



Kleinwindenergieanlagen

*Ein Leitfaden für die Umsetzung eines
Kleinwindenergieanlagen-Projektes und welche
Einsatzmöglichkeiten gibt es heute und morgen?*

Projektarbeit im Rahmen des Universitätslehrgangs

CERTIFIED ENERGIE-AUTARKIE-COACH

an der Universität für Weiterbildung (Donau-Universität Krems)

eingereicht von

Ing. Thomas Wölfler

St. Georgen, 09.09.2012

Inhaltsverzeichnis

1.	Executive Summary	4
2.	Aufgabenstellung	5
2.1.	Definition Kleinwindenergieanlage (KWEA)	5
3.	Grundlagen der Windenergie	6
3.1.	Die Entstehung des Windes und wichtige Faktoren	6
3.2.	Theorie der Windmessung.....	7
3.3.	Datenanalyse	11
3.4.	Energieertragsberechnung	12
3.5.	Bauformen von Kleinwindenergieanlagen	15
3.5.1.	Anforderungen an Kleinwindenergieanlagen	18
4.	Projektumsetzung anhand eines Beispielstandortes	18
4.1.	Standortbesichtigung	18
4.2.	Windmessung.....	23
4.3.	Datenanalyse - Auswertung der Messdaten.....	25
4.3.1.	Langzeitabgleich der Messdaten	28
4.4.	Energieertragsberechnung	32
4.5.	Gestehungskosten mit KWEA	34
4.6.	Emissionen durch KWEA.....	36
5.	Resümee und Ausblick	39
6.	Literaturverzeichnis und Quellenangaben	41
7.	Anhang	42

Abbildungs- und Tabellenverzeichnis

Abb.1:	Isoventenverlauf über einem Nord-Süd-Querschnitt Deutschlands (Quelle: Molly, J-P., (1990), 33).....	7
Abb.2:	Links: Kombiniertes Windsensor Type 263 (Quelle: www.kroneis.at)	8
Abb.3:	Mitte: Anemometer Type NRG #40C (Quelle: www.nrgsystems.com)	8
Abb.4:	Rechts: Windfahne Type Thies Windrichtungssensor compact (Quelle: www.thiessclima.com)	8
Abb.5:	Schemazeichnung einer Windmessung (Quelle: Energiewerkstatt Verein).....	10
Abb.6:	Beispiel einer Häufigkeitsverteilung (Quelle: Molly, J-P., (1990), 38)	11
Abb.7:	Beispiel einer Leistungskurvenbewertung (Quelle: Wölfler T.)	15
Abb.8:	Überblick der verschiedenen Bauformen (Quelle: Heier, S., (2003), 51).....	16
Abb.9:	Leistungsbeiwert verschiedenen Bauformen (Quelle: Hau, E., (2008), 106)	17
Abb.10:	Darstellung des Projektstandortes mit Geoinformationen (Quelle: www.geoland.at)	19
Abb.11:	Lage des Projektstandortes (Quelle: Grundkarte BEV 1:50.000)	20
Abb.12:	Luftbild des Projektstandortes (Quelle:Google-Earth)	20
Abb.13:	360° Panoramafoto des Projektstandortes (Quelle: Wölfler T.)	21
Abb.14:	Foto der Windmessung am Standort (Quelle: Wölfler T.)	24
Abb.15:	WM Dobl – gemessene Häufigkeitsverteilung und Windrichtung (Quelle: WölflerT.)	26
Abb.16:	WM Dobl – gemessene monatliche Windgeschwindigkeit (Quelle: Wölfler T.).....	27
Abb.17:	spezifische Energieerträge Windpark Oberrödham 2000 – 2012 (Quelle: Wölfler T.)	28
Abb.18:	spezifische Energieerträge Windpark Oberrödham und WM Dobl 2012 (Quelle: Wölfler T.)	29
Abb.19:	Korrelation Windpark Oberrödham und WM Dobl 2012 (Quelle: Wölfler T.)	29
Abb.20:	Langzeitabgleich Standort Dobl (Quelle: Wölfler T.).....	30
Abb.21:	langjährige Häufigkeitsverteilung am Standort der Windmessung Dobl (Quelle: Wölfler T.)	31
Abb.22:	Ergebnisse der Ertragsberechnung am Standort der Windmessung Dobl (Quelle: Wölfler T.) .	33
Abb.23:	Ergebnisse der Studie des BWE (Quelle: www.wind-energie.at, 29.08.2012).....	34
Abb.24:	Schallberechnung - Berechnungsgrundlagen und Ergebnis (Quelle: Wölfler T.).....	36
Abb.25:	Schattenwurfberechnung - Berechnungsgrundlagen (Quelle: Wölfler T.).....	37
Abb.26:	Schattenwurfberechnung - Ergebnisse (Quelle: Wölfler T.).....	38
Tab.1:	Technische Daten der Windmessung.....	23
Tab.2:	WM Dobl – Übersicht der gemessenen Winddaten	25
Tab.3:	WM Dobl – Datenverfügbarkeit	25
Tab.4:	WM Dobl – gemessene monatliche Winddaten.....	26
Tab.5:	WM Dobl – gemessene und langjährige Winddaten.....	31
Tab.6:	Standort Dobl – berechnete langjährige Energieerträge	32
Tab.7:	Berechnung der Stromgestehungskosten am Standort Dobl.....	35

1. Executive Summary

In dieser Projektarbeit werden die Grundlagen der Windenergienutzung durch Kleinwindenergieanlagen (KWEA) dargelegt. Es wird das theoretische Wissen von der Windentstehung, der Windmessung und der Datenanalyse bis zur Ertragsprognose erläutert. Wichtige Formeln und Begriffe aus der Literatur werden erklärt, um Angaben von KWEA-Herstellern überprüfen und eine Anlagenauswahl treffen zu können.

Die einzelnen KWEA-Projektschritte werden anhand eines Beispielstandortes dargestellt. Die Vorgehensweise soll als Leitfaden für die Umsetzung von KWEA-Projekten dienen.

1. Besichtigung und Dokumentation des konkreten KWEA Standortes
2. Beschaffung von Hintergrundinformationen zu Genehmigungen
3. Durchführen einer Windmessung über ein Jahr
4. Langzeitabgleich der Messdaten
5. Prüfung der Herstellerangaben (Leistungskurve)
6. Ertragsberechnung
7. Berechnung der Stromgestehungskosten
8. Ermittlung der Schallimmissionen bei benachbarten Gebäuden
9. Ermittlung des Schattenwurfes bei benachbarten Gebäuden

Die Einsatzmöglichkeiten von KWEA heute und in naher Zukunft werden abschließend aufgegriffen, eine ausführliche Darlegung ist jedoch nicht Inhalt dieser Arbeit.

2. Aufgabenstellung

Das Thema Windenergie und deren Nutzung zur Erzeugung von elektrischer Energie, beschäftigt die Menschheit seit etwa Mitte des 20. Jahrhunderts. Seit Anfang der 90iger Jahre hat sich der Bereich der Energieerzeugung durch Windenergieanlagen stark entwickelt. Diese Entwicklung ist weltweit deutlich erkennbar, wodurch das Interesse von Privatpersonen, Landwirten und Gewerbetreibenden in Bezug auf die Nutzung von Windenergie immer größer wird. Oftmals ist dabei das Ziel, eine kleinere Windenergieanlage auf dem eigenen Grund und Boden zu installieren, um damit Strom für den eigenen Verbrauch zu erzeugen. Diesen Gedanken möchte ich in dieser Projektarbeit aufgreifen und die Wege zur Umsetzung eines solchen Vorhabens beschreiben. Zusätzlich soll die Einsatzmöglichkeit von Kleinwindenergieanlagen aus heutiger Sicht und in absehbarer Zukunft hinterfragt werden.

Die Extrapolation der Windverhältnisse in vertikaler als auch in horizontaler Richtung wird in dieser Arbeit nicht behandelt.

2.1. Definition Kleinwindenergieanlage (KWEA)

Windenergieanlagen werden in der Regel nach der Nennleistung des eingesetzten Generators in Kleinst-, Klein- und Großanlagen unterteilt. Ebenso können KWEA nach dem Durchmesser des Rotorkreises eingeteilt werden, diese Einteilung wird vor allem im Hinblick auf die erforderlichen Genehmigungen angewendet. Die Ausführungen und Erläuterungen in dieser Projektarbeit beziehen sich auf eine Anlagengröße von KWEA mit:

- **Rotordurchmesser** **4 bis 10 m**
- **Generatorleistung** **2 bis 10 kW**

3. Grundlagen der Windenergie

3.1. Die Entstehung des Windes und wichtige Faktoren

In diesem Abschnitt wird anhand von Literatur erläutert wie Wind entsteht und welche Faktoren bei der Energieerzeugung durch Windenergieanlagen von Bedeutung sind.

Die Sonne liefert ständig Energie in Form der Sonneneinstrahlung in die Atmosphäre der Erde. Durch die Einstrahlung werden Gebiete auf der Erde wie die Ozeane und das Festland unterschiedlich stark erwärmt, wodurch Luftmassen mit unterschiedlichem Luftdruck entstehen. Auf Grund des natürlichen Ausgleichsbedürfnisses setzen sich diese Luftmassen in Bewegung und es entsteht Wind. Die bewegte Luft, der Wind, wird von verschiedenen Kräften (Gravitations- und Rotationskräfte; Corioliskraft), abgelenkt und strömt über die Erdoberfläche. (vgl. Lauer, W., Bendix, J., (2006), 151-168)

Jens-Peter Molly hat in seinem Buch mit dem Titel „Windenergie – Theorie, Anwendung, Messung“ zusätzlich festgehalten.

„Nicht nur durch solche großräumige Ausgleichsbewegungen kann nutzbarer Wind entstehen, sondern auch durch lokale Windsysteme, meist hervorgerufen durch unterschiedliche Erwärmung nahe beieinander liegender Gebiete. Typisch hierfür sind Berg- Talwindsysteme durch schnellere Erwärmung und Abkühlung der Berghänge gegenüber dem Talboden oder Land- Seewindsysteme durch schnellere Erwärmung und Abkühlung des Landes gegenüber der Wasseroberfläche.“ (Molly, J-P., (1990), 32)

Der Wind wird durch die Beschaffenheit der Erdoberfläche beeinflusst. Dabei kann der Wind durch Hindernisse wie Gebäude oder Bäume abgebremst oder umgelenkt werden. Großräumig betrachtet, beeinflussen nicht nur

Hindernisse die Windverhältnisse sondern auch die Bodenoberfläche und die Orographie. Auf einer glatten Bodenoberfläche wie auf den Ozeanen wird der Wind in Bodennähe weniger stark abgebremst als in bewaldeten Gebieten. Durch diese Abbremsung kommt es laut Molly zu einer Verschiebung der Schichten mit gleicher Windgeschwindigkeit.

„Mit zunehmendem Küstenabstand werden die Höhenflächen gleicher Jahreswindgeschwindigkeit in immer größere Höhen verdrängt; höhere Windgeschwindigkeiten können dann nur mehr durch Berge, die in die nach oben verlagerten Isoventenflächen hineinragen, erreicht werden,“ (Molly, J-P., (1990), 33)

Dieser Isoventenverlauf ist in der folgenden Grafik dargestellt:

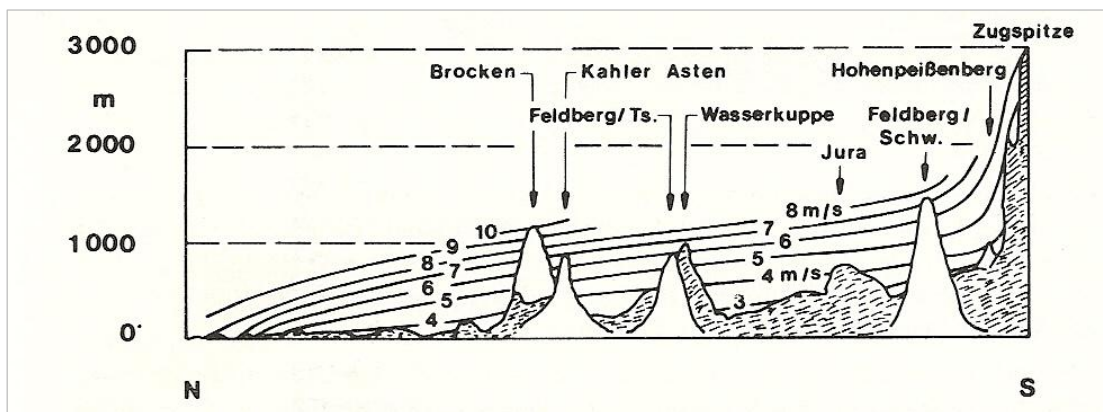


Abb.1: Isoventenverlauf über einem Nord-Süd-Querschnitt Deutschlands (Quelle: Molly, J-P., (1990), 33)

Zusammengefasst bedeutet das, dass die Windbedingungen an jedem Standort von zahlreichen Faktoren abhängig sind. Wie gut ein Standort für die Umsetzung eines KWEA-Projektes geeignet ist, lässt sich nur durch eine Windmessung klären.

3.2. Theorie der Windmessung

Für die Messung des Windes gibt es unterschiedliche Instrumente und Systeme. Am häufigsten werden Schalenkreuzanemometer (Abb.3), auch

Schalensternanemometer genannt, eingesetzt. Dieser Anemometertyp wird im Bereich der Großwindenergieanlagen zum Beispiel zur Leistungskurvenvermessung verwendet und wird als Standardinstrument für die Erstellung von Energieertrags- und Windzonengutachten vorausgesetzt. Andere Anemometertypen wie Flügelradanemometer, Ultraschalanemometer oder Hitzedrahtanemometer können als zusätzliche Messinstrumente verwendet werden, um weitere Informationen über einen Standort zu bekommen. Die Windmessung für ein KWEA-Projekt sollte zumindest mit einem Schalenkreuzanemometer und einer Windfahne ausgestattet sein.



Abb.2: Links: Kombiniertes Windsensor Type 263 (Quelle: www.kroneis.at)

Abb.3: Mitte: Anemometer Type NRG #40C (Quelle: www.nrgsystems.com)

Abb.4: Rechts: Windfahne Type Thies Windrichtungssensor compact (Quelle: www.thiessclima.com)

Um dem Anspruch einer genauen Ertragsprognose gerecht zu werden, muss in den meisten Fällen eine Windmessung mittels Messmast errichtet werden. Der Windmessmast kann aus verschiedenen Materialien wie Holz, Aluminium oder Stahl gefertigt sein. Wichtig dabei ist, dass die Höhe des Mastens der Nabenhöhe der geplanten Kleinwindenergieanlage entspricht.

„Auf der Messung von lokalen Windverhältnissen in Nabenhöhe einer geplanten Anlage beruhende Energieprognosen liefern die genauesten Ergebnisse.“ (Heier, S., (2003), 465)

Das Anemometer für die Messung der Windgeschwindigkeit soll am Mastspitz montiert werden, damit keine Beeinflussung durch den Mast selbst erfolgen kann. Der Messwertgeber zur Aufzeichnung der Windrichtung, die Windfahne, kann seitlich am Mastspitz montiert werden. Dabei ist darauf zu achten, dass die Windfahne auf der Seite des Messmasts montiert wird, die sich im rechten Winkel zur erwarteten Hauptwindrichtung befindet. Für die korrekte Aufzeichnung der Windrichtung muss die Nordmarkierung der Windfahne exakt eingemessen werden. Am einfachsten gelingt dies, wenn die Nordmarkierung der Windfahne in Richtung des Messmasts gedreht wird und aus einigen Metern Entfernung die Richtung mit dem Kompass einmisst. Auf der gegenüberliegenden Seite kann ein zusätzliches Anemometer als Backup (Sicherheit) montiert werden, welches ebenfalls im rechten Winkel zur Hauptwindrichtung frei angeströmt werden kann.

Die Messgeräte werden auf sogenannten Auslegern montiert. Die Auslegerlänge sowie der Abstand der Geräte untereinander soll großzügig gewählt werden um die Beeinflussung der Geräte untereinander und durch den Messmast möglichst gering zu halten.

Ein Windmessmast verfügt in der Regel über eine Grundplatte am Mastfuß, welche mit Eisenstangen am Boden fixiert wird. Am Mastfuß befindet sich ein Drehgelenk über das der Mast unter Zuhilfenahme eines Hilfsmastens aufgerichtet wird. Für die Stabilisierung des Mastens werden Stahlseile in vier Richtungen abgespannt. Ab einer Höhe von ca. 10 m wird der Mast in einer zweiten Höhe mit Seilen gesichert.

In der nachfolgenden Abbildung ist exemplarisch der Messaufbau einer 18 m hohen Windmessung dargestellt. Die Abspannseile sind nicht eingezeichnet, der Mast verfügt jedoch über eine Abspannung in zwei Höhen und die Seile werden in einem Radius von 5 m um den Mast im Boden verankert.

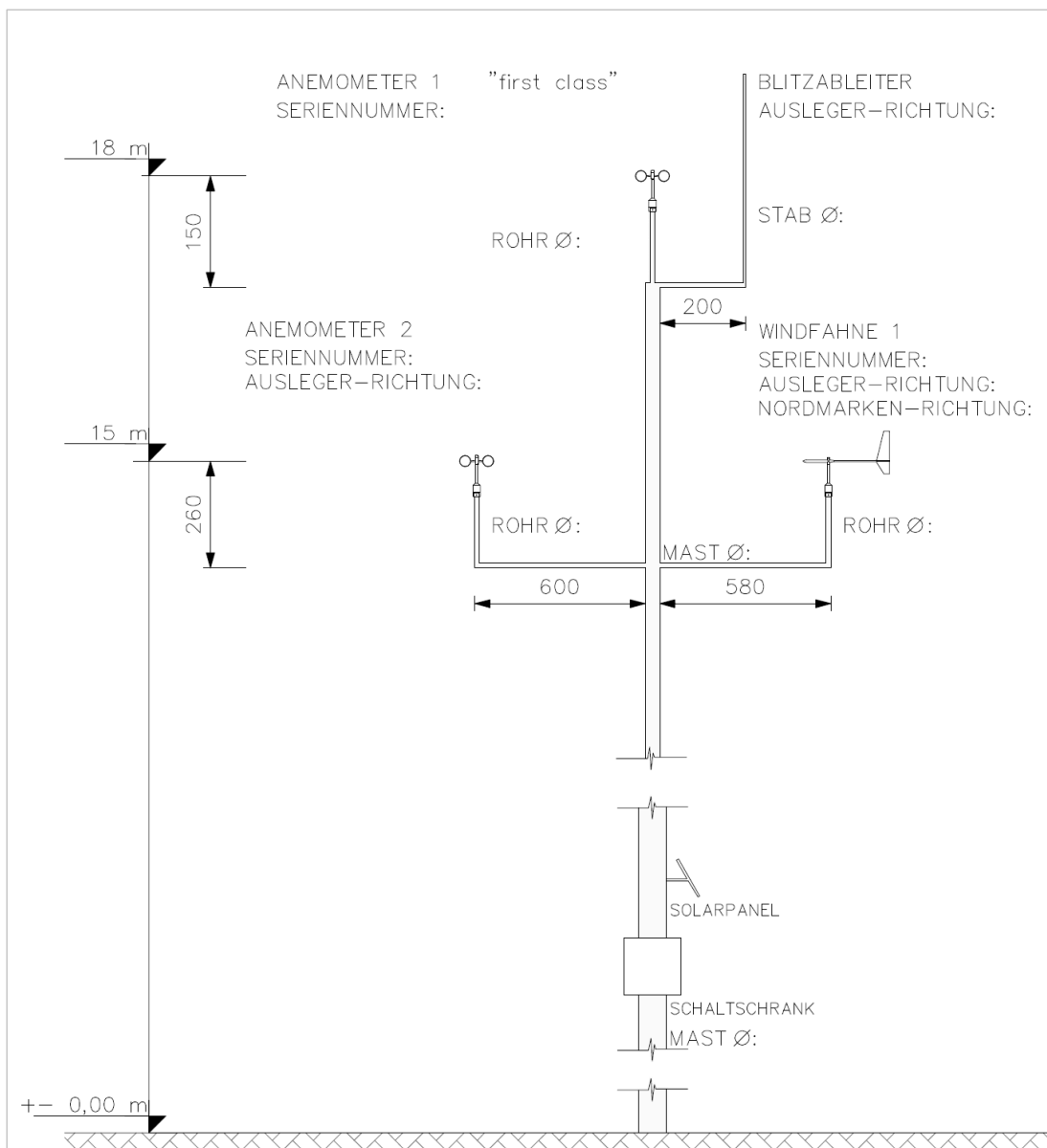


Abb.5: Schemazeichnung einer Windmessung (Quelle: Energiewerkstatt Verein)

Die gemessenen Winddaten werden in Form von Impulsen über die Sensorkabel an einen Datenlogger geschickt und dort gespeichert. Der Datenlogger benötigt eine Stromversorgung, die mit einem Photovoltaikmodul, einem Wechselrichter und einem Bleiakкумуляtor gewährleistet wird.

Das Messintervall kann zwischen 1 und 10 Sekunden betragen, das Speicherintervall wird in der Regel mit 10 Minuten festgelegt. Die

Windgeschwindigkeit sollte in Form von vier Parametern im jeweiligen 10-Minutenintervall gespeichert werden. Diese Parameter sind der maximale und minimale Messwert innerhalb der 10 Minuten, der Mittelwert und die Standardabweichung. Bei der Windrichtung ist der Mittelwert innerhalb des Speicherintervalls ausreichend. Die aufgezeichneten Daten werden wöchentlich ausgelesen und auf Datenlücken oder Fehlerwerte kontrolliert. Um aussagekräftige Messdaten zu erhalten und die jahreszeitlichen Schwankungen des Windangebotes am Standort aufzeichnen zu können, ist es sinnvoll den Wind über mindestens 1 Jahr zu messen.

3.3. Datenanalyse

„Zur Beurteilung eines künftigen Standortes für eine Windkraftanlage ist eine möglichst genaue Kenntnis über die zu erwartenden Windgeschwindigkeiten an diesem Standort notwendig. Die mittlere Jahreswindgeschwindigkeit ist zwar die wichtigste Information hierfür, sie sagt jedoch nichts über die Windschwankungen, also über die Vorkommenshäufigkeit höherer und niedriger Windgeschwindigkeiten aus. Diese Information ist in der sogenannten Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeit enthalten.“ (Molly, J-P., (1990), 38-39)

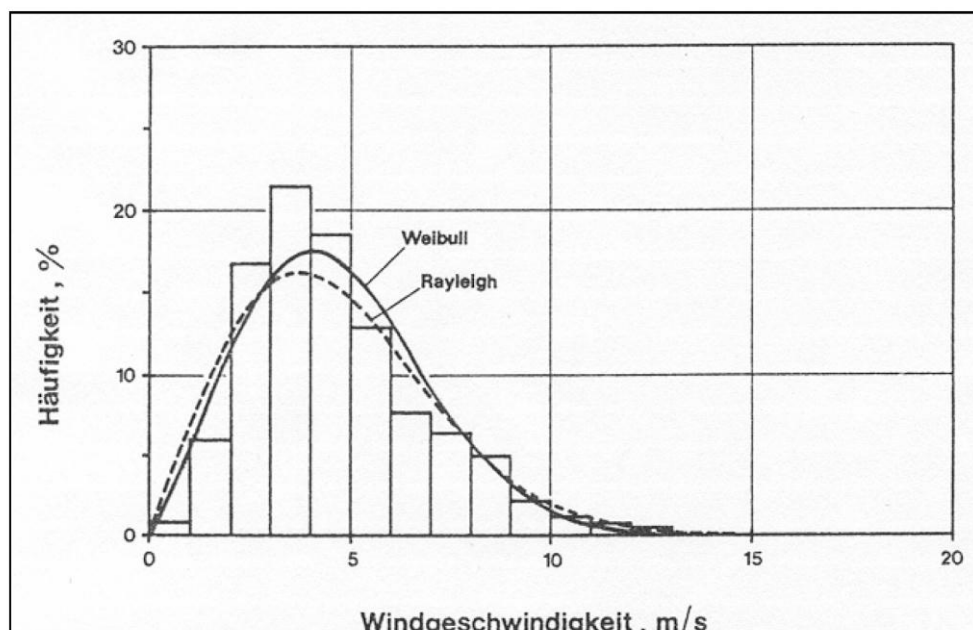


Abb.6: Beispiel einer Häufigkeitsverteilung (Quelle: Molly, J-P., (1990), 38)

Die gemessenen Mittelwerte der Windgeschwindigkeit werden in Klassen eingeteilt woraus eine standortspezifische Jahreshäufigkeitsverteilung entsteht. Bevor diese Verteilung für eine Ertragsprognose verwendet werden kann, werden die Daten kontrolliert. Speziell während der Wintermonate kommt es vermehrt zu Fehlwerten in der Messreihe, welche häufig durch die Vereisung des Anemometers verursacht werden. Diese Fehlwerte sind in der Häufigkeitsverteilung meist leicht erkennbar, da der Anteil der Windgeschwindigkeitswerte in der Klasse 0-1 m/s überproportional hoch ist. Im Detail kann man diese Werte in den Rohdaten erkennen und für die weitere Auswertung eliminieren. Am Ende der Ertragsberechnung sollte jedoch ein Verlust durch die Vereisung der Rotorblätter der KWEA, in Relation zu der Anzahl der eliminierten Werte, berücksichtigen werden.

Die aufbereitete Häufigkeitsverteilung stellt die Windverhältnisse eines Jahres dar und wird für eine fundierte Ertragsprognose einem langjährigen Abgleich unterzogen. Dieser Abgleich der Messdaten kann zum Beispiel über Korrelationen der Monats- oder Tagesmittelwert der Windgeschwindigkeit mit einer Referenzmessung oder mit Ertragsdaten von Windenergieanlagen der Umgebung durchgeführt werden. Als Referenzmessung stehen Messungen der Landesregierungen oder anderer öffentlichen Einrichtungen kostenlos zur Verfügung.

3.4. Energieertragsberechnung

Für die Berechnung des Energieertrages sind eine repräsentative Häufigkeitsverteilung, eine Leistungskurve der geplanten Windenergieanlage und die standortspezifischen Daten (Meereshöhe und Jahresmittel der Temperatur) notwendig.

Eine, für einen Standort repräsentative Häufigkeitsverteilung, basiert im Idealfall auf einer einjährigen Windmessung Vorort und einem langjährigen Abgleich der Messdaten durch eine Referenzmessung. Gerade bei KWEA-Projekten sollte direkt am Standort in Nabenhöhe gemessen werden, um erheblichen Ungenauigkeiten in der Ertragsprognose vorzubeugen.

Das Leistungsverhalten einer Windkraftanlage bei einer gewissen Windgeschwindigkeit wird in einer sogenannten Leistungskurve abgebildet. Dabei ist besonders darauf zu achten, dass die Angaben, die in der Regel vom Hersteller bekannt gegeben werden, in einem realistischen Bereich liegen. (vgl. Molly, J-P., (1990), 206)

„Herstellerangaben von Leistungskurven sind aber häufig bezüglich ihrer Qualität nicht einschätzbar. Leistungskurven werden in drei unterschiedlichen Standards angegeben:

- durch unabhängige Institutionen gemessene Leistungskurve
- durch den Hersteller gemessene Leistungskurven
- rechnerische Leistungskurven“

(Molly, J-P., (1990), 206)

Ist die angegebene Leistungskurve von einem unabhängigen Institut vermessen und die dabei geltenden Normen eingehalten worden, so kann diese Leistungskurve ohne weitere Überprüfung verwendet werden. Bei den meisten KWEA liegt eine solche Leistungskurve nicht vor, weshalb diese Angaben unbedingt überprüft werden müssen. Die dafür notwendigen Formeln sind nachstehend dargestellt.

Die theoretische Leistung im Wind wird in der Physik definiert als:

$$P_{theor} = \frac{1}{2} * \rho * v^3 * A [Watt]$$

mit

ρ ... Luftdichte am Standort in Nabenhöhe [kg/m³]

v ... die Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe [m/s]

A .. die Rotorfläche [m²]

Mit dieser Formel lässt sich für jede Windgeschwindigkeit die im Wind enthaltene Leistung errechnen. Um die theoretisch nutzbare Leistung mit

einer Windenergieanlage berechnen zu können findet das Betz'sche Gesetz nach Albert Betz 1926 Anwendung. Dieses Gesetz besagt, dass maximal $\frac{16}{27}$ der im Wind enthaltenen Energie mit dem idealen Windrad umgesetzt werden können.

$$P_{\max \text{ Betz}} = P_{\text{theor}} * \frac{16}{27} [\text{Watt}]$$

Dieses idealisierte Windrad ohne Verluste, welches Betz in seinen Ausführungen verwendete, gibt es in der Realität nicht. Für die Berechnung der real möglichen Leistungsentnahme einer Windenergieanlage, kann angenommen werden, dass in etwa 35% der theoretischen Leistung mit einer Windenergieanlage abgearbeitet werden können. Dieser Richtwert von 35% ist als Mittelwert über die gesamte Windgeschwindigkeitsbandbreite zu verstehen und kann im Teillastbereich auch geringfügig überschritten werden.

$$P_{\text{real möglich}} = P_{\text{theor}} * 0,35 [\text{Watt}]$$

Nachstehend wird in der Abbildung 7 beispielhaft die Auswertung einer Leistungskurvenbewertung anhand der drei oben genannten theoretischen Ausführungen dargestellt. Die Bewertung wurde für eine KWEA an einem Standort in Oberösterreich durchgeführt. Die KWEA ist ein Horizontalläufer mit drei Rotorblättern bei einem Durchmesser von 8 m. Die Angaben zur Leistungskurve wurden vom Anlagenhersteller zur Verfügung gestellt.

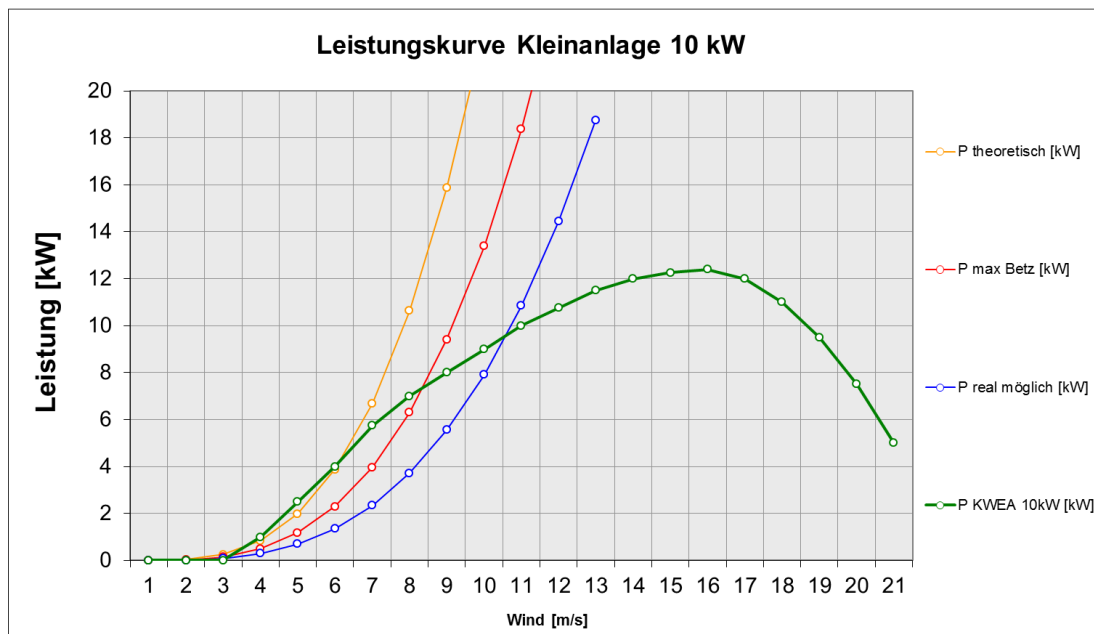


Abb.7: Beispiel einer Leistungskurvenbewertung (Quelle: Wölfler T.)

In dieser Abbildung ist ersichtlich, dass die Leistungsangaben des Anlagenherstellers im Bereich von 3 bis 6 m/s über dem theoretischen Leistungsinhalte des Windes, bis 8,5 m/s über der theoretisch möglichen Leistungsentnahme nach Betz und bis 11,5 m/s über einem realen Wert liegen. Diese KWEA wurde mehrfach in Oberösterreich installiert und konnte die Erwartungen der Betreiber auf Grund der falschen Angaben des Anlagenherstellers nicht erfüllen. Dieses drastische Beispiel soll zeigen, dass es gerade im Kleinwindbereich zu Fehlinformationen seitens der Anlagenhersteller kommen kann und eine Überprüfung der Angaben notwendig ist.

3.5. Bauformen von Kleinwindenergieanlagen

Windenergieanlagen können in die zwei großen Gruppen der Horizontal- und Vertikalläufer eingeteilt werden. Die Begriffe beziehen sich auf die Lage der Drehachse der Rotorwelle. Die Umwandlung der Windenergie kann mit Widerstand an den Flächen der bewegten Teile mit sogenannten Widerstandsläufern oder mit dem Auftrieb an den Flügeln erfolgen. Bei Widerstandsläufern ist der Energieentzug aus der Luft geringer als bei auftriebnutzenden Windenergieanlagen und werden daher nur für

mechanische Antriebe verwendet. Alle Windenergieanlagen, die für die Erzeugung elektrischer Energie eingesetzt werden, entsprechen dem Prinzip der auftriebnutzenden Windenergieanlage. Für alle diese Anlagen hat das Betz'sche Gesetz Gültigkeit und es können daher nur 16/27 der Leistung des Windes entzogen werden. (vgl. Heier, S., (2003), 50-52)

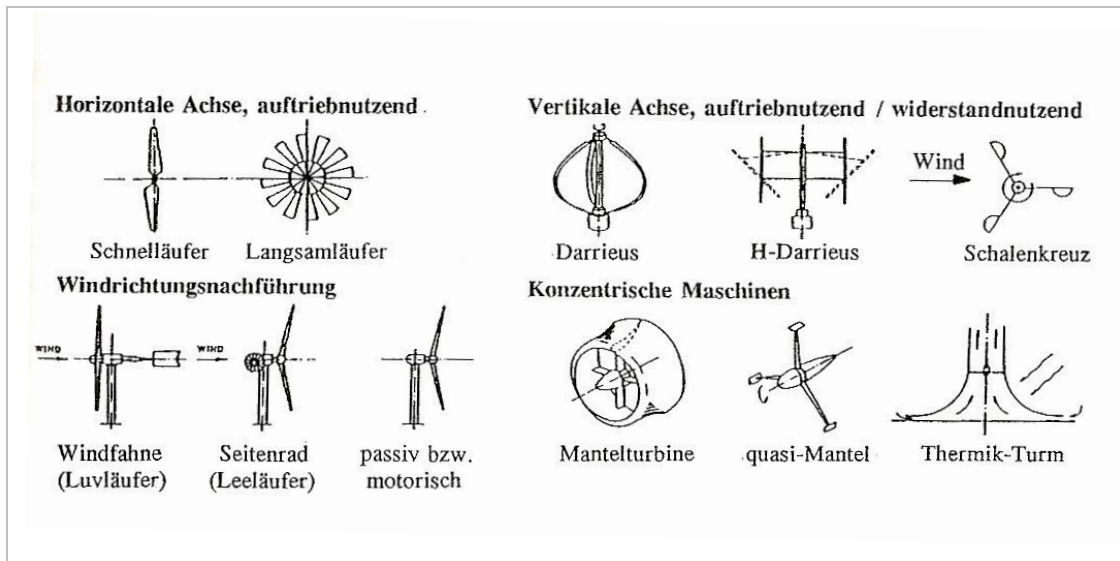


Abb.8: Überblick der verschiedenen Bauformen (Quelle: Heier, S., (2003), 51)

Wie in Abbildung 8 ersichtlich ist, können Windenergieanlagen mit horizontaler Achse in Schnell- und Langsamläufer unterteilt werden. Als Maßzahl für diese Unterscheidung wird die Schnelllaufzahl verwendet, welche das Verhältnis zwischen der Umfangsgeschwindigkeit an der Blattspitze und der Windgeschwindigkeit vor dem Windrad wiedergibt.

$$\lambda = \frac{Vu}{V1}$$

mit

λ ... Schnelllaufzahl

Vu ... Umfangsgeschwindigkeit an der Blattspitze [m/s]

$V1$... Windgeschwindigkeit vor dem Windrad in Nebenhöhe [m/s]

Die Umfangsgeschwindigkeit an der Blattspitze ist maßgebend für die Belastung der Rotorblätter und könnte bis zu 150 m/s betragen. Aus Lärmgründen wird jedoch eine Umfangsgeschwindigkeit von 75 m/s nicht überschritten. In der nachfolgenden Abbildung 9 ist der Leistungsbeiwert als Funktion der Schnelllaufzahl für verschiedene Bauformen von Windenergieanlagen dargestellt. Der Leistungsbeiwert c_p gibt das Verhältnis der entzogenen zu der im Wind enthaltenen Leistung wieder. Anlagen mit drei Rotorblättern erreichen bei einer Schnelllaufzahl von ca. 7 ihr Optimum, während Anlagen mit weniger Rotorblättern eine höhere Schnelllaufzahl benötigen. (vgl. Heier, S., (2003), 52-53)

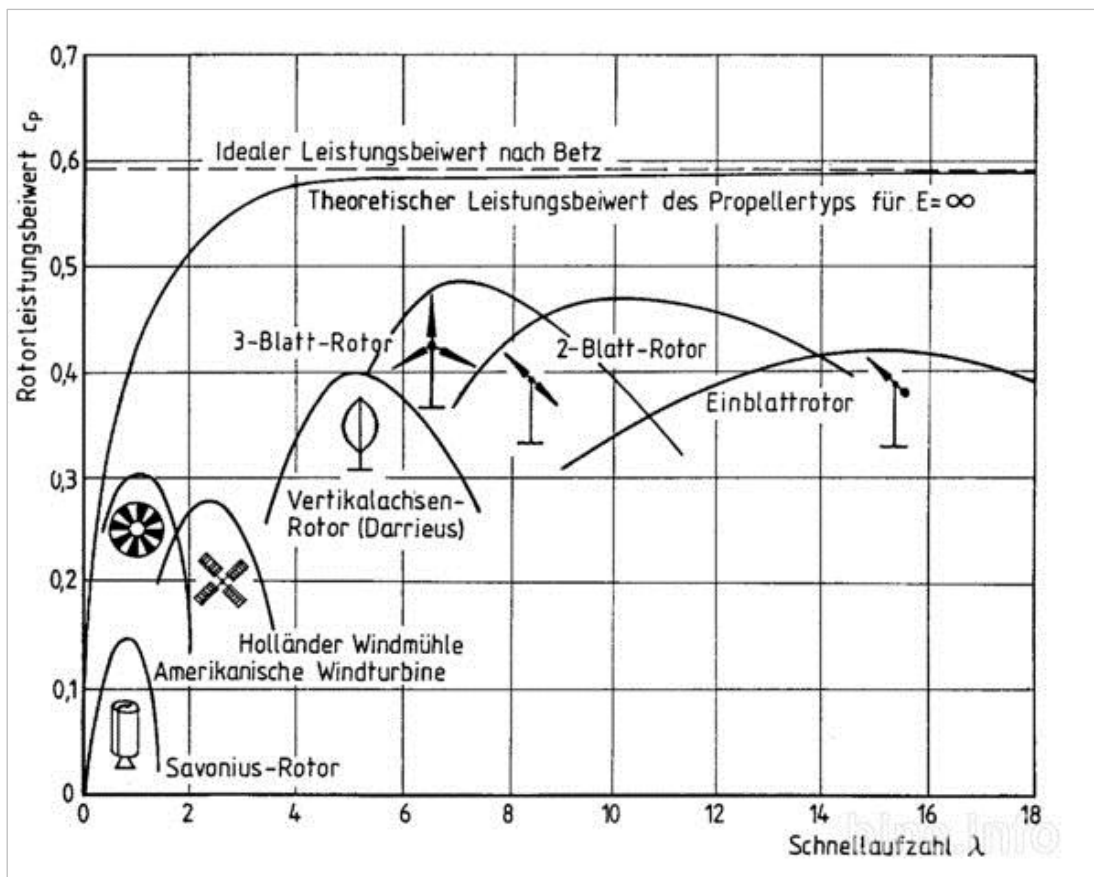


Abb.9: Leistungsbeiwert verschiedenen Bauformen (Quelle: Hau, E., (2008), 106)

Windenergieanlagen mit vertikalen Rotationsachsen, wie der Darrieus oder der Savonius-Rotor, haben ihr Optimum bei geringeren Schnelllaufzahlen, welches jedoch unterhalb des Leistungsbeiwertes von Dreiblattrotoren liegt. Durch den schlechteren Leistungsbeiwert und der aufwändigeren

Konstruktion sind die Stromgestehungskosten mit diesen Bauformen größer, als mit konventionellen Windenergieanlagen mit drei Rotorblättern. Diese Anlagentypen haben aber Vorteile im Hinblick auf die Lärmemissionen und könnten daher im Nahbereich von Wohngebieten eingesetzt werden.

3.5.1. Anforderungen an Kleinwindenergieanlagen

Im März 2012 wurde vom Arbeitsausschuss Windenergieanlagen der ASV für Elektro-, Maschinen-, Bau und Umwelttechnik der Bundesländer unter Einbeziehung des Bundesministeriums für Wirtschaft, Familie und Jugend (BMWFJ) ein Anforderungskatalog für die Aufstellung und den Betrieb von Kleinwindenergieanlagen (KWEA) erstellt. Darin sind die Unterlagen aufgelistet, welche ein Anlagenhersteller für die jeweilige Anlage vorweisen muss. Als Ergänzung befindet sich dieser Anforderungskatalog im Anhang, es wird jedoch nicht näher darauf eingegangen.

4. Projektumsetzung anhand eines Beispielstandortes

Die Eignung eines Standortes für die Installation einer KWEA ist abhängig von mehreren Faktoren. Die wichtigsten Punkte, welche im Zuge der Projektentwicklung untersucht werden müssen und die Vorgehensweise werden nachfolgend erläutert. Jeder Schritt wird dabei beispielhaft für den konkreten Standort Dobl in Oberösterreich durchgeführt.

4.1. Standortbesichtigung

Der erste Schritt bei der Projektentwicklung ist die Besichtigung des Standortes. Dabei wird der konkrete Projektstandort besichtigt und anhand von Fotos, GPS-Koordinaten und Notizen dokumentiert. Wichtig dabei ist, die exakten Koordinaten des Standortes festzuhalten und die Hindernisse in der näheren Umgebung, anhand einer Karte oder zusätzlichen Koordinaten zu verzeichnen. Je näher die Hindernisse am potentiellen Standort liegen, desto genauer müssen diese festgehalten werden. Diese Standortdokumentation wird im Laufe der Projektentwicklung für sämtliche Schritte herangezogen und bei der Interpretation der Winddaten, der Ableitung der

erzeugten Energie und zur Berechnung der Immissionen für benachbarte Gebäude verwendet.

Als Kartengrundlage für die Aufzeichnungen kann ein Auszug aus dem Katasterplan, ein Luftbild oder ein Ausschnitt einer Grundkarte dienen. Diese Daten können zum Beispiel unter der Internetadresse www.geoland.at kostenlos heruntergeladen werden.

Des Weiteren können mit Hilfe dies Webportals Geoland verschiedene Informationen im Hinblick auf Natur- und Landschaftsschutz, sowie weitere Auskünfte bezüglich der Raumordnung abgefragt werden. Diese Informationen werden zu Beginn eines Projektes überprüft, um die Genehmigungsschritte bzw. die Umsetzbarkeit diskutieren zu können. Für Informationen von der Plattform lässt sich jedoch kein Rechtsanspruch ableiten.

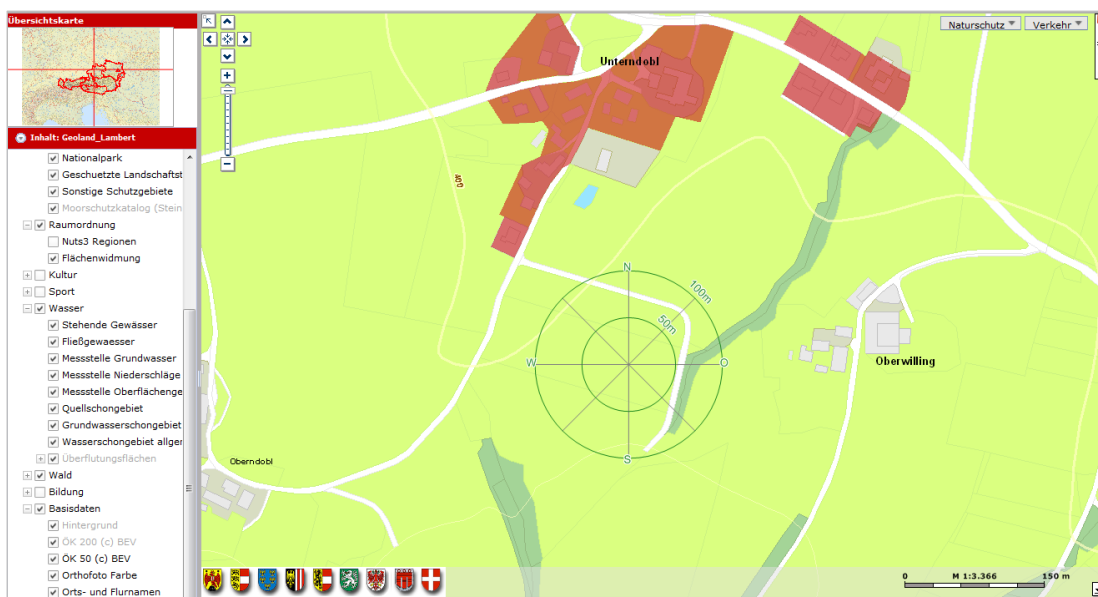


Abb.10: Darstellung des Projektstandortes mit Geoinformationen (Quelle: www.geoland.at)

Unter Anwendung des Webportals für den Standort KWEA-Dobl konnten keine Schutzgebiete ausfindig gemacht werden. Der Standort wird als landwirtschaftlich genutzte Fläche ausgewiesen.

Beschreibung des Projektstandortes KWEA-Dobl

Der Standort der geplanten KWEA befindet sich im Ortsteil Dobl, Gemeinde Zell an der Pram in Oberösterreich. In einer Entfernung von ca. 4 km in nordöstlicher Richtung befindet sich ein Windpark, der in weiterer Folge als Referenz für den langjährigen Abgleich verwendet wird.

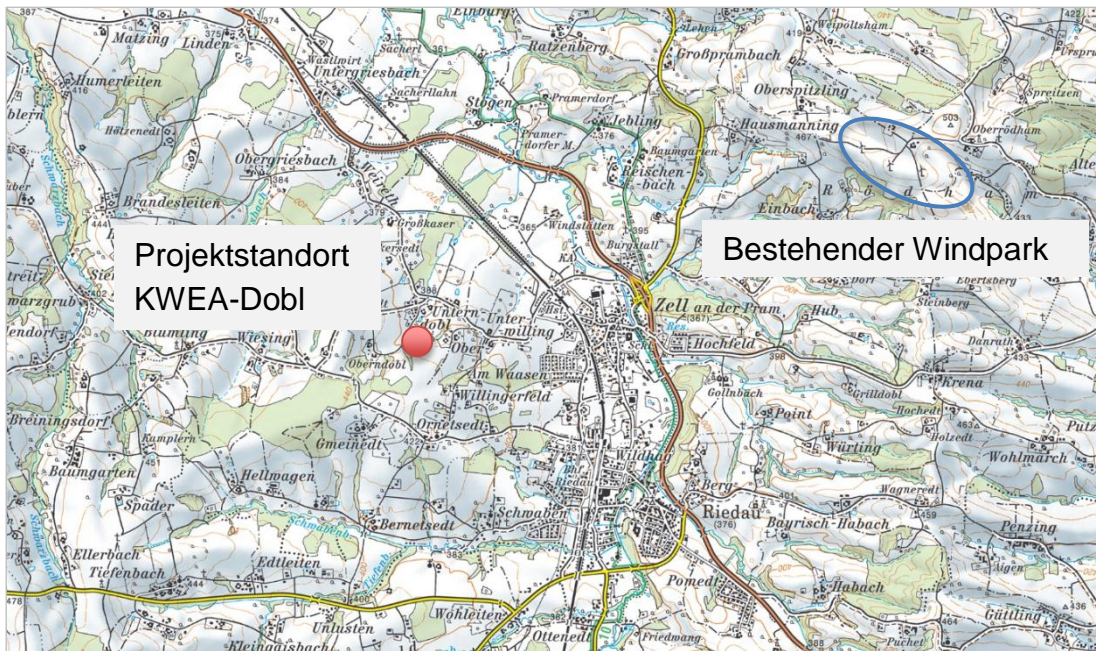


Abb.11: Lage des Projektstandortes (Quelle: Grundkarte BEV 1:50.000)

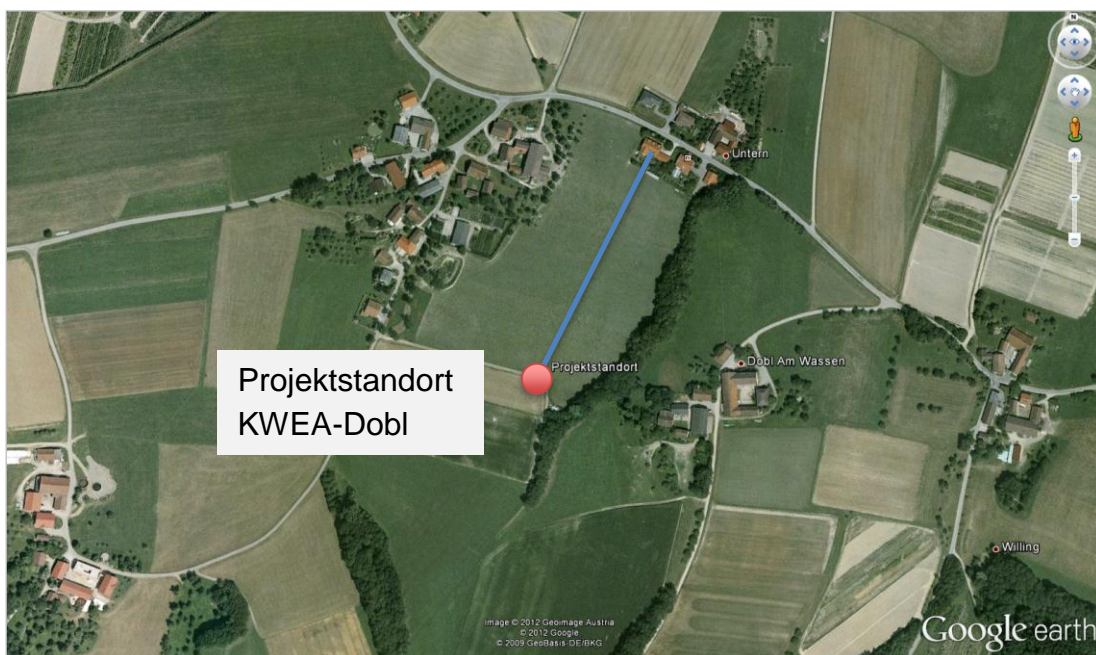


Abb.12:Luftbild des Projektstandortes (Quelle:Google-Earth)

Die Netzableitung soll über ein ca. 260 m langes Erdkabel in nordöstlicher Richtung erfolgen. Der Projektwerber möchte die erzeugte Energie direkt verbrauchen und lediglich den Überschuss in das öffentliche Netz einspeisen.

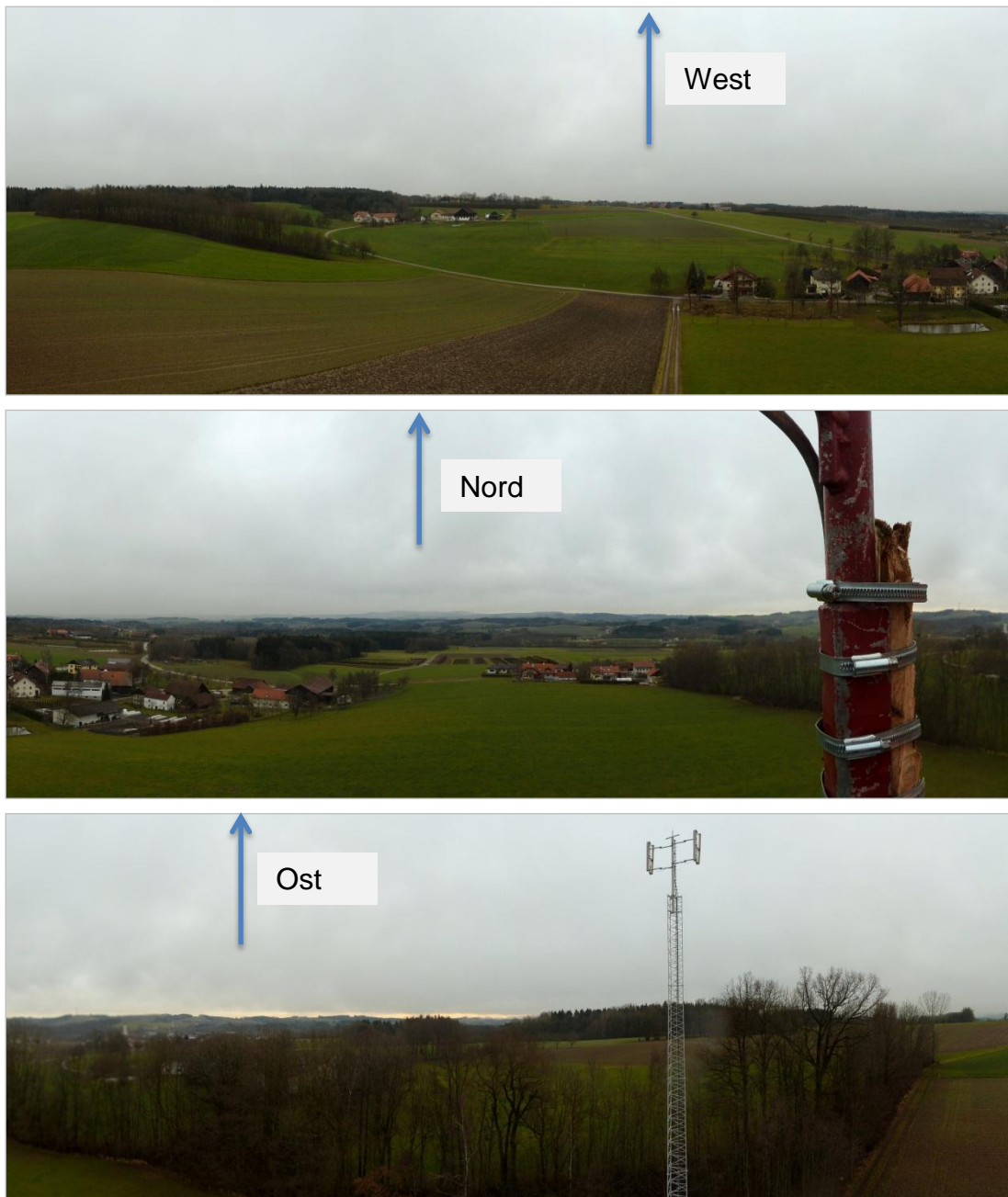


Abb.13:360° Panoramafoto des Projektstandortes (Quelle: Wölfler T.)

Der Standort befindet sich auf einem leicht von Nord nach Süd ansteigenden Hügel in einer Seehöhe von 407 m. Das Gebiet um den Standort wird landwirtschaftlich genutzt. In einer Entfernung von ca. 40 m in südöstlicher Richtung befinden sich ein Sendemast mit einer Höhe von ca. 20 m und ein Waldstreifen mit 8 bis 10 m hohen Bäumen.

Da sich der konkrete Projektstandort in Oberösterreich befindet, findet das OÖ. Elektrizitätswirtschafts- und Organisationsgesetz 2006 Anwendung. Das OÖ-ELWOG 2006, Fassung vom 20.08.2012 sieht unter §12 (2) einen Mindestabstand für Windkraftanlagen bis zu 30 kW von mindestens 100 m vor. Der Mindestabstand bezieht sich auf

- Gebäude im Grünland die überwiegend für Wohnzwecke genutzt werden
- Flächen die als Bauland gewidmet werden oder
- Flächen die gemäß dem örtlichen Entwicklungskonzept als künftiger Baulandbedarf festgelegt sind.

Eine elektrizitätsrechtliche Bewilligung ist für Windenergieanlagen mit einer Engpassleistung bis zu 5 kW nicht erforderlich, die vorher beschriebenen Mindestabstände müssen aber eingehalten werden.

Unter Punkt §12 (3) des OÖ-ELWOG 2006 wird auf die Emissionen der Windkraftanlage in Bezug auf die Nachbarn eingegangen. Wird um eine elektrizitätsrechtliche Bewilligung angesucht, so müssen Berechnungen für die zu erwartenden Emissionen dargelegt werden.

In weiterer Folge sollten der Projektwerber Gespräche mit den Nachbarn und der örtlichen Politik führen. Eine Zustimmung des örtlichen Netzbetreibers ist ebenfalls einzuholen.

4.2. Windmessung

Direkt am Standort der geplanten KWEA wurde eine Windmessung installiert. Die Messung wurde am 16.12.2011 in Betrieb genommen und zeichnet die Windgeschwindigkeit in einer Höhe von 22 m und die Windrichtung in 13 m über Grund auf. Als Messmast wurde ein Baumstamm verwendet, der mit Hilfe eines Krans aufgestellt wurde.

In der folgenden Tabelle sind die technischen Daten der Windmessung, wie die Koordinaten der Messung, die Angaben über die verwendeten Messinstrumente und die Speicherung zusammengefasst.

Inbetriebnahme	16.12.2011	
Masthöhe	22 m	
Koordinaten (Geogr. WGS 84)	O 13°36'24,00'' N 48°18'56,90''	
Seehöhe der Windmessung	407 m	
Windgeschwindigkeit 1	Messhöhe 22,0 m Anemometer Kroneis 206 P/LP	SNr. 3033
Windrichtung 1	Messhöhe 13,0 m Windfahne Kroneis 260 R	SNr. 3305
Barometer	Messhöhe 6,0 m Type: Ammonit AB60	SNr. 0604318
Temperaturfühler	Messhöhe 6,0 m, Type: PT100	
Datenlogger	Ammonit Meteo 32	SNr. C03- 0102
Datenaufzeichnung	10 Sekunden Messintervall	
Speicherintervall	10 Minuten-Zeitreihen und Monatsstatistiken	
Datenfernübertragung	GSM-Modem	

Tab.1: Technische Daten der Windmessung



Abb.14: Foto der Windmessung am Standort (Quelle: Wölfler T.)

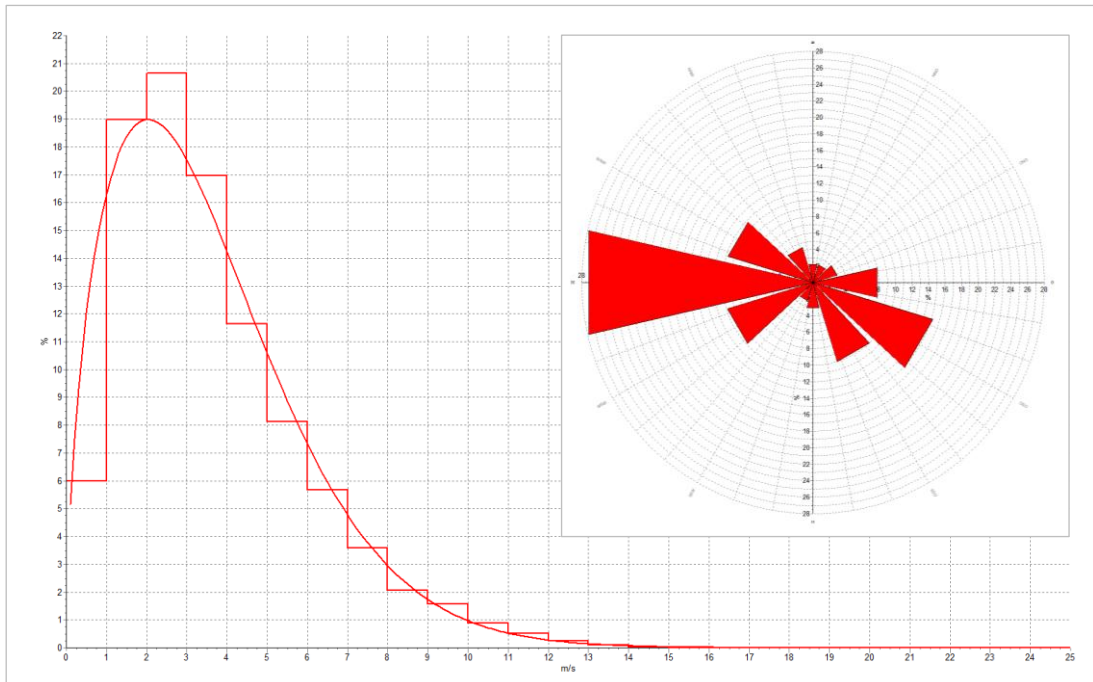


Abb.15: WM Dobl – gemessene Häufigkeitsverteilung und Windrichtung (Quelle: WölflerT.)

Monat	Messminuten	Verfügbarkeit	Vmed 22,0 m	Leistungsdichte
	[10 min]	[%]	[m/s]	[W/m ²]
Dez.11	2.236	100	4,03	104
Jän.12	4.464	100	5,45	179
Feb.12	4.176	100	3,72	91
Mär.12	4.464	100	3,50	76
Apr.12	4.320	100	3,22	39
Mai.12	4.464	100	3,12	40
Jun.12	4.320	100	3,11	42
Jul.12	4.464	100	3,01	36
Aug.12	2.977	100	2,40	18
Gesamt	35.885	100	3,52	69

Tab.4: WM Dobl – gemessene monatliche Winddaten

Vmed ... mittlere Windgeschwindigkeit

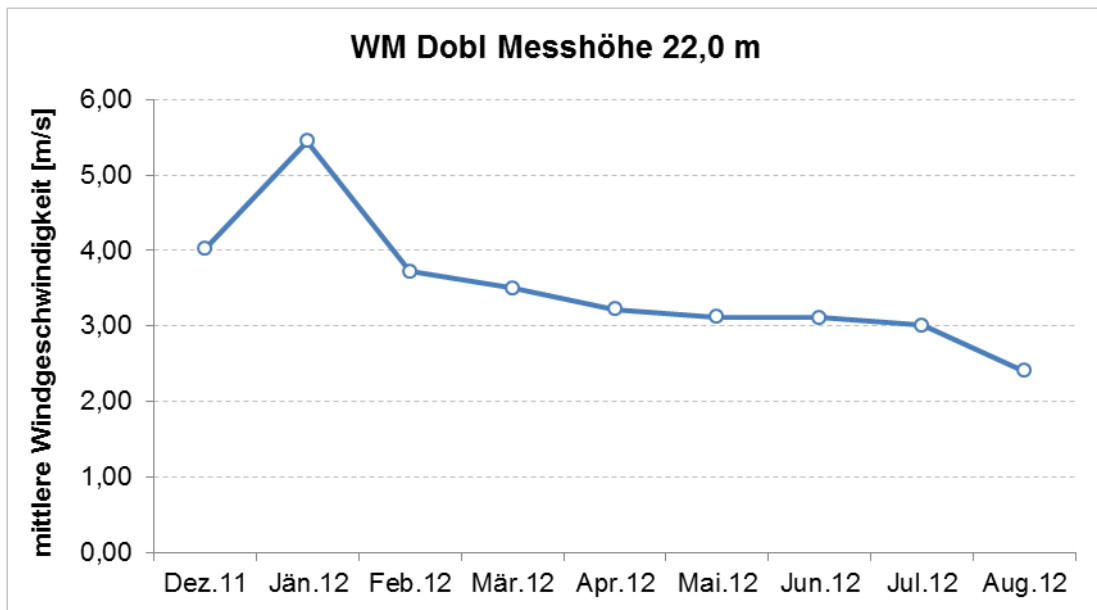


Abb.16: WM Dobl – gemessene monatliche Windgeschwindigkeit (Quelle: Wölfler T.)

Anhand der Messergebnisse lässt sich festhalten, dass es sich bei dem vorliegenden Standort um einen sogenannten Schwachwindstandort handelt. Im Umkehrschluss heißt das, dass es wenige Zeiten mit starken Windgeschwindigkeiten gibt. Aus diesem Grund sollte bei den Berechnungen der zu erwartenden Energieerträge eine Windenergieanlage mit einem verhältnismäßig großen Rotor gewählt werden. Bei Standorten mit starken Windverhältnissen ist hingegen ein hoch installierter Generator wichtig, um die Zeiten mit hohen Windgeschwindigkeiten gut ausnutzen zu können.

Die vorliegenden Messdaten beziehen sich auf einen Messzeitraum von 8,2 Monaten (249 Tage) und stellen somit kein vollständiges Messjahr dar. Das führt zu Unsicherheiten in der Ertragsprognose. Jedenfalls müssen in einem nächsten Schritt die Messdaten in einen Langzeitbezug gesetzt werden.

4.3.1. Langzeitabgleich der Messdaten

Für den Langzeitabgleich der Messdaten wurden die Energieerträge des nahegelegenen Windparks Oberrödham verwendet. Die Daten wurden seit Jänner 2000 in der Betriebsstatistik der IG-Windkraft (www.ig-windkraft.at) und auf der Webseite des Windparkbetreibers (www.haunold-anton.at) veröffentlicht. Der Windpark besteht aus drei Windkraftanlagen des Typs Vestas V47 mit einer Nennleistung von 660 kW, einem Rotordurchmesser von 47 m und einer Nabenhöhe von 65 m. Die Ertragsdaten der einzelnen Monate wurden gesichtet und für den Abgleich in spezifische Erträge in kWh/m² Rotorfläche umgerechnet.

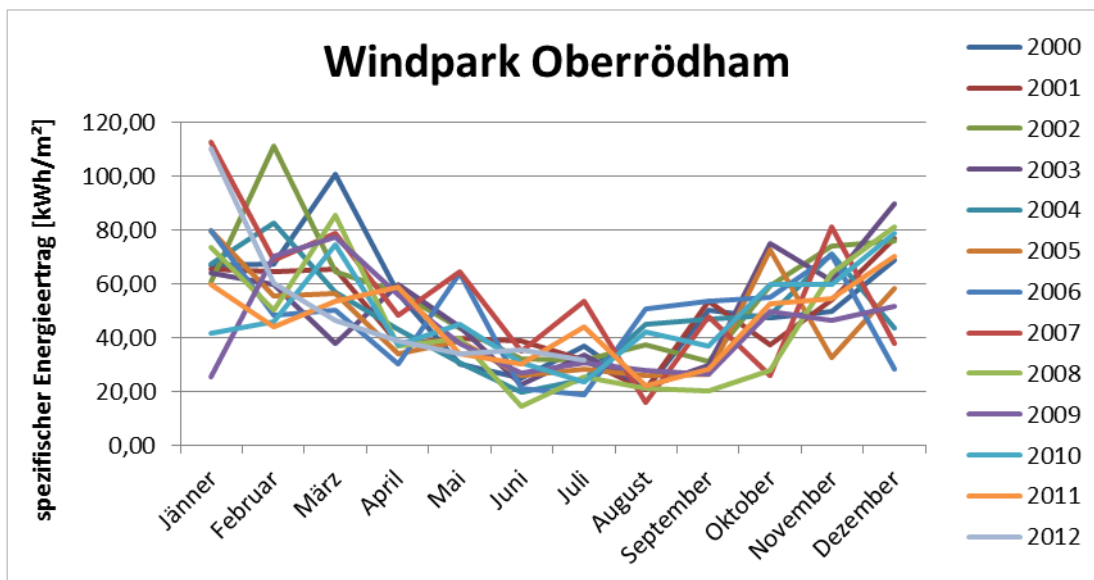


Abb.17: spezifische Energieerträge Windpark Oberrödham 2000 – 2012 (Quelle: Wölfler T.)

Um eine Korrelation zwischen den gemessenen Winddaten am Standort Dobl und den Ertragsdaten des Windparks Oberrödham herstellen zu können, muss für jedes Messmonat ein Ertrag mit der Anlagentype Vestas V47 berechnet werden. Da diese Anlage nicht am Standort Dobl errichtet werden kann handelt es sich bei diesen Erträgen um fiktive Erträge, die ausschließlich für die Korrelation verwendet werden.

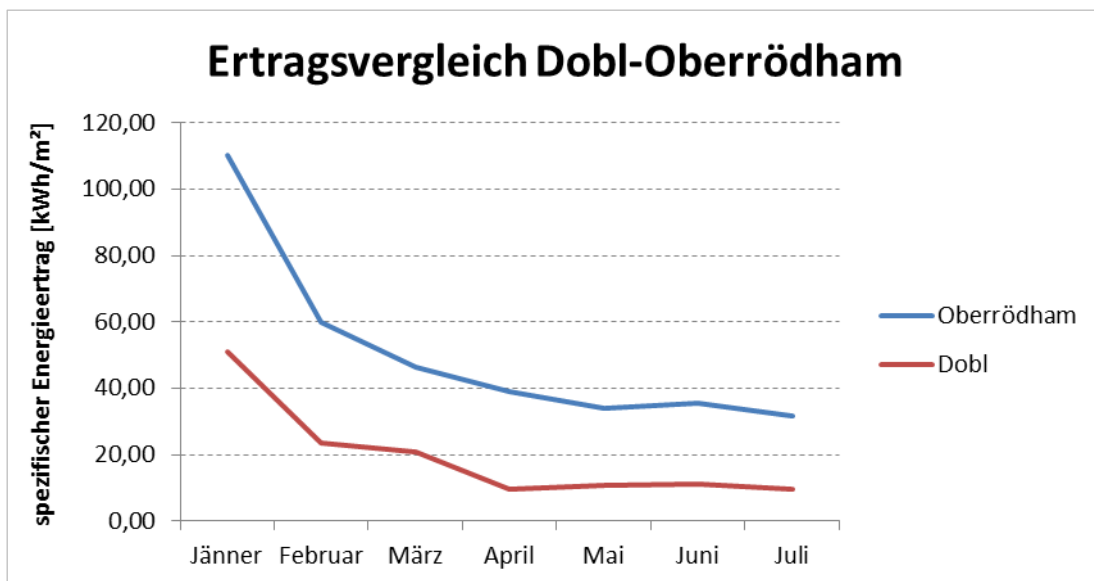


Abb.18: spezifische Energieerträge Windpark Oberrödham und WM Dobl 2012 (Quelle: Wölfler T.)

Aus diesen berechneten spezifischen Energieerträgen am Standort der Windmessung Dobl und den Daten des Windparks Oberrödham lässt sich in weiterer Folge eine Korrelation basierend auf den Monaten Jänner bis Juli 2012 ableiten.

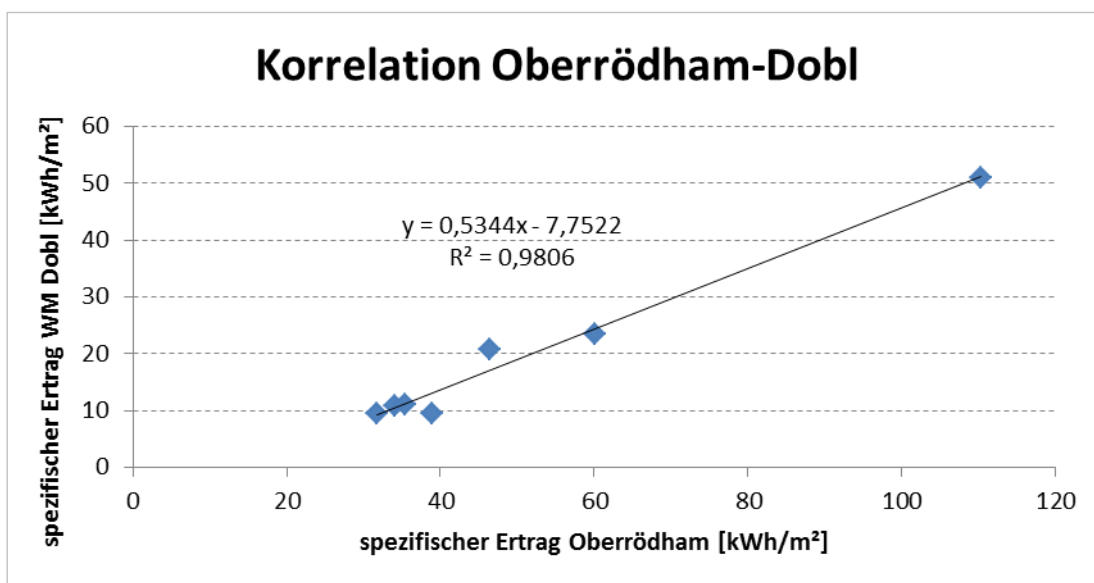


Abb.19: Korrelation Windpark Oberrödham und WM Dobl 2012 (Quelle: Wölfler T.)

Diese Korrelation zeigt, dass die Daten des Windparks Oberrödham für einen Langzeitabgleich herangezogen werden können, mit dem Bestimmtheitsmaß der Korrelation von $R^2=0,98$ ist dies mathematisch belegt. Mit dem linearen Zusammenhang von $y=0,5334x-7,7522$ können in weiterer Folge die spezifischen Energieerträge am Standort der Windmessung Dobl für den gesamten Zeitraum Jänner 2000 bis Dezember 2011 berechnet werden.

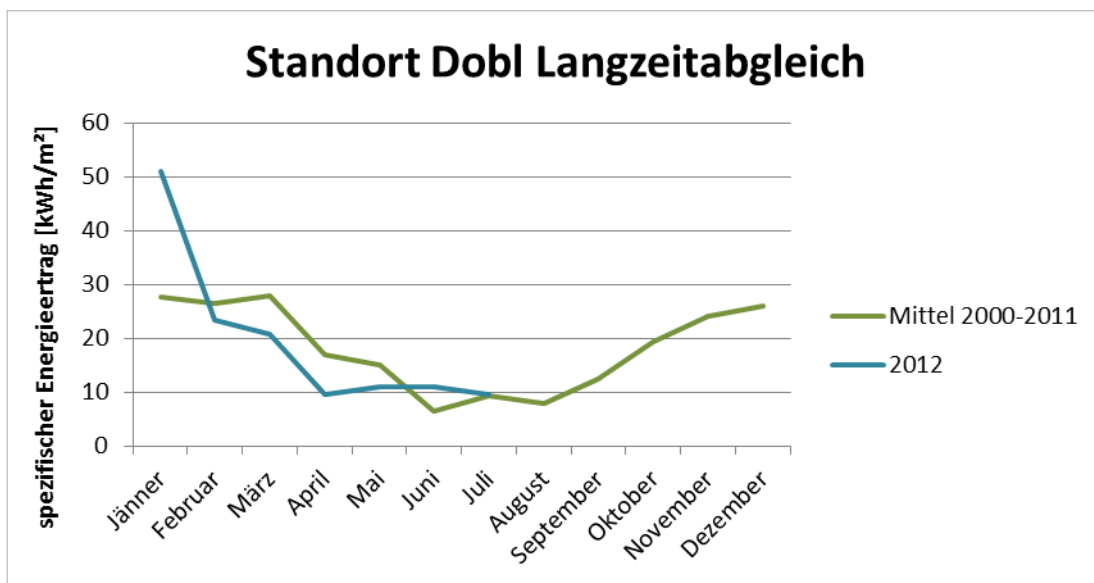


Abb.20: Langzeitabgleich Standort Dobl (Quelle: Wölfler T.)

Aus dieser Gegenüberstellung der berechneten spezifischen Erträge im Messzeitraum Jänner bis Juli 2012 und den langjährigen spezifischen Erträgen kann abgeleitet werden, dass der Monat Jänner überdurchschnittlich, die Monate Februar bis Mai unterdurchschnittlich und die Monate Juni und Juli leicht überdurchschnittlich waren. Für die noch nicht gemessenen oder unvollständigen Monate August bis Dezember kann eine Zunahme der Windverhältnisse erwartet werden. Im Mittel über den Zeitraum 2000 bis 2011 wurde ein spezifischer Energieertrag von 220 kWh/m² Rotorfläche berechnet wohingegen im Zeitraum Jänner bis Juli 2012 ein Wert von 136 kWh/m² ausgewertet wurde. In einem weiteren Schritt muss nun die gemessene Häufigkeitsverteilung am Standort Dobl an die langjährig zu erwartenden Windverhältnisse angepasst werden. Die langjährig zu

erwartenden Windverhältnisse werden in Form einer Jahreshäufigkeitsverteilung dargestellt, welche den Durchschnittswert der Jahre 2000 bis 2011 wiedergibt.

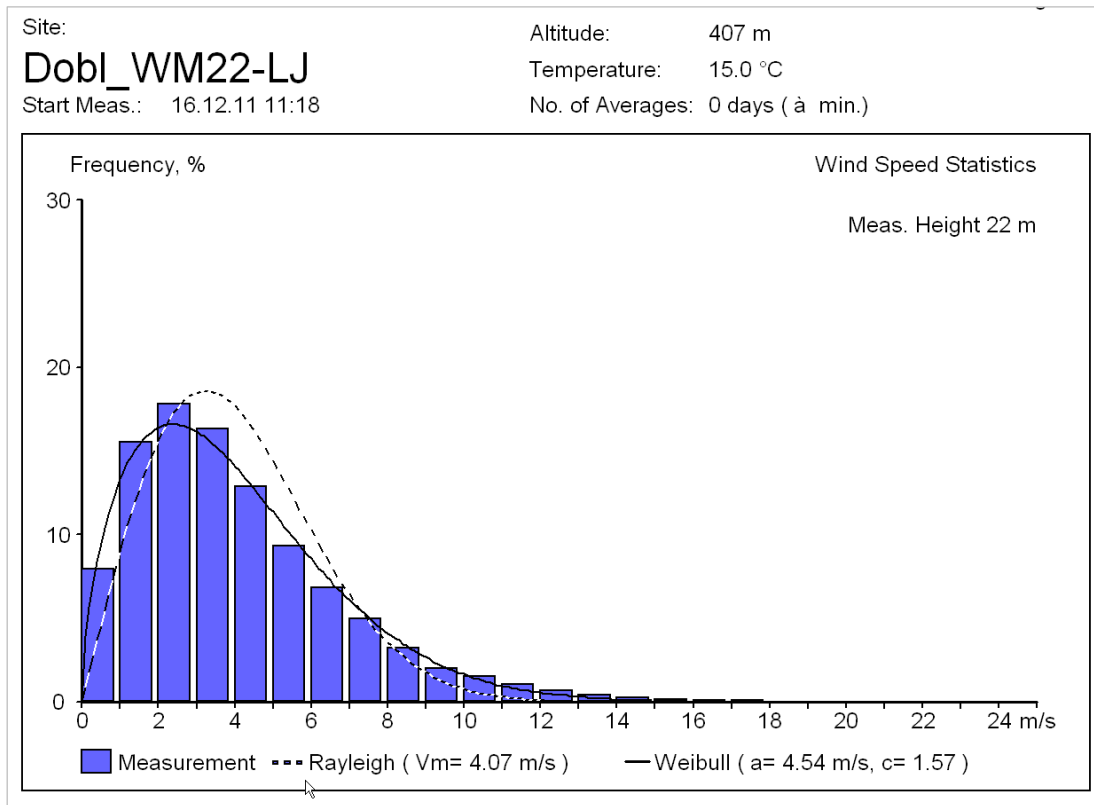


Abb.21: langjährige Häufigkeitsverteilung am Standort der Windmessung Dobl (Quelle: Wölfler T.)

Verwendeter Messzeitraum	Messzeitraum	Langjährig
Messhöhe	22,0 m	22,0 m
Vmed in Messhöhe	3,52 m/s	4,07 m/s
Weibull A in Messhöhe	4,01 m/s	4,54 m/s
Weibull C in Messhöhe	1,58	1,57
Mittlere Leistungsdichte in Messhöhe	69 W/m ²	103 W/m ²

Tab.5: WM Dobl – gemessene und langjährige Winddaten

Auf Basis dieser langjährigen Häufigkeitsverteilung kann eine Ertragsprognose durchgeführt werden.

4.4. Energieertragsberechnung

Die Berechnung des zu erwartenden Energieertrags am Standort der Windmessung Dobl wird auf Basis der unter Punkt 3.3. ermittelten langjährigen Häufigkeitsverteilung und der Leistungskurven der Anlagenhersteller durchgeführt.

Für die Ertragsprognose wurden zwei Anlagentypen exemplarisch ausgewählt, von denen vermessene oder zertifizierte Leistungskurven vorliegen.

Anlagenbezeichnung		ECOVENT	AIRCON 10S
Bauart		3-Blatt horizontale Achse	3-Blatt horizontale Achse
Rotordurchmesser	[m]	8,5	7,5
Nennleistung lt. Datenblatt	[kW]	10	10
Nennleistung lt. Leistungskurve	[kW]	6,1	11,1
Nabenhöhe	[m]	22	22
Einschaltgeschwindigkeit	[m/s]	3,0	3,5
Ausschaltgeschwindigkeit	[m/s]	25,0	25,0
Leistungskurve		Vermessen nach IEC 61400-12-1	Vermessen nach IEC 61400-12-1
Zertifizierungsinstitut		DEWI GmbH	TÜV SÜD NEL Ltd.
Berechneter Brutto Jahresenergieertrag	[kWh]	7.783	11.699

Tab.6: Standort Dobl – berechnete langjährige Energieerträge

Laut Datenblatt haben beide KWEA eine Nennleistung von 10 kW. Aus den vermessenen Leistungskurven geht jedoch hervor, dass die Anlage des Typs Ecovent eine Nennleistung von 6,1 kW und die Anlage Aircon 10S eine Nennleistung von 11,1 kW in der Realität aufweisen. Die Leistungskurven wurden auf Plausibilität überprüft und befinden sich im Anhang.

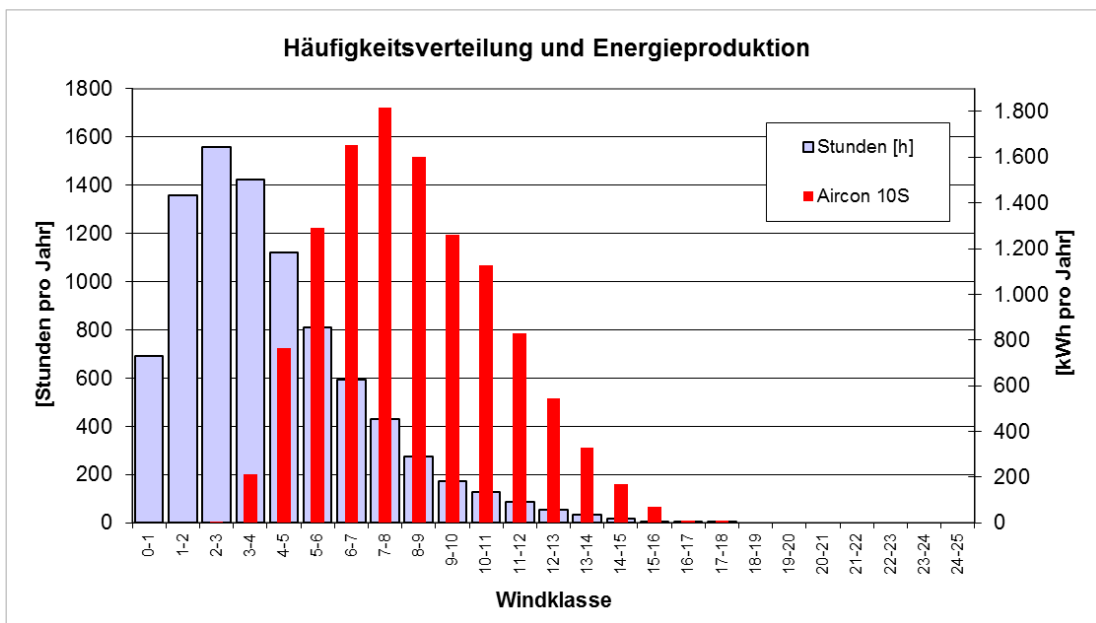
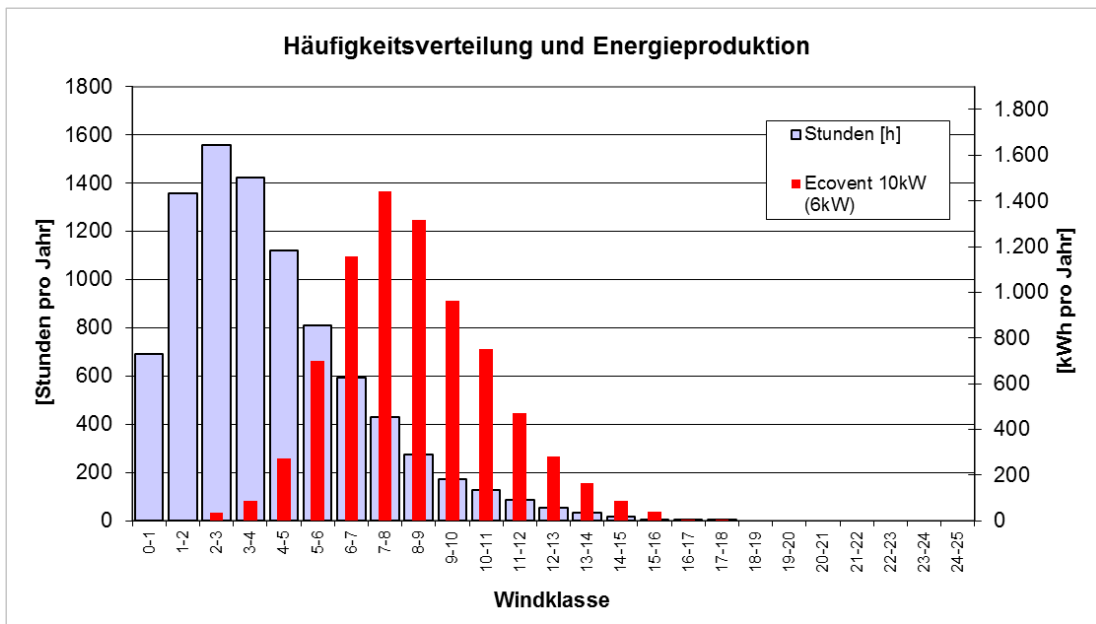


Abb.22: Ergebnisse der Ertragsberechnung am Standort der Windmessung Dobl (Quelle: Wölfler T.)

Diese Grafiken zeigen wie viel Energie bei welcher Windgeschwindigkeit durch die jeweilige KWEA produziert wird und wie viele Stunden diese Windgeschwindigkeit am Standort Dobl vorkommt. Im Geschwindigkeitsbereich 7-8 m/s wird die meiste Energie produziert obwohl diese Geschwindigkeit nur 430 h im Jahr (4,9 %) vorkommt.

4.5. Gestehungskosten mit KWEA

Der Bundesverband Windenergie e. V. (BWE) hat im Dezember 2010 eine Studie zum Thema „Wirtschaftlichkeit und Vergütung von Kleinwindenergieanlagen“ durchgeführt. In dieser Studie wurden die KWEA nach Leistungsklassen und die Standorte nach Windangebot eingeteilt. Demnach entspricht der Standort Dobl einem Schwachwindstandort und die KWEA Ecovent sowie die Aircon 10S Anlagen der Leistungsklasse II (5 – 30kW).

Szenario Nr.	KWEA-Konfiguration	Standortparameter	Beispielanlage	Gesamtenergieertrag pro Jahr	Volllaststunden	Mittlere Stromgestehungskosten
1	Klasse I schwach	$z_0=0,5$ $h=10\text{ m}$ $k=1,7$	$D=4,7\text{ m}$ $P_N=2,4\text{ kW}$ $V_N=9\text{ m/s}$	3.307 kWh/a	1.377 h	0,216 €/kWh
2	Klasse I stark	$z_0=0,5$ $h=10\text{ m}$ $k=1,7$	$D=3,7\text{ m}$ $P_N=2,4\text{ kW}$ $V_N=13\text{ m/s}$	2.124 kWh/a	885 h	0,320 €/kWh
3	Klasse II schwach	$z_0=0,5$ $h=20\text{ m}$ $k=1,8$	$D=7,6\text{ m}$ $P_N=10\text{ kW}$ $V_N=9\text{ m/s}$	8.484 kWh/a	848 h	0,326 €/kWh
4	Klasse II stark	$z_0=0,5$ $h=20\text{ m}$ $k=1,8$	$D=7,0\text{ m}$ $P_N=10\text{ kW}$ $V_N=17\text{ m/s}$	14.431 kWh/a	1.443 h	0,189 €/kWh
5	Klasse III	$z_0=0,5$ $h=35\text{ m}$ $k=2$	$D=19\text{ m}$ $P_N=80\text{ kW}$ $V_N=14\text{ m/s}$	146.741 kWh/a	1.834 h	0,113 €/kWh

Abb.23: Ergebnisse der Studie des BWE (Quelle: www.wind-energie.at, 29.08.2012)

Aus dieser Studie geht hervor, dass mit mittleren Stromgestehungskosten von 0,326 €/kWh (Klasse II schwach) für einen Standort wie den Projektstandort KWEA-Dobl gerechnet werden muss.

In Tabelle 7 (nächste Seite) ist eine Auflistung der Projektkosten für den Standort Dobl dargestellt. Die Kosten der Windkraftanlage, des Mast, der Sicherheitseinrichtung und der Steuereinheit wurden von den Herstellern angegeben. Die Kosten für das Fundament, die Errichtung, den Transport sowie die Planungskosten, wurden auf Basis von Erfahrungswerten des

Verein Energiewerkstatt (www.energiewerkstatt.org) eingeschätzt. Für die jährlichen Betriebskosten wurde ein Prozentsatz von 3% der Investitionssumme, ohne einen Anstieg über die Nutzungsdauer von 20 Jahren, angenommen. Es wurden kein Fremdkapitaleinsatz und keine interne Verzinsung berücksichtigt. Alle Preise sind in Euro (€) und exkl. MwSt. angegeben.

Kostenaufstellung		ECOVENT	AIRCON
Windkraftanlage	[€]	22.387	23.680
Mast	[€]	11.955	14.400
Fundament	[€]	5.000	5.000
Sicherheitsleiter Fallschutz	[€]	-	3.050
Steuerung und Verkabelung	[€]	9.037	490
Transport	[€]	800	1.200
Errichtung und Inbetriebnahme	[€]	1.842	2.000
Planung, Genehmigung, Sonstiges	[€]	2.000	2.000
Gesamtkosten KWEA	[€]	53.020	51.820
Betriebskosten jährlich (3%)	[€/a]	1.591	1.555
Betriebskosten 20 Jahre	[€]	31.812	31.092
Gesamtkosten 20 Jahre	[€]	84.832	82.912
Gesamtertrag 20 Jahre	[kWh]	155.660	233.980
Erzeugungskosten pro kWh	[€/kWh]	0,545	0,354

Tab.7: Berechnung der Stromgestehungskosten am Standort Dobl

Am Standort Dobl würden sich die Erzeugungskosten pro kWh mit den angeführten Anlagentypen auf 0,354 bis 0,545 €/kWh belaufen. Um diese Erzeugungskosten über die Laufzeit von 20 Jahren einhalten zu können bedarf es Eigenleistungen des Betreibers bei Wartung und Instandhaltung.

4.6. Emissionen durch KWEA

Die Emissionen durch die Installation einer KWEA belaufen sich im Wesentlichen auf die Schallemissionen und den zu erwartenden Schattenwurf. Für die Berechnung der Schallemissionen werden Angaben des Anlagenherstellers benötigt. Die Angaben sollten sich auf eine Vermessung des Schallpegels für den jeweiligen Anlagentyp unter Einhaltung der Norm IEC 61400-11 beziehen. Von der Anlagentype Aircon 10S liegt ein Zertifizierungsbericht mit der Angabe des Schalleistungspegels für eine Windgeschwindigkeit von 8 m/s vor. $L_{wd, 8m/s} = 83,2 \text{ [dB(A)]}$

Die Berechnungen wurden mit dem Programm "WindPRO, Vers. 2.8.552, Jul 2012", Modul "Decibel" der Dänischen Firma EMD (Energi- og Miljødata, Aalborg) durchgeführt. Das Schallberechnungsmodell basiert auf der Norm ISO 9613-2, weitere Details und Einstellungen der Schallberechnung sowie das Ergebnis sind nachfolgend dargestellt.

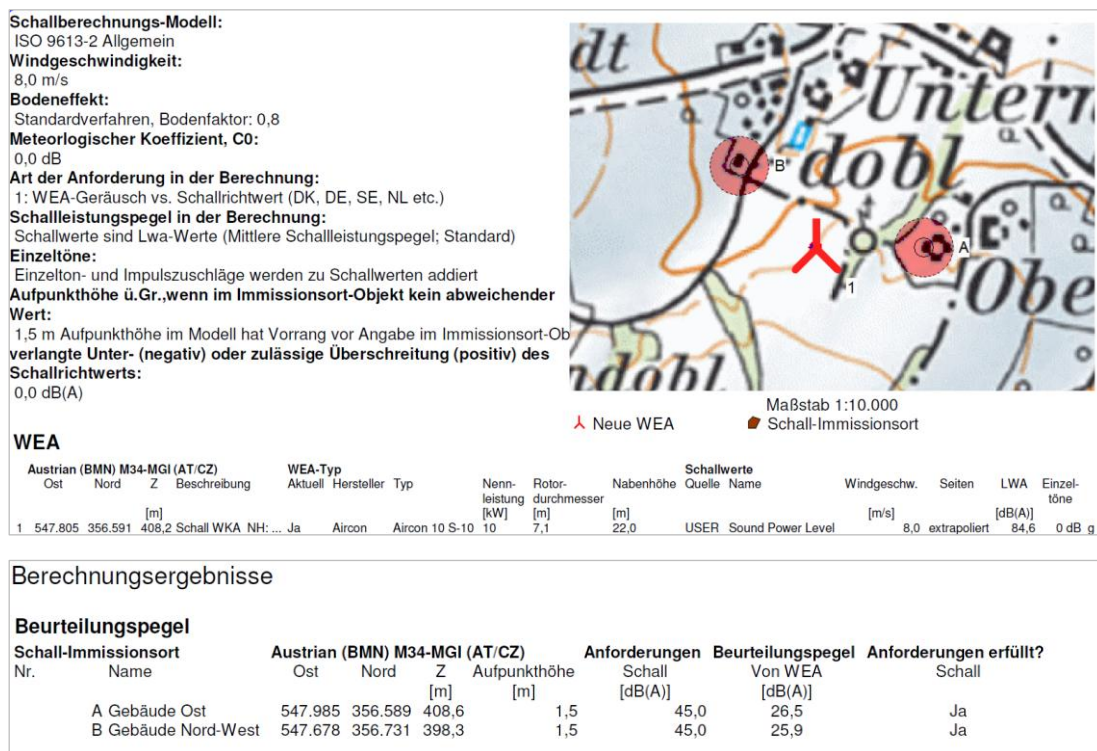


Abb.24: Schallberechnung - Berechnungsgrundlagen und Ergebnis (Quelle: Wölfler T.)

Das Ergebnis der Schallberechnung zeigt, dass die Immissionen an den nächstgelegenen Objekten bei 25,9 bzw. 26,5 dB(A) liegen und somit die gesetzlichen Anforderung von 45 dB(A) für Wohngebiete (Nachts) laut ÖAL-Richtlinie Nr.36 Blatt 1 (siehe Anhang) für einen Standort in Oberösterreich eingehalten werden.

Die Schattenwurfemission der geplanten Windkraftanlage wurde für den anlagentyp Ecovent mit dem Programm "WindPRO, Vers. 2.8.552, Jul 2012", Modul "Shadow" von der Dänischen Firma EMD (Energi- og Miljødata, Aalborg) berechnet.

Die Berechnung bezieht sich auf ein „Worst Case Szenario“ unter folgenden Voraussetzungen:

- Die Sonne scheint den ganzen Tag und jeden Tag im Jahr (keine Bewölkung)
- Die Windrichtung entspricht dem Azimutwinkel der Sonne, das bedeutet die Sonnenstrahlen treffen im rechten Winkel auf die Rotorblätter auf (maximaler Schattenwurf).
- Die Windkraftanlagen sind das ganze Jahr durchgehend in Betrieb.

Weitere Details und Einstellungen für die Berechnung der zu erwartenden Schattenemissionen sowie das Ergebnis sind nachfolgend dargestellt.

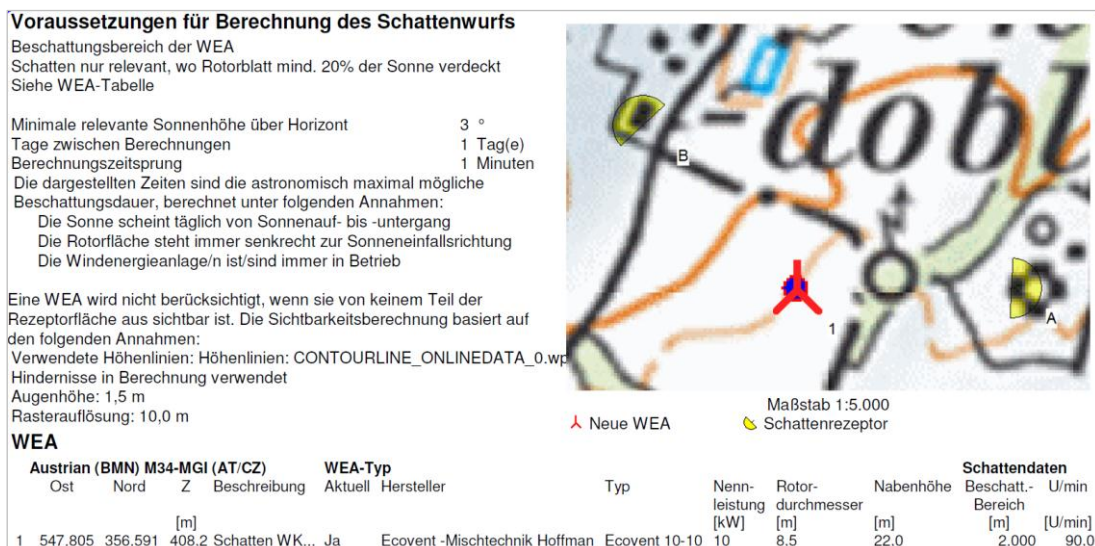


Abb.25: Schattenwurfberechnung - Berechnungsgrundlagen (Quelle: Wölfler T.)

Die Berechnungen wurden für einen angenommenen Rezeptor (z. B. ein Fenster) mit den Abmessungen 1x1 m und einem Meter über Boden durchgeführt. Die Rezeptorfläche ist 90° geneigt (entspricht einem normalem Fenster) und in Richtung der KWEA ausgerichtet.

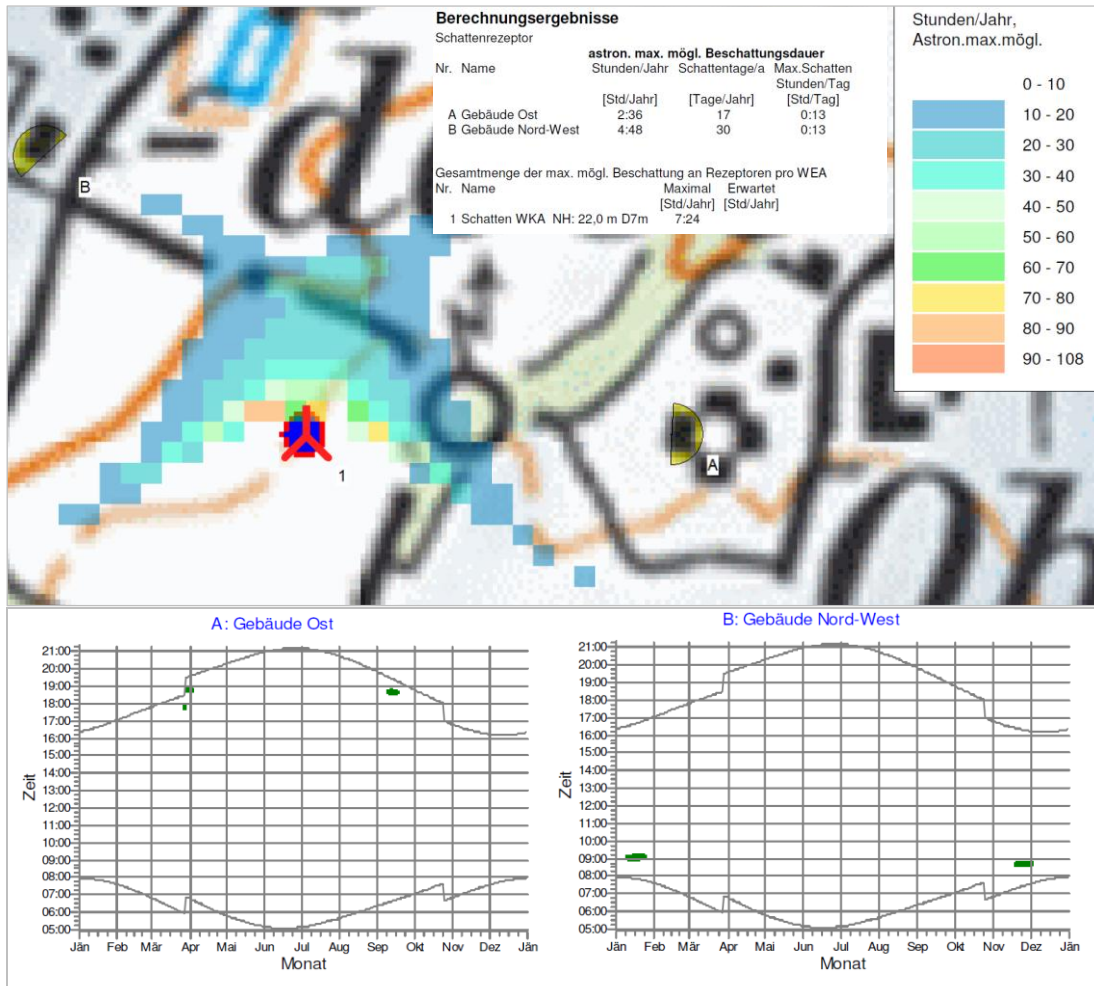


Abb.26: Schattenwurfberechnung - Ergebnisse (Quelle: Wölfler T.)

Nachdem es in Österreich keine gesetzlich geregelten Vorgaben zum Schattenwurf durch Windenergieanlagen gibt, orientiert man sich am deutschen Bundesimmissionsschutzgesetz in welchem als Grenzwerte eine Belastung von 30 Stunden pro Kalenderjahr und darüber hinaus nicht mehr als 30 Minuten pro Kalendertag festgelegt sind. Das Berechnungsergebnis von 2:36 bzw. 4:48 Stunden pro Jahr an den nächstgelegenen Gebäuden liegt somit unter den Grenzwerten.

5. Resümee und Ausblick

Kleinwindenergieanlagen sind im Sinne der Energieerzeugung ohne Schadstoffausstoß zu Befürworten. Leider gibt es unseriöse Hersteller bzw. Verkäufer von KWEA, die den Interessenten leere Versprechungen machen. Oft werden Ertragsprognosen bei einem Verkaufsgespräch, ohne Messdaten oder Referenzerträgen aus der näheren Umgebung, abgegeben. Mit so mancher „Zauberbox“ deren Funktionsweise nur dürftig erläutert wird, können laut Verkäufer 30.000 kWh im Jahr bei einer Erntefläche von 10 m² erzeugt werden. Derart unseriöse Aussagen führen zu immensen Erwartungen die nie erfüllt werden können und schaden somit der Windenergiebranche.

An die seriösen Hersteller werden dahingegen die Anforderungen im Hinblick auf Sicherheit, wie das Erkennen von Eisansatz an den Rotorblättern, immer größer. Zertifizierungen durch unabhängige Institutionen und vermessene Leistungskurven sowie Schallpegel spiegeln sich im Anschaffungspreis der KWEA wider. Die spezifischen Kosten für eine KWEA pro m² Rotorfläche liegen für die untersuchten Anlagentypen bei 934 bis 1.174 €/m², das ist im Vergleich zu Großwindenergieanlagen das 2 bis 3-fache. Weiters sind die Windbedingungen in Bodennähe deutlich schlechter als in Höhen von 100 bis 140 m, die mit modernen Großwindenergieanlagen erreicht werden. Auch die Vorgaben für die Erreichung von Genehmigungen erschweren die Umsetzung von KWEA-Projekten, diese sind aber im Sinne der Sicherheit und Sinnhaftigkeit notwendig.

Wie die Berechnung der Stromgestehungskosten gezeigt hat, ist aus rein wirtschaftlicher Sicht, die Stromerzeugung mit einer KWEA und die Substitution des Eigenstromverbrauches am Beispielstandort nicht sinnvoll. Auch in den windreichsten Gegenden in Österreich, wie dem Marchfeld oder dem Nordburgenland, ist ein wirtschaftlicher Betrieb bei diesen Anlagenkosten nur schwer realisierbar.

Die Einsatzmöglichkeiten von KWEA heute und in naher Zukunft sind schwer abschätzbar und hängen im Wesentlichen von den Anlagenkosten und der Entwicklung des Strompreises ab.

Der deutsche Anlagenhersteller Allgaier baute bereits in den 50er-Jahren Kleinwindkraftanlagen in Serie. Diese Anlagen waren für, vom öffentlichem Netz entfernt liegende Gehöfte zur Stromgewinnung konzipiert und hatten einen Rotordurchmesser von 10 m bei einer Generatorleistung von 6 kW bzw. 10 kW. Die Rotorblätter konnten um die Längsachse verstellt werden, um die Leistungsentnahme regulieren zu können. (vgl. Heier, S., (2003), 7-8)

Dieses Einsatzgebiet für KWEA kommt aus heutiger Sicht immer noch in Frage, wobei statt den Gehöften große Berghütten im Alpenraum versorgt werden könnten. Dabei sollte eine Kombination von KWEA mit PV-Anlage und einem Speichermedium angedacht werden, um eine Alternative zu Dieselgeneratoren darzustellen.

Einen speziellen Einsatzbereich ist die Stromerzeugung für die Beheizung von Windmessinstrumenten. Für Großwindprojekte wird oft abseits des öffentlichen Stromnetzes, an exponierten Standorten eine Windmessung betrieben, die auch in den Wintermonaten kontinuierlich Messdaten aufzeichnen muss. Für die Beheizung der Messinstrumente sollte jedoch auch eine Kombination mit PV-Anlage und einem Speichermedium vorgesehen werden. Im Vergleich zu einer Stromversorgung mit Dieselgeneratoren ist die Versorgung mit einer KWEA weniger zeitintensiv in der Wartung und Instandhaltung (Betankung) und ist für diesen Spezialfall die optimale Lösung.

St. Georgen, am 08. September 2012

Thomas Wölfler

6. Literaturverzeichnis und Quellenangaben

Literaturliste

Hau, Erich, 2008, Windkraftanlagen: Grundlagen, Technik, Einsatz, Wirtschaftlichkeit, 4. Aufl., Berlin Heidelberg, Springer

Heier, Siegfried, 2003, Windkraftanlagen: Systemauslegung, Integration und Regelung, 3. Aufl., Stuttgart, Teubner

Lauer, Wilhelm, Bendix, Jörg, 2006, Das geographische Seminar: Klimatologie, 2. Aufl., Braunschweig, Bildungshaus Schulbuchverlage

Molly, Jens-Peter, 1990, Windenergie: Theorie, Anwendung, Messung, 2. Aufl., Karlsruhe, C. F. Müller

Datenquellen

Kapitel 4.3. Verein Energiewerkstatt mit Zustimmung des Projektwerbers

Kapitel 4.3.1. www.ig-windkraft.at, 25.08.2012
www.haunold-anton.at, 25.08.2012

Kapitel 4.4. Mischtechnik Hoffmann & Partner GmbH
www.aircon-international.com

Die Quellenangaben der Abbildungen sind im Abbildungsverzeichnis Seite 3 angegeben.

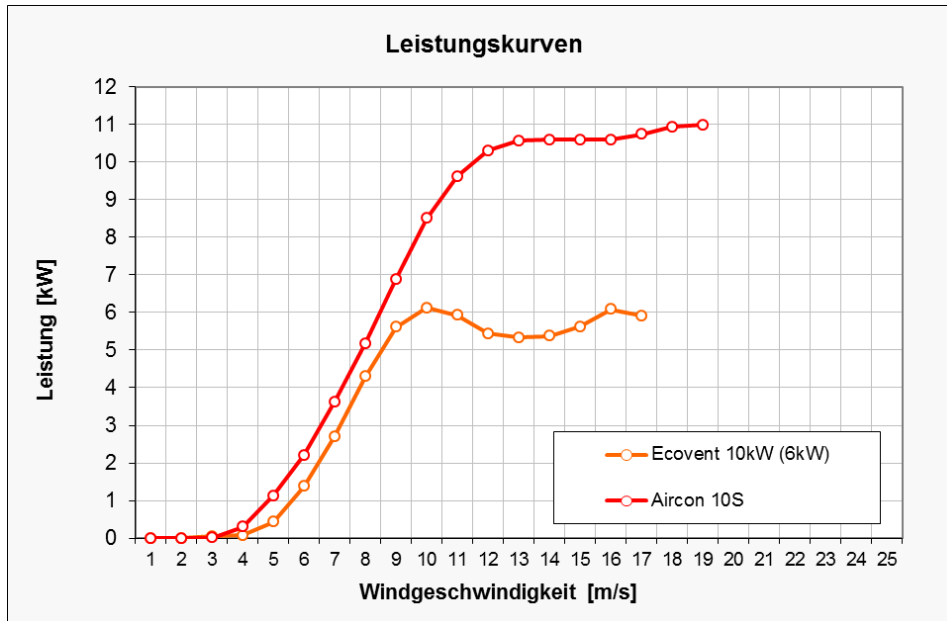
Liste aller Zitate

- | | | |
|-----|-------------|---|
| 1. | Seite 6 | (vgl. Lauer, W., Bendix, J., (2006), 151-168) |
| 2. | Seite 6 | (Molly, J-P., (1990), 32) |
| 3. | Seite 7 | (Molly, J-P., (1990), 33) |
| 4. | Seite 8 | (Heier, S., (2003), 465) |
| 5. | Seite 11 | (Molly, J-P., (1990), 38-39) |
| 6. | Seite 13 | (vgl. Molly, J-P., (1990), 206) |
| 7. | Seite 13 | (Molly, J-P., (1990), 206) |
| 8. | Seite 15-16 | (vgl. Heier, S., (2003), 50-52) |
| 9. | Seite 17 | (vgl. Heier, S., (2003), 52-53) |
| 10. | Seite 40 | (vgl. Heier, S., (2003), 7-8) |

7. Anhang

Zu Kapitel 4.4.

Die vermessenen Leistungskurven wurden an die standortspezifische Luftdichte angepasst.

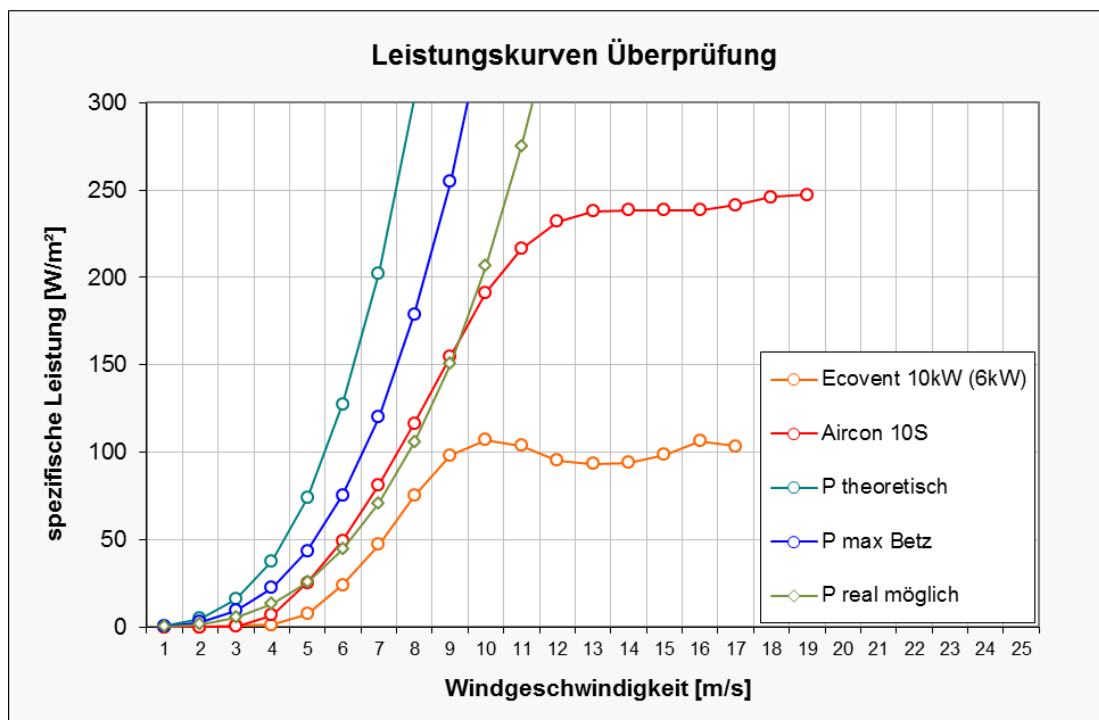


Geschwindigkeit [m/s]	Ecovent 10kW (6kW)	Aircon 10S
1	0,00	0,00
2	0,00	0,00
3	0,05	0,01
4	0,08	0,30
5	0,43	1,12
6	1,37	2,20
7	2,70	3,62
8	4,29	5,18
9	5,61	6,88
10	6,12	8,50
11	5,93	9,62
12	5,44	10,31
13	5,34	10,57
14	5,37	10,60
15	5,62	10,60
16	6,08	10,60
17	5,91	10,74
18		10,94
19		10,99

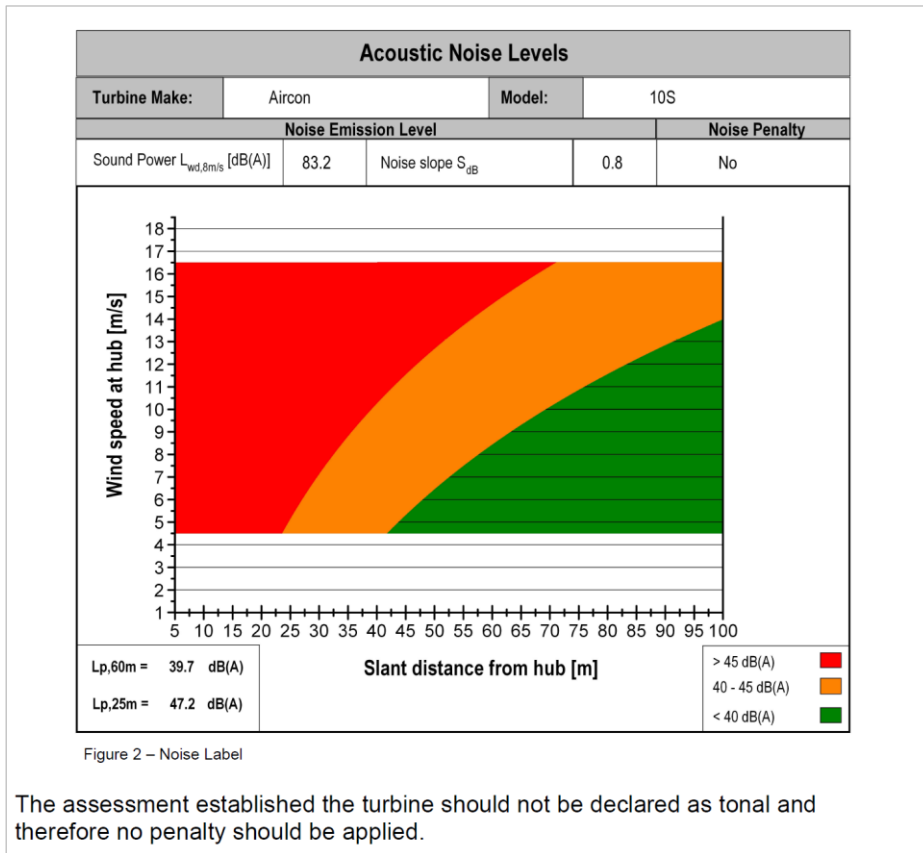
Quellen: Mischtechnik Hoffmann & Partner GmbH und www.aircon-international.com

Hinweis: Die Leistungskurve der Anlage Ecovent wurde im Zuge des Klima & Energiefonds – Projekt „Kleinwindkraftanlagen: Qualitätssicherung, Netzeinbindung, Geschäftsmodelle und Information“ vermessen. Der Anlagenhersteller arbeitet an einem neuen Anlagenkonzept und die KWEA, welche in dieser Projektarbeit beschrieben wird, wird in dieser Form nicht mehr vertrieben.

KWEA		Ecovent 10kW (6kW)	Aircon 10S
Nennleistung	[kW]	6,1	11,0
Rotordurchmesser	[m]	8,5	7,5
Überstrichene Rotorfläche	[m ²]	57,1	44,5
Spezifische installierte Leistung	[W/m ²]	107,2	247,4



Zu Kapitel 4.6.



Quelle: www.aircon-international.com

Tabelle C.4: Oberösterreich

Gebietsbezeichnung gemäß Raumordnungsgesetz	Vorschlag für den Planungsrichtwert dB A-bewertet	
	Tag	Nacht
Wohngebiete	55	45
Reine Wohngebiete	50	40
Dorfgebiete	55	45
Kurgebiete	45	35
Kerngebiete	60	50
Gemischte Baugebiete	60	50
Betriebsbaugebiete	65	55
Industriegebiete	--*)	--*)
Ländeflächen	65	55
Zweitwohnungsgebiete	50	40
Gebiete für Geschäftsbauten	--*)	--*)

*) Grenzwerte sind erforderlichenfalls für den höchstzulässigen A-bewerteten Schalleistungspegel festzulegen, je nach Größe des Gebiets und seiner Lage zur Nachbarschaft

Quelle: www.oedal.at

Zu Kapitel 5.3.1.

**Anforderungskatalog für die Aufstellung und den Betrieb von
KLEINWINDENERGIEANLAGEN (KWEA):**

(erstellt vom Arbeitsausschuss WINDENERGIEANLAGEN der ASV für Elektro-, Maschinen-, Bau- und Umwelttechnik der Bundesländer unter Einbeziehung des BMWFJ)

A) Anforderungen unabhängig von Anzeige- oder Genehmigungspflicht
(Anforderungen an Produkte im Rahmen des freien Warenverkehrs auf dem Europäischen Gemeinschaftsmarkt und Einhaltung verbindlicher Vorschriften für elektrische Anlagen bzw. des Standes der Technik):

Vorhanden sein müssen:

- 1) **EG-Konformitätserklärung** in deutscher Sprache - nach positiv abgeschlossener Konformitätsbewertung
 - a) für die KWEA (Maschine) und
 - b) für den Wechselrichter (wenn dieser nicht Bestandteil der KWEA ist)
- 2) **Typenschild und CE-Kennzeichnung**
- 3) **Betriebsanleitung** nach MSV 2010 in deutscher Sprache samt technischen Kenndaten:
 - a) **elektrisch:** elektrische Leistung, Stromart, Nennspannung, Nennstrom, Frequenz
 - b) **mechanisch:** Rotorblattanzahl, Achslage, Nenndrehzahl, maximale Rotordrehzahl, Rotordurchmesser, Nabenhöhe, Einschalt-, Nenn- und Ausschaltwindgeschwindigkeit, Turmbauart
 - c) **bautechnisch:** abzuleitende statische und dynamische Lasten, Überlebenswindgeschwindigkeit, Windklasse
- 4) **Prüfbefund** für die elektrische Anlage
- 5) bei **Netzeinspeisung:** schriftliches Einvernehmen mit dem Verteilnetzbetreiber
- 6) **Standsicherheitsnachweis**
- 7) **Umwelt:**
Bei Betrieb der Anlage keine Belästigung durch:
 - a) Schall (Angaben zu Schalleistungspegeln)
 - b) Schattenwurf

B) Anforderungen an Unterlagen für die technische Beurteilung in einem Anzeigeverfahren (zB. nach der Bauordnung) oder Genehmigungsverfahren (zB. nach EIWOG oder nach Gewerbeordnung), die vom Konsenswerber vorzulegen sind:

- 1) Dokumente bzw. Belege gemäß Punkt A3), A5) und A7)
- 2) Erklärung, dass die Punkte A1), A2), A4) und A6) erfüllt werden und die entsprechenden Unterlagen zur Einsichtnahme bereitgehalten werden
- 3) Nachweis über die Einhaltung des Standes der Technik für die KWEA nach folgenden Kriterien:
 - a) **bis 2m² überstrichene Fläche:**
 - * EG-Konformitätserklärung
 - * Betriebsanleitung
 - * Schallemissionsangaben gem. EN 61400-11

2 von 3

b) > 2m² bis < 40m² überstrichene Fläche:

- * EG-Konformitätserklärung
- * Betriebsanleitung
- * Schallemissionsangaben gem. EN 61400-11
- * Vollständige Abarbeitung der in der ÖVE/ÖNORM EN 61400-2:2007 (Windenergieanlagen Teil 2: Sicherheit kleiner Windenergieanlagen, Ausgabe: 2007-04-01) für eine Typzertifizierung vorgesehenen Module, wobei für die einzelnen Module und für den Bericht der Abschlussbewertung positive Bewertungen durch Ziviltechniker einschlägiger Fachrichtungen oder durch eine Zertifizierungsstelle vorliegen müssen.

c) ≥ 40m² bis < 200m² überstrichene Fläche:

- * EG-Konformitätserklärung
- * Betriebsanleitung
- * Schallemissionsangaben gem. EN 61400-11
- * Typzertifizierung entsprechend der ÖVE/ÖNORM EN 61400-2:2007 (Windenergieanlagen Teil 2: Sicherheit kleiner Windenergieanlagen, Ausgabe: 2007-04-01), durchgeführt von einer Zertifizierungsstelle nach dieser Norm.

4) Planunterlagen und technische Beschreibung:

- a) Lageplan in welchem der Standort der KWEA und die im unmittelbaren Bereich befindlichen Objekte, insbesondere Wohngebäude sowie ober- und unterirdische Infrastruktureinrichtungen (z.B. Kanal, Wasserleitung, Gasleitung, Starkstromleitung, Fernmeldeeinrichtung, Bahnanlage), dargestellt sind.
 - b) Flächenwidmungsplan
 - c) Technische Beschreibung mit Angaben zur konkreten Aufstellung der KWEA
 - d) Beschreibung der Maßnahmen, mit denen Gefährdungen oder Belästigungen beseitigt, verringert oder ausgeglichen werden (Eisabwurf/Eisabfall, Blitzschlag, Brand, Schattenwurf und Schall, etc.)
 - e) Angaben zur Art der von der KWEA erzeugten elektrischen Energie (Datenblätter von Generator und Wechselrichter mit Angabe von Stromart, Spannung, Leistung, etc.)
 - f) Angaben über die Verwendung der erzeugten elektrischen Energie (Netzparallelbetrieb oder Inselbetrieb)
 - g) Beschreibung der Anlagengrenze zum Verteilnetz und der zum Projekt gehörigen, aber außerhalb der KWEA angeordneten, nicht von der Konformitätsbewertung (nach der MSV) erfassten elektrischen Anlagenteile
- 5) Übersichtsschaltbild der elektrischen Anlage vom Generator bis zum Anschluss an die Verbraucheranlage bzw. an das Verteilernetz samt den zugehörigen Schutzeinrichtungen (Generator, Umrichter, Trennstellen, Not-Aus-, Entkopplungs-, LS-, FI- und andere Schalter, Sicherungen, Überspannungsschutz, Überwachungseinrichtungen, etc.) und Darstellung der Anlagengrenze zum Verteilnetz**
- 6) Schall-Emissionsangaben nach den Kriterien der ÖVE/ÖNORM EN 61400-11 (Windenergieanlagen Teil 11: Schallmessverfahren, Ausgabe 01.05.2007)**

3 von 3

- 7) Erklärung, dass folgende Prüfungen durch hiezu befugte Personen vor Inbetriebnahme durchgeführt werden. Die entsprechenden Prüfbescheinigungen sind zur Einsichtnahme aufzulegen bzw. über Auftrag der zuständigen Behörde zu übermitteln.
- a) Bestätigung einer hiezu gewerberechtlich befugten Person (z.B.: Baumeister oder Ziviltechniker einschlägiger Fachrichtung) über die standsichere Aufstellung, fachgerechte Befestigung und projektsgemäße Errichtung der KWEA unter Berücksichtigung der vom Hersteller der KWEA vorgegebenen und aus den Standortbedingungen resultierenden Einwirkungen.
 - b) Bestätigung eines Fachkundigen über die projektsgemäße Errichtung, fachgerechte Inbetriebnahme sowie über die Unterweisung des Betreibers entsprechend der Betriebsanleitung.
 - c) Bestätigung einer Elektrofachkraft (befugte Person gemäß § 12 ETG) über die projektsgemäße Errichtung, fachgerechte Inbetriebnahme sowie über die Unterweisung des Betreibers betreffend der elektrischen Anlage - ergänzend zum Prüfbefund für die elektrische Anlage (siehe A.4.)
 - d) Anlagendokumentation (Anlagenbuch gemäß ÖVE/ÖNORM E 8001-6-63) für die elektrische Anlage - ausgehend von der Erzeugungsanlage bis zur Einbindung in die Verbraucheranlage bzw. das Verteilernetz.
- C) Sofern eine elektrische Verbindung der KWEA mit dem Verteilernetz vorgesehen ist, sind zusätzlich folgende Belege erforderlich:
- 1) Zustimmungserklärung des Verteilernetzbetreibers zum Anschluss der Windenergieanlage an dessen Netz mit Angabe des Anschlusspunktes sowie der akzeptierten elektrotechnischen Kenndaten
 - 2) Angaben zur Netzentkopplungs- Schutzeinrichtung bzw. zu einer elektronischen Netzfreischnittstelle (ENS)
 - 3) Vor Einspeisung in das Verteilernetz müssen nachstehende, durch Befugte ausgestellte Bestätigungen vorliegen:
 - a) Bestätigung, dass die Einspeisung entsprechend den vom Verteilernetzbetreiber akzeptierten elektrotechnischen Kenndaten am festgelegten Anschlusspunkt ausgeführt wurde
 - b) Bestätigung, dass die Netzentkopplungs- Schutzeinrichtung im Einvernehmen mit dem Verteilernetzbetreiber installiert, eingestellt und auf Funktionsfähigkeit geprüft wurde.

Stand: 2012-03-29