

Energiewende braucht Energiewender



Inhaltsverzeichnis

- Referenzen
- Onshore-Windenergie Vergütung
- Voraussetzungen nach §§ 6 EEG
- Technischen Rahmenbedingungen
- Wirtschaftlichkeitsberechnung
- Chancen und Risiken einer Windenergiebeteiligung

Anton Paulus, GF. P+M Windspirit GmbH
Pappenheimer-Str. 6, 87730 Bad-Grönenbach
Steuerberater- und Rechtsanwaltssozietät Häußler & Tronsberg
Babenhausen / Kempten i. Allgäu

Referenzenliste

(Mitunternehmer / Geschäftsführer / Handlungsbevollmächtigter)

Windenergieanlagen	Inbetriebnahme	installierte Leistung Nennleistung
<ul style="list-style-type: none">• Windenergieanlage Groß Santerleben-Nord Anlage Nr.2 GbR, Anlage Tacke 500 KW Standort: Hohe Börde (Raum Magdeburg in Sachsen-Anhalt)	1998	0,5 MW
<ul style="list-style-type: none">• WEA Groß Santerssl.-Ixleben GbR Großsanterleben-Ixleben, GE 1,5 SI Standort: Hohe Börde (Raum Magdeburg in Sachsen-Anhalt)	2000	1,5 MW

- | | | |
|---|-----------|---------|
| <ul style="list-style-type: none"> • Windenergieanlage Wellen II
Anlage Nr. 1 GbR, GE 1,5 MW 2 Anlagen
Standort: Hohe Börde
(Raum Magdeburg in Sachsen-Anhalt) | 2002 | 3,0 MW |
| <ul style="list-style-type: none"> • Windenergieanlage Ochtmersleben
Anlage Nr. 2 GbR, GE 1,5 MW
Standort: Hohe Börde
(Raum Magdeburg in Sachsen-Anhalt) | 2002 | 1,5 MW |
| <ul style="list-style-type: none"> • Windenergieanlage Vahldorf GbR
Standort: Hohe Börde , GE 600a
(Raum Magdeburg in Sachsen-Anhalt) | 2003 | 0 ,6 MW |
| <ul style="list-style-type: none"> • Windenergieanlage Irxleben-Süd Nr.1 GbR
Standort: Hohe Börde , GE 1,5 MW, 2 Anlagen
(Raum Magdeburg in Sachsen-Anhalt) | 2003 | 3,0 MW |
| <ul style="list-style-type: none"> • Windenergieanlage
Groß-Santersleben Nord II GmbH & Co. KG
Standort: Hohe Börde , GE 1,5 MW
(Raum Magdeburg in Sachsen-Anhalt) | 2003/2004 | 1,5 MW |

<ul style="list-style-type: none"> • WEA Gischow I Standort: bei Parchim 2 Anlagen Enercon "E70" (a 2,3 MW) (Mecklenburg Vorpommern) 	2009	4,6 MW
<ul style="list-style-type: none"> • WEA Gischow II Standort: bei Parchim 1 Anlage Enercon "E70" (a 2,3 MW) (Mecklenburg Vorpommern) 	2011	2,3 MW
<ul style="list-style-type: none"> • WEA Vierschau (Hof/Oberfranken) Projekt derzeit in Bauphase 6 Anlagen Enercon "E82" E2 (a 2,3 MW) (Oberfranken) 	2011/2012	13,8 MW
<ul style="list-style-type: none"> • WEA Habscheid Standort: Eifel 1 Anlage VESTAS V90 (a 2,0 MW) (Rheinland-Pfalz) 	2012	2,3 MW
<hr/>		
Insgesamt 29 Anlagen		44,4 MW

Onshore- Windenergie Vergütung

Der Regierungsentwurf zum „EEG 2012“ sah massive Einschnitte bei der Vergütung der Windenergie an Land vor. Bundesrat und Bundestag haben für die Onshore- Windenergie schlimmeres verhindert und wichtige Kurskorrekturen vorgenommen.

So ist etwa der SDL-Bonus (0,5 Cent) zunächst erhalten geblieben. (=diese außerordentliche Reduzierung der Einspeisevergütung von ca. 5,3 % hätte enorme negative Auswirkungen auf Projektentwicklungen, vor allem in Süddeutschland, zur Folge gehabt) Dennoch muss die „Windenergie an Land“ im Vergleich zum EEG 2009 Einschnitte hinnehmen. In der EEG-Novelle 2012 wurde die Degression von 1 auf 1,5 Prozent erhöht. Die Onshore-Vergütung beträgt demnach für Anlagen ab

- 2012	9,41 Eurocent
- 2013	9,27 Eurocent
- 2014	9,14 Eurocent
- 2015	8,53 Eurocent(wegfall SDL-Bonus v. 0,47 Eurocent)

Planer und Betreiber von Offshore- Windenergieprojekten hingegen können sich dagegen über einen „Sprinter-Bonus“ freuen. 15 Eurocent je Kilowattstunde über einen Zeitraum von zwölf Jahren wurde hier in die Anfangsvergütung integriert. Außerdem greift eine 2 Prozent erhöhte Degression (vormals 5 Prozent ab 2015) nun erst ab dem 1. Januar 2018.

Knapp die Hälfte der Anlagen kommen in den Jahren 2015-2020 ins Alter für den Austausch gegen modernere, leisere, ruhiger drehende und leistungsfähigere Anlagen. Ihre Erträge auf 120 bis 180 Metern Nabenhöhe liegen um ein vielfaches über denen der oft nicht einmal 50 Meter hohen Altanlagen.

Faustformel laut BWE

- Pro Meter Nabenhöhe steigt der Ertrag um 0,75 bis 1 Prozent
- Ein doppelter Rotordurchmesser bringt bis zu vierfachen Ertrag

Voraussetzungen nach §§ 6 EEG (seit Januar 2011)

- die Windenergieanlagen müssen zur Netzstabilität beitragen
- die Steuerungssysteme müssen die Blindleistung in den Netzen egalisieren
sowie die Spannungseinbrüche und Frequenzschwankungen tolerieren
- der Netzbetreiber muss jederzeit Einfluss auf die Wirkleistung der Anlage
nehmen können

Windstrom in Bayern

- Der Wind ist vorhanden ?
- Die Standorte sind vorhanden
- Die Technologie ist vorhanden
- Die Investoren sind vorhanden
- Die Notwendigkeit ist vorhanden !

Die politische Unterstützung ist erforderlich!

Technische Rahmenbedingungen

Für den Standort die richtige Anlage

- Bei der Auswahl einer Windenergieanlage ist es wichtig, die Windverhältnisse des zukünftigen Standortes so genau wie möglich zu kennen.
- Anhand dieser Ergebnisse muss dann die am Besten geeignete Anlage gefunden werden.
- Mit der richtigen Turbine lässt sich auch an Schwachwindstandorten reichlich Energie ernten.

Technische Rahmenbedingungen

Das getriebelose Konzept:

(Hersteller und Marktführer in Deutschland ist hier die Firma **Enercon**, mittlerweile baut aber auch Siemens und die Firma Vensys entsprechende Anlagen)

-Die Rotation des Rotors wird ohne Getriebe direkt an den Generator weitergegeben

Daher befindet sich, bei Enercon-Anlagen, der sehr große und schwere Ringgenerator direkt hinter dem Rotor

Technische Rahmenbedingungen

Vorteile des Ringgenerators:

- kein Getriebe
- niedriger Verschleiß durch langsam rotierende Maschine
- geringe Maschinenlasten durch hohe Drehzahlvariabilität
- ertragsoptimierte Steuerung
- hohe Netzverträglichkeit

Durch die Massenträgheit der rotierenden Komponenten einer getriebelosen Anlage hat diese bei den im Binnenland typisch böigen Winden gegenüber anderen Anlagentypen einen gewissen Vorteil.

Technische Rahmenbedingungen

Hinweis zur Leistungskennlinie einer Enercon „E82“ mit 2,3 MW:

Die Anlage schaltet bei einer Windgeschwindigkeit von 2,5 Metern pro Sekunde ein (Produktion = 3KW)

Die Anlage produziert bei Windverhältnissen von:

-5 Meter pro Sekunde = 174 KW

-12 Meter pro Sekunde = 2300 KW

(Hinweis: 12 Meter pro Sekunde entspricht Windstärke 6 = starker Wind)

Technische Rahmenbedingungen

Beachte!:

-25 Meter pro Sekunde (Windstärke 10) = 2300 KW Einspeiseleistung

28 – 34 Meter pro Sekunde = die Anlage reduziert die Leistung über die Pitch-Regulierung (bei Herstellern unterschiedlich)

Technische Rahmenbedingungen

Das mechanische Konzept (Anlagen mit Getriebe):

bekannte Hersteller sind hier: Vestas, Repower, Siemens, Nordex, GE, Fuhrländer

Diese Hersteller nutzen kleinere und leichtere Generatoren, für die jedoch eine höhere Drehzahl benötigt wird. Daher wird bei diesen Anlagen die Drehzahl des Rotors im Getriebe in eine höhere gewandelt.

Komponenten:

Rotornabe – Rotorwelle – Getriebe – hydraulische Feststellbremse – Kupplung – Generator

Technische Rahmenbedingungen

Rotorblätter

- bestehen aus glasfaserverstärktem Kunststoff
- sind mit einem Blitzschutzsystem ausgerüstet
- **Problem Eisbildung:** mindert den Wirkungsgrad, da sie die Form und damit das aerodynamische Profil der Blätter verändert
 - Unwucht des Rotors ist eine mögliche Folge
 - Herabfallende Eisbrocken stellen eine Gefahr dar

Ertragsausfall: Bei Eisansatz schalten sich die Anlagen automatisch ab.

Alternative: Die Rotorblätter einiger Hersteller (z.B. Enercon) können mit einer Rotorblattheizung ausgerüstet werden.

Technische Rahmenbedingungen

Rotorblätter

- Trend zu größerem Rotordurchmesser (bis zu 127 m)

Verbessertes Blattdesign bzw. Optimierung der Rotorblätter

Bei der bislang verwendeten Außenhülle aus Glasfaser haben die Blätter jetzt einen Kern aus Kohlefaser, um bei erhöhter Steifigkeit zugleich Gewicht zu reduzieren und

Reduzierung der Blattspitzengeschwindigkeit von 77 Metern pro Sekunde auf 72 Meter pro Sekunde (= senkt somit zugleich den Geräuschpegel)

Vorteil der leichteren Kohlenstofffaser:

Bei Nordex ist das längere Rotorblatt „N117“ mit unter 11 Tonnen annähernd so schwer wie das Rotorblatt „N100“

Neue Landwind-Turbinen: Was die Mühlen im Vergleich leisten:

Anlage	Maschinentyp	Nennleistung (MW)	Turmhöhe (Meter)	Überstrichene Rotorkreisfläche in qm	theoret. Ertrag in kWh
Enercon	E 82	2,3	138	5.281	6.278.101
Enercon	E 101	3,0	134	8.012	8.980.891
Repower	M104	3,4	128	8.495	10.686.870
Repower	M114	3,2	143	10.207	13.298.415
Nordex	N100	2,5	140	7.823	8.300.000
Nordex	N117	2,4	91	10.751	8.322.000
GE	2.5 100	2,5	100	7.854	6.991.000
GE	2.75 103	2,75	98,3	8.332	7.501.000
Vestas	V100	1,8	95	7.850	6.168.600
Vestas	V112	3,0	119	9.852	8.789.700

Fazit:

Entscheidend ist letzten Endes das Verhältnis zwischen Investitions- und Betriebskosten zur erzeugten Strommenge, und dies drückt sich in €/ kWh aus.

Eine 2 MW Anlage kann an manchen Standorten den Strom günstiger produzieren als eine 3 MW Anlage.

Die größere Leistung bringt also nicht unbedingt einen zählbaren Vorteil, wenn man für die Großanlage 50% mehr bezahlen muss, mit dieser Anlage am verfügbaren Standort aber nur 40% mehr Strom produziert.

Fazit:

Neben dem Anlagentyp:

- Service
- Wartung
- Vollwartungsvertrag
- Verfügbarkeit
- Qualität der Hauptkomponenten

spielt die Nabenhöhe eine entscheidende Rolle:

Wichtig ist hier die 100 Meter-Grenze:

hier endet die Prandtl-Schicht =Einfluss: Bodenrauigkeit und Hindernisse
(Wälder, Bäume, Hügel, Brücken, Gebäude)

Ekman-Schicht ab 100 Meter = hier treten höhere Windgeschwindigkeiten
häufiger auf

Fazit:

Größere Nabenhöhen lassen längere Rotorblätter zu, weil die Blätter nicht in die turbulenten Bodenströmungen hinabreichen.

Wirtschaftlichkeitsberechnung

	1. - 20. J.		
Ausgangsdaten:		<u>Berechnung voraussichtl. jährlicher KW Ertrag</u>	
Investitionssumme Turn-key	3.650.000	P90 Wert laut Gutachten Tüv-Süd	26.740.000
Einspeisevergütung Euro/Kwh:	0,0951	P90 Wert laut Gutachten Cube	25.747.000
Ertrag KWh p.a.:	4.300.000	P90 Wert laut Gutachten Geo-Net	26.875.000
Ertrag in Euro p.a.:	408.930	P90 Wert laut Gutachten DEWI	24.660.000
Habenzins:	0,01	Mittelwert durchschnittl.	26.005.500
		Sicherheitsabschläge von 16% sind	
Beginn der Investition:	2011	bereits berücksichtigt.	
		KW-Ertrag jährlich gerundet	26.000.000
Eigenkapital:	1.825.000	kWh-Ertrag pro Anlage gerundet	4.300.000

lfd. Aufwendungen exempl. erstes Jahr			
Pacht in % (Mittel der 6 Standorte)		5%	
Pacht in Euro (Mindestpacht 15.000,- €)		20.447	
techn.Betriebsführung *	1,50%	6.134	
kfm.Verwaltung/JA*	1,00%	4.089	
Pächterentschädigung u. Pacht Wegebau		900	
Kosten Umspannwerk		1.000	
Voll-Wartung 1,0 €C		0	
Subsidiärversicherung, Haftpflicht		2.000	
Avalprovision Rückbauverpflichtung		1.500	
Betriebskosten (Strom/So. u.a.)		2.500	
sonstige Aufwendungen Infrastruktur KG		500	
gesamte laufende Kosten		<u>40.320</u>	

Ermittlung der laufenden jährlichen geschätzten Aufwendungen						
		1	2	3	4	5
Pacht in % (Mittel der 6 Standorte)		5,00%	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%
Pacht in Euro (Mindestpacht 15.000,- €)		20.447,00	20.447,00	20.447,00	20.447,00	20.447,00
techn.Betriebsführung *	1,50%	6.134,00	6.134,00	6.134,00	6.134,00	6.134,00
kfm.Verwaltung/JA*	1,00%	4.089,00	4.089,00	4.089,00	4.089,00	4.089,00
Pächterentschädigung u. Pacht Wegebau		900,00	900,00	900,00	900,00	900,00
Pachten externe Kabeltrasse		1.250,00	1.250,00	1.250,00	1.250,00	1.250,00
Kosten Umspannwerk		1.000,00	1.000,00	1.000,00	1.000,00	1.000,00
Voll-Wartung *	1,0 €	0,00	19.200,00	19.500,00	19.500,00	19.500,00
Subsidiärversicherung, Haftpflicht		2.000,00	2.000,00	2.000,00	2.000,00	2.000,00
Avalprovision Rückbauverpflichtung		1.500,00	1.500,00	1.500,00	1.500,00	1.500,00
Betriebskosten (Strom/So. u.a.)		2.500,00	2.500,00	2.500,00	2.500,00	2.500,00
sonstige Aufwendungen Infrastruktur KG		500,00	500,00	500,00	500,00	500,00
Index-Anpassung		0,00	0,00	0,00	0,00	1.500,00
gesamte laufende Kosten		40.320,00	59.520,00	59.820,00	59.820,00	61.320,00

Ermittlung der laufenden jährlichen geschätzten Aufwendungen						
		6	7	8	9	10
Pacht in % (Mittel der 6 Standorte)		5,00%	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%
Pacht in Euro (Mindestpacht 15.000,- €)		20.447,00	20.447,00	20.447,00	20.447,00	20.447,00
techn.Betriebsführung *	1,50%	6.134,00	6.134,00	6.134,00	6.134,00	6.134,00
kfm.Verwaltung/JA*	1,00%	4.089,00	4.089,00	4.089,00	4.089,00	4.089,00
Pächterentschädigung u. Pacht Wegebau		900,00	900,00	900,00	900,00	900,00
Pachten externe Kabeltrasse		1.250,00	1.250,00	1.250,00	1.250,00	1.250,00
Kosten Umspannwerk		1.000,00	1.000,00	1.000,00	1.000,00	1.000,00
Voll-Wartung *	1,0 €C	43.000,00	43.860,00	44.737,00	45.632,00	46.545,00
Subsidiärversicherung, Haftpflicht		2.100,00	2.100,00	2.100,00	2.100,00	2.100,00
Avalprovision Rückbauverpflichtung		1.500,00	1.500,00	1.500,00	1.500,00	1.500,00
Betriebskosten (Strom/So. u.a.)		2.500,00	2.500,00	2.500,00	2.500,00	2.500,00
sonstige Aufwendungen Infrastruktur KG		500,00	500,00	500,00	500,00	750,00
Index-Anpassung		1.500,00	1.500,00	1.500,00	2.000,00	2.000,00
gesamte laufende Kosten		84.920,00	85.780,00	86.657,00	88.052,00	89.215,00

Ermittlung der laufenden jährlichen geschätzten Aufwendungen						
		16	17	18	19	20
Pacht in %		5,00%	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%
Pacht in Euro		20.447,00	20.459,00	20.447,00	20.447,00	20.447,00
Betriebsführung *	1,25%	6.134,00	6.134,00	6.134,00	6.134,00	6.134,00
kfm. Verwaltungskosten/JA *	0,50%	4.089,00	4.089,00	4.089,00	4.089,00	4.089,00
Pächterentschädigung		900,00	900,00	900,00	900,00	900,00
Kosten externe Kabeltrasse		1.250,00	1.250,00	1.250,00	1.250,00	1.250,00
Kosten Umspannwerk		1.650,00	1.650,00	1.650,00	1.650,00	1.650,00
Voll-Wartung *	1,0 €	86.000,00	86.000,00	86.000,00	86.000,00	86.000,00
Subsidiärversicherung, Haftpflicht		2.500,00	2.500,00	2.500,00	2.500,00	2.500,00
Avalprovision Rückbauverpflichtung		1.500,00	1.500,00	1.500,00	1.500,00	1.500,00
Betriebskosten (Strom u.a.) *		3.500,00	3.500,00	3.500,00	3.500,00	3.500,00
sonstige Aufwendungen Infrastruktur KG		1.000,00	1.000,00	1.000,00	1.000,00	1.000,00
Index-Anpassung		2.500,00	3.000,00	3.000,00	3.000,00	3.000,00
gesamte laufende Kosten		131.470,00	131.982,00	131.970,00	131.970,00	131.970,00

	1	2	3	4	5
Jahr	2012	2013	2014	2015	2016
Einnahmen	408.930	408.930	408.930	408.930	408.930
sonstige Zinserträge		2.240	2.333	2.477	2.676
gesamte Einnahmen	408.930	411.170	411.263	411.407	411.606
Auszahlungen					
lfd. Betriebsausgaben	40.320	59.520	59.820	59.820	61.320
Reparaturrückstellungen			0	0	0
einmal. Bearb.Geb. Bank	5.000				
Zinsen Kredit Kfw	48.363	48.363	42.989	37.615	32.242
Tilgung Kredit Kfw.	0	202.778	202.778	202.778	202.778
gesamte Auszahlungen	93.683	310.660	305.587	300.213	296.339
(vor Ertragssteuern)					
Zahlungsüberschüsse für Rücklage Kapital- dienst u. Ausschüttungen (vor Steuern)	315.248	100.510	105.676	111.194	115.267
Ausschüttungen soweit Kapitaldienstrücklage erfüllt	91.250	91.250	91.250	91.250	91.250
Verbleib lfd. Jahr	223.998	9.260	14.426	19.944	24.017
Verbleib Liquidität	223.998	233.257	247.683	267.627	291.644
Kapitaldienstrücklage	223.998	233.257	247.683	267.627	291.644
Ausschüttung in % vom EK	5,0%	5,0%	5,00%	5,00%	5,00%
Ausschüttung in % kumm.	5,0%	10%	15,00%	20,00%	25,00%

	6	7	8	9	10
	2017	2018	2019	2020	2021
	408.930	408.930	408.930	408.930	408.930
	2.916	2.977	3.083	3.235	3.428
	411.846	411.907	412.013	412.165	412.358
	84.920	85.780	86.657	88.052	89.215
	0	0	0	0	0
	26.868	21.494	16.121	10.747	5.374
	202.778	202.778	202.778	202.778	202.778
	314.566	310.052	305.556	301.577	297.366
	97.281	101.855	106.457	110.588	114.992
	91.250	91.250	91.250	91.250	91.250
	6.031	10.605	15.207	19.338	23.742
	297.674	308.279	323.486	342.824	366.566
	297.674	308.279	323.486	342.824	366.566
	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%
	30,00%	35,00%	40,00%	45,00%	50,00%

	15	16	17	18	19	20	Gesamt
	2026	2027	2028	2029	2030	2031	
	408.930	408.930	408.930	408.930	408.930	408.930	8.178.600
	1.825	1.322	459	314	166	18	41.451
	410.755	410.252	409.389	409.244	409.096	408.948	8.220.051
	96.108	131.470	131.982	131.970	131.970	131.970	1.842.648
	0	0	0	0	0	0	0
							5.000
	0	0	0	0	0	0	290.175
	0	0	0	0	0	0	1.825.000
	96.108	131.470	131.982	131.970	131.970	131.970	3.962.823
	314.647	278.782	277.407	277.274	277.126	276.978	4.257.228
	365.000	365.000	292.000	292.000	292.000	273.750	4.252.250
	-50.353	-86.218	-14.593	-14.726	-14.874	3.228	
	132.162	45.943	31.351	16.624	1.751	4.978	4.150.084
	132.162	45.943	31.351	16.624	1.751	4.978	
	20,00%	20,00%	16,00%	16,00%	16,00%	15,00%	2,33
	150,00%	170,00%	186,00%	202,00%	218,00%	233,00%	

Die Beteiligung an einer Windenergieanlage ist eine langfristige unternehmerische Beteiligung

Chancen - Vorteile:

- Geldanlage in Produktivkapital
- Erhalt der Kaufkraft in der Region
- Dezentrale Energieversorgung
- Abgesicherte Einspeisevergütung durch das „EEG“
- Strom-Direktvermarktung (Abnehmer z.B. regionale Versorger oder Industrie)
- Bewährte Technik (langjährige Erfahrungswerte, Fortentwicklung der Technik = Upgrade)

Die Beteiligung an einer Windenergieanlage ist eine langfristige unternehmerische Beteiligung

Chancen - Vorteile:

- Abschluss Vollwartungsvertrag (Angebot Sorglos-Pakete div. Hersteller)
- Zinsgünstige Finanzierung über KfW-Programme
- Rentabilitätsverbesserung bei einem Betrieb der Anlage über 20 Jahre hinaus
- Akzeptanz der Bürger (Bürgerbeteiligung)
- Steuerliche Vorteile (z.B. Erbschaftsteuerliche Begünstigung bei Übertragung von KG-Anteilen = extra Freibetrag weil Produktivvermögen)
- Genehmigte Standorte = das Öl von Morgen

Die Beteiligung an einer Windenergieanlage ist eine langfristige unternehmerische Beteiligung

Risiken:

- Vergütungsrisiko im Hinblick auf das „EEG“ (= rückwirkende Gesetzesänderung wie z.B. im benachbarten Ausland)
- Gefahr der Wirtschaftlichkeit (Veränderung der Parameter zwischen Projektrealisierung und späterer Inbetriebnahme = Veränderung der Vergütung, Zinskonditionen, Herstellerpreise ect.)
- Risiko, dass die von Gutachtern ermittelten Erträge nicht erzielt werden
- Risiko schwächerer Windjahre. In den letzten Jahren waren Abweichungen zum Normaljahr von Plus 10% bis Minus 30% gegeben.

Die Beteiligung an einer Windenergieanlage ist eine langfristige unternehmerische Beteiligung

Risiken:

- Ausschüttungsprognose (Abweichung von angegebenen Werten), deshalb sollten Anteile nicht fremdfinanziert werden
- Totalverlust der Einlage möglich
- Risiko der Leistungsfähigkeit der Anlagen für den geplanten Betrieb von mind. 20 Jahren (Wahl des Herstellers, kaum Erfahrungswerte von WEA auf 120 bis 140 m Nabenhöhe)
- Die Reparatur- und Betriebskosten können höher ausfallen als erwartet = kein Inflationsschutz

Die Beteiligung an einer Windenergieanlage ist eine langfristige unternehmerische Beteiligung

Risiken:

- Gefahr bei Insolvenz des Hersteller, i. d. R. sind Einzahlungen in Vollwartungsverträgen nicht gegen Bankbürgschaft abgesichert (Bonität des Herstellers)
- Kriterien bei Auswahl des Maschinenherstellers (nach wie vor Wachstumsmarkt, kein Exote, Lange Betriebslaufzeit = erfordert Verfügbarkeit von Ersatzteilen und Hauptkomponenten, **Gewährleistung von Service und Wartung vor Ort**)

Die Beteiligung an einer Windenergieanlage ist eine langfristige unternehmerische Beteiligung

Risiken:

- Risiko der eingeschränkten Handelbarkeit der Beteiligung

(Veräußerungsrisiko)

- Haftung bei Kommanditisten (Rückzahlung v. Ausschüttungen)

- Negative Änderungen rechtlicher (z.B. Auflagen des Gesetzgebers zu

Nachrüstungen = Beispiel § 6 EEG) und steuerrechtlicher

Rahmenbedingungen

Die Beteiligung an einer Windenergieanlage ist eine langfristige unternehmerische Beteiligung

Risiken:

- Risiko steigender Versicherungsprämien über die geplanten Kosten hinaus
(= Ausschlusskriterien oder Erhöhung Selbstbehalte)
- Übernahme der WEA nach Ende des Vollwartungsvertrages (Beauftragung externer Gutachten)

Neustart

