

# Leistungskennlinienberechnung von Windenergieanlagen unter Einsatz eines Datenstrommanagementsystems

Diana von Gallera<sup>1</sup>, Juan José Trujillo<sup>2</sup>, Daniela Nicklas<sup>3</sup>

<sup>1</sup>Rheinische Friedrich-Wilhelms-Universität Bonn  
vongalle@cs.uni-bonn.de

<sup>2</sup>ForWind - Zentrum für Windenergieforschung

<sup>3</sup>Department für Informatik

dnicklas@acm.org

<sup>2,3</sup>Carl von Ossietzky Universität Oldenburg

**Zusammenfassung.** Der wirtschaftliche Betrieb von Windenergieanlagen erfordert aktuelle Leistungsdaten. Insbesondere durch den Ausbau von Offshore-Windenergieanlagen und die Tendenz zu immer größeren Windparks nimmt die Datenmenge, die zur Überwachung von Windkraftanlagen betrachtet werden muss, stark zu. Der Einsatz von Datenstrommanagementsystemen (DSMS) verspricht in diesem Kontext eine erhöhte Flexibilität bei der Erprobung neuer Verfahren, sowie den Einsatz von Verfahren im laufenden Betrieb, die bisher nur bei der Entwicklung von Windkraftanlagen eingesetzt werden konnten. In dieser Arbeit werden zwei Verfahren zur Leistungskennlinienberechnung mit einem DSMS prototypisch umgesetzt und aufgezeigt, welche Evaluationen und zukünftige Szenarien für die Bewertung dieser Technologie relevant sind.

## 1 Einleitung

Stromproduktion aus erneuerbaren Energien ist ein Thema, welches in den letzten Jahren massiv an Bedeutung gewonnen hat. Eine der dazugehörigen Branchen mit den höchsten Zuwachsraten innerhalb der letzten 20 Jahre ist die Windenergie. So wurden in diesem Bereich allein 2009 in der EU rund 10.2 GW zusätzliche Kapazitäten installiert [3]. Für die Betreiber eines Windparks zählt die tatsächliche Leistung des Parks neben der Verfügbarkeit zu den maßgebenden Aspekten des wirtschaftlichen Erfolgs.

Bislang gibt es kein standardisiertes Verfahren für die Abschätzung und Überprüfung der Leistung eines Windparks. Die Simulationsmodelle für die Abschätzung weisen noch große Unsicherheiten auf [2] und die Überprüfung der Leistungscharakteristik würde Messungen der Windgeschwindigkeit im Windpark verlangen, die für ein gewöhnliches Kosten-/Nutzenverhältnis zu kostspielig und komplex, wenn nicht sogar unmöglich im derzeitigen Offshore-Bereich sind.

Dennoch haben Windparkbetreiber die Möglichkeit, die Leistungscharakteristik der Windenergieanlagen während ihrer Lebensdauer zu überwachen, um

Abweichungen des planmäßigen Verhaltens festzustellen und entsprechend reagieren zu können. Die Menge der bei der Leistungsüberwachung aufgezeichneten Daten ist ein entscheidender Faktor. Datenstrommanagementsysteme (DSMS) sind für die Verarbeitung großer Mengen online eintreffender Daten bestens geeignet. Zudem können mit ihrer Hilfe Anfragen einfach und effizient an das System *Windpark* gestellt werden.

Durch die prototypische Implementierung eines DSMS für Windenergieanlagen soll untersucht werden, ob sich DSMS für die kontinuierliche Leistungsüberwachung von Windenergieanlagen eignen. Hierzu wird ein Framework zur Entwicklung maßgeschneiderter DSMS verwendet [4], welches an der Universität Oldenburg entwickelt wurde und im Folgenden unter dessen Namen Odysseus referenziert wird.

Ziel dieses Artikels ist es, einen kurzen Überblick in die Thematik zu geben und die bisherigen Ergebnisse zu erläutern. Zunächst werden die beiden Methoden erklärt, welche in diesem Kontext zur Leistungsüberwachung vorgesehen sind. Danach wird deren Umsetzung in einem DSMS dargestellt und die vorgesehenen Evaluationsansätze beschrieben. Abschließend wird in der Zusammenfassung ein Ausblick auf möglicherweise zukünftige Szenarien gegeben.

## 2 Leistungsüberwachung von Windenergieanlagen

In einem Offshore-Windpark beeinflussen sich die einzelnen Windenergieanlagen gegenseitig auf sehr komplexe Weise. Die Windgeschwindigkeit vor dem Rotor einer Anlage wird von einer Vielzahl unterschiedlicher Faktoren beeinflusst, wie z.B. die Windrichtung oder die Abschattung durch benachbarte Windenergieanlagen. Die Windrichtung bestimmt, welche der Anlagen von den durch andere Anlagen entstandenen Abschattungen betroffen sind und somit zum einen eine geringere Windgeschwindigkeit zur Verfügung haben, zum anderen mit stärkeren Turbulenzintensitäten zurecht kommen müssen. Der Betriebspunkt beschreibt den aktuellen Status der Anlage, also etwa ihre allgemeine Verfügbarkeit oder ihre aktuelle Rotordrehzahl. Durch diese Faktoren wird zugleich die Leistungsabgabe verändert, so dass die Leistungscharakteristik nicht mehr derjenigen entspricht, welche in freier Strömung gemessen wurde. Dieser Effekt spiegelt sich verstärkt in der Effizienz des Windparks wieder, welche den Vergleich der tatsächlichen Gesamtleistung gegenüber der aller im Windpark installierten Anlagen in freier Anströmung darstellt [7]. In großen Offshore-Windparks kann dieser Wert zwischen 80 und 90 % variieren, wodurch eine sehr hohe, unerwünschte Unsicherheit in der Energieertragsabschätzung verursacht wird [1].

Das Ergebnis einer Leistungsüberwachung ist in der Regel eine als Leistungskennlinie bezeichnete, diskrete Abbildung, welche zu gegebener Windgeschwindigkeitsklasse die produzierte Leistung einer Windenergieanlage angibt.

Die online Überwachung eines Windparks erfolgt zumeist mittels eines SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition)-Systems. Es verbindet die verschiedenen Bestandteile eines Windparks: neben den Windenergieanlagen meist auch ein oder mehrere Messmasten, sowie die Transformationsstation [9].

Mithilfe dieses Systems können die Daten auf einem Zentralcomputer verarbeitet und der Park als solches fernüberwacht und -gesteuert werden. Den Autoren ist bisher kein Fall bekannt, in welchem DSMS zu diesem Zweck eingesetzt werden. Allerdings basiert eine Vielzahl der SCADA-Systeme auf Datenbanksystemen [6, 12].

Zur Modellierung der Leistungsüberwachung durch DSMS werden in dieser Arbeit zwei Verfahren umgesetzt: zum einen der allgemein verwendete statistische Ansatz des IEC-Verfahrens nach Standard 61400-12-1 [8], zum anderen das neu entwickelte Langevin-Verfahren zur dynamischen Leistungskennlinienberechnung nach Peinke *et al.* [5]. Beide Verfahren erfordern erhebliche Mindestmengen an aufgezeichneten Daten, da einzelne Werte aufgrund der Turbulenzen des Windes keine Aussage über ein generelles Leistungsverhalten einer Windenergieanlage zulassen. Dies könnte einen Widerspruch zu dem Einsatz eines DSMS darstellen. Andererseits ist sequenzielle Verarbeitung möglich, weswegen es nicht unbedingt notwendig ist, alle Daten gleichzeitig vorrätig zu halten.

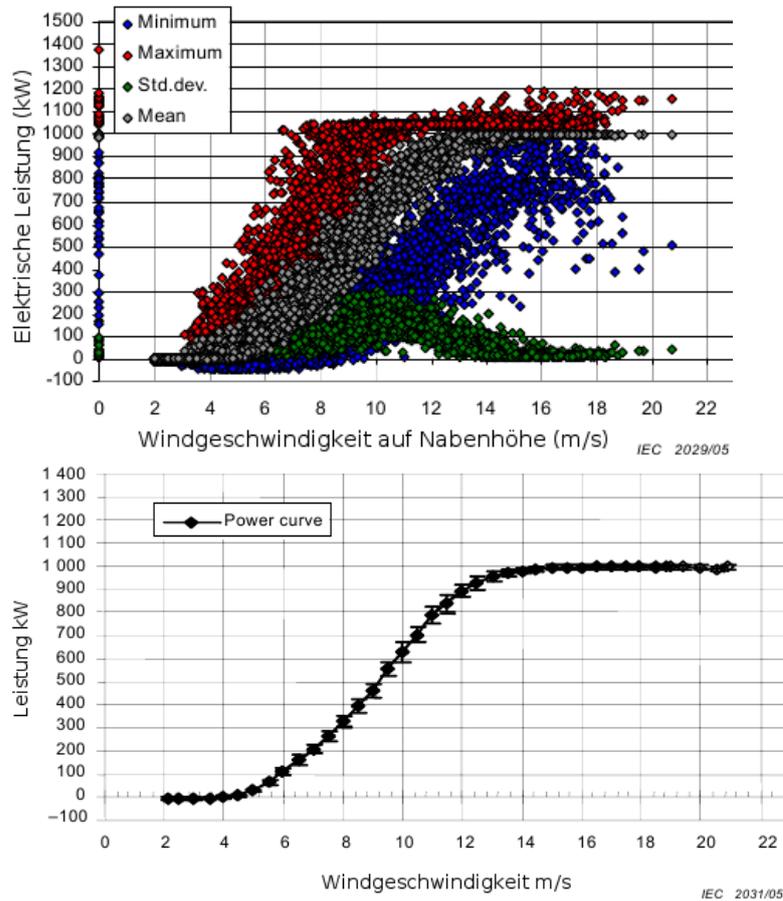
## 2.1 IEC 61400-12-1

Bei diesem Verfahren handelt es sich um das von der Industrie eingesetzte Standardverfahren, um die statische Leistungskennlinie einer Windenergieanlage zu ermitteln. Diese nutzt man unter anderem zur Abschätzung des erwarteten Ertrags. Die nach diesem Verfahren gemessene, individuelle Kennlinie ist eines der wichtigsten Merkmale einer Windenergieanlage. Sie ermöglicht einen Vergleich zwischen Windenergieanlagen verschiedener Hersteller. Da die Messungen für die Gewinnung der benötigten Daten ausschließlich unter der Bedingung der freien Anströmung erfolgen, also ohne Abschattungseffekte, ist die Leistungskennlinie eindeutig.

Die alleinige Anwendung des reinen Berechnungsverfahrens garantiert diese Bedingung nicht, daher stellen die Leistungskennlinien, die durch die in diesem Artikel beschriebene Umsetzung gewonnen wurden, genau genommen keine dem Standard entsprechenden Ergebnisse dar. Deswegen eignen sich diese auch nicht zum Vergleich zu von den Herstellern publizierten Kennlinien. Nichtsdestotrotz folgend die Berechnungen der Vorgabe des Standards. Das Verfahren bildet zugleich die Basis für einen Großteil anderer Leistungsüberwachungsverfahren [11].

Für die Leistungskennlinienberechnung nach diesem Standard ist eine Mindestmenge gesammelter Daten notwendig. Diese umfasst 30 Minuten je Windgeschwindigkeitsklasse und 180 Stunden insgesamt. Eine Windgeschwindigkeitsklasse ist dabei ein Intervall der Breite 0.5 m/s.

Die mit einer Mindestaufzeichnungsrate von 1 Hz gesammelten Daten werden für die zentralen Daten zunächst aggregiert und anschließend mit Hilfe der aus Temperatur und Luftdruck gewonnenen Luftdichte normiert. Danach erfolgt eine Unterteilung anhand der Windgeschwindigkeitsklasse, wobei innerhalb dieser Klasse Leistung als auch Windgeschwindigkeit erneut gemittelt werden. Diese Mittelwerte bilden die einzelnen Punkte der Leistungskennlinie, siehe dazu auch Abbildung 1. Für jede Windgeschwindigkeitsklasse innerhalb eines gültigen Bereichs existiert ein Punkt für die konkrete Windenergieanlage.



**Abb. 1.** Leistungsvermessung nach IEC 61400-12-1 mit 10 min.-Mittelwerten und Standardabweichung (oben) und Ergebnis der Leistungskennlinienberechnung, ebenfalls mit Standardabweichung (unten), aus [8]

Das IEC-Verfahren hat den Nachteil, dass dafür Mittelwerte der Windgeschwindigkeit und der produzierten Leistung über den für übliche Windfluktuationen großen Zeitraum von zehn Minuten gebildet werden. Daraus resultierend geht die zeitliche Abhängigkeit der beiden Größen verloren. Insbesondere werden kurzfristige Leistungsauffälligkeiten innerhalb eines Mittelungszeitraums nicht registriert, was jedoch für eine Überwachung sehr wichtig sein könnte.

## 2.2 Langevin

Das von Peinke *et al.* neu entwickelte, dynamische Verfahren betrachtet die kurzfristige Entwicklung des Leistungsverhaltens. Basierend auf den Leistungsänderungen werden Fixpunkte für Windgeschwindigkeitsintervalle (engl. *wind speed*

*bin*) berechnet. Da je Windenergieklasse mehrere Fixpunkte auftreten können, können im Gegensatz zum IEC-Verfahren Anomalien des Leistungsverhaltens erkannt und analysiert werden.

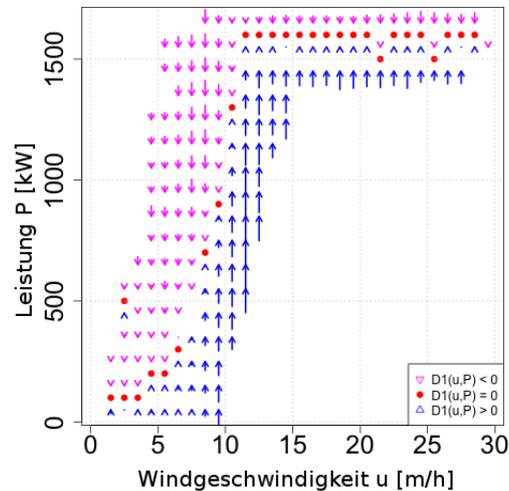
Bei dem Langevin-Verfahren wird eine stochastische Modellierung des Energiegewinnungsprozesses durch Windenergieanlagen vorgenommen. Anders als beim IEC-Verfahren wird keine direkte Mittelung über größere Zeiträume durchgeführt. Stattdessen erfolgt eine Mittelwertbildung über die kurzfristige dynamische Leistungsentwicklung der Messungen innerhalb eines Windgeschwindigkeitsintervalls. Ebenfalls wie beim IEC-Verfahren erfolgt zunächst eine Selektion der eingegangenen Daten nach gültigen Aufzeichnungssektoren und auch hier findet eine Normalisierung vor der eigentlichen Berechnung statt. Danach werden die Daten in zweidimensionale Intervalle, anhand Windgeschwindigkeit und Leistung eingeteilt und für diese jeweils ein Drift- und Diffusionskoeffizient ermittelt. Für eine solche Datenklasse sollte eine von der Windenergieanlage und Umgebung abhängige Mindestmenge von Daten vorhanden sein, bevor die Berechnung der Koeffizienten beginnt. Anschließend wird auf dieser Basis eine Fixpunktberechnung, d.h. einem Zusammenschluss mehrerer Leistungsklassen mit gleicher Windgeschwindigkeitsklasse vorgenommen. Treten lediglich einzelne Fixpunkte je Windgeschwindigkeitsklasse auf, sind diese vergleichbar mit den letztendlichen Datenpunkten der Kennlinie, die nach dem IEC-Verfahren ermittelt wurde.

Zusätzlich enthält eine Leistungskurve nach dem Langevinverfahren möglicherweise Informationen über weitere Leistungswerte, die bei gleicher Windgeschwindigkeit angestrebt werden, wie in Abbildung 2.2 etwa bei der Windgeschwindigkeit 3 m/s zu sehen ist. An dieser Stelle treten zwei Fixpunkte (rot) zugleich auf. Die Pfeile stehen für den Driftkoeffizienten, dessen Vorzeichen spiegelt sich in der Richtung und dessen Betrag in der Länge der Pfeile wieder. Solche Situationen könnten unter anderem bei fehlerhafter Regelung im Bezug auf nicht vorhersehbare, externe Bedingungen auftreten. Eine Erkennung solcher Abweichungen wäre für den Betreiber eines Windparks sehr hilfreich, um die Probleme schnell beseitigen zu können, bevor sie zu großen Leistungseinbußen führen.

### 3 Implementierung innerhalb eines DSMS

Für die Umsetzung der Leistungsüberwachung in einem DSMS wird das Open Source DSMS Framework Odysseus eingesetzt [4]. In Odysseus können Anfragen bisher in PQL, StreamSQL, sowie SPARQL realisiert werden, wobei das komponentenbasierte Framework auch die Umsetzung weiterer Anfragesprachen und Datenmodelle erlaubt.

Allgemein müssen Anfragen für die Verarbeitung durch DSMS einige besondere Kriterien erfüllen. So dürfen sie keine blockierenden Operatoren enthalten, da das Ergebnis sonst nicht vor Ende des potentiell unendlichen Datenstroms produziert würde. Blockierende Operatoren sind solche, für die zunächst die vollständige Eingabe eingegangen sein muss, bevor eine Ausgabe produziert wird. Ein Beispiel dafür ist die Klasse der Aggregationsoperatoren, zu denen die Berech-



**Abb. 2.** Langevin Leistungskennlinie mit Driftfeld

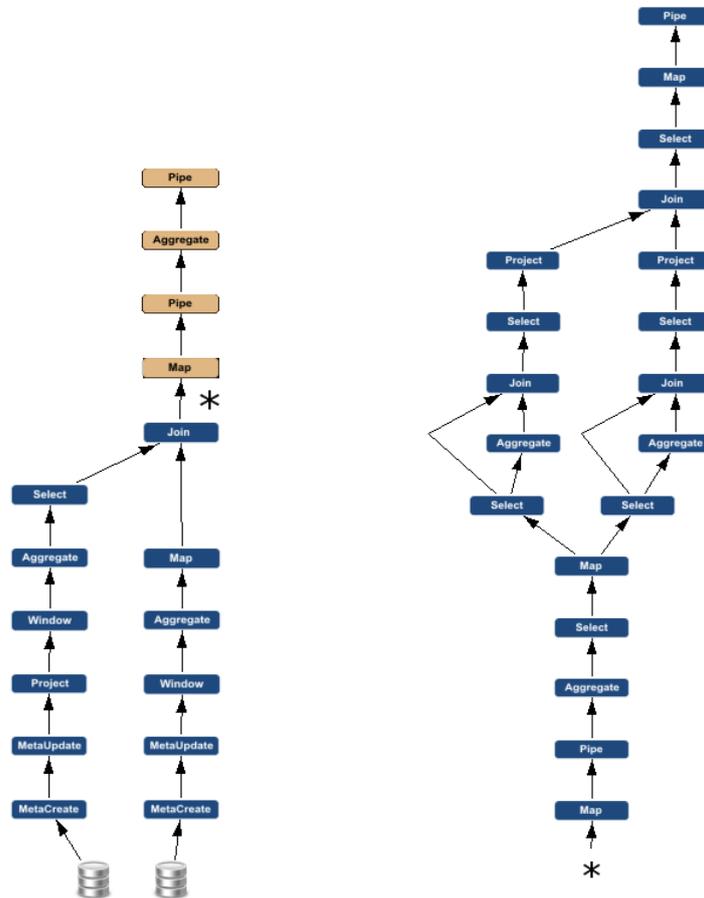
nung des Minimums aber auch die Mittelwertbildung zählt. Werden dennoch blockierende Operatoren benötigt, können diese approximativ durch den Einsatz von Fenstern auf dem Eingabestrom realisiert werden.

Die erste Frage, ob sich die beiden Leistungsüberwachungsverfahren mit den bisher gegebenen Anfragesprachen in dem ausgewählten DSMS umsetzen lassen, kann bereits positiv beantwortet werden.

Dazu wurde eine Mischung aus StreamSQL und PQL verwendet, wobei sich beide Verfahren auch durch die Verwendung einer einzelnen Sprache realisieren lassen. Bedauerlicherweise konnten keine echten Datensätze von Windenergieanlagen gewonnen werden, weswegen durch den ebenfalls an der Universität Oldenburg entwickelten Windparksimulator FLaP (Farm Layout Program) [10] erstellte Zeitreihen der Windgeschwindigkeit, Leistung und zusätzlicher Messdaten verwendet werden. Diese werden für diese Arbeit als Datenströme simuliert.

Diese Datenströme werden zunächst als Quelloperatoren hinzugefügt, an welche anschließend Anfragen gestellt werden können. Für beide Verfahren wurden zwei identische Quelloperatoren verwendet, wovon der eine den Datenstrom etwa einer Windenergieanlage und der andere den eines möglichen Messmastes repräsentiert. Es wurde sich hier für eine Aufteilung in zwei Quellen entschieden, da für gewöhnlich Daten von Windenergieanlagen und Messmasten kombiniert werden. Die aktuelle Konfiguration hängt allerdings stark von der aktuellen Windrichtung und damit von der Gültigkeit der Messreihen ab. Eine Beschränkung der Anfrage auf nur eine Quelle oder eine Aufteilung auf mehrere Quellen ist jedoch leicht möglich.

Die Implementierung der beiden Verfahren als Anfrage war durch die Verwendung der gegebenen Operatoren der basierten logischen Algebra möglich. Bei-



**Abb. 3.** Odysseus Operatorpläne für IEC- (links) und Langevin-Leistungskennlinienberechnung (bis zur Markierung links, anschließend rechts)

spiele für solche Operatoren sind Selektionen, Projektionen, Joins und Aggregationen, welche auch im Kontext der Anfragen auf Datenbanksysteme zu finden sind. Die Anfrage wird durch das DSMS zunächst in einen logischen Operatorplan übersetzt und anschließend restrukturiert. Danach wird aus dem Ergebnis ein physischer Operatorplan generiert, welcher die Information enthält, welche Implementierung konkret für einen logischen Operator verwendet wird.

In Abbildung 3 sind die beiden logischen Operatorpläne für die Verfahren dargestellt. Dabei ist zu beachten, dass beide Pläne zu Beginn identisch aufgebaut sind, sie unterscheiden sich erst nach der Abarbeitung des Join-Operators, welcher in der Grafik durch ein Sternchen markiert ist. Der Teil des IEC-Plans, welcher nicht im Langevin-Plan enthalten ist, ist farblich abgetrennt in beige dargestellt. Es ist deutlich zu erkennen, wie einfach aufgebaut der Operatorplan

des IEC-Verfahrens mit dem Vorkommen lediglich eines Joins verglichen mit dem Operatorplan des Langevin-Verfahrens mit fünf Joins beim Einsatz zweier Quelloperatoren ist.

## 4 Geplante Evaluation

Nachdem durch die Umsetzung der beiden Verfahren bereits gezeigt wurde, dass der Einsatz von DSMS grundsätzlich für das Szenario geeignet ist, sollen nun weitere Aspekte evaluiert werden.

Dabei ist zunächst die Frage zu klären, ob die Kombination überhaupt effizient umsetzbar ist, da beide Leistungsüberwachungsverfahren einen etwa über zwei Wochen gesammelten Datensatz benötigen. Diese Tatsache steht dem Ansatz von Datenstrommanagementsystemen konträr gegenüber, da diese ursprünglich nicht für die Speicherung, sondern für die direkte Verarbeitung von potentiell unendlich eintreffenden Daten konzipiert sind. Da diese Grunddatenerfassung jedoch zeitlich beschränkt ist und auch die Aufzeichnungsrate der eingehenden Daten eine bestimmte Frequenz nicht übersteigt, kann deren Größe als konstant angenommen werden. Bisherige Berechnungen lassen die Annahme zu, dass diese Datenmenge die Größe eines aktuellen Hauptspeichers nicht übersteigt.

So werden für die Mindestdatenmenge des IEC-Verfahrens für eine Windenergieanlage ohne Komprimierung etwa 12 MB des Hauptspeichers bei üblicher Abtastrate von 1 Hz benötigt, mit Komprimierung weniger als 1 MB, zumindest letzteres ist eine selbst für große Windparks vernachlässigbare Größe.

Dennoch soll noch einmal gesondert betrachtet werden, wie sich die Rechenlast und der Speicherverbrauch bei Anwendung eines derartigen Szenarios entwickelt.

Aufbauend auf der bisherigen Umsetzung soll des weiteren untersucht werden, inwieweit sich ein zentraler oder dezentraler Einsatz von Odysseus auf die Skalierbarkeit und die Konsistenz der Berechnungen der Leistungsabgabe des Windparks auswirkt. Aktuelle Offshore-Projekte innerhalb des deutschen Raumes bestehen aus bis zu 80 Anlagen [13].

## 5 Zusammenfassung

Die Leistungsüberwachung von Windenergieanlagen innerhalb eines Windparks ist ein Thema, welches wegen seiner Komplexität und seiner Notwendigkeit zur Abschätzung des Energieertrags für Windparkbetreiber Raum für neue Entwicklungen offen lässt. Aufgrund einiger entscheidender Überschneidungen der Anforderungen an Überwachungssysteme für Windparks und DSMS, stellt die Anwendung in dem Bereich ein mögliches Einsatzgebiet für DSMS dar.

Zur ersten Überprüfung dieser These wurden zwei Leistungsüberwachungsverfahren erfolgreich als Anfragen in einem DSMS realisiert. Sie liefern jeweils Ergebnisse für die Kombination einer einzelnen Anlage und eines Messmastes.

Zukünftig soll überprüft werden, wie sich Rechenlast und Speicherverbrauch innerhalb eines Windparkszenarios entwickeln und ob es Vorteile bringt, das DSMS zentral oder dezentral einzusetzen.

So könnte es in naher Zukunft möglich sein, dass DSMS im Bereich der Überwachung von Windparks eine sinnvolle Alternative oder Ergänzung zu bisherigen SCADA-Systemen bieten.

## Literaturverzeichnis

1. Barthelmie, R.J., Hansen, K., Frandsen, S.T., Rathmann, O., Schepers, J.G., Schlez, W., Phillips, J., Rados, K., Zervos, A., Politis, E.S., Chaviaropoulos, P.K.: Modelling and measuring flow and wind turbine wakes in large wind farms offshore. *Wind Energy* 12(5), 431–444 (2009), <http://dx.doi.org/10.1002/we.348>
2. Barthelmie, R.J., Jensen, L.E.: Evaluation of wind farm efficiency and wind turbine wakes at the Nysted offshore wind farm. *Wind Energy* (2010), <http://dx.doi.org/10.1002/we.408>
3. Erneuerbare Energien in Zahlen (Jun 2010), Herausgeber: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU)
4. Bolles, A., Grawunder, M., Jacobi, J., Nicklas, D., Appelrath, H.J.: Odysseus: Ein Framework für maßgeschneiderte Datenstrommanagementsysteme. In: GI Jahrestagung. pp. 2000–2014 (2009)
5. Gottschall, J., Peinke, J.: How to improve the estimation of power curves for wind turbines. *Environmental Research Letters* 3(1) (Jan 2008)
6. Hansen, K.G., Juhl, A., Giebhardt, J., Pahlke, T., Waldl, H.P., Rebeck, M., Brady, O., Ruffie, R.: Cleverfarm - a superscada system for wind farms. Tech. Rep. R-1444(EN), Risø National Laboratory, Roskilde (2004)
7. Hau, E.: Windkraftanlagen - Grundlagen, Technik, Einsatz, Wirtschaftlichkeit. Springer-Verlag Heidelberg-Berlin, 4 edn. (2008)
8. International Electrotechnical Commission: International Standard IEC 61400-12-1 (Dec 2005)
9. Kabatzke, W.: Vernetzung von Windenergieanlagen als Basis eines modernen Windparkmanagements, pp. 55–66. Springer-Verlag Heidelberg-Berlin (2005)
10. Lange, B., Waldl, H.P., Barthelmie, R., Guerrero, A.G., Heinemann, D.: Modelling of offshore wind turbine wakes with the wind farm program flap. In: Proceeding of the OWEMES 2003 conference (Apr 2003)
11. MEASNET: Power Performance Measurement Procedure, Version 5 (Dec 2009)
12. Zaher, A., Cruden, A., Booth, C., Lietthead, W.: Database management for high resolution condition monitoring of wind turbines. In: Proceedings of the 44th International Universities Power Engineering Conference. University of Strathclyde (September 2009), <http://www.upec2009.org/content/node/107>
13. Zeiler, M., Dahlke, C., Nolte, N.: Offshore-Windparks in der ausschließlichen Wirtschaftszone von Nord- und Ostsee. *promet* 1(31), 71–76 (April 2005), [http://www.bsh.de/de/Meeresnutzung/Wirtschaft/Windparks/Genehmigungsverfahren\\_fuer\\_Offshore-Windparks.pdf](http://www.bsh.de/de/Meeresnutzung/Wirtschaft/Windparks/Genehmigungsverfahren_fuer_Offshore-Windparks.pdf)