Entwicklung der Windkraftnutzung im Inntal

Strom, Wärmeerzeugung, Speicher Thomas HOFER BA¹⁽¹⁾, Prof. (FH) Dr.-Ing. Wolfgang WOYKE⁽¹⁾, Prof. Dr.-Ing. F. BUTTINGER⁽²⁾, Johannes BINSTEINER BA⁽²⁾ FH Kufstein Tirol⁽¹⁾, TH Rosenheim⁽²⁾

<u>Kurzfassung:</u>

Motivation und zentrale Fragestellung

Die Windenergie hat in den Alpen und speziell in Tirol aus diversen Gründen noch keinen Einzug gefunden. Aufgrund der eingeschränkten Ressourcenlage wird sie auch nicht den Ausbaugrad erreichen wie in windreichen Regionen, aber einzelne windreiche Standorte können durchaus identifiziert werden. Dafür ist eine örtliche Eingrenzung erforderlich und die Besonderheit der Ressourcenlage muss untersucht und nachgewiesen werden. Da das erschließbare Potenzial nur sehr beschränkt ist, ist das Interesse kommerzieller Windparkerschließung nur gering. Es gilt, kostengünstige Untersuchungsmethoden einzusetzen und zu kombinieren. In vorhergehenden Arbeiten [1] wurde auf Basis von meteorologischen Simulationen und Anemometermessungen ein Potenzial nahe der Ortschaft Erl (Tirol) nachgewiesen. In diesem durch Interreg Österreich- Bayern geförderten Projekt stellt sich die Frage inwieweit durch den kurzzeitigen Einsatz eines LiDAR Systems die Qualität der Standortbewertung wesentlich verbessert werden kann.

Methodische Vorgangsweise

Die Langzeituntersuchungen mit sehr kostengünstigen Anemometern erstrecken sich über einen Zeitraum eines Jahren auf einem empirisch plausiblen Standort mit hohen Windgeschwindigkeiten.

Am selben Standort, sowie an einem 1,8 km entfernten Standort, konnte ein kostenintensives Lidar (eng. Light detection and ranging) Messgerät über einen Zeitraum von jeweils einem Monat eingesetzt werden, um die Langzeitmessungen zu validieren und in geeignete Höhen bis 200 m zu erweitern. Die Daten werden bei den Anemometermessungen als minütliche Mittelwerte erfasst, die Lidar Messung erfasst die Daten im Sekundentakt und bildet daraus zehn Minuten Mittelwerte. Die Datenauswertung und Analyse erfolgten in der Programmiersprache Python, welche über zahlreiche statistische und mathematische Tools verfügt. Dadurch können auch schleichende Fehler identifiziert und eingegrenzt werden. Neben Daten der Windgeschwindigkeit in elf unterschiedlichen Höhen, von 40m bis 200m, liefert das Lidar-System auch Daten für Windrichtung, Luftdruck, relative Luftfeuchtigkeit und Temperatur. Auf Basis dieser Daten werden Häufigkeitsverteilungen und Windrosen der auftretenden Windgeschwindigkeiten und Windrichtungen, typische Tages-, Saison- und Jahresverläufe ermittelt.

Für die Abschätzung des Ertragspotentials wird die Leistungskurve einer Windkraftanlage mittlerer Größe mit den gemessenen Windgeschwindigkeiten verrechnet und in geordneten Jahresdauerlinien dargestellt. Die Untersuchungsergebnisse sind durch die ortsnahe, jedoch zeitlich differenzierte, Messung auf der unmittelbar angrenzenden bayrischen Gemeinde Nußdorf bestätigt worden.

¹Jungautor: Andreas Hofer-Straße 7, 6330 Kufstein, +43 5372 71819 231, <u>Thomas.Hofer@fh-kufstein.ac.at</u>, <u>https://www.fh-kufstein.ac.at/ueber-uns/mitarbeiterinnen/Hofer-Thomas</u>

Ergebnisse und Schlussfolgerungen

Eine Gegenüberstellung der beiden Untersuchungsjahre zeigte einen systematischen Messfehler der Anemometermessungen im zweiten Jahr, welcher durch Vergleiche der Daten des ersten Jahres eingegrenzt werden konnte. Die Auswertung der Messdaten bestätigte das sich tageszyklisch wiederholende Windaufkommen, welches stark von Berg- und Talwinden und dessen Einflussfaktoren bestimmt wird. Die Leistungsdichte des Windes in 40 Metern Höhe liegt in einem für die Stromproduktion nutzbaren Bereich von 190 bis 350 [W/m²]. Unter Berücksichtigung einer für den alpinen Raum geeigneten Windkraftanlage mit einer Leistung von 250 Kilowatt ist eine Auslastung von bis zu 3.300 Volllaststunden pro Jahr mit einer Jahresarbeit von 825 Megawattstunden möglich.

Für die Entwicklung der Windkraftnutzung im deutsch-österreichischen Grenzraum des Inntals wird auf Basis dieser Untersuchungen und in Kooperation mit der TH Rosenheim nun an einer kostengünstigen Vermessung vielversprechender Standorte in diesem Gebiet und einer angepassten Auslegung eines geeigneten Windparks geforscht.

Keywords: Wind, Tirol, Inntal, Renewables

1 Ausgangssituation

Im folgendem Kapitel wird auf die bisherige entwicklung der Windenergie in Österreich und Tirole eingegangen. Es werden die in Tirol bekannten Standorte für Windkraftanlagen erläutert sowie auf die Problematik welche diese aufweisen eingegangen. Anschließend wird das untersuchte Gebiet und die entstehung des Windes an diesem Standort aufgezeit. Zum Schluss des Kapitels wird eine für den Standort geeignete Windkraftanlage vorgestellt.

1.1 ÖSTERREICH

In Österreich sind mit Stand Februar 2021 1.307 Windkraftanlagen mit einer Gesamtleistung von insgesamt 3.120 MW installiert. Die jährliche Stromproduktion von rund 7.000 TWh deckt ca. 11 % des Strombedarfs in Österreich. Über 98 % der Stromproduktion aus Windkraft findet in drei Bundesländer in Österreich statt, dies ist in **Fehler! Verweisquelle konnte nicht g** efunden werden. dargestellt. In den drei Bundesländern Tirol, Salzburg und Vorarlberg sind bisher lediglich Kleinwindkraftanlagen installiert.²

Niederösterreich	1699,5 MW (54,47 %)	Oberösterreich	47,3 MW (1,51 %)
Burgenland	1103,7 MW (35,37 %)	Wien	7,4 MW (0,23 %)
Steiermark	261,2 MW (8,37 %)	Kärnten	1,3 MW (0,04 %)

 Table 1: installierte Leistung nach Bundesland
 (Quelle: In Anlehnung an IG Windkraft)

Die Verteilung von installierten Windkraftanlagen in Österreich ist neben rechtlichen und politischen Faktoren vor allem auf die Topografie Österreichs und die dadurch vorherrschende Windsituation zurückzuführen. Der Osten Österreichs ist geprägt von Flach- und Alpenvorland, wohingegen im Westen des Landes die Alpen und Täler vorherrschen. Die mittleren Jahreswindgeschwindigkeiten in Österreich variieren stark, wie in Abbildung 1 ersichtlich ist. Die Abbildung zeigt den von der Energiewerkstatt entwickelten Windatlas für Österreich. Dargestellt sind die mittleren Jahreswindgeschwindigkeiten in einer Höhe von 100 m über Grund mit einer Auflösung von 100x100 m.³ Zu erkennen ist, dass der Osten des Landes mehr Flächen mit Jahreswindgeschwindigkeiten größer 5,5 m/s aufweist als der Westen des Landes. Standorte mit einer durchschnittlichen Jahreswindgeschwindigkeit über 5,5 m/s gelten als bevorzugte Standorte für Windkraftanlagen.

² vgl. IG Windkraft (2018, S. 3–4).

³ vgl. Energiewerkstatt (2014, S. 6).





1.2 TIROL

In Tirol liegen Standorte mit ausreichenden Windgschwidngikeiten überwiegend auf Seehöhen über 1800 m an Kamm und Kuppen Stellen. Hierbei stehen von den insgesamt 12.650 km² der Tiroler Landesfläche theoretisch 22 % der Fläche (2.520 km²) als Nutzfläche für die Windenergie zu Verfügung. Aufgrund baulicher und wirtschaftlicher Restriktionen scheiden Flächen mit einer Hangneigung über 35 % und einer durchschnittlichen Jahreswindgeschwindigkeit unter 5,5 m/s in 100 m über Grund für die Windkraftnutzung aus. Nach Abzug dieser Flächen verbleiben in Tirol 2,4 % der gesamten Landesfläche, dies entspricht 300 km² nutzbarer Fläche für Windkraftanlagen. Die potenziell zur Verfügung stehenden 2,4 % der Landesfläche weisen ein theoretisches Potential von rund 10 TWh/a auf. Technisch und wirtschaftlich nutzbar von diesen 10 TWh sind 200- 300 GWh/a. Dies entsprich ca. 4,5 % des Tiroler Strombedarfs von 5.293 GWh.⁴ Bei einer Volllaststundenanzahl von 1000- 1500 Stunden im Jahr entspricht dies 100- 150 MW an installierter Leistung. Aufgrund von baulichen Maßnahmen und der fehlenden Infrastruktur in Tiroler Berglagen gelten Anlagen bis zu 2 MW für den alpinen Raum als baulich durchführbar. Demnach sind mindestens 50-75 Windkraftanlagen erforderlich, um das bisher bekannte Windpotential in Tirol zu nutzen. In Tirol liegen 75 % des Windpotentiales südlich des Inns in den Stubaier, Tuxer und Zillertaler Alpen im Bezirk Innsbruck Land. Die restlichen nutzbaren 25 % verteilen sich auf die anderen sieben Bezirke jedoch liegt It. aktuellem Wissenstand kein geeigneter Standort auf einer Seehöhe unter 1800 m.⁵ Die mögliche Verteilung der Stromproduktion nach Bezirken bei einem vollständigen Ausbau ist in Abbildung 2 dargestellt und nach Volllaststunden klassifiziert. Zu erkennen ist, dass der Großteil der Standorte im Bezirk Innsbruck Land eine

⁴ vgl.Hertl (2019, S. 112).

⁵ vgl.Neubarth (2012, S. 15–16).

Volllaststunden Anzahl von 1700- 2000 h/a aufweist. Die Anzahl an Volllaststunden von Windkraftanlagen liegt in Niederösterreich, dem Bundesland mit der größten installierten Leistung an Windkraft bei durchschnittlich 2.300 h/a.



Ertrag bei Maximalausbau je Bezirk nach Volllaststunden

Trotz des derzeitigen Wissensstandes der Potentialverteilung in Österreich und Tirol leigt die These vor dass, an Talverengungen welche in das Alpenvorland übergehen sich Luftmassen stark beschleunigen. Um diese These zu überprüfen wurden über den Verlauf eines Jahres In Situ sowie eine Fernerkundungs Windmessungen über den Zeitraum von zwei Monaten durchgeführt.

2 Untersuchungsgebiet

Das Untersuchungsgebiet befindet sich im inneren des Inntals, am Inntalausgang sowie zu Beginn des Rosenheimer Beckens das Gebiet der Untersuchung ist in Abbildung 3 dargestellt. In der Abbildung ist zu erkennen, dass die umliegenden Berge im Inntal Richtung Norden trichterförmig zusammenlaufen. Im Bereich der Messstation Schwaigen bildet sich die engste Stelle mit 950 m. Anschließend weiten sich der Abstand der umliegenden Berge wieder und das Inntal geht in das Rosenheimer Becken bzw. das Alpenvorland über. Der topografische Trichter ist mit einer roten Linie und die Staatsgrenze in einer grünen Linie eingezeichnet. Das Gebiet ist mit einer gelben Linie umkreist und erstreckt sich über insgesamt 11,4 km von der Messstation Nußdorf am Anfang des Rosenheimer Beckens bis zur im Inntal gelegenen Messstation Oberndorf. Das Untersuchungsgebiet ist dabei so ausgewählt, dass an jedem der drei topografisch bedeutsamen Orte Inntal, Engstelle (Schwaigen) und Anfang des Rosenheimer Beckens Messdaten erhoben werden. Die drei Messstationen sind in der Abbildung mit roten Punkten markiert. An den Messstation Oberndorf und Schwaigen wurden jeweils In Situ Messungen über den Verlauf von einem Jahr durchgeführt. Anschließend erfolgte zur Überprüfung der Ergebnisse sowie zur Messung in Höheren Luftschichten jeweils

Abbildung 2: Ertrag nach Bezirk bei Vollausbau (Quelle: eigene Darstellung in Anlehnung an Neubarth ,2012)

eine LIDAR Messung über den Verlauf von einem Monat am Standort Nussdorf und Schwaigen.



Abbildung 3: Untersuchungsgebiet (Quelle: eigene Darstellung in Anlehnung an Google Earth, 2021))

Die Talverengung am Inntalausgang ist in Abbildung 4 vom Inntal aus gesehen mit Blickrichtung Norden in einer horizontalen Perspektive dargestellt. Der topografische Trichter hat im Bereich Oberndorf / Ebbs eine Breite von ca. 5,5 km und verengt sich in Bodennähe zwischen den beiden Bergen Kranzhorn (1.368 m ü. Adria)⁶ in Österreich und dem Wildbarren (1.448 m ü. Adria)⁷ in Deutschland auf bis zu 950 m. Die engste Stelle befindet sich ca. 900 m südlich der Messstation Schwaigen. Da freie Luft in der Atmosphäre als ein Fluid anzusehen ist folgt diese dem Kontinuitätsgesetz, demzugfolge liegt die These vor, dass sich die Windgeschindigkeit in einer Talverengung erhöht. Die Beschleunigung wird mittels des Venturi Effektes weiters Beschrieben, der Venturi Effekt besagt, dass sich Geschwindigkeit und Durchmesser des zu passierenden Bereiches antiproportional zueinander Verhalten. Diese Beschleunigung geschieht in der Engstelle welche auf österreichischer Seite bei einem Weiler der Gemeinde Erl namens Öd und auf deutscher Seite bei einem Badesee in Niederaudorf liegt. Die vertikale Höhendifferenz zwischen den zwei Berggipfeln und dem Talboden (476 m

⁶ vgl.Alpenverein (2001, S. 55).

⁷ vgl.DAV (2010, S. 1).

ü. Adria) beträgt dabei zum Gipfel des Kranzhorn 892 m und zum Gipfel des Wildbarren 972 m. Die Berggipfel sind dabei ca. 4 km Luftlinie voneinander entfernt.



Abbildung 4: horizontale Ansicht Engstelle (Quelle: eigene Darstellung, 2019)

2.1 Entstehung des Erler Windes

Lokale Windverhältnisse in Tirol sind stark von der Beschaffenheit der Erdoberfläche beeinflusst⁸, dies gilt auch für die Entstehung des Erler Windes. Der Name des im Inntal vorkommenden Windphänomens beruht auf einem sich täglich wiederholendem Zyklus, welcher Luftmassen von den Alpen über das Inntal in das Rosenheimer Becken befördert. Täler Dabei entstehenden für in Tirol und den Alpenvorraum untypische Windgeschwindigkeiten. Die Entstehung des Erler Windes ist durch ein tagesperiodisches Windsystem von Berg und Talwinden zu begründen.

Der Talwind entsteht dabei durch die Erwärmung bodennahen Luftmassen an einem Berghang oder Hügel. Die Luft wird dabei fast vollkommen durch Wärmeleitung des Berghanges und nicht durch die Strahlung der Sonne erwärmt. Der Grund dafür ist, dass sich Luft bzw. Gase Strahlungswärme kaum absorbieren. Aus diesem Grund erwärmen sich bodennahe Luftschichten schneller und es entsteht eine Druckdifferenz zwischen den Luftschichten, welche dazu führt, dass der Talwind (Aufwind) einsetzt. Der Talwind entsteht in den Morgenstunden und wird im Verlaufe des Tages stärker bis er zum Sonnenhöchststand sein Maximum erreicht und anschließend wieder schwächer wird. Nach Sonnenuntergang stoppt der Talwind, der Wind dreht sich um und der Bergwind setzt ein. Aufgrund der stärkeren Ausstrahlung der Berghänge, im Vergleich zum Talboden kühlen Luftmaßen an den Hängen

⁸ vgl.Laban, Maghanga und Joash (2019, S. 2–5).

wiederum rascher ab.⁹ Durch das Abkühlen der Luft erhöht sich die Dichte und die schwerere kühlere Luft sink am Berghang ab. Häufig bilden sich während der Nacht am Talgrund Kaltluftseen, dies sind Senken kalter Luft, welche sich aufgrund der hohen Dichte nur schwer mit anderen Luftschichten vermischen.¹⁰ Bildet sich ein Kaltluftsee in einem Tal, kann der Bergwind nicht bis in die unteren Luftschichten vordringen, wodurch es in bodennahen Schichten im Tal windstill ist, dies gilt vor allem für Täler, welche wiederum in ein Tal übergehen sowie für Hochebenen. In Täler welche sich in das Flach bzw. Alpenvorland erstrecken, ist es für Kaltluftseen möglich, ungehindert in das Flachland zu strömen. Das Ausströmen von Kaltluftseen hat wiederum zur Folge das frische Luft aus höher gelegenen Schichten nachströmen muss.¹¹ In Verbindung mit Talverengungen entstehen dadurch bodennahe Strahlströmungen auch Low-Level-Jetstreams genannt,¹² dieser Effekt ist einer, der die Intensität des Erler Windes wesentlich mitgestaltet. Neben Talverengungen und der Entstehung von Low-Level-Jetstream wird die Dauer und Intensität der Berg und Talwinde auch durch die jahreszeitlich abhängige Sonnenstrahlung und weitere topografische Gegebenheiten beeinflusst. Weitere Einflussfaktoren sind beispielsweise der Talguerschnitt, die Höhe der Berge, Vegetation an den Berghängen sowie der generelle Talverlauf. Der Tagesverlauf der Berg und Talwinde ist in Abbildung 5 dargestellt.



Abbildung 5: Berg und Talwind Zirkulation (Quelle: The Comet Project, 2006)

2.2 Potenzielle Windkraftanlagen

Verschiedene Einflussfaktoren wie beispielsweise der Erhalt des Landschaftsbildes, Flora und Fauna Schutz sowie Lärmschutz erschweren den Bau von Windkraftanlagen in Tirol. Derzeit gibt es in den westlichen Bundesländern Vorarlberg, Tirol und Salzburg im Gegensatz zu den anderen sechs Bundesländern noch kein Gesetz, welches den Bau bzw. den Abstand zu

- ¹¹ vgl.Schmidli und Rotunno (2012, S. 562–563).
- ¹² vgl.Lackmann (2002, S. 60–63).

⁹ vgl.Elvidge und Renfrew (2016, S. 456–457).

¹⁰ vgl.Bammel und Kilian (2009, S. 39).

Gebäuden von Windkraftanlagen regelt. Windkraftanlagen bis 5 [kW] gelten in Tirol als Kleinwindkraftanlagen, Errichtung anzeigepflichtig zuständigen die ist bei der Bezirksverwaltungsbehörde.¹³ Für den Erhalt des Ökostromeinspeisetarifs benötigt es einen Bescheid des Landeshauptmannes. Demnach liegt die Vergabe von Baugenehmigungen für Anlagen über 5 [kW] in Gemeindehand. Weiters muss beachtet werden, dass das Inntal im Vergleich zu den weitläufigen und flachen Gegebenheiten im Osten Österreichs verhältnismäßig eine geringe bebaubare Fläche und auch ein geringes Volumen im Tal aufweist. Die derzeit leistungsstärksten am Markt verfügbaren Windkraftanlagen sind vom Boden bis zur Rotorspitze zwischen 160 und 240 Meter hoch.¹⁴ Aufgrund der genannten Gegebenheiten in Tirol ist die Errichtung einer solch hohen Anlage ein großer Eingriff in das Landschaftsbild. Deshalb ist es vor allem in Tirol von Bedeutung, eine für den Standort und die Windverhältnisse passende Anlage auszuwählen. Die Hauptkriterien sind hierbei eine niedrige Nabenhöhe, eine geringe Anlaufgeschwindigkeit sowie das Erreichen der Nennleistung bei einer niedrigen Windgeschwindigkeit. Eine Anlage, welche all diese Kriterien erfüllt, ist das E.ON Windrad 250. Die Anlage hat eine für Windkraftanlagen, im niedrigen Leistungsbereich typische Bauweise eines direkt Angetriebenen, dies bedeutet ohne Getriebe. Synchrongenerator und Permanentmagneten. Diese Bauweise ermöglicht eine bessere Effizienz und ist weniger wartungsintensiv. Die Anlaufgeschwindigkeit beträgt 2,5 [m/s] und die Nennleistung wird bei 10 [m/s] erreicht, die Abschaltgeschwindigkeit beträgt 23 [m/s]. Die Leistungskennlinie¹⁵ ist in Abbildung 6 dargestellt.



Leistungskennlinie E.ON Windrad 250

Abbildung 6: Leistungskennlinie E.ON Windrad 250 (Quelle: eigene Darstellung in Anlehnung an E.ON, 2021)

- ¹⁴ vgl.Frauenhofer IWES (2020, S. 37).
- ¹⁵ vgl.b.Ventus (2018, S. 11).

¹³ vgl.IG Windkraft (2020, S. 1).

Das Erreichen der Nennleistung mit einer niedrigen Windgeschwindigkeit ist besonders für Standorte mit schwachen bis mittleren Windverhältnissen von Bedeutung, um eine ausreichende Anzahl an Volllaststunden zu erreichen und die Anlage somit effektiv zu dimensionieren. Das dritte Kriterium der niedrigen Höhe ist in Abbildung 7 ersichtlich. Die Windkraftanlage hat eine Nabenhöhe von 28,5 m. Inklusive Rotor weist die Anlage eine Gesamthöhe von 49,75 m auf. Diese Höhe liegt im Bereich von Hochspannungsfreileitungen,¹⁶ welche in der Regel ca. 40- 60 m und in Ausnahmefällen bis zu 100 m hoch sind. Ein weiterer Aspekt, den es bei Windkraftanlagen zu beachten gilt sind die Geräuschemission und der Flächenbedarf. Diese liegen bei der Anlage in 80 Metern Abstand bei 45 Dezibel. Der Flächenbedarf der versiegelten Fläche beträgt 8 Quadratmetern für das Fundament. Das E.ON Windrad 250 ist in Abbildung 7 dargestellt.



Abbildung 7: E.On Windrad 250 (Quelle: eigene Darstellung in Anlehnung an E.ON Windrad, 2021)

¹⁶ vgl.Heuke (2014, S. 21).

3 Auswertungsergebnise

Im folgenden Kapitel werden die drei Standorte auf ihre Charakteristiken sowie das Ertragspotential unter anbetracht der in Kapitel 2.2 beschriebenen Anlage quantifiziert.

3.1 Charakteristiken Schwaigen und Oberndorf

Werden die im inneren des Inntals erfassten Daten des Standortes Oberndorf mit den erfassten Daten am Inntalausgang verglichen, zeigen sich Unterschiede in der Windgschwindigkeit. Abbildung 8 zeigt die Stundenmittelwerte der Windgeschwindigkeit für die beiden Standorte in zehn und 15 Metern über Grund. Die Ordinate zeigt dabei die Windgeschwindigkeit in Meter pro Sekunde und die Abszisse die Stunde des Tages. In der Abbilddung ist zu erkennen, dass zwischen den beiden 9,6 [km] entfernten Standorten eine Beschleunigung des Windes stattfindet. Die am Standort Oberndorf gemessenen Werte liegen hierbei in einem für Tiroler Tallagen üblichen Wert von unter 3 [m/s]. Die am Standort Schwaigen ermittelten Stundenmittelwert übersteigen 3 [m/s] zu jeder Stunde des Tages, in den Stunden von 22:00 bis 10:00 liegt der Mittelwert über 5,5 [m/s].





Der beschriebene Wechsel von Berg- und Tal- winden am Standort Schwaigen wird in Abbildung 9 sichtbar. Dargestellt ist der Tagesverlauf von Windgeschwindigkeit und Windrichtung in 40 m und 80 m Höhe. Es ist deutlich erkennbar, dass in den Stunden von 18:00- bis 09:00 Uhr mit 150° Südsüdost Winde vorherrschen. Südsüdost Winde sind hierbei Bergwinde, welche aus dem Inntal kommend in Richtung des Rosenheimer Beckens Strömen. Ab 09:00 Uhr morgens schwachen die Bergwinde ab und die Richtung des Windes ändert sich innerhalb von zwei Stunden bis um 11:00 Uhr der Wind aus Nordwesten von rund 345° weht. Nordwestwinde sind hierbei Talwinde, welche aus dem Rosenheimer Becken in Richtung des Inntals strömen. Um 17:00 Uhr beginnt sich der Wind wieder zu drehen, bis um 18:00 Uhr wieder Südsüdostwinde vorherrschen. Gut erkennbar ist der zeitlich schnelle Wechsel von Berg zu Talwinden und umgekehrt, dies bietet Planungssicherheit hinsichtlich der zeitlichen Stromproduktion potentieller Anlagen.

Anzumerken ist, dass die Berechnung der durchschnittlichen Windrichtung aufgrund der Angabe in Grad im Bereich von 0- 360 mit dem arithmetischen Mittel zu falschen Ergebnissen führt. Für die Berechnung wird daher die Yamartino Methode verwendet.



Abbildung 9: Schwaigen, Verhältnis Windgeschwindigkeit und Windrichtung (Quelle: eigene Darstellung, 2021) 1

Abbildung 10 und Abbildung 11 zeigen die Häufigkeitsverteilung, die Weibullverteilung, die Leistungsdichtekurve sowie die mittlere Windgeschwindigkeit für den Messzeitraum der Standorte Oberndorf und Schwaigen. Zu erkennen ist ein Unterschied in der relativen Häufigkeit der Windgeschwindigkeiten. Dies zeigt sich auch in der Weibullverteilung welche sich in Oberndorf mit den Parametern $\kappa = 0.94033$ und $\lambda = 1.2752$ [m/s] einer Exponentailverteilung annähert und dem Integral der Leistungsdichte welches 11,75 [W/m²] beträgt.



Oberndorf | In Situ | 15m | Zeitraum: 28.08.18- 22.01.19



Am Standort Schwaigen hingegen zeigt sich ein stärker ausgeprägtes Windfeld. Die Weibullverteilung der Messwerte beträgt $\kappa = 1,4563$ und $\lambda = 5,7237$ [m/s], das Integral der Leistungsdichtekurve beträgt 193,78 [W/m²] und erreicht den Modus bei 10,4 [m/s]. An der Leistungsdichtekurve ist demnach zu erkennen, dass der Großteil der im Wind enthaltenen kinetischen Energie in Windgeschwindigkeiten über dem Mittelwert enthalten sind.





Für die Lidar Messung am Standort Schwaigen liegen aufgrund der kurzen Messdauer weniger Messwerte vor als für die In Situ Messung. In Abbildung 12 ist die Häufigkeitsverteilung der Lidarmessung in 40 Metern Höhe ersichtlich. Aus diesem Grund wurde für die Klassifizierung der Windgeschwindigkeit ein größerer Bereich von 0,5 [m/s] gewählt. In 40 Metern Höhe wurden 3.975 zehn Minuten Werte erfasst. Auffällig ist, dass die Weibull-Verteilung mit den am besten übereinstimmenden Parametern von $\kappa = 1,9058$ und $\lambda = 5,9372$ [m/s] größer sind als die der In Situ Messung und sich einer Raylightverteilung annähert. Die Leistungsdichte mit 161,63 [W/m²] und die mittlere Windgeschwindigkeit von 5,30 [m/s] liegen unter denen der 15 Meter In Situ Messung. Der Grund dafür ist der Zeitrahmen der Messung von einem Monat. Zu sehen die durchschnittlichen Windverhältnisse im Jahresverlauf für den Monat September.



Abbildung 12: Häufigkeitsverteilung Schwaigen, 40 Meter (Quelle: eigene Darstellung, 2021)

3.2 Charakteristiken Nussdorf

Bei der Betrachtung des Tagesverlauf am Standort Nußdorf zeigt sich im Kurvenverlauf ein ähnlicher, jedoch gleichmäßigerer Verlauf mit höheren Windgeschwindigkeiten als am Standort Schwaigen. Der Tagesverlauf ist in Abbildung 13 dargestellt. Zu erkennen ist, dass am Standort Nußdorf über den gesamten Tagesverlauf höhere Stundenmittelwerte als am Standort Schwaigen gemessen wurden. Auffällig ist. dass die mittleren Windgeschwindigkeiten in 40 Metern deutlich unter den Werten höherer Luftschichten liegt. Der Höhenexponent der Hellmannschen Höhenformel zwischen 40 und 80 Metern liegt bei 0,19. Dies lässt darauf schließen, dass der Low-Level-Jet Stream am Standort Nußdorf nicht bis in die untersten Luftschichten vordringt bzw. untere Luftschichten stärker von der Bodenbeschaffenheit beeinflusst werden als am Standort Schwaigen. In höheren Luftschichten ab 80 Metern nähern sich die Windgeschwindigkeiten einander an. Der Verlauf von stärkeren Bergwinden in der Nacht und schwächeren Talwinden während des Tages ist auch am Standort Nußdorf zu erkennen. Die höchsten Mittelwerte liegen bei ca. 9 [m/s] zwischen 03:00 und 07:00 Uhr wohingegen die niedrigsten Werte mit ca. 4 [m/s] zwischen 13:00 und 16:00 Uhr auftreten.





Beim Vergleich der Windgeschwindigkeiten und Windrichtung in 40 und 80 Metern Höhe am Standort Nußdorf ist bezüglich der Windrichtung ein weniger markanter Verlauf als in Schwaigen zu beobachten, mittlere Windrichtung und Geschwindigkeit sind in Abbildung 14 dargestellt. Wiederum zu sehen sind die gleichbleibenden Süd und Südsüdost Winde über den Verlauf der Nacht, welche bis um ca. 10:00 Uhr morgens anhalten. Nach 10:00 Uhr ändert der Wind die Richtung, jedoch nicht so markant wie am Standort Schwaigen. Die Schwankungsbreite der mittleren Windrichtung ist mit einer maximalen Differenz von 52 [°] in

einem kleinen Bereich. Nordwinde treten an diesem Standort im Zeitraum der Messung nur vereinzelt auf.



Abbildung 14: Nußdorf, Verhältnis Windgeschwindigkeit und Windrichtung (Quelle: eigene Darstellung, 2021)

Der Standort Nußdorf, welcher 1,8 km vom Standort Schwaigen entfernt ist, zeigt auch in der Häufigkeitsverteilung ein anderes Bild. Die relative Häufigeitsverteilung ist in Abbildung 15 dargestellt. Die Abszisse weist auch im Bereich 15 [m/s] bis 22 [m/s] Werte auf, welche in Erl bei keiner Messung erfasst wurden. Auffällig ist die vermehrte Häufigkeit zwischen 9,0 [m/s] bis 10,5 [m/s]. Weiters ist zu erkennen, dass die mittlere Windgeschwindigkeit mit 6,26 [m/s] höher ist als in der 40 Meter Messung in Schwaigen. Die Parameter der Weibull-Verteilung sind $\kappa = 1,5560$ und $\lambda = 6,96741$ [m/s], die Leistungsdichte erreicht ihren Modus bei 11,9 [m/s] und beträgt 351,41 [W/m²]. Für die Messung in 40 Metern liegen 3.924 zehn Minuten Werte vor. Für eine genauere Beurteilung dieser Charakteristik ist jedoch eine Messung über den Zeitraum eines Jahres notwendig.



Nussdorf | Lidar | 40m | Zeitraum: 07.10.2020- 04.11.2020



3.3 Ertragspotential Schwaigen

Um die potentielle Stromproduktion und somit das Ertragspotential darzustellen wird eine geordnete Jahresdauerlinie verwendet. Die geordnete Jahresdauerlinie wird dabei in Bezug auf Windkraftanlagen angewand, um die Auslastung über den Verlauf eines abgegrenzten Zeitraumes, für gewöhnlich ein Jahr darzustellen. Die Konvention in der Energiewirtschaft ist es, dass eine geordnete Jahresdauerlinie 2 Achsen hat, auf der Ordinate wird die Leistung oder die prozentuelle Auslastung der Anlage dargestellt. Die Abszisse spiegelt die Stunden des Betrachtungszeitraumes wieder, jedoch maximal ein Jahr, was 8760 Stunden entspricht.¹⁷ In der Praxis bietet die Jahresdauerlinie eine Darstellung, mit welcher es möglich ist, einen Überblick von Volllaststunden und Jahresnutzungsgrad zu erhalten. ¹⁸ Für die Berechnung der folgenden geordneten Jahresdauerlinien wurde die Leistungskennlinie der in Kapitel 2.2 vorgestellten Anlage E.ON Windrad 250 verwendet. In Abbildung 16 ist die geordnete

¹⁷ vgl.Energie-Lexikon (2021, S. 1).

¹⁸ vgl.Christoph Kost (2018, S. 19).

Jahresdauerlinie für die in zehn und 15 Metern gemessenen Werte der In Situ Messung am Standort Schwaigen ersichtlich.



Geordnete Jahresdauerlinie | Schwaigen | Zeitraum: 28.08.18-27.08.19



Zu beachten gilt, dass die für 28,5 Meter abgebildete Jahresdauerlinie keine gemessenen Werte sind, sondern diese mittels der Hellmanschen Höhenformel berechnet wurden, der verwendete Höhenexponent ist dabei mit 0,10 angenommen. Diese Werte wurden berechnet, da die Nabenhöhe bzw. die Standardturmhöhe des E.ON Windrad 250 bei minimal 28,5 Metern liegt, für diese Höhe jedoch keine Messwerte erfasst wurden. In der Grafik zu erkennen ist, dass ein Unterschied in den drei Höhenlagen hinsichtlich des Kurvenverlaufs besteht. Ersichtlich ist, dass in dem gemessenen Zeitraum, der Betrieb einer Anlage auf Nennleistung in zehn Metern 498 Stunden möglich ist, in 15 Metern 653 Stunden und in 28,5 Metern 832 Stunden. Im Bereich zwischen Betrieb auf Nennleistung und Stillstand wird die Anlage in zehn Metern Höhe für 6.768 Stunden in 15 Metern für 6.838 Stunden und in 28,5 Metern Höhe für 6.774 Stunden in Teillast betrieben. Die restlichen Stunden des Jahres sind Stunden mit Geschwindigkeiten unter 2,5 [m/s] welche die Einschaltgeschwindigkeit des E.ON Windrad 250 ist. Der Jahresnutzungsgrad und die Volllaststunden liegen aufgrund des gewählten Anlagentyps und der niedrigen Einschaltgeschwindigkeit auf einem für Onshore Anlagen hohem Niveau.¹⁹ Die energiewirtschaftlich wichtigen Kennzahlen können Tabelle 1 entnommen werden. Die maximale Jahresarbeit der 250 kW Anlage liegt im Zeitraum eines Jahres bzw. 8760 Stunden bei 2.190 MWh.

¹⁹ vgl.Christoph Kost (2018, S. 12).

Höhe [m]	Jahresnutzungsgrad [%]	Volllaststunden [h]	Jahresarbeit [MWh]
10	33,18	2906	726,70
15	38,40	3364	841,03
28,5	41,57	3641	910,41

 Tabelle 1: Kennzahlen E.ON Windrad 250, Schwaigen, In Situ

 (Quelle: eigene Darstellung, 2021)

Die Windrose ist eine der weitverbreitetsten Arten zur Darstellung von Winddaten. Die Daten werden dabei in einem gestapelten Polarbalkendiagramm abgebildet und relativ zu der Gesamtanzahl an Messwerten in Prozent ausgedrückt. Der Aufbau des Diagramms erfolgt dabei in einer Kreisform, in welcher die Windrichtungen in Grad [°] von null bis 360 angegeben werden und in 16 Windrichtungsklassen bzw. Sektoren je 22,5 [°] kategorisiert. Die Sektoren sind nach den entsprechenden Himmelsrichtungen benannt, beginnend mit Norden bei 0 [°], Osten bei 90 [°], Süden bei 180 [°] und Westen bei 270 [°]. Die Einteilung der Sektoren ist dabei auch in einem größeren oder kleineren Gradbereich möglich. Anschließend werden die Windgeschwindigkeiten klassifiziert und den entsprechenden Windrichtungen zugeteilt.²⁰ Abbildung 17 zeigt die Windrose für die In Situ Messung am Standort Schwaigen für 15 Meter Höhe. Die zehn Meter In Situ Messung zeigt ein beinahe identes Bild, daher werden nicht beide Höhen einzeln aufgezeigt.



Windrose | Schwaigen | 15 Meter | Zeitraum: 28.08.18-27.08.19

Abbildung 17: Windrose Schwaigen, In Situ 15 m (Quelle: eigene Darstellung, 2021)

²⁰ vgl.DWD (2020, S. 1).

Die höchste gemessene Windgeschwindigkeit in diesem Zeitraum beträgt 19,52 [m/s]. Zu erkennen ist, dass ca. 29 % des Windes aus Südsüdost und ca. 16 % des Windes aus Süden kommen, weitere 12 % sind Winde aus Südsüdwest, diese Winde sind die in Abbildung 9 beschriebenen Bergwinde, welche zwischen 18:00 und 09:00 Uhr vorherrschen. Weiters zeigt diese Windrose auch, dass die Winde von Nordnordwest mit ca. 7 %, Nord mit ca. 10 % und Nordnordost mit ca. 8 % im Vergleich zu den Südwinden verhältnismäßig schwach ausgeprägt sind. Die Abbildung zeigt somit die Windverhältnisse, welche am Standort über den Verlauf eines Jahres in Bezug auf Richtung und Stärke herrschen.

Neben der Häufigkeit der Windgeschwindigkeiten in Verbindung mit der Richtung ist es auch von Interesse, welche der auftretenden Windgeschwindigkeiten und Windrichtungen die für die Stromproduktion bedeutsamsten sind. Dies wird in Abbildung 18 dargestellt. Hierfür wurde der in Tabelle 1 dargestellte Stromertrag von 841,03 MWh verwendet und der jeweiligen Windgeschwindigkeitsklasse zugeordnet. Die Klassen über 10 [m/s] wurden zusammengefasst, da die Windkraftanlage ab dieser Geschwindigkeit die Nennleistung erreicht. Außerdem ist der Bereich von 0- 2,5 [m/s] nicht angegeben, da dies unter der Einschaltgeschwindigkeit des E.ON Windrad 250 liegt. Zu erkennen ist, dass ca. 60 % des Stroms durch Winde aus südsüdöstlicher bis südsüdwestlicher Richtung erzeugt wird. Winde aus nördlicher Richtung kommend haben zusammen einen Anteil von ca. 11 % der Stromerzeugung. Wohingegen die Häufigkeit der Nordwinde ca. 29 % beträgt. Die Ertragswindrose spiegelt wieder, welche Windgeschwindigkeit und Richtung für die Stromproduktion an diesem Standort von Bedeutung sind.



Ertragswindrose | Schwaigen | 15 Meter | Zeitraum: 28.08.18-27.08.19

Abbildung 18: Ertragswindrose, Schwaigen, 15 m (Quelle: eigene Darstellung, 2021)

3.4 Ertragspotential Nussdorf

Auch für den Standort Nußdorf wurde die E.ON Windrad 250 als potenzielle Windkraftanlage angenommen. Für die geordnete Dauerlinie liegen an diesem Standort insgesamt 655 Stunden vor. Die in Abbildung 13 beobachteten verhältnismäßig niedrigeren Windgeschwindigkeiten in 40 und 60 Metern Höhe zeigen sich auch in der geordneten Dauerline für den Standort Nußdorf. Dies hat zur Folge, dass die beiden Höhen weniger Volllaststunden aufweisen als die höher gelegenen Luftschichten an diesem Standort. In Abbildung 19 ist ersichtlich, dass die potentielle Windkraftanlage im Zeitraum der Messung je nach Höhenlage zwischen 41 und 108 Stunden auf Nennleistung betrieben wurde. Im gemessenen Zeitraum waren 100 bis 150 Stunden mit einer Produktion von unter zehn kW jedoch gab es null Stillstandstunden. Dies impliziert auch, dass kein zehn Minuten Mittelwert unter 2,5 [m/s] gemessen wurde.





Wie am Standort Schwaigen liegen auch am Standort Nußdorf die Kennzahlen für Volllaststunden und Jahresnutzungsgrad über dem Durchschnitt für Onshoreanlagen. Die für den Messzeitraum von 655 Stunden maximal produzierbare Arbeit der Anlage liegt bei 163,75 MWh. Die Kennzahlen für die unterschiedlichen Höhenlagen können Tabelle 2 entnommen werden.

		Volllaststunden	
Höhe [m]	Nutzungsgrad [%]	[h]	Arbeit [MWh]
40	43,36	284	71,01
60	48,16	315	78,87
80	50,91	333	83,37
100	52,07	341	85,27
120	52,39	343	85,79
140	51.92	340	85.02

Tabelle 2: Kennzahlen E.ON Windrad 250, Nußdorf, Lidar
(Quelle: eigene Darstellung, 2021)

Wie am Standort Schwaigen ist auch in Nußdorf die Lidarmessung nur für einen Monat des Jahres, in diesem Fall Oktober aussagekräftig.

Wie in Abbildung 14 bereits dargestellt ist die Windrichtung am Standort Nußdorft sehr gleichbleibend aus Richtung des Inntals und somit zwischen Süden und Osten kommend. Diese Beobachtung ist auch in Abbildung 20, der Windrose für Nußdorf in 40 Metern zu sehen. Die höchste gemessene Windgeschwindigkeit im Messzeitraum beträgt 21,5 [m/s]. In der Windrose ersichtlich ist, dass ca. 80 % der Winde aus Südsüdost oder südöstlicher Richtung kommen. Auffällig ist das beinahe vollkommene fehlen von Nordwinden am Standort Nußdorf sowie die geringe Stärke der Nordwinde, die höchste gemessene Windgeschwindigkeit aus nördlicher Richtung kommend beträgt 7,61 [m/s].





Abbildung 20:Windrose Nußdorf, Lidar, 40 m (Quelle: eigene Darstellung, 2021) Die Ertragswindrose am Standort Nussdorf zeigt eine deutliche Ausprägung bei Südsüdost. Wind aus dieser Richtung produziert ca. 85 % des gesamten Stroms, wovon 75 % auf die Windklasse über 10 Meter pro Sekunde entfallen. Die gesamte Menge des dargestellten Ertrags ist 71,01 MWh und kann Tabelle 2 entnommen werden. Nordwinde spielen am Standort Nußdorf für die Stromproduktion mit nur 2,5 % eine geringe Rolle.



Ertragswindrose | Nußdorf | 40 Meter | Zeitraum: 07.10.20- 04.11.20

Abbildung 21: Ertragswindrose, Nußdorf, 40 m (Quelle: eigene Darstellung, 2021)

4 Fazit und Ausblick

Der Arbeit liegt die Hypothese zu Grunde, dass sich aufgrund der Topografie des Inntalausgangs Luftmassen beschleunigen und dies mit dem Venturi Effekt zu erklären ist. Das Ziel der zweijährigen empirischen Untersuchung war es eine genaue Einschätzung über das Windfeld zu erhalten um damit die Frage nach dem Ertragspotential sowie den Charakteristiken des Erler Windes zu beantworten. Um dies zu bewerkstelligen wurden an drei Topografisch signifikanten Standorten Windmessungen durchgeführt und die erhobenen Daten anschließend ausgewertet. Die Auswertungen zeigten deutliche tageszyklische Charakteristiken des Erler Windes. Diese Zyklen basieren auf Berg- und Talwinden welche einen Low Level Jet Stream erzeugen. Hierbei sind vor allem die über die Nachtstunden auftretenden Bergwinde, welche vom Inntal kommend Richtung Norden ins Rosenheimer Becken strömen, stark ausgeprägt und gleichbleibend konstant über die Nachstunden. Des Weiteren wurde beobachtet, dass dieser Effekt in den Monaten November bis April verstärkt auftritt. Talwinde und der Zeitraum von Mai bis Oktober zeigen im Verhältnis eine schwächere Ausprägung, liegen jedoch trotzdem über den für Tiroler Tallagen üblichen Werten für Windgeschwindigkeiten. Es wurde festgestellt das sich der Effekt von der Talverengung in Schwaigen bis mindestens zur Messstation Nußdorf erstreckt, dort jedoch andere Charakteristiken aufweist. Am Standort Schwaigen wurde ein Windfeld gemessen welches sich gleichbleibend in geringe Höhenlagen bis 10 m über Grund erstreckt. Dies zeigt, dass ein niedriges Windrad am Standort Schwaigen nicht nur Vorteile für den Erhalt des Landschaftsbildes bringt, sondern auch der Mehrertrag in höheren Luftschichten nicht in einem Ausmaß ansteigt wie dies für Onshore Standorte üblich ist. Das gleichbleibende Windfeld in Schwaigen spiegelt sich auch im Ertragspotential der unterschiedlichen Höhenlagen wieder. Eine einzelne Windkraftanlage mit 250 Kilowatt Leistung und einer Nabenhöhe von 28,5 m an diesem Standort erreicht eine Jahresarbeit von rund 900 MWh/a. Der Jahresnutzungsgrad ist mit rund 3600 Volllaststunden im Jahr bei ca. 41 %. Der benötigte versiegelt Flächenbedarf liegt hierbei bei 7m².

Am Standort Nußdorf, im Rosenheimer Becken gelegen, ist der Effekt eines gleichbleibenden Windfeldes nicht mehr zu beobachten, hier zeigt sich ein deutlicher Unterschied der Windgeschwindigkeiten in den verschiedenen Höhenlagen. Der Standort Nußdorf weist über den Messzeitraum von einem Monat einen Nutzungsgrad zwischen 43 % in 40 in Metern Höhe und 52 % in 140 Metern Höhe auf.

Festzuhalten ist, dass die Nutzung der Windkraft am Standort Schwaigen, im Vergleich zu anderen Standorten in Tirol, aufgrund der geografischen Lage ohne den Bau zusätzlicher Infrastruktur möglich ist und sich somit Kosteneffektiver als andere Standorte erweist.Desweiteren kann der Standort einen Beitrag zur erneuerbaren Stromproduktion für Tirol leisten. Für die Gemeinde Erl bietet die Nutzung des Erler Windes wirtschaftliche und ökologische Möglichkeiten. Die Gemeinde Erl könnte somit eine Vorreiterrolle beim Ausbau erneuerbarer Energie in Tirol einnehmen.

Für den Standort Nußdorf kann diese Aussage aufgrund der Messdauer von einem Monat nicht mit Sicherheit getroffen werden. Hierfür ist eine Messung über den Zeitraum eines Jahres notwendig.

Bezüglich der Ausdehnung des Windfeldes konnte festgestellt werden, dass die Beschleunigung des Windes zwischen den Messstationen Oberndorf und Schwaigen

geschieht. Wieweit sich das Windfeld nach der Messstation Nußdorf erstreckt konnte nicht festgestellt werden. Um eine genaue Eingrenzung der räumlichen Ausdehnung des Windfeldes ins Rosenheimer Becken und auch in Richtung des Inntals zu erhalten sollten in Zukunft weitere Anemometer oder Lidar Messungen durchgeführt werden.

4.1 Literatur

[1] ALPENVEREIN, 2001. Oesterreich-selbstaendige-Berge.

[2] B.VENTUS, 2018. Technische Details und Datenblätter b.ventus 250.

[3] BAMMEL, K., KILIAN, U., 2009. Der Brockhaus, Wetter und Klima: Phänomene, Vorhersage, Klimawandel: Brockhaus.

[4] CHRISTOPH KOST, 2018. Stromgestehungskosten erneuerbare Energien.

[5] DAV, D.A., 2010. Der Wildbarren.

[6] DWD, 2020. *Windrose* [online] [Zugriff am: 7. April 2021]. Verfügbar unter: https://www.dwd.de/DE/service/lexikon/Functions/glossar.html?lv2=102936&lv3=103184

[7] ELVIDGE, A.D. und I.A. RENFREW, 2016. The Causes of Foehn Warming in the Lee of Mountains [online]. *Bulletin of the American Meteorological Society*, **97**(3), 455-466.

[8] ENERGIE-LEXIKON, 2021. *Jahresdauerlinie* [online] [Zugriff am: 6. April 2021]. Verfügbar unter: https://www.energie-lexikon.info/jahresdauerlinie.html

[9] ENERGIEWERKSTATT, 2014. DAS REALISIERBARE WINDPOTENTIALÖSTERREICHSFÜR 2020 UND 2030.

[10] FRAUENHOFER IWES, 2020. IWES_Jahresbericht_2019_2019.

[11] HERTL, 2019. Energiemonitoring Tirol 2018.

[12] HEUKE, R., 2014. Technologieübersicht. Das deutsche Höchstspannungsnetz: Technologien und Rahmenbedingungen.

[13] IG WINDKRAFT, 2018. Potenziale im Westen Österreichs.

[14] IG WINDKRAFT, 2020. *Windkraft Tirol* [online] [Zugriff am: 6. April 2021]. Verfügbar unter: https://www.kleinewindkraft.at/?xmlval_ID_KEY%5B0%5D=1284

[15] LABAN, O.N., C.M. MAGHANGA und K. JOASH, 2019. Determination of the Surface Roughness Parameter and Wind Shear Exponent of Kisii Region from the On-Site Measurement of Wind Profiles [online]. *Journal of Energy*, **2019**, 1-12.

[16] LACKMANN, G.M., 2002. Cold-Frontal Potential Vorticity Maxima, the Low-Level Jet, and Moisture Transport in Extratropical Cyclones [online]. *Monthly Weather Review*, **130**(1), 59-74.

[17] NEUBARTH, 2012. Windenergie in Tirol.

[18] SCHMIDLI, J. und R. ROTUNNO, 2012. Influence of the Valley Surroundings on Valley Wind Dynamics [online]. *Journal of the Atmospheric Sciences*, **69**(2), 561-577.