

Abstract

In dieser Arbeit wurde die Vorhersagegüte von Windenergieprognosen über Europa und Nordafrika anhand der Analysedaten des ECMWF untersucht. Die Analysedaten decken einen Zeitraum von einem Jahr ab und haben eine zeitliche Auflösung von 6h. Der betrachtete Vorhersagehorizont ist 120h (5 Tage). Die Windgeschwindigkeiten an den Gitterpunkten des ECMWF wurden mit der Leistungskurve einer herkömmlichen Windkraftanlage in Leistungen transformiert. Wind- und Leistungsprognose hat man separat untersucht, um den Einfluss der Leistungskurve zu ermitteln. Die Vorhersagegenauigkeit ist für den Onshore- und für den Offshore-Bereich einzeln betrachtet worden. Der Einfluss der Jahreszeiten auf die Prognosegenauigkeit hat man auch untersucht. Zur Verifikation wurden der absolute Fehler (MA) und der relative absolute Fehler (rMA) verwendet.

Es stellte sich heraus, dass der MA für den Offshore-Bereich höher ist als der MA des Onshore-Bereichs; das konnte man für die Wind- und Leistungsprognose beobachten. Der rMA des Offshore-Bereich ist für die Leistungsprognose geringer als der rMA des Onshore-Bereichs. Für die 24h-Windprognose beobachtet man auffallend hohe MAs für die Offshore-Bereich in der Nähe von Gebirgen. Für die 48h-Wind- und Leistungsprognose stellte man hohe MAs in Nordafrika und Nordeuropa fest. Die Jahreszeiten beeinflussen die Wind- und Leistungsprognose. Am deutlichsten ist der Einfluss der Jahreszeiten für die Leistungsprognose des Offshore-Bereich: Der MA nimmt im Winter linear zu, im Sommer ist die Prognosegenauigkeit abhängig von der Tageszeit. Im Onshore-Bereich findet man dagegen auch im Winter eine von der Tageszeit abhängige Prognosegenauigkeit. Durch die Schwankung der Prognosegenauigkeit während eines Tages werden vor allem im Sommer und im Frühling die maximalen MAs oft für 108h-Prognose oder 114h-Prognose erreicht — und nicht für die 120h-Prognose, wie man erwarten würde.