



HTBLuVA St. Pölten
Höhere Abteilung Elektrotechnik
3100 St. Pölten, Waldstrasse 3 Tel: 02742-75051-300
Homepage: <http://et.htlstp.ac.at> E-Mail: et@htlstp.ac.at



Titel:
ES1-SKRIPTUM WINDKRAFTWERK HTL

Autor:
LABENBACHER MICHAEL

Ort: HTBL u. VA in St. Pölten

Zeitraum: 2015 - 2016

Fach: Energiesysteme

Lehrer: Dipl.-Ing. Dr. Manfred Berger

Vorlage-Skriptum: Dipl.-Ing. Dr. Manfred Berger

Inhaltsverzeichnis

1 Grundlagen	1
2 Nutzung der Windenergie	4
3 Bauformen	9
3.1 Windkraftanlagen mit vertikaler Achse	9
3.2 Windkraftanlagen mit horizontaler Achse	10
4 Generatortypen	17
4.1 Einteilung	17
4.2 Doppeltgespeiste Asynchronmaschine (DASM)	17
4.3 Synchrongenerator (SG)	20
4.4 Vierpoliger Synchrongenerator (Ringgenerator)	21
5 Situation der Windenergienutzung	22
5.1 Windenergiepotential	23
5.2 Kleinwindkraft in NÖ	25
5.3 Einspeisevergütung	26
Abbildungsverzeichnis	27
Tabellenverzeichnis	28
Abkürzungsverzeichnis	30

1 Grundlagen

Wind entsteht durch den Einfluss der Sonne auf unsere Erde, da es so zu Temperaturunterschieden kommt. Bereits vor 3 000 Jahren wurde die Windkraft genutzt, um Bewässerungsanlagen zu bauen. Erst mit der Ölkrise der 1970er Jahre wurden elektrische Windkraftwerke gebaut.



Abbildung 1.1: Windräder

Allgemein werden die Luftmassen am Äquator stärker erwärmt als an den Polen und deshalb kommt es zu Luftströmungen vom Äquator in Richtung den Polen, sprich nach Norden und Süden.

Vor allem in Küstenregionen ist das Windangebot besonders hoch, da das Festland unter Tags stärker aufgewärmt wird als das Wasser und deshalb kommt es zu starken Strömungen in Richtung des Festlandes. Hingegen dreht sich der Wind in der Nacht, da das Land schneller auskühlt als das Wasser.

Ein weiterer Parameter, welcher die Windrichtung bestimmt, ist die Corioliskraft. Auf Grund von lokalen Hoch- & Tiefdruckgebieten kommt es zu Strömungen im kleineren Umfang. Diese Kraft führt dazu, dass sich die Luftmassen auf der Nordhalbkugel nach rechts und auf der Südhalbkugel nach links wirbelartig um die Tiefdruckgebiete drehen.

Die Stärke des Windes wird allgemein in Beaufortgrad [Bg] angegeben. Der nutzbare Bereich liegt heutzutage im Bereich von $2 \text{ m/s} - 25 \text{ m/s}$. (Der untere Grenzbereich wird durch Lagerreibung, etc. hervorgerufen.)

Wenn die Windkraft zu groß ist, dann schalten sich die Kraftwerke nicht ab, sondern drehen sich aus der Windrichtung heraus, mit der Ausnahme bei stark böhigem Wind.

Windstärke [Bg]	v_w [m/s]			Bezeichnung
0	0	...	0,2	Windstille
1	0,2	...	1,5	leiser Zug
2	1,5	...	3,3	leichter Wind
3	3,3	...	5,4	schwacher Wind
4	5,4	...	7,9	mäßiger Wind
5	7,9	...	10,7	frischer Wind
6	10,7	...	13,8	starker Wind
7	13,8	...	17,1	steifer Wind
8	17,1	...	20,7	stürmischer Wind
9	20,7	...	24,4	Sturm
10	24,4	...	28,4	schwerer Sturm
11	28,4	...	32,6	orkanartiger Sturm
12	> 32,6			Orkan

Tabelle 1.1: Bezeichnung für Windstärken

Die Häufigkeitsverteilung des Windes h_w hängt sehr stark mit den regionalen Gegebenheiten zusammen und lässt sich allgemein folgendermaßen beschreiben:

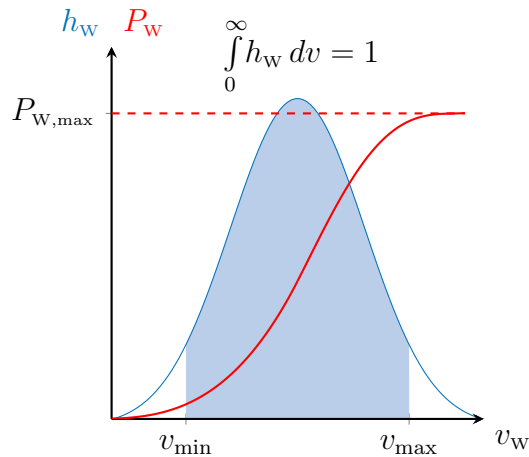


Abbildung 1.2: Häufigkeitsverteilung des Windes

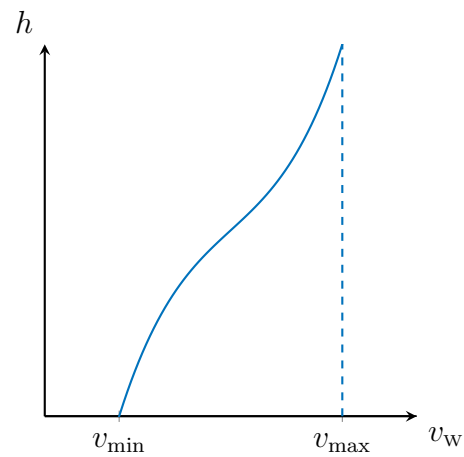


Abbildung 1.3: Windstärke in Abhängigkeit der Höhe

Die Windgeschwindigkeit v_w wird dabei in einer Höhe h von 10 m gemessen, jedoch haben die meisten Windkraftanlagen eine Nabenhöhe von deutlich mehr als 10 m. Mit zunehmender Höhe nimmt die Windgeschwindigkeit zu, was auch die Abb. 1.3 zeigt. Dies liegt daran, dass der Wind am Boden auf Grund von Unebenheiten („Reibung“) abgebremst wird.

2 Nutzung der Windenergie

Allgemein differenziert man zwischen einer potentiellen und der kinetischen Energie und ein sogenannter Staudruck charakterisiert den Anteil an kinetischer Energie des strömenden Mediums.

Die im Wind enthaltene Leistung P_w kann man berechnen, indem man die Energie des Windes W_w nach der Zeit t differenziert. Bei konstanter Windgeschwindigkeit v_w ist die Leistung durch den Massenstrom \dot{m}_L berechenbar:

$$P_w = \frac{dW_w}{dt} = \frac{1}{2} \cdot \dot{m}_L \cdot v_w^2 \quad (2.1)$$

$$(2.2)$$

Die Luftmasse lässt sich über das Volumen V_L und der Dichte ρ_L beschreiben:

$$m_L = \rho_L \cdot V_L \quad (2.3)$$

Also ergibt sich mit dem Querschnitt A_R des Rotors und der Geschwindigkeit v_w , was die Ableitung der Länge l_L ist, der Massenstrom \dot{m}_L :

$$\dot{V}_L = A_R \cdot \dot{l}_L \quad (2.4)$$

$$v_w = \frac{dl_L}{dt} \quad (2.5)$$

$$\dot{m}_L = \rho_L \cdot A_R \cdot v_w \quad (2.6)$$

$$P_w = \frac{1}{2} \cdot \rho_L \cdot A_R \cdot v_w^3 \quad (2.7)$$

Dabei hängt die Dichte ρ_L der Luft von der Temperatur T_L und dem Luftdruck p_L ab. Als Richtwert kann man $1,2 \text{ kg/m}^3$ annehmen.

Diese Gleichung macht deutlich, dass man die Windenergie erst bei höheren Geschwindigkeiten sinnvoll genutzt werden kann, was aber prinzipiell auch schon in der Abb. 1.3 ersichtlich ist.

z. B. 25 m/s führen ca. zu einer Leistung von $9,375 \text{ kW/m}^2$

Bei einem Windkraftwerk kann nicht die gesamte Leistung genutzt werden. Durch die Windturbine wird der Luftstrom gebremst und da der Massenstrom \dot{m}_L unverändert bleibt, muss der Querschnitt hinter der Windturbine A_2 größer sein.

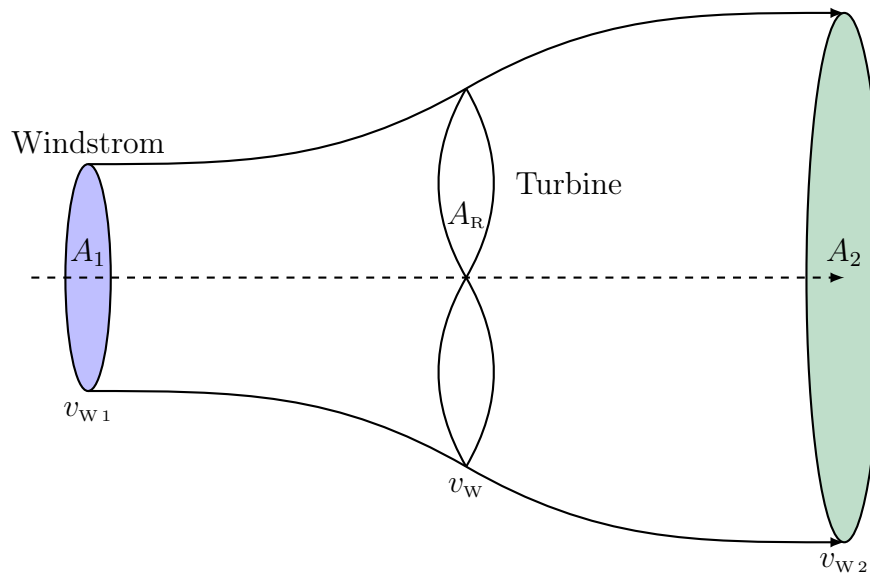


Abbildung 2.1: Strömungsverlauf bei einer frei umströmten Turbine

Für den Massenstrom \dot{m}_L gilt:

$$\rho_L \cdot A_1 \cdot v_{W1} = \rho_L \cdot A_R \cdot v_W = \rho_L \cdot A_2 \cdot v_{W2}$$

Das Produkt aus Fläche und Geschwindigkeit muss eine Konstante sein, da ρ konstant ist, dies beschreibt die Kontinuitätsgleichung: $A \cdot v = \text{const.}$

Beispiel: ein 30 %-iger Geschwindigkeitsanstieg bedeutet ein Anstieg von A um 30 %

Die dem Wind entnommene Leistung P_N ergibt sich aus der Differenz der Geschwindigkeiten:

$$P_N = \frac{1}{2} \cdot \dot{m}_L \cdot (v_{W1}^2 - v_{W2}^2) \quad (2.8)$$

Wir kennen nun die Geschwindigkeit vor dem Windrad und uns interessiert v_{W2} . Für die Berechnung wird nun folgende Näherung angenommen:

$$v = \frac{v_{W1} + v_{W2}}{2} \quad (2.9)$$

Daraus ergibt sich:

$$\dot{m}_L = \rho_L \cdot A_R \cdot \frac{v_{W1} + v_{W2}}{2}$$

$$P_N = \frac{1}{4} \cdot \rho_L \cdot A_R \cdot (v_{W1} + v_{W2}) (v_{W1}^2 - v_{W2}^2)$$

Wird nun das Verhältnis von der entnommenen Leistung P_N und der im Wind enthaltene Leistung P_W , oder mit P_0 bezeichnet, verwendet, so ergibt dies den Leistungsbeiwert c_P , welcher die maximale Leistung, welche man aus dem Wind sozusagen herausholen kann, beschreibt:

$$c_P = \frac{P_N}{P_0} \quad (2.10)$$

Das Maximum des Leistungsbeiwertes kann ermittelt werden, indem die erste Ableitung gleich Null gesetzt wird:

$$c_P = \frac{\frac{1}{4} \cdot \rho_L \cdot A_R \cdot (v_{W1} + v_{W2}) (v_{W1}^2 - v_{W2}^2)}{\frac{1}{2} \cdot \rho_L \cdot A_R \cdot v_{W1}^3} = \frac{1}{2} \cdot \left(1 + \frac{v_{W2}}{v_{W1}} - \frac{v_{W2}^2}{v_{W1}^2} - \frac{v_{W2}^3}{v_{W1}^3} \right) \Rightarrow$$

$$\frac{d}{d \left(\frac{v_{W2}}{v_{W1}} \right)} \left[\frac{1}{2} \cdot \left(1 + \frac{v_{W2}}{v_{W1}} - \frac{v_{W2}^2}{v_{W1}^2} - \frac{v_{W2}^3}{v_{W1}^3} \right) \right] = \frac{1}{2} \cdot \left(1 - 2 \frac{v_{W2}}{v_{W1}} - 3 \frac{v_{W2}^2}{v_{W1}^2} \right) \stackrel{!}{=} 0$$

Die Lösung der Gleichung liefert nun folgende zwei Ergebnisse:

$$\left(\frac{v_{W2}}{v_{W1}}\right)_1 = \frac{1}{3} \quad \left(\frac{v_{W2}}{v_{W1}}\right)_2 = -1$$

Das negative Ergebnis kann natürlich ignoriert werden, da es für unsere Betrachtungsweise keinen Sinn ergibt.

Das Optimum tritt also auf, wenn der Wind auf ein Drittel seiner Geschwindigkeit abgebremst wird:

$$v_{W2} = \frac{1}{3} \cdot v_{W1} \quad (2.11)$$

Wenn man diesen Wert in die Gleichung einsetzt ergibt sich der *Betz'sche Leistungsbeiwert* $c_{P\max}$:

$$c_{P\max} = 0,5926 \hat{=} 59,26 \% \quad (2.12)$$

Wird nun der Wind, mit der ursprünglichen Geschwindigkeit v_{W1} , durch die Windturbine auf ein Drittel dieser Geschwindigkeit abgebremst, lässt sich die maximale Leistung entnehmen, was 59,26 % der Gesamtleistung vom Wind ausmacht.

Reale Anlagen besitzen nun einen Leistungsbeiwert c_P von 0,4 – 0,5 %. Der Wirkungsgrad einer Windturbine wird nun als Verhältnis zum Betz'schen Leistungsbeiwert $c_{P\max}$ angegeben:

$$\eta = \frac{c_P}{c_{P\max}} \quad (2.13)$$

Der typische Wirkungsgrad einer Windturbine liegt heutzutage bei (67,5 % – 84,4 %).

Als Kennwert eines Rotorflügels wird die *Schnelllaufzahl* λ angegeben, welche das Verhältnis von Umlaufgeschwindigkeit u zu Windgeschwindigkeit v_{W1} angibt. Das Prinzip liegt nämlich darin, dass die Rotorblätter des Windrades so geformt sind, dass es auf der Oberseite zu einer größeren Strömungsgeschwindigkeit als auf der Unterseite kommt und somit auf der unteren Seite ein Überdruck entsteht & auf der Oberseite ein Oberdruck (Bernoulli).

$$\lambda = \frac{u}{v_{W1}} = \frac{\omega \cdot r_R}{v_{W1}} = \frac{2\pi n \cdot r_R}{v_{W1}} \quad (2.14)$$

u	Umlaufgeschwindigkeit
v_{W1}	unbeeinflusste Windgeschwindigkeit
ω	Winkelgeschwindigkeit
n	Drehzahl
r_R	Radius vom Rotorblatt

Allgemein ist die Berechnung des Leistungsbeiwertes c_P relativ aufwendig, es zeigt sich jedoch, dass sich für eine gewisse Schnelllaufzahl λ ein optimaler Leistungsbeiwert $c_{P\text{ opt}}$ ergibt.

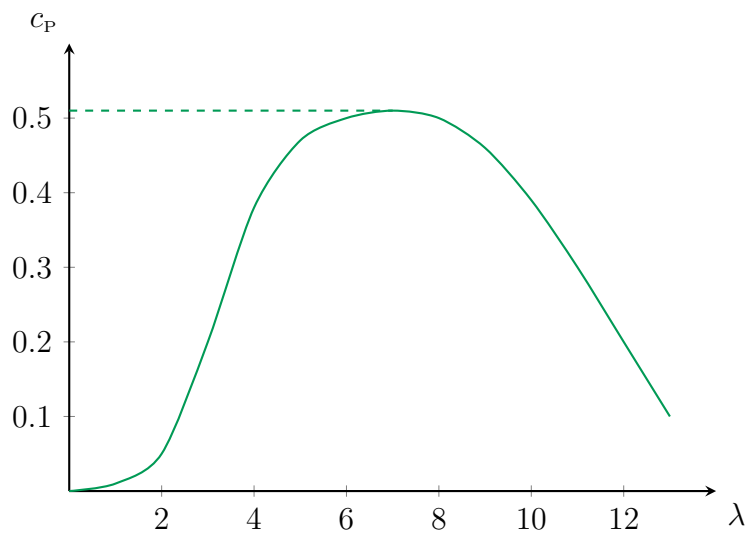


Abbildung 2.2: Leistungsbeiwert als Funktion der Schnelllaufzahl

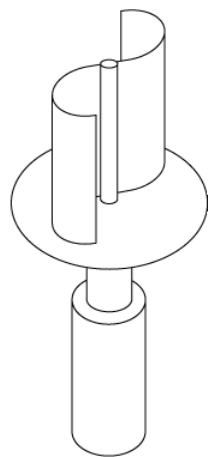
3 Bauformen

3.1 Windkraftanlagen mit vertikaler Achse

Der große Vorteil von diesen Anlagen liegt darin, dass der Generator und gegebenenfalls das Getriebe in der Bodenstation untergebracht werden kann und so eine einfache Wartung ermöglicht wird.

Des Weiteren müssen die Rotoren auch nicht dem Wind nachgeführt werden, was bei stark wechselnden Windrichtungen einen großen Vorteil hat.

Man unterscheidet heutzutage hauptsächlich zwischen folgenden drei Bauformen mit vertikalen Achsen:



(a) Savonius-Rotor



(b) Darrieus-Rotor



(c) H-Rotor

Abbildung 3.1: Windräder mit vertikaler Achse

Der *Savonius-Rotor* arbeitet nach dem Widerstandsprinzip und kann bei geringen Windgeschwindigkeiten anfahren. Man erreicht aber nur einen Leistungsbeiwert c_p von ca. 0,25 bei optimaler Formgebung.

Der *Darrieus-Rotor* hingegen kann nicht selbständig anfahren, erreicht aber in etwa 75 % des Wirkungsgrades von Rotoren mit horizontaler Achse.

Eine Weiterentwicklung des Darrieus-Rotors stellt der *H-Rotor* dar, welcher für extreme Witterungsbedingungen (Antarktis) konstruiert und optimiert wurde.

Allgemein haben jedoch Windkraftanlagen mit vertikaler Achse einen geringen Wirkungsgrad und konnten somit aus wirtschaftlichen Gründen noch nicht mit Rotoren mit horizontaler Achse konkurrieren und werden wenn, bei uns eher im niedrigeren Leistungsbereich verwendet.

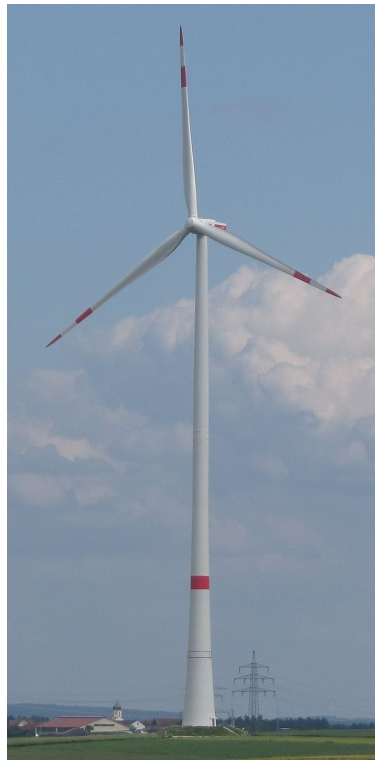
3.2 Windkraftanlagen mit horizontaler Achse

Für die Erzeugung elektrischer Energie werden in der heutigen Zeit fast ausschließlich Anlagen mit horizontaler Drehachse verwendet, welche aus:

- airodynamische Teile: Rotorblätter, Rotornabe, Rotorbremse, ggf. Blattverstellmechanismus
- elektrischer Generator und ggf. Getriebe
- Windmesssystem und Windnachführung
- Gondel, Turm und Fundament
- elektrische Schaltanlage

bestehen. Bei modernen Windkraftanlagen besteht der Rotor üblicherweise aus drei Rotorblättern (Das Optimum liegt im Bereich von zwei bis drei Flügeln, da es sonst zu gegenseitigen Beeinflussungen kommt). Bei kleinen und sehr großen Windgeschwindigkeiten wird der Rotor mit einer Bremse festgehalten. Ein Betrieb ist nur zwischen 2 m/s bis 25 m/s möglich.

Die heutzutage am häufigsten vorkommende Windkraftanlagen bestehen aus drei Flügeln. Vorallem früher wurden z. B. für Bewässerungsanlagen Windräder mit vielen Rotorblättern verwendet, da man dachte, je mehr desto besser.



(a) Dreiflügler



(b) Vielflügler

Abbildung 3.2: Windräder mit horizontaler Achse

Bei großen Windgeschwindigkeiten muss eine Überlastung des Generators verhindert werden, was die Aufgabe der Regelung ist. Zum Verständnis dazu kommt folgendes Prinzip:

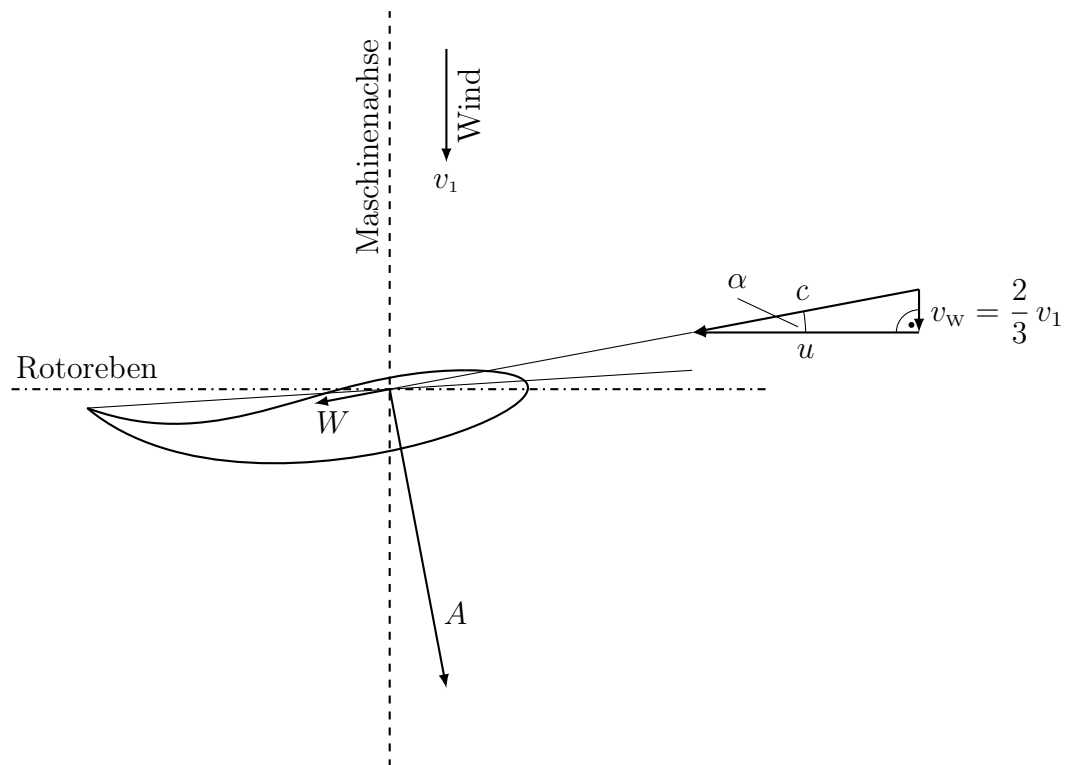


Abbildung 3.3: Geschwindigkeitsdreieck

u	Umlaufgeschwindigkeit
v_W	Windgeschwindigkeit bei der Turbine
v_1	unbeeinflusste Windgeschwindigkeit
c	resultierende Geschwindigkeit
W	Widerstandskraft
A	Auftrittskraft

Prinzipiell wird zwischen drei Regelungsarten unterschieden:

1. Bei der *Stall-Regelung* wird ausgenutzt, dass es bei großen Anstellwinkeln zum Strömungsabriss (engl.: stall) kommt und so der Auftrieb verloren geht und die Leistungsentnahme aus dem Wind wird begrenzt.

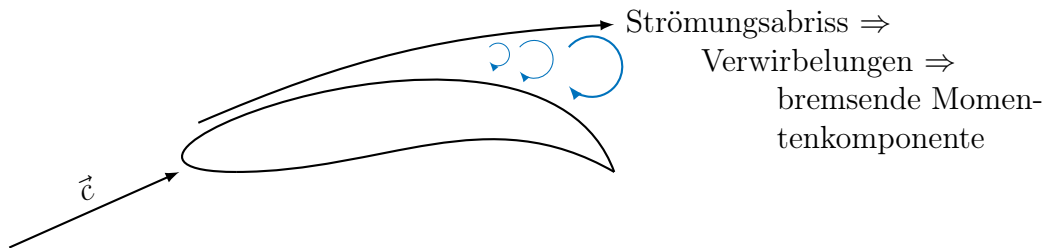


Abbildung 3.4: Prinzip der Stall-Regelung

Dabei wird die Regelung alleine durch die Formgebung der Flügel erreicht und nicht durch das Verstellen des Flügels! Somit werden die Rotorflügel fix auf die Nabe montiert und es handelt sich somit um eine passive Regelung, auf die prinzipiell kein Einfluss genommen werden kann.

Diese Art der Regelung ist somit einfach und billig, jedoch sind höhere Schallemissionen und eine erhöhte mechanische Beanspruchung der Rotornabe nachteilig. Somit wird die Stall-Regelung nur in kleineren Anlagen eingesetzt.

2. Bei der *Pitch-Regelung* wird der Anstellwinkel des Rotorblattes aktiv verändert (engl.: pitch (Neigung)). Dabei wird bei großen Windgeschwindigkeiten das Rotorblatt in den Wind hineingedreht, um eine Abbremsung zu erzielen.

Der höhere technische Aufwand ist natürlich ein wesentlicher Nachteil gegenüber der Stall-Regelung.

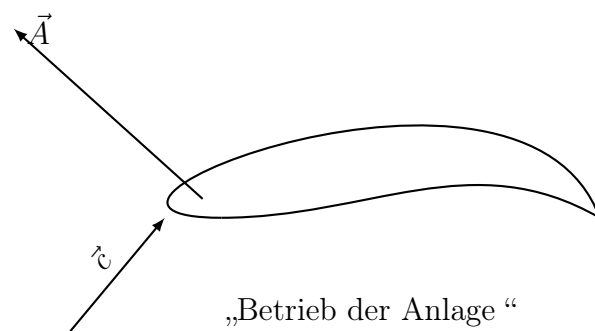
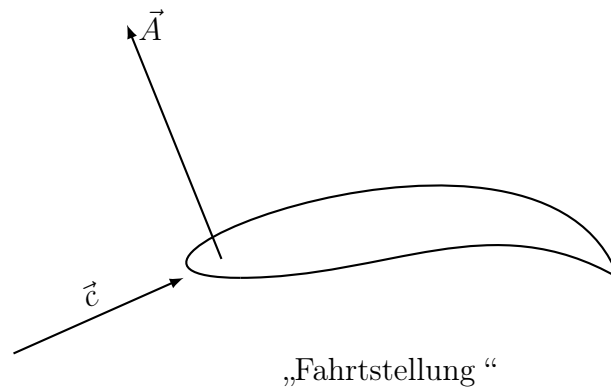


Abbildung 3.5: Prinzip der Pitch-Regelung

3. Bei der *Active-stall-Regelung* wird der Effekt des Strömungsabrisses (Stall-Regelung) durch die Rotorblattverstellung (Pitch-Regelung) reguliert, sprich es handelt sich um eine Kombination der vorherigen zwei Varianten. Dabei wird das Rotorblatt, nicht wie bei der Pitch-Regelung in den Wind gedreht, sondern in entgegengesetzter Richtung aus dem Wind und so wird ein Strömungsabriss auf der dem Wind abgewandten Seite provoziert.

Durch die Kombination beider Konzepte kann dieser Regler deutlich schneller wirken. Die Leistungsregelung erfolgt genauer als bei der passiven Stall-Regelung und verhindert bei Windgeschwindigkeiten über der Bemessungsgeschwindigkeit das weitere Abfallen der Leistungsentnahme, wodurch die Anlage auch bei höheren Windgeschwindigkeiten noch ihre Bemessungsleistung einspeisen kann.

Um eine optimale Ausnützung zu erzielen, muss der Rotor dem Wind nachgeführt werden. Beim üblichen „Luvläufer“ läuft der Rotor in Windrichtung vor dem Turm, dabei wird die Windrichtung gemessen und die Gondel nachgeführt.

Im Gegensatz dazu stellt sich der „Leeläufer“ optimal in den Wind, jedoch ist hier die Anströmung ungünstiger als beim Luvläufer.

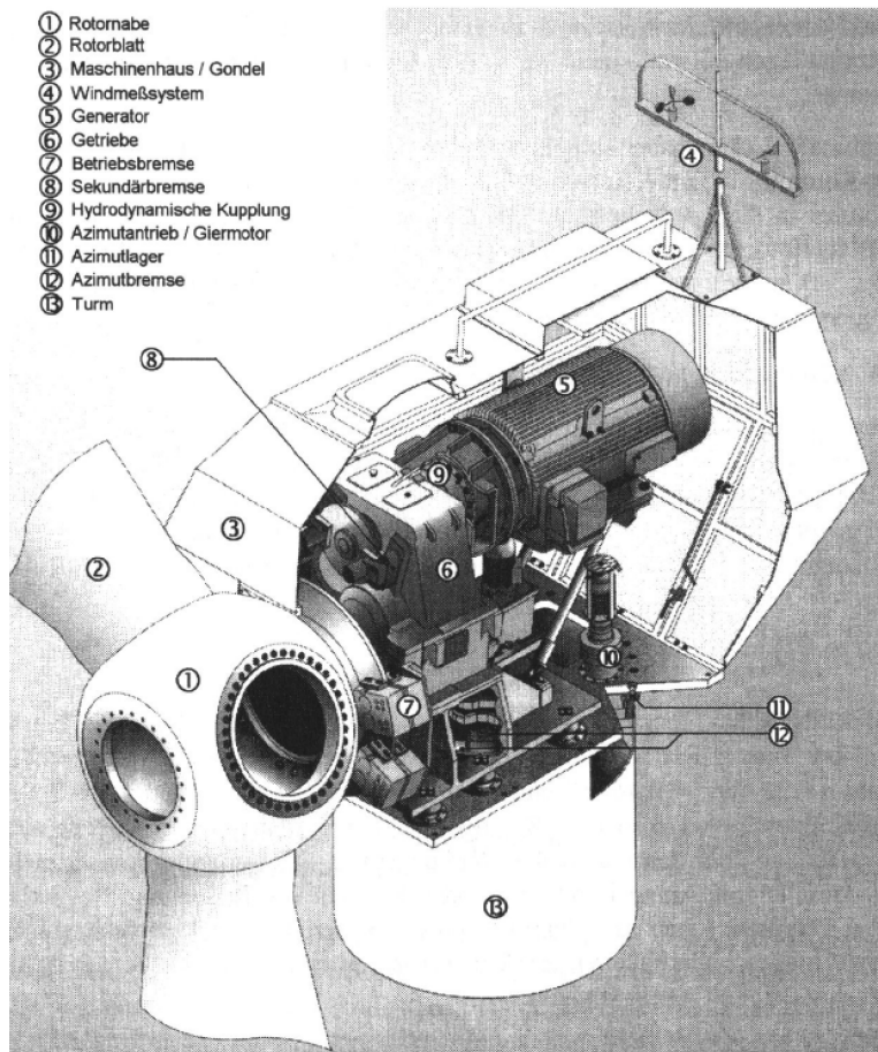


Abbildung 3.6: Querschnitt durch eine stallgeregelte Windkraftanlage

Der Turm einer Windkraftanlage wurde früher als Gitterkonstruktion gebaut, jedoch werden sie aus optischen Gründen heutzutage aus Stahl und Beton hergestellt. Die Turmhöhen können über 60 m betragen und bei kleineren Anlagen wird der Turm über Abspannseile gesichert.

4 Generatortypen

4.1 Einteilung

Die bei Windkraftanlagen verwendete Generatoren lassen sich grundsätzlich in drei Typen einteilen:

- Doppeltgespeiste Asynchronmaschine (DASM)
- Synchrongenerator (SG)
- Vierpoliger Synchrongenerator (Ringgenerator)

4.2 Doppeltgespeiste Asynchronmaschine (DASM)

Eine doppeltgespeiste Asynchronmaschine ist ein gewöhnlicher Schleifringläufer, wobei die Rotorwicklung über einen Umrichter mit der Drehstromquelle verbunden ist.

Dadurch kann die Schlupfleistung, auch Läuferverlustleistung genannt, aus dem Läuferkreis über einen Stromrichter ins Netz zurückgespeist werden (*übersynchroner Generatorbetrieb* oder *untersynchroner Motorbetrieb*) oder es wird dem Läufer Leistung zugeführt (*untersynchroner Generatorbetrieb* oder *übersynchroner Motorbetrieb*).

Diese Methode wird für große Antriebe mit begrenztem Drehzahlbereich verwendet. Der untersynchrone Motorbetrieb war früher häufig unter der Bezeichnung untersynchrone Stromrichter-kaskade (USK) für drehzahlvariable Antriebe im Einsatz, wobei über einen Gleich- und Wechselrichter eine Rückspeisung erfolgte.

Da sich die Maschine selbst in den synchronen Betrieb hineinzieht, ist mit Asynchron-
generatoren im Allgemeinen eine einfache Synchronisation mit dem Netz möglich.

Betriebsweise:

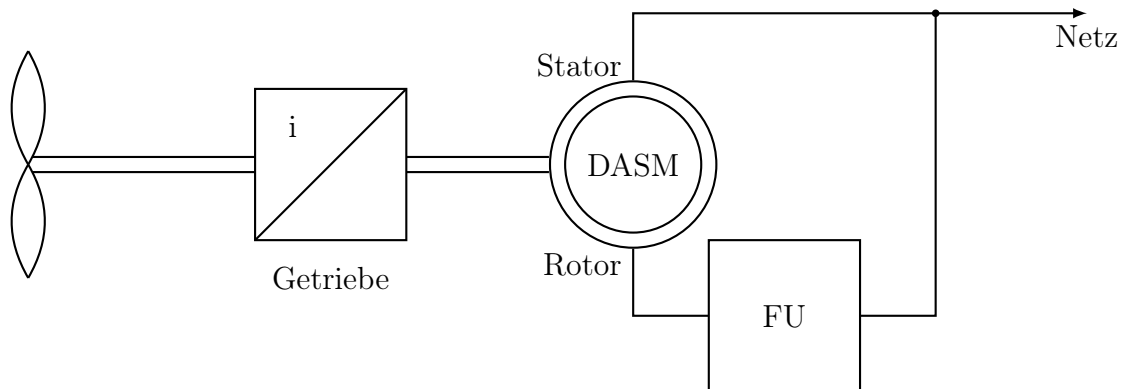


Abbildung 4.1: Prinzipschaltbild einer WKA mit DASM als Generator

i Übersetzung

Der Rotor des Windantriebes treibt über ein mehrstufiges Getriebe die Generatorwelle der DASM an. Liegt nun diese Antriebsdrehzahl innerhalb der Drehzahlgrenzen, so erfolgt die Erregung des Systemes.

Die Erregungsenergie wird dabei vom Umrichter, über den Netzfilter und die Schleifringe, auf den Rotor des Generators geliefert. Dieser baut auf der Ständerseite die Spannung auf und nach dem Erreichen von Nennspannung und Nennfrequenz wird die Synchronisierung des Generators zum Netz eingeleitet und der Generatorleistungsschalter zugeschaltet. Die Höhe der Belastungs- und Blindleistungsabgabe kann über die Erregung gesteuert werden.

Der Leistungsfluss bei solchen Anlagen lässt sich folgendermaßen beschreiben:

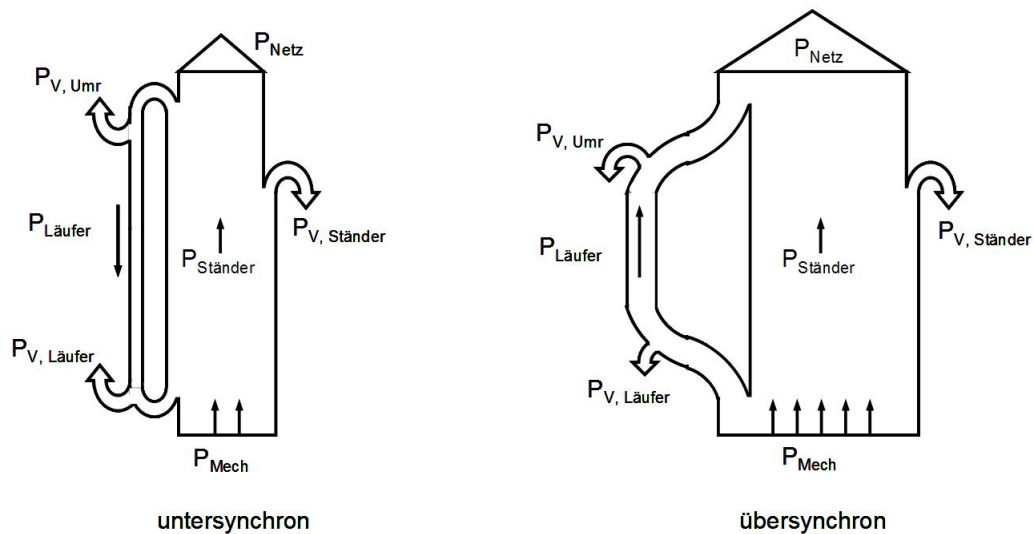


Abbildung 4.2: Leistungsfluss

Bei diesem Generatortyp ist es möglich bei Windböen ein weiches Ausweichen in die Drehzahl über den Schlupf zu erreichen, sprich die Windböen werden gedämpft, und nicht schlagartig, an das Netz weitergegeben. Der sinnvolle Drehzahlvariationsbereich liegt bei etwa $\pm 30\%$ der Nenndrehzahl. Damit braucht der Umrichter nur auf die mit dem Rotor ausgetauschte Leistung ausgelegt werden (ca. 30%).

Theoretisch kann der Generator mit jeder beliebigen Drehzahl angetrieben werden, jedoch steigen dann die Kosten für den Umrichter und die Verluste werden höher.

Nachteilig bei diesem Generatortyp ist die Notwendigkeit eines Getriebes.

4.3 SG

Beim SG sind Antriebsdrehzahl und Statorfrequenz starr miteinander gekoppelt. Die Statorspannung hängt von der Höhe der Erregung ab und ebenso kann über die Erregung bei Einspeisung in ein starres Netz der Leistungsfaktor der Einspeiseleistung verändert werden.

Um den Synchrongenerator als drehzahlvariablen Antrieb für WKA einsetzen zu können muss die Frequenz der erzeugten Leistung über einen Umrichter auf die Netzfrequenz angepasst werden.

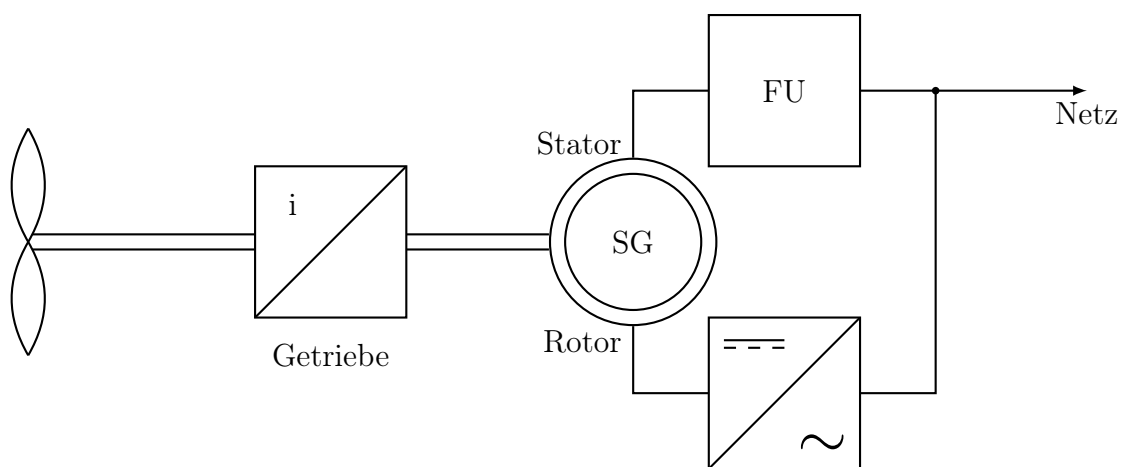


Abbildung 4.3: Prinzipschaltbild einer WKA mit SG

Betriebsweise:

Der Rotor des Windantriebes treibt über ein mehrstufiges Getriebe die Generatorwelle an. Liegt die Antriebsdrehzahl über einer eingestellten Minstdrehzahl erfolgt die Erregung des Generators über die Erregerwicklung des Läufers. Der Umrichter speist die Leistung des Stators in das Netz, über den Umrichter kann die Belastung des Generators eingestellt werden.

Nachteilig bei diesem Generatortyp ist, dass der Umrichter auf die volle Leistung des Maschinensatzes ausgelegt sein muss und ein Getriebe notwendig ist.

4.4 Vierpoliger Synchrongenerator (Ringgenerator)

Die Ringgeneratoren sind markant durch ihre kurze Bauform mit großem Rotordurchmesser (Schenkelpolmaschine). Der klare Vorteil dieses Types ist, dass das Getriebe durch die hohe Polzahl, und der damit niedrigen Drehzahl, entfallen kann.

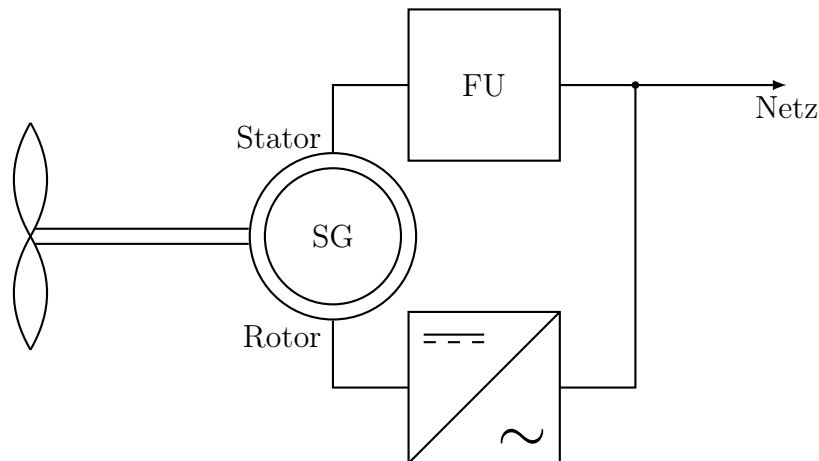


Abbildung 4.4: Prinzipschaltbild einer WKA mit Ringgenerator

Dieser Generatortyp wird schon seit den Anfängen der Energieversorgung in Wasserkraftwerken eingesetzt (Schenkelpolmaschine).

Der WKA-Hersteller Enercon hat diesen Generatortyp in WKA vorangetrieben. Enercon führt dabei den Generator 6–phasig aus um die Strombelastung der Generatorwicklungen zu reduzieren und die Oberschwingungsanteile im Zwischenkreis des Umrichters zu verringern.

5 Situation der Windenergienutzung

Energieträgern ist das Ökostromgesetz, derzeitige Fassung ÖSG 2012 Dieses Bundesgesetz regelt:

- die Nachweise über die Herkunft elektrischer Energie aus erneuerbaren Energieträgern. (erübrigt sich prinzipiell bei Windenergie)
- die Voraussetzungen für und die Förderung der Erzeugung elektrischer Energie aus erneuerbaren Energieträgern. (z. B. Photovoltaikanlagen müssen auf Dächern sein)
- die Aufbringung der Mittel für die durch die Förderung der Erzeugung elektrischer Energie aus erneuerbaren Energieträgern entstehenden Aufwendungen. (dies betrifft den Bund)
- Gegenstand der Förderung sind insbesondere folgende Bereiche:
 - Förderung der Erzeugung von Ökostrom durch festgelegte Preise, soweit eine Kontrahierungspflicht der Ökostromabwicklungsstelle besteht.
 - Förderung der Errichtung oder Revitalisierung von bestimmten Anlagen durch Investitionszuschüsse.

Im Ökostromgesetz wird bezüglich der Abwicklung der Förderungen auf die Ökostromabwicklungsstelle ÖMAG (www.oem-ag.at) verwiesen.

5.1 Windenergiepotential

Der Windatlas zeigt, dass die Windpotentiale in Österreich stark konzentriert im Osten von Niederösterreich (Weinviertel) und Nordburgenland auftreten.

Diese Gebiete sind nur schwach mit Hochspannungsnetzen ausgebaut. Daher kann dieses Potential in vollem Ausmaß nur bei entsprechendem Netzausbau genutzt werden.

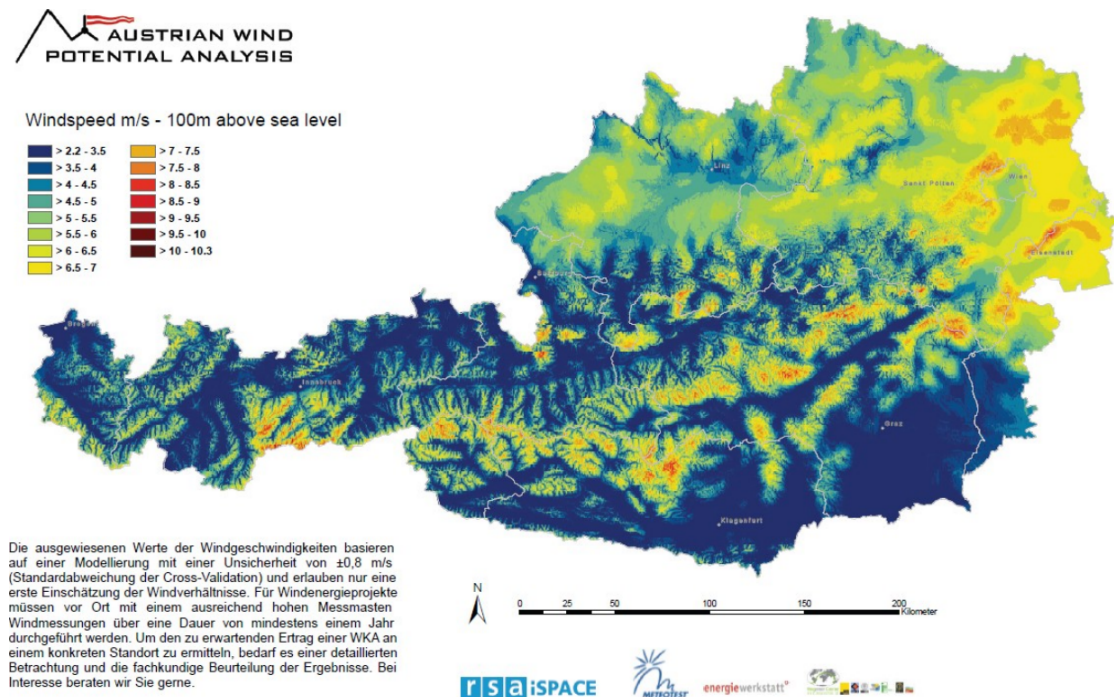


Abbildung 5.1: Windkarte - Potential in Österreich

Bei der Abbildung gilt: je heller, desto größer sind die Windstärken.

Die Interessensgemeinschaft Windkraft (IG Windkraft) fungiert als Anlaufstelle rund um Windenergie und steht in engem Kontakt mit den Behörden und der ÖMAG.

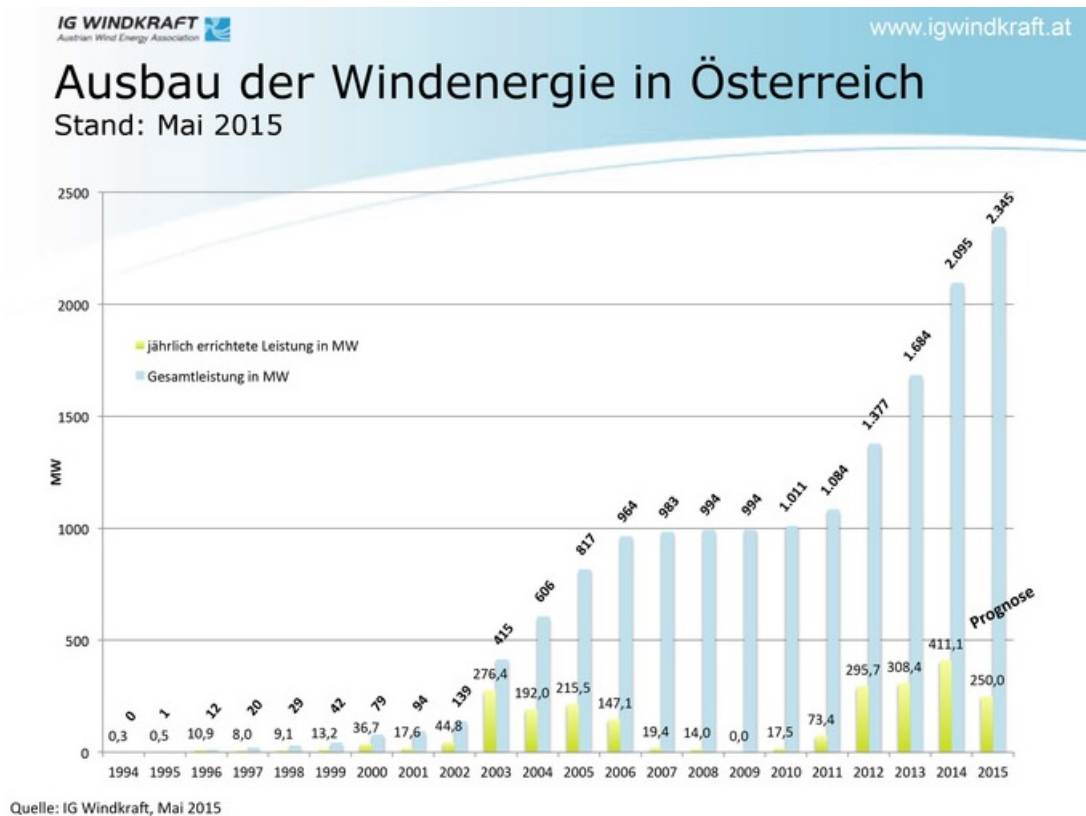


Abbildung 5.2: Windkraft in Österreich

Ab 2002 setzte in Österreich ein Boom bei der Windenergie ein. In den Jahren 2007 bis 2010 wurde dieser durch Begrenzung des Fördervolumens stark eingebremst.

5.2 Kleinwindkraft in NÖ

Windkraftanlagen unter 50 kW Leistung benötigen in Niederösterreich keine elektrizitätsrechtliche Bewilligung. Es ist dazu eine Baubewilligung erforderlich.

Für eine Anlage zur Netzeinspeisung und Stromabnahme über die Ökostromabwicklungsstelle zum Einspeisetarif benötigt man die Anerkennung der Anlage zur Ökostromanlage nach Ökostromgesetz durch den Landeshauptmann (Bescheid).

In der Raumordnung muss bei Anlagen über 20 kW bei Errichtung im Grünland eine Sonderwidmung beantragt werden. Bei einer Bauland-Widmung muss der Bürgermeister von Fall zu Fall entscheiden, ob keine übermäßige Belästigung für die Anrainer entsteht. (Lärmbelästigung, Schattenwurf, etc.)

5.3 Einspeisevergütung

Die Einspeisevergütung für Windenergie verlief in der Vergangenheit auf relativ konstantem Niveau.

Die Einspeisetarife werden per Verordnung festgelegt. Zuletzt durch die Verordnung ÖSET-VO 2012. Die Tarife gelten grundsätzlich für 13 Jahre einer bewilligten Anlage. Bei dieser Verordnung wurde der Tarif für Windkraft auf 9,5 Cent angehoben. Dies hat zu einem sehr hohen Ausbau in den Jahren 2012 und 2013 geführt.

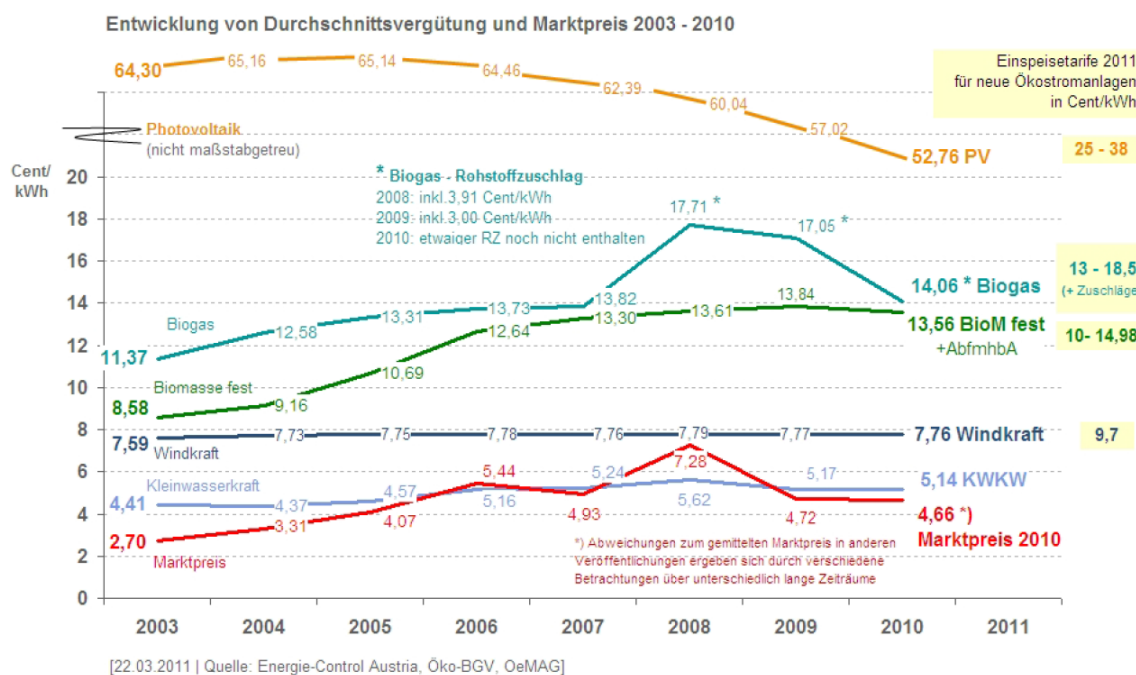


Abbildung 5.3: Einspeisevergütung für geförderte Erneuerbare

Bezogen auf das BIP hat Deutschland die höchste installierte Windkraftleistung. Deutschland ist auch Technologieführer bei der Errichtung von Windkraftanlage (WKA).

Top 10 der 2010 weltweit kumulierten Gesamtleistung an Windenergie		
	MW	%
China	42.287	21,8
USA	40.180	20,7
Deutschland	27.214	14,0
Spanien	20.676	10,6
Indien	13.065	6,7
Italien	5.797	3,0
Frankreich	5.660	2,9
Großbritannien	5.204	2,7
Kanada	4.009	2,1
Dänemark	3.752	1,9
Top 10	167.844	86,3
Alle anderen	26.546	13,7
Welt gesamt	194.390	100,0

Abbildung 5.4: Windkraft weltweit

Abbildungsverzeichnis

1.1	Windräder	1
1.2	Häufigkeitsverteilung des Windes	3
1.3	Windstärke in Abhängigkeit der Höhe	3
2.1	Strömungsverlauf bei einer frei umströmten Turbine	5
2.2	Leistungsbeiwert als Funktion der Schnelllaufzahl	8
3.1	Windräder mit vertikaler Achse	9
(a)	Savonius-Rotor	9
(b)	Darrieus-Rotor	9
(c)	H-Rotor	9
3.2	Windräder mit horizontaler Achse	11
(a)	Dreiflügler	11
(b)	Vielflügler	11
3.3	Geschwindigkeitsdreieck	12
3.4	Prinzip der Stall-Regelung	13
3.5	Prinzip der Pitch-Regelung	14
3.6	Querschnitt durch eine stallgeregelte Windkraftanlage	16
4.1	Prinzipschaltbild einer WKA mit DASM als Generator	18
4.2	Leistungsfluss	19
4.3	Prinzipschaltbild einer WKA mit SG	20
4.4	Prinzipschaltbild einer WKA mit Ringgenerator	21
5.1	Windkarte - Potential in Österreich	23
5.2	Windkraft in Österreich	24
5.3	Einspeisevergütung für geförderte Erneuerbare	26
5.4	Windkraft weltweit	27

Tabellenverzeichnis

1.1	Bezeichnung für Windstärken	2
-----	---------------------------------------	---

Abkürzungsverzeichnis

Abb.	Abbildung
BIP	Bruttoinlandsprodukt
ca.	circa
DASM	doppeltgespeiste Asynchronmaschine
Dipl.-Ing.	Diplom-Ingenieur
Dr.	Doktor
engl.	englisch
etc.	et cetera
ggf.	gegebenfalls
HTBL u. VA	höhere technische Bundeslehr- und Versuchsanstalt
NÖ	Niederösterreich
ÖMAG	Ökostromabwicklungsstelle
ÖSG	Ökostromgesetz
SG	Synchrongenerator
USK	untersynchrone Stromrichter-kaskade
WKA	Windkraftanlage
z. B.	zum Beispiel