

Untersuchung einer Methode zur Bewertung der Regelgüte von Wind-kraftanlagen

Power Fluctuation Coefficient - A Method to Evaluate The Control Quality of Wind Turbines

Metzler, Torsten; Söker, Holger*; IMRS, Universität Bremen; *DEWI

Summary

With the growing number of installed turbines and a continuous increase of rated power per unit the question of power quality arises. Increased rated power per unit is associated with a higher financial risk for the wind turbine's owner since the energy yield is closely related to an optimal operation throughout the wind turbine's life time. The loads a wind turbine has to withstand during life can strongly be affected by the action of the wind turbine's control system. This situation forms the background for the presented work at DEWI that focusses on the investigation of a simple method to evaluate the performance quality of a wind turbine's control system. The Power Fluctuation Coefficient (PFC), that was suggested by ECN in 1986 [1] is revisited and applied to new measured data.

1. Einleitung

In jüngerer Vergangenheit hat die Anzahl der installierten Windkraftanlagen (WKA) stark zugenommen. Der Trend geht dabei zu immer größeren Anlagen - die Leistungsklasse 500-600 kW ist mittlerweile am Markt etabliert. Die gestiegenen Leistungen der WKA führen einerseits zu höheren Investitionssummen, andererseits aber auch zu höheren Energieerträgen, optimaler Betrieb der WKA und gute Standortwahl vorausgesetzt. Gleichzeitig verstärkt sich bei zunehmender Durchdringung des Netzes mit Windenergie der Ruf nach hoher Qualität der ins öffentliche Netz eingespeisten Energie. Das gestiegene finanzielle Risiko für die WKA Betreiber und die Forderung nach hoher Netzverträglichkeit seitens der Netzbetreiber machen die Suche nach einer einfachen Methode zur Bewertung und Überwachung der Regelgüte einer WKA aktueller denn je.

Aber auch aus anlagentechnischer Sicht ist die Auswirkung der Regelgüte auf die strukturelle Belastung der WKA-Komponenten und damit auf deren Lebensdauer von großem Interesse. Daher ist am DEWI im Rahmen einer Studienarbeit der *Power Fluctuation Coefficient* (PFC), der 1986 vom ECN [1] als Bewertungsmethode für die Regelgüte von WKA vorgeschlagen wurde, aufgegriffen worden und anhand von neuen Meßdaten untersucht worden.

2. Methoden der Bewertung der Leistungsfähigkeit von WKA

Für den Betreiber einer Windkraftanlage bietet sich bisher als Bewertungskriterium für die Leistungsfähigkeit seiner WKA lediglich der Jahresenergieertrag und die Betriebsstatistik an, d.h. Verfügbarkeit, Ausnutzungsgrad, Störfall- und Wartungsstatistik. Der Energieertrag ist stark vom Standort und von der Meteorologie abhängig, so daß Vergleiche zwischen WKA gleichen Typs an unterschiedlichen Standorten nur im Falle qualitativ vergleichbarer Standorte und vergleichbarer Zeiträume (z.B. 1 Jahr) zulässig sind. Über die Güte der Regelung, die die Leistungsfähigkeit der WKA maßgeblich beeinflusst, läßt sich so jedoch keine unmittelbare Aussage machen und auch das Maß der ins Netz übertragenen Leistungsschwankungen des Windes bleibt unbekannt.

Eine Methode zur Bewertung der Leistungsfähigkeit einer WKA stellt die Ermittlung der Leistungskurve dar. Für den Fall, daß die ermittelte Kennlinie nicht den Erwartungen entspricht, ist auch hier keine eindeutige Aussage über die vielfältigen Ursachen der Abweichungen möglich.

Bezogen auf den Beitrag der Regelgüte stellt der PFC ein mögliches Gütekriterium dar, welches bei der Leistungsvermessung von WKA problemlos ermittelt werden kann. Seine Anwendbarkeit und Aussagekraft wurde in der beschriebenen Arbeit untersucht.

3. Der PFC-Kennwert

Der Power Fluctuation Coefficient wurde am ECN in Holland wie folgt definiert:

$$PFC = \frac{\frac{\sigma_p}{\overline{P}}}{3 * \frac{\sigma_v}{\overline{v}}} \quad (1)$$

P= mittlere Leistung; σ_p = Standardabweichung der Leistung; v = mittlere Windgeschwindigkeit; σ_v = Standardabweichung der Windgeschwindigkeit

Der PFC gibt das Verhältnis der gemessenen Standardabweichung der elektrischen Leistung zur theoretischen Standardabweichung der Leistung des Windes an. Durch entsprechende Umformung nach den bekannten Gesetzen ergibt sich (1). Der PFC wird somit bei Betrieb der WKA im Punkt des maximalen c_p zu 1. Zur Interpretation von PFC-Werten <1 und >1 bietet sich die Zuhilfenahme einer qualitativen c_p - λ -Kurve (Abb.1) an.

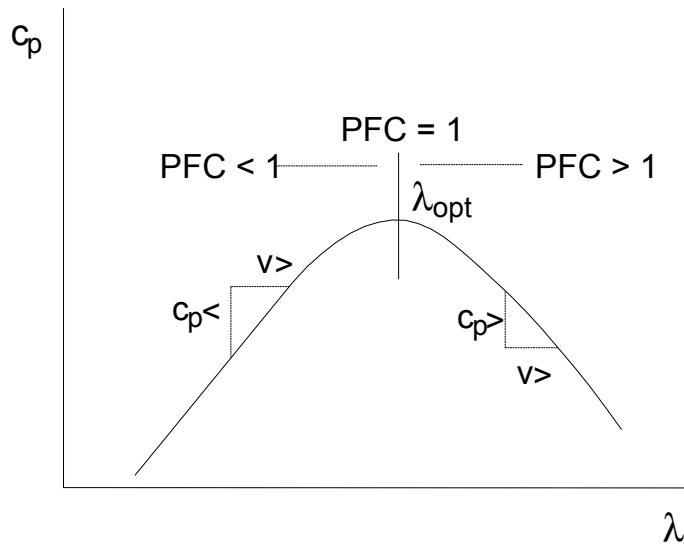


Abb.1: Interpretation des PFC mittels c_p - λ -Kurve.
Fig 1: Interpretation of the PFC by means of the c_p - λ -Curve.

PFC-Werte >1 stellen sich dann ein, wenn die WKA auf dem rechten Ast der c_p - λ -Kurve betrieben wird, d.h. bei einer im Verhältnis zur Auslegungswindgeschwindigkeit

des Rotorblatts zu großen Rotordrehzahl. Eine Zunahme der Windgeschwindigkeit ist hier gleichbedeutend mit einer Abnahme von λ und bewirkt neben einem Anstieg der Leistung gleichzeitig auch eine Erhöhung des c_p -Wertes, wodurch eine zusätzliche Leistungssteigerung entsteht. So fällt die resultierende relative Leistungsschwankung vergleichsweise größer aus als die dazugehörige Turbulenzintensität des Windes (relative Windgeschwindigkeitsschwankung) bewirken würde.

Umgekehrt sind die Verhältnisse bei PFC-Werten <1, d.h. die WKA wird mit einer im Verhältnis zur Windgeschwindigkeit zu niedrigen Rotordrehzahl betrieben. Aus einer Zunahme der Windgeschwindigkeit auf dem linken Ast der c_p - λ -Kurve resultiert eine Abnahme des c_p -Wertes, so daß die relative Leistungsschwankung im Verhältnis zur Turbulenzintensität geringer ausfällt.

Die Abb. 2+3 zeigen jeweils den Verlauf des PFC über der Windgeschwindigkeit für die beiden gebräuchlichsten Anlagenkonzepte. Abb. 2 zeigt den typischen PFC-Verlauf einer stallgeregelten WKA mit einem polumschaltbaren Asynchrongenerator. Im Bereich von Teillastwindgeschwindigkeiten fällt die PFC-Kurve kontinuierlich ab. Lediglich im Umschaltbereich (7m/s) zwischen kleiner und großer Generatorstufe ist ein Anstieg des PFC-Verlaufs zu beobachten. Wegen der typischen Leistungscharakteristik einer stallgeregelten WKA, die nach Erreichen der Nennleistung einen mehr oder weniger ausgeprägten Abfall aufweist, steigt der PFC-Verlauf im hohen Vollastbereich am Ende des Betriebsbereiches erneut an.

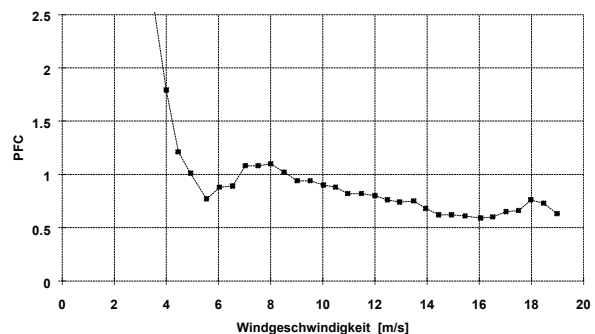


Abb.2: PFC stallgeregelter WKA mit konstanter Rotordrehzahl.

Fig. 2: PFC of a stall controlled constant rotor speed wind turbine.

Abb. 3 zeigt den Verlauf für eine pitchgeregelte WKA mit drehzahlvariablem Synchrongenerator. Die Charakteristika dieses Anlagentyps sind deutlich erkennbar: Über einem großen Windgeschwindigkeitsbereich (Teillastbereich) wird die WKA mit einem PFC nahe 1 betrieben, d.h. bei maximalem c_p -Wert. Bei höheren Windgeschwindigkeiten (Nennleistungsbereich) geht der PFC auf sehr geringe Werte zurück, was auf die Wirkung der Rotorblattverstellung und die variable Drehzahl zurückzuführen ist. Die Leistungsabgabe ist in diesem Bereich nahezu konstant.

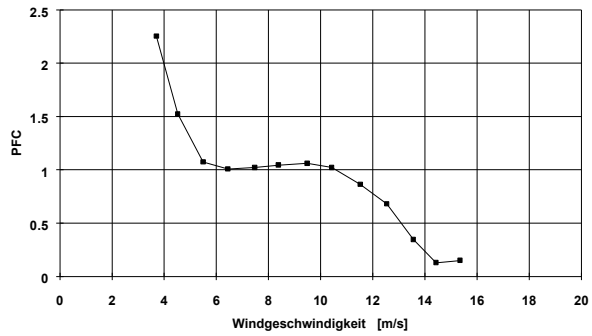


Abb.3: PFC pitchgeregelte drehzahlvariable WKA.
 Fig. 3: PFC of a pitch controlled variable rotor speed wind turbine.

Aus den beiden Bildern wird deutlich, daß die pitchgeregelte, drehzahlvariable WKA das größere Anwendungspotential für den PFC bietet. Dieses Anlagenkonzept ist durch seine aufwendigere Regelung in seinem Betriebsverhalten weitreichender beeinflussbar. Mögliche Bedingung für die Optimierung des Anlagenbetriebs könnte z.B. der Betrieb der Anlage bei PFC = 1 sein, was einer Maximierung des Energieertrages gleichkommt. Aber auch andere Optimierungsziele sind denkbar, wie z.B. Betrieb mit optimaler Leistungsausbeute bei gleichzeitiger Minimierung der Lasten entsprechend einem PFC-Verlauf unterhalb von 1. In Verbindung mit einer parallelen Ermittlung der Leistungskurve läßt sich so die Güte der WKA-Regelung an der Übereinstimmung des gemessenen PFC-Verlaufs mit einem gewünschten PFC-Verlauf bewerten.

4. Anwendung des PFC

Die Datengrundlage für die vorgestellte Untersuchung bilden die im Windpark Hamswehrum aufgezeichneten 10-Minuten-Mittelwerte des Windgeschwindigkeitssignals und der Leistungssignale von WKA 3 und WKA 7 (siehe Abb. 4).

Zur Datenauswertung wurden die Daten nach ihrer Zugehörigkeit zu 8 Windrichtungssektoren getrennt. Für eine sinnvolle PFC-Auswertung kommen nur solche Sektoren in Frage, in denen sowohl das Anemometer auf dem meteorologischen Meßmast als auch die WKA frei angeströmt wurden. So wurden Auswertungen der WKA 3 für den Nord- und Nordwest-Sektor und der WKA 7 für den Süd- und den Südwest-Sektor durchgeführt.

Der PFC wurde für jeden Datensatz mit den 10-Minuten-Mittelwerten und den dazugehörigen Standardabweichungen der Wind- und Leistungssignale ermittelt. Die PFC-Verläufe über der Windgeschwindigkeit ergeben sich aus dem Polygonzug der PFC-Klassenmittelwerte, die bei der Klassierung der einzelnen PFC-Werte für Windgeschwindigkeitsklassen von 1m/s Klassenbreite gebildet werden. Abb. 3 zeigt den so ermittelten PFC-Verlauf der WKA 7 im S-Sektor und Abb. 5 gibt den PFC-Verlauf der WKA 3 für den gleichen Zeitraum im NW-Sektor wieder. Der Auswertzeitraum beträgt ca. 3 Monate.

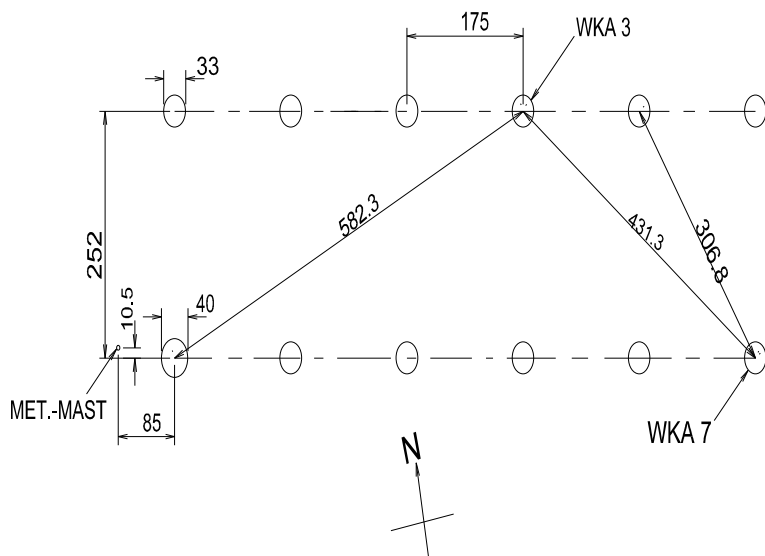


Abb.4: Lageplan Windpark Hamswehrum.
 Fig. 4: Layout of the wind farm Hamswehrum.

Die Bestimmung weiterer PFC-Verläufe der beiden WKA für einen weiteren Zeitraum von 2 Monaten und für andere Windrichtungssektoren läßt relativ ausgeprägte Variationen zwischen den einzelnen Kurven erkennen. Um die PFC-Verläufe jedoch nicht nur qualitativ sondern auch quantitativ als Bewertungskriterium einsetzen und eine detaillierte Interpretation vornehmen zu können, ist zunächst der Einfluß der Meßunsicherheiten der verwendeten Meßgeräte auf den ermittelten PFC-Verlauf zu analysieren. Dazu wurde eine Fehlerrechnung durchgeführt. Der größte anzunehmende absolute Fehler wurde für jeden 10-Min-Mittelwertssatz aus dem totalen Differential der Bestimmungsgleichung des PFC bestimmt.:

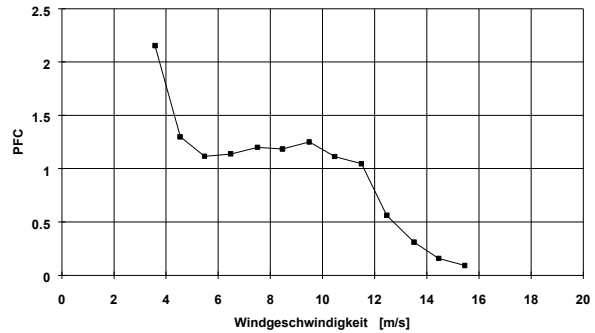


Abb.5: PFC-Verlauf der WKA 3.
Fig. 5: PFC-curve of wind turbine no.3.

$$DPFC = \left[\frac{1}{2} \left(\frac{dPFC}{dP} \right) DP \right]^{1/2} + \frac{1}{2} \left(\frac{dPFC}{dv} \right) Dv \right]^{1/2} + \frac{1}{2} \left(\frac{dPFC}{ds_p} \right) Ds_p \right]^{1/2} + \frac{1}{2} \left(\frac{dPFC}{ds_v} \right) Ds_v \right]^{1/2} \quad (2)$$

$$= \left[\frac{1}{2} A \right]^{1/2} + \left[\frac{1}{2} B \right]^{1/2} + \left[\frac{1}{2} C \right]^{1/2} + \left[\frac{1}{2} D \right]^{1/2}$$

Die berechneten größten anzunehmenden Fehler wurden wiederum einer Mittelung für Windgeschwindigkeitsklassen von 1m/s Klassenbreite unterzogen. Damit ergibt sich der mittlere Fehler je Windklasse. Abb. 6 zeigt das Ergebnis dieser Analyse am Beispiel der PFC-Kurve der WKA 3. Die gestrichelten Kurvenverläufe geben den PFC-Wert vergrößert bzw. vermindert um den mittleren größten Fehler je Windgeschwindigkeitsklasse wieder.

Im Teillastbereich, der im vorliegenden Fall für die Bewertung der Regelungsgüte besonders interessant ist, tritt eine Variation der gemessenen PFC-Werte von ca. ± 0,2 auf.

Zum Vollastbereich hin, d.h. bei Windgeschwindigkeiten >12m/s, nimmt der mittlere Fehler des PFC für die jeweilige Windklasse ab, so daß die Aussagekraft des PFC-Verlaufs für diesen Betriebsbereich besser wird.

Um eine genauere Aussage über den Einfluß der vier Fehlerkomponenten aus Gl. 2 auf den Gesamtfehler machen zu können, wurden Fehlerrechnungen mit jeweils nur einer der vier Fehlerkomponenten durchgeführt. Die Abb. 7 bis 10 zeigen die Ergebnisse dieser Analyse.

Aus den Abb. 8 und 9 wird ersichtlich, daß die Einflüsse der Fehler aus der Windgeschwindigkeitsmessung (B) und der Bestimmung der Standardabweichung der Leistung (C) auf den Gesamtfehler vergleichsweise gering ausfallen. Die Fehler aus der Leistungsmessung (A) und der Bestimmung der Standardabweichung der Windgeschwindigkeit (D) hingegen bewirken, daß die PFC-Werte im Teillastbereich keine hohe Aussagekraft besitzen.

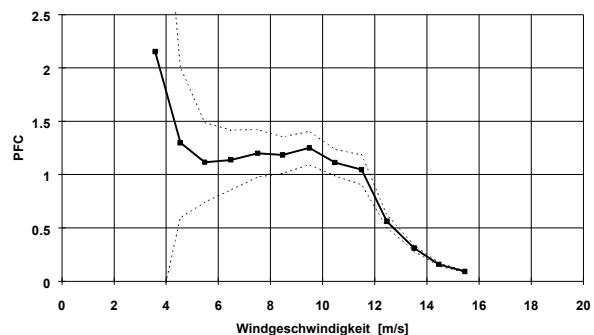


Abb.6: Fehlergrenzen der PFC-Kurve.
Fig. 6: Error limits of the PFC curve.

Während die Fehler der Leistungsmessung auf einer zu ungenauen Meßtechnik beruhen, resultieren die Fehler aus der Bestimmung der Standardabweichung der Windgeschwindigkeit aus der Art der Datenverarbeitung. Hier ist vor allem die Auflösung der Standardabweichungswerte für die Windgeschwindigkeit in 0,1 m/s-Schritten zu gering.

An dieser Stelle sei darauf hingewiesen, daß die im vorliegenden Fall eingesetzte Meßtechnik nicht auf die vorgestellte Art der Auswertung abgestimmt wurde, sondern vielmehr dem Standardmeßaufbau zur Leistungskurvenmessung entspricht.

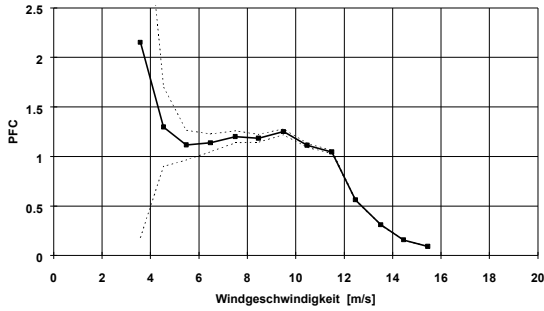


Abb. 7: Fehlerkomponenten A.
Fig. 7: Error components A.

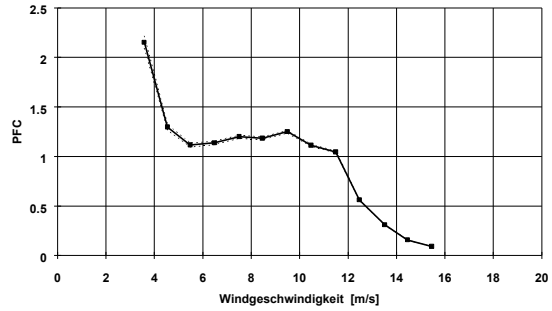


Abb. 8: Fehlerkomponenten B.
Fig. 8: Error components B.

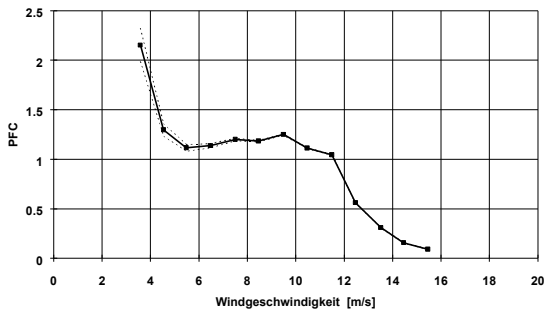


Abb. 9: Fehlerkomponenten C.
Fig. 9: Error components C.

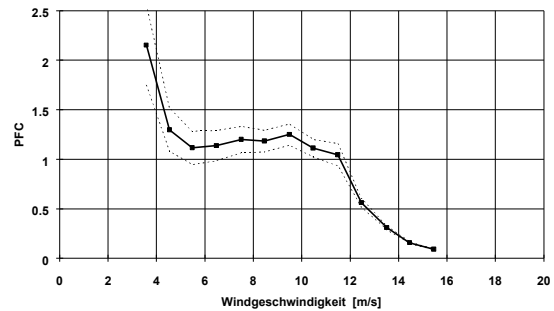


Abb. 10: Fehlerkomponenten D.
Fig. 10: Error components D.

5. Schlußfolgerung

Der Theorie nach scheint der PFC ein geeignetes Kriterium zur Bewertung der Regelungsgüte von WKA zu sein. In der praktischen Anwendung ergibt sich jedoch eine geringe quantitative Aussagekraft des Quotienten, die im wesentlichen auf die Meßunsicherheiten der verwendeten Meßtechnik zurückgeführt werden kann. Dem folgend sollten für weitere Untersuchungen die Anforderungen an die Meßtechnik formuliert werden.

Um ein besseres Verständnis für das Verhalten des PFC zu erreichen, sollten weitere Untersuchungen an Anlagen durchgeführt werden, bei denen die Regelungsparameter definiert verändert werden können, um dann den Effekt dieser Veränderungen im PFC-Verlauf zu beobachten.

Detailliertere Ergebnisse der vorgestellten Arbeit sind in Kürze dem DEWI Forschungsbericht "Untersuchung des Power Fluctuation Coefficient als Methode zur Bewertung der Güte der Leistungsabgabe von Windkraftanlagen" zu entnehmen.

6. Literatur

- [1] Stam, W.J.; van der Borg, N.J.C.M.: Fluctuations in the electric power from wind turbines / Contribution to the Sixth International Meeting of Test Stations for Wind Turbines (IMTS 1986) in Schnittlingen, Germany/ Stichting Energieonderzoek Centrum Nederland ECN-86-132. Petten: ECN, 1986.