

# IHR BWE BETREIBER BRIEF



Bundesverband WindEnergie



Exklusive  
Informationen  
für unsere  
Mitglieder

AUSGABE  
4/2021

UNKOMPLIZIERT UND AKTUELL:

# DAS UMFASSENDE ANGEBOT DER BWE-WEBAKADEMIE

Diese Themen haben wir für Sie auf dem Schirm:

- Naturschutz
- Repowering
- Weiterbetrieb
- EEG-Novelle
- uvm.



## Inhalt

|    |  |    |   |
|----|--|----|---|
| 4  | Grußworte an die Betreiber   | 48 | Lässt grüner Wasserstoff Windenergieanlagen weiterdrehen?       |
| 8  | Wie der Gesetzgeber den Ausbau an Land beschleunigen könnte                      | 55 | Änderungen im EEG und im EnWG: Startschuss für Energiespeicher? |
| 12 | Redispatch 2.0 – Update  | 60 | Wie die Betriebsdauer einer Anlage verlängert werden kann       |
| 18 | Interview mit der FA Wind zu Strompreisen, Repowering, Weiterbetrieb und Flächen | 63 | Risikoanalysen – Eiswurf und Eisfall werden berechenbarer       |
| 24 | Neue Verfahrensvorschriften für das Repowering in § 16b BImSchG                  | 70 | Fristen, Pflichten, Meldungen – Was steht an?                   |
| 30 | „Isolierte“ Positivplanung   |    |   |
| 36 | Warum der schwingungsfreie Betrieb gut für die Bilanz ist                        |    |   |
| 40 | Bürgerenergie nach der Bundestagswahl  |    |   |
| 44 | Best Practice: Wie Gemeinden durch Windkraft Schulden abbauen können             |    |   |
|    |  |    | Kontakte: Ihre Partner rund um ...                              |
|    |  | 29 | Weiterbetrieb   |
|    |  | 35 | Ihren Windpark  |
|    |  | 68 | Betrieb und Service   |



### Endspurt oder Neustart für Ihre Anlagen?

**Tom Lange**, Leiter strateg. Projektentwicklung & Akquise  
Tel. 039854 6459-622  
[tom.lange@enertrag.com](mailto:tom.lange@enertrag.com)

Mehr erfahren unter: [www.endspurt-oder-neustart.de](http://www.endspurt-oder-neustart.de)

**Was folgt nach der EEG-Förderung?** Weiterbetrieb? Oder doch Repowering? Klar ist: Damit Sie die richtigen Schritte rechtzeitig einleiten können, brauchen Sie einen erfahrenen Partner an Ihrer Seite. Gerne erstellen wir eine kostenlose Potentialanalyse für Ihr bestehendes Windprojekt.

# Klimaregierung auf Start?

## Neues aus Berlin

Deutschland hat gewählt. SPD, Grüne und FDP haben in ihrem Koalitionsvertrag auf 177 Seiten das Programm für die kommenden vier Jahre formuliert. Selbstbewusst stellt sich die Koalition unter den Slogan „Bündnis für Freiheit, Gerechtigkeit und Nachhaltigkeit“. Die Grünen haben es geschafft, dem Klimaschutz und der Energiewende eine Chance zu geben. Die beiden anderen Partner folgen dieser Agenda. Der künftige Bundeskanzler hat formuliert, dass Deutschland wieder Vorreiter beim Klimaschutz sein werde.

Ohne Zweifel wird der Koalitionsvertrag eine wichtige Basis. Gute Regierungsarbeit beweist sich allerdings in erster Linie in guten Gesetzen. Hier muss die neue Bundesregierung schnell anpacken und aufarbeiten, was in den letzten vier Jahren liegengeblieben ist. **Der BWE hat mit seinem Aktionsprogramm für die 20. Legislaturperiode konkrete gesetzliche Vorschläge unterbreitet und diese bereits mit den Parteien diskutiert. Im BEE treiben wir die Vorschläge für ein neues Marktdesign voran und übernehmen so Verantwortung.** Denn: Die Windbranche kann liefern – sie wird ihren Beitrag leisten, um Deutschlands Wirtschaft klimaneutral zu machen. Wir packen mit an.

### Wolfram Axthelm

Geschäftsführer  
Bundesverband WindEnergie e. V.



Das „BWE-Aktionsprogramm für die 20. Legislaturperiode“

# Entspannung in Sicht?

## Liebe BWE-Betreiber,

der Blick auf den Kalender sagt, dass nun die ruhige Jahreszeit vor der Tür steht, mit Rückblicken und innerer Einkehr ... Stimmt nicht, sagen Sie? Wahrscheinlich liegen Sie damit – leider – nicht ganz falsch. Die „große“ Klimapolitik läuft auf Hochtouren, bei den Farbzuteilungen für die Energiearten droht international in Sachen Atomstrom gerade etwas vollkommen aus dem Ruder zu laufen und was die heimische Ampel angeht, scheint fraglich, ob die Farben sich wirklich mit der jeweiligen Strahlkraft werden behaupten können, wie wir als Windmüllerinnen und Windmüller uns das vielleicht vorgestellt haben.

Auch im alltäglichen Betreibergeschehen kehrt keine Ruhe ein – Redispatch 2.0 zeigt deutliche Anlaufschwierigkeiten, der Dauerläufer BNK hat immer noch offene Punkte in der Standortgenehmigung und ein Urteil des Bundesfinanzgerichtes in Sachen Stromsteuer lässt aufhorchen, wird demnach doch der Strom für den Eigenverbrauch ggf. nicht von Eigentümerinnen und Eigentümern, sondern von Betriebsführerinnen und Betriebsführern entnommen.

Die Themen im vorliegenden BetreiberBrief sind von der Redaktion wieder gewohnt breit gestreut – technische Themen, Beiträge aus dem administrativen, wie auch dem Bereich der Genehmigung sind dabei. Da sicher einige Betreiberinnen und Betreibern mit ihren Anlagen in Kürze aus der EEG-Vergütung fallen, dürften die Beiträge zum Repowering, Weiterbetrieb und Post-EEG-Windstrom von Interesse sein, um Klärung zu erhalten, wie es weiter oder eben auch wie es gerade nicht weiter gehen kann und worauf dabei zu achten ist. Ebenfalls empfehlenswert sind die Beiträge zur Windenergie im kommunalen Umfeld und zur Bürgerenergie – zwei eminent wichtige Standbeine der Windenergie in Deutschland.

Viel Freude bei der Lektüre – vielleicht lässt sich zum Ausklang dieses turbulenten Jahres ja doch noch ein wenig von der ruhigen Jahreszeit erhaschen, in diesem Sinne

### Gerald Riedel

Vorsitzender des Betriebsführerbeirates  
im Bundesverband WindEnergie e. V.



## Wie der Gesetzgeber den Ausbau der Windenergie an Land beschleunigen könnte

Welche Gestaltungsmöglichkeiten hat der Gesetzgeber? Die Stiftung Umweltenergierecht zeigt übergeordnete Leitplanken und konkrete Werkzeuge auf.

Um die Klimaschutzziele zu erreichen, müssen die Europäische Union und Deutschland ihre Ausbauziele für die Windenergie erheblich steigern. Doch schon die bisher festgelegten Ausbauziele werden nicht erreicht, weil die planerische Ausweisung von Flächen und die Genehmigung von Windenergieanlagen schon seit mehreren Jahren ins Stocken geraten sind. Der Windenergieausbau muss daher erheblich beschleunigt werden. Dazu sind vielfältige Rechtsänderungen erforderlich – und auch möglich. Auch wenn nicht alle aktuell diskutierten Ideen und Vorschläge zielführend oder aufgrund europa- und völkerrechtlicher Vorgaben umsetzbar sind, eröffnen sich dem Gesetzgeber dennoch zahlreiche Gestaltungsmöglichkeiten. Im Folgenden werden Leitplanken sowie ausgewählte Optionen und Werkzeuge aufgezeigt, die der Gesetzgeber für die Verbesserung der Ausbausituation beachten sollte und nutzen kann.

### 1. Ein Gesamtkonzept ist notwendig

Um den Windenergieausbau zu beschleunigen, ist ein sachgerechter Rechtsrahmen essenziell. Er sollte auf einem Gesamtkonzept und abgestimmten Anpassungen fußen; eine bloße Umsetzung von Einzelmaßnahmen verspricht hingegen keinen Erfolg. **Ein derartiges Gesamtkonzept muss alle relevanten Bereiche der Planung und Genehmigung umfassen: von der Ausweisung von Flächen über das Genehmigungsverfahren bis hin zu etwaigen Rechtsschutzverfahren.** Für all diese Bereiche braucht es einen konsistenten rechtlichen Rahmen.

### 2. Verbesserungen im bestehenden System vor Systemwechsel

Die Planung und Genehmigung von Windenergieanlagen muss nicht gänzlich neu gedacht werden. **Bevor der Gesetzgeber zu einem grundlegenden Systemwechsel greift, sollte er zunächst alle Lösungs-**

**optionen im bestehenden System ausreizen. Damit können ein Fadenriss und lange Umsetzungs- und Anpassungszeiträume vermieden werden.** Das derzeitige System bietet noch weitreichende Spielräume für Verbesserungen und kann auf einer langjährigen Übung und



**Triflex**  
Gemeinsam gelöst.

**Unsere Abdichtungssysteme für Fundamente und Turmflansche basieren auf PMMA-Flüssigkunststoff.** Sie sind elastisch, erhöhen die Lebensdauer von Windkraftanlagen und bieten dauerhaften Schutz unter extremen Bedingungen. Schnelle Reaktionszeiten erfordern lediglich eine kurze Außerbetriebnahme und tragen zur Wirtschaftlichkeit bei. Als der Spezialist für Abdichtungen mit Flüssigkunststoff lösen wir Projekte immer gemeinsam mit unseren qualifizierten Partnern und sorgen so für einen nachhaltigen Erfolg.

[www.triflex.com](http://www.triflex.com)

Erfahrung sowie Rechtsprechung aufbauen, die in vielen Bereichen Orientierung stiftet und damit Rechtssicherheit vermittelt. Gerade mit Blick auf die hohe Dringlichkeit des Ausbaus der Windenergie als wesentlicher Beitrag zum Klimaschutz lässt dies allzu tiefgreifende Eingriffe eher in den Hintergrund treten.

### 3. Ausreichend Flächen bereitstellen

Um ausreichend Flächen bereitzustellen, bedarf es einer bundesrechtlichen Mengenvorgabe. Diese sollte mit der Flächenplanung der Planungsträger dergestalt verbunden werden, dass die mit einer Konzentrationszonenplanung einhergehende Ausschlusswirkung nur eintritt, wenn die Mengenvorgabe erfüllt wird. Soll die Ausweisung von Flächen weiterhin über das Instrument der Konzentrationszonenplanung stattfinden, muss dieses zudem reformiert werden. Ihre Komplexität und der mit ihr verbundene Planungsaufwand können reduziert werden. Hierfür können sie auch in Richtung von Positivplanungen weiterentwickelt werden. Auch auf die fehleranfällige Unterscheidung harter und weicher Tabuzonen könnte man weitgehend verzichten. Zudem gibt es weitere Ansatzpunkte, die den Planungsaufwand reduzieren und zu mehr Rechtssicherheit führen. →



Für die erfolgreiche Umsetzung der Flächenmengen muss in jedem Fall sichergestellt werden, dass zahlreiche Planungsräume nicht durch langwierige Moratorien gesperrt werden. Flächenintensive Hemmnisse auf Bundes- und Landesebene müssen zudem begrenzt und die bisher für die Windenergienutzung gesperrten Flächen als Suchräume für individuelle planerische Lösungen geöffnet werden.

#### 4. Genehmigungssituation verbessern

Die Genehmigungssituation von Windenergieanlagen ließe sich zunächst durch eine Entschlackung und Klarstellung beim Prüfungsumfang verbessern. Wesentliche Stellschraube ist aber die Schaffung konkreter und rechtsverbindlicher Prüfungsmaßstäbe. Gerade fehlende Maßstäbe und Standards führen oft zu einem uneinheitlichen Vollzug sowie zu Rechts- und Planungsunsicherheit bei Vorhabenträgern und Behörden. Paradebeispiele dafür sind das Artenschutz-, Luftverkehrs- und Denkmalschutzrecht. All diese Probleme setzen sich zudem auf Ebene des gerichtlichen Rechtsschutzes fort. Wichtig ist deshalb, relevante unbestimmte Rechtsbegriffe (z. B. „signifikant erhöht“, „gestört werden“) zu konkretisieren, um eine einheitliche sowie objektive (Über-)Prüfung zu gewährleisten. **Hilfreich wäre zudem eine stärkere Priorisierung der Windenergie durch den Gesetzgeber gegenüber anderen, im öffentlichen Interesse stehenden Belangen (z. B. Landschaftsbild, Denkmalschutz, Luftsicherheit, Artenschutz). Eine entsprechende Wertentscheidung kann gesetzlich vorweggenommen werden und sollte nicht allein den Behörden im Vollzug überlassen werden.**

#### Hinweis auf weiterführende Quelle

Dieser Artikel basiert auf dem aktuellen Hintergrundpapier „Gesetzgeberische Handlungsmöglichkeiten zur Beschleunigung des Ausbaus der Windenergie an Land“. Die Inhalte gehen auf die Forschung der Stiftung Umweltenergierecht zum Recht der Windenergie in den letzten Jahren zurück – insbesondere im Rahmen des vom BMWi geförderten Vorhabens „NeuPlan Wind“. Das Hintergrundpapier wird demnächst zudem durch zwei umfassende Publikationen ergänzt, die die Reform des Rechts der Flächenbereitstellung und der Genehmigung von Windenergieanlagen an Land thematisieren. ([www.stiftung-umweltenergierecht.de/publikationen](http://www.stiftung-umweltenergierecht.de/publikationen))

Auch verfahrensrechtliche Anpassungen können dazu beitragen, den Ausbau der Windenergie zu beschleunigen. Letztlich fungiert das Verfahren aber nur als „Hülle“ für das jeweilige Prüfprogramm, sodass das

Verbesserungspotenzial durch bloße Verfahrensanpassungen – ohne Änderungen im Prüfprogramm – eher als gering einzuschätzen ist.

#### 5. Außerrechtliche Faktoren optimieren

Die besten rechtlichen Veränderungen helfen nur, wenn sich parallel dazu die außerrechtlichen Faktoren auf den beschleunigten Ausbau der Windenergie ausrichten. **Neben einer stärkeren Digitalisierung gehört dazu zwingend ausreichend Personal bei Planungsträgern, Genehmigungsbehörden und Gerichten. Der Bund sollte in Zusammenarbeit mit den Bundesländern nach Wegen suchen, wie die Verwaltung in den Ländern, Kreisen und Gemeinden bei diesen Aufgaben unterstützt werden kann.** Auch Maßnahmen zur Steigerung der Akzeptanz erfordern häufig keine gesetzlichen Anpassungen, sondern einen überzeugenden politischen Willen zur Gestaltung der Transformation und ein stetes, glaubhaftes Werben um eine Energiewende als Gemeinschaftswerk.

|                           |  |
|---------------------------|--|
| <b>Maximilian Schmidt</b> | Wissenschaftlicher Referent  |
| <b>Frank Sailer</b>       | Leiter des Forschungsgebiets<br>Energieanlagen- und Infrastrukturrecht |
| <b>Dr. Nils Wegner</b>    | Projektleiter  |
| <b>Thorsten Müller</b>    | Wissenschaftlicher Leiter der Stiftung<br>Umweltenergierecht           |

Die Autoren beschäftigen sich insbesondere mit planungs- und genehmigungsrechtlichen Fragestellungen der Windenergie.



**eno160**  
**Das Flaggschiff**

**Kurze Lieferzeit**  
Von der Bestellung bis zur Errichtung vergehen bei uns nur 10 - 12 Monate.

**ENO ENERGY**

[www.eno-energy.com](http://www.eno-energy.com)

## Redispatch 2.0 – Update

In dem BetreiberBrief aus März 2021 wurden bereits die wesentlichen Aufgaben dargestellt, die der Wechsel von Einspeisemanagement zu Redispatch 2.0 für Anlagenbetreiber mit sich bringt. Dieses Update soll einen kurzen Überblick geben über die aktuellsten Entwicklungen und was vor allem die Übergangslösung für Anlagenbetreiber bedeutet.



Mehr Informationen im Informationspapier „Umsetzung Redispatch 2.0“

### Gesetzliche Ausgangslage

Nach dem bisherigen System unterlagen EE- und KWK-Anlagen dem Einspeisemanagement nach dem EEG, während für konventionelle Anlagen das Redispatch Regime des EnWG einschlägig war. Aufgrund hoher Kosten und weiterer Schwächen des Systems wurde diese Aufteilung abgeschafft und mit § 13a EnWG zum 1. Oktober 2021 das neue Redispatch 2.0 Regime eingeführt. Redispatch 2.0 greift für alle Anlagen mit einer Nennleistung ab 100 Kilowatt. Im Zuge dessen wurden die §§ 14, 15 EEG zum Einspeisemanagement abgeschafft.

Die zentrale Neuerung des Redispatch 2.0 Regimes gegenüber dem bisherigen Einspeisemanagement ist die Einführung eines bilanziellen Ausgleichs von Redispatch-Maßnahmen direkt zwischen dem Bilanzkreisverantwortlichen (BKV) und dem Netzbetreiber. D.h. regelt der Netzbetreiber eine EE-Anlage ab, gleicht er dem BKV die Fehlmenge im Bilanzkreis aus und stellt ihn so, als hätte die EE-Anlage erzeugt. Folglich gilt auch die Stromlieferung von dem Anlagenbetreiber an den BKV als erfolgt und die Mengen können gewöhnlich vertraglich vergütet werden. Eines finanziellen Ausgleichs zwischen Anlagenbetreiber und Netzbetreiber bedarf es somit nur noch, wenn über den bilanziellen Ausgleich hinaus ein weiterer Schaden entstanden ist (z. B. zur Kompensation fehlender Herkunftsnachweise bei Anlagen in der sonstigen Direktvermarktung).

Mit der Einführung von Redispatch 2.0 ging zudem die Schaffung einer Vielzahl neuer Rollen und Aufgaben für alle Prozessbeteiligten einher. Aus Sicht der Anlagenbetreiber sind hier insbesondere die Rollen des Einsatzverantwortlichen („EIV“) und des Betreibers Technischer Ressource („BTR“) relevant. Diese Rollen sind zwar grundsätzlich dem Anlagenbetreiber zugeordnet, sollten aber vertraglich auf Dienstleister übertragen,

da die Marktkommunikationsprozesse und Datenlieferungsverpflichtungen eine gewisse IT-Struktur voraussetzen. In der Praxis bietet sich eine Übertragung auf den Direktvermarkter an und ist auch üblich, da dieser viele der erforderlichen Daten bereits hat bzw. die technischen Voraussetzungen am ehesten erfüllen kann. Dafür ist eine Anpassung bzw. Regelung im Direktvermarktungsvertrag erforderlich. Nach unserer Einschätzung bieten nahezu alle Direktvermarkter eine Übernahme dieser Rollen – allerdings in einem unterschiedlichen Umfang und gegen unterschiedliche Dienstleistungsentgelte – an. Eine aktuelle Anbieterliste findet sich auf der Internetseite des BDEW<sup>1</sup>.

### Übergangslösung des BDEW

Kurz vor dem Stichtag am 1. Oktober 2021 wurde deutlich, dass eine fristgerechte Umsetzung von Redispatch 2.0 durch die Netzbetreiber nicht flächendeckend möglich sein wird. Aus diesem Grund hat der Branchenverband BDEW in Abstimmung mit der Bundesnetzagentur (BNetzA) und dem Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) eine Übergangslösung veröffentlicht. Die BNetzA hat mitgeteilt, dass sie keine Aufsichtsmaßnahmen wegen Verstoßes gegen § 13a EnWG einleiten wird, solange sich die Marktbeteiligten im Rahmen der Übergangslösung bewegen, da eine kurzfristige Gesetzesänderung als Alternative nicht in Betracht kam. Eine ausdrückliche Ermächtigungsgrundlage oder Kompetenz zur Änderung der seit 1. Oktober 2021 geltenden neuen Regeln ist damit gleichwohl nicht verbunden. →

<sup>1</sup> [www.bdew.de/energie/anbieterliste-dienstleister-redispatch-20/](http://www.bdew.de/energie/anbieterliste-dienstleister-redispatch-20/)

## Zeit für einen Zukunftsplan >

Optimierung, Neubau, Rückbau ... finden Sie mit EnBW-Know-how das nachhaltigste Zukunftskonzept für Ihre Windenergieanlagen. Und profitieren Sie dabei von der ökonomischen Stärke unseres Energieunternehmens.

Jetzt Kontakt aufnehmen:  
 posteeg-wind@enbw.com  
 Tel. 0800 3629257

[www.enbw.com/post-EEG](http://www.enbw.com/post-EEG)

Die Übergangslösung gilt für alle Anlagen, die zum 1. Oktober 2021 neu unter das Redispatch 2.0 Regime fallen. Die Übergangslösung ist ausdrücklich bis zum 31. Mai 2022 befristet. Spätestens zum 1. März 2022 ist die Betriebsbereitschaft von allen Prozessteilnehmern sicherzustellen. Dann startet ein 3-monatiger Testbetrieb des Redispatch 2.0 Zielmodells.

Der bilanzielle Ausgleich wird im Rahmen der Übergangslösung zunächst ausgesetzt bzw. nach dem Wortlaut des BDEW vorübergehend pauschal auf null reduziert. Die Bilanzkreisbewirtschaftung findet also (weiterhin) durch den BKV statt, der wie schon beim Einspeisemanagement Maßnahmen des Netzbetreibers möglichst antizipieren muss. Der bilanzielle Ausgleich wird vorübergehend auch zwischen BKV und Netzbetreiber durch einen finanziellen Ausgleich ersetzt. Die Bestimmung der Abrechnungsmenge (sog. Ausfallarbeit) erfolgt nach dem jeweils gewählten Abrechnungsmodell (also Pauschal-, Spitz- oder „Spitz Light“ Verfahren). Als Preis für diese Ausfallarbeit wird dabei folgender Mischpreis angesetzt: Zu 72,5 % auf Basis des Intraday-Preisindex ID1 und zu 27,5 % auf Basis des Ausgleichsenergiepreises reBAP.

Der finanzielle Ausgleich des Anlagenbetreibers bleibt davon unberührt, d.h. dieser ist auch im Übergangsmodell durchzuführen. Im Fall einer Anlage in der geförderten Direktvermarktung muss der Netzbetreiber also i.d.R. die Marktprämie auszahlen, bei ausgeförderten oder neuen Anlagen ohne EEG-Förderung meist für entgangene Herkunftsnachweise kompensieren.

Bereits vor der Einführung der Übergangslösung wurde entschieden, dass das Planwertmodell als eines der zwei möglichen Bilanzierungsmodelle (neben dem Prognosemodell) für das 1. Jahr bis zum 1. Oktober 2022 ausgesetzt wird. Das Planwertmodell hat in der Praxis allerdings ohnehin einen recht geringen Anwendungsbereich, da es primär für Anlagen am 380kV-Höchstspannungsnetz vorgeschrieben ist.

## Zahlreiche Probleme in der Praxis

Zunächst sollte überprüft werden, welche Vergütungsregelung der Direktvermarktungsvertrag im Fall von Redispatch-Abrufen vorsieht. Unter Zugrundelegung des Zielmodells wurde oft eine Vergütung vereinbart, soweit der Direktvermarkter bilanziell entschädigt wird. Es sollte klargestellt werden, dass die Vergütungspflicht auch im Falle einer rein finanziellen

Entschädigung des Direktvermarkters als BKV greift, was eindeutig Sinn und Zweck der Regelung entspricht. Unklar ist dabei allerdings, wer im Rahmen der Übergangslösung für einen etwaigen Nachteil des BKV in Höhe der Differenz zwischen dem finanziellen Ausgleich und der bei ordnungsgemäßer Durchführung des bilanziellen Ausgleichs anfallenden Kosten aufkommt. Dieser kann insbesondere dann entstehen, wenn der finanzielle Ausgleich aufgrund des in der Übergangslösung festgelegten Mischpreis ID1/reBAP die verursachten Kosten nicht deckt. Mangels gesetzlicher Legitimation der Übergangslösung sind hier je nach Gestaltung im Einzelfall Ansprüche des BKV oder aber des Anlagenbetreibers gegenüber dem Netzbetreiber denkbar.

Seit dem 1. Oktober stellt sich zudem ein Kommunikationsproblem: Redispatch-Abrufe der Netzbetreiber wurden im Oktober nicht über die Datenaustauschplattform Connect+ an den EIV übermittelt. Damit fehlt auch die entsprechende Datengrundlage für die Dokumentation von Redispatch-Abrechnung sowie der Bestimmung der Ausfallarbeit als Grundlage für finanziellen Ausgleich sowohl des BKV als auch des Anlagenbetreibers. Bis auf Weiteres müssen sich Anlagenbetreiber und Direktvermarkter deshalb selbst behelfen und etwa auf Grundlage von SCADA- bzw. Sensorik-Daten die mögliche Ausfallarbeit für den Fall berechnen, dass Netzbetreiber keine ordnungsgemäßen Abrechnungen stellen. Direktvermarkter als BKV und Anlagenbetreiber haben hier ein gleichgelagertes Interesse, da ohne Stromproduktion und ohne Abrechnung keine Auszahlung bzw. finanzieller Ausgleich erfolgen kann, weder an den BKV, noch den Anlagenbetreiber. Besteht Unklarheit darüber, →



**DARK SKY**

**Die BNK-Komplettlösung:**

- ✈ BNK-System
- ✈ Befuerungssystem
  - nach neuer AVV
  - inklusive BNK-Schnittstelle
  - mit IR-Anteil
- ✈ Installation und Wartung
- ✈ Standortprüfung
- ✈ Anzeige nach BImSchG

**Alles aus einer Hand.  
Ganz nach Ihrem Bedarf.**

+49 395 766 580 80  
info@dark-sky.com  
[www.dark-sky.com](http://www.dark-sky.com)



ob Leistungsabfälle und Nichtverfügbarkeiten auf Redispatch-Maßnahmen zurückzuführen waren, empfiehlt sich zudem, die entsprechenden Informationen (z. B. auf Monatsbasis) vom Netzbetreiber zu verlangen, soweit nicht die im SCADA-System gespeicherten Daten im Einzelfall eine Ermittlung der Ausfallarbeit zweifelsfrei ermöglicht.

Im Grunde wird die Abrechnung daher zunächst wahrscheinlich ähnlich ablaufen, wie dies beim Einspeisemanagements bislang der Fall war.

## Start des bilanziellen Ausgleichs

Auch unter Geltung der Übergangslösung ist es den Netzbetreibern jedoch selbstverständlich möglich (und im Rahmen der Möglichkeit auch angezeigt), das Zielmodell des Redispatch 2.0 wie gesetzlich vorgesehen schnellstmöglich umzusetzen und einen bilanziellen Ausgleich durchzuführen.

Dass es grundsätzlich möglich ist, zeigen erste Beispiele: Zum 1. November 2021 wurde der bilanzielle Ausgleich für alle direkt an das

50Hertz-Übertragungsnetz angeschlossenen Erzeugungsanlagen implementiert. Dort startet also bereits die Umsetzung von Redispatch 2.0 mit (vergleichsweise) gutem Beispiel, dem hoffentlich zeitnah weitere Netzbetreiber folgen werden.

## Fazit

Auch unter Geltung der Übergangslösung stellen sich in der praktischen Umsetzung eine Vielzahl von Problemen. Insofern ist es wichtig, frühzeitig in die Abstimmung mit den Vertragspartnern, insbesondere dem Direktvermarkter als EIV und BKV, zu gehen und gemeinsam eine konstruktive und gangbare Lösung insbesondere hinsichtlich der Dokumentation und Abrechnung von Redispatch-Abrufen zu finden.

**Dr. Marleen Rheker** ist seit 2018 als Anwältin bei Osborne Clarke in Köln tätig. Sie arbeitet im Bereich des Energiewirtschaftsrechts mit einem Schwerpunkt auf dem Recht der Erneuerbaren Energien.

**Dr. Daniel Breuer** ist auf das Energiewirtschaftsrecht und das Recht der Erneuerbaren Energien spezialisiert. Er ist Mitglied im Juristischen Beirat und Arbeitskreis Direktvermarktung des BWE und seit 2013 als Rechtsanwalt bei Osborne Clarke tätig.



**bil-leitungsauskunft.de**

**Kommunikation  
zwischen Bauwirtschaft  
und Infrastrukturbetreiber**

Rechtssichere Zuständigkeitsprüfung für  
Planungs- und Bauanfragen

**BIL – Partner für Infrastruktursicherheit.**

**BIL**  
Die Leitungsauskunft.



## „Die Hochpreisphase wird in nächster Zeit nicht abflauen“

Im Interview spricht Frau Dr. Wagenknecht, Geschäftsführerin der FA Wind, über steigende Börsenstrompreise, den Weiterbetrieb von Bestandsanlagen, Flächenbereitstellung und welche Bedeutung Repowering beim zukünftigen Windenergieausbau zukommt.

*Frau Dr. Wagenknecht, seit Anfang 2021 fallen erstmals Windenergieanlagen (WEA) aus der 20-jährigen EEG-Förderung. Sie erhalten nach dem Wegfall eine einjährige, gestaffelte Anschlussförderung. Wie bewerten Sie diese Anschlussförderung für Bestandsanlagen?*

**Dr. Wagenknecht:** Als im Spätherbst des vergangenen Jahres im Bundestag über die finanzielle Unterstützung ausgeförderter Anlagen debattiert wurde, lagen die Börsenstrompreise teilweise deutlich unter drei Cent pro Kilowattstunde (kWh). Mit dieser Erlösperspektive wäre vermutlich ein Großteil der 4.700 Windturbinen, die zu Jahresbeginn aus der Förderung fielen, stillgelegt worden. In der Zusammenschau mit dem seit Jahren schwachen Zubau wäre dies ein schwieriges Signal für die deutsche Energiewende gewesen. Deshalb war es eine zielführende Option, eine zeitlich befristete Anschlussregelung für ausgeförderte Anlagen zu schaffen. Dass heute für Windstrom an der Börse zwischen sieben und elf Cent pro kWh geboten werden, war seinerzeit nicht absehbar. **Die Hochpreisphase wird – auch weil derzeit verhältnismäßig wenig neue Windräder ans Netz gehen, während konventionelle Kraftwerke sukzessive stillgelegt werden – in nächster Zeit nicht abflauen. Die zum Jahresende auslaufende Anschlussförderung dürfte daher den Weiterbetrieb ausgeförderter Windturbinen auf absehbare Zeit nicht gefährden.**

*Der Gesetzgeber hatte für Bestandsanlagen ursprünglich vorgesehen, nach der Anschlussförderung über Ausschreibungen einen Anspruch auf Einspeisevergütung (§ 23b Abs. 2 EEG) unter bestimmten Auflagen zu schaffen. Diese Möglichkeit wurde von der Europäischen Kommission jedoch gekippt. Was bedeutet das für Betreiber von Bestandsanlagen?*

**Dr. Wagenknecht:** Bei der derzeitigen Vermarktungssituation ist die Ablehnung des Ausschreibungsmodells für ausgeförderte Windturbinen seitens

der Kommission zu bewältigen. Wir hatten vor einer Weile im Rahmen einer Branchenumfrage ermittelt, dass Betreiber mit Weiterbetriebskosten zwischen drei und fünf Cent pro kWh rechnen. Solange sich am Markt Erlöse oberhalb von fünf Cent erzielen lassen, scheint es auch ohne staatliche Vergütungsanreize rentabel zu sein, Altanlagen weiterlaufen zu lassen.

*Frau Wagenknecht, bietet zukünftig die Wasserstoffproduktion neben dem regulären Weiterbetrieb oder der Nutzung von Power Purchase Agreements (PPA) eine reelle Alternative für Bestandsanlagen?*



**Dr. Wagenknecht:** Die Stromerzeugung zur Wasserstoffgewinnung wird in den nächsten Jahren insbesondere dort interessant, wo Netzengpässe den Abtransport des Stroms in windreichen Zeiten einschränken. Lässt sich stattdessen der Windstrom vor Ort in Elektrolyseuren einsetzen, ist dies sicherlich eine Alternative zum Börsenhandel. **In den kommenden Jahren ist mit einer stark steigenden Nachfrage nach grünem Strom seitens der Wasserstoffwirtschaft aber auch anderen Wirtschaftszweigen zu rechnen, mit denen sich die Vermarktungsoptionen für ausgeförderte Anlagen deutlich ausweiten werden.** Letztlich wird es sich am Preis, den der Kunde für Windstrom zu zahlen bereit ist, entscheiden, ob ein Windparkbetreiber seinen Strom für die Wasserstoffproduktion liefert oder im Rahmen von PPA-Verträgen vermarktet.

*Kommen wir zu einem anderen Bereich: dem Repowering. Beim Repowering werden die Leistungen häufig vervielfacht. Die durchschnittliche Leistung der bis September neugebauten Anlagen betrug 4 Megawatt, →*



Mehr Informationen im Arbeitspapier „BWE-Vorschläge zur Beschleunigung und Erleichterung des Repowering von Windenergieanlagen“

*die Durchschnittsleistung aller bestehenden Anlagen liegt dagegen nur bei 1,9 MW. Wie kann dieses Potential in Zukunft besser umgesetzt werden?*

**Dr. Wagenknecht:** In den meisten Fällen heißt Repowering, dass ausgediente Anlagen an gut akzeptierten Standorten durch moderne Turbinen ersetzt werden, wobei sich oft die Anzahl der Anlagen auf der Fläche verringern lässt, bei gleichzeitiger Steigerung der Stromerzeugung. Dieses Potenzial lässt sich aber nur heben, wenn die Standorte auch für Neuanlagen nutzbar sind. In den letzten Jahren hat sich gezeigt, dass bislang genutzte Standorte nur noch bedingt in neueren Regional- und Flächennutzungsplänen ausgewiesen sind, z. B. aufgrund von größeren Abständen zur Wohnbebauung. Hier wäre eine Rückbesinnung auf die bestehenden Lärmschutzvorschriften wünschenswert, welche die Frage der Wiederbebauung von Anlagenstandorten anhand der örtlichen Schallimmissionen pauschaler Distanzvorgaben bewerten.

*In den vergangenen 4 Jahren hat Repowering einen Anteil zwischen 14 und 24 Prozent des Windenergieausbaus in Deutschland eingenommen. Glauben Sie, dass dieser Anteil zukünftig steigen wird?*

**Dr. Wagenknecht:** Ich gehe fest davon aus, dass wir in den kommenden Jahren steigende Repowering-Quoten sehen werden. Einerseits erreichen immer mehr Bestandsanlagen aus den Anfangsjahren ihr technisches Lebensende. Andererseits war und ist hierzulande Fläche ein knappes Gut. Die sehr dynamischen Entwicklungen in der Anlagentechnik ermöglichen es uns heute, ein Vielfaches an Strom auf derselben Fläche zu genießen. Damit steigt auch der wirtschaftliche Anreiz für den Altanlagenersatz.

Diese Entwicklung sollte nicht durch ordnungsrechtliche Maßnahmen ausgebremst werden, denn die wachsende Grünstromnachfrage lässt wenig Spielraum, gut akzeptierte Standorte der Weiternutzung durch effiziente Neuanlagen zu entziehen.

*Die Verfahrensdauer bei Repoweringvorhaben ist nahezu identisch mit der Planung von neuen Anlagen. Die EU fordert ihre Mitgliedsstaaten dagegen auf, Repoweringvorhaben zu beschleunigen. Wie kann dies aus Ihrer Sicht gelingen?*

**Dr. Wagenknecht:** Wir werten seit Jahren förmliche Genehmigungsverfahren hinsichtlich deren Laufzeiten aus. Danach dauern diese durch- →



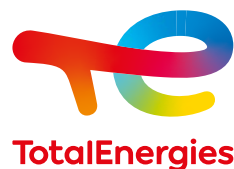
## Langlebige Schmierung für Windkraftanlagen

Carter WT 320 von TotalEnergies für ultimativen Schutz und ein maximales Ölwechselintervall bis zu 10 Jahre.

Ihr persönlicher Ansprechpartner:

Leonard Gondecki  
0162 1333 554 · leonard.gondecki@totalenergies.com

[services.totalenergies.de/industrie](https://services.totalenergies.de/industrie)



r.e.think energy

## Gestalten wir gemeinsam die Zukunft Ihrer Windenergieanlagen!

Mit einem Rückbau, der keine Spuren hinterlässt.

Kontaktieren Sie unseren Experten Birger Mextorf:

0531 1217 7438  
[birger.mextorf@baywa-re.com](mailto:birger.mextorf@baywa-re.com)  
[www.wind-bringt-uns-weiter.de](http://www.wind-bringt-uns-weiter.de)



schnittlich 22 Monate, bei Repowering-Projekten liegt der Mittelwert mit 19 Monaten nur geringfügig darunter. Der Bundesgesetzgeber hat im Rahmen der Umsetzung der RED II-Richtlinie verschiedene Regelungen ins Immissionsschutzgesetz aufgenommen, mit dem Ziel Genehmigungsverfahren zu straffen. In die Prüfung der Genehmigungsfähigkeit von Repowering-Vorhaben nach § 16b BImSchG sollen im Rahmen einer Vergleichsbetrachtung nur die Anforderungen einbezogen werden, durch die erhebliche nachteilige Auswirkungen hervorgerufen werden können. Auch sollen die Auswirkungen der bisherigen Anlagen bei der artenschutzrechtlichen Prüfung als Vorbelastung berücksichtigt werden. Gleichzeitig wirft die Regelung des § 16b BImSchG noch einige Fragen auf, so dass abzuwarten bleibt, wie sich die Regelung letztlich auf die Verfahrensbeschleunigung auswirkt.

*SPD, FDP und die Grünen sprachen sich nach ihren Sondierungen für eine Koalition im Bund für einen Kohleausstieg bis 2030 und für die Bereitstellung von 2 Prozent der Landesfläche Deutschlands für den Windenergieausbau aus. Welche Auswirkungen hätten diese Vorgaben für die Windbranche?*

**IHR PARTNER RUND UM DEN  
Weiterbetrieb 20+**

-  Erstellung individueller Weiterbetriebskonzepte
-  Weiterbetriebsgutachten
-  Vermittlung innovativer und wirtschaftlich attraktiver PPA-Verträge

**Kontaktieren Sie uns:**  
Carsten Kühne | carsten.kuehne@energy-consult.net

**Individuell, maßgeschneidert und aus einer Hand!**



**Dr. Wagenknecht:** Ein früherer Kohleausstieg erfordert einen deutlich schnelleren Erneuerbaren-Ausbau damit zum Ende des Jahrzehnts keine Stromlücke entsteht. Im Bereich der Windenergie ist bereits heute die Flächenbereitstellung ein gravierender Flaschenhals für den weiteren Ausbau. Nach aktuellen Erkenntnissen des Umweltbundesamtes sind

derzeit 0,8 Prozent der Bundesfläche für die Windenergienutzung ausgewiesen, aber nur 0,52 Prozent tatsächlich nutzbar. Die neue Bundesregierung sollte daher umgehend ein bundesweit geltendes Instrumentarium schaffen, mit dem Flächen in einer Größenordnung von zwei Prozent zeitnah verfügbar werden. Denn was wir auch wissen: Die Entwicklung

## IDASWIND

**Ihr erfahrener Partner für Weiterbetriebsgutachten:**

- Erstellung von Gesamtgutachten
- optimale Kombination aus analytischem Nachweis und praktischer Inspektion
- richtlinienkonform nach DIBt, DNVGL und den Grundsätzen des BWE
- für alle gängigen WEA-Typen

info@idaswind.com • www.idaswind.com



eines Windparks – von der Flächensicherung über die Genehmigung, Ausschreibung bis zum Bau der Anlagen - dauert heutzutage mindestens fünf Jahre. Flächen, die nicht spätestens Mitte des Jahrzehnts der Windenergie zugänglich werden, gefährden einen früheren Kohleausstieg und damit ambitionierte Klimaschutzziele.

*Frau Dr. Wagenknecht, vielen Dank für das Gespräch.*

**Dr. Antje Wagenknecht** ist seit drei Jahren Geschäftsführerin der Fachagentur Windenergie an Land, welche den natur- und umweltverträglichen Ausbau der Windenergie an Land fördert und übergreifende Analysen zum Bereich Windenergie erstellt.



## Neue Verfahrensvorschriften für das Repowering in § 16b BImSchG: Vereinfachung oder Alter Wein in neuen Schläuchen?

Seit kurzem gilt die neue Vorschrift des § 16b BImSchG, die mit dem Ziel geschaffen wurde, Verfahrensvereinfachungen beim Repowering von WEA zu erreichen. Die Vorschrift wirft zahlreiche Folgefragen auf und muss sich in der Genehmigungspraxis erst noch bewähren.



Mehr Informationen im Arbeitspapier „BWE-Vorschläge zur Beschleunigung und Erleichterung des Repowering von Windenergieanlagen“

### Welche Fälle des Repowerings werden erfasst?

§ 16b Abs. 2 des Bundes-Immissionsschutzgesetzes (BImSchG) enthält eine Definition von Repoweringvorhaben, denen letztlich die Verfahrensvereinfachungen der Vorschrift zugutekommen sollen. Bei einem Repowering im Sinne eines vollständigen Austauschs der Anlage findet § 16b BImSchG nur Anwendung, wenn die neue Anlage innerhalb von 24 Monaten nach dem Rückbau der Bestandsanlage errichtet wird und der Abstand zwischen Bestandsanlage und neuer Anlage höchstens das zweifache der Gesamthöhe der neuen Anlage beträgt. Es geht damit letztlich nur um standortgleiches bzw. standortnahes Repowering, das ferner den genannten zeitlichen Zusammenhang zwischen Abbau der Altanlage und Errichtung der Neuanlage voraussetzt. Ein bestimmtes Verhältnis der Anzahl von Alt- und Neuanlagen oder der Anlagengrößen zueinander fordert das Gesetz hingegen nicht.

Zu beachten ist ferner, dass es sich bei § 16b BImSchG um einen Unterfall der immissionsschutzrechtlichen Änderungsgenehmigung handelt. Die Durchführung eines Änderungsgenehmigungsverfahrens setzt aber voraus, dass Inhaber der Altgenehmigung und Antragsteller des Repowerings personenidentisch sind. Hier muss also nötigenfalls rechtzeitig vor Erteilung der Änderungsgenehmigung ein Betreiberwechsel hinsichtlich der Altanlagen durchgeführt werden, damit § 16b BImSchG anwendbar ist.

### Grundsatz: Vergleichsbetrachtung zwischen Alt- und Neuvorhaben

Gemäß § 16b Abs. 1 BImSchG werden im Rahmen eines Änderungs-genehmigungsverfahrens für ein Repowering auf Antrag des Vorhabenträgers nur Anforderungen geprüft, soweit durch das Repowering im Verhältnis zum gegenwärtigen Zustand unter Berücksichtigung der auszutauschenden Anlage nachteilige Auswirkungen hervorgerufen werden und diese für die Prüfung nach § 6 erheblich sein können. Dies läuft auf eine Vergleichsbetrachtung zwischen der Situation vor und nach Durchführung des Repowerings hinaus, von einigen auch als „Delta-Prüfung“ bezeichnet. Das gilt allerdings nur dann, wenn der Vorhabenträger ausdrücklich eine Repowering-Genehmigung nach § 16b BImSchG beantragt.

### Anwendung auf Schallfragen

§ 16b Abs. 3 BImSchG konkretisiert die Grundaussage des Absatzes 1, wonach die Genehmigung eines Repoweringvorhabens nicht versagt werden darf, wenn dieses Vorhaben zwar nicht alle Immissionsrichtwerte der TA Lärm einhält, wenn aber der Immissionsbeitrag der Repoweringanlage niedriger ist als der Immissionsbeitrag der durch sie ersetzten WEA, und wenn die Repoweringanlage dem Stand der Technik entspricht. Eine schalltechnische Verbesserung durch das Repowering ist damit regelmäßig zuzulassen, auch wenn sich im Ergebnis immer noch eine Richtwertüberschreitung ergeben sollte. Wirklich neu ist dieser Ansatz nicht, da auch die in Nr. 3.2.2 TA Lärm enthaltene Sonderfallprüfung bereits ein solches Vorgehen ermöglichte. Der Vorteil des § 16b BImSchG liegt aber darin, dass nunmehr Klarheit herrscht und sich der Vorhabenträger gegenüber der Genehmigungsbehörde ausdrücklich auf diese Vorschrift berufen kann. Voraussetzung ist dabei aber, dass die Repowering-WEA dem Stand der Technik entspricht, sodass sie z. B. nicht ton- oder impulshaltig sein darf.

### Vereinfachungen für die artenschutzrechtliche Prüfung?

§ 16b Abs. 4 S. 2 BImSchG besagt, dass Auswirkungen der zu ersetzenden Bestandsanlage bei der artenschutzrechtlichen Prüfung als „Vorbelastung“ berücksichtigt werden müssen. Gemeint ist hiermit trotz des missglückten Wortlauts nicht etwa die Vorbelastung, wie sie z. B. im Rahmen →

einer schalltechnischen Prüfung zu verstehen ist – es geht vielmehr darum, dass eine ursprünglich bestehende Vorbelastung durch das Repowering wegfällt. Darauf weist auch die Gesetzesbegründung des zuständigen Ausschusses des Bundestages hin. Demgemäß ist zu prüfen, ob durch die Änderungen im Rahmen des Repowerings die Belastungen für die vor Ort auftretenden Arten sinken oder steigen. Eine Verringerung der Anlagenzahl und größere Anlagenhöhen führen laut Gesetzesbegründung regelmäßig zu geringeren artenschutzrechtlichen Problemen. Es ist vor

diesem Hintergrund davon auszugehen, dass die in § 16b Abs. 1 BImSchG enthaltene Vergleichsbetrachtung auch im Rahmen der artenschutzrechtlichen Prüfung Gültigkeit beansprucht.

Dies ergibt sich ebenfalls aus der Gesetzesbegründung, denn diese legt dar, welche Gesichtspunkte im Rahmen der durchzuführenden artenschutzrechtlichen Prüfung zu berücksichtigen sind. Hingewiesen wird u. a. auf die Veränderung des Abstandes zwischen Neuanlage und geschützter Art im Verhältnis zum Abstand der Bestandsanlage zur geschützten Art sowie auf die individuelle Flughöhe, die bei vielen Vogelarten aufgrund der erhöhten Rotordurchgangshöhe am Mast ein geringeres Kollisionsrisiko zur Folge haben wird.

Ergänzend verweist die Ausschussbegründung auch auf die Möglichkeit, eine artenschutzrechtliche Ausnahme erteilt zu bekommen, falls durch das Repowering doch eine signifikante Erhöhung des Tötungsrisikos

entstehen sollte. Leider spiegeln sich diese Ausführungen aber in keiner Weise im Gesetzeswortlaut wider, sodass abzuwarten bleibt, wie die Praxis und letztlich die Gerichte hiermit umgehen werden. Angesichts der im Zusammenhang mit artenschutzrechtlichen Ausnahmegenehmigungen für WEA offenen Rechtsfragen ist eher davon abzuraten, den Weg über die artenschutzrechtliche Ausnahme zu gehen, wenn es sich – z. B. mit der Durchführung von Schutzmaßnahmen – vermeiden lässt.

## Von § 16b BImSchG unberührte Punkte

In § 16b Abs. 5 BImSchG wird ausgeführt, dass die Prüfung anderer öffentlich-rechtlicher Vorschriften, insbesondere des Raumordnungs-, Bauplanungs- und Bauordnungsrechts, unberührt bleibt. Damit ermöglicht § 16b BImSchG leider kein vereinfachtes Repowering außerhalb von Konzentrationszonen bzw. Vorranggebieten mit Regelausschlusswirkung. Es bleibt abzuwarten, ob die zukünftige Bundesregierung dieses heiße Eisen möglicherweise anpackt und eine Änderung des § 16b BImSchG initiiert.

## Schlussfolgerung

Auch wenn der Gesetzgeber die Genehmigung von Repoweringvorhaben mit Schaffung des § 16b BImSchG vereinfachen wollte, bleibt festzuhalten, dass die Vorschrift leider unter ihren Möglichkeiten bleibt. Es liegt nunmehr in der Hand des Antragstellers, selbst zu entscheiden, ob er den Weg über § 16b BImSchG geht oder einen immissionsschutzrechtlichen Neugenehmigungsantrag nach § 4 BImSchG stellt. In diesem Zusam- →

menhang wird auch darüber diskutiert, ob sich der Vorschrift des § 16b BImSchG allgemeine Grundsätze entnehmen lassen, die dazu führen, dass bestimmte Vereinfachungen bei der Genehmigung von Repoweringvorhaben dem Vorhabenträger auch im Rahmen eines Neugenehmigungsverfahrens zugutekommen. Es wird insoweit auch entscheidend von der Kooperationsbereitschaft der jeweiligen Genehmigungsbehörde abhängen, ob Genehmigungsverfahren für Repoweringprojekte in Zukunft schlanker und schneller abgeschlossen werden können.



**Dr. Oliver Frank** ist Rechtsanwalt und Fachanwalt für Verwaltungsrecht. Studium der Rechtswissenschaften und Promotion an der Universität zu Köln, Zulassung zum Rechtsanwalt 2002. Seitdem arbeitet er für die Sozietät Engemann & Partner in Lippstadt. Sein Arbeitsgebiet umfasst vor allem die bau- und immissionsschutzrechtlichen Fragestellungen der Erneuerbaren Energien sowie das Staatshaftungsrecht.

## ... rund um Weiterbetrieb

Ihre  
Partner

**8.2** | The Experts in  
Renewable Energy

**8.2 Group e. V.**  
Tel.: 040 228 645 69  
request@8p2.de | www.8p2.de  
» Beratung, Technische Prüfung und Gutachter

**BayWa r.e.**

**BayWa r.e. Energy Trading GmbH**  
Katharinenstraße 6, 04109 Leipzig  
energytrading@baywa-re.com  
» Direktvermarktung, Weiterbetrieb, Planung

**centrica**

**Centrica Energy Trading GmbH**  
Tel.: +49 40 228 67 69 53  
cet-coordination@centrica.com  
» Direktvermarktung, Post-EEG PPAs

**ENERTRAG**  
Eine Energie voraus  
Projekte

**ENERTRAG**  
projekte@enertrag.com  
www.endspurt-oder-neustart.de  
» Weiterbetrieb und Repowering

**greenwind**  
Mit der Kraft des Windes

**Green Wind Group**  
Alt-Moabit 60a | 10555 Berlin  
www.greenwindgroup.de | info@greenwindgroup.de  
» Projektentwicklung/Repowering

**in.power**

**in.power GmbH**  
vertrieb@inpower.de  
www.inpower.de  
» Direktvermarkter, Stromdienstleistungen

**M.O.E.**  
MOELLER OPERATING ENGINEERING  
CERTIFICATION - MEASUREMENT - INSPECTION

**Moeller Operating Engineering GmbH (M.O.E.)**  
Tel.: 04821 6453-100  
www.moe-service.com  
» Gutachter, Sonstige Dienstleistungen

**pec**

**P. E. Concepts GmbH**  
Tel.: 0201 83 916 0  
www.p-e-c.com  
» Planung, Gutachter, Sonstige Dienstleistungen

**windexperts**  
Netzwerk

**windexperts Prüfgesellschaft mbH**  
Tel.: 0421 377 074-35  
www.windexperts.de  
» Gutachter & Sachverständige



**RWE**

## Frischer Wind für alte Anlagen

Ihr Windpark ist in die Jahre gekommen und die EEG-Förderung läuft aus? Dann nutzen Sie das Know-how von RWE als globalem Experten im Bereich Windenergie! Wir beraten Sie umfassend und unterstützen Sie mit maßgeschneiderten Konzepten beim Weiterbetrieb, Repowering oder Rückbau. Auch bieten wir Kooperationen oder eine Übernahme Ihrer Altanlagen an. Sprechen Sie mit uns – gemeinsam entwickeln wir die beste Lösung! **Weitere Infos: [rwe.com/repowering](http://rwe.com/repowering)**

## „Isolierte“ Positivplanung als Planungsinstrument zur Verbesserung der Flächenverfügbarkeit

Christian Falke, Fachanwalt für Verwaltungsrecht bei der prometheus Rechtsanwalts-gesellschaft mbH, erläutert die planungsrechtlichen Voraussetzungen der „isolierten“ Positivplanung und den Handlungsbedarf für den zukünftigen Gesetzgeber.

Auf der Suche nach Möglichkeiten, die Flächenverfügbarkeit für die Windenergienutzung an Land zu verbessern, sind durch viele Kommunen, Branchenverbände<sup>1</sup> und zuletzt sogar die Stiftung Umweltenergie-recht<sup>2</sup> Forderungen nach einer Vereinfachung des Planungsverfahrens zur Steuerung der Windenergienutzung an Land laut geworden (siehe auch Beitrag auf S. 10 in dieser Ausgabe). Die Bedeutung, die der isolierten Ausweisung von Windkonzentrationszonen ohne gesamt-räumliches Planungskonzept beigemessen wird, ist jedoch immer noch viel zu gering. Dabei hat der Gesetzgeber bereits im Jahr 2011 durch die Aufnahme des § 249 Abs. 1 BauGB den kommunalen Planungsträgern die Möglichkeit eröffnet, weitere Flächen für die Windenergienutzung zur Verfügung zu stellen, wenn bereits eine Konzentrationsflächenplanung besteht.

### „Isolierte“ Positivplanung – Was ist das genau?

Das Dilemma vieler Gemeinden bei der Ausweisung von Flächen für die Windenergienutzung besteht darin, dass bereits ein Flächennutzungsplan mit Konzentrationswirkung besteht, der nicht in Gänze überarbeitet werden soll. Viele Gemeinden wollen an ihrer Konzentrationsflächenplanung festhalten, nicht zuletzt aufgrund fehlender finanzieller und personeller Ressourcen für die Aufstellung eines umfassenden und neuen Planungskonzeptes. So bestehen zahlreiche alte Flächennutzungspläne mit Konzentrationswirkung seit den 2000er-Jahren, die bisher keine Überarbeitung erfahren haben.

Die „isolierte“ Positivplanung, gesetzlich normiert in § 249 Abs. 1 BauGB, bietet den kommunalen Planungsträgern die Möglichkeit, weitere

Flächen für die Windenergienutzung auszuweisen, ohne das gesamte Planungskonzept ihrer Konzentrationsplanung überarbeiten zu müssen.

§ 249 Abs. 1 BauGB bestimmt, dass aus der Darstellung von zusätzlichen Flächen für die Windenergienutzung nicht folgt, dass die bisherigen Darstellungen für die Erzielung der Rechtswirkung des § 35 Abs. 3 S. 3 BauGB, der Konzentrations- und Ausschlusswirkung, nicht ausreichend sind. Denn gerade an dieser Ausschlusswirkung wollen viele Gemeinden aus städtebaulichen Gründen festhalten. Hinzu kommt die „Angst“ vor der Fehleranfälligkeit einer neuen Konzentrationsflächenplanung.

Die „isolierte“ Positivplanung ist damit nicht viel mehr als eine Flächen-nutzungsplanung, mit der eine zusätzliche Fläche für die Windenergie-nutzung im Planungsgebiet ausgewiesen wird. Diese nimmt automatisch, ohne den Anforderungen an die höchstrichterliche Rechtsprechung zur Konzentrationsflächenplanung genügen zu müssen, an der bereits be-stehenden Konzentrationswirkung teil.

### Welche Voraussetzungen müssen für die Planung vorliegen?

Die Voraussetzungen einer „isolierte“ Positivplanung im Sinne des § 249 Abs. 1 BauGB und damit auch der Aufwand für eine solche Planung sind überschaubar.<sup>3</sup>

1. Grundsätzlich stellt die isolierte Ausweisung einer Fläche für die Windenergienutzung auf Flächennutzungsplanebene eine Änderung des geltenden Flächennutzungsplans nach den Vorschriften der §§ 1 ff. BauGB dar.
2. Zudem muss der bereits existierenden Flächennutzungsplanung des kommunalen Planungsträgers ein gesamt-räumliches Planungskonzept zugrunde liegen. Andernfalls gäbe es bereits keine Konzentrations- und Ausschlusswirkung im Gebiet, an der die „isolierte“ Positivplanung teilnehmen würde und würde ansonsten eine reine Positivplanung darstellen. Umstritten ist, ob dieses fehlerfrei sein muss, es also einer Überprüfung der Rechtmäßigkeit der alten Flächennutzungsplanung bedarf. § 249 Abs. 1 BauGB enthält hierzu keine Regelung, vielmehr nur eine „umgedrehte Vermutungsregel“, nach der die zusätzliche Ausweisung nicht direkt zu der Annahme führt, dass das Planungskonzept fehlerhaft sei.<sup>4</sup> →





3. Ein neues schlüssiges, gesamträumliches Planungskonzept, orientiert an den Anforderungen der höchstrichterlichen Rechtsprechung, bedarf es für die Ausweisung einer einzelnen Fläche für die Windenergienutzung wohl nicht.<sup>5</sup>

**STERR-KÖLLN & PARTNER**

**Controlling Artenschutzgutachten**  
 Zoologische und juristische Begleitung der gesamten faunistischen Erfassungen und der Artenschutzprüfung.

Maximierung Investitionssicherheit  
 hohe Transparenz

Risikominimierung  
 schnelles Reagieren bei Sichtungen  
 (z.B. Vermeidungsmaßnahmen)

### Was sagt die oberverwaltungsgerichtliche Rechtsprechung dazu?

Das OVG Münster hat den Begriff der „isolierten“ Positivplanung in einer Entscheidung aus dem Jahr 2017 aufgegriffen und betont, dass § 249 Abs. 1 BauGB dazu diene, die kommunalen Planungsträger in die Lage zu versetzen, weitere Flächen neben einer bereits bestehenden Flächennutzungsplanung für die Windenergienutzung zur Verfügung zu stellen. Es stellt klar, dass kommunale Planungsträger nicht aus Angst vor Fehlern im bestandkräftigen Planungskonzept auf die Ausweisung weiterer Flächen für die Windenergienutzung verzichten sollen. Aus diesem Grund sieht das OVG Münster insbesondere kein Erfordernis, die Rechtmäßigkeit der bereits bestehenden Konzentrationsflächenplanung zu überprüfen.

Das OVG Lüneburg hingegen lässt die Vorschrift des § 249 Abs. 1 BauGB im Ergebnis leerlaufen. Denn es nimmt an, dass der kommunale Planungsträger bei der Ausweisung zusätzlicher Flächen eine vollständige Gesamtabwägung vornehmen und damit auch die Aktualität der alten Planung überprüfen muss.<sup>6</sup> Die Auffassung des OVG Lüneburg ist jedoch aus mehreren Gründen nicht überzeugend,<sup>7</sup> sodass eine isolierte Auswei-

sung weiterer Flächen für die Windenergienutzung auch ohne gesamträumliches Planungskonzept, derzeit wohl mit Ausnahme in Niedersachsen, auf § 249 Abs. 1 BauGB gestützt werden kann.

### Offene Fragen: Handlungsbedarf für den Gesetzgeber

Zusammenfassend ist damit festzustellen: § 249 Abs. 1 BauGB stellt bereits in seiner jetzigen Ausgestaltung eine Regelung dar, auf deren Grundlage rechtssicher weitere Flächen für die Windenergienutzung auf Flächennutzungsplanebene ausgewiesen werden können. Es bleiben bei der Ausweisung zusätzlicher Flächen für die Windenergienutzung mithin zwei Fragen, die einer Klarstellung durch den Gesetzgeber bedürfen.

Dies betrifft zum einen die Frage, ob sich die „isolierte“ Ausweisung weiterer Flächen in den direkten Widerspruch zur früheren Planung und damit auch zu früheren harten oder weichen Tabuzonen setzen darf. Das OVG Münster löste die Verbindung zwischen alter und neuer Planung insgesamt und stützt sich hierbei auf den Wortlaut des § 249 Abs. 1 BauGB.<sup>8</sup> Ein Einfügen in das bisherige Planungskonzept wäre hiernach nicht erforderlich. Anders sieht es jedoch beispielsweise das OVG Lüneburg.



Mehr Informationen im BWE-Grundlagenpapier „Gemeinsam gewinnen – Windenergie vor Ort“

**Keramik-Schmierfett  
 Hauptlager schützen  
 Betriebskosten senken**

**BATHAN**  
 swiss made lubricants

Bathan AG • Alte Steinhäuserstr. 19 • 6330 Cham - Switzerland  
 Tel. +41 (0)41 740 45 27 • Mail: info@bathan.ch • www.bathan.ch

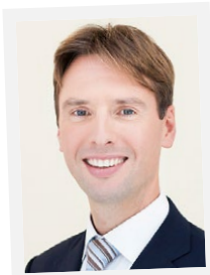


Schließlich stellt sich die Frage, ob sogar die Möglichkeit besteht, mit der Ausweisung zusätzlicher Flächen das alte Planungskonzept zu heilen, sofern nicht ausreichend Fläche für die Windenergienutzung →

ausgewiesen und dieser damit nicht substantiell Raum verschafft wurde. Interessant wird dies vor dem Hintergrund, dass nach dem Sondierungspapier der Ampel-Koalition nunmehr eine bundesrechtlich normierte Flächenvorgabe zu erwarten ist. Sollten auch alte Konzentrationsflächenplanungen durch eine „Aktualisierungsklausel“<sup>1</sup> innerhalb einer bestimmten Frist auf ihre Vereinbarkeit mit der bundesrechtlichen Flächenvorgabe überprüft werden, könnten Gemeinden durch die Ausweisung zusätzlicher Flächen durch isolierte Positivplanung einer Aufhebung der gesamten Konzentrations- und Ausschlusswirkung in Zukunft möglicherweise entgehen.

Es bleibt daher abzuwarten, ob der Gesetzgeber eine Konkretisierung des § 249 Abs. 1 BauGB vornimmt und die offenen Fragen rund um die „isolierte“ Ausweisung von Flächen für die Windenergienutzung beantwortet wird.

Ihre Fragen rund um die „isolierte“ Ausweisung zusätzlicher Flächen für die Windenergienutzung werden auch beim 3. Leipziger Windrechtsforum im Januar 2022 beantwortet. Hier können Sie mit uns auch über Ihr konkretes Projekt und die mögliche Umsetzung durch eine „isolierte Positivplanung“ ins Gespräch kommen. Eine Anmeldung zum 3. Leipziger Windrechtsforum erfolgt über unsere Internetseite: [www.prometheus-recht.de](http://www.prometheus-recht.de).



**Christian Falke** ist Fachanwalt für Verwaltungsrecht bei prometheus Rechtsanwaltskanzlei mbH und berät und vertritt Wirtschaftsunternehmen, Städte- und Gemeinden sowie kommunale Unternehmen und Planungsverbände in allen Fragen des Verwaltungsrechts.

<sup>1</sup> So auch der Bundesverband WindEnergie e.V. (Hrsg.): Aktionsprogramm für die 20. Legislaturperiode, Oktober 2021, abgerufen unter: [https://www.wind-energie.de/fileadmin/redaktion/dokumente/publikationen-oeffentlich/themen/04-politische-arbeit/01-gesetzgebung/BWE\\_Aktionsprogramm\\_fuer\\_die\\_20\\_Legislaturperiode.pdf](https://www.wind-energie.de/fileadmin/redaktion/dokumente/publikationen-oeffentlich/themen/04-politische-arbeit/01-gesetzgebung/BWE_Aktionsprogramm_fuer_die_20_Legislaturperiode.pdf).

<sup>2</sup> Stiftung Umweltenergie recht (Hrsg): Gesetzgeberische Handlungsmöglichkeiten zur Beschleunigung des Ausbaus der Windenergie an Land, Würzburger Berichte zum Umweltenergie recht # 52, 28.10.2021, abgerufen unter: [https://stiftung-umweltenergie.de/wp-content/uploads/2021/10/Stiftung\\_Umweltenergie recht\\_Gesetzgeberische\\_Handlungsmoeglichkeiten\\_Beschleunigung\\_Windenergieausbau\\_2021-10-28.pdf](https://stiftung-umweltenergie.de/wp-content/uploads/2021/10/Stiftung_Umweltenergie recht_Gesetzgeberische_Handlungsmoeglichkeiten_Beschleunigung_Windenergieausbau_2021-10-28.pdf).

<sup>3</sup> Vgl. hierzu weiterführend: Hilkenbach/Falke: „Isolierte Positivplanung“ nach § 249 Abs. 1 BauGB als flexibles Planinstrument zur Darstellung von Flächen für die Windenergienutzung, ZNER 2020, 1-7 sowie Menne/Wegener: Bauleitplanerische Ausweisung zusätzlicher Flächen für die Windenergie, ZfBR 2020, 336-342.

<sup>4</sup> OVG Münster, Urteil v. 17.05.2018 (2 D 22/15.NE).

<sup>5</sup> Vgl. hierzu ebenfalls: Tigges: Windkonzentrationsplanung: Gesamtplanung bei Ausweisung zusätzlicher Flächen?, ZNER 2012, 127-132.

## ... rund um Ihren Windpark

Ihre Partner



**BIL eG – Die Leitungsauskunft**  
Josef-Wirmer-Str. 1–3, 53123 Bonn  
[www.bil-leitungsauskunft.de](http://www.bil-leitungsauskunft.de)  
] Betrieb & Service, Planung, Sonstige Dienstleistungen



**enercity Erneuerbare GmbH**  
Tel.: +49 (0)491 91240 600  
[www.enercity-erneuerbare.de](http://www.enercity-erneuerbare.de)  
] Projektierung & Betriebsführung



**eno energy Gruppe**  
Straße am Zeltplatz 7 | 18230 Ostseebad Rerik  
[www.eno-energy.com](http://www.eno-energy.com)  
] Hersteller



**GP JOULE GmbH**  
Tel.: 04671 6074-0 | [info@gp-joule.de](mailto:info@gp-joule.de)  
[www.gp-joule.de](http://www.gp-joule.de)  
] Betrieb & Service, Planung und Sektorkopplung



**Green Wind Group**  
Alt-Moabit 60a | 10555 Berlin  
[www.greenwindgroup.de](http://www.greenwindgroup.de) | [info@greenwindgroup.de](mailto:info@greenwindgroup.de)  
] Technische und kaufmännische Betriebsführung



**NOTUS energy Gruppe**  
Tel.: 0331 62043-40  
[www.notus.de](http://www.notus.de)  
] Planung & Projektierung



**POLYGONVATRO GmbH**  
Windkraft Service  
Tel.: 02761 9381 910  
] Service, Wartung & Instandhaltung

<sup>6</sup> Vgl. hierzu ebenfalls: Tigges: Windkonzentrationsplanung: Gesamtplanung bei Ausweisung zusätzlicher Flächen?, ZNER 2012, 127-132.

<sup>7</sup> OVG Lüneburg, Urteil v. 19.06.2019 (12 KN 64/17).

<sup>8</sup> Vgl. hierzu weiterführend: Hilkenbach/Falke: „Isolierte Positivplanung“ nach § 249 Abs. 1 BauGB als flexibles Planinstrument zur Darstellung von Flächen für die Windenergienutzung, ZNER 2020, 1-7.

<sup>9</sup> OVG Münster, Urteil v. 17.05.2018 (2 D 22/15.NE).

<sup>9</sup> Eine solche Aktualisierungsklausel fordert beispielsweise: Verheyen/Greenpeace Energie e.G.: Ausbau der Windenergie an Land: Beseitigung von Ausbauehemnissen im öffentlichen Interesse, Mai 2020, abgerufen unter: [www.greenpeace.de/sites/www.greenpeace.de/files/publications/rechtsgutachten\\_windausbau.pdf](http://www.greenpeace.de/sites/www.greenpeace.de/files/publications/rechtsgutachten_windausbau.pdf)

## Haben Sie noch Verluste oder messen Sie schon?

Warum der schwingungsfreie Betrieb von Windenergieanlagen so gut für Ihre Bilanz ist.

Der Rotor als zentrale Baugruppe zur Umwandlung von Wind in elektrische Energie ist verantwortlich für den überwiegenden Teil der Lasten, die in das System Windkraftanlage eingebracht werden. Bei der Berechnung der Betriebs- und Extremlasten werden verschiedene Eingangsgrößen bis zu bestimmten Toleranzwerten berücksichtigt. Dazu zählen unter anderem Windgeschwindigkeit und Windrichtung, die Turbulenzintensität sowie die Fehlstellung der Blätter und unterschiedliche Blattgewichte bzw. ungleiche Massenverteilung in den Blättern.

Wird bei der Planung, die den Standortverhältnissen entsprechende Anlage mit der richtigen Typenklasse gewählt und werden deren Einstellwerte entsprechend der technischen Spezifikation regelmäßig überprüft, kann davon ausgegangen werden, dass die Lasten über die Lebensdauer der Anlage innerhalb der berechneten Grenzen bleiben. Somit bleibt die vom Hersteller angegebene Leistungskurve konstant und die Auslegungslbensdauer wird ohne größere Probleme erreicht.

### Unwucht führt zu Ertragsverlust

Was aber passiert, wenn die Toleranzen bei den Einstellwinkeln der Blätter überschritten werden oder die Blattgewichte/Massenverteilung nicht stimmen? Abweichungen bei den Blattwinkeln verursachen aerodynamische Unwuchten, welche zu nicht vernachlässigbaren Leistungs- und damit Ertragseinbußen führen. Darüber hinaus bewirken die zusätzlich auftretenden und in der Berechnung nicht berücksichtigten Lasten erhebliche Bauteilschädigungen, ebenso schädigend wirken sich Massenunwuchten aus. **Betroffen ist das gesamte System, insbesondere aber die Komponenten des Triebstrangs und alle Lager. Beide Unwuchtarten können gleichzeitig auftreten, wobei zuerst die aerodynamische festgestellt und beseitigt werden muss, bevor eine Massenunwucht festgestellt werden kann.**

Die Höhe des Ertragsverlustes durch aerodynamische Unwucht hängt stark vom Anlagentyp, der Rotorblattlänge und der Rotorblattauslegung ab. Aufgrund von gezielten Untersuchungen und Erfahrungswerten aus dem Windparkbetrieb kann, konservativ betrachtet, abgeleitet werden, dass im Allgemeinen mit mindestens 2 % Verlust an Jahresenergieertrag

**CP.MAX**  
ROTORTECHNIK

Onshore  
Offshore

Reparatur  
Inspektion  
Wartung  
Optimierung  
Unwuchtanalyse  
Vermessung

Bühne  
Seiltechnik  
Drohne

Ihre Räder sind ausgewuchtet.  
...und die Rotoren Ihrer Windkraftanlage?

pro 1° Blattwinkelabweichung zu rechnen ist. Auf Grundlage der Statistik der vermessenen Windenergieanlagen muss davon ausgegangen werden, dass ca. 30 % der in Betrieb befindlichen Anlagen einen Blattwinkelfehler >1° aufweisen. Unter ungünstigen Bedingungen, wie sie z. B. für Anlagen in der 2. oder 3. Reihe im Windpark oder an Standorten mit erhöhter Turbulenz gelten, kann der genannte Verlustfaktor noch deutlich höher sein. Für eine 3MW-Anlage an einem Binnenland-Standort mittlerer Güte bedeutet dies überschlägig einen Ertragsverlust in der Größenordnung von 10.000 bis 15.000 € pro Jahr.

Mit stetig wachsender Anlagengröße, Verringerung des spezifischen Gewichtes und der Effizienzsteigerung, werden die Anlagen zunehmend empfindlicher auf Ungenauigkeiten bei der Blattwinkelstellung wie auch bei Gewichts- und Massenverteilungsdifferenzen. Die in Anlagen jüngerer Generation verbaute Sensorik kann zwar eine gewisse Abhilfe leisten – die externe Messung aber nicht ersetzen. →



## Statische und Dynamische Messverfahren

Im Laufe der Zeit wurden verschiedene externe Verfahren entwickelt, um aerodynamische Unwuchten an Windenergieanlagen zu erkennen. Dabei wird zwischen statischen und dynamischen Verfahren unterschieden.

- Statische Verfahren messen im Stillstand der Anlage, entweder durch fotografisches Erfassen der Blattprofile oder durch Abtasten mittels Laser.
- Dynamische Verfahren messen während des normalen Anlagenbetriebs, entweder durch Erfassen der Blattprofile mittels Videoaufnahme oder durch Abtasten mittels Laser.

Die statischen Verfahren weisen eine etwas höhere Genauigkeit auf, liefern aber keinerlei Informationen über das Verhalten der Anlage im Betrieb. Auch das Videoverfahren liefert nur begrenzt Zusatzinformationen zum Verhalten der Anlage im Betrieb, ist aber in jedem Fall aussagekräftiger als die statischen Verfahren.

Einzig das dynamische Lasermessverfahren liefert mehrere Zusatzinformationen wie z. B. die Blattdurchbiegung und das Schwingungsverhalten des Turms mit Hilfe deren sich abschätzen lässt, wie stark sich die Asynchronität der Blattwinkel auf die Anlage auswirkt. Liegt keine oder nur eine geringe Blattwinkelabweichung vor, so kann mit den Zusatzinformationen des dynamischen Lasermessverfahrens eine qualitative Abschätzung über das Vorliegen einer Massenunwucht gemacht werden.

## Fazit

Für den Anlagenbetreiber empfiehlt es sich, neue Anlagen bei Inbetriebnahme vermessen zu lassen und dies dann regelmäßig fortzuführen, spätestens mit der wiederkehrenden Prüfung – was auch für Bestandsanlagen gemacht werden sollte.

Über die Lebensdauer einer Windenergieanlage gerechnet, stellen Unwuchten eine erhebliche finanzielle Belastung in Form von Ertragsverlust und erhöhtem Verschleiß dar, deren Höhe in keinem Verhältnis zu den Kosten einer regelmäßigen Nachmessung stehen.



**J. Dietrich Mayer, windcomp GmbH**



### Weiterführende Literatur:

- [1] WID Whitepaper 03/2015, Auswuchten von WEA-Rotoren: Wirtschaftliche Vorteile technische Umsetzung
- [2] Impact of Pitch Imbalance on Loads and Power Performance, Report, more wind engineering solutions, 2017
- [3] IEC 61400-1:2019, Wind energy generation systems – Part 1: Design requirements
- [4] IEC 61400-12-1:2017, Wind energy generation systems – Part 12-1: Power performance measurements of electricity producing wind turbines
- [5] IEC 61400-13:2015, Wind turbines – Part 13: Measurement of mechanical loads
- [6] Germanischer Lloyd, Guideline for the Certification of Wind Turbines, Edition 2003/2010
- [7] VDI 3834 Blatt 1, Messung und Beurteilung der mechanischen Schwingungen von Windenergieanlagen und deren Komponenten – Windenergieanlagen mit Getriebe



**IFE** Ingenieurgesellschaft für  
Energieprojekte mbH & Co. KG

Akkreditierte Inspektionsstelle  
seit 2017 (nach DIN EN ISO/IEC 17020:2012)



**Zuverlässige Inspektion Ihrer Windenergieanlage**

- Rotorblatt Inspektion mit Industriedrohne
- Inbetriebnahme Inspektion
- Prüfung vor Ende der Gewährleistung
- Wiederkehrende Prüfung
- Zustandsorientierte Prüfung
- Schwingungsanalyse
- Elektrothermografie
- Getriebeendoskopie
- Weiterbetrieb nach dem 20. Betriebsjahr



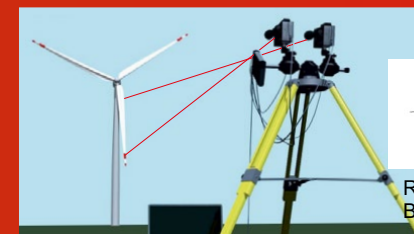
Wir sind Spezialist für die Rotorblatt-Inspektion mit Industriedrohnen.

IFE Ingenieurgesellschaft für Energieprojekte mbH & Co. KG  
Ringstraße 2  
D-26721 Emden  
T: +49 4921 9785-0  
info@ife-emden.de  
www.ife-emden.de

## Ertrag optimieren, Verschleiß minimieren

**Laserbasierte Vermessung der Rotorgeometrie. Berührungslos und effizient. Jede kWh zählt!**

- »Keine Stillstandzeiten während der Messung.
- »Die Messung findet an der laufenden Anlage unter realen Betriebsbedingungen.
- »Schneller Messprozess: ganze Windparks in kurzer Zeit.
- »Das Ergebnis ist sofort vor Ort verfügbar und kann für die Optimierung der WEA genutzt werden.





## Wie die Bundestagswahl der Bürgerenergie wieder Aufwind verleihen kann

Die Bürgerenergie ist ein wichtiger Treiber der Energiewende. Mehr als 40 Prozent der installierten Leistung befindet sich in Händen von Privatpersonen. Doch der Anteil der Bürgerenergie wird kontinuierlich geringer. Ein Gespräch mit Benedikt Freiherr von Lüninck, Leiter Asset-Management der Prowind GmbH.

*Herr Freiherr von Lüninck, was sind in Ihren Augen die drängendsten Themen, die der neue Gesetzgeber angehen sollte?*

**von Lüninck:** Ein zentrales Anliegen an den zukünftigen Gesetzgeber sind „typenoffene Genehmigungen“. Derzeit müssen beim Antrag für eine Genehmigung nach dem BImSchG ein spezifischer Anlagentyp und Hersteller festgelegt werden. Dies erschwert die Vertragsverhandlungen mit

Herstellern und schafft eine hohe Abhängigkeit. **Wünschenswert wäre es daher, Genehmigungsanträge mit gewissen Parametern (Anlagenleistung, maximale Gesamthöhe der Anlage, maximaler Rotordurchmesser) stellen zu können, wie dies u. a. in den Niederlanden bereits Standard ist.** Gerade aufgrund der sehr langen Genehmigungsverfahren und, bedingt dadurch, sich ändernder Umstände im Projekt oder bei Liefer- oder Qualitätsproblemen des Herstellers wäre es zu begrüßen, wenn nach Antragsstellung noch flexibel reagiert werden könnte. Derzeit geht ein Anlagenwechsel, vor wie auch nach Genehmigungserteilung, mit erheblicher Rechtsunsicherheit einher, da die einzelnen Genehmigungsbehörden, länderspezifischen Windenergieerlasse sowie Verwaltungsgerichte einen Anlagenwechsel unterschiedlich beurteilen.

*Die bislang sehr dürftige Ausweisung geeigneter Flächen für Windkraft behindert die Projektierung von Bürgerwindparks enorm. Was muss sich in Zukunft ändern?*

**von Lüninck:** Hier fordern wir die Schaffung eines Verfahrens bzw. Rechtsbehelfs zur Überprüfung von Flächennutzungsplänen. Ein Problem hierbei ist, dass Gemeinden in der Vergangenheit Konzentrationspläne verabschiedeten, die nach den Maßstäben der Rechtsprechung offensichtlich rechtsunwirksam sind. Eine gerichtliche Überprüfung dieser alten Pläne ist aufgrund des Fristablaufs nicht möglich. Des Weiteren verzögert sich bei vielen Gemeinden die Aufstellung neuer Flächennutzungspläne über Jahre, ohne dass die Gründe dafür transparent gemacht werden. Um die veraltete Planung für unwirksam erklären zu lassen und die Neuplanung zu beschleunigen, ist eine neue Regelung vonnöten, da sich insbesondere die derzeitigen Möglichkeiten, das Bauplanungsrecht abprüfen zu lassen, im Bereich der Flächennutzungspläne als ungeeignet erweisen. **Denkbar wäre z. B. die Einführung eines vorgelagerten und gesonderten Verfahrens, welches die Abfrage des gemeindlichen Einvernehmens bereits vor der eigentlichen Antragsstellung ermöglicht. So würde dieser Aspekt justizabel und somit den Druck auf die Gemeinden erhöhen, ihre Flächennutzungsplanung zu beschleunigen und die Gründe für Verzögerungen offenzulegen.**

*Haben Bürgerenergiegesellschaften (BEG) denn noch eine Zukunft?*

**von Lüninck:** Im Gegensatz zu früheren Regelungen sind wesentliche Vorteile der BEG weggefallen (bspw. ist keine Teilnahme an einer Ausschreibung ohne vorherige BImSchG-Genehmigung mehr möglich). →



Mehr zum Thema Bürgerenergie im „BWE Akzeptanzmagazin“



Mehr zum Thema Bürgerenergie im „BWE Aktionsprogramm für die 20. Legislaturperiode“

Meines Erachtens laufen BEG daher Gefahr, erhebliche Investitionen für die Vorplanungen und den Erhalt einer Genehmigung zu leisten, ohne absehen zu können, ob eine spätere Teilnahme an der ohnehin komplexen Ausschreibung zu einem wirtschaftlichen Projekt führen wird. Zwar erlangen BEG stets den höchsten Gebotswert im jeweiligen Ausschreibungstermin, was jedoch nicht heißt, dass dieser gerade bei vergleichsweise kleineren BEG-Projekten auch für einen wirtschaftlichen Betrieb, gerade an baulich herausfordernden Standorten oder Standorten, die etwas weniger windhöflich sind, auskömmlich sein wird. Aus meiner Sicht dürfte daher das Modell BEG aufgrund der erheblichen Risiken der Projektentwicklung unattraktiv werden.

*Was könnten mögliche Lösungsansätze sein? Was muss der zukünftige Gesetzgeber ändern, um BEG weiterhin attraktiv zu gestalten?*

**von Lüninck:** Lösungsansätze könnten bspw. sein, dass BEG berechtigt werden, erhaltene Zuschläge ohne Pönalen wieder zurückzugeben, oder dass man BEG-Zuschläge mit einem Mindestzuschlagswert versieht, um so Planungs- und Investitionssicherheit zu schaffen. In diesem Zusammenhang erscheinen mir auch die Anforderungen an die Gesellschafterstruktur von BEG zu eng gefasst. So müssen 51 Prozent der Stimmrechte aus dem jeweiligen Landkreis des Projektstandortes stammen. Unserer Erfahrung nach reicht die Wirkung eines Windkraftprojektes über Landkreisgrenzen deutlich hinaus. Des Weiteren sehen wir in der Praxis, dass es helfen würde, BEG für Investoren bzw. Projektierer zu öffnen, da diese die bereits skizzierten Risiken und Investitionen gut abschätzen können. Die Regelung, dass nicht mehr als 10 % der Stimmrechte durch eine Per-

son gehalten werden dürfen sowie das Verbot, innerhalb von 12 Monaten einen weiteren Zuschlag zu erhalten, erschweren dies jedoch. Eine Aufweichung dieser Voraussetzungen könnte dazu führen, dass BEG-Projekte in Zukunft an Attraktivität gewinnen.

*Bei der Entbürokratisierung und Beschleunigung von Genehmigungsverfahren spielt die Digitalisierung eine zentrale Rolle. Was sind Ihre Erfahrungen bezüglich des Themas Digitalisierung der Behörden und der Verwaltung?*

**von Lüninck:** In den vergangenen Jahren ist in diesem Bereich vieles angestoßen und auch umgesetzt worden, das zu einer Verbesserung und Vereinfachung der Kommunikation geführt hat. Die Digitalisierung ist in den meisten Unternehmen jedoch wesentlich schneller vorangeschritten, so dass aktuell ein Ungleichgewicht zwischen Behörden und Unternehmen herrscht. BImSchG-Anträge werden weiterhin in zahlreichen Ausfertigungen in Papierform – oft mehrere Umzugskartons voller Ordner – bei den zuständigen Stellen eingereicht. Vielerorts sind wir mit der Umrüstung der Bestandsanlagen auf die bedarfsgerechte Nachtkennzeichnung befasst und stellen unsere Anträge überwiegend per Fax. Wünschenswert wäre es, wenn die Digitalisierung innerhalb der Behörden und in der Kommunikation mit den Behörden vorangetrieben wird.

Interviewpartner: Benedikt Freiherr von Lüninck, Leiter Asset-Management der Prowind GmbH.



Multibrand – Service aus einer Hand, herstellerunabhängig

### 7.3 GW Multibrand-Lösungen

Wir behandeln jede Anlage als wäre es unsere eigene; individuelle Vertragsgestaltung, herausragendes Engineering & Service, dafür stehen wir. Mehr als 70% unserer Multibrand-Verträge sind Vollwartungsverträge. Probieren Sie es aus!

[www.siemensgamesa.com/multibrand](http://www.siemensgamesa.com/multibrand)

**SIEMENS Gamesa**  
RENEWABLE ENERGY

**NEUE WINDPARKS?  
GERNE, ABER BITTE VOR  
MEINER HAUSTÜR!**

**MEHR AKZEPTANZ DURCH ANRAINERBETEILIGUNG.  
WIR ZEIGEN WIE.**

**REZ**

Regenerative Energien Zernsee GmbH & Co. KG

[www.rez-windparks.de](http://www.rez-windparks.de) ■ [info@rez-windparks.de](mailto:info@rez-windparks.de)

Best Practice

## Kommunaler Geniestreich

Wie die Gemeinde Heidenrod durch eigene Windkraft Schulden abbaut. Im Interview erklärt Udo Zindel, Leiter der Bauverwaltung, Gemeinde Heidenrod, und kommunaler Geschäftsführer der Windenergiepark-Heidenrod GmbH, wie gut die Energiewende auf kommunaler Ebene funktionieren kann.

*Woher stammt die Idee für den Windpark Heidenrod, der 2014/2015 mit zwölf GE-Anlagen und zusammen 30 Megawatt von der Gemeinde Heidenrod aufgestellt wurde?*

**Udo Zindel:** Die Idee ist aus der Not geboren worden. Die Gemeinde Heidenrod hatte 2010/11 einen Schuldenhöchststand von rund 48 Millionen Euro. Damit haben Sie keinen politischen Handlungsspielraum mehr. Die eigenständige kommunale Sicherstellung der Daseinsvorsorge kann nicht mehr organisiert werden und Sie sind somit dem Diktat der Aufsichtsbehörden ausgeliefert, sich ausschließlich auf die unabdingbaren Pflichtaufgaben zu beschränken. Das Verwaltungshandeln ist vergleichbar mit einem Handeln in einem Wirtschaftsbetrieb, dem der Konkurs droht.

Hinzu kam der politische Stimmungswandel: 2011 gab es den ersten grünen Ministerpräsidenten. Die Stimmung ist durch den Unfall in Fukushima umgeschlagen. Man hat sich in Heidenrod Gedanken gemacht: Wo geht unsere Reise hin? Die politischen Bedingungen für die Windkraft waren positiv.

Aus der Mitte Bürgerschaft kam die Initiative, die gesagt hat: Wir müssen etwas tun, damit wir uns aus diesem Dilemma einer Hoffnungslosigkeit befreien können. Diese Initiative wurde durch die in der Gemeindevertretung vertretenen Fraktionen unterstützt und begleitet. Das Land Hessen hat für Kommunen eine sogenannte Schutzschirmvereinbarung organisiert. Das heißt, man hat den Kommunen eine Übernahme eines Teils ihrer Schulden zugesagt, unter der Maßgabe, dass die Gemeinden Einnahmen neu generieren. Üblicherweise bleibt der Gemeinde nur die Erhöhung der Grundsteuer, um Einnahmen zu generieren. Ein Verkauf von Kommunalwald stand nicht zur Diskussion, da der Wald von besonderer Bedeutung für die Gemeinde Heidenrod und die Bürger der Gemeinde ist. Der Kommunalwald ist die Allmende der früher selbstständigen

19 Dörfer, die heute die Gemeinde Heidenrod bilden, und die Bürger haben hierzu eine spürbare emotionale Bindung. Ein Verkauf von Wald stand deshalb nicht zur Debatte. Wald wird in Heidenrod als wertvolles Allgemeingut begriffen. Nicht zuletzt durch die Tatsache, dass zahlreiche Selbstwerber Jahr für Jahr ihr Brennholz dort selbst schlagen.

*Wie kam es zu den Schulden?*

**Udo Zindel:** Ursächlich für die finanzielle Misere ist die Tatsache, dass die Gemeinde in eigener Regie die Daseinsfürsorge sicherstellt. Die Gemeinde erledigt die Wasserversorgung, die Abwasserbeseitigung, die Kinderbetreuung als Regieaufgabe und hat darüber hinaus eine eigene Sozialstation. Durch die dezentrale Struktur der Gemeinde sind die Menschen ohnehin benachteiligt, die Wasser- und Abwassergebühr liegt derzeit bei 11,70 Euro pro m<sup>3</sup>. Zum Vergleich: In Wiesbaden sind es 4,77 Euro. Das war quasi der Auslöser, warum die bürgerliche Mitte gesagt hat, wir müssen etwas tun.

*2011 waren in Hessen Kommunalwahlen. War der geplante Windpark Thema?*

**Udo Zindel:** Nein. Die Parteien, die im Gemeindeparlament vertreten waren, verständigten sich, dass das Thema Windkraft kein Wahlkampfthema sein sollte, da Windkraft polarisiert. **Wer für Windkraft ist, verliert in der Regel die Wahl. Wer gegen Windkraft ist, gewinnt. So wurden im Rheingau-Taunus-Kreis in der Vergangenheit Bürgermeisterwahlen gewonnen.**

**Wir haben das Thema jedenfalls über die bürgerliche Mitte aus dem Wahlkampf heraushalten können, mit dem Ziel, mit allen gemeinsam einen Bürgerentscheid zu organisieren. Das ist ein Instrument der direkten Bürgerbeteiligung. Das Besondere in unserem Fall, der Entscheid wurde positiv formuliert. Es wurden Unterschriften nicht gegen, sondern für etwas gesammelt.** Wir haben gefragt: Sind Sie dafür, dass an der Bäderstraße bis zu zwölf Windenergieanlagen gebaut werden?

*Der Anstoß kam also aus der Gemeinde heraus, von innen.*

**Udo Zindel:** Ja, die Initiative wurde in der Gemeinde geboren. Es gibt einen Verein hier in Heidenrod, den Förderverein der Sozialstation. Das ist der größte Verein in Heidenrod mit über 1.000 Mitgliedern. Bei 8.000 Bürgern insgesamt in Heidenrod ist das beachtlich. Der Vorsitzende →

war Träger der Initiative zum Bürgerentscheid und stelle das Vorhaben auch über den Verein vor. Wir haben von kommunaler Seite aus ein Konzept geschrieben und es mit den Bürgern diskutiert. Da es sich um einen Waldwindpark handelt, haben wir im Wald auch die Stellen markiert, wo die Anlagen errichtet werden sollten. Die überwiegende Fläche des Waldes steht im Eigentum der Gemeinde Heidenrod.

*Wie haben Sie das Projekt trotz Ihrer Schulden finanzieren können?*

**Udo Zindel:** Wer nicht wagt, der nicht gewinnt. Wir sind bei diesem Projekt immer davon ausgegangen, dass es sich hier um rentierliche Schulden handeln wird. Durch die Einnahmen aus dem Windpark hat sich die Gemeinde nachhaltige Erlöse erhofft, auch durch die Tatsache, dass das eigene Grundvermögen, der Gemeindewald, in Wert gesetzt werden kann.

*Wie haben Sie die Bürger überzeugt?*

**Udo Zindel:** Wir haben gesagt, dass Klimaschutz nur ein Nebenprodukt ist. Wir wollen das für unsere Gemeinde machen. Sie soll Träger des Projektes sein, weil wir uns einen wirtschaftlichen Nutzen davon versprechen. Wir haben überlegt, wie man einen wirtschaftlichen Nutzen für die Bürger transparent darstellen kann. Wir haben ausgerechnet, dass wir mit dem Windpark 800.000 Euro im Jahr erwirtschaften können. Diese 800.000 Euro entsprachen damals dem Aufkommen der Grundsteuer. Wir haben den Bürgern gesagt, wenn wir den Windpark bauen, bleibt die Grundsteuer wie sie ist. Ohne den Bau eines Windparks müssten andere Einnahmenquellen erschlossen werden z. B. Erhöhung der Grundsteuer, bis zur Verdopplung dieser, um die nötigen Einnahmen zum Haushaltsausgleich zu generieren. Die persönliche Rendite des Bürgers ist aus dem Grundsteuerbescheid ablesbar.

*Sind Sie denn Eigentümer des Windparks?*

**Udo Zindel:** Ja, die Gemeinde ist zu 45 Prozent Anteilseigner der Windenergiepark Heidenrod. Die übrigen Anteile halten die Süwag Energie AG (45 %) und die eigens gegründete Bürgergenossenschaft mit zehn Prozent.

*Inwiefern haben die Gemeindemitglieder profitiert, die kein Wohneigentum besitzen?*

**Udo Zindel:** Wenn jemand Mieter ist, wird im Rahmen der Nebenkosten die Grundsteuer umgelegt. Durch die nicht gestiegene Grundsteuer profitieren Mieter und Grundstückseigentümer der Gemeinde. Das wurde als mittelbare Beteiligung definiert. Das kommt jedem zugute. Entweder ist jemand Hauseigentümer, oder er ist Mieter. Aber es gab auch noch eine direkte Beteiligung. Mit unserem Partner, der Süwag, haben wir es umgesetzt, dass zehn Prozent der Anteile an eine Bürgergenossenschaft veräußert werden – diese direkte Beteiligung wurde bereits im Rahmen des Bürgerentscheid in Aussicht gestellt. Die Genossenschaft hat über 300 Mitglieder, die 2,4 Millionen Euro platziert haben. Wir reden immer noch von einer Gemeinde mit 8.000 Bürgern.

*Haben Sie die Wirtschaftlichkeit Ihrer Kommune durch den Windpark nun auf bessere Beine gestellt?*

**Udo Zindel:** Ja. Wir haben aktuell noch zwölf Millionen Euro Schulden, dank Rettungsschirm und Erlösen aus der Windkraft. Wir erwirtschaften derzeit einen kommunalen Überschuss von über einer Million Euro, der aktiv zum Schuldenabbau beiträgt.

*Wenn wir Ihr selbst entwickeltes Beteiligungsmodell mit der Grundsteuer nehmen und es mit dem vergleichen, was der Bund jetzt gemacht hat mit §6 EEG. Sehen Sie da einen guten Ansatz?*

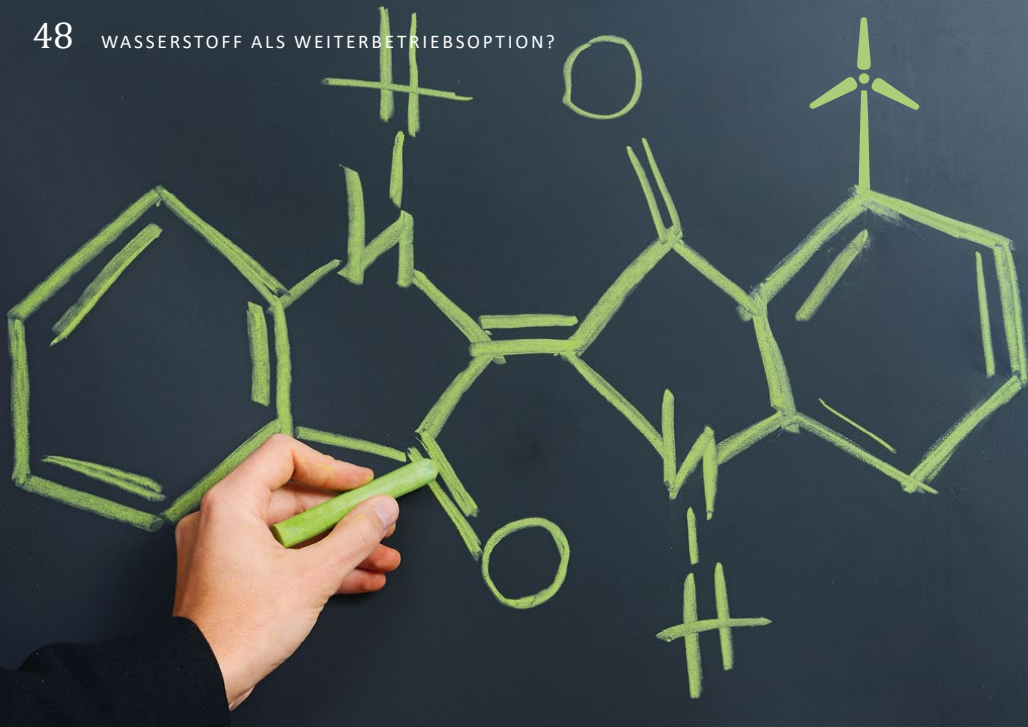
**Udo Zindel:** Bei §6 EEG müssen noch viele weitere Schritte folgen. Privatinvestoren bemühen sich, zwei weitere Anlagen in Heidenrod zu errichten. Dabei stellen wir fest, dass das Thema Beteiligung einfach schwer zu greifen ist, weil man den Bürgern zeigen muss, was dabei für die Gemeinschaft erwirtschaftet wird. Derzeit zahlt die regionale Vergütung nach EEG indirekt der Stromkunde. Bei unserem Modell ist es „echtes“ Geld, das die Gemeinde durch eine wirtschaftliche Betätigung verdient.

Das Interview führte Nicole Weinhold im Auftrag des BWE. Es wurde zunächst in der Fachzeitschrift Erneuerbare Energien veröffentlicht.



Udo Zindel, Leiter der Bauverwaltung der Gemeinde Heidenrod





## Lässt grüner Wasserstoff Windenergieanlagen weiterdrehen?

Nach 20 erfolgreichen Betriebsjahren mit EEG-Vergütung stehen heute immer mehr Betreiber:innen von Windenergieanlagen (WEA; aber auch ersten PV-Anlagen) vor der Frage nach dem: Was nun? Bis 2030 trifft dieses Schicksal Anlagen mit einer Gesamterzeugungsleistung von über 24 GW. In zahlreichen Fällen ist ein Repowering durch fehlende Voraussetzungen nicht möglich, auch wenn der Gesetzgeber sich hier bemüht nachzubessern (wie mit der Überarbeitung des § 16b des BImSchG im August dieses Jahres). Ist Repowering keine Option, bleibt die Frage nach einer lohnenden Alternative. Denn viele der Anlagen sind durchaus noch einsatzfähig und erfüllen die technischen Voraussetzungen, um Weiterbetriebzertifikate für mehrere Jahre zu erhalten. Klassische Alternativen sind:

- Netzeinspeisung (Voll/Überschuss) ohne feste Vergütung (bei aktuellen Stromhandelspreisen realisierbar, doch ohne Planungssicherheiten)

- Direktvermarktung (wie auch Power Purchase Agreements; PPA)

Wenn sich solche Konzepte allerdings für Betreiber:innen finanziell nicht lohnen, steht oftmals nur noch der Rückbau als Ultima Ratio – ein Rückschlag nicht nur für die Pionierinnen und Pioniere der Windenergiebranche, sondern für die gesamte Energiewende.

Zeitgleich mit dem Ende der ersten EEG-Förderungen stellte die Bundesregierung im Juni 2020 die nationale Wasserstoffstrategie vor. Das Ziel: Bis 2030 sollen 5 GW Erzeugungsleistung für die Wasserelektrolyse und damit zur Herstellung von grünem Wasserstoff installiert werden<sup>1</sup>. **Hierfür wird ein Bedarf an grünem Strom von jährlich 20 TWh angegeben – fast exakt die Energiemenge, die von den bis 2030 ausgeförderten und nicht repowerbaren WEA produziert wird!** Können also die ausgeförderten WEA zur Deckung dieses Bedarfs beitragen und sich auf diesem Weg eine rentable Weiterbetriebsoption sichern? Um dies zu beantworten, müssen zunächst weitere Fragen gelöst werden:

## Warum überhaupt mit Wasserstoff auseinandersetzen?

Als chemischer Energieträger kann Wasserstoff sowohl energetisch als auch zur stofflichen Nutzung eingesetzt werden, und das zeitlich hoch flexibel, da das Molekül einfach gespeichert werden kann. So kann →

<sup>1</sup> der Koalitionsvertrag der Ampel sieht vor, diese Ziele deutlich ambitionierter zu formulieren und bis 2030 auf 10 GW Elektrolyseleistung zu verdoppeln



Interessiert?  
Jetzt anrufen!  
0511 123 573-347

## Sichtinspektionen? Genau unser Ding!

- Kompetent
- Wirtschaftlich
- Zuverlässig

[www.windwaerts.de](http://www.windwaerts.de)



Wasser in Elektrolyseuren unter Einsatz von Strom in Sauerstoff (O) und Wasserstoff (H<sub>2</sub>) aufgespalten und zur Langzeitspeicherung der Energie eingesetzt werden. Mit einer Speicherdauer von Stunden bis Monaten kann der problematische saisonale Versatz zwischen Verfügbarkeit und Bedarf an erneuerbarer Energie zwischen Sommer und Winter ausgeglichen werden. Außerdem kann die Wasserstofftechnologie (Elektrolyseur und Brennstoffzelle) das Netz bei Stromschwankungen entlasten oder stabilisieren und so zur Versorgungssicherheit mit 100 % erneuerbaren Energien beitragen. Diese Eigenschaften machen Wasserstoff zu einem Schlüsselement in der „Energiewende 2.0“!

### Doch wo wird Wasserstoff eingesetzt und gibt es nicht effizientere Alternativen?

Ein möglicher Anwendungsfall findet sich im Mobilitätssektor. Schon jetzt etablieren sich mehr und mehr Brennstoffzellenfahrzeuge, im privaten aber auch im Bereich der kommunalen Fahrzeuge oder öffentlichen Transportmittel. Sein großes Potenzial zur Dekarbonisierung entfaltet Wasserstoff allerdings dort, wo es keine Alternativen, also keine Möglichkeit zur Elektrifizierung gibt. Darunter fallen unter anderem die Stahlindustrie, die chemische Grundstoffindustrie aber auch Zementwerke und Raffinerien. Doch auch im Logistiksektor scheiden batterieelektrische Antriebe für weite und schwere Transporte zu Wasser, zu Land oder in der Luft aus. Hier kann Wasserstoff zu der notwendigen Dekarbonisierung beitragen.

Insgesamt können durch den direkten Einsatz von grünem Wasserstoff im gesamten Industriesektor nahezu 60 % der globalen CO<sub>2</sub>-Emissionen vermieden werden. Der prognostizierte Bedarf an grünem Wasserstoff wird daher enorm steigen – ihn gilt es in den kommenden Jahren und Jahrzehnten zu decken.

### Wo soll der ganze Wasserstoff herkommen?

Perspektivisch soll grüner Wasserstoff im großen Stil aus großtechnischen, zentralen Elektrolyseuren in Deutschland bezogen oder importiert werden – bisher noch Zukunftsmusik, da sich entsprechende Projekte erst in der (frühen) Planung befinden. Eine Alternative, die bereits heute umgesetzt werden kann, ist die dezentrale Wasserstoffherzeugung nah am H<sub>2</sub>-Einsatzort mit kleinen (< 1MW) bis mittelgroßen (< 5MW) Elektroly-

seuren, zudem mit konkreten Vorteilen und Verkaufsargumenten für den so erzeugten Wasserstoff:

- Die Transportstrecken und resultierende Kosten sind kleiner
- Der CO<sub>2</sub>-Fußabdruck wird minimiert, welchen auch grüner Wasserstoff bei seinem Transport hinterlässt
- Notwendigkeit zum Redispatch wird verringert
- Der Wasserstoff kann günstiger als Strom transportiert werden



## Weiterbetrieb mit Wasserstoff

Durch ganzheitliche und optimierte System-Modellierung bewerten wir gemeinsam mit Ihnen:

- das H<sub>2</sub>-Potenzial für Ihre post-EEG Anlagen
- Ihre Handlungsoptionen

**CRATOS**

h2@cratos.de  
0511 / 848 699 30  
www.cratos.de

**Sprechen Sie uns gerne an!**

### Doch wie kann der Wasserstoff zu seinem Einsatzort transportiert werden und welche Speichermöglichkeiten gibt es?

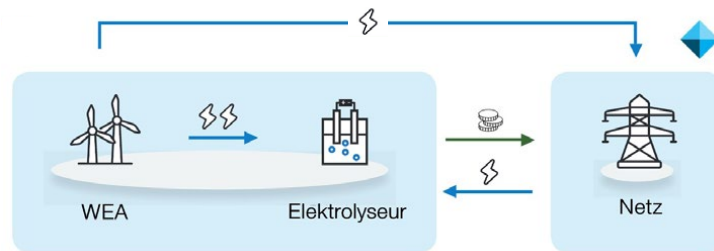
Ist eine direkte Abnahme oder ein Anschluss an ein lokales Wasserstoff-/Gasnetz nicht möglich, muss das Gas zwischengespeichert werden. Für kleine bis mittelgroße Elektrolyseure hat sich der Druckgasspeicher etabliert. Auf sogenannten Tube Trailern (Gastank-LKW-Anhänger) sind solche Druckgasspeicher direkt mit dem Transportmittel kombiniert. Die Tube Trailer werden mit zwischengeschaltetem Kompressor an den Elektrolyseur angeschlossen, befüllt und durch den nächsten Anhänger mit leeren Speichern abgelöst. Auf den Trailern werden die vollgetankten Tubes zum Einsatzort des Wasserstoffs gebracht, wobei jede Ladung problemlos →

500kg H<sub>2</sub> bei 200bar fassen kann. Diese Mobilität ermöglicht auch in abgelegenen Gebieten eine Wasserstoffinfrastruktur.

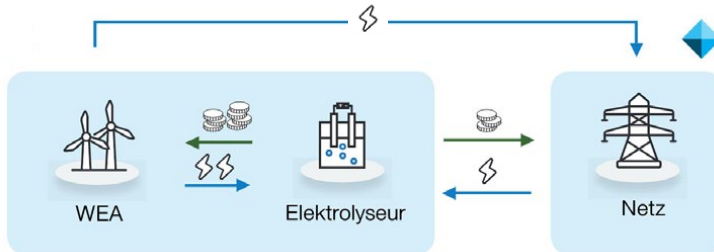
## Hier kommen die Windenergieanlagen ins Spiel!

Die Erzeugung von grünem Wasserstoff mittels Elektrolyse direkt am Windpark stellt ein mögliches Szenario dar. Grundsätzlich ergeben sich durch die gesetzlichen Voraussetzungen verschiedene Betriebskonzepte, eine WEA mit einem Elektrolyseur zu verbinden.

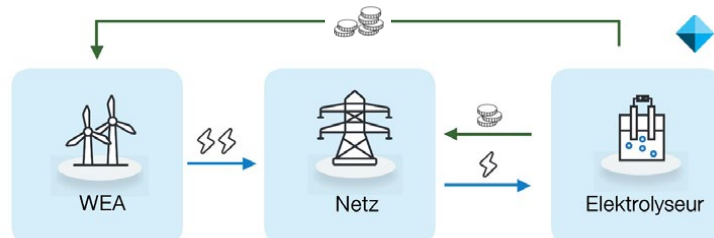
1. Versorgung des Elektrolyseurs mit Windstrom aus dem eigenen Unternehmen im Sinne der Eigenversorgung



2. Stromversorgung des Elektrolyseurs in unmittelbarer räumlicher Nähe durch direkte Stromleitung und on-site Power Purchase Agreement (PPA)



3. Stromversorgung des Elektrolyseurs mit off-site PPA, unabhängig vom Ort der Stromerzeugung über das Stromnetz



Bei der ersten Variante sind die H<sub>2</sub>-Gestehungskosten am geringsten, da weder Netzentgelte noch Umlagen für den eingesetzten Strom anfallen. Doch auch ein PPA mit einem Elektrolyse-Unternehmen kann rentabler als mit anderen Abnehmer:innen sein. Denn Hersteller:innen von grünem Wasserstoff sind von der EEG-Umlage und bestimmten Netzentgelt-verbundenen Abgaben befreit, sodass diese tendenziell bereit sind, einen höheren Preis pro kWh zu zahlen. Denn aus der Perspektive von Elektrolysebetreiber:innen gibt es kaum günstigere Strombezugsarten als aus ausgeführten EE-Anlagen.

## Aber sind die Investitionskosten rund um Wasserstoff heute nicht immer noch unwirtschaftlich hoch? Kann sich daraus wirklich ein Weiterbetrieb mit Potenzial ergeben?

Ja, in dieser Weiterbetriebsoption steckt Potenzial! Und ja, die Investitionskosten sind hoch, doch durch Lern- und Skaleneffekte haben diese bereits abgenommen – eine Entwicklung, die sich in den kommenden Jahren fortsetzen wird. Um einem Abwarten und Hinauszögern von Investitionen entgegenzuwirken (denn das würde die Entwicklung von Lern- und Skaleneffekte verlangsamen), hat die Bundesregierung für die aktuelle frühe Phase des H<sub>2</sub>-Markthochlaufs Fördermittel bereitgestellt. Mit über 7 Mrd. Euro sollen Projekte zur Erreichung der Ziele der nationalen Wasserstoffstrategie gefördert werden. Ein frühes Handeln kann hier den Zugang zu Fördermitteln sichern.

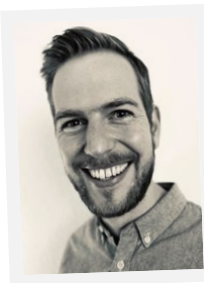
Doch auch ohne Fördergelder und mit den aktuellen Investitionskosten zeigen sich attraktive Investitionskostenrechnungen. Wie hoch das Potenzial für konkrete ausgeführte Anlagen ist, muss im Einzelfall analysiert werden. Für diese Einzelfallbetrachtung müssen sowohl die Stromerzeugung (WEA), die Wasserstoffgewinnung (Elektrolyse) als auch die anschließenden Schritte (Speicherung, Transport, Anwendung) der Wasserstoff-Wertschöpfungskette berücksichtigt werden. Nur so lassen sich die spezifischen H<sub>2</sub>-Gestehungskosten berechnen und das optimierte System über den Business Case bewerten.

Betreiber:innen, die sich mit der Frage zum Post-EEG-Weiterbetrieb auseinandersetzen, sollten daher die Wasserstoff-Potenziale nicht außer Acht lassen. Hier bedarf es einer konkreten Betrachtung und, auf →

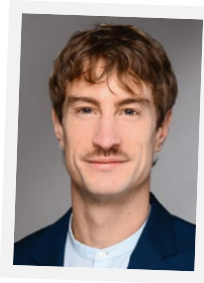


dieser belastbaren Grundlage, einer bewussten Entscheidung für oder gegen einen Weiterbetrieb mit kombinierter Erzeugung grünen Wasserstoffs. So können Sie (erneut) Pionier:innen werden und die „Energiewende 2.0“ aktiv mitgestalten.

**Christoph Schunke**, Manager bei CRATOS GmbH. Mit einem Hintergrund im Maschinenbau sowie Sustainability Economics und Management realisiert er als Projektmanager mit CRATOS Kundenprojekte im Energiesektor. Seine Schwerpunkte sind unter anderem die Geschäftsmodellentwicklung und -analyse im sich entwickelnden Wasserstoffbereich.



**Ole Heins**, Manager bei CRATOS GmbH. Als Maschinenbau- und Wirtschafts-Ingenieur realisiert er mit CRATOS Projekte und die Entwicklung von Geschäftsbereichen für Kund:innen im Energiesektor. Dabei sind seine Schwerpunkte unter anderem die Entwicklung ganzheitlicher Energielösungen, mit dem zugehörigen Projekt- und Changemanagement.



## Impressum

### Herausgeber

Bundesverband WindEnergie e. V. (BWE),  
EUREF-Campus 16, 10829 Berlin  
V.i.S.d.P. Wolfram Axthelm, Geschäftsführer

### Konzept und Umsetzung

BWE-Service GmbH c/o Bundesverband  
WindEnergie e. V., Benjamin Gruhn und  
Jannis Moss

### Redaktion

Nicht namentlich gekennzeichnete Artikel:  
BWE-Service GmbH

### Text

Die Texte geben die jeweilige Auffassung der  
Autoren wieder. Diese muss nicht unbedingt  
jener des BWE entsprechen.

### Gestaltung

Stefanie Weyer, Art Direktion

### Druck

O/D Ottweiler Druckerei und Verlag GmbH

### Anzeigen

Bundesverband WindEnergie e. V.  
Klaus Barkeling, k.barkeling@wind-energie.de,  
Tel.: +49 30 212341-177  
Nikos Fucicis, n.fucicis@wind-energie.de,  
Tel.: +49 30 212341-178

Ausgabe 4/2021 (Dezember 2021)

## Änderungen im EEG und im EnWG: Startschuss für Energiespeicher?

Für ein Energiesystem der Zukunft ist es unabdingbar, dass Energiespeicher neben Erzeugung, Transport und Verbrauch als vierte systemische Säule anerkannt werden. Stattdessen ist es in Deutschland zu einer kleinmütigen Umsetzung europäischer Vorgaben gekommen.

Der Gesetzgeber entwickelt den Rechtsrahmen für Speichertechnologien in Deutschland mit Trippelschritten weiter. So bringt das Gesetz zur Umsetzung unionsrechtlicher Vorgaben und zur Regelung reiner Wasserstoffnetze im Energiewirtschaftsrecht einige Verbesserungen im EnWG und EEG für die rechtliche Behandlung von Speichern mit sich. Es gibt nunmehr sogar endlich eine Definition. Allerdings wurde erneut die Gelegenheit verpasst, Speicher als vierte Säule des Energiesystems zu etablieren, das Ausschließlichkeitsprinzip für Speicher abzuschaffen und den Rechtsrahmen zu vereinfachen.

### Eine Definition für Energiespeicher

Hurra – es gibt endlich eine Definition von Speichern im deutschen Energierecht. Allerdings: Während das Europarecht explizit die zeitliche Verschiebung zwischen Speicherung und endgültiger Nutzung in den Fokus nimmt und dadurch Speicher als neue, vierte Säule des Energiesystems neben Erzeugung, Transport und Verbrauch aufstellt, wird im deutschen Recht ohne Berücksichtigung der zeitlichen Verschiebung die bisherige Systematik beibehalten. Die Einspeicherung soll ein Letztverbrauch und die Ausspeicherung eine Erzeugung sein. So sind „Energiespeichieranlagen“ nunmehr nach § 3 Nummer 15d EnWG definiert als „Anlagen, die elektrische Energie zum Zwecke der elektrischen, chemischen, mechanischen oder physikalischen Zwischenspeicherung verbrauchen und als elektrische Energie erzeugen oder in einer anderen Energieform wieder abgeben“.

Diese Einordnung bleibt problematisch, weil dadurch bei der Einspeicherung weiterhin im Grundsatz Ansprüche gegen den Betreiber auf Zahlung sämtlicher Entgelte, Abgaben und Umlagen für Letztverbrauch entstehen. Wird die gespeicherte Elektrizität wieder in das Netz zurückgespeist und von einem Dritten „tatsächlich letztverbraucht“, fallen →

diese erneut an. Um derartige Doppelbelastung des Stroms zu vermeiden, enthält der Rechtsrahmen inzwischen einen bunten Strauß an Ausnahmeregelungen. Die bürokratische Bürde, verschiedene Anforderungen dieser vielfältigen kleinteiligen Ausnahmeregelungen zu beachten und die Einhaltung nachzuweisen, trägt nach diesem Konzept weiterhin der Speicherbetreiber. Oft genug gelingt dies nach wie vor nicht oder wird zu teuer.

## Verbesserungen bei der Vermeidung von Doppelbelastung mit Abgaben und Umlagen

Dennoch gibt es einigen Fortschritt bei der Beseitigung von Doppelbelastungen von Speichern. So wurden durch die EnWG-Novelle nunmehr auch in Bezug auf die letzten verbliebenen netzgebundenen Strompreisbestandteile (§ 19 StromNEV-Umlage und AbLaV-Umlage) Verweise auf die Saldierungsregelung im EEG (§ 61I) eingeführt. Der auch weiterhin komplexe § 61I EEG wird damit mehr und mehr zur zentralen Grundnorm des Energierechts zur Vermeidung von Doppelbelastungen von Speichern. Allerdings wurden die hohen Anforderungen des § 61I EEG an die Messung aller denkbaren Strommengen etwas gelockert. So ergibt sich zumindest aus der Gesetzesbegründung, dass der eine oder andere Zähler im dezentralen Energiekonzept zukünftig wegfallen soll und stattdessen im Messkonzept sogenannte Vorrang- und Nachrangregelungen etabliert werden dürfen. Der Teufel steckt hier jedoch auch weiterhin im Detail. In komplexeren Systemen und bei der Nutzung von DC-gekoppelten Speichern bleibt die Erfüllung der Mess- und Melde-Anforderungen des § 61I EEG eine große Herausforderung.

## Speicher für das Netz

Netzbetreiber dürfen auch weiterhin nicht Eigentümer eines Speichers sein, diesen nicht errichten oder betreiben. Dieser Grundsatz kann nur nach einer erfolglosen Ausschreibung (sog. Markttest) oder im Fall von vollständig integrierten Netzkomponenten durchbrochen werden. Die entsprechenden Regelungen finden sich in den neuen § 11a und 11b EnWG. Eine Chance für Dritte, Speicher zu errichten, könnten dabei die vorgesehenen offenen, transparenten und diskriminierungsfreien Ausschreibungsverfahren werden. Interessant ist dabei für Dritte, dass ein über lange Strecken des Gesetzgebungsverfahrens vorgesehenes grundsätzliches Vermarktungsverbot gleichsam „in letzter Sekunde“ durch

eine Regelung ersetzt worden ist, wonach der Dritte die von ihm angebotene Energiespeicheranlage so planen und errichten darf, dass deren Leistungsfähigkeit die durch die Netzbetreiber gesetzten Anforderungen übertrifft. Wenn die Anlage zeitweise oder dauerhaft nicht für die Erfüllung der Vereinbarung mit dem Netzbetreiber benötigt wird, dürfen Leistung und Arbeit in diesem Umfang durch den Dritten auf Strommärkten veräußert werden. Dementsprechend sind hier echte Multi-Use-Konzepte denkbar. Im Detail hängen die Marktchancen für Speicher hier allerdings maßgeblich von den erst noch von der BNetzA zu definierenden Modalitäten der Ausschreibungen ab.

## Speicher in Innovationsausschreibungen

Ein Treiber für die Installation von Speichern – zumindest bei PV-Anlagen – sind die Innovationsausschreibungen, an denen inzwischen nur noch sogenannte Anlagenkombinationen teilnehmen dürfen. Das Volumen der Innovationsausschreibungen beträgt in den kommenden Jahren zwischen 600 und 850 Megawatt und ist als relevant einzustufen. Anlagenkombinationen sind ein „Zusammenschluss von mehreren Erneuerbare-Energien-Anlagen oder von Speichern mit Erneuerbare-Energien-Anlagen, die über einen gemeinsamen Verknüpfungspunkt Strom in das Netz der allgemeinen Versorgung einspeisen“. Hier kommen also Speicher ins Spiel. Neue Regelungen führen dabei zu mehr Klarheit in Bezug auf die Dimensionierung von Speichern in Anlagenkombinationen. Die Anlagenkombination muss demnach einen Speicher enthalten, dessen installierte Leistung mindestens 25 Prozent der installierten Gesamtleistung der →



## DAS MODERNE BNK SYSTEM

- / Unabhängig von Hersteller und Service einsetzbar
- / Geringe Investitions- und Betriebskosten
- / Ideal bei einem Vollwartungsvertrag
- / ISO zertifiziert
- / Patentgebühr inklusive
- / Baumusterprüfung durch AviaCert
- / Geringe Einschaltzeiten
- / Für einzelne Windenergieanlagen und für Windparks
- / Auch für Mischparks geeignet



Jetzt dein Angebot anfordern!  
[www.bnk-wind.de](http://www.bnk-wind.de)  
 0711-508863606

/// PROTEA TECH

Anlagenkombination entspricht und dessen Energiespeicherkapazität mindestens eine Einspeicherung von zwei Stunden der Arbeit der Nennleistung der Energiespeichertechnologie ermöglicht. Aus Sicht von Multi-Use-Speichern blieben allerdings Ausschließlichkeitsanforderungen problematisch, wonach der zwischengespeicherte Strom „ausschließlich in den anderen Anlagenteilen zu erzeugen“ ist. Die Einspeicherung von Strom aus dem Netz, beispielsweise zur Bereitstellung von Regelenergie, ist damit in Anlagenkombinationen ausgeschlossen.

## Das Ausschließlichkeitsprinzip bleibt bestehen

Weiterhin unverändert bleibt das sog. speicherbezogene Ausschließlichkeitsprinzip nach dem EEG. Danach „verseucht“ beispielsweise eine einzelne Kilowattstunde Graustrom aus dem Netz der allgemeinen Versorgung den gesamten Speicher auch wenn im übrigen Strom aus EE-Anlagen eingespeichert worden ist. Der Grünstrom kann dem Speicher somit nicht wieder entnommen werden, die Grünstromeigenschaft bleibt unwiederbringlich verloren. Dies steht jedoch im Spannungsfeld zum Europarecht, da nach europarechtlichen Vorgaben das Recht besteht, erneuerbare Energie auch nach der Speicherung noch mittels Verträgen über den Bezug von erneuerbarem Strom zu verkaufen (Art. 21 Abs. 2 lit. a der EE-Richtlinie). Eine gerichtliche Klärung, ob das Ausschließlichkeitsprinzip mit dem Europarecht vereinbar ist, dürfte durchaus interessant werden. Das gilt übrigens auch für das sogenannte Eigenversorgungsverbot in § 27a EEG, das ebenfalls unverändert fortbesteht und dessen Vereinbarkeit mit dem Europarecht ebenfalls zu bezweifeln ist (siehe Art. 21 Abs. 6 lit. e) der EE-Richtlinie).

## Fazit

In der Gesamtbetrachtung ist in Deutschland eine minimalistische Umsetzung der ambitionierten europäischen Vorgaben der EE- und der EBM-Richtlinie für Speicher erfolgt. Die EU-Steilvorlage hätte durchaus mutiger verwandelt werden können. Gleichzeitig bleibt: Speicher stellen eine Schlüsseltechnologie der Zukunft dar. Dies geht auch am deutschen Energierecht nicht vorbei. Speicher finden immer stärker Berücksichtigung, Doppelbelastungen und Hemmnisse werden sukzessive reduziert. Weiterhin bleibt aber zu konstatieren, dass Speicher ihr technisches Potential in vielen Fällen auch zukünftig nicht voll ausschöpfen können. Multi-Use ist aber das Gebot des Energiesystems der Zukunft, damit Speicher ihre Flexibilität voll zur Verfügung stellen können. Es bleibt Aufgabe der neuen Bundesregierung, die Weichen eindeutig in diese Richtung zu stellen.

**Dr. Florian Valentin** ist Rechtsanwalt und Partner bei von Bredow Valentin Herz Partnerschaft von Rechtsanwälten mbB in Berlin.



- Technische Leistungen von der Entwicklung bis zum Betrieb von WEA und Windpark
- Lösungen für technischen und wirtschaftlichen Weiterbetrieb
- SCADA Daten Auswertung und Performance Analysen
- Fehleranalyse und Fehlermanagement
- BNK Umrüstungen für WEA und Flugbefuerung

## Transponder BNK

- **Präzise Detektion**  
Zugelassen und sicher  
Keine ungerechtfertigte Licht-An-Zeit
- **Einfache und wirtschaftliche Integration**  
Von der Einzelanlage zum flächendeckenden BNK-Gebiet
- **In Serienproduktion**  
Sofort lieferbar und erweiterbar
- **Erste Projekte umgesetzt**  
Schnittstellenlösungen für sämtliche WEA- und Befuerungstypen verfügbar



## Wie die Betriebsdauer einer Anlage verlängert werden kann

Drohngestützte Inspektion und berührungslose Blitzschutzmessung als Schwerpunkt für den Weiterbetrieb von Windkraftanlagen



Mehr Informationen in der „Technischen Richtlinie zur Prüfung der Blitzschutzanlage an Windanlagen“

Die Entwurfslebensdauer einer durchschnittlichen Windkraftanlage richtet sich nach deren jeweiligen Typenprüfung und den zugehörigen Lastannahmen. Nach Ablauf der vom Hersteller veranschlagten Betriebsdauer, in der Regel 20 Jahre, erlischt die Genehmigung nach BImSchG. Das muss aber nicht zwangsläufig eine Stilllegung oder Rückbau bedeuten. Viele Anlagen sind für den Weiterbetrieb geeignet. Die Genehmigung für einen Weiterbetrieb ist mit entsprechender Prüfung möglich.

Maßgeblich hierfür sind drei Richtlinien: die DiBt Richtlinie, die Grundsätze des BWE (Arbeitskreis Weiterbetrieb) und der Germanische Lloyd.

Auf Grundlage dieser Guidelines ergeben sich für die BPW (Bewertung und Prüfung für den Weiterbetrieb) zwei Komponenten:

1. Theoretischer Teil: Ermittlung der Weiterbetriebsdauer mithilfe eines rechnerischen Nachweises (Analyse)
2. Praktischer Teil: Inspektion der Windkraftanlage vor Ort

Der rechnerische Nachweis des ersten Teils dient zur Bestimmung des standortspezifischen Potentials im Vergleich zur ursprünglichen Auslegung. Je nach Grundlage kann dieser von einer Neuberechnung bis hin zu einer Ergänzungsberechnung auf Basis der ursprünglichen Typenprüfung reichen.

### Wartungsberichte bereithalten

Die Betreiber von Windkraftanlagen müssen im praktischen Teil eine ausführliche Inspektion durch einen Sachverständigen durchführen lassen. Diese entspricht in der Regel dem Aufwand einer wiederkehrenden Prüfung.

Zudem muss der Betreiber vorab einiges an Informationsmaterial für die BPW bereitstellen. **Es müssen daher neben der Genehmigung und Be-**

**triebs- und Ertragsdaten, viele weitere Informationen zusammengetragen werden. Dazu zählen bspw. auch die Wartungsberichte, die Berichte aller vorausgegangenen technischen Überprüfungen und die Ergebnisse der wiederkehrenden Prüfung. Letzteres ist für den Weiterbetrieb besonders wichtig, denn nur durch regelmäßige Inspektionen können mögliche Schäden frühzeitig erkannt und durch Reparaturen behoben werden, dadurch verlängert sich die Lebensdauer deutlich.**

Für den praktischen Teil, die Inspektion vor Ort, werden neben Verbindungsbauteilen, Sicherheitssystemen und tragenden Elementen vor allem die Tragstruktur (Turm und Gründung), die Rotorblätter, die Nabe und die Blitzschutzanlage geprüft. **Für den Weiterbetrieb ist aber nicht nur der Zustand ausschlaggebend, sondern auch die Betriebsstunden und vor allem die Instandhaltung.**

### Regelmäßige Prüfungen können den Weiterbetrieb sichern

Daraus lässt sich ableiten, dass regelmäßige visuelle Inspektionen inklusive Blitzschutzmessung gewährleisten können, dass eine Anlage über die regulär genehmigte Betriebsdauer von 20 Jahren genutzt werden kann. Meist sind Inspektionen mit hohem Zeitaufwand auf Grund begrenzter Dienstleister-Ressourcen, langen Stillstandzeiten wegen des hohen Aufwandes und letztlich mit entsprechend hohen Kosten verbunden.

Mittlerweile gibt es aber Verfahren, welche die Inspektion von Windkraftanlagen erheblich erleichtern. Beispielsweise das automatisierte, drohngestützte Verfahren inklusive berührungsloser Blitzschutzmessung, welches nach kurzer Schulung selbstständig eingesetzt werden kann. Dadurch kann der Betreiber den Zeitpunkt der Inspektion bestimmen und die Stillstandzeit sehr geringhalten. Das vereinfacht den Prozess der wiederkehrenden Prüfung enorm. Das Inspektionsverfahren kann sowohl für die Rotorblätter als auch für den Turm angewendet werden und bietet zusätzlich eine berührungslose Blitzschutzmessung.

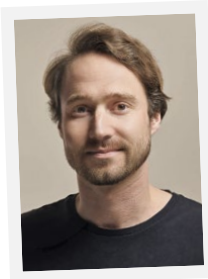
Die Kernidee des innovativen Verfahrens besteht in der nicht-invasiven Einspeisung eines elektromagnetischen Feldes in die Blitzschutzableitung sowie in dem berührungslosen Abflug der Rotorblätter mittels einer Drohne. Die Lokalisierung von möglichen Schadstellen ist dadurch präzise →



möglich und für eine Reparatur auch nachträglich jederzeit nachvollziehbar. Die Zeit- und Kostenersparnis des Verfahrens im Gegensatz zu herkömmlichen Methoden ist enorm. Nach Aktualisierung der BWE-Richtlinie zur Blitzschutzprüfung im März 2021 können auch alternative Prüfmethode für die Untersuchung der Blitzschutzeinrichtung zum Einsatz kommen, sofern diese von einer unabhängigen und akkreditierten Stelle validiert und verifiziert sind. Das Verfahren ist das weltweit einzige alternative Prüfverfahren, welches seit Juni 2021 von TÜV SÜD validiert und verifiziert ist.

## Fazit

Der Betrieb einer Windkraftanlage kann durch regelmäßige Wartung und Inspektionen und Prüfung der Blitzableitung durchaus über die 20 Jahre hinaus erfolgen. Wenn dabei entsprechend innovative Verfahren genutzt werden, können zudem Zeit und Kosten gespart werden.



**Florian Zimmer**, Head of Project Management bei TOPseven

**TOP7**  
MAKING DRONES SMARTER.

### Berührungslose Blitzschutzmessung und automatisierte Inspektion

- Visuelle Inspektion von Rotorblättern und Turm
- Patentierte, berührungslose Blitzschutzmessung – validiert und verifiziert von TÜV SÜD –
- Automatisierte, drohnengestützte Technologie
- Eigenständige Inspektion ohne spezialisierten Piloten

validiert  
von TÜV SÜD

verifiziert  
Patent EP 3 596 570

[TOPseven.com/demo](https://TOPseven.com/demo)



## Risikoanalysen – Eiswurf und Eisfall werden berechenbarer

Je nach Anforderungen der regionalen Behörden erfordert die Genehmigung von Windenergieanlagen (WEA) verschiedene Risikoanalysen: Zum Beispiel müssen Betreiber die Gefahren von Eiswurf oder Eisfall berücksichtigen. Neue Rechenmodelle ermöglichen genauere Analysen und gezieltere Maßnahmen, was Kosten spart.

Im Winter 2020/21 gelangte von Anfang bis Mitte Februar vor allem Deutschlands Norden, später auch das gesamte Land, in den Einflussbereich skandinavischer Hochdruckgebiete. Das sorgte vorübergehend für eisige Kälte mit gebietsweisen Temperaturen unter  $-20\text{ °C}$ . Beispielsweise verzeichnete Schleswig-Holstein insgesamt 12 Eistage bei maximal  $0\text{ °C}$ .<sup>1</sup> Auch mit dem kommenden Winter geraten wieder verstärkt Risiken in den Blick, die bei kälteren Temperaturen auftreten können: Sammeln sich Frost und Schnee auf den Rotorblättern von Windenergieanlagen, besteht zum Beispiel die Gefahr von Eisfall oder Eiswurf. →

<sup>1</sup> [www.dwd.de/DE/presse/pressemitteilungen/DE/2021/20210226\\_deutschlandwetter\\_winter2020\\_2021.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=5](https://www.dwd.de/DE/presse/pressemitteilungen/DE/2021/20210226_deutschlandwetter_winter2020_2021.pdf?__blob=publicationFile&v=5)



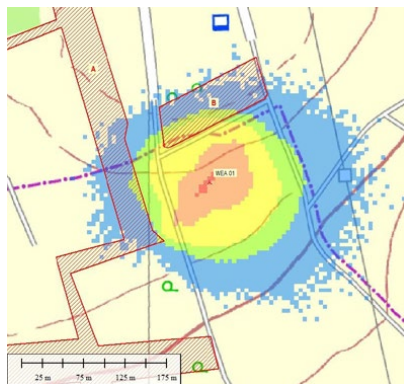


Die meisten WEA verfügen über ein Eiserkennungssystem, das die Anlage bei Vereisung abschaltet oder in den sogenannten Trudelbetrieb versetzt. Dabei werden die Rotorblätter aktiv aus dem Wind gedreht und die Rotordrehzahl reduziert. Taut es anschließend, lösen sich die Eisstücke von der Anlage und fallen ab (Eisfall). Starker Wind kann sie in Einzelfällen bis zu mehrere hundert Meter weit verwehen. Erkennt das System die Vereisung nicht zuverlässig oder ist kein Eiserkennungssystem verbaut, bleibt die Anlage im Betriebsmodus und wirft die Eisstücke bei einer hohen Umdrehungsgeschwindigkeit ab (Eiswurf). Dadurch vergrößert sich der potenziell gefährdete Bereich um die Anlage.



## Gefahren erkennen und beherrschen

Sachverständige untersuchen die Risiken bestehender Windparks oder neuer Anlagen auf Basis der regulatorischen Anforderungen vor Ort. Dafür berücksichtigen sie zahlreiche standortspezifische Parameter wie die Topografie, die meteorologischen Eingangsdaten und die Anlagenkonfigurationen.



Beispielsweise hat das Höhenprofil der Landschaft Einfluss darauf, wie weit die Eisstücke fallen. Bei der Simulation spielen die zu erwartenden Vereisungstage ebenfalls eine Rolle (meist 10 bis 20 Tage im Jahr). Das kritische Temperaturfenster bewegt sich dabei zwischen minus 2°C bis plus 1°C, während die Luft bei geringeren Temperaturen (bspw. minus 10°C) zur Eisbildung bereits zu trocken ist.

Die Sachverständigen beziehen neben Anlagenkenndaten wie die Drehzahlkennlinien auch die Windverhältnisse in die Berechnungen ein, etwa welche Windgeschwindigkeiten und -richtungen zu erwarten sind.

Anhand dieser Parameter simulieren sie den Eisfall von der Anlage und den Eiswurf unter dem Windeinfluss. Daraus entsteht eine Verteilung von fiktiven Eisstücken um die Anlage, aus der sich die Wahrscheinlichkeit von Personenschäden berechnen lässt. Dafür werden Berechnungsmethoden verwendet, die den möglichen Eisfall präzise simulieren. Statt zwei vorge-

gebene Größen von Eisstücken anzunehmen, bildet ein Zufallsgenerator die Gewichtsverteilung der simulierten Eisstücke realistischer ab. Bei der Modellierung der Eisstücke werden die beiden Vereisungsszenarien Rau- und Klareis verwendet.

Das individuelle Risiko für eine beliebige Person berechnen Experten aus

- der Wahrscheinlichkeit, dass an einer bestimmten Stelle ein Eisstück landet,
- der Häufigkeit, dass sich dort Personen befinden (bspw. Winterwanderwege) und
- dem zu erwartenden Schadensausmaß.

Um einen sicheren Betrieb zu gewährleisten, unterstützen die Prüfingenieure ggf. bei risikomindernden Lösungen. Technische Maßnahmen sind etwa die Installation einer Rotorblattheizung, was auch die Ertragsausfälle aufgrund von Vereisung minimieren kann. Kosteneffiziente, organisatorische Maßnahmen sind beispielsweise das Aufstellen von Warnhinweisschildern, damit betroffene Wege an potenziellen Vereisungstagen vermieden oder bei Arbeiten in der Umgebung Schutzhelme getragen werden.

## Fallbeispiel aus Bayern

Der Betreiber einer 3 MW-Anlage mit 135 m Nabenhöhe und einem Rotordurchmesser von 101 m beauftragte eine Eisfallanalyse. In einem →

**enova service**

**starkes team. starker service.**  
Spezialist für ENERCON WEA

- Innovativ, persönlich und transparent
- Vom Basis- bis zum Vollwartungsvertrag inkl. Großbauteile
- Wirtschaftlicher Weiterbetrieb 20+ mit optimiertem PPA

[www.enovaservice.de](http://www.enovaservice.de)

Abstand von mindestens 60 m befanden sich westlich und nördlich der WEA zwei Obstplantagen, auf denen in den Herbst- und Wintermonaten gearbeitet wird.

**Netzwerk windexperts**  
 EXPERTISE SEIT 2002  
**Prüfungen auf höchstem Niveau**  
 Netzwerk Sachverständiger für Windenergieanlagen

**[Weiterbetrieb]**

„Nach 20 Jahren muss nicht Schluss sein! Unsere fundierte Prüfung und Bewertung öffnet die Tür für den Weiterbetrieb.“  
 Heiko Klawitter  
 a.b.u.v. Sachverständiger

>1.000 geprüfte WEA

energie profile Ingenieurbüro Glocker  
 MARTIN VELTRUP SACHVERSTÄNDIGENBÜRO  
 T+Z Gerster Ingenieurbüro für Technik mit Zukunft  
 windexperts

www.windexperts-netzwerk.de

Zur Eiserkennung nutzte die WEA das sogenannte Leistungskurven-Verfahren, bei dem über die Differenz der erwarteten zur tatsächlichen Leistung auf Eisansatz geschlossen wird. Allerdings funktioniert dieses System nur im Betrieb, wenn eine gewisse Leistung generiert wird. Zusätzlich ist deshalb ein Sensor auf der Gondel zur Erkennung von Eisansatzbedingungen installiert. Bei niedrigen Drehzahlen besteht dennoch die Gefahr von Eiswurf von den Rotorblättern. Die Prüfsachverständigen untersuchten, ob und inwieweit sich die Plantagenflächen im gefährdeten Radius befanden.

Vereisungsbedingt befand sich die WEA im Trudelbetrieb (maximal 3 U/min). Zur Risikominderung wurde die Gondel so positioniert, dass die Wurflinie des Rotors von den Plantagen abgewandt war. Um den Einfluss der Windgeschwindigkeit auf den Eisfall zu berücksichtigen, standen keine standortspezifische Winddaten zur Verfügung. Deshalb nutzten die Experten auf Basis eines Windgutachtens die Windstatistik einer meteorologischen Station in der Nähe. Allerdings unterliegt dieses Vorgehen Unsicherheiten, die sie durch eine Erhöhung der Windgeschwindigkeiten relativierten. Das führte zu einer konservativen Berechnung der Eisfallweiten.

Simuliert wurde der Eisfall für die Vereisungsszenarien Raureif und Klareis. Das meiste Eis wurde in unmittelbarer Nähe der Anlage abgeworfen (50 m Radius – weniger als die halbe Nabenhöhe). Die größten Fallweiten erreichte der leichtere Raureif (sehr selten über 155 m, aber bis zu 235 m). Aufgrund der Hauptwindrichtung aus dem Westen bzw. Südwesten wurden die Eisstücke aber eher gen Osten/Nordosten getragen. Demnach lag das Risiko für die Plantage im Westen im akzeptablen Bereich oder war sogar geringer, sodass dort keine Maßnahmen erforderlich waren.

Das größte Risiko für die Plantage im Norden lag im tolerablen Bereich, sodass nicht zwingend Maßnahmen erforderlich waren. Um das Risiko dennoch weiter zu reduzieren, empfahlen die Sachverständigen, eine Warnleuchte auf bzw. in der Nähe der Plantage anzubringen, die an das Eisansatzerkennungssystem der WEA gekoppelt ist. Vor dem Wiederauffahren in den regulären Betrieb sollte zudem die Eisfreiheit durch eine Sichtkontrolle vor Ort sichergestellt werden und bei Eisansatz ein Sicherheitsabstand von 85 m zur WEA eingehalten bzw. ein Schutzhelm getragen werden. →

## Weiterbetrieb: Ja oder Nein?

TÜV SÜD liefert Ihnen eine verlässliche Entscheidungsgrundlage.



Industrie Service

Mehr Wert.  
Mehr Vertrauen.

Viele Windenergieanlagen lassen sich über die im Typenzertifikat festgelegte Lebensdauer hinaus sicher und vor allem wirtschaftlich weiterbetreiben.

Unsere erfahrenen Experten haben dazu ein spezielles Bewertungsverfahren entwickelt:

- Analytisch-rechnerische Ergebnisse werden mit den Resultaten der praktischen Vor-Ort-Prüfung kombiniert.
- Sie erhalten das beste Ergebnis für eine einfachere Entscheidungsfindung.
- Unser Bericht wird von den zuständigen öffentlichen Stellen akzeptiert.

Weitere Informationen finden Sie online unter [www.tuvsud.com/windenergie](http://www.tuvsud.com/windenergie) oder kontaktieren Sie uns gern direkt.



## Fazit

Mit der Eisfallanalyse beugen Sie nicht nur Personen- und Sachschäden vor. Sie sorgen zudem für den Erhalt der Betriebsgenehmigung und Rechtssicherheit. Wer frühzeitig eine unabhängige Prüforganisation einbindet, vermeidet darüber hinaus Fehlinvestitionen.

### Dr.-Ing. Ulrich Jensen

Experte für Sicherheits- und Risikomanagement, TÜV SÜD Industrie Service GmbH

### Florian Weber

Gruppenleiter Site Assessment, Wind Service Center Regensburg, TÜV SÜD Industrie Service GmbH



Ihre Partner

## ... rund um Betrieb und Service



### ADDINOL Lube Oil GmbH

Am Haupttor, 06237 Leuna  
www.addinol.de  
] Betrieb & Service, Wartung & Instandhaltung



### cp.max Rotortechnik GmbH & Co. KG

Tel.: 0351 85 89 345-0  
info@cpmax.com | cpmax.com  
] Betrieb & Service, Sonstige Dienstleistungen



### Dark Sky GmbH

Bedarfsgesteuerte Nachtkennzeichnung  
www.dark-sky.com | Tel.: 0395 766 580 80  
] Planung, Betrieb & Service



### ENOVA Energieanlagen GmbH

Tel.: 04953 92 90-0  
www.enova.de  
] Betrieb & Service, Planung, Sonstige Dienstleistungen



### ERG Germany GmbH

Jungfernstieg 1, 20095 Hamburg  
germany@erg.eu | www.erg.eu  
] Betrieb & Service, Sonstige Dienstleistungen



### Green City AG

Zirkus-Krone-Str. 10, 80335 München  
ag@greencity.de | Tel.: 089 89 06 68-800  
] Betrieb & Service, Planung, Stromdienstleistungen



### Green Wind Group

Alt-Moabit 60a | 10555 Berlin  
www.greenwindgroup.de | info@greenwindgroup.de  
] Technische und kaufmännische Betriebsführung



### HD-Technic GmbH

Ingenieure | Sachverständige | Planer  
www.HD-Technic.com | info@HD-Technic.com  
] Gutachter, Planung, Sonstige Dienstleistungen



### juwi Operations & Maintenance GmbH

Tel.: 06732 96 57-5090 | info@juwi-om.de  
www.juwi-om.de  
] Betrieb & Service, Weiterbetrieb, Fernüberwachung



### NATEN Betriebsführung

Tel.: 05407 803 69 11 | info@naten.de  
www.naten.de  
] Betrieb & Service



### PIONEXT Service GmbH & Co. KG

Otto-Lilienthal-Straße 2, 55232 Alzey  
Tel.: 06731 405-700 | www.pionext.de  
] Betrieb & Service, Planung



### Plarad – Maschinenfabrik Wagner GmbH & Co. KG

Tel.: +49 2245 62-0  
info@plarad.de | www.plarad.de  
] Betrieb & Service, Sonstige Dienstleistungen



### Power of Nature - Windenergie

Tel.: 02543 930 45 74  
www.powernature.de  
] Gutachter, Planung, Sonstige Dienstleistungen



### REWITEC GmbH

Dr.-Hans-Wilhelmi-Weg 1, 35633 Lahnau  
info@rewitec.com | Tel.: 06441 445 99-0  
] Betrieb & Service, Wartung & Instandhaltung, Weiterbetr.



### SH Wind GmbH

Ringstraße 10, 25704 Nordermeldorf  
Tel.: 04832 601 12 04  
] Betrieb & Service, Gutachter, Sonstige Dienstleistungen



### Windwärts Energie GmbH

Tel.: 0511 123 573 0 | info@windwaerts.de  
www.windwaerts.de  
] Betrieb & Service



### wpd windmanager GmbH & Co. KG

Tel.: 0421 897 660 0  
windmanager@wpd.de | www.windmanager.de  
] Betrieb & Service



## Fristen, Pflichten, Meldungen – Was steht an?

Jeder Windparkbetreiber und Betriebsführer weiß: Beim Windparkbetrieb und dem Betrieb anderer Erneuerbare-Energien-Anlagen sind eine ganze Reihe von Fristen und Pflichten zu beachten. In dieser Serie stellen wir gemeinsam mit der Kanzlei von Bredow Valentin Herz in jedem Betreiberbrief eine Auswahl aktuell anstehender Fristen und Meldepflichten vor, insbesondere aus dem Energierecht. Aber Achtung – Vollständigkeit kann diese kleine Übersicht natürlich nicht beanspruchen. Wie immer gilt also: Informieren Sie sich immer gut zu den anstehenden Fristen, damit Sie hier keine Sanktionen riskieren!

Da wir an dieser Stelle bereits ausführlich zu verschiedenen wiederkehrenden und zum Jahreswechsel anstehenden Fristen berichtet haben, finden Sie nachfolgend eine kurze Übersicht über die wichtigsten bevorstehenden Fristen. Wenn Sie hierzu weitere Informationen suchen, finden Sie diese in den nachfolgend genannten BWE-BetreiberBriefen, wo neben der Frist auch weitere Hintergründe sowie die wichtigsten Inhalte und Vorgaben zur Form der jeweiligen Meldepflichten dargestellt wurden.

### 31. Dezember 2021 (siehe hierzu **BetreiBerbrief 3/2021**):

- Frist für Entlastungsanträge nach dem Stromsteuerrecht für das Jahr 2020
- Frist für die Mitteilung der im Jahr 2021 erhaltenen Anschlussförderungen für „Ü20-Anlagen“
- Ende der Übergangsfrist für das Schätzen von EEG-Umlagebelasteten Strommengen



### 28. Februar 2022 (siehe hierzu **BetreiBerbrief 1/2021**):

- Jahresmeldung für die EEG-Förderung
- Jahresmeldung für die EEG-Umlage bei reinen Eigenversorgungssachverhalten



**Dr. Bettina Hennig**, Rechtsanwältin und Partnerin bei von Bredow Valentin Herz Rechtsanwälte, Berlin, berät insbesondere Hersteller und Betreiber von EE-Anlagen, Projektentwickler, Energieversorgungs- sowie Energiehandelsunternehmen zum EEG, zum Stromsteuerrecht und energierechtlichen Fragestellungen im Allgemeinen. Frau Hennig ist regelmäßig als Kommentatorin zum EEG, Autorin, Herausgeberin und Referentin im Bereich des Energierechts tätig.



**Pavlos Konstantinidis**, Rechtsanwalt bei von Bredow Valentin Herz Rechtsanwälte, Berlin, berät seit 2016 zu energierechtlichen Fragestellungen und insbesondere dem deutschen und europäischen Recht der erneuerbaren Energien. Er trägt zu den Themen seiner Tätigkeitsschwerpunkte regelmäßig auf Konferenzen und Fortbildungsveranstaltungen vor.



# Retrofit für Windenergie

## Erhöhung der Produktivität und Lifetime

Das Bachmann-Portfolio für den Retrofit-Bereich reicht von standardisierter Softwareentwicklung nach IEC 61400-25, über modernste Schnittstellen wie OPC UA bis hin zum SCADA System. Auch im Bereich der Netzmessung sowie Pitchregelung gibt es optimale Lösungen, die auch als Teil-Retrofit einsetzbar sind.

### Windenergie-Automatisierung

Condition Monitoring

Netzmessung und  
-regelung

Wind Power SCADA

Retrofit

### Vorteile Retrofit

- Verlängerte Lebensdauer der Turbinen
- Minimale Investition für maximalen Ertrag
- Mehrertrag durch optimierte Regelung und vollen Parameterzugriff
- Kurze Stillstandszeiten durch planbare, optimierte Installation
- Zugriffsschutz und Datensicherheit
- Remotediagnose bietet Vorteile bei der Fehlererkennung, ermöglicht preventive Maintenance und verbessert die Verfügbarkeit
- Anpassbare und skalierbare Hard- und Software
- Unabhängigkeit vom Hersteller

# Windenergie 5.0

## Powered by Bachmann

*Bachmann electronic ist Weltmarktführer für Automatisierung und Monitoring in der Windenergie. Steigern Sie Ihre Produktivität durch den Einsatz unserer umfassenden Hard- und Softwarelösungen.*

Über die gesamte Anlagenlebensdauer definieren wir Windenergie 5.0 durch die intelligente Kombination von:

- **Turbinen Automatisierung**
- **Condition Monitoring**
- **Netzmessung und -regelung**
- **Wind Power SCADA**
- **Retrofit**

Was wir im Bereich Retrofit bieten, erfahren Sie auf der Innenseite und auf unserer Homepage.

[www.bachmann.info](http://www.bachmann.info)



# Hier öffnen und schlauer werden!

## Fachinformationen für Betreiber

Themen dieser Ausgabe u. a.:

- Redispatch 2.0 – Update: Was bedeutet die Übergangslösung für Betreiber?
- „Isolierte“ Positivplanung als Planungsinstrument
- Neue Verfahrensvorschriften für das Repowering in § 16b BImSchG
- Grüner Wasserstoff: Lässt H<sub>2</sub> Windenergieanlagen weiterdrehen?
- Änderungen im EEG und im EnWG: Startschuss für Energiespeicher?
- Risikoanalysen – Eiswurf und Eisfall werden berechenbarer