Windkraftanlagen

Wo geht die Reise hin?

Markus Görzer
Anton Wolf
AMSC Austria GmbH

smarter, cleaner
... better energy

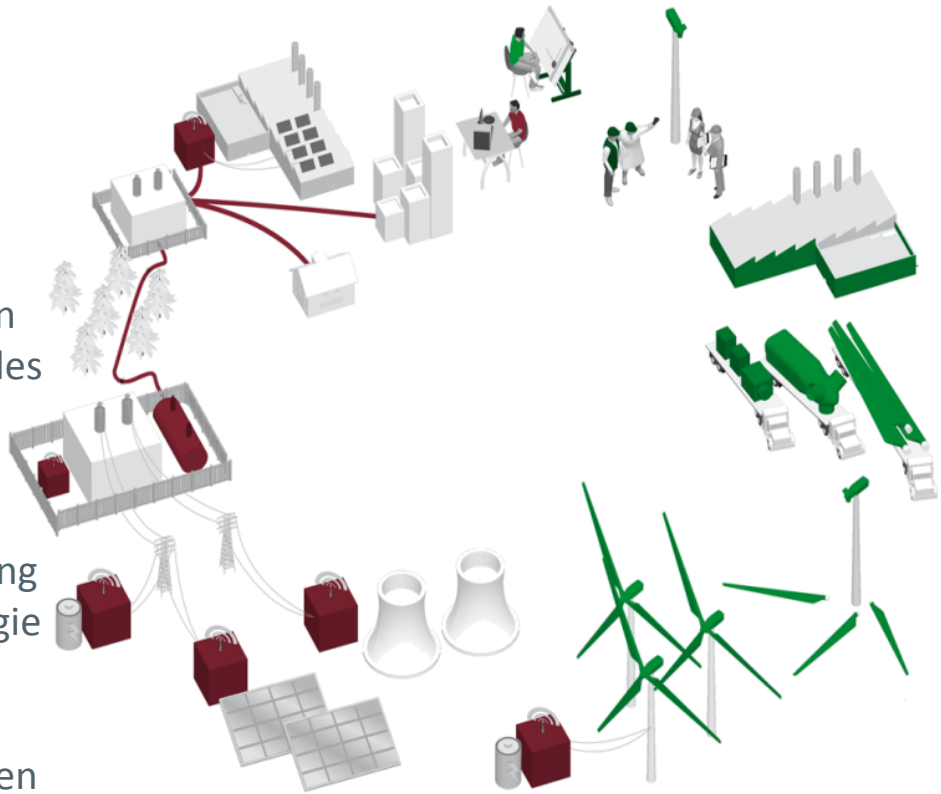
AMSC Übersicht

- Gegründet 1987
- Zentrale in Massachusetts, USA
- Mehr als 200 Beschäftigte weltweit
- Wind Energy und T&D solutions provider

Sichert fortgeschrittene Smart Grid und Windenergie Lösungen

Gridtec Solutions

- Verbesserung der Netzleistung und -effizienz
- Maximierung der Industrieproduktion und Verringerung des Energieverbrauchs
- Sichere und zu-verlässige Anbindung erneuerbarer Energie ans Netz
- Mehr als 100 Kunden weltweit



Windtec Solutions

- Neueste Innovationen zur Verringerung der Cost of Energy „CoE“ von Windkraftanlagen
- Einführung neuer Windenergieanlagen-technologien
- Best-in-Class Regelungs- und Steuerungssysteme
- Verringerung der Installations-, Betriebs- und Wartungskosten

Meilensteine der AMSC Windenergieanlagen

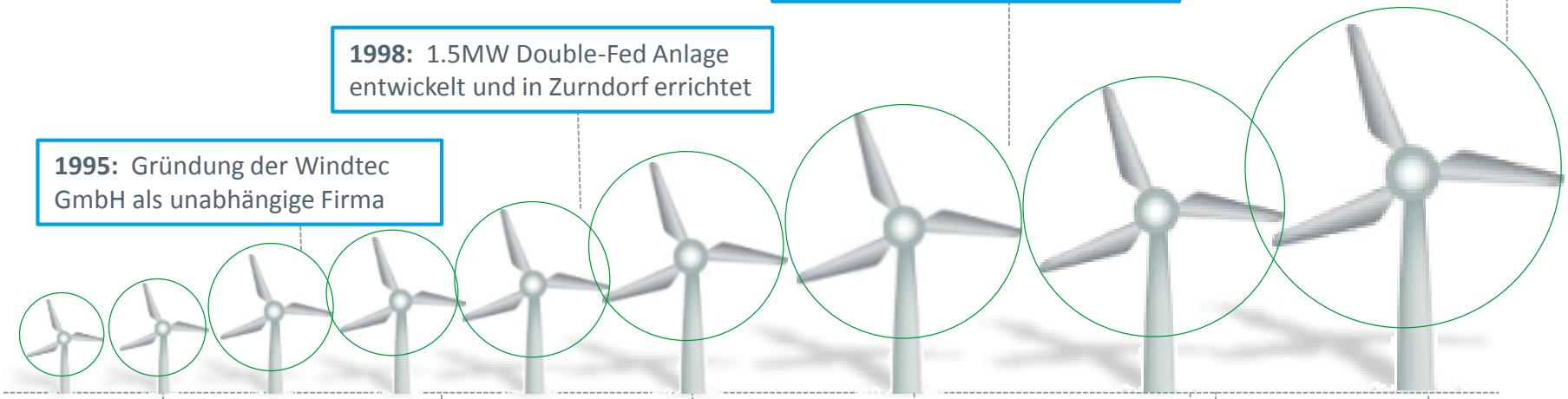
Ein Pionier der Windindustrie

2019+: 10MW Offshore Anlage SeaTitan™

2009: 3MW Offshore entwickelt und errichtet von AMSC

1998: 1.5MW Double-Fed Anlage entwickelt und in Zurndorf errichtet

1995: Gründung der Windtec GmbH als unabhängige Firma



1996: 600kW Double-Fed Anlage entwickelt und in Wien errichtet

2004: AMSC erwirbt die Windtec GmbH

2012: 5MW Offshore Anlage von AMSC entwickelt und errichtet

1992: Entwicklung und Errichtung einer Wind-farm mit drehzahlvariablen Anlagen in Israel

2001: 5MW Multibrid Offshore Anlage

2012/13: Großer Rotor für die 2MW- Plattform

2017: Großer Rotor für die 3MW- Plattform

Die Windenergieanlage

Das Betz'sche Gesetz

Die Energie des Windes ist prportional zur 3. Potenz der Windgeschwindigkeit $\mathrm{P} \sim v^3$.

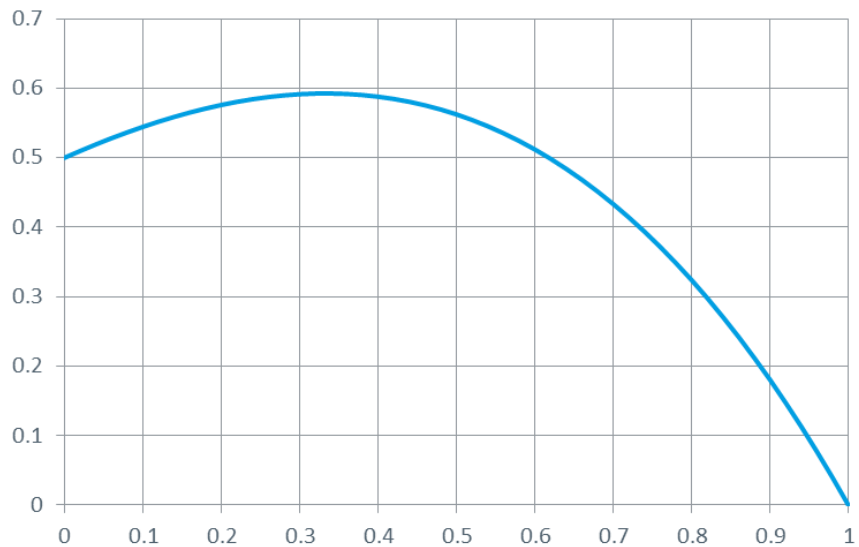
Die Windenergie, die durch eine Windenergieanlage in mechanische Energie und weiter in elektrische Energie umgewandelt werden kann ist:

$$\frac{P_{mech}}{P_{wind}} = c_P = \frac{1}{2}\left[1 - \left(\frac{v_3}{v_1}\right)^2\right] \times \left[1 + \left(\frac{v_3}{v_1}\right)\right]$$

und ist nur abhängig vom Faktor $\frac{Windgeschwindigkeit\ hinter\ der\ Anlage}{Windgeschwindigkeit\ vor\ der\ Anlage}$ bzw. $\frac{v_3}{v_1}$.

Der maximale Leistungsfaktor $c_{P,opt}$ um kann errechnet werden zu:

$$\boldsymbol{c_{P,opt}} = {}^{\mathbf{16}}/_{\mathbf{27}} \approx 0.59 = \mathbf{59}\% \text{ bei } {}^{v_3}/_{v_1} = {}^{1}/_{3}$$

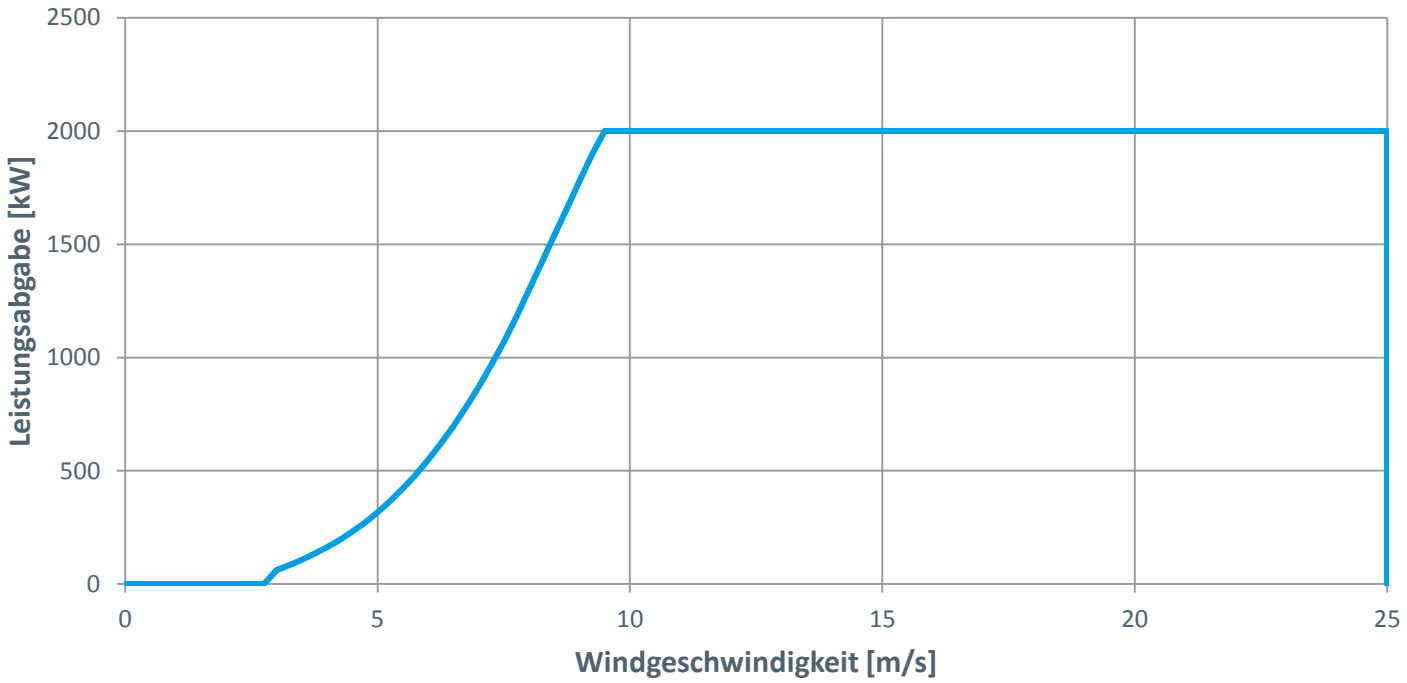


c_P abhängig von den Windgeschwindigkeiten v_3/v_1

- **Leistungskurve moderner pitchgeregelter Windenergieanlagen**

Die Leistungskurve einer Windenergieanlage beschreibt die Leistungsabgabe abhängig von der Windgeschwindigkeit.

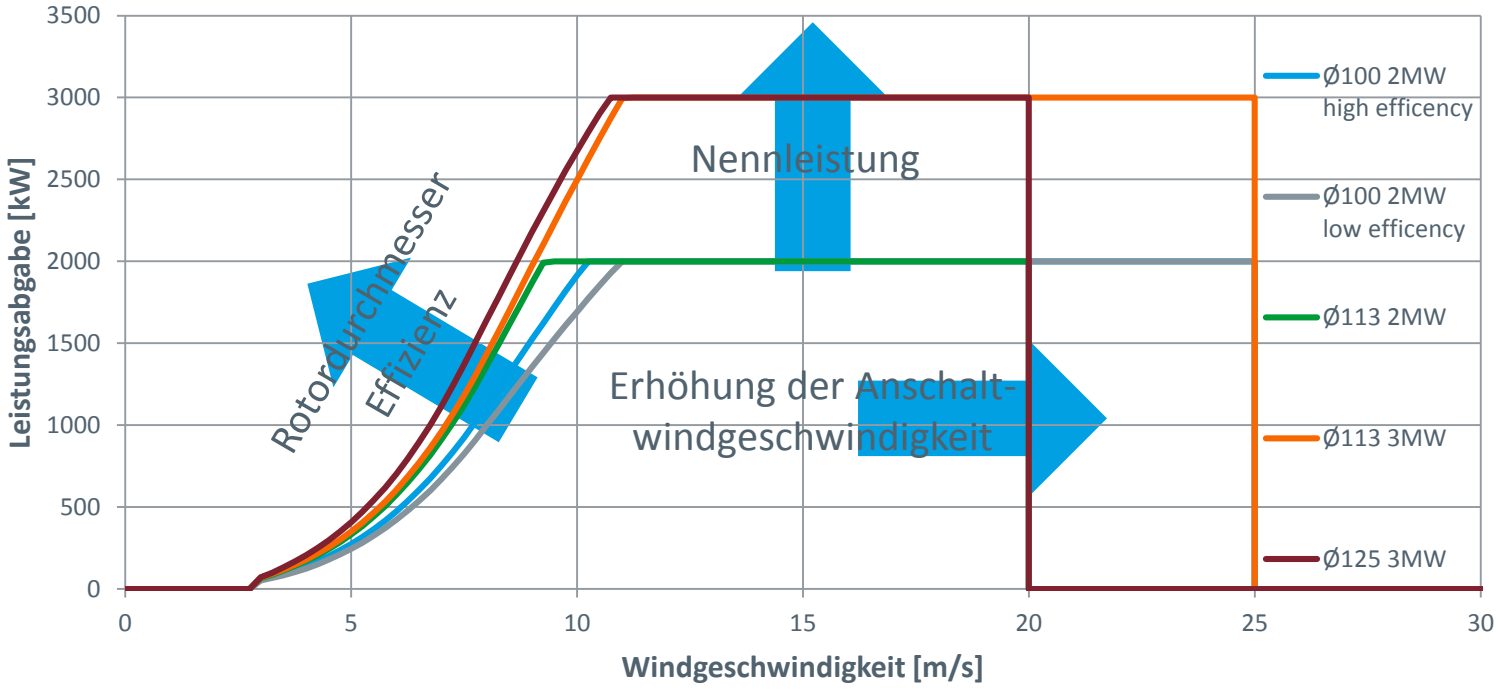
- Im unteren Bereich ist die Leistungsabgabe abhängig von der Energie des Windes und des Leistungsfaktors c_P beziehungsweise der Effizienz der Gesamtanlage.
- Im oberen Bereich wird die maximale Leistung durch verdrehen (=pitchen) der Blätter begrenzt. Die Effizienz der Anlage ist hier von untergeordneter Bedeutung.



Leistungskurve einer 2MW Windenergieanlage

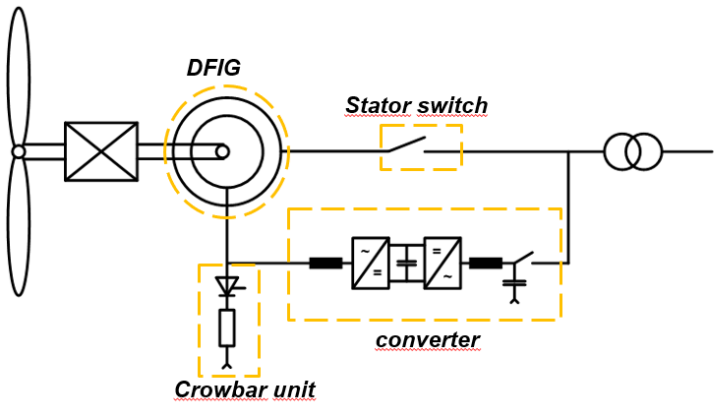
- **Optimierung der Leistungskurve**

  Die Leistungskurve kann optiert werden durch:
  - Änderung der Nennleistung
  - Vergrößerung der Rotordurchmessers
  - Erhöhung der Effizienz
  - Erhöhung der Abschaltwindgeschwindigkeit



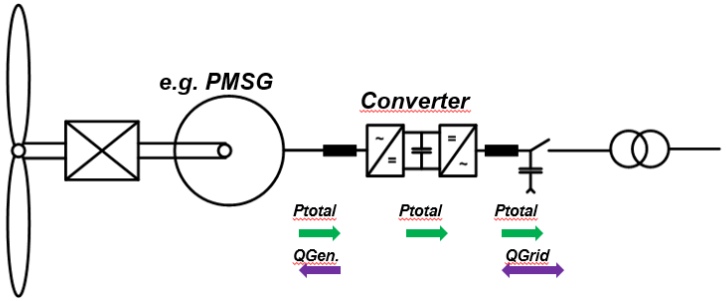
Leistungskurven verschiedener 2 und 3MW Pitchgeregelter Anlagen

- **Doppeltgespeiste ASM**



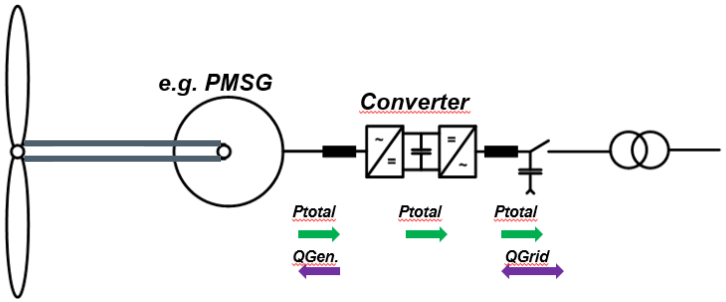
- Limitierte variable Generatordrehzahl
- 20% der Leistung ist für die Umrichterauslegung notwendig
- Rotorleitung ist von der Drehzahl und vom Schlupf abhängig
- 3 Phase Schleifring wird benötigt
- Crowbar Einheit um den Umrichter zu schützen – da Umrichter System direkt mit dem Netz verbunden ist
- Blindleistung kann über die Rotorseite und Netzseite erzeugt werden. Rotor nützt das Transformatorprinzip der ASM aus.
- Unabhängige Erzeugung zwischen Wirk- und Blindleistung

Vollumrichter Lösungen – mit Getriebe



- Variable Generatordrehzahl
- Keine Limitierung der Zuschaltdrehzahl
- 100% der Leistung ist für die Umrichterauslegung notwendig
- Generator und Netz sind komplett entkoppelt
- Rotorseitiger Umrichter betreibt die Statorwicklungen
- Unabhängige Regelung und Erzeugung von Wirk- und Blindleistung
- Standard Generatoren (ASM, SM, PMSG) mit einem Drehzahlbereich von 500 – 1800rpm

Vollumrichter Lösungen – Ohne Getriebe



- Variable Generatordrehzahl
- Keine Limitierung der Zuschaltdrehzahl
- 100% der Leistung ist für die Umrichterauslegung notwendig
- Generator und Netz sind komplett entkoppelt
- Rotorseitiger Umrichter betreibt die Statorwicklungen
- Unabhängige Regelung und Erzeugung von Wirk- und Blindleistung
- Kein Getriebe
- Generatordrehzahl im Bereich von 12-30 rpm
- Generatordurchmesser ist von der Polpaarzahl abhängig

- **Gegenüberstellung Vorteile / Nachteile**

	Double Fed (DF)	Full Conversion (FC)	Direct Drive (DD)
Generator	günstigste Variante, Standard ASM mit Schleifring	alle Drehstrom-varianten einsetzbar (ASM,PMSG,SM)	teuerste Variante, da größter Durchmesser
Umrichtersystem	20-30% von der Gesamtleistung	100% der Gesamtleistung	100% Gesamtleistung, jedoch bei geringer Frequenz
Getriebe	Ja	Ja	Nein
Netzanschluss	Komplexe Umrichterregelung mit Einschränkungen notwendig	Einfach realisierbar ohne Einschränkungen	Einfach realisierbar ohne Einschränkungen

- **Bewertung und Einfluss von rein elektrischen Verlusten**

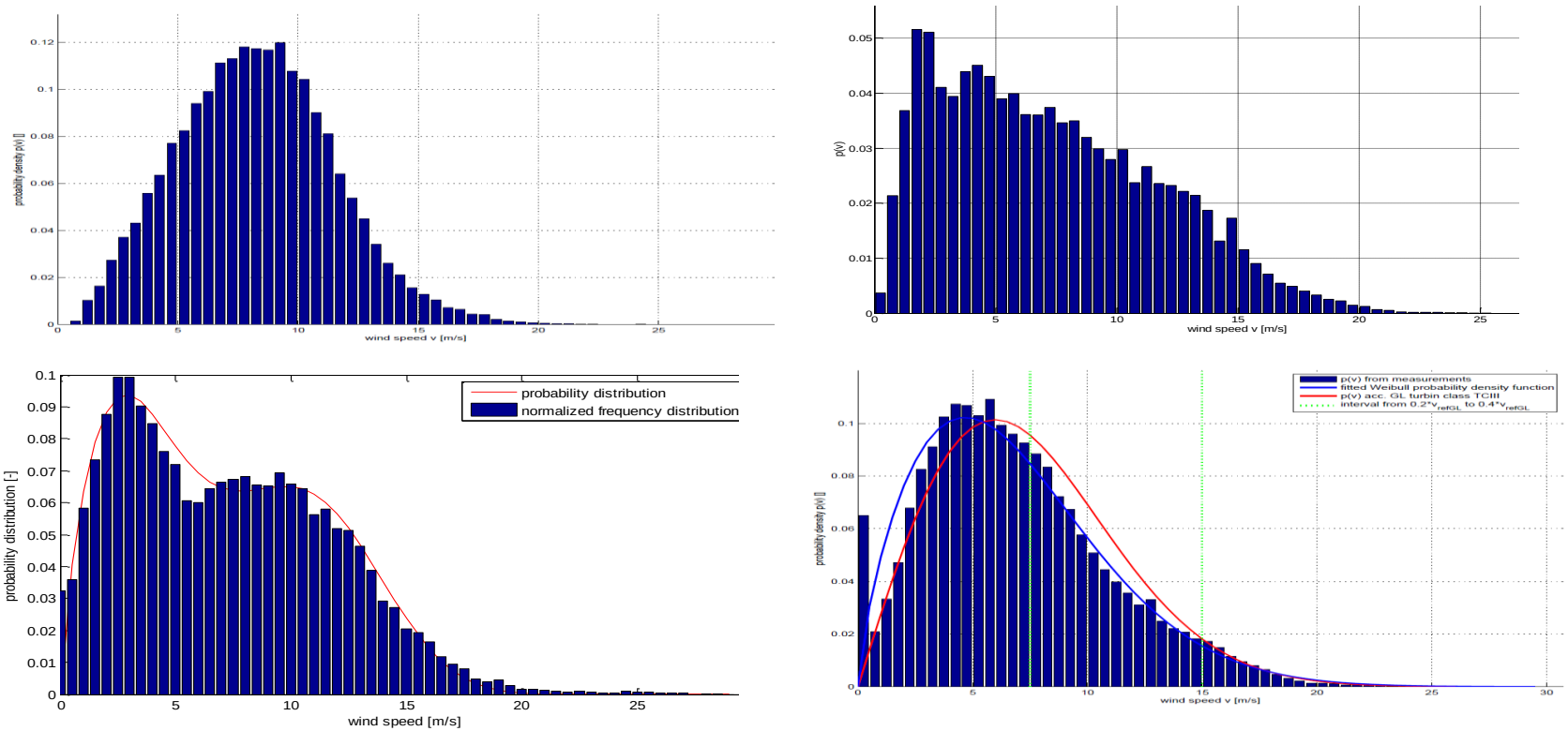
- Teillastbetrieb
  - Triebstrangkonzept der DF besser als FC, da nur ein Teil der Leistung über das Umrichtersystem erfolgt
- ≥ Nennleistung
  - Verluste bei Nennleistung vernachlässigbar, da kompensierbar mittels Pitchsystem
- Spannungslevel
  - Höhere Spannung reduziert den Strom -> daher Reduzierung der Verluste

- Leitungsmaterial und Querschnitt
  - Kupferleitungen bei gleichem Querschnitt haben geringere Verluste
  - Höherer Querschnitt reduziert die Verluste
- Transformator
  - Positionierung in der Nacelle -> Erhöhung des Spannungsniveaus, Reduzierung der Verluste an langen Leitungen

Der Wind

- **Windverteilung**

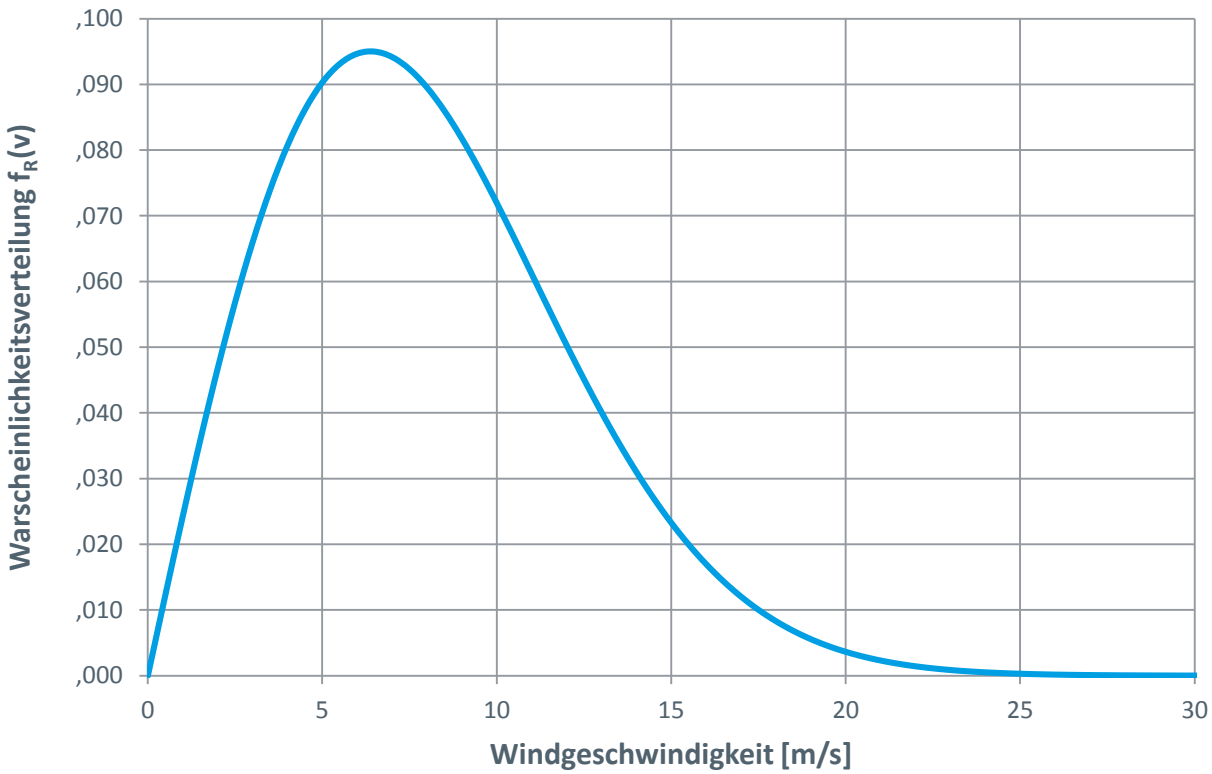
Die Windverteilung an einem Standort beschreibt die Wahrscheinlichkeit, mit der ein Wind mit einer bestimmten Geschwindigkeit weht. Das ist normalerweise eine stochastische Funktion und ist sehr unterschiedlich von Standort zu Standort.



Windverteilungen für unterschiedliche Standorte

- **Standardwindverteilung**

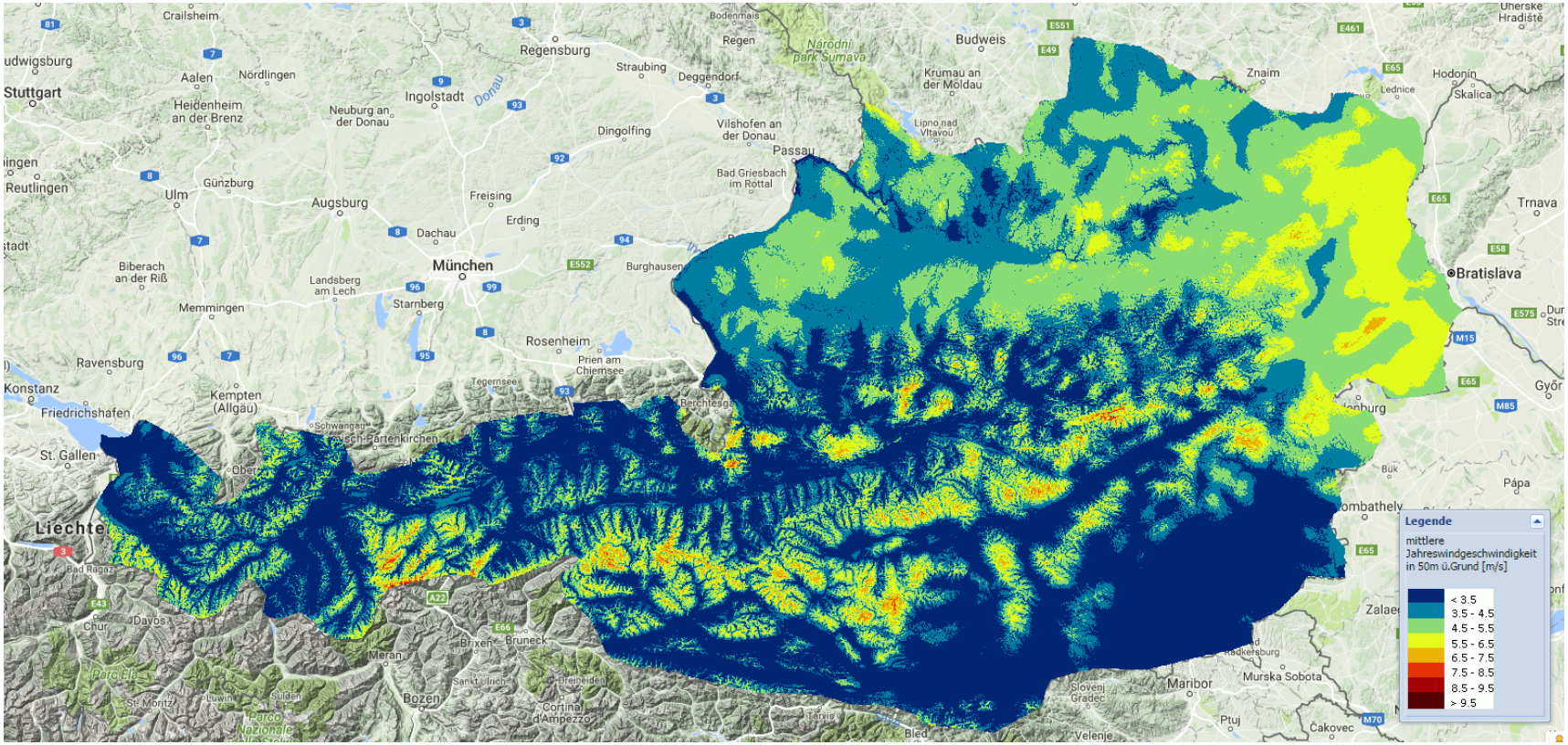
Um Vergleiche zwischen verschiedenen Anlagen durchführen zu können wird eine Standard- Windverteilung festgelegt, die sogenannte Weibullverteilung. Diese ist nur noch abhängig vom Jahresmittel der Windgeschwindigkeit.



Weibullverteilung für ein Jahresmittel der Windgeschwindigkeit von 8m/s

- **Windatlas für das Jahresmittel der Windgeschwindigkeit**

Für sehr viele Länder auf dieser Welt gibt es Windatlanten für das Jahresmittel der Windgeschwindigkeit. Unten ist ein Beispiel für Österreich.



Österreichischer Windatlas für das Jahresmittel der Windgeschwindigkeit Quelle: http://www.windatlas.at/

- **Windgeschwindigkeit über die Höhe**

Die Windgeschwindigkeit über die Höhe ist expotentiell und nimmt zu mit einem Scherexponent α von etwa 0.20 zu.

$$v(z) = v_{10m} \cdot \left(\frac{z}{10m}\right)^{\alpha}$$

- **Windenergieanlagen Klassen**

Klassen von Windenerieanlagen wurden definiert, um nicht jede Anlage standortspezifisch auslegen zu müssen. So muss nur geprüft werden, ob an einem Standort die Bedingungen einer Windklasse eingehalten werden, um sicherzustellen, dass eine Anlage nicht unterdimensioniert ist. Alle Werte gelten immer in Nabenhöhe.

Windenergieanlagenklasse	I	II	III	S
V_{rev} [m/s]	50	42.5	37.5	Werte werden vom Anlagenhersteller definiert
V_{ave} [m/s]	10	8.5	7.5	
A: I_{rev} [-]	0.16	0.16	0.16	
B: I_{rev} [-]	0.14	0.14	0.14	
C: I_{rev} [-]	0.12	0.12	0.12	

Klassen von Windenergieanlagen

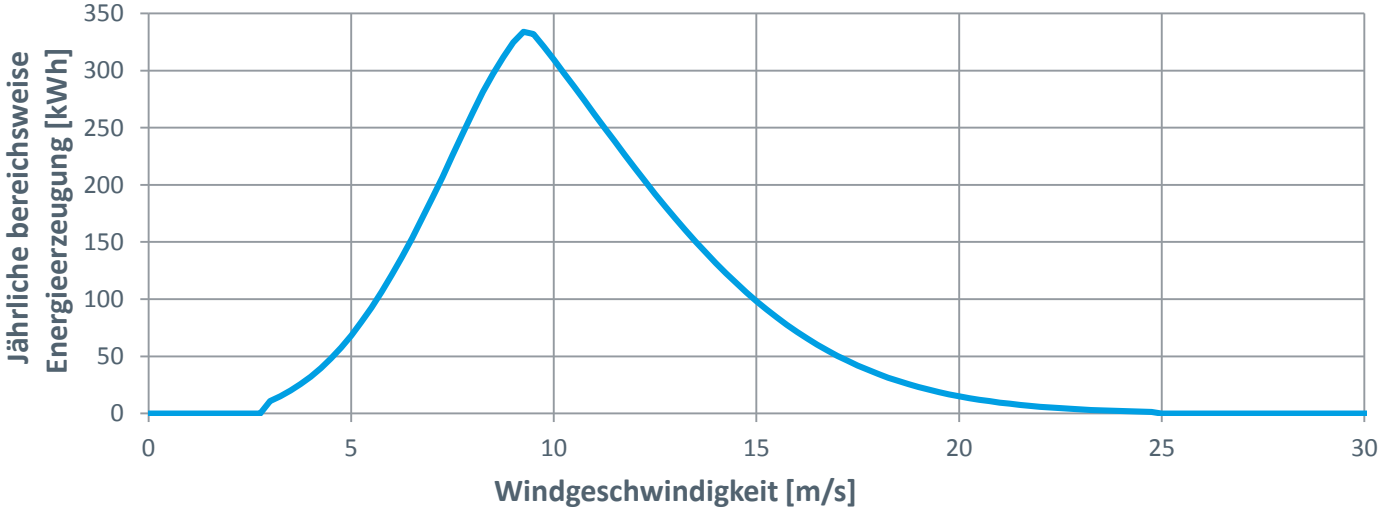
Kosten und Wirtschaftlichkeit

- **Energieerzeugung**

Die Energieerzeugung ist das Produkt der Windverteilung mit der Leistungskurve unter Berücksichtigung der Verfügbarkeit der Anlage. Es kann für jedes Zeitfenster berechnet werden, es ist aber üblich die jährliche Energieproduktion oder Annual Energy Production, kurz *„AEP“* zu berechnen, um Anlagen vergleichen zu können.

Wenn die Windverteilung mit äquidistanten Geschwindigkeitsstufen Δv gegeben ist, kann die AEP berechnet werden mit:

$$\text{AEP} = \text{Anzahl der Stunden pro Jahr} \cdot \Delta v \sum_{v_{in},\Delta v}^{v_{max}} f_W(v)\, P(v)$$



Jährliche bereichsweise Energieerzeugung $\Delta v \cdot P(v) \cdot f_W(v)$ einer 2MW Anlage bei 8m/s Jahresmittel der Windgeschwindigkeit und Weibull- Verteilung

- **Energieerzeugung**

Für unterschiedliche Windturbinen können nun die theoretischen maximalen AEP's errechnet werden (Ideale Werte, 100% Verfügbarkeit, keine Windparkeinflüsse):

Jahresmittel der Windgeschwindigkeit in 100m Nabenhöhe	2MW Ø93m HH70m TC I	2MW Ø100m HH80m TC II	2MW Ø113m HH92m TC III	3MW Ø113m HH80m TC I	3MW Ø125m HH90 TC II	3MW Ø145m HH100 TC III	3.5MW Ø145m HH140 TC S
5.5m/s	3552	4194	5385	5554	6956	9135	10756
6.5m/s	5225	5993	7284	8098	9732	12145	14000
7.5m/s	6803	7644	8919	10521	12218	14567	16379
8.5m/s	8153	9064	10260	12664	14314	16325	17817
10m/s	9592	10717	11738	15224	16690	17770	18480

AEP in [MWh] für unterschiedliche Windturbinen und unterschiedliche Jahresmittel der Windgeschwindigkeit

- **Energieerzeugung**

Diese maximalen AEP's müssen nun durch verschieden Verluste reduziert werden:

- Verluste durch das turbulente Windfeld, etwa 6.5%
- Verluste in den Verbindungskabeln und den Transformatoren, etwa 3%
- Windparkverluste durch Windabdeckung, etwa 10%
- Verfügbarkeit der Turbine (Wartung und Fehler), etwa 2%

Das führt in Summe zu etwa 20% Verlusten, die bei der Berechnung mitberücksichtigt werden müssen. Die Netto AEP am Netzanbindungspunkt (Abrechnungspunkt) ist dann:

Jahresmittel der Windgeschwindigkeit in 100m Nabenhöhe	2MW Ø93m HH70m TC I	2MW Ø100m HH80m TC II	2MW Ø113m HH92m TC III	3MW Ø113m HH80m TC I	3MW Ø125m HH90 TC II	3MW Ø145m HH100 TC III	3.5MW Ø145m HH140 TC S
5.5m/s	2842	3355	4308	4443	5565	7308	8604
6.5m/s	4180	4795	5827	6478	7785	9716	11200
7.5m/s	5464	6115	7135	8417	9774	11653	13103
8.5m/s	6610	7254	8208	10131	11451	13060	14254
10m/s	7999	8574	9390	12179	13352	14216	14784

Netto AEP in [MWh] für unterschiedliche Windturbinen und unterschiedliche Jahresmittel der Windgeschwindigkeit

- **Energieerzeugung**

Um Anlagen unterschiedlicher Nennleistung vergleichen zu können wird der sogenannte Kapazitätsfaktor oder Capacity Factor, abgekürzt CF verwedet. Dieser Faktor wird berechnet durch dividieren der AEP durch die maximal mögliche Energieproduktion bei Nennleistung $P_{max} = Nennleistung\ [MWh]\ \cdot 24\frac{h}{d} \cdot 365.25\frac{d}{a}\,[\frac{\mathrm{MWh}}{\mathrm{a}}]$

Jahresmittel der Windgeschwin-digkeit in 100m Nabenhöhe	2MW Ø93m HH70m TC I	2MW Ø100m HH80m TC II	2MW Ø113m HH92m TC III	3MW Ø113m HH80m TC I	3MW Ø125m HH90 TC II	3MW Ø145m HH100 TC III	3.5MW Ø145m HH140 TC S
P_{max} [MWh/a]	17532	17532	17532	26298	26298	26298	30681
5.5m/s	16,2	19,1	24,6	16,9	21,2	27,8	28,0
6.5m/s	23,8	27,3	33,2	24,6	29,6	36,9	36,5
7.5m/s	31,2	34,9	40,7	32,0	37,2	44,3	42,7
8.5m/s	37,7	41,4	46,8	38,5	43,5	49,7	46,5
10m/s	45,6	48,9	53,6	46,3	50,8	54,1	48,2

Kapazitätsfaktor CF in % für unterschiedliche Windturbinen und unterschiedliche Jahresmittel der Windgeschwindigkeit

- **Anlagenkosten**

Die Anlagenkosten sind die Kosten die entstehen, bis die Anlage bis die Anlage in Produktion gehen kann. Dies sind im speziellen:

- Kosten sämtlicher Anlagenteile
- Zusammenbau der Anlage
- Gewinnspanne des Turbinenherstellers
- Kosten der Blätter
- Kosten von Turm und Fundament inklusive Fundamenterrichtung
- Kosten der elektrischen Infrastruktur
- Netzanbindung
- Transport und Aufbau der Anlage
- Projektmanagement

- **Betriebskosten**

Die Betriebskosten einer Windturbine sind:

- **Kreditzinsen**

  Da die Investition in einen Windenergieanlagenpark in der Regel über Kredite finanziert wird, sind die Zinskosten zu berücksichtigen. Es wird davon ausgegengen, dass die Kredite am Ende der Lebensdauer der Anlage getilgt sind.

- **Betriebs- und Wartungskosten (O&M)**

  Getriebeanlagen haben höhere Betriebskosten als getriebelose Anlagen. Das ist entsprechend zu berücksichtigen.

- **Kosten für die Landmiete**

  Turbinen werden üblicherweise nicht auf eigenem Land gestellt. Es sind daher Mietkosten zu berücksichtigen. Diese können 500 bis 5000 € pro Jahr und installiertem MW betragen.

- **Abbruch und Entsorgung**

  Am Ende der Lebensdauer der Anlage muss diese abgerissen und entsorgt werden. Hierfür sind die Kosten einzuplanen.

- **Kosten der Energieerzeugung**

Eine Messgröße für die Kosten der Energieerzeugung ist die “Levelized Cost of Electricity” LCoE. Diese Berechnung basiert auf Investitionen und Einnahmen aus dem Verkauf der Energie während der Lebensdauer einer Energieerzeugungseinheit. Diese Berechnung wird daher nicht nur für Windturbinen sondern für alle Anlagen und Kraftwerke zur Energiegewinnung verwendet.

$$LCOE = \frac{I_0 + \sum_{t=1}^{n} \frac{A_t}{(1+i)^t}}{\sum_{t=1}^{n} \frac{M_{el}}{(1+i)^t}}$$

LCOE : Levelized costs of electricity in Euro/kWh

I_0: investment in Euro

A_t: annual total costs

M_e: electricity output in yeat t in kWh

i: interest rate (discount rate)

n: economic lifetime in years

t: year of operation (1, 2,…n)

Berechnung der LCOE.

- # Kosten der Energieerzeugung

Turbine Typ		2	MW	Ø 93m	annual wind speed $\overline{v}$ 5.5 m/s			
Initial costs I_0		1.765.700	€					
Energy output M_{el}		2.842	MW/a					
Interest rate I		5,0	%					
Year	1	…	7	8	9	10	…	20
O & M [€/MWh]	2.2	…	13	13	13	13	…	20
Land lease	€ 3.000	…	€ 3.000	€ 3.000	€ 3.000	€ 3.000	…	€ 3.000
Major repair		…	€ 100.000			€ 100.000	…	
Dismounting		…					…	€ 50.000
A_t	€ 16.107		€ 149.797	€ 49.797	€ 49.797			€ 123.380
$A_t/(1+i)^t$	€ 15.053		€ 93.286	€ 28.982	€ 27.086			€ 31.884
$M_{el}/(1+i)^t$	3.149		2.098	1.961	1.833			871
LCoE	69,41	€ / MWh						

Berechnung der LCoE

- **Kosten der Energieerzeugung**

Nun kann die LCoE für unterschiedliche Anlagen und unterschiedliche Windbedingungen gerechnet werden. Hier Beispielhaft für einen 150kW WIndpark

	2MW Ø93m HH70m TC I	2MW Ø100m HH80m TC II	2MW Ø113m HH92m TC III	3MW Ø113m HH80m TC I	3MW Ø125m HH90 TC II	3MW Ø145m HH100 TC III	3.5MW Ø145m HH140 TC S
Anlagenkosten I_0 [€]	1.765.700	1.830.800	1.990.100	2.650.500	2.743.300	3.024.400	3.233.600
Anlagenkosten pro MW [€]	882.850	915.400	995.050	883.500	914.433	1.008.133	923.886
Spezifische installierte Leistung [W/m²]	294	255	199	299	244	181	212
Jahresmittel der Wind-geschwindigkeit in 100m	LCoE						
5.5m/s	69.41	62.28	49.51	60.92	52.26	40.17	42.15
6.5m/s	50.77	46.94	39.52	45.29	40.55	33.45	34.98
7.5m/s	41.47	39.22	34.33	37.44	34.58	30.22	31.52
8.5m/s	36.22	34.83	31.31	33.00	31.15	28.68	29.88
10m/s	31.87	31.18	28.77	29.33	28.31	28.06	29.21

LCoE für unterschiedliche Windturbinenkonfigurationen

- **Anlagenoptimierung**

Es ist klar zu sehen, dass die Energieerzeugungskosten geringer sind, wenn das Jahresmittel der Windgeschwindigkeit am Standort hoch ist. An Standorten mit geringeren Windgeschwindigkeiten ist eine Optimierung aber dringend angebracht.

Um auf unterschiedliche Windbedingungen reagieren zu können, macht es Sinn, eine Anlagenplattform mit unterschiedlichen Rotordurchmessern und Nabenhöhen zu entwickeln. Um die Anlage nicht zu überlasten, müssen die zulässigen Windgeschwindigkeiten an die jeweilige Konfiguration angepasst werden.

Bei großen Windparks kann es gegebenenfalls sogar sinnvoll sein, spezielle standortspezifische Türme und Blattstrukturen zu entwickeln, da der Engineering-Aufwand nur ein mal anfällt und sich durch die große Menge an Anlagen schnell amortisiert.

Anlagenoptimierung

Die Anlage sollte immer abhängig von den Standortbedingungen, speziell den Windbedingungen, entwickelt werden um immer die optimalen Energieerzeugungskosten zu haben.

Nennleistung

Die Nennleistung definiert die Dimensionen und das Gewicht der Gondel, kann aber die Anzahl der Anlagen in einem Windpark verringern. In Ländern mit guter Infrastruktur hat eine Anlage mit größerer Nennleistung Vorteile, solange der Transport der Anlage gewährleistet ist und entsprechende Kräne zur Anlagenerrichtung vorhanden sind.

Nabenhöhe

Solange der Aufstellungsstandort gute Windbedingungen und wenig Hindernisse hat, sind keine großen Nabenhöhen erforderlich, da die Turmkosten überproportional mit der Turmhöhe steigen und die Erträge nicht entsprechend mitsteigen (großer Anteil Nennbetrieb der Anlage).
Für Aufstellungsstandorte mit geringeren Windgeschwindigkeiten macht auch ein hoher Turm trotz den hohen Kosten Sinn, da die Anlage häufig im Teillastbereich operiert und die höhere Windgeschwindigkeit in größerer Höhe ausnutzen kann.

Rotordurchmesser

Bei Aufstellungsstandorten mit guten Windbedingungen hat der Rotordurchmesser keinen so großen Einfluss auf den Ertrag, verteuert aber die Anlage überproportional (Lasten). Bei Aufstellungsstandorten mit geringeren Windgeschwindigkeiten ist ein größer Rotordurchmesser aber essentiell. Durch die geringeren Windlasten muss auch die Struktur der Anlage nicht verstärkt werden.

Der Betrachtungswinkel ist entscheident

- **Die Optimierung einzelner Interessen**

Optimierung “einer” Turbine:

- Günstigste Gestehungskosten
- Optimierung aller Komponenten für eine bestimmte Anlage
- Einsetzbar an vielen Standorten
- Leicht transportierbar

Optimierung an “einem” Windpark:

- Optimierte Anzahl an Turbinen
- Schnelle Errichtung der Turbinen
- Hohe Verfügbarkeit
- Keine zusätzlichen Einrichtungen
- Lange Wartungsintervalle
- Lange Laufzeit: 25 Jahre plus
- Optimiert für den aktuellen Errichtungsstandort

WO DIE REISE HINGEHT

- Ein Grundkonzept eines Anlagentyps, um den Vorteil der Serienproduktion zu erhalten
- Kostenreduzierung an kostenintensiven Teilen durch Anpassungen an den Standort (Turm, Fundament, Blattstruktur, Nennleistung)
- Windparkgröße sollte beachtet werden

  z.B: 100MW Windpark:
  - Option 1: 34 x 3MW Anlagen
  - Option 2: 30 x 3,33MW Anlagen; Power Class Concept oder Corner Case Optimierung
  - Option 3: 25 x 4MW Anlagen mit höherer Nennleistung

Die Anlage muss an den Standort angepasst werden

Netzanschlussbedingungen

- **Einflüsse durch Netzanschlussbedingungen**

Frequenz- und Spannungsband

- Forderung, dass Windturbinen in einem bestimmten Frequenz- und Spannungsbereich im Normalbetrieb arbeiten
- Definierte Abschaltung bei Überschreiten der Einstellwerte
- Selektives Abschalten einzelner Anlagen zur Netzstabilisierung

Wirkleistungsregelung (Leitungsüberlastung)

- Die Fähigkeit, die Wirkleistungsabgabe auf einem Einstellwert mittels einer bestimmten Rampe zu regeln

- **Einflüsse durch Netzanschlussbedingungen**

Blindleistungsregelung (Spannungsbereich)

- Die Fähigkeit, den Spannungswert am Einspeisepunkt zu beeinflussen

Fault Ride Through (LVRT and HVRT)

- Die Fähigkeit, definierte Reaktionen bei Netzfehlern zu erfüllen
- Keine Abschaltung bei Unterspannung oder Überspannung, damit Netz stabil bleibt (abrupter Energieerzeugungsverlust durch Windturbinenabschaltung)

- **Einflüsse durch Netzanschlussbedingungen Zusammenfassung:**

  Aufgrund der steigenden Installation von Windkraftanlagen bzw. erneuerbaren Energieformen müssen Erzeugungsanlagen eine höhere Toleranz an abnormalen Netzbedingungen bzw. Netzstabilisierungsunterstützenden Massnahmen sowohl im Normalbetrieb als auch während/nach Netzfehlern bereitstellen.

AMSC Austria GmbH

+43 (0) 463 444 604 401

www.amsc.com