

Konsultation zum „Korrekturfaktor“ im Rahmen des Spitzabrechnungsverfahrens für Windenergieanlagen an Land und Windenergieanlagen auf See

Hintergrund (Status Quo)

Gemäß der aktuell gültigen Anlage 1 der Festlegung BK6-20-059 wird im Rahmen des „Redispatch 2.0“ für die Ermittlung der Ausfallarbeit im Spitzabrechnungsverfahren für Windenergieanlagen an Land und Windenergieanlagen auf See folgende Berechnungsvorschrift herangezogen:

3.2.2 Windenergieanlagen an Land und Windenergieanlagen auf See

3.2.2.1 Spitzabrechnung

$$W_{A,i} = \max \left\{ 0; \left(\left(\frac{P_{vor,ist}}{P_{vor,theo}} * P_{theo,i} \right) - P_{lim,i} \right) * \frac{1}{4} h \right\}$$

$W_{A,i}$: Ausfallarbeit in der Viertelstunde i in kWh

$P_{vor,ist}$: tatsächlich gemessener Leistungsmittelwert in den letzten vier vollständig gemessenen Viertelstunden vor der Redispatch-Maßnahme, in denen uneingeschränkt eingespeist werden konnte und in denen der Leistungsmittelwert mindestens 10 % der Nennleistung der Anlagen beträgt, in kW

$P_{vor,theo}$: ermittelter theoretischer Leistungsmittelwert in den letzten vier vollständig gemessenen Viertelstunden vor der Redispatch-Maßnahme, in denen uneingeschränkt eingespeist werden konnte, in kW

$P_{theo,i}$: ermittelter theoretischer Leistungsmittelwert der Viertelstunde i während der Redispatch-Maßnahme in kW

$P_{lim,i}$: Wert der Leistungslimitierung der Viertelstunde i während der Redispatch-Maßnahme in kW

(Anlage 1 zur Festlegung BK6-20-059, S. 7)

Der Term $\frac{P_{vor,ist}}{P_{vor,theo}}$ ist der sog. Korrekturfaktor und stellt das Verhältnis zwischen der tatsächlich gemessenen Leistung einer Windenergieanlage ($P_{vor,ist}$) und der theoretischen Leistung auf Basis der zu verwendenden Leistungskurve der Windenergieanlage ($P_{vor,theo}$) dar. Er dient dazu, die ermittelten theoretischen Ertragswerte an reale Bedingungen anzupassen. In die Berechnung werden die Werte der letzten vier Viertelstunden (eine Stunde) vor Beginn einer Redispatch-Maßnahme, in denen eine uneingeschränkte Einspeisung möglich war, einbezogen. Unerheblich wie lange die Redispatch-Maßnahme dauert und welche Windgeschwindigkeiten dabei auftreten, wird die Ausfallarbeit je Anlage und Maßnahme ermittelt.

Die Beschlusskammer 6 hat in letzter Zeit Hinweise erhalten, die aktuell festgelegte Berechnungsvorschrift würde die tatsächlichen Gegebenheiten bei den Redispatch-Maßnahmen teilweise nicht zutreffend abbilden. So werde die mögliche Produktion der Anlage während einer Redispatch-Maßnahme oft nur unzureichend nachgebildet.

Die Beschlusskammer 6 prüft deshalb im Rahmen des Festlegungsverfahrens zur Fortentwicklung des Redispatch 2.0, ob eine abweichende Berechnungsvorschrift sinnvoll ist.

Herangetragen wurde der Beschlusskammer die Methodik des sog. „Wind-Bin“-Verfahrens, wie es bei der Berechnung der Entschädigung nach § 17e EnWG verwendet wird. Eine Beschreibung des Verfahrens finden Sie im Anhang.

Konsultation

Die Beschlusskammer stellt hiermit das vorgeschlagene „Wind-Bin-Verfahren“ zur Konsultation und bittet insbesondere um die Beantwortung folgender Fragen:

1. Ist das „Wind-Bin-Verfahren“ geeignet, die in der Anlage 1 zur Festlegung BK6-20-059 festgelegte Methodik der Korrekturfaktorberechnung beim Spitzabrechnungsverfahren zu verbessern?
2. Wird bei der Korrekturfaktorberechnung mittels „Wind-Bin-Verfahren“ die Leistung, die ohne Abregelung erzeugt worden wäre, genauer ermittelt als mit der o. g. Berechnungsvorschrift? Wir bitten um entsprechende Nachweise bzw. Belege.
3. Wäre das „Wind-Bin-Verfahren“ sowohl für Windenergieanlagen auf See als auch für Windenergieanlagen an Land anwendbar und würde gleichermaßen zu genaueren Werten führen?
4. Welche „Hürden“ gäbe es ggf. für die Anwendung des „Wind-Bin-Verfahrens“ und wie wären diese zu bewerten? (z. B. höherer Messaufwand, Genauigkeit der Messwerte, Datenmengen, eichrechtliche Fragen)
5. Wäre das „Wind-Bin-Verfahren“ auch im Falle der vereinfachten Spitzabrechnung anwendbar? Welche Winddaten sollten in diesem Fall die Grundlage für die Berechnung sein?

Bitte begründen Sie Ihre jeweilige Antwort, damit die Beschlusskammer sie in ihre Abwägungen einfließen lassen kann.

Ermittlung von Korrekturfaktoren mittels „Wind-Bin“-Verfahren

Abkürzungsverzeichnis

$\sum E_{WEA}$	Summe der Energiemengen über alle WEA
E_{OSS}	Einspeisemenge (offshore-spezifisch: OSS-Menge)
KF	Korrekturfaktor
KF_L	Leistungs-Faktor je WEA
KF_V	Verlust-Faktor für Innerparkverluste
OSS	Einspeisepunkt (offshore-spezifisch: Offshore-Sub-Station)
\bar{P}_{Bin}	Mittelwert der Leistung in einem Wind-BIN
P_{Bin}	Leistung der WEA im Wind-BIN
$P_{zert LK}$	Leistung gemäß zertifizierter Anlagenkennlinie
SCADA	Supervisory Control and Data Acquisition
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
WEA	Windenergieanlage
Wind-Bin	Windgeschwindigkeitsbereich

1. „Wind-Bin“-Verfahren

Das „Wind-Bin“-Verfahren wird seit 2021 durch die Übertragungsnetzbetreiber zur Bestimmung des Korrekturfaktors für Entschädigungsfälle gem. § 17e Abs. 1 bis 3 EnWG für Windenergieanlagen auf See angewandt. Das „Wind-Bin“-Verfahren zieht die Datenwerte von einem Monat heran. Für jeden in einer Redispatch-Maßnahme vorkommenden Windgeschwindigkeitsbereich (Wind-Bin) wird ein Korrekturfaktor gebildet. Die so gebildeten KF werden bei der Berechnung der Ausfallarbeit angewendet, wenn in der jeweiligen Viertelstunde während der Redispatch-Maßnahme die Windgeschwindigkeit im entsprechenden Wind-Bin lag.

Die Ermittlung eines Korrekturfaktors (KF) im „Wind-Bin“-Verfahren erfordert die gesonderte Berücksichtigung von Innerparkverlusten. Es erfolgt eine Auftrennung der KF in Leistungs-Faktoren (KF_L) je WEA und einen Verlust-Faktor (KF_V) für die Innerparkverluste des gesamten Windparks (siehe Abbildung 1 – hier verdeutlicht am Beispiel eines Offshore-Windparks mit Offshore-spezifischen Begrifflichkeiten). Weiterhin werden die KF_L einzeln je Wind-Bin berechnet und entsprechend als KF_{LBin} bezeichnet.

Der Korrekturfaktor je WEA und Bin setzt sich demnach wie folgt zusammen:

$$KF_{Bin} = KF_{LBin} \cdot KF_V$$

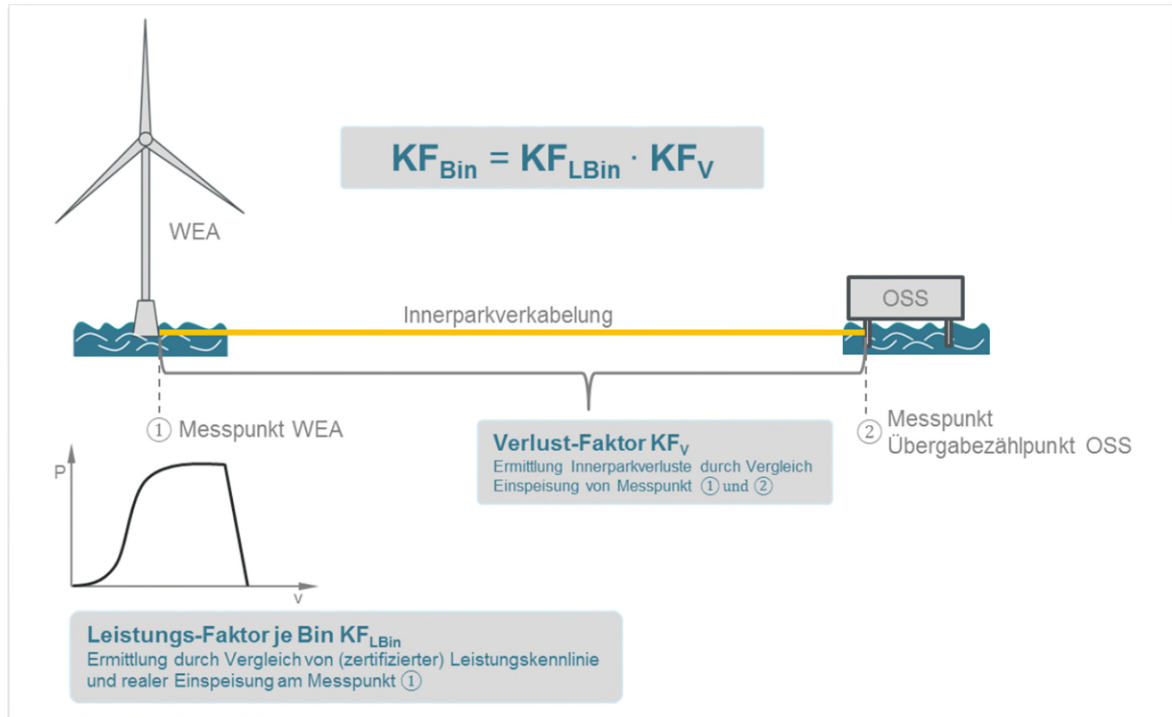


Abbildung 1: Auftrennung in Leistungskorrekturfaktoren und Verlustfaktor.

1.1 Ermittlung der Leistungs-Faktoren (KF_{LBin})

Zur Ermittlung der KF_{LBin} je Wind-Bin werden zunächst die Verhältnisse der theoretischen Erzeugung und der tatsächlichen Erzeugung am Messpunkt ① für jeden Wind-Bin gebildet.

1.1.1 Datengrundlage

Als Datenbasis werden die im SCADA-System hinterlegten Betriebsdaten (tatsächliche Erzeugung, Windgeschwindigkeit) genutzt und in entsprechender Anwendung der DIN EN 61400-12-1 auf störungsfreie Betriebszustände gefiltert. Um einen Vergleich zwischen den tatsächlich gemessenen Leistungswerten und der für die Ermittlung der Ausfallarbeit herangezogenen (zertifizierten) Leistungskennlinie zu ermöglichen, müssen ggf. weitere Daten herausgefiltert werden. Dies betrifft z. B. folgende Zeiten:

- Während Einspeiselimitierungen, wie z. B. Transmission Capacity Management (TCM) oder Redispatch, wobei Zeiträume innerhalb solcher Limitierungsereignisse, bei denen wegen eines entsprechend geringen Winddargebotes die Limitierung tatsächlich keine Wirkung entfaltet, nicht ausgeschlossen werden.
- Während weiterer einspeiselimitierender Eingriffe durch den Anlagenbetreiber, sonstige Dienstleister oder Dritte, bspw. durch den Vermarkter (z. B. marktbedingte Abregelungen).
- Anlagenleistungen kleiner 10 % der Nennleistung (bspw. 500 kW bei einer WEA mit 5 MW installierter Leistung), da es durch den Anlageneigenverbrauch hier zu Verzerrungen kommt. Für die entsprechenden Wind-Bins gilt: $KF_{LBin} = 1$.

Sollten für die Berechnung der Ausfallarbeit vor Anwendung des KF_{LBin} nicht die Windmesswerte an der betroffenen Anlage verwendet worden sein, sondern z. B. der Parkdurchschnitt, die Daten benachbarter Anlagen, LIDAR-Messungen im Windpark oder Messmastdaten in unmittelbarer räumlicher Nähe, wird der KF_{LBin} dennoch allein aus den Messwerten an der betroffenen Anlage ermittelt. Andernfalls kann es zu unplausiblen Ergebnissen auf Grund von Abschattungseffekten der Anlagen im Windpark untereinander kommen.

Die in der SCADA-Datenbank aufgezeichneten Wertpaare aus Windgeschwindigkeit und Leistung werden je WEA nach dem Bin-Verfahren DIN EN 61400-12-1 eingeteilt. Die entsprechenden Wind-Bins orientieren sich dazu an den Bins aus der Zertifizierungsmessung für die WEA (zertifizierte Leistungskennlinie).

In der DIN EN 61400-12-1 ist eine Bin-Breite von 0,5 m/s festgeschrieben. Zur Erstellung einer Leistungskennlinie wird beispielhaft wie folgt vorgegangen: Die Skala der Windgeschwindigkeit wird in 0,5 m/s-Abschnitte unterteilt (Ausnahmen für Abschnitte unter der Einschaltgeschwindigkeit und oberhalb der Abschaltgeschwindigkeit). Es wird eine Messkampagne über einen bestimmten Zeitraum durchgeführt. Alle Wertepaare aus Windgeschwindigkeit und Leistung werden jetzt in diese Bins (zu Deutsch: Behälter) einsortiert. Anschließend wird je Bin der Durchschnitt aus allen Windgeschwindigkeitswerten einerseits und allen Leistungswerten andererseits gebildet. So entsteht je Bin ein Durchschnittswertepaar. Alle Durchschnittswertepaare ergeben die Leistungskennlinie.

1.1.2 Berechnung des KF_L

Die KF_{LBin} werden je Monat berechnet. Für diesen Monat sind nur solche Bins in die Berechnung einzubeziehen, die während der Redispatch-Maßnahmen in diesem Monat auch tatsächlich vorkamen¹. Die so gefundenen Wind-Bins (Anzahl n) sind repräsentativ und gültig, wenn darin jeweils eine Mindestanzahl von Wertepaaren² (m) enthalten sind. Je Bin wird anschließend der Mittelwert der Leistung gebildet, womit sich die KF_{LBin} ergeben.

$$\bar{P}_{Bin} = \frac{\sum_1^m P}{m} \quad \text{mit } m \geq 10$$
$$KF_{LBin} = \frac{\bar{P}_{Bin}}{P_{zertLK}} \quad \text{mit } KF_{LBin} \geq 0$$

Sind für eine WEA und den relevanten Monat nicht alle erforderlichen n Wind-Bins gültig, werden ausschließlich für die ungültigen Bins Ersatzwerte aus den folgenden Zeiträumen gebildet (Reihenfolge einhalten):

- Vormonat
- Folgemonat
- Mittelwert 12 Monate vor dem relevanten Monat
- Mittelwert 12 Monate nach dem relevanten Monat

Sind auch dann noch nicht ausreichend Wertepaare für einen Bin vorhanden, so ist der $KF_{LBin} = 1$ zu setzen.

¹ Hintergrund ist insbesondere, dass die Bins mit sehr hohen Windgeschwindigkeiten mangels entsprechender Windverhältnisse oft nicht gefüllt werden können und für die Ereignisse auch tatsächlich nicht relevant sind.

² DIN EN 61400-12-1: „jedes BIN enthält Messwerte über mindestens 30 min“ --> Dies entspricht 3 Wertepaaren aus 10 min je Bin.

Am Ende der Berechnung ist für jede WEA, jeden Monat und jeden im relevanten Zeitraum vorkommenden Bin ein anzuwendender KF_{LBin} verfügbar. Dieser wird auf alle relevanten Zeiten bzw. Ereignisse dieses Monats bei den entsprechenden Windgeschwindigkeiten angewandt. Bei monatsübergreifenden Ereignissen sind entsprechend mehrere KF_{LBin} zu berechnen.

1.2 Ermittlung des Verlust-Faktors (KF_V)

Für eine Vergütung nach dem EEG, die Bilanzierung und folgende Stromvermarktung ist nur die Messung am Netzübergabepunkt relevant. Die Innerparkverluste werden durch den Verlust-Faktor KF_V abgebildet.

1.2.1 Datengrundlage

Als Basis werden die im SCADA-System hinterlegten Betriebsdaten bestehend aus Messwerten jeder Turbine (Messpunkt ①) und der Zählerwert am Übergabezählpunkt – im Off-shore-spezifischen Beispiel auf der OSS (Messpunkt ②) – genutzt (siehe Abbildung 1).

Die in der SCADA-Datenbank aufgezeichneten Wertepaare, bestehend aus Datensätzen der Turbinen sowie der OSS, werden auf Vollständigkeit geprüft. Das heißt, es können nur Daten aus solchen Zeiträumen verwendet werden, in denen für alle WEA und die OSS die Messwerte vorhanden sind. Nicht vollständige oder unplausible Datensätze werden verworfen.

1.2.2 Berechnung des KF_V

Der Verlust-Faktor KF_V ergibt sich aus dem Verhältnis der am Messpunkt ② eingespeisten Energiemenge E_{OSS} und der Summe der an den Messpunkten ① ermittelten Energiemengen $\sum E_{WEA}$:

$$KF_V = \frac{E_{OSS}}{\sum E_{WEA}} \quad \text{mit } KF_V \in]0;1[\text{ und mit } E_{OSS} \leq \sum E_{WEA}$$

Hierbei ist als Zeitbasis zur Berechnung ein 12-Monatszeitraum³ zu verwenden. Bei einem neuen Park ist dies frühestens beginnend mit dem ersten vollständigen Monat, in dem sich alle Anlagen des Windparks in Betrieb befinden, möglich. Der Verlustfaktor ist damit grundsätzlich eine konstante Größe für die gesamte Lebensdauer des Windparks und für alle Anlagen des Windparks identisch. Eine Neuberechnung ist nur dann vorzunehmen, wenn technische Modifikationen am Windpark eine Veränderung der Verlustsituation zur Folge haben.

³ Hinweis: Der 12-Monatszeitraum ist unabhängig vom Zeitraum zur Berechnung der KF_{LBin} zu sehen.