

Schlussauswertung Windmessung Obera Hälos, Triesen (provisorisch)

Vom 15. April 2009 bis am 17. April 2010 wurde im Obera Hälos (Triesen) an der Gemeindegrenze zwischen Triesen und Balzers die Windgeschwindigkeit zwischen 27m und 49m über Grund mit Hilfe eines 50m hohen Mastens gemessen. Auf den folgenden Seiten werden diese Messdaten bezüglich der Standorteignung für Windenergienutzung ausgewertet. Es wird die Periode vom 15.4.2009 – 31.3.2010 untersucht (ab dem 5. April 2010 ist die Messung wegen eines Kurzschlusses ausgefallen).

ACHTUNG: Diese Auswertung ist noch als provisorisch zu betrachten, weil sie stark abhängig ist von der Stabilität der Windmessung an der Referenzstation Vaduz-Au. Die Stabilität der Windmessung Vaduz-Au kann erst später überprüft werden, wenn Messdaten von weiteren umliegenden Referenzstationen zur Verfügung stehen. Die definitive Auswertung wird voraussichtlich im Oktober 2010 erfolgen können.

Ziel

Die Auswertung soll zeigen, ob der Standort Obera Hälos in Triesen für die Nutzung der Windenergie geeignet ist.

Begriffe

WKA:	Windkraftanlage
Nabe:	Höhe des Generators der WKA über Boden in Metern
langjährig:	Durchschnittswerte über eine Zeitperiode von 20 – 30 Jahren (Klimaperiode)
Jährlicher Verlust:	Bei der Produktion von Windenergie durch WKA's geht Energie verloren durch die Umwandlung von Gleichstrom zu Wechselstrom im Transformator (1.5%), durch Wartungsarbeiten (2%), durch Abschaltung bei starken Stürmen (1%) und durch Vereisung (0.5%), Verlust insgesamt wird zu 5% angenommen
Bruttowindleistung:	totale Windleistung pro Fläche (Watt pro Quadrat: W/m^2), berechnet mit der Formel: $0.5 \cdot \rho \cdot v^3$, wobei ρ : Luftdichte kg/m^3 , v : Windgeschwindigkeit m/s ; eine Verdopplung der Windstärke bedeutet eine Verachtfachung der Bruttowindleistung!
Nettowindleistung:	Nutzleistung einer bestimmten WKA (inkl. Verluste) in W/m^2 , eine gute WKA kann in bestimmten Geschwindigkeitsbereichen über 50% der Bruttowindleistung „ernten“, theoretischer maximaler Erntegrad liegt bei 59% (Betz-Faktor)
Maximalleistung:	Maximale erreichbare Nettowindleistung einer bestimmten WKA.
Nettostromertrag:	langjähriger Stromertrag einer bestimmten WKA inkl. jährliche Verluste
Volllaststunde:	Verhältnis von jährlichem Nettostromertrag zu Maximalleistung einer WKA

Windmessung Obera Hälos

Vor dem 15. April 2009 wurde der Messmasten von Standort Neugüeter (Balzers) zum Obera Hälos (Triesen) gebracht, und am 15. April unter der Leitung von Hans Frommelt und unter Aufsicht von Markus Müller, Fa. Meteotest, aufgerichtet. Ab November 2009 bis zum Ende der Messperiode war auch ein SONIC 3-D Ultraschallanemometer von Prof. Hans Richner, ETH Zürich, auf rund 4m Höhe über Grund im Einsatz. Leider liegen zum Zeitpunkt dieser Auswertung erst die Daten vom Dezember 2009 vor, sodass die SONIC-Winddaten nicht zu Vergleichszwecken herangezogen werden können. Weitere Angaben zum Messstandort werden in der Tabelle 1 zusammengefasst.

Standort	Obera Hälos, Triesen, Liechtenstein
CH-Koordinaten	757720/217000
Geog. Koordinaten	47°05'06.80"N / 9°30'57.21"E
Höhe Meter ü. M.	472
Kurzbeschreibung	Standort an der Gemeindegrenze zwischen Triesen und Balzers, 2 grosse Windschutzstreifen nordöstlich und südöstlich mit rund 30m – 40m Höhe je 150m entfernt. Im Westen liegt der Rheindamm mit rund 10m Höhe in 120m Entfernung. Wind in Bodennähe wird sehr stark durch Windschutzstreifen und den Rheindamm gebremst. Standort nahe von Hochspannungserdleitung der LKW. Abstand zu den nächsten Wohnhäusern rund 500m.

Tabelle 1: Koordinaten und Kurzbeschreibung von Standort Obera Hälos, Triesen.

Winddaten

Für die Berechnung des langjährigen Nettostromertrages werden meteorologische Windmessungen möglichst nahe am Standort der WKA und möglichst auf der Höhe der Nabe der WKA über Grund benötigt. In der Regel wird empfohlen, dass am geplanten Standort die Windenergie über 1 Jahr gemessen wird. Im vorliegenden Fall wurde das Windprofil über 1 Jahr auf 27.9m, 36.4m und 49m über Grund gemessen mit Hilfe von einem Messmasten, welcher von der Fa. Meteotest gemietet wurde. Die Windmessungen werden mit Hilfe der langjährigen Windmessreihe der Station Vaduz-Au in den langjährigen Kontext des lokalen Windklimas im Rheintal gesetzt. Für das vorliegende Gutachten wurden folgende Datenquellen benutzt:

1. 10-Minutenmittelwerte der Windgeschwindigkeit, Windrichtung, Temperatur und Luftfeuchte vom Messmasten Obera Hälos, Triesen.
2. Langjährige Reihe der Monatsmittelwerte der Nettowindleistung an der MeteoSchweiz-Station Vaduz-Au von Januar 1982 – Dezember 2009.

Die Grundannahme lautet, dass die langjährige Windklimatologie für Vaduz-Au (seit 1982) auch für den Zeitraum der nächsten 20 Jahre (typische Nutzungsdauer einer Windkraftanlage) repräsentativ ist. Laut den Resultaten von verschiedenen regionalen Klimamodellen werden keine grundlegenden Änderungen des Windregimes weder in Mitteleuropa, noch im Alpenraum erwartet.

Für Informationen über die eingesetzten Messinstrumente wird auf den Schlussbericht der Fa. Meteotest über die 1-jährige Windmessung am Standort Balzers Neugüeter verwiesen.

Windkraftanlagen

Für die Berechnung des langjährigen Nettostromertrags wurden die Leistungskennlinien von 9 verschiedenen Windkraftanlagen (WKA) verwendet, welche eine maximale Nennleistung von 600 kW bis maximal 3000 kW aufweisen (siehe Tabelle 2). Für diese Anlagen werden teilweise von den Herstellern verschiedene Nabhöhen angeboten.

Windkraftanlage (WKA)	Maximalleistung Kilowatt (kW)	Blattlänge Meter (m)	Verhältnis Maximalleistung zu Rotorfläche	Nabhöhe in Metern (m)
Fuhrländer FL 600	600	25	0.31	65 / 75
Enercon E-48	800	24	0.44	65 / 75
Enercon E-53	800	26.5	0.36	65 / 75
Gamesa G58	850	29	0.32	65
Vestas V-52	850	26	0.4	65 / 75
Leitwind LTW 70	1700	35	0.39	65
Enercon E-82 E2	2000	41	0.38	85 / 113
Enercon E-70	2300	35	0.58	85 / 113
Enercon E-82 E3	3000	41	0.57	85 / 113

Tabelle 2: Übersicht Windkraftanlagen für Jahresnettoertrag- und Volllaststundenvergleich.

Unsicherheit der Schätzung des langjährigen Nettostromertrags

Die Windenergie wächst mit der 3. Potenz der Windgeschwindigkeit an: eine Verdopplung der Windgeschwindigkeit bedeutet also $2^3 = 8$ Mal mehr Windenergie! Deshalb können bereits geringe Messfehler grosse Unterschiede in der Ertragsschätzung verursachen. Die vorliegende Auswertung berücksichtigt die folgenden Fehlerquellen, welche einen Einfluss auf die Berechnung des Jahresnettoertrags haben:

1. Systematische Abweichungen der gemessenen Windgeschwindigkeit von den realen langjährigen Windverhältnissen am Standort: jeder Windmesser kann einen gewissen permanenten Messfehler aufweisen, d.h. der Windmesser kann aufgrund einer schlechten Justierung, eines Defektes oder aufgrund von Vereinfachungen bei der Windberechnung (LIDAR) permanent zu tief oder zu hoch messen.
2. Systematische Abweichung der geschätzten mittleren Rauigkeit des Geländes in der Umgebung des Standortes: für die Berechnung der Windleistung auf der Höhe der Nabe der WKA muss abgeschätzt werden, wie stark die umliegenden Gebäude und Bäume den Wind abbremsen (<http://www.wind-energie.de/de/technik/windscherung/turbulenz/?type=97>).
3. Systematische Abweichung der realen Leistungskennlinie einer WKA von den Herstellerangaben
4. Systematische Differenz des langjährigen relativen Jahresgangs der Windleistung am Standort

zur Referenzstation Vaduz: der relative Jahresgang gibt an, wie viel prozentual jeder einzelne Monat zur Gesamtjahressumme des Nettostromertrages beiträgt. Je nach der Topographie des Standortes und des regionalen Windklimas kann der Jahresgang vom Jahresgang der Referenzstation Vaduz abweichen

5. Natürliche langjährige Variabilität der mittleren monatlichen Nettowindleistung von Jahr zu Jahr an der Referenzstation Vaduz: für verschiedene Monate im Jahr schwankt die durchschnittliche Nettowindleistung unterschiedlich stark von Jahr zu Jahr, in den Sommermonaten sind die Schwankungen von Jahr zu Jahr deutlich geringer als im Winter und Frühling und Spätherbst. Dies ist vor allem auf das unterschiedlich häufige Auftreten des Föhns von Jahr zu Jahr zurückzuführen.

Auf das ganze Jahr gerechnet addieren sich die Unsicherheitsfaktoren 1. - 5. zu einem **Unsicherheitsbereich**, der in den Abbildungen durch eine sogenannte **Untergrenze** und **Obergrenze** markiert ist:

Die Untergrenze markiert den schlechtesten anzunehmenden Fall: der Windmesser hat permanent eine zu hohe Windgeschwindigkeit gemessen, die Umgebung bremst den Wind weniger stark als erwartet, die Herstellerangaben für die WKA sind zu optimistisch, die Monate der Windmessperiode haben einen höheren Anteil an der Jahressumme im Vergleich zu Vaduz und alle Monate der Messperiode waren überdurchschnittlich windreich.

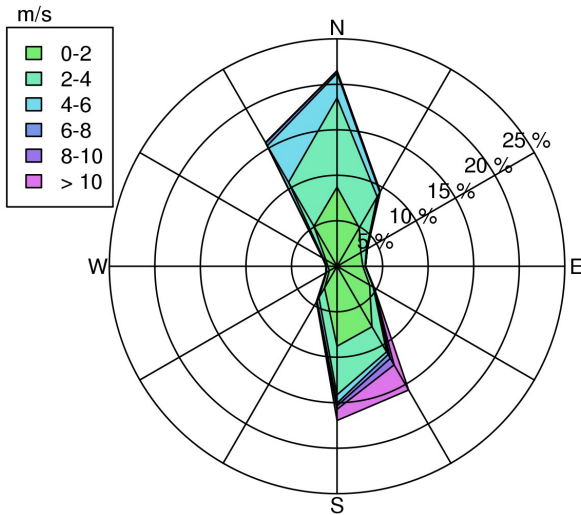
Die Obergrenze markiert den besten anzunehmenden Fall: der Windmesser hat permanent eine zu tiefe Windgeschwindigkeit gemessen, die Umgebung bremst den Wind stärker ab als erwartet, die Herstellerangaben für die WKA sind zu pessimistisch, die Monate der Windmessperiode haben einen geringeren Anteil an der Jahressumme im Vergleich zu Vaduz und alle Monate der Messperiode waren unterdurchschnittlich im Windaufkommen.

Die Untergrenze und Obergrenze markieren also die Schranken, in welcher sich der **Erwartungswert** bewegen kann. Der **Erwartungswert** entspricht also dem jährlichen Nettostromertrag, der für einen bestimmten Standort im Mittel über einen langjährigen Zeitraum erwartet werden kann.

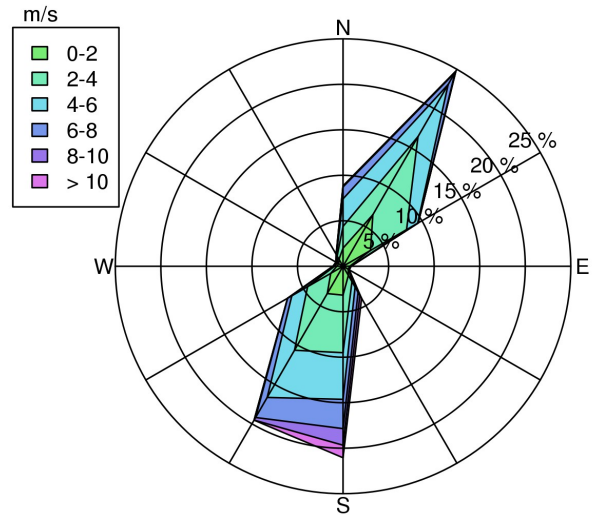
Vergleich Windverhältnisse im Obera Hälos zu Balzers Neugüeter

Im folgenden Abschnitt werden die beobachteten Windverhältnisse im Obera Hälos verglichen mit der Situation in Balzers Neugüeter. Abbildung 1 zeigt die sogenannte Windrosen für den Standort Triesen Obera Hälos und Balzers Neugüeter. Die Windrosen zeigen an, wie häufig der Wind mit einer bestimmten Windstärke aus einer bestimmten Richtung bläst. Beispielsweise bläst im Hälos der Wind aus Richtung Süden mit einer Windstärke zwischen 0 und 2 Metern pro Sekunde (m/s) während rund 8% der Zeit des ganzen Jahres. Im Neugüeter sind die schwachen Winde zwischen 0 und 2 m/s aus Richtung Süden viel seltener vorhanden mit knapp 3% der Zeit. Auffallend ist im Hälos, dass die Windstärken zwischen 4 m/s und 10 m/s aus Richtung Süd fast komplett fehlen: entweder werden sehr schwache Bergwinde registriert, oder aber starke Föhnwinde > 10 m/s (1 m/s = 3.6 km/h). Die Windrose für Neugüeter ist deutlich nach Südwesten und Nordosten verdreht, was durch die Orientierung des Tales verursacht wird.

Windrose Triesen Hälos 472m ü.M.



Windrose Balzers Neugüeter 476m ü.M.

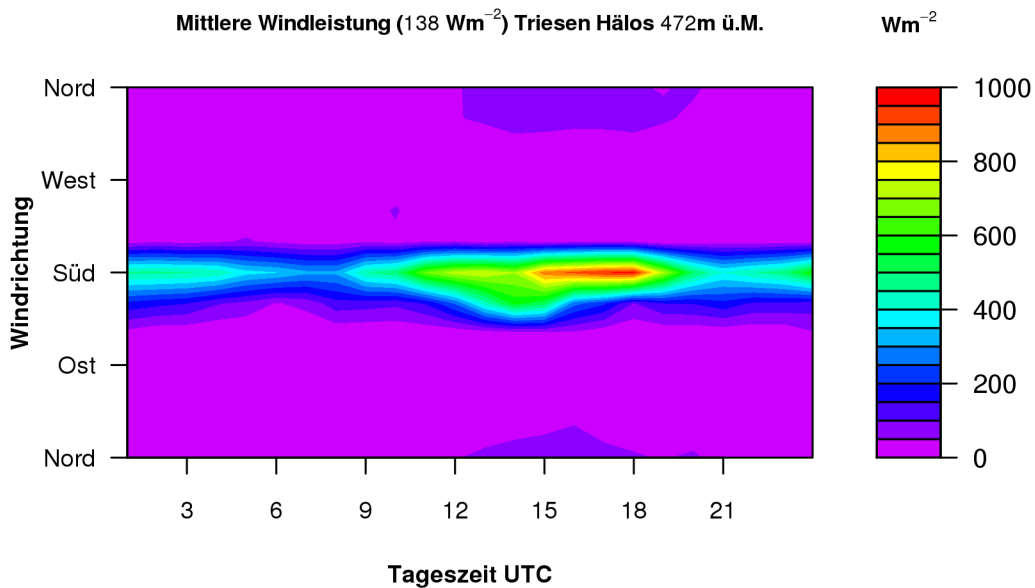


Zeitraum: 04.2009-03.2010, Höhe Windrichtungsmessung: 36.4m

Zeitraum: 04.2008-03.2009, Höhe Windrichtungsmessung: 36.4m

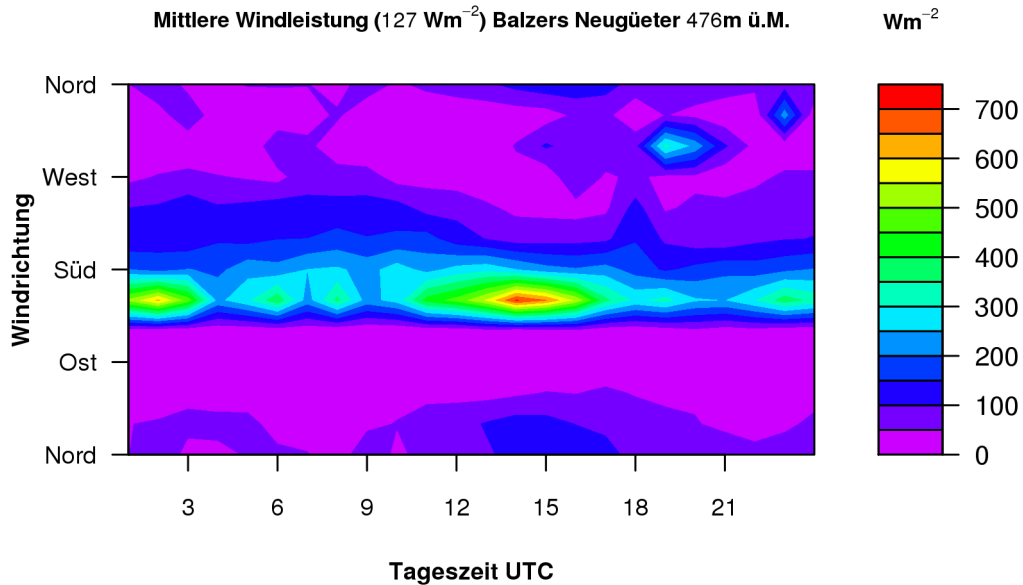
Abbildung 1: Relative Häufigkeit des Windaufkommens mit einer bestimmten Windstärkeklasse in Metern pro Sekunde (m/s) aus einer bestimmten Windrichtung für Triesen Hälos (links) und Balzers Neugüeter (rechts).

Weiter interessiert der Vergleich der Bruttowindleistung an den beiden Standorten in den Abbildungen 2 und 3. Die geschätzte durchschnittliche Bruttowindleistung auf 113 Meter Nabenhöhe ist mit 138 Wm^{-2} knapp 9% höher als der Wert im Neugüeter (127 Wm^{-2}). Tageszeitlich gesehen treten die grössten Windleistungswerte am späteren Nachmittag und um Mitternacht auf.



Zeitraum: 04.2009-03.2010, Anzahl Windniveaus: 3, Nabe: 113m, Verluste 6%

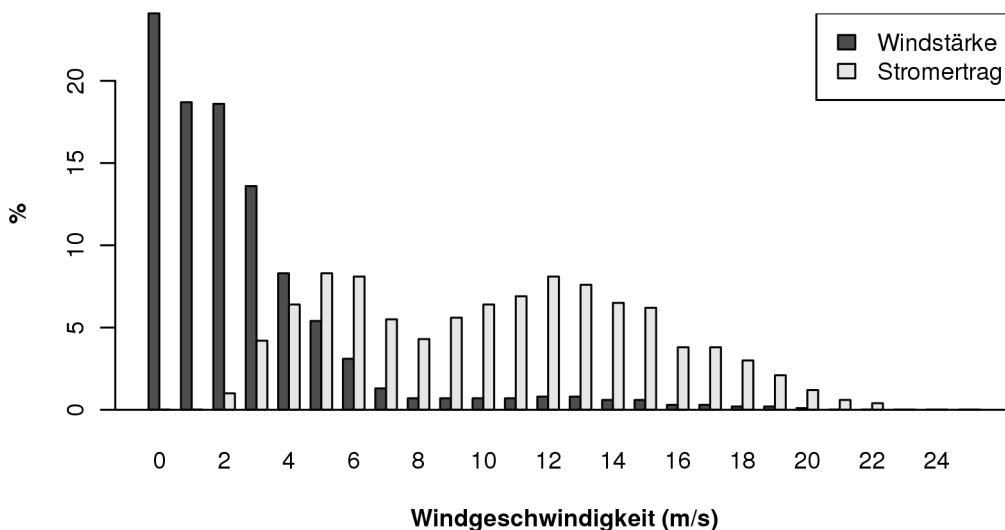
Abbildung 2: Verteilung der Bruttowindleistung nach der Windrichtung und Tageszeit für Triesen Hälos auf 113m Nabenhöhe. Die höchsten Leistungswerte werden während Föhn in den späten Nachmittagsstunden erreicht.



Zeitraum: 04.2008-03.2009, Anzahl Windniveaus: 3, Nabe: 113m, Verluste 6%

Abbildung 3: Verteilung der Bruttowindleistung nach der Windrichtung und Tageszeit für Balzers Neugüeter auf 113m Nabenhöhe. Die höchsten Leistungswerte werden während Föhn in den späten Nachmittagsstunden erreicht.

Verteilung für Ener. E-82 E2 Triesen Hälos 472m ü.M.



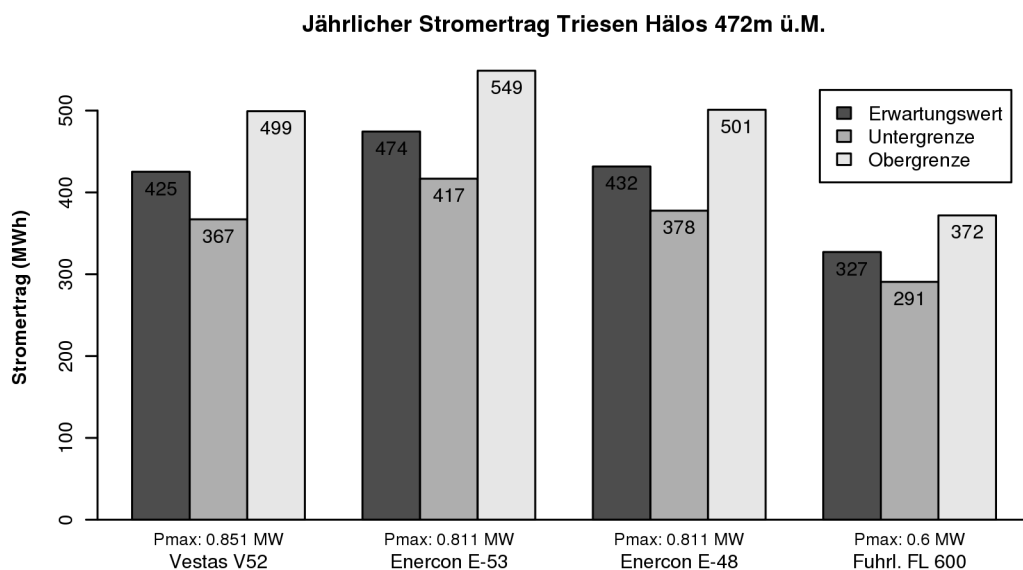
Zeitraum: 04.2009-03.2010, Anzahl Windniveaus: 3, Nabe: 113m, Verluste 6%

Abbildung 4: Häufigkeit der verschiedenen Windstärken und des Nettostromertrags in Prozent für Triesen Hälos auf 113m Nabenhöhe. Die Verteilung des Nettostromertrags weist 2 Maxima bei 6 m/s und 12 m/s auf (Föhn).

Schliesslich kann aus der Verteilung der verschiedenen Windstärken eine Verteilung des Nettostromertrags berechnet werden (Abbildung 4). Während mehr als 60% der Zeit sind nur sehr schwache Winde von 0 bis 3 m/s vorhanden. Der Grossteil des zu erwartenden Ertrags wird durch die hohen Föhngeschwindigkeiten ab 8 m/s verursacht.

Schätzung des langjährigen Nettostromertrages für Standort Obera Hälos

Wegen der hohen Windschutzstreifen in der Gegend vom Obera Hälos kommen nur Nabenhöhen ab 65m ernsthaft in Frage. Abbildung 5 zeigt den geschätzten mittleren jährlichen Nettostromertrag in Megawattstunden und den Unsicherheitsbereich für 4 verschiedene WKA-Typen mit 75 Meter Nabenhöhe. Die Erträge liegen in der Grössenordnung von 400 MWh pro Jahr. Abbildung 6 zeigt die entsprechende Anzahl der Volllaststunden. Es werden zwischen 500 und 600 Volllaststunden erreicht. Diese Zahl entspricht ungefähr der jährlichen Anzahl der Föhnstunden. Dies unterstreicht die Bedeutung des Föhns im Obera Hälos (siehe auch Abbildung 2). Die meisten Volllaststunden, und somit die beste Anlagenauslastung, weist die Enercon E-53 auf.



Windkraftanlage

Zeitraum: 04.2009-03.2010, Anzahl Windniveaus: 3, Nabe: 75m, Verluste 6%, Ref.-Station: MCH-Vaduz

Abbildung 5: Schätzung Stromertrag pro Jahr Obera Hälos in Megawattstunden für 3 verschiedene Windkraftanlagen mit Nabenhöhe 75 Meter über Grund. Die gesamten Verluste werden zu 6% angenommen.

Für die grossen Anlagentypen mit Nabenhöhe 113 Meter werden jährliche Nettoerträge zwischen 1.1 GWh – 1.5 GWh pro Jahr erwartet (Abb. 6). Zum Vergleich: im Neugüeter werden für eine E-82 E2 etwa 2.2 GWh pro Jahr erwartet! Die höchsten Erträge werden während Föhn erzielt (Abb. 2 und 4). Bei der Volllastnutzung sticht klar die Enercon E-82 E2 heraus, welche über 600 Volllaststunden pro Jahr erreicht (Abb. 7). Die Höhendifferenz von 28 Metern zwischen 113 und 85m ergibt einen Mehrertrag von rund 10% für die Enercon E-82 E2 gegenüber den Resultaten in Abbildung 8 im Anhang auf Seite 10.

Tabelle 3 fasst die jährlichen Nettostromerträge und die Stromgestehungskosten pro Kilowattstunde Strom für eine Enercon E-82 E2 am Standort Obera Hälos zusammen. Für diese WKA sind die Anlagen- und Investitionskosten einigermaßen bekannt (siehe Seite 8). Es wird jeweils auch der Unsicherheitsbereich der Schätzungen via Untergrenze und Obergrenze angegeben. Das resultierende Jahresmittel der Windstärke von **3.3 m/s auf 113m über Grund** liegt nur rund 0.4 m/s über dem Wert der Schweizer Windkarte (2.9 m/s).

Der erwartete Ertrag einer E-82 von 1270 MWh oder 1.27 GWh könnte den jährlichen Strombedarf

von rund 350 - 400 Haushalten in Triesen decken.

	E-82 E2, 113m	E-82, 113m	E-53, 75m	E-53, 75m	Jahresmittel, 113m
	Nettostromertrag MWh	Stromkosten Rp./kWh	Nettostromertrag MWh	Stromkosten Rp./kWh	Windstärke m/s
Erwartungs- wert	1270	39	470	45	3.3
Untergrenze	1120	45	420	50	3.1
Obergrenze	1460	34	550	38	3.5

Tabelle 3: Stromertrag in Megawattstunden pro Jahr (1 MWh = 1000 kWh), Stromgestehungskosten in Rappen pro Kilowattstunde und Jahresmittel Windgeschwindigkeit für Standort Obera Hälos für 2 ausgewählte Windkraftanlagen.

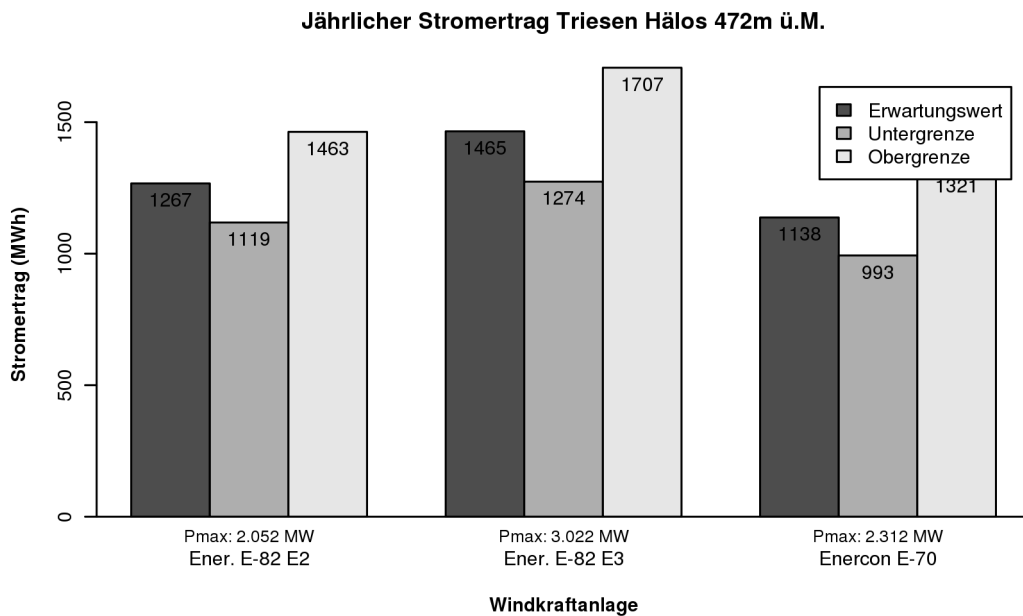


Abbildung 6: Schätzung Stromertrag pro Jahr Obera Hälos in Megawattstunden für 3 verschiedene Windkraftanlagen mit Nabenhöhe 113 Meter über Grund. Die gesamten Verluste werden zu 6% angenommen.

Stromgestehungskosten und Wirtschaftlichkeit

Für die Berechnung der Stromgestehungskosten in Tabelle 3 müssen verschiedene Kennzahlen wie die Nutzungsdauer der WKA, die Verzinsung des Fremdkapitals (ohne allfällige Subventionen), die gesamten Investitionskosten und die jährlichen Unterhaltskosten in Betracht gezogen werden. Die Annahmen für die Enercon E-82 lauten:

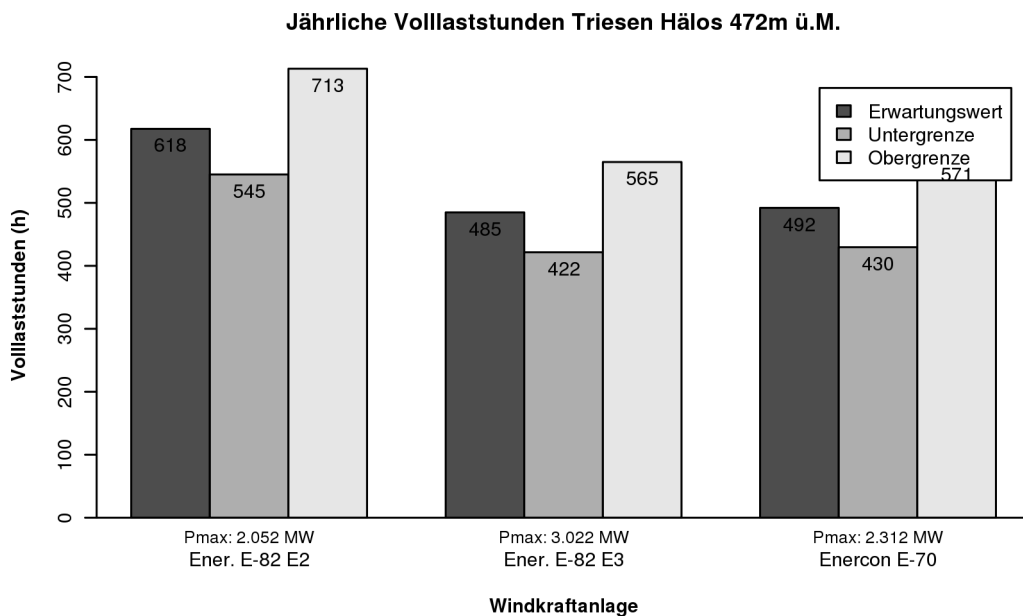
- Nutzungsdauer der Gesamtanlage: 20 Jahre
- Verzinsung Fremdkapital: 6%
- gesamte Investitionskosten: 5.3 Mio. CHF
- Jahreskosten (inkl. Kapitalkosten): 542'000.- CHF

Für die Enercon E-53 liegen die gesamten Investitionskosten bei knapp 2.6 Mio. CHF und Jahreskosten von 265'000.- CHF. Nutzungsdauer und Verzinsung sind gleich wie bei der E-82.

Fazit

Für den Standort Obera Hälos zeigt die Auswertung der Windmessungen, dass im Durchschnitt mit Stromgestehungskosten im Bereich von 39 Rappen pro Kilowattstunde gerechnet werden muss für eine Enercon E-82 E2 Anlage mit 113 Meter Nabenhöhe. Im optimalen Fall liegen die Kosten bei rund 33 Rappen pro Kilowattstunde. Falls der Windstrom in Liechtenstein künftig im Rahmen der schweizerischen kostendeckenden Einspeisevergütung (KEV) vergütet würde, wäre ein wirtschaftlicher Betrieb einer Windkraftanlage im Obera Hälos nicht möglich. Für die ersten 5 Jahre kann mit einer KEV-Vergütung von 20 Rp./kWh gerechnet werden. Nachher wird der Ertrag mit einer Referenzanlage verglichen, und für Standorte mit überdurchschnittlich viel Wind wird die Vergütung auf 17 Rp./kWh reduziert (siehe auch http://windland.ch/doku_wind/Einspeiseverguetung_Windenergie_Schweiz.pdf).

Falls der Windstrom jedoch wie der Strom aus Photovoltaik-Anlagen mit 45 Rp./kWh vergütet würde, wäre auch der Standort Obera Hälos für eine kommerzielle Windnutzung interessant. Es bleibt schlussendlich die Frage, wie viel das Land Liechtenstein aufwenden will für eine Erhöhung des Stromeigenversorgungsgrads im Inland und eine Reduktion der Stromimportabhängigkeit vom Ausland.



Windkraftanlage
Zeitraum: 04.2009-03.2010, Anzahl Windniveaus: 3, Nabe: 113m, Verluste 6%, Ref.-Station: MCH-Vaduz

Abbildung 7: Schätzung der Volllaststunden pro Jahr für 3 verschiedene Windkraftanlagen im Obera Hälos mit Nabenhöhe 113 Meter über Grund. Die gesamten Verluste werden zu 6% angenommen.

Anhang

Auf den folgenden Seiten werden weitere Ertragsschätzungen für verschiedene Windkraftanlagen und

für verschiedene Nabenhöhen gezeigt. Abbildungen 8 und 9 zeigen die geschätzten Erträge für 65m Nabenhöhe, und die Abbildungen 10 und 11 für 85m Nabenhöhe. Auf beiden Niveaus werden bis zu 560 Volllaststunden pro Jahr erwartet.

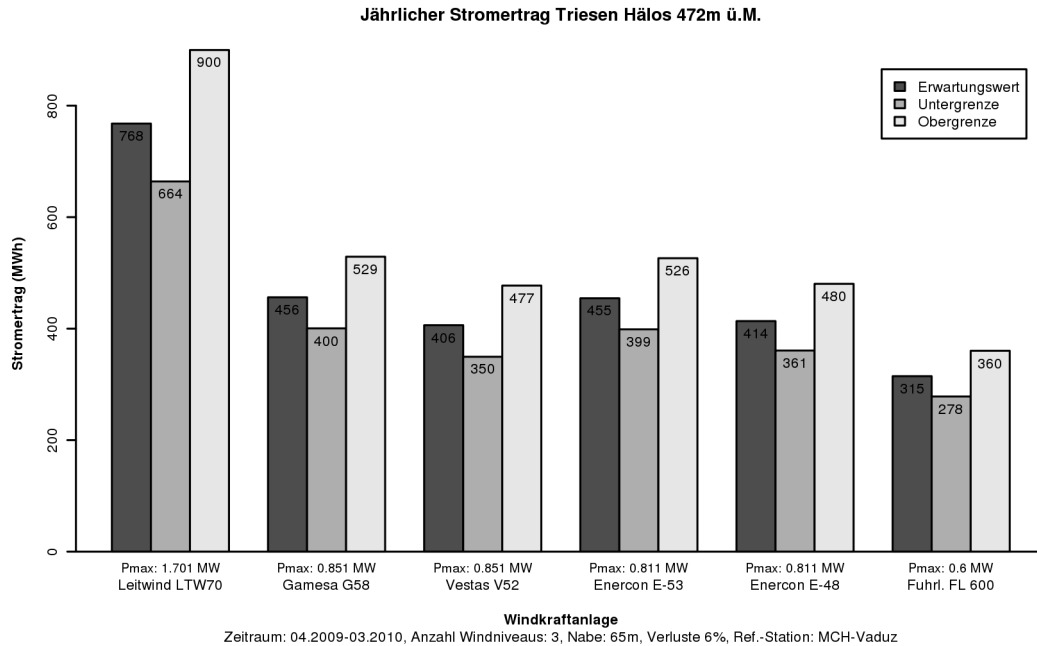


Abbildung 8: Schätzung Stromertrag pro Jahr Obera Hälos in Megawattstunden für 6 verschiedene Windkraftanlagen mit Nabenhöhe 65 Meter über Grund. Die gesamten Verluste werden zu 6% angenommen.

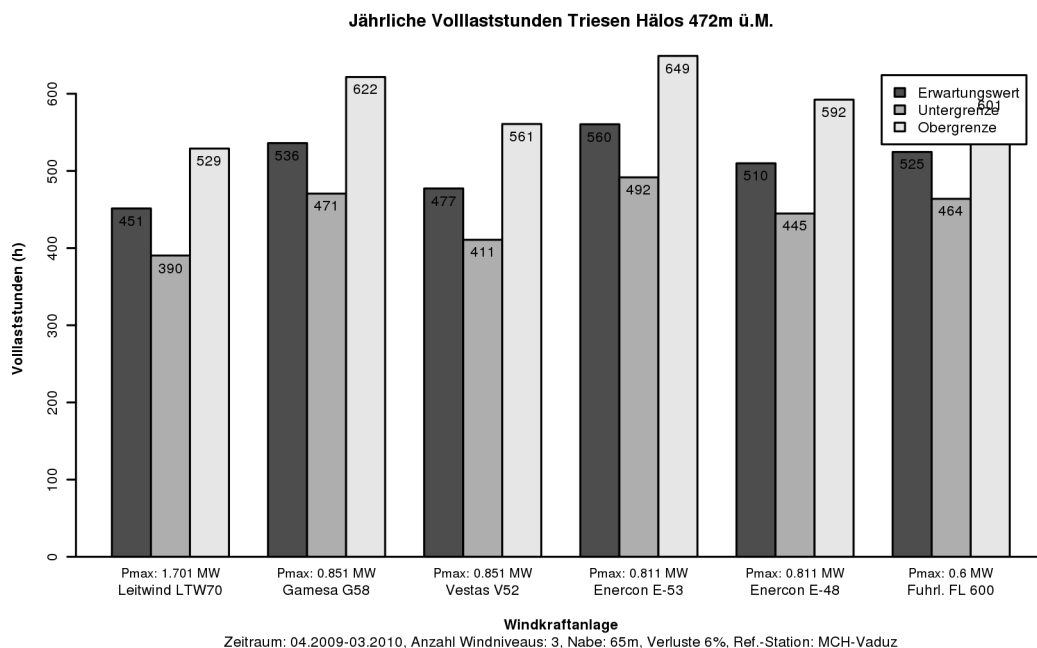
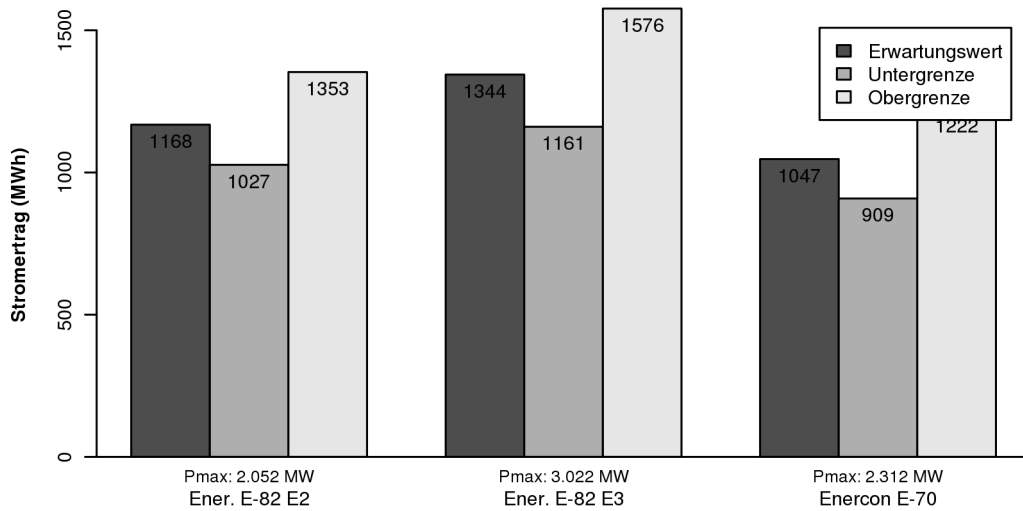


Abbildung 9: Schätzung der Volllaststunden pro Jahr für 36 verschiedene Windkraftanlagen im Obera Hälos mit Nabenhöhe 65 Meter über Grund. Die gesamten Verluste werden zu 6% angenommen.

Jährlicher Stromertrag Triesen Hälos 472m ü.M.

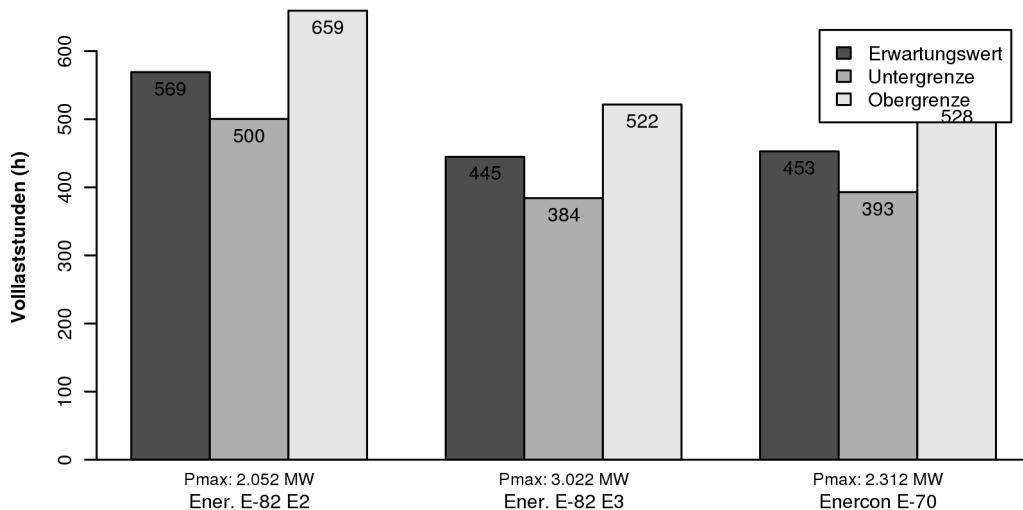


Windkraftanlage

Zeitraum: 04.2009-03.2010, Anzahl Windniveaus: 3, Nabe: 85m, Verluste 6%, Ref.-Station: MCH-Vaduz

Abbildung 10: Schätzung Stromertrag pro Jahr Obera Hälos in Megawattstunden für 3 verschiedene Windkraftanlagen mit Nabenhöhe 85 Meter über Grund. Die gesamten Verluste werden zu 6% angenommen.

Jährliche Volllaststunden Triesen Hälos 472m ü.M.



Windkraftanlage

Zeitraum: 04.2009-03.2010, Anzahl Windniveaus: 3, Nabe: 85m, Verluste 6%, Ref.-Station: MCH-Vaduz

Abbildung 11: Schätzung der Volllaststunden pro Jahr für 3 verschiedene Windkraftanlagen im Obera Hälos mit Nabenhöhe 85 Meter über Grund. Die gesamten Verluste werden zu 6% angenommen.