

Neue Anforderungen zur Erstellung von Energieertragsermittlungen – Technische Richtlinie 6 in der Revision 9



TR 6 Revision 9 - Wesentliche Änderungen

- Repräsentativität von Eingangsdaten
- Windmessung
- Fernmessverfahren
- Langzeitnormierung
- Verlustfaktoren
- Unsicherheiten
- (Modellierung)
- (Berechnung von Mindererträgen)

Insgesamt detaillierter und mitunter mit höherem Richtlinien-Charakter

Zusammenfassende Veröffentlichung:
DEWI Magazin Nr. 46 – www.dewi.de



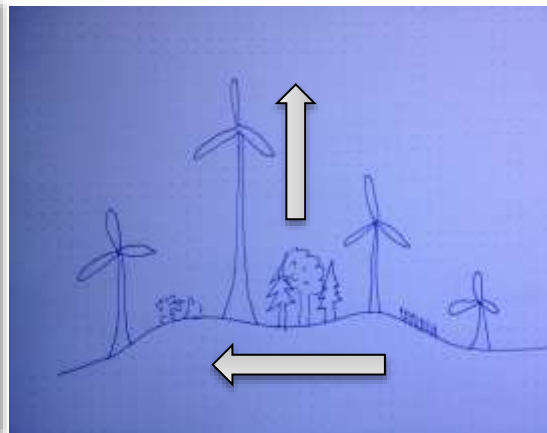
FGW e.V.-Fördergesellschaft Windenergie und andere Erneuerbare Energien:
Technische Richtlinien für Windenergieanlagen, Teil 6 „Bestimmung von Windpotenzial und Energieerträgen“, Revision 9, Berlin, 2014.

Repräsentativität von Eingangsdaten

Bezogen auf den geplanten Standort, Entfernung von Referenzen
in Abhängigkeit der räumlichen Abdeckung

Ca. 10 km in einfachem Gelände

Ca. 2 km in komplexem Gelände



Repräsentativität von Eingangsdaten

Komplexitätskriterium:

IEC 61400-1-Ed.3 Komplexitätsdefinition

Table 4 – Terrain complexity indicators

Distance range from wind turbine	Max slope of fitted plane	Maximum terrain variation from a disc with radius $1,3 z_{hub}$ fitted to the terrain
$< 5 z_{hub}$	$< 10^\circ$	$< 0,3 z_{hub}$
$< 10 z_{hub}$		$< 0,6 z_{hub}$
$< 20 z_{hub}$		$< 1,2 z_{hub}$

Aus: IEC 61400-1-Ed. 3 Seite 52

mit max. Höhenunterschiede von 50 m zwischen Referenz- und Anwendungsstandort

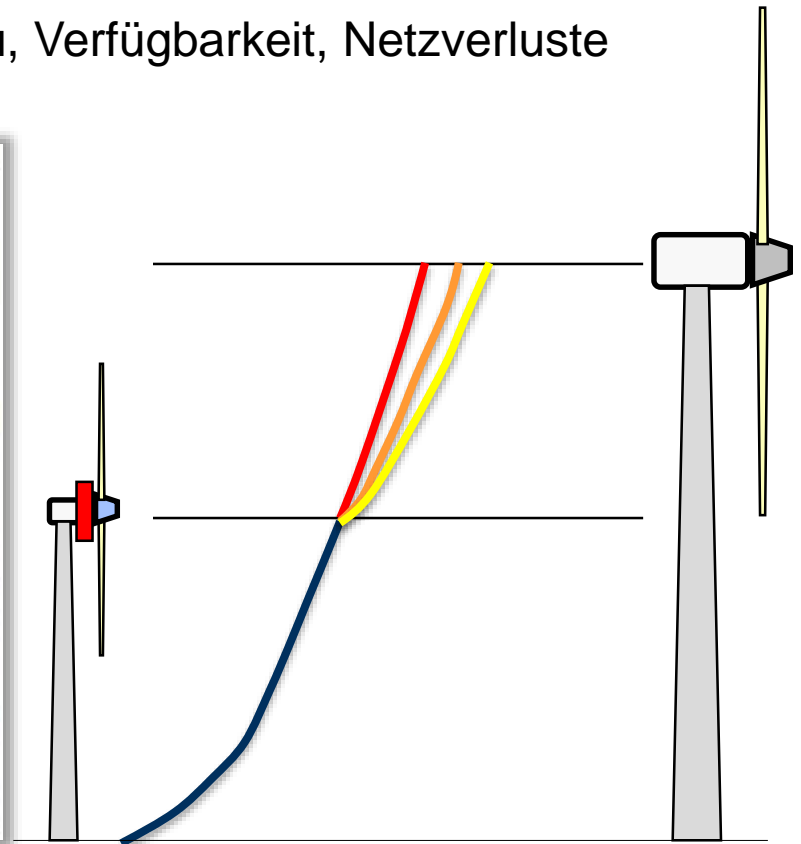
Standortbesichtigung:

maximal 2 Jahre oder früher bei wesentlichen Änderungen



Anforderungen an Referenz-WEA

- Maximaler Höhenunterschied $\frac{2}{3}$ Nabenhöhe
- Eine einzelne Vergleichs WEA nicht mehr ausreichend
- Mindestens ein Jahr an Daten (mindestens monatliche Auflösung)
- Berücksichtigung von Betriebsmodi, Zubau, Verfügbarkeit, Netzverluste

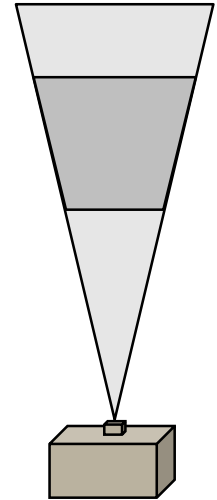


Fernmessverfahren

Fernmessverfahren (LIDAR und SODAR) als Stand-alone zulässig

Messdauer mindestens 12 Monate bei 80% Datenverfügbarkeit
(analog zu Mast-Messung)

Messung zur Absicherung des vertikalen Windprofils mind. 3 Monate



Verifizierung und Klassifizierung immer notwendig!



Anforderungen an Windmessungen

Verifizierung von LIDAR/SODAR

Nach TR6 Revision 9 sind Fernerkundungssysteme vor jeder Messperiode zu verifizieren.

Bei einem ein- bzw. langjährigem Einsatz auch nach der Messperiode.

„mindestens jedoch alle zwei Jahre“

➔ **missverständliche Formulierung!**

Auffassung DEWI:

Verifizierung vor jeder Messperiode, bei 1 jähriger Messung auch nach Beendigung der Messung
(Vermeidung von Drift während der Messperiode)

Nachträgliche Verifizierung von noch nicht verifizierten Geräten die bereits im Einsatz sind, ist unbedingt notwendig!



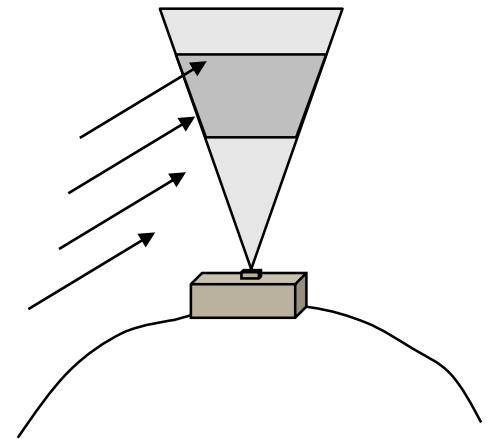
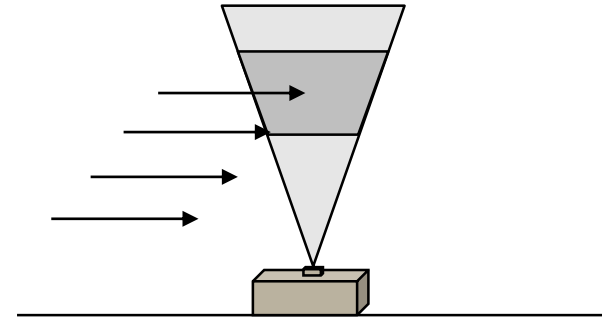
Messung in komplexem Gelände per Fernmessverfahren

Keine Differenzierung des Einsatzes nach Geländekomplexität

Ergänzende Korrektur der Schräganströmung bei komplexem Gelände

Korrekturen müssen validiert und nachvollziehbar sein!

Fließt in die Unsicherheitsberechnung mit ein!

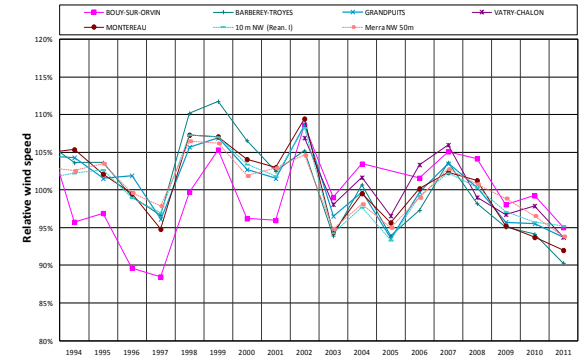


TR 6 Revision 9 Langzeitnormierung



Aufzählung möglicher Langzeitdaten
(Langzeitmessdaten, Reanalyse, Simulation,
Ertragsindices)

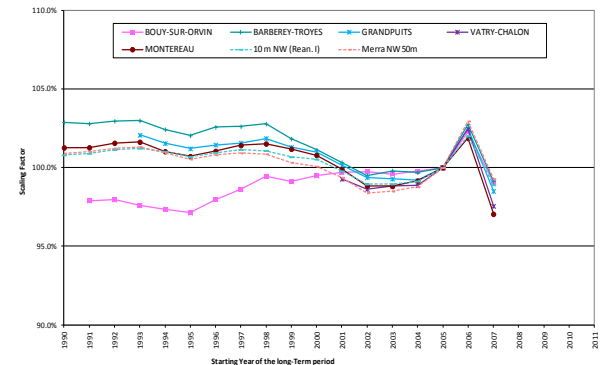
Verwendung von zwei unabhängigen
Langzeitdatenquellen, deren Konsistenz zu prüfen ist



Interpretationen

Unabhängige Betrachtung von Datenquellen

Wichtung oder Mittelung von Langzeitdaten



Auffassung DEWI:

Entscheidung für eine Datenquelle die durch weitere Quellen gestützt wird und entsprechend hinsichtlich Korrelation und Skalierung für den Anwendungsfall geeignet ist!

Systematische Verluste

Definition BRUTTO – Energieertrag
(= freier Energieertrag)



Berücksichtigung von Parkwirkungsgrad
Abschaltungen (Schall, Schatten etc.)
und weiteren Verlusten

durch Abzug vom Brutto- Energieertrag
als sog. Effizienzwert in Prozent

= **NETTO – Energieertrag**

Zur Vollständigkeit eine Vielzahl möglicher
Verluste aufgeführt.

Optionale Anwendung!

Standortspezifisch & Anwendungsorientiert

manche Verluste bereits in den
Ertragsdaten von WEA enthalten!

	Freier / Bruttoenergieertrag	##,##	GWh/Jahr
1	Abschattungseffekt		
1a	Interner Abschattungseffekt	##,##	%
1b	Externer Abschattungseffekt	##,##	%
1c	Zukünftiger Abschattungseffekt	##,##	%
2	Verfügbarkeit		
2a	Verfügbarkeit der WEA	##,##	%
2b	Verfügbarkeit der elektrischen Infrastruktur	##,##	%
2c	Netzverfügbarkeit	##,##	%
3	Elektrische Effizienz		
3a	Elektrischer Wirkungsgrad im Betrieb	##,##	%
3b	Stromverbrauch des Windparks	##,##	%

4	Leistungsverhalten der Anlagen		
4a	Generische Anpassung der Leistungskurve	##,##	%
4b	Starkwind-Hysteresis	##,##	%
4c	Standortspezifische Anpassung der Leistungskurve	##,##	%
4d	Sub-optimaler Betrieb	##,##	%
5	Umgebungsbedingungen		
5a	Leistungsdegradation ohne Vereisung	##,##	%
5b	Leistungsdegradation durch Vereisung	##,##	%
5c	Vereisungsbedingte Abschaltung	##,##	%
5d	Temperaturbedingte Abschaltung oder Leistungsreduktion	##,##	%
5e	Standortzugänglichkeit	##,##	%
5f	Baumwachstum	##,##	%
6	Leistungseinschränkungen		
6a	Windsektormanagement	##,##	%
6b	Netzbedingte Einschränkungen	##,##	%
6c	Geräusch-, schattenwurf- und naturschutzbedingte Einschränkungen	##,##	%
	Nettoenergieertrag	##,##	GWh/Jahr

Unsicherheiten

Detaillierte Aufschlüsselung der Teilunsicherheiten

5. Unsicherheitsquelle:

Energieverlustfaktoren

(bezieht sich auf berechnete Verluste wie: Schall, Fledermaus etc!)

Winddatenbasis	Standortbezogene Windmessung	Mastmessung	Kalibrierung
			Anemometerklassifizierung
	Montageeffekte		
	Datenerfassung und -verarbeitung gegebenenfalls Datenkorrekturen		
	Datenintegrität		
	Fernmessverfahren	Verifikationstest	
		Klassifizierung	
		Monitoring / Zweiter Verifikationstest	
		Aufstellungseffekte	
		Datenerfassung und -verarbeitung gegebenenfalls Datenkorrekturen	
Vergleichs-WEA	Daten und deren Erhebung, Detaillierungsgrad, Informationsgüte.		
	Verfahren zur Ausreißereliminierung und Verfügbarkeitskorrektur		
	Parkabschattung		
Langzeitbezug	Unsicherheiten „Eingangsdaten“ WEA		
	Konsistenz der Langzeitdatenquellen		
	Abbildungsalgorithmus Langzeit => Kurzzeit		
	Länge des Abgleichzeitraums		
	Repräsentanz des Bezugszeitraums in der Vergangenheit		
Modellierung	Eingangsdaten (z.B. Topographie)		
	Unsicherheit Übertragungsverfahren, oft sinnvollerweise aufgeteilt in:	Horizontaltransfer	
		Vertikaltransfer	
Parkabschattung			
Eingangsdaten WEA	Leistungskurve		
	Serienstreuung		
	Gültigkeit der Kennlinie am Standort		
	Variation von WEA-Steuerungsparametern		
Energieverlustfaktoren			



FGW e.V.-Fördergesellschaft Windenergie und andere Erneuerbare Energien:
Technische Richtlinien für Windenergieanlagen, Teil 6, „Bestimmung von Windpotenzial und Energieerträgen“, Revision 9, Berlin, 2014.

Durch die veränderten Kriterien hinsichtlich der Repräsentativität von Eingangsdaten kann es zu einer Erhöhung von Unsicherheiten kommen.

Abhängig sind diese von:

- Entfernung der Referenz

- Datengrundlage

- Nabenhöhe

Maßgeblich relevant zur Reduktion der Unsicherheiten sind die

- Qualität der Eingangsdaten

- Ergänzende Messungen (z.B. Vertikales Windprofil)

- Vermessene Leistungskennlinie oder hochwertige LK Garantie

Gutachten müssen Abweichungen zu TR6 aufführen und kenntlich machen. Das kann in manchen Fällen zu einer Abstufung als z.B. Abschätzung führen

Es wird zu verschiedenen Interpretationen der Richtlinie kommen.

Ergänzende LIDAR Messungen werden essentieller Bestandteil von Energieertragsermittlungen in Deutschland werden

Einbeziehen der Gutachter in einem frühen Planungsstadium hilft evtl. eingeschränkt repräsentative Eingangsdaten zu erkennen und Handlungsmöglichkeiten aufzuzeigen

Vielen Dank für Ihre Aufmerksamkeit!

t.schorer@dewi.de

