

IHR BWE BETREIBER BRIEF

Fachwissen
für BWE-
Mitglieder

AUSGABE
2/2024

Einfach. Digital.
Effektiv.



KARRIEREMESSE ERNEUERBARE ENERGIEN

Zeit für Veränderungen

Neue Energie für Ihr Team

Die KEE bietet Ihnen eine digitale Plattform via Zoom, um zielgenau branchenaffinen Nachwuchs für Ihre Region zu erreichen.

Präsentieren Sie sich mit interaktiven Sessions. Vertiefen Sie Kontakte in Eins-zu-Eins-Meetings und begeistern Sie junge Talente, interessierte Quereinsteigende und erfahrene Profis.

2 Termine 2024

Digitale Messe Ost | 05. – 06. September

Digitale Messe Süd | 05. – 06. Dezember

- Zielgerichtete und persönliche Ansprache
- Einfache und individuelle Präsentation
- Motivierte Talente für Ihre Region

Recruiting-Angebote entdecken:
kee.ee-hub.de

ZU DEN
ANGEBOTEN



Inhalt

- 4 Grußworte an die Betreiber
 - 8 Tipps für eine längere Lebensdauer – Strukturüberwachung nimmt Turm und Fundamente von Windkraftanlagen in den Blick
 - 16 Nutzen statt Abregeln – Bringt § 13k EnWG das Ende der EE-Abregelungen?
 - 22 Flugwindkraft im Aufwind
 - 28 Alles einfacher durch die Gemeindeöffnungsklausel?
 - 32 Flugsicherheit – Radarstörung durch Windenergie
 - 38 Der Einsatz von Drohnen bei der Wiederkehrenden Prüfung (WKP)
 - 46 Der Data Act und seine Auswirkungen auf die Windenergiebranche
 - 50 Technische Richtlinie 10 (TR10) Revision 03 – Welche Chancen bieten die Neuregelungen zur Bestimmung der Standortgüte nach Inbetriebnahme
 - 56 § 6 EEG – Geldsegen für die Gemeinden?
 - 60 Erschließungs- und Errichtungsverkehr sowie Leitungsverlegung für EE-Projekte – Wann sind Gemeinden in der Duldungspflicht?
 - 68 Automatisierung von Energieerträgen für erfolgreiche Projekte
 - 73 Fristen, Pflichten, Meldungen – Was steht an?
- Kontakte: Ihre **Partner** rund um ...
- 27 Ihren Windpark
 - 53 Betrieb und Service
 - 55 Weiterbetrieb

BETREIBER BRIEF PHOTOVOLTAIK

Nächste
PV-Ausgabe im
Oktober 2024!

Interesse an der Wind- und/oder PV-Ausgabe? Jetzt auf www.betreiberbrief.de registrieren!

Interesse an einer Anzeigenbuchung? Schreiben Sie an k.barkeling@wind-energie.de



Neues aus Berlin



Mehr zum Thema im BWE-Informationspapier zur Novelle des Bundes-Immissionschutzgesetzes. Neuerungen für die Windbranche – Bewertung und Bedeutung für die Praxis.

Im Juni stimmten Bundestag und Bundesrat der Novelle des Bundesimmissionsschutzgesetzes zu. Damit wurden weitreichende Änderungen in den Verfahren für die Windenergie auf den Weg gebracht. **Vor allem das Repowering wird durch praxisnähere Regelungen zum Rückbau der Bestandsanlagen, einer präziseren Beschreibung der Betreiberidentität und die Erhöhung des möglichen Abstands zwischen Bestands- und Neuanlage von 2H auf 5H in ausgewiesenen Windgebieten weiter unterstützt.** Die Novelle unterstreicht, dass die Koalition den schnellen Ausbau gerade beim Leistungsträger Wind weiter beschleunigen will. Auch wenn es noch eine Fülle kleiner Hürden gibt: Insgesamt trägt der mit dem Beginn der Legislaturperiode eingeschlagene Kurs nun Früchte. Vor allem bei den erteilten Genehmigungen geht es weiterhin stark aufwärts. In diesem Jahr wurden zwischen Januar und Mai bereits 3.400 Megawatt neu genehmigt. Spitzenreiter bleibt mit fast 1.000 Megawatt Nordrhein-Westfalen. Hält der Trend an, wofür sehr viel spricht, ist es in diesem Jahr tatsächlich möglich, 10.000 Megawatt neue Genehmigungen zu erreichen. Dies zeigt, dass die Neuausrichtung des gesetzlichen Rahmens durch die Ampel wirkt.



Foto: © JFL Photography/Adobe Stock.com

Berliner Regierungsviertel mit Reichstag und Paul-Löbe-Haus

In den vergangenen Jahren flankierte die Europäische Union mit dem Green Deal die Dekarbonisierung der Industrie und den Ausbau der Erneuerbaren Energien deutlich. Obwohl bei den Europawahlen rechts-extreme Parteien stark wurden, bleibt die bisherige Koalition aus Europäischer Volkspartei, Sozialdemokraten und Liberalen mit einer soliden Mehrheit ausgestattet und kann sich in der Klimapolitik der Unterstützung der Grünen gewiss sein. Es gilt daher Kurs zu halten. Es ist richtig, den Green Deal mit der Wirtschafts- und Sicherheitspolitik zu verbinden. Aber es darf jetzt kein Aufweichen von Zielen geben, auf die sich die Wirtschaft bereits vorbereitet hat. Europa wird durch Erneuerbare Energien mehr Unabhängigkeit erreichen und sich im globalen Wettbewerb einen Standortvorteil sichern. Dafür werben wir als BWE auch direkt in Brüssel und sprechen jetzt mit den demokratischen Fraktionen.

Ihr Wolfram Axthelm

Geschäftsführer

Bundesverband WindEnergie e.V.





Liebe BWE-Betreiberinnen und BWE-Betreiber,

dieser BetreiberBrief erscheint kurz nach der Wahl zum EU-Parlament. Kein Thema für Betreiber? Guckt man sich das Ranking des „Klimathemas“ bei den Ergebnissen dieser Wahl an, dann vielleicht doch. Damit wir als Regenerative nicht in Vergessenheit geraten, tun wir bestimmt alle gut daran, frei nach dem Motto „Tue Gutes und rede drüber“ über Erfolge, positive Ergebnisse und Erlebnisse aus dem Betrieb von Windenergieanlagen im Freundes- und Bekanntenkreis zu berichten. Wir sind überzeugt von den Regenerativen, überzeugen wir andere auch.

Inhaltlich ist der vorliegende BetreiberBrief geprägt von juristischen Themen, wenn man sich die Anzahl der Beiträge anguckt. Hier geht es um die Gemeindeöffnungsklausel im BauGB, ein Instrument geradezu aus dem Planungszauberkasten, mithilfe dessen sich Standorte schaffen lassen, wie man es sich vormals nur wünschen konnte. Allerdings wissen zu wenig Gemeinden davon – und trauen müssen sie sich dann auch. Weiter ist die Duldungspflicht von Gemeinden bei Erschließung und Leitungstrassen ein Thema, mit dem man sich für deutliche Erleichterungen in der Planungsphase eines Windparks auskennen sollte. Sogar eine neue

halbjährliche Serie feiert ihre Geburtsstunde in diesem BetreiberBrief – „Fristen, Pflichten, Meldungen“. Sicherlich nicht gerade geliebt, jedoch zwingend in der Anwendung, um nicht Strafzahlungen oder anderweitige Sanktionen zu riskieren. Mit dem Data Act der EU wird eine schon Jahrzehnte währende Forderung von Betreibern nun endlich in Form einer EU-Verordnung realisiert, die hiermit einen Anspruch auf die in ihren Anlagen anfallenden Daten erhalten. Sie reiben sich verwundert die Augen? Tatsächlich müssen die Anlagenhersteller Lizenzvereinbarungen mit den Betreibern schließen, um die Daten aus den Anlagen zu nutzen. Hin und wieder wird tatsächlich am Ende alles gut.

Zum technischen Bereich gehört ein Bericht zum Structural Health Monitoring (SHM), womit laienhaft ausgedrückt ein CMS für strukturelle Komponenten einer Windenergieanlage wie Turm und Fundament beschrieben wird. Durch speziell angepasste Sensorik und Software können reale Lasten aufgenommen werden, um für einen eventuellen Weiterbetrieb den tatsächlichen Ermüdungszustand der überwachten Struktur zu errechnen. Abgerundet werden die technischen Themen mit Berichten zum Einfluss von Windenergieanlagen auf Radarsysteme und zur Simulation und automatisierten Berechnung von langfristigen Energieerträgen z.B. zur präzisen und raschen Standortanalyse.

Auch die Vorgaben der TR10 zur Bestimmung der Standortgüte dürften für eine deutlich wachsende Zahl von Windenergieanlagen zur Anwendung kommen – eine Beschäftigung hiermit ist Pflicht! Weiter bietet der BetreiberBrief Informationen zum aktuellen Stand der Flugwindkraft, einem Ausblick auf § 13k EnWG zum Prinzip „Nutzen statt Abregeln“ als neue mögliche Systemdienstleistung und dem Drohneneinsatz bei der Wiederkehrenden Prüfung.

Bei dieser Themenvielfalt sollte für jede Leserin und jeden Leser etwas Interessantes zu finden sein – viel Spaß bei der Lektüre.

Gerald Riedel

Vorsitzender des Betriebsführerbeirates
im Bundesverband WindEnergie e. V.





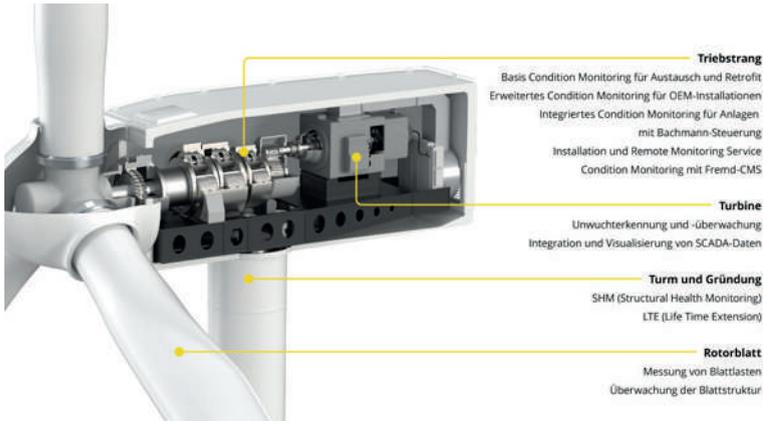
Abb. 01: Zahlreichen Windenergieanlagen überall in Europa droht in den kommenden Jahren das Aus. Durch Strukturüberwachung können die Betreiber im Rahmen eines „Life Time Extension“-Prozesses die Lebensdauer in vielen Fällen verlängern. Bild: Bachmann electronic / Adobe Stock

Tipps für eine längere Lebensdauer – Strukturüberwachung nimmt Turm und Fundamente von Windkraftanlagen in den Blick

Viele der in Europa installierten Onshore-Windenergieanlagen sind älter als 15 Jahre. Müssen die Anlagen bald stillgelegt werden oder haben sie das Potenzial für einen Weiterbetrieb? Die Grundlage für die Beurteilung dieser Frage ist eine Strukturüberwachung („Structural Health Monitoring“, SHM).

Allein in Deutschland müssen ohne eine Verlängerung der Betriebsgenehmigung in den nächsten Jahren etwa 12 GW installierter Leistung vom Netz genommen werden – fast ein Drittel der gesamten Kapazität. In Spanien und Dänemark sind es sogar mehr als die Hälfte. **Strukturüberwachung oder auch „Structural Health Monitoring“ (SHM) heißt ein technisches Verfahren, mit dem sich in vielen Fällen die Lebensdauer einer Windkraftanlage verlängern lässt.** Hinter dem Begriff steckt die Überwachung des Zustands von Turm und Fundamenten einer Anlage.

Unter CMS verstand man ursprünglich die Überwachung des Zustands des Antriebsstrangs. Mit zunehmender Anzahl der Anlagen wurde in den letzten Jahren dann auch die Überwachung des Zustands der Rotorblätter immer wichtiger. Als neuestes Mitglied der CMS-Familie gesellte sich dann SHM hinzu.



Wirtschaftlicher Weiterbetrieb?

Mit Erreichen der in der Typenprüfung festgelegten Lebensdauer erlischt die Betreiberlaubnis einer Turbine. Für ihre Betreiber stellt sich damit die Frage: Was tun? Ersatzlos abbauen, oder eine neue Anlage errichten, idealerweise mit einer inzwischen verfügbaren höheren Leistung? Stichwort: Repowering. An den wenigsten Standorten wird dies jedoch möglich sein. →

Langlebige Schmierung für Windkraftanlagen

Carter WT 320 Getriebeöl 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

totalenergies.de/industrie



TotalEnergies

Ambitionierte Klimaschutzziele erfordern überdies den raschen Umbau unserer Energieversorgung auf erneuerbare Quellen. Damit spielt die nachhaltige Nutzung vorhandener Erzeugungskapazitäten eine immer größere Rolle. Zwar steigt am Ende von deren Auslegungslebensdauer die Wahrscheinlichkeit ermüdungsbedingter Schäden, aber oftmals haben die Anlagen noch Lebensdauerreserven. Wenn Daten aus einem CMS vorliegen, kann der Betreiber im Rahmen einer sogenannten „Life Time Extension“ (LTE) oder zu Deutsch „Lebensdauerverlängerung“ seine Anlagen in vielen Fällen länger betreiben.

Gutachten zum Weiterbetrieb



Um nun den Weiterbetrieb einer Anlage über den in der Auslegung beschriebenen Zeitraum hinaus zu erwirken, braucht es eine Weiterbetriebsgenehmigung. Das dazu notwendige Gutachten, die „Bewertung und Prüfung auf Weiterbetrieb“ (BPW), wird von akkreditierten Sachverständigen durchgeführt und setzt sich aus zwei Teilen zusammen. Es gibt einen praktischen Teil, der im Grunde einer bereits während des Betriebs in regelmäßigen Abständen durchgeführten „Wiederkehrenden Prüfung“ (WKP) entspricht. Den analytischen Teil steuern Spezialisten bei. Sie berechnen die Restnutzungsdauer der wesentlichen Anlagenkomponenten, beurteilen Risiken und unterstützen die Sachverständigen beim Erstellen eines Maßnahmenplans. Ein Weiterbetriebsgutachten stellt dann die Basis für die Beantragung der Verlängerung der Betriebsgenehmigung bei der jeweiligen Genehmigungsbehörde dar.

Beurteilung des Zustands

Im analytischen Teil einer Weiterbetriebsprüfung können die Sachverständigen mit geeigneten Daten nachweisen, ob eine Komponente weniger Last erfahren hat als bei ihrer Auslegung angenommen wurde. Liegen solche Daten nicht vor, müssen die standortspezifischen Lasten seit Inbetriebnahme auf der Grundlage der Windverhältnisse und der verfügbaren Informationen und unter Anwendung hoher Sicherheitsfaktoren zum Beispiel aus dem SCADA-System ermittelt werden. Obwohl dieser konservative Ansatz oftmals einen Weiterbetrieb unter Einhaltung von Auflagen ermöglicht, bleiben Restlebensdauerpotenziale meist ungenutzt, beispielsweise der Austausch von Komponenten und wiederkehrende Inspektionen.

Potenziale vollständig nutzen

Diese Potenziale können durch eine messdatengestützte analytische Bewertung gehoben werden – unter Verwendung von tatsächlich gemessenen Lastdaten anstelle standortspezifischer Lasten, die lediglich geschätzt werden konnten.

Die Verwendung von Messwerten aus dem CMS und SHM-System ermöglicht es Lastberechnungsexperten, die verfügbare Restlebensdauer mit weniger konservativen Annahmen zu ermitteln. Auf diese Weise können oftmals deutlich verlängerte Restlebensdauern im Vergleich zu herkömmlichen LTE-Bewertungen nachgewiesen werden.

Dabei beziehen sich die einbezogenen Spezialisten auf die externen Bedingungen sowie die Betriebsbedingungen der Anlage selbst. Auf dieser Basis berechnen sie Lasten, leiten daraus die Ermüdung verschiedener Bauteile ab und daraus wiederum die rechnerische Restnutzungsdauer. →



r.e.think energy

Gestalten wir gemeinsam die Zukunft Ihrer Windenergieanlagen!

Mit PPA einen ertragreichen
Weiterbetrieb ermöglichen.

Kontaktieren Sie unseren
Experten Marvin Vilain:

+49 151 65537610

marvin.vilain@baywa-re.com

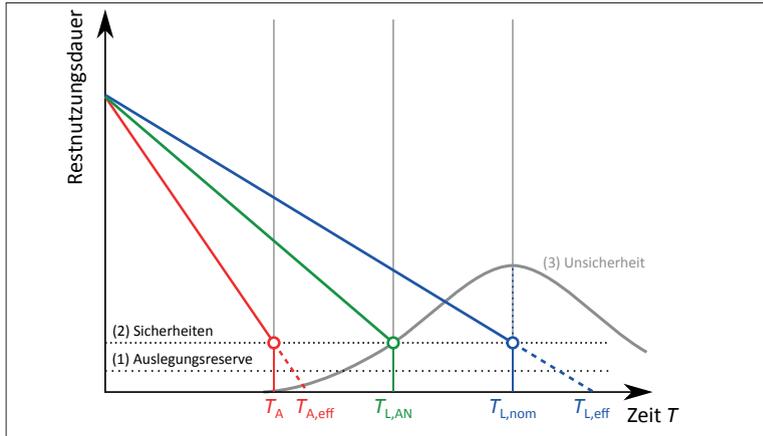
www.wind-bringt-uns-weiter.de



Lasten quantifizieren

Die externen Bedingungen werden auf Basis statistischer Größen kalkuliert, die unter anderem aus den vorhandenen Betriebsdaten der Anlage

Abb. 03a:
Die analytische Bewertung baut auf Unsicherheiten auf. Designreserven, Sicherheitsreserven und Unsicherheiten in der Modellierung führen zu einer konservativen Bewertung der Restlebensdauer.
Bild: P.E. Concepts

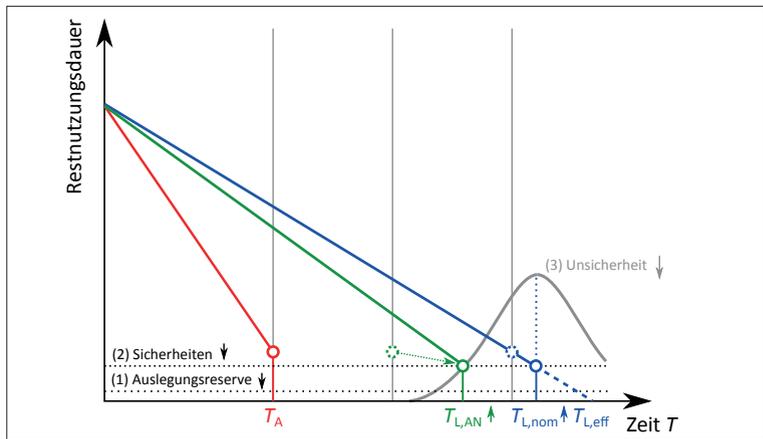


Hinweis zur Nomenklatur:

TA – Auslegungslebensdauer (Typenprüfung)
TA,eff – Effektive Auslegungslebensdauer
TL,AN – Berechnete Lebensdauer

TL,nom – Standortbezogene, berechenbare Lebensdauer
TL,eff – Effektive, tatsächliche Lebensdauer

Abb. 03b:
Liegen Messdaten zur Belastung der Struktur vor, können Unsicherheiten reduziert werden, was eine weniger konservative Berechnung der Restlebensdauer zulässt.
Bild: P.E. Concepts



abgeleitet werden. Dazu gehören beispielsweise Richtungs- und Häufigkeitsverteilungen der Windanströmung und Turbulenzintensitäten. Das bedeutet zugleich, dass eine solche Bewertung für jede Anlage individuell bestimmt werden muss. Insbesondere die Turbulenzen haben einen großen Einfluss auf die Ermüdung der Struktur.

Unsicherheiten bewerten und reduzieren

Die in der Typenprüfung vom Hersteller eingerechneten Reserven bei der Auslegungslebensdauer werden zum Teil von Normen gefordert, fangen aber auch Toleranzen im Design der Anlage ab. Im Idealfall sind die Lasten am Standort einer individuellen Anlage kleiner als die in der Typenprüfung zugrunde gelegten Lasten, woraus sich eine mögliche Restnutzungsdauer ergibt.

Ziel eines LTE-Prozesses ist es, die einkalkulierten Sicherheitsfaktoren durch eine messdatengestützte Betrachtung zu reduzieren und vorhandene Designreserven optimal zu nutzen. Eine genaue Betrachtung ist jedoch nur dann möglich, wenn man eine möglichst präzise Kenntnis der Realität am Standort der Windenergieanlage hat. Hier kommt die Erfassung von Lastmessdaten mittels Condition Monitoring und SHM ins Spiel.

Ideal ist es vor dem Hintergrund der Sicherheitsfaktoren, wenn man eine CMS- und SHM-Sensorik bereits beim Errichten der Anlage verbaut und damit die gesamte Lastgeschichte der Anlage zur Hand hat. Aber auch durch Nachrüsten lassen sich die Lebensdauer-Potenziale besser ausschöpfen. Wenn man nur temporär, vielleicht über ein halbes Jahr, Messdaten erhebt, dann kann man die Vergangenheit zwar nicht vollständig rekonstruieren, aber auch dann haben die Betreiber eine sehr viel bessere Datenbasis, als wenn sie sich ausschließlich auf SCADA-Daten und theoretische Windmodelle stützen. →

Es gibt ein Leben nach dem EEG ...

MLK[®]

Wir bauen die Energiewende



Wir suchen Windparks fürs Repowering. Dafür übernehmen wir Projekte oder setzen auf Kooperation. Interesse? Dann lassen Sie uns sprechen.

MLK-Gruppe

Erkelenz | Berlin | Jacobsdorf | Hamburg

projekte@mlk-gruppe.de | www.mlk-gruppe.de

www.mlk-gruppe.de/repowering



Sensoren liefern Daten über Turm- und Gründungsstruktur

Experten aus dem Bereich der Automatisierungstechnik haben zur Auswertung der Lasten spezielle Algorithmen entwickelt und nutzen dazu Methoden der künstlichen Intelligenz. Als Basis dienen vorhandene Daten, beispielsweise aus dem CMS der Anlage sowie Messdaten spezieller Sensoren zur Erfassung von Strukturschwingungen. Spezielle Software-Tools helfen bei der Auswertung und Verarbeitung der Rohdaten.

Abb. 04:
Spezielle Sensoren dienen zur Lasterfassung an Rotorblättern sowie Turm- und Gründungsstrukturen.
Bild: Bachmann



Den Blick ausweiten

Während sich CMS bei Windenergieanlagen ursprünglich auf die Überwachung des Antriebsstrangs konzentrierten und später dann auch den Zustand der Rotorblätter betrachteten, geht der Blick heutzutage immer mehr auch in Richtung Turm und Fundamente. SHM liefert hierbei Informationen zur Beurteilung der Integrität der Struktur einer Windkraftanlage. Es hilft zudem auch, Ermüdungsbeanspruchungen zu reduzieren, indem ungünstige Betriebsituationen vermieden werden, die Stress auf die Struktur ausüben. Beispielsweise solche, die Resonanzen der tatsächlichen Eigenfrequenz eines Turmaufbaus verursachen würden.

Voraussetzung für SHM ist die Installation von speziellen Sensoren auf verschiedenen Höhen der Turm- und Gründungsstruktur. Durch die Sensorik und geeignete Software kann man im Rahmen des LTE-Prozesses dann Lasten ausrechnen, das gesamte Tragwerk direkt bewerten und Rückschlüsse über den Ermüdungszustand der Struktur ziehen.



Abb. 05:
Mit einem triaxialen Beschleunigungsaufnehmer können Strukturschwingungen von Windkraftanlagen erfasst werden.
Bild: Bachmann

Life Time Extension

Mit dem Weiterbetrieb von Windenergieanlagen über deren vorgesehene Lebensende hinaus lässt sich nicht nur das Tempo der Energiewende in Zeiten der Ressourcenknappheit aufrechterhalten. Er erhält den wirtschaftlichen Nutzen vorhandener Anlagen und reduziert überdies den Abfall aus Stilllegungen.



Abb. 06:
Mit hochpräzisen Structural Health Monitoring-Messungen lässt sich die Lebensdauer von Windenergieanlagen in vielen Fällen verlängern. Hier ist ein Serviceteam bei der Montage eines Beschleunigungssensors, der eine wichtige Rolle bei der Datenerfassung spielt. Bild: Bachmann

Der gutachterlichen Beurteilung der Windenergieanlagen kommt deshalb eine große Bedeutung zu. Je präziser die Grundlagen sind, auf denen Sachverständige ihre Analysen stützen können, desto einfacher und zuverlässiger können sie Potenziale identifizieren, die einen Weiterbetrieb der Anlage möglich machen. SHM liefert dabei einen entscheidenden Mehrwert. Darüber hinaus schafft es eine höhere Sicherheit im überwachten Weiterbetrieb von Windkraftanlagen.

Frank Fladerer ist Journalist mit Erfahrungen bei Tageszeitungen und technischen Fachmagazinen. Bei der Bachmann Electronic GmbH ist er in der Unternehmenskommunikation tätig.



the power to control

bachmann.

Microgrids – unsere Stärke

Offen. Modular. Sicher.

Das Netz im Griff

Modernste Steuerungen ermöglichen die Netz-Synchronisation

Messen, regeln, steuern

Technologie für ein perfektes Energiemanagement

Sicherheit ist Trumpf

Energie-Infrastruktur schützen wir zuverlässig von außen wie innen

 energy.industry.maritime

www.bachmann.info



Nutzen statt Abregeln – Bringt § 13k EnWG das Ende der EE-Abregelungen?

Mit der Novelle des Energiewirtschaftsgesetzes am 10. November letzten Jahres und der Neueinführung des § 13k zur Verringerung der netzengpassbedingten Abregelung von EE-Anlagen wurde ein Instrument geschaffen, das die Redispatch-Kosten senken und die bestehenden Netzengpässe entschärfen soll. Die operative Durchführung haben die Übertragungsnetzbetreiber*innen (ÜNB) inne. Wir haben mit Johannes Thies, externer Koordinator der ÜNB-Projektgruppe zur Umsetzung von § 13k, darüber gesprochen, wie die Netzdienlichkeit von „Nutzen statt Abregeln“ gewährleistet wird und welchen berechtigten Teilnehmer*innen die Abregelungsstrommengen ab Oktober zu einem vergünstigten Preis zugeteilt werden.

Die vier ÜNB haben in nur drei Monaten das Umsetzungskonzept des § 13k EnWG erarbeitet. Damit sollen die EE-Abregelungen reduziert und die Redispatch-Kosten gesenkt werden. Haben Sie dafür einen geeigneten Rahmen schaffen können? Wird es eine spürbare Entlastung im Netz geben?

Johannes Thies: Der Gesetzgeber hat den vier ÜNB einen sehr herausfordernden und sportlichen Rahmen mit nur sehr geringer Konzeptions- und Umsetzungszeit gesetzt. Inhaltlich gibt es viele gesetzliche Restriktionen, um insbesondere Missbrauch zu vermeiden. Zudem wird der Rahmen noch durch weitere Festlegungen der Bundesnetzagentur für die Zusätzlichkeitsskriterien des Stromverbrauchs konkretisiert werden. Gleichwohl wird an das neue Instrument eine hohe vielfältige politische Erwartungshaltung geknüpft. In diesem Korsett müssen wir als ÜNB nun arbeiten.

Es ist richtig, dass wir nur ca. drei Monate für die inhaltliche Erstellung und Abstimmung des Konzeptes hatten. Trotzdem haben wir versucht, die Branche bestmöglich über Informationsveranstaltungen und viele Gespräche mit potentiellen Teilnehmern und Interessenten einzubinden und parallel mit den Behörden den Rahmen abzustimmen. Eine große Herausforderung in der Koordination, die wir als Team mit den ÜNB-Kollegen gut

gemeistert haben. Auch die Bundesnetzagentur hat intensiv mitgearbeitet und effizient unterstützt. Im Ergebnis haben wir ein vernünftiges Konzept für die zweijährige Erprobungsphase schaffen können, das die Teilnahme aus unterschiedlichen Segmenten zulässt. Für unser Konzept wurde uns sowohl von der BNetzA als auch durch ein externes Gutachten von Frontier Economics bestätigt, dass wir einen geeigneten und sinnvollen Rahmen für die neue Systemdienstleistung Nutzen statt Abregeln geschaffen haben.

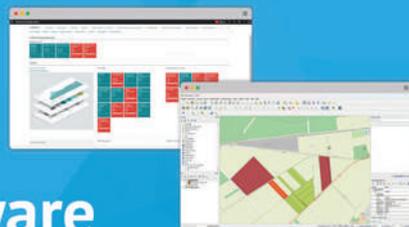
Durch die schrittweise Einführung, zunächst mit einer Erprobungsphase, wird die Teilnehmeranzahl mit der Zeit anwachsen. Daher wird auch die netzdienliche Entlastung, die mit der Systemdienstleistung intendiert ist, zunächst geringer ausfallen. Mit zunehmenden Teilnehmern kann der Beitrag zur Netzentlastung jedoch spürbar erhöht werden.

Nutzen statt Abregeln – so wird die Regelung paraphrasiert. Um dies zu erreichen, müssen ausreichend Anreize geschaffen werden, damit berechnete Teilnehmer*innen die Abregelungsmengen als zuschaltbare Last abnehmen. Ist dies mit dem erarbeiteten Vergütungsrahmen gelungen? Und wie ist Ihre Prognose für die Zeit nach der Erprobungsphase, wenn der Grünstrom ab Oktober 2026 von den ÜNB täglich wettbewerblich ausgeschrieben wird?

JT: Die Erarbeitung des Vergütungsrahmens erfolgte in einem großen Spannungsfeld. Wir mussten eine Optimierung verschiedener Nebenbedingungen vornehmen. Netzdienlichkeit, volkswirtschaftlicher Nutzen, Attraktivität für mögliche Teilnehmer aber auch die Umsetzbarkeit →



Früher Excel heute All-In-One Software



AURELO Energiepark Manager: Die Software für Projektentwickler & Betriebsführer

- ✓ Eine Lösung statt vieler Software-Inseln
- ✓ Experten mit 15 Jahren Branchenerfahrung
- ✓ Zukunftssichere Technologie durch Microsoft Dynamics 365 BC



sowohl auf Anbieterseite als auch durch die Netzbetreiber waren dabei wesentliche Kriterien. Zudem mussten wir eine Abwägung zwischen einer angemessenen Höhe vom § 13k-Preis, einer Kompensation von möglichen Stromnebenkosten und auch Pönalen mit den im Energiewirtschaftsgesetz genannten Zielen zur Verringerung von EE-Abregelung, den gesamtwirtschaftlichen Nutzen und der Reduktion von Redispatch-Kosten vornehmen. Ich denke, wir haben ein attraktives Konzept abstimmen können, welches sowohl die Bundesnetzagentur unterstützt als auch wesentliche Anbieterbegehren abdeckt. Auch Frontier Economics hat uns in einem externen, unabhängigen Gutachten bestätigt, dass der abgestimmte Rahmen mit den gesetzlichen Vorgaben konform und geeignet ist, die Ziele aus dem Energiewirtschaftsgesetz zu erreichen.

Aufgrund des Stufenansatzes, zunächst mit einer Erprobungsphase, haben wir uns noch nicht intensiv mit dem Zielkonzept beschäftigt, um den Rahmen für eine wettbewerbliche Ausschreibung weiter auszugestalten. Dies wird Aufgabe der kommenden zwei Jahre sein, um – nach derzeitiger Planung – im Oktober 2026 auf das Zielkonzept umstellen zu können. Generell blicke ich sehr zuversichtlich nach vorne, da wir auch mit dem massiven EE-Zubau und noch bestehenden Netztransportrestriktionen mittelfristig mit dem neuen Instrument Nutzen statt Abregeln EE-Abregelungen weiter verringern können.

Die Wirksamkeit des Instruments hängt auch vom Kreis der berechtigten Teilnehmer*innen ab, die den Abregelungsstrom als Letztverbraucher abnehmen. Die BNetzA hat kürzlich einen Entwurf zur Festlegung der Zusätzlichkeitskriterien zur Konsultation gestellt, in dem die Teilnahmemöglichkeiten von Elektrolyseuren stark eingeschränkt, Batteriespeicher gar mit einem temporären Erzeugungsverbot belegt werden. Durch diese restriktive Auslegung droht das Instrument jedoch ins Leere zu laufen, da sich nicht genug Teilnehmer*innen präqualifizieren können. Welche Kriterien wünschen Sie sich von der BNetzA?

JT: Wir haben uns dafür starkgemacht, den Teilnehmerkreis diskriminierungsfrei und möglichst technologieneutral zu gestalten. Dabei sind die Startvoraussetzungen für einzelne Teilnehmergruppen sehr unterschiedlich, da z.B. für Speicher und Elektrolyseure finanzielle Erleichterungen durch gesetzliche Netzentgeltbefreiungen etc. bestehen. Eine Angleichung der Teilnahmevoraussetzungen für eine tatsächlich, wettbewerbliche Ausgestaltung ist dabei eine große Herausforderung. Sowohl Anlagen aus dem

Neubausegment als auch Bestandsanlagen können teilnehmen. Anlagen mit der Substitution von fossiler durch elektrische Wärmeerzeugung (Wärmelasten), netzgekoppelte Speicheranlagen, Großwärmepumpen und auch Elektrolyseure sind u.a. im Fokus für eine mögliche Teilnahme.

Die neue Systemdienstleistung soll keine Subvention darstellen, sondern muss netzdienlich ausgestaltet werden. Mit dem Erzeugungsverbot für Speicher soll sichergestellt werden, dass Speicher die bestehenden Netzengpässe nicht verschärfen, sondern entlasten.

RWE

Gestalter und Schrittmacher einer grünen Energiewelt von morgen.

Alles aus einer Hand: von der Projektidentifikation über die Planung, den Betrieb und das spätere Repowering von Windenergieanlagen. Zuverlässiger und starker Partner seit mehr als 25 Jahren.

Jobs mit Zukunft bei uns!

[rwe.com/rueckenwind-fuer-deutschland](https://www.rwe.com/rueckenwind-fuer-deutschland)

Von der BNetzA wünschen wir uns ausgewogene Zusätzlichkeitkriterien, die Netzdienlichkeit unterstützen und einen „sowieso Stromverbrauch“ nicht finanziell fördern.

Wie funktioniert die Registrierung für berechtigte Teilnehmer*innen?

JT: Die Registrierung für Teilnehmer startet am 1. September 2024. Ab diesem Zeitpunkt können vollständige Registrierungsunterlagen beim regelzonenverantwortlichen ÜNB der Entlastungsregion eingereicht werden. Die ÜNB prüfen dann innerhalb eines Monats die vorgelegten Unterlagen und können bei Vollständigkeit und Erfüllung der Rahmenbedingungen die Registrierung erfolgreich zum Start am 1. Oktober 2024 bescheinigen. Einhergehend muss ein Rahmenvertrag nach erfolgreicher Registrierung unterzeichnet werden, um die Teilnahmeberechtigung an der Zuteilung und den operativen Prozessen zu erlangen. →

Die ÜNB planen hierzu eine weitere Informationsveranstaltung am 8. August 2024, um die weiteren Rahmenbedingungen und auch den Prozess für die Registrierung zu erläutern. Wir laden alle Leser herzlich zum weiteren Dialog auch im Rahmen dieser Informationsveranstaltung ein. Sollten Sie bereits jetzt ein konkretes Teilnahmeinteresse vorliegen haben, so bitten wir um möglichst frühzeitige Kontaktaufnahme mit dem zuständigen ÜNB.



Service auf höchstem Niveau.

Rotor Control
HIGH LEVEL SUPPORT

Rotor Control GmbH | Kennedy Weg 3
D-25821 Struckum | 0 46 71/9 33 44 0-0
info@rotor-control.de | [rotor-control.de](https://www.rotor-control.de)

Wie wurden die von Ihnen genannten Entlastungsregionen identifiziert und wieso sind diese so unterschiedlich ausgefallen? Insbesondere die Entlastungsregion H2 von 50Hertz bedeckt geographisch ein sehr großes Gebiet.

JT: Der Zuschnitt der ÜNB-Entlastungsregionen hängt insbesondere von der Netztopologie, der EE-Einspeisesituation und bestehenden Engpässen maßgeblich ab. Es muss im Einzelfall für jede Region/Landkreis geprüft werden, ob eine sinnvolle Ausweisung als ÜNB-Entlastungsregion möglich ist, da in den einzelnen Landkreisen u.a. parallel Netzbau-Maßnahmen, aber auch oftmals EE-Zubau-Projekte erfolgen, die gemeinsam betrachtet werden müssen. Im Ergebnis hat dies zu einem diversen Zuschnitt der Regionen geführt. Die aktuelle Ausweisung ist befristet bis zum Ende der Erprobungsphase Ende September 2026. Die Weiterentwicklung der ÜNB-Entlastungsregionen ab Oktober 2026 kann aber zu einem veränderten Zuschnitt führen. Hierzu ist auch noch ein qualitativer ÜNB-Ausblick für bessere Planungssicherheit geplant.

Entscheidend für die Wirksamkeit von § 13k EnWG ist auch die Prognosegüte der Abregelungsstrommengen. Wie schätzen Sie die Güte der künftigen Prognosen ein?

JT: Die Prognose der Abregelungsstrommengen ist eine große Herausforderung, da sie bereits bis zum Vortag 10:00 Uhr abgeschlossen sein muss. Die ÜNB haben aber über viele Jahre detaillierte Einspeise- und Netzprognoseprozesse aufgebaut. Diese Kompetenz wird nun genutzt, um mit entsprechenden Sicherheitsabschlägen auch die Prognoseerstellung zu diesem frühen Zeitpunkt zu ermöglichen. Die notwendigen Werkzeuge und Methodik sind bei den ÜNB vorhanden und werden für die neue Anwendung bei Nutzen statt Abregeln angepasst. Trotzdem ist aufgrund der Vorlaufzeit mit notwendigen Sicherheitsabschlägen zu rechnen. Die Prognosegüte wird fortlaufend von den ÜNB geprüft und für den Prozess verbessert.

Das Interview führte **Stephanie Wutzke**, BWE-Service GmbH.

Johannes Thies ist Experte für Energiemarkt, Engpassmanagement und Kooperationen bei der Amprion GmbH. Seine Schwerpunkte umfassen unter anderem die Strategie- und Konzeptentwicklung für Engpassmanagement im Stromnetz sowie Prozessgestaltung, Systemdienstleistungen, Redispatch 2.0 und Kraftwerks-Reserven. Im Multiclientprojekt zur 4ÜNB-Umsetzung von „Nutzen statt Abregeln“ gem. § 13k EnWG als neue marktliche Systemdienstleistung übernimmt er die externe Koordination.



Member of

**Dow Jones
Sustainability Indices**

Powered by the S&P Global CSA



**EDP is number 1 in
electric utilities**

We Choose Earth

edp.com



Flugwindkraftanlagen wollen Windenergie grundlastfähig in großen Höhen ernten.

Flugwindkraft im Aufwind

In der Höhe weht der Wind kräftiger und stetiger als in Bodennähe. Dieser Umstand treibt seit über 20 Jahren Entwickler in der ganzen Welt an, die Höhenwinde effizient für die nachhaltige Energieerzeugung zu nutzen. Den Schlüssel dafür sollen Kites liefern: Drachen, welche die Energie in großen Höhen im Flug ernten und in grünen Strom umwandeln.

Der Ansatz der Flugwindkraft ist längst mehr als eine kühne Vision von Ingenieuren, sondern steht an der Schwelle zur breiten Kommerzialisierung. Das belegt nicht zuletzt die Aufnahme der „Airborne Wind Energy“ ins Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG), die durch die Zustimmung des Bundestages zum „Solarpaket 1“ Ende April geebnet wurde. Dieser Schritt ist nichts Geringeres als ein Ritterschlag für die Branche. Denn auch wenn Betreiber von Erneuerbare-Energien-Anlagen mit den im Gesetz verankerten Einspeisetarifen kaum zufrieden sein können, ist die erstmalige Berücksichtigung der Zukunftstechnologie Flugwindkraft ein Zeichen der Anerkennung: Sie steht hierzulande künftig gleichberechtigt neben Wasserkraft, stationärer Wind- und Solarenergie, Geoenergie und Energie aus Biomasse.

In 200 Meter Höhe ist die Windgeschwindigkeit in der Regel im Jahresmittel? 1 bis 2 m/s höher als auf 100 Meter Höhe. In Deutschland ergeben sich daraus für die 10 % der windigsten Gebiete Ertragssteigerungen von 90 %. Der Trend geht deshalb zu immer höheren Anlagen. Das aktuell

höchste Windrad in Deutschland ist gut 240 Meter hoch und hat eine Nabenhöhe von etwa 175 Metern.

Mit der Höhe der Windräder steigen jedoch auch häufig die Vorbehalte bei den Anwohnern. Die Akzeptanz von Windkraftanlagen ist bekanntlich dann besonders hoch, wenn sie nicht im eigenen Umfeld bzw. Blickfeld („not in my backyard“) errichtet werden sollen. Die Beeinträchtigung des Landschaftsbilds oder Schattenwurf sind häufig genannte Vorwände gegen die Errichtung neuer Windparks.

Die Potenziale für weitere Onshore-Windpark-Standorte mit stationären Windkraftanlagen sind daher aufgrund der natürlichen Gegebenheiten, aufgrund befürchteter visueller Beeinträchtigungen der Anlieger und den daraus folgenden langwierigen Genehmigungsprozessen insbesondere im dicht besiedelten Europa begrenzt.

Ihre Erneuerbare-Energien-Anlagen in besten Händen

Mit unseren umfassenden Dienstleistungen in den Bereichen der technischen und kaufmännischen Betriebsführung und Wartung & Instandsetzung reduzieren wir Ausfallzeiten und steigern Ihre Erträge.



res-group.com/betrieb

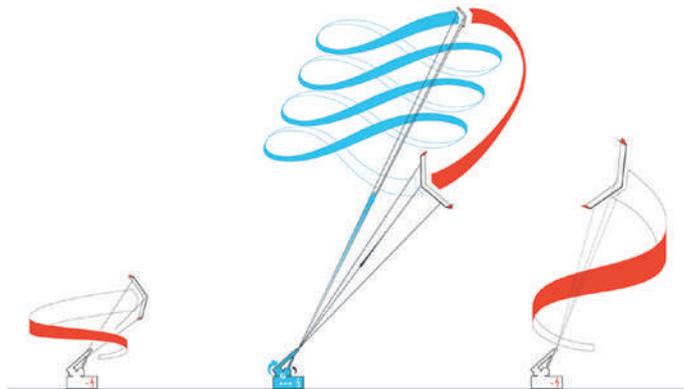
Unterschiedliche technische Ansätze

Das Potenzial einerseits und die Beschränkungen andererseits haben Ingenieure auf der ganzen Welt dazu angeregt, an einer Lösung zu arbeiten, mit der sich die stetig wehenden Höhenwinde besser für die nachhaltige Energieerzeugung ausschöpfen lassen. Aktuell beschäftigen sich weltweit rund 20 Unternehmen, elf davon mit Standort in Europa, sowie zahlreiche Hochschulen und Forschungseinrichtungen intensiv mit der Entwicklung. →

Zu den führenden Flugwindkraftanlagen-Herstellern gelten mit SkySails Power und EnerKite auch zwei deutsche Unternehmen.

Um mit Flugwindkraftanlagen zusätzliches Potenzial für die Windenergie zu erschließen, gibt es unterschiedliche technische Ansätze. Die beiden offensichtlichsten Differenzierungsmerkmale sind der Flügel – starr oder soft – sowie die Stromerzeugung am Boden oder in der Luft. Weiter unterscheiden sich die Anbieter bzw. Ansätze bspw. durch den Flugbetrieb – vollautomatisch gegenüber pilotiert durch ein Betriebsteam – oder durch das jeweilige Start- und Landesystem.

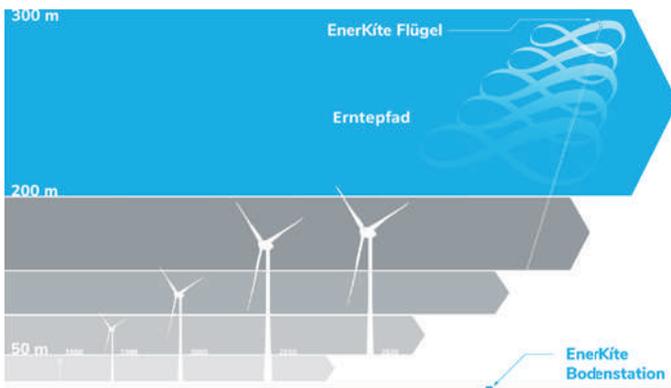
Am häufigsten wird ein in der Luft befindlicher Kite mit einer Bodenstation verbunden, in der die Stromwandlung erfolgt. Die kinetische Energie der Luft wird in eine Kraft umgewandelt, mit der die Leine abgerollt wird. Der Fachbegriff lautet Abtrommeln bzw. Auftrommeln. Das Seil wird durch die Drehung einer Trommel, die mit einem Generator verbunden ist, entweder direkt oder über eine Hydraulik o. Ä. ausgefahren. Der Betrieb der Stromgewinnung besteht aus zwei Phasen: In der Energieerzeugungsphase wird das Halteseil vom Kite herausgezogen (abgetrommelt) und erzeugt so elektrische Energie. In der Rückholphase wird eine erheblich geringere Menge an elektrischer Energie verwendet, um den Flügel auf eine niedrigere Höhe zurückzuziehen.



Die Flugbahn des Drachens (und damit die auf das Seil wirkende Kraft) wird so gesteuert, dass unter Nutzung der Windkraft die in der Zugphase erzeugte Energie maximal und die in der Erholungsphase verbrauchte Energie minimal ist. Die Flugbahn schreibt dabei eine Serie von 8-Mustern.

Höher als das höchste Windrad

Über Europa herrscht in 500 m Höhe die höchste Windgeschwindigkeit. Die Höhenwinde wehen hier viel stärker und gleichmäßiger als in einer festen Höhe von etwa 100 m. Das belegt eine Analyse von Airborne Wind Europe, dem Dachverband der europäischen Flugwindkraftanlagenentwickler, die in Zusammenarbeit mit der TU-Delft und der Universität Bonn erstellt wurde. Für die ersten kommerziellen Anwendungen ist vorgesehen, dass die Systeme in einer Höhe von 100 bis 300 Metern über dem Boden arbeiten.



Wie sich das Standortpotenzial für Windkraft durch den Einsatz von Flugwindkraftanlagen vergrößert, zeigt der Global Wind Atlas¹, den die dänische DTU-Wind Energy in Zusammenarbeit mit der Weltbank erstellt hat. Dabei lässt sich beobachten, wie mit zunehmender Höhe aus weißen bis grünen (= ungeeigneten) Flächen rote Hotspots für die (Airborne-) Windenergie werden.

Das kompakte Design erlaubt einen einfachen Transport auch in entlegene, schwer erreichbare Gebiete und eine rasche und unkomplizierte Inbetriebnahme. Ein Umstand, auf den auch schon der VW-Konzern aufmerksam geworden ist, der Flugwindkraftanlagen als ein Puzzlestück für den Aufbau einer lückenlosen Ladeinfrastruktur für die E-Mobilität identifiziert hat: Die Volkswagen-Konzerntochter Elli und EnerKite entwickeln im Rahmen eines gemeinsamen Forschungsprojekts mit der TU Braunschweig eine mobile Schnellladestation. →

¹ <https://globalwindatlas.info>

Eine Containerbasierte Lösung bietet zudem die Basis für eine vollautomatisierte Serienfertigung. Die Herstellung von Flugwindkraftanlagen kann daher schnell im industriellen Maßstab skaliert werden, vergleichbar mit der Produktion von LKW. Für das Aufstellen der Anlagen sind



keine komplexen Sonder- und Schwertransporte nötig. Nach der Montage können Anlagen im Containermaß mit Sattelschleppern oder Tiefladern zum Einsatzstandort transportiert werden.

Die Energiewende wird in der notwendigen Geschwindigkeit nur mit einem Mix aus dem Ausbau der bestehenden Netzinfrastruktur und großmaßstäblichen Strukturen zur Stromversorgung und verteilten verbrauchernahen Stromerzeugern gelingen, die über ein intelligentes Netz zusammenwirken. **In netzfernen Regionen sind Flugwindkraftanlagen die ideale Ergänzung zu dezentralen grünen Stromerzeugern. Absatzmärkte sind zunächst Eigenverbraucher oder Micro-Grids.**



Florian Breipohl ist seit Oktober 2022 Geschäftsführer der EnerKite GmbH. Zuvor war er bereits sechs Jahre lang für Projektakquise und -management sowie für die Forschungscoordination im Bereich der Flügelentwicklung und -produktion im Forschungsverbund mit Industriepartnern, Forschungsinstituten und Pilotkunden verantwortlich.

Ihre Partner rund um Ihren Windpark

**BKW Energie AG**

ppa@bkw.ch | Tel.: +41 79 619 00 32 | www.bkw.ch
 » PPA, Direktvermarktung & Flexibilitätsvermarktung für Wind, Solar und Batterien

**Cimbergy GmbH & Co. KG**

www.cimbergy.com | Tel.: 04841 9813 0
 Industriestr. 14, 25813 Husum | info@cimbergy.com
 » Planung & Projektierung, Betrieb, Dienstleistungen

**eno energy GmbH**

Tel.: 0381 203 792-0 | info@eno-energy.com
 www.eno-energy.com
 » Hersteller, Betrieb & Service

**GP JOULE GmbH**

Tel.: 04671 6074-0 | info@gp-joule.de | www.gp-joule.de
 » Betrieb & Service, Planung und Sektorkopplung

**greenwind Group**

Alt-Moabit 60a | 10555 Berlin
 www.greenwindgroup.de | info@greenwindgroup.de
 » Betriebsführung, Spezialmesskampagnen & Auswuchten

**JUWI GmbH**

Tel.: 06732 96 57-0 | info@juwi.de | www.juwi.de
 » Planung, Betrieb & Service, Direktvermarktung

**NOTUS energy Gruppe**

Parkstraße 1 | 14469 Potsdam | www.notus.de
 » Planung & Projektierung

**PIONEXT Service GmbH & Co. KG**

Otto-Lilienthal-Str. 2 | 55232 Alzey | www.pionext.de
 » Betrieb & Service, Planung

**RWE Renewables Deutschland**

rwe.com/rueckenwind-fuer-deutschland
 erneuerbare@rwe.com
 » Planung, Anlagenbau, Eigenbetrieb, Repowering

**TotalEnergies Marketing Deutschland GmbH**

Tel.: 030 2027 6787 | rm.industrie@totalenergies.com
 totalenergies.de
 » Betrieb & Service, Sonstige Dienstleistungen

**Trailstone Renewables GmbH**

Tel.: +49 172 8561683 | Lena.Lehmeier@trailstonegroup.com
 www.trailstonegroup.com
 » PPA, Direktvermarktung & Regelenergie für Wind und Solar

**Triflex GmbH & Co. KG**

info@triflex.de | +49 571 38780-0
 www.triflex.com/de/triflex_towersafe
 » Sonstige Dienstleistungen



Foto: © AB Design, adobe.stock.com

Alles einfacher durch die Gemeindeöffnungsklausel?



Mehr zum Thema im BWE-Anwendungsleitfaden zur Gemeindeöffnungsklausel. Was regelt die neue Vorschrift des § 245e Absatz 5 BauGB und wie ist sie anzuwenden?

Mit der Einführung der Gemeindeöffnungsklausel gemäß § 245e Abs. 5 BauGB vom 15.07.2023, in Kraft getreten am 14.01.2024, hat der Gesetzgeber im Rahmen der Novellierung des BauGB eine zusätzliche Möglichkeit für die Bereitstellung neuer Flächen zur Errichtung und zum Betrieb von Windenergieanlagen geschaffen.

Gegenstand dieser gesetzlichen Neuregelung ist, dass die Gemeinden, welche nicht die zuständigen Planungsträger im Sinne des § 249 Abs. 5 BauGB i.V.m. § 3 Abs. 2 S. 1 Nr. 2 WindBG sind, zusätzliche Flächen für die Windenergie ausweisen können. Ausdruck dieser gesetzlichen Neuregelung ist es, dass das nunmehr geltende Planungsregime, nämlich die



Ablösung der bisher praktizierten Ausschlussplanung durch die konsequente Umstellung des Planverfahrens auf die Positivplanung, angewendet wird. Mit der Gemeindeöffnungsklausel hat der Gesetzgeber, neben der isolierten Positivplanung im Sinne des § 245e Abs. 1 S. 4 BauGB, ein zusätzliches Instrument für die kommunalen Planungen geschaffen.

Als weitere Besonderheit beinhaltet die Neuregelung des § 245e Abs. 5 BauGB für den Fall eines regionalplanerischen bzw. raumordnerischen Zielkonfliktes ein „vereinfachtes“ Zielabweichungsverfahren. Danach soll eine Abweichung von Zielen der Raumordnung gestattet werden, wenn nicht der Raumordnungsplan die Fläche dezidiert für eine andere, mit der Windenergie nicht vereinbare Nutzung reserviert hat (vgl.: BT-Drs. 20/7622). Bedeutend ist in diesem Zusammenhang, dass die in § 245e Abs. 5 BauGB geregelte Zielabweichung nur konkrete Zielfestlegungen betrifft und zur Prüfung stellt, ob die geplante Fläche für eine mit der Windenergie nicht vereinbare Nutzung reserviert ist. →

Daraus wird schon deutlich, dass mögliche entgegenstehende Belange von vornherein nur auf Ziele der Raumordnung beschränkt sind und ausgehend vom Wortlaut der Norm bereits angenommen werden kann, dass nicht jede Zielfestlegung mit der geplanten Windenergie unvereinbar ist. So dürfte sich in der Regel ein Vorranggebiet für Landwirtschaft schon dem Grunde nach als nicht unvereinbar darstellen, weil die bisherige landwirtschaftliche Nutzung (mit Ausnahme der für die Windenergieanlage beanspruchten Fläche, z.B. Fundament) auch zukünftig für die landwirtschaftliche Nutzung zur Verfügung steht.

Weiterhin lässt sich dem Wortlaut der Norm entnehmen, dass für den Fall, dass im Raumordnungsplan bzw. im Regionalplan keine mit der Windenergie unvereinbare Nutzung oder Funktion vorgesehen ist, die Zielabweichung im Regelfall zu gestatten ist. Von diesem Regelfall soll nur bei Vorlage atypischer Umstände abgewichen werden können. Die identisch zur im § 6 Abs. 2 ROG verwendete Formulierung „soll“ entfaltet dabei nach herrschender Auffassung in der Literatur eine Bindungswirkung. Folglich wird die Messlatte für die zuständige Behörde, den Zielabweichungsantrag abzulehnen, sehr hoch gelegt.



Die gesetzliche Neuregelung führt letztlich dazu, dass die Gemeinden Festsetzungen von Sondergebieten für die Windenergienutzung auch außerhalb von Vorrang-/ und Eignungsgebieten für die Windenergienutzung trotz „alter“ Raumordnungspläne treffen können. Zudem ist die vom Gesetzgeber vorgesehene „Hürde“ der unvereinbaren Nutzungen, gepaart mit dem überragenden öffentlichen Interesse am Ausbau der erneuerbaren Energien, hier der Windenergie, sehr hoch. Folglich können mit der Gemeindeöffnungsklausel (bestehende) entgegenstehende Ziele der Raumordnung leichter überwunden werden, als wenn man die „normale“ Zielabweichung im Sinne des § 6 Abs. 2 ROG durchlaufen müsste.

Größter Vorteil gegenüber dem Werkzeug der isolierten Positivplanung ist dabei, dass die planende Standortgemeinde im Falle der Nutzung der Gemeindeöffnungsklauseln nicht auf das Vorliegen eines Flächennutzungsplanes angewiesen ist, sondern bei der Planung allein städtebauliche Kriterien in den Blick nehmen muss.

Zusammenfassend bleibt an dieser Stelle festzuhalten, dass wir in der täglichen Beratungspraxis feststellen, dass viele Gemeinden die Möglichkeiten der Gemeindeöffnungsklausel nach § 245e Abs. 5 BauGB entweder noch gar nicht gesehen haben oder diese nicht richtig anzuwenden wissen. In diesen Fällen kann man die Gemeinden, die einen eigenen Beitrag zu Ausbau der Windenergie – losgelöst von der mitunter etwas trägen Regionalplanung – leisten wollen, nur ermutigen kann, die vom Gesetzgeber geschaffenen Handwerkszeuge zu nutzen. Insbesondere die Gemeindeöffnungsklausel bietet nunmehr Möglichkeiten, die vor einigen Jahren noch nahezu undenkbar waren.

Peter Rauschenbach ist Rechtsanwalt bei der prometheus Rechtsanwalts-gesellschaft mbH Leipzig sowie Mitglied im juristischen Beirat des BWE e.V.



SEIT ÜBER 25 JAHREN IHRE ZUVERLÄSSIGE UNTER- STÜTZUNG BEI DER PROJEKTIERUNG VON WINDPARKS

Wir helfen Ihnen insbesondere dabei,

- rechtssichere Nutzungsverträge zu gestalten
- bereits im Genehmigungsverfahren natur- und artenschutzrechtliche Auflagen zu optimieren
- Ihr Projekt maßgeschneidert zu finanzieren

Nutzen Sie unsere Marktkenntnisse und Kompetenzen für den Erfolg Ihrer Projekte.

 **STERR-KÖLLN
& PARTNER**

www.sterr-koelln.com



Flugsicherheit – Radarstörung durch Windenergie

Die Flugsicherheit in Windparks ist ein Thema von wachsender Bedeutung, da die Nutzung von Windenergie zur Stromerzeugung zunimmt und die Fläche zum Ausbau in Deutschland begrenzt ist. Windparks sind komplexe Infrastrukturen, die aus einer Vielzahl von Windturbinen bestehen, die sich oft über große Flächen erstrecken. Während Windenergie eine nachhaltige und umweltfreundliche Energiequelle darstellt, stellen Windparks potenzielle Risiken für den Flugverkehr dar, insbesondere für Flugzeuge und Hubschrauber. Die Gewährleistung der Flugsicherheit in Windparks erfordert daher eine sorgfältige Planung, Überwachung und Koordination zwischen den beteiligten Parteien, einschließlich der Windparkbetreiber und der Luftfahrtbehörden.

Eine große Herausforderung im Zusammenhang mit der Flugsicherheit in Windparks betrifft die Auswirkungen von Windturbinen auf Radarsysteme, die für die Luftüberwachung und Flugsicherung verwendet werden. Die Rotoren von Windturbinen können Radarsignale streuen oder blockieren, was zu falschen oder unvollständigen Informationen für Fluglotsen führt. Dies kann insbesondere in der Nähe von Flughäfen oder militärischen Einrichtungen zu ernsthaften Sicherheitsproblemen und ggf. zur Ablehnung der Genehmigung führen. **Um dem Problem der Ablehnung entgegenzuwirken, sind spezielle Technologien erforderlich, die in der Lage sind, die Signale von Windturbinen zu filtern oder zu kompensieren, um eine genaue Luftüberwachung sicherzustellen.**

In diesem Beitrag werden für ein besseres Verständnis die grundsätzlichen Unterschiede der Störwirkung von Flugzeugen und Windenergieanlagen (WEA) auf das Radar dargestellt sowie die verschiedenen Lösungsansätze der Reduzierung kurz aufgezeigt.

Störung durch Flugzeuge und WEA

Vergleicht man die Störfläche eines Flugzeugs und die einer Windenergieanlage in Bezug auf ein Radarsystem, unterscheidet sie sich durch ihre physikalischen Eigenschaften und Bewegungsmuster. Um diese Unterschiede →

zu verstehen, müssen wir einige Konzepte der Radartechnologie und deren Wechselwirkungen mit Objekten betrachten.

Radarquerschnitt (RCS) und seine Bedeutung

Der Radarquerschnitt (Radar Cross Section, RCS) ist ein Maß für die Fähigkeit eines Objekts, Radarstrahlen zu reflektieren. Der RCS wird in Quadratmetern (m^2) gemessen und hängt von verschiedenen Faktoren ab, einschließlich der Größe, Form, Materialeigenschaften und Orientierung des Objekts relativ zur Radarquelle.



renewable
exchange

Der einfachste Weg
zur Vermarktung
Ihrer Ü20-Anlagen

Jetzt Kontakt mit unseren Experten aufnehmen:
<https://renewable.exchange/de/anmeldung>

Radarquerschnitt von Flugzeugen

Flugzeuge haben typischerweise einen signifikanten RCS, der je nach Flugzeugtyp stark variiert. Moderne Kampfflugzeuge sind oft mit Stealth-Technologie ausgestattet, um ihren RCS zu minimieren, und können RCS-Werte im Bereich von $0,001 m^2$ bis $1 m^2$ haben. Zivile Verkehrsflugzeuge haben normalerweise einen wesentlich höheren RCS, der in der Größenordnung von $10 m^2$ bis zu mehreren hundert Quadratmetern liegt. Der hohe RCS-Wert resultiert aus der großen reflektierenden Fläche und den glatten, metallischen Oberflächen des Flugzeugs.

Radarquerschnitt von WEA

WEA haben ebenfalls einen hohen RCS, der durch ihre Größe und Struktur bedingt ist. Eine typische moderne Windturbine hat einen Turm, der meist höher als 100 m ist, und Rotorblätter mit einer Länge von 40 bis zu über 80 m. Der RCS einer Windturbine reicht daher ebenfalls in die Hunderte von Quadratmetern. Ein wesentlicher Unterschied zu Flugzeugen ist jedoch, dass Windturbinen stationäre Objekte sind (abgesehen von den rotierenden Rotorblättern), während Flugzeuge sich durch den Luftraum bewegen.

Unterschiede in der Radarerkennung

Flugzeuge

- Bewegungsmuster: Flugzeuge bewegen sich relativ schnell und folgen bestimmten Flugrouten. Dies ermöglicht Radarsystemen, sie leicht zu verfolgen und von stationären Objekten zu unterscheiden.
- Reflexionen: Flugzeuge erzeugen klare und eindeutige Reflexionen aufgrund ihrer glatten, metallischen Oberflächen. Diese Reflexionen sind relativ stabil und konsistent.

WEA

- Bewegungsmuster: Windturbinen sind größtenteils stationär, abgesehen von den sich drehenden Rotorblättern. Diese Rotation führt jedoch zu dynamischen Reflexionsmustern (u.a die Blitzableitsysteme im Rotor selbst), welche Radarsysteme stören. →

Teampayer (m/w/d)
für die Energie-
wende gesucht!

Gemeinsam gestalten wir
die Energiewelt von morgen.



enercity-erneuerbare.de/karriere

... in Leer,
Hannover, Berlin
und Mainz.

**Jetzt
bewerben!**

enercity
erneuerbare



- Reflexionen: Die großen, sich drehenden Rotorblätter der Windturbinen erzeugen periodische und sich verändernde Radarreflexionen (u.a. die unterschiedliche Stellung der Gondel zum Radar). Diese führen dazu, dass Windturbinen als bewegte Objekte wahrgenommen werden, was unvollständige Luftlagebilder zur Folge hat.

Störeffekte auf Radarsysteme

WEA können verschiedene Störeffekte auf Primärradarsysteme haben, einschließlich:

- Clutter: Die reflektierten Signale der Rotorblätter erscheinen als unerwünschtes Radar-Clutter, was die Erkennung und Verfolgung von Flugzeugen erschwert.
- Dopplereffekt: Die Bewegung der Rotorblätter erzeugt Dopplerverschiebungen, die das Radarsystem irritieren und bewegte Ziele schwerer identifizierbar machen.
- Abschattung: Die großen Strukturen der Windturbinen blockieren Radarwellen und dadurch werden Schattenbereiche erzeugt, in denen Objekte nicht erkannt werden können.

Maßnahmen zur Minimierung der Störungen

Es gibt verschiedene Ansätze, um die durch Windenergieanlagen verursachten Störungen auf Radarsysteme zu minimieren:

- Radarfilter: Durch den Einsatz fortschrittlicher Signalverarbeitungstechniken lernen Radarsysteme, die spezifischen Signaturmuster von Windturbinen zu erkennen und zu filtern. (Immer abhängig vom Radartyp)
- Angepasste Standortwahl und Höhe: Die Platzierung von Windparks in ausreichendem Abstand zu kritischen Radarsystemen sowie die Anordnung der WEA und die Höhe im Windpark selbst reduzieren die Störungen. (Aufgrund der nur sehr begrenzten Ausweichflächen ist eine Standortanpassung allerdings oft nicht einfach möglich)
- Technologische Anpassungen: Modifikationen an den Radarsystemen wie die Erhöhung der Sendeleistung oder die Verwendung von Mehrfrequenz-Radar sowie die temporäre Abschaltung und oder Reduzierung der Umdrehung der einzelnen WEA im Windpark selbst helfen, die verursachten Störungen zu kompensieren.



Schlussfolgerung

Insgesamt stellen sowohl Flugzeuge als auch WEA bedeutende reflektierende Objekte für Radarsysteme dar, jedoch mit unterschiedlichen Eigenschaften und Auswirkungen. Flugzeuge sind durch ihre Bewegung und klare Radarreflexionen gut unterscheidbar, während WEA durch ihre stationäre Struktur und die sich drehenden Rotorblätter komplexe und dynamische Störmuster erzeugen können, welche aus der Grundlage der Physik nicht einfach verschwinden. Die effektive Handhabung dieser Störungen erfordert eine Kombination aus technologischen Anpassungen und guter Standortplanung am Anfang der Projektphase.

Kai Brodal arbeitet bei der Wuf GmbH. Vor 10 Jahren begann er als Entwickler und ist seit 2020 Geschäftsführer im Unternehmen. Die Wuf GmbH ist ein Experte von bedarfsgerechten Abschaltungs-systemen für Windparks. Darüber hinaus berät sie die Windpark-Projek-tierer zu flugsicherheitsrelevanten Themen.



Unsere Lösungen.

- 
FlightManager
 Bedarfsgerechte Steuerung.
 (Bundeswehrabschaltung)
- 
LightManager
 Bedarfsgerechte
 Nachtkennzeichnung. [BNK]
- 
MowManager
 Bedarfsgerechte
 Mahdabschaltung. [Artenschutz]
- 
ConstructionLightManager
 Nachtkennzeichnung in der Bauphase.

Sie haben eine Auflage zur
**bedarfsgerechten
 Steuerung für Ihre
 Windenergieanlagen?**

Jetzt Auftragen!



Der Einsatz von Drohnen bei der Wiederkehrenden Prüfung (WKP)

Inspektionen für Rotorblätter, wie sie zum Beispiel im Rahmen der WKP gefordert sind, können zunehmend automatisiert durch den Einsatz von Drohnen abgewickelt werden. Welche Vorteile bringt dieser technologische Fortschritt? Welche Rolle spielt die Seilzugangstechnik? Wie sieht es mit der Datenqualität aus? Und welche Optionen und Vorteile bieten sich aus Betreibersicht?

1. Was ist besser: Drohne oder Seiler?

! Oft wird mit zweierlei Maß gemessen. Jede Inspektionsmethode hat ihre Stärken. Falls man es kurz zusammenfassen könnte, würde es heißen: Die Drohne hat die Übersicht, ermöglicht das 4-Augen-Prinzip. Sie produziert nicht nur Bilder mit hoher Wiederholgenauigkeit, sondern stellt auch sogenannte Metadaten zur Verfügung. Diese können das Assetmanagement stark vorantreiben und den Weg für weitere Werkzeuge wie die KI ebnen. Der Seilzugangstechniker hingegen ist der Spezialist am Blatt, der bei Bedarf haptisch prüfen kann. Hier sollte beachtet werden, dass es für den Seilzugangstechniker keine allgemeinen Qualifikationsanforderungen bzgl. der Rotorblatt-Expertise gibt. Ihm allein obliegt die Entscheidung, ob er einen Schaden aufnimmt oder bestimmte Bereiche abklopft. Abhängig vom Inspektionsziel kommen auch die unterschiedlichen Stillstandzeiten der

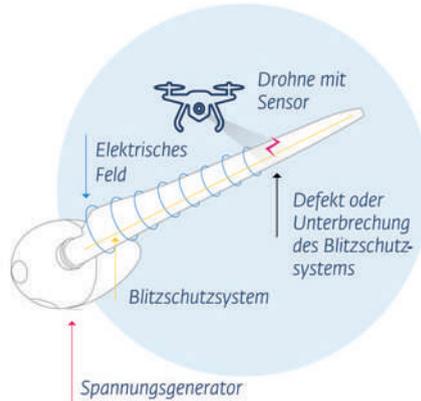


Abb. 01:
Die Drohne wird nicht nur für Inspektionen eingesetzt. Sie kann auch über einen Sensor die Funktionalität des Blitzschutzsystems prüfen.
Quelle: Deutsche Windtechnik

Zu den großen Vorteilen eines automatisierten Drohnensystems gehört darüber hinaus die **Reproduzierbarkeit**. Durch sie lassen sich Inspektionen vergleichen, Schadensentwicklungen aufzeigen und eine Zuverlässigkeit generieren, die es vorher noch nicht gab. So können sich Sachverständige auf eine konstante Datenlage verlassen.

Trotz Automatisierung ist der Bedarf an **Qualifikation** der Mitarbeiter*innen vorhanden, denn das Drohnensystem unterstützt, benötigt aber **Anweisungen**. Zudem gehört zu einer WKP eine Rotorblatt-Innenbegutachtung, soweit begehbar. Neben der Rotorblattexpertise der Sachverständigen wird auch auf die Qualifikation der Pilot*innen und der die Inspektion durchführenden Techniker*innen geachtet, um eine gleichbleibende Qualität zu liefern.



Professioneller Service auch für Ihre Windenergieanlagen

- Unabhängiger Service
- Wartung & Instandsetzung
- Großkomponenten-Service
- Fernüberwachung 24/7
- Optimierungsmaßnahmen u. v. m.

Jetzt Kontakt aufnehmen:
www.prokon.net/pros

Tel.: 04821 68 55 395 | E-Mail: pros@prokon.net



Abgeleitet aus dem **Arbeitsschutzgesetz** gemäß Betriebssicherheitsverordnung ergibt sich das „STOP-Prinzip“, nach dem technische Schutzmaßnahmen (z.B. Drohne statt Mensch) vor organisatorischen und persönlichen Schutzmaßnahmen (z.B. PSA) zu erfolgen haben. Vorausgesetzt wird, dass die Inspektionsergebnisse das Inspektionsziel erreichen, nämlich die Beurteilung der Standsicherheit der WEA.

3. Ablauf einer WKP mittels Drohnentechnik

Im Allgemeinen wird jede Anfrage für die Begutachtung von Rotorblättern bei der Inspektionsstelle mit einer **individuellen Risikoanalyse** geprüft. Auch wenn insgesamt die meisten Anlagen sehr gut mit einer Drohne zu befliegen sind, lautet die erste zentrale Fragestellung: „Was spricht gegen die Drohne als Inspektionsmethode an diesem WEA-Typ?“ Zu den Ausschlussfaktoren gehören zum Beispiel, dass das Blitzschutzsystem nicht für das kontaktlose Blitzschutzverfahren geeignet ist. Oder es ist bekannt, dass das Fertigungsverfahren öfter Delaminationen hervorgerufen hat. Delaminationen sind eine Herausforderung für die Drohne. Die Eintrittswahrscheinlichkeit und auch die Wahrscheinlichkeit, mit der sie bisher entdeckt wurde, kann nicht genau beziffert werden, da bisher nicht bekannt ist, was übersehen wurde. Auf der anderen Seite wurde jedoch auch festgestellt, dass Delaminationen auch bei der Prüfung mit konventionellen Methoden sehr selten gefunden wurden.

Abb. 02:
Das 3-Stufenmodell CU-RE wurde in Anlehnung an die in der Luft- und Raumfahrt hohen und bewährten Inspektionsvorgaben der EASA (European Union Aviation Safety Agency) entwickelt. Das System wurde vom TÜV NORD validiert und verifiziert. Quelle: Deutsche Windtechnik

Fällt die Risikoanalyse zugunsten des Drohnensystems aus, wird ein **„bedarfsgesteuertes mehrstufiges Inspektionsmodell“** aktiviert, auch „Close-Up and →



Review“ genannt (kurz: CU-RE). Bei Auffälligkeiten in den Inspektionsdaten der Drohne, die nicht kategorisiert wurden, kann eine Begutachtung mit anderen Inspektionsmitteln ergänzt werden, um Gutachter*innen weiterführende Details zur Verfügung zu stellen. Das wird wiederholt, bis die Auffälligkeit definiert ist. Zwar sind die Drohnen mit hochauflösenden Kameras bestückt und der Fall der Nicht-Kategorisierung tritt nur sehr selten ein, aber diese Option implementiert zu haben, bietet einen schnellen Abruf von mehr Details.

4. Vom TÜV NORD validiert und verifiziert

Um eine unabhängige und objektive Bewertung zu erhalten, wurde der TÜV NORD von der Deutschen Windtechnik beauftragt, das eingesetzte CU-RE Inspektionsmodell zu prüfen. Dazu wurde folgende Behauptung aufgestellt, die im April 2024 vom TÜV NORD validiert und verifiziert wurde:

„Mit unserem eigenentwickelten mehrstufigen Verfahren zur Inspektion von Rotorblättern mittels Drohne kann der momentan technische Zustand der Rotorblätter und die Funktionalität des Blitzschutzsystems der Rotorblätter erfasst und deren Risiken in Hinsicht auf die Verkehrs- und Standsicherheit beurteilt werden. Damit ist das Verfahren unter anderem für die Wiederkehrende Prüfung an Windenergieanlagen geeignet.“

Im Rahmen einer Konformitätsbewertung wurde das System, bestehend aus Prozessen, Qualifikationen, Hard- & Software, Dokumentation und Praxis-Einsatz, geprüft. Das Ergebnis bestätigt, dass es dieses Systems bedarf, um die Standsicherheit mit den Daten der Drohne bewerten zu können.

Vorteile des Drohnensystems aus Sicht von Betreiber*innen

1. 100 % optische Dokumentation des Rotorblattes
2. Alle Ergebnisse in einem Webportal, Daten können geteilt werden, z.B. bei einer Angebotsanfrage einer Reparatur
3. Behörden-konformer PDF-Bericht
4. Datenanalyse: Ob mit oder ohne KI gibt sie einen starken Mehrwert.
5. Günstigere Inspektionen
6. Reduzierte Stillstandzeiten
7. Synergien, wenn Rotorblatt-WKP mit Maschinen-WKP (oder anderen Prüfungen) kombiniert wird
8. Konstante Qualität von Gutachten und Bildern



5. Herausforderungen beim Einsatz der Drohne

Die **Wetteranforderungen** an die Inspektionsmethoden weisen keine große Abweichung auf. Der Drohnenflug wird bei Regen vermieden, da Wasser auf der Linse die Bilder verfälschen kann. Wind kann die Drohne hingegen bis 12 m/s gut standhalten. Darüber hinaus gehört es zu den Aufgaben des Piloten, die Böen zu berücksichtigen.



- Service an WEA (On- und Offshore)
- Sanierung von Brand- und Wasserschäden an WEA
- 3D-Rotorblattprüfung von WEA

POLYGON Deutschland GmbH | Windkraft Service | In der Trift 55 | 57462 Olpe
 Andreas Ferdinand | andreas.ferdinand@polygon-deutschland.de | +49(2761)9381910

Wir machen das für Sie.

Fotografie benötigt **Licht**. Grundsätzlich ist es deshalb sinnvoll, für den Drohneneinsatz eine **Saison** außerhalb des Winters zu definieren, da die vermehrten Sonnenstunden ausreichend Licht für die Drohne liefern.

Eine Kamera funktioniert auf Basis von mindestens drei Faktoren: Verschlusszeiten, ISO und Blende. Verändert man einen Faktor, bedingt das die anderen. Die Blende muss entsprechen der gewünschten Tiefenschärfe etwas geschlossen werden, damit auch ein gewölbtes Blatt kontinuierlich scharf erscheint. Damit lässt man weniger Licht auf den Sensor und muss die Verschlusszeiten verlängern, was wiederum ein unscharfes Bild zur Folge haben könnte. Lösung: Mehr Licht.

Hinzu kommt ein verringertes Schlechtwetterrisiko. Die Wirtschaftlichkeit der Touren leidet stark, wenn der Park aufgrund schlechten Wetters erneut angefahren werden müsste. →

6. Zukunft der Inspektionen

Bisher wurde der **Stand der Technik** für den Einsatz von Drohnen bei Inspektionen nicht definiert. Drohnen und Kameratechnik werden in anderen Branchen bereits verstärkt bei Inspektionen eingesetzt. Dazu gehören Produktionsverfahren und Inspektionen von Infrastruktur, um z.B. Beschädigungen oder Risse bei Brücken und im Schienenverkehr automatisiert festzustellen. Aus dem Grund ist es eine Frage der Zeit, bis die Drohne auch in diesem Feld zum Stand der Technik erklärt wird.

Neue Herausforderungen sowohl für Material als auch für Technik entstehen darüber hinaus durch die zunehmenden Längen der Rotorblätter. Je länger die Blätter werden, desto mehr Vorspannung haben sie, was für die Seilzugangstechniker*innen schwerer zu bewältigen ist. **Zudem kollidieren die steigende Anzahl an WEA und die eher schwierige Fachkräftesituation auf dem Markt, auch in Bezug auf die Seilzugangstechnik. Der Mehraufwand der Drohne bei längeren Blättern liegt hingegen lediglich im Minutenbereich. Mit der Länge der Rotorblätter wird auch die automatisierte Innen-Inspektion der Rotorblätter immer interessanter.**

Darüber hinaus wird die Entwicklung der KI wie überall auch die Arbeit der Inspektionsstelle erleichtern. Den größeren Vorteil durch die Nutzung von KI gibt es bei der Analyse von Drohnen Daten. Die Daten können angereichert werden und bieten in Kombination mit KI einen Mehrwert in

TOP7
MAKING DRONES SMARTER.

Berührungslose Blitzschutzmessung

Anerkanntes, alternatives Prüfverfahren

Software und Spezialhardware für:

- Autonome Drohneninspektion in Eigenregie
- Kontaktlose Blitzschutzmessung per Drohne

durch Versicherungen anerkannt

von TÜV SÜD

Patent
EP 3 596 570
DE 10.2020.210.618

Patent
US 11,397,371
US 11,435,650

DIN EN ISO 9001 zertifiziert

www.TOPseven.com

Bezug auf Schadensmuster, vorausschauende Wartung, Asset-Management etc. Die automatische Bild- bzw. Schadenserkenkung hingegen hat für die Betreiberschaft keinen wirklichen finanziellen und qualitativen Vorteil.

7. Fazit

Durch den Einsatz von Drohnen bei der WKP von Rotorblättern werden Zugänglichkeit, Effizienz und Sicherheit deutlich verbessert, während die Seilzugangstechnik als Ergänzung für spezifische Anwendungsbereiche dient. Die Datenqualität und -analyse ermöglichen eine präzise Überwachung der Anlagen. Eine Drohneninspektion ist für jeden Anlagentyp und jeden Betreibenden verfügbar. Daher wird in wenigen Jahren voraussichtlich der Markt über den Einsatz der Drohne bei der WKP entscheiden. Spätestens dann bedarf es Standards zum Einsatz und Qualifikation von Drohnen-Dienstleistungen.

Helge Brau ist Project Manager Drone Inspection – Survey & Inspection Body bei der Deutschen Windtechnik.



**HOCHLEISTUNGS-
SCHMIERSTOFFE**
made in Germany

- Effizienter Betrieb
- Überdurchschnittliche Einsatzintervalle
- Minimaler Wartungsaufwand



ADDINOL
THE ART OF OIL · SINCE 1936

**NACHHALTIG
IM VORTEIL**

www.addinol.de



MEHR DETAILS



Der Data Act und seine Auswirkungen auf die Windenergiebranche

Der neue Data Act der EU bringt Veränderung in die Nutzung und den Zugang zu Daten, die während des Betriebs vernetzter Produkte anfallen. Dies betrifft unter anderem Hersteller von Batteriespeichern, Wechselrichtern und EE-Anlagen, sofern diese Zugriff auf die anfallenden Daten erhalten. Für Hersteller ist der Data Act Herausforderung und Chance zugleich. Dr. Martin Schirnbacher, Rechts- und Fachanwalt für IT-Recht und Partner bei HÄRTING Rechtsanwälte PartGmbH, beantwortet die dringlichsten Fragen zum Thema.

Herr Dr. Schirnbacher, könnten Sie bitte zunächst kurz erläutern, was der Data Act ist und welche Ziele er verfolgt?

Martin Schirnbacher: Der Data Act der Europäischen Union ist eine Verordnung, die darauf abzielt, die Nutzung und den Zugang zu Daten zu regulieren, die während des Betriebs vernetzter Produkte anfallen. Ziel ist es, Transparenz und Zugang zu diesen Daten für Nutzer zu gewährleisten und sicherzustellen, dass Daten nur mit expliziter Zustimmung genutzt werden. Der Data Act gilt gleichermaßen für Daten mit und ohne Personenbezug und hat vor allem Maschinendaten im Blick.



Ab wann gilt der Data Act?

MS: Der Data Act ist eine EU-Verordnung, die unmittelbar in allen Mitgliedstaaten gilt. Er ist bereits in Kraft und wird im September 2025 wirksam. Das hört sich viel an, vor allem für Hersteller vernetzter Produkte kann das aber zu wenig sein, wenn an den Endgeräten Anpassungen vorgenommen oder Datenzugangsmöglichkeiten geschaffen werden müssen.

Welche Daten, die vom Data Act betroffen sein können, fallen denn typischerweise bei Windenergieanlagen an und wie werden diese bisher genutzt?

MS: Letztlich geht es um alle Daten, die bei dem Betrieb einer Windkraftanlage anfallen und an den Hersteller übermittelt werden: Leistungsdaten, Betriebsdaten, Umweltdaten und auch Fehler- und Diagnosedaten. Diese Daten werden häufig in Echtzeit an den Hersteller übermittelt, um die Anlageneistung zu überwachen und zu optimieren. Für Betreiber ist das bisher teilweise eine Blackbox – was der Data Act gerade aufbrechen möchte.

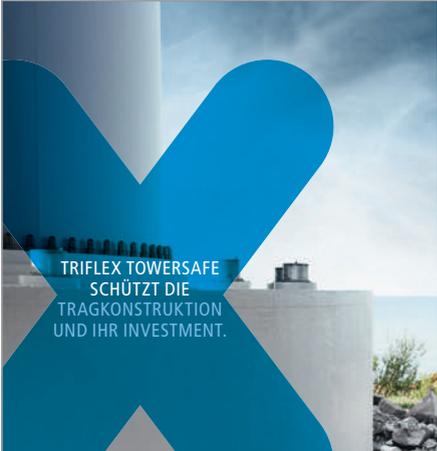
Wie verändert der Data Act die Nutzung dieser Daten?

MS: Der Data Act gibt den Betreibern das Recht auf Zugang zu allen während des Betriebs erzeugten Daten. Hersteller dürfen diese Daten nur noch mit einer expliziten Datenlizenzvereinbarung nutzen. Dies erfordert →

neue technische Anpassungen, damit die Daten in einem zugänglichen Format bereitgestellt werden können.

Welche Herausforderungen sehen Sie für Hersteller von Windenergieanlagen in Bezug auf den Data Act?

MS: Hersteller müssen ihre Systeme anpassen, um den geforderten Datenzugang zu ermöglichen. Wenn eine Bereitstellung aller abfließenden Daten unmittelbar an der Anlage oder über ein webbasiertes Dashboard nicht möglich ist, muss das kurzfristig anderweitig umgesetzt



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

Unser Schulungsvideo zu Triflex Towersafe finden Sie auf Youtube



werden. Grundvoraussetzung ist aber, dass die Hersteller zunächst einen genauen Überblick bekommen, welche Daten überhaupt erhoben werden – es braucht also eine Art Dateninventur. Außerdem sind frühzeitig Datenlizenzvereinbarungen mit den Betreibern abzuschließen, damit die Hersteller die Daten selbst weiter nutzen können. Diese Anpassungen sind technisch und organisatorisch anspruchsvoll.

Gibt es auch Chancen, die der Data Act für Hersteller bieten könnte?

MS: Absolut. Der Data Act kann die Grundlage für neue datengetriebene Geschäftsmodelle schaffen. Für Hersteller eröffnet dies neue Möglichkeiten zur Optimierung ihrer Produkte und Dienstleistungen. Sie können die Beschäftigung mit den anfallenden Daten aber auch dazu nutzen, neue datengetriebene Businessmodelle zu entwickeln und ihren Kunden anzubieten.

Welche Vorteile sehen Sie für die Betreiber von Windenergieanlagen durch den Data Act?

MS: Die Betreiber sind die eigentlichen Nutznießer des Data Acts. Sie erhalten Anspruch auf die an ihren Anlagen anfallenden Daten, was ihnen eine größere Kontrolle und Transparenz über den Betrieb ihrer Windparks gibt. Dadurch können sie fundiertere Entscheidungen treffen, die Effizienz ihrer Anlagen steigern und proaktiv Wartungsmaßnahmen planen. Letztendlich führt dies zu einer verbesserten Betriebszeit und Kostenreduktion. Eine Chance ist der Data Act übrigens auch für Service-Anbieter, die Angebote an Betreiber machen können, um Zugriff auf möglichst viele Daten auch von verschiedenen Herstellern zu bekommen, die wiederum in einem eigenen Geschäftsmodell münden können.



Was sollten Hersteller jetzt konkret unternehmen, um sich auf den Data Act vorzubereiten?

MS: Hersteller sollten eine detaillierte Analyse ihrer Datenströme durchführen, ihre Systeme technisch anpassen und frühzeitig Datenlizenzvereinbarungen mit den Nutzern abschließen. Es ist wichtig, dass sie ihre Nutzer über deren neue Rechte informieren und geeignete Schnittstellen für den Datenzugang bereitstellen.

Wie schätzen Sie die langfristigen Auswirkungen des Data Acts auf die Windenergiebranche ein?

MS: Langfristig wird der Data Act die Branche transparenter und datengetriebener machen. Betreiber werden mehr Kontrolle über ihre Daten haben, was zu effizienteren und zuverlässigeren Windenergieanlagen führen kann. Für Hersteller bedeutet dies eine Anpassung an neue rechtliche Rahmenbedingungen, aber auch die Chance, innovative Lösungen zu entwickeln.

Das Interview führte **Dr. Dorothee Baxmann**, BWE-Service GmbH.

Dr. Martin Schirnbacher ist Rechtsanwalt und Fachanwalt für IT-Recht in der auf Medien und Technologie spezialisierten Rechtsanwaltskanzlei HÄRTING Rechtsanwälte in Berlin. Er leitet dort das IT- und Data-Team. Er berät große und mittlere Unternehmen bei Digitalisierungs- und Datenthemen.



Technische Richtlinie 10 (TR10) Revision 03 – Welche Chancen bieten die Neuregelungen zur Bestimmung der Standortgüte nach Inbetriebnahme?

Mit der Umstellung vom zweistufigen auf das einstufige Referenzertagsverfahren sieht das EEG 2021 die Bestimmung der Standortgüte (SG) nach 5, 10 und 15 Jahren nach Inbetriebnahme für alle WEA vor, die nach EEG 2017 und folgend gefördert werden. Der Nachweis über die SG muss innerhalb von 4 Monaten durch ein nach TR10 akkreditiertes Gutachterbüro ausgestellt und beim verantwortlichen Netzbetreiber eingereicht werden. Die GEO-NET Umweltconsulting GmbH hat die Entwicklung dieser Richtlinie aktiv vorangetrieben und war für die deutschlandweit erstmalige Akkreditierung einer Firma in diesem Bereich verantwortlich. Seither wurde mit einem eigenen Softwarepaket erfolgreich an den sich jährlich wiederholenden Ringversuchen des Arbeitskreis Methodik und Validierung der Fördergesellschaft Windenergie und andere Dezentrale Energien e.V. (FGW) teilgenommen, die die Voraussetzung einer möglichen Akkreditierung bilden.

Bei der TR10 handelt es sich um ein striktes Berechnungsverfahren, das auf einer standort- und zeitspezifischen Betriebsdatenanalyse basiert. Eingangsdaten zur Berechnung der Standortgüte nach Inbetriebnahme umfassen:

- a) Daten des Betreibers, in Form der gängigen SCADA-Daten und Statusdatenlogs sowie zusätzlicher Betriebszustandsinformationen und Betriebsführungsberichte
- b) validierte Zuordnungslisten des Herstellers und
- c) Einspeisezählerdaten des relevanten Netzanschlusspunktes sowie Abrechnungen des Netzbetreibers (EinsMan, DV).

Detailliertere Informationen zu den Datenvorhaltungspflichten des Betreibers sind in der TR10 nachzulesen.

Die Berechnung der Standortgüte teilt sich in 3 Schritte auf: Die Kategorisierung der Statusmeldungen, die Berechnung des Standortertrages und die Bestimmung der Standortgüte. Für die Kategorisierung muss jedem Zeitintervall des SCADA Logs auf Basis der Statusmeldungen und der zertifizierten Zuordnungsliste eine der fünf EEG-Kategorien zugeordnet werden. Hierbei wird zwischen intentioniertem Betrieb (EEG-Kategorie 0) und Ertragsverlusten aus genehmigungsrechtlichen Gründen (EEG-Kategorie 1), technischen Nichtverfügbarkeiten (EEG-Kategorie 2), Einschränkungen durch Einspeisemanagement (EEG-Kategorie 3) und durch optimierte Vermarktung (EEG-Kategorie 4) unterschieden. Das Ziel ist es, standort- von anlagenspezifischem Verhalten (EEG-Kategorie 2) zu unterscheiden.

Mit der Umstellung auf das detaillierte Verfahren in Revision 03 – welches in Revision 02 nur bei niedrigeren Anlagenverfügbarkeiten griff, werden nun zusätzlich und verfügbarkeitsunabhängig Energiemengen bestimmt, die während der technischen Nichtverfügbarkeit (EEG-Kategorie 2) hätten produziert werden können. Diese Soll-Leistungswerte werden in einem komplexen Verfahren unter Hinzuziehung der Nachbaranlagen und/oder von Reanalysedatensätzen anhand zeitlich begrenzter Leistungskennlinien bestimmt. Leistungsdaten aus EEG-Kategorie 0 und EEG-Kategorie 1 fließen in die Bildung dieser Leistungskennlinien ein. →

WISSEN WAS WEHT.

Akkreditierte Standortgütebestimmung nach TR10

- + Beratung zur Datenvorhaltung
- + Jährliche Prognose der Standortgüte
- + Rechtssicherer Nachweis der Standortgüte nach 5/10/15 Betriebsjahren
- + Kundennahe Betreuung

 geo-net.de

TR10



Problematisch wird die Kennlinienbildung, wenn die Anlage nie im vorgesehenen reduzierten Modus gefahren ist. Hier greifen in Revision 03 komplexe Berechnungsverfahren der standortspezifischen Leistungskennlinien, die eine korrekte Berechnung der Standortgüte erst ermöglichen und dem Gutachterbüro mehr Handlungsspielraum einräumen. Auf Basis der produzierten und der fiktiven Energiemengen aus EEG-Kategorie 2, 3 und 4 bildet sich der Standortertrag, der wiederum die Grundlage der Standortgüte bildet, die sich aus dem Verhältnis zwischen Standort- und Referenzertrag bildet.

Die Herausforderung in der Bestimmung der Standortgüte nach Inbetriebnahme besteht in der Vielfältigkeit der Datenformate und einer eventuellen Mehrdeutigkeit der Statusmeldungen. Dieser Herausforderung wird sich nun mit der aktuellen Revision 03 der Richtlinie angenommen, indem dem Gutachterbüro mehr Freiräume in der Dateninterpretation geschaffen werden. In einigen Fällen wird durch den erhöhten Handlungsspielraum der Revision 03 eine Testierung überhaupt erst möglich, so dass den mitunter auftretenden Schwierigkeiten der Betreiber zur Erfüllung der Pflichten zur korrekten Datenvorhaltung mit der erneuten Revision der Richtlinie begegnet wurde.

Die neu berechnete Standortgüte wird in einem Bericht zur Vorlage beim Netzbetreiber offiziell ausgewiesen, die Vergütung der kommenden fünf Jahre wird angepasst. Bei einer Abweichung von mehr als 2 %-Punkten zur Standortgüte vor Inbetriebnahme werden Nachzahlungen oder Rückerstattungen fällig. Deshalb ergibt es Sinn, die Überprüfung bereits deutlich vor Vollendung von 5 Betriebsjahren durchzuführen, um gegebenenfalls frühzeitig Rückstellungen zu bilden. Als Betreiber sollte man ab Inbetriebnahme über die Anforderungen an die korrekte Datenvorhaltung Bescheid wissen, um später teure Fallstricke zu vermeiden.



Dipl.-Met. Dominik Adler kümmert sich seit 2019 als Abteilungsleiter Windanalytik der GEO-NET Umweltconsulting GmbH um die technologische Weiterentwicklung der bestehenden Produkte im Bereich der Windfeldmodellierung, der Auswertung von Betriebsdaten sowie der Standortbegutachtung. Er ist langjähriger stellvertretender Sprecher im Windgutachterbeirat des Bundesverbandes Windenergie.

Ihre Partner rund um Betrieb und Service

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

**cp.max Rotortechnik GmbH & Co. KG**Tel.: 0351 85 89 3450
info@cpmax.com | cpmax.com

» Betrieb & Service, Sonstige Dienstleistungen

**ENOVA Power GmbH**Tel.: 04953 92 90 0
info@enova.de | www.enova.de

» Betrieb & Service, Planung, Sonstige Dienstleistungen

**GfM Gesellschaft für Maschinendiagnose mbH**www.maschinendiagnose.de
mailbox@maschinendiagnose.de

» Condition Monitoring

**iTerra energy GmbH**Gottfried-Arnold-Str. 1a | 35398 Gießen
Tel.: + 49 (0)641 9446478-0 | info@iterra-energy.de

» Projektierung & Betriebsführung

**Plarad – Maschinenfabrik Wagner GmbH & Co. KG**Tel.: +49 (0)2245 62-0
info@plarad.de | www.plarad.de

» Betrieb & Service, Sonstige Dienstleistungen

**Power of Nature – Windenergie**Tel.: 02543 930 45 74
www.pownature.de
» Gutachter, Planung, Sonstige Dienstleistungen**Prokon Renewable Energy Service GmbH (Pros)**Tel.: 04821 68 55 395
www.prokon.net/pros
» Betrieb & Service, Wartung und Instandhaltung**VSB Service GmbH**Tel.: +49 (0)351 21183 400 | info@vsb.energy
www.vsb.energy/service

» Betrieb & Service

**XERVON Wind GmbH**Bernardstraße 29 in 49809 Lingen | www.xervon-wind.de
Tel.: +49 (0)591 610037 0 | wind-xn@xervon.com

» Dienstleistungen, Betrieb & Service, Planung





Drehmomentschrauber für den ganz individuellen Anwendungsfall seit 30 Jahren

Ein Produkt von der Stange verkaufen ist einfach. Die meisten Anwendungsfälle in der Industrie sind es jedoch nicht. Schraubverbindungen sind aufgrund des engen Bauraumes oft schwer erreichbar und bringen hohe Anforderungen hinsichtlich des Anziehverfahrens oder der Dokumentation und Archivierung der Schraubdaten mit.

Eine große Bandbreite an individuellen Schraubfällen und Kundenanwendungen in der Hochmoment-Schraubtechnik ist der M-PT Matjeschk-PowerTools GmbH & Co. KG gut bekannt, die erst kürzlich ihr 30-jähriges Firmenjubiläum feierte. Das Team von Gründer Michael Matjeschk begleitet Unternehmen von der Planung über die Montage bis zur Wartung von Windenergieanlagen. Die Anforderungen des Qualitätsmanagements der Kunden und die Erfahrungen aus der täglichen Montagepraxis bilden die Grundlage für Forschung und Entwicklung. Das Serviceangebot erstreckt sich von Verkauf und Vermietung bis hin zu Reparatur und Kalibrierung. So hat etwa der weltweit anerkannte Hersteller RAD Torque Systems M-PT als alleinigen deutschen Vertriebs- und Servicepartner für seine Produkte autorisiert.



M-PT Matjeschk-PowerTools GmbH & Co. KG
Am Sägewerk 11 • 01920 Ralbitz-Rosenthal
mail@m-pt.de • www.m-pt.de

Ihre Partner rund um Weiterbetrieb



BayWa r.e. Energy Trading GmbH

Katharinenstraße 6 | 04109 Leipzig
energytrading@baywa-re.com

» Direktvermarktung, Weiterbetrieb, Planung



Centrica Energy

Esplanade 40 | 20354 Hamburg
cet-RtM@centrica.com

» Direktvermarktung, Stromdienstleistungen



Green Wind Group

Alt-Moabit 60a | 10555 Berlin
www.greenwindgroup.de | info@greenwindgroup.de

» Projektentwicklung, Repowering



Moeller Operating Engineering GmbH

Tel.: 04821 6453-100
www.moe-service.com

» Gutachter, Sonstige Dienstleistungen



Rosendahl Windtechnik GmbH

info@rosendahl-windtechnik.de
Tel.: +49 4923 38 99 30 | www.rosendahl-windtechnik.de

» Gutachter, Weiterbetriebsgutachten

Foto: © dominik kempff, unsplash.com

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
Till Schröder

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.

GRAFISCHE UMSETZUNG

die Multhaupts –
Julia und Sonja Multhaupt GbR

DRUCK

Druckstudio GmbH

ANZEIGEN

Bundesverband WindEnergie e. V.
Klaus Barkeling: k.barkeling@wind-energie.de
Tel.: +49 (0)30 212341-177
Nikos Fucicis: n.fucicis@wind-energie.de
Tel.: +49 (0)30 212341-178

Ausgabe 2/2024 Juni 2024





§ 6 EEG – Geldsegen für die Gemeinden?

Geld für Gemeinden im Umkreis von Windparks ohne Kosten? Das klingt gut und ist machbar, kostet jedoch ein bisschen Zeit und Geld.



Mehr zum Thema im BWE-Informationspapier „Beteiligung von Anwohner*innen und Gemeinden 2.0.“

Mit dem EEG 2023 hat der Gesetzgeber auch für Bestandwindparks die Möglichkeit eingeführt, Geld an die Gemeinden im Umkreis der Parks auszuschütten. Das hat die Gemeinden ziemlich aufgeschreckt. Viele haben, sobald sie von dieser Möglichkeit erfuhren, Schreiben an die Windparks in ihrer Umgebung verschickt und darum geworben, ihnen Zuwendungen nach § 6 EEG zukommen zu lassen. **Das Prinzip hat seinen Charme, denn für die Windparks soll es weitgehend ein Nullsummenspiel werden** – wenngleich beim „weitgehend“ ein bisschen Kosten versteckt sind. Denn irgendjemand muss die Aufteilung und die Abrechnungen vornehmen. Ganz ohne Zuschuss läuft das System dann doch nicht.

Eine gute Idee?

Bedient werden können alle Gemeinden (oder Landkreise), die in einem Umkreis von 2.500 Meter vom Mittelpunkt der jeweiligen Windenergieanlage liegen. Sind mehrere Gemeinden in diesem Umkreis, wird der Anspruch entsprechend nach Flächenanteil aufgeteilt. Die Windparks müssen das den Gemeinden nicht anbieten, haben also die Wahlfreiheit. Aber wenn sie ein Angebot machen, dann allen. Es kommt jedoch auf die Anlage an, nicht auf die Gesellschaft.

Die Beteiligung beträgt maximal 0,2 Cent pro eingespeister Kilowattstunde (also 2 Euro pro Megawattstunde); fiktive Mengen können bei der Berechnung berücksichtigt werden (etwa Redispatch-Mengen). Die Regelung trifft auf Anlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 1 Megawatt zu (bei WEA, die den Zuschlag zwischen dem 01.01.2021 und dem 31.12.2022 erhalten haben, 750 kW).

Das Ganze ist als Umverteilung zu Lasten der Stromverbraucher gestaltet: Die Betreiber können sich den Beteiligungsbetrag im Jahr nach der Auskehrung im Rahmen der Jahresmeldung von den Übertragungsnetzbetreibern zurückerstatten lassen.

Die Beteiligung muss zwischen Betreiber und betroffenen Gemeinden vertraglich vereinbart werden. Der Vertrag sollte künftige Anpassungen der Beteiligungsquote durch Änderungen im Gemeindegebiet regeln. →



Mehr zum Thema im BWE-Positionspapier „Eine Transparenzregelung für die kommunale Beteiligung nach § 6 EEG“

Sonniger Sommer? Stürmischer Winter?

Was gibt es Schöneres?



REZ – viel mehr als nur Betriebsführung.
rez-windparks.de info@rez-windparks.de

REZ
Regenerative Energien Zernsee
GmbH & Co. KG

So weit so gut, das Ganze hört sich nach einer guten Idee an, mit der die Erneuerbaren den Gemeinden Geld zukommen lassen können.

Aber aufpassen

Bei der Umsetzung der Beteiligung sind einige Vorgaben zu beachten. Die Regelung ist anlagenbezogen, die Einspeisung und auch die fiktiven Mengen lassen sich in der Regel aber nur gesellschaftsbezogen ermitteln (fragen Sie Ihren Netzbetreiber). Um diesen Widerspruch zu beseitigen, wird empfohlen, die Mengen analog zum EEG nach Referenzertrag oder Standortertrag zu ermitteln. Mengen, die in Poolverträgen ausgeglichen worden sind, sollten unberücksichtigt bleiben. Auch warnen Juristen vor einer quotalen Aufteilung nach Anlagenzähler. Aber warnen ist deren Job.

Die Erstattung der Beteiligung ist nicht bedingungslos, soll heißen, es besteht ein Risiko für die Windparks, auf den Kosten sitzen zu bleiben. Die Erstattung ist nämlich an die Auszahlung der Marktprämie gebunden. Für Monate oder neuerdings auch Jahre, in denen keine Marktprämie vom Netzbetreiber ausgekehrt wird, entfällt auch die Erstattung. Wir empfehlen daher, die Auszahlung der Beteiligung vertraglich an die Auszahlung der Marktprämie zu koppeln. Das bedeutet für Bestandwindparks, dass sie monatlich abrechnen können. Neue Windparks, bei denen der Jahresmarktwert für die Berechnung der Marktprämie greift, müssen allerdings – wenn sie die Kosten nicht selbst tragen wollen – auf einer Jahresab-

Kommunen effizient an Wind- und Solarparks beteiligen

- ✓ Automatische Gutschriften für Kommunen
- ✓ Stundenscharfe Einspeisungsbetrachtung
- ✓ Übersicht über Verträge, Liegenschaften, Daten
- ✓ Flexible Erfassung von Verträgen, Standorten, Anlagen
- ✓ Pünktliche Vertragserfüllung
- ✓ Fachkundiger Support für Behördenmeldungen



rechnung bestehen. Ergänzend kann auch vereinbart werden, dass ab bestimmten Vergütungshöhen (etwa bei Marktwerten deutlich über dem anzulegenden Wert) die Beteiligung ausgezahlt wird, auch wenn sich der Betreiber diese Auszahlung nicht erstatten lassen kann.

Welchen Zeitraum hätten's denn gern?

Der von der Fachagentur Wind vorgeschlagene (aber rechtlich nicht bindende) Abrechnungszeitraum (01.12. bis 30.11.) ist damit eigentlich vom Tisch. Der hatte den Vorteil, dass die Betreiber die Erstattung bereits im Februar des Folgejahres mit der Jahresmeldung beim Netzbetreiber anmelden könnten, gesetzt die Zahlung ist im Dezember geleistet worden. Bindet man die Abrechnung ans Kalenderjahr, muss man gegebenenfalls ein Jahr auf die Erstattung warten.

Die Zahlung im Dezember hat freilich einen großen Nachteil: Der Dezember ist für Betreiber wie für Betriebsführer traditionell sehr arbeitsintensiv, zumal Urlaubs- und Krankheitstage den Arbeitsanfall für verbleibende Mitarbeitende zusätzlich erhöhen. Wollen Betreiber auf die Gutschriften aus November warten, haben sie möglicherweise nur wenige Tage für Abrechnung und Auszahlung.

Es empfiehlt sich bei Bestandswindparks stattdessen, die Zahlung auf Monats- oder Quartalsbasis vorzunehmen. Dann sind die Beträge relativ klein, die aus dem Budget vorgestreckt werden müssen, und die Wartezeit auf die Erstattung so kurz wie möglich. Wichtig aber: keine Zahlung für Zeiträume vor dem 01.01.2023, da die Regelung erst ab dann greift. Außerdem sollte der Vertrag regeln, dass die Zahlung nach § 6 EEG wegfällt, sobald die gesetzliche Regelung kassiert wird.

Walter Delabar, apl. Prof., Dr. phil., ist seit 2012 kaufmännischer Geschäftsführer der Regenerative Energien Zernsee GmbH & Co. KG (REZ). Er ist ausgebildeter Sozial- und Literaturwissenschaftler und lehrt heute an der Leibniz-Universität Hannover. In der Windindustrie ist er seit 1995 tätig und führt Windparks und Betriebsführungsunternehmen als Geschäftsführer.



Erschließungs- und Errichtungsverkehr sowie Leitungsverlegung für EE-Projekte – Wann sind Gemeinden in der Duldungspflicht?

Die Anbindung von Standortgrundstücken für EE-Anlagen für den Erschließungs- und den Errichtungsverkehr sowie die Kabelverlegung stellt in der Praxis häufig eine große Herausforderung dar. Wegen der unterschiedlichen Auswirkungen auf das Genehmigungsverfahren sowie der unterschiedlichen rechtlichen Anforderungen an die Grundstücksnutzung ist es erforderlich, zwischen den einzelnen Nutzungsarten zu unterscheiden. Dieser Artikel fasst noch einmal die Unterschiede zusammen und stellt die Änderungen dar, die sich ergeben.

1. Anforderungen im Genehmigungsverfahren

Die Unterscheidung zwischen Erschließungs- und Errichtungsverkehr sowie die Leitungsanbindung eines Standortgrundstücks ist bereits im Rahmen des Genehmigungsverfahrens für EE-Anlagen von erheblicher Bedeutung. Denn sowohl im BImSchG-Verfahren als auch im Baugenehmigungsverfahren kommt es allein darauf an, ob die Erschließung des Standortgrundstücks dauerhaft gesichert ist, vgl. § 35 Abs. 1 S. 1 BauGB bzw. § 30 Abs. 1 BauGB. Unerheblich für die Genehmigungserteilung ist, ob der Errichtungsverkehr das Standortgrundstück erreichen kann¹ oder das Grundstück über eine Leitungsanbindung verfügt².

2. Erschließungsverkehr

Für die Frage, ob ein Anspruch auf Erteilung der Genehmigung besteht, muss der Antragsteller nur nachweisen, dass das Standortgrundstück während der Betriebszeit der EE-Anlage durch den Erschließungsverkehr erreichbar ist. Unter Erschließungsverkehr versteht die Rechtsprechung

¹ BayVGH, Beschluss vom 21.01.2013 – 22 CA 12.2297.

² BVerwG, Urt. v. 05.01.1996 - 4 B 306/95.

denjenigen Verkehr, der durch die Nutzung des fertiggestellten Vorhabens verursacht wird. Hierzu gehören die Erreichbarkeit des Standortgrundstücks mit Kontroll- und Wartungsfahrzeugen³ sowie Feuerwehr, Rettungsfahrzeuge und Polizei⁴.

2.1. Wann ist die Erschließung ausreichend gesichert?

Die Erschließung ist ausreichend gesichert, wenn die Erschließungsanlage im Zeitpunkt der Ingebrauchnahme des Bauwerks funktionstüchtig angelegt ist und sodann auf Dauer zur Verfügung steht⁵.

Ein Erschließungsweg ist funktionstüchtig angelegt, wenn er über ein Mindestmaß an Zugänglichkeit für den Erschließungsverkehr verfügt. Dies erfüllen neben Straßen auch geschotterte Feld- und Waldwege⁶. Genügt die Erschließungsanlage diesen Anforderungen nicht, kann der Betreiber der Gemeinde ein zumutbares Erschließungsangebot unterbreiten. Dieses fingiert dann im Rahmen des Genehmigungsverfahrens das Vorhan-

Gemeinsam neue Energien gewinnen - mit **Swisspower Renewables** an Ihrer Seite

Sie suchen einen Kooperationspartner, haben eine Fläche oder sind auf der Suche nach dem nächsten beruflichen Schritt?

Wir freuen uns auf Ihren Anruf oder Ihre Nachricht.

Peter Plesse
Projektentwicklung
+49 30 3199 886 - 0

Anna Heinrich-Stinner
Kommunikation & HR
+49 30 3199 886 - 29

 swisspower-renewables.de

renewables
swisspower



densein eines funktionstüchtigen Erschließungsweges zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme der EE-Anlage⁷. Was Betreiber häufig übersehen: Das zumutbare Erschließungsangebot ist nicht identisch mit einem →

³ BayVGH, Beschluss vom 21.01.2013 – 22 CA 12.2297.

⁴ VGH München, Urteil vom 18.01.2022 – 1 B 19.1616.

⁵ BayVGH, Beschluss vom 21.01.2013 – 22 CA 12.2297.

⁶ Wie vor.

⁷ BVerwG, Urteil vom 20.05.2010 – 4 C 7.09).

Gestattungsvertrag, denn seine Aufgabe ist es nicht, eine Wegenutzung zu regeln, sondern einen tatsächlichen Ausbau.

Der Betreiber kann nicht verlangen, dass die Gemeinde sein Erschließungsangebot annimmt⁸. Die Kommune ist aber regelmäßig zur Duldung der Ausbaumaßnahmen verpflichtet. Ausnahmsweise besteht auch ein Anspruch auf Herstellung der Erschließungsanlagen⁹.

Ob die Erschließungsanlage dem Betreiber auf Dauer zur Verfügung steht, ist eine Frage der rechtlichen Sicherung. Soweit es sich bei der Erschließungsanlage um einen Privatweg handelt, muss dessen dauerhafte Benutzung durch Dienstbarkeiten oder Baulasten gesichert werden¹⁰. Steht die Erschließungsanlage im Eigentum einer Gemeinde, ist sie dauerhaft gesichert, wenn sie für den Erschließungsverkehr gewidmet oder die Gemeinde aus anderen Gründen, z.B. aus Art. 3 Abs. 1 Grundgesetz (GG) oder Art. 14 Abs. 1 GG, zu dessen Duldung verpflichtet¹¹ und die Inanspruchnahme des gemeindlichen Wegenetzes für die Gemeinde nicht unzumutbar ist¹².

2.2. Auswirkungen von § 11b EEG

§ 11b EEG führt zu keiner Änderung der bisherigen Bewertungen, dieser regelt ausschließlich das Recht zur Überfahrt von Grundstücken während der Errichtung und des Rückbaus von Windenergieanlagen. Dies ergibt sich bereits aus der Überschrift des § 11b EEG und dem Wortlaut des Gesetzes.

3. Errichtungsverkehr

Der Errichtungsverkehr ist derjenige Verkehr, der über den laufenden Erschließungsverkehr hinausgeht. Im Rahmen des Genehmigungsverfahrens wird regelmäßig nicht betrachtet, ob das Standortgrundstück in der Bauphase erreichbar ist. Denn dies ist nicht eine Frage der rechtlichen Zulässigkeit, sondern der tatsächlichen Realisierbarkeit des Vorhabens¹³.

⁸ VG Oldenburg, Urteil vom 09.03.2016, 5 A 5403/12.

⁹ BVerwG, Urteil vom 04.10.1974 – IV C 59/3.

¹⁰ BVerwG, Urteil vom 03.05.1988 – 4 C 54/85.

¹¹ BVerwG, Urteil vom 31.10.1990 – 4 C 45/88; OVG Berlin-Brandenburg, Urteil vom 16.11.2017 – OVG 11 B 6.15.

¹² OVG Münster, Urteil vom 28.02.2008 – 10 A 1060/06.

¹³ VG Stuttgart, Urteil vom 29.04.2010 –13 K 898/08.

3.1. Wann muss die Gemeinde den Errichtungsverkehr dulden?

Bei öffentlich gewidmeten Wegen stellt die Nutzung für den Errichtungsverkehr eine erlaubnispflichtige Sondernutzung dar. Die Erteilung der Sondernutzungserlaubnis erfolgt nach Maßgabe der Straßengesetze der Länder und steht im pflichtgemäßen Ermessen der Genehmigungsbehörde. Sie kann dennoch nur aus straßenrechtlichen Erwägungen versagt werden¹⁴. Die Sondernutzungserlaubnis ist regelmäßig in einem gesonderten Verfahren zu erteilen, es sei denn, die Straßengesetze der Länder regeln etwas Abweichendes. Dann ist die Sondernutzungserlaubnis im Rahmen des Genehmigungsverfahrens nach BImSchG zu bearbeiten und von der Konzentrationswirkung der BImSchG-Genehmigung erfasst¹⁵.

Soll der Errichtungsverkehr auf nicht öffentlich gewidmeten Straßen erfolgen, aber über das gemeindliche Wegenetz, kann sich ein Duldungsanspruch gegenüber der Gemeinde auf Wegenutzung und -ausbau aus dem öffentlichen Sachenrecht¹⁶, aus Art. 14 Abs. 1 GG, der eine notwegeähnliche Benutzung des gemeindlichen Wirtschaftswegenetzes erlaubt¹⁷, oder aus Art. 3 Abs. 1 GG ergeben¹⁸.

Gehört das Grundstück nicht zum gemeindlichen Wirtschaftswegenetz, lässt sich der Anspruch u.U. aus den „Grundsätzen des nachbarschaftlichen Gemeinschaftsverhältnisses“ herleiten¹⁹.

3.2. Auswirkungen von § 11b EEG

Im Rahmen des Errichtungsverkehrs wird künftig § 11b EEG eine größere Rolle spielen.

Nach dessen Absatz 1 müssen künftig Eigentümer und sonstige Nutzungsberechtigte eines Grundstücks im Eigentum der öffentlichen Hand die Überfahrt und die Überschwenkung des Grundstücks zur Errichtung und zum Rückbau von Windenergieanlagen dulden. →

¹⁴ OVG Greifswald, Beschluss vom 29.09.2016 – 1 M 435/16.

¹⁵ OVG Berlin-Brandenburg, Beschluss vom 28.12.2020 – OVG 1 S 29/20 für § 19 S. 1 BbgStrG; vergleichbar sind § 16 Abs. 6 StrG BW (VGH Mannheim, Urteil vom 29.09.1988 – 5 S 1237/88), § 18 Abs. 3 StrG HB, § 22 Abs. 1 S. 4 StrG M-V.

¹⁶ Z.B. § 12 Bbg Kommunalverfassung.

¹⁷ VG Potsdam, Beschluss vom 24.03.2020, VG 10 L 51/20 unter Bezugnahme auf OVG Koblenz, Urteil vom 21.10.2009, 1 A 10481/09; VG Mainz, Beschluss vom 22.07.2016 - 3 L 648/16 MZ.

¹⁸ OVG Münster, Urteil vom 28.02.2008 – 10 A 1060/06.

¹⁹ OLG Dresden, Urteil vom 16.02.2024 – 9 W 34/24.

Durch die Neufassung des § 11b EEG werden die Duldungspflichten nunmehr auf Grundstücke im öffentlichen Eigentum begrenzt²⁰. Für öffentlich gewidmete Straßen gelten gem. § 11b Abs. 4 S. 1 weiter die Straßengesetze der Länder, damit die Straßenverkehrs- und Straßenbaubehörden weiter beteiligt werden²¹.

Unsicherheit wirft die Frage auf, wer zur „öffentlichen Hand“ gehört. Generell trifft dies auf Kommunen, aber auch auf solche Unternehmen zu, bei denen der Staat aufgrund des Eigentums, finanzieller Beteiligung, Satzung oder sonstiger Bestimmungen unmittelbar oder mittelbar einen bestimmenden Einfluss auf Planung und Geschäftstätigkeit ausübt. Das wird vermutet, wenn der Staat die Mehrheit des Kapitals oder der Stimmrechte hat oder die Mehrzahl der Mitglieder der Leitungs- oder Aufsichtsorgane bestellt²². Dies dürfte wohl für die Landesforstbetriebe ebenso zutreffen wie für Stadtwerke, die BVVG, die BImA und ähnliche Unternehmen.

Die Wiederherstellungspflicht nach Abschluss des Errichtungsverkehrs kann dafür sprechen, statt der Ausnutzung des Duldungsanspruchs des § 11b Abs. 1 EEG gleichwohl mit der Gemeinde einen Wegenutzungs- und -ausbauvertrag abzuschließen.

In jedem Fall zahlt der Betreiber gem. § 11b Abs. 2 EEG für die Überfahrt 28 Euro pro Monat und in Anspruch genommenen Hektar. Eine Überschwenkung ist hingegen kostenlos zu dulden.

§ 11b EEG entbindet nicht von der Einholung weiterer Genehmigungen, z.B. Fällgenehmigung für Bäume, vgl. § 11b Abs. 3 S. 2 EEG. Für die Durchsetzung im Wege des Einstweiligen Rechtsschutzes gilt § 83 Abs. 2 EEG mit der Folge, dass dem Betreiber hier Erleichterungen zugutekommen.

4. Leitungsverlegung

Der Anschluss der EE-Anlagen an das Stromnetz ist keine Frage der Erschließung²³. Dennoch ist zu klären, ob und unter welchen Voraussetzungen Gemeinden Leitungsverlegungen auf ihren Grundstücken dulden müssen und welche Vorteile nunmehr § 11a EEG bringt.

²⁰ BT Drs. 20/11180, S. 128.

²¹ Wie vor.

²² Weiß, Öffentliche Unternehmen und EGV, EuR 2003, 165.

²³ BVerfG, Urt. v. 05.01.1996 - 4 B 306/95.

4.1. Wann muss die Gemeinde die Leitungsverlegung dulden?

Die Leitungsverlegung war bislang nach allen Straßengesetzen der Länder auch dann zivilrechtlich zu regeln, wenn sie innerhalb von gewidmeten Straßen oder in deren Randbereichen erfolgte²⁴. Soweit dies der Fall war, ergab sich regelmäßig ein Duldungsanspruch des Betreibers gegenüber der Gemeinde aus § 19 i. V. m. § 33 GWB. **Danach darf die Kommune die Leitungsverlegung innerhalb ihrer Straßen und Wege gegen Zahlung eines angemessenen Entgelts nicht verweigern, wenn dies unter rechtsmissbräuchlicher Ausnutzung ihrer marktbeherrschenden Stellung erfolgt²⁵.**

Soweit die Leitungsverlegung innerhalb gemeindlicher Grundstücke, die keine Wege sind, erfolgen sollte, konnte sich der Duldungsanspruch u.U. aus § 905 S. 2 BGB ergeben. Danach kann der Grundstückseigentümer diejenigen Einwirkungen auf seinem Grundstück nicht verbieten, die in solcher Höhe oder Tiefe vorgenommen werden, dass er an ihrer Ausschließung kein Interesse hat. Ob ein schutzwürdiges Interesse besteht, richtet sich nach der Verkehrsanschauung und ist nach den Umständen des Einzelfalls zu entscheiden. Nicht erforderlich ist eine konkrete Beeinträchtigung des Grundstücks, vielmehr reicht auch ein ästhetisches Interesse aus. Allerdings muss das Interesse des Eigentümers gerade an der Benutzung des →

²⁴ Vgl. z. B. § 23 StrG Bbg.

²⁵ Vgl. Scheidler, LKRZ 2014, 319, 322.

Finanzkraft für Ihre Windkraft

Seit über 25 Jahren sind wir Ihr zuverlässiger Partner für Finanzierungsprojekte von Windkraftanlagen. Zusammen mit den Unternehmen der Genossenschaftlichen FinanzGruppe und den Volksbanken Raiffeisenbanken bieten wir individuelle Finanzierungslösungen aus einer Hand. Auch für Ihr Projekt finden wir gemeinsam den optimalen Weg. Zusammen geht mehr.

» www.dzbank.de/erneuerbare-energie

Grundstücke bestehen. Zudem müssen auch solche Umstände berücksichtigt werden, die erst in der Zukunft eine Behinderung besorgen lassen²⁶. Im Rahmen dieser Abwägung haben die Gerichte eine Leitungsverlegung in einer Tiefe von 1,79 m unter dem Bahnkörper einer Straßenbahn²⁷, als auch in einer Tiefe von 5 m²⁸ und 4 m²⁹ im Außenbereich geduldet.

4.2. Auswirkungen von § 11a EEG

Für Grundstücke im Eigentum der öffentlichen Hand bringt § 11a EEG insoweit eine Erleichterung, als dass nicht mehr danach differenziert werden muss, ob die genutzten Grundstücke um Wegegrundstücke oder andere Grundstücke sind. Zudem entfällt auch die Einzelfallbewertung.

Gem. § 11a Abs. 1 EEG müssen alle Eigentümer und sonstige Nutzungsrechte eines Grundstücks in öffentlicher Hand die Verlegung, die Errichtung, die Instandhaltung, die Instandsetzung, den Schutz und den Betrieb von elektrischen Leitungen sowie Steuer- und Kommunikationsleitungen und sonstigen Einrichtungen zum Anschluss von EE-Anlagen an den Verknüpfungspunkt nach § 8 Abs. 1 bis 3 sowie Direktleitungen im Sinn von § 3 Nr. 12 EnWG dulden. Eine Einschränkung besteht auch hier, wenn die Nutzung des Grundstücks unzumutbar beeinträchtigt wird oder Belange der Landes- und Bündnisverteidigung entgegenstehen. Anders als § 11b EEG gilt § 11a EEG auch für Photovoltaikanlagen und gem. § 11a Abs. 5 EEG auch für Leitungen zum Anschluss von Anlagen zur Herstellung oder Speicherung von Grünem Wasserstoff und sonstigen Stromspeichern.

Unklar ist auch im Rahmen von § 11a EEG, wer zur „öffentlichen Hand“ gehört. Die Auslegung dürfte hier jedoch genauso ausfallen wie im Rahmen von § 11b EEG.

Dass die Verbindung der Leitung mit dem Grundstück gemäß § 946 BGB nicht zu einem Eigentumsverlust an den Leitungen führt, hat der Gesetzgeber in § 11a Abs. 1 S. 5 EEG klargestellt. Danach werden die Leitungen keine wesentlichen Bestandteile des Grundstücks, sondern bleiben im Eigentum des Betreibers.

²⁶ MüKoBGB/Brückner, 9. Aufl. 2023, BGB, §905.

²⁷ OLG Bremen, OLGZ 1971, S. 147.

²⁸ LG Potsdam, Teilurteil vom 5. Dezember 2006.

²⁹ LG Köln, Beschluss vom 6. August 2013, 5 O 221/13.

Die Höhe des angemessenen Entgelts für die Leitungsverlegung ist in § 11a Abs. 2 EEG in der Weise geregelt, dass der Betreiber dem Grundstückseigentümer bei Inbetriebnahme der Leitung einmalig 5 Prozent des Verkehrswertes der in Anspruch genommenen Schutzstreifenfläche zahlen muss.

Da der Grundstückseigentümer gem. § 11a Abs. 3 S. 2 die Umverlegung der Leitung verlangen kann, wenn die Lage an der bisherigen Stelle für ihn unzumutbar geworden ist, kann ggf. auch hier der Abschluss eines Gestattungsvertrages weiter sinnvoll sein.

Die Duldungspflicht endet gem. § 11a Abs. 4 EEG innerhalb von 48 Monaten nach Betriebseinstellung.

Gem. § 11a Abs. 5 EEG gelten auch hier für die Durchsetzung im Wege des Einstweiligen Rechtsschutzes über den Verweis auf § 83 Abs. 2 EEG die entsprechenden Erleichterungen.

5. Fazit

Im Ergebnis ist festzuhalten, dass §§ 11a, 11b EEG jedenfalls in Bezug auf Grundstücke in öffentlicher Hand deutliche Erleichterungen bringen. Auch wenn noch Detailfragen ggf. gerichtlich zu klären sein werden und eine Erweiterung der §§ 11a, 11b EEG auf Grundstücke auch in privater Hand wünschenswert gewesen wäre, werden die jetzigen gesetzlichen Regelungen viele EE-Vorhaben zügiger zur Umsetzung verhelfen und lästige gerichtliche Auseinandersetzungen vermeiden.

Marion Westphal-Hansen ist Rechtsanwältin, Fachanwältin für Verwaltungsrecht sowie Fachanwältin für Miet- und Wohnungseigentumsrecht bei von Tettau | Rechtsanwälte | PartG mbB.





Automatisierung von Energieerträgen für erfolgreiche Projekte

Die Automatisierung der Berechnung langfristiger Energieerträge bringt erhebliche wirtschaftliche Vorteile und unterstützt nachhaltige Lösungen in der Energiebranche. Ein besonders entscheidender Faktor ist die Zeitersparnis, die automatisierte Systeme im Vergleich zu traditionellen Methoden bieten. Durch präzise und effiziente Simulation historischer Energieerträge können Entwickler und Planer von Wind- und Solarparks fundierte Entscheidungen schneller treffen und die Rentabilität ihrer Projekte frühzeitig evaluieren.

Effizienzsteigerung durch Automatisierung

Ein zentraler Vorteil der Automatisierung ist die signifikante Effizienzsteigerung. Traditionelle Ertragsabschätzungen, wie auch Windgutachten, erfordern manuelle Datenerhebungen und -analysen, die zeitaufwendig und fehleranfällig sein können. Solche Gutachten können mehrere Wochen bis

Monate in Anspruch nehmen, wenn zusätzlich Wartezeiten aufgrund von knappen Kapazitäten miteinbezogen werden, verlängert sich die Dauer weiter. Im Gegensatz dazu verarbeiten automatisierte Systeme Daten schnell und präzise, wodurch langwierige manuelle Prozesse entfallen und Fehlerquellen auf ein Minimum reduziert werden. Das spart nicht nur Zeit, sondern ermöglicht auch schnellere Entscheidungen.

Präzision und Zuverlässigkeit

Ein wesentlicher Aspekt der Automatisierung von Ertragsbewertungen ist die hohe Präzision und Zuverlässigkeit, die mit der Standardisierung der Prozesse und der stringenten Datenverarbeitung einhergeht. Automatisierte Systeme nutzen umfangreiche Datenanalysen und physikalische Modelle, die Faktoren wie Parklayout, Abschattungseffekte und sowohl technische als auch genehmigungsrechtliche Verluste berücksichtigen. Das sorgt für genaue und realitätsnahe Berechnungen der Energieerträge. Die Möglichkeit, verschiedene Szenarien schnell zu analysieren und zu vergleichen, ist ebenfalls von großem Vorteil. Das hilft, potenzielle Risiken und Chancen besser einzuschätzen und fundierte Entscheidungen darüber zu treffen, ob ein Projekt weiterverfolgt werden soll.

Wirtschaftliche Vorteile der Automatisierung

Die wirtschaftlichen Vorzüge der Automatisierung sind vielfältig. Der zeitliche Faktor und damit einhergehende geringere finanzielle Aufwände liegen auf der Hand. Eine präzise Simulation von Energieerträgen ermöglicht es zudem, Investitionen optimal zu planen und das finanzielle Risiko zu minimieren. **Durch genaue Werte können mehr potenzielle Standorte für Wind- und Solarparks besser bewertet und die rentabelsten Projekte priorisiert werden. Zudem bietet die Automatisierung die Möglichkeit, auf Marktveränderungen, wie z. B. sich ändernde Regularien, zentral gesteuert und flexibel zu reagieren.**

Nachhaltige Entwicklung und Klimaziele

Neben den wirtschaftlichen Vorteilen trägt die Automatisierung der Berechnung von Energieerträgen auch zur nachhaltigen Entwicklung bei. Präzision in der Simulation von Energieerträgen ermöglicht eine →

effiziente Nutzung der vorhandenen Ressourcen und reduziert den Bedarf an fossilen Energiequellen. Das ist ein entscheidender Schritt zur Erreichung der Klimaziele und zur Förderung erneuerbarer Energien. Die Automatisierung unterstützt zudem die Planung und den Ausbau erneuerbarer Energien, indem sie die Vorarbeit für Genehmigungsverfahren beschleunigt und die Planungssicherheit erhöht.



Erlangen Sie jetzt den 360°-Blick auf Ihre Energieparks:

Ein maßgeschneidertes Dokumentenmanagementsystem bringt frischen Wind in Ihre Projektierung und Betriebsführung! Verschaffen Sie sich jetzt **Transparenz, High-Speed, Wettbewerbsvorteil!**

Jan Oldigs
Digitalisierungsexperte
New Energy
jan.oldigs@henrichsen4easy.de

+49 (9421) 51025-60
+49 (152) 28806416

HENRICHSEN4easy
ANWENDEPROGRAMME FÜR DIE ENERGIEBRANCHEN

new energy for your documents

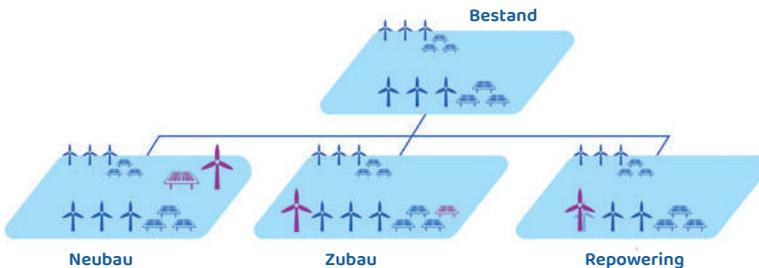
Ein Schritt vor dem Windgutachten

Ein traditionelles Windgutachten kann, je nach Komplexität und Umfang, mehrere Monate in Anspruch nehmen. Diese Zeit umfasst die Datenerhebung vor Ort, die manuelle Analyse der Winddaten und die Erstellung des Berichts. Die hohe Auslastung der knapp 30 Windgutachterbüros in Deutschland verlängert die Bearbeitungsdauer noch weiter. **Automatisierte Simulationen von Energieerträgen hingegen können in deutlich kürzerer Zeit erstellt werden.** Durch den Einsatz von Cloud-basierten Infrastrukturen und fortschrittlichen Algorithmen lassen sich detaillierte Ergebnisse innerhalb weniger Tage anfertigen. Die Tendenz geht sogar in Richtung weniger Stunden.

Beispiel für die Zeitersparnis:

- **Traditionelles Windgutachten:** 6 bis 12 Wochen
- **Automatisierte Berechnung des Energieertrags:** 5 bis 8 Tage

Diese enorme Zeitersparnis ermöglicht es Entwicklern und Planern, Projekte schneller voranzutreiben und sich frühzeitig einen Wettbewerbsvorteil zu sichern.



Praktische Anwendungsfälle

Um die Vorteile der automatisierten Berechnung oder Simulation von Energieerträgen besser zu verstehen, betrachten wir einige praktische Anwendungsfälle:

- **Standortanalyse:** Automatisierte Ertragsberechnungen liefern detaillierte Informationen über den potenziellen Energieertrag eines Standorts. Im Vergleich zu traditionellen Methoden, die Wochen dauern können, bieten automatisierte Systeme innerhalb weniger Tage präzise Daten über durchschnittliche Windgeschwindigkeiten oder Sonneneinstrahlung und weitere relevante Faktoren.
- **Berücksichtigung technischer Verluste und Umweltauswirkungen:** Automatisierte Systeme integrieren technische Verluste und genehmigungsrechtliche Auflagen wie z. B. Umweltauflagen wie Beschränkungen auf Grund von Fledermausflug zuverlässig in ihre Berechnungen, was zu nachvollziehbaren Nettoenergieerträgen führt. Diese umfassenden Systeme ermöglichen eine schnellere und genauere Bewertung der tatsächlichen Rentabilität eines Projekts. Gerade für die Abschätzung der Finanzierung der Anlagen sind diese Werte ausschlaggebend. Auch außerhalb der Finanzierung von neuen Anlagen, →



bei denen unabhängige Windgutachten unerlässlich sind, können plausible automatisierte Berechnungen von Erträgen relevant für Kreditgeber werden. Bei Anlagen, die in den Verkauf, Weiterbetrieb oder Second-Life-Betrieb gehen, kann eine an die TR6 angelehnte Berechnung der Energieerträge für eine Finanzierung oft ausreichen.

Fazit: Automatisierung als Entscheidungsgrundlage

Die automatisierte Berechnung von Energieerträgen bietet klare Antworten auf die Frage, ob ein Projekt weiterverfolgt werden soll, insbesondere durch die signifikante Zeitersparnis im Vergleich zu traditionellen Bewertungsmethoden. Die Automatisierung steigert die Effizienz, erhöht die Präzision und Zuverlässigkeit der zu treffenden Prognosen und bietet wirtschaftliche Vorteile. Sie ermöglicht eine flexible und fundierte Entscheidungsfindung, die sowohl die Rentabilität von Projekten maximiert als auch zur nachhaltigen Entwicklung beiträgt. Die Vorteile der Automatisierung sollten genutzt werden, um erfolgreich und nachhaltig in die Zukunft zu gehen.



Sascha Bauer ist CEO bei 4cast, einem führenden Unternehmen im Bereich der erneuerbaren Energien. Mit seiner Erfahrung in strategischer Ausrichtung und Unternehmensführung entwickelt er nachhaltige und innovative Lösungen für die Energiewende. Gemeinsam mit seinem Team strebt er danach, Software- und IT-Projekte zu etablieren, die gesellschaftlich relevant für eine grüne Zukunft und saubere Energiequellen stehen.

4-cast.de

WINDPROJEKTE PLANEN MIT SCHNELLEN ERTRAGSPROGNOSEN

Planen Sie Szenarien für Ihre Energieanlagen in kürzester Zeit auf Basis seriöser Daten.

Automatisierte Langzeit-Ertragsprognosen für Ihre Windprojekte erlauben es Ihnen schnell viele Planungsvarianten zu bewerten.

ERFOLGREICHES WINDRAD DURCH STARKE PROGNOSE



4cast
heartbeat of renewables

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 neuen Serie stellen wir gemeinsam mit der Kanzlei **von Bredow Valentin Herz** halbjährlich 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!

Stromsteuer: Jahresmeldung für den Veranlagungszeitraum 2023 (§ 8 StromStG, § 4 StromStV)



► Was ist zu tun?

Anlagenbetreiber müssen einmal jährlich die **stromsteuerpflichtigen Strommengen** sowie **steuerfrei verbrauchte Strommengen** dem zuständigen Hauptzollamt mitteilen.

► Wie genau?

Die Stromsteueranmeldung bzw. die Mitteilung steuerfreier Strommengen muss mit dem amtlichen **Formularvordruck 1400** auf www.zoll.de online ausgefüllt werden.

► Bei wem, bis wann?

Die Meldung ist **bis zum 31. Mai** für das jeweilige Vorjahr bei dem **örtlich zuständigen Hauptzollamt** einzureichen. Die örtliche Zuständigkeit richtet sich nach dem Sitz des Betreibers. Wenn zu versteuernde Mengen angemeldet werden, muss die Steuer selbsttätig bis zum 25. Juni gezahlt werden.

► Weitere Anmerkungen

Ob und für welche Strommengen eine Steuerpflicht besteht, ist einzelfallabhängig. Grundsätzlich sind z.B. Anlageneigenverbräuche (in Stillstand und laufendem Betrieb) sowie sog. Querlieferungen an andere Betreiber steuerpflichtig. Für versteuerte Strommengen können Entlastungsanträge bis zum Ende des Folgejahres (also für 2023 **bis 31.12.2024**) gestellt werden. →



Transparenzmeldung nach § 71 Absatz 2 EEG 2023 für Anlagen mit mehr als 100.000 Euro Förderung pro Jahr (Transparency Award Module = „TAM-Meldungen“)

► Was ist zu tun?

Anlagenbetreiber sind verpflichtet, die im Jahr 2023 nach dem EEG erhaltenen Zahlungen anzugeben, wenn diese beiden Bedingungen erfüllt sind:

- die EEG-Anlage(n), für welche die EEG-Zahlungen geleistet wurde(n), ist/sind nach dem 31. Juli 2014 in Betrieb gegangen und
- die Summe der erhaltenen EEG-Zahlungen für die Anlage(n) hat im Kalenderjahr 2023 mindestens 100.000 Euro betragen.

Sofern von dem Betreiber seit dem 31. Dezember 2022 keine Neuanlagen in Betrieb genommen worden sind, besteht die Meldepflicht erst, wenn die erhaltene Förderung mehr als 500.000 € betragen hat, vgl. § 100 Abs. 10 EEG 2023.

► Bei wem, bis wann?

Die für Anlagenbetreiber relevante Meldefrist für den Meldezeitraum 2023 in Bezug auf die EEG-Förderung (§ 71 Abs. 6 EEG in Verbindung mit Abs. 4) endet am 31. Juli 2024.

► Wie genau?

Die Meldungen sind im TAM-Meldeportal der Übertragungsnetzbetreiber abzugeben:

<https://tam.netztransparenz.de/>

► Weitere Anmerkungen

Grundsätzlich ist in § 71 Abs. 4 EEG 2023 vorgesehen, dass die Meldepflicht nur von Betreibern zu erfüllen ist, deren Daten nicht nach § 15 Abs. 1 Satz 1 Nr. 2 MaStrV veröffentlicht werden (nicht veröffentlicht werden Daten von natürlichen Personen) oder deren Daten im Marktstammdatenregister nicht vollständig erfasst sind. Die Regelung in § 71 Abs. 4 EEG 2023 sollte damit laut der Gesetzesbegründung eigentlich dem Bürokratieabbau und der Entlastung der Anlagenbetreiber dienen.

Allerdings sind die Übertragungsnetzbetreiber nach § 71 Abs. 6 EEG 2023 berechtigt, abweichende Verfahren festzulegen, was diese mit dem TAM-Meldeportal getan haben, welches wiederum die Meldepflichten den Anlagenbetreibern zuweist. Anlagenbetreiber sollten daher unbedingt noch einmal kontrollieren, ob Meldepflichten im TAM-Portal zu erfüllen sind.

BNK-Pflicht ab dem 1. Januar 2025 (§§ 9 Absatz 8, 100 Absatz 6 EEG 2023)



► Was ist zu tun?

Spätestens bis Ende des Jahres müssen sich alle betroffenen Anlagenbetreiber um die Ausstattung ihrer WEA mit einer bedarfsgesteuerten Nachtkennzeichnung (BNK) kümmern.

Bei Nichtbeachtung drohen Strafzahlungen, vgl. § 52 Absatz 1 Nummer 3 EEG 2023.

► Wie genau?

Nach der entsprechenden Übergangsvorschrift in § 100 Absatz 6 EEG 2023 gilt die Pflicht zur bedarfsgesteuerten Nachtkennzeichnung nicht nur für Neu-, sondern auch für **Bestandsanlagen, die nach dem 31. Dezember 2005** in Betrieb genommen wurden.

► Bei wem, bis wann?

Der Gesetzgeber hat die Frist zur Umsetzung der BNK-Pflicht schon mehrfach verlängert, diesmal aber ausdrücklich letztmalig bis zum 1. Januar 2025. Betreiber von BNK-pflichtigen WEA sind verpflichtet, **unverzüglich** (also ohne schuldhaftes Zögern) einen **vollständigen und prüffähigen Antrag** auf Zulassung einer BNK bei der zuständigen Landesbehörde zu stellen, soweit die BNK Pflicht noch nicht erfüllt wurde.

► Weitere Anmerkungen

Weitere Informationen über die BNK-Pflicht sowie über mögliche Anträge auf Befreiung von der Pflicht zur bedarfsgesteuerten Nachtkennzeichnung von Windenergieanlagen sind auf der Webseite der BNetzA zu finden: <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/BK06/BK6.html>

Julia Rawe, Rechtsanwältin bei von Bredow Valentin Herz Rechtsanwälte, Berlin, berät seit 2017 zu energierechtlichen Fragestellungen, insbesondere im Bereich der dezentralen Stromerzeugung und der Stromsteuer sowie zum EEG im Allgemeinen. Sie ist regelmäßig als Referentin zu den Themen ihrer Schwerpunktbereiche tätig.



Der nächste BetreiberBrief erscheint im September 2024.

Themen dieser Ausgabe u. a.:

- Tipps für eine längere Lebensdauer
- Nutzen statt Abregeln
- Erleichterungen durch die Gemeindeöffnungsklausel
- Drohnen bei der Wiederkehrenden Prüfung
- Der Data Act und seine Auswirkungen
- § 6 EEG – Geldsegen für die Gemeinden?
- Automatisierung von Energieerträgen