



FA WP - Beschluss zur
Technischen Richtlinie
TR 6 Rev. 12

FGW e.V.

Fördergesellschaft Windenergie
und andere Dezentrale Energien

Oranienburger Straße 45
10117 Berlin

Tel. : +49 (0)30 / 3010 1505 0

E-Mail : klose@wind-fgw.de

www.wind-fgw.de

Berlin, 16.05.2024

FGW Fachausschuss Windpotenzial FAWP Beschluss vom 16.05.2024

Der Fachausschuss Windpotenzial (FAWP) hat an folgenden Stellen der Revision 12 der TR 6 „Bestimmung von Windpotenzial und Energieerträgen“ Korrekturen beschlossen:

- Vorwort, Seite i
- Kapitel 2 „Standortbesichtigung“, Seite 4
- Kapitel 3.4.2 „Vorgehensweise bei inhomogener Strömung im Messvolumen“, Seite 14
- Anhang C Kapitel C.2.1 „Bestimmung des Standortertrages“, Punkt 2 e), Seite 61
- Anhang C Kapitel C.4 „Auszug aus dem Prüfbericht“, Seite 63

Die Seiten mit Änderungen sind diesem Schreiben angehängt.

i.A. des FA Windpotenzial

Bente Klose

Vorwort

Die vorliegende Richtlinie beschreibt Verfahren zur Bestimmung des Windpotenzials und der Energieerträge an Standorten von Windenergieanlagen (WEA). Die Richtlinie wird kontinuierlich fortgeschrieben.

In dieser Richtlinie wird Bezug genommen auf die Version Edition 3 (2022) der IEC 61400-12-1 [1] sowie der Versionen Edition 1 (2022) der 61400-50er Serie [2], [3].

Über die Ermittlung des Windpotenzials und der Energieerträge ist ein Bericht gemäß Kapitel 8 anzufertigen. Dieser basiert auf der vorliegenden Richtlinie. Alle wesentlichen Schritte, Entscheidungen und Zwischenergebnisse sind entsprechend allgemeinen Grundsätzen der Qualitätssicherung handzuhaben.

Mit der aktuellen Revision werden alle vorangegangenen Revisionen der TR 6 zurückgezogen. ~~Die Bestimmung von Windpotenzial und Energieerträgen soll ab dem 01.07.2024 nur noch über die Revision 12 erfolgen.~~

Mit Ablauf der Übergangsfrist müssen Energieertragsermittlungen ab dem 01.07.2024 nach der Revision 12 der TR 6 erstellt werden.

Die inhaltliche Gestaltung der Technischen Richtlinien obliegt den entsprechenden Fachausschüssen und ihren Arbeitskreisen. Die Richtlinie wurde von verschiedenen Interessengruppen erarbeitet und in vielen Detailfragen abgestimmt. An der Erstellung dieser Richtlinien in den Arbeitskreisen waren beteiligt: Unabhängige Messinstitute, Herstellerfirmen von Erzeugungseinheiten und deren Komponenten, Institute und Hochschulen, Ingenieurbüros, Zertifizierungsstellen, akkreditierte Personen/Institutionen, die Gutachten erstellen sowie die FGW e.V.-Fördergesellschaft Windenergie und andere Dezentrale Energien (FGW e.V.).

2 Standortbesichtigung

Im Rahmen der Bestimmung von Windpotenzial und Energieerträgen für Onshore Windparks ist der zu beurteilende Standort durch eine dafür qualifizierte Person der durchführenden Institution in Augenschein zu nehmen. Ebenfalls zu besichtigen sind die Standorte von Windmessungen und von Vergleichs-WEA, die Bestandteile der Winddatenbasis sind.

Bei Nachberechnungen oder Ergänzungen zu vorliegenden Berichten sind nach Ablauf von 2 Jahren seit der letzten Standortbesichtigung Änderungen der jeweiligen Standortumgebung (inklusive der Konfiguration etwa benachbarter Windparks) zu vermuten und sollen daher erneut vor Ort nachgeprüft werden. Im Falle von Überschreitungen dieses empfohlenen Zeitraums ist mit für den Gutachter nachvollziehbaren und vom Auftraggeber zur Verfügung zu stellenden Belegen zu begründen, dass innerhalb des Zeitraums seit der letzten Standortbesichtigung keine Veränderungen am geplanten Standort (z. B. Änderung der Landnutzung, Zu- oder Abbau von WEA) stattgefunden haben.

Die erneute Besichtigung von Vergleichsstandorten ist hingegen nur dann notwendig, falls durch den Gutachter neuere Ertrags- bzw. Messdaten (gegenüber der letzten Berechnung) von den Vergleichsstandorten einbezogen werden.

Folgendes ist bei der Standortbesichtigung zu beachten:

1. Meteorologische Bodenstationen, deren aggregierte Windstatistiken lediglich als regional repräsentative Winddaten verwendet werden, bedürfen nicht zwingend der Besichtigung.
2. Die Besichtigung des zu beurteilenden Standorts ist zu einem Zeitpunkt vorzunehmen, der ausschließt, dass relevante Veränderungen des umgebenden Geländes oder der Datengrundlage der Windpotenzialbestimmung bei der Modellbildung unberücksichtigt bleiben.
3. Die Besichtigung der Standorte von Windmessungen soll möglichst während deren Messzeitraum vorgenommen werden. Erfolgt die Besichtigung des Standorts nicht während des Messzeitraums, muss zur Auswertung der Windmessung eine Dokumentation gemäß Kapitel [8.9.28-9](#), [8.9.4 \(ohne Unterkapitel\)](#) und [8.9.3 Punkt 5](#) bereits vor der Standortbesichtigung vorliegen.
4. Bei der Standortbesichtigung sind durch Fotografien (insbesondere Panoramafotos der Standortumgebungen), Koordinatenermittlung bzw. -vergleich, Kartierungen auf topographischen Karten bzw. Luftbildern und Feldprotokolle festzustellen bzw. einzuschätzen:
 - a) die standortspezifischen Gegebenheiten bzgl. Orografie, Oberflächenrauigkeiten und Strömungshindernissen (insbesondere Abmessungen von Gebäuden sowie Höhe und Dichte von Bewuchs) und Geländekomplexität gemäß den für das Strömungsmodell spezifischen Anforderungen
 - b) Name der Herstellerfirma, Typbezeichnung, Koordinaten, Nabenhöhe, Identifikationsmerkmale und Besonderheiten von Vergleichs-WEA
 - c) die Repräsentativität der Standorte von Windmessungen bzw. Vergleichs-WEA für den untersuchten Standort
 - d) Eigenschaften von Windmessungen gemäß Kapitel 8.9, soweit sie im Rahmen der Standortbesichtigung feststellbar sind

durch das Strömungsmodell für den Einsatzzweck muss der anwendenden Person vorliegen.

2. Außerdem beschreibt [3] ein vereinfachtes Verfahren für die Abschätzung dieses Messfehlers, das jedoch nicht zur Korrektur geeignet ist.
3. Es gibt Fernmessgeräte, welche über eine interne Korrektur des geländebedingten Messfehlers verfügen. Eine Dokumentation über die Grundprinzipien und Validierung der Messdatenkorrektur für den Einsatzzweck muss der Person, die die Fernmessung anwendet, bzw. auswertet, vorliegen.

Unter Anwendung einer dieser Möglichkeiten ist die Anwendung von Fernmessverfahren für Windmessungen bei geringer Veränderung des Windfeldes in den Messvolumina im Rahmen des Anwendungsbereiches dieser Richtlinie unter folgenden Maßgaben zulässig:

1. Die oben beschriebenen Korrekturen auf Basis von Strömungsmodellen oder des Auswertalgorithmus des Fernmessgerätes sollen, sofern relevant, angewendet werden.
2. Die Unsicherheit der Korrektur der Messwerte soll als zusätzliche Standardunsicherheit abhängig u. a. von der Höhe der Korrektur abgeschätzt werden. Dies gilt sowohl für Korrekturen auf Basis eines dreidimensionalen Strömungsmodells als auch für interne Korrekturen des Fernmessgerätes.
3. Falls ein dreidimensionales Strömungsmodell für die Korrektur oder die Abschätzung des geländebedingten Messfehlers angewendet wird, so soll dies mit einer Windrichtungssektorgröße von maximal 10° betrieben werden.

Bei hoher Komplexität der Strömung im Nahbereich des Messstandorts ist eine Messung mit Fernmessgeräten ~~auch mit Korrekturen nicht belastbar.~~ trotz Korrekturen mit hohen Unsicherheiten verbunden, die entsprechend berücksichtigt werden müssen.

3.5 UMGANG MIT ÄLTEREN MESSUNGEN

Liegt der Messbeginn einer Windmessung vor Inkrafttreten der Revision 12, soll sie den Anforderungen der TR 6 in der zu Messbeginn gültigen Revision genügen.

Die Anforderungen in Kapitel 3.1. Repräsentativität und 3.2.1 Messdauer der vorliegenden Revision müssen erfüllt sein. Alle sonstigen Abweichungen der Windmessung zur aktuellen Fassung der TR 6 müssen bewertet und in der Unsicherheitsbetrachtung berücksichtigt werden.

3.6 ANFORDERUNGEN AN UND VORGEHENSWEISE BEI VERGLEICHS-WEA

Die Vergleichs-WEA und deren Daten müssen eine hinreichende Qualität aufweisen, welche sich nach folgenden Kriterien richtet.

1. Generell sollen die Betriebsdaten von mindestens zwei Vergleichs-WEA mit einem ausreichenden Detaillierungsgrad und einem genügend langen Zeitraum (mindestens effektiv ein Jahr an Monatsdaten mit Erträgen und Verfügbarkeiten unter Berücksichtigung der Datenverfügbarkeit) umfassen. Bei Verwendung nur einer WEA müssen folgende Daten und Angaben für die Vergleichs-WEA über den betrachteten Zeitraum vorliegen: WEA-Typ, 10-Min-SCADA- und Statusdaten, Zuordnung zur Anlagenposition, Eigenerklärung Datensicherung gemäß TR 10.
Sofern nur Daten einer einzelnen Vergleichs-WEA zur Verfügung stehen, ist dies mit erhöhten Unsicherheiten behaftet. Als unplausibel bewertete Daten müssen von der weiteren Untersuchung ausgeschlossen werden. Bei Betriebseinschränkungen, wechselnden Betriebsmodi etc. können Monatsdaten gegebenenfalls nicht hinreichend repräsentativ sein und Daten höherer Auflösung sollen verwendet werden. Mit niedrigerer Auflösung steigt im Allgemeinen die Unsicherheit.

Auflagen („Auflagen zur Betriebs- und Standsicherheit“) fallen. Zudem gelten alle vereisungsbedingten Abschaltungen als Abschaltung aus genehmigungsrechtlichen Gründen. (Informationen zu den projektspezifisch relevanten genehmigungsrechtlichen Auflagen sind vom Auftraggeber zu übermitteln, siehe Kapitel 1.1)

- e) Ferner müssen Verluste aus Kapitel 6, sofern sie dort bestimmt wurden, berücksichtigt werden, die aus technischen Gründen nach den Richtlinien der TR 10 [17] nicht bei der Ertragsrückrechnung berücksichtigt werden, da inhärent. Dies sind die Verluste 4a, 4b, 5a, 5b, 5c und sofern **nicht** als genehmigungsrechtliche Auflage zu werten, der Verlust 6a (siehe Tabelle Tbl. 6–1). Werden im Gutachten Verluste berücksichtigt, die nicht in der TR 6 aufgeführt sind, so ist zu prüfen, ob diese in der TR 10 bei der Ertragsrückrechnung berücksichtigt werden oder nicht.
3. Der im Rahmen der vorangegangenen Energieertragsermittlung unter Berücksichtigung der standortspezifischen Leistungscharakteristik der WEA ermittelte Bruttoenergieertrag ist zur Führung des Nachweises zugrunde zu legen. Sollte die für die Führung des Nachweises erforderliche vermessene Leistungskennlinie (siehe Punkt 4) zum Zeitpunkt der vorangegangenen Ertragsermittlung noch nicht vorliegen, so kann der auf Basis der vermessenen Leistungskennlinie ermittelte Brutto- und Nettoenergieertrag im Standortgütebericht dargestellt werden, unter Verweis auf die vorangegangene Ertragsermittlung. Voraussetzung ist, dass sich ansonsten keine der Berechnungsgrundlagen geändert hat. Es sind die gemäß Anhang C.2.1 Nr. 2 zu erwartenden Verluste entnommen aus der vorangegangenen Energieertragsermittlung als Effizienzwerte anzunehmen und wie in der Energieertragsermittlung zu kombinieren. Es sind hierfür, gemäß EEG gegebenenfalls abweichend von der zugrundeliegenden Energieertragsermittlung, folgende minimalen Werte zulässig:

- a) Verfügbarkeit: 98 %

In diesem Zusammenhang entspricht die zeitliche der energetischen Verfügbarkeit.

4. Als Basis für die Berechnung des Bruttoenergieertrags zum Zwecke der Ermittlung der Standortgüte gemäß § 36 h EEG ist die gemäß TR 5 [18] Anhang D veröffentlichte Leistungskennlinie zu verwenden. Dabei ist dieselbe Berechnungsmethodik wie für den veröffentlichten Referenzertrag anzuwenden. Besonderes Augenmerk ist dabei u. a. auf das 98%-Kriterium und negative Leistungswerte unter Einschaltwindgeschwindigkeit zu legen. TR 6 Anhang C.2.3 regelt die Vorgehensweise, wenn für die Berechnung gemäß Kapitel 6 keine veröffentlichte Leistungskennlinie nach TR 5 vorliegt.

C.2.2 BESTIMMUNG DER STANDORTGÜTE

Zur Bestimmung der Standortgüte ist nach folgender Gleichung zu verfahren:

$$SG = \left(\frac{5 \cdot E_{StO}}{R} \right) \cdot 100 \% \quad (\text{C-1})$$

Dabei sind:

- SG* Standortgüte (Verhältnis zwischen Standortertrag und Referenzertrag), anzugeben als Prozentwert mit einer Nachkommastelle
- E_{StO}* Standortertrag der für die WEA am Standort nach C.2.1 Nr.3 bestimmt wurde
- R* Referenzertrag (mit den Referenzstandortbedingungen nach EEG) derselben gemäß TR 5 veröffentlichten Leistungskennlinie, die zur Bestimmung des *E_{StO}* nach dieser Richtlinie verwendet wurde

C.4 AUSZUG AUS DEM PRÜFBERICHT (MUSTER)

Standortgüte

Bericht-Nr.:

Auszug aus dem Bericht:

Auftraggeber:

Akkreditiertes Prüfinstitut:

Eignungsnachweis:

Standort:

WEA-Typ:

Herstellerfirma:

Rotorkreisfläche:

Nennleistung:

Nabenhöhe:

Leistungskennlinie:

Referenzertrag:

WEA-Nr.	Rechtswert	Hochwert	Bruttoenergieertrag	Parkwirkungsgrad	Verfügbarkeit	Elektrische Effizienz (Leitung und Trafo)	Effizienz Genehmigungs- rechtliche Auflagen	Zusammengefasste Effizienz nach TR 6 Revision 12 C.2.1 Punkt 2. e)	Energieertrag E_{St10}	Verhältnis SG
	[Koordinatenreferenzsystem]									
1										
2										
...										

Die Angaben entsprechen den Anforderungen des EEG und der TR 6: "Bestimmung von Windpotenzial und Energieerträgen".

Ort, Datum	bearbeitende Person (Unterschrift)	Prüfung / Abnahme (Unterschrift)
------------	---------------------------------------	-------------------------------------

Anlage: Leistungskennlinie nach TR 5, Anhang D (x Seiten)