgleichspotenzial der Wärmepumpe: Selbst bei konservativen Ausbauprognosen könnten die Geräte 2030 das Lastausgleichspotenzial eines Pumpspeicherkraftwerkes erreichen und so maßgeblich zur Integration von erneuerbarem Strom beitragen, heißt es aus Berlin.

Das wesentliche Ziel des Pilotprojekts Smart Operator der LEW ist es, Erfahrungen beim bedarfs- und kundenorientierten Aufbau und Betrieb eines intelligenten Stromnetzes zu sammeln. Dabei soll untersucht werden, welchen Beitrag zum Ausgleich von schwankender Stromerzeugung und variieren-

den Verbrauchslasten die Steuerung einzelner intelligenter Komponenten leisten kann. Ein entsprechendes Geschäftsmodell für dieses Smart Grid besteht noch nicht. Derartige Projekte könnten mit lastvariablen Stromtarifen wirtschaftlich dargestellt werden, wenn der für den Wärmepumpenbetrieb notwendige Strom zumindest von der EEG-Umlage befreit würde, heißt es beim BWP. Mit Blick auf die von Bundesumweltminister Peter Altmaier (CDU) geplante Strompreisbremse scheinen solche Appelle derzeit jedoch aussichtslos.

Wärmepumpen lassen sich über das Stromnetz ansteuern

Umso mehr ärgert den Branchenverband, dass der Preis für das Jahresband Baseload 2014 im OTC-Handel am 15. April unter 4 Cent/kWh sank – und die Betreiber von Wärmepumpen davon nicht profitieren können. Denn sonnen- und windreiche Stunden ließen nicht nur die Preise an

Der Wärmepumpenmarkt wächst

Nach einem Rekordabsatz von 62 500 Wärmepumpen im Jahr 2008 gingen die Verkaufszahlen im folgenden Jahr auf 54 800 zurück und lagen 2010 bei etwa 51 000. Im Jahr 2011 wurden in Deutschland rund 57 000 Anlagen abgesetzt. Neben 59 500 Heizungs-Wärmepumpen wurden 2012 laut den BWP-Zahlen weitere 10 700 Brauchwasser-Wärmepumpen verkauft. Deren Absatz legte im Vorjahresvergleich um rund 20 Prozent zu. Während auch die Verkaufszahlen von Luftwärmepumpen nach wie vor im zweistelligen Bereich wuchsen, war der Absatz von erdgekoppelten Systemen erstmals seit 2010 wieder rückläufig, heißt es weiter aus Berlin. Mit 37 300 Anlagen seien im vergangenen Jahr etwa 14 Prozent mehr Luftgeräte verkauft worden als 2011. Der Absatz von Sole/Wasser- beziehungsweise Wasser/Wasser-Wärmepumpen ist laut BWP indessen deutlich eingebrochen. Mit insgesamt 22 200 Anlagen wurden gegenüber dem Vorjahr neun Prozent weniger Erdwärmepumpen installiert.

der Leipziger Strombörse fallen, sondern belasteten auch die Stromnetze. „Diese angespannte Situation müsste nicht sein, wenn der kostengünstige Strom im Wärmemarkt Verwendung finden könnte. Um heimische Netze zu schützen, wird die überschüssige Energie derzeit zu Schnäppchenpreisen ins Ausland verjubilert, anstatt beim ökologischen Heizen Verwendung zu finden“, sagt der BWP. Die sinkenden

Preise zeigen nach Verbandsangaben „den Handlungsspielraum der Politik, durch eine steuerliche Entlastung des Wärmepumpenstroms nicht nur dessen Wettbewerbsfähigkeit gegenüber Gas und Öl zu verbessern, sondern auch das Ausgleichspotenzial zu honorieren“. Die aktuelle Situation biete der Politik nicht nur Anlass, sondern auch genügend Aktionsradius für Veränderungen. **E&M**



Optimicron® Power

Optimiert für IHRE Anwendung

Neue Filterelemententechnologie für Turbinen und Rotationsmaschinen:

- Innovativer Filtermattenaufbau
- Optimierter Druckverlust
- Kompaktes Design
- Robuster Außenmantel
- Gleichmäßige Anströmung der Filtermatte
- Integrierte Stat-Free® Technologie
- Deutlich verbesserte Betriebssicherheit, da Funkenbildung vermieden wird
- Für Anwendungen nach API Standard 614 / ISO 10438

HYDAC INTERNATIONAL GMBH,
Industriegebiet, 66280 Sulzbach/Saar, Germany
Tel.: +49 6897 509-01, Fax: +49 6897 509-577
E-Mail: info@hydac.com
Internet: www.hydac.com

Die Energieeffizienz systematisch gesteigert

Besondere Anstrengungen bei der Steigerung der Energieeffizienz in Gewerbe- und Industriebetrieben würdigt die dena mit dem Energy Efficiency Award. Annegret Agricola* beschreibt die Effizienzmaßnahmen des Siegers von 2012.

Der Freiluftkühler sorgt dafür, dass während mehrerer Monate im Jahr keine zusätzlichen Kühlaggregate laufen müssen



Unternehmen, die Energieeffizienz systematisch in ihrer Unternehmensstrategie verankern, können sich wichtige Wettbewerbsvorteile sichern. Das zeigt der Sieger des Energy Efficiency Awards 2012 der Deutschen Energie-Agentur GmbH (dena). Die Harting KGaA konnte – durch die systematische Optimierung ihrer größten Verbraucher im Rahmen eines unternehmensweiten Energiemanagements – den jährlichen Energieverbrauch seit 2001 um insgesamt 3,3 Mio. kWh senken. Das Unternehmen investierte rund 1,1 Mio. Euro in die energetische Optimierung seiner Produktion. Angesichts einer jährlichen Energiekosteneinsparung von knapp 330 000 Euro sind die Energieeffizienzmaßnahmen mit einer erzielten Kapitalrendite von 30 Prozent hoch wirtschaftlich.

Mit einem Jahresumsatz von 481 Mio. Euro gehört die Harting-Technologiegruppe zu den weltweit füh-

renden Herstellern elektronischer und elektrischer Verbindungstechnik. Seit mehr als zehn Jahren arbeitet die Gruppe systematisch daran, alle energieverbrauchenden Anlagen zu optimieren. Federführend hierbei ist die Harting KGaA, die sämtliche technischen Einrichtungen wie Heizung, Kühlwasser- oder Druckluftversorgung betreibt.

Große Einsparpotenziale bei der Wärmeversorgung

Den Preis erhielt das Unternehmen für eine Reihe hoch wirksamer Energieeffizienzmaßnahmen, die am Hauptsitz Espelkamp nordöstlich von Osnabrück umgesetzt wurden. An diesem Standort sind die Anlagen mit dem unternehmensweit größten Energieverbrauch installiert.

Grundlage für die systematische Senkung des Energieverbrauchs ist ein betriebliches Energiemanagement, das 2012 als eines der ersten in

Deutschland nach DIN EN ISO 50001 zertifiziert wurde. Es bietet die Grundlage, um Energieverbräuche zu erfassen, Effizienzpotenziale zu identifizieren und wirtschaftliche Energieeffizienzmaßnahmen umzusetzen. Wie der Sieger zeigt, ist dies ein Prozess, der die stetige Planung, Analyse und Kontrolle von Energieverbräuchen und umgesetzten Maßnahmen umfasst. Das Fundament für die Erschließung von Einsparpotenzialen und die konsequente Erfolgskontrolle der umgesetzten Veränderungen ist ein effektives Energiecontrolling. Dafür statteten die Techniker von Harting in den vergangenen Jahren so gut wie alle größeren Verbraucher mit Zählern und Sensoren aus. Veränderungen im Energieverbrauch lassen sich dadurch gezielt einzelnen Verbrauchern zuordnen, so dass Abweichungen frühzeitig erkannt werden und entsprechende Gegenmaßnahmen ergriffen werden können.

Am Anfang stehen die Messung und das Energiemanagement

Darauf aufbauend werden systematisch Ansätze zur Optimierung relevanter Energieverbraucher abgeleitet. Am Standort Espelkamp hat man in diesem Zusammenhang alle technischen Versorgungseinrichtungen optimiert oder gegen neue, effiziente Anlagen ausgetauscht. Dabei konnte das Unternehmen fast alle Maßnahmen in Eigenregie durchführen und sich dadurch zusätzliches, wertvolles Know-how aneignen.

Die Bereitstellung von Wärme ist für viele Unternehmen ein spürbarer Kostenfaktor. Auch Harting setzte zur energetischen Optimierung ihrer Anlagen bei der Wärmeversorgung an. Allein am Standort Espelkamp konnte das Unternehmen durch die richtige Dimensionierung und die Modernisierung der Wärmeversorgung den Erdgasverbrauch zuletzt um rund 1 Mio. kWh jährlich senken. Dazu wurde die Kesselanlage der Heizung komplett erneuert. Die alte Anlage (ein Gaskessel mit 3,7 MW sowie ein Heizölkessel mit 7 MW Wärmeleistung) hat man durch einen an den tatsächlichen Bedarf angepassten Brennwertkessel mit 2,8 MW

thermischer Leistung ersetzt. Der Stickoxidausstoß (NO_x) konnte durch den Einsatz eines Low-NO_x-Brenners deutlich reduziert werden. Mit der Kesselanlage wurden auch die Umwälzpumpen im Kesselhaus und in den Unterverteilungen gegen hoch effiziente drehzahleregelte Modelle ausgetauscht.

Verfügt die über das gesamte Werksgelände verteilten Gebäude bisher über eine zentrale Heizungsanlage, so wurden im Zuge der Modernisierung die abgelegenen Gebäude mit einer eigenen Heizung ausgestattet. So muss die Wärme nun nicht mehr durch lange Rohrleitungen über das Firmengelände transportiert werden. Auch durch eine verbesserte Dämmung konnten Wärmeverluste deutlich reduziert werden.

Sukzessive wurden in allen Werken biomethanbetriebene Blockheizkraftwerke eingebaut. Anstelle der herkömmlichen Kombination aus lokaler Heizung und zentraler Stromversorgung durch einen Stromlieferanten wird nun selbst Strom erzeugt und zugleich die Abwärme der BHKW lokal genutzt.

Um den Stromverbrauch zu reduzieren, setzte das Unternehmen vor allem bei der Maschinenkühlung an und tauschte im gesamten Kühlkreislauf alte Pumpen gegen drehzahleregelte Modelle mit Frequenzumrichter aus. Die Kälteversorgung wird so an den tatsächlichen Bedarf der Verbraucher angepasst und damit deutlich effizienter betrieben. Die Anlagen wurden außerdem mit einem Freiluftkühler ausgestattet, der die Außentemperatur für den Kühlvorgang nutzt. Nach Absprache mit der Produktion konnte die Vorlauftemperatur im Kühlkreislauf erhöht werden. Dadurch reicht die Freiluftkühlung während mehrerer Monate im Jahr aus.

Bei der Druckluftherzeugung senkte Harting durch den Einsatz neuer, energieeffizienter Kompressoren den Stromverbrauch deutlich. Darüber hinaus setzte das Unternehmen auf eine zentrale Steuerung sämtlicher Kompressoren. Damit konnte der

Neue Bewerber gesucht

Mit dem internationalen Energy Efficiency Award zeichnet die dena seit 2007 Unternehmen für herausragende Projekte zur Steigerung der Energieeffizienz aus. Der Preis wird von der Agentur im Rahmen ihrer Initiative EnergieEffizienz mit Unterstützung der DZ Bank sowie von Imtech Deutschland und Siemens ausgeschrieben. Die Initiative wird vom Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie gefördert. Für den diesjährigen Energy Efficiency Award können sich Unternehmen noch bis 30. Juni bewerben. Alle Informationen gibt es unter www.energyefficiencyaward.de

Netzdruck um ungefähr 1 bar gesenkt werden, wodurch die Kompressoren mit einem wesentlich geringeren Stromverbrauch auskommen. Eine Optimierung der Maschinenkühlung und der Druckluftanlagen sowie eine systematische Reduzierung von Leerlaufverlusten durch neue Trafos im Mittelspannungsnetz erzielte Einsparungen beim Stromverbrauch von rund 30 Prozent beziehungsweise 2,4 Mio. kWh pro Jahr.

Der Stromverbrauch lässt sich an vielen Stellen senken

„Wir möchten mit unserem Handeln weitere Firmen ermutigen, sich mit Klimaschutz und Energieeffizienz auseinanderzusetzen. Unternehmen können hier viel voneinander lernen“, so Dietmar Harting, Gesellschafter der Harting-Technologiegruppe. Mit seinem systematischen Ansatz zur Senkung von Energieverbrauch und -kosten demonstriert das Unternehmen, dass es sich lohnt, Energieeffizienz zu einem zentralen Bestandteil der Unternehmensstrategie zu machen. **E&M**

* Annegret Agricola, Bereichsleiterin Energiesysteme und Energiedienstleistungen, Deutsche Energie-Agentur, Berlin



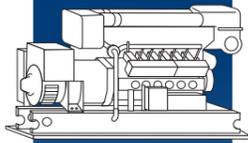
Die neue Energiezentrale mit Kessel und BHKW senkt den Brennstoffverbrauch

Bild: dena

EPS

Engine Power Systems
Thomsen & Co. GmbH

Speller Straße 12, 49832 Beesten
Telefon: 05905 - 945 82-0 · Fax: -11
mail@eps-kloska.com · www.eps-kloska.com



Wartung
Störungsbehebung
Instandsetzung
Komplett-Revisionen

Service rund um den Gasmotor



Service vor Ort



Fachwerkstatt



Vertrieb
Gasmotoren

Mietaggregate:

Unsere Gasmotorenflotte bietet Containermodule mit einer Leistung von 200 – 1.000 kWel. für den Kurz- bis Langzeitmieteinsatz.



Der Spezialist für
BHKW Neumodule
mit MAN Gasmotoren
für Biogasanlagen

Ein Unternehmen der

Kloska
Group
www.kloska.com

Servicestützpunkte in Beesten, Lübeck, Magdeburg, Rostock

Mit der Sonne gegen den Modernisierungstau



Der Energiebunker in Hamburg-Wilhelmsburg versorgt das Reiherstiegviertel auch mit Sonnenwärme

Bild: Ritter XL Solar

Rund 1,8 Millionen Solarwärmeanlagen beheizen deutsche Haushalte. Sonnenkollektoren zur Erzeugung von Prozess- oder Fernwärme sind hingegen seltene Ausnahmen. VON MICHAEL PECKA

Jeder Fünfte heizt nach Berechnungen des Statistischen Bundesamtes im Neubau bereits mit der Sonne. Und ein Drittel der neuen Büroimmobilien nutzen eine Solarwärmeanlage zur Heizungsunterstützung“, betont Carsten Körnig, Hauptgeschäftsführer des Bundesverbands Solarwirtschaft (BSW). Auch im Wohnungsbestand erfreue sich die Sonnenheizung immer größerer Beliebtheit. „Eine solarthermische Anlage lässt sich optimal mit modernen Wärmeerzeugern wie einer Holzcentralheizung, einer Wärmepumpe oder mit Brennwerttechnik kombinieren“, ergänzt Andreas Lücke, Hauptgeschäftsführer des Bundesindustrieverbandes Deutschland Haus-, Energie- und Umwelttechnik (BDH).

Ende 2012 waren bundesweit 1,8 Mio. solarthermische Anlagen mit insgesamt 1,15 Mio. m² Kollektorfläche installiert, die eine Wärmeleistung von 11,5 GW bereitstellen können. Der Anlagenbestand in Deutschland in den vergangenen sechs Jahren hat sich nahezu verdoppelt. Bei rund einem Prozent liegt der Anteil der Solarenergie am Wärmebedarf deutscher Haushalte

laut BSW-Statistik. Im vergangenen Jahr wurden jedoch lediglich 145 000 Solarwärmeanlagen mit 805 MW thermischer Gesamtleistung zugebaut – zum Großteil Flachkollektoren. Der Absatz ist nach Verbandsangaben damit jedoch um neun Prozent gegenüber dem Vorjahr zurückgegangen. 2012 hat der Solarthermiemarkt nur das Niveau des Jahres 2010 erreicht und lag deutlich unterhalb der Rekordwerte des Boomjahres 2008. BSW und BDH erklären dies mit dem Fehlen eines kontinuierlichen und haushaltsunabhängigen Förderinstrumentes.

Kollektorabsatz um neun Prozent gegenüber dem Vorjahr zurückgegangen

Für das laufende Jahr erwarten beide Verbände wieder eine steigende Nachfrage, „weil sich der Umstieg auf Solarwärme bei anhaltend hohen Heizkosten auszahlt“. Die Branche hofft zudem, dass sich der Modernisierungstau in den Heizungskellern endlich schneller auflöst. Vier von fünf Heizungen entsprächen nicht mehr dem Stand der Technik. „Wir beobachten einen wachsenden Modernisierungsdruck angesichts vieler veralteter Heizungen“, so Körnig. Die im August 2012 verbesserten Förderkonditionen der vom Bundesamt für Wirtschaft (Bafa) gewährten Zuschüsse im Marktanreizprogramm (MAP) sollen den Markt wieder ankurbeln. Die Bafa-Zuschüsse lassen sich seit Anfang März mit zinsgünstigen Krediten der KfW-Bankengruppe kombinieren, die bei der Anschaffung einer Solarheizung beantragt werden können. Gefördert werden neben den unmittelbaren Kosten für die Solarwärmeanlage auch eine Energieberatung sowie erforderliche Nebenarbeiten wie beispielsweise die optimale Einstellung der gesamten Heizung.

Der BSW sieht große Potenziale bei konventionellen Sonnenheizungen für Ein- und Mehrfamilienhäuser, aber auch in der solaren Nahwärme- und der Prozesswärmeversorgung sowie der solaren Kühlung. „Im gewerblichen und industriellen Bereich entwickelt sich zusehends der Markt für solare Prozesswärme“, so der Verband. Auf dem Gipfeltreffen der Solarwärmeforscher, der Deutschen Solarthermie-Technologieplattform, waren Systemlösungen zur Nutzung industrieller Prozesswärme sowie hocheffiziente Kollektoren und Speicher ein Schwerpunkt. Doch Gewerbe

und Industrie investieren in der Regel nicht in Kollektoren zur Wärmeerzeugung, sondern in Blockheizkraftwerke. Auch für Contractoren und Fernwärmelieferanten weist die Kraft-Wärme-Kopplung im direkten Vergleich die bessere Wirtschaftlichkeit auf.

Dass die MAP-Förderung für große Kollektoranlagen im vergangenen Sommer von 30 auf 50 Prozent der Investitionskosten erhöht wurde, ändert daran offenbar nur wenig.

Martin Willige von der Ritter XL Solar GmbH im baden-württember-

gischen Karlsbad äußert sich wenig optimistisch: „Ob die erhöhte Förderung im Marktanreizprogramm zu einer Marktbelebung im Bereich der solarthermischen Großanlagen führt, ist unklar.“ Das Unternehmen ist auf solare Prozesswärmeanlagen spezialisiert und konzentriert sich auf den Einsatz von Vakuum-Röhrenkollektoren für industrielle Anwendungen bis 120 °C. Mit ihrem Aquasystem, das Wasser statt Frostschutzmittel als Wärmeträger einsetzt, hat die Gesellschaft der Ritter-Firmengruppe weltweit über 200 Großanlagen mit bis zu 3 400 m² Kollektorfläche realisiert.

Mitte April hat Ritter XL Solar auf dem „Energiebunker“ in Hamburg-Wilhelmsburg die nach eigenen Angaben größte Vakuumröhrenanlage Deutschlands mit einer Fläche von 1 350 m² in Betrieb genommen. Zusammen mit einem Holzhackschnittkessel soll die Anlage künftig in einen Wärmespeicher einspeisen. „Mit diesem prestigeträchtigen Projekt können wir unter Beweis stellen und noch mehr Menschen davon überzeugen, dass wir mit dem Aquasystem und unseren hocheffizienten Röhrenkollektoren Fernwärme bei allen Witterungsbedingungen unterstützen können“, so Rolf Meißner, Geschäftsführer des Unternehmens. **E&M**

Praxisbeispiel

Solare Prozesswärme

Gute Erfahrungen im Bereich der solaren Prozesswärme wurden laut Willige im nordrhein-westfälischen Rahden gemacht. Dort benötigt das Familienunternehmen Huster Galvanik eine Temperatur von 80 °C in galvanischen Bädern, um Teile für die Automobilindustrie zu beschichten. Die Beheizung der Tauchbecken erfolgte bis Mitte Juli 2011 über zwei Ölkessel. Seitdem speisen 45 Vakuumröhrenkollektoren mit einer Fläche von 221 m² mit 90 °C Vorlauftemperatur direkt in die hydraulische Weiche der bestehenden Kesselanlage ein. Da die Leistung der Solaranlage den Angaben zufolge fast immer unter dem Bedarf liegt, wurde auf ein Speichersystem verzichtet. Sommerliche Ertragsspitzen werden in den Tauchbecken abgepuffert. „Der erwartete Jahresertrag der Solaranlage lag bei 95 000 kWh. Doch bereits im ersten Betriebsjahr konnten 113 000 kWh erzeugt werden“, so Willige. Der solare Deckungsbeitrag ist bei diesem Projekt zwar aufgrund des kleinen Firmendaches begrenzt, dennoch könnten Kohlendioxidemissionen in Höhe von mindestens 35 t pro Jahr vermieden und der Ölverbrauch um jährlich etwa 12 000 l gesenkt werden.

energy 2050

Setzt die Energiewende Europa unter Strom?

Die Energiekonferenz von VERBUND
18. bis 20. September 2013
Schloss Fuschl/Hof bei Salzburg



Die diesjährige VERBUND-Energiekonferenz wird sich mit den politischen, ökologischen, technischen, wirtschaftlichen und gesellschaftlichen Aspekten befassen, die für ein zukunftsfähiges Energiesystem von Bedeutung sind. Gewonnene Erkenntnisse, umgesetzte Projekte und anregende Diskussionen sollen Wege zum neuen Energiesystem und dessen Ausgestaltungsmöglichkeiten aufzeigen.

Die Vortragenden werden den Austausch zwischen Vertreterinnen und Vertretern aus Wirtschaft, Wissenschaft, Politik und weiteren Gesellschaftsbereichen forcieren und Lösungsansätze für die dringlichsten Herausforderungen zur Diskussion stellen.

VERBUND, Österreichs führendes Stromunternehmen, schafft mit energy2050 heuer bereits zum sechsten

Mal eine internationale Diskussionsplattform, die von hochrangigen Entscheidungsträgerinnen und Entscheidungsträgern sowie Fachleuten aus dem Energiebereich zum Informations- und Meinungsaustausch genutzt wird.

Versäumen Sie nicht die Gelegenheit, gemeinsam mit renommierten Expertinnen und Experten einen Blick in unser aller Energiezukunft zu werfen!

Weitere Informationen unter
www.energy2050.at

Verbund
Am Strom der Zukunft

Aufatmen ist angesagt

Die Unternehmen, die regenerative Kraftwerke projektieren, sind froh darüber, dass die Pläne für die Strompreisbremse gestoppt sind; das zeigt eine E&M-Befragung. **VON RALF KÖPKE**

Es könnte der derzeit größte Windpark Bayerns werden. Im Paitner Forst nahe Kelheim in Niederbayern plant die Ostwind-Gruppe aus der Oberpfalz 14 Windturbinen vom Typ Vestas V126 mit jeweils 3 MW Leistung, die im kommenden Jahr ans Netz gehen sollen.

Eingebunden in das Projekt sind nicht nur der Forstbetrieb Kelheim der Bayerischen Staatsforsten, die Marktgemeinden Painten, Essing und Ihrlerstein sowie weitere Gemeinden in der Nachbarschaft, sondern auch die Bürgerenergiegenossenschaften der Landkreise Kelheim und Regensburg, die Stadtwerke Kelheim, die Bayernrund sowie als Finanziers die örtliche Kreissparkasse und Raiffeisenbank. Nicht zu vergessen

schließlich auch die Bürger als Kommanditisten. „Besser als mit einem solch breiten Bündnis lässt sich der Energiewende-Gedanke nicht dokumentieren“, freut sich Ostwind-Sprecher Christoph Markl-Meider über das Projekt, dessen Investitionsvolumen er auf rund 80 Mio. Euro beziffert.

Zwischenzeitlich stand das Vorhaben auf der Kippe. Und zwar, als Bundesumweltminister Peter Altmaier (CDU) zusammen mit seinem Kabinettskollegen Wirtschaftsminister Philipp Rösler (FDP) Mitte Februar die Pläne für seine so genannte Strompreisbremse vorgestellt hatte. „Mit der von beiden Ministern vorgeschlagenen Vergütung von acht Cent pro Kilowattstunde wäre der Windpark Paitner Forst nicht zu

realisieren gewesen“, erzählt Markl-Meider von den aufregenden Wochen. Erst eine Garantieerklärung von Bayerns Ministerpräsident Horst Seehofer (CSU) hat grünes Licht für den Weiterbau gegeben. Der Windpark habe „Modellcharakter für die Energiezukunft Ostbayerns“, sagt Christian Kutschker, Geschäftsführer der Stadtwerke Kelheim.

Es fehlen bisher verlässliche Zahlen

Die Ostwind-Gruppe jedenfalls hat tief durchgeschaut. Mit der vorerst gestoppten Ausbaubremse für erneuerbare Energien erwartet das Familienunternehmen aus Regensburg für 2013 ein „gutes Jahr“, so Markl-Meider. Sieben bis neun Windparks mit zu-

sammen gut 60 MW Anschlussleistung könnten bis Jahresende in Betrieb gehen. „Das sind alles noch Projekte, die vor Fukushima geplant waren“, konstatiert der Pressesprecher nüchtern, „noch haben wir keinen Windpark gebaut, der explizit ein Ergebnis der Energiewende ist.“ Das heißt: Da es gerade in Bayern nach Fukushima in vielen Kommunen eine „energetische Aufbruchstimmung“ gegeben hat, müsste eigentlich noch eine Reihe neuer Aufträge folgen. Ob das wirklich so kommt, hängt vom Ausgang der Bundestagswahl am 22. September ab und davon, wie danach das Erneuerbare-Energien-Gesetz umgebaut wird.

Für Unternehmen wie Ostwind gehören solche politische Unsicherheiten zum Alltagsgeschäft. Die Oberpfälzer zählen hierzulande zur Gilde

der Firmen, die regenerative Kraftwerksprojekte vorbereiten, planen und auch schlüsselfertig errichten. Diese Projektierer, so die umgangssprachliche Bezeichnung, haben einen großen Anteil daran, dass es hierzulande einen regenerativen Mix aus 31 500 MW Windkraft-, rund 33 000 MW Photovoltaik- sowie gut 3 200 MW Biogasleistung gibt. Zahlen darüber, wie viele Projektierer für grüne Projekte bundesweit aktiv sind, gibt es nicht. Diese Unternehmen sind in keiner Datenbank komplett erfasst. Entsprechend fehlen auch Umsatz- und Gewinnzahlen, ein Marktüberblick ist deshalb nicht möglich.

Um zumindest die aktuelle Stimmungslage bei den Projektierern nachvollziehen zu können, hat E&M Anfang April rund 80 Unternehmen

Übersicht der Projektierer

Unternehmen	Gründung	Mitarbeiter in Deutschland	Umsatz 2012 in Mio. Euro	Anzahl Projekte bisher	Projekte in MW bisher	Anzahl Projekte 2013	Projekte in MW 2013	Spezialisiert auf	Kooperationspartner	Einschätzung der Branchenaussichten
ABO Wind AG	1996	150	80 ¹⁾	90	720	25	230	Windkraftprojekte im Binnenland (Waldstandorte), Realisierung von finanzieller Bürgerbeteiligung über die Bürgerwindaktie ABO Invest, Repowering älterer Anlagen, Planung und Errichtung von Biogasanlagen mit Einspeisung ins Erdgasnetz sowie von Abfallvergärungsanlagen	Wir arbeiten eng mit verschiedenen Stadtwerken zusammen (Mainova etc.); Enge Geschäftsbeziehungen mit den Herstellern Nordex, Vestas, REpower, Enercon, GE sowie zu deutschen und internationalen Banken	positiv
Energiekontor AG	1990	100 ²⁾	40	84	610	k.A.	k.A.	Windkraft (und Solar) in Deutschland, Portugal und Großbritannien	k.A.	positiv
Fichtner GmbH	1922	920	250 ³⁾	750	65 000	180	12 500	Komplexe Projekte, bei denen multidisziplinäre Verknüpfungen von Technik, Energiewirtschaft, Genehmigungsrecht und Finanzierungsbelange gefragt sind	Versorgungsunternehmen, Projektentwickler, Geschäfts- und Entwicklungsbanken, Finanzinvestoren, Behörden/Ministerien	positiv
GP Joule GmbH	2009	95	150	56	300	11	55	Wind, Photovoltaik	HSH Nordbank, Bayern LB, Sparkasse, Allianz, Provinzial Nord	positiv
juwi Holding AG	1996	1 300	1 100	2 200	2 500 ⁴⁾	150	400	Wind im Wald, Photovoltaik auf Freiflächen, Biogas zur Einspeisung ins Erdgasnetz	Regionale Energieversorger und Stadtwerke (Mainz, Aachen, Offenbach), Verbund AG; Energiegenossenschaften und lokale Projektentwickler; Fondsgesellschaften (KGAL etc.)	positiv ⁵⁾
MT-Energie GmbH	1995	500	200 ⁶⁾	583	347	80	60	Schlüsselfertige Biogasanlagen aller Größenklassen und Biogas-Spezialkomponenten; über MT-Biomethan werden Technologien zur Gasaufbereitung und -einspeisung angeboten	Vertriebskooperation mit Big Dutchman; Stromvermarktung mit Energy2Market	positiv
Ostwind AG	1994	60	k.A.	80	725	7 bis 9	55 bis 65 ⁷⁾	Waldwindparks, Bürgerwindanlagen sowie kommunale und interkommunale Windprojekte, Kooperationen mit Stadtwerken	Stadtwerke, Kommunen	positiv
PlanET Biogas-technik GmbH	1998	200	90	301	118	40	15 bis 20	Anlagenbau Biogas Neubau sowie Erweiterung	k.A.	neutral ⁸⁾
Prolignis Energie Consulting GmbH & Co. KG	2006	12	3	8	44 ⁹⁾	2	10 ¹⁰⁾	KWK-Anlagen auf Basis von naturbelassener Biomasse, grüne Wärme, gesunde Energie für EVU, Stadtwerke, Wärmenetzbetreiber, Gewerbe- und Industriekunden, Kooperationen mit Energieversorgern	Versicherungen, Banken, Seeger Engineering, Allianz	positiv
S.A.G. Solarstrom AG	1998	180	189	8 000	360	k.A.	117	Kraftwerkparks auf gewerblichen Dachflächen oder Freiflächen als Komplettlösung inklusive Finanzierung, Betriebsführung, Überwachung, Wartung; Eigenverbrauchskonzepte, hybride Energieversorgungskonzepte	Wir arbeiten mit wechselnden Kooperationspartnern zusammen, je nach Anforderung des Projektes	neutral
UTS Biogastechnik GmbH	1992/2007	80	47	200	150	15 bis 20	30	Biogasprojekte, Abfallsubstrate	k.A.	neutral ⁸⁾
Weltec BioPower GmbH	2001	80		300		20	11	Planung, Konstruktion und Bau von Biogasanlagen weltweit; individuelle und flexible Lösungen dank Modulbauweise	Internationale Projektentwicklungsunternehmen, Finanzierungsinstitute	positiv
Windwärts Energie GmbH	1994	137	k.A.	54	280	7	130	Windparks mit kommunaler und Bürgerbeteiligung	k.A.	positiv
WKN AG	1990	150	45	90	1 131	9	199 ¹¹⁾	Onshore-Greenfield-Entwicklung von Windparks in Deutschland, Europa und Südafrika	k.A.	neutral
wpd AG	1996	710 ¹²⁾	k.A.	250	2 500	20	230	Windenergie On- und Offshore (derzeit in 20 Ländern aktiv)	Banken, Versicherungen, (internationale) Investoren, Grundstückseigentümer, Windenergieanlagenhersteller, andere Projektierer und Betreiber, Energieversorger, Kommunen, Verbände	positiv

¹⁾Nicht in der Bilanzsumme enthalten sind die Verträge über den Kauf von Windkraftanlagen, die 2012 ein Volumen von 200 Mio. Euro hatten ²⁾im Konzern insgesamt 130 ³⁾Fichtner-Gruppe gesamt ⁴⁾2 500 weltweit, 1 600 in Deutschland ⁵⁾wenn keiner zu sehr am EEG rumpfuscht ⁶⁾im MT-Energie-Konzern gesamt (MT-Energie und MT-BioMethan) ⁷⁾1 Projekt mit 60 MW in Frankreich; 1 Projekt mit 2 MW in CZ ⁸⁾Deutschland schwach/negativ, international stark/positiv ⁹⁾43,9 MW elektrische Leistung beziehungsweise 80 MW thermische Leistung ¹⁰⁾10 MW elektrische Leistung ¹¹⁾Angaben für erwartete Genehmigungen ¹²⁾weltweit 860

angeschrieben, 15 haben auf den Fragebogen geantwortet (siehe Tabelle). Danach erwarten immerhin elf Firmen für dieses Jahr positive Geschäftsabschlüsse. Das ist kein repräsentatives Ergebnis, aber ein leichter Trend lässt sich erkennen.

Mit Fahrstrom für Elektroautos entwickelt Windwärts ein neues Geschäftsfeld

Zu den elf Unternehmen zählt auch die wpd AG aus Bremen. „Die Marktlage in Deutschland hat sich nach der hektischen Debatte um die Strompreisbremse wieder beruhigt“, resümiert Vorstand Hartmut Brösamle, „es wird nun darauf ankommen, dass nach der Bundestagswahl eine fundierte Analyse des Strommarktes und der Situation der Windbranche erfolgt und auf dieser Basis ein neues Strommarktdesign und ein EEG 2.0 erarbeitet wird.“

Unter dem Strich verschieben sich bei wpd durch die mit den Diskussionen um die Strompreisbremse ausgelösten Verunsicherungen in diesem Jahr durchaus Projekte. Insgesamt wollen die Hanseaten von der Weser hierzulande im Jahr 2013 mehrere Windparks mit zusammen 200 MW in Betrieb nehmen. Das ist nicht alles: „International planen wir zumindest den Baubeginn bei Projekten mit mehr als 100 MW“, so Brösamle.

Als einer der erfahrensten Projektierer in der deutschen Windbranche – Brösamle kann auf fast 20 Jahre Berufserfahrung verweisen – kennt der Manager die lauter werdenden Vorwürfe, dass das Rennen um die ertragreichen Windstandorte die Pachtzahlungen in die Höhe treiben. Von Überförderung, Abkassieren oder Preistreiberei (so die Kritik) will er aber nichts wissen: „Natürlich sehen wir diese Entwicklung kritisch. Aber so funktioniert nun einmal Marktwirtschaft“, sagt er. Die Konkurrenz um die gut geeigneten Flächen nehme zu und die Grundstückseigentümer nutzen ihre starke Verhandlungsposition aus. „Die Pachthöhen als Indiz für eine Überförderung zu nehmen, greift zu kurz. Denn zum Zeitpunkt der Vertragsverhandlungen mit dem Grundstückseigentümer gibt es in einem Projekt noch sehr viele Variablen wie Windgeschwindigkeit, Stahlpreis oder Zinssatz“, gibt Brösamle zu bedenken.

Dass angesichts der gestiegenen Pachten die Zahl der Stadtwerke wächst, die die Entwicklung von Windparks selbst in die Hand nehmen, ist den erfahrenen Planern in den vergangenen Monaten nicht verborgen geblieben. Unternehmen wie die juwi Holding AG aus Wörrstadt, die im vergangenen Jahr nach eigenen Berechnungen rund zehn Prozent der neu installierten Windkraftleistung in Deutschland ans Netz gebracht hat, haben sich darauf eingestellt. „Wir treten nicht mehr bei jedem Windpark-Projekt als Komplettanbieter auf, der von der Grundstückssichtung bis hin zur Inbetriebnahme alles abdeckt, sondern übernehmen nach Absprache mit unseren Kunden gezielte Aufgaben“, beschreibt Unternehmenssprecher Christian Hinsch einen Trend, der sich abzeichnet.

Für dieses Jahr wollen die Rheinhesen, bei denen seit geraumer Zeit wieder die Windenergie im Mittelpunkt der Geschäftsaktivitäten steht, in Deutschland

Projekte in der Größenordnung von bis zu 350 MW umsetzen, das Gros davon in Rheinland-Pfalz. Was nicht weiter verwundert, da juwi im Land der Reben und Rüben bestens verdrahtet ist. „Gerade vor unserer Haustür können wir unsere Stärken, Windparks im Wald zu bauen, ausspielen“, begründet Hinsch den Rheinland-Pfalz-Schwerpunkt.

Solarprojekte verfolgt juwi angesichts der Vergütungseinschnitte infolge der zurückliegenden EEG-Reformen fast nur noch im Ausland. Dabei entwickeln sich nach seinen Worten Projekte in Südostasien durchaus erfolgreich. Beim Biogasanlagen-Segment bleiben die Rheinhesen weiter aktiv, wenn auch mit angezogener Handbremse: „Ein bis zwei Anlagen wollen wir jedes Jahr anpacken“, so Hinsch. Eigentlich alles in Butter, könnte man meinen. „Auch wenn die Strompreisbremse derzeit gestoppt ist, hängt viel für uns von den weiteren politischen Entwicklungen nach der Bundestagswahl ab“, sagt der Unternehmenssprecher nüchtern.

Stadtwerke entwickeln zunehmend selbst ihre Windparks

Diese Unsicherheit kennt auch Lothar Schulze. „Wir kalkulieren dennoch unsere Projekte mit den Vergütungssätzen, die derzeit im Erneuerbare-Energien-Gesetz stehen“, sagt der Geschäftsführer der Windwärts Energie GmbH aus Hannover, die es seit 1994 gibt. Das Unternehmen gehört damit zu den arrivierten Projektierern hierzulande. Neben zahlreichen Windparks haben die Niedersachsen in den vergangenen Jahren auch 34 Photovoltaikanlagen sowie eine Biogasanlage ans Laufen gebracht. Für dieses Jahr erwartet Schulze, dass Windwärts unter dem erhofften Gewinn-Level von „zwei Millionen Euro plus X“ bleibt. Profaner Grund: Die Errichtung eines

größeren Windparks verschiebt sich.

Das bringt den erfahrenen Planer nicht aus der Ruhe, kennt er doch die Berg- und Talfahrten im Projektierergeschäft: „Wichtig ist uns, dass wir weiterhin gesund und unabhängig dastehen.“ Deshalb macht Windwärts auch den Wettbewerb um die steigenden Pachtzahlungen an Grundstückseigentümer nicht mit. „Das ist nicht unsere Philosophie. Außerdem haben wir einen guten Ruf, so dass unsere Partner wissen, was sie an uns haben“,

E&M-Umfrage Projektierer

Wie viele Unternehmen hierzulande Wind-, Solar- oder Biomasseanlagen planen und projektieren, weiß niemand. Verlässliche Zahlen fehlen genauso wie über die bislang realisierten Vorhaben. Um etwas Licht ins Dunkel zu bringen, hat Energie & Management erstmals eine Umfrage unter den Projektierern gestartet. Über 80 Unternehmen wurden angeschrieben, 15 haben geantwortet. E&M plant, diese Umfrage im kommenden Jahr zu wiederholen.

sagt Schulze selbstbewusst. Genug zu tun hat das Unternehmen auch so: In der Region Hannover, in Hessen und Bayern plant der Projektierer, bis 2016 insgesamt 40 Windturbinen der 3-MW-Klasse zu errichten.

In der so genannten Metropolregion Hannover-Braunschweig-Göttingen-Wolfsburg ist Windwärts derzeit dabei, sich ein neues Geschäftsfeld zu erschließen: Fahrstrom für Elektroautos. Die Fahrzeuge können an einer Ladesäule Windstrom tanken. Derzeit wird zudem untersucht, wie die Batterien von E-Autos als Kurzzeitspeicher für Strom und zum Abbau von Lastspitzen im Stromnetz genutzt werden können. Schulze: „Wir packen ganz bewusst solche Zukunftsthemen an, weil sie helfen, den Stellenwert der erneuerbaren Energien zu erhöhen.“

Neben den Projekten im eigenen Land versucht Windwärts seit Jahren, im Ausland Fuß zu fassen. „Da kommen wir oft nicht so schnell voran wie gewünscht“, konstatiert der Geschäftsführer.

Zu solchen Erfahrungen dürften wohl auch die Unternehmen aus dem Biogassektor kommen, die es nach Einbruch des deutschen Marktes verstärkt ins Ausland zieht. PlanET Biogastechnik aus dem Westmünsterland beispielsweise konzentriert sich derzeit auf Frankreich, Großbritannien und Kanada. „Das sind alles Anlagen, die wir im Auftrag von Kunden bauen“, sagt Vertriebsleiter Andreas Bünker. Allerdings gibt es im Hause PlanET auch eine eigene

ternehmen derzeit auf das Repowern älterer Biogasanlagen oder bietet Spezialdienste wie beispielsweise eine optimierte Feststoffeinbringung an. „Das hilft uns, unsere finanzielle Grundlast zu sichern“, so der Vertriebsleiter.

PlanET setzt auf Projektierung als zusätzlichen Vertriebskanal

Auch bei MT Energie, mit 210 Mio. Euro Umsatz im vergangenen Jahr größtes Biogasunternehmen hierzulande, spielt das Projektierungsgeschäft – wenn überhaupt – eine untergeordnete Rolle. „Wir können uns allenfalls die Beteiligung an Projektierungsgesellschaften vorstellen“, sagt Sprecher Ingo Jagels. Schwerpunkt für MT bleibe der Bau schlüsselfertiger Biogasanlagen nach den Wünschen der jeweiligen Kunden.

Wie bei anderen Unternehmen in der Biogasbranche gewinnt auch bei MT Energie das Geschäft außerhalb Deutschlands zunehmend an Bedeutung. Ende März lag der Anteil der ausländischen Projekte am Auftragsbestand von gut 206 Mio. Euro bei gut der Hälfte.

So richtig vergleichbar ist das Geschäft zwischen Wind- und Biogasbranche jedenfalls nicht. Eine aktuelle Gemeinsamkeit gibt es: Alle Unternehmen sind froh, dass die Strompreisbremse vom Tisch ist. Denn die Vorschläge aus Berlin hätten sich schnell als Ausbaubremse für die erneuerbaren Energien erwiesen. **E&M**



ENERGIE MIT WEITBLICK

Die OSTWIND-Gruppe realisiert Windparks – aus Überzeugung. Denn Windkraft ist Energie fürs Leben. Aus der Region und für die Region.

Wir sehen uns beim WINDBRANCHENTAG NRW!

OSTWIND-Gruppe
93047 Regensburg
www.ostwind.de

OSTWIND



Anpassungsfähig. Genau wie wir.

MT-BioMethan bietet das gesamte Produktspektrum rund um die Aufbereitung und Einspeisung von Biogas an. Mit differenzierten Aufbereitungsleistungen und unterschiedlichen Verfahrenstechniken passen wir unsere Lösungen optimal an das jeweilige Projekt und individuellen Kundenbedarf an. Das beweisen bereits 31 Anlagen in der Praxis.

MT | BioMethan®
Gasaufbereitungs-Technologie

MT-BioMethan GmbH
www.mt-biomethan.com

DVGW CERT



juwi

Wir sind Ihr zuverlässiger Partner für erneuerbare Energien mit Beteiligung lokaler Akteure.

juwi Energieprojekte GmbH

55286 Wörrstadt · www.juwi.de · info@juwi.de · Tel. +49. (0)6732. 96 57-0

Stadtwerke Hannover vergeben Energieeffizienzpreis

Ein Wohnungsbauunternehmen und eine blechverarbeitende Fabrik wurden Anfang April mit dem Triple-E-Award, dem Energieeffizienzpreis der Stadtwerke Hannover, ausgezeichnet. VON SYBILLE NOBEL-SAGOLLA

Die Stadtwerke Hannover haben zum zweiten Mal ihren Energieeffizienzpreis an zwei Unternehmen vergeben. Mit jeweils 7 500 Euro und Triple-E-Awards ausgezeichnet wurden die Meravis Woh-

nungsbau- und Immobilien GmbH aus Hannover sowie die Walter Th. Hennecke GmbH aus Neustadt/Wied in Rheinland-Pfalz.

Meravis (Mensch-Raum-Vision), früher Reichsbundwohnungsbau,

hat sich aus Sicht der Jury als vorbildlicher Projektierer und Bauträger besonders um Energieeffizienz verdient gemacht. Beim Kooperationsprojekt Zero-E-Park in Hannover-Wettbergen sind unter anderem 17 Stadthäuser in

ökologischer Passivhaus-Bauweise entstanden – mit einem Heizenergieverbrauch von Null.

Außerdem wurde ein Supermarktgebäude errichtet, bei dem durch den geringen Energiebedarf der

CO₂-Ausstoß 30 Prozent niedriger ausfällt als bei üblichen Neubauten von Märkten dieser Größenordnung. Die im Dezember 2012 eröffneten Rewe-Filiale sei weltweit der erste vom renommierten Passivhausinstitut in Darmstadt anerkannte Markt in einem derartig ausgereiften Passivhaus-Standard und setze somit Maßstäbe für zukünftige Passivhausverbrauchermärkte, hieß es bei der Preisverleihung.

Weniger Wärmeverluste bei der Metallverarbeitung

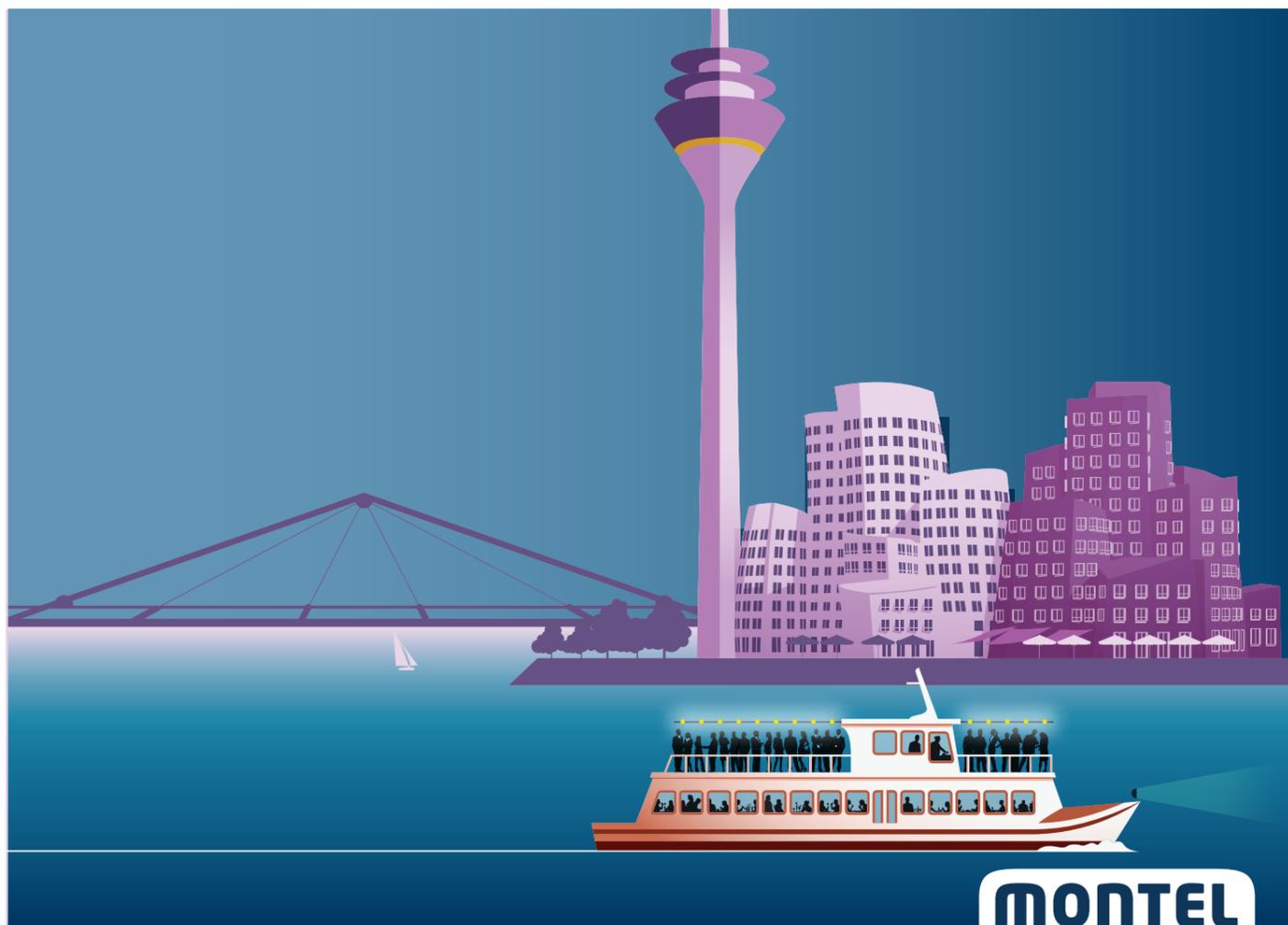
„Der Zero-E-Park gilt als Europas größte Null-Emissionssiedlung“, lobte Niedersachsens neuer Umweltminister Stefan Wenzel (Bündnis90/Die Grünen) bei der Preisverleihung im neuen Schloss Herrenhausen in Hannover. Das Kooperationsmodell mit der Landeshauptstadt und der Niedersächsischen Landgesellschaft, in das 15 Mio. Euro inklusive Zuschuss aus dem ProKlima-Fonds der Stadtwerke gesteckt wurden, sei auch ein erfolgreiches Beispiel für öffentlich-private Partnerschaft.

Die Walter Th. Hennecke GmbH wurde für die energiesparenden Umbaumaßnahmen in ihrem blechverarbeitenden Werk ausgezeichnet. Dort werden Blechteile, Systembaugruppen und Komponenten in einem energieintensiven Verfahren mit Laserschneidern produziert. Deren Wärmeverluste lagen bei 90 Prozent.

Laserschneider mit Wärmetauscher gekoppelt

Um Energiekosten zu sparen und um CO₂-Emissionen zu mindern, wurde ein bislang einmaliges Wärmerückgewinnungssystem entwickelt: Jeder Laserschneider wurde mit einem Wärmetauscher gekoppelt. So kann Abwärme aus den Laserschnittmaschinen genutzt werden. Wärmebecken der Blech-Pulverbeschichtung, Sozialräume, Duschen und Produktionshallen des Unternehmens mit rund 3 700 m² Fläche können damit beheizt werden. Die Ersparnis beträgt 230 Euro pro Tag, die Verringerung des CO₂-Ausstoßes wird mit 500 t pro Jahr beziffert. Die Jury würdigte den Pioniermut des Unternehmens sowie die innovative Planung durch die iQma-Energy. Eine bestehende Anlage sei optimiert worden und erzielt einen immensen ökologischen und ökonomischen Nutzen. Die Firma Hennecke habe Vorbildcharakter für andere energieintensive Betriebe.

Stadtwerkechef Michael Feist war zufrieden mit der Preisvergabe. Die Resonanz zeige, dass die Wichtigkeit des Themas Energieeffizienz längst in der Praxis angekommen sei. „Mit unserem Triple-E-Award werden wir auch in Zukunft unseren Beitrag dazu leisten, dass die Umsetzungen unterstützt werden“, sagte Feist. Er wünscht sich allerdings noch mehr öffentliche Aufmerksamkeit. **E&M**



EUROPEAN ENERGY DAYS

DÜSSELDORF

Conference & dinner cruise, 5-6 June

Join this exclusive Montel event to bring you up to date on key price drivers across the energy markets and the implications of the European energy transformation – and enjoy an evening cruise on the Rhine, too.

Key topics

- » Global economic outlook - impact on European energy markets
Special focus: Shale gas in Europe
- » Price forecasts for gas, coal, oil and carbon
Special focus: German gas
- » Is Europe's drive for green power "killing" energy markets?
Special focus: Turkey and other emerging markets

Keynote speakers

- » Torsten Amelung, Statkraft
- » Colette Lewiner, Capgemini
- » Bruce Bullock, SMU Cox Dallas
- » Amrita Sen, Energy Aspects
- » Jeremy Nicholson, EEF
- » Uwe Bode, PGNiG
- » Jost Böttner, ENBW

For more information, contact events@montel.no
<http://events.montel.no>

ENERGIE & MANAGEMENT

Probeabo bestellen
www.emvg.de/probeabo

Treffpunkt Wien

Die 21. Konferenz und Messe Power-Gen Europe von PenWell findet unter dem Motto „Den Strom in Europa am Fließen halten“ vom 4. bis 6. Juni in der Messe Wien statt. **VON JAN MÜHLSTEIN**



Kraftwerk als Kunst: Die Müllverbrennungsanlage Spittelau der Fernwärme Wien hat Friedensreich Hundertwasser 1987 gestaltet

Die konventionelle und die regenerative Energieerzeugung rücken zusammen, das ist die Botschaft der diesjährigen Power-Gen Europe und der parallelen Konferenz Renewable Energy World Europe. Bei dem von PennWell organisierten Branchentreff des europäischen Energiesektors, der erstmals in Österreich stattfindet, wird die Integration der erneuerbaren Energien in den Energiemix der Zukunft ganz oben auf der Tagesordnung stehen. Damit treten auch die Fragen des Netzausbaus, der Systemflexibilität und der Versorgungssicherheit in den Vordergrund.

Um die 20-20-20-Ziele der EU (20 Prozent Anteil erneuerbarer Energien, um 20 Prozent geringerer CO₂-Ausstoß und um 20 Prozent höhere Energieeffizienz) zu erreichen, ist eine europäische Energiewende nötig, meint Konferenzleiter Nigel Blackaby von PennWell. Dazu werden bis 2020 Investitionen von knapp 1 Bill. Euro in die Stromerzeugung, Übertragung und Verteilung erforderlich, erinnert er an den Welt-

energieausblick 2012 der Internationalen Energieagentur (IEA). Dabei geht es um den Bau neuer Kraftwerke als Reserve für erneuerbare Energien sowie um die weitere Entwicklung und den Einsatz von innovativen Technologien – zum Beispiel in intelligenten Stromnetzen und bei der Energiespeicherung.

Europäischer Energiesektor ist „uninvestierbar“

Doch erst verlässliche rechtliche Rahmenbedingungen ermöglichen längerfristige Investitionsentscheidungen, mahnt Blackaby. „Die derzeitigen regulatorischen Signale, die von europäischen und nationalen Politikern ausgehen, erschweren es Kapitalanlegern allerdings, eine langfristige Anlagenrendite zu erkennen, weshalb der Markt stagniert“, stellt der Konferenzleiter fest. Bereits jetzt seien viele der mit Erdgas be-

triebenen GuD-Kraftwerke in Europa durchschnittlich nur zu weniger als 30 Prozent ausgelastet – daher sei es keine Überraschung, wenn sich die Kapitalanleger weiter zurückhalten. Fulvio Conti, CEO der italienischen Enel, bezeichnete kürzlich den europäischen Energiesektor sogar als „uninvestierbar“, weil die Verunsicherung der Märkte und die mangelnde Kohärenz zwischen der Politik auf nationaler und europäischer Ebene den Zugang zum Kapital blockieren.

Nach jüngsten Zahlen des Branchenverbandes der europäischen Elektrizitätswirtschaft Eurelectric ist künftig mit einem jährlichen Wachstum des Energiesektors um null bis zwei Prozent zu rechnen, führt Blackaby aus. „Aktuell gibt es ein Flickwerk aus nationalen Initiativen und Subventionen, die sich überwiegend auf erneuerbare Energien konzentrieren. Für marktbasiertere Energieerzeugung wie Kombikraftwerke, Kohle- und Gaskraftwerke, die als Reserve für die volatilen erneuerbaren Energien zur Verfügung stehen müssen, sind keine finanziellen Anreize vorhanden“, kritisiert er. Hinzu komme, dass das CO₂-Handelssystem kollabiert sei und sich damit die Preise auf einem Niveau befänden, das potenzielle Investoren eher abschreckt als ermutigt.

„Unsere Branche erlebt gerade eine Zeit großer und komplexer Veränderungen. Diejenigen, die erfolgreich daraus hervorgehen werden, sind jene Personen und Unternehmen, die die Veränderungen aufgegriffen haben, neue Technologien entwickeln und einführen sowie visionäre Geschäftsstrategien umsetzen“, schlussfolgert Blackaby.

Die Politik wird also viele der Diskussionen der Power-Gen bestimmen, wohl auch die Auftritte der hochrangigen Vertreter aus Politik und Industrie. Angekündigt sind Reinhold Mitterlehner, Österreichs Bundesminister für Wirtschaft, Familie und Jugend; Marc H. Hall, Energiedirektor der Wiener Stadtwerke; Phillippe Cochet, Präsident der Alstom Thermal Power, und der russische Energieminister Alexander V. Novak. Die Podiumsdiskussion im gemeinsamen Plenum beider Konferenzen zur Zukunft des europäischen Energiemarktes wird vom BBC-Journalisten und HARDtalk-Moderator Stephen Sackur geleitet. Doch auch die Technik kommt nicht

zu kurz, sowohl in den Vorträgen als auch bei der begleitenden Ausstellung. Die vorläufige Ausstellerliste beinhaltet rund 600 Unternehmen, die ein umfassendes Bild der Branche liefern werden. Die Gespräche an den Messeständen sind ein wichtiger Beitrag zum Erfahrungsaustausch zwischen Energieexperten aus allen Teilen des Kontinents, den die Power-Gen traditionell prägt. „Der persönliche Kontakt und die Diskussion über die Herausforderungen der Branche und die Pflege geschäftlicher Netzwerke sind für das Gelingen einer europaweit initiierten Energiewende nicht zu unterschätzende Faktoren“, so werben die Veranstalter um Teilnehmer. **E&M**

Wenn Windkraft Kernenergie ersetzt, ist Vorsorge für Systemstabilität nötig



Bild: Fotolia.com, E. Schmeinhelm

Gemeinsamer Ansatz Integration

Das auf drei Tage verteilte Konferenzprogramm der Power-Gen Europe setzt sechs Schwerpunkte. Im Block „Strategien für den europäischen Energiesektor“ geht es unter anderem um EU-Märkte und Trends, Länderschwerpunkte mit Fokus auf Mittel- und Osteuropa, Ausblick auf Kapazitätsmärkte sowie wirtschaftliche und soziale Aspekte der Projektentwicklung. „Der Weg zur Dekarbonisierung“ beinhaltet Vorträge über flexiblen Kraftwerksbetrieb mit geringem CO₂-Ausstoß, CO₂-Abscheidung und -Speicherung sowie Kraft-Wärme-Kopplung. Als „Technologie der Gaskraftwerke“ werden kleine, mittelgroße und große Gasturbinen, Betriebserfahrungen mit GuD-Kraftwerken sowie Gasmotor-Technologien vorgestellt.

Weitere Vortragsblöcke tragen die Überschriften „Wärme- und Kernkraftwerke“, „Elektrotechnik und Automatisierung für die Energieerzeugung“ sowie „Betrieb, Wartung, Modernisierung und Optimierung“. Die Konferenz Renewable Energy World Europe teilt die Präsentationen in „Strategischer Ansatz: Regulierung, Methoden und Finanzierung“ sowie „Technischer Ansatz: Verbesserung der Funktionsweise und Leistung“. Die gemeinsame Klammer der beiden Konferenzen ist der Block „Integration“, bei dem es um flexible Wärmelösungen, Energiespeicherung und um Steuerung der dezentralen Erzeugung geht. Behandelt werden auch die Herausforderungen der fluktuierenden Erzeugung sowie mögliche Marktmechanismen.

Auf dem Programm beider Tagungen steht auch die Podiumsdiskussion mit dem Titel „Liberalisierung und Dekarbonisierung: Strategieplan oder Blockade?“

Das Programm der Konferenzen ist erhältlich unter www.powergeneurope.com

ENERGIE & MANAGEMENT
ZEITUNG FÜR DEN ENERGIEMARKT

Special
„Energiewelt
Nordrhein-Westfalen“

- Energieversorgung in NRW
- Energieprojekte und Unternehmen
- Branchentag Windenergie NRW
- Kooperationen und Strategien

Kontakt

EnergyRelations GmbH · Theresia Schmid
Telefon +49 (0) 81 92 / 99 73 33 0
Mail: info@energyrelations.de

Termine

Erscheint am: 17. Juni 2013

Anzeigenschluss: 21. Mai 2013

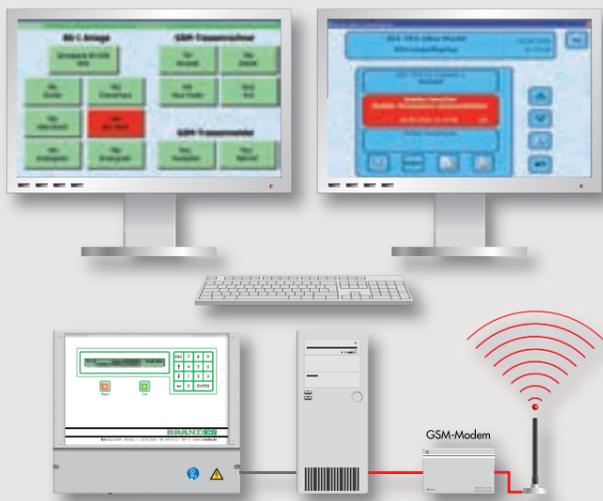
E & M POWERNEWS

Informationen für bessere Entscheidungen

Infos, Daten, Analysen

www.kawasaki-gasturbine.de

Solider Fortschritt GSM im Brandes-System



Es ist alles wie immer bei Brandes, nur manche Produkte sind ganz neu: Die GSM-Trassenrechner und Trassenmelder – in ganz gewohnter Qualität. Das bisherige Problem: Nicht in Überwachungssysteme eingebundene Trassenabschnitte oder Inselnetze konnten nicht automatisch und zentral auf Feuchteschäden überwacht werden, weil Datenkabel zur Integration in die zentrale Rohrnetzüberwachung fehlten. Die Folge: Es wurde nur sporadisch manuell überprüft oder gar nicht überwacht und somit wurden Schäden zu spät erkannt.

Die Innovation: Mit kabellos arbeitenden GSM-Messeinheiten von Brandes können nun auch bisher vernachlässigte Trassen in das zentrale Überwachungssystem integriert werden – egal ob BRANDES-NiCr, Cu oder hierarchische Systeme – mit allen Leistungsmerkmalen, die Sie bei uns erwarten dürfen. Es ist alles wie immer.

Brandes: Seit 45 Jahren langlebige Spitzenqualität
... für Partnerschaft über den Tag hinaus



Member of
FTR – DIN – FFI – AGFW –
VFW – unichal

BRANDES

... mehr als Leckageüberwachung

BRANDES GMBH

Ohmstrasse 1 · D-23701 Eutin

Tel. +49 (0) 45 21-8 07-0

Fax +49 (0) 45 21-8 07 77

www.brandes.de · brandes@brandes.de

Viele Fragezeichen bei der Steag



Die Steag kann sich für das vergangene Jahr über einen satten Gewinn freuen. Die Freude kann nicht darüber hinwegtäuschen, dass sich die kommunalen Eigentümer bislang nicht darüber einigen konnten, ob und mit welchem Partner sie künftig zusammenarbeiten wollen. VON RALF KÖPKE

Die Steag hat im vergangenen Jahr einen Gewinn von 184,8 Mio. Euro erzielt. Damit stößt Deutschlands fünftgrößter Stromerzeuger mit Sitz in Essen wieder in die Regionen aus den Zeiten vor, als das Essener Traditionsunternehmen 2010 noch unter dem Dach des Evonik-Konzerns ein Plus von 203,5 Mio. Euro erwirtschaftet hatte. Dass der Gewinn für das Jahr 2011 auf lediglich knapp 5 Mio. Euro eingebrochen war, hing vor allem mit Abschreibungen für das neue Kohlekraftwerk Walsum 10 im Duisburger Norden zusammen. Der 750-MW-Block wird in diesem Herbst nach mehr als dreieinhalbjähriger Verzögerung bei den Bauarbeiten endlich in Betrieb gehen.

Zufrieden zeigte sich Joachim Rumstadt bei einer Telefonkonferenz, dass die Steag die Strommengen des neuen Blocks zu gut 95 Prozent an die EnBW und die Energieversorgung Niederösterreich AG (EVN) verkauft hat – und zwar für die kommenden 20 Jahre. „Damit unterscheiden wir uns deutlich von anderen Kohlekraftwerken, die auch in diesem Jahr in Betrieb gehen“, so der Vorsitzende der Geschäftsführung.

Ohnehin hat es die Steag, bei der seit 2010 sieben Revier-Stadtwerke zwischen Duisburg und Dortmund mit einer 51-Prozent-Mehrheit das Sagen haben, verstanden, ihre komplette Stromproduktion für dieses Jahr am Markt unterzubringen. Und auch für das kommende Jahr ist die Handelsabteilung, wie zu hören ist, mit großem Erfolg unterwegs – eine Entwicklung, die nur wenige Branchenkenner anfänglich dem angestaubten Unternehmen zugetraut hatten.

Für Entspannung in den Revier-Rathäusern hat die Tatsache gesorgt, dass die Steag die Gewinnausschüttung für das zurückliegende Jahr in Höhe von gut 110 Mio. Euro komplett aus dem operativen Geschäft erwirtschaften konnte. Im vergangenen Jahr war das nur mit Griff in die Rücklagen möglich, womit sich die zahlreichen Kritiker des Steag-Kaufs durch die finanziell klammen Ruhrgebietskommunen in ihrer Kritik an dem Deal bestätigt sahen. Nach Bekanntgabe der diesjährigen Bilanzzahlen blieben solche negativen Begleittöne jedenfalls aus.

Dass Städte wie Bochum 4,75 Mio. Euro oder Dinslaken und Oberhausen jeweils 1,5 Mio. Euro Gewinnausschüttung überwiesen bekommen, ist aber

keine Überraschung. Diese Summen sind in der mittelfristigen Finanzplanung festgeschrieben, die Kämmerer in den sechs Städten der kommunalen Steag-Eigentümer haben diese Gelder fest eingeplant. Mit der Überweisung aus Essen können die sieben kommunalen Konsortialpartner nicht nur den Schuldendienst für die aufgenommenen Kredite bedienen, unter dem Strich bleibt auch ein Gewinn.

Dass die Steag diese schwarzen Zahlen zum großen Teil ihrem Auslandsgeschäft verdankt, daraus macht sie kein Geheimnis. Da das Geschäft auf dem heimischen Kraftwerksgeschäft weiterhin rückläufig ist, investiert das Unternehmen weiterhin im Ausland. Die Zahl der Mitarbeiter, die für die Auslands-Tochterunternehmen tätig sind, stieg im vergangenen Jahr um rund 15,8 Prozent. Das Gros davon entfällt auf Indien, wo die Steag für die Betriebsführung mehrerer Kraftwerke mit zusammen 3 000 MW zuständig ist. Hinzu kommen in absehbarer Zeit zwei 520-MW-Blöcke, an denen die Steag mit jeweils fünf Prozent direkt beteiligt ist.

Allein in Indien beschäftigt Steag über 1 000 Mitarbeiter

Für die kommenden Jahre baut der Konzern vor: Auf der jüngsten Betriebsversammlung kündigte die Geschäftsführung an, dass bis 2017 rund 300 Stellen in der Verwaltung sozialverträglich abgebaut werden sollen. Denn trotz der guten Zahlen für 2012 gibt es eine Reihe von Fragezeichen, wie es um die Zukunft der Steag vor allem hierzulande bestellt ist. Was vor allem mit dem kohlelastigen Kraftwerkspark zusammenhängt. Auch wenn es einzelne der insgesamt 16 Blöcke 2012 auf mehr Betriebsstunden brachten als 2011, geht die derzeitige Marktlage nicht spurlos an der Steag vorbei. Offen lässt Rumstadts Geschäftsführer-Kollege Ralf Gilgen, wann der Kohleverstromer erste Blöcke stilllegen wird: „Trotz der schwierigen Rahmenbedingungen haben wir es geschafft, unsere Kraftwerke im Markt zu halten. Sie bleiben so lange am Netz, wie sie sich wirtschaftlich sinnvoll betreiben lassen.“ Daher investiert der Versorger auch weiterhin in die Effizienzverbesserung der Kraftwerke. Im vergangenen Jahr waren es gut 43 Mio. Euro.

Neue Kraftwerke will das Traditionsunternehmen in Deutschland vorerst nicht bauen, auch wenn

Geschäftsführer Rumstadt betonte, dass die Steag die behördliche Genehmigung für den geplanten Block Herne 5 verlängern wolle. Selbst vom weiteren Planungsprozess für Herne 6 sprach er bei der Telefonkonferenz, wobei es sich um ein Gaskraftwerk handeln dürfte. Selbst wenn es grünes Licht von den Genehmigungsbehörden geben sollte, bleibt die Frage offen, wer solche Kraftwerke wirklich bauen will.

Der ökologische Umbau des Kohleverstromers lässt auf sich warten

Das kommunale Konsortium ist sich uneins, ob und wann sie sich einen Partner für das noch bei Evonik liegende 49-Prozent-Paket suchen soll. Offiziell muss diese Frage bis 2016 entschieden sein, es grummelt aber in Kreisen des Stadtwerke-Septetts und auch in politischen Kreisen auf lokaler und auf Landesebene: Denn beim versprochenen ökologischen Umbau hinkt die Steag deutlich hinterher. Bei der Übernahme des Kohleverstromers durch das Kommunal-Bündnis hatte Hermann Janning, damaliger Vorstandsvorsitzender der Stadtwerke Duisburg und treibende Kraft beim Steag-Deal, viele grüne Farben an die Wand gemalt: „Unser Ziel ist es, die Steag im Inland zur größten kommunalen Erzeugungsplattform sowohl im konventionellen als auch im regenerativen Bereich auszubauen.“ So richtig präsent ist die Steag auf der regenerativen Schiene hierzulande jedenfalls nicht. Erste kleinere Windpark-Projekte meldete die Steag in Frankreich und Polen. Daneben gibt es nach eigenen Angaben eine Projekt-Pipeline mit 730 MW, die insbesondere Vorhaben in Rumänien und der Türkei umfasst.

Immerhin: Einen grünen Anstrich gibt sich die Steag in Wurfweite ihrer Konzernzentrale. Im bislang mit Kohle und Gas gefeuerten Heizwerk Rütten-scheid (Feuerungswärmeleistung: 100 MW) wird einer der vier Kohlekes-sel durch ein Blockheizkraftwerk auf Biomethan-Basis ersetzt. Der Umbau und das BHKW, das auf eine elektrische Leistung von 4 MW und eine thermische Leistung von 4,4 MW ausgelegt ist, kosten rund 6,5 Mio. Euro. Die „grüne Wärme“, so die Steag in einem Schreiben an die von den Bauarbeiten betroffenen Anwohner des Heizwerkes, werde in das eigene Fernwärmennetz eingespeist. E & M

Erfolgsfaktor Grüngas

Mit dem in eigenen Anlagen auf Erdgasqualität aufbereiteten Biogas kann der Magdeburger Energiedienstleister Getec AG auch jenseits der Eigenversorgung wirtschaftliche BHKW-Projekte realisieren. VON JAN MÜHLSTEIN



Grüngas-BHKW bringen ökonomische und ökologische Vorteile für staatliche und kommunale Einrichtungen wie das Erlebnisbad Piraten Meer im Nordseebad Büssum

Es ist etwas Besseres, als Fremdstrombezug durch ein erdgasbetriebenes BHKW zu verdrängen, gibt es im Augenblick nicht“, unterstreicht Gerhard Andres, Vorstand Immobilienwirtschaft der Getec AG. Wegen der Abgaben, Steuern und Netznutzungsentgelten sind die Strompreise hoch, die die Endkunden zu zahlen haben, die Erdgaspreise hingegen relativ moderat. Doch das funktioniert nur dort, wo der Kunde – beispielsweise ein Krankenhaus, ein Gewerbe- oder Industriebetrieb – den im BHKW erzeugten Strom weitgehend selber nutzen kann. Bei den gegenwärtigen Börsenpreisen, die den für die Vergütung von KWK-Strom gesetzlich festgelegten „üblichen Preis“ bestimmen, lohnt sich die Netzeinspeisung des BHKW-Stroms trotz KWK-Zuschläge und der Brennstoffsteuerbefreiung nicht, rechnet Andres vor.

Das heißt für ihn allerdings nicht, auf KWK zu verzichten: „Wenn Wärme- und Stromnutzung nicht zusammenfallen, haben wir die Möglichkeit, wärmegeführte BHKW auf Basis von Grüngas einzusetzen.“ Als Grüngas bezeichnet die Getec Biogas, das vorwiegend in norddeutschen „Bio-Raffinerien“ durch Vergärung von landwirtschaftlichen Nutz- und Abfallstoffen produziert, von einem Schwesterunternehmen des Magdeburger Energiedienstleisters, der Getec green energy AG, auf Erdgasqualität aufbereitet und in das Erdgasnetz eingespeist wird.

Stromvergütung nach dem EEG

Der mit solchem Bioerdgas in einem BHKW erzeugte und in das Stromnetz eingespeiste Strom wird nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz vergütet. Stofflich gesehen wird für die gekoppelte Strom- und Wärmeerzeugung „normales“ Erdgas eingesetzt; der BHKW-Betreiber muss nur nachweisen, dass in der Jahresbilanz die gleiche Menge an aufbereitetem Biogas irgendwo in das Erdgasnetz eingespeist wurde. Die EEG-Vergütung ermöglicht es der Getec, den Kunden aus Grüngas-BHKW Wärme zu günstigeren Kosten als bei einem Erdgaskessel zu liefern, betont Andres. Hingegen lohnt es sich nicht, das Bioerdgas, das deutlich teurer ist als Erdgas, ohne KWK-Nutzung zu verbrennen.

Eine Wärmeversorgung mit Grüngas-BHKW erfüllt außerdem die Anforderungen des Erneuerbare-Energie-Wärme-Gesetzes ohne zusätzliche

Kosten. Dies ist vor allem für Kunden wichtig, die diese gesetzlichen Vorgaben erfüllen müssen oder als staatliche oder kommunale Einrichtungen zur Vorbildfunktion verpflichtet sind. „Es sind öffentliche Liegenschaften, bei denen wir uns mit Grüngas-BHKW im Wettbewerb durchgesetzt haben“, bestätigt der Getec-Vorstand. Die Tatsache, dass der Energiedienstleister eigenes Grüngas einsetzt, schafft zusätzliche Spielräume. „Wenn die gesamte Wertschöpfungskette in einer Hand ist, kann man auf einer Stufe auf Marge verzichten, um ein insgesamt lukratives Projekt umsetzen zu können“, sagt der Manager.

Eine Hürde für den wirtschaftlichen Einsatz von Bioerdgas in KWK-Anlagen besteht aber darin, dass für den Bezug von Bioerdgas, der getrennt vom Erdgasbezug bilanziert werden muss, gesonderte Gasnetznutzungsentgelte fällig werden, bemängelt Andres. Für Kunden, die für ihren Gasbezug keine



Gerhard Andres: „Es sind öffentliche Liegenschaften, bei denen wir uns mit Grüngas-BHKW im Wettbewerb durchgesetzt haben“



Getec setzt auf KWK: Bei Eigenversorgung – wie mit einem 227-kW-BHKW im Krankenhaus Mettmann – mit Erdgas, bei Netzeinspeisung mit Grüngas

Leistungsmessung haben, sondern nach Standardlastprofilen abgerechnet werden, bedeuten die zusätzlichen Netznutzungsentgelte eine zu hohe Kostenbelastung. Die Schwelle, ab der sich trotzdem Grüngas-BHKW rechnen, liegt ungefähr bei einem jährlichen Gasbezug von 1,5 Mio. kWh, bei manchem Gasnetzbetreiber noch etwas darüber.

Daraus errechnet sich eine Mindestgröße der wirtschaftlich einsetzbaren Grüngas-BHKW von etwa 70 kW elektrischer Leistung. Dabei sind Grüngas und konventionelles Erdgas identische Stoffe, die für die Berechnung der Netznutzung einfach addiert werden könnten. „Es wäre die Aufgabe der Politik, diese unnötige Belastung zu beseitigen“, for-

sich die Stadt Hamburg ebenfalls für Getec entschieden. Im Einsatz ist ein Grüngas-BHKW mit 1 200 kW elektrischer Leistung. So sollen in den nächsten Jahren rund 770 Wohneinheiten mit Wärme versorgt werden. Vorgabe des Auftraggebers war ein möglichst niedriger CO₂-Ausstoß im Gesamtprojekt. **E&M**

www.mtuonsiteenergy.com

A TOGNUM GROUP BRAND

HUNDERTE VON GEBÄUDEN. TAUSENDE VON MENSCHEN. UND EINE ENERGIEQUELLE, DIE ALLE VERSORGT: MTU ONSITE ENERGY.

Ob öffentliche oder private Gebäude: Eine effiziente und kontinuierliche Energieversorgung mit Strom, Wärme oder auch Kühlung ist für Mensch und Technik unverzichtbar. Deshalb bieten wir mit Diesel-Stromaggregaten und KWK-Anlagen zuverlässige und wirtschaftliche Lösungen, die auf Ihren Energiebedarf abgestimmt sind. Deshalb vertrauen Kunden weltweit auf MTU Onsite Energy Systeme.

Motor für die Energiewende

In Rosenheim ist ein effizientes Gasmotor-BHKW der 10-MW-Klasse in ein umfassendes KWK-Konzept eingebunden worden. **VON MICHAEL PECKA**

Die Stadtwerke Rosenheim GmbH haben am 10. April den neuen Gasmotor GE J920 FlexExtra von GE Jenbacher mit 9,5 MW elektrischer und 8 MW thermischer Leistung in Betrieb genommen. „Die Energiewende kann nur als Gemeinschaftsleistung gelingen“, sagte der bayerische Umweltminister Marcel Huber (CSU) bei der feierlichen Inbetriebnahme. Dabei könnten auch kommunale Versorger ihren Beitrag leisten. „Investitionen in innovative und moderne Kraftwerke sind eine wichtige Grundlage für eine erfolgreiche Umsetzung der Energiewende“, betonte Huber.

Der oberbayerische Energieversorger betreibt bereits vier BHKW des österreichischen Herstellers: drei Motoren des Typs J620 mit jeweils 3,35 MW elektrischer Leistung und ein 4,4-MW-Modul des Typs J624. „Seit fast zehn Jahren ver-

bindet uns eine enge Zusammenarbeit mit den Jenbacher Kollegen von GE“, sagte Götz Brühl, Geschäftsführer der Stadtwerke Rosenheim. Die Oberbayern sind deshalb auch die Ersten, die das laut Brühl rund 7 Mio. Euro teure Aggregat der 10-MW-Klasse im Praxisbetrieb einsetzen.

Der neue 20-Zylinder-Motor verfügt nach Herstellerangaben über einen elektrischen Wirkungsgrad von 48,7 Prozent. Dies sei in der 10-MW-Motorklasse die höchste erreichbare Effizienz in der Stromgewinnung, heißt es aus Tirol. Im KWK-Betrieb soll die Maschine einen Gesamtwirkungsgrad von rund 90 Prozent erreichen.

Die Stadtwerke wollen mit dem BHKW im Verbund mit bestehenden KWK-Anlagen den schwankenden Beitrag von Wind- und Solarstrom im Mittelspannungsnetz ausgleichen und gleichzeitig die miterzeugte Wärme für

die Fernwärmeversorgung nutzen. Der Rosenheimer Kommunalversorger verfügt nun über Erzeugungskapazitäten von insgesamt 36,1 MW elektrischer und 43,8 MW thermischer Leistung. Damit werden 40 Prozent des Strom- und etwa 20 Prozent des Wärmebedarfs der Stadt gedeckt. „In weniger als fünfzehn Jahren wollen wir die Energie für Rosenheim so herstellen, dass unsere Atmosphäre nicht mehr mit zusätzlichen Klimagasen belastet wird“, betonte Brühl. „Moderne Kraftwerkstechnik wie der J920 FlexExtra bringen uns diesem Ziel einen großen Schritt näher. Denn mit jeder Kilowattstunde Strom, die unser neuer Gasmotor produziert, ersetzen wir andernorts in Deutschland weniger effiziente Kraftwerkskapazität“, so der Stadtwerkechef.

„Wir werden den Motor nicht strom- oder wärmegeführt, sondern geldgeführt betreiben“, kündigte Brühl an. Seinen Angaben zufolge werden die Rosenheimer KWK-Anlagen bereits seit 2003 spotmarkt-orientiert gefahren. Für den neuen Motor – der auch Leistung für den Regelenergiemarkt bereitstellen soll – kalkulieren die Stadtwerke jährlich 3 000 bis 3 500 Benutzungsstunden für einen wirtschaftlichen Betrieb. Im ersten Jahr hat der Pilotkunde dem Hersteller jedoch zugesagt, die Anlage etwa 5 000 Stunden zu betreiben.

Zur Energieeffizienz und Wirtschaftlichkeit der Rosenheimer Gasmotoren trägt auch ein Warmwasserspeicher mit 1 000 m³ Gesamtvolumen bei. Da die Spitzen des Strombedarfs und der Fernwärmefrage nicht zeitgleich anfallen, können vier Behälter mit Heißwasser bei Temperaturen bis 130 °C und Druck bis 10 bar beladen

werden. Meist in den Morgenstunden werden die Wasserspeicher wieder entladen und die gepufferte Wärme in das Fernwärmenetz eingespeist. Weil das Fernwärmenetz in den kommenden Jahren weiter ausgebaut und durch größere Flexibilität bei den Speicherzyklen auch die Wirtschaftlichkeit des KWK-Konzeptes gesteigert werden soll, ist laut Brühl ein weiterer Wärmespeicher mit etwa 20 000 m³ Gesamtvolumen geplant.

GE Jenbacher sprach bei der jetzt erfolgten Markteinführung des neuen Motors, der bereits im Oktober 2010 der Fachpresse vorgestellt wurde und nach den damaligen Plänen schon 2012 für den Markt zur Verfügung hätte stehen sollen, von einer hohen Nachfrage. Weltweit soll der Motor in entlegenen Regionen zur unabhängigen Stromerzeugung eingesetzt werden. Auftrags-eingänge aus China, Indonesien und Afrika lägen bereits vor.

In Deutschland hat man den dezentralen Erzeugungsmarkt, also Stadtwerke und Industrie, im Blickfeld. „Unsere flexible J920-Technologie bietet sowohl hohe Wirkungsgrade als auch hohe Zuverlässigkeit. Damit ist sie für dezentrale industrielle Anwendungen und zur Netzstabilisierung die ideale Wahl unter den großen Gasmotoren. Gleichzeitig optimiert sie die CO₂-Bilanz der Kunden“, sagte Karl Wetzlmayer, General

Manager der GE Gasmotorensparte. Da die Maschine laut Hersteller in fünf Minuten von Stillstand auf Vollast hochgefahren werden kann, sei auch der Einsatz zur Spitzenlastherstellung attraktiv. So können BHKW nicht nur effizient Strom und Wärme erzeugen, sondern auch flexibel Kapazitäten für den Lastausgleich im Stromnetz bereitstellen.

Geldgeführtes Motoren-BHKW

„Wir sind mit unseren KWK-Anlagen deutlich günstiger als GuD-Kraftwerke“, stellte Brühl für sein Konzept klar. Offensichtlich erkennen auch andere Stadtwerke, dass in Kaskade geschaltete Motoren-BHKW im großen Leistungsbereich eine attraktive Alternative zu der Kombination aus Gas- und Dampfturbinen sind. Zum Beispiel prüfen die Stadtwerke Kiel, ob ein geplantes 200-MW-Gaskraftwerk aus vier Gasturbinen oder 20 Erdgas-BHKW aufgebaut werden soll. Die Stadtwerke Heidelberg hingegen haben sich bereits festgelegt: In der Universitätsstadt werden bestehende Heizkraftwerke um zusätzliche 750-kW-Gasmotoren-BHKW als modulares Gaskraftwerk erweitert. Dass auch GE Jenbacher an der Ausschreibung in Heidelberg teilgenommen hat, ist anzunehmen. **E & M**

Bewährte Technik

Das Motordesign des GE-Gasmotors J920 basiert auf der bewährten 6er-Baureihe. Die Effizienz wurde unter anderem durch die weitere Optimierung des Zünd- und Verbrennungssystems sowie deren verbesserte Abstimmung erhöht. Das Aggregat verfügt über ein zweistufiges Turboladersystem, das gemeinsam mit ABB Turbo Systems entwickelt wurde. Der Generator des japanischen Herstellers Toyo Denki erfüllt die im Grid Code der Netzbetreiber festgeschriebenen Anforderungen und könne auch bei Spannungsschwankungen Strom erzeugen. Alle BHKW-Komponenten wurden in Rosenheim auf ein Schwingfundament montiert, der Motor zudem mit zwei Schalldämpfern ausgestattet, um die Schallemissionen am Kraftwerksstandort in der Stadt zu minimieren.



Start des neuen Gasmotors in Rosenheim: Oberbürgermeisterin Gabriele Bauer, Umweltminister Marcel Huber, Stadtwerkechef Götz Brühl und Karl Wetzlmayer von GE (v.l.n.r.)

Bild: Stadtwerke Rosenheim



Der logische Weg – Ausbildung zum Energieeffizienzauditor (TÜV).

Drei Abschlüsse mit modularem Lehrgang: Energieeffizienzbeauftragter, -manager und -auditor mit TÜV Abschluss.

In Zeiten stetig steigender Energiekosten stellt Energieeffizienz ein wesentliches Einsparpotential dar. Unternehmen mit einem funktionierenden Energieeffizienzmanagement (EnMS) verbessern nachhaltig ihr Betriebsergebnis und steigern ihre Wettbewerbsfähigkeit.

- Modul 1: Energieeffizienzbeauftragter (TÜV)
- Modul 2: Energieeffizienzmanager (TÜV)
- Modul 3: Energieeffizienzauditor (TÜV)

Die Module sind an den Standorten
 ■ Nürnberg ■ Berlin-Spandau ■ Leipzig ■ Köln geplant.

Kontakt: Tel. 0800 8484006 (gebührenfrei)
 servicecenter@de.tuv.com · www.tuv.com/energie

TÜV Rheinland Akademie GmbH
 Am Grauen Stein
 51105 Köln



ENERGIE & MANAGEMENT ZEITUNG FÜR DEN ENERGIEMARKT

Special
 „Energievertrieb“
 Partner, Produkte, Player

- Vertriebsallianzen und -strategien
- Discounter und Stromverkäufer
- Gasvertrieb im Wandel
- Forderungsmanagement

Kontakt

EnergyRelations GmbH · Theresia Schmid
 Telefon +49 (0) 81 92 / 99 73 33 0
 Mail: info@energyrelations.de

Termine

Erscheint am: 17. Juni 2013
Anzeigenschluss: 21. Mai 2013

Treibender Faktor Eigenstromerzeugung

In Industrieunternehmen können sowohl Motoren-BHKW als auch Gasturbinen wirtschaftlich eingesetzt werden. Entscheidend ist ein schlüssiges KWK-Konzept. VON JAN MÜHLSTEIN

Immer mehr Industrieunternehmen setzen auf Kraft-Wärme-Kopplung, bestätigt Jörn Eberhard von der Ingenieurgesellschaft BLS Energieplan GmbH in Frankfurt am Main. „Mit der steigenden Zahl der installierten Anlagen und dem zunehmenden Engagement großer Unternehmen wie Mercedes oder Volkswagen drängt sich das Thema KWK in den Vordergrund“, berichtet der Planer aus seiner Praxiserfahrung. Entscheidend ist dabei der Wunsch der Wirtschaft, sich bei steigenden Energiepreisen von den äußeren Rahmenbedingungen so weit wie möglich unabhängig zu machen.

Für KWK sprechen in erster Linie ökonomische Argumente; die ökologischen Effekte sind gut fürs Image, aber oft nicht ausschlaggebend, stellt der Ingenieur fest. Der treibende Faktor der Wirtschaftlichkeit ist die Eigenstromerzeugung. „Wenn das Lastprofil passt, lassen sich für Investitionen in KWK-Anlagen die von der Industrie noch akzeptierten Amortisationszeiten von vier bis sechs Jahren durchaus erreichen“, meint er. Dazu trägt auch die Förderung durch das KWK-Gesetz, die



Jörn Eberhard: „Das Thema KWK drängt sich in den Vordergrund“

seit 2009 auch für den selbst genutzten Strom gewährt wird und 2012 angehoben wurde.

Welche KWK-Technologie vorteilhafter ist, hängt vom Einzelfall ab, betont Eberhard. Von einer pauschalen Zuordnung – Gasturbine für Dampf, Motoren-BHKW für Heizwärme – hält er nicht viel: „Auch das heiße Motorenabgas eines BHKW kann zur Dampferzeugung genutzt werden.“ Dabei hat

der Motor gegenüber der Gasturbine den Vorteil eines höheren Stromwirkungsgrades. Bei gleicher Wärmeabgabe kann somit ein BHKW mehr Strom als eine Gasturbine produzieren. Allerdings muss man auch die Niedertemperaturwärme des Motors nutzen, zum Beispiel zur Vorwärmung des Kesselnauspeisewassers oder zum Betrieb einer Absorptionskälteanlage, „wenn man einen guten COP hinbekommt“. Schlimmstenfalls könne man im Sommer über einen Notkühler fahren, auch das kann noch wirtschaftlich sein.

Energiekonzept stellt die Weichen

Es lohnt sich, außerdem zu prüfen, für welche Produktionsprozesse tatsächlich Dampf gebraucht wird. Nicht selten findet man Dampfnetze vor, aus denen ein Teil der Verbraucher über Heizkondensatoren versorgt werden. „Früher hat es keine große Rolle gespielt, ob Netze mit 200 Grad Celsius heißem Dampf oder mit Heizwasser bei 80 Grad Celsius betrieben wurden“, sagt der Ingenieur.

Bei dem gegenwärtigen Energiepreiseniveau kommt es schon darauf an, die Wärmeverluste im Netz gering zu halten. Die Lösung kann dann darin bestehen, die Wärmeverteilung vom Dampf auf Heizwasser umzustellen, das ein Motoren-BHKW liefern kann. Für die wenigen Verbraucher, die Dampf benötigen, kann ein kleiner lokaler Dampferzeuger aufgestellt werden.

Ohnehin empfiehlt Eberhard, die gesamte Energieversorgung des Betriebes genau anzuschauen, bevor ein KWK-Aggregat ausgelegt wird. „Den Energiebedarf, den man einspart, muss man nicht erzeugen“, spricht er die nicht selten vernachlässigte Binsenweisheit aus. „Leider zögern Industrieunternehmen oft, Geld für Energiekonzepte auszugeben“, bedauert der Planer. „Dabei ist dieser Schritt mit der wichtigste, da hier die Weichen gestellt werden.“

Ein „Sahnehäubchen“ in einem KWK-Konzept ist die Möglichkeit, mit den Anlagen in den Regelenergiemarkt zu gehen und zum Beispiel Minutenreserve anzubieten. Meistens

Mercedes-Benz setzt in Wörth am Rhein drei Gasmotoren-BHKW mit je 4,4 MW elektrischer Leistung ein

erlauben es die Produktionsprozesse, „auch mal die eigene Stromerzeugung an- und abzustellen und dann einen Wärmespeicher zu fahren“, beschreibt Eberhard die Flexibilität der industriellen KWK-Anlagen.

Für die Industrie sind KWK-Anlagen ab etwa 300 kW elektrischer Leistung interessant, schätzt der Planer. Die obere Grenze liegt für die BLS, die KWK-Anlagen auch für Fernwärmeversorgung und für die Gebäudewirtschaft plant, bisher bei 25 MW. Dass für Eigenerzeugungsanlagen ab 2 MW die Stromsteuer fällig wird, beeinflusst den Markt nicht besonders stark, beobachtet Eberhard. Die zum 1. April 2012 ausgesetzte Rückerstattung der Mineralölsteuer für KWK-Anlagen bis 2 MW, die inzwischen wieder gesichert ist, habe hingegen zur größeren Verunsicherung der Unternehmen geführt. **E&M**

Kawasaki

GREEN
Gas Turbines

Get Reliable Eco-friendly Energy Now

WELTREKORD!

**Weltweit höchste Effizienz
in ihrer Klasse – 40,1 %**

Die beste Lösung zur Power Generation

Unter den weltweit niedrigsten Emissionen
Umweltfreundlich durch niedrigste NO_x Emissionen

Einfachste Wartung
Längere Wartungsintervalle und
beste Wartungsfreundlichkeit

NEU L30A – 30 MW_e Gasturbine

Elektrische Leistung 30,1 MW_e
Elektrischer Wirkungsgrad 40,1 %

Besuchen Sie uns vom 4. bis 6. Juni
auf der PowerGen 2013, Messe Wien
Sie finden uns in Halle B auf Stand 2055

VGB-Fachtagung „Gasturbinen und
Gasturbinenbetrieb 2013“
11. und 12. Juni 2013 in Friedrichshafen

Power im Paket



Kawasaki Heavy Industries (KHI) haben ihre Energieerzeugungsaktivitäten in einem neuen Geschäftsbereich gebündelt; die neue Gasturbine L30A soll zu einem Verkaufsschlager werden. VON HELMUT SENDNER

Bilder: Kawasaki

Kobe Steel. Kennt man: Ein internationaler Stahl- und Maschinenbaukonzern. Kobe Beef. Kennen Gourmets: Für Normalsterbliche nicht bezahlbares Rindfleisch. Kobe Winery. Kennen vielleicht Wein-Enthusiasten: Weinberg am

Rande der Stadt mit Chardonnay, Seibel, Riesling, Cabernet Sauvignon, Merlot. Geschmack sehr gewöhnungsbedürftig.

Kobe Kawasaki Heavy Industries. Kennen Motorradfahrer, Schiffseigner, Flugzeugbauer, Energieerzeuger, Jet-Ski-Liebhaber, Holzfäller, Gärtner, Industriebetriebe, Bahnbetreiber. Züge baut das Unternehmen, komplette LNG-Dampfer und Unterseeboote, Motorräder und Roboter, Turbinen und Motoren für dies und das. KHI ist ein Generalunternehmen für Industrieanlagen und Kraftwerke.

Die Wiege des Unternehmens in Kobe liegt im Hafen der heute 1,5-Millionen-Einwohner-Stadt. Dort hat Shozo Kawasaki 1881 mit einer Schiffswerft sein Geschäft begonnen, im gleichen Jahr kam

schon die Maschinenbau-Division dazu, innerhalb derer gegenwärtig die großen Gasmotoren, Kompressoren und Dampfturbinen gefertigt werden. Auf 360 000 m² Fläche riesiger Hallen und Bürokomplexe arbeiten rund 2 900 Menschen.

Generalunternehmen für Industrieanlagen und Kraftwerke

Der Kern des Gasturbinengeschäftes liegt in den Akashi-Werken etwas außerhalb der Stadt. Dort ist auch der Arbeitsplatz von Shin-ichiro Nuomi, Deputy General Manager der Gas Turbine Division und der Gas Turbine & Machinery Company, so stand es am 13. März beim Besuch des Reporters auf Nuomis Visitenkarte.

Vor dem Bürogebäude ist die deutsche Flagge gehisst, auf dem Konfe-

Aus einer Hand

Der Verkauf von Gasturbinen, Gasmotoren und Dampfturbinen erfolgte bei KHI in der Vergangenheit jeweils auf getrennten Wegen. Im April wurden die Energieerzeugungsaktivitäten des Maschinenbau-Konzerns mit weltweit rund 33 000 Mitarbeitern in der Geschäftseinheit „Energy Solution Division“ zusammengefasst. Nach dem Motto „One face to the customer“ werden den Kunden die Alternativen oder auch Additive der drei Strom- und Wärmeerzeugungsformen aus einer Hand angeboten. Bei den Dampfturbinen reicht die Leistungspalette von 15 bis 90 Megawatt, bei den Gasmotoren konzentriert sich der Konzern auf 5,2- und 7,8-MW-Aggregate. Die Gasturbinen gibt es in Leistungsstufen von 1,7, 5,4, 6,8, 7,8, 18,4 MW bis zur neuen L30A mit einer elektrischen Leistung von 30,1 MW. Mit im Angebot der Energy Solution Division sind Kessel und Kälteaggregate sowie die komplette Übernahme des Anlagenbaus als Generalunternehmer – und in Zukunft vielleicht auch als Contractor.

renztisch steht die Mini-Version von Schwarz-Rot-Gold. Man hat es mit sehr aufmerksamen Gastgebern zu tun, eine Verbeugung hier, eine da – die richtigen „Antworten“ darauf zu

finden, das verunsichert den Besucher. Das nur am Rande bemerkt, zu dem bei der aktuellen Ethik-Diskussion im Journalismus vielleicht auch gehört, dass der Schreiber dieser



Der Dachs. Die Kraft-Wärme-Kopplung.



SENERTEC

Carl-Zeiss-Straße 18 · 97424 Schweinfurt

H.G.S.

DIE GASMOTOREN-KOMPETENZ

Wir sind Service-Partner von:



DER H.G.S.-ANLAGENBAU:

- herstellerunabhängig: Ihr Vorteil steht im Mittelpunkt
- Full-Service: von der Planung über die Realisierung bis zum Kundendienst
- Komponenten von namhaften Herstellern
- kosteneffiziente Planung und reibungslose Durchführung
- individuelle Anfertigung gemäß Anforderungen und Standortbedingungen



H.G.S. GmbH & Co. KG
Hessenstraße 55
47809 Krefeld

Telefon +49 (0) 21 51 / 52 55-600
Telefax +49 (0) 21 51 / 52 55-720
Web www.hgspartner.de
E-Mail frage-an@hgspartner.de

Zeilen seine Reise nach Japan selbst bezahlt hat.

Nuomi und sein Führungsteam empfangen in ihrer Arbeitsuniform, nur die Hemden und Krawatten sind unterschiedlich.

Es geht – vor allem – um die neuentwickelte Gasturbine L30A, um eine Wunderwaffe (?) für den wachsenden Weltmarkt der dezentralen Energieversorgung und der Kraft-Wärme-Kopplung. „World Record 40,1 % – the Most Efficient 30 MW Machine in the World“, steht auf dem Prospekt, und „Green Gas Turbine“ ist zu lesen. GREEN soll heißen: Get Reliable Eco-friendly Energy Now“.

Ryozo Tanaka, Manager der Abteilung Gasturbinenentwicklung, erzählt von der Entstehung der L30A. Im Jahr 2007 sei damit begonnen worden; inklusive des riesigen Teststandes in Akashi und dem Bau von zwei Prototypen habe man bis heute rund 80 Mio. Euro ausgegeben. Dafür erhofft sich Nuomi „mit dem neuen Aggregat bis zum Jahr 2020 einen Umsatz von rund 770 Mio. Euro und in diesem Leistungsbereich weltweit einen Marktanteil von zehn Prozent“.

Die erste verkaufte Maschine läuft laut Tanaka seit Oktober 2012 in der Aboshi-Anlage des Chemiekonzerns Daicel Corporation im kommerziellen Betrieb „ohne jedes Problem“. Die Bauzeit des KWK-Aggregates betrug genau ein Jahr, mit 28,4 MW elektrischer Leistung produziert es stündlich 46,2 t Dampf und kommt auf einen thermischen Gesamtwirkungsgrad von 83,1 Prozent.

In zehn Minuten von Null auf Hundert

Der Betreiber bekommt für sein Geld Garantien wie bei jeder anderen Gasturbine von KHI auch.

Die Sicherheit dafür nahmen die Kawasaki-Ingenieure aus unendlich vielen Tests und Materialprüfungen nach Hunderten von Betriebsstunden in der Versuchsanlage. Die wichtigste Prüfung auf Herz und Nieren war die FMEA-Studie (Failure Mode Effect Analysis), in der die Häufigkeit von Defekten, die Wahrscheinlichkeit nicht erkannter sowie der Schweregrad von Defekten untersucht werden.

245 kritische Komponenten und Module wurden der FMEA unterzogen, sagt Tanaka, „und dabei rund 6 500 Fehlermöglichkeits- und Einflussanalysen gemacht“. Dann war die L30A reif für den ersten Kunden.

Seit 1972 hat KHI rund 10 000 Gasturbinen an die Marine, die Industrie und an Energieerzeuger verkauft.

Von der L30A, so die vorsichtige Planung, sollen zunächst drei bis vier jährlich vom Teststand in Akashi zu Kunden geliefert werden; die Fertigungskapazitäten sind für zehn Aggregate per anno ausgelegt, und Nuomi ist zuversichtlich, diese Zahl bald zu erreichen.

Seine Hoffnung setzt der KHI-Gasturbinen-Chef vor allem auf die „Energiewende“ in Japan. Diskutiert werden ganz unterschiedliche Szenarien des Kernenergieanteils und des Anteils der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung, eindeutiger Sieger für die Energiezukunft in Japan scheint immer die Kraft-Wärme-Kopplung zu sein. Ihr Anteil soll sich von heute drei auf mindestens 15 Prozent im Jahr 2030 erhöhen, „und dabei haben Gasturbinen wie die L30A sehr gute Chancen, insbesondere in hochflexiblen Gas- und Dampfturbinenkombinationen, die, je nach momentanem Bedarf, strom- oder wärmegeführt fahren“, sagt Nuomi.

Optimistisch ist er generell hinsichtlich der Gasturbinen von KHI, für die er verspricht, dass sie alle in den nächsten Monaten so weit ausgereift sein werden, dass sie innerhalb weniger Minuten vom Kaltstart in die Vollast laufen, was für den Markt der Minutenreserve sehr wichtig ist.

Das gilt auch für die Gasmotoren aus Kobe. Garantie: In zehn Minuten von Null auf Hundert, in vier Minuten von 50 Prozent auf volle Leistung.

Was für ihn hinter dem Begriff „Smart Energy“ steckt, fragt der Reporter den KHI-Manager. Und Nuomi hat klare Vorstellungen: „Da ist die Wärme ganz wichtig und zunehmend die Kälte; es handelt sich um Smart



Shin-ichiro Nuomi: „Noch nicht in naher Zukunft, aber ich kann mir vorstellen, dass wir auch als Contractor auftreten werden“

Grid und Smart Meter; gemeint sind die erneuerbaren Energien und dahinter die Backup-Stabilisierung mit konventionellen Energien; das Smart Home spielt eine wichtige Rolle und die IT als verbindendes Element des gesamten smarten Systems.“

Ähnlich hören wir das oft in Deutschland, wo KHI mit ihrem Angebot von Gasturbinen, Gasmotoren und auch Dampfturbinen einen wachsenden Markt in der dezentralen Energieversorgung sieht. Die Stadtwerke hat Nuomi im Auge, unabhängige Energieerzeuger, Industrieparks und die energieintensive Industrie überhaupt. Eine Vision dabei: „Noch nicht in naher Zukunft, aber ich kann mir vorstellen, dass wir auch als Contractor auftreten werden. Aber das werden wir zu gegebener Zeit diskutieren.“

Neue Struktur: „One face to the customer“

Shin-ichiro Nuomi ist 58 und hat im April neue Aufgaben übernommen. KHI hatte beschlossen, ab diesem Zeitpunkt ihren Energiebereich neu zu strukturieren.

Nach dem Motto „One face to the customer“ werden die bisher in verschiedenen Divisionen angesiedelten Aktivitäten für Industrie-Gasturbinen, Gasmotoren, Dieselmotoren, Dampfturbinen, Abhitzeessel, Kessel und Kältemaschinen in der „Energy Solution Division“ zusammengefasst – Nuomi ist der General Manager des Gebildes.

Wie sich das auf die Kawasaki Gas Turbine Europe GmbH (KGE), Firmensitz Deutschland, auswirken wird, konnte Nuomi im März noch nicht sagen. Stefan Paul, der KGE-Vertriebschef, verspricht sich

Kawasakis „Wunderwaffe“: Die neu entwickelte Gasturbine L30A mit einem Wirkungsgrad von 40,1 Prozent

jedenfalls viel von der neuen Organisationsstruktur: „Alles aus einer Hand anbieten zu können, ist besonders in Europa wichtig. Wir können damit die Kunden umfassend beraten, was gerade bei der Optimierung Gasturbine oder Gasmotor wichtig ist.“

Was soll der Kunde nehmen: Die neue Gasturbine L30A mit 30,1 MW elektrischer Leistung und einem thermischen Wirkungsgrad von 40,1 Prozent (KHI: „World Record“) oder vier Gasmotoren à 7,8 MW elektrischer Leistung mit 49 Prozent elektrischem Wirkungsgrad (KHI: „The World Best Performance“)?

Nuomi, Chef der neuen Energy Solution Division, hofft, die erste L30A im Jahr 2015 nach Europa zu liefern. Für den Vertriebsprofi Paul könnte das ein Ansporn sein, es schon früher zu schaffen. **E&M**



MOTOREN - SYSTEME - VERTRIEB - SERVICE

ALLES AUS EINER HAND.

ZEPPELIN **CAT**
Power Systems

STROM- & WÄRMEANLAGEN

- SCHIFFE
- ÖL- & GAS-INDUSTRIE
- LOKOMOTIVEN
- MOBILE & STATIONÄRE ANTRIEBE

Ihr Partner für Caterpillar BHKW-Aggregate und Anlagen.

- Innovatives BHKW-Komplettprogramm: im Leistungsbereich von 1.000 bis 2.000 kWel
- Von der Projektierung bis zum Service
- Dichtes Service-Netz – hohe Verfügbarkeit Ihrer Anlage

Zeppelin Power Systems GmbH & Co. KG
 Telefon +49 4202 9146-0
 E-Mail zps.achim@zeppelin.com
 www.zeppelin-powersystems.de

Höchste Zeit für alternative Lösungen in der Energieversorgung.

Der Dachs verbindet moderne Effizienztechnologie mit hoher Wirtschaftlichkeit und zeichnet sich durch ökologische Vorteile aus. Der Dachs erzeugt Wärme und Strom gleichzeitig. Das spart viel Geld, Energie und schont die Umwelt. Empfehlenswert ist der Einsatz besonders dort, wo ein hoher Bedarf an Strom und Wärme anfällt. So eignet sich ein Dachs z. B. für Schulen, Kindertagesstätten, Altenpflegeheime, Sporthallen, Schwimmbäder, Verwaltungsgebäude oder kleinere Krankenhäuser. Je nach Bedarf können bis zu zehn Dachs Anlagen gekoppelt werden. Seit über zehn Jahren und mit über 35.000 Anlagen ist der Dachs der verlässliche Marktführer, wenn es um Mini-BHKW geht.

SENERTEC
 info@senertec.de · www.derdachs.de

Energiewende ist auch Kapitalwende

Die Mainova AG präsentierte für 2012 ein durchschnittliches Ergebnis. Angesichts widriger Rahmenbedingungen zeigte sich der Vorstand damit jedoch zufrieden. VON FRITZ WILHELM

Die Zeiten seien schwierig, sagte Constantin Alsheimer, der Vorstandsvorsitzende der Mainova AG, anlässlich der diesjährigen Bilanzpressekonferenz. Dennoch habe sich der Frankfurter Kommunalversorger im vergangenen Jahr gut behauptet. Das Ergebnis vor Ertragsteuern (EBT) gab zwar von 104,4 Mio. auf 96,6 Mio. Euro nach, liegt damit aber noch im Durchschnitt der vergangenen sechs Jahre. Der Umsatz erreichte mit 1,98 Mrd. Euro einen neuen Höchststand (2011: 1,79 Mrd. Euro).

Umsatzstärkste Sparte sei nach wie vor das Stromgeschäft mit 1 Mrd. Euro (2011: 916,1 Mio. Euro), in dem mit 10,1 Mrd. kWh (2011: 9,7 Mrd. kWh) mehr als im Jahr zuvor abgesetzt werden konnte. Der Wettbewerb und der damit verbundene Margendruck hätten allerdings deutlich zugenommen, so Alsheimer. Derzeit machten 135 Unternehmen mit 450 Tarifen dem kommunalen Versorger in seinem ange-

stammten Netzgebiet Konkurrenz. Mit 598,8 Mio. Euro zweitstärkste Sparte, aber mit dem größten Gewinnbeitrag, war Erdgas. Aufgrund wesentlich kälterer Temperaturen im vergangenen Jahr gegenüber 2011 stieg der Gasabsatz auf 14,3 Mrd. kWh (2011: 12,0 Mrd. kWh).

Die größte Belastung resultiert aus der Stromversorgung. Unter anderem niedrige Großhandelspreise, die die Vermarktung der eigenen Kraftwerke erschweren, und die Notwendigkeit, Risikoversorge zu betreiben, führten zu einem Verlust von 35,1 Mio. Euro in diesem Bereich. Der Weiterbetrieb des Kraftwerkes Irsching 5 ist mittlerweile gesichert. Doch die Mainova musste für ihren 16,6-Prozent-Anteil zunächst eine Wertberichtigung von 21,7 Mio. Euro in der aktuellen Bilanz vornehmen. Weniger kritisch sei die Situation beim Gemeinschaftskraftwerk Bremen. Hier habe die Mainova den Strom aus ihrer Kraftwerkscheibe schon für die nächsten fünf Jahre verkauft.

Für Entlastung im Jahresergebnis sorgt die Bereitstellung von Regelenergie. Dafür seien die eigenen Erzeugungsanlagen entsprechend ertüchtigt worden, was sich nun auszahle und die Abschreibungen entsprechend kompensiere.

Skepsis gegenüber Offshore-Windkraft

Die Beteiligungen der Mainova haben das Ergebnis mit 32,6 Mio. Euro gestützt. Gleichzeitig trage auch das interne Effizienzprogramm Früchte, zu dem beispielsweise die Einschränkung der Sponsoring-Aktivitäten um mehr als eine Million Euro gehört.

Am schwierigen Marktumfeld werde sich nach Alsheimers Ansicht so schnell nichts ändern, weil die Politik anscheinend nicht bereit sei, den Umbau der Energiewirtschaft konsequent voranzutreiben. So habe beispielsweise der CO₂-Handel keinerlei Steuerungswir-

kung mehr. Statt Anreize für hocheffiziente Kraftwerke zu schaffen, werde am Ende noch die Braunkohleverstromung begünstigt.

Dem Erdgas misst Alsheimer eine große Bedeutung im Rahmen der Energiewende bei. Vor allem die Power-to-Gas-Technologie sieht der Mainova-Chef als wesentliche Option für die Speicherung regenerativ erzeugten Stroms.

Skeptisch äußerte er sich dagegen zur Offshore-Windkraft. Die Förderung der erneuerbaren Energien solle sich auf die effizientesten Formen konzentrieren. Mit Abstand sei dies die Onshore-Windkraft. Dennoch beobachte die Mainova permanent den Offshore-Markt, habe bisher aber die Risiken noch als zu hoch eingeschätzt. Der kritischste Punkt sei allerdings, dass Offshore-Wind eine zentralisierte Form der Stromerzeugung sei, die Tausende von Kilometern Höchstspannungsleitungen erfordere, während dem Ausbau der Verteilnetze von Seiten der

Bundesnetzagentur zu wenig Aufmerksamkeit geschenkt werde.

Laut Vorstand Peter Birkner sind Investitionen in erneuerbare Energien von 500 Mio. Euro bis zum Jahr 2015 geplant. Dies entspreche einer Kapazität von 270 MW. Davon entfallen rund 30 MW auf Photovoltaik- und 240 MW auf Onshore-Windkraftanlagen. Die Investitionen in die Solarenergie seien bereits abgeschlossen, bei der Windenergie sei noch eine Reihe von Projekten in der Pipeline. Installiert sind gegenwärtig rund 77 MW in insgesamt vier Windparks. Insgesamt investierte die Mainova im Jahr 2012 55,4 Mio. Euro in Wind- und Solarenergie. Mit Biomasse- und Wasserkraftanlagen summiert sich die regenerative Erzeugungskapazität mittlerweile auf 122,5 MW.

In diesem Zusammenhang wies Birkner darauf hin, dass die Energiewende auch eine Kapitalwende sei. Letztlich würden Brennstoffkosten reduziert und Kapitalkosten erhöht. Daher sei zu überlegen, ob der Ausbau der erneuerbaren Energien von der Mainova alleine gestemmt werden solle, wie dies einmal angedacht war, oder ob man die Projekte beispielsweise gemeinsam mit einem der zahlreichen institutionellen Investoren angehe, die nach Anlagemöglichkeiten suchen. Somit würde Financial Engineering als neue Aufgabe hinzukommen. **E&M**



Strom und Wärme selbst gemacht!

KUNTSCHAR + SCHLÜTER
Ein Unternehmen der WUFI-Gruppe



Die effizienten Blockheizkraftwerken von Kuntschar und Schlüter kommen mit allen Gasarten zurecht und liefern zuverlässig Wärme und elektrische Energie –soviel Sie brauchen! Es wird ein Leistungsbereich von bis zu 400 kW elektrisch abgedeckt.

Sie möchten mehr über BHKW wissen?
Kontaktieren Sie uns, wir informieren Sie gerne:

Kuntschar u. Schlüter GmbH, Unterm Dorfe 8, 34466 Wolfhagen-Ippingh.,
Tel.: 0 56 92/ 98 80 - 0, Fax: 0 56 92 / 98 80 - 20, info@kuntschar-schlueter.de

Irsching 4 und 5 erhalten Fixkostenerstattung

Die beiden hocheffizienten Gaskraftwerke bleiben für Redispatch-Aufgaben am Netz und dürfen zusätzlich weiter am Strommarkt teilnehmen. Darauf haben sich der Betreiber Eon und der Übertragungsnetzbetreiber TenneT geeinigt. Die Bundesnetzagentur gibt ihren Segen. VON TIMM KRÄGENOW

Die Stromkunden zahlen künftig einen Teil der Fixkosten der Gaskraftwerke Irsching 4 und Irsching 5, diese dürfen aber weiter am Strommarkt teilnehmen. Das ist der Kern der Einigung für den Weiterbetrieb der beiden hocheffizienten Gasblöcke, die zwischen den Kraftwerksbetreibern und dem Netzbetreiber TenneT geschlossen und am 26. April bekannt gegeben wurde. Die Einigung wurde eng mit der Bundesnetzagentur abgestimmt und fußt auf deren Festlegung, dass für Kraftwerke, die mehr als zehn Prozent auf Anforderung der Übertragungsnetzbetreiber laufen, die Übernahme der Fixkosten zur Abfederung der wirtschaftlichen Nachteile für den Kraftwerksbetreiber möglich ist. Die Kosten werden auf die Netzentgelte umgelegt.

Kraftwerke werden für den Redispatch-Betrieb vorgehalten

Der Netzbetreiber TenneT gab bekannt, dass er die beiden Blöcke vertraglich für den Redispatch-Betrieb für die nächsten Jahre gesichert habe. Wenn also aufgrund von Leitungspässen Strom aus Norddeutschland nicht nach Süddeutschland transportiert werden kann, hat TenneT die Möglichkeit, beide Kraftwerke in der Nähe des bayerischen Ingolstadt anzuweisen, einzuspringen und die entsprechende Strommenge zu produzieren. Aufgrund ihrer Lage würden

Irsching 4 und Irsching 5 bereits heute regelmäßig für solche Eingriffe zur Stabilisierung des Netzes genutzt. Für die kommenden Jahre sei eine steigende Bedeutung der Kraftwerke für diese Aufgabe zu erwarten. In den Verträgen hätten sich die Kraftwerksbetreiber verpflichtet, die beiden Blöcke in den kommenden Jahren keinesfalls stillzulegen. Angaben, in welcher Höhe jetzt Zahlungen an Eon und die anderen Betreiber fließen werden, enthält die TenneT-Mitteilung vom 26. April nicht. Auch bei der Bereithaltung von Kraftwerken im Rahmen der Winterreserve machen Netzbetreiber und Kraftwerksbetreiber keine Angaben über die Höhe der Entschädigungszahlungen, was oft kritisiert wird.

TenneT sieht Notwendigkeit für neues Marktdesign

„Wir freuen uns, dass es gelungen ist, dieses Abkommen mit der Bundesnetzagentur und den Kraftwerksbetreibern zu schließen. Dass Irsching 4 und 5 weiterhin zur Verfügung stehen, ist für die Netzstabilität und damit für die Versorgungssicherheit absolut notwendig“, sagte TenneT-Geschäftsführer Lex Hartman: „Letztendlich zeigt dieser Vorgang jedoch auch, dass es dringend Änderungen im Marktdesign für den deutschen und europäischen Strommarkt geben muss, um zukünftig marktinterne Lösungen für ausreichende Erzeugungskapazität zu finden.“ **E&M**

BHKW
DES
MONATS

KWK kommt. Aber nicht von selbst. Werden Sie Mitglied.



Setzt auf
Energieeffizienz:
Maritim Hotel
am Flughafen
Düsseldorf

Klippen umschiff

Ein vom Energiedienstleister favis errichtetes BHKW im Maritim Hotel am Flughafen Düsseldorf senkt die Energiekosten deutlich – trotz bereits effizienter Heizkessel, ungünstiger Raumbedingungen und der EEG-Umlage, die der Contractor tragen muss. **VON JAN MÜHLSTEIN**

Die international tätige deutsche Hotelkette Maritim setzt bei ihren 37 im Inland betriebenen Häusern konsequent auf Kraft-Wärme-Kopplung: Entweder werden die Hotels mit Fernwärme versorgt, oder – wenn sie über einen Erdgasanschluss verfügen – mit einem BHKW ausgestattet. Die Errichtung und den Betrieb der KWK-Anlagen übernimmt der Essener Energiedienstleister favis GmbH, der dazu bereits 2006 mit der Hotelgruppe einen Rahmenvertrag abgeschlossen hat. Fünf BHKW sind in Maritim Hotels bereits in Betrieb, zwei werden in Kürze folgen, und eine weitere Anlage ist im Bau.

Abgasabführung über den Kamin des Notstromdiesels

Das zuletzt fertiggestellte BHKW hat die favis für die Hotelkette in diesem Februar im Maritim Hotel am Flughafen Düsseldorf in Betrieb genommen. Das Projekt in dem Haus mit 533 Zimmern und Suiten, das gleichzeitig das größte Kongresshotel Nordrhein-Westfalens ist, war für den Contractor eine besondere Herausforderung. Das erste Problem: Die beiden mit Erdgas gefeuerten Brennkessel von Buderus mit je 1,1 MW Leistung der erst 2007 fertiggestellten Nobelherberge waren noch lange nicht erneuerungsbedürftig. Das BHKW, das die bisherige Wärmeerzeugung ergänzte, durfte deshalb nicht hinter der erreichten Effizienz zurückbleiben. Deshalb wurde ein zusätzlicher Brennwärmetauscher installiert, in dem das im Motorabgas enthaltene Wasser kondensiert und so auch die Latentwärme gewonnen wird. Diese Niedertemperaturwärme kann genutzt werden, weil in der in Teilen des Hotels installierten Fußbodenheizung der Heizungsrücklauf ausreichend abgekühlt wird.

Das zweite Problem bereitete den Planern größeres Kopfzerbrechen: Der Heizraum war zwar groß genug, um dort zusätzlich das BHKW-Aggregat aufzustellen, es fehlte aber Platz für eine eigene Abgasabführung. Die alternative Lösung bestand darin, das Abgas des BHKW-Motors über den Kamin des Notstromdiesels abzuleiten. Das dafür nötige Genehmigungsverfahren verzögerte das Projekt; erst im Frühjahr 2012, ein Jahr nach dem Abschluss des Nutzwärmelieferver-

trags, lag die endgültige Zustimmung des TÜV vor.

Aus den Angeboten, die favis bei bewährten BHKW-Herstellern eingeholt hatte, wurde das Modul GTK 240 von Kuntschar + Schlüter ausgewählt, das eine elektrische Leistung von 237 kW und eine Wärmeleistung von 372 kW hat. Das BHKW erreicht einen elektrischen Wirkungsgrad von 35,4 Prozent und nutzt das eingesetzte Erdgas zu 91 Prozent; der zusätzliche Brennwärmetauscher liefert weitere 54 kW Wärmeleistung und erhöht den Gesamtwirkungsgrad – auf den Heizwert des Erdgases bezogen – auf rund 99 Prozent.

In Kombination mit einem 7 500 l großen Pufferspeicher kommt das BHKW, das in diesjährigem Februar in Betrieb genommen wurde, auf eine jährliche Nutzungsdauer von rund 7 000 Betriebsstunden. Erzeugt werden dabei fast 3 Mio. kWh/a Wärme, was etwa der Hälfte der im Hotel benötigten thermischen Energie entspricht, sowie 1,6 Mio. kWh/a Strom, von denen nur zwischen zwei und drei Prozent in das öffentliche Netz eingespeist werden. Die BHKW-Deckungsrate des elektrischen Bedarfs des Objektes beträgt rund 30 Prozent.

Der Contractor ist nur für den Betrieb des BHKW verantwortlich, die beiden nun als Spitzenlast- und Reserveanlagen eingesetzten Brennkessel blieben im Eigentum des Hotels. Lediglich das Erdgas, mit dem diese Wärmeerzeuger betrieben werden, liefert die favis mit, womit der Kunde von dem Beschaffungs-Know-how des Energiedienstleisters profitiert. Insgesamt summieren sich für das Maritim Hotel Düsseldorf die Einsparungen der Energiekosten jährlich auf 30 000 Euro. Dabei kann die favis im Rahmen des auf zehn Jahre geschlossenen Contractingvertrages für die in das Projekt investierten rund 230 000 Euro eine ausreichende Kapitalrendite erwirtschaften.

Mitentscheidend für den wirtschaftlichen Erfolg ist die verbesserte Förderung des 2012 novellierten KWK-Gesetzes. Dadurch war es möglich, ein etwas größeres BHKW-Aggregat mit niedrigeren spezifischen Investitionskosten zu wählen. Ohne diesen Vorteil hätte das Projekt wohl die Klippe des § 37 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes nicht umschiffen können. Die umstrittene Regelung belastet Stromlieferungen durch Contractoren auch

dann mit der EEG-Umlage, wenn es sich um KWK-Anlagen handelt, die ausschließlich zur Eigenversorgung eines Kunden betrieben werden. **E & M**



BHKW im Maritim Hotel am Flughafen Düsseldorf: mit Brennwärmetauscher Gesamtnutzungsgrad von fast 100 Prozent

Die Anlage auf einen Blick

- Standort:** Maritim Hotel am Flughafen Düsseldorf
- Betreiber:** favis GmbH, Essen
- Besonderheit:** Systematische BHKW-Nachrüstung der Hotels der Maritim-Gruppe in Deutschland
- Anlage:** BHKW-Modul GTK 240 von Kuntschar + Schlüter mit nachgeschalteten Brennwärmetauscher, 237 kW elektrische Leistung, 426 kW thermische Leistung (davon 54 kW Brennwärmenutzung), 35,4 % elektrischer Wirkungsgrad, zirka 99 % Gesamtwirkungsgrad; 7 500 l großer Pufferspeicher
- Wirtschaftlichkeit:** 30 000 Euro/a Energiekosteneinsparung für das Hotel, ausreichende Kapitalverzinsung der investierten rund 230 000 Euro im Rahmen des zehnjährigen Contractingvertrags
- Umweltschutz:** spezifischer CO₂-Ausstoß der BHKW-Stromerzeugung 180 g/kWh (GuD-Benchmark: 365 g/kWh_{el})
- Auskunft:** Jan Herzfeld, Tel. 0 201 / 87 78 693 11, jan.herzfeld@favis-gmbh.de

Know-how braucht Erfahrung

Power Plants

Components

360°
Service

Green
Technologies

POWER-GEN®
EUROPE
 4.-6. Juni 2013
 Messe Wien, Österreich

 Hitachi Power Europe GmbH
 Besuchen Sie uns am Stand B2453

Intelligente Lösungen zur Stromerzeugung
 Hitachi Power Europe liefert moderne und wirtschaftliche Produkte. Wir bauen und erneuern Kraftwerke. Wir kümmern uns um vorausschauenden Service. Unsere grünen Technologien, etwa zur Energiespeicherung oder im Bereich Biomasse, sind weitere Beispiele für Innovation und Zuverlässigkeit. Intelligente Lösungen zur Stromerzeugung benötigen neben Know-how auch Erfahrung. Natürlich beides bei uns verfügbar. Seit über hundert Jahren.

HITACHI
 Inspire the Next

www.hitachi-power.com

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

BHKW

2G Kraft-Wärme-Kopplung

Bis 2,6 Prozentpunkte mehr Wirkungsgrad

agenitor[®]
Die neue BHKW-Baureihe mit höheren elektrischen Wirkungsgraden.

Tel. +49 (0) 2568 93470 | www.2-g.de

30 Jahre Erfahrung Kraft-Wärme-Kopplung

- BHKW-Systeme (19 – 2.145 kW) Dezentrale Energieerzeugung mit biogenen Gasen, Biomethan/Erdgas
- ORC-Systeme zur Abwärmerverstromung
- Technischer Dienst

www.bosch-kwk.de

Bosch KWK Systeme GmbH

BOSCH
Technik fürs Leben

COMUNA metall
Blockheizkraftwerke

Unsere Produkte und Leistungen rund um das BHKW

- gasbetriebene Blockheizkraftwerke von 50 bis 300 kWel.
- schlüsselfertige Heizzentralen mit Kraft-Wärme-Kopplung
- komplette Energieversorgungsinseln
- Wartung und Instandhaltung
- Betriebsführung, Contracting und Energielieferung
- Beratung, Planung und Wirtschaftlichkeitsanalysen

Südstraße 7 · 32130 Enger
Tel. (05224) 9 1197-0 · Fax (05224) 9 1197-48
bhkw@comuna-metall.de · www.comuna-metall.de

BHKW-Anlagen 3 – 80 kW_{el}

5 JAHRE GEWÄHRLEISTUNG

ELEKTROISIERENDE WÄRME

EC POWER GmbH
Tel. 0700 110 440 10
www.ecpower.de

STUDIE Jetzt bestellen!

Dezentrale Energieerzeugung in Deutschland bis 2030

www.energie-und-management.de

enerotec Kraftwerke GmbH

- Biogas
- Klärgas
- Deponiegas
- Erdgas
- Flüssiggas

Blockheizkraftwerke · Energietechnik

Trefffurter Weg 11 · D - 99974 Mühlhausen
Telefon: +49(0)3601 - 40 68 5-0
Fax: +49(0)3601 - 40 68 5-21
info@enerotec-kraftwerke.de

Projektierung · Herstellung · Service

www.enerotec-kraftwerke.de

H.G.S. MWM DEUTZ
DIE GASMOTOREN-KOMPETENZ

Gehandelte Kompetenz für Ihre gesamte Anlage:

- Individuelle Wartungs- und Instandhaltungsverträge
- Motormanagement / Inbetriebnahmen
- Austauschmotoren / Aggregate
- Motorinstandsetzung / Generalüberholungen
- Original Ersatzteile
- Fernüberwachung / Monitoring

H.G.S. GmbH & Co. KG | Hessenstraße 55 | 47809 Krefeld
T +49 (0) 21 51 / 52 55-600 www.hgspartner.de
F +49 (0) 21 51 / 52 55-720 anfragen@hgspartner.de

STUDIE Jetzt bestellen!

The European market

for 10 kW_e - 400 kW_e
power systems - natural gas CHP & biogas

www.energie-und-management.de

Brennwert-Blockheizkraftwerk

Mephisto

16 bis 34 kW elektrische
hohe Wirkungsgrade
niedrige Emissionen
Fernbedienung und Web-Gateway

kraftwerk

Wärme und Strom: intelligent und zuverlässig.
Tel. 0511.262 997-0 | www.kwk.info

BHKW Anlagen maßgeschneidert für die Zukunft

KUNTSCHAR + SCHLÜTER

www.kuntschar-schluter.de

KW Energie GmbH & Co. KG

Neumarkt Str. 157
52342 Freyburg / Rheinland
Tel.: 02171 / 90434 - 0
www.kwenergie.de

kw KW Energie

Entwicklung, Produktion, Service und Wartung von Blockheizkraftwerken

- über 950 Blockheizkraftwerke seit 1995

Leistung:
8 bis 50 kW_{el}
18 bis 99 kW_{th}

Kraftstoff:
Erd-, Flüssig-, Bio- und Klärgas
Heizöl
Pflanzöl

Energie...
...umweltfreundlich, unabhängig, zuverlässig

Sie möchte nichts anderes als wir alle: Saubere Energie.

Blockheizkraftwerke

www.senergie.de

senergie
saubere energie

Ihr Sprung in die Unabhängigkeit.

Blockheizkraftwerke | Biogastechnik | Pflanzölanlagen

SEVA Energie AG
Mit der Natur im Einklang

Europa-Allee 14 | 49685 Emmek
Phone: +49 4473.9281.0 | www.seva.de

1983 **SEW** 2012

Jede Lüftungstechnische Anlage mit einem SEW®-Kreislaufverbund-Wärmerückgewinnungssystem kann jetzt mit einem BHKW ausgestattet bzw. nachgerüstet werden und damit:

- vorrangig wirtschaftlich Strom erzeugen und die Abwärme z. B. zur Erwärmung der Frischluft in Lüftungsanlagen nutzen
- bei Spitzenstrombedarf die Abwärme über das KV-System einer Lüftungsanlage rückkühlen

Fortluft → Abluft → Zuluft → Außenluft

Multifunktionales Wärme- / Kälterückgewinnungssystem

BHKW / Wärme nutzen oder rückkühlen

SEW® GmbH · 47906 Kempen
Tel.: 02152/9156-0 · www.sew-kempen.de

Internetfähige BHKW-Kompaktmodule 50 bis 500 kW_{el}

SOKRATHERM

SOKRATHERM GmbH Energie- und Wärmetechnik
Milchstraße 12 · 32120 Hiddnhausen
052 21.96 21-0 · www.sokratherm.de

ERDGAS
KLÄRGAS
BIOGAS

SOMMER energy

Hauptstraße 52 · 37355 Deuna
Tel.: 036076 / 410249 · Fax: 036076 / 418139
k.sommer@bhkw-sommer.de
www.sommer-energy.de

Ihr Partner für:

- Blockheizkraftwerke
- Erdgas Biogas
- Heizöl Pflanzöl
- Ethanol Methanol
- Notstromaggregate
- Automation
- Prozessvisualisierung
- Energiemanagement
- rationelle Energieanwendungen

STORM
Technologie und Service für Motoren und Antriebe

UMRÜSTUNG, NACHRÜSTUNG, OPTIMIERUNG

IHRER MECHANISCHEN UND ELEKTROTECHNISCHEN BAUTEILE

August Storm GmbH & Co. KG
August-Storm-Straße 6 · 48480 Spelle
Tel.: +49 5977 73-0 · Fax: +49 5977 73-138
info@a-storm.com · www.a-storm.com

BHKW-Service

Sie benötigen / Wir bieten Ihnen

- Motorreparaturen und Wartungsverträge
- Original MAN-Ersatzteile
- Gasmotorenzubehör
- Gasmischer / Drehzahlregelungen
- Katalysatoren
- Motorsteuerungen
- Ölniveauregler
- Zündkerzen z. B. Denso

Autorisierter Fachhändler für digitale Zündsysteme von: **altronic**

BHKW-Systeme Weigelt GmbH
Service und Vertrieb
Bahnhofplatz 2 · 86459 Gessertshausen
Tel.: +49 (0) 82 38 / 9 64 77-0
Fax: +49 (0) 82 38 / 9 64 77-46
www.bhkw-systeme-weigelt.de

E-quad Power Systems

Mikrogasturbinen

KWK – von 30 kW bis 4 MW_{el}
wartungsfreie Luftlager

E-quad Power Systems GmbH
Kaiserstraße 100
52134 Herzogenrath
Tel.: 02407-9049210
www.microturbine.de

STORM
Technologie und Service für Motoren und Antriebe

SCHNELL, FLEXIBEL UND ZUVERLÄSSIG

August Storm GmbH & Co. KG
August-Storm-Straße 6 · 48480 Spelle
Tel.: +49 5977 73-0 · Fax: +49 5977 73-138
info@a-storm.com · www.a-storm.com

Direktvermarktung

CLEAN ENERGY SOURCING www.clens.eu

Direktvermarktung und Regelenergie für BHKW und EEG-Anlagen

Clean Energy Sourcing GmbH
Katharinenstraße 6, 04109 Leipzig
Telefon: +49 (0) 341 30 86 06 00, Email: info@clens.eu

Kessel

Dampfkessel
für Abwärme aus BHKW
250–10.000 kg/h

Achenbach
T +49 2391 9591-0
info@achenbach-dampf.de

Interessantes Projekt?

Bewerben Sie sich zum „BHKW des Monats“

Tel.: +49(0)8152-9311-33
j.muehlstein@emvg.de

VKK STANDARDKESSEL
Köthen GmbH

- Dampf- und Heißwasserkesselanlagen mit Gas-, Öl-, Biomasse- und Kohlefeuerungen
- Abhitzekessel - Kesselkomponenten - Service

KÖTHEN Tel: +49(0)34 96/66-110 Fax: -200
DUISBURG Tel: +49(0)2 03/51 877-140 Fax: -938

www.vkkstandardkessel.de

Pufferspeicher

EUGEN BÜDENBENDER
Behälter- und Apparatebau GmbH & Co. KG

Filterbehälter
Sonderbehälter
Edelstahlbehälter

Pufferspeicher
Wassererwärmer
Druckbehälter

Fertigung nach Kundenvorgaben

Telefon: +49 2738 / 6942-6 · Fax: +49 2738 / 393
E-Mail: info@buedenbender-eugen.de
Internet: www.buedenbender-eugen.de

Schallschutz



STANGE Lärmschutz
Schallschutz & Lufttechnik
Beratung · Planung · Fertigung · Montage

seit 1946

Bild: HASE Energietechnik AG & Co. KG, Neumünster

Schalldämpfer · Schallschutzwände
Maschinen-Kapselungen · Lüftungsbauteile

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

Wärmetauscher



APROVIS
ENERGY SYSTEMS

- Abgaswärmetauscher
- Dampferzeuger-Systeme
- FriCon – Gasaufbereitung
- Gaswärmetauscher für die Verfahrenstechnik
- Marktführer
- Service

Tel.: +49 (0) 98 26 / 65 83 - 0
info@aprovis-gmbh.de
www.aprovis-gmbh.de



enkothem
GmbH

- Abgaswärmetauscher
- Kompaktkühlanlagen
- Dampferzeuger
- Biogaskühler

www.enkothem.de

Energiepark 26/28
D-91732 Merkendorf
Telefon: +49-9826-65889-0



heat transfer

Tischkühler - Notkühler
Plattenwärmetauscher

Im Vogelsang 13 / D-56290 Beltheim (Fra)
Tel.: 06762 / 96 16 20 - Fax.: 06762 / 96 16 36
www.heattransfer.de - info@heattransfer.de

Wärmetauscher BHKW-Technik

Und wo ist Ihre KWK-Anzeige?

Kontakt:
Theresia Schmid

Telefon:
+49(0)81 92 - 9 97 33 34

Mail:
t.schmid@energyrelations.de

frako power systems GmbH & Co. KG, Teningen

Noch ein Anbieter für VW-BHKW

Unter dem Label fp20 bietet künftig die frako power systems GmbH & Co. KG aus Teningen die von VW für LichtBlick entwickelten Mini-BHKW an. Das Unternehmen, das sich erstmals auf der diesjährigen Hannover Messe präsentiert hat, will den Vertrieb der BHKW mit einer elektrischen Leistung von 20 kW im zweiten Halbjahr 2013 starten.

Bis Jahresende sollen erste 15 Aggregate installiert sein, darunter auch interne Referenzanlagen. Den Kundenzugang zur mittelständischen Industrie verspricht man sich über die Muttergesellschaft frako, die Blind-

leistungskompensationsanlagen, Leistungskondensatoren, Überschwingsfilter und Energiemanagementsysteme liefert. Die Geräte werden mit einer Kommunikationseinheit „SchwarmStrom-Ready“ geliefert, die eine Einbindung in das von LichtBlick betriebene virtuelle Kraftwerk ermöglicht. Mit frako erweitern die bisherigen Exklusivpartner Volkswagen und LichtBlick erneut ihre Vertriebswege. Bereits auf der ISH in Frankfurt am Main hat der Schweinfurter BHKW-Hersteller SenerTec ein eigenes Aggregat ausgestellt, das auf dem VW-Modul basiert und ab Anfang 2014 geliefert werden soll. **E&M**

SES Energiesysteme GmbH, Berlin

Das Mammut eingespannt

Der neue Unternehmensauftritt des Berliner BHKW-Spezialisten SES Energiesysteme GmbH betont das Gewicht der KWK als Hocheffizienztechnologie.

„Das Mammut verkörpert die Stärke, Effizienz und Robustheit unserer Blockheizkraftwerke. Als Opfer eines längst vergangenen Klimawandels ist es heute der perfekte Botschafter für ressourcenschonende Energieeffizienz“, begründet SES-Geschäftsführer Karl P. Kiessling die Wahl des Wappentiers. Der Dickhäuter, dessen Silhouette das neue Unternehmenslogo bildet, symbolisiert auch die „Mammutaufgabe Energie-wende“, bei der regelbare BHKW „äußerst starke Partner der erneuerbaren Energien“ seien.

Die SES konzentriert sich im Leistungsbereich von 250 kW bis 2 MW auf anspruchsvolle BHKW-Anwendungen, erklärte Kiessling gegenüber E&M.

Aggregate zwischen 50 und 200 kW werden an Heizungsbauer verkauft, wofür Kooperationspartner gesucht werden. Der SES-Geschäftsführer denkt dabei an Handwerksbetriebe, die mit Mikro-BHKW aktiv im Markt sind, ihr Leistungsspektrum nach oben erweitern und dabei auch den Service übernehmen wollen.

Kiessling ist „optimistisch in einem schwierigen Markt“, weil die Verantwortlichen im Gewerbe und in der Industrie die Wirtschaftlichkeit der Eigenstromerzeugung erkannt hätten. Allerdings treffe der Einbruch der Biogasbranche auch die SES. „Darüber hinaus leidet unser Geschäft unter den ständigen EEG-Diskussionen, weil die Menschen verunsichert werden und ihre Investitionsentscheidung verschieben“, beklagt er, „dabei ist Abwarten der größte Fehler, der Geld kostet und die Energiewende gefährdet.“ **E&M**

Babcock Borsig Steinmüller GmbH, Oberhausen

Start für neue Mikro-Gasturbine

Quality in Power, abgekürzt QiP, ist die Bezeichnung der KWK-

Anlage mit eigenentwickelter Mikrogesturbine, mit der die Babcock Borsig Steinmüller GmbH auf den Markt geht. Das Tochterunternehmen der Bilfinger Power AG setzt in dem Antriebsaggregat bewährte Komponenten aus der Turboladertechnik ein, wobei die Luftlager, der Permanentmagnetgenerator und der Rekuperator aus eigener Entwicklung stammen. Für die KWK-Anlage werden eine elektrische Leistung von 100 kW und eine Wärmeleistung von 200 kW angegeben, der Stromwirkungsgrad betrage 30 Prozent, der Gesamtwirkungsgrad bis zu 95 Prozent. Angestrebt wird eine Lebensdauer von 100 000 Betriebsstunden (Bh)

mit einem Inspektionsintervall von 8 000 Bh und Revision nach 40 000 Bh.

Als Brennstoffe seien Erdgas, Heizöl, Bioethanol, Pflanzenöl, Propangas und Biogase einsetzbar. Das 300 °C heiße Turbinenabgas könne nicht nur für Heizzwecke, sondern auch zur Prozessdampferzeugung, zur Direkttrocknung oder zum Antrieb einer Absorptionskälteanlage genutzt werden. Die Babcock Borsig Steinmüller verspricht sich einen Markterfolg davon, dass sie die Gesamtanlage als ein „Kleinkraftwerk“ einschließlich aller Nebenkomponten liefern könne. Bis Ende dieses Jahres sollen die ersten zehn Mikro-Gasturbinenanlagen gebaut werden, ab 2016 sei eine Serienproduktion von 100 Anlagen im Jahr geplant. **E&M**

lion energy GmbH & Co. KG, Olsberg

Zweiter Anlauf für Dampf-BHKW

Einige Kommanditisten der insolventen Otag haben aus der Konkursmasse die Rechte und die Produktion für das Mikro-BHKW lion Powerblock erworben. Die von ihnen gegründete lion energy GmbH & Co. KG in Olsberg kann damit das Mikro-BHKW mit einer zwischen 0,3 und 1,5 kW modulierten elektrischen Leistung wieder anbieten. Bei dem Gerät wird mit einem Brenner Dampf erzeugt, der einen Lina-

tor – einen Doppelfreikolben in einem Lineargenerator – antreibt.

Von dem technisch verbesserten lion seien seit der Neugründung 64 Aggregate gebaut worden, hieß es auf der Hannover Messe. Der Vertrieb erfolgt über Partner-Handwerksbetriebe; mit Pufferspeicher koste die Anlage weniger als 20 000 Euro, wobei Mehrwertsteuer und Installationskosten nicht eingerechnet seien. **E&M**

Bayern BHKW GmbH, Dorfen

Wankelmotor für KWK

Ein BHKW mit 50 kW elektrischer Leistung, das mit einem Wankelmotor aus der Serienproduktion von Mazda angetrieben wird, bringt die Bayern BHKW GmbH aus Dorfen auf den Markt. Das aus eigener Entwicklung stammende Aggregat, das mit einem Permanentmagnetgenerator ausgerüstet ist, kann seine Leistung drehzahleregelt ohne wesentliche Wirkungsgradverluste modulieren. Der dabei mit wechselnder Frequenz erzeugte Drehstrom werde durch Leistungselektronik von LTI gleichgerichtet und wieder in 50-Hz-

Drehstrom so umgewandelt, dass er in Nieder- und Mittelspannungsnetze eingespeist werden könne. Der Wankelmotor benötige keinen Ölwechsel, eine automatische Ölnachfüllung reiche aus. Mit einer elektronisch geregelten Ölpumpe habe man den Ölverbrauch gegenüber einem Hubkolbenmotor auf die Hälfte senken können, berichtete der Hersteller auf der Hannover Messe. Ein weiterer Vorteil des Motors sei die Abgastemperatur von über 1 000 °C, die das BHKW vor allem für die Industrie und Fernwärmeversorgung interessant mache. **E&M**

Kirsch GmbH, Trier

BHKW-Angebot abgerundet

Als Kirsch mini stellte die Kirsch GmbH aus Trier auf der Hannover Messe neue BHKW-Module bis 50 kW elektrischer Leistung vor. Die Aggregate mit dem Gasmotor G 4.12 TI der MWM International werden für 30, 40 und 50 kW elektrischer Leistung angeboten. Für das größte dieser Module, den Kirsch mini 50, gibt der Hersteller den Stromwirkungs-

grad mit 34,66 Prozent an, bei einer thermischen Leistung von 78,8 kW werde ein Gesamtwirkungsgrad von 89,29 Prozent erreicht.

Die Kirsch Home Energy ergänzt damit ihr Angebot, das bisher aus dem Kirsch micro mit 12 kW und aus dem auf der diesjährigen ISH erstmals präsentierten Kirsch nano mit 1,9 kW elektrischer Leistung bestand. **E&M**

Sokratherm GmbH, Hiddenhausen

Vorstoß in die 500-kW-Klasse

Das BHKW-Kompaktmodul GG 530 der Sokratherm GmbH, Hiddenhausen, setzt den neuen Zwölf-Zylinder-Erdgasmotor von MAN ein. Als technische Daten für ihr erstes BHKW-Modul der 500-kW-Klasse nennt Sokratherm eine elektrische Bruttoleistung von 532 kW, einen Stromwirkungsgrad von 39,6 Prozent, eine thermische Leistung

von 661 kW und einen Gesamtwirkungsgrad von 88,9 Prozent. Stolz ist man in Hiddenhausen darauf, dass das Aggregat mit einer Grundfläche von 5,55 m² auskommt und damit „die kompakteste Lösung mit dem neuen MAN-Motor“ sei. Das erste Kompaktmodul GG 530 wurde bereits an die Stadtwerke Crailsheim ausgeliefert. **E&M**

2G Energy AG, Heek

Premiere für avus 500 plus

Ein neues BHKW-Modul mit 550 kW elektrischer Leistung und einem Stromwirkungsgrad von 42,6 Prozent hat die 2G Energy auf der Hannover Messe vorgestellt. Das BHKW avus 500 plus wird von einem was-

sergekühlten, turboaufgeladenen Zwölf-Zylinder-Motor, den die 2G Drives selber entwickelt hat, betrieben. Ausgelegt ist der Motor für Erdgas und Biogas, könne aber auch mit wasserstoffhaltigem Synthesegas laufen. **E&M**

envia Mitteldeutsche Energie AG, Chemnitz

Mehr BHKW für Ostdeutschland

Die RWE-Tochter envia Mitteldeutsche Energie AG (enviaM) in Chemnitz hat ihr Angebot an Produkten und Dienstleistungen für Stadtwerke in den ostdeutschen Bundesländern um die Vermittlung von Komplettlösungen für BHKW, Erneuerbare-Energie-Systeme und Gasturbinen erweitert. Dazu hat der Versorger eine Kooperation mit der Zeus Energie- und Umweltsysteme GmbH aus Zwönitz vereinbart, die KWK-Anlagen vom Mikro-BHKW bis zu Anlagen im MW-Bereich plant, errichtet, wartet und betreibt. Der 1997 gegründete Anlagenbauer hat

nach Angaben der enviaM bisher mehr als 60 BHKW in Ostdeutschland realisiert. Ein BHKW mit rund 2 MW elektrischer Leistung hat Zeus im Januar 2012 für die Zwickauer Energieversorgung in Betrieb genommen.

Torsten Sperling, Bereichsleiter EVU der enviaM, erwartet, dass für Stadtwerke vor allem BHKW im Leistungsbereich von 100 kW bis etwa 4 MW interessant sein werden. Für Zeus eröffnet die Kooperation den Zugang zu rund 100 ostdeutschen Stadtwerken, mit denen der Chemnitzer Energieversorger vertragliche Beziehungen pflegt. **E&M**

Der deutsche Gasmarkt verliert sein ehemals dominierendes Unternehmen. Das Energiegeschäft hat sich in den vergangenen Jahren so stark verändert, dass der Eon-Konzern eine eigenständige Gas-Einheit für Deutschland und Europa – das war zuletzt die Aufgabe von Eon Ruhrgas – nicht mehr für nötig hält.

Das Gashandelsgeschäft wird Teil der neuen Trading Company des Unternehmens. Klaus Schäfer, zuletzt Vorstandsvorsitzender von Eon Ruhrgas und künftig CEO der Eon Global Commodities SE (EGC), will den Versorger von Beginn an global ausrichten und damit gezielt Zukunftsmärkte in den Blick nehmen, wie er im April erläuterte. Und die liegen für Eon nicht mehr nur in Europa. Etwa 90 Prozent der weltweiten Handelsaktivitäten des Konzerns mit Strom, Erdgas, Kohle und Emissionszertifikaten werden künftig von der neuen Gesellschaft abgewickelt.

LNG als Flexibilitätsoption im Handel

Und dafür bedarf es auch eigener Einheiten auf anderen Kontinenten. Eine davon wird in Singapur sitzen – mit einem Schwerpunkt auf dem Handel mit Kohle und verflüssigtem Erdgas (LNG). In Chicago soll im vierten Quartal dieses Jahres ebenfalls ein EGC-Büro eröffnet werden. Managing Director der EGC North America wird Ben Pratt, der über langjährige Erfahrung als Energiehändler in Europa und in den USA verfügt. In Chicago soll zunächst der Handel mit Strom- und Erdgasprodukten aufgenommen werden. Schäfer hält es jedoch auch für eine Option, künftig mit verflüssigtem Schiefergas aus den USA zu handeln, wenn das Land sich entschließt, diese zuletzt so reichlich gewonnene Energie zu exportieren.

Das Ruhrgas-Geschäft wird zum großen Teil in die EGC überführt. So zum Beispiel auch die Langfristverträge mit Lieferanten in Russland, Norwegen und in den Niederlanden, die Beteiligungen

an internationalen Pipelines wie der Nord Stream durch die Ostsee oder der BBL zwischen England und den Niederlanden sowie das bereits in der Eon Gas Storage zusammengeführte Speichergeschäft.

Auch der Handel mit LNG wird von Eon Global Commodities geführt. Das Unternehmen verfügt laut Schäfer über Importkapazitäten in Terminals in Großbritannien, in den Niederlanden, in Spanien und bald auch in Italien. Die

LNG-Kapazitäten seien nicht nur wichtige Positionen, um Gas nach Europa zu bringen, sondern auch Flexibilitätsoptionen zur Optimierung eines globalen Portfolios.

Schon vor Jahren hatte Eon Ruhrgas ehemals zentrale Aufgaben wie Erdgasvertrieb und das innerdeutsche Transportnetz abgeben müssen. Der Verkauf des importierten Erdgases an Regionalversorger und Stadtwerke ist heute Aufgabe der Eon Vertrieb Deutschland

GmbH. Das Transportnetz wurde 2012 verkauft und wird jetzt unabhängig von Open Grid Europe geführt.

Nicht an Eon Global Commodities angehängt, sondern als eigenständige Einheit direkt unter dem Konzerndach der Eon SE angesiedelt, werden die E&P Aktivitäten, also das Erdgasfördergeschäft vor Norwegen, in der britischen Nordsee und in Russland, das Eon Ruhrgas in den letzten Jahren aufgebaut hatte.

Ein Marktführer verschwindet

Seit Anfang Mai ist Eon Ruhrgas Geschichte. Der größte Teil des bisher dort gebündelten Gasgeschäftes des Eon-Konzerns geht auf die neue Unternehmenseinheit Eon Global Commodities mit Sitz in Düsseldorf über. VON PETER FOCHT



Glanz vergangener Zeiten: die ehemalige Ruhrgas-Zentrale in Essen



Klaus Schäfer: Von der Ruhrgas-Spitze direkt auf den Chefposten bei Eon Global Commodities

Zu den Perspektiven des europäischen Gasmarktes wollte sich Schäfer nicht festlegen. Seiner Einschätzung nach wird die Bedeutung von Erdgas wachsen und der Importbedarf steigen, weil die europäische Förderung zurückgeht. Unter diesem Aspekt hält er auch weitere Pipelines für interessant im Hinblick auf die Versorgungssicherheit. Verflüssigtes Erdgas wird in Europa seiner Ansicht nach erst ab 2017 größere Bedeutung erlangen. Bis dahin werde das LNG-Geschäft eher schwierig bleiben.

Eine Entscheidung über einen Ausbau der Ostseepipeline Nord Stream um weitere Stränge ist nach Auskunft von Schäfer bislang noch nicht gefallen, auch wenn Gazprom und die niederländische Gasunie jüngst darüber verhandelt hätten. Wenn die Betreibergesellschaft erweitern wolle, müsse sie mit allen Gesellschaftern darüber verhandeln. Ob Eon sich an einer Erweiterung beteiligen werde, ließ Schäfer offen.

Wachsende Bedeutung von Erdgas

Dem geplanten Bau der Nabucco-Pipeline, die Gas aus dem Kaspischen Raum nach Europa bringen soll, steht der EGC-Chef nicht ablehnend gegenüber, obwohl Eon daran nicht beteiligt ist. Der Vorteil an dieser Option sei, dass sie nicht nur eine weitere Importroute, sondern auch eine neue Gasquelle erschließe, so Schäfer.

Mit der Auflösung von Eon Ruhrgas geht eine Ära zu Ende. Das Essener Unternehmen war lange Jahre der mit Abstand wichtigste Gasimporteur und -lieferant für Industrie, regionale und lokale Gasversorger in Deutschland – 2010 setzte das Unternehmen europaweit fast 700 Mrd. kWh Gas ab.

Im Jahr 1926 von Ruhrgebietszechen als Verteiler für Kokereigas gegründet, schloss Ruhrgas 1970 den ersten Vertrag über Gaslieferungen aus Russland mit Gazprom. Ab 1977 wurde auch Gas aus Norwegen importiert, ferner dienten die Niederlande, Dänemark und Großbritannien als Bezugsquellen. Das Transportnetz wuchs kontinuierlich. Beim Verkauf der OGE umfasste es etwa 12 000 km Leitungen.

Die große Veränderung für den ehemaligen Marktführer setzte ein, als es der Eon-Konzern 2003 schaffte, die ehemals auf Basis einer ausbalancierten Aktionärsstruktur sehr eigenständig agierende Ruhrgas per Ministererlaubnis zu übernehmen. Eine Zäsur für das Gasgeschäft bedeutete 2006 die Entscheidung des Bundeskartellamtes, Eon Ruhrgas zu untersagen, langfristige Bezugsverträge durch ähnlich langfristige Lieferverträge mit Stadtwerken abzusichern. Zehn Jahre musste Eon laut Ministererlaubnis die Unternehmensstruktur von Ruhrgas im Wesentlichen erhalten – diese Frist ist jetzt abgelaufen. E&M

Der Karrieremarkt der Energiewirtschaft

BESSER GLEICH DIE RICHTIGEN.



Sie suchen qualifizierte Fach- und Führungskräfte, die von Energie fasziniert sind? Dann brauchen Sie auch die richtigen Recruiting-Kanäle. Bei EnergyCareer.Net finden Sie was Sie suchen: Fachmedien und Online-Portale für Ihre Stellenangebote im Energiemarkt. Weitere Informationen entdecken Sie unter www.energycareer.net.

Partner

ENERGIE & MANAGEMENT

Jobware

SONNE
WIND &
WÄRME

Besseres Standardlastprofil

Die Berliner Unternehmensberatung LBD hat eine Methode entwickelt, mit der die Prognosegenauigkeit von Standardlastprofilen für die Gasversorgung geschärft werden kann. **VON PETER FOCHT**

Die LBD setzte auf das von der TU München entwickelte Modell, nahm aber Neuparametrisierungen vor, beschreibt Berater Ralf Nellen die Vorgehensweise. Standardlastprofile sind wichtige Hilfsmittel für Betreiber von Gasverteilnetzen, um für jede Abnahmestelle ohne registrierende Leistungsmessung, also für Privathaushalte und viele gewerbliche Gasverbraucher, für jeden Tag des Jahres einen möglichst genauen Verlauf von deren Gasabnahme prognostizieren zu können.

Je besser die Profile, desto weniger Differenzen zwischen Prognose und tatsächlichem Verbrauch müssen die Marktgebiete mit Regelenergie ausgleichen. Eine genaue Prognose verringert Aufwand und Kosten für die Netzbetreiber und ihre Kunden.

In der Praxis sind die Profile jedoch noch in vielen Fällen verbesserungsfähig. Das zeigten die vergangenen beiden Winter, als die zwei deutschen Marktgebietsbetreiber, Gaspool und NetConnect Germany, an besonders kalten Tagen große Differenzen zwischen den Prognosen von Verteilnetzbetreibern und den tatsächlich von Haushalten und Gewerbe bezogenen Mengen mit Regelenergie ausgleichen mussten.

Marktgebiete fordern Verbesserungen

Gaspool und NetConnect Germany führen dieses Problem zu einem erheblichen Teil auf ungenaue Standardlastprofile zurück und fordern Veränderungen, um den viel kritisierten hohen Regelenergiebedarf zu reduzieren.

Wie Standardlastprofile verbessert werden können, zeigen Untersuchungen der LBD. Arbeitsgrundlage dafür war das von der TU München entwickelte Modell, nach dem zahlreiche Gasnetzbetreiber ihre Standardlastprofile berechnen. Die LBD-Berater modifizierten die Parameter der TU-Berechnungsformel mit Hilfe von vorliegenden Messdaten der Netzbetreiber aus umfangreichen Messprogrammen der vergangenen Jahre.

Die Ergebnisse waren eindeutig. „Die von der LBD auf Basis des Modells der TU München entwickelten individualisierten Standardlastprofile können zu einer massiven Verringerung von Abweichungen gegenüber Messdaten im Bereich Haushaltskunden führen“, berichtet Nellen. Insbesondere könnten Unterspeisungen im Winter und Überspeisungen im Sommer, also zu geringe Einspeisungen in der kalten und zu hohe Einspeisungen in der warmen Jahreszeit, reduziert werden. Eine weitere deutliche Verbesserung sei durch die Verwendung temperaturbereichsabhängiger Parameter möglich.

Zeigten die nicht angepassten Standardlastprofile auf ein Jahr gerechnet eine Abweichung von 5,4 Prozent gegenüber den konkreten Messdaten, reduzierte sich

diese Differenz bei Verwendung der von LBD entwickelten Standardlastprofile auf 3,9 Prozent.

Im Bereich Gewerbekunden waren allerdings keine relevanten Verbesserungen möglich, weil dafür die Datengrundlage fehlte, wie Nellen anmerkt.

Das Verbesserungspotenzial ist dennoch enorm. Viele Netzbetreiber arbeiten nämlich noch mit unangepassten Standardlastprofilen. Die LBD hat bei ihren Untersuchungen festgestellt, dass 16 der 20 größten Verteilnetzbetreiber, auf die 37 Prozent aller Entnahmestellen, also aller Hausanschlüsse von Wohnhäusern und Gewerbebetrieben, entfallen, die von der TU München entwickelten Standardlastprofile ohne Modifikation verwenden.

„Das von der LBD entwickelte Verfahren kann deshalb einen relevanten Beitrag zur Verringerung von Unter- und Überspeisungen auf Marktgebietsebene leisten“, so Nellen weiter.

Welche Verbesserungen konkret erreichbar sind, hänge von den jeweils verfügbaren Messdaten und der richtigen Zuordnung der Kunden zu den Segmenten Haushalte und Gewerbe ab. Eine weitere Optimierung sei durch eine empirische Anpassung bei den Vortagestemperaturen und eine Unterteilung nach Wochentagen denkbar, ergänzt Nellen. Kollege Tobias Haberland, der die Analysen modelltechnisch umgesetzt hat. **E&M**

Weniger Gas und mehr Strom

Auch Flächenversorger wie die Potsdamer Energie Mark Brandenburg spüren die zunehmende Wettbewerbsintensität im Gas- und Stromvertrieb. **VON PETER FOCHT**

Von gut 90 Konkurrenten im Gas- und weit mehr als 100 Wettbewerbern im Stromgeschäft in Brandenburg berichtet Ulrich Floß, Sprecher der Geschäftsführung der Energie Mark Brandenburg (EMB). „Die Margen werden enger“, sagte er auf der Bilanzpressekonferenz am 26. April in Potsdam. Vor allem der Gasvertrieb, weiter das Hauptgeschäft der EMB, stehe stark unter Druck. Die Wechselbereitschaft der Kunden sei hoch. Eine Preiserhöhung zum 1. März des vergangenen Jahres habe zu einem verstärkten Wechselaufkommen geführt.

Bessere Konditionen und mehr Hausanschlüsse

Der Gasabsatz der EMB lag 2012 „unwesentlich unter dem Niveau des Vorjahres“. Dass er ein Niveau von 7 Mrd. kWh erreichte, lag vor allem an der Fusion der EMB mit der Havelländische Stadtwerke GmbH (HSW) – die EMB allein hatte 2011 nur 6,22 Mrd. kWh abgesetzt. Die Zahl der Kunden sank. Kamen EMB und HSW Ende 2011 zusammen noch auf rund 116 000 Gaskunden, waren es 2012 nur noch etwa 108 000.

Floß sprach von Verlusten im „Brot- und Buttergeschäft“, also vor allem bei den Privathaushalten, die mit Gas heizen. Auch im Bereich der Großkunden, also der Gewerbebetriebe mit höherem Gasverbrauch, verlor das Unternehmen Absatzmengen. Zu Schwierigkeiten habe das deutliche Preisgefälle zwischen frei auf dem Gasmarkt verfügbaren Mengen und den ölpreisgebundenen Einkaufsverträgen der EMB geführt, heißt es.

Bei der Belieferung von Stadtwerken konnten die Potsdamer den Absatz dagegen von 1,57 Mrd. kWh auf 1,86 Mrd. kWh steigern.

Zuversichtlich für die nächste Zeit stimmen Floß zwei Entwicklungen: Nach dem Auslaufen ölkundenzentrierter Gaslieferverträge konnte die EMB ihre Bezugsbedingungen verbessern. Zudem wurden im angestammten Versorgungsgebiet des Unternehmens im westlichen Brandenburg 2012 über 2 000 Gebäude neu an das Gasnetz angeschlossen. Im Jahr davor waren es lediglich gut 1 200 neue Hausanschlüsse gewesen.

Floß sprach von einer „Renaissance von Erdgas am Heizungsmarkt“. Hausbesitzer stellten wieder verstärkt von Öl- auf Gasheizungen um, weil Gas inzwischen als günstigere Heizenergie gelte. Das Bioerdgas, das EMB in zwei Anlagen in Brandenburg erzeugt, ist dagegen am Wärmemarkt weiter kaum zu verkaufen.

Erfreulich entwickelt hat sich für die Energie Mark Brandenburg der 2008 gestartete Vertrieb von zertifiziertem Wasserkraft-Ökostrom. „Strom wird langsam zum Geschäft“, sagte Floß. Der EMB-Absatz konnte 2012 gegenüber dem Vorjahr um rund ein Viertel auf rund 171,3 Mio. kWh gesteigert werden.

Die Zahl der Stromkunden nahm dagegen leicht von 35 700 auf 34 600 ab. Floß erklärte den Effekt des Absatzzuwachses trotz abnehmender Kundenzahlen damit, dass EMB zunehmend größere Gewerbekunden gewonnen habe. „Wir sind dabei, die Stromlieferungen auch auf Stadtwerke auszudehnen“, ergänzte er.

Darüber hinaus will das Unternehmen auch eine eigene Stromerzeugung aufbauen und sondiert dafür Investitionsmöglichkeiten in Windkraftanlagen. Erste Gespräche mit Kommunen seien bereits geführt worden, so der Geschäftsführer. Er will auch Beteiligungsmodelle für Kommunen und Bürger anbieten.

Nordostwerke wegen Misserfolgs gestoppt

Wegen Erfolglosigkeit gestoppt hat die EMB dagegen ihren Ausflug ins Vertriebsgeschäft über ein Tochterunternehmen, das preiswertes Ökostrom und günstiges Gas über das Internet und im Direktmarketing anbot. Die 2010 gegründete Tochter Nordostwerke werde wieder aufgelöst, kündigte Floß an.

Die EMB hatte die Nordostwerke 2010 zusammen mit den Stadtwerken aus Greifswald, Parchim und Pritzwalk gegründet. Ziel war, Gas- und Stromkunden in den Ländern Mecklenburg-Vorpommern, Berlin und Brandenburg zu akquirieren. Die vier Versorger wollten damit sowohl eigenen Kunden, die einen günstigeren Anbieter suchen, ein passendes Angebot machen, als auch außerhalb ihres eigenen Verbreitungsgebietes neue Abnehmer gewinnen, um Abgänge auszugleichen. Das hat offensichtlich nicht funktioniert.

„Die EMB hat sich in einem schwierigen Geschäftsfeld behauptet“, fasste Floß das Geschäftsjahr 2012 zusammen. Das Unternehmen erwirtschaftete rund 405 Mio. Euro Umsatz – deutlich mehr als 2011. Der Jahresüberschuss stieg auf mehr als 25 Mio. Euro. **E&M**



Wir versorgen unsere Kunden mit Strom und Erdgas und greifen dabei auf einen breiten Mix konventioneller und erneuerbarer Energieträger zurück. Unsere Produkte kombinieren wir mit intelligenten, praxisnahen Dienstleistungen und schaffen so integrierte und nachhaltige Energielösungen.

Unser Anspruch:
Energie für heute. Mit Verantwortung für morgen.

enovos.eu



KOMMENTAR STROM

Preise unter Druck

Angesichts der frühlinghaften Temperaturen und der zunehmenden Einspeisung aus erneuerbaren Energien gaben die Spotnotierungen im deutschen Stromhandel in der zweiten Aprilhälfte nach. An der Börse Epex Spot erreichte der Baseload-Index mit 43,94 Euro/MWh für den Liefertag 16. April den höchsten Wert im Beobachtungszeitraum. Nur wenige Tage später sackte der Index auf den niedrigsten Wert ab, für den Liefertag Sonntag, 21. April, wurden 16,39 Euro/MWh ermittelt. Der Peakload-Index wurde für diesen Tag bei 12,50 Euro/MWh fixiert, Grund hierfür waren die geringen Einzelstundenpreise am Nachmittag: Der niedrigste Einzelstundenpreis wurde für die Stunde 15 bis 16 Uhr mit 7,58 Euro/MWh festgestellt. „Wir werden das Phänomen künftig öfter sehen, dass Peakload günstiger ist als Baseload. Die hohe Einspeisung aus Wind- und PV-

Anlagen an verbrauchsarmen Wochenendtagen verdreht das gewohnte Preisbild“, blickte ein Marktteilnehmer zurück.

Wie sehr die erneuerbaren Energien in den Markt drängen, wurde in der Kalenderwoche 17 deutlich: Laut der Transparenzseite der EEX wurde am 24. April ein neuer Solarrekord in Deutschland erreicht. Um 13:45 Uhr lag die PV-Einspeisung bei 23 133,6 MW, der vorherige Höchststand wurde nur zwei Tage zuvor am 22. April mit 22 688 MW verzeichnet.

Das moderate Preisniveau im Spothandel wirkte sich auch auf den Frontmonth Mai Baseload aus: Während der Kontrakt am 15. April an der Leipziger EEX noch bei 35,97 Euro/MWh abgerechnet



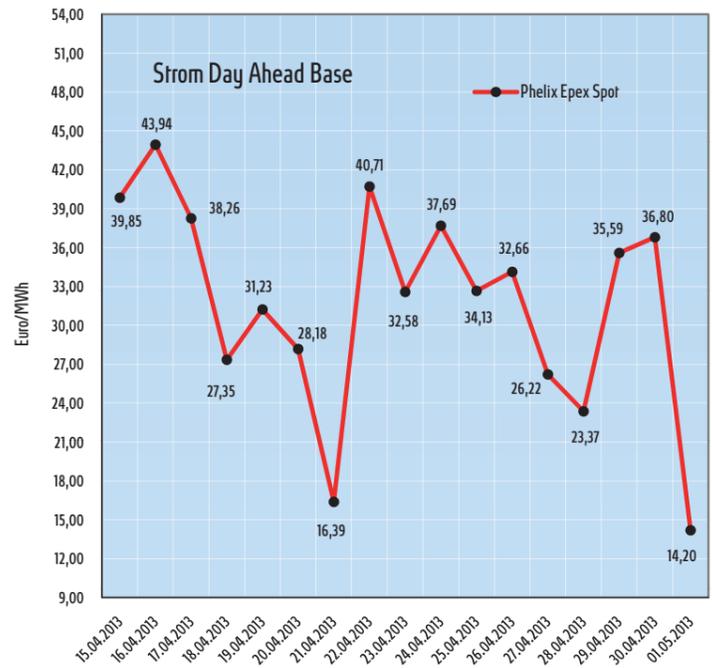
E&M-Redakteur Andreas Kögler

wurde, notierte der Preis am 25. April nur noch bei 33,02 Euro/MWh.

Abwärts ging es auch für das Jahresband Baseload 2014: Der Preis rutschte Mitte April unter die Marke von 40 Euro/MWh und lag am 25. April bei 39,32 Euro/MWh.

„Der Preisverfall, der durch die Entscheidung gegen das Backloading im CO₂-Handel ausgelöst wurde, hält an“, stellte ein Analyst fest. Sei-

ner Einschätzung nach habe die Backloading-Entscheidung den Strompreis etwa 1,50 Euro/MWh nach unten gedrückt. Ein weiterer Abwärtstrend im Strom-Terminhandel sei nicht auszuschließen, so der Analyst. Gründe hierfür seien der weitere Ausbau der Erneuerbaren-Erzeugungskapazitäten sowie ein auf Sicht sinkender Gaspreis. E&M



KOMMENTAR GAS

Keine Spur von einer Welle

Die Kommentare der Marktteilnehmer zum aktuellen Gashandel fielen in den vergangenen Tagen häufig sehr knapp aus. „Tote Hose“ war öfter zu hören. Kaum Preisbewegungen und wenn, dann meist in Trippelschritten. Wenig Volumen im Markt, vor allem, weil zahlreiche Unternehmen mit Endkundengeschäft saisonal bedingt weniger Präsenz im Markt zeigen und eine eher dünne Nachrichtenlage bescherten den Händlern zum Teil sehr geruhsame Arbeitstage. Dabei schwankte der Markt aber immer mal wieder zwischen völliger Entspannung und gespannter Erwartung. Denn einerseits fielen bei frühlinghaften Temperaturen die leeren Speicher nicht mehr ins Gewicht. Und da auch keine gravierenden ungeplanten Lieferengpässe in den Fördergebieten auftraten, war die Versorgungslage in Europa gut. Andererseits lag eine gewisse Unsicherheit in der Luft, wann die Einspeicherwelle in den Markt schwappen würde. Einige Händ-

ler und Marktbeobachter prognostizierten, dass sich mit dem Unterschreiten der 26-Euro-Marke eine erhebliche Nachfrage nach Gas für die über den langen Winter stark beanspruchten Speicher entfalten würde. Von dieser Schwelle war der Markt in der zweiten Aprilhälfte allerdings noch ein gutes Stück weg. Er plätscherte so vor sich hin, bewegte sich seitwärts, wie die Händler sagen. Von einer Welle keine Spur.

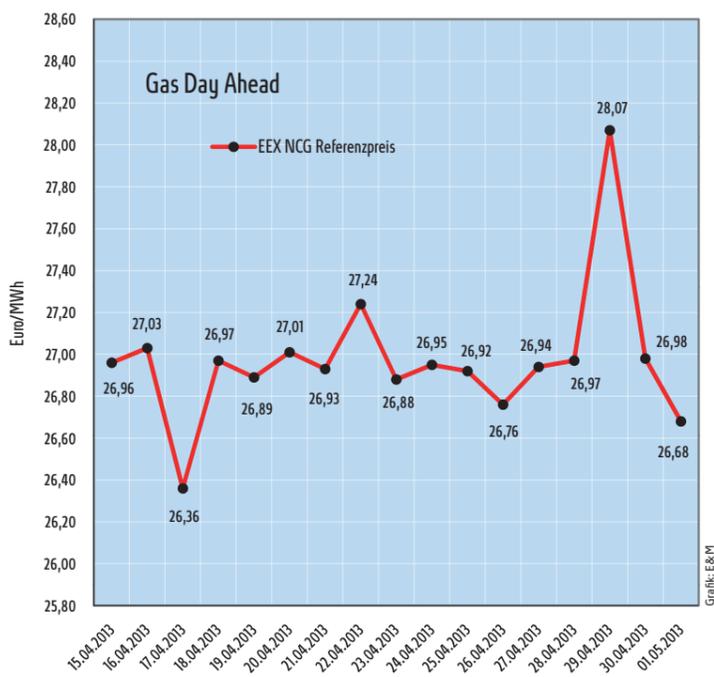
Einige Analysten bezweifelten, dass es überhaupt zu einer Welle kommen werde. Mit dem Verweis auf die seit Mitte April langsam aber kontinuierlich zunehmenden Speicherstände in Europa gaben sie dem Preisniveau gar keinen großen Spielraum mehr nach unten. Die Nachfrage der Einspeicherer Sorge schon dafür, dass es nicht



E&M-Redakteur Fritz Wilhelm

zu weit nach unten gehe. Die Spanne zwischen 26 und 28 Euro könne durchaus noch längere Zeit gehalten werden. Ohnehin scheinen immer mehr Marktteilnehmer davon auszugehen, dass große Preisunterschiede zwischen Winter und Sommer, die so genannten saisonalen Spreads, der Vergangenheit angehören.

Kurzfristige Effekte waren in den vergangenen Wochen selten. Allenfalls die teilweise noch frischen Nachttemperaturen, insbesondere im Süden Deutschlands, waren den Händlern eine Erwähnung wert und allemal eine Rechtfertigung für Preise um die 27 Euro. Ansonsten wurden Preisbewegungen von plus/minus einem Prozent eher unter „normales Atmen des Marktes“ abgehakt. E&M



KOMMENTAR CO₂

Unsicherheit überwiegt

Die überraschende Ablehnung des Backloading-Vorschlages im EU-Parlament hat für einen deutlichen Einbruch bei den CO₂-Preisen gesorgt. Bis auf 2,75 Euro/t gab der Preis für den Referenzkontrakt Dezember 2013 an der Londoner ICE Futures nach. Er verlor damit innerhalb von nur zwei Handeltagen um mehr als 2 Euro. Weil das EU-Parlament den Backloading-Vorschlag nur vorläufig gestoppt und an den zuständigen Umweltausschuss zurückverwiesen hat, ist das Thema aber noch nicht endgültig vom Tisch. Dem Ausschuss bleiben nun zwei Monate Zeit, einen Kompromissvorschlag zu erarbeiten und diesen erneut dem Parlament zur Abstimmung vorzulegen. Zugleich hat sich der Ministerrat des Themas angenommen. Auch er kann seine Position dem Parlament zur zweiten Lesung vorlegen, muss aber selbst erst einmal eine eigene Position dazu finden. Mitte

Mai wird dazu das nächste offizielle Treffen in Dublin stattfinden. Unterdessen ist aus Brüssel zu hören, dass Spaniens Unterstützung für den Reformvorschlag bröckelt. Wohl auch, weil sich Deutschland noch immer nicht auf eine einheitliche Linie zum Backloading entscheiden kann. Es ist nicht unwahrscheinlich, dass die Blockadehaltung von Wirtschaftsminister Philipp Rösler erst nach der Bundestagswahl am 22. September aufgebrochen werden kann. Möglicherweise finden sich erst dann die erforderlichen Mehrheitsverhältnisse im Ministerrat.

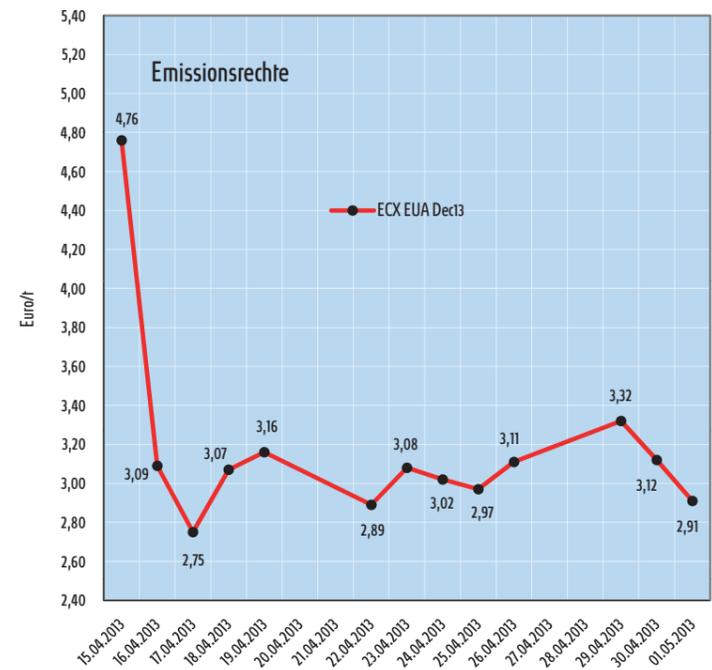
Die Verzögerungen sorgen für weitere Unsicherheiten und Enttäuschung im Markt. Um die Marke von drei Euro haben



E&M-Redakteur Kai Eckert

sich die CO₂-Preise in der zweiten Aprilhälfte eingependelt. Analysten der UniCredit erwarten für das 3. Quartal 2013 einen durchschnittlichen CO₂-Preis von 3,50 Euro, der bis zum Jahresende auf 4,50 Euro/t ansteigen könnte. Das niedrige Preisniveau dürfte auch im kommenden Jahr die Revision der Carbon-Leakage-Liste beeinflussen. Bei geringeren CO₂-Kosten werden immer

weniger Sektoren ihre Produktion in Länder mit geringeren Klimaschutzanforderungen verlagern. Dies dürfte die EUA-Nachfrage aus der Industrie steigen lassen, meinen die Analysten der Unicredit und erwarten für den Fall einer Umsetzung des Backloading für nächstes Jahr einen CO₂-Preis von 5,50 Euro/t. E&M



ENERGIE & MANAGEMENT
ZEITUNG FÜR DEN ENERGIEMARKTEnergie & Management integriert die Zeitschriften
»Energieanwendung« sowie »Contracting & Wärmedienst«

Ihre Ansprechpartner bei E&M

Verleger und Herausgeber:
Helmut Sendner, Telefon 0 81 52/93 11 11**Chefredakteur:**
Timm Krägenow, Telefon 0 81 52/93 11 55**Stellvertretende Chefredakteure:**
Dr. Jan Mühlstein, Telefon 0 81 52/93 11 33
Jochen Schultheiß, Telefon 0 81 52/93 11 13**Chefreporter:**
Dr. Ralf Köpke, Essen, Telefon 02 01/40 21 70**Redaktion:**
Kai Eckert, Telefon 0 41 01/8 69 29 95
Peter Focht, Telefon 0 30/89 74 62 65
Andreas Kögler, Telefon 0 81 52/93 11 21
Armin Müller, Telefon 0 81 52/93 11 44
Michael Pecka, Telefon 0 81 52/93 11 18
Timo Sendner, Telefon 0 81 52/93 11 10
Fritz Wilhelm, Telefon 0 60 07/9 39 60 75**Chef vom Dienst:**
Jochen Schultheiß, Telefon 0 81 52/93 11 13**Redaktionsassistenten:**
Martina Brenner, Telefon 0 81 52/93 11 20
Arousa Sendner, Telefon 0 81 52/93 11 17**Korrespondenten:**
Dr. Klaus Fischer, Wien/Österreich
Telefon 00 43/66 43 26 62 89Marc Gusewski, Liestal/Schweiz
Telefon 00 41/6 19 21 05 68Harald Jung, Castelleone/Italien
Telefon 00 39/03 74 35 03 12Angelika Nikonok-Ehrlich, Berlin
Telefon 0 30/85 07 50 20Peter Odrich, Bishops Stortford/UK
Telefon 00 44/12 79 50 64 48Dr. Katharina Otzen, Bishops Stortford/UK
Telefon 00 44/12 79 32 39 27Dr. Tom Weingärtner, Brüssel/Belgien
Telefon 00 32/2 23 59 40 3**Persönliche Mailadressen:**
vorname.nachname@emvg.de

Anzeigen/Vertrieb

EnergyRelations GmbH
Wiesenweg 7b, 86938 Schondorf a. Ammersee
Telefon +49 (0) 81 92-9 97 33 30
Telefax +49 (0) 81 92-9 97 33 31
info@energyrelations.de

Abonnentenverwaltung

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. Das gilt insbesondere für
Vervielfältigungen, Übersetzungen, Mikroverfilmungen
und die Einspeicherung und Verarbeitung in elektronischen
Systemen. 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 HerrschingTelefon 0 81 52/93 11 0
Telefax 0 81 52/93 11 22info@emvg.de
www.energie-und-management.deHypoVereinsbank Herrsching
Konto 314 015 6956
BLZ 700 202 70

UID: DE 162 448 530

Geschäftsführung: Gisela Sendner, Timo Sendner
Erscheinungsweise: Zweimal monatlich
(21 Ausgaben jährlich)

Gültig ist die Anzeigenpreisliste Nr. 19 vom 01.01.2013

Bezugspreis: Einzelausgabe € 9,80 plus Versandkosten,
Jahresabonnement € 196,-, Preise inkl. 7 % MWSt.,
Europ. Ausland € 244,- zzgl. 7 % MWSt.;
Luftpost auf Anfrage.Studenten erhalten einen Rabatt von 50 % bei
Vorlage der Immatrikulationsbescheinigung.Abonnements für Energie & Management werden
für ein Jahr geschlossen und sind mit einer Frist von
sechs Wochen vor Ablauf des Bezugsjahres schriftlich
kündbar. Eine Abonnement-Bestellung kann innerhalb
einer Frist von zehn Tagen widerrufen werden.Erfüllungs- und Zahlungsort ist Herrsching;
Gerichtsstand ist Starnberg.Gestaltung und Produktion:
mk publishing GmbH, Augsburg
Druck: Druck-Kultur GmbH, München
ISSN 0945-8794Diese Zeitung ist auf 100-%-Recycling-Papier gedruckt
Auflage und Verbreitung sind iwv-geprüftGegen eine Gebühr von
35,- Euro + MwSt.
veröffentlichen wir auch
Ihren VeranstaltungshinweisFür einen Kombi-Preis von
60,- Euro + MwSt.
erscheint Ihr Termin 14 Tage
lang zusätzlich online

Energiewirtschaft

Power-Gen Europe

4. bis 6. Juni 2013 Wien, Österreich

Organisation:
Pennwell – United Kingdom,
Essex, Großbritannien
Tel. +44 (0) 1992 / 65 66 00
www.powergeneurope.com

European Energy Days

5. und 6. Juni 2013 Düsseldorf

Organisation:
Montel, Oslo, Norwegen
Tel. +47 (0) 22 / 99 42 – 00
www.montel.no, events@montel.no

Energy Talks Ossiach

– Wachstumskräfte der Energiewende
6. und 7. Juni 2013 Ossiach, ÖsterreichOrganisation:
SYMPOS Veranstaltungsmanag-
ement GmbH, Wien, Österreich
Tel. +43 (0) 14 09 79 36 – 66
www.energytalks.com

Branchentag Windenergie NRW 2013

18. und 19. Juni 2013 Düsseldorf

Organisation:
Lorenz Kommunikation,
Grevenbroich
Tel. +49 (0) 21 82 / 5 78 78 – 0
Fax +49 (0) 21 82 / 5 78 78 – 22
www.lorenz-kommunikation.de
www.nrw-windenergie.deVirtuelle Kraftwerke mit
Blockheizkraftwerken

19. Juni 2013 Berlin

Organisation:
B.KWK Bundesverband
Kraft-Wärme-Kopplung e.V., Berlin
Tel.: +49 (0) 30 / 27 01 92 81 – 0
www.bkwk.deInteraktiver Workshop
Geschäftsmodelle für
Smart Grids & Smart Markets

19. und 20. Juni 2013 Bad Honnef

Organisation:
Schäffler Consult, Freiburg
Tel. +49 (0) 761 / 51 95 00 6
www.schaeffler-consult.de

e.day 2013 – Energie im Dialog

20. Juni 2013 Dortmund

Organisation:
evu.it GmbH, Dortmund
Tel. +49 (0) 23 19 30 – 11 55
www.eday2013.de7. EUROSOLAR-Konferenz „Stadt-
werke mit erneuerbaren Energien“

27. und 28. Juni 2013 Ulm

Organisation:
Eurosolar e.V., Bonn
Ansprechpartner:
Philipp Hawlitzky
Tel. +49 (0) 228 / 289 14 48
Stadtwerke@eurosolar.de
www.stadtwerke-konferenz.
eurosolar.deVeranstaltungen
von BHKW-ConsultRechtliche Rahmen-
bedingungen für BHKW-
Anlagen in der Praxis

4. und 5. Juni 2013 Berlin

Mini KWK-Kongress

11. und 12. Juni 2013 Berlin

Bestimmungen des
Energie- und Stromsteuer-
gesetzes für KWK-Anlagen

13. Juni 2013 Berlin

Blockheizkraftwerke I

– Grundlagen, Planung
und Rahmenbedingungen
18. Juni 2013 Hamburg

Blockheizkraftwerke II

– Planung, Wirtschaftlichkeit
und Rahmenbedingungen
19. und 20. Juni 2013 HamburgOrganisation:
BHKW-Consult, RastattAnsprechpartnerin:
Lesley McBain
Tel. +49 (0) 72 22 / 96 86 – 0
www.bhkw-konferenz.de

Veranstaltungen des AGFW

Technische Grundlagen
der Nah- und Fernwärme

2. bis 7. Juni 2013 Wermelskirchen

Modul 8: Energieeffizienz
in der Stadtplanung

5. und 6. Juni 2013 Frankfurt/Main

Basiswissen Fernwärmericht

5. und 6. Juni 2013 Bremen

Training für Vertriebsmitarbeiter

12. und 13. Juni 2013 Bonn

Erfahrungsaustausch
für Prüfstellenpersonal

12. und 13. Juni 2013 Erfurt

Wasseraufbereitung in
der Fernwärmeversorgung,
Grundlagen (Teil 1) und
Vertiefungsseminar und
Aktuelles aus der Praxis (Teil 2)

12. und 13. Juni 2013 Lüneburg

Energetische Bewertung
von Fernwärme
(Berechnung von Primärenergie-
faktoren nach FW 309-1)

13. und 14. Juni 2013 Nürnberg

Praxisworkshop
„Kalkulation von Fern-
wärmepreisen und Einführung
neuer Preisleitklauseln“
– 2. Termin

18. und 19. Juni 2013 Magdeburg

8. AGFW – Contracting-Konferenz

20. Juni 2013 Frankfurt/Main

Wasseranalytik

4. und 5. September 2013 Dresden

Organisation:
AGFW – Der Energie-
effizienzverband für Wärme,
Kälte und KWK e.V.,
Frankfurt/MainAnsprechpartner:
Tanja Limoni
Marion Schäfer
Tel. +49 (0) 69 / 63 04 – 417 / – 415
Fax +49 (0) 69 / 63 04 – 391
t.limoni@agfw.de
www.agfw.deEuropean Energy Days
analysieren EnergiehandelEinen Überblick über das Ge-
schehen auf den europäi-
schen Energiemärkten geben
die European Energy Days, die der
norwegische Informationsanbieter
Montel am 5. und 6. Juni in Düssel-
dorf veranstaltet. Führende Handels-
profis von Finanzinstitutionen und
Energieunternehmen geben einen
Einblick, welche Entwicklungen sie
für die europäischen Energiemärkte
erwarten.Überblick über die
weltweiten makroöko-
nomischen EntwicklungenDer erste Tag beginnt mit einem
Überblick über die weltweiten
makroökonomischen Entwicklun-
gen und deren Auswirkungen auf die
europäischen Energiemärkte. Dar-
aus abgeleitet werden konkrete Aus-
blicke auf die Preisentwicklung von
Gas, Kohle, Öl und CO₂-Emissions-
zertifikate. Der erste Konferenztagendet dann mit einem detaillierten
Blick auf die deutschen Gasmärkte.
Unter anderem wird Marcus
Bokermann von Vattenfall Energy
Trading die Frage stellen, ob deut-
sche Gaskraftwerke eine Chance
haben, jemals wieder wirtschaftlich
zu werden.Blick auf das Energie-
Wachstumsland TürkeiAm zweiten Tag steht die Frage im
Mittelpunkt, ob Europas Weg zu
erneuerbaren Energien die her-
kömmlichen Energie-Märkte zer-
stören wird. Unter anderem wird
Torsten Amelung von Statkraft
die Folgen der deutschen Ener-
giewende auf den Stromhandel
untersuchen. Die Konferenz endet
mit einem detaillierten Blick
auf das Energie-Wachstumsland
Türkei. **E&M**Weitere Informationen unter
www.montel.no

HAWK

HOCHSCHULE
FÜR ANGEWANDTE
WISSENSCHAFT
UND KUNSTHildesheim
Holzminden
GöttingenUniversity of
Applied Sciences
and ArtsBewerbungen von
Frauen, die entspre-
chend § 21 Abs. 3
Satz 2 NHG bei gleich-
wertiger Qualifikation
bevorzugt berücksichtigt
werden sollen, sind
erwünscht. Auf dies-
bezügliche Fragen gibt
das Gleichstellungsbüro
(Tel.: 051 21/881-178
oder -179 | E-Mail:
gleichstellung@hawk-
hhg.de) gern Auskunft.Schwerbehinderte
Bewerberinnen und
Bewerber werden bei
entsprechender Eignung
bevorzugt berücksichtigt.Bewerbungen mit
Nachweisen über die
bisherige berufliche
Tätigkeit, insbesondere
Lehrnachweise richten
Sie bitte bis zum
24.05.2013 an die
HAWK Hochschule für
angewandte Wissen-
schaft und Kunst Hildes-
heim/Holzminden/
Göttingen, Abteilung 1
Innenverwaltung,
Hohnsen 4, 31134
Hildesheim oder an
jobboerse@hawk-hhg.deAn der HAWK
Hochschule für angewandte Wissenschaft und Kunst
Hildesheim/Holzminden/Göttingen
ist an der Fakultät Management, Soziale Arbeit, Bauen
am Standort Holzminden
zum 01.09.2013
folgende befristete Stelle zu besetzen:[m] VERWALTUNG EINER PROFESSUR
(W2, 50 % = 9 SWS) FÜR DIE LEHRGEBIETE
ENERGIEWIRTSCHAFT/ENERGIEMANAGEMENT/
ENERGIETECHNIK“ SOWIE „MATHEMATIK“Die Verwaltung ist auf zwei Jahre befristet und steht unter dem Vorbehalt
des jederzeitigen Widerrufs.Gesucht wird eine qualifizierte Persönlichkeit mit einem abgeschlossenen,
ingenieurwissenschaftlichen Hochschulstudium, die über mehrjährige
fachspezifische Berufserfahrung sowie über eine überdurchschnittliche
wissenschaftliche Qualifikation auf den folgenden Gebieten verfügt:

- Energiewirtschaft und Energiemanagement
- Energietechnik
- Dezentrale Energieversorgungssysteme, Energienetze, Energiespeicher

Ein weiteres Einsatzgebiet ist die Lehrveranstaltung „Grundlagen der
Ingenieurmathematik“ und erforderlichenfalls die Lehrveranstaltung
„Grundlagen der Finanz- und Wirtschaftsmathematik“.

Nachweisbare Erfahrungen in der Lehre sind wünschenswert.

Der Einsatz der Stelleninhaberin bzw. des Stelleninhabers in der Lehre
erfolgt in erster Linie im Bachelorstudiengang „Wirtschaftsingenieur/in“.
Darüber hinaus wird die Bereitschaft vorausgesetzt, die ausgeschriebenen
Themengebiete auch in anderen Studiengängen der Fakultät zu vertreten.Als selbstverständlich setzen wir Teamfähigkeit und die Bereitschaft
voraus, sich service- und kundenorientiert in die Studienberatung und in
die akademische Selbstverwaltung einzubringen.Die Beschäftigung erfolgt in einem öffentlich-rechtlichen Dienstverhältnis
eigener Art, das sich nach § 26 Absatz 6 Niedersächsisches Hochschul-
gesetz (NHG) richtet. Die Einstellungsvoraussetzungen ergeben sich aus
§ 25 des Niedersächsischen Hochschulgesetzes (NHG), die Dienstaufgaben
aus § 24 NHG.6. KONFERENZ
11. und 12. Juni 2013, Berlin [Konferenz]
10. Juni 2012, Berlin [Workshop]NEU! Plus Workshop zum „Intraday-Handel“
am Vortag der Konferenz!REGELENERGIEMARKT
STROM 2013Marktbedingungen, aktuelle Trends und Perspektiven –
Wie geht es weiter?

- Bedrohung der Systemstabilität im Winter 2011/12 – Konsequenzen für den Regulenergiemarkt und regulatorische Anpassungen
- Die Aussichten: Regulenergiebedarf und Preisentwicklung
- Europäischer Regulenergiemarkt – Ein Erfolgsmodell?
- Integration erneuerbarer Energien in Regulenergiemärkte
- Das Doing: Gebots- und Vermarktungsstrategien
- Regulenergievermarktung als Geschäftsmodell – Hier stecken (Zusatz-)Erlöse!

Erfahren Sie mehr:
Auswirkungen der
neuen AbschaltVO
auf den Regel-
energiemarkt!

Infoline: +49 (0)211/9686 – 3442 (Anne van der Knaap)

Weitere Informationen unter: www.euroforum.de/regelenergie

EUROFORUM
Quality in Business Information

PERSONALIEN

■ **Udo Wichert** ist seit Mitte April neuer Präsident des AGFW Energieeffizienzverbandes für Wärme, Kälte und KWK e.V. Der Geschäftsführer der Essener Steag Fernwärme GmbH übernahm den Posten von Stephan Schwarz, Technischer Geschäftsführer der Stadtwerke München, der nach sechs Jahren Amtszeit die Präsidentschaft abgegeben hat. Schwarz bleibt weiterhin Vorstandsmitglied des AGFW. Als Vizepräsidenten des Verbandes wurden Götz Brühl, Geschäftsführer der Stadtwerke Rosenheim GmbH & Co. KG, und Gerd Kaulfuß, Geschäftsführer der Drewag Netz GmbH, gewählt.



Bild: Eronik

■ Dr. Ulrich Dohle wird zum 1. Juli Vorstandsvorsitzender der Tognum AG. Er übernimmt das Amt von Joachim Coers, der sich künftig privaten Zielen widmen möchte. Dohle, der seit 2009 im Vorstand von Tognum und seit 2011 Stellvertreter von Coers war, wurde vom Aufsichtsrat einstimmig gewählt und bekam einen Vertrag bis Jahresende 2015. Der neue Vorstandsvorsitzende wird künftig auch die Bereiche Forschung und Entwicklung sowie das Qualitätsmanagement verantworten. Die Bereiche Operations und Einkauf gibt er an seinen Vorstandskollegen Jörg Schwitalla ab. Dieser verantwortet dann das erweiterte Vorstandsressort Operations, Integrity und Personal. Außerdem sind noch Dr. Michael Haidinger (Vertrieb) und Dieter Royal (Finanzen) im von fünf auf vier Ressorts verkleinerten Tognum-Vorstand.

■ **Franz-Josef Johann** soll voraussichtlich zum 1. Juli den Vorstandsvorsitz der Stadtwerke Saarbrücken AG übernehmen. Einen entsprechenden Vorschlag will der Personalausschuss dem Aufsichtsrat des Unternehmens Mitte Juni unterbreiten. Nach der Zustimmung des Aufsichtsrates wird Johann die Nachfolge von Peter Edlinger antreten, der als Mitglied der Geschäftsführung der Versorgungs- und Verkehrsgesellschaft Saarbrücken mbH (VVS) seit Dezember 2012 zusätzlich interimistischer Vorstandsvorsitzender der Stadtwerke Saarbrücken ist. Johann ist seit 2012 Sprecher der Geschäftsführung der Stadtwerke Saarbrücken Beteiligungsgesellschaft.



Bild: Stadtwerke Saarbrücken

■ Ulrich Henkel ist seit Anfang März als Senior Adviser für die Berliner Beratungsgesellschaft Team Consult tätig. Er war zuvor Mitglied des Vorstandes der rheinischen Energie AG in Köln und dort für das Energiegeschäft des Unternehmens verantwortlich. Vor Henkels Wechsel zur rhenag im Oktober 2003 leitete er bei der RWE Energy die Vertriebssteuerung der Regionalgesellschaften für die Segmente EVU und Kommunen.

■ **Dietmar Goldmann** ist seit 2. April Leiter des Geschäftsbereiches Direktvermarktung der Grundgrün Energie GmbH in Berlin. Er arbeitete bereits für Gazprom, Statkraft, Sempra Energy der VEAG und PCC. Zuletzt war Goldmann als Geschäftsführer für die energy2market GmbH in Leipzig tätig. „Seine Erfahrungen im Bereich Akquise in Kombination mit seinem langjährigen energiewirtschaftlichen Hintergrund werden uns helfen, unser Angebot und unsere Leistungen in den Bereichen Direktvermarktung und Handel einem möglichst breiten Kreis von Erzeugern zur Verfügung zu stellen“, sagte Grundgrün-Gründer und Geschäftsführer Eberhard Holstein.



Bild: Grundgrün

■ **Peter Lorenz Nest** (46) wurde für weitere drei Jahre als Chief Financial Officer der Ensys AG bestätigt. Er ist seit 2009 im Vorstand des Energiedienstleisters tätig und dort für die Ressorts Finanz- und Rechnungswesen, Controlling, IT, Billing, Netzmanagement, Energiedatenmanagement und Recht zuständig, teilte das Unternehmen mit. Neben Nest gehört Andreas Hergaß als Chief Operating Officer (46) zum Führungsgremium des Stromhandelsunternehmens.



Bild: Ensys

■ Dr. Jürgen Sterlepper ist seit 1. Januar neuer Geschäftsführer der Bosch KWK Systeme GmbH. Er führt das Unternehmen gemeinsam mit Ralf Klein, dem Sprecher der Geschäftsführung, und Ulrich Inderthal. Sterlepper folgt Helmut Ziegler nach, der aus der Geschäftsführung ausgeschieden ist und dem Unternehmen nun als Berater zur Seite steht. Ziegler ist Gründer des BHKW-Herstellers Köhler & Ziegler, der seit 2010 zur Bosch Thermotechnik GmbH gehört und 2011 in Bosch KWK Systeme umfirmiert wurde.

■ Thomas Kusterer bleibt Finanzvorstand der EnBW Energie Baden-Württemberg AG. Der Aufsichtsrat hat seinen Vertrag, der am 1. April 2014 ausgelaufen wäre, bis 2019 verlängert.

■ **Dr. Christian Hofmann**, Vorstandsvorsitzender der Agrarferm Technologies AG, ist zum 30. April aus dem oberbayerischen Biogasunternehmen ausgeschieden. Er war seit Februar 2012 im Vorstand für Strategie, Vertrieb und Marketing verantwortlich und wird sich anderen beruflichen Aufgaben widmen. Dem Führungsgremium von Agrarferm gehören weiterhin Jörg Bornemann und Heinrich Schulze Herking an.



Bild: Agrarferm

SAGEN SIE MAL:

Eric Stein

Wie wichtig sind die Wind- und Solarleistungsprognosen für Ihr tägliches Geschäft?

Ohne präzise und hochfrequente Wind- und Photovoltaikprognosen, die teilweise stündlich aktualisiert werden, geht nichts mehr. Vor allem die Kollegen im Intraday- und Kurzfristhandel sind darauf angewiesen. Schon kleine Änderungen beim Wolkenbedeckungsgrad oder bei der Verlagerung einer Wetterfront, die im Alltag niemandem auffallen würden, können zu großen Differenzen in der Erzeugung führen. Es macht einen Unterschied, ob Wind und Photovoltaik kombiniert eine Einspeisung von 25 000 MW oder 35 000 MW in der Spitze erzeugen. Zehn Gigawatt weniger Wind und Photovoltaik können über den Einsatz ganzer Kraftwerkparcs entscheiden.

Nach Brancheneinschätzung hat sich die Qualität der Prognosen in den vergangenen Jahren verbessert. Wie hoch ist nach Ihren Erfahrungen die derzeitige Fehlerquote?

Es liegen immer mehr und immer robustere Daten und Zeitreihen von Windparks und Photovoltaikanlagen vor. Ein Modell wird umso besser, je besser die Daten sind, mit denen es gefüttert und initialisiert wird. Zusätzlich steht eine größere Rechnerleistung zu akzeptablen Preisen zur Verfügung. Hierbei gewinnt das so genannte Cloud Computing an Bedeutung, das Buchen von Rechnerleistung im Netz. Während Großrechner wie in Jülich früher unerreichbar teuer waren, bietet Cloud Computing heute eine Chance für viele kleine, innovative Wind- und Photovoltaik-Prognoseanbieter. Im Moment liegt die Fehlerquote in der Day-Ahead-Windprognose im Durchschnitt zwischen zwei und fünf Prozent. Im Einzelfall kann der Fehler aber bedeutend größer sein, vor allem an den Flanken. Darüber hinaus haben Modelle ein Eigenleben. Ein Modell, das im vorigen Jahr sehr zuverlässig war, kann in diesem Jahr schlecht abschneiden. Vieles hängt von der jeweiligen Großwetterlage ab.



Bild: RWE

Eric Stein ist Head of Weather Analysis & Trading bei RWE Supply & Trading

Welche weiteren Verbesserungen muss es geben, um die Aussagekraft der Prognosen zu verbessern?

Daten, Daten, Daten. Bessere Verfügbarkeit. Bessere Transparenz. Bessere Qualität. Hier sind die nationalen Wetterdienste wie der Deutsche Wetterdienst gefragt, den Zugang zu ihren Modellen und Daten zu erleichtern. Aber auch die Betreiber von privaten Wind- und Solarparks, die in der Regel über hervorragende Wetterdaten verfügen, sind gefordert. Leider machen sie ihre Daten der Öffentlichkeit selten zugänglich. Am Ende helfen gute Prognosen allen – vor allem helfen sie aber, den Markt transparent und die Netze sicherer zu machen.

26. April 2013

Das alles um uns – die Grids, die Buildings, die Countries – angeblich immer smarter wird, darüber hatten wir uns an dieser Stelle schon mehrmals gewundert. Jetzt soll ein neues Gerät auch den Menschen so smart machen, dass er mit seiner automatisierten Umwelt und seinem smarten Haus richtig kommunizieren kann – sozusagen auf Augenhöhe. Die Rede ist vom Google Glass, einer Brille, die Bilder vor das

Auge projiziert und gleichzeitig Bilder, Töne und Videos aufnehmen kann. Richtig smart wird das System, wenn die Brille ständig mit dem Internet verbunden ist, der Mensch lebt dann real und virtuell zugleich.

Das eröffnet ungeahnte Möglichkeiten: „In der Küche werden durch reines Ansehen des Kühlschranks gleich die passenden Rezeptvorschläge angezeigt ... im Büro werden Mails vorgelesen“, prognostizieren die

Berater von Mücke, Sturm & Company. Darüber hinaus könne die Brille die Gesundheit von Senioren überwachen oder Essgewohnheiten analysieren: „Das ist schon Dein drittes Bier“, sagt sie dann am Abend zum Brillenträger oder „Iss nicht soviel Süßes“. Und wenn der Nutzer brav Glas und Kuchenteller auf den smarten Couchtisch gestellt hat, werden ihm automatisch die 100 schönsten Mails des Tages vorgelesen. Schöne neue Welt.



Bild: Google

SCHLOSS DAMIT.