

WETI c/o Hochschule Flensburg
Postal Address:
Kanzleistraße 91-93
24943 Flensburg, Germany
Visitors:
Nordstraße 2
24937 Flensburg, Germany
Tel: +49 (0)461 805-1440
+49 (0)461 48161-108
E-mail: arne.gloe@hs-flensburg.de

Inertial Response Controller Design for a Variable Speed Wind Turbine

Final project report

Arne Gloe
Clemens Jauch
Henning Thiesen
Jonas Viebeg

A research project in cooperation with SUZLON Energy Ltd.

SUZLON
POWERING A GREENER TOMORROW

Abstract

This report describes the results of a research project conducted by the Wind Energy Technology Institute of Flensburg University of Applied Sciences in cooperation with the wind turbine manufacturer Suzlon Energy. The project aimed to design an inertial response controller for a variable speed wind turbine, which fulfils future requirements that will be stipulated by transmission system operators. Based on the analysis of publications from transmission system operators the continuous provision of synthetic inertia is identified as a likely future requirement.

The grid frequency of the European Continental Synchronous Area is measured at Flensburg University of Applied Sciences to determine the correlation level between today's rate of change of frequency and the state of the grid in terms of load level and share of inverter connected renewable energy sources. A scenario for a future power plant mix is simulated, which allows to quantify the future state of the grid likewise to today's data. The simulation data and the correlation analysis are used to estimate future rate of change of frequency distributions in the grid of the Regional Group Central Europe. This is an important information for the mechanical load analysis of a wind turbine.

Different technical solutions to fulfil future requirements regarding synthetic inertia are evaluated in terms of technical feasibility and costs with help of a literature study. These options included the installation of energy storage system in a wind turbine or in a wind farm. The results are compared to the provision of synthetic inertia with a wind turbine only, i.e. without installing additional hardware. The effect that such a service has on the energy yield of a wind turbine is estimated for the NREL 5 MW research wind turbine. This analysis uses time traces of the grid frequency measured at Flensburg University of Applied Sciences and focuses on frequency effects visible in today's grid. The analysis of the chosen scenario showed that the effect on the energy yield is negligible.

In addition to the European data, grid frequency measurements from India are analysed. Recurring frequency patterns are identified. Typical time traces of these patterns are used for the development of inertial response controllers. Three different controller approaches are developed and tested in a Matlab / Simulink model that replicates a variable speed wind turbine of the 2 MW class from Suzlon. The simulation showed that the wind turbine is capable of providing synthetic inertia continuously with two of the control approaches.

These two controllers are tested in field tests in an identical Suzlon turbine that is located in North-Western India. The reaction of the turbine to time traces of two typical frequency events are tested at various wind speeds in part load operation. The results of the field tests confirm the simulation results.

Finally, the effect of the provision of synthetic inertia on the mechanical loads is assessed with help of a FLEX 5 model. The results of the load calculations highly depend on the used grid frequency inputs. For the most likely grid frequency time traces the mechanical loads are increased only slightly. Therefore, it

is concluded that the continuous provision of synthetic inertia has only little effect on the levelised cost of energy from comparable variable speed wind turbines.

Zusammenfassung

Ziel des Forschungsprojektes „Bereitstellung von Regelleistung und Systemträchtigkeit mit Windenergieanlagen“ ist die Entwicklung eines Reglers für die Netzfrequenzstützung durch Windenergieanlagen (WEA). Im Laufe des Projektes zeigte sich, dass dabei vor allem die Bereitstellung von synthetischer Trägheit durch WEA von besonderem Interesse ist.

Netzbetreiber verlangen in zunehmenden Maße, dass sich WEA an der Netzfrequenzstützung beteiligen. Basis für die weiteren Untersuchungen im Projekt ist eine Analyse von Veröffentlichungen von Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB), aus denen heutige und geplante Anforderungen hervorgehen. Ein besonderes Augenmerk liegt dabei auf ÜNB, deren Netze verhältnismäßig klein sind, nur über schwache Verbindungen zu anderen Netzen verfügen und eine starke Durchdringung mit Windenergie haben. Diese ÜNB sind heute mit Problemen konfrontiert, die mit zunehmendem Ausbau erneuerbarer Energien auch in größeren Netzen, wie dem zentraleuropäischen Netz, zu erwarten sind. Auf Grundlage der Analyse dieser Veröffentlichungen wird die permanente Bereitstellung synthetischer Trägheit durch WEA als wahrscheinliche zukünftige Anforderung identifiziert. Das bedeutet, dass WEA jederzeit ihre Leistung an die Änderungsgeschwindigkeit der Netzfrequenz (englisch: rate of change of frequency, ROCOF) anpassen müssen, statt nur auf extreme Frequenzereignissen zu reagieren. Die notwendigen Parameter solch einer Anforderung werden benannt und quantifiziert.

Um die wirtschaftlichen und technischen Konsequenzen der permanenten Bereitstellung synthetischer Trägheit beurteilen zu können, ist eine Analyse der Netzfrequenzdaten unerlässlich. Dabei wurden sowohl Daten aus dem zentraleuropäischen als auch aus dem indischen Netz analysiert. Die Daten für das zentraleuropäische Netz wurden direkt an der Hochschule Flensburg gemessen und ausgewertet. Die Netzfrequenz des zentraleuropäischen Netzes ist sehr stabil, der ROCOF ist im Vergleich zu anderen Netzen klein. Trotzdem ist eine Analyse dieses Netzes sehr interessant, da detaillierte Daten über den Zustand des Netzes (angeschlossene Last, Aufteilung des Kraftwerkparcs, etc.) von den ÜNB öffentlich bereitgestellt werden. Diese Daten ermöglichen eine Abschätzung der Trägheit im Netz. Mittels Korrelationsanalyse kann somit der Zusammenhang zwischen den Messdaten des ROCOF und dem Zustand des Netzes ermittelt werden, so dass der ROCOF bei einer höheren Durchdringung des Netzes mit erneuerbaren Energien abgeschätzt werden kann. Für ein 2030er Ausbauszenario der erneuerbaren Energien wird mit Hilfe einer an der Europa-Universität Flensburg entwickelten Simulationssoftware der Zustand des Netzes in den verschiedenen Stunden des Jahres und die Wahrscheinlichkeit des Auftretens verschiedener ROCOFs bestimmt. Diese Daten können als Grundlage für eine Bestimmung der mechanischen Lasten genutzt werden. Zusätzlich wurden Daten der indischen Netzfrequenz analysiert, die von Suzlon in einer Testanlage gemessen worden sind. Wiederkehrende Muster der Netzfrequenz

werden identifiziert, da diese einen besonders hohen Einfluss auf das Verhalten der WEA und die Änderung der mechanischen Lasten haben können. Zudem werden extreme Änderungen der Netzfrequenz kategorisiert und die Häufigkeit des Auftretens dieser Ereignisse bestimmt. Diese Daten sind die Grundlage für die Entwicklung der Regler sowie für die Beurteilung der Auswirkungen auf die mechanischen Lasten der WEA.

Hersteller von WEA haben eine Vielzahl an technischen Möglichkeiten eine gestiegene Anforderung in Bezug auf Netzfrequenzstützung umzusetzen. Ein mögliches Element ist dabei ein zusätzlicher Energiespeicher. Dieser kann in der WEA oder dem Windpark installiert werden. Die weitere Möglichkeit ist die Verwendung der in der Drehbewegung der WEA gespeicherten kinetischen Energie. Für die Option mit zusätzlichem Energiespeicher wird mittels einer Literaturstudie die technische und wirtschaftliche Eignung für die Bereitstellung synthetischer Trägheit bestimmt. Die Wirtschaftlichkeit der externen Speicher wird mit den erwarteten Ertragsverlusten einer WEA verglichen, wenn die kinetische Energie im Rotor für die Bereitstellung synthetischer Trägheit genutzt wird. Die Analyse der Ertragsverluste wird mit der NREL 5 MW Forschungsanlage und mit Frequenzdaten aus dem zentraleuropäischen Netz durchgeführt. Die Ergebnisse zeigen, dass die Ertragsverluste für die gewählten Szenarien minimal sind, so dass ein Verzicht auf zusätzliche Hardware eine kosteneffiziente Lösung zu sein scheint.

Im nächsten Schritt muss ein detailliertes Regelungskonzept entwickelt und mittels Simulationen getestet werden, so dass auch die technische Machbarkeit bewertet werden kann. Das dafür verwendete Simulationsmodell entspricht in großen Teilen dem „First Eigenmode Model of a Wind Turbine“ von Jauch [36]. Dieses Modell wurde in Matlab / Simulink implementiert und die notwendigen Parameter bestimmt, um mit dem Modell das Verhalten einer Suzlon WEA der 2 MW Klasse abzubilden. Die Teilmodelle für die Steuerung der WEA werden direkt von Suzlon bereitgestellt, so dass die Korrektheit der Abbildung der WEA Steuerung, sowie die Kompatibilität mit den Lastsimulationsmodellen von Suzlon gewährleistet bleibt.

Drei unterschiedliche Konzepte für die Bereitstellung synthetischer Trägheit werden entwickelt und mittels Simulation getestet: permanent reagierende Regler mit konstanter und variabler Trägheitskonstante (constant / variable H controller) sowie ein Regler, der mit einer vordefinierten Leistungserhöhung für mehrere Sekunden auf die Entwicklung des ROCOF reagiert (digital inertial response controller, DIC). Solch ein DIC wird heute häufig verwendet, um auf Frequenzereignisse zu reagieren.

Entscheidend für die Validität der Ergebnisse ist die Definition realistischer Szenarien. Die Wahl geeigneter Zeitreihen der Netzfrequenz ist dabei von entscheidender Bedeutung. Diese können auf Basis der Analyse der indischen Netzfrequenz gewählt werden. Zudem wird der sogenannte Referenzfall für das zentraleuropäische Netz als allgemein bekanntes und akzeptiertes Beispiel für ein extremes Frequenzereignis simuliert. Die Reaktion der WEA bei verschiedenen Arbeitspunkten auf diese Zeitreihen der Netzfrequenz zeigt, dass die WEA generell in der Lage ist, synthetische Trägheit bereitzustellen.

Allerdings ist der DIC für eine permanente Bereitstellung synthetischer Trägheit nicht geeignet. Zudem ist die Auswirkung der Frequenzstützung auf die WEA bei allen Regler Konzepten vom Arbeitspunkt der WEA abhängig. Insbesondere kann die Bereitstellung synthetischer Trägheit bei niedrigen Windgeschwindigkeiten, in Extremfällen, zu einer Abschaltung der WEA führen. Um diesen Problemen gerecht zu werden wird der constant H controller zum variable H controller weiterentwickelt. Diese beiden Regler Konzepte werden in Feldtests getestet.

Für die Feldtests wird eine Forschungs-WEA von Suzlon in Nord-West Indien genutzt. Die Regler werden in die Steuerung der Anlage implementiert. Anstelle der aktuell gemessenen Netzfrequenz werden vordefinierte Zeitreihen der Netzfrequenz als Eingangssignal genutzt, um eine Vergleichbarkeit der Testergebnisse und der Simulationsergebnisse zu gewährleisten. Die Windbedingungen in Indien unterliegen starken saisonalen Schwankungen. Die Regler konnten für verschiedene Arbeitspunkte im Teillastbereich der Anlage getestet werden. Die Ergebnisse der Feldtests bestätigen die simulierte Reaktion der WEA auf die Frequenzzeitreihen. Daher kann davon ausgegangen werden, dass die Simulationsergebnisse die Realität in ausreichendem Maße abbilden.

Parallel zu den Feldtests untersucht Suzlon die Auswirkungen der Regelungskonzepte (constant & variable H controller) auf die mechanischen Lasten in einem auf FLEX 5 basierenden Simulationsmodell. Es zeigt sich, dass die Lasten sehr stark von den verwendeten Zeitreihen der Netzfrequenz abhängen. Die getesteten Zeitreihen sind aus der oben erwähnten Analyse der indischen Netzfrequenz abgeleitet. Für realistische Szenarien ergibt sich eine geringe Erhöhung ($< 1,5\%$) der mechanischen Belastung einzelner Komponenten der WEA. Diese Erhöhungen erfordern bei der untersuchten Anlage keine Veränderung der betroffenen Komponenten, so dass durch die neue Funktionalität keine Kostensteigerung entsteht. In Kombination mit den geringen prognostizierten Ertragsverlusten ergibt sich eine vernachlässigbare Auswirkung auf die Stromgestehungskosten. Wenn worst-case Szenarien für Netzfrequenzereignisse angenommen werden, ergibt sich eine Steigerung der Lasten für einzelne Komponenten um bis zu $6,5\%$. Solch eine Steigerung würde ein Re-Design der betroffenen Komponenten notwendig machen. Daher soll in einer zukünftigen Arbeit die Wahrscheinlichkeit für solch ungewöhnlich starke Änderungen der Netzfrequenz näher untersucht werden.

In der Projektlaufzeit ist eine Vielzahl an Veröffentlichungen entstanden. Auf den Wind Integration Workshops 2016 (Wien) und 2017 (Berlin) sind Teile der Projektarbeit vorgestellt und im Tagungsband veröffentlicht worden (siehe References). Eine Veröffentlichung auf dem Wind Integration Workshop 2017 ist im Anschluss der Konferenz von den Teilnehmern unter die 10 besten Konferenzbeiträge gewählt worden. Zudem sind Teilergebnisse des Projektes in der populärwissenschaftlichen Zeitschrift Ingenieurspiegel (Ausgabe 4/2017) publiziert worden.