



Credentials Energie

Produktion und Platzierung von Autorenbeiträgen
im Auftrag unserer Kunden – eine Auswahl.



Inhalt

BOSCH Software Innovations

Virtuelle Kraftwerke bringen reale Erlöse

erschieden in „Energiespektrum“
(Januar 2015)

Ørsted Markets (vorm. DONG Energy Markets)

Doppelt profitieren beim Energieverbrauch

erschieden im „Wochenblatt für
Papierfabrikationen“
(August 2016)

Beraten, begleiten, betreiben

erschieden im „Energiespektrum“
(August 2017)

TÜV Rheinland Industrie Service

Effiziente Prüfungen sind Schlüssel zu langfristiger Anlagenverfügbarkeit

erschieden in „ew – Magazin für
Energiewirtschaft“
(Juli 2015)

Vestas Deutschland

Neue Planungskonzepte für Onshore- Windparks

erschieden in „et- Energie-
wirtschaftliche Tagesfragen“
(Dezember 2018)

Mit spitzem Stift durchkalkuliert

erschieden in „Energiespektrum“
(Februar 2017)

Damit der Bürger nicht mehr rot sieht

erschieden in „Energiespektrum“
(Juli 2017)

Romo Wind Deutschland

Verstehen, wie der Wind weht

erschieden in „Energiespektrum“
(Juli 2017)

BOSCH Software Innovations



BOSCH

Technik fürs Leben



energiespektrum



MARKTDESIGN 12

Gerhard Holtmeier, Thüga, über Annahmen des Grünbuches sowie zu Arbeits- und Leistungspreis.



IT 30

Ines Wolf von Gisa über Herausforderungen beim Import von Abrechnungs- und Bilanzierungsdaten.



ERDGAS 68

Axel Botzenhardt, Chef von Thyssengas, über Geschäftsstrategien und Power to Gas versus Stromautobahnen.



Beschaffung 2.0

Strom- und Gaseinkauf per Tablet oder Smartphone

SPEZIAL 29

SERVICE FÜR EVU

- IT-Outsourcing
- Cyber-Security
- Inkasso

Messehighlights
zur E-World
ab Seite 58

Virtuelle Kraftwerke bringen reale Erlöse

Kombikraftwerk Mit einem integrierten Energiesystem können Stadtwerke und Direktvermarkter ihren Energiehandel optimieren. Allen Beteiligten bieten sich lukrative Einnahmequellen: den Versorgern, den Industrie- und Gewerbekunden und den teilnehmenden Anlagenbetreibern.

Traditionelle Virtual Power Plants (VPP), die ihre einzelnen Anlagen wie ein klassischer Leitstand direkt kontrollieren, sind noch nicht dazu in der Lage, eine Vielzahl von Assets in ein System zu integrieren und sie intelligent zu steuern. Voraussetzung dafür sind Technologien, die die Anforderungen einer Vielzahl von integrierten Anlagen auf einem hohen Level abstrahieren, flexibel auf Systemanfragen eingehen und aggregierte Profile schaffen können. Dazu gehören die Bündelung von optimierten Lösungen für Energiehandel, stabile Netze, Demand Response Management und Energiespeicherleistungen.

SUMME SEINER TEILE

Die Dezentralität von Erzeugungsanlagen sowie Verbraucher, die zunehmend auch zu Erzeugern werden und Energie in die Netze einspeisen (bidirektionale Energieströme), zwingen die Stadtwerke praktisch dazu, ihre Anlagen in moderne VPPs zu integrieren. Im Gegensatz zum traditionellen VPP vereint das moderne Virtuelle Kraftwerk die Fahrpläne aller Anlagen in einem ausgleichenden System. Es bilanziert die Bedürfnisse und be-

treibt so faktisch ein Portfolio-Management mit dem Ziel, eine Optimierung der Energiepotenziale aller Assets zu erreichen. Dazu ermittelt das VPP kontinuierlich die idealen Produktionsmengen der Anlagen und stellt diesen Speicherkapazitäten, Eigenbedarf und Möglichkeiten

Behalten Sie den Überblick im Vertriebsprozess.

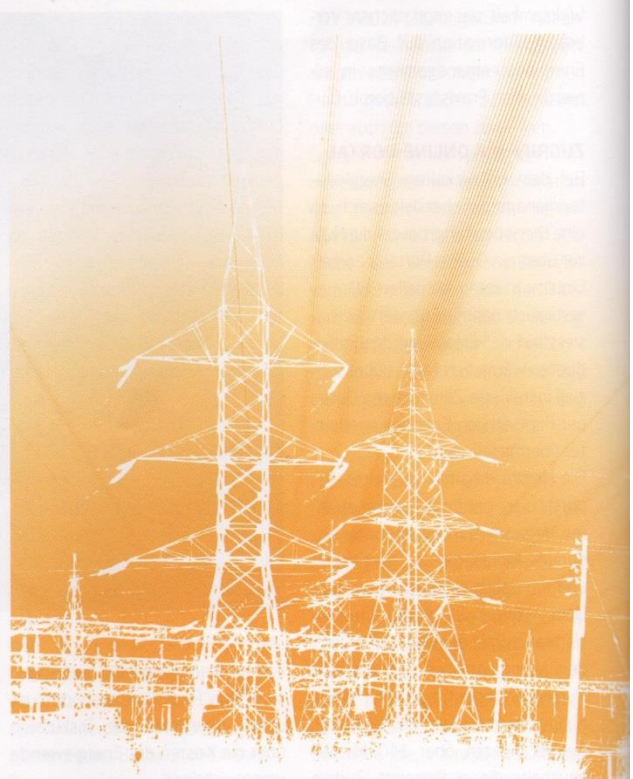
Effizientes und hochautomatisiertes Vertragsmanagement mit SOPTIM Energy.

des zusätzlichen Energieverbrauchs gegenüber. Es nutzt so diskret die Kapazitäten, die Anlagenbetreiber und industrielle Betriebe über den Eigenbedarf hinaus zur Verfügung stellen können.

FLEXIBILITÄT IST DAS A UND O

Kurz gesagt: Das VPP empfiehlt, wann wie viel Energie mit welcher Anlage produziert, gespeichert oder verbraucht werden soll und welche Form der Vermarktung den individuell gesetzten Zielen am besten entspricht.

Durch die Vielzahl von potenziell in einem System integrierten Anlagen ergibt sich für die virtuellen Kraftwerksbetreiber eine Masse von Flexibilitätspotenzialen. Dafür legt das VPP für jedes einzelne Asset Flexibilitätsprofile an. Übersetzt auf eine Ladestation für E-Autos muss beispielsweise ermittelt werden, welche Energieleistungen zu wel-



chem Zeitpunkt im Auto sein müssen. Gibt es etwa Zeitfenster, in denen Einsparungen beim Aufladen möglich sind? Das VPP aggregiert all diese Flexibilitätsinformationen und gewährt dem System nach Möglichkeit, die Flexibilität der Anlage zu nutzen, spricht bei großen Strommengen im Netz das Auto schnell aufzuladen und bei entsprechend niedrigen Strommengen den Aufladebetrieb zu verzögern. Wenn die Anlage die Flexibilität nicht zur

Verfügung stellen kann, lehnt das System die Anfrage des VPP ab, der Ladebetrieb geht normal weiter und das Virtuelle Kraftwerk spei-

Mehr Angebote pro Zeiteinheit – realitätsnah und zuverlässig kalkuliert.

Kundenscharfes Angebotsmanagement – mit SOPTIM Energy.

Mehr Transparenz über Mengen und Preise zwischen Vertrieb und Beschaffung.

Mit dem neuen Absatzportfolio-management der SOPTIM Energy Suite.

chert oder bezieht den Strom an anderer Stelle. Diese Variation unterschiedlicher Flexibilitätsprofile im VPP ist der Schlüssel, um Energiekapazitäten jederzeit so zu regeln, wie es für den virtuellen Anlagenbetreiber am profitabelsten ist. Gleichzeitig ermöglicht es insbesondere Stadtwerken, die Netzstabilität zu steuern, und schafft damit die Basis für die zukünftigen Leistungsanforderungen eines Smart Grid. Voraussetzung für das netz-

wie Wetterprognosen oder Statusanalysen des Verteilnetzes zurück. Bei der betriebswirtschaftlichen Optimierung ermittelt das VPP, wann welche Mengen an Energie erzeugt, verkauft oder gespeichert

mulation weit größere Flexibilitätspotenziale bieten. Um mit einem VPP attraktive Kapazitäten zu schaffen, können schon 20 BHKW ausreichend sein. Im Optimalfall sind die Anlagen getaktet, das

keiten, um sich auf dem Energiemarkt zu profilieren. Mit modernen VPPs können sie jetzt die Brücke zu von Erzeugern und Verbrauchern schlagen, um Ressourcen zu erschließen. Mit den aggregierten Flexibilitäten können die jeweils besten Vermarktungsoptionen wahrgenommen werden. Die damit erwirtschafteten höheren Erträge sind ein Anreiz für Anlagenbetreiber und Stadtwerke. Kommunen, die eine Vielzahl von BHKW betreiben, können profitieren. Solche Geldanreize schaffen die Grundlage, um auf Erzeuger wie Verbraucher Zugriff zu bekommen und sie in ein gewinnbringendes System zu integrieren.



»Um attraktive Kapazitäten zu schaffen, können schon 20 BHKW ausreichen.«

Roberto Greening, Bosch Software Innovations

werden sollen, um höchstmögliche Gewinne am Energiemarkt zu erzielen. Die technologischen Lösungen, die ein VPP bietet, ermöglichen Stadtwerken damit den lukrativen Einstieg in die Direktvermarktung.

heißt, sie produzieren oder verbrauchen Strom sporadisch und nicht durchgehend.

ANREIZE SCHAFFEN

Die Stadtwerke hatten in den vergangenen Jahren wenige Möglich-

Roberto Greening

(Bosch Software Innovations)

→ www.bosch-si.com

GETAKTETE KAPAZITÄTEN

Ob mit Fokus auf die Netzstabilität oder auf die betriebswirtschaftliche Seite, beide VPP-Konfigurationen können entweder unabhängig voneinander oder gleichzeitig – mit Priorisierung auf eine der beiden teilweise konfliktären Zielsetzungen – zum Einsatz gebracht werden. Ein VPP gibt eine Handlungsempfehlung gemäß allen definierten Regeln und Bedingungen. Ergebnis ist ein neuer, aktualisierter und aggregierter Soll-Fahrplan, der wiederum für jede einzelne Anlage aufgeschlüsselt wird. Ein modernes VPP strebt danach, die Balance zwischen den beiden VPP-Ansätzen zu finden.

NEUE EINNAHMEQUELLEN

Der Spagat zwischen Grundversorgung und Rendite stellt das Selbstverständnis der Stadtwerke mitunter auf die Probe. Doch mit dem modernen VPP können Stadtwerke auf Grundlage der ihnen zur Verfügung stehenden Flexibilitäten Rendite erzielen und das Netz stabilisieren. Nicht die Großanlagen sind für das Erreichen dieser Ziele maßgeblich, sondern vielmehr die Masse der kleineren Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen, die in ihrer Akku-

stabilisierende VPP sind Smart Meter, um jederzeit die benötigten Informationen über die Kapazitäten im Niederspannungsnetz zu erhalten.

DIREKTVERMARKTUNG

Das so konfigurierte VPP ermittelt die bestmögliche Strategie für das Verteilnetz und gewährleistet optimale Lastverläufe. Es greift dabei über webbasierte Schnittstellen auf verschiedene externe Daten

Bild: Gerd Altmann/pixelio.de

SOPTIM
Zukunft gestalten

Wer gut planen will, muss auch den Zufall kalkulieren.

Erfolg ist keine Glückssache!

Machen Sie Ihren Erfolg im Energievertrieb planbar: Sichern Sie Ihre Wettbewerbsfähigkeit mit effizienten und hochautomatisierten Modulen der SOPTIM Energy Suite.

SOPTIM auf der E-world energy & water in Essen vom 10.-12.2.2015, www.soptim.de/soptim-energy

© fotolia

ØRSTED Markets

(vorm. DONG Energy Markets GmbH)

The logo for Ørsted, featuring a blue circle with a white stylized 'Ø' symbol inside, followed by the word 'rsted' in a bold, blue, sans-serif font.

Ørsted

Die Papierherstellung ist strom- und wärmeintensiv. Schnelllaufende Papiermaschinen reagieren sensibel auf Netzschwankungen.

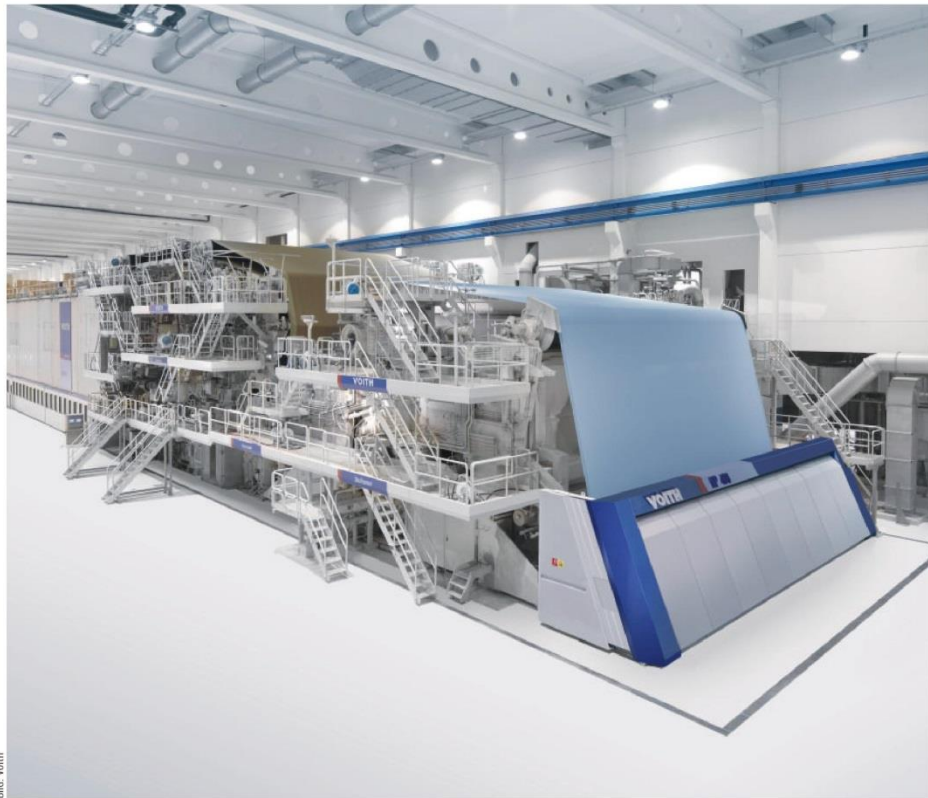


Bild: Voith

Doppelt profitieren beim Energieverbrauch

Die Kombination von Lastmanagement und Demand Response Management ermöglicht der Papierindustrie neben Energiekosteneinsparungen auch signifikante Zusatzerlöse durch die Vermarktung am Regenergiemarkt.

Das Potenzial im Bereich des intelligenten Energiemanagements in der Papierindustrie ist enorm, wird aber von vielen Unternehmen nicht vollends ausgeschöpft.

Neben Investitionen in energieeffiziente Anlagen ist das Lastmanagementverfahren die wohl verbreitetste Methode, Einsparungen im Energiebereich zu erzielen. Lastmanagement steht für die gezielte Steuerung des Energieverbrauchs – verbunden mit dem Ziel, kostenintensive Lastspitzen in Produktion und Verarbeitung weitgehend zu vermeiden. Dabei belassen es die meisten Unternehmen bislang.

Demand Response Management

Neue Chancen, über Energieeinsparungen hinaus auch zusätzliche Erlöse auf der Grundlage eines intelligenten Energiemanagements zu erzielen, entstehen durch die Energiewende. Denn die unregelmäßige Einspeisung aus erneuerbaren Energien sorgt dafür, dass die Nachfrage im Energiesystem an das schwankende Angebot herangeführt werden muss.

Umgekehrt entsteht Bedarf, ausreichend Regenergie im System vorzuhalten, sodass eine vorübergehende Unter- oder Überdeckung aus erneuerbaren Energien jederzeit ausgeglichen werden kann. Herkömmliches Lastmanagement ermöglicht jedoch keine flexible Orientierung des Verbrauchs an der Erzeugungssituation. Diese Möglichkeit bietet das Demand Response Management (DRM).

Autor: Dr. Enno Wolf, Geschäftsführer DONG Energy Sales GmbH

ENERGIE



Bild: Fotolia

Eine stabile Energieversorgung ist für die Papierindustrie unerlässlich.

Es zielt darauf ab, Flexibilitätspotenziale über ein automatisiertes Verfahren dem Regenergiemarkt zur Verfügung stellen. Das Ziel ist es, durch die Vermarktung vorhandener Flexibilitäten zusätzliche Erlöse zu generieren.

Lastmanagement und DRM sind Verfahren, die einander nicht widersprechen, sondern sich gegenseitig ergänzen. Unternehmen können beide Verfahren ohne Einschränkungen parallel einsetzen – und daher doppelt profitieren. Mehr noch: Betriebe, die bereits das Lastmanagementverfahren nutzen, sind technisch bereits bestens aufgestellt, um auch DRM einzusetzen.

Branche mit guten Voraussetzungen

Die besondere Eignung der Papierindustrie für den Einsatz von Flexibilitätslösungen liegt in der recht zuverlässigen Planbarkeit der Produktionsabläufe. Das spontane Hoch- und Herunterfahren der Anlagen ist eher selten der Fall.

Somit lässt sich bereits im Vorfeld sagen, wie viel vermarktbare Leistung zu einem bestimmten Zeitpunkt zur Verfügung stehen wird - ein entscheidender Punkt. Denn je planbarer Stromverbrauch oder -erzeugung sind, desto sicherer und größer sind die erzielten Erlöse.

Die Prozesse, die sich für das DRM-Verfahren besonders eignen, sind häufig im thermo-mechanischen Bereich angesiedelt. Dazu zählen unter anderem die Trocknungsprozesse, die Druckfarbenentfernung

Über DONG Energy

DONG Energy entwickelt und vertreibt innovative Energieprodukte und Lösungen. Das Unternehmen mit Hauptsitz in Dänemark hat insgesamt 6500 Mitarbeiter, tätig in vielen Ländern Nordeuropas. So auch in Deutschland, wo DONG Energy seine Aktivitäten von Hamburg aus steuert. Mit Demand Response Mana-

gement vermarktet der Konzern jetzt die unterschiedlichen Erzeugungs- und Verbrauchs-Flexibilitäten von Industrieunternehmen auf dem Energiemarkt und generiert daraus für seine Kunden attraktive Zusatzerlöse.

DONG Energy ist auch Weltmarktführer beim Bau und Betrieb von Offshore-Windparks.

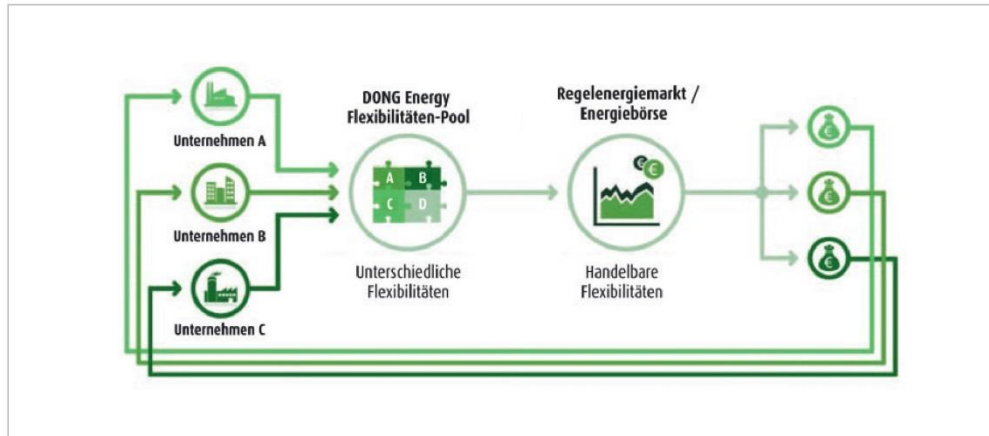
OSKAR MOSER
TECHNISCHE EDELSTEINE



Brillante Düsen für Papier

www.oskar-moser.de

Demand Response Management



(Deinking) als auch Hack-, Schleif- und Refiner-Anwendungen sowie Power-to-Heat- und Power-to-Gas-Verfahren.

Erfahrungsgemäß finden sich die größten Potenziale bei großen Motoren für Antriebe, Lüfter, Pumpen und Kompressoren. Eine sehr gute Eignung haben aber auch Eigenerzeugungsanlagen wie Blockheizkraftwerke, Netzersatzanlagen, Turbinen oder Batteriespeicher sowie Wärmeerzeuger wie Öfen, die mit Strom betrieben werden.

Um am DRM-Verfahren teilzunehmen, bedarf es keinerlei Investitionen in die Anlagentechnik, der Aufwand ist überschaubar. Einzige Voraussetzung für die Nutzung von DRM ist, dass das Unternehmen in der Lage ist, manche seiner Produktionsprozesse zu verschieben. Die Kontrolle über die Prozesse bleibt aber weiterhin vollständig auf Seiten der Produktionsleitung – automatisierte Schaltafragen können bei Bedarf jederzeit abgelehnt werden.

Darüber hinaus nutzen Unternehmen, die auf DRM setzen, die Flexibilitätslösungen zu ihren eigenen Bedingungen und gemäß ihrer individuellen Betriebsanforderungen, wie etwa der Schaltdauer und der Lastgröße. Und: Das DRM-Verfahren lässt sich sehr feinteilig entsprechend der technischen Erfordernisse vor Ort regeln.

Verfahrensablauf

Am Anfang eines DRM-Verfahrens steht zunächst immer die Potenzialanalyse der elektrischen Anlagen und der verfügbaren Leistung. Dabei prüft der DRM-Anbieter, inwieweit diese sich für Flexibilitätslösungen eignen. Es gilt: Je mehr vermarktbar Leistung zur Verfügung steht, desto mehr Erlöse sind möglich. In Zahlen ausgedrückt: Kunde und DRM-Anbieter erzielen mit der Vermarktung von einem Megawatt flexibler Verbrauchs- und Erzeugungskapazität am Regelenergiemarkt gemeinsam pro Jahr etwa 60 000 Euro.

Sind die Voraussetzungen erfüllt, erfolgt im nächsten Schritt ebenfalls durch den DRM-Anbieter auch die Anbindung an das zentrale Leit- und Steuerungssystem und die Durchführung der Präqualifizierung der Anlagen gegenüber dem Übertragungsnetzbetreiber.

Abschließend verantwortet der Anbieter auch die Platzierung der Flexibilitäten an den Energiemärkten. Der Kunde muss nur noch entscheiden, ob, wann und wie lange die Anlagen zur Verfügung stehen. Hierzu empfiehlt sich gerade in der Papierproduktion eine automatisierte Schaltung der Anlagen. Das senkt den organisatorischen und personellen Aufwand.

Fazit

Unternehmen der Papierindustrie haben die Möglichkeit, mit wenig Aufwand signifikante Zusatzerlöse zu erwirtschaften, indem sie ihre Flexibilitäten für den Regelenergiemarkt zur Verfügung stellen. Die Untersuchung der Potenziale, die Anbindung an das Steuerungssystem und die Vermarktung der Flexibilitäten am Energiemarkt übernimmt der DRM-Anbieter. Der Aufwand für die Teilnahme am DRM-Verfahren ist in technischer und administrativer Hinsicht minimal, gleichzeitig bleibt die Steuerungssouveränität uneingeschränkt auf Seiten des Unternehmens erhalten. Der Produktionsleiter bleibt Herr des Verfahrens und behält somit jederzeit die vollständige Kontrolle über seine Anlagen und Prozesse.

www.dongenergy.de



Der Autor

Dr. Enno Wolf ist seit 2016 für DONG Energy als Geschäftsführer tätig und verantwortlich für die deutschen Vertriebsaktivitäten des Unternehmens.

Zuvor war Herr Wolf Vertriebs- und Marketingleiter bei der

TSMC Solar Europe GmbH, Direktor EPC Sales bei der Conergy Deutschland GmbH sowie VP Corporate Development bei der Conergy AG.

Wolf studierte Wirtschaftsingenieurwesen an der TU Berlin.



Beraten, begleiten, betreiben

Management

Neue Energieanlage benötigt? Oder ist ein Energiemanagementsystem einzuführen? Egal worum es geht: Bei allen energiespezifischen Fragen kann man sich mit einem Anbieter von Energy as a Service Unterstützung ins Haus holen. Auch den Betrieb der Anlagen kann dieser übernehmen.

Energiekosten senken, CO₂-Emissionen einsparen und so wettbewerbsfähig bleiben – diese Herausforderungen rücken mehr und mehr in den Fokus vieler Unternehmen. Ein effizienter Lösungsansatz für solche Energiefragen ist ›Energy as a Service‹, kurz EaaS. Diese Lösung passt sich bei allen Energiethemen den jeweiligen Anforderungen und Bedürfnissen der Unternehmen an.

Ressourcen für das Kerngeschäft

Erfahrungswerte zeigen, dass die dezentrale Energieerzeugung als Teil von EaaS dabei ein großes Einsparpotenzial bietet. Wie Unternehmen damit erfolgreich auf den Kosten- und Handlungsdruck reagieren können, zeigt das Beispiel eines deutschen Lebensmittelproduzenten. Das Unternehmen mit insgesamt 2.000 Mitarbeitern an drei Standorten hatte sich zum Ziel gesetzt, die Energiekosten sowie die CO₂-Emissionen zu senken, um so seine Wettbewerbsfähigkeit zu stärken.

Dem stand jedoch die abgängige Technik an den Standorten entgegen, die den Einsatz neuer Anlagen unumgänglich machte. Die zusätzliche Herausforderung: Der Bau neuer Anlagen musste während des laufenden Betriebs erfolgen, Stillstandzeiten galt es zu vermeiden.

Parallel sollten jedoch Investitionen in das Kerngeschäft vorgenommen und eine Expansionsstrategie umgesetzt werden. So stand das Unternehmen vor der Entscheidung, Ressourcen entweder in das Kerngeschäft, oder in die Erneuerung beziehungsweise Erweiterung der Energie-Infrastrukturen zu investieren. Durch den Einsatz von EaaS ließen sich jedoch beide Vorhaben realisieren.

Potenziale heben

Im ersten Schritt erfolgte über eine Zeit von zwei Wochen eine Potenzialanalyse. Dabei zeigte sich, dass eine effizientere Gestaltung der vorhandenen Prozesse und Energieflüsse bereits zu einem geringeren Energiebedarf führen würde. Diese Vorgehensweise ist aus energetischer Sicht die Grundlage, um im nächsten Schritt die Anpassung der Anlagen und Prozesse an den neuen, effizienteren Ist-Zustand optimal auszurichten. Ohne diese gesamtheitliche Betrachtung hätte in diesem Fall das Risiko bestanden, durch zu hoch ausgelegte Anlagen weitere Effizienzpotenziale im Voraus zu eliminieren.

Im nächsten Schritt folgte eine Detailanalyse mit dem Ziel, die veraltete Technik umfangreich durch neue Anlagen zu ersetzen, um eine kontinuierliche Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Für eine solche Detailanalyse inklusive der Erstellung der gesamten Lösung sollten Unternehmen sich ausreichend Zeit nehmen.

Ausgabe:

es 08/ 2017

Unternehmen:

Bilder:



Ohne eigenkapitaleinsatz

Im Rahmen der Analyse der bestehenden Anlagen sowie Planung der neuen Anlagen und der Vertragsgestaltung vergingen bis zum Baubeginn noch einmal sechs Monate. Anschließend stand fest, dass an den drei Standorten Blockheizkraftwerke, Kesselanlagen, Kompressoren, eine Heizungsverteilung, eine thermische Nachverbrennungsanlage zur Abgasreinigung, eine Kälteanlage und Speicher sowie Elektro- und Automationstechnik eine effizientere Verteilung der Energiemedien gewährleisten sollten. Der Bau der Anlagen erfolgte während des laufenden Betriebs über insgesamt 15 Monate, ohne Stillstandzeiten an den Standorten.

Von Beginn an war es entscheidend, die Lösung off-balance umzusetzen. Alle Optimierungsmaßnahmen, inklusive Peripherie, Anlagenkomponenten und Planungskosten, erfolgten ohne Eigenkapitaleinsatz des Lebensmittelproduzenten. Die Investitionssumme lag in diesem Fall bei insgesamt zehn Millionen Euro. Der Zahlungsbeginn für die Nutzungsüberlassung der Anlagen beginnt erst nach der technischen Abnahme.

So konnte der Lebensmittelproduzent sich bereits ab dem ersten Tag der Inbetriebnahme einen Liquiditätsvorteil sichern. Zudem bestand für ihn auch keinerlei Baurisiko. Für die Anlagen wurde eine Vertragslaufzeit von sechs Jahren vereinbart, nach deren Ende diese in den Besitz des Unternehmens übergehen.

Neben diesen technischen Aspekten beinhaltet EaaS weitere kaufmännisch relevante Bestandteile. Ein wichtiger Punkt war dabei die Beibehaltung des Eigenstromprivilegs. EaaS bietet darüber hinaus eine sogenannte >Plus<-Garantie. Diese gewährleistet, dass alle Zahlungsverpflichtungen geringer sind als die Einsparungen, die durch die Lösung entstehen. Diese besondere Garantie macht EaaS im Marktumfeld außergewöhnlich attraktiv und überzeugend.

Schon im ersten Betriebsjahr waren signifikante CO₂-Einsparungen zu verzeichnen. Das Unternehmen hat zudem jährlich Kosteneinsparungen von etwa 30 Prozent der Investitionssumme.

Nach Abschluss des Projektes wurde auf Wunsch des Unternehmens noch ein Konzept zur Energiebeschaffung und Maßnahmen zum Energiemanagement umgesetzt, die die Erfüllung der Zertifizierungsnorm ISO 50001 ermöglichten. Die Zertifizierungsnormen ISO 50003 und /6 sind ebenfalls in der Planung. Die Einsparungen haben zudem zu Gesprächen über die energetische Optimierung weiterer Standorte geführt.

Die dezentrale Energieerzeugung ist ein wichtiger Bestandteil von EaaS. Doch zum flexiblen Baukastensystem der Lösung gehören weitere Maßnahmen, die die Energieeffizienz, die Beschaffungsoptimierung und den Anlagenbetrieb betreffen. Das umfasst neben der Potenzialanalyse und Implementierung des Energiemanagementsystems zum Beispiel die Begleitung im Zertifizierungsprozess.

Stets auf den Standort anzupassen

Auch die Integration von Produkten zur Optimierung gegen die Energiemärkte, wie die Vermarktung von Flexibilitäten auf dem Regelenergiemarkt oder Portfoliomanagement, ist möglich. Weiterhin kann EaaS Aspekte wie Angebote für die Strom- und Gasversorgung, das technische oder kaufmännische Controlling sowie Service und Wartung oder den optimalen Anlagenbetrieb abdecken, je nach Bedarf.

Mit der Dienstleistung lassen sich ohne finanzielles Risiko CO2-Emissionen verringern, Kosten senken und Energie einsparen – immer im Einklang mit der jeweiligen Unternehmensvision, der Unternehmensstrategie und den darin enthaltenen Zielen. Es gibt daher keine Schablone, die eins zu eins auf jedes Unternehmen passt.

Wichtig ist, dass die Maßnahmen stets die energetische Situation des Standortes verbessern und alle Einsparpotenziale sowie die Anforderungen des Unternehmens berücksichtigen. Welchen konkreten Umfang und Inhalt letztlich die kundenspezifische EaaS-Lösung hat, ergibt sich daher immer erst nach eingängiger Analyse und im engen Dialog mit dem Unternehmen.

Ivan Kristian Pedersen (Dong Energy)

www.dongenergy.de

Komplett-Service

Dong Energy setzt entlang der Wertschöpfungskette seit Jahren auf die Umsetzung von Effizienzmaßnahmen sowie CO2- und Kostenreduktion unter anderem durch Klima-Partnerschaften mit Großunternehmen in Dänemark.

In Deutschland begleitet der Energiekonzern als ein Anbieter Industrie, Gewerbe und Stadtwerke mit der »Energy-as-a-Service«-Lösung und ermöglicht Unternehmen die Energiewende zu unterstützen und gleichzeitig energiewirtschaftliche Herausforderungen zu meistern.

TÜV Rheinland Industrie Service



Hochspannungs- technik

Fiber-Optic-Current-Sensor,
HGÜ-Trassen integrieren,
Teilentladungen
erkennen und zuordnen

Stromversorgung in Brasilien

Klimawandel als
Ausrede nicht mehr
glaubwürdig

Versorgungsnetze

Vom reinen Netzbetrieb
zum gesamtheitlichen
Systemansatz

Shared Service

Beteiligungsorientierte
Umstrukturierung

Energie im Netz

Internet als Marketing-
und Vertriebskanal

Infrastrukturen

IT-Sicherheit in der
Energieautomatisierung

SIEMENS

Cyber Security – Sicherheit in allen Details

Ganzheitliche Lösung für Energieautomatisierungssysteme
mit SIPROTEC und SICAM



Belegexemplar
überreicht von der
Redaktion

siehe Bericht auf Seite 48

Standardisiertes Kraftwerksmanagement

Effiziente Prüfungen sind Schlüssel zu langfristiger Anlagenverfügbarkeit

Ein ausschlaggebender Faktor für den effektiven Kraftwerksbetrieb ist der Zustand der einzelnen Kraftwerkskomponenten. Doch gerade hier herrscht Verdruss: Die Kombination aus uneinheitlichen Qualitätsstandards und ineffizienten Überprüfungen der Komponenten erweist sich häufig als Quelle für teure Reparaturmaßnahmen und Ausfälle. Dass das nicht sein muss, verdeutlicht ein von Experten geleitetes Überprüfungssystem, das vielerorts bereits zur Optimierung der Kraftwerksanlagen beigetragen hat.

Betreiber von Kraftwerken stehen heutzutage immer mehr vor der Herausforderung, die ökonomische Effizienz ihrer Anlage zu optimieren. Eine wichtige Voraussetzung und gleichzeitig große Schwachstelle dafür ist der reibungslose Betrieb eines Kraftwerks. Dieser ist unter anderem abhängig von der Funktionsfähigkeit der einzelnen Komponenten. Doch obwohl es regelmäßige Überprüfungen gibt, kommt es immer wieder vor, dass notwendige Reparaturen Verzögerungen oder Ausfälle verursachen. Woran liegt es, dass Kraftwerksbetreiber trotz des Einsatzes von Qualitätssicherungsmaßnahmen bei der Produktherstellung und regelmäßiger wiederkehrender Prüfungen mit vielen unerwarteten Komponentenausfällen konfrontiert werden?

Unterschiedliches Qualitätsverständnis in Produktions- und Empfängerländern

Für die Antwort müssen zwei Aspekte berücksichtigt werden. Ein erster Blick sollte dafür in die Herstellerländer der jeweiligen Komponenten geworfen werden. Aufgrund günstigerer Produktionskosten befinden sich die Fabriken, in denen die wichtigen Komponenten hergestellt werden, vielfach im asiatischen Raum. Diese geografische Entfernung hat Folgen: Das Qualitätsverständnis, das sich etwa in den behördlichen Strukturen und den Arbeitsbedingungen vor Ort widerspiegelt, unterscheidet sich zum Teil drastisch vom europäischen Verständnis. Nicht nur, dass Personal und Equipment der Produktionsstätten teilweise nicht auf die geforderten EU-Standards vorbereitet sind, zusätzlich sind einige dieser Qualitätsnormen noch auslegungsfähig. Komplikationen sind dadurch vor-

programmiert. Trotz unterschiedlicher Qualitätswahrnehmung in Hersteller- und Empfängerland, versuchen sich die meisten Hersteller an die Standards der Empfängerländer anzupassen. Dennoch kann keine Qualitätsgarantie gegeben werden. Vor allem, da immer wieder unbedacht Fertigungsteile eingebaut werden, die zwar dem geforderten Grundstandard, aber nicht der deutschen Sicherheitsphilosophie mit den von den Betreibern gewünschten langen Prüffristen entsprechen. Oft entwickeln sich kleinere Mängel bereits innerhalb kürzester Zeit zu Schäden. Schlimmstenfalls kann dies zur Stilllegung des Kraftwerks und Kosten in Millionenhöhe führen.

Mehrkosten durch ineffiziente Überprüfungen

Der zweite, häufig nicht hinterfragte Aspekt ist die Effizienz der regelmäßigen Überprüfung. Denn auch diese können Reparaturen und Stilllegungen nicht verhindern, wenn sie nicht aufeinander abgestimmt sind und bereits vorliegendes Wissen nicht berücksichtigen. Im Allgemeinen entscheidet bei der Überprüfung eines Kraftwerks der Betreiber zusammen mit dem zuständigen Inspekteur darüber, welche Komponenten mit welchen Testmethoden untersucht werden. Dieser Entscheidung liegen allzu oft rein die persönliche Erfahrung der handelnden Personen oder sogar nur die gesetzlich vorgeschriebenen Zeitintervalle zugrunde. Auf die Unterlagen vergangener Prüfungen kann in vielen Fällen nur rudimentär oder gar nicht zugegriffen werden. Darüber hinaus werden meist auch nur die durch nationale Gesetzgebungen geforderten Komponentenprüfungen zur Zustands-

bewertung des Kraftwerks oder der Industrieanlage durchgeführt. Prüfungen an Komponenten, für die es keine gesetzliche Prüfpflicht gibt, entfallen häufig aus Kostengründen, obwohl deren Ausfall erhebliche Verfügbarkeitseinschränkungen für die Gesamtanlage mit sich bringen kann. Die Entscheidungen über Reparaturmaßnahmen variieren dementsprechend stark und sind keine zuverlässige Quelle für spätere Untersuchungen, geschweige denn, dass sie heranziehbar wären für ähnliche Verdachtsfälle.

Insgesamt handelt es sich hierbei um ein Vorgehen, das mit den ökonomischen Zielvorgaben des Kraftwerks- und Anlagenbetreibers in vielerlei Hinsicht kollidiert. Denn diesem liegt vor allem die Verfügbarkeit des Kraftwerks am Herzen: Unnötige Ausgaben für Überprüfungen einschließlich dafür vorbereitende Maßnahmen wie Gerüst- und Schleifarbeiten sowie die Entfernung der Isolierungen sollten dabei so wenig Zeit und Mittel wie möglich in Anspruch nehmen.

Verbesserte Qualitätssicherung durch risiko- und zustandsbasiertes Expertensystem

Aus dieser Ausgangssituation ergibt sich die Frage, wie sich die Qualitätssicherung vor allem in Bezug auf die Komponenten und die Überprüfungen optimieren lässt. Ein Lösungsansatz ist ein auf Expertenwissen basierendes Überwachungssystem, das durch eine standardisierte Vorgehensweise und Dokumentation den Zustand der Komponenten und der damit verbundenen Risiken einschätzbar und auch für spätere Überprüfungen nachvollziehbar macht. Dieses beim Tiv Rheinland unter dem Namen Racom (Risk and Condition Oriented Method) laufende Überprüfungssystem teilt sich in mehrere Stufen auf: von der Dokumentation über die Beratung zu notwendigen Maßnahmen bis zur Einspeisung der Daten in eine für den Anwender zugängliche Datenbank. Dadurch ergibt sich die Möglichkeit, einen detaillierten und nachhaltigen Überblick über die einzelnen Komponenten zu erhalten.

Stufe 1: Dokumentation der Kraftwerksinformationen

Um eine Grundlage für künftige Überprüfungen und Handlungsanweisungen zu haben, werden zunächst standardisiert die wichtigsten Informationen über die zu betrachtende Anlage zusammengetragen. Der Fokus wird auf auslösende Variablen gelegt, die Einfluss auf den Betrieb der Anlage und die Komponenten selbst haben. Dazu zählen unter anderem die noch verbleibende Lebenszeit

der Anlage, gesetzlich vorgeschriebene Regularien und Standards, festgelegte Betriebsparameter, bisherige Inspektionsergebnisse sowie das Know-how der Belegschaft. Die gesammelten Ergebnisse aus der Überprüfung dieser Variablen fließen in die im nächsten Schritt vorgenommene Analyse der Komponenten nach festgelegten Beurteilungskriterien ein.

Stufe 2: Dokumentation der Komponenteninformation

Ein Expertenteam – bestehend aus Instandhaltungs- und Komponentenexperten des Betreibers sowie eines Fachexperten des Prüfdienstleisters – untersucht im Rahmen von Racom die Komponenten unter Berücksichtigung von vier Kategorien (Bild 1). Dazu gehören zunächst der Gegenstand einschließlich Maße und Materialbeschreibung, die Inspektionsgeschichte sowie das Materialverhalten, die Sensibilität für Beschädigungen, das Gefahrenpotenzial und die Relevanz für die Anlagenverfügbarkeit. Die gewonnenen Informationen werden in eine Matrix eingetragen, die Aufschluss über den Gesamtzustand der Komponente gibt, indem sie etwa Aussagen über die Zuverlässigkeit oder die Relevanz der Komponenten für den Betrieb des Kraftwerks auf einer Skala zwischen gering und sehr hoch macht.

Mit diesen Ergebnissen kann das Expertenteam zum Zeitpunkt der Überprüfung eine Entscheidung über die notwendigen Maßnahmen treffen. Aufgrund des umfassenden Ansatzes können dabei auch bisher nicht berücksichtigte Aspekte wie die Ergebnisse früherer Inspektionen oder auch frei verfügbare Erkenntnisse und Erfahrungen anderer Betreiber mit gleichen oder ähnlichen Komponenten in die Entscheidung über das weitere Vorgehen einfließen. Zudem können Empfehlungen ausgesprochen werden, wann die nächste Überprüfung stattfinden und welche Komponenten bei dieser besonders im Vordergrund stehen sollten.

Stufe 3: Sicherung der Daten für künftige Überprüfungen

Die Daten werden dann in eine Datenbank eingetragen. Das sonst oft nur in den Köpfen der Mitarbeiter verwahrte Wissen, wird so dem gesamten Unternehmen zugänglich gemacht: Es steht für künftige Überprüfungen sowie für Benchmarking-Prozesse und Best-Practice-Analysen zur Verfügung.

Fazit

Das dreistufige Konzept offenbart bestehende Qualitätsmängel sowie kritische Anlagenteile und beugt dadurch frühzei-



Bild 1. Ein Expertenteam – bestehend aus Instandhaltungs- und Komponentenexperten des Betreibers sowie eines Fachexperten des Prüfdienstleisters – untersucht im Rahmen von Racom die Komponenten unter Berücksichtigung von vier Kategorien.

tig Mängeln vor. Indem die Inspektionsgeschichte aufgezeichnet wird und bereits Empfehlungen für die kommende Prüfung ausgesprochen werden, erhält der Kraftwerks- beziehungsweise Anlagenbetreiber einen Überblick über den Zustand der Komponenten und kann die notwendigen Maßnahmen unter optimalen Bedingungen planen und durchführen. Racom erhöht zudem die Rechtssicherheit durch die Einbeziehung unabhängiger Experten. Darüber hinaus werden finanzielle Einbußen durch Verfügbarkeitseinschränkungen aufgrund von Komponentenausfällen minimiert – vor allem, wenn ein solches Überprüfungssystem frühzeitig in den Prozess eingebunden wird. Das finanzielle Plus, das sich viele Unternehmen durch die Verlegung der Produktionsstätten ins Ausland erhoffen, wird häufig durch die hohen

Investments in die Qualitätssicherung relativiert. Wird aber bereits während der Planung eines Kraftwerks langfristig über Überprüfungsmaßnahmen und Monitoringsysteme nachgedacht, lässt sich schon hier der Grundstein für ein effizientes Kraftwerksmanagement legen.



Dipl.-Ing. Rolf Schlösser,
Fachgebietsleiter
Kraftwerkstechnik,
Tüv Rheinland Industrie
Service GmbH, Köln

>> rolf.schloesser@de.tuv.com

>> www.tuv.com

42672

Anzeige

Die neuen EW-ThemenNewsletter
Kompakte Information für Ihr Themeninteresse!

Energiepolitik

www.ew-online.de

Vestas Deutschland

Vestas[®]

Neue Planungskonzepte für Onshore-Windparks

Florian Fries

Die Errichtung eines Windparks an komplexeren Standorten bringt neue Projektrisiken mit sich, die neben dem allgemein steigenden Kostendruck bei der Planung berücksichtigt werden müssen. Moderne und umfassende Planungsverfahren erhöhen nicht nur die Chancen auf eine Baugenehmigung. Sie ermöglichen sogar Einsparungen, die einen Zuschlag im Ausschreibungsverfahren erst möglich machen.

Bei der Kalkulation der Stromgestehungskosten gilt es, die enger werdenden gesetzlichen Rahmenbedingungen zu berücksichtigen, welche die Genehmigung neuer Windparks an ein Ausschreibungsverfahren binden. Für 2018 hatte die Bundesnetzagentur insgesamt vier Ausschreibungsrunden vorgesehen, wobei das Höchstgebot für den Referenzstandort für die ersten laufenden Ausschreibungsrunden bis Oktober auf 6,3 Ct/kWh festgelegt wurde. Dieser würde sich entsprechend reduzieren, wenn die durchschnittlichen Erzeugerkosten deutlich unter dem Höchstwert liegen.

Windparkbetreiber sind deshalb gefordert, sich neue Konzepte zu überlegen, um unter diesen erschwerten Bedingungen Windparks zu errichten, die sich wirtschaftlich rechnen und über ihre gesamte Laufzeit wettbewerbsfähig bleiben. Standardlösungen reichen dafür nicht mehr aus. Es gilt, kompetente Partner für die Ausarbeitung und Realisation individueller Konzepte zu finden.

Ein wichtiger Faktor ist die Wahl des Standorts geworden, denn die Suche nach geeigneten Flächen für Onshore-Windparks wird immer schwieriger. Da die uneingeschränkt geeigneten Flächen bereits belegt sind, rücken nun komplexere Standorte in den Fokus der Planer und Projektierer.

Das führt im Fall von Standorten in deutschen Mittelgebirgslagen zu einem erhöhten logistischen Aufwand und meist auch zu höheren Ausgleichszahlungen für die Flächenkompensation, da die Windenergieanlagen oft in bewaldetem Gebiet errichtet werden. Eingriffe in Waldgebiete lösen darüber hinaus meist Widerstand bei den Anwohnern aus, was zu Verzögerungen und größerem Aufwand in der Kommunikation führen kann - alles Faktoren, die in einer Kostenkalkulation negativ zu Buche schlagen.



Optimierte Flächen- und Logistikkonzepte erhöhen sowohl die Akzeptanz bei der Bevölkerung als auch die Chancen einer behördlichen Genehmigung eines Windparks
Bild: Vestas

Potenziale bei der Flächenminimierung nutzen

Vermeintlich bieten Hersteller an, Windparkbetreiber bei der Planung zu unterstützen. Betreiber tun jedoch gut daran, sich frühzeitig zu informieren, welcher Hersteller über die größte Erfahrung bei der Erstellung von standortangepassten Konzepten verfügt. Denn nur wenige Hersteller von Windenergieanlagen verfügen über die notwendigen Kompetenzen und Ressourcen, um die Planung zum Erfolg zu führen.

Die ganzheitliche Betrachtung eines Projekts von der ersten Planungsphase an, also noch vor Einreichung der Genehmigung laut Bundesimmissionsschutz-Gesetz (BImSchG), bietet das größte Potenzial einer kostenoptimierten Planung. Gleichzeitig erhöht es die Chancen einer behördlichen Genehmigung des Projekts, da eine standortspezifische 360-Grad-Sicht beispielsweise die Minimie-

rung des Flächenverbrauchs durch Zufahrtswege und Montageflächen berücksichtigt. Ist dies nicht der Fall, führt das oft zu einem negativen Bescheid, bevor die eigentliche Planung des Parks überhaupt begonnen hat. Nachbesserungen des Antrags sind aufwendig und mit weiteren Kosten verbunden.

Hersteller verfügen über Spezialfahrzeuge

Der Flächenverbrauch eines Windparks ist während der Bauphase bedeutend höher als im späteren Betrieb. Erfahrene Planer sind jedoch in der Lage, die Flächen für Zufahrtswege, Lager- und Montageflächen so zu optimieren, dass die Eingriffe in die Natur, wie z. B. Rodungsarbeiten und die dadurch fälligen Ausgleichszahlungen, deutlich reduziert werden. Eine optimierte Wegeplanung im Wald oder im Windpark kann dazu führen, dass auf gesonderte Lagerflächen für Rotorblätter und Turmelemente sowie auf Montageflächen

verzichtet werden kann. Besonders größere Windparks bieten ausreichend Flächen, die wiederholt für die Lagerung und Montage von Komponenten mehrerer Windenergieanlagen genutzt werden können. Dazu gehört, dass Flächen in mittel- und unmittelbarer Nähe des Windparks für die Vormontage der Komponenten genutzt werden.

Hersteller, die sich auf die gestiegenen Bedürfnisse der Betreiber spezialisiert haben, verfügen über die entsprechenden Systeme und Tools, um Komponenten innerhalb des Windparks an die jeweilige Anlage zu transportieren. Dazu zählen selbstentladende Geräte, die mittels hydraulischer Systeme auch tonnenschwere Komponenten wie Maschinenhaus, Nabe oder Triebstrang ohne Kräne entladen können. Die so erzielten Einsparungen werden direkt an den Kunden weitergegeben.

Lasertechnologie für optimale Logistik

Baugebiete in Mittelgebirgslagen bergen mehrere Kostenfallen. Durch ihre schwierige Topologie ist die Logistik sehr anspruchsvoll, dieses stellt Projektierer vor große Herausforderungen. Zu enge Kurven, Bauten oder Bäume, die im Schwenkbereich der überlangen Komponenten stehen, erfordern nicht nur Spezialfahrzeuge, sondern auch große Erfah-

rungen in der Planung solcher Transporte. Um zu vermeiden, dass es während der Bauphase zu Verzögerungen kommt, ist eine vollständige Vermessung der Wegstrecke mittels Lasertechnologie eine Grundvoraussetzung. So werden problematische Streckenabschnitte dreidimensional erfasst und Lösungen im Vorfeld errechnet. Dementsprechend können Transportmittel wie Hubschrauber oder Bladeflitter punktgenau an die kritischen Stellen disponiert werden.

Die aufwendige Planung und der Einsatz solcher Spezialfahrzeuge bedeutet im ersten Schritt eine Erhöhung der Kosten. Sie zahlt sich aber aus, wenn die zusätzlichen Kosten unter den Einsparungen liegen, die durch das optimierte Flächenkonzept erzielt wurden.

Fazit

Der Druck, die Stromgestehungskosten eines Windparks weiter zu reduzieren, erfordert von den Betreibern, bereits in der Planungsphase alle Möglichkeiten zur Kostenoptimierung auszunutzen. Dazu empfiehlt es sich, schon weit vor der Einreichung der Genehmigung einen kompetenten Partner zu suchen, der über die dafür benötigten langjährigen Erfahrungen und Ressourcen verfügt. Einige Hersteller von Windenergieanlagen stellen ihr umfangreiches Know-how und ihre

technischen Möglichkeiten zur Verfügung, um eine erfolgreiche Projektumsetzung zu ermöglichen. Entscheidend dabei ist, dass Hersteller und Kunde von Beginn an gemeinsam eine 360-Grad-Analyse des Projekts vornehmen und auch gemeinsam beschließen, welche Maßnahmen umgesetzt werden.

Optimierte Flächen- und Logistikkonzepte erhöhen sowohl die Akzeptanz bei der Bevölkerung als auch die Chancen einer behördlichen Genehmigung eines Windparks, da die Auswirkungen auf die Natur auf ein Minimum reduziert werden. Gleichzeitig ergeben sich durch diese individuellen Lösungen Einsparungen von bis zu zwei Prozent gegenüber der Anwendung von Standardkonzepten.

Zusätzlich hat der Kunde bei der Wahl eines Windenergieanlagenherstellers als Partner die Möglichkeit, sein Risiko weiter zu minimieren, indem er neben der standortspezifischen Planung auch die Infrastruktur wie Fundamente, Wegebau und Kabeltrasse samt Netzverknüpfungspunkt durch den Hersteller zum Festpreis bezieht.

Dipl.-Wirt.-Ing. F. Fries, Senior Manager Sales Support and Construction Value Engineering, Vestas Northern & Central Europe, Hamburg

Kooperation als Schlüssel zum Erfolg

Als einer der führenden Metering Dienstleister Deutschlands helfen wir Lösungen auf höchstem technischem Niveau - abgestimmt auf Ihre individuellen Bedürfnisse. Maßstab ist für uns die höchste Qualitätssicherung bei Projektmanagement, Beschaffung und Installation. Vertrauen Sie uns auch bei Montage, Austausch und Betrieb von Smart- und Conduits aller Typen.

Innogy Metering - Ihr kompetenter Partner für kluges und intelligentes Ziffernwesen.

Haben wir Ihr Interesse geweckt - sprechen Sie uns gern an!

Innogy Metering

Am Schell-Bruch 1-3
45479 Mülheim an der Ruhr
metering@innogy.com
www.innogy-metering.com

innogy





Bild Vestas

Mit spitzem Stift durchkalkulieren

Repowering Der Austausch veralteter Windenergieanlagen gegen leistungsstärkere Modelle rechnet sich in den meisten Fällen. Mit Blick auf das neue Auktionsmodell kann das Thema nochmals an Bedeutung gewinnen. Die Anforderungen an die Planung und Durchführung von Repowering-Projekten sind aber stark gestiegen.

Das neue Auktionsmodell und der zunehmende Mangel neuer, attraktiver Anlagenstandorte verleihen dem Repowering – also dem Austausch alter Windenergieanlagen durch leistungsfähigere Modelle – zusätzlichen Schub. Allerdings ist das Repowering für Anlagenbesitzer kein Selbstläufer, denn es muss sich rechnen, und die Genehmigungsbehörden wie auch die Finanzierer müssen dem Modernisierungsprojekt ihren Segen erteilen.

AUS VORHANDENEM SCHÖPFEN

Da das neue Auktionsmodell vorsieht, dass unterschiedliche Windparkflächen bei den Ausschreibungen gegeneinander antreten, weisen Repowering-Projekte auf Arealen, die bereits seit vielen Jahren verlässlich hohe Erträge erwirtschaften, besonders gute Erfolgsperspektiven auf.

Dennoch bilden auch hier präzise und verlässliche Berechnungen die Grundlage, um ein wettbewerbsfähiges und zugleich wirtschaftliches Gebot abgeben zu können.

Dabei kommt dem Betreiber zugute, dass ihm bereits oft belastbare Daten über die Windausbeute am Standort zur Verfügung stehen. Darüber hinaus kann bestehende Infrastruktur, zum Beispiel Zuwegungen und Netzanschlüsse, im

Vergleich zu einem Neuprojekt die Organisation vereinfachen und Infrastrukturkosten senken.

HÖHERE ANFORDERUNGEN

Zu beachten ist allerdings, dass für die Planung und Genehmigung eines Repowering-Projekts grundsätzlich die gleichen Bedingungen und gesetzlichen Regelungen gelten wie bei einer Greenfield-Anlage.

Zunächst muss eine geeignete Fläche zur Verfügung stehen, und das Projekt muss nach den zum Zeitpunkt der Planung geltenden Vorgaben genehmigungsfähig sein. Das heißt auch, dass ein komplettes Antrags- und Genehmigungsverfahren zu durchlaufen ist – die Gutachten und Genehmigungen der alten Anlage lassen sich nicht übertragen. Daher müssen Betreiber auch für ein Repowering-Projekt von der ersten Planung bis hin zur Schlüsselübergabe drei bis fünf Jahre für die Umsetzung einplanen.

In manchen Fällen kann das Genehmigungsverfahren zu einem negativen Ergebnis führen. Das kann zum Beispiel dann der Fall sein, wenn seit dem Bau der Altanlage Abstandsregelungen geändert oder Naturschutzgebiete ausgeweitet wurden.

Für den Rückbau der Altanlage gelten Sicherheits- und Umweltvorgaben, die gewährleisten,

dass dieser belastungsfrei für Mensch und Umwelt erfolgt. Der Rückbau sollte ausschließlich von geschultem Personal durchgeführt werden, und es sollten die gleichen hohen Sicherheitsstandards wie für Neuinstallationen gelten.

Die Repowering-Anlagen sind in der Regel deutlich höher als die Altanlagen. Daher sind auch die damit wachsenden Anforderungen an die Ausgleichsmaßnahmen zu berücksichtigen.

Grundsätzlich ist es möglich, eine leistungsfähigere Anlage auf gleicher Höhe zu bauen – das bietet sich vor allem an, wenn Naturschutzvorgaben den Bau eines höheren Turms verbieten. Allerdings fällt damit auch der zu erwartende Mehrertrag geringer aus.

WIRTSCHAFTLICHKEITSAKTOREN

Eine wichtige erste Voraussetzung für das Repowering: Die Altanlage sollte vollständig abbezahlt, also frei von jeglicher Fremdfinanzierung sein. Für die Kalkulation des Gesamtprojekts ist zunächst einmal ausschlaggebend, welche Ziele der Investor beziehungsweise Betreiber mit dem Repowering-Vorhaben verfolgt.

Geht es um die Rendite-Maximierung bei möglichst flachen Investitionskosten? Oder gilt es, einen langfristigen Werterhalt der Anlagen zu erzielen? Ist diese Grundsatzentscheidung getrof-

fen, geht es an die Betrachtung der Kosten und Gewinne (Wirtschaftlichkeit Bestandsanlage, Saldo Rückbau, Wirtschaftlichkeit Neuanlage).

RÜCKBAU DER ALTANLAGE

Erweist sich ein Repowering-Projekt als wirtschaftlich sinnvoll – das ist meist der Fall – geht es an die Detailplanung. Dazu gehört auch die Planung des Rückbaus. Hat der Landwirt seine alte Anlage in der Vergangenheit schon einmal selbst kurzerhand mit Hilfe des Traktors umgelegt, so sind die Anforderungen an einen vorschriftsmäßigen Rückbau in den letzten Jahren deutlich gestiegen. Dazu trägt auch bei, dass die Größe der Windenergieanlagen immer weiter zunimmt, wodurch die Komplexität für die Unternehmen wächst, die den Rückbau vornehmen. Seit 2003 steigt der relative Anteil von Repowering-Anlagen am Gesamtmarkt kontinuierlich an. Seit 2010 werden jedes Jahr konstant über 200 Megawatt an Neuanlagen installiert, die als Repowering-Projekte klassifiziert sind. Heute liegt der Anteil des jährlichen Zubaus von Re-

powering-Anlagen im deutschen Onshore-Markt bei rund 15 Prozent.

Bereits im Jahr 2015 wurden eine Vielzahl von 2-MW-Anlagen auf Nabenhöhen von 100 Metern und mehr zurückgebaut. Die technischen Anforderungen an Kran und Installationsteams sind bei diesen Anlagen so hoch wie bei dem Aufbau von neuen Anlagen.

WEITERVERWERTUNG KLÄREN

An den Abbau der Anlage schließt sich deren Weiterverwertung an. Entweder ist deren Laufzeitprognose und Restwert noch so gut, dass sie mit Hilfe eines versierten und erfahrenen Partners am Gebrauchtmärkte verkauft werden kann – solche Anlagen finden in den unterschiedlichsten Ländern eine neue Heimat, von Italien und Polen bis hin zu Kasachstan und Neuseeland. Oder der Zustand lässt nur noch eine Verschrottung zu. Das betrifft auch Modelle, die nur in kleinen Auflagen produziert wurden – mit entsprechenden Konsequenzen für die Ersatzteillage. Auch für diese Aufgaben bieten sich Experten

an, die sich auf das Recycling von Altanlagen und die Wiederverwertung des hohen Stahl- und Kupferanteils spezialisiert haben.

RISIKEN MINIMIEREN

Angesichts der hier aufgezeigten Vielzahl von Aufgaben und Schnittstellen, die bei der Planung und Durchführung von Repowering-Projekten zu berücksichtigen sind, sind Eigentümer und Betreiber von Onshore-Windparks gut beraten, diese Aufgaben ganz oder teilweise in die Hand erfahrener Spezialisten zu legen. Auf diese Weise optimieren sie die Risikoverteilung des Projekts. Darüber hinaus ergeben sich durch die Minimierung von Einmalkosten, eintretende Synergieeffekte, die zentrale Koordination des Gesamtprojekts und Preisvorteile durch ein hohes Einkaufsvolumen auch handfeste wirtschaftliche Argumente für die Zusammenarbeit mit einem etablierten Repowering-Partner.

Jens Kück (Vestas Deutschland)

→ www.vestas.de



energiespektrum



DATEN 30

Zur Sicherheit: Was haben Windpark und Atomkraft gemein? Gabriel Schwarzer von Bachmann weiß es.



STRATEGIE 60

Zum Investieren: Olav Skjærås von Statoil über karbonarmes Wirtschaften und Erneuerbare.



GESCHÄFT 62

Zum Wind: Eno gewinnt die ersten Ausschreibungen für fünf Prozent des Volumens, sagt Karsten Pom.

Hart am Wind

So können Betreiber mit Prüfdaten den Anlagenbetrieb verbessern.



SPEZIAL 21
WIND & SERVICE
» Smarte Turbinen

Damit der Bürger nicht mehr rot sieht

Nachtkennzeichnung Ab einer Höhe von hundert Metern ist ein rot blinkendes Leuchtfeuer in der Nacht vorgeschrieben. Aus Sicht von Landschaftsschützern und Anwohnern eine unangenehme Begleiterscheinung - Akzeptanzprobleme inbegriffen.

Um dem entgegenzuwirken, hat der Bundesrat im Juli 2015 die Zulässigkeit einer bedarfsgesteuerten Nachtkennzeichnung beschlossen. Radargestützte Befuerungssysteme, offiziell bedarfsgesteuerte Nachtkennzeichnung (BNK) genannt, leuchten nur dann, wenn sich ein Flugobjekt der Windenergieanlage nähert. Studien der Windbranche haben gezeigt, dass die Befuerung bei einer bedarfsgesteuerten Schaltung bis zu 98 Prozent der Zeit ausgeschaltet bleiben kann. Das senkt die Lichtemissionen auf ein Minimum. Die Strahlungsemission von Radaranlagen kann im Vergleich zu modernen Mobiltelefonen als irrelevant eingestuft werden. Grund ist sowohl die moderne Technologie als auch die großen Entfernungen zur Nachbarschaft und die Montagehöhe der Radaranlagen.

Das Radar selbst befindet sich innerhalb des Windparks oder im direkten Umkreis der Anlage. Der angeschlossene Rechner wertet anhand von Algorithmen die Tracking-Signale analytisch und präventiv aus. Die Analyse sorgt dafür, dass sich die Befuerung nur einschaltet, wenn sich tatsächlich ein Flugobjekt im Wirkungsraum befindet. Um die Luftverkehrssicherheit zu gewährleisten, werden die Systeme

eigensicher betrieben: Sie schicken ein Ausschaltsignal an die Flugbefuerung, damit die Lampen automatisch bei Radar- oder Kommunikationsausfall wieder in Betrieb gesetzt werden.

INTERVALLE SYNCHRONISIERT

Um von Tag- auf Nachtbefuerung umzustellen, nutzen die Flugbefuerungen einen Dämmerungssensor, der bei einer Schaltschwelle von 50 bis 150 Lux reagiert. Damit die optische Beeinträchtigung weiter sinkt, wird sie in engen Abständen über ein Zeitsignal synchronisiert. Moderne Feuer sind mit einem eigenen GPS-Sensor ausgestattet. Das GPS liefert das Positions- sowie ein

»Die Minimierung der Lichtemission sorgt für eine höhere Akzeptanz.«

Maila Sepri und Jens Dieter Clausen

synchronisiertes Zeitsignal und gewährleistet, dass selbst bei Ausfall der BNK-Steuerung oder des Netzwerkes die Synchronisation der Leuchtintervalle bestehen bleibt. Diverse Ansätze wurden schon vorgeschlagen, um die Akzeptanz von Windenergie mit den technischen Entwicklungen in Übereinstimmung

zu bringen. Sichtweitenmessgeräte, die die Lichtstärke bei gutem Wetter bis auf zehn Prozent reduzieren, haben viel geleistet. Blockbefuerung - eine Auslegung, in der nur Anlagen an der Peripherie des Parks befeuert werden - ist gesetzlich zugelassen, praktisch kaum umsetzbar. In Deutschland werden selbstständige Windparks tendenziell klein und in unregelmäßigen Formen gebaut. Die sogenannten »Feuer W, rot«-Lampen sind seit über zehn Jahren in Deutschland zugelassen. Obwohl sie mit 100 cd Lichtstärke schwächer leuchten als die 2.000-cd-Lampen, bieten sie allein auch nicht die perfekte Lösung. Ihr Abstrahlwinkel ist per Gesetz vergleichswei-

se weit definiert. Das verhindert, dass ohne behördliche Zulassung im Einzelfall eine Abschirmung nach unten eingesetzt werden darf. Schließlich können die »Feuer W, rot«-Lampen mit ihrem unregelmäßigen Blinken von den internationalen Gefahrenfeuern unterschieden werden. Diese Blinkfrequenz ist je-

doch nur bei beeinträchtigten Sichtflugbedingungen wichtig. Nachdem solche Bestrebungen eine Verbesserung, aber keine endgültige Antwort auf die Wünsche der Anwohner gebracht haben, ist die bedarfsgesteuerte Nachtkennzeichnung ein Schritt nach vorne.

KOSTEN NOCH RELEVANT

Die Systeme haben technisch das Stadium der Genehmigungsfähigkeit erreicht. Doch die Kosten sind, abhängig von der Größe des einzelnen Projektes, immer noch relevant und müssen mit der Reduktion der Landschaftsbildabgaben in Einklang gebracht werden. Das ist wichtig für die möglichst große Verbreitung der Systeme - insbesondere im Falle von Neuprojekten. Auch bei Bestandsanlagen ist abhängig von der technischen Ausrüstung der Windenergieanlagen eine Umrüstung möglich. Eine Verpflichtung hierzu ist juristisch kaum durchsetzbar, auch aufgrund der notwendigen Investitionen. Hier sollten Anreize geschaffen werden. Denn die Minimierung der Lichtemission sorgt für eine höhere Akzeptanz unter den Anwohnern.

Maila Sepri & Jens Dieter Clausen
(Vestas)

→ www.vestas.de



Potentielle Ausfälle zu erkennen ist dann nur der Anfang.

Im nächsten Schritt bedeutet dies, dass der Serviceanbieter auf ein belastbares Techniker- sowie Lieferantennetzwerk und Logistikkonzept zurückgreifen können muss, um zu gewährleisten, dass Präventivmaßnahmen ergriffen werden und bei Bedarf Ersatzteile schnellstmöglich vor Ort sind. Dafür sorgt entweder ein herstellerübergreifender Lagerbestand oder ein Netzwerk von Lieferanten, die zuverlässig und zeitnah auch die Komponenten anderer Hersteller zur Verfügung stellen können. Deckt der Serviceanbieter die Punkte Verfügbarkeit von Servicemitarbeitern, Lieferanten und Komponenten ab, dann löst sich für den Anlagenbetreiber eine zusätzliche Frage der Komplexität auf: die Schnittstellenoptimierung. Ein übergreifender Serviceanbieter senkt die Prozess- und Transaktionskosten auf Seiten der Betreiber und vereinfacht gleichzeitig auch die Auswertbarkeit von einheitlich erstellten Kennzahlen, Berichten und Leistungsdaten. Je größer und zuverlässiger das Netzwerk des Servicedienstleisters, desto geringer der administrative Aufwand im eigenen Unternehmen. Die größere Einkaufsmacht und damit verbundene Kostenreduzierung tragen zusätzlich zur Reduzierung der OPEX bei.

Service als Wirtschaftlichkeitsfaktor

Insbesondere für die langfristige Sicherung der Investitionen ist es unverzichtbar, dass Serviceanbieter weitgehend unabhängig vom Hersteller arbeiten und durch innovative Konzepte die Anlagen auch langfristig betreuen können. Kurze Reaktionszeiten, Expertise für unterschiedliche Anlagenmodelle, hohe Verfügbarkeit von Komponenten – guter Service ist immer auch ein bedeutender Faktor für die Wirtschaftlichkeit eines Windparks. Für die Banken als Kapitalgeber ist es im Sinne der Risikominimierung entscheidend, dass die Kosten über die erwartete Gesamtbetriebslaufzeit einer Anlage kalkulierbar bleiben. Die Versicherer setzen einen vollumfänglichen Service nicht voraus, ziehen ihn aber in der Regel anderen Vertragsleistungen vor. Um den Veränderungen der Tarifstrukturen, sei es in Deutschland mit dem EEG oder international mit lokalen Verringerungen der Einspeisevergütung, begegnen zu können, wird herstellerübergreifender Service für die Wirtschaftlichkeitsberechnung eines Windparks zur entscheidenden Größe.

Management Summary

Die Windenergiebranche befindet sich weiterhin im Wandel. Der Servicemarkt steigt weiter rasant, wie auch der Kostendruck auf die Betriebskosten. Windparkbesitzer- und -betreiber können in diesem Zusammenhang von den Leistungen herstellerübergreifender Serviceanbieter profitieren. Der große Vorteil, den diese mitbringen, ist vor allem die Nutzung des Größeneffekts auf die Kostenbasis: schnelle, flexible Einsetzbarkeit von Servicetechnikern, eine starke Logistik-Infrastruktur gepaart mit einer hohen Teileverfügbarkeit zu geringeren Einstandskosten sowie eine einheitliche Abwicklung von Schnittstellen intern aber vor allem gegenüber den Kunden erlauben es, Kosten auf beiden Seiten zu reduzieren.

Romo Wind Deutschland

ROMO WIND
WIND KNOWLEDGE IS WIND POWER



energiespektrum



DATEN 30

Zur Sicherheit Was haben Windpark und Atomkraft gemein? Gabriel Schwarzer von Bachmann weiß es.



STRATEGIE 60

Zum Investieren Olav Skjærve aus von Statoil über karbonarmes Wirtschaften und Erneuerbare.



GESCHÄFT 62

Zum Wind Eno gewinnt der ersten Ausschreibung fünf Prozent des Volumens sagt Karsten Porm.

Hart am Wind

So können Betreiber mit Prüfdaten den Anlagenbetrieb verbessern.



SPEZIAL 21
WIND & SERVICE
► Smarte Turbinen



Bild: Rainer Sturm/pixelio.de

Verstehen, wie der Wind weht

Messen Der rentable Betrieb eines Windparks wird immer wichtiger. Die Anlagen müssen langfristig verfügbar sein, die Ausfälle minimiert werden. Wind-Messdaten können hierfür eine Basis liefern und ermöglichen dem Betreiber zudem, die auf Anlagen einwirkenden Umgebungsbedingungen mit denen der ursprünglichen Ertrags- und Lastannahmen zu vergleichen.

Der wirtschaftlich rentable Betrieb eines Windparks ist seit Anpassung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes für Betreiber von immer größerer Bedeutung geworden. Die Anlagen sollen sich mehr denn je rechnen. Das gilt insbesondere für Stadtwerke. Nicht nur gegenüber den Kommunen, sondern auch vor ihren Kunden müssen diese belegen, dass sie die Windparks als ökonomisch sinnvolle Investitionen betreiben. Dabei geht es längst nicht mehr nur um Erträge, sondern vielmehr um die langfristige wirtschaftliche Verlässlichkeit der Parks. In der Praxis heißt das, Risiken zu minimieren und die Ausfallwahrscheinlichkeit von Großkomponenten so gering wie möglich zu halten. Denn rein rechnerisch be-

trachtet sind die jährlichen Ertragssteigerungen selten bis nie so hoch, dass sie beispielsweise den Ausfall eines Rotorblattes kompensieren könnten.

ERHÖHUNG DER LEBENSZEIT

Großkomponenten vor vorzeitigem Verschleiß zu schützen ist auch wegen der schnellen technischen Entwicklung der Branche schwieriger geworden. So sind beispielsweise die Designs der Fundamente, Türme und Rotorblätter zusehends »schlanker« und gewichtsoptimierter. Das erhöht neben dem Ausfallrisiko auch die Notwendigkeit, die Windenergieanlagen innerhalb ihrer Designgrenzen zu betreiben. Doch die Erfahrungen mit den neuen Anlagentypen sind begrenzt. Außer-

dem werden auch die Entwicklungszeiten immer kürzer.

Erschwerend kommt hinzu, dass deutschlandweit viele Windkarten und Windgutachten – und somit auch die Parklayouts – mittlerweile überholt sind. Das wirkt sich negativ auf die Profitabilität der Anlagen aus. Betreiber von Windparks und insbesondere die Stadtwerke müssen sich daher die Erhöhung der Lebenszeit ihrer Anlagen auf die Agenda setzen.

Ein in der Branche bisher kaum verbreiteter, aber effektvoller Lösungsansatz für diese Fragestellung kann die Messung von Winddaten sein. Diese ermöglichen es dem Betreiber, die auf die Anlagen einwirkenden Umgebungsbedingungen mit denen der ursprünglichen Ertrags- und Lastannahmen zu vergleichen. Verwertbare Winddaten erlauben eine verbesserte Analyse der auf die Anlage einwirkenden Belastungen.

MESSUNG WETTERUNABHÄNGIG

Neben der Windgeschwindigkeit betrifft das unter anderem die Turbulenzintensität, Luftdruck und Temperatur oder die Anströmrichtung. Entscheidend ist hierbei, diese Faktoren korrekt zu

messen. Korrekt heißt in diesem Fall: vor dem Rotor. Also dort, wo der Wind erstmals auf die Anlage trifft. Nur dann kann der Betreiber zuverlässig feststellen, ob die Standortbedingungen oder das Leistungsverhalten der Anlage ursächlich für

Anwendung stark limitiert und wegen ihrer Messmethodik nicht an allen Anlagen innerhalb eines Windparks anwendbar.

Spinneranemometer messen den Wind vor dem Rotor und ermöglichen die Nutzung der Strö-

der horizontalen Windgeschwindigkeit lassen sich Gondelfehlausrichtung und die vertikalen Schräganströmungen direkt ableiten. Außerdem sind Turbulenzintensitäten bestimmbar. In Verbindung mit Luftdruck- und Temperaturdaten lässt sich jede Turbine zu einem virtuellen Messmast optimieren.



»Mit Spinneranemometern lassen sich Windgeschwindigkeit und relative Windrichtung während des laufenden Betriebs messen.«

Jens Müller-Nielsen, Romo Wind

mögliche Ertragsabweichungen sind. Ziel muss es sein, verlässliche Daten zu sammeln und zu verstehen, was im Windpark tatsächlich vor sich geht.

In Deutschland setzen Windparkbetreiber und Service-Dienstleister zur Windmessung häufig auf Schalenkreuzanemometer, Windfahnen oder Ultraschallsensoren. Der Nachteil: Diese Systeme messen die Daten hinter dem Rotor oder der Gondel und entsprechen damit nicht den tatsächlichen Windverhältnissen an der Turbine.

Andere Verfahren, zum Beispiel Messmast, Gondel-Lidar oder bodenbasiertes Lidar, sind in ihrer

mung über die Spinneroberfläche. So lassen sich die Windgeschwindigkeit, die relative Windrichtung, das heißt die Schräganströmung, jederzeit während des laufenden Betriebs praktisch störungsfrei und auch unter Nachlaufsituationen im Windpark messen. Ein weiterer Vorteil: Im Gegensatz zu optischen Systemen arbeiten sie wetterunabhängig und sind nahezu wartungsfrei. Auch bei Schnee, Regen oder Nebel kommen so zuverlässige Daten zusammen.

Die direkte Messung von Windgrößen am Rotor eröffnet Optionen, die mit konventionellen Gondelmessinstrumenten nicht möglich sind. Neben

AN DEN WIND ANGEPASSTER BETRIEB

Kern der Messverfahren muss es sein, zuverlässige Winddaten zu erheben und diese transparent abzubilden, anstatt nur eine möglichst große Summe an Daten zu liefern. Denn durch die Messung der Winddaten profitieren Windparkbetreiber wie die Stadtwerke auf kurz-, mittel- und langfristige Sicht.

Eine an die Windverhältnisse angepasste Betriebsführung ermöglicht ein optimiertes Sektorenmanagement jeder einzelnen Anlage. Die Verbesserung der Windparkregelung ebnet schließlich den Weg für eine Reduzierung der Lasten und eine Erhöhung der Erträge. Im Ergebnis lässt sich so die Gesamtlebensdauer eines Windparks erhöhen, der Wert jeder einzelnen Anlage erhalten und die »Investition Windpark« absichern.

Jens Müller-Nielsen (Romo Wind Deutschland)

➔ www.romowind.de

PLÜCOM e.K.
Public Relations | Content | Consultancy
Ihr Ansprechpartner: Frank Plümer
Friedensallee 27 | D-22765 Hamburg
E-Mail: fp@pluecom.de | www.pluecom.de

WIR FREUEN UNS AUF IHREN ANRUF:
T. +4940 / 790 21 89 89