

# Analyse der Variabilität der Windenergieerzeugung über Europa

Maximilian Fattinger\*, Gerhard Totschnig, Hans Auer

Energy Economics Group, Technische Universität Wien  
Gußhausstrasse 27-29/373-2, 1040 Wien  
E-Mail: max\_fattinger@gmx.at

## 1 Kurzfassung

In dieser Arbeit werden mit den Reanalyse-Wetterdaten des mesoskaligen numerischen Wettermodells ALADIN für die Jahre 2002-2008 Analysen des Zusammenhangs der Windgeschwindigkeiten und der erzeugten Windenergie in Europa durchgeführt. Dazu wird zuerst eine Validierung/Korrektur der Daten durchgeführt und anschließend werden diese verwendet, um insbesondere die Reduktion der zeitlichen Variabilität der Windenergieerzeugung durch großräumigere Betrachtung zu untersuchen. Die Arbeit wurde im Rahmen des Klima und Energiefonds NE2020 Forschungsprojektes AutRES100 durchgeführt.

Für die Validierung der ALADIN-Windgeschwindigkeiten werden reale Windmessdaten einiger europäischer Standorte herangezogen.

Für die Untersuchung der zeitlichen Variabilität der Windenergie in Europa wird die Leistungskennlinie eines 3MW Windrades auf alle ALADIN-Gitterpunkte angewendet. Es werden einerseits die Daten eines Windparkstandorts in Norddeutschland und das räumliche Mittel über Deutschland sowie Europa miteinander verglichen.

Die Analysen zeigen zum einen, dass die Windgeschwindigkeiten wie auch die daraus erzeugte Energie regional stark positiv korreliert sind, sich jedoch auch negative Korrelationen zwischen der Windenergieerzeugung in Südeuropa und jener in Nordeuropa ergeben. Ebenso zeigt sich, dass die zeitliche Variabilität durch eine gesamteuropäische Betrachtung der Windenergieerzeugung im Vergleich zu einzelnen Standorten deutlich senken lässt, während die mittlere deutsche Windenergieerzeugung ähnlich volatil ist wie die eines norddeutschen Standortes. Weiters wird auch die erhöhte Stabilität der Windenergieerzeugung im Wochen- und Monatsmittel für verschiedene Regionen diskutiert. Konsequenzen für ein zukünftiges Stromsystem mit hohem Erneuerbaren Anteil in Europa werden diskutiert.

**Keywords:** Windenergieerzeugung, Variabilität, Europa, simulierte Daten

## 2 Daten

Für die Analysen wurden Reanalyse-Wetterdaten des mesoskaligen numerischen Wettermodells ALADIN verwendet. Bei der Berechnung der ALADIN-Daten wurden die Reanalyse-Daten des ERA-Interim Projekts, das das globale Wetter seit 1979 mit einer

zeitlichen Auflösung von 6 Stunden und einer räumlichen Auflösung von rund 80km nachrechnet, verwendet. ALADIN selbst hat eine zeitliche Auflösung von einer Stunde, wobei das Modell alle sechs Stunden mit den ERA-Interim Daten reinitialisiert wird und umfasst 144990 Gitterpunkte mit einem Abstand von etwa 10km. In die Analysen flossen Daten aus den Jahren 2002 bis 2009 ein.

## **2.1 Korrektur der Daten**

Aufgrund der Reinitialisierung des Modells alle sechs Stunden kommt es beim Übergang vom alten zum neuen Simulationslauf regelmäßig zu Sprüngen in den Winddaten. Es wurden zahlreiche Methoden zur Korrektur dieser 6-Stunden-Sprünge getestet, die diese einerseits wirksam zu reduzieren vermögen ohne dabei Charakteristika der Daten wie etwa mittlere Tagesverläufe zu stark zu beeinflussen und die andererseits nicht zu rechenaufwendig sind, da dies bei dem Datenumfang schnell zu Problemen führen kann. Zur Überprüfung der Korrektur standen Windmesswerte einiger europäischer Windparks und Forschungsstationen zur Verfügung.

Als geeignete Methode hat sich dabei erwiesen, in einem ersten Schritt eine Glättung der Zeitreihen, die Basislinie, zu berechnen, wobei dazu ein gleitendes Mittel verwendet wurde. Im zweiten Schritt wird ein gewichtetes Mittel der Abweichung zwischen der Basislinie und den ALADIN-Daten über den betrachteten Zeitpunkt sowie einige 6-Stunden-Schritte davor und danach berechnet, um das die ALADIN-Daten dann korrigiert werden. Wenn beispielsweise ein Zeitpunkt betrachtet wird, der in der fünften Stunde eines Simulationslaufs berechnet wurde, dann wird für alle anderen Zeitpunkte, die in einem vorgegebenen symmetrischen Zeitfenster um diesen Zeitpunkt liegen und ebenfalls in der fünften Stunde eines Simulationslaufs bestimmt wurden, die Abweichung zwischen den ALADIN-Windgeschwindigkeiten und der Basislinie errechnet. Dadurch soll erreicht werden, dass Stunden des Simulationslaufs, die regelmäßig unterhalb bzw. oberhalb der Basislinie liegen, nach oben bzw. unten korrigiert werden. Als Kriterien zur Auswahl der Korrekturparameter wurde einerseits der mittlere Zuwachs der Windgeschwindigkeit von der ersten zur sechsten Simulationsstunde und andererseits die mittlere quadratische Abweichung von den entsprechenden Messdaten herangezogen. Es hat sich letztlich eine Anpassung als am Besten erwiesen, die als Hochpassfilter bezeichnet werden kann. Dadurch wird zwar die Variabilität auf Stundenebene stark reduziert, Anteile der Daten mit niedriger Frequenz, ab etwa 12 Stunden, bleiben davon aber weitgehend unberührt.

## **2.2 Validierung der Daten**

Um festzustellen, inwiefern die ALADIN-Daten für die Untersuchung der zeitlichen Variabilität der Windgeschwindigkeiten und vielmehr der Windenergieerzeugung geeignet und aussagefähig sind, wurden vorab einige Analysen für ausgewählte Gitterpunkte durchgeführt, für die Messdaten von nahe liegenden Standorten vorlagen. Dabei hat sich gezeigt, dass Mittelwerte der ALADIN-Daten, die über 24 Stunden oder mehr gebildet werden, sehr gut mit den Messdaten übereinstimmen. Bei kurzfristige Analysen, wie etwa jenen von Stunden- oder Höhengradienten, ist allerdings zu beachten, dass, wie bereits erwähnt, die Variabilität in diesem Frequenzbereich in den ALADIN-Daten, vor allem nach der Anpassung, zu niedrig ist. Ansonsten können zweifelsfrei nützliche Aussagen über die

Zusammenhänge der Windgeschwindigkeiten und der Windenergieerzeugung in Europa anhand der Daten getroffen werden.

### 3 Resultate

Die Frage ist, ob bzw. in welchem Ausmaß durch die gemeinsame Betrachtung der Windparks ganz Europas oder zumindest großer Teilregionen das Problem der zeitlich stark schwankenden Windenergieerzeugung abgeschwächt werden kann, d.h. ob die zeitliche Variabilität durch großräumigere Betrachtung reduziert werden kann. Hierfür ist es natürlich von Vorteil, dass Wind auch räumlich sehr variabel ist. Um die Variabilität der Windenergieerzeugung zu untersuchen, müssen zuerst die vorhandenen Winddaten in Leistungen von Windrädern umgerechnet werden. Als Vereinfachung wurde angenommen, dass an jedem Gitterpunkt ein 3MW Windrad aufgestellt wurde, d.h. es wurde die Leistungskennlinie eines Windrads, die in Abbildung 1 dargestellt ist, auf alle ALADIN-Gitterpunkte angewendet.

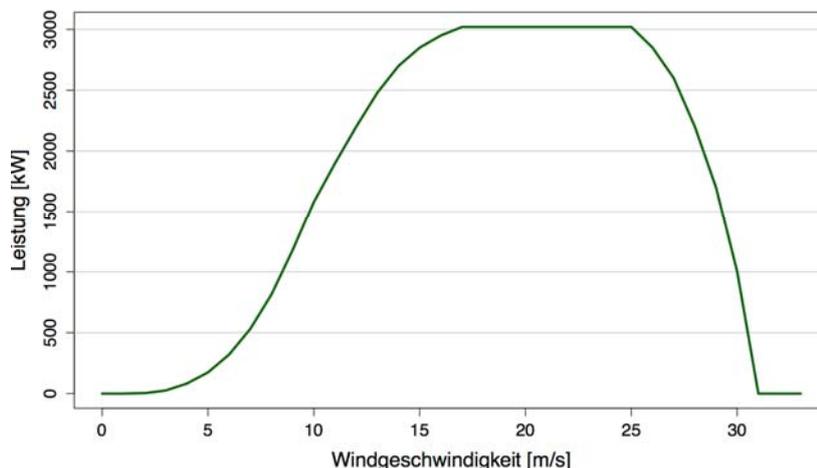
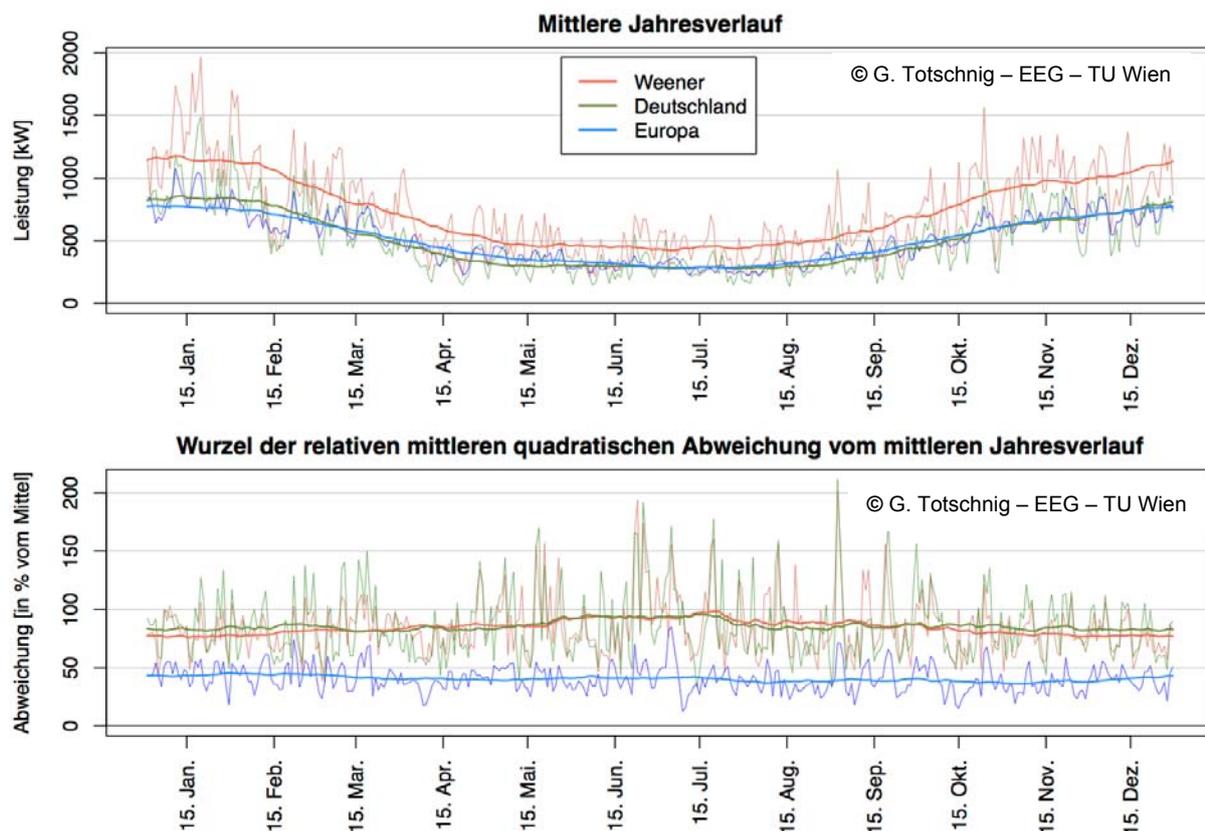


Abbildung 1: Leistungskennlinie des verwendeten 3-MW Windrads mit Sturmregelung

#### 3.1 Vergleich der Windenergieerzeugung in Weener, Deutschland und Europa

Um einen ersten Eindruck der Auswirkungen von räumlicher Mittelung zu bekommen, wurde die generierte Leistung am Standort eines nordwestdeutschen Windparks, Weener, mit der durchschnittlichen Leistung von Deutschland und von Europa (Kontinentaleuropa, Großbritannien und Irland) verglichen. In den deutschen und europäischen Mittelwert flossen dabei nur die Daten jene Gitterpunkt ein, an denen unter Verwendung der Leistungskennlinie des 3-MW Windrads zumindest 1000 Volllaststunden errechnet wurden. Als erstes wurde der mittlere Jahresverlauf auf Tagesebene und die Abweichungen davon untersucht. Um den mittleren Jahresverlauf zu bestimmen, wurden die alle Beobachtungen eines Tages, beispielsweise des 1. Jänners, über die Jahre 2002 bis 2009 gemittelt und dann durch ein gleitendes Mittel mit einem Fenster von 2 Monaten geglättet. Die Beobachtungen am 29. Februar blieben dabei unberücksichtigt. Die mittleren Jahresverläufe von Weener sowie dem deutschen und europäischen Mittel sind in der oberen Grafik von Abbildung 2 zu sehen. Man erkennt, dass bei allen drei Zeitserien die Werte im Sommer weit unter jenen im Winter

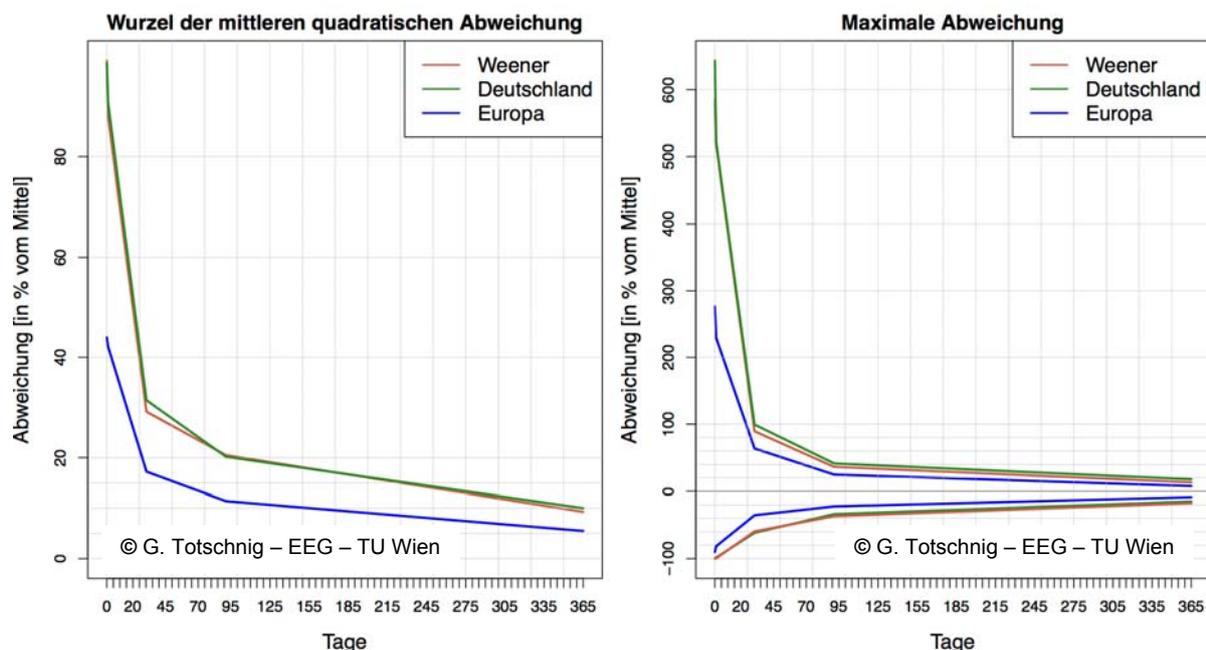
liegen. Aus diesem Grund wurde als Maß für die Variabilität nicht wie gewöhnlich die Standardabweichung gewählt, die nur die Abweichung vom (ganzjährigen) Mittelwert misst, sondern die Wurzel aus der mittleren quadratischen Abweichung vom mittleren Jahresverlauf. Diese ist für die Tagesmittelwerte relativ zum mittleren Jahresverlauf in der unteren Grafik in Abbildung 2 dargestellt. Dabei sind die stärkeren Linie wiederum das gleitende Mittel mit einem Fenster von zwei Monaten über die relativen mittleren quadratischen Abweichungen.



**Abbildung 2: Mittlerer Jahresverlauf der erzeugten Leistung und Wurzel der mittleren quadratischen Abweichung von dieser in Weener, Deutschland und Europa**

Auffallend ist bei dieser Abbildung vor allem, dass die Variabilität der erzeugten Leistung des deutschen Mittels mit Werten zwischen 80% und 95% in etwa gleich hoch ist wie jene in Weener, während die zeitliche Variabilität durch Betrachtung des europäischen Mittels klar gesenkt werden kann und nur zwischen 36% und 46% liegt. Weiters ist die Variabilität in den Sommermonaten in Weener und Deutschland höher als im Winter, in Europa hingegen im Jahresverlauf mehr oder weniger konstant.

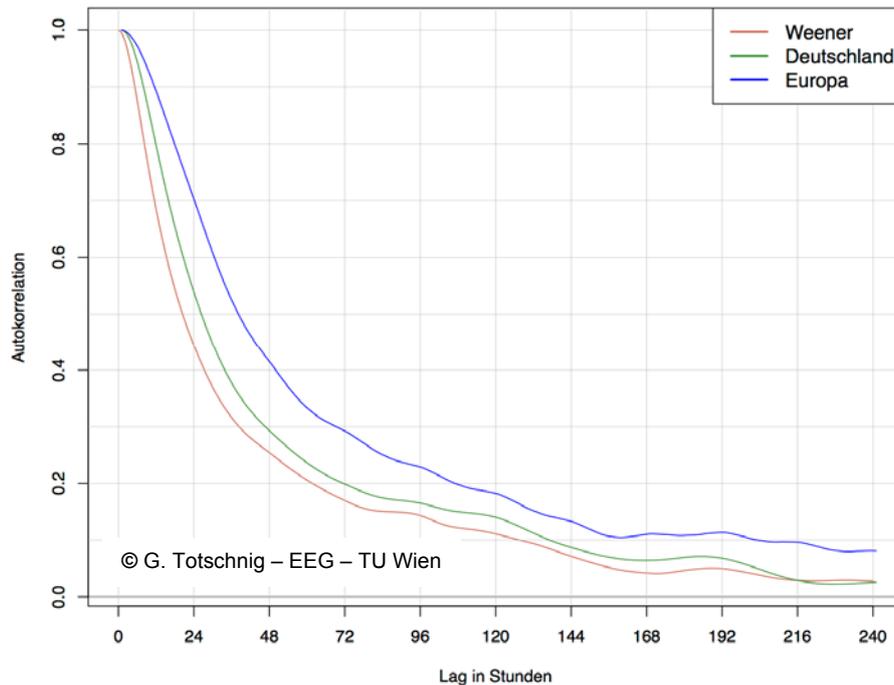
Des Weiteren wurde die relative Abweichung der Windenergieerzeugung vom mittleren Jahresverlauf über verschiedene Zeithorizonte betrachtet. Dafür wurden die mittleren Jahresverläufe auf Stunden-, Tages-, Monats-, Dreimonats- und Jahresebene berechnet, wobei der mittleren Jahresverlauf auf Stundenebene analog zur Tagesebene mit einem gleitenden Mittel über 2 Monate großzügig geglättet wurde. Als Maß für die Abweichung davon wurde einerseits die Wurzel der relativen mittleren quadratischen Abweichung und andererseits die maximale relative Abweichung gewählt und in Abbildung 3 dargestellt.



**Abbildung 3: Variabilität Windleistung im Vergleich zum durchschnittlichen saisonalen Wert.** Dargestellt sind die mittlere(links) und maximale(rechts) Abweichungen der stündlich, täglich, monatlich, 3 monatlich und jährlich gemittelten Windleistungsdaten vom durchschnittlichen saisonalen Wert für Weener, Deutschland und Europa.

Es zeigt sich wiederum ein sehr ähnliches Bild wie in Abbildung 2. Durch die räumliche Mittelung über Deutschland kann die zeitliche Variabilität der generierten Leistung im Vergleich zu Weener nicht reduziert werden. Das europäische Mittel streut jedoch weit weniger und Abweichungen vom mittleren Jahresverlauf liegen wiederum über alle Zeithorizonte nur etwa halb so hoch wie in Weener und Deutschland. Besonders interessant ist die rechte Grafik der Abbildung. Die maximale Abweichung nach unten zeigt nämlich implizit die gesicherte Leistung im jeweiligen Zeitraum. Diese ist eine wichtige Kenngröße für die Planbarkeit der Windenergieproduktion. In Europa beträgt etwa diese maximale Abweichung nach unten auf Monatsebene bloß 32%, was gleichbedeutend mit einer gesicherten Leistung von 68% der mittleren Leistung ist. Auf Monatsebene sind zum Vergleich in Weener und im deutschen Mittel nur rund 40% der mittleren Leistung gesichert.

Für die Prognosefähigkeit der Windenergieerzeugung ist auch von Bedeutung, wie stark die produzierte Leistung mit der produzierten Leistung der vergangenen Stunden und Tage in Zusammenhang steht. Um dies festzustellen, wurden die Autokorrelationsfunktionen der drei Zeitreihen betrachtet. Für deren Berechnung wurden zuerst die Zeitreihen durch Subtraktion des mittleren Jahresverlaufs von ihren saisonalen Schwankungen befreit. Man sieht, dass die Kurven nur recht langsam abfallen, wobei das europäische Mittel die höchsten Autokorrelationen aufweist. In Weener fällt die Autokorrelation erst ab einem Lag von einem knappen Tag unter 50%, in Europa liegt die Korrelation bei einem Lag von einem Tag sogar noch bei 70%. Dies zeigt wiederum, dass bei gesamteuropäischer Betrachtung der Windenergieproduktion eine bessere Vorhersagbarkeit gegeben ist und damit auch die Planung des Stromerzeugungsvolumens vereinfacht wird. Für alle Zeitreihen gilt, dass die Autokorrelation erst bei einem Lag von über fünf Tagen unter 10% fällt.



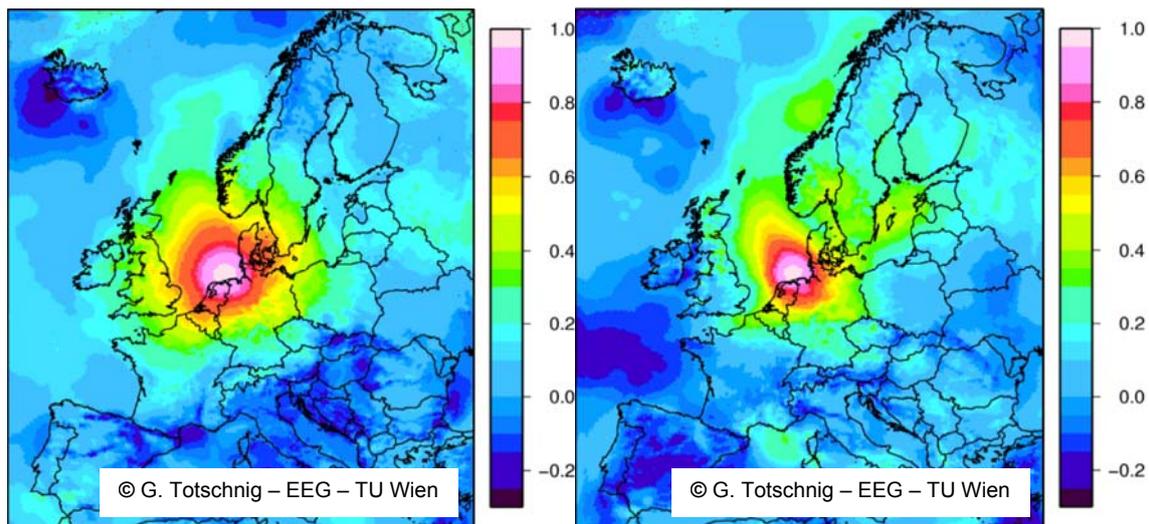
**Abbildung 4: Autokorrelationsfunktion der berechneten Leistung in Weener sowie im deutschen und europäischen Mittel.**

Insgesamt legt das also zumindest für Deutschland nahe, dass es für die Senkung der zeitlichen Variabilität der Windenergieerzeugung nicht ausreichend ist, die gesamte regionale Leistung, etwa einzelner Länder, zu betrachten, sondern dass es vielmehr sinnvoll wäre, die Analyse größere Gebiete in die Windparkplanung einfließen zu lassen.

### 3.2 Korrelation der Windenergieerzeugung in Europa

Um diese Vermutung zu überprüfen, wurden Korrelationen der stündlichen Leistungen in Europa berechnet. In Abbildung 5 sind die Korrelationen zwischen den berechneten Leistungen der einzelnen ALADIN-Gitterpunkten und jener des Standorts der Forschungsplattform FINO1 in der Nordsee im Winter 2008/09 und im Sommer 2009 dargestellt. Der Standort FINO1 wurde aufgrund seiner Lage in der Nordsee gewählt, die in Europa eine große Bedeutung für die Windenergieerzeugung hat.

Wie erwartet ist die Korrelation der Leistungen in der Nähe von FINO1 besonders hoch. In den Sommermonaten entspricht dieser Bereich in etwa einer Ellipse, deren Hauptachse von Nordwest nach Südost geht. Im Winter ist der Bereich hoher Korrelation eher kreisförmig. Anscheinend gibt es in dieser Jahreszeit keine so klare Richtung, aus der das Wetter und demnach auch der Wind zumeist kommt. Weiters ist die Region, in der die Korrelation zumindest 60% beträgt und daher in Rot- und Rosatönen dargestellt ist, in den Wintermonaten größer als im Sommer. Im Sommer fällt die positive Korrelation der Leistung zwischen dem Referenzstandort und der Atlantikküste Norwegens, der Ostsee und Südschweden auf. Dafür sind in dieser Zeit vor allem Zentralspanien und die Ägäis negativ mit dem Standort FINO1 korreliert, während im Winter einige Regionen Südeuropas sowie die Südküste Islands negativ mit dem Referenzstandort korrelieren.



**Abbildung 5: Korrelation der berechneten stündlichen Leistung in Europa mit der Leistung am Standort FINO1 in der Nordsee im Winter 2008/09 (links) sowie im Sommer 2009 (rechts).**

Insbesondere ist sowohl im Winter als auch im Sommer die nördliche Hälfte Deutschlands deutlich positiv mit der erzeugten Leistung in der Nordsee korreliert. Da dies der Teil Deutschlands ist, in dem die höchsten Windgeschwindigkeiten und demnach auch die höchsten Leistungen beobachtet werden können, erklärt diese hohe Korrelation, warum die zeitliche Variabilität im deutschen Mittel nicht unter jener von Weener liegt.

Die selbe Analyse wurde auch für den Referenzstandort Parndorf durchgeführt. Auch hier hat sich gezeigt, dass die berechnete Leistung im Großteil Mitteleuropas und im Sommer auch im Adria-Raum deutlich positiv mit jener im Osten Österreichs korreliert.

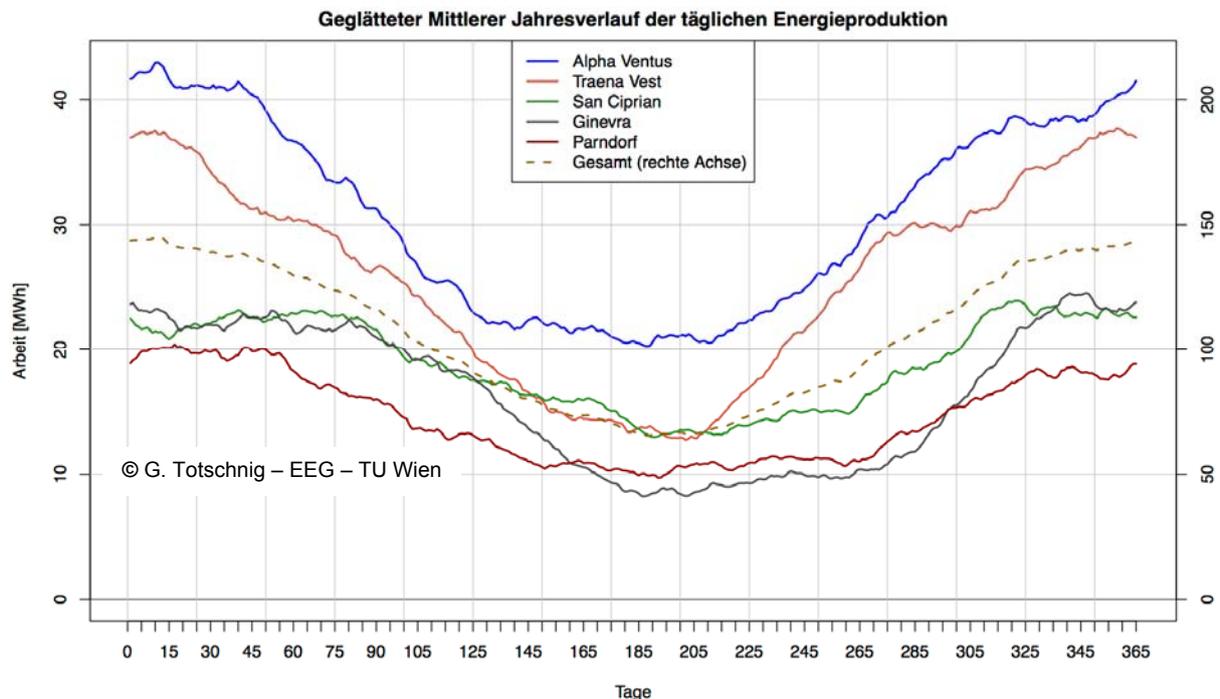
### 3.3 Untersuchung der Variabilität anhand von fünf europäischen Windparks



Schließlich wurde die Variabilität der Windenergieerzeugung an verschiedenen Standorten Europas miteinander sowie mit der Variabilität der gesamten Energieerzeugung verglichen. Dafür wurden fünf Standorte gewählt, an denen bereits ein Windpark in Betrieb bzw. der Bau eines solchen in Planung ist. Es wurde dabei darauf geachtet, dass die Windparks einerseits weit gestreut situiert sind und andererseits in Regionen liegen, die für die jeweilige Länder für die Windenergieerzeugung von Relevanz sind. Diese sind Alpha Ventus in der Nordsee, Træna Vest in Norwegen, San Ciprian in Spanien, Ginevra vor Sizilien und Parndorf in Österreich

(siehe Abbildung). In Abbildung 6 sind wiederum die mittleren Jahresverläufe der berechneten täglichen Windenergieerzeugung an den fünf Standorten sowie der Summe dieser Leistungen zu sehen. Man erkennt, dass bei allen Standorten im Sommer deutlich weniger Energie produziert werden kann als im Winter, wobei die saisonalen Schwankungen

in Træna Vest und in Ginevra mit einem Zuwachs von rund 200% vom Sommer zum Winter besonders stark ausgeprägt sind.



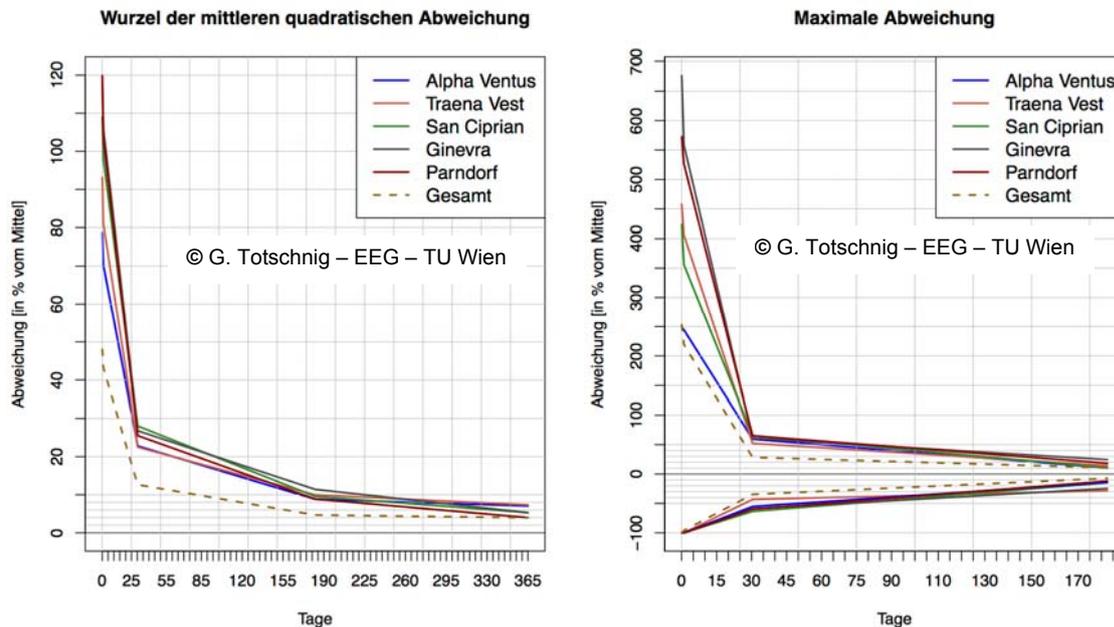
**Abbildung 6: Mittlere Jahresverläufe der berechneten täglichen Windenergieerzeugung an den fünf Standorten sowie der Summe, wobei sich die rechte Achse auf die letztgenannte Zeitreihe bezieht.**

Um die Variabilität der berechneten Leistung der einzelnen Standorte miteinander und vor allem mit deren Summe zu vergleichen, wurde wie zuvor die Wurzel der mittleren quadratischen Abweichung sowie die maximalen Abweichungen vom mittleren Jahresverlauf über verschiedene Zeiträume in Prozent des mittleren Jahresverlaufs betrachtet. Als Zeithorizonte werden dafür die Stunden-, Tages-, Monats-, Halbjahres- und Jahresebene gewählt, wobei die Halbjahre jeweils von Jänner bis Juni bzw. von Juli bis Dezember reichen.

Diese Abweichungen sind in Abbildung 7 dargestellt. Man sieht in beiden Grafiken, dass durch die gemeinsame Betrachtung der fünf Standorte die Variabilität klar reduziert werden kann. So liegt die maximale Abweichung nach oben der Summe der Leistungen auf Tagesebene bei rund 220% und auf Monatebene nur noch bei rund 28%, während beim Standort Ginevra, bei dem vor allem kurzfristig die stärkste Variabilität zu beobachten ist, diese Werte bei knapp 560% bzw. 61% liegen. Diese sehr hohen Abweichungen können durch die grundsätzlich sehr schwachen Winde an diesem Standort im Sommer gepaart mit einigen zumeist kurzen Perioden mit relativ starken Wind erklärt werden.

Wie schon beim Vergleich von Weener, Deutschland und Europa kann nun auch die gesicherte Leistung für verschiedene Zeiträume betrachtet werden. Man erkennt, dass auf täglicher Ebene bei keinem der Standorte Leistung gesichert ist, d.h. dass es durchaus Tage geben kann, an denen die Windräder still stehen. Bei gemeinsamer Betrachtung aller fünf Windparks sind immerhin etwas über 4% der mittleren Leistung gesichert. Auf Monatebene können bei den Windparks rund 40% der mittleren Leistung als gesichert angesehen

werden, bei Træna Vest sogar fast 57%. Aber auch hier sieht man, dass sich die zeitliche Variabilität räumlich zumindest teilweise ausgleicht, denn immerhin rund 65% der Gesamtleistung der fünf Standorte sind auf monatlicher Ebene gesichert.



**Abbildung 7: Wurzel der relativen mittleren quadratischen Abweichung sowie die maximalen Abweichungen der berechneten Leistung vom mittleren Jahresverlauf.**

Das wichtigste Ergebnis ist ganz klar, dass durch großräumige Betrachtung von Wind sowie der daraus erzeugten Energie die relative Variabilität klar gesenkt werden kann. So liegt etw die Wurzel der relativen mittleren quadratischen Abweichung sowie die maximalen Abweichungen vom Jahresverlauf in Europa nur halb so hoch wie am Standort Weener. Diese geringere Variabilität wirkt sich vor allem auf die Planbarkeit der Windenergieproduktion aus, was man sowohl an der höheren gesicherten Leistung als auch an der höheren Autokorrelation der Leistungszeitreihe sehen konnte. Allerdings zeigt sich dieser Effekt erst, wenn das betrachtete Gebiet hinreichend groß ist. So wurde gezeigt, dass die Variabilität des deutschen Mittels vergleichbar mit jener eines einzelnen norddeutschen Standorts ist. Der Grund hierfür liegt an der starken Korrelation der generierten Leistung an einem Standort mit dem umliegenden Gebiet. Dabei kann das Gebiet, in dem die Korrelation zu einem Referenzstandort größer als 60% ist, durchaus die Größe Deutschlands annehmen.

Die Reduktion der zeitlichen Variabilität ergab sich aber nicht nur bei Mitteilung über alle Gitterpunkte Europas. Auch bei der Betrachtung von bloß fünf Windparks hat sich gezeigt, dass die Summe der generierten Leistungen relativ zum Mittel weit weniger schwankt. Es ist davon auszugehen, dass dieser Effekt noch verstärkt wird, wenn die Anzahl der betrachteten Windparks ansteigt. Diese Analyse wäre vor allem interessant, wenn reale Daten von einer Vielzahl von Windkraftanlagen in Europa einfließen würden.