



FA LK - Beschluss zur
Technischen Richtlinie
TR 2 Rev. 18

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, 07.05.2024

FGW Fachausschuss Leistungskennlinie FA LK Beschluss vom 07.05.2024

Der Fachausschuss Leistungskennlinie FA LK hat eine Ergänzung der TR 2 „Bestimmung von Leistungskennlinien und standardisierten Energieerträgen“ Revision 18 in Kapitel 2 beschlossen.

Die Seite mit der Ergänzung ist diesem Schreiben angehängt.

i.A. des FA Leistungskennlinie
Bente Klose

2 Durchführung und Auswertung der Messungen

Die Bestimmung des Leistungsverhaltens und des Jahresenergieertrages werden gemäß IEC 61400-12-1 Ed. 3 [1] durchgeführt. Für die Verwendung gondelbasierter Lidar-Systeme ist zudem die IEC 61400-50-3:2022 zu berücksichtigen.¹

1. Der Hersteller hat eine vollständige Anlagenbeschreibung sowie eine Herstellerbescheinigung zu den spezifischen Daten des WEA-Typs vorzulegen. Die unterschriebene Herstellerbescheinigung ist Bestandteil des Messberichtes. Es werden die technischen Daten der Windenergieanlage bestätigt. Die geographischen Koordinaten der vermessenen WEA werden auch im Auszug aus dem Prüfbericht, wie in Anhang A beschrieben, angegeben.
2. Während des Messzeitraums muss die Windenergieanlage in einer Einstellung betrieben werden, d. h. es dürfen keine Veränderungen vorgenommen werden, die das Ergebnis beeinflussen können. Dies beinhaltet auch das Reinigen der Blätter. Wird eine Veränderung vorgenommen, beginnt ein neuer Messzeitraum.
3. Der Messbereich für die Leistungsmessung sollte maximal 200 % der Nennleistung umfassen. Wandler und Umformer müssen darauf ausgelegt sein, die Leistungsmaxima und -minima vollständig zu erfassen. Das Leistungssignal ist durch Kontrollmessungen zu überprüfen oder durch Kalibrierprotokolle der einzelnen Geräte nachzuweisen.
4. Für die Luftdichtekorrektur der Leistungskennlinienmesswerte ist die Referenzluftdichte von $1,225 \text{ kg/m}^3$ zu verwenden.
5. Zur Sicherstellung der Qualität der Anemometerkalibration sind die eingesetzten Anemometer nach MEASNET, Cup anemometer calibration procedure, Version 3 [2] durch ein für die Anemometerkalibration von MEASNET anerkanntes Prüflaboratorium zu kalibrieren.
6. Es ist eine Turbulenznormalisierung nach [1] Anhang M durchzuführen. Die Referenz-turbulenzintensität soll dabei 10 % für alle Windgeschwindigkeiten betragen.
7. Zusätzlich zur Turbulenznormalisierung ist ein Extremwertfilter anzuwenden. Datensätze mit Turbulenzintensitäten kleiner 3 % und größer 24 % sind ab Erreichen der Einschaltwindgeschwindigkeit auszuschließen. Die Einschaltwindgeschwindigkeit ist vom Hersteller vorzugeben.
8. Sofern der Messaufbau die Ermittlung der rotoräquivalenten Windgeschwindigkeit v_{eq} nach [1] erlaubt, ist die rotoräquivalente Windgeschwindigkeit für die Auswertung der Leistungskennlinie zu verwenden. Dabei ist die Windrichtungsscherung (Wind Veer) in die Berechnung der rotoräquivalenten Windgeschwindigkeit gemäß Kapitel 9.1.4 von [1] bzw. Anhang Q von [1] einzubeziehen, sofern der Messaufbau die dafür erforderlichen Windrichtungsmessungen in verschiedenen Höhen nach [1] enthält.
Nur wenn die Bestimmung der rotoräquivalenten Windgeschwindigkeit v_{eq} nicht möglich ist, ist die in Nabenhöhe gemessene Windgeschwindigkeit für die Auswertung der Leistungskennlinie heranzuziehen.
9. Eines der folgenden Vollständigkeitskriterien für den Windgeschwindigkeitsbereich nach Kapitel 8.5 in [1] muss erfüllt werden:
 - Die erfassten Datensätze müssen mindestens einen Windgeschwindigkeitsbereich von 1 m/s unterhalb der Einschaltwindgeschwindigkeit bis zur 1,5fachen Windgeschwindigkeit bei 85 % der Nennleistung der WEA abdecken.

¹[IEC 61400-50-3: 2022: Wind energy generation systems - Part 50-3: Use of nacelle-mounted lidars for wind measurements, Ed. 1.](#)