

IHR BWE BETREIBER BRIEF

Fachwissen
für BWE-
Mitglieder

AUSGABE
4/2023

Werden Sie Ihr eigener Experte

windindustrie-in-deutschland.de

Lesen Sie kostenlose Fachartikel,
aktuelle Studien und Unternehmensmeldungen,
Veranstaltungstermine u.v.m

Inhalt

- | | | | |
|----|--|----|---|
| 4 | Grußworte an die Betreiber | 50 | Die Gemeindeöffnungsklausel nach § 245e BauGB |
| 8 | Stillstand? Nur nach Plan. Mit der zerstörungsfreien Werkstoffprüfung. | 57 | „Grüner, mittels erneuerbarer Energie erzeugter Wasserstoff ist der natürliche nächste Baustein für die Energiewende“ |
| 13 | Schmierstoffe in Windkraftanlagen nach ihrem Zustand wechseln – Kosteneinsparung und Klimaschutz | 62 | Kleines Netz, große Wirkung – Microgrids machen Verbraucher unabhängig |
| 20 | Vernetzt, aber cybersicher | 68 | Risikobewertung auf aktuellstem Stand – die neue IEC TS 61400-31 |
| 25 | Mitlaufende Auffanggeräte in Windenergieanlagen | | |
| 38 | Probleme beim Netzanschluss – Rechte und Handlungsmöglichkeiten des Anlagenbetreibers | | |
| 44 | Rechtsanspruch des Windparkbetreibers auf Netzanschluss | | |
| | | | Kontakte: Ihre Partner rund um ... |
| | | 18 | Betrieb und Service |
| | | 37 | Weiterbetrieb |
| | | 67 | Ihren Windpark |

BWE-Umfrage zur Servicezufriedenheit

Wir wollen von Ihnen wissen, wie zufrieden Sie mit der **Qualität Ihres Service-Dienstleisters** sind.

Für die **Teilnahme an unserer jährlichen BWE-Umfrage zur Servicezufriedenheit** haben wir allen Betreibern einen Token gesendet, mit dem Sie unkompliziert teilnehmen können.

Bitte beantworten Sie unsere Fragen **bis zum 23.12.** – je größer die Beteiligung, desto aussagekräftiger die Ergebnisse.

Mitmachen
bis 23.12.!

Neues aus Berlin

Die Windenergie steht vor entscheidenden Jahren. Die Reformen der Bundesregierung beginnen zu wirken. Teils eindrucksvolle Zahlen aus den Bundesländern zu neuen Genehmigungen belegen dies.

Dennoch bleibt auch weiterhin viel zu tun. Sowohl Zubau als auch Genehmigungslage sind zwar auf einem guten Weg, haben aber noch nicht die zum Erreichen der Klimaziele notwendige Dynamik. Es fehlt an der Bereitstellung von Flächen. Auch in den Genehmigungsverfahren ist man von durchgreifender Beschleunigung noch weit entfernt. Nachdem der Bundeshaushalt wackelt, muss Tempo zur neuen Währung werden! Daher drücken wir aufs Tempo: **Die Gemeindeöffnungsklausel gilt ab Mitte Januar und schafft den Kommunen neue Optionen. Wir wollen sie in einer nächsten Gesetzesnovelle von dem Umweg Zielabweichungsverfahren befreien. Zusätzlich verlangen wir, den am 6.11.2023 beschlossenen Pakt zwischen Bund und Ländern für Planungs- und Genehmigungsbeschleunigung im ersten Quartal im Bundesimmissionsschutzgesetz umzusetzen.**

In Europa werben wir für faire Marktrahmen, die den Kapazitäts- und Produktionshochlauf und damit hohe Wertschöpfung parallel zu steigenden Genehmigungen und Projekten ermöglichen.

2023 war ein spannendes Jahr. 2024 erwarten wir bis zur Jahresmitte ein weiter sehr hohes Tempo der Gesetzgebung. Der BWE bleibt an den parallel laufenden Verfahren dran und schlägt weiter die Pflöcke für die Branche ein. Wir sind für Sie da! Zunächst aber allen Lesern eine schöne Weihnachtszeit und einen guten Start in das neue Jahr.



Mehr zum Thema im BWE-Positionspapier „Positionierung zur BauGB-Novelle“



Ihr Wolfram Axthelm
Geschäftsführer
Bundesverband WindEnergie e.V.



Liebe BWE-Betreiberinnen und BWE-Betreiber,

die Politik schlägt gerade Kapriolen in die verschiedensten Richtungen, eine Klimaschutzkonferenz findet in den Emiraten statt – das ein oder andere hätte man sich so wohl eher nicht vorgestellt. Aber sei's drum, das Klima hat keine Zeit zu warten und wir stehen mit dem Betrieb von Windenergieanlagen bestimmt nicht abwartend in der letzten Reihe – also bleiben wir konzentriert und was gibt es dafür besseres, als im BWE-BetreiberBrief zu schmökern?!

Manchmal sind Methoden für einen erfolgreichen Anlagenbetrieb ziemlich banal und gar nichts bahnbrechend Neues und trotzdem eminent wirkungsvoll, wie die Prinzipien der zerstörungsfreien Werkstoffprüfung. Falls Sie damit tatsächlich nichts anfangen können, unbedingt informieren und prüfen, ob an Ihrer Anlage eventuell Bedarf besteht. Das Kümmern um die Schmierstoffe ist ebenfalls ein althergebrachtes Thema und trotzdem noch immer up to date! Richtig gekümmert spart Geld und bietet Ihnen oben-drein sogar Informationen über den Zustand der Komponenten.

Neben diversen technischen Maßnahmen gehört die Arbeitssicherheit zwingend zu dem Betrieb einer Windenergieanlage. Als Anlagenbetreiber kann man sich nicht genug mit diesem Thema beschäftigen, schließlich trägt man am Ende des Tages die Verantwortung! Lesenswert deshalb der Beitrag zu Steigschutzeinrichtungen mit dem Hinweis zu (notwendigen) Weiterentwicklungen auch in diesem Bereich. Bedingt nicht alleine durch Änderungen im normativen Umfeld in der Vergangenheit, sondern auch durch die aktuell wachsenden Nabenhöhen. Die Notwendigkeit einer Weiterentwicklung ist eigentlich ganz einleuchtend, aber in der Praxis haben sich Steigschutzeinrichtungen tatsächlich nicht angepasst. Vielleicht weil geltende Vorschriften die gewachsenen Nabenhöhen auch nicht abbilden und ohne Vorschrift manchmal nicht so richtig etwas passiert?

(Weiter-)Bilden sollte man sich als Anlagenbetreiber auch im Bereich der IT-Sicherheit und zwar nicht nur den heimischen PC im eigenen WLAN, sondern die Windenergieanlage mit ihrem kommunikationstechnischen

Umfeld betreffend. Die Anforderungen werden schärfer und Cybersicherheit ist nicht nur ein Schlagwort! Selbstverständlich stellt der BetreiberBrief auch für diesen Bereich ein „Bildungsangebot“ zur Verfügung.

Vor der Inbetriebnahme einer Windenergieanlage bzw. eines Windparks wurde für jeden (jetzt noch zukünftigen) Anlagenbetreiber der Netzan-schluss gestellt. Hier drohende, teilweise äußerst unangenehme Fallstricke schildern die Beiträge fachlich versierter Juristen zu den einschlägigen Problemen und rechtlichen Ansprüchen.

Mit diesen Themen ist aber noch nicht Schluss, wer gerne ein wenig über den Tellerrand hinausschauen mag, findet Interessantes zu den Möglichkeiten von Gemeinden, Windenergiegebiete mithilfe der Gemeindeöffnungsklausel auszuweisen, und zu der Vereinheitlichung für die Risikobewertung einer Windenergieanlage.

Bei diesem Themenangebot kann man doch sogar Kapriolen der Politik mal zur Seite schieben, was allerdings nicht mit dem Kalender und den alsbald anstehenden Festivitäten geschehen sollte.

In diesem Sinne eine schöne Zeit,
guten Rutsch und bis zum nächsten Jahr!

Gerald Riedel

Vorsitzender des Betriebsführerbeirates
im Bundesverband WindEnergie e. V.



Stillstand? Nur nach Plan. Mit der zerstörungsfreien Werkstoffprüfung.

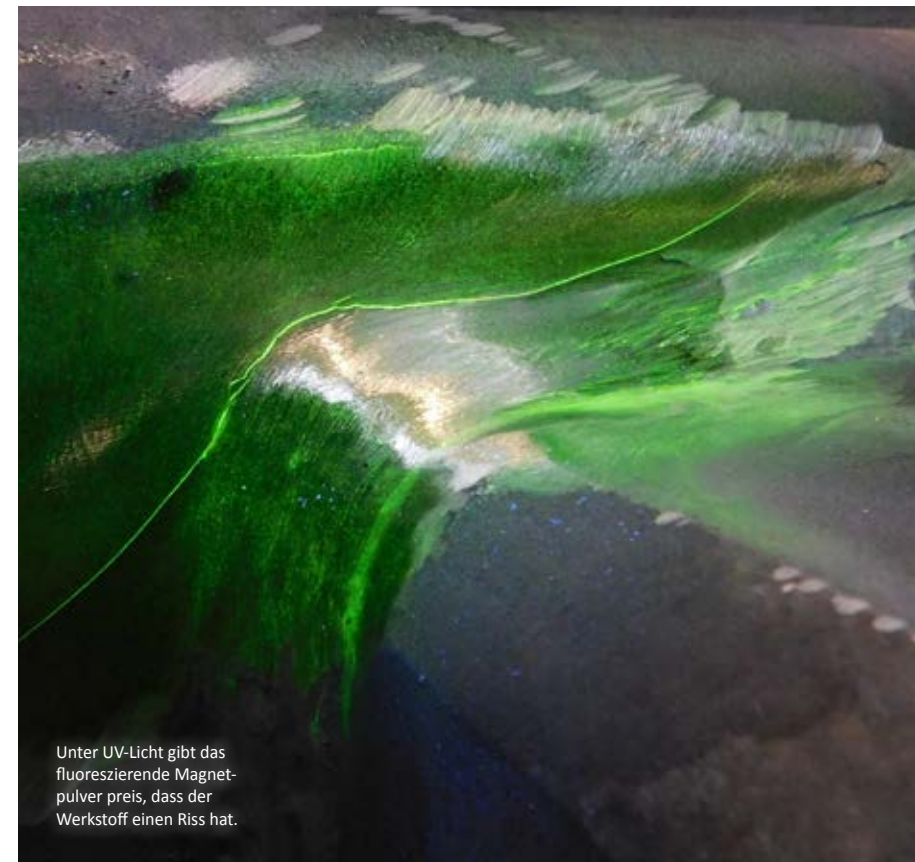
Es ist nur ein winziger, unsichtbarer Riss in einem kaum beachteten Bolzen. Und doch kann er immensen Schaden an einem Windrad anrichten. Dann wird die Reparatur kostspielig, ganz zu schweigen vom Ertragsausfall während des Stillstands. Kein schönes Szenario, aber eines, das sich vermeiden lässt.

„Zerstörungsfreie Werkstoffprüfung“ heißt die Lösung, die Betreibern von Windanlagen dabei hilft, teure Schäden zu vermeiden und Stillstandzeiten planbar zu machen. Werden die Bauteile der Windräder regelmäßig auf Verschleiß hin unter die Lupe genommen, bietet das enormes Einsparpotenzial – insbesondere bei Anlagen, die seit über zehn Jahren im Einsatz sind und erste Ermüdungstendenzen vorweisen. **Spätestens beim Weiterbetrieb mehr als 20 Jahre alter Windräder ist die regelmäßige Inspektion unerlässlich** – schließlich sind die Anlagen vom ersten Tag an extremen Belastungen und Witterungsbedingungen ausgesetzt.

Effiziente Prüfverfahren

Doch wie genau funktioniert die Prüfung? Mit welchen Methoden „schaut“ man unter die Oberfläche, ohne den Werkstoff zu zerstören? Schließlich sind Schäden im Material häufig nicht mit bloßem Auge zu erkennen. Und millimeterdicken Stahl auf engstem Raum zu röntgen, wäre für die Techniker ein lebensgefährliches Unterfangen. Daher sind andere Verfahren gefragt: Eine Schlüsselrolle spielen die hochentwickelten Instrumente der Magnetpulver- und der Ultraschallprüfung.

Die Magnetpulverprüfung hat sich als unverzichtbare Methode zur Detektion von Oberflächenrissen in ferromagnetischen Materialien etabliert. Sie kommt insbesondere bei der Prüfung von Schweißnähten an Turbinentürmen oder Maschinenrahmen zum Einsatz. Wichtig ist, dass das zu prüfende Material keinerlei Lackierung oder Beschichtung aufweist. Der Techniker bringt auf die zu prüfende Stelle feinste Eisenpartikel in Pulverform auf. Durch das Anlegen eines Magnetfelds entsteht im Falle von →



Unter UV-Licht gibt das fluoreszierende Magnetpulver preis, dass der Werkstoff einen Riss hat.



STARTE JETZT DURCH! BEI ENERTRAG SERVICE.



Hast Du eine Ausbildung zum Elektroniker, Mechatroniker oder einem ähnlichen Beruf abgeschlossen? Dann ist jetzt der richtige Zeitpunkt, um frischen Wind in Deine Karriere zu bringen. Die ENERTRAG Service GmbH sucht Dich für herstellerunabhängige Wartungs- und Instandhaltungsdienstleistungen sowie Störungsbehebung.



DU WILLST BERUFLICH HOCH HINAUS?
DANN KOMM **IN UNSER TEAM!**
GEMEINSAM. MIT LEIDENSCHAFT. EINE ENERGIE VORAUSS.

karriere.enertrag.com

Unregelmäßigkeiten ein magnetischer Streufluss an der Materialoberfläche. Und weil die Eisenpartikel fluoreszierend eingefärbt sind, werden selbst feinste Risse unter der Oberfläche mit Hilfe einer UV-Lampe sichtbar.


Die Ultraschallprüfung ermöglicht eine tiefere Analyse von Volumendefekten – etwa bei Schraubverbindungen. Deren Bedeutung ist nicht zu unterschätzen: So klein ein Rotorblattbolzen auch ist, so groß kann der Folgeschaden sein, den er verursacht, wenn sein Kopf mitsamt der Mutter abreißt: bis zum Zehnfachen des eigenen Materialwerts. Rund 150 solcher Bolzen im Windrad potenzieren die Gefahr. Um solch einem Defekt also vorzubeugen, setzt die Ultraschallprüfung hochentwickelte Sensoren ein. Diese senden Schallwellen aus und analysieren dann die von den internen Strukturen reflektierten Signale. Anders gesagt: Ist etwas nicht in Ordnung, kommt der Schall schneller zurück als er sollte. Dieser Ansatz ermöglicht eine präzise Identifizierung von Defekten, die auf mögliche strukturelle Schwächen hinweisen könnten. Wird etwa ein Haarriss entdeckt, tauscht der Techniker die betreffende Schraube aus, bevor sie ganz reißt und teure Folgeschäden entstehen können.



Zwei Methoden – ein Ziel

Der Vergleich zwischen Magnetpulverprüfung und Ultraschallprüfung zeigt, dass beide Methoden ihre spezifischen Stärken haben. Während die Magnetpulverprüfung sich auf die Detektion oberflächennaher Risse konzentriert, erlaubt die Ultraschallprüfung eine tiefere Analyse von



Volumenstrukturen. In der Praxis werden beide Methoden häufig kombiniert, um eine umfassende Überwachung sicherzustellen. Die kombinierte Herangehensweise bietet nicht nur eine höhere Genauigkeit, sondern ermöglicht auch eine zeit- und kosteneffiziente Inspektion. 

Techniker, die eines oder beide Prüfverfahren anwenden, müssen sich dafür qualifizieren. Die Ausbildung in mehreren Abstufungen stellt sicher, dass die Verfahren fachgerecht angewandt werden.

Vorsorge ist besser als Nachsicht

Die vorsorgliche Anwendung zerstörungsfreier Werkstoffprüfungen spielt eine entscheidende Rolle bei der Vermeidung von ungeplanten Stillstän- →

den von Windenergieanlagen. Durch regelmäßige Inspektionen können potenzielle Defekte frühzeitig erkannt und behoben werden, bevor sie zu schwerwiegenden Problemen führen. Idealerweise passiert beides in einem Zuge: **So ist es sinnvoll, ausschließlich zertifizierte Materialprüfer einzusetzen, die auch über eine Ausbildung zum Schweißer verfügen. Diese können Fehler im Material unmittelbar nach ihrer Entdeckung reparieren.** Das macht die Prüfung nochmals effizienter und verhindert weitere Stillstände. Ein weiteres Plus: Je früher der Schaden erkannt wird, desto leichter lässt er sich in der Regel beheben.

Fazit

Die Investition in hochentwickelte zerstörungsfreie Werkstoffprüfungen zahlt sich nicht nur durch eine verlängerte Lebensdauer der Anlagen und vermiedene Ausfälle aus, sondern trägt auch dazu bei, die Windenergie als nachhaltige Energiequelle weiter zu stärken.



Stephan Greggersen ist seit 1996 in der Windenergiebranche tätig, davon 13 Jahre bei einem amerikanischen Windenergieanlagenhersteller und 8 Jahre in der Werkstoffprüfung. Seit 2019 leitet er bei ENERTRAG Service den Vertrieb sowie die Abteilung für zerstörungsfreie Werkstoffprüfung und schweißtechnische Reparaturen.

SERVICE AUF HÖCHSTEM NIVEAU.

Mit unserem Wissen um Qualität gehören wir seit 2006 deutschlandweit zu den erfahrensten Unternehmen in der Begutachtung und Reparatur von Windenergieanlagen sowie bei sicherheitsrelevanten und elektrotechnischen Prüfungen.



Kontaktieren Sie uns!
+49 (0) 46 71-93 34 40-0
info@rotor-control.de

rotor-control.de

**Rotor
Control**
HIGH LEVEL SUPPORT

Schmierstoffe in Windkraftanlagen nach ihrem Zustand wechseln – Kosteneinsparung und Klimaschutz

Zu der Durchführung und den Vorzügen eines bedarfsorientierten Ölwechsels, der nicht an feste zeitliche Intervalle gebunden ist.

Klimaschutz sowie die Einsparung von Energie und Ressourcen sind die Themen der Stunde! Kaum ein Unternehmen, das nicht bestrebt ist, seinen CO₂-Fußabdruck zu reduzieren. Zugleich wird profitables Wirtschaften immer schwieriger. Seit Jahren kennen die Produktionskosten nur den Weg nach oben. Wenn immer möglich, ist kosteneffizientes Wirtschaften angesagt und alle betrieblichen Abläufe werden entsprechend kritisch unter die Lupe genommen.

Dabei wird jedoch häufig den Schmierstoffen viel zu wenig Beachtung geschenkt. **Selbst wenn hochwertigere Premium-Schmierstoffe zum Einsatz kommen, werden diese oft viel zu früh ausgetauscht, weil ein Wechsel lange Zeit nach festen Intervallen erfolgte oder weil es der Öllieferant so vorgab.** Mit qualifizierten Ölanalysen überwacht, können Schmierstoffe jedoch in Abhängigkeit von ihrem tatsächlichen Zustand gewechselt werden. Gleichzeitig ist dabei für die Betriebssicherheit der Anlagen gesorgt, denn die Analysen spüren auch Verunreinigungen und etwaige Verschleißvorgänge auf. Die kostengünstigen Analysen machen sich nach kürzester Zeit bezahlt.

Werden Öle in Abhängigkeit von ihrem Zustand statt nach festen Intervallen gewechselt, freut sich das Klima. Denn weniger Ölwechsel bedeuten:

- weniger Bedarf an frischem Öl
- weniger Ölförderung und Rohöltransport
- weniger energiehungrige Raffinerieprozesse
- weniger Transporte von Frisch- und Gebrauchtölen
- weniger Aufbereitung oder Entsorgung von Gebrauchtölen. →



Unter dem Strich sinkt damit auch deutlich die Bildung von CO₂. Denn allein die Produktion und Entsorgung von Schmierstoffen verursachen einen CO₂-Ausstoß von ca. 3,5 kg CO₂ pro Liter Öl*.

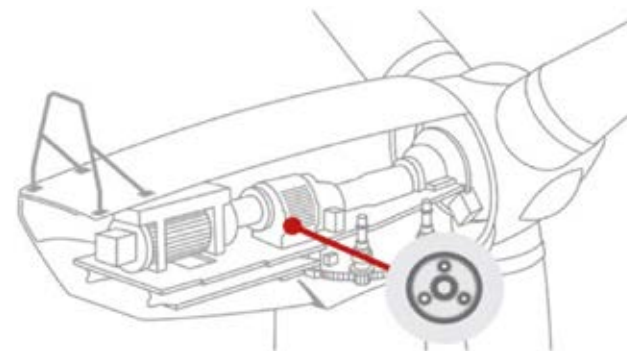
Weniger unnötige Ölwechsel haben aber noch einen zusätzlichen Effekt, der gerade heute nicht unterschätzt werden darf: Sie wirken sich positiv auf die Kostenbilanz aus! Um welche Summen es dabei gehen kann, verdeutlicht dieses Beispiel aus der Praxis.

Windenergieanlage 3 MW – Hauptgetriebe

Die Komponenten von Windenergieanlagen sind nur schwer zugänglich. Inspektionen, Wartungsarbeiten und Ölwechsel finden in luftiger Höhe statt. Fallen gar Komponenten aus, kommt es zu langen Betriebsunterbrechungen. Und schon ein einziger Ölwechsel verursacht Kosten von mehreren tausend Euro.

Die Komponenten einer Windenergieanlage benötigen eine Vielzahl unterschiedlicher Schmieröle und -fette sowie Kühlmittel. Zur Verdeutlichung der Kosten-Nutzen-Bilanz von zustandsabhängigen Ölwechseln, die mit Ölanalysen eines professionellen Labors begleitet werden, werden im Beispiel nur die 1.100 Liter des synthetischen Getriebeöls betrachtet, die das Planetengetriebe einer 3 MW-Anlage schmieren.

* Werte sind Circa-Angaben und gerundet



© OELCHECK GmbH

Die Ausgangssituation

Komponente:	Planetengetriebe einer Windenergieanlage 3 MW
Getriebeöltyp:	Synthetisches CLP Getriebeöl ISO VG 320
Ölvolumen:	1.100 l
Kosten pro l Getriebeöl:	ca. 9,50 €

Halbjährlich in einem professionellen Labor durchgeführte Analysen des Getriebeöls haben gezeigt, dass sich dessen Standzeit von 30.000 Bh (5–6 Jahre) auf 60.000 Bh (10–12 Jahre) verdoppeln lässt. →

**HOCHLEISTUNGS-
SCHMIERSTOFFE
made in Germany**

- Effizienter Betrieb
- Überdurchschnittliche Einsatzintervalle
- Minimaler Wartungsaufwand

www.addinol.de

ADDINOL
THE ART OF OIL · SINCE 1936

**NACHHALTIG
IM VORTEIL**

MEHR DETAILS



Langlebige Schmierung für Windkraftanlagen

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

Ihr persönlicher Ansprechpartner:
Leonard Gondecki · (0162) 1333 554
leonard.gondecki@totalenergies.com

totalenergies.de/industrie



Kosten Getriebeölwechsel nach 30.000 Bh**Fixes Intervall, keine Ölanalysekosten**

Getriebeöl	10.500 €
+ Produktionsausfall (3 MW* 0,2 €* 6 h)	3.600 €
+ Servicetechniker (extern)*	1.500 €
Gesamt	15.600 €

Kosten Getriebeölwechsel nach 60.000 Bh**Auf der Basis von 12 OELCHECK All-inclusive Analysen**

Getriebeöl	10.500 €
+ Produktionsausfall (3 MW* 0,2 €* 6 h)	3.600 €
+ Servicetechniker (extern)*	1.500 €
+ 12 x OELCHECK Analysesets (jährlich ca. 80 €/Set)	1.600 €
+ 12 x 2 h Servicetechniker 80 €/h für Probenentnahme*	1.920 €
Gesamt	18.480 €

Ersparnis bei Ölwechsel nach 60.000 Bh anstatt nach 30.000 Bh

Gesamtkosten für zwei Ölwechsel nach je 30.000 Bh	31.200 €
/ . Gesamtkosten inclusive Ölanalysen nach 60.000 Bh	
+ Servicetechniker (Extern)*	18.480 €
Kostensparnis nach 60.000 Bh (10 Jahren)	12.720 €
Jährliche Kostenreduktion pro Anlage	ca. 1.200 €

Öl- und Betriebsstoffanalysen – so finden Sie einen verlässlichen Partner

Bei der Auswahl eines geeigneten Partnerlabors für die Durchführung von regelmäßigen Öl- und Betriebsstoffanalysen sind mehrere wichtige Punkte zu berücksichtigen.

Hier sind drei entscheidende Aspekte:

- **Fachliche Expertise:**

Stellen Sie sicher, dass das Labor über eine fundierte Fachkenntnis im Bereich Öl- und Betriebsstoffanalysen verfügt. Überprüfen Sie die Qualifikationen und Erfahrung der Mitarbeitenden, insbesondere in Bezug auf die spezifischen Anforderungen an Schmierstoffe in Windenergieanlagen. Erfragen Sie auch, welche Referenzen aus dem Bereich Windkraft vorliegen, um den praktischen Erfahrungsschatz des Labors sicherzustellen. Eine angemessene fachliche Expertise gewährleistet genaue und zuverlässige Analyseergebnisse.

- **Labortechnologie und Ausstattung:**

Informieren Sie sich über die verfügbare Labortechnologie und Ausrüstung, die für die Analysen verwendet werden. Moderne und präzise Instrumente können die Genauigkeit der Ergebnisse verbessern. Fragen Sie nach den angewandten Analysemethoden und Technologien, um sicherzustellen, dass sie den aktuellen Branchenstandards entsprechen.

- **Berichterstellung und Interpretation der Ergebnisse:**

Achten Sie besonders darauf, dass das Partnerlabor klare und aussagekräftige Laborberichte erstellt. Die Laborberichte sollten nicht nur die Rohdaten enthalten, sondern auch eine verständliche Interpretation der Analyseergebnisse bieten. Ein qualifiziertes Labor sollte in der Lage sein, potenzielle Probleme oder Abweichungen zu identifizieren und Empfehlungen für geeignete Maßnahmen zur Verfügung zu stellen.

Fazit

Professionell durchgeführte Öl- und Betriebsstoffanalysen sind ein unverzichtbares Werkzeug für die Instandhaltung und Überwachung von Windkraftanlagen. Sie bieten Betreibern die Möglichkeit, Probleme frühzeitig zu erkennen, die Lebensdauer der Anlage zu verlängern und Ausfallzeiten zu minimieren. Eine proaktive Instandhaltungsstrategie, unterstützt durch regelmäßige Ölanalysen, bietet nicht nur wirtschaftliche Vorteile, sondern leistet auch einen wichtigen Beitrag zur nachhaltigen Energieerzeugung.

Stefan Mitterer ist Geschäftsleiter des Bereichs Technik, Service & Vertrieb bei OELCHECK, dem führenden Labor für Schmier- und Betriebsstoffanalysen in Deutschland (mit mehr als 700.000 untersuchten Proben aus Windkraftanlagen). Als qualifizierter Tribologe verfügt er über langjährige Erfahrung als Diagnose-Ingenieur und Leiter des Technischen Kundenservice.



Ihre Partner rund um Betrieb und Service



BRAUER Maschinenteknik AG
Tel.: +49 (0)2871 7033 | j.brauer@brauer-getriebe.de
www.brauer-getriebe.de
» Getriebe, Instandsetzung und Optimierung



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
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
» Projektentwicklung & Realisierung



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.powernature.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



RENOLIT SE
Tel.: +49 (0)6241 303 217 | www.windservice-wp-renolit.de
Horchheimer Str. 50 | 67547 Worms | Deutschland
» Betrieb & Service



RES Deutschland GmbH
resdeutschland.info@res-group.com
Tel.: +49 (0)7666 618 99 02 | www.res-group.com/de
» Service & Betrieb, Planung



VSB Service GmbH
Tel.: +49 (0)351 21183 400 | info@vsb.energy
www.vsb.energy/service
» Betrieb & Service



XERVON Wind GmbH
Bernardstr. 29 | 49808 Lingen | www.xervon-wind.de
Tel.: +49 (0)591 610037 0 | wind-xn@xervon.com
» Dienstleistungen, Betrieb & Service, Planung

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
Stefanie Weyer

DRUCK

O/D Ottweiler Druckerei und Verlag 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 4/2023 (Dezember 2023)

Vernetzt, aber cybersicher

Cyberangriffe gefährden zunehmend den sicheren Betrieb von Windenergieanlagen. Der Gesetzgeber fordert, dass die Betreiber mögliche Risiken erfassen und wirksame Gegenmaßnahmen ergreifen. Ein Experte von TÜV SÜD klärt über die neuen Pflichten auf und darüber, wie unabhängige Prüfungen bei deren Einhaltung helfen.

In modernen Windenergieanlagen arbeiten verschiedene Komponenten, die inzwischen auch mit der Außenwelt vernetzt sind. Über digitale Zugänge lassen sie sich intelligent steuern. Damit steigt aber auch das Risiko von Cyberangriffen. Um dem zu begegnen, hat der Gesetzgeber im März die Technische Regel TRBS 1115-1 „Cybersicherheit für sicherheitsrelevante Mess-, Steuer- und Regeleinrichtungen“ veröffentlicht. Sie beschreibt Anforderungen und Maßnahmen zur Cybersicherheit für Betreiber überwachungsbedürftiger Anlagen. Diese müssen im Rahmen ihrer Gefährdungsbeurteilung (GBU) alle relevanten Gefährdungen ermitteln und wirksame Gegenmaßnahmen entwickeln. Das trifft auch für die überwachungsbedürftigen Systeme in WEA zu. Dazu gehört etwa die Steuerung für Druckbehälter in Hydrauliksystemen zur Rotorblattstellung. Auch andere digital vernetzte Systeme wie die Aufzugsanlage zur Maschinentendel sind einzubeziehen.

Das Risiko steigt – die Vorgaben werden konkreter

Nicht nur die TRBS schreibt zukünftig verpflichtend geeignete Maßnahmen gegen Cyberangriffe vor. Im Juli wurde die neue EU-Maschinenverordnung (MVO) veröffentlicht. Diese löst die Maschinenrichtlinie 2006/42/EG ab und gilt ab Anfang 2027 verbindlich für alle Hersteller und Betreiber in der EU. Die neue Richtlinie enthält unter anderem Anforderungen für die Cybersecurity von Sicherheits-Steuerungssystemen.

Darüber hinaus fokussieren weitere Rechtsvorschriften neben der Safety künftig auch stärker auf die Cybersecurity. Mit Wirkung vom Mai 2023 wurde das IT-Sicherheitsgesetz 2.0 verschärft: Die Betreiber kritischer Infrastrukturen ab einer Leistung von 104 MW, zu denen fast alle Offshore-Windparks zählen, müssen Systeme zur Angriffserkennung (SzA) implementieren und dies nachweisen. Das Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI) schreibt für Windparks dieser Größe vor,

dass ein Informationssicherheits-Managementsystem (ISMS) nach ISO 27001 vorhanden sein muss. Ein solches System ermöglicht die kontinuierliche Eigenkontrolle und Optimierung im Hinblick auf die Informationssicherheit. Es deckt Schwachstellen auf, bevor es zu Sicherheitsvorfällen kommt, und stellt sicher, dass alle Daten verfügbar, vertraulich und unverfälscht sind. Das gilt insbesondere für Offshore-Windparks, die mit hohen Winderträgen einen wichtigen Teil zur Versorgungssicherheit beitragen.

Risiken bestehen aber nicht nur für große Windparks. Cyberangriffe betreffen zunehmend auch kleinere Windparks und Einzelanlagen. Diese sind oft nur unzureichend geschützt und bieten daher ein leichtes Ziel. So wurde in der Vergangenheit schon versucht, die Fernüberwachung zu übernehmen, die Rotorblattverstellung zu ändern oder die Notabschaltungen zu manipulieren, um von den Betreibern Zahlungen zu erpressen. Einfallstore sind z.B. unverschlüsselte IP-Adressen der Steuerungsportale. Bei solchen und ähnlichen Bedrohungen ist auch mit dem Totalausfall der Anlagen zu rechnen. Die Windenergiebranche muss sich darauf einstellen – und dies während der Planung, dem Bau und dem Betrieb berücksichtigen.

Zwischen On- und Offshore unterscheiden

Für die Cybersicherheit von Offshore- und Onshore-Windparks sind unterschiedliche Punkte relevant. Bau und Betrieb offshore ist erheblich teurer als onshore. Die isolierte Lage und die teils rauen Umweltbedingungen auf dem Meer erschweren zudem den Wartungszugang. Insbesondere bei Sicherheitsvorfällen sind nicht gleich Mitarbeiter vor →

ACP

Einfach besser als Excel!

Behalten Sie den Überblick!
Kontakte, Verträge, Genehmigungen, Fristen, Flurstücke, Prozesse ... Daten
skejlo verbindet und strukturiert zu einem Ganzen.

skejlo

www.skejlo.de
software for renewables

Ort. Auch kann die Netzwerkinfrastruktur onshore auf bestehende landbasierte Kommunikationsleitungen zurückgreifen. In Offshore-Windparks sind Unterwasserkabel oder Satellitenkommunikation für die Datenübertragung nötig, was die Angriffsfläche für Cyberbedrohungen vergrößert.

Des Weiteren arbeiten Offshore-WEA mit einem komplexeren Datenaustausch als Onshore-Anlagen. Wechselnde Support-Firmen stellen ein weiteres Risiko dar. Eine robuste Cybersecurity ist aber in Offshore- und Onshore-Anlagen entscheidend, um die Integrität, Verfügbarkeit und Vertraulichkeit der Daten und die Sicherheit und Verfügbarkeit der Anlagen zu gewährleisten.

Zertifizierung von Planung, Bau und Betrieb

Für die Zertifizierung von überwachungspflichtigen Komponenten in Onshore- und Offshore-WEA und auf Konverterstationen ist eine zugelassene Überwachungsstelle (ZÜS) mit entsprechender Akkreditierung erforderlich. Auch eine Zertifizierung von ISMS nach ISO 27001, kritischen Infrastrukturen nach §11 Abs. 1b EnWG (Energieerzeuger) und Systemen zur Angriffserkennung nach §11 Abs. 1f EnWG können von einer ZÜS übernommen werden.

Risiken ermitteln mit IT-Security-Audits

Regelmäßige IT-Security-Audits für Windparks sind ratsam. Damit erhalten die Betreiber einen Überblick, wie sicher ihr ISMS ist und wo noch



IT- oder cybersicher?

Geht es um den Schutz vor virtuellen Bedrohungen, werden die Begriffe IT-Sicherheit und Cybersicherheit teils unterschiedlich verwendet. Beide beschreiben den Schutz von Informationen vor Datenverlust und Manipulation. IT-Sicherheit befasst sich mit der Informationstechnik (IT), deren Verwaltung und der Infrastruktur innerhalb einer Organisation. Dafür kommen z.B. Firewalls oder Antivirenprogramme zum Einsatz. Ihr oberstes Schutzziel ist die Vertraulichkeit und Integrität von Daten. Cybersicherheit bezieht auch die operativen Technologien (OT) ein, die Anlagen in einer WEA betreffen. Das sind zum Beispiel MSR-Systeme zur Temperaturüberwachung des Getriebes oder die Beschleunigungssensoren in den Rotorblättern. Aber auch die externen Netzwerke, etwa via Satelliten, fallen unter die Cybersecurity. Ihr wichtigstes Ziel ist, Anlagenausfälle zu vermeiden und die funktionale Sicherheit des Gesamtsystems zu gewährleisten.

Handlungsbedarf besteht. In den Audits kann die Wirksamkeit der Managementsysteme überprüft und sichergestellt werden, damit ein fortlaufender Verbesserungsprozess stattfindet. Die Auditoren sind während des laufenden Betriebs vor Ort und prüfen auf Basis von Stichproben und Interviews an den Arbeitsplätzen. Sie ermitteln Normabweichungen, legen Maßnahmen und ggf. Nachaudits fest. So unterstützen sie Betreiber dabei, Risiken zu erkennen und rechtzeitig nachzubessern. Nach erfolgreichem Abschluss des Audits wird auf Anfrage ein ISMS-Zertifikat nach ISO 27001 ausgestellt.

Für ein reibungsloses Audit ist es von Vorteil, wenn die beteiligten Zertifizierer die Anlagen bereits gut kennen. Auch wiederkehrende Prüfungen für WEA werden angeboten. So sind die Sachverständigen bereits mit der Anlage vertraut und können Prüfungen gegebenenfalls miteinander verknüpfen. Das reduziert den organisatorischen Aufwand. Um die Sicherheit der Anlage zu erhöhen, können Betreiber weitere Prüfleistungen nutzen. Dazu zählen zum Beispiel Abnahmen von Komponenten, vom Brandschutz, dem Qualitäts- und Umweltmanagement bis hin zum Arbeits- und Gesundheitsschutz sowie dem Weiterbetrieb älterer Anlagen. →

ERP-SOFTWARE FÜR PROJEKTENTWICKLER & BETRIEBSFÜHRER

Die All-In-One ERP-Lösung für Wind- und Solarparks –
basierend auf Microsoft Dynamics 365 Business Central

- ✓ Kontakteverwaltung / CRM
- ✓ Projektsteuerung inkl. PSP
- ✓ Vertragsverwaltung & Fristen
- ✓ Liegenschaften
- ✓ PV-Anlagen & WEA

- ✓ Erlös- & Pachtabrechnung
- ✓ ALKIS- & GIS-Schnittstelle
- ✓ Rechnungswesen
- ✓ Controlling
- ✓ Einkaufs- & Lagerverwaltung

Mehr erfahren &
Infosgespräch vereinbaren
allgeier-inovar.de/aurelo-demo

und viele weitere branchentypische Prozesse bei voller ERP-Funktionalität.

Jetzt aktiv werden

Weil sich die Angriffstechniken ständig weiterentwickeln, entstehen immer neue Sicherheitslücken. Deshalb müssen Betreiber ihre WEA kontinuierlich prüfen. Wo stehen diese in puncto Cybersicherheit heute? Welche Schwachstellen sind bereits bekannt? Höhere Anforderungen gelten für Windparks, die aufgrund ihrer Größe als Kritische Infrastruktur eingestuft sind. Um die Cybersicherheit ihrer Anlagen sicherzustellen und ggf. nachzuweisen, sollten Betreiber frühzeitig mit der Planung beginnen. Auch, weil es derzeit nur wenige akkreditierte Zertifizierer in Deutschland gibt.



Sandro Schmidt hat über 20 Jahre Erfahrung in On- und Offshore-Windprojekten. Bei der TÜV SÜD Industrie Service GmbH ist er Projektmanager unter anderem für die Zertifizierung von Kennzeichnungssystemen sowie für Leistungen zur IT-Sicherheit nach ISO 27001 und Cybersecurity nach IEC 62443.

Mitlaufende Auffanggeräte in Windenergieanlagen

Mit immer größeren Turmhöhen sind in junger Vergangenheit auch die zur Anwendung kommenden Steigschutzsysteme zum Gesprächsgegenstand geworden. Thematisiert wird hierbei nicht die grundsätzliche Funktionalität, sondern die konkreten körperlichen Beanspruchungen bei einem langen Auf- und Abstieg. Eine allgemeine Einordnung und ein Erfahrungsbericht aus erster Hand sollen etwas Kontext in die Debatte bringen.

Einordnung der Schleppläufer- und Rückenzugsysteme von Dinah Timmerhues

Mitlaufende Auffanggeräte (Läufer) in Windenergieanlagen dienen der Sicherung der Personen bei der Nutzung der Leiter in der WEA während des Auf- und Abstieges. In WEA mit einer Höhe von 100 m oder mehr befinden sich zudem Aufzüge/Befahranlagen, die in der Regel genutzt werden, um den Aufstieg zur Maschine kräfteschonend zu erreichen. Der Sachverständigenbeirat des BWE hat mit einem Informationsschreiben vom 15. Juni 2022 zum Thema mitlaufende Auffanggeräte eine Diskussion zu den Risiken bei der Nutzung der unterschiedlichen Läuferysteme angestoßen.

Im Wesentlichen werden hier Schleppläufer- und Rückenzugsysteme gegenübergestellt. Die sichere Funktionsweise gegen Absturz beider Läuferysteme wird in dem Schreiben nicht in Abrede gestellt und wird auch hier nicht bestritten – der Hinweis, dass ein Rückenzugsystem den Nutzer bei einem Sturz mit einem kürzeren Fallweg vor Verletzungen oder zusätzlichen Traumata durch einen Sturz besser schützt, ist indes nicht zu vernachlässigen.

Der Vorteil eines Rückenzugsystems ist die Entlastung des Nutzers während des Auf- oder Abstiegs. Während das Schleppläufersystem beim Aufstieg nachgezogen wird und beim Abstieg aufgrund seines eigenen Gewichtes nach unten zieht, hat der Nutzer beim Rückenzugsystem die →



Dinah Timmerhues,
M.A. Geschichte/Politik,
Betriebswirtin (HWK)



Mehr zum Thema im BWE-Info-Schreiben „Potentielle Personengefährdung beim Einsatz von Steigschutzsystemen“

TOP7
MAKING DRONES SMARTER.

Berührungslöse Blitzschutzmessung

Anerkanntes, alternatives Prüfverfahren

Software und Spezialhardware für:

- Automatisierte 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

ISO DIN EN ISO 9001 zertifiziert

Möglichkeit, sich in seinem Gurt ‚zurückzulehnen‘ und erfährt so Entlastung von Armen und Beinen. Der Steigvorgang auf einer Leiterstrecke von 100 m und mehr ist dabei noch immer körperlich stark beanspruchend, jedoch verbessert eine ergonomisch entspanntere Körperhaltung die Arbeitssicherheit und Gesundheit deutlich. Weiterhin wird mit dem Rückenzugsystem der Abstieg beschleunigt – was insbesondere im Notfall z.B. einem Abstieg nach/während eines Brandes entscheidend sein kann.

In älteren WEA mit einer Nabenhöhe von unter 100 m finden wir Schleppläufersysteme, deren Benutzung manches Mal kritisiert wurde, aber bei weitem nicht mit der Ausdauer und Nachdrücklichkeit, mit der dies im Moment geschieht. Grund dafür ist die Ausrichtung der Leiter und Schiene zur Turmwand. In älteren Betriebs-, Wartungs- und Montageanleitungen findet sich hierzu der explizite Hinweis: „Zur optimalen Benutzung, erhöhte[n] Sicherheit und bessere[n] Kletterergonomie wird dem Steigenden empfohlen[,] während des normalen Steigvorgangs einen Abstand von mindestens 10 cm zwischen seinem Körper und der Leiter einzuhalten. Eine gute Kletterposition kann leicht durch das Zurücklehnen des Oberkörpers gegen die Turmwand erreicht werden.“ (Avanti Fallschutzsystem: Betriebs-, Wartungs- und Montageanleitung, Veröffentlichungsdatum: 8. Ausgabe: Oktober 2010). Dieser kletterergonomische Vorteil geht selbstverständlich vollständig verloren, wenn Leiter- und Steigschutzsystem – wie bei den neueren WEA der Fall – zur Turmmitte ausgerichtet sind.

Gem. PSA Benutzungsverordnung ist bei der Auswahl der PSA – und ein Läufer und die korrespondierende Schiene ist hier der PSA zuzuordnen – die Ergonomie zu beachten. PSA BV vom 04.12.1996 §2: „Unbeschadet seiner Pflichten nach den §§ 3, 4 und 5 des Arbeitsschutzgesetzes darf der Arbeitgeber nur persönliche Schutzausrüstungen auswählen und den Beschäftigten bereitstellen, die [...] den ergonomischen Anforderungen und den gesundheitlichen Erfordernissen der Beschäftigten entsprechen.“ In verschiedenen Gesprächen wurde von den WEA-Herstellern und Komponentenherstellern immer wieder betont, dass es keine Notwendigkeit gibt, die Leiter zu nutzen, dass diese nur für den Notfall gedacht sei und dass alle anderen Arbeiten von oder mit Hilfe des Aufzugs zu erledigen seien. Auch wenn dies in vielen Fällen zutrifft, so ist der Ausschließlichkeitsanspruch, der hier erhoben wird, weder gerechtfertigt noch vollständig korrekt.

Selbstverständlich gibt es Regeltätigkeiten, bei denen die Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter in der WEA die Leiter nutzen müssen – dies beginnt

schon bei der Prüfung von Leiter und Steigschutz. Andere geplante Tätigkeiten müssen ggf. bei Netzabschaltung durchgeführt werden, zum Beispiel in der Inbetriebnahmephase der WEA. Zudem gibt es bei Aufzügen/Befahranlagen bisweilen Störungen und Probleme, die eine Nutzung unmöglich machen oder unterbrechen. Kürzlich wurde ein Fall bekannt, bei dem Kollegen von einem WEA-Hersteller gebeten wurden, die Traversenschraubung des Aufzugs vor Nutzung zu prüfen – eine Tätigkeit, die ebenfalls nur dann erledigt werden kann, wenn man zuvor den Turm mittels Leiter erklommen hat. Auch, wenn der Turm 160 m Höhe hat.

Noch wichtiger als die Beachtung der Ergonomie bei einer planbaren Nutzung der Leiter erscheint allerdings die Nutzung von Leiter und Steigschutzsystem im Falle einer Evakuierung. Wenn es brenzlich wird in der Maschine (aus welchem Grund dies auch immer geschehen mag), dann ist es selbstverständlich zwingend wichtig, dass die Personen umgehend, schnell und mit möglichst weitgehender Unterstützung der vorhandenen Systeme ihren Weg nach unten bestreiten können.

Im Brandfall ist die Nutzung des Aufzuges/der Befahranlage untersagt, und tatsächlich bewältigt ein geübter Techniker/eine geübte Technikerin auch eine Leiter von 140 Metern und mehr schneller als der Aufzug diesen Weg in der WEA zurücklegt – zumindest berichten dies meine Kollegen. Eine solche Distanz ist aber natürlich auch für einen trainierten Kletterer eine außerordentliche Herausforderung – gerade unter Bedingungen wie denen eines Feuers oder auch eines gelöschten Brandes →



winergy

**Experience the power
of all-round service.**

Service360

über dem eigenen Kopf. Erschöpfungserscheinungen sind also schon bei einem optimalen System zu erwarten. Wenn der Steigschutz allerdings nicht unterstützt, sondern durch die Notwendigkeit zum korrigierenden Eingreifen (was viele Kollegen insbesondere von Schlepläufersystemen berichten) behindert, dann kann dies im Falle eines lebensgefährdenden Ereignisses wertvolle Zeit kosten. Und wenn ein Kletterer wegen Erschöpfung an der Leiter stehen (oder stecken-) bleibt, ist der Abstieg für alle Nachfolgenden blockiert.



WEA-Hersteller und Verbände verweisen in Gesprächen gerne auf die Zertifizierung der von ihnen verbauten Schlepläufersysteme und den erbrachten Nachweis der Zuverlässigkeit der primären Funktion: dem Auffangen einer stürzenden Person. In Gesprächen wurden wir auch schon darauf hingewiesen, dass Arbeitsschutz ‚Betreiber-Sache‘ sei, oder auch Aufgabe des Arbeitgebers. **Einige WEA-Hersteller weisen nachdrücklich darauf hin, dass, weil es Bestandteil der Typenprüfung sei, nur die Verwendung der von ihnen installierten Schlepläufersysteme in ihren WEA möglich sei. Eine Möglichkeit zur Auswahl des Steigschutzsystems wird dem Betreiber i.d.R. gar nicht gegeben.** Gleichzeitig sind in fast allen modernen WEA die Steigleitern so ausgerichtet, dass der Kletterer mit dem Rücken zur Turmmitte, also ohne Anlehnen, steigen muss. Wenn das Höhen von 140 m und mehr sind, ist das – auch für geübte Kletterer – eine extreme Herausforderung und körperliche Belastung, die mit existierenden Systemen deutlich gemildert werden kann.

In den bisherigen Gesprächen mit den Herstellern werden wichtige Faktoren vernachlässigt:

1. Im Verhältnis zu den Gesamtkosten einer modernen WEA der Multi-megawatt-Klasse, sind die Kosten – auch eines ergonomisch hochwertigeren Steigschutzes – zu vernachlässigen.
2. Arbeitsschutz sollte schon bei der Konzeptionierung einer WEA mitgedacht und mitgeplant werden. Dazu gehört auch, dass ein stichhaltiges Rettungskonzept zur WEA vorliegt – eine Rettung aus einem Schlepläufersystem ist i.d.R. auch für den Rettenden deutlich aufwendiger.
3. Auch Mitarbeiter in der Errichtungsphase und in den Serviceunternehmen der WEA-Hersteller haben einen Anspruch auf bestmöglichen Schutz. In diesen Fällen ist der WEA-Hersteller i.d.R. der Arbeitgeber und somit verantwortlich für den Arbeitsschutz.
4. Sofern das Steigschutzsystem tatsächlich Bestandteil einer Typenprüfung sein sollte, würde eine Änderung sicherlich Kosten verursachen. Da das System jedoch keinen Einfluss auf die Struktur der WEA hat, dürften solche Änderungen einfach umsetzbar sein und werden sich bei regelmäßiger Verwendung des, den Arbeitsschutz stärker unterstützenden Systems, amortisieren.
5. Solange der Betreiber beim Kauf einer WEA keine Wahl hat beim Steigschutzsystemen, ist die Weitergabe der Verantwortung als fragwürdig anzusehen.
6. In Gesprächen mit Betreibern und Betriebsführern hat sich gezeigt, dass diese durchaus an einem möglichst optimalen Arbeitsschutz interessiert sind – wenn sie die Wahl haben.

Bei den zu erwartenden steigenden WEA Zahlen (mit stetig steigenden Nabelhöhen) und den damit einhergehenden steigenden Zahlen an Arbeitnehmern, die täglich auf ergonomische Steigschutzsysteme angewiesen sind, auch um ihre Arbeitsplätze sicher zu erreichen und/oder zu verlassen, ist es zwingend, dass wir uns mit Fragen der Arbeitssicherheit und des Arbeitsschutzes gemeinsam auseinandersetzen – zum Wohle der Mitarbeiter (Fachkräftemangel) und auch zum Nutzen (Benefit) der verschiedenen Akteure (Betreiber, WEA-Hersteller, Serviceanbieter, Sachverständige). →



Unsere Verpflichtung zur Zusammenarbeit in Fragen der Arbeitssicherheit und des Arbeitsschutzes kann und sollte nicht ignoriert werden. Dass eine Kosten-Nutzen-Rechnung hier nicht zum ergonomisch vernünftigeren System (Rückenzugsystem) ausschlägt, ist für mich nicht vorstellbar.

Dinah Timmerhues, M.A. Geschichte/Politik, Betriebswirtin (HWK), hat über 20 Jahre Berufserfahrung in international tätigen Unternehmen. Seit Oktober 2008 ist sie kaufmännische Leiterin der UTW Dienstleistungs GmbH in Hamm, seit 01/2014 Prokuristin eines Service- und Instandhaltungsdienstleisters für Windenergieanlagen. Sie ist Mitglied im BWE SV-Beirat sowie im FGW AK Arbeitsschutz, Nachweisprüfung.

„Schleppläufersysteme sind ausschließlich für Anlagenhöhen bis 100 m geeignet“ von Daniel Schmitz



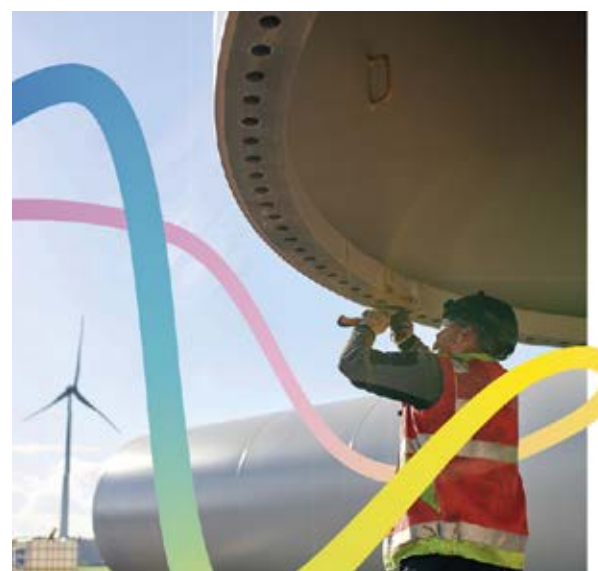
Daniel Schmitz, Gelernter Elektroinstallateur mit Weiterqualifikation zum Elektrotechnikerhandwerksmeister, Fachkraft für Arbeitssicherheit

Bei dem Begriff „Läufer“ in Verbindung mit Windkraftanlagen bekomme ich eigentlich immer Nackenkrämpfe. Was vermutlich daran liegt, dass ich u.a. als ausgebildeter Sachkundiger für persönliche Schutzausrüstung gegen Absturz und Fachkraft für Arbeitssicherheit stets versuche, das formal richtige Vokabular zu verwenden und demzufolge sprechen wir stets von mitlaufenden Auffanggeräten an fester (Schiene) oder flexibler (Seil) Führung. Ich spreche hier über die Prüfungsrichtlinien EN353:2014 (Prüf- und Zertifizierungsvorschriften für mitlaufende Auffanggeräte), EN361:2002 (Prüfvorschriften Auffanggurte), und füge kurz ein, dass es sich bei dem Begriff „Steigschutzeinrichtung gem. Regelwerk“ um folgendes handelt: Eine Steigschutzeinrichtung besteht aus dem mitlaufendem Auffanggerät inkl. der zugehörigen festen od. flexiblen Führung. Ich verweise in diesem Zusammenhang auf unsere Deutsche Gesetzliche Unfallversicherung, wo ein Sachgebiet „PSAgA/Rettungsausrüstungen“ im Fachbereich PSA geführt wird. Ich werde hier im Artikel noch an geeigneten Stellen auf das Arbeitsschutzgesetz (ArbSchG) und die Maschinenrichtlinie 2006/42/EG verweisen.

Als ich im Jahr 2003 das erste Mal auf einer Windkraftanlage gewesen bin, hatte sich im Bereich Schutz gegen Absturz schon eine Menge getan

und das Ende der Fahnenstange war noch lange nicht erreicht. Während die Altvorderen früher noch gänzlich ohne Gurt aufgestiegen sind, hatte die nächste Generation immerhin schon einen Beckengurt, der mit einem festen Verbindungsmittel über ein mitlaufendes Auffanggerät mit einem 8 mm Stahlseil verbunden gewesen ist. Ziemlich schnell wurde klar, dass diese Kombination von Einsatzmitteln nicht genügt, um jemanden zuverlässig vor dem Absturz und dessen Folgen zu bewahren. Diese „Foltergurte“ kamen daher auch schnell wieder aus der Mode, denn im Fall eines Absturzes wurde zuerst die Wirbelsäule gebrochen und der erschlaffende Körper ist danach aus dem Gurt gerutscht und abgestürzt. Also sind nach einigen Entwicklungsschritten die heute zum Einsatz kommenden Steigschutzeinrichtungen in Verbindung mit geeigneten Auffanggurten und Dämpfungselementen das Mittel der Wahl, um einen Absturz und dessen folgen zuverlässig zu verhindern. Und so lebten sie denn glücklich und zufrieden und das Thema Absturzsicherung war für immer geklärt.

Schön wär's ... Geräte der PSAgA gehören zu den überwachungspflichtigen Betriebsmitteln, weshalb mindestens eine jährliche Überprüfung dieser Betriebsmittel durch einen Sachkundigen erforderlich ist. Das ist eine Binsenweisheit, die jeder kennt. Und ebenso gilt, dass der Inverkehrbringer dieser Komponenten u.a. gem. Produktsicherheitsgesetz dazu angehalten ist, Kenntnisse, die zu einer Gefahr führen, zu veröffentlichen und in die Produktentwicklung einfließen zu lassen. Und wenn der Inverkehrbringer dies nicht erledigt, macht es die gesetzliche Unfallversicherung. So geschehen z.B. mit dem rückwärtigen Absturz im Jahr →



Seit über zehn Jahren Anlagenbetreiber?

Wir bieten Kooperationsmöglichkeiten für ein Repowering in allen Bundesländern an. Gerne kaufen wir auch Ihren Windpark zu einem fairen Preis.

Wenn Sie einen guten Partner für Ihre Altanlagen suchen, dann sprechen Sie uns an.
Tel. 06732 9657-4170 | repowering@juwi.de



www.juwi.de

JUWI

2010. Zur Erinnerung: Innerhalb kurzer Zeit häuften sich die z.T. leider tödlichen Unfälle im Zusammenhang mit dem Einsatz von Steigschutzsystemen an fester Führung.

Bei den Unfalluntersuchungen zeigte sich, dass die Unfälle alle mit einer bestimmten Körperhaltung im Steigschutzsystem zusammenhingen. Es wurde herausgefunden, dass wenn der Anwender des Steigschutzsystems sich quer oder gar überkopf im Steigschutzsystem befindet bei fast allen mitlaufenden Auffanggeräten diverser Hersteller die Schutzfunktion außer Kraft gesetzt wird und der Anwender an dem System in die Tiefe stürzt. Daraufhin wurde die zu dem Zeitpunkt gültige DIN EN 353-1 zurückgezogen, mit der Folge, dass es keine gültige Prüfvorschrift mehr gab, nach der mitlaufende Auffanggeräte hätten geprüft werden können. Im Jahr 2014 konnte diese Lücke erfolgreich geschlossen werden. Ab diesem Zeitpunkt wurde der rückwärtige Sturzfall bei jedem Baumuster geprüft und mitlaufende Auffanggeräte kosteten im Anschluss nicht mehr ca. 300 € im Durchschnitt, sondern z.T. > 1.000 €. **Meines Erachtens stehen wir wieder kurz vor einer notwendigen Anpassung der Prüfvorschriften bzw. vor einer generellen Selbstverpflichtung, die insbesondere an die Hersteller gerichtet ist und umgesetzt werden sollte, bevor aufgrund von Unfällen die Regelwerke angepasst werden.** Wir haben zwei Grundprinzipien von mitlaufenden Auffanggeräten auf dem Markt: Die einen entriegeln durch ihr eigenes Gewicht und sollen stets unten an der Steigschutzschiene oder dem Steigschutzseil hängen. Die anderen entriegeln, indem ein Mindestmaß an Zugkraft in der Waagerechten

auf das mitlaufende Auffanggerät aufgebracht wird. In der Branche hat sich in dem Zusammenhang zum ersten der Begriff Schlepläufersystem und zum zweiten der Begriff Rückenzugsystem eingepreßt die beiden Systeme definiere ich in Anlehnung an die Informationen aus dem Sachverständigenbeirat des BWE wie folgt:

Rückenzugsysteme

Diese Systeme geben dem Benutzer die Möglichkeit, einen Teil seines Körpergewichtes vom mitlaufenden Auffanggerät in die Steigschutzschiene zu übertragen. Hände und Arme müssen beim Auf- und Abstieg weniger Kraft übernehmen. Durch das leichte und gleichmäßige Zurücklehnen des Anwenders wird eine horizontale Zugkraft auf das mitlaufende Auffanggerät aufgebracht. Dadurch öffnet sich der Bremsmechanismus und das mitlaufende Auffanggerät kann sich am Schienensystem frei bewegen, damit der Anwender aufsteigen kann. Stoppt der Anwender während des Steigens und entlastet das System, schließt der federbelastete Bremsmechanismus und das mitlaufende Auffanggerät bleibt stehen. Der Abstieg erfolgt nach dem gleichen Prinzip.

Schlepläufersysteme

Diese Systeme folgen dem Benutzer beim Aufstieg durch „Mitschleppen“ nach oben und „gleiten“, ausgelöst durch ihr Eigengewicht nach unten. Aufgrund der systemischen Vorgaben ist es nicht möglich, das Gewicht des Nutzers über den Läufer in die Steigschutzschiene zu übertragen, da diese Vorgehensweise zum Aktivieren des Bremsmechanismus führt. **Folglich muss der Nutzer für den gesamten Auf- und Abstieg die Kraft mit seinen Händen und Armen aufbringen. Zusätzlich muss er mit Hilfe der Arme seinen Schwerpunkt so ausbalancieren, dass er im richtigen Winkel zur Leiter steht, um das mitlaufende Auffanggerät zu entlasten, so dass dies nicht hakt/blockiert.** Sollte das mitlaufende Auffanggerät dennoch an der Schiene haken (z.B. aufgrund einer Unebenheit oder Verkantung), muss es per Hand wieder gelöst werden. Aus eigener Erfahrung aus dem über tausendfachen Besteigen von Windkraftanlagen mit mitlaufenden Auffanggeräten verschiedener Hersteller und beiden vorbenannten Funktionsprinzipien kann ich aus Überzeugung sagen, dass beide Systeme sicher sind und einen Absturz zuverlässig verhindern. Und aus der gleichen Erfahrung kann ich sagen, dass die sog. Schlepläufersysteme ausschließlich geeignet sind, um bei Anlagenhöhen bis maximal 100 m eingesetzt zu werden. →



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



Der Aufstieg und Abstieg per Leiter in das Maschinenhaus einer Windkraftanlage ist körperlich anstrengend und der wesentliche Grund, weshalb bei Mitarbeitern, die diese Aufgabe ausführen, gem. G41 Eignungsuntersuchung, u.a. die Stabilität des Herz-Kreislaufsystems abgeprüft wird. Die Belastung beim Auf- und Abstieg einer Windkraftanlage ist vergleichbar mit einem Leistungsnachweis von Atemschutzgeräteträgern der Feuerwehr (G26.3). Der Auf- und bzgl. der Problematik mit den oft hakenden Schlepläufersystemen insbesondere der Abstieg bei einer Windkraftanlage ist einer muskulären Dauerbeanspruchung der Arme und Hände gleichzusetzen, die bisher in der G41 nicht abgeprüft wird. **Bei einer Nabenhöhe von 50 m mag diese Beanspruchung noch kein Problem sein. Bei Nabenhöhen um die 100 m ist es bereits sehr störend. Und alles, was höher ist als 100 m wird von den Mitarbeitern als stark belastend und demotivierend wahrgenommen.** Von mehreren Mitarbeitern der Anlagenhersteller im Service, die ich dazu befragt habe, bekam ich Antworten wie: „Scheißsystem“, „der letzte Schrott“, oder „Sollte verboten werden“. Diese Menschen arbeiten täglich mit den Systemen und wissen, wovon sie reden. Es handelt sich hierbei nicht um einen Angriff gegen bestimmte Hersteller, sondern um präventiven Arbeitsschutz gem. geltenden Rechtsvorschriften, der von uns allen gefordert wird, um Arbeitsunfälle zu verhindern. Ein System, das Arbeitssicherheitstechnisch geprüft ist, ist nicht gleichzeitig für jeden Anwendungsfall geeignet. Die mitlaufenden Auffanggeräte an fester Führung, die durch ihr Eigengewicht entriegelt bleiben, sind nicht ergonomisch und verhindern nur zuverlässig einen Absturz – dies allerdings zu Lasten der Anwendbarkeit. Das wiederum begünstigt Manipulationsversuche.

In der Prüfungsgrundlage für mitlaufende Auffanggeräte EN353:2014 wird bislang nicht geregelt, für was für einen Anwendungsfall das geprüfte Gerät verwendet werden darf und für welchen nicht. Es wird getestet, ob es eine Person sicher auffängt. Dieser Test sagt nichts über die Ergonomie aus und nichts darüber, ob die Beanspruchung des Auf- und Abstiegs bei einer Person mit durchschnittlichen persönlichen Leistungsvoraussetzungen auch als Belastung empfunden wird oder nicht. Daher ist gem. ArbSchG und DIN EN ISO 6385:2016-12 die Berücksichtigung der Ergonomie gefordert. So sagen ArbSchG §4 Abs. 1 „Die Arbeit ist so zu gestalten, dass eine Gefährdung für das Leben sowie die physische und psychische Gesundheit möglichst vermieden und die verbleibende Gefährdung möglichst gering gehalten wird. Und ArbSchG §5 Abs. 3 Punkt 3. und 4., dass sich eine Gefährdung insbesondere durch die Gestaltung, die Auswahl und den Einsatz von Arbeitsmitteln und den Umgang damit ergeben kann.

Ohne an dieser Stelle noch auf weitere technische Richtlinien zur Betriebssicherheit oder Schriften der Deutschen Gesetzlichen Unfallversicherung einzugehen, die ähnliche Ableitungen zulassen, liegen zweifelsfrei Erkenntnisse aus dem Anwenderkreis vor, die aufzeigen, dass die Schlepläufersysteme deutlich belastender in der Anwendung sind im Vergleich zu den Rückenzugsystemen. Und diese Erkenntnisse aus der Praxis bewirken, dass bei der Gefährdungsbeurteilung zur Anwendung eines Rückenzugsystems das Restrisiko geringer ist, als es bei der Anwendung von Schlepläufersystemen der Fall ist. Eine Gleichbewertung in der Gefährdungsbeurteilung wäre m.E. nicht vertretbar. Ich bin der Auffassung, →



Alles aus einer Hand

IHR PARTNER FÜR GROSSKOMPONENTENTAUSSCH

Unsere Dienstleistungen

- Beschaffung von Großkomponenten
- Logistik und Bereitstellung von Kran- und Lifting-Tools
- Baustelleneinrichtung
- Austausch und/oder Reparatur der Großkomponenten
- Wiederinbetriebnahme
- Betreuung und Wartung über den Gewährleistungszeitraum hinaus
- Risk Assessment Message Statements (RAMS)
- Qualitätssicherung vor Ort durch eigenes QHSE-Team

Kontakt



Ulrich Küster | Director Sales
Mobil +49 162 6821033
u.kuester@buss-energy.com

Jan Peter von Hofe | Sales Manager
Mobil +49 162 1318893
j.vonhofe@buss-group.com

www.buss-energy.com



Konstruktion / Herstellung

Vermietung / Verkauf

Montage / Service

Schulung / Training

WWW.KAEUFER.DE

Einfach sicherer.

QUALITÄT UND SERVICE VOM WELTMARKTFÜHRER

Als der weltweit führenden Hersteller von Rotorblattbefahranlagen entwickeln wir seit über 30 Jahren temporäre Befahranlagen und Zugangstechnik für Rotorblätter und Türme. Unsere Rotorblattbefahranlagen sind sicher und TÜV zertifiziert.

- K-BP-2 L:** Mit weit über 300 Anlagen die meistverkaufte Rotorblattbefahranlage in der Welt
- K-BP-4:** Einzigartige Konzeption für die neue Turbinengeneration 6 MW + jetzt mit Einhausung
- K-BP-O:** Perfekt konstruierte Plattform für Offshore Turbinen und einfachem Blattzugang auf hoher See

Gebr. Käufer GmbH • Mühlenberg 5 • 42499 Hückeswagen • Telefon: +49 (0) 2192-9203-0 • E-Mail: wind@kaeuf.de



dass die Schlepläufersysteme zukünftig in Bauwerken und Windkraftanlagen mit Höhen von 100 m und mehr nicht mehr installiert werden sollten, da die Gefahr, insbesondere beim Abstieg, signifikant vorhanden ist, aufgrund eines muskulären Überlastungsereignisses einen Absturz in das System zu provozieren. Da bisher noch keine solche Festlegung in den Regelwerken vorhanden ist, hoffe ich, dass sie zukünftig aufgenommen werden wird, denn wir sollten es als Branche tunlichst vermeiden, bei diesem Thema erst zu reagieren, wenn sich die Unfallzahlen häufen.

Zwar ist im Gesetz über die Bereitstellung von Produkten auf dem Markt (Produktsicherheitsgesetz - ProdSG) in § 3 Allgemeine Anforderungen an die Bereitstellung von Produkten auf dem Markt unter Abs. 1 im letzten Satz zu finden: „Die Möglichkeit, einen höheren Sicherheitsgrad zu erreichen, oder die Verfügbarkeit anderer Produkte, die ein geringeres Risiko darstellen, ist kein ausreichender Grund, ein Produkt als gefährlich anzusehen.“ Aber der Konstrukteur einer Anlage ist gem. Maschinenrichtlinie 2006/42/EG Anhang 1 dafür verantwortlich, seine Anlage so zu konstruieren, dass keine Gefahren von seiner Maschine ausgehen. In der DGUV V1 Grundsätze der Prävention unter §2 Grundpflichten des Unternehmers und im ArbSchG §4 Abs. 2 ist festgelegt, dass Gefahren an ihrer Quelle beseitigt werden sollen. Die Gefahr ist die Überlastung der Muskulatur, die Quelle ist das eingesetzte Schlepläufersystem und um es vollständig zu machen: die Maßnahme ist der Wechsel von einem Schlepläufer- zu einem Rückenzugsystem und das Restrisiko ist bei sachgerechter Anwendung nicht mehr hoch, sondern wenigstens vertretbar, wenn nicht sogar gering. Es finden sich in den aktuellen Rechtsvorschriften bislang zwar keine konkreten Zahlenwerte, ab wann ein sog. Schlepläufersystem nicht mehr eingesetzt werden darf. Allerdings haben wir bei der korrekten Anwendung der zur Verfügung stehenden Regelwerke insbesondere mit Bezug auf die Gefährdungsbeurteilung bereits eindeutige Hinweise darauf, dass es so wie bisher konstruktiv nicht weiter gehen soll.

Daniel Schmitz, Gelernter Elektroinstallateur mit Weiterqualifikation zum Elektrotechnikerhandwerksmeister, Fachkraft für Arbeitssicherheit. Seit 2003 in der Branche der Regenerativen Energie und seit 2010 bei der JUWI GmbH (vormals Windwärts Energie GmbH) tätig. Aktuell als Verantwortliche Elektrofachkraft für Windkraftanlagen und Energiespeichersysteme, Fachexperte und Ausbilder beschäftigt.

Ihre Partner rund um Weiterbetrieb

8.2 | The Experts in
Renewable Energy

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

BayWa r.e.

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

centrica

Centrica Energy Trading GmbH
Esplanade 40 | 20354 Hamburg
cet-RtM@centrica.com
» Direktvermarktung, Stromdienstleistungen

greenwind
Mit der Kraft des Windes

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

M.O.E.
MOELLER OPERATING ENGINEERING
CERTIFICATION · MEASUREMENT · INSPECTION

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

REPROJEKT GmbH
Sachverständigenbüro
für Windkraft

ReProjekt GmbH
info@reprojekt.de
Tel.: 05031 95 84 22 | www.reprojekt.de
» Planung, Gutachten & Weiterbetrieb

**Rosendahl
Windtechnik GmbH**
Sachverständige für Windenergie

Rosendahl Windtechnik GmbH
info@rosendahl-windtechnik.de
Tel.: +49 4923 38 39 93 0 | www.rosendahl-windtechnik.de
» Gutachter, Weiterbetriebsgutachten

Probleme beim Netzanschluss – Rechte und Handlungsmöglichkeiten des Anlagenbetreibers

In den vergangenen Monaten dürfte sich folgender – überspitzt formulierter – Dialog häufiger zwischen Anlagenbetreiber (AB) und Netzbetreiber (NB) abgespielt haben: AB: „Ich möchte meine EE-Anlage an Dein Netz anschließen und Strom einspeisen.“ Reaktion NB: „Gerne – auf Deine Kosten, in fünf Jahren und 10 km vom Anlagenstandort entfernt!“

Versäumter Netzausbau

Hintergrund der Antwort des NB ist oftmals eine zu hohe Auslastung der Netze, beruhend auf dem versäumten Netzausbau in der Vergangenheit. Hinzu kommen konkurrierende Anschlussanfragen anderer AB und die Angst des NB vor der Kostentragung im Rahmen des Netzausbaus. Angesichts der „mauernden“ Haltung des NB stellen sich für den AB zahlreiche Fragen: Welcher Netzverknüpfungspunkt (NVP) steht mir nach dem EEG zu? Wann darf ich meine Anlage anschließen? Kann ich einen anderen NVP wählen? Kann der NB diese Wahl konterkarieren? Wie kann ich die Aussagen des NB prüfen? Wer zahlt was, wenn meine Anlage ans Netz geht?

Gesamtwirtschaftlich günstigster NVP

Die Antwort auf die Frage, welcher NVP dem AB zusteht, gibt § 8 Abs. 1 EEG 2023. Geschuldet ist danach der technisch und gesamtwirtschaftlich günstigste NVP, wobei nur die unmittelbar durch den Netzanschluss entstehenden Kosten zu berücksichtigen sind. Vorsicht, Falle: **Die technische Eignung orientiert sich primär an der Eignung der Spannungsebene. Die zu geringe Netzkapazität ist zwar beliebtes, aber kein taugliches Argument des NB zur Verweigerung des Netzanschlusses.** Denn gem. § 8 Abs. 4 EEG 2023 besteht die Pflicht zum Netzanschluss auch dann, wenn die Abnahme des Stroms erst durch Netzerweiterungsmaßnahmen gem. § 12 EEG 2023 möglich wird.

Dass der gesamtwirtschaftlich günstigste NVP geschuldet ist, bedeutet ein Vorgehen nach dem „Scheuklappenprinzip“. Geschaut wird nicht,

ob der NVP für den AB oder für den NB am günstigsten ist, sondern im Rahmen eines Variantenvergleichs, welche Summe „unter dem Strich steht“. **Hintergrund hierfür ist, dass der NB die Kosten des Netzausbaus nicht aus eigener Tasche zahlt, sondern sie bei der Netzentgeltermittlung in Ansatz bringt – der Letztverbraucher soll also nicht (zu) hohe Netzausbaukosten tragen.** Dass nur unmittelbar durch den Netzanschluss entstehende Kosten Berücksichtigung finden, schließt die Geltendmachung von mittelbaren Kosten wie Verluste bei längeren Anschlussleitungen sowie Trafoverluste aus.

Unverzögerlicher Netzanschluss

Die Antwort, wann der Anlagenbetreiber seine Anlage anschließen darf, gibt ebenfalls § 8 Abs. 1 EEG 2023. Danach ist der Netzanschluss am gesamtwirtschaftlich günstigsten NVP „unverzögerlich“ geschuldet. Problematisch ist jedoch, dass der Begriff „unverzögerlich“ keine nach Wochen oder Monaten bemessene Frist enthält. Nach der Gesetzesbegründung ist „unverzögerlich“ gleichzusetzen mit „ohne schuldhaftes Zögern“. Der AB muss also nachweisen, dass der NB „schuldhaft“ gezögert hat ... leider oftmals ein „Kampf bergauf“.

Wahlrecht des AB

Ob der AB einen anderen NVP wählen darf, regelt § 8 Abs. 2 EEG 2023 – ja, darf er, es sei denn, die daraus resultierenden Mehrkosten des NB sind nicht unerheblich. Laut BGH liegt die Grenze bei einem Mehraufwand von 60 % im Vergleich zur Ausgangsvariante. Die Beweislast für die Erheblichkeit der Mehrkosten trägt der NB. Soweit die gute Nachricht. Aber:

Zuweisungsrecht des NB

Leider kann der NB das Wahlrecht des AB konterkarieren, denn gem. § 8 Abs. 3 EEG 2023 darf der NB einen anderen als den gesetzlich geschuldeten und/oder gewählten NVP zuweisen, es sei denn, dort wäre die Abnahme des Stroms nicht sichergestellt. Fazit: Der NB setzt sich durch – nur ein kleines Trostpflaster ist, dass der NB die aus der Zuweisung resultierenden Mehrkosten tragen muss, § 16 Abs. 2 EEG 2023. →

Auskunftsrechte des AB

Angesichts der konkurrierenden Rechte von AB und NB und des „letzten Wortes“ des NB hat der AB ein virulentes Interesse, die Richtigkeit der Aussagen des NB zu prüfen. Hierzu normieren § 8 Abs. 5 und 6 EEG 2023 umfassende Auskunftsrechte des AB, so kann er z.B. die Übermittlung eines Bearbeitungszeitplans für sein Netzanschlussbegehren verlangen, ebenso die Herausgabe von Netzdaten. Von diesen Rechten sollte der AB im Zweifel dringend Gebrauch machen und die Aussagen des NB ggf. durch einen Sachverständigen prüfen lassen. Denn sollte der vom NB als gesamtwirtschaftlich günstigster NVP deklarierte NVP in Wahrheit teurer als ein anderer NVP sein, kommen Schadensersatzansprüche des AB in Betracht.

Gesetzliche Kostenverteilung

Die Antwort auf die Frage, wer was im Rahmen des Netzanschlusses zahlt, ist „eigentlich“ ganz einfach: Die notwendigen Anschlusskosten trägt gem. § 16 Abs. 1 EEG 2023 der AB, die Kosten des Netzausbaus der NB, § 17 EEG 2023. Es stellt sich aber regelmäßig die „Gretchenfrage“: Was ist (noch) Netzanschluss, was (schon) Netzausbau?

Zunächst kommt eine räumliche Abgrenzung in Betracht. Alles von der Anlage bis zum NVP ist Netzanschluss, alles jenseits des NVP ist Netzausbau. Ergänzend kommt die funktionale Abgrenzung hinzu: Die Ausbaupflicht erstreckt sich gem. § 12 Abs. 2 EEG 2023 auf sämtliche für den Betrieb des Netzes notwendigen technischen Einrichtungen sowie die Anschlussanlagen im Eigentum des NB.

Typische Streitfälle in der Praxis:

Gibt das EEG also ein Grundmuster von Rechten und Pflichten der beim Netzanschluss Beteiligten vor, so stellen sich in der Praxis doch häufig typische Streitfälle.

Reservierung von Einspeisekapazität?

Ein charakteristischer Fall ist die Reservierung von Einspeisekapazität, die dann relevant wird, wenn der AB vom NB eine Netzanschlusszusage für einen NVP zu einem Zeitpunkt erhält, in dem die Anlage noch nicht errichtet ist. Kann nun der AB vom NB die Reservierung von Einspeise-

kapazität für einen Zeitraum X fordern? Fraglich, da der Anspruch auf Anschluss jedenfalls dann (erst) entsteht, wenn die Anlage anschlussfertig errichtet ist. Dies ist jedoch kaum vereinbar mit der Realität, denn welcher AB plant eine Anlagenerrichtung ohne Gewähr der zukünftigen Einspeisemöglichkeit? Insbesondere die finanzierenden Banken fordern oftmals die Reservierung – die der NB jedoch häufig verweigert. Hintergrund der Weigerungshaltung des NB ist oftmals die Angst vor Schadensersatzansprüchen anderer Anlagenbetreiber, was folgendes Beispiel illustriert: PV-Projekte sind regelmäßig schneller realisiert als Wind-Projekte. Erteilt



Starker Service für viele Plattformen

Voll- und Teilwarrantyverträge für die Baureihen MD 70/77, FL 1000/2500, Servion MM und Servion 3.XM sowie für Enercon Typ E-40, E-44, E-48, E-53, E-58, E-66, E-70, E-82, E-92 und E-101

ABO WIND

Tel. (06132) 89 88-280
 vertrieb@abo-wind.de
 www.abo-wind.de/service

der NB dem Wind-AB eine Reservierung von Einspeiseleistung, ist diese geblockt. Sind andere PV-Projekte schneller anschlussfertig errichtet und „überholen“ das Windprojekt, kann der NB diese PV-Projekte ggf. wegen der „geblockten“ Kapazität für das Wind-Projekt nicht mehr unverzüglich gem. § 8 Abs. 1 EEG 2023 anschließen. Es drohen also Schadensersatzansprüche des PV-Betreibers...

Ein wenig Klarheit hat nunmehr ein – erst kürzlich veröffentlichtes – Urteil des BGH vom 21.03.2023 (Az. VIII ZR 2/20) gebracht: Laut BGH besteht zwar keine Pflicht des NB zur Reservierung von Einspeisekapazität, jedoch ist eine solche grundsätzlich zulässig. D.h. der NB darf bereits vor anschlussfertiger Errichtung einer Anlage Einspeisekapazität reservieren – auch mit Wirkung gegen einen Konkurrenten. Erforderlich ist jedoch ein transparentes und diskriminierungsfreies Verfahren des NB. In der →

Praxis erfolgt oftmals ein Ranking der Anschlusswilligen nach Vorhandensein von Bau-/BImSchG-Genehmigung, Zuschlag im Ausschreibungsverfahren, etc. Der AB muss also prüfen: Behandelt der NB „Gleiches gleich“? Wenn nein, sollte der AB rechtliche Schritte in Erwägung ziehen.

Uneinigkeit über gesamtwirtschaftlich günstigsten NVP

Stehen mehrere NVPs in Rede, besteht häufig Uneinigkeit zwischen AB und NB, welcher am günstigsten ist. Grund hierfür können insbesondere unterschiedliche Zahlen bei Einkaufspreisen von Material und Lohnkosten sein. Das Ende vom Lied: Der NB weist dem AB gem. § 8 Abs. 3 EEG 2023 den aus seiner Sicht gesamtwirtschaftlich günstigsten NVP zu – den der AB gerade nicht für den günstigsten hält. Was tun aus Sicht des AB? Variante 1 wäre die Klage auf Netzanschluss an den aus Sicht des AB gesamtwirtschaftlich günstigsten NVP. Nachteil: Es droht ein langwieriger und

teurer Gerichtsprozess, währenddessen die Anlage nicht ans Netz kommt. Variante 2 folgt dem Motto „Dulde und Liquidire“: Die Anlage wird an den vom NB zugewiesenen NVP angeschlossen und sodann macht der AB Schadensersatzansprüche geltend. Dies ist oftmals vorzugswürdig, denn die Anlage kann ohne Zeitverlust ans Netz gehen und der AB kann sich „in Ruhe“ für den Schadensersatzprozess mit Zahlenmaterial und selbst eingeholten Sachverständigengutachten „munitionieren“.

Provisorischer Netzanschluss

Ausgangsfall ist folgender: Eine EE-Anlage soll an einem neu zu liefernden Schaltfeld X eines Umspannwerks angeschlossen werden, es verspätet sich aufgrund von Lieferengpässen. Ein Interimsanschluss an einer benachbarten Trafostation wäre möglich. Wie ist die Rechtslage? Gar nicht so einfach, es existieren unterschiedliche Sichtweisen: Der NB argumentiert oftmals, dass – nur – der endgültige Anschluss geschuldet sei. Hiergegen spricht unseres Erachtens jedoch der Wortlaut des § 8 Abs. 1 EEG 2023, aus dem gerade nicht hervorgeht, dass der Anschluss endgültig sein muss. Es muss sich eben – aber auch nur – um den gesamtwirtschaftlich günstigsten NVP handeln. Da nach dem EEG ein taggenauer Anschlussanspruch des AB besteht, kann sich dieser durchaus auch auf den provisorischen NVP erstrecken.

Zusammenfassung und Ausblick

Die obigen Ausführungen zeigen, dass das Konfliktpotential im Rahmen des Netzanschlusses nicht gering ist – auch in Zukunft dürfte sich die Situation angesichts der ausgelasteten Netze und des oftmals schleppenden Netzausbaus erst einmal nicht verbessern. Insofern ist jeder Anlagenbetreiber gut beraten, das Wort des Netzbetreibers nicht als gegeben zu nehmen, sondern es kritisch – ggf. unter Hinzuziehung anwaltlicher Hilfe – zu hinterfragen.

Katharina Vieweg-Puschmann, LL.M., Jahrgang 1983, Jurastudium an der Universität zu Köln und der Université de Paris I (Panthéon-Sorbonne). 2010–2013 Tätigkeit in einer internationalen Wirtschaftskanzlei im Energierecht und Energiekartellrecht. Seit 2013 Tätigkeit in der auf das Recht der Erneuerbaren Energien spezialisierten Kanzlei Engemann & Partner in Lippstadt.



**WindEnergy
Hamburg**
The global on & offshore event
24 ———— 27
September 2024

Expand your network!

- Take part in the world's leading wind industry event; on- and offshore
- Present your company to more than 37,000 total attendees from about 93 countries
- Add key decision makers from the industry to your network
- A first-rate conference programme on open stages in the halls free of charge

**Driving the energy transition.
Together!**



windenergyhamburg.com

Organised by:



In cooperation with:



Global Partner:



European Partner:



Partners:





Rechtsanspruch des Windparkbetreibers auf Netzanschluss

Mit dem EEG 2023 wurden neue Ziele für den Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch Deutschlands festgelegt: Bis 2030 soll der Anteil bei 80 Prozent liegen (§ 1 Abs. 1 EEG). Nachdem aufgrund ungünstiger Wetterbedingungen die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien im Jahr 2021 mit einem Anteil von 41,2 Prozent am Bruttostromverbrauch rückläufig war, wurde im Jahr 2022 mit 46,0 Prozent ein neuer Höchstwert erreicht.¹

1. Das EEG 2023 und Erneuerbare Energien als überragendes öffentliches Interesse

Zur Erreichung der gesetzlichen Zielbestimmung sind damit noch weitere 34 Prozent des Bruttostromverbrauchs mit erneuerbaren Energien zu decken – innerhalb von sieben Jahren. Blickt man zurück, so hat sich der Anteil erneuerbarer Energien in den letzten sieben Jahren um nur 14,4 Prozentpunkte gesteigert. Der Ausbau muss folglich rasant vorangetrieben werden.

Ein Problem bei der Umsetzung der Ausbauziele ist neben der Förderkulisse und der ausreichenden Flächenbereitstellung und Genehmigung zunehmend die Sicherung eines Netzanschlusspunktes, weil die vorhandenen Einspeisekapazitäten nicht ausreichen und die personellen Kapazitäten für den notwendigen Netzausbau ebenfalls begrenzt sind.

2. Der Anschluss von Windenergieanlagen an das Stromnetz

Gemäß § 8 Abs. 1 EEG haben Anlagenbetreiber von EE-Anlagen gegen Netzbetreiber einen Anspruch auf unverzüglichem und vorrangigen Netzanschluss. Außerdem müssen Netzbetreiber den Anlagenbetreibern unverzüglich nach Eingang eines Netzanschlussbegehrens einen genauen Zeitplan für die Bearbeitung des Netzanschlussbegehrens übermitteln (§ 8 Abs. 5 EEG). Erhält der Betreiber einer Anlage mit einer installierten Leistung von bis zu 10,8 kW innerhalb eines Monats vom Netzbetreiber keinen Zeitplan für die Umsetzung des Netzanschlusses, so darf er seine Anlage ohne Zustimmung des Netzbetreibers an den gesetzlichen oder vom Anlagenbetreiber gewählten Netzverknüpfungspunkt anschließen.

Zu beachten ist außerdem, dass das EEG Vorgaben für den Inhalt von Netzanschlussverträgen enthält. Gemäß § 7 Abs. 1 EEG darf zunächst die Vornahme eines Netzanschlusses nicht vom Abschluss eines Netzanschlussvertrages abhängig gemacht werden (da die Netzbetreiber wie dargestellt gesetzlich verpflichtet sind, EE-Anlagen an das Netz anzuschließen – auch ohne, dass mit dem Anlagenbetreiber eine Vertragsbeziehung eingegangen wird). Wird die Anlage an das Netz angeschlossen, ohne dass ein Vertrag geschlossen wurde, so ist der Anlagenbetreiber gesetzlich verpflichtet, die notwendigen technischen Anforderungen des →

Netzbetreibers einzuhalten. Wird ein Netzanschlussvertrag geschlossen, so darf in diesem nur von den Vorgaben des EEG abgewichen werden, wenn die Abweichungen klar und verständlich sind, keine unangemessene Benachteiligung beinhalten und mit dem wesentlichen Grundgedanken des EEG vereinbar sind. Vertragliche Bestimmungen, die dagegen verstoßen, sind unwirksam.

3. Anspruch auf Netzausbau gegen die Netzbetreiber

Gemäß § 12 Abs. 1 EEG haben Betreiber von bereits errichteten oder noch zu errichtenden EE-Anlagen einen Anspruch auf die Erweiterung von Netzkapazitäten gegen die Netzbetreiber. Besteht ein geeignetes Netz für den Anschluss einer geplanten Anlage, welches zur Realisierung des Netzanschlusses verstärkt oder optimiert werden muss, so richtet sich der Anspruch des Anlagenbetreibers auf die Verstärkung oder Optimierung des Netzes. Besteht noch kein geeignetes Netz, so richtet sich der Anspruch auf den Ausbau eines Netzes. Eine Spezifikation der Form der Kapazitätenerweiterung (Verstärkung, Optimierung oder Ausbau des Netzes) muss der Anlagenbetreiber im Rahmen seines Verlangens nicht vornehmen.

Der Anspruch besteht nur auf Verlangen des einspeisewilligen Anlagenbetreibers und richtet sich sowohl gegen den Anschlussnetzbetreiber als auch gegen den vorgelagerten Netzbetreiber. Einziger Ausschlussgrund für den Anspruch auf Netzausbau ist eine wirtschaftliche Unzumutbarkeit. Keinen Anspruch auf Netzausbau hat der Anlagenbetreiber allerdings gegen Betreiber von Übertragungsnetzen, da der Ausbau dessen durch das Bundesbedarfsplangesetz (BBPlG) gesteuert wird. **Kommt der Netzbetreiber seiner Pflicht zur Kapazitätenerweiterung nicht nach, so hat der Anlagenbetreiber, soweit ihm dadurch ein Schaden entstanden ist, gemäß § 13 EEG einen Anspruch auf Schadensersatz.**

4. Anlagenzertifizierung

Eine wichtige Voraussetzung für den Anschluss einer EE-Anlage an das Netz ist der Nachweis über die Einhaltung der technischen Mindestanforderungen des Netzbetreibers durch den Anlagenbetreiber. Der Nachweis wird in Form von Anlagenzertifikaten erbracht, deren Erfordernis und Inhalt in der NELEV (Elektrotechnische-Eigenschaften-Nachweis-Verord-

nung) geregelt sind. Für Anlagen ab einer Anlagenkapazität von 135 kW muss ein Nachweisdokument von einer akkreditierten Zulassungsstelle ausgestellt werden (§ 2 Abs. 2 NELEV). Die Netzbetreiber sind gesetzlich verpflichtet, eine endgültige Betriebserlaubnis der Anlage zu verweigern, wenn der Nachweis nicht geführt werden kann (§ 4 Abs. 1 NELEV). Dies führt in der Praxis zu erheblichen Verzögerungen, insbesondere bei Anlagen in der Größenordnung von 135 kW bis 950 kW. **Mit einer Änderung der NELEV im Juli 2022 wurden die Nachweispflichten für Anlagen bis 950 kW vereinfacht. Für die Erteilung einer Betriebserlaubnis ist für diese Anlagen seither ein vorläufiges Anlagenzertifikat ausreichend. Ein vorläufiges Anlagenzertifikat wird ausgestellt, ohne dass eine Konformitätserklärung abgegeben wurde.** Die Konformitätserklärung muss jedoch binnen achtzehn Monaten nachgereicht werden.



Triflex
Gemeinsam gelöst.

Unsere Abdichtungssysteme für Fundamente und Turmfiansche 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

Die vereinfachten Verfahren haben nach Ansicht der Politik den „Zertifizierungsstau“ zwar reduziert, Optimierungsbedarf hinsichtlich eines beschleunigten Netzanschlusses von (insbesondere kleineren) EE-Anlagen besteht jedoch weiterhin. Diesem Problem wird nun mit einer geplanten Novelle der NELEV begegnet, mit der die Zertifizierungspflicht zukünftig unter bestimmten Voraussetzungen nur noch für Anlagen ab einer Anlagenkapazität von 500 kW gelten soll. Die geplanten Anpassungen der NELEV wurden am 14.09.2023 veröffentlicht, wann die Novelle verkündet wird, ist derzeit nicht bekannt. Bis auf Weiteres bedarf es folglich auch für Anlagen mit einer Kapazität von 135 bis 500 kW noch einer Zertifizierung. →

Die Anlagenzertifizierung ist auch deshalb so wichtig, weil die Folgen von Verstößen gegen die Zertifizierungspflicht recht drastisch sind. Wird eine EE-Anlage an das Netz angeschlossen, ohne dass die erforderlichen Nachweise über die Einhaltung technischer Anforderungen erbracht wurden, so ist der Netzbetreiber zur Trennung der EE-Anlage vom Netz berechtigt und sogar verpflichtet. Die NELEV sieht explizit vor, dass die Duldung einer angeschlossenen Anlage bis zur Vorlage der notwendigen Nachweise nicht möglich ist. Dies gilt auch für Anlagen mit vorläufigen Anlagenzertifikaten, wenn die noch nachzureichenden Unterlagen nicht innerhalb der achtzehn Monate vorgelegt werden. Zur Umsetzung der Trennung vom Netz werden dem Netzbetreiber mit der NELEV konkrete Befugnisse wie beispielsweise Betretungsrechte eingeräumt.

RENOLIT CP – 2 in 1 Folienlösung
Flanschversiegelung und Korrosionsschutz für Windkraftanlagen

- Haltbarkeit von 10 Jahren
- Minimale Ausfallzeit
- Wenige Anwendungsschritte
- Umweltfreundlich

ZERTIFIZIERT
ISO 12944-9 CX
ZERTIFIZIERT

Rechtzeitig handeln und hohe Kosten sparen mit RENOLIT CP

Folienmuster anfordern und mehr über unseren Service erfahren: windservice-wp-renolit.de

Folie statt Farbe

5. Redispatch

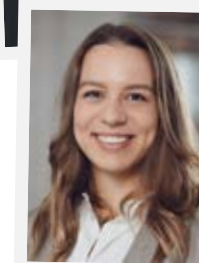
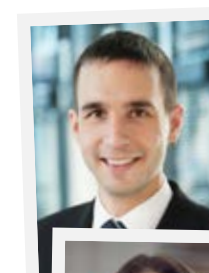
Der Begriff Redispatch, welcher sich am ehesten mit „Umsteuerung“ oder „Neuverteilung“ übersetzen lässt, beschreibt die Steuerung der Einspeisemengen in das Stromnetz durch den Netzbetreiber. Der Netzbetreiber greift in die Erzeugungsleistung von Stromerzeugungsanlagen ein, um einen Leitungsabschnitt seines Netzes vor einer Überlastung zu schützen. Netzbetreiber überwachen die an ihr Netz angeschlossenen Erzeugungsanlagen und ordnen gegebenenfalls einen Redispatch an, wenn eine Anlage mehr Leistung einzuspeisen droht, als das Netz an Kapazitäten zur Verfügung hat. Damit der Netzbetreiber die Einspeiseleistung der angeschlossenen Erzeugungsanlagen überwachen und fernsteuern

kann, schreibt § 9 EEG den Anlagenbetreibern die Installation von dafür erforderlichen technischen Einrichtungen vor. **Derzeit müssen Betreiber von Anlagen dem Netzbetreiber die Abrufung der Ist-Einspeisung und die Fernsteuerung der Einspeiseleistung durch entsprechende technische Einrichtungen ermöglichen. Spätestens dann, wenn die Anlagen mit intelligenten Messsystemen ausgestattet werden – derzeit gibt es noch keine intelligenten Messsysteme für Einspeiseanlagen auf dem Markt – müssen die Anlagenbetreiber in der Lage sein, die Fernsteuerung über das intelligente Messsystem durchführen zu lassen, die Anlagen müssen also rechtzeitig vorher „IMS-ready“ sein.**

Hält ein Anlagenbetreiber die technischen Vorgaben für seine Anlage nicht ein, so ist er dem Netzbetreiber gegenüber gemäß § 52 EEG zur Zahlung verpflichtet, und zwar in Höhe von 10 Euro pro kW installierter Leistung und Kalendermonat, in dem ganz oder zeitweise ein Pflichtverstoß vorliegt. Die zu leistende Zahlung verringert sich auf 2 Euro pro kW installierter Leistung und Kalendermonat, sobald die Pflicht erfüllt wird; diese Verringerung wirkt zurück bis zum Beginn des Pflichtverstoßes. Außerdem verliert der Anlagenbetreiber für das gesamte Kalenderjahr seinen Anspruch auf ein Entgelt für dezentrale Einspeisung nach § 18 StromNEV.

Micha Klewar ist Rechtsanwalt und Fachanwalt für Verwaltungsrecht. Seit 2006 beschäftigt er sich mit dem Recht der Erneuerbaren Energien. Herr Klewar begleitet Genehmigungsverfahren und Bauleitplanungen, berät zum Erneuerbare-Energien-Gesetz und zur Strom- und Energiesteuer. Herr Klewar ist Mitglied im juristischen Beirat des Bundesverband WindEnergie.

Larissa Dietz ist Rechtsanwältin mit Tätigkeitsschwerpunkt im Bereich der erneuerbaren Energien. Frau Dietz berät Projektentwickler und Anlagenbetreiber zu Energie- und Infrastrukturprojekten und gestaltet die zur Umsetzung erforderlichen Projektverträge. Ein weiterer Schwerpunkt liegt im Bau- und Immissionsschutzrecht.



¹ Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz, Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland im Jahr 2022 (Februar 2023, www.erneuerbare-energien.de/EE/Navigation/DE/Service/Erneuerbare_Energien_in_Zahlen/Entwicklung/entwicklung-der-erneuerbaren-energien-in-deutschland.html)

Die Gemeindeöffnungsklausel nach § 245e BauGB

Mehr Spielraum für Gemeinden bei der Windenergiesteuerung und einige offene Fragen

Infolge der Einführung des Windenergieflächenbedarfsgesetzes (WindBG) werden derzeit bundesweit zahlreiche Regionalpläne geändert oder neu aufgestellt. Denn bis 2027 bzw. 2032 müssen die Länder nachweisen, dass sie den im WindBG vorgesehenen Flächenbeitragswert erreicht haben. Für die Übergangszeit statet § 245e Abs. 5 Baugesetzbuch (BauGB) die Gemeinden ab 14. Januar 2024 mit der Befugnis aus, selbst (zusätzliche) Windenergiegebiete auszuweisen. Was passiert, wenn sich die Planungen auf Regional- und Gemeindeebene zeitlich überschneiden, ist allerdings nicht vollständig geklärt.

I. Kompetenzzuwachs für Gemeinden

§ 245e Abs. 5 BauGB lautet in der ab 14.1.2024 geltenden Fassung:

„Plant eine Gemeinde, die nicht zuständige Planungsträgerin nach § 249 Absatz 5 in Verbindung mit § 3 Absatz 2 Satz 1 Nummer 2 des Windenergieflächenbedarfsgesetzes ist, vor dem in Absatz 1 Satz 2 genannten Zeitpunkt ein Windenergiegebiet gemäß § 2 Nummer 1 des Windenergieflächenbedarfsgesetzes auszuweisen, das mit einem Ziel der Raumordnung nicht vereinbar ist, soll ihrem Antrag auf Abweichung von diesem Ziel abweichend von § 6 Absatz 2 des Raumordnungsgesetzes stattgegeben werden, wenn der Raumordnungsplan an der von der Gemeinde für Windenergie geplanten Stelle kein Gebiet für mit der Windenergie unvereinbare Nutzungen oder Funktionen festlegt.“

Verbunden ist mit der durchaus komplizierten Formulierung im ersten Schritt ein deutlicher Kompetenzzuwachs für die Gemeinden vor Ort:

1. Bisherige Flächensteuerung

Zwar konnten sie auch nach dem „alten“ System – also vor Einführung des WindBG – selbst Zonen für Windenergie ausweisen, denen über

§ 35 Abs. 3 S. 3 BauGB dann eine Ausschlusswirkung im Hinblick auf alle übrigen Standorte im Gemeindegebiet zukam.¹ Anwendung fand die Vorschrift des § 35 Abs. 3 S. 3 BauGB aber schon immer auch auf Raumordnungspläne,² in denen die Windenergiesteuerung in der Regel über Ziele der Raumordnung i.S.d. § 4 Abs. 1 S. 1 Raumordnungsgesetz (ROG) gesichert ist. Sobald auf übergeordneter Ebene im Regionalplan eine Ausweisung von Vorranggebieten Windenergie erfolgt war, waren der Gemeinde bisher also die Hände gebunden. Eine entgegenstehende Ausweisung auf Ebene der Flächennutzungsplanung war ihr wegen des Entwicklungsgebots aus § 1 Abs. 4 BauGB nicht möglich. Auch die Einzelzulassung von Vorhaben an nicht ausgewiesenen Standorten wäre – eine eigene immissionsschutzrechtliche Zuständigkeit der Gemeinde vorausgesetzt – an § 35 Abs. 3 S. 2 BauGB gescheitert.

2. Kompetenzen nach dem WindBG

Diese bestehende Systematik wird im WindBG grundsätzlich fortgesetzt und in der Praxis derzeit zugunsten einer Kompetenzbündelung bei den Trägern der Regionalplanungsträgern konkretisiert. Denn die meisten Bundesländer haben im Rahmen der Wahlmöglichkeiten des § 3 Abs. 2 WindBG bereits die Entscheidung getroffen, dass die Ausweisung der „neuen“ Windenergiegebiete nach § 2 WindBG auf Ebene der Regionalplanung erfolgen soll. Die Gemeinden sind mithin im Regelfall nicht (mehr) zuständig für die Flächensteuerung im Windenergiebereich.

Und mehr noch: Nach § 245e Abs. 1 S. 2 BauGB entfällt die Ausschlusswirkung aller bisherigen, außerhalb des WindBG erfolgten und nicht „transferierten“ Ausweisungen in Regionalplänen und Flächennutzungsplänen, sobald die Flächenbeitragswerte des WindBG erreicht sind. Als privilegiert i.S.d. § 35 Abs. 1 Nr. 5 BauGB gelten dann entsprechend der ausdrücklichen Anordnung in § 249 Abs. 2 S. 1 BauGB nur noch Flächen innerhalb der Windenergiegebiete nach § 2 WindBG; die Privilegierung aller anderen Flächen entfällt, Windenergievorhaben sind dort dann nach § 35 Abs. 2 BauGB zu beurteilen und damit in aller Regel unzulässig.

Die Träger der Regionalplanung können bereits bestehende Flächenausweisungen auf kommunaler Ebene mithilfe der neuen Planungsinstrumente des WindBG mithin einfach übersteuern. →

3. Übergangsvorschriften in § 245e BauGB

Nachdem der vollständige Systemwechsel von „altem“ Planungssystem auf WindBG und die damit einhergehende notwendige Ausweisung von zahlreichen neuen Windenergiegebieten Zeit in Anspruch nehmen wird (ohnehin enden die in § 2 WindBG verankerten Fristen erst zum 31.12.2027 bzw. 31.12.2032), hat der Gesetzgeber in § 245e BauGB allerdings Übergangsvorschriften vorgesehen.

Nach § 245e Abs. 1 S. 1 BauGB gilt die Ausschlusswirkung von Raumordnungs- oder Flächennutzungsplänen, die außerhalb des WindBG erlassen worden sind, zunächst noch fort – selbst, wenn sie sich derzeit noch im Aufstellungsverfahren befinden, aber bis spätestens 1. Februar wirksam werden. Nach § 35 Abs. 1 S. 2 BauGB aber eben nur so lange, bis die Flächenbeitragswerte nach § 3 WindBG erreicht sind.

Anders die Handlungsmöglichkeiten, die Kommunen nunmehr über die Gemeindeöffnungsklausel in § 245e Abs. 5 BauGB n.F. zur Verfügung gestellt werden. Die Zusatzoptionen wurden gemeinsam mit der Novelle des LNG-Beschleunigungsgesetzes und des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) im Juli 2023 beschlossen. Mit Wirkung zum 14. Januar 2024 kommt für Kommunen nun die Möglichkeit hinzu, „eigene“ Gebiete auszuweisen. Ausdrücklich gilt dies für den Fall, dass die Kommunen nicht selbst Planungsträger i.S.d. WindBG sind,³ und ausdrücklich gelten diese Gebiete dann als Windenergiegebiete i.S.d. § 2 Nr. 1 WindBG und werden auf das Flächenziel des jeweiligen Bundeslandes angerechnet.

Anders als Ausweisungen nach dem „alten“ System können Ausweisungen auf Grundlage der Gemeindeöffnungsklausel also nicht durch die Träger der Regionalplanung übersteuert werden.

4. Standardisierte Zielabweichung

Und noch viel mehr: Ist für die Neuausweisung auf kommunaler Ebene eine Zielabweichungsverfahren erforderlich, weil die Ausweisung aktuell gegen Ziele der Raumordnung verstößt, so soll dem Antrag der Gemeinde auf Zielabweichung stattgegeben werden, sofern der Raumordnungsplan an der von der Gemeinde geplanten Stelle kein Gebiet für mit der Windenergie unvereinbare Nutzungen oder Funktionen festlegt.

Anders als nach dem zeitgleich neugefassten § 6 Abs. 2 Raumordnungsgesetz (ROG), der für sämtliche Zielabweichungsverfahren auch außerhalb des Erneuerbare Energien-Bereichs gilt, ist Voraussetzung einer positiven Zielabweichungsentscheidung also – so darf man den klaren Wortlaut („abweichend von § 6 Abs. 2 des Raumordnungsgesetzes“) wohl verstehen – gerade nicht, dass die Abweichung unter raumordnerischen Gesichtspunkten vertretbar ist und die Grundzüge der Planung nicht berührt werden.

Während sich in einigen Bundesländern bereits andeutet, dass sich die Raumordnungsbehörden in Zukunft vermehrt auf die Prüfung der weiteren Tatbestandsvoraussetzungen des § 6 Abs. 2 ROG zurückziehen und Zielabweichungsanträge trotz der neuen Soll-Formulierung in § 6 Abs. 2 ROG dennoch nicht liberaler behandeln werden, dürfte einem Zielabweichungsantrag auf Grundlage von § 245e Abs. 5 BauGB n.F. kaum mehr etwas entgegenzusetzen sein.

Dafür spricht auch die Gesetzesbegründung, die zum Zielabweichungsverfahren nach § 245e Abs. 5 BauGB n.F. ausführte: „Liegen die tatbestandlichen Voraussetzungen vor und sprechen im Einzelfall keine atypischen Gründe gegen die Erteilung, ist die Zielabweichung durch die zuständige Stelle in der Regel umgehend zu gestatten.“⁴

II. Die Zeit drängt

Doch die Zeit drängt – vielleicht. Denn während das WindBG mit Fristen in 2027 und 2032 kalkuliert, haben sich einige Bundesländer →

Kostensteigerungen
Stromsteuer **Abschöpfung**
Meldepflichten **Verfügbarkeit**
Windangebot **Vermarktungsstrategie**
Post-EEG

WEN KÜMMERT'S?!
UNS KÜMMERT'S.

REZ – viel mehr als nur Betriebsführung.

REZ

Regenerative Energien Zernsee GmbH & Co. KG
 www.rez-windparks.de • info@rez-windparks.de

zum Ziel gesetzt, ihre Neuausweisungen bereits bis 2025 umzusetzen. Schleswig-Holstein erfüllt als einziges Bundesland in der Theorie sogar bereits jetzt den Zielwert nach § 3 WindBG. Hätte das OVG Schleswig-Holstein nicht jüngst den Teilregionalplan Energie für den Planungsraum I für unwirksam erklärt,⁵ hätte die Landesregierung lediglich noch förmlich bestätigen müssen, dass die bisherigen Ausweisungen auch als Windenergiegebiete i.S.d. § 2 WindBG fortbestehen sollen.⁶ Ist die Ausweisung nach dem WindBG fertiggestellt, tritt die Gemeindeöffnungsklausel außer Kraft.

1. Unklarer Gesetzeswortlaut

Doch was passiert, wenn sich Planungen auf Grundlage der Gemeindeöffnungsklausel und die regulären Neuausweisungen der Regionalplanungsträger zeitlich überschneiden, wenn also eine kommunale Gebietsausweisung kurz vor dem Ziel steht, aber just dann das betreffende Bundesland sein Flächenziel nach § 3 WindBG erreicht?

§ 245e Abs. 5 BauGB n.F. verhält sich dazu recht uneindeutig. Es heißt dort lediglich: „Plant eine Gemeinde [...] vor dem in Absatz 1 Satz 2 genannten Zeitpunkt ein Windenergiegebiet gemäß § 2 Nummer 1 des Windenergieflächenbedarfsgesetzes auszuweisen“, dann sollen ihr die Erleichterungen zugutekommen. Mit der Bezugnahme auf den „in Absatz 1 Satz 2 genannten Zeitpunkt“ ist hier die förmliche Feststellung und Bekanntmachung des Erreichens der Flächenbeitragswerte gemeint, die in § 5 WindBG geregelt ist.

Weniger klar gestaltet sich die Frage nach dem maßgeblichen Zeitpunkt auf kommunaler Ebene. Infrage kommen nach dem Wortlaut des § 245e Abs. 5 BauGB n.F.:

- Die Konkretisierung der Planungsabsicht, etwa durch Fassen eines Aufstellungsbeschlusses für einen entsprechenden Flächennutzungsplan,
- die Antragstellung für eine (wohl oftmals erforderliche) Zielabweichung,
- die Beschlussfassung über die Ausweisung, also der Zeitpunkt des Satzungsbeschlusses über den Flächennutzungsplan,
- die öffentliche Bekanntmachung des neuen bzw. geänderten Flächennutzungsplans.



Die Gesetzesbegründung verhält sich hierzu – gar nicht. Denn wie so oft in jüngerer Vergangenheit gelangte § 245e Abs. 5 BauGB n.F. erst in letzter Minute in das schon laufende Gesetzgebungsverfahren zur Anpassung des LNG-Beschleunigungsgesetzes und des EnWG. Für ausführliche Erörterungen fehlte da offenbar die Zeit.

2. Auslegung der Vorschrift

Es bleibt bisweilen daher nur, nach Wortlaut, Systematik, Sinn und Zweck der Norm eine möglichst stichhaltige Argumentation zu entwickeln und diese der zuständigen Raumordnungsbehörde – die in vielen Fällen gleichzeitig Planungsträgerin nach dem WindBG und zuständig für Zielabweichungsanträge nach § 245e Abs. 5 BauGB n.F. sein dürfte – vorzulegen.

Der Wortlaut des § 245e Abs. 5 BauGB n.F. („Plant eine Gemeinde ...“) spricht eindeutig dafür, nicht erst auf Satzungsbeschluss oder öffentliche Bekanntmachung, sondern auf einen deutlich früheren Zeitpunkt im Planungsprozess abzustellen. Dies entspräche auch der Zielrichtung von Art. 28 Abs. 2 Grundgesetz (GG), der einen umfassenden Schutz für die kommunale Planungshoheit gewährleisten will.

In diesem Sinne verfügt das BauGB mit der Veränderungssperre nach § 14 BauGB und dem Zurückstellen von Baugesuchen nach § 15 BauGB auch über Instrumente, die ausdrücklich schon den lediglich eingeleiteten planerischen Prozess und gerade nicht nur bereits gefasste Beschlüsse schützen. Nach dem eindeutigen Wortlaut der §§ 14 Abs. 1, 15 Abs. 1 BauGB genügt für den Erlass einer Veränderungssperre bzw. für das Zurückstellen von Baugesuchen der Aufstellungsbeschluss für einen Bebauungsplan. In diese Tradition lässt sich wohl auch § 245e Abs. 5 BauGB n.F. gut vertretbar einordnen, ist es doch erklärter Wille des Gesetzgebers, über § 245e Abs. 5 BauGB n.F. die kommunale Planungshoheit zu stärken:

„Durch die fortgeltende Ausschlusswirkung können Gemeinden rechtlich daran gehindert sein, in ihrem Gemeindegebiet Windenergiegebiete auszuweisen, obwohl dort dazu die Bereitschaft besteht.“⁷

„Der Handlungsspielraum für Kommunen soll erweitert werden, indem Kommunen auch dann Flächen für Windenergie ausweisen können, wenn die regionalen Planungen in ihrem Gebiet keine Windflächen vorgesehen haben.“⁸ →

Spätestens ausreichend dürfte vor diesem Hintergrund aber das Einreichen eines Antrags auf Zielabweichung sein. Denn spätestens in diesem Zeitpunkt liegen der Raumordnungsbehörde alle Informationen vor, die sie für eine Zielabweichungsentscheidung im Rahmen des deutlich eingeschränkten Prüfungsmaßstabs des § 245e Abs. 5 BauGB n.F. benötigt. Die planerische Entscheidung über das „Ob“ der Gebietsausweisung obliegt dann – so will es jedenfalls für den Übergangszeitraum der Gesetzgeber – der jeweiligen Gemeinde.



Dr. Julia Wulff ist Rechtsanwältin bei Taylor Wessing in München und schwerpunktmäßig im Öffentlichen Recht für Erneuerbare Energien tätig. Sie berät Projektentwickler:innen und Investor:innen bei Bauleitplan- und Planfeststellungsverfahren sowie in allen sonstigen Fragen des Umwelt- und Planungsrechts für Erneuerbare Energien-Projekte. Dank für die Recherche und die wertvollen Gedanken zum vorliegenden Beitrag gebührt Clara Seitz und Fabian Marchart, die im Herbst 2023 bei Taylor Wessing ein Studienpraktikum im Öffentlichen Recht absolviert haben.

¹ Vgl. dazu etwa BVerwG, Urt. v. 20.05.2010 – 4 C 7.09, juris.

² Mitschang/Reidt, in: Battis/Krautzberger/Löhr, BauGB, 15. Aufl. 2022, § 35 BauGB, Rn. 120 m.w.N.

³ Umgekehrt dürfte damit Voraussetzung der Anwendbarkeit des § 245e Abs. 5 BauGB n.F. sein, dass das jeweilige Bundesland verbindlich entschieden hat, wer Planungsträger i.S.d. § 3 Abs. 2 WindBG sein soll; so auch Herzer, KlimR 2023, 262 (264).

⁴ BT-Drs. 20/7622, S. 15, Hervorh. d. Verf.

⁵ OVG Schleswig-Holstein, Urt. v. 22.03.2023 – 5 KN 53.21, juris Rn. 27.

⁶ Nach § 4 Abs. 2 S. 2 WindBG bleiben Flächen zwar ein Jahr lang anrechenbar, wenn der zugrunde liegende Plan gerichtlich für unwirksam erklärt wurde. In der Praxis dürfte die Landesplanungsbehörden den unwirksamen Plan aber wahrscheinlich zunächst heilen wollen, bevor die förmliche Feststellung nach § 5 WindBG erfolgt.

⁷ BT-Drucks. 20/7622, S. 15.

⁸ BMWK, Windenergie-an-Land-Strategie, Stand: Mai 2023, S. 9.

„Grüner, mittels erneuerbarer Energie erzeugter Wasserstoff ist der natürliche nächste Baustein für die Energiewende“

Thomas Gallinger (TÜV SÜD) beantwortet zusammen mit Marcel D. Werner (Initiative H2.JETZT!, einem Zusammenschluss der Siemens AG, NORD/LB und SENCO Hydrogen Capital) Fragen zum technischen und wirtschaftlichen Stand der Wasserstoffelektrolyse

1. Warum haben Sie H2.JETZT! gegründet?

Marcel D. Werner: *Wasserstoff ist der zentrale Baustein für die Energiewende. Nur mit Wasserstoff als Speicher- und Transportmedium lassen sich die erneuerbaren Energien sinnvoll weiter ausbauen und nutzen. Nur mit Wasserstoff können viele Industriebereiche nachhaltig dekarbonisiert werden. Insgesamt geht es um nicht weniger als die Sicherstellung unserer zukünftigen Energieversorgung für Industrie und Wirtschaft.*

Wir haben die H2.JETZT!-Plattform aufgesetzt, weil wir davon überzeugt sind, dass der Markthochlauf der Wasserstoffwirtschaft auf allen Ebenen der Wertschöpfungskette jetzt beginnt. Wasserstoff ist kein in der Ferne liegendes Zukunftsthema, sondern eine energie- und industriepolitische Herausforderung von heute. Sowohl die Ziele der EU als auch der Bundesregierung für den Ausbau der Wasserstoffkapazitäten unterstreichen dies eindeutig. Um diesen Hochlauf in der Breite zu unterstützen, wollen wir Unternehmen mit ihren erfolgskritischen Erfahrungen und Kompetenzen zusammenbringen. Dabei geht es um Erfahrungsaustausch, aber auch um die Möglichkeit Wasserstoffprojekte zu identifizieren, die gemeinschaftlich vorangetrieben werden können. H2.JETZT! will damit ein weiterer Impulsgeber für den Ausbau der Wasserstoffwirtschaft sein.

2. Erzeugung von grünem Wasserstoff aus Windstrom – warum ist das für Betreiber von Windparks attraktiv? →

MDW: *Grüner, mittels erneuerbarer Energie erzeugter Wasserstoff ist der natürliche nächste Baustein für die Energiewende. Schon bei den heutigen Wind- und Solarkapazitäten muss zunehmend Strom abgeregelt werden, da die Netzlastkapazitäten überfordert sind. Durch den weiteren Zubau der erneuerbaren Energien aus Wind und Solar wird es erforderlich sein, grünen Strom in grünen Wasserstoff zu verwandeln, um somit erneuerbare Energie unabhängig von Raum und Zeit nutzen zu können.*

Es ist nicht davon auszugehen, dass Windbetreiber zukünftig weiterhin Strom produzieren können, wenn dieser nicht abgenommen werden kann. Die Erzeugung von grünem Wasserstoff ist damit sowohl aus betriebswirtschaftlicher Sicht des Betreibers als auch aus gesamtwirtschaftlicher Sicht eine sinnvolle Fortsetzung der Wertschöpfungsketten zur Erzeugung erneuerbarer Energien. Er schafft für Windparkbetreiber eine zukunfts-sichere Abnahmequelle für den produzierten Strom und damit attraktiven Off-Take.

3. Warum gibt es bisher nur ein paar realisierte Projekte mit Demonstrationscharakter?

MDW: *Eine wesentliche Voraussetzung für die industriell breite Nutzung von Wasserstoff ist der Ausbau der infrastrukturellen und industriellen Grundlagen. Dieser findet aktuell bereits statt: Elektrolyseur-Hersteller und ihre Zulieferer sind aktuell dabei, ihre Kapazitäten massiv zu erweitern, um sozusagen die „Hardware“ für die Wasserstoffwirtschaft im*

industriellen Maßstab zu schaffen. Hinzu kommt, dass die wesentlichen regulatorischen Grundlagen – z.B. für die Definition von grünem Wasserstoff – erst in den letzten Monaten EU-seitig festgelegt wurden. Ein verlässlicher regulatorischer Rahmen ist jedoch zwingend, um langfristige Investitionsentscheidungen zu ermöglichen. In diesem Sinne sprechen viele derzeit vom Jahr 2023 als das Jahr des Wasserstoffs, da viele Grundlagen hierfür aktuell geschaffen werden.

4. Wann erwarten Sie den Markthochlauf?

MDW: *Mit Blick auf die Aktivitäten von Unternehmen zum Ausbau ihrer Kapazitäten ist der Markthochlauf bereits im Gange. Mit Blick auf die Zielsetzung zum Ausbau der konkreten Erzeugerkapazitäten ist die Marschrichtung klar. Bis 2030 strebt die Bundesregierung bereits installierte Erzeugungskapazitäten von 10 GW allein in Deutschland an. Industrievertreter und der Nationale Wasserstoffrat gehen noch von weitaus höheren Zahlen von bis zu 20 GW aus. Wir gehen davon aus, dass wir in der Fläche bereits in den nächsten Jahren eine Vielzahl von dezentralen Wasserstoffprojekten sehen werden, die zusätzlich zu den vorgesehenen Importkapazitäten den Hochlauf klar erkennbar werden lassen.*

5. Was sind die Gründe für TÜV SÜD, an der Initiative als assoziierter Partner teilzunehmen?

Dr. Thomas Gallinger: *Bei TÜV SÜD erleben wir in unserer täglichen Praxis, dass grüner Wasserstoff ein wesentlicher Baustein zur Erreichung der Dekarbonisierungsziele ist. Schließlich werden bei den meisten Wasserstoffprojekten unsere Prüfdienstleistungen benötigt. Dadurch haben wir auch Einblick in eine große Anzahl von Wasserstoffprojekten unterschiedlichster Art. Dabei stellen wir immer wieder fest, dass bei Projekten der ursprüngliche Zeitplan bei weitem nicht einzuhalten ist oder die Projekte sogar in einer frühen Phase stecken bleiben. Dafür gibt es viele Gründe, aber zumindest bei einem Teil der Projekte können wir aufgrund unserer Erfahrungen und unseres Know-hows als technischer Dienstleister zur Lösung der Probleme beitragen. Und H2.Jetzt! ist hier eine gute Initiative, da sie genau das zusammenbringt, was jetzt benötigt wird: ein Netzwerk mit Erfahrung.*

6. Und was sind Ihre Erfahrungen bei den Projekten, die Sie bisher begleitet haben: Wo waren die größten Herausforderungen, die zu Verzögerungen geführt haben? →

Die europaweite Expertin für Power Purchase Agreements

Alle Vermarktungs-Dienstleistungen aus einer Hand

Für Anlagenbetreiber von Wind- oder Photovoltaikanlagen bieten wir massgeschneiderte Lösungen.

Kontaktieren Sie uns unter ppa@bkw.ch oder +41 58 477 62 66

Für mehr Infos:
www.bkw.ch/ppa_de

BKW

ENERGY

TG: Steht die Entscheidung für den Bau und ist die Finanzierung gesichert, ist der nächste Schritt die Anlagen- und Lieferantenauswahl. Wasserstofftechnologien wie Elektrolyseure, Tankstellen oder H₂-Pipelines gibt es seit Jahrzehnten, aber sie waren bisher nicht weit verbreitet. Deshalb waren die Anforderungen an Sicherheit, Zuverlässigkeit und Performance auch nicht auf einem Stand, der für den großflächigen Einsatz dieser Technologien notwendig ist.

Weil es keine etablierten Prozesse und Erfahrungswerte gibt, kommt es bei der Umsetzung von Projekten schnell zu Verzögerungen. Das gilt zum Beispiel für die Erstellung von Spezifikationen, für Abnahmen oder Inbetriebnahmeprozesse. Vor der Inbetriebnahme müssen gesetzlich geforderte Prüfungen und Abnahmen für Explosionsschutz, Brandschutz und weitere sicherheitskritische Bereiche durchgeführt werden. Dabei zeigt sich, dass Betreiber häufig noch keine Erfahrung mit Gasanwendungen und vor allem mit wasserstoffspezifischen Eigenheiten der Anlagen und Komponenten haben. Das führt dann zum Beispiel dazu, dass die Gefährdungsbeurteilung und das Explosionsschutzkonzept nicht ausreichend sind und mit hohem Zeitaufwand angepasst werden müssen. Dazu sind zum Teil sogar nachträgliche bauliche Änderungen nötig. Wenn die Anlage erst einmal im Einsatz ist, braucht man qualifiziertes Personal für Betrieb und Wartung. Doch Fachpersonal mit einem wasserstoffspezifischen Hintergrund ist absolute Mangelware und das wird sich auch nur langsam ändern.

7. Und Ihr Eindruck – wie sieht die Entwicklung in den genannten Bereichen aus?

TG: Die Wasserstoffbranche entwickelt sich insgesamt mit rasantem Tempo weiter. Planer, Investoren und Betreiber – und auch die Prüfer und Zertifizierer – sammeln Erfahrungen und haben eine extrem steile Lernkurve. Zudem wird massiv in die Entwicklung von innovativen und marktreifen Technologien investiert und die Fachkräfteproblematik wird über ein gutes Weiterbildungsangebot und erste spezialisierte Studiengänge angegangen. Und ganz wichtig: Die einschlägigen technischen Regelwerke werden gerade mit Hochdruck erweitert und ergänzt. Das gilt für alle Anwendungsgebiete. Dadurch wird auch der Stand der Technik definiert, um das nötige Vertrauen für langfristige Investitionen zu schaffen. Wo noch Lücken bestehen, unterstützen wir mit der Entwicklung spezieller Guidelines beispielsweise für die H₂-Readiness von Kraftwerken. Dazu arbeiten wir mit innovativen Projektpartnern zusammen, wie den Gründern von H₂JETZT!

Vielen Dank für das Gespräch.

Dr. Thomas Gallinger, Abteilungsleiter Wasserstoffprojekte, TÜV SÜD Industrie Service GmbH, hat über 10 Jahre Erfahrung in den Bereichen Bereich Prüfung, Inspektion und Zertifizierung für die Energiebranche und ist als Abteilungsleiter Wasserstoffprojekte bei der TÜV SÜD Industrie Service GmbH tätig. Hier leitet er ein Team von Sicherheitsingenieuren mit Schwerpunkt auf Prüfung und Zertifizierung von Komponenten und Systemen für Hersteller von Wasserstofftechnologie.

Marcel D. Werner ist Partner von SENCO Hydrogen Capital – eine auf Wasserstoff spezialisierte Investmentgesellschaft. Zuvor war er unternehmerisch in den Bereichen Energiewirtschaft und Industrie tätig. Er begann seine berufliche Laufbahn in der Vermögensverwaltung eines Family Office.



r.e.think energy

Gestalten wir gemeinsam die Zukunft Ihrer Windenergieanlagen!

Mit PPA einen ertragreichen Weiterbetrieb ermöglichen.

Kontaktieren Sie unseren Experten Stefan Erhard:

+49 89 383932 5703

stefan.erhard@baywa-re.com

www.wind-bringt-uns-weiter.de





Ein Microgrid kann aus Energieverbrauchern, -erzeugern und -speichern bestehen, die durch intelligente Technologie miteinander verbunden sind. Bild: Adobe Stock/Bachmann

Kleines Netz, große Wirkung – Microgrids machen Verbraucher unabhängig

Der zunehmende Anteil von Strom aus erneuerbaren Energiequellen stellt bestehende Stromnetze vor große Herausforderungen. Um gleichzeitig auch den wachsenden Bedarf zu decken, braucht es einen Paradigmenwechsel: Die Versorgungsstruktur muss sich vom zentralen, unidirektionalen zum dezentralen, bidirektionalen Energiesystem entwickeln. Dezentralisierte Netztopologien wie Microgrids können einen Teil dazu beitragen.

Die Stromerzeugung aus Wind und Sonnenenergie unterliegt starken Schwankungen und richtet sich nicht nach dem Strombedarf der Verbraucher. Um das Netz nicht zu überlasten, müssen Netzbetreiber immer häufiger eingreifen und die Stromproduktion aus erneuerbaren Energiequellen herunterfahren oder ganz abschalten – denn das zeitweise Zu- und Abschalten von konventionellen Erzeugern ist mit hohen Kosten verbunden.

Dezentral, flexibel und nachhaltig

Microgrids sind kleine, geografisch eingegrenzte Stromnetze, in denen Strom aus meist erneuerbaren Energiequellen erzeugt, lokal verteilt und verbraucht wird. Energiespeicher machen es gleichzeitig möglich, überschüssigen Strom verbrauchernah zwischenspeichern und damit das übergeordnete öffentliche Netz zu entlasten. Durch die örtliche Nähe zwischen Erzeugern und Verbrauchern werden zudem Verluste durch die →



Netzerfassungs-, Synchronisations- und Schutzmodule wie das GSP274 ermöglichen eine sichere, zuverlässige und automatisierte Synchronisierung von Erzeugungseinheiten mit dem Energieversorgungsnetz. Darüber hinaus stehen zahlreiche Überwachungsfunktionen für den Generator- und Netzschutz zur Verfügung.

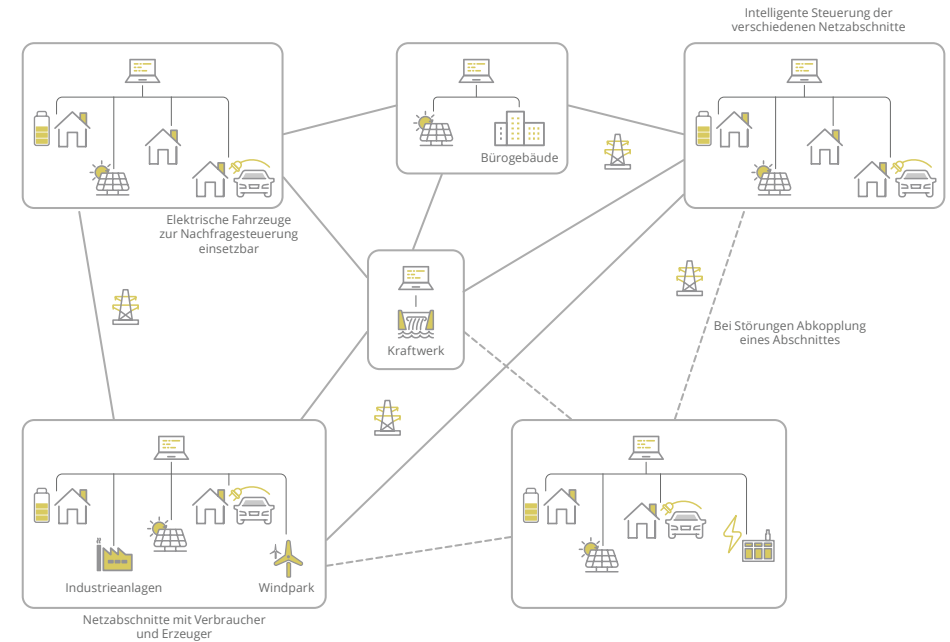
Stromübertragung minimiert und so eine noch effizientere Nutzung des erzeugten Stroms gewährleistet. Außerdem machen Microgrids die Verbraucher autonom und unabhängig vom öffentlichen Netz.

Im Unterschied zu Smart Grids können Microgrids sowohl netzgebunden als auch netzunabhängig betrieben werden. Im netzunabhängigen „Insel-Betrieb“ gewährleisten Microgrids die Stromversorgung für eine bestimmte Zeit autark. Im netzgebundenen Modus kann der Erzeuger Überschüsse beispielsweise zur Spitzenlastabdeckung in ein Verbundnetz einspeisen und bei einem größeren Bedarf kann Strom aus diesem bezogen werden.

Smarte Netzkomponenten und Steuerungen sorgen dafür, dass die Energiebilanz im Microgrid ausgeglichen und die Netzfrequenz stabil bleibt. Im Falle eines Stromausfalls des Verbundnetzes wird das Microgrid abgekoppelt und stellt so die Stromversorgung der angebundenen Verbraucher für eine bestimmte Zeit sicher.

Zuverlässiges Energiemanagement

Die Herausforderungen für Betreiber von Microgrids liegen im Erhalt der Netzstabilität, dem Management des bidirektionalen Stromflusses und der Vielzahl von Daten, die verarbeitet werden müssen. Hierfür sind Automatisierungslösungen für ein erfolgreiches und sicheres →



Microgrids entkoppeln sich bei einer Störung vom öffentlichen Netz und nutzen den Strom aus lokalen Quellen wie Solaranlagen, Blockheizkraftwerken oder Batteriespeichern. Dazu braucht es eine intelligente Steuerung der verschiedenen Netzabschnitte.

the power to control

bachmann.

Genossenschaftliche FinanzGruppe
Volksbanken Raiffeisenbanken

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



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

DZ BANK
Die Initiativbank

Energiemanagement notwendig. Netzmessungs- und Schutzsysteme stellen eine zuverlässige Messung, Überwachung und Synchronisation sicher. Durch die direkte Integration ins Automatisierungssystem wird die Kommunikation mit externen Geräten überflüssig. Netzinformationen wie Frequenz, Netzqualität, Spannung, Strom und Leistung können in Echtzeit verarbeitet werden.

Offene Kommunikation

Steuerungssysteme müssen viele bestehende Normen und Standards erfüllen und flexibel erweiterbar sein. **International erforderliche Fernwirkprotokolle der Energietechnik sollten als Software-Lösung ohne Aufwand installiert und konfiguriert werden können. Das ermöglicht die Kommunikation und der Datenaustausch mit Systemen verschiedener Hersteller.**

Ergänzend zu den Anforderungen an Wirk- und Blindleistungsregelung gemäß VDE-Richtlinie sollten auch die übergeordneten Funktionalitäten wie Primärregelung, Clustering und Priorisierung gewährleistet sein.

Integrierte Sicherheit

Mit der zunehmenden Komplexität von Stromnetzen erhöht sich auch deren Anfälligkeit für Cyberangriffe oder Fehlkonfigurationen. **Um sich bestmöglich gegen Produktionsausfälle zu schützen, ist ein mehrstufiges IT-Sicherheitskonzept empfehlenswert. Automatisierungslösungen können umfangreiche Sicherheitsfunktionen „ready-to-use“ bereitstellen.**

Abhörsichere Datenübertragung durch verschlüsselte Netzwerkverbindungen, eine flexibel konfigurierbare, authentifizierte Zugriffskontrolle, ein gehärtetes Betriebssystem mit detaillierter Protokollierung sämtlicher Zugriffe sowie Backup- und Recovery-Mechanismen sind wünschenswert.

Stephan Unger ist Head Of Corporate Communications bei der Bachmann electronic GmbH. Er ist Diplom-Ingenieur der Elektrotechnik und Marketingspezialist, der eine eigene Agentur für stratisches Marketing betrieben hat. Er verfügt über die Zertifizierung für Offshore-Einsätze und begleitet Bachmann-Crews zu Service-Einsätzen bei Offshore-Windparks, wo er neben den Service-Tätigkeiten unter anderem Film- und Fotomaterial erstellt.



Ihre Partner rund um Ihren Windpark



Cimberg GmbH & Co. KG
www.cimberg.com | Tel.: 04841 9813 0
Industriestr. 14, 25813 Husum | info@cimberg.com
» Planung & Projektierung, Betrieb, Dienstleistungen



DunoAir Windpark Planung GmbH
Hawstraße 2a | 54290 Trier
Tel.: +49 (0)651 999 889-0 | www.dunoair.com
» Betrieb & Service, Planung



enercity Erneuerbare GmbH
Tel.: +49 (0)491 91240 600
www.enercity-erneuerbare.de
» Projektierung & Betriebsführung



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



Green Wind 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
Tel.: 0331 620 43-40
www.notus.de
» Planung & Projektierung



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



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



Triflex GmbH & Co. KG
info@triflex.de | +49 571 38780-0
www.triflex.com/de/triflex_towersafe
» Sonstige Dienstleistungen



VENSYS Energy AG
Tel.: +49 (0)6821 9517 0
www.vensys.de
» Hersteller



Risikobewertung auf aktuellstem Stand – die neue IEC TS 61400-31

Windenergieanlagen werden beständig größer und rücken näher an Straßen und besiedeltes Gebiet heran. Damit steigen auch die Forderungen nach sogenannten Risikogutachten – Gutachterliche Stellungnahmen, welche das durch eine Windenergieanlage (WEA) verursachte Personenrisiko bewerten. Zu den relevanten Gefährdungsszenarien zählen hierbei unter anderem Eisfall, Eiswurf und Bauteilversagen von WEA. Doch obwohl die Anzahl der Gutachten und Gutachter beständig wächst, existieren Stand 2023 für das Vorgehen bei der Risikobewertung keinerlei normative Vorgaben auf nationaler oder internationaler Ebene.

Aktivitäten im Bereich Vorschriften und Normen

Eine Orientierungshilfe bei der Risikobewertung stellen die International Recommendations for Ice Fall and Ice throw risk assessments der International Energy Agency (IEA) da. Sie wurden von acht internationalen Partnern entwickelt, darunter vier Gutachterbüros, zwei Zertifizierungsstellen, ein Windparkbetreiber und ein Hersteller. 2018 das erste Mal er-

schienen, dokumentieren sie den aktuellen Stand der Technik im Bereich der Modellierung von Eisfall und Eiswurf von WEA sowie das Vorgehen bei der Risikobewertung. Im Herbst 2022 wurde die überarbeitete Edition 1 veröffentlicht, welche die Empfehlungen auf den aktuellsten Stand bringt.

Im November 2023 wurde zudem eine Technical Specification der International Electrotechnical Commission (IEC) IEC TS 61400-31 mit dem Titel Siting Risk Assessment veröffentlicht.

Bei der IEC handelt es sich um eine internationale Normungsorganisation für Normen im Bereich der Elektrotechnik und Elektronik mit Sitz in Genf. Ziel ist eine internationale Kooperation in allen Fragen, die die Erstellung bzw. Festlegung von Standards in den Bereichen Elektrotechnik und Elektronik betreffen.

In Deutschland werden Normen hauptsächlich auf nationaler Ebene durch das Deutsche Institut für Normung (DIN) und die Deutsche Elektrotechnische Kommission (DKE) erarbeitet. Die IEC dagegen ist auf der internationalen Ebene angesiedelt. Wenn allerdings in der IEC ein internationaler Standard verfasst wird, erfolgt zuerst eine Umsetzung als europäische Norm und schließlich automatisch eine Übernahme als DIN-EN in Deutschland. Die internationalen Standards der IEC besitzen demzufolge auch für Deutschland Relevanz.

Bei der IEC TS 61400-31 handelt es sich um eine sogenannte Technical Specification (TS). Sie stellt eine Vorstufe zur Norm dar und besitzt bereits Umfang und Qualität eines Internationalen Standards. Das Ziel besteht darin, das Wissen um die Risikobewertung zu vereinheitlichen und zusammenzufassen. Arbeitsbeginn war Ende 2020, eine Veröffentlichung fand am 15.11.2023 statt. 2026 ist eine Review geplant, bei der überprüft werden soll, wie die TS sich bewährt hat. Weiterhin wird dann darüber entschieden, ob sie in einen Internationalen Standard überführt werden soll.

Inhaltlich befasst sich die TS mit den verschiedenen Gefährdungsszenarien, die von einer Windenergieanlage ausgehen. Hierzu zählen Eisfall, Eiswurf und Bauteilversagen. Dieses umfasst Blattbruch, Turmversagen oder Verlust von Rotor oder Gondel.

Bei ihren Empfehlungen zum Vorgehen bei der Risikobewertung orientiert sich die TS an der ISO 31000. Hierbei handelt es sich um eine Norm, →

welche sich mit Risikomanagement beschäftigt. Sie liefert einen breiten Ansatz, der nicht sektorspezifisch ist und daher für jede Art Risiken angewendet und angepasst werden kann.

Die TS deckt im Gegensatz zu den International Recommendations der IEA auch das Thema Bauteilversagen mit ab. Die Risiken durch Bauteilversagen und Eisfall/Eiswurf addieren sich zu einem sogenannten Gesamtrisiko, wobei hierbei stets das Größenverhältnis der Risiken beachtet werden sollte. Eisfall/Eiswurf tritt beispielsweise in der Größenordnung von tausend Eisstücken pro Jahr auf – Bauteilversagen einmal in tausend Jahren. Dies führt dazu, dass das Risiko durch Eis für kleinere Straßen und Wege normalerweise maßgeblich ist. **Das Risiko durch Bauteilversagen sollte insbesondere bei stark befahrenen Straßen wie Bundesautobahnen und Bundesstraßen berücksichtigt werden, oder auch bei Gebieten mit längerem Aufenthalt vieler Personen, z.B. bei Gewerbegebieten.**

Die TS befasst sich vorrangig mit direkten Personenschäden oder Schäden, die zu direkten Personenschäden führen können (Deichbruch, Schaden an einer Pipeline). Es geht stets um potentiell tödliche Schäden, welche sofort auftreten. Spätfolgen, nicht potentiell tödliche Schäden, Sachschäden oder auch Schäden bei Personen, welche sich berufsbedingt im Gefährdungsbereich aufhalten, sind durch die TS nicht abgedeckt.

Risiko – was bedeutet das überhaupt und wann ist es tolerierbar?

Risiko definiert sich als Kombination aus Schadenshäufigkeit und Schadenshöhe. Ein Ereignis mit sehr geringem Schaden wird anders wahrgenommen als eines mit hohem Schaden, ein sehr häufiges Ereignis anders beurteilt als ein seltenes. Wann ein Risiko tolerierbar ist, hängt stets vom Kontext und den gesellschaftlichen Wertvorstellungen ab. Die Wahrnehmung kann sich dabei von Land zu Land oder im Laufe der Zeit verändern.

Für Personenschäden existiert das Konzept der minimalen endogenen Sterblichkeit (MEM). Die minimale endogene Sterblichkeit in entwickelten Ländern findet sich in der Gruppe der fünf bis fünfzehnjährigen. Sie liegt bei $2 \cdot 10^{-4}$ Todesfällen pro Person und Jahr. Eine neue Technologie

sollte diese endogene Sterblichkeit nicht nennenswert erhöhen. Es wird daher gefordert, dass die mit einer neuen Technologie verbundene Sterblichkeit nicht mehr als $1 \cdot 10^{-5}$ Todesfälle pro Person und Jahr betragen darf.

Bei der Bewertung von Schutzobjekten, bei denen sich eine größere Anzahl von Personen in der Nähe der WEA aufhält, ist zudem das daraus resultierende Kollektivrisiko zu bewerten. Entsprechende Grenzwerte für das Kollektivrisiko werden beispielsweise in den International Recommendations der IEA definiert. Diese liegen für das Kollektivrisiko pauschal zwei Größenordnungen oberhalb des MEM-Kriteriums und somit bei $1 \cdot 10^{-3}$ Todesfällen pro Jahr. Für stark befahrene Verkehrswege kann das Kollektivrisiko aber auch standortspezifisch auf Grundlage des bestehenden Risikos festgelegt werden. Hier wird dann ebenfalls gefordert, dass das vorhandene Risiko nicht nennenswert erhöht wird.

Das jeweils für die Bewertung zugrunde zu legende Risiko ergibt sich abhängig von der Aufenthaltshäufigkeiten von Personen auf den Straßen bzw. Wegen oder Flächen im Umkreis der WEA.

Das individuelle Risiko wird dabei typischerweise für land- und forstwirtschaftlich genutzte Wege oder Straßen mit geringer Verkehrsdichte berücksichtigt. Für die Bewertung des individuellen Risikos ist das sogenannte kritische Individuum maßgeblich, welches aufgrund seiner Nutzung der Schutzobjekte dem höchsten Risiko ausgesetzt ist. Das individuelle Risiko ist daher nicht von der Gesamtanzahl der Personen ab- →

Präzise Ertragsvorhersagen auf Basis von Big Data und Machine Learning

HINTER JEDEM ERFOLGREICHEN WINDRAD STEHT EINE STARKE PROGNOSE

Jetzt 3 Monate kostenlos testen!

4cast.de
hello@4cast.de

Besuchen Sie uns in der Galeria!

E-world
energy & water
20.–22.2.2024
Essen, Germany

4cast
heartbeat of renewables

hängig, die die Schutzobjekte frequentieren. Stattdessen wird ein plausibles Nutzungsszenario entworfen. Ein Beispiel hierfür wäre der Hundebesitzer, welcher täglich an der WEA vorbeikommt und somit einem höheren Risiko ausgesetzt ist als beispielsweise ein Spaziergänger, welcher die WEA nur einmal die Woche passiert.

Das kollektive Risiko ist bei jenen Schutzobjekten zu bewerten, bei denen sich eine größere Anzahl Personen in der Nähe der WEA aufhält. Hierzu zählen z.B. Landesstraßen, Bundesstraßen und Autobahnen sowie öffentliche Infrastruktur, die von größeren Personengruppen genutzt wird (Industrieanlagen etc.).

Einordnung des Risikos

Bei der Risikobewertung werden vier bzw. fünf Bereiche definiert (siehe Abbildung 1).

Die obere Grenze bildet der rote, inakzeptable Bereich. Darunter folgt in Orange und Gelb der sogenannte ALARP-Bereich (As Low As Reasonably Practicable bzw. so niedrig, wie vernünftigerweise möglich). Liegt das Risiko im oberen orangenen ALARP-Bereich, sollen Maßnahmen in Betracht gezogen werden, um das Risiko weiter zu reduzieren. Die Maßnahmen sollten sich an etablierten Techniken und den am Standort gegebenen Möglichkeiten orientieren. Im unteren ALARP-Bereich sind Maßnahmen zur Reduzierung des Risikos in der Regel nicht erforderlich. Liegt das Risiko mehr als einen Faktor 100 unterhalb des MEM-Kriteriums und im grünen →



SEIT ÜBER 25 JAHREN
IHR ZUVERLÄSSIGER PARTNER
FÜR INVESTITIONEN IN WIND-PROJEKTE

Wir helfen Ihnen dabei,

- Risiken korrekt einzuschätzen
- rechtliche Aspekte einer Transaktion klar zu gestalten
- EE-Projekte maßgeschneidert zu finanzieren

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

Individuelles Risiko (Sterbehäufigkeit pro Person und Jahr)	Kollektives Risiko (Sterbehäufigkeit pro Jahr)	Bewertung
> 10 ⁻⁵	> 10 ³ oder standortspezifisch	Roter Bereich: Risiko inakzeptabel - Maßnahmen sind einzuleiten und deren Nutzen nachzuweisen
10 ⁻⁶ bis 10 ⁻⁵	10 ⁴ bis 10 ³ oder standortspezifisch	Oranger Bereich: Risiko tolerierbar - Maßnahmen sind in Betracht zu ziehen
10 ⁻⁷ bis 10 ⁻⁶	10 ⁵ bis 10 ⁴ oder standortspezifisch	Gelber Bereich: Risiko tolerierbar - Maßnahmen in der Regel nicht erforderlich
10 ⁻⁸ bis 10 ⁻⁷	10 ⁶ bis 10 ⁵ oder standortspezifisch	Grüner Bereich: Risiko allgemein akzeptabel
< 10 ⁻⁸	< 10 ⁶ oder standortspezifisch	Blauer Bereich: Risiko vernachlässigbar

Abb. 1

Farbe	Sterberisiko pro Person pro Jahr	Symbol / Bezeichnung	Beispiele für Sterberisiken	
			Kfz im Straßenverkehr* (Fahrleistung pro Jahr)	Andere Beispiele**
Rot	10 ⁻³	- inakzeptabel	300.000 km	Bergsteigen
	10 ⁻⁴		30.000 km	Hausarbeit
	10 ⁻⁵		3.000 km	Arbeitsunfall
Orange	10 ⁻⁶	+ tolerierbar	300 km	Gebäudebrand
Yellow	10 ⁻⁷	++ tolerierbar	30 km	Blitzschlag
Green	10 ⁻⁸	+++ allgemein akzeptabel	3 km	Erdbeben
Blue	< 10 ⁻⁸	≈ 0 vernachlässigbar		Meteorit

*Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung; Mobilität in Deutschland 2008.
**Dirk Prose; Katalog der Risiken, 3. vollständig überarbeitete Auflage; Würleingen 2021.

Abb. 2

Bereich, ist es ohne weitere Maßnahmen allgemein akzeptabel. Dieser grüne Bereich erstreckt sich sinnvollerweise ebenfalls über eine Größenordnung, da Risikowerte, die mehr als einen Faktor 1000 unterhalb des hier definierten Grenzwertes für das individuelle Risiko liegen, sich jenseits fast aller bekannten Risiken befinden. Entsprechend kann ein blauer Bereich hinzugefügt werden, in dem das Risiko vernachlässigbar ist.

In Abbildung 2 (siehe vorige Seite) erfolgt eine Gegenüberstellung der Grenzwerte des individuellen Risikos mit unterschiedlichen Sterberisiken und jeweils deren Einordnung in die unterschiedlichen Bereiche des ALARP-Schemas. Zusätzlich wird in Abbildung 2 auch die jährliche Fahrleistung in Kilometern aufgeführt, bei der man als Kraftfahrer im deutschen Straßenverkehr die jeweiligen Grenzwerte zwischen den Risikobereichen überschreitet. Man erkennt, dass bereits ab einer sehr geringen Fahrleistung von 3000km pro Jahr der hier definierte inakzeptable Bereich erreicht wird. Die Sterberisiken durch einen Arbeitsunfall oder Hausarbeit liegen bereits deutlich im inakzeptablen Bereich.

Ausblick

Für die Risikobewertung einer Windenergieanlage sind viele Parameter von Relevanz: WEA-Typ, Wind- und Vereisungsbedingungen am Standort, Relief, Art der Schutzobjekte und Personenaufenthalt im Umfeld, um nur einige zu nennen. Kern der Risikobewertung bleiben aber die betrachteten Gefährdungsszenarien und die Entscheidung darüber, wann ein Risiko als inakzeptabel und wann als tolerierbar oder akzeptabel einzustufen ist. Mit der IEC TS 61400-31 wird die Grundlage für ein international einheitliches Vorgehen im Bereich der Risikobewertung geschaffen. Als Technical Specification ist sie wegweisend für die zukünftige Methodik in der Risikobewertung.



Rebecca Bode arbeitet seit drei Jahren beim Ingenieurbüro F2E Fluid & Energy Engineering GmbH & Co. KG mit Sitz in Hamburg. Als Sachverständige im Bereich Windenergie ist sie in der Risikobewertung tätig und verfasst Gutachten über Eisfall, Eiswurf und Bauteilversagen von WEA.

Der nächste BetreiberBrief erscheint im März 2024.

Licht im Nebel. Der BWE-Branchenticker.

Wirtschaftsmeldungen, Jobs und Windwissen. Immer dienstags 14 Uhr.

Jetzt anmelden:
windindustrie-in-deutschland.de/newsletter



Themen dieser Ausgabe u. a.:

- Zerstörungsfreie Werkstoffprüfung
- Vernetzt, aber cybersicher
- Mitlaufende Auffanggeräte
- Rechtsanspruch auf Netzanschluss
- Gemeindeöffnungsklausel nach § 245e BauGB
- Microgrids