

AuWiPot

Windatlas und Windpotentialstudie Österreich



Workshop 'Raum und Technik'



Hans Winkelmeier, Energiewerkstatt

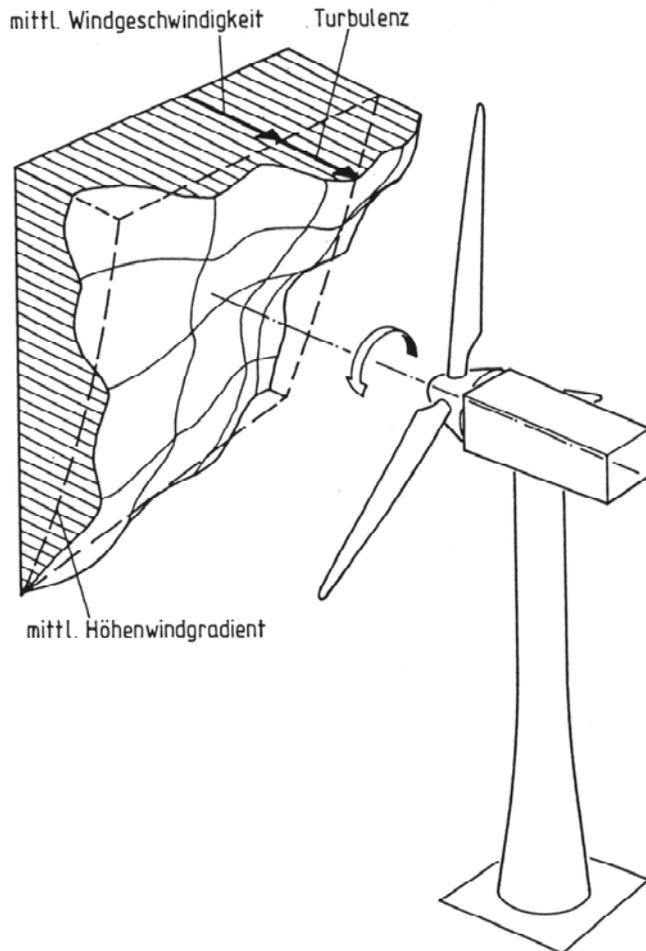
Generelle Ausschließungsflächen bei Corine Datensatz

	Technisch auszuschließen	Technisch möglich
Bebaute Flächen:	Siedlungsgebiete Industrie- und Gewerbegebiete	
Sonstige Siedlungsflächen:	Sport- und Freizeitflächen Städtische Grünflächen	
Verkehrsflächen:	Straßen Eisenbahnen Häfen und Flughäfen	
Sonstige Industrieflächen:		Deponien Abbauflächen
Landwirtschaft:		Wiesen und Weiden Äcker Dauerkulturen Wald
Sonstige naturnahe Flächen	Gletscher	Heidegebiete Sümpfe und Moore Felsflächen
Gewässer	Flüsse Seen	

Generelle Ausschlusskriterien bei digitalem Geländemodell

Maximale Seehöhe	2.500 m	
Maximale Hangneigung	10°-25°	

Anlagentechnik



Die Windturbine als „Böensammlerin“

Sonne (Standorte in Mitteleuropa)

Ca. 1,200 kWh/m²/Jahr = 137 W/m²

Spezifischer Ertrag **120 kWh/m²/Jahr**

Wind (Durchschnittlicher Standort in Österreich)

Ca. 2.000 kWh/m²/Jahr = 230 W/m²

Spezifischer Ertrag **700 kWh/m²/Jahr**

Beispiel: 2 MW- Windturbine

80 m Durchmesser

5,000 m² Rotorkreisfläche

Energieangebot: 10 Mio kWh/Jahr

Ertrag: 3,5 Mio kWh/Jahr)

Einfluss des Höhenwindprofils auf die Energieerträge

132 m → 7,5 m/s → 3.013 kWh/m²/Jahr

92 m → 7,0 m/s → 2.453 kWh/m²/Jahr

62 m → 6,5 m/s → 1.962 kWh/m²/Jahr

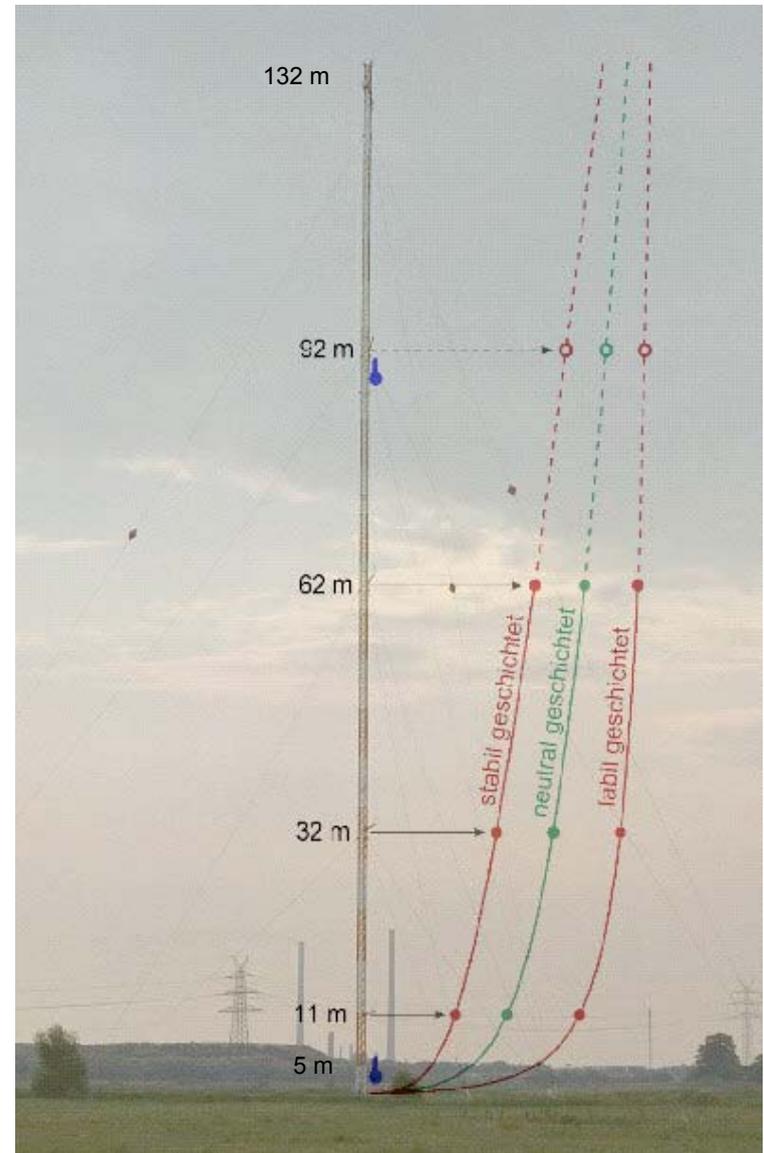
32 m → 5,7 m/s → 1.323 kWh/m²/Jahr

11 m → 4,3 m/s → 569 kWh/m²/Jahr

5 m → 3,3 m/s → 368 kWh/m²/Jahr

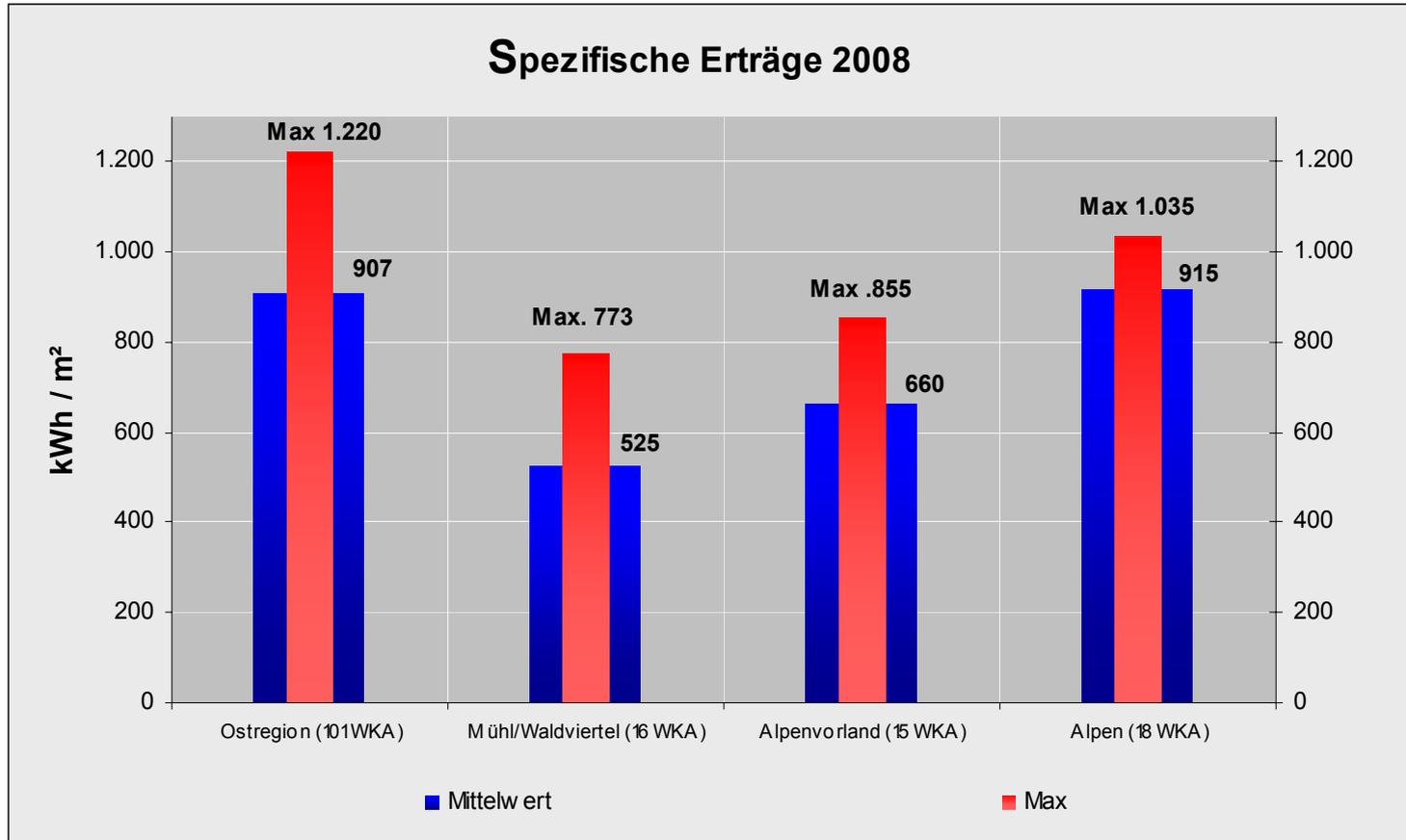
Zunahme der Energie von 5 m auf 132 m um das **8-fache**

Vertikales Windprofil in ebenem Gelände



Spezifische Energieerträge in Österreich

Beispiel 2008

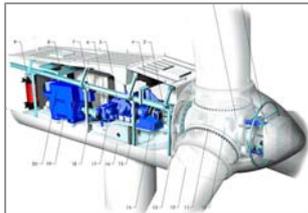


Beispiele von aktuell üblichen Windkraftanlagen



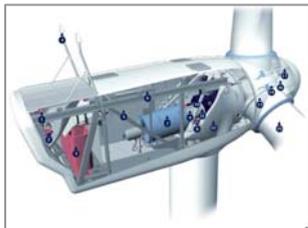
ENERCON E70-2.3 MW

Rotordurchmesser 71 m
Nabenhöhe 65 m / 85 m
Leistung 2,300 kW



VESTAS V 80 / 2 MW

Rotordurchmesser 80 m
Nabenhöhe 78 m
Leistung 2,000 kW



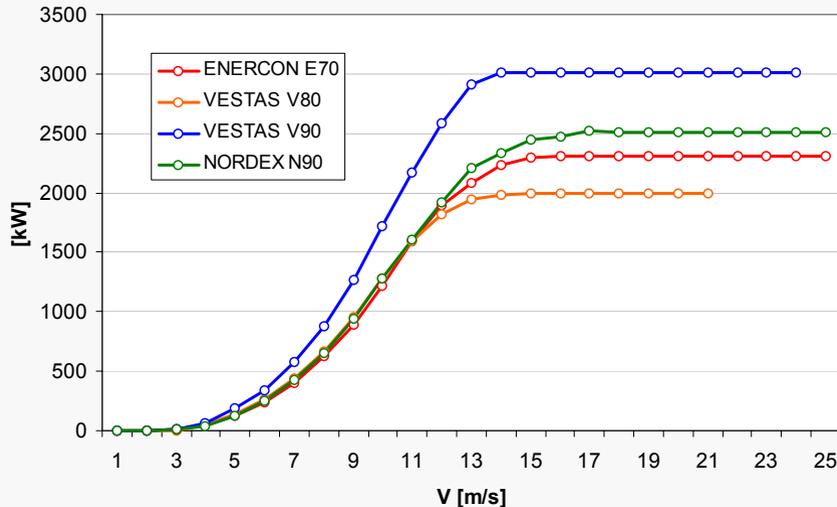
VESTAS V 90 / 3 MW

Rotordurchmesser 90 m
Nabenhöhe 78 m
Leistung 3,000 kW

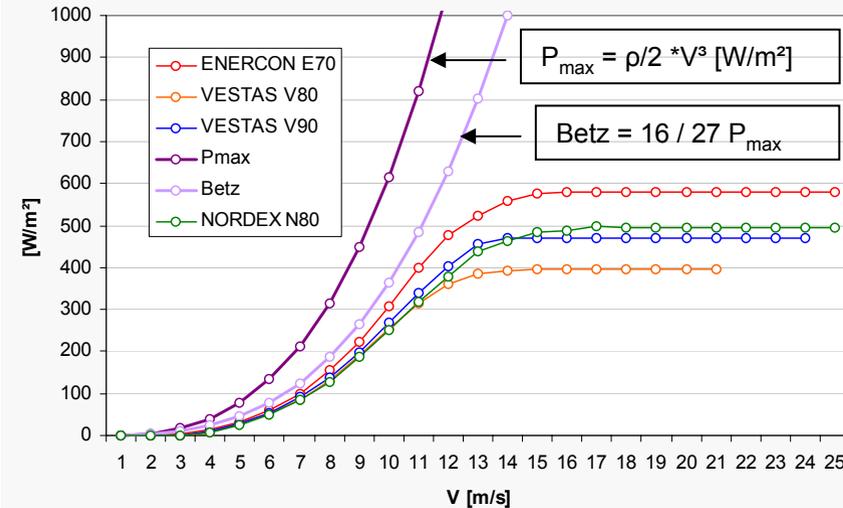
Leistungskurven von ausgewählten Windkraftanlagen

Manufacturer	Type	Power	Diameter	Rotor Area	Specific Power	Tower Heights
		(kW)			(m)	
VESTAS	V80 2 MW	2.000	80	5.027	398	80 / 105 m
VESTAS	V90 3 MW	3.000	90	6.332	474	80 / 105 m
NORDEX	N80 2.5 MW	2.500	80	5.027	497	60 / 80 m
ENERCON	E70 2.3 MW	2.300	71	3.959	581	63 / 84 / 98 / 112 m

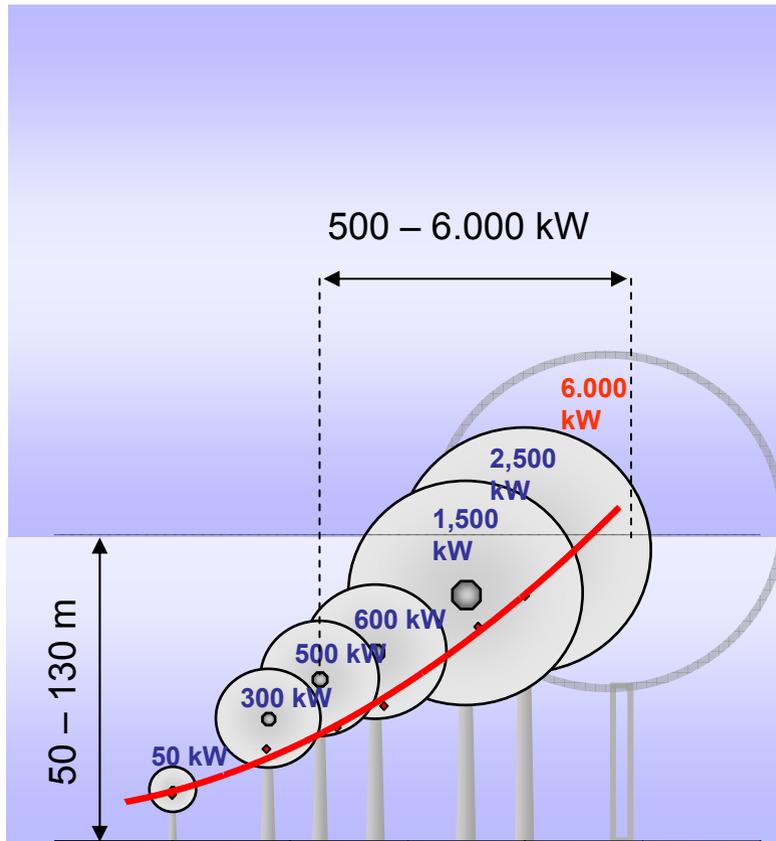
Power Curves



Power Curves - Specific Power (W/m²)



Anlagengröße und -entwicklung



- Ausgewählter Leistungsbereich
→ Vorschlag: **500 kW < P < 6 MW**
- Verwendung einer spezifischen Leistungskurve
→ Vorschlag: **500 W/m²**
 - Über die Leistungskurve wird der Zusammenhang Leistung/Durchmesser hergestellt
 - Die spezifische Leistungskurve ist für alle Anlagengrößen und Windregionen verwendbar
- Rotordurchmesser
→ Resultiert aus Anlagenleistung: **ca. 35m < d < 120m**
- Nabenhöhe
→ Berechnung über Durchmesser: **d * fixer Wert**

Installierte Leistung [kW]	Übliche Nabenhöhe [m]	Rotordurchmesser bei spez. Leistung von 500 W/m ² [m]
500	40-50	35,7
1.000	60-80	50,5
2.000	80 - 110	71,4
4.000	100-130	101,0
6.000	100-130	123,6

Standortklassifizierung und Anlagenpositionierung

- Definition der Nabenhöhe in Bezug auf den Rotordurchmesser abhängig von Flächenklassen:
 - **Wiese** → Leistung = $500 \text{ kW} < P < 6 \text{ MW}$; Nabenhöhe = $d \cdot 1,2$ (max. 130)
 - **Wald** → Leistung = $2 \text{ MW} < P < 6 \text{ MW}$; Nabenhöhe = $d \cdot 1,2$ (max. 130m)
 - **Berg** → Leistung = $1,5 \text{ MW} < P < 2,5 \text{ MW}$; Nabenhöhe = $d \cdot 1,0$
Als Berg gilt alles über der Waldgrenze (1.700m)
- Windfarmraster (interner Anlagenabstand):
 - Interner Abstand $5 \times d$ im Quadrat
- Windfarmraster bei Mischbebauung mit unterschiedlich großen Anlagen:
 - Interner Abstand $5 \times (d_1 + d_2) / 2$
- Bestehende Anlagen:
 - Um Repowering zu ermöglichen, bei bestehende Anlagen einen Puffer von $5 \times d$ ziehen

Jahresertrag und Energiepotential

Berechnung des Jahresertrages [MWh/Jahr] für die Potentialabschätzung unter Berücksichtigung der Anlagengröße in Form von Rotordurchmesser [m] und Nabenhöhe [m]:

Berechnungsgrundlagen:

- Winddaten in Nabenhöhe als absolute Häufigkeitsverteilung für 100x100m Rasterzellen: Zeit pro Jahr für die einzelnen Windklassen (Anmerkung: Ertrag ist sehr stark abhängig von der Nabenhöhe!)
- Seehöhe wird bei Ertragsberechnung mitberücksichtigt
- Berechnung erfolgt mit einer spezifischen Leistungskurve für sämtliche Turbinengrößen und Standorte (500 W/m²)
- Eventuell Berechnung der mittleren Leistungsdichte [W/m²] zur Standortbeurteilung (als zusätzliche farbige Karte zum Windatlas?)

Einflussgrößen:

- Parkwirkungsgrad [%]
Einzelanlage 100% / 2 -5 Anlagen 97% / 6-10 Anlagen 95% >10 Anlagen 92%
- Technisch bedingte Verluste
Elektrische Verluste: 3% / Verluste durch Vereisung: Seehöhe dividiert durch 500 [%]
- Technische Verfügbarkeit
Wald+Wiese 97% / Berg 95%

Daraus folgt das mittlere jährliche Windenergiepotential in Abhängigkeit von den eingegebenen Parametern.
Eine Validierung anhand bekannter Ertragsdaten soll durchgeführt werden.

AuWiPot

Windatlas und Windpotentialstudie Österreich

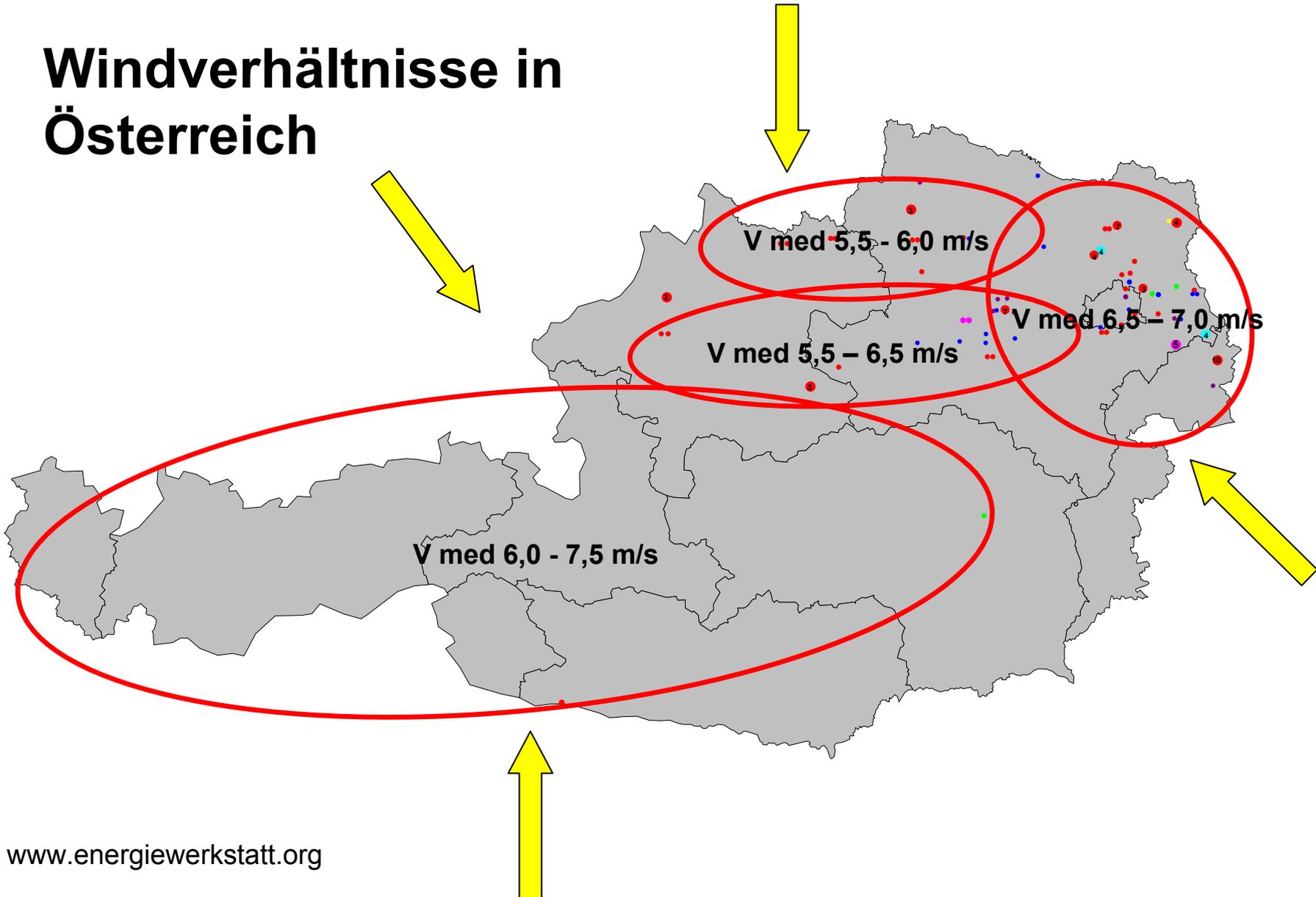


Workshop 'Raum und Technik'



Danke für die Aufmerksamkeit!

Windverhältnisse in Österreich



www.energiwerkstatt.org