

Weiterentwicklung der großen Windenergieanlage AEOLUS II zur Kostensenkung in einem deutsch-schwedischen Kooperationsprojekt

Further Development of the Large Scale Wind Energy Plant AEOLUS II for Cost Reduction in a German-Swedish Cooperation

Das gleichnamige Vorhaben wurde mit Mitteln des Bundesministers für Bildung, Wissenschaft und Technologie (Förderkennzeichen 0329548 A) gefördert. Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt beim Autor.

Röer, Joachim; MBB Förder- und Hebesysteme, Delmenhorst

Summary

The objective of MBB Förder- und Hebesysteme GmbH and the Swedish company, Kvaerner Turbin AB (KTAB), is to utilise the positive operational experience gained with AEOLUS II and NÄSUDDEN II prototype units as the basis for further development of an AEOLUS III series production unit. Efforts are being made to reduce production, maintenance and operating costs via innovative concepts and system components, exploitation of series production measures, more progressive systems engineering and improvement of technical reliability. This will lower the costs per generated kWh to the level of medium-sized units so that large-scale wind turbines will be financially attractive for operators.

Within the framework of this objective it was demonstrated that the average cost level of 0.75 DM/kWh/year (status at end of 1995) for commercial 500-600 kW units can be achieved for a small batch of ten units.

In addition to effects related to the number of units produced, cost reduction was mainly achieved through conceptual changes in the drive train, rotor blades, blade pitch control, the nacelle structure and the tower, while taking into consideration learning curves.

By introducing a permanent-magnet-excited, directly driven ring-type generator, the top mass was able to be reduced by approx. 40% to less than 100 tons and the specific tower head mass to less than 20 kg/m², and thus below the level of the commercial units on which the comparison is based. Furthermore, the higher degree of efficiency that is feasible with this generator system produces a better specific energy yield.

Refinement of the rotor blade structure along with a drastic reduction in foam through the use of glass fibre reinforced plastic structures has made it possible to lower the blade mass by approx. 30%. This in connection with a fundamental modification of the rotor blade design has led to even greater reductions in production costs.

1. Einleitung

Mehr als 15 Jahre Entwicklung haben gezeigt, daß die mit zunehmender Anlagengröße erhofften abnehmenden Energieerzeugungskosten bisher nicht realisiert werden konnten, da eine kontinuierliche Weiterentwicklung, wegen mangelndem Vertrauen in die wirtschaftlichen und politischen Rahmenbedingungen, nicht durchgeführt wurde und somit die Herstellung und Anwendung von Großwindenergieanlagen in Serie ausblieb. Mit Großwindenergieanlagen der zweiten Generation ist die erzeugte Energie heute nach wie vor zwei bis vier mal teurer als die mit kleinen und mittelgroßen Windenergiekonvertern produzierte.

Eine auf physikalischen Abhängigkeiten und Kostentrends beruhende Analyse kommt in einer durch die Europäischen Union (EU) veranlaßten Studie „Study On The Next Generation Of Large Wind Turbines“ zu dem Ergebnis, daß Großwindenergieanlagen zwischen 40 m und 100 m Rortordurchmesser konkurrenzfähig sein können [1]. Die Firma MBB Förder- und Hebesysteme GmbH sowie die schwedische Firma Kvaerner Turbin AB (KTAB) haben sich das Ziel gesetzt, aufbauend auf den positiven Betriebserfahrungen mit AEOLUS II und NÄSUDDEN II, diese Prototypanlagen als Basis für die Weiterentwicklung zur Serienanlage AEOLUS III zu nutzen.

Im Rahmen der Zielsetzung des Forschungsvorhabens „Weiterentwicklung der großen Windenergieanlage AEOLUS II zur Kostensenkung in einem deutsch-schwedischen Kooperationsprojekt“ [2], konnte gezeigt werden, daß bei einer Kleinserie von zehn Anlagen das durchschnittliche Kostenniveau von 0,75 DM/(kWh*a) (Stand: Ende 1995) der kommerziellen 500 kW-600 kW-Anlagen zu erreichen ist.

Neben Stückzahleffekten und unter Berücksichtigung von Lernkurven wurden die Kostenreduktionen hauptsächlich durch konzeptionelle Änderungen im Bereich des Antriebsstranges, der Rotorblätter, der Rotorblattverstellung, der Gondelstruktur sowie des Turmes erreicht.

2. Größeneinfluß auf spezifische Massen, Kosten und Ertrag

Windenergieanlagen werden mit zunehmender Größe nicht nur absolut, sondern auch spezifisch, d.h. bezogen auf den Quadratmeter überstrichener Rotorfläche, schwerer. Diese Tendenz ist damit begründet, daß allgemein tragende Strukturen, bei Beibehaltung der Bauweise, mit etwa der dritten Potenz der Dimension (lineare Ausdehnung) schwerer werden, wobei in der Praxis der Exponent drei durch übliche größenabhängige Bauweisenänderungen unterschritten wird und bei Windenergieanlagen mit leichter Bauweise bei 2,7 liegt. Hiernach steigt die spezifische Turmkopfmasse bei Verdopplung des Rotordurchmessers um den Faktor 1,62. Unter Zugrundelegung eines konstanten spezifischen Preises (DM/kg) ergibt sich aus diesem Zusammenhang eine entsprechende Zunahme des auf die Rotorkreisfläche bezogenen Anlagenpreises in DM/m² [3, 4]. Direkt läßt sich hieraus die Zunahme der spezifischen Kosten mit der Anlagengröße nicht ableiten, weil die DM/kg-Kosten mit Zunahme der Bauteilmassen sinken. Dies ist zwar eine Tendenz, die prinzipiell große Windenergieanlagen unterstützt, aber bei weitem nicht die spezifische Massenzunahme aufwiegt.

Neben den Kosten steigt allerdings bei Anlagenvergrößerung aufgrund der Zunahme der Windgeschwindigkeit mit der Höhe auch der Ertrag, so daß für einen durchschnittlichen Küstenstandort bei Vergrößerung des Rotordurchmessers sowie der Nabhöhe von 50 auf 90 m mit einer spezifischen Ertragssteigerung von ca. 30% zu rechnen ist. Es wird deutlich, daß die Ertragssteigerung bei der Anlagenvergrößerung die Kostensteigerung durch die Zunahme der spezifischen Massen nicht kompensiert und mit Beibehaltung der Anlagentechnik eine Zunahme der spezifischen Kosten unvermeidbar wäre, wenn es nicht gelingt, Potentiale zur Kostenreduzierung zu erschließen, die speziell große Anlagen bevorzugen. Mit der Turmkopfmasse von 100 t wird bei AEOLUS III mit weniger als 20 kg/m² eine Rotorkreisflächenbezogene Masse in der Größenordnung von mittelgroßen Anlagen erzielt und damit eine wesentliche Voraussetzung geschaffen, das angestrebte Kostenziel zu erreichen.

3. Rotorblätter

Die Rotorblätter der Windenergieanlage AEOLUS II waren nur sehr kostenintensiv zu fertigen, da man seinerzeit z.T. sehr pessimistische Lastannahmen zugrunde legte. Die Formbelegungszeiten sind so groß, daß eine Serienproduktion in dieser Bauweise bzw. mit diesem Fertigungsablauf zu konkurrenzfähigen Preisen nicht darstellbar ist. Eine Überarbeitung des Lastenkataloges [5], die Optimierung der einzelnen Blattstrukturelemente und eine Analyse des Fertigungsablaufes führte bei einem alternativen Blattkonzept mit deutlich reduziertem Schaumanteil zu einem um 30% leichteren Blatt, Tab.1.

Maßnahmen zur Reduzierung der Blattmasse und der Fertigungskosten:

- Weglassen eines Großteils der 26 Schaumrippen
- Ersetzen der breiten Schaumstege durch dünne Sandwichstege
- Die Gurte bei AEOLUS II sind mit Gelegebändern gefertigt. Durch den Übergang zu gezogenen Rovings kann der Materialpreis um ca. 20 % gesenkt werden. Der Einsatz von Rovings wird durch Verwendung eines über Tage offenen Harzsystems möglich.
- Das Doppelholmkonzept von AEOLUS II beruht auf der Überlegung, durch zwei schmale Holme gegenüber einer breiten Schaumunterstützung teuren PVC-Schaum einzusparen und trotzdem die hohe Torsionssteifigkeit zu erfüllen. Da die Dimensionierung gegen Knitterversagen von der Geometrie des Holmes unabhängig ist und sich nur nach dem Verhältnis der Elastizitäts- und Schubmoduln von Haut zu Schaum richtet, ist es möglich, die Stege in Platten- oder Sandwichbauweise auszuführen und somit Schaum einzusparen.

- Der Sandwichschaum bei AEOLUS II wurde in der Qualität HT56 II eingesetzt. Dieser Schaum hat eine Wärmeformbeständigkeit von bis zu 125 °C. Da durch eine Änderung der Aushärtetemperatur diese Temperaturstandfestigkeit nicht mehr erforderlich ist, kann auf das Standardmaterial der H-Qualität zugegriffen werden.
- Verwendung von katalytischen Harzen und Härtern mit verlängerter Topfzeit und niedrigerer Aushärtetemperatur
- Die Trennung der Schritte des Imprägnierens und des Einlegens verspricht einen Rationalisierungseffekt, wobei durch Übergang auf eine mechanisierte Tränkung die Qualität gesteigert werden kann sowie eine Durchsatzerhöhung möglich ist.

Werkstoff	AEOLUS II		AEOLUS III	
	Masse [kg]	rel. Masse [%]	Masse [kg]	rel. Masse [%]
GFK	1464	15,3	2128	35,5
CFK	3194	33,4	3158	52,6
Harz anged.	405	4,2		
Schaum	4182	43,7	518	8,6
Sonstiges	318	3,3	196	3,2
Gesamtmasse	9563	100 %	6000	100%

Tab. 1: Vergleich der Blattstrukturanteile AEOLUS II / AEOLUS III

Tab. 1: Comparison of the blade structure parts with AEOLUS II / AEOLUS III

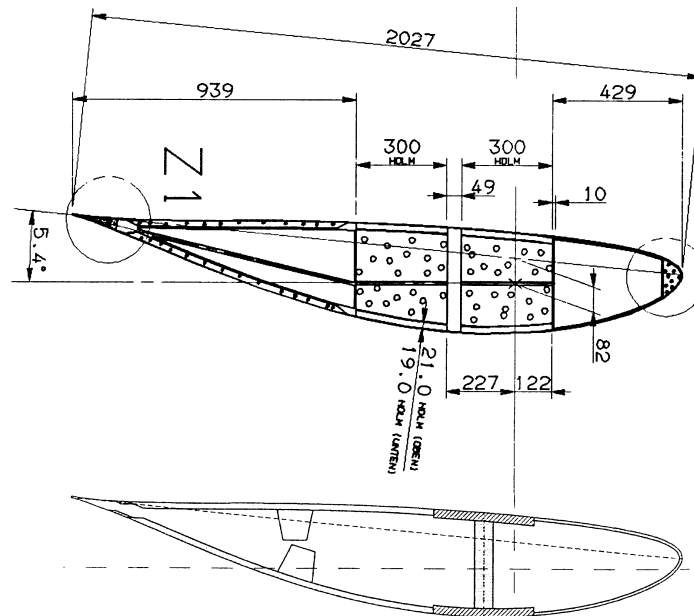


Abb. 1: Blattschnitt bei R=28,80 m im Vergleich, oben AEOLUS II, unten AEOLUS III, Profil: FX 84-W-175

Fig. 1: Blade cross-section for R=28,80 m in comparison with AEOLUS II (above) and AEOLUS III (below), blade section FX 84-W-175

4. Rotornabe

Die Rotornabe von AEOLUS III entspricht im Aufbau der bereits im Betrieb erprobten Nabe von AEOLUS II, wobei sie im Gegensatz zur aufwendigen Guß- / Schweißkonstruktion der AEOLUS II-Nabe als reine Gußkonstruktion geplant ist (Abb.2).

Die Rotornabe ist mittels einer Flanschverbindung mit dem umlaufenden Wellenrohr verbunden, auf dem auch der Rotor (Läufer) des Ringgenerators befestigt ist. Sie besteht aus einem Stahlzylinder, an dessen beiden Enden sich je ein Flansch für den Anschluß der Blattlager befindet.

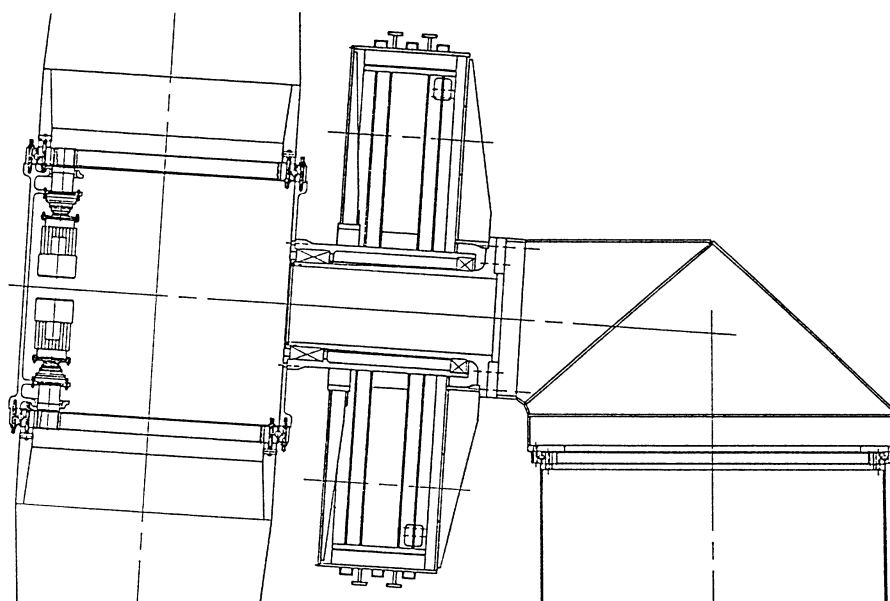


Abb. 2: Rotornabe AEOLUS III (Gußkonstruktion)

Fig. 2: Rotor hub AEOLUS III (casting)

Der Innenraum der AEOLUS III-Nabe ist konstruktiv so gestaltet, daß sie begehbar ist. Der Zugang zur Nabe wird durch eine Bohrung (\varnothing ca. 800 mm) im feststehenden Achsrohr realisiert. In der Rotornabe befindliche Plattformen ermöglichen eine witterungsunabhängige Inspektion der Blattlager, der Blattverstellantriebe inkl. ihrer Verzahnungen, der Blattinnenseiten sowie der Schraubenverbindungen zwischen Blattlager und Rotorblattanschluß. Die Begehbarkeit von Nabe und Rotorblättern und die damit verbundene Kosteneinsparung ist eine Maßnahme, die speziell große Anlagen unterstützt.

5. Sicherheitssystem, Pitchsystem

Eine kritische Bewertung des Sicherheitssystems von AEOLUS II ergab mit der Rotorbremse auf der langsamlaufenden Seite ein großes Einsparpotential. Mit der Einführung eines direkt getriebenen Generators wurde ein aerodynamisch wirkendes Sicherheitssystem, die Einzelblattverstellung, eingeführt, bei der jedes der beiden Rotorblätter über einen eigenen Blattverstellantrieb (Pitchantrieb) unabhängig voneinander verstellt wird, wobei über eine softwaremäßige Kopplung während des normalen Betriebes eine Synchronisation der Blattwinkelverstellung erfolgt und für ein Steuer- und Regelverhalten sorgt, das demjenigen bei kollektiver Rotorblattverstellung entspricht. So ändern sich auch die Lasten bei einer Einzelblattverstellung nur in den Fällen, bei denen das Versagen eines Blattverstellantriebes unterstellt wird. Dieses sind lt. Germanischem Lloyd [6] die Lastfälle S 1.3 „Fehler in der Betriebsführung“, S 1.4 „Versagen des Sicherheitssystems“, S 2.1 „Zustand nach Störung“ sowie E 1.1 „extreme Betriebsböe mit extremer Windrichtungsänderung“. Die Simulation der genannten Lastfälle ergibt für die Rotorblätter eine deutliche Lastenreduzierung um bis zu 40 % [6].

Auffallend sind die hohen Azimut- (M_{Tx}) und Nickmomente (M_{Ty}), wobei beim Azimutmoment über das Durchrutschen der Azimutbremse das anstehende Moment abgebaut wird (100%). Weitergehende Simulationen signalisieren, daß mit der Einführung einer geringeren Pitchgeschwindigkeit sowie mit Beibehaltung des Generatornennmomentes im Falle eines Pitchversagens eine erhebliche Reduzierung des Azimutmomentes erreicht werden kann.

AEOLUS II				AEOLUS III		
	Kollektive Blattverstellung+Rotorbremse			Einzelblattverstellung		
	max. Wert	Lastfall [5]		max. Wert	Lastfall [6]	
$M_{\beta x}$ (pitch)	108 kN	ES I	100%	60 kN	E 1.1	56%
$M_{\beta y}$ (flap)	7381 kN	ES I	100%	6399 kN	E 1.1	87%
$M_{\beta z}$ (edge)	4448 kN	PEW I	100%	2088 kN	S 1.4	47%
$M_{\beta x}$ (pitch)	158 kN	PEW I	100%	138 kN	E 2.1	87%
M_{Tx} (yaw)	1910 kN	PEW IV	100%	6365 kN	S 1.4	100(333)%
M_{Ty} (tilt)	4654 kN	HCG II	100%	8173 kN	S 1.4	176%
M_{Tz} (roll)	3625 kN	ES II	100%	1800 kN	S 1.2	50%

Tab. 2: Vergleich der Maximallasten bei den Sicherheitssystemen AEOLUS II / AEOLUS III

Tab. 2: Comparison of the maximal loads of the security systems with AEOLUS II/AEOLUS III

6. Generatorsystem

Der zum Einsatz kommende permanentmagneterregte Vielpol-Ringgenerator, Abb. 2, wird getriebeles direkt vom Rotor angetrieben. Durch die hohe Leistungsdichte dieses Generators wird eine niedrigere Turmkopfmasse als bei klassischen Getriebe-Generator-Kombinationen erreicht. Die gesamte Anlage kann leichter und damit kostengünstiger gebaut werden. Durch die Permanentmagneterregung erreicht der Ringgenerator einen hohen Wirkungsgrad von 94% bis 96 %. Getriebeverluste entfallen, wodurch sich der Wirkungsgrad der Gesamtanlage bei Nennleistung um 4 % bis 5 %, im Teillastbereich sogar bis über 10 %, verbessert.

7. Gondelstruktur

Die Gondelstruktur ist das kraftübertragende Bauteil zwischen Rotor und Turm und ist konstruktiv so

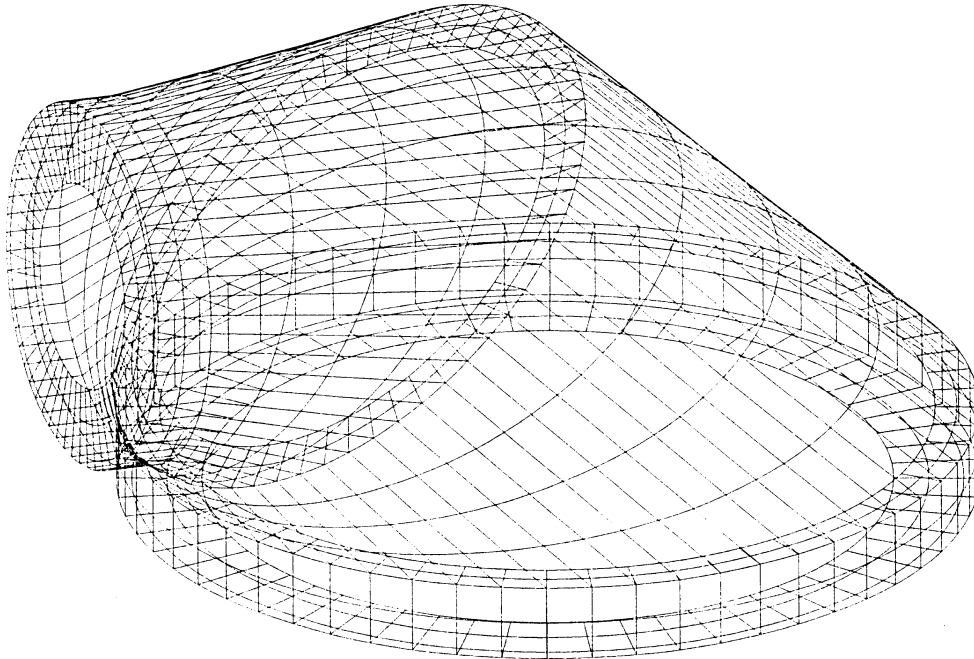


Abb 3: Aus dem konstruktiven Entwurf der Gondelstruktur generiertes FEM-Modell
Fig. 3: Embarrassing FEM-model of the nacelle structure design

gestaltet, daß sie die eingeleiteten äußeren Kräfte und Momente aus den Betriebs- und Windlasten sowie alle durch Eigenmassen entstehenden Kräfte aufnimmt, um diese über das Turmkopflager (Azimutlager) in den Turm weiter zu leiten. Die Gondelstruktur ist als Schweißkonstruktion ausgeführt. Ihre geometrische Form ergibt sich aus der Verbindung zweier schräg abgeschnittener Kegelstümpfe. Zur Erhöhung der Bauteilsteifigkeit sind Versteifungsrippen und -ringe in den gefährdeten Bereichen eingearbeitet (Abb. 3).

Iterativ durchgeführte FEM-Rechnungen haben zu der Entwicklung einer gewichtsoptimierten Gondelstruktur geführt, die durch eine verbesserte Materialausnutzung und durch die Zusammenfassung der AEOLUS II-Komponenten *Maschinenträger* und *Gondel* zu einem Bauteil zu einer drastischen Senkung der Herstellungskosten des Gesamtbauwerkes beigetragen haben.

8. Azimutsystem

Das Azimutlager ist bei der Windenergieanlage AEOLUS III als Vierpunktlager ausgeführt, wobei der verzahnte Innenring turmfest verschraubt ist. Der Außenring ist gondelfest montiert und drehbar mit dem Lagerinnenring verbunden. Der Lageraußenring trägt den gesamten Turmkopf.

Die Windnachführung geschieht über zwei gegenüberliegend angeordnete elektromotorische Verstellantriebe. Die Azimutbremse ist eine aktive Scheibenbremse, die den Lagerinnenring des Azimutlagers als Bremsscheibe benutzt. Das Betätigungselement besteht aus einem Hydraulikschlauch, der sich im ovalen Zustand im Ringspalt zwischen Lagerinnenring und dem Boden der Gondelstruktur befindet (Abb. 4). Zur Erhöhung der Sicherheit ist der Hydraulikschlauch in zwei Kreise unterteilt. Die Haltefunktion ergibt sich bei öldruckbeaufschlagtem Schlauch. Für den Fall der Windrichtungsnachführung wird der Hydraulikschlauch bis auf einen Restdruck entspannt.

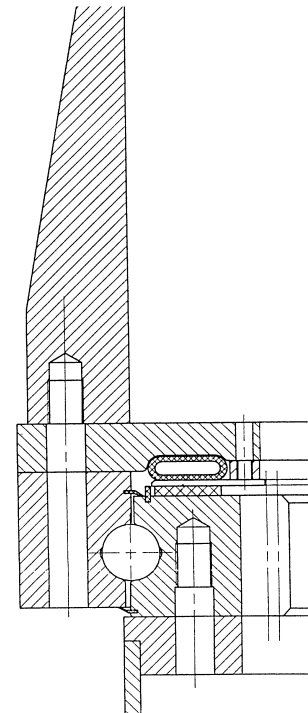


Abb. 4: Azimutbremse
Abb. 4: Azimut break

Während des Produktionsbetriebes hält die Azimutbremse den Turmkopf relativ zum Turm mit einem Bremsmoment von 1500 kNm fest. Über den 10-Sekunden-Mittelwert des Windfahnsignals wird bei Überschreitung einer Gierwinkelabweichung von $\pm 10^\circ$ der Turmkopf entsprechend nachgeführt. Aufgrund der im Turm hängenden Kabel ist der absolute Gierwinkel auf $\pm 540^\circ$ begrenzt. Im Stillstand der Windenergieanlage erfolgt die Rückführung bereits bei einer Abweichung von $\pm 360^\circ$. Bei dieser Betriebsweise ist sichergestellt, daß die meisten Azimutrückführungen bei Anlagenstillstand erfolgen.

9. Turm

Mit zunehmender Anlagen-/Turmgröße wird der Spielraum, gegeben durch die Restriktionen aus transportierbaren Sektionsgewichten bzw. -durchmessern sowie Eigenfrequenz-, Stabilitäts-, und Festigkeitsanforderungen, immer enger. Vom dynamischen Konzept her mußte von der angestrebten doppelweichen Konfiguration für den Turm aus Festigkeitsgründen abgegangen werden. Die Eigenfrequenz des neuen Turmes wird derjenigen entsprechen, die sich bei AEOLUS II bereits bewährt hat. Der neue Turm erhält somit eine strukturell gesehen weiche Auslegung, wobei die erste Biegeeigenfrequenz des Turmes zwischen der einfachen und zweifachen Rotordrehfrequenz liegt.

Durchgeführte Parameterstudien kommen zu dem Ergebnis, daß bei einer Turmkopfmassse von 100 Tonnen und Auslegung für Typenklasse I nach [7] der realisierbare Turm folgende Eigenschaften aufweist:

Turmhöhe	80	m
Turmfußdurchmesser	4,2	m
Wandstärke am Turmfuß	38	mm
Turmkopfdurchmesser	3,5	m
Wandstärke am Turmkopf	16	mm
Biegeeigenfrequenz (elastisches Fundament)	0,42	Hz
Gesamtmasse	200	t

Tab. 3: Turm AEOLUS III

Tab. 3: Tower AEOLUS II

Die gegenüber AEOLUS II um 10 m reduzierte Turmhöhe hat keinen nennenswerten Einfluß auf den Ertrag, ermöglicht aber, daß der hiermit ausgelegte Turm noch straßentransportfähig ist, die Dynamikforderung erfüllt und eine fast optimale Turmmasse hat.

10. Spezifische Fundamentkosten

Die spezifischen Kosten werden ermittelt, indem für verschiedene Anlagengrößen die Fundamentkosten auf das Produkt aus Rotorkreisfläche und Nabenhöhe bezogen werden (Tab. 4).

Leistung		Regelung	Turm	Fundamenteinbindung	Spezifische Kosten	
80	kW	Stall	Beton	Köcher	3,15	DM/m ³
110	kW	Stall	Stahl	Stahlringsektion	2,290	DM/m ³
500	kW	Pitch	Beton	Köcher	1,260	DM/m ³
500	kW	Pitch	Stahl	Stahlringsektion	0,710	DM/m ³
600	kW	Stall	Stahl	Stahlringsektion	0,940	DM/m ³
800	kW	Stall	Stahl	Stahlringsektion	0,610	DM/m ³

Tab. 4: Spezifische Fundamentkosten für ausgewählte Anlagengrößen

Tab. 4: Specific foundation costs for selected unit size

Die Tabelle zeigt die Tendenz auf, daß bei größer werdenden Windenergieanlagen die spezifischen Fundamentkosten fallen. Diese Tendenz tritt noch deutlicher zutage, wenn bedacht wird, daß die 500 kW Pitch- Anlage geringere spezifische Turmkopflasten hat als die 800 kW Stall-Anlage. Daß die Köcherfundamente höhere Kosten als die Stahlringsektionsfundamente haben, liegt daran, daß die Kosten für die Stahlringsektion nicht berücksichtigt wurden.

Eine Analyse der Kostenfaktoren und -anteile führte zu folgenden konstruktiven Basisüberlegungen:

- die Betonmasse auf das festigkeitsmäßig notwendige Niveau begrenzen.
- die zur Standsicherheit notwendige Fundamentmasse soweit wie möglich durch Auflast aus billiger Füllerde erzeugen (Preisverhältnis Beton: Füllerde ~ 10 : 1)
- Betonplatte groß im Durchmesser und so dünn wie möglich.
- Fundamentdicke in der Nähe der Turmeinbindung so dimensionieren, daß das Turmwurzelbiegemoment gerade noch übertragen werden kann.

11. Kostenermittlung für AEOLUS III

Um einen Vergleich zu den entsprechenden Preisen der mittelgroßen Windenergieanlagen zu ermöglichen, werden, wie hier üblich, die reinen Anlagenkosten, d.h. ohne Fundament, Netzanschluß- und sonstige Infrastrukturkosten angegeben. Transport- und Montagekosten sind berücksichtigt. Die Kosten, ermittelt auf der Basis von einem Stück, wurden unter Berücksichtigung der folgenden Einflußgrößen auf den Stückpreis einer Kleinserie von 10 Anlagen hochgerechnet:

- Umlegbare Einmalkosten
- Berücksichtigung des unterschiedlichen Verhältnisses von Materialkosten zu Lohnkosten der einzelnen Komponenten
- Stückzahleffekte
- Lernkurven

In Abb. 5 ist abschließend ein Kostenvergleich zwischen den Windenergieanlagen AEOLUS II und AEOLUS III mit dem gegenwärtigen Kostenniveau der mittelgroßen Windenergieanlagen angegeben. Hierbei wurde von spezifischen Energiekosten von 0,75 DM/(kWh*a) für kommerzielle Windenergieanlagen am Referenzstandort (6 m/s in 30 m Höhe; Rauigkeitslänge 0,05 m; Rayleigh-Verteilung) ausgegangen und entsprechend dem erwarteten Energieertrag von AEOLUS III für diesen Standort hochgerechnet.

Es wird deutlich, daß im Fall einer Kleinserie (10 Anlagen) das angestrebte Preisniveau von mittelgroßen Windenergieanlagen erreicht wird. Berücksichtigt man weiterhin die in [2] erwähnte Annahme von sinkenden spezifischen Infrastrukturkosten bei größer werdenden Maschinen, so ist von einer mittelfristigen Wettbewerbsfähigkeit von AEOLUS III auszugehen.

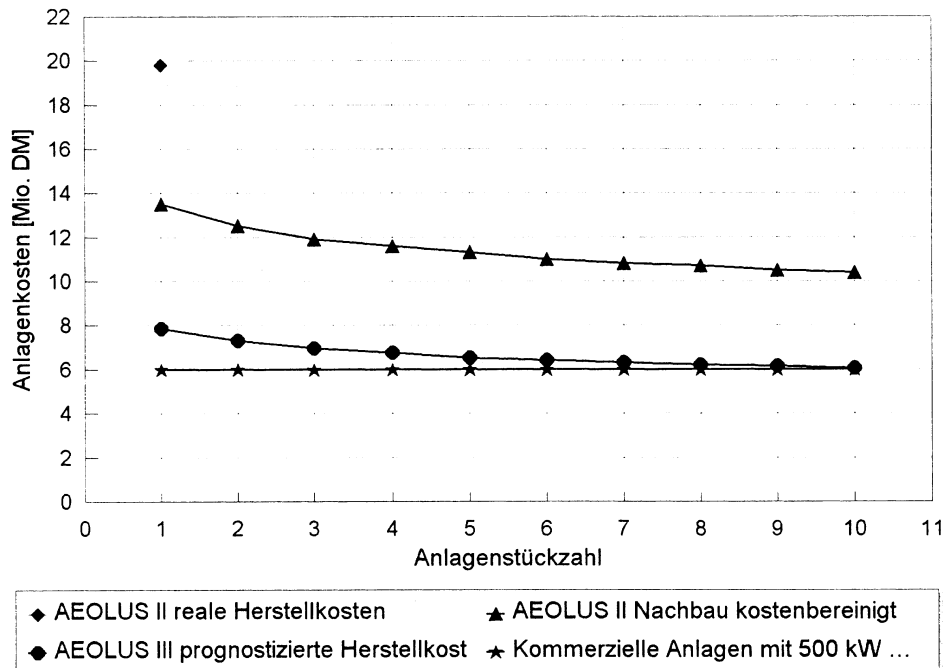


Abb. 5: Vergleich der Anlagenkosten (ohne Infrastruktur) von AEOLUS II und AEOLUS III mit dem Preisniveau von kommerziellen 500 kW ... 600 kW-Anlagen. (Stand: Ende 1995)
 Fig. 5: Comparison of the unit costs (without infra-structure) of AEOLUS II and AEOLUS III with the price level of commercial 500 kW ... 600 kW turbines. (Status : End of 1995)

12. AEOLUS III Technische Daten

Nennleistung	3000 kW
Nennwindgeschwindigkeit	14 m/s
Turm	freitragender, konischer Stahlrohrturm
Nabenhöhe	83 m
Anzahl der Rotorblätter	2
Blattmasse	je 6 t
Rotordurchmesser	80 m
Betriebsdrehzahlbereich, variabel	11 min ⁻¹ ... 21 min ⁻¹
Rotoranordnung relativ zum Turm	luvseitig
Regelung	Pitch, elektromotorisch
Rotorachsneigungswinkel	5°
Generator	direktgetrieben, permanentmagneterregt

13. Literatur

- [1] Bundesministerium für Bildung und Forschung (Hrsg.): Ad-hoc-Ausschuß Großwindanlagen. Abschlußbericht. Bonn: BMBF 1992
- [2] Röer, J, Biebricher, A., Klußmann M.: Weiterentwicklung der großen Windenergieanlage AEOLUS II zur Kostensenkung in einem deutsch-schwedischen Kooperationsprojekt, BMBF-Abschlußbericht 1995
- [3] Hau, E.: Windkraftanlagen. Grundlagen, Technik, Einsatz, Wirtschaftlichkeit. Berlin u.a.: Springer Verlag 1988
- [4] Molly, J.-P.: Windenergie. Theorie - Anwendung - Messung. 2., völlig überarbeitete und erweiterte Auflage. - Karlsruhe: Verlag C. F. Müller 1990
- [5] Mickeler, S.; Preiß, A.: Endgültige Lasten AEOLUS II. MBB Dok.-Nr. 0412 M. Überarbeitete Ausgabe 91 / 03 / 05. Hoykenkamp: MBB Juli 1991
- [6] Germanischer Lloyd (Hrsg.): Vorschriften und Richtlinien. Teil 1 - Windenergie. Richtlinie für die Zertifizierung von Windkraftanlagen. Ausgabe 1993. Hamburg: Selbstverlag Germanischer Lloyd 1993
- [7] International Electrotechnical Commission (Hrsg.): IEC 1400-1. Wind turbine generator systems. Part 1: Safety requirements. Genf: Selbstverlag IEC Central Office 1994