

Ertragsverluste durch Windparksituationen

Herbert Schwartz, anemos-jacob GmbH

Impulsvortrag, gehalten bei einem Workshop des Windgutachterbeirats des Bundesverbandes Windenergie e.V. am 16. September 2014

Wie entwickelt sich der Nachlauf einer Windkraftanlage?

Die Windkraftanlage entzieht dem Wind Energie. Dies geschieht dadurch, dass die strömende Luft abgebremst wird, die Windgeschwindigkeit wird also verringert. In der Nähe des Rotors der Windkraftanlage erhöht sich gleichzeitig der Luftdruck ein wenig. Außerdem erzeugt der Rotor, vor allem an den Blattspitzen, aber auch im Rotorzentrum, Wirbelschleppen. Die lokale Veränderung der Strömung durch die Windkraftanlage (veränderte Geschwindigkeit, Druck, Wirbel) wird nicht unverändert stromab weitergetragen, sondern sie breitet sich in das umgebende Windfeld aus. Die Geschwindigkeitsdefizite werden durch Ausgleich mit der umgebenden Strömung stetig verringert. Hierbei sind verschiedene physikalische Prozesse beteiligt. Dafür, wie schnell diese Ausgleichsvorgänge stattfinden, ist die in der zuströmenden Luft vorhandene Turbulenz der wichtigste Parameter. Je turbulenter der ungestörte Wind ist, desto schneller breitet sich der Nachlauf der Windkraftanlage aus, d.h. desto eher wird wieder die ungestörte Windgeschwindigkeit erreicht. Die Abschattungswirkung einer Windkraftanlage ändert sich also mit der Turbulenz der Strömung.

Marktgängige Ansätze der Parkmodellierung

Es gibt eine Reihe von Modellen zur Berechnung der Ertragsverluste aufgrund gegenseitiger Abschattung in Windparks. In Deutschland sind die folgenden drei Modelle aus den 1990er Jahren am bekanntesten:

- Von Jensen / Katic wurde beim Forschungszentrum Risø das bekannteste Parkmodell, genannt „PARK“, entwickelt. Dieses wurde zunächst von EMD als käufliche Software, ebenfalls „PARK“ genannt, implementiert. Erst viel später wurde es auch in die WAsP-Software von Risø integriert.
- Von Quarton bei Garrad Hassan and Partners Ltd. wurde basierend auf Arbeiten von Ainslie einerseits und Ergebnissen aus Windkanalversuchen sowie Messungen in Windparks andererseits das Eddy-viscosity-Modell entwickelt.
- An der Universität Oldenburg wurden weitere Parkmodelle erarbeitet, insbesondere FLAP, die teilweise ebenfalls kommerzielle Anwendung fanden.

Im Folgenden werden die Grundzüge der Modelle PARK und Eddy-viscosity erläutert.

PARK

Das PARK-Modell basiert auf einer Betrachtung des Impulsverlustes, den eine Windkraftanlage durch Energieentzug in der Strömung verursacht. Es wird angenommen, dass dieser Impulsverlust zunächst konstant über den Rotor hinweg ist und sich vom Rotor aus linear in die Umgebung ausbreitet. Wegen Austauschvorgängen wird die vom Impulsverlust betroffene Fläche mit zunehmendem Abstand vom Rotor größer. Hierbei wird eine lineare Aufweitung angenommen. Der Aufweitungswinkel wird standardmäßig, je nach Implementierung bzw. Programmbeschreibung mit $0,07$ ($4,0^\circ$) bzw. $0,075$ ($4,3^\circ$) angesetzt. Zwar wird angegeben, dass der Aufweitungswinkel je nach Umgebungsturbulenz angepasst werden kann bzw. sollte, jedoch geben die gängigen Handbücher keinen Hinweis, wie diese Anpassung vorgenommen werden kann.

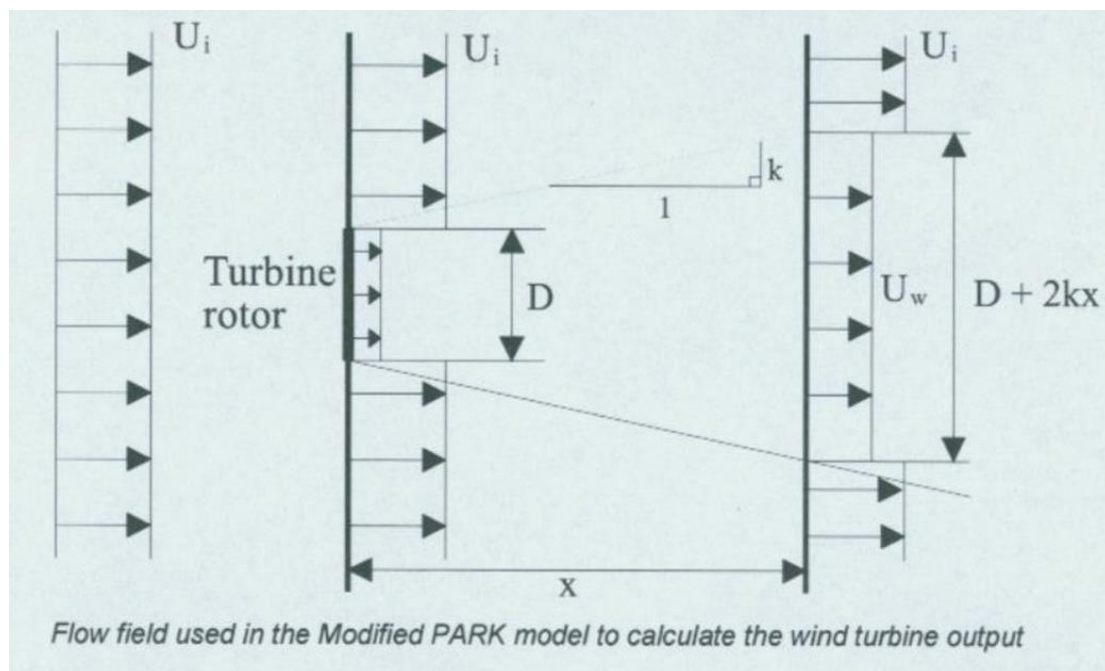


Abb. 1: Schematische Darstellung des PARK-Modells, Quelle: GL Garrad Hassan, WindFarmer V5.2 theory manual

Bei der Implementierung in das Programm WindFarmer von Garrad Hassan besteht jedoch eine Möglichkeit, entsprechend einer einzugebenden Rauiglänge den Aufweitungswinkel standortspezifisch zu verändern.

In WASP werden die Nachläufe verschiedener Windkraftanlagen linear superponiert. Bei der Implementierung in WindFarmer wurde diesbezüglich eine Erweiterung aufgrund von Windkanalversuchen vorgenommen. Hier wird berücksichtigt, dass mit zunehmender Anzahl von Anlagen in einer Reihe, d.h. zunehmendem Eintrag von Turbulenz in die Strömung, ein Austausch mit höheren Luftschichten stattfindet. Dadurch wird dem Nachlauf in längeren Anlagenreihen letztlich Energie zugeführt, wodurch die Erträge nicht mehr stetig abnehmen.

Alle bekannten Implementierungen von PARK nehmen homogenes Gelände und homogene Strömung an.

Die Eingabedaten sind die Aufstellungsgeometrie der Anlagen (Koordinaten), die Rotor Durchmesser, Schubbeiwerte, Windverhältnisse und der Aufweitungswinkel.

Eddy viscosity

Das Eddy-viscosity-Modell ist eine CFD-basierte Lösung der Navier-Stokes-Gleichungen.

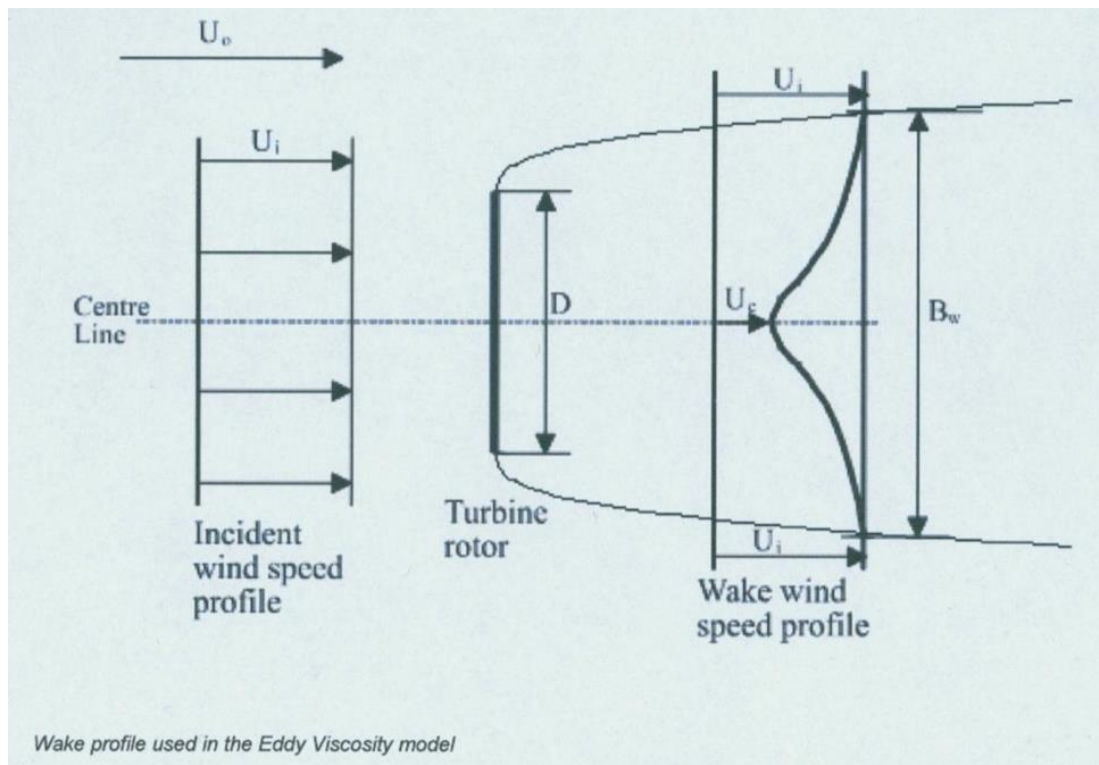


Abb. 2: Schematische Darstellung des Eddy-viscosity-Modells, Quelle: GL Garrad Hassan, WindFarmer V5.2 theory manual

Auf Messungen basierend wurden verschiedene empirische Anpassungen vorgenommen. Die Stärke der Windgeschwindigkeitsabnahme über eine Ebene im Nachlauf hinweg wird durch eine Gaußverteilung angenähert (siehe Abbildung 2). Die freie Strömung wird als turbulent angenommen. Die Turbulenz muss für die Berechnung angegeben werden. Die Turbulenz im Nachlauf wird dann explizit berechnet.

Spezielle Phänomene und Modellprobleme

Laut den Modellbeschreibungen ist die genaue Ausprägung und Entwicklung des Nachlaufs im direkten Nahbereich des Rotors (Größenordnung 2-3 Rotordurchmesser) nur unzureichend bekannt und wird demzufolge von den Modellen vermutlich nicht zuverlässig erfasst.

Zudem finden bei sehr geringen Anlagenabständen senkrecht zur Hauptwindrichtung (Größenordnung 2 Rotordurchmesser und kleiner) zusätzliche Prozesse statt, die in den Modellen nicht berücksichtigt sind.

Mit zunehmender Entfernung von der Anlage erholt sich die Strömung aufgrund von Austauschvorgängen. Ab welcher Distanz die Strömung als erholt angesehen werden kann und wie der genaue Verlauf ist, ist derzeit noch unbekannt.

In der Literatur wird häufig berichtet, dass auch bei großen Windparks zusätzliche Effekte auftreten, die bisher noch nicht vollständig verstanden sind und in den gängigen Modellen, zumindest in den Versionen bis Mitte der 2000er Jahre, nicht enthalten sind.

Windparks wirken als Hindernisse auf die Strömung und verändern diese. Es findet eine Umströmung statt. Dies ist in den gängigen Parkmodellen nicht berücksichtigt. Diese Umströmung führt zu lokal veränderlichen Windrichtungen und Windgeschwindigkeiten. Die folgende schematische Darstellung von Rotoren soll verdeutlichen, was in manchen Windparks auch beobachtet werden kann: Die Anlagen bilden wegen der Windrichtungsveränderung manchmal ein systematisches Muster.

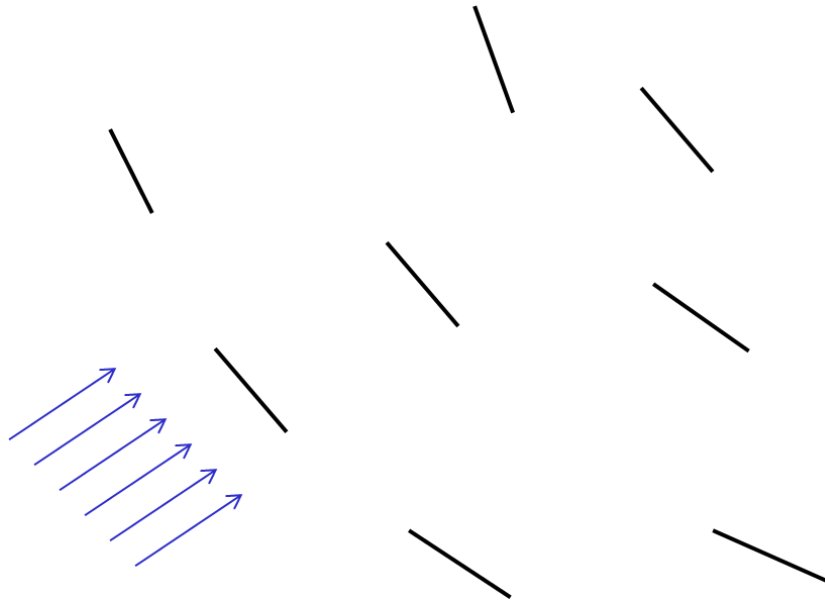


Abb. 3: Schematische Darstellung einer beobachtbaren Auswirkung der Veränderung der Strömungsrichtung aufgrund einer Umströmung und Durchströmung eines Windparks

Verschiedentlich kann beobachtet werden, dass Windkraftanlagen, die am Rand größerer Windparks stehen, erhöhte Energieerträge liefern, die durch das vorhandene Windpotenzial nicht erklärt werden können. Sie befinden sich durch die Verdrängungswirkung der Nachbaranlagen in einer beschleunigten Strömung. Dies kann z. B. am Süd- und Nordrand eines Windparks bei West- und Ostwind der Fall sein.

Die folgende Abbildung zeigt anhand von Häufigkeitsverteilungen der Gondelrichtung aus einem Windpark mit 9 Anlagen die Veränderung der Windrichtung aufgrund von Abschattung und Umströmung. Hier findet auch eine Kanalisierung des Windes zwischen benachbarten Anlagen statt.

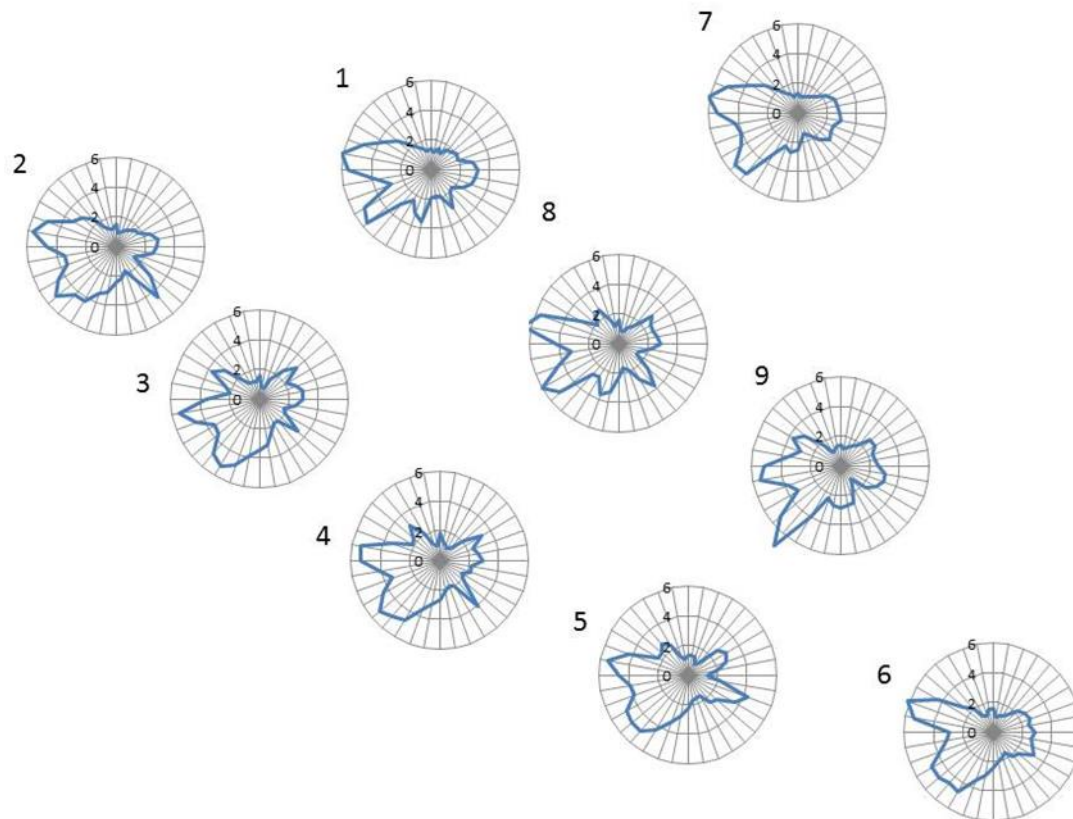


Abb. 4: Häufigkeitsverteilungen der Gondelrichtungen in einem dicht gestellten Windpark

In einigen Fällen in Abbildung 4 ist erkennbar, dass manche Gondelrichtungen offenbar um einen Offsetfehler leicht verdreht sind (Anlagen 2, 5, 6, 9). Grundsätzlich ist aber ein Einbruch der Häufigkeitsverteilung in Richtungen mit starkem Nachlauf erkennbar.

Wenn unterschiedliche Nabenhöhen innerhalb eines Windparks installiert sind, treten komplexere Vorgänge auf, die ebenfalls von den Modellen nicht berücksichtigt werden. Teilweise dürfte es sich hier ebenfalls um Umströmungseffekte handeln.

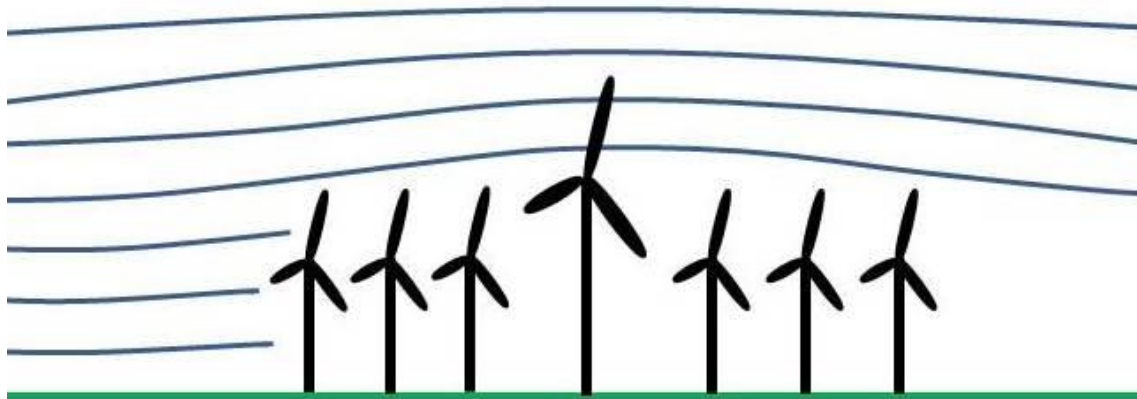


Abb. 5: Schematische Darstellung einer möglichen Auswirkung der Umströmung eines Windparks

Hier kann es passieren, dass einzelne, aus einem größeren Park herausragende, Anlagen höhere Erträge liefern, als aufgrund der natürlichen Steigerung des Windpotenzials mit der Höhe zu erwarten wäre. So erfreulich dies hinsichtlich des Ertrags sein mag, sollte aber bedacht werden, dass in dieser Situation für die höhere Anlage ein effektiv massiv verstärktes Höhenprofil vorliegt, was die Bauteilermüdung an Rotor und Hauptwelle verstärkt.

Unsicherheiten der Parkverlustberechnung

Die Unsicherheit von berechneten Ertragsverlusten im Windpark wird vor allem durch folgende Aspekte bestimmt:

- Modellansatz und Modelleigenschaften
- angenommene Windrichtungsverteilung
- angenommene Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeit
- angenommene Turbulenzverteilung bzw. Aufweitungswinkel
- angenommene Schubbeiwerte der Windkraftanlagen
- Verhalten der Anlagen in der Parksituation

Die modellbezogenen Unsicherheiten ergeben sich teilweise aus obigen Erläuterungen. Es besteht Konsens, dass der Nachlauf von Windkraftanlagen noch wenig erforscht ist. Einige Aktivitäten in diesem Bereich sind im Gang.

Im Folgenden wird ein Fall aus der Praxis dargestellt, in dem sich mehrere der Unsicherheitskomponenten in signifikantem Ausmaß akkumuliert haben. Ein Kunde hatte wesentlich stärkere Parkverluste beobachtet, als vorhergesagt worden waren. Dies wur-

de von *aj* anhand einer Kombination von SCADA-Daten der Anlagen mit Modellrechnungen untersucht.

Die folgende Abbildung zeigt schematisch die Aufstellungsgeometrie der Windkraftanlagen im Windpark. Die beiden Anlagen, die Anlass und Gegenstand der Untersuchung waren, sind durch eine Ellipse gekennzeichnet.

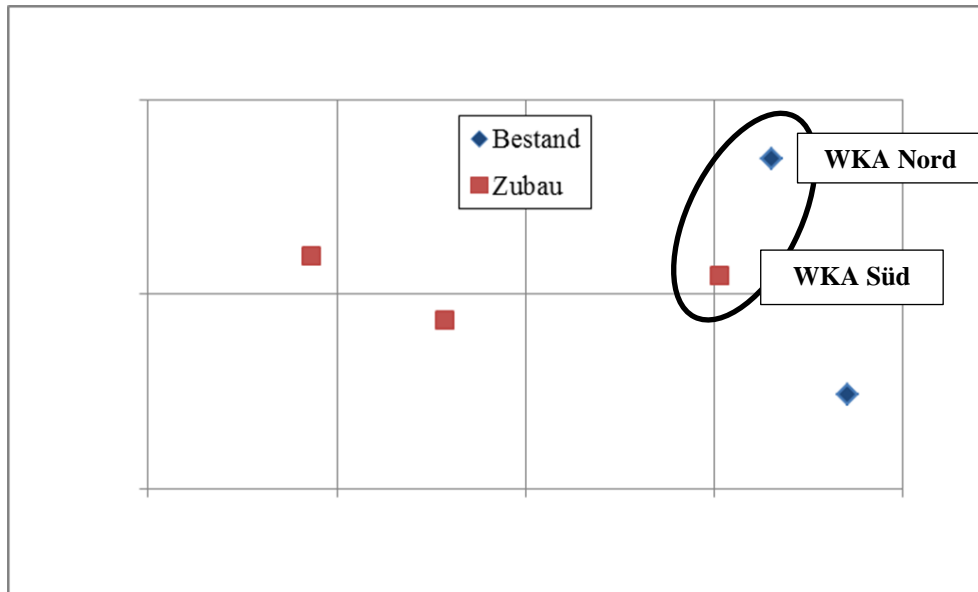


Abb. 6: Parkgeometrie; die speziell untersuchten Anlagen sind durch eine Ellipse gekennzeichnet

Dass die angenommene Windrichtungsverteilung wesentlichen Einfluss auf die Abschattungsberechnung hat, erscheint als triviale Feststellung, wird in der Praxis jedoch häufig nicht ausreichend beachtet. In dem hier herangezogenen Beispielfall wurden, wie in Deutschland üblich, in den zugehörigen Windgutachten Berechnungen auf Basis von Wetterstationsdaten durchgeführt. Für diese Berechnungen könnten allerdings auch Reanalysedaten herangezogen werden. Die folgende Abbildung zeigt die Windrichtungsverteilungen, die im Rahmen der nachträglichen Untersuchungen mit Wetterstations- und Reanalysedaten berechnet wurden. In rot ist die Häufigkeitsverteilung der Gondelrichtung aus den SCADA-Daten dargestellt.

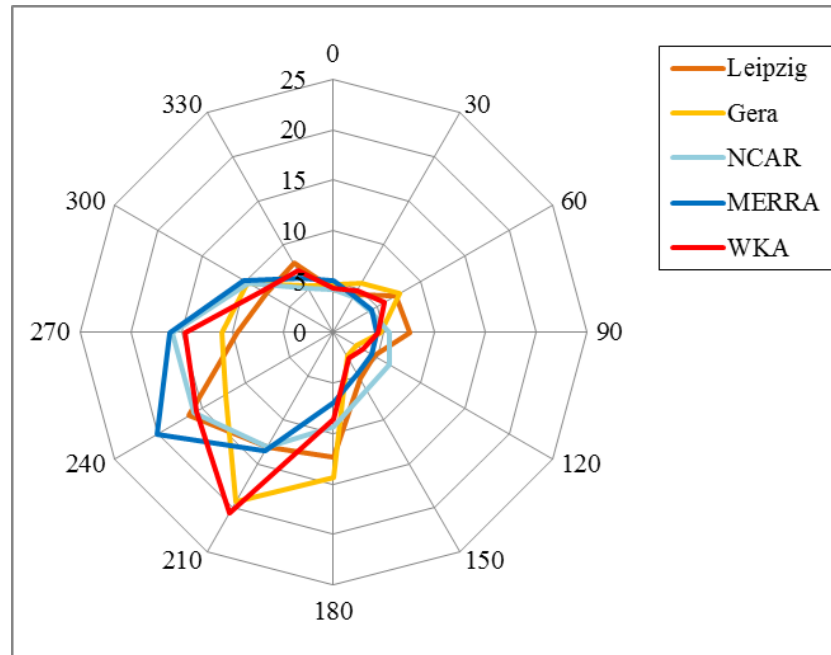


Abb. 7: Auf Basis von Wetterstationsdaten (gelb, orange) und Reanalysedaten (blau) berechnete Windrosen und Vergleich mit der tatsächlich beobachteten Windrose bzw. Häufigkeitsverteilung der Gondelrichtung (rot)

Die Unterschiede zwischen allen Verteilungen sind signifikant. Die Hauptwindrichtung am Standort wird nur durch die Berechnung mit den Daten der Wetterstation Gera einigermaßen korrekt erfasst. Die südliche der untersuchten Anlagen schattet die nördliche bei Wind aus der Hauptwindrichtung genau ab. Dies war bei der Planung des Windparks nicht vermutet worden. Wenn eine Windmessung vor Ort durchgeführt worden wäre, hätte der Windpark anders geplant und der Ertragseinbruch der nördlichen Anlage vermieden werden können.

Aufgrund der Nichtlinearitäten der Leistungskennlinie und der Schubbeiwertkurve hat auch die Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeit einen nennenswerten Einfluss auf die Parkabschattung. Die relativ stärkste Abschattung findet bei den niedrigsten Windgeschwindigkeiten statt, der stärkste absolute Ertragsverlust jedoch bei mittleren Windgeschwindigkeiten.

Die für den Standort angenommene Windverteilung hat demnach auf zweierlei Weise einen Einfluss auf die berechnete Parkwirkung: Windrichtungsverteilung und Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeit. Die folgende Abbildung zeigt für die beiden in Abbildung 6 markierten Anlagen die mit WAsP berechneten Abschattungsverluste bei Verwendung der Wetterstationsdaten von Gera und Leipzig sowie einer Windstatistik, die aus den SCADA-Daten der südlichen Windkraftanlage generiert wurde.

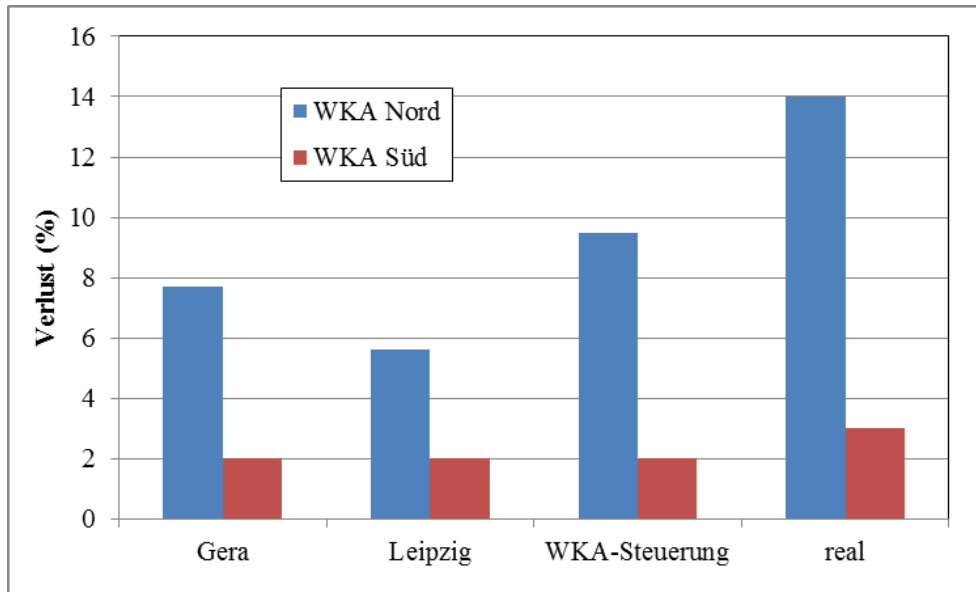


Abb. 8: Berechnete Abschattungsverluste auf Basis von Windstatistiken aus Wetterstationsdaten (Gera, Leipzig) und SCADA-Daten einer der Anlagen („WKA-Steuerung“); real: tatsächliche Abschattungsverluste

Die beiden rechten Balken in Abbildung 8 zeigen die langfristig tatsächlich auftretenden Abschattungsverluste. Diese wurden auf relativ komplexe Weise aus den SCADA-Daten ermittelt.

Mit den Wetterstationsdaten von Gera wird die Hauptwindrichtung schon annähernd korrekt erfasst. Deshalb ist hier der Berechnungsfehler geringer als mit den Daten von Leipzig, aber noch immer wird damit für die nördliche Anlage nur wenig mehr als die Hälfte des tatsächlichen Verlusts berechnet. Mit den SCADA-Daten ist der Berechnungsfehler nochmals deutlich geringer, aber noch immer relativ groß.

Die SCADA-Daten zeigten darüber hinaus, dass am Standort häufig eine sehr geringe Turbulenz herrscht. Dies trägt unabhängig von den zuvor genannten Aspekten signifikant zur Unterschätzung der Abschattungswirkung bei. Ohne konkrete Daten zur Turbulenz aus Windmessungen kann dieser Beitrag zur Abweichung der Gutachten von der Realität jedoch nicht quantifiziert werden.

Es zeigt sich also, dass eine Windmessung vor Ort für drei relevante Einflussgrößen eine genauere Abschattungsberechnung ermöglicht hätte. Bei Verwendung von SCADA-Daten anstatt von Wetterstationsdaten für die Windfeldmodellierung wären zumindest zwei dieser relevanten Größen besser erfasst worden. In beiden Fällen – Windmessung und SCADA-Daten – wäre auch eine hinsichtlich der Windrichtung höher aufgelöste Modellierung möglich gewesen.

Darüber hinaus sind im obigen Fall zwei weitere Aspekte relevant, die anhand des folgenden, zweiten Praxisbeispiels verdeutlicht werden sollen: Die angenommenen Schubbeiwerte der Anlagen und das Anlagenverhalten im Nachlauf.

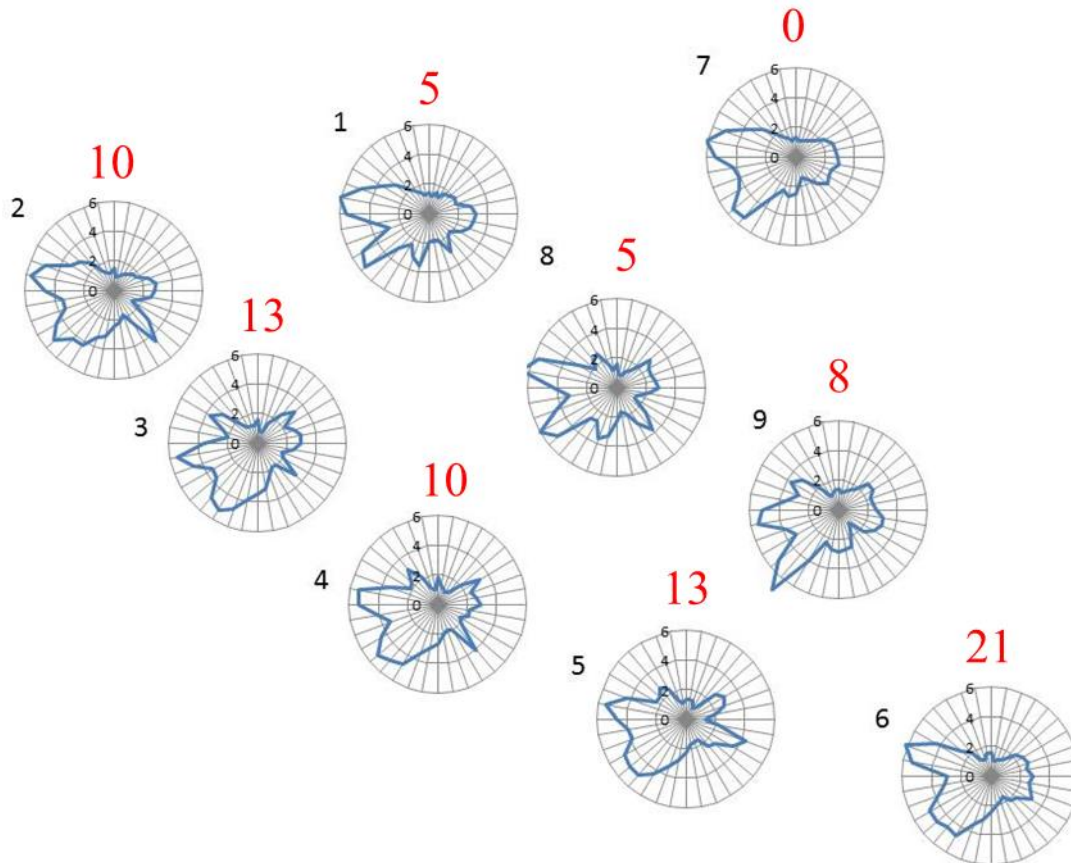


Abb. 9: Windrosen auf Basis der Gondelrichtungsdaten eines Windparks, schwarze Zahlen: Anlagennummerierung, rote Zahlen: Abweichung der Modellrechnung von den tatsächlichen Erträgen, normiert auf Null-Abweichung bei Anlage Nr. 7

In einem dicht gestellten Windpark in relativ flachem Gelände lagen die realen Erträge (langfristbezogen) um etwa 10 % bis 20 % unter den von drei Windgutachten vorausgesagten Erträgen. Diese Gutachten basierten auf den Erträgen einer nahe stehenden Vergleichsanlage mit gleicher Nabenhöhe. Teilweise konnten Fragen des Langfristbezugs und der Bewertung der Leistungskennlinie der Vergleichsanlage als Ursache ausgemacht werden. Doch auch nach Berücksichtigung dieser Effekte verblieben signifikante Prognosefehler, die anhand der SCADA-Daten der Anlagen genauer untersucht wurden. Als wesentliche Problemfelder stellten sich letztlich die angenommenen Schubbeiwerte und das Anlagenverhalten im Park heraus. Verkompliziert wird die Betrachtung durch weitere Effekte. Insbesondere vermutet *aj*, dass der im Vergleich zum Modellergebnis

relativ hohe Ertrag der Anlage Nr. 7 durch die oben schon erläuterte Umströmung des Windparks aufgrund seiner Verdrängungswirkung verursacht sein dürfte, wodurch diese Anlage ein erhöhtes Windpotenzial erhält.

Die folgende Abbildung zeigt die für verschiedene Anlagentypen von den jeweiligen Herstellern angegebenen Schubbeiwerte.

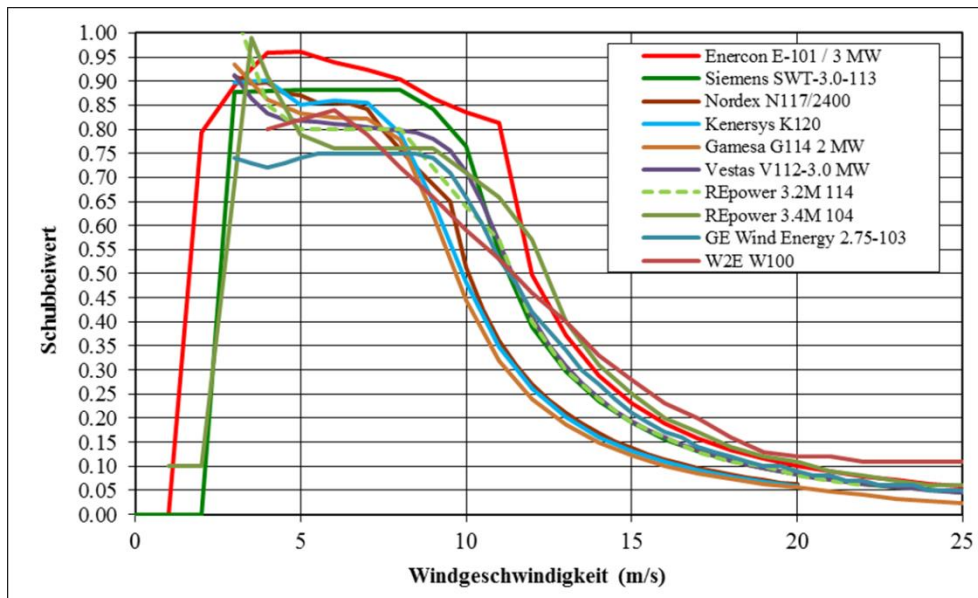


Abb. 10: Von den Herstellern angegebene Schubbeiwerte für verschiedene Anlagentypen

Nach Erreichen der Nennleistung wird von den Windkraftanlagen ein immer geringerer Anteil der Energie aus dem Wind entzogen. Deshalb sinkt auch der Schubbeiwert nach Erreichen der Nennleistung. Die verschiedenen Niveaus im Nennleistungsbereich sind im Wesentlichen durch die unterschiedlichen Verhältnisse von Rotorkreisfläche zu Nennleistung bedingt. Für die hier relevante Fragestellung sind die Schubbeiwerte vor Erreichen der Nennleistung entscheidend. Sie sind offensichtlich sowohl hinsichtlich des Niveaus als auch des Verlaufs sehr unterschiedlich. Es ist kaum vorstellbar, dass moderne Anlagen mit weitgehend ähnlicher Effizienz solch unterschiedliche Schubbeiwerte aufweisen. Es liegt also die Vermutung nahe, dass die Berechnung der Schubbeiwerte nicht konsistent erfolgt. Dementsprechend ist auch anzunehmen, dass die Berechnung der gegenseitigen Abschattung im Windpark nicht für jeden Anlagentyp gleich gut gelingt.

Unsicherheiten in der Berechnung der Schubbeiwerte überraschen. Diese Werte werden im Rahmen der Modellierung der Anlagen bei der Auslegung und Typenprüfung vor

allem durch die Akkumulation der Auftriebsbeiwerte in Verbindung mit den Luftkräften (die wiederum rechnerisch durch die Rotordrehzahl dominiert werden) bestimmt sowie durch die Modellierung der Strömungsinduktion. Diese Berechnungen stehen in einem engen Zusammenhang mit der Berechnung der Blattwurzelmomente in Windrichtung, der Blattdurchbiegung, der wechselnden Biegelasten auf den Turmkopf und auf das Fundament. Die Berechnungen sind also für die Anlagenauslegung elementar. Sie werden im Rahmen der Typenprüfung eingehend geprüft und können über die Lastmessungen bei den Prototypuntersuchungen verifiziert werden. Hierbei ist eine Genauigkeit von etwa 5 % grundsätzlich erreichbar.

Selbst bei Betrachtung der Schubbeiwerte nur eines Anlagenerstellers fallen teilweise Unterschiede auf, die überraschen.

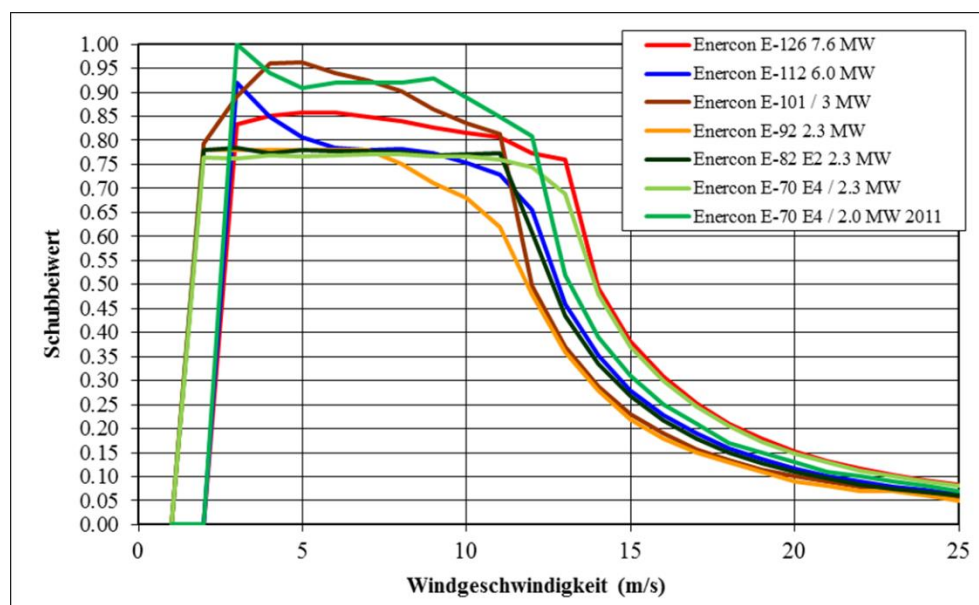


Abb. 11: Vom Hersteller Enercon angegebene Schubbeiwerte für verschiedene Anlagentypen

Dem Vernehmen nach ähneln sich die Konzepte der in Abbildung 11 dargestellten Anlagen. Sicherlich aber gab es im Lauf der Zeit eine Weiterentwicklung. Dennoch erscheinen die Unterschiede nicht plausibel. Auffällig sind vor allem die unterschiedlichen Schubbeiwerte für die Enercon E-70 E4 mit 2,0 MW bzw. 2,3 MW Nennleistung. Im Jahr 2011 wurden für diesen Anlagentyp mit 2,0 MW Nennleistung neue, höhere Schubbeiwerte als zuvor herausgegeben. Sie sind oben in Dunkelgrün dargestellt. Hierbei handelt es sich um schallreduzierten Betrieb im 2,0 MW-Modus der Anlage mit 2,3 MW Nennleistung (hellgrüne Kurve). Die Schubbeiwerte der beiden Modi müssten

also im Bereich niedriger und mittlerer Windgeschwindigkeiten gleich sein. Offensichtlich wurden die Werte lange nach der Entwicklung des Anlagentyps heraufgesetzt. Es ist folglich anzunehmen, dass die Schubbeiwerte der E-70 E4 2.3 MW zu niedrig sind. Dies dürfte dann auch für die E-82, E-92 und die E-112 gelten.

Tatsächlich zeigen Nachberechnungen in mehreren Windparks mit Enercon E-70 E4 und E-82, dass die Unterschiede der Erträge innerhalb des Parks besser wiedergegeben werden, wenn für diese Anlagentypen höhere Schubbeiwerte angenommen werden. Die berechneten Parkwirkungsgrade sinken dann natürlich.

Im oben dargestellten Fall wurde noch ein weiterer Effekt beobachtet. In der folgenden Abbildung sind Leistungskennlinien einer Anlage auf Basis der Windgeschwindigkeitsangaben des Gondelanemometers nach Windrichtungssektoren getrennt dargestellt.

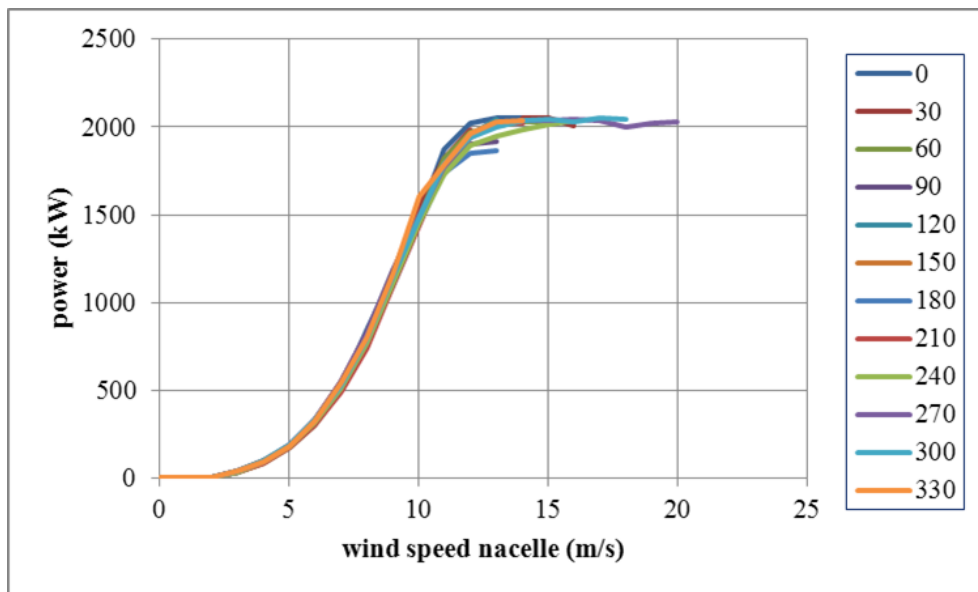


Abb. 12: Anlagenspezifische Leistungskennlinien je nach Windrichtung in 30°-Intervallen

Die Aufspreizung der Verläufe im Bereich des Übergangs von Teillast zu Nennleistung (11 – 15 m/s) kann durch erhöhte Turbulenz im Windpark verursacht sein und muss kein Indiz für eine verminderte Leistungsfähigkeit der Anlage sein. Abgesehen davon erscheinen die Verläufe in den verschiedenen Sektoren sehr ähnlich. Wird jede der Kurven bis zur Abschaltwindgeschwindigkeit ergänzt und mit einer Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeit gewichtet, kann man die Unterschiede bezogen auf den Energieertrag am konkreten Standort ermitteln. Obwohl die Unterschiede nur im Bereich der Strichstärke liegen, ergeben sich je nach Windrichtungssektor signifikant unterschiedli-

che Erträge. Die Performance der Anlagen ist demnach je nach Sektor unterschiedlich. Dies wird in der folgenden Abbildung dargestellt. Hier wurde der Verlauf für jede Anlage so normiert, dass sich im Mittel über alle Windrichtungssektoren Null ergibt. Die Abbildung zeigt also für die einzelnen Anlagen die relativen Ertragsunterschiede je Windrichtungssektor bei angenommener gleicher Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeit.

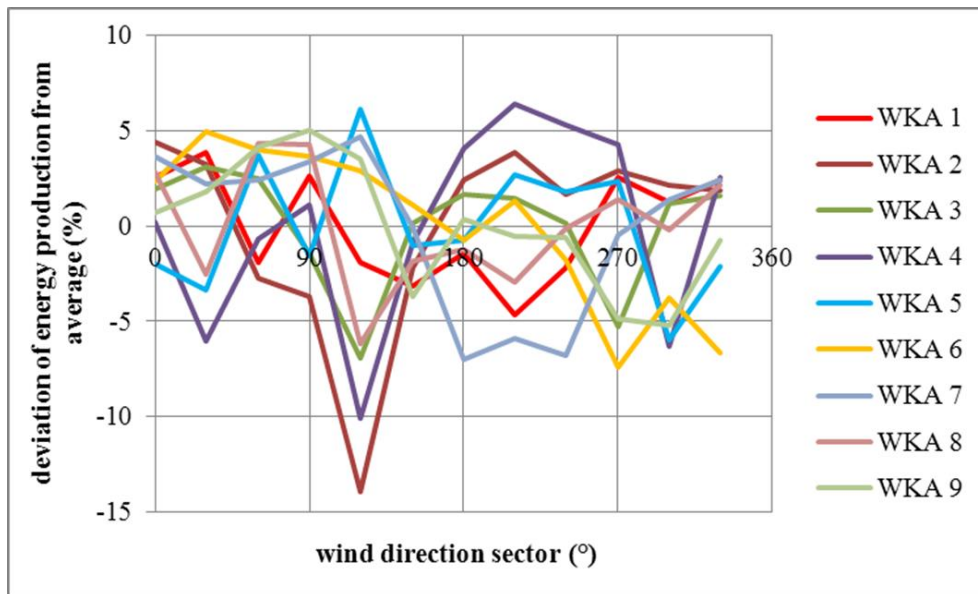


Abb. 13: Relative Erträge auf Basis der windrichtungsabhängigen anlagenspezifischen Leistungskennlinien

Besonders auffällig sind relative Leistungseinbrüche der Anlagen Nr. 2, 3, 4 und 8 im Windrichtungssektor 120°. Nach Abbildung 9 sind diese Anlagen in diesem Sektor von Abschattung durch nahe stehende, benachbarte Anlagen beeinträchtigt. Weshalb dies z. B. nicht für Anlage Nr. 1 gilt, ist unklar. Bei genauerer Betrachtung lassen sich dennoch viele Teile der Verläufe in Abbildung 13 durch verringerte Leistungsfähigkeit im Nachlauf benachbarter Anlagen erklären, was in Abbildung 14 besser erkennbar ist. Entsprechend der langfristigen Windrose gewichtet führt dies auf mehrere Prozent Ertragseinbuße. Aus den Verläufen kann auch die oben für möglich gehaltene Erhöhung des lokalen Windpotenzials an der Position der Anlage Nr. 7 durch Umströmung des Parks begründet werden. Hier ist jedoch die Gefahr der Überinterpretation groß. Dies müsste letztlich über andere Untersuchungen bestätigt oder widerlegt werden.

Für diesen Windpark wurden darüber hinaus die mittleren Leistungen je Windrichtungssektor mit entsprechenden Modellrechnungen verglichen. Sie wurden jeweils auf die höchste Leistung unter allen Anlagen pro Sektor normiert. Die folgende Abbildung

zeigt demnach in Dunkelblau die tatsächliche relative Leistungsverringerung aufgrund sämtlicher Parkeffekte. In Rosa sind die entsprechenden mit WASP berechneten Verringerungen aufgetragen. In Blau sind etwa die Bereiche markiert, in denen nach Abbildung 13 die Leistungskennlinien Einbrüche aufweisen.

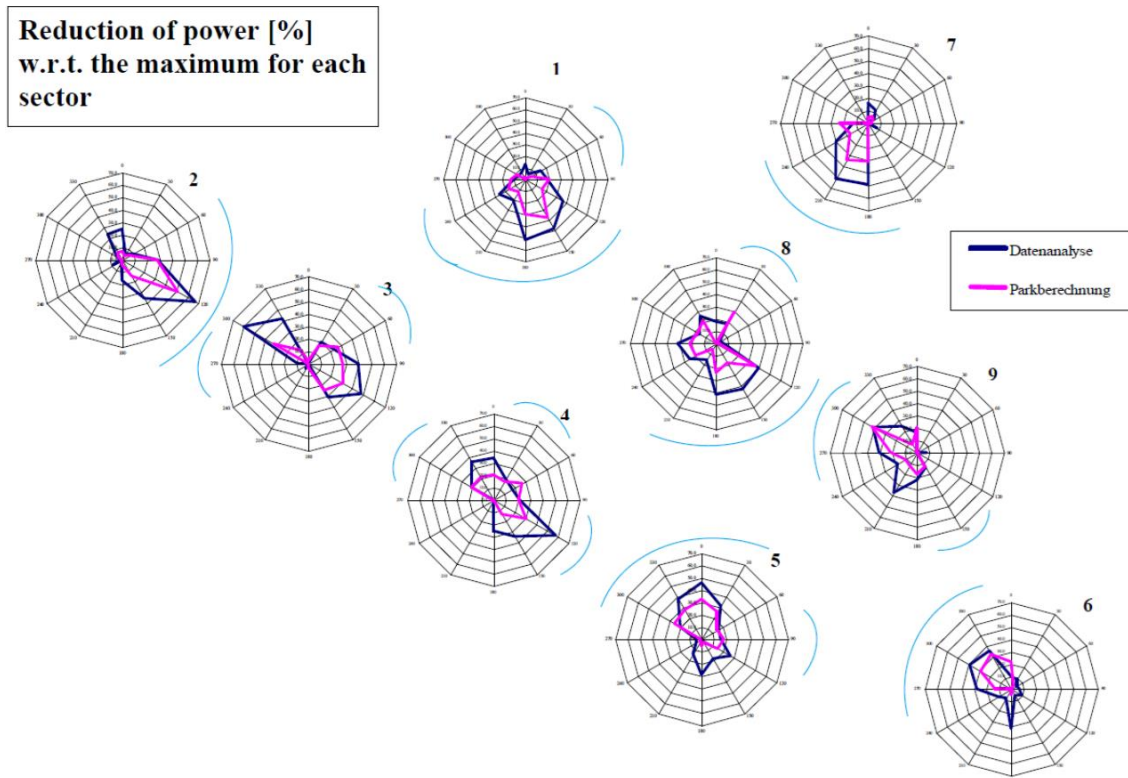


Abb. 14: Relative mittlere Leistungsverringerung je Sektor bezogen auf die höchste Leistung im Sektor innerhalb des Windparks

Abbildung 14 zeigt, dass die aus Abbildung 13 abgeleitete Verschlechterung der Leistungskennlinien deutlich mit der Abschattung durch Nachbaranlagen zusammenhängt, aber nicht alle Unterschiede zwischen Modell und Realität erklären kann. Zu niedrig angesetzte Schubbeiwerte dürften demnach ebenfalls relevant sein.

Abschließende Bemerkung

Die oben dargestellten Fälle sind Extremfälle, die sich gut zur Demonstration verschiedener Einflussparameter und Untersuchungskonzepte eignen. Es sind nicht die einzigen Fälle mit signifikanten Abweichungen zwischen berechneten und realen Parkverlusten, die *aj* bei detaillierter Untersuchung vorgefunden hat. Es muss jedoch unbedingt festge-

halten werden, dass *aj* bei Abgleichsrechnungen im Rahmen der Erstellung von Windgutachten mögliche systematische Fehler der Parkberechnungen stets berücksichtigt (insbesondere ggf. zu niedrige Schubbeiwerte korrigiert und realistische Windrosen, z. B. aus SCADA-Daten verwendet). Damit kann dann in der weitaus überwiegenden Zahl der Fälle eine gute bis sehr gute Wiedergabe der Abschattungsverluste durch die Modellrechnungen erzielt werden. Dies trifft sogar für einige relativ große Windparks zu.