

AuWiPot

Windatlas und Windpotentialstudie Österreich



Workshop ‚Wirtschaftlichkeit‘



Andreas Krenn, Energiewerkstatt



St Pölten, 22. Jänner 2010

energiewerkstatt^o

AGENDA

- 9:00 Begrüßung und Einleitung [A. Krenn, Energiewerkstatt]
- 9:30 Technischer Ansatz der Potentialmodellierung [M. Biberacher, iSpace]
- 9:45 Fragen und Diskussion
- 10:00 Kostensituation der Windenergie in Deutschland [K. Rehfeldt, Windguard]
- 10:30 *Kaffeepause*
- 10:45 Gesteungskosten für Windenergieanlagen in Österreich [S.Hantsch, IGW]
- 11:00 Ertrags- und Wirtschaftlichkeitsberechnung [H. Winkelmeier, Energiewerkstatt]
- 11:30 Diskussion zur Kostensituation und Festlegung der Wirtschaftlichkeitsparameter
- 13:00 Gemeinsames Mittagessen
- 14:00 *Ende des Workshops*



St Pölten, 22. Jänner 2010

energiewerkstatt^o

Eckdaten des Projektes

- Laufzeit: März 2009 bis Februar 2011
- Gefördert aus Mitteln des Klima und Energiefonds
- Zweiteiliges Forschungsprojekt mit zwei Hauptzielen:
 - Hochaufgelöste Windkarte vom gesamten Bundesgebiet
 - Häufigkeitsklassen der Windgeschwindigkeiten in einem Raster von 100x100m
 - Räumlich verortete und dynamische GIS-Modellierungen des österreichischen Windkraftpotentials [GWh]
 - Simulationstool für Interessierte und Entscheidungsträger
- Partner:
 - Energiewerkstatt Friedburg
 - Meteotest Schweiz
 - Wegener Center, Uni Graz
 - iSpace – Research Studios, Salzburg

energiewerkstatt^o



r|s|a Research Studios Austria
Forschungsgesellschaft mbH

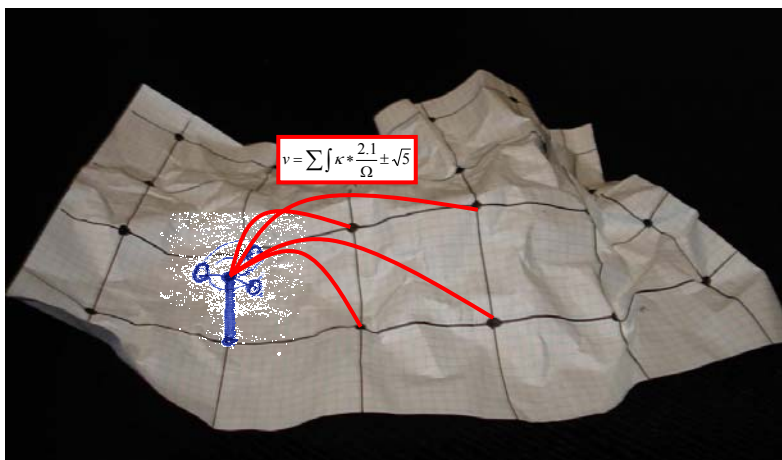
1. Teil - Windfeldmodellierung



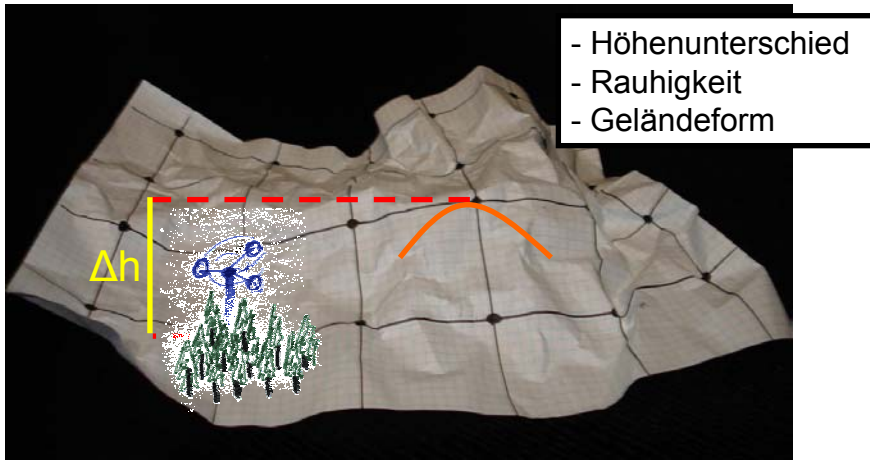
Welches ist die geeignete Methodik?

- Statistische Verfahren
- Numerische Verfahren
- Kombinierte Verfahren

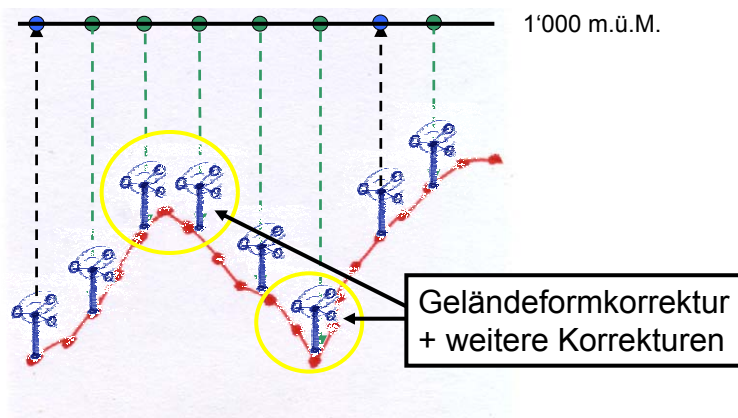
Statistische Verfahren



Verwendete Parameter

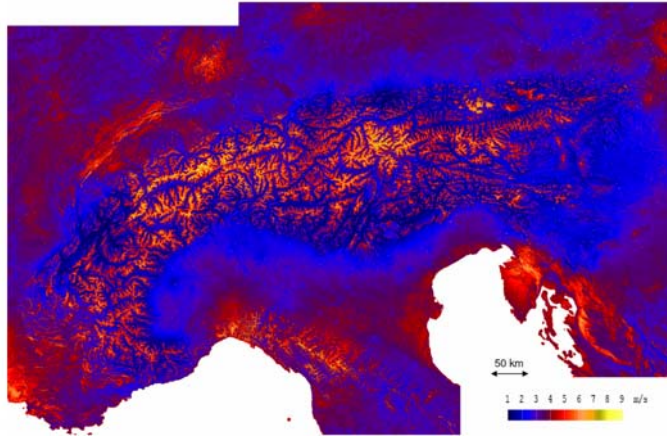


Methodik (vereinfacht)



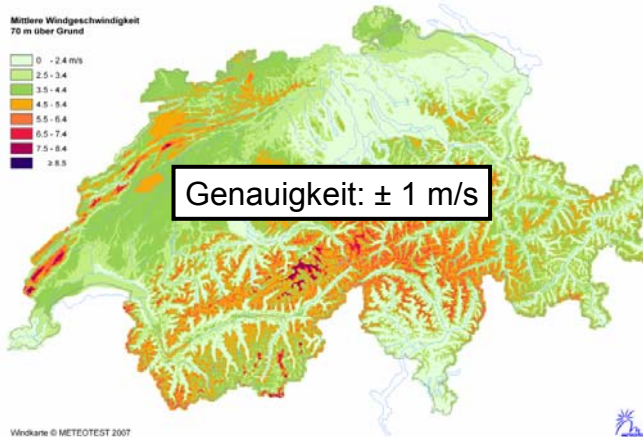
Beispiele

Windkarte Alpenraum (Alpine Windharvest)



Beispiele

Windkarte der Schweiz



Vor- und Nachteile

- + Hohe Auflösung (CH Windkarte: 100 m)
→ komplexes Gelände
- + Kurze Rechenzeit (< 1 Tag, herkömmlicher PC)
- + Kann jederzeit aufdatiert werden
- + Nebenprodukt: Übersicht über Windmessungen

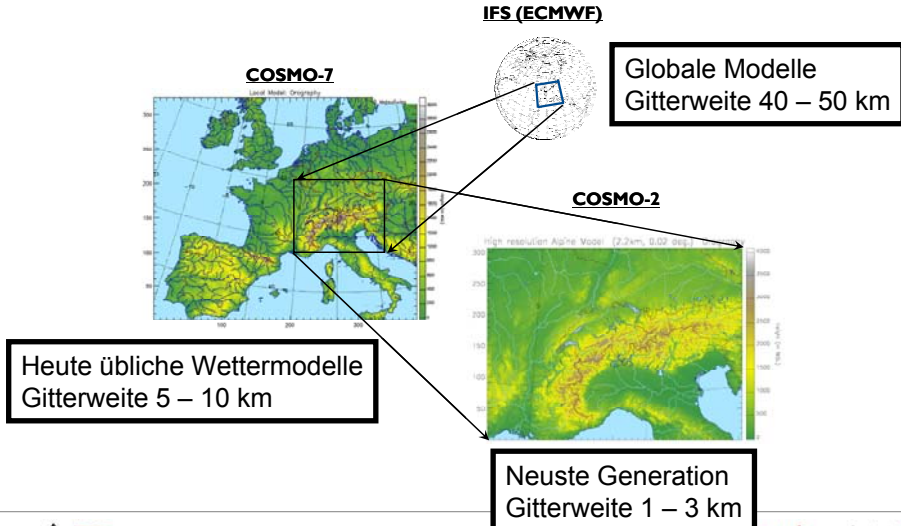
- Abhängigkeit von Dichte des Messnetzes und Qualität der Messdaten (Aufbereitung der Messdaten)
- Korrekturterme müssen empirisch bestimmt werden
- Nur Mittelwerte, keine Windstatistiken

Numerische Modellierung

Basierend auf Wettervorhersagemodell

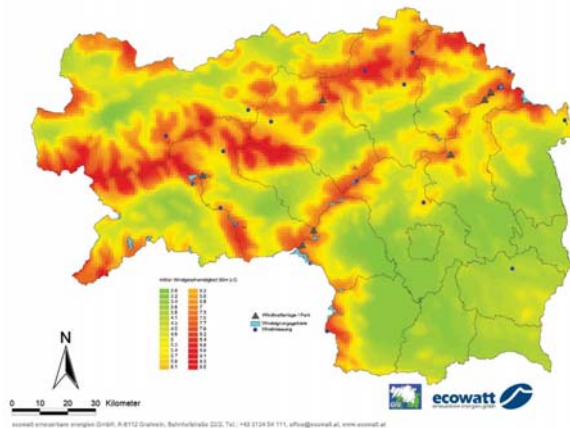
„Nachhersage“ statt „Vorhersage“

Numerische Modellierung



Beispiele

Windkarte Steiermark (MM5)



Vor- und Nachteile

- + „unabhängig“ von Messdaten
- + Windstatistik für jeden Punkt (Zeitreihe)
 - langjähriger Abgleich von Windmessungen
- Sehr zeitaufwändige Methode (mehrere Monate auf PC-Cluster)
- Auflösung 3 bis 5 km
 - eher niedrig v.a. für komplexes Gelände (Alpen)

Steigende Computerressourcen eröffnen neue Möglichkeiten

- höhere Auflösung
- sinkende Rechenzeit

Setup kann unter Umständen auch für Windprognose verwendet werden

Kombinierter Ansatz im AuWiPot

- Assimilation
 - Startbedingungen an Messungen angepasst
- „Statistisches Downscaling“ des Wettermodells
 - höhere Auflösung
- [- CFD-Modelle / WAsP
 - Berechnung von Windfeldern und Gewichtung mit Messdaten oder Modelldaten]

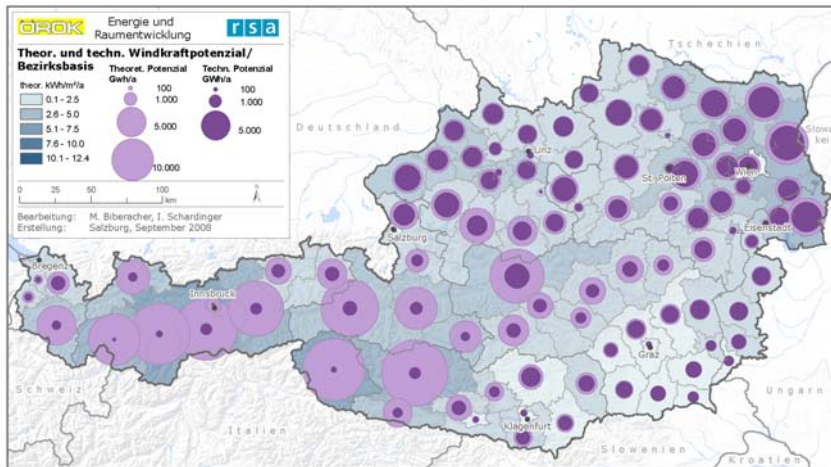
Verwendete Windmessdaten

- Windmessungen der ZAMG
 - Windmessungen der Landesstationen
 - Windmessungen aus den Nachbarländern
 - Windmessungen aus Windenergieprojekten
 - Ertragsdaten von Windkraftanlagen
- + Ergebnisse der numerischen Modellierung in einem Raster von 2 x 2 km

2. Teil - Potentialmodellierungen

- Ergebnisse der Windfeldberechnungen sind Häufigkeitsverteilungen der Windgeschwindigkeiten in einem 100 x 100m Raster in beliebiger Höhe über Grund
- Vom **theoretischen** zum **realisierbaren** Windenergiepotential
 - 1. Modellierungsschritt: Wo kann infolge der technischen Kriterien gebaut werden?
 - Ausschlusszonen infolge Seehöhe, Hangneigung, Lärm, Naturschutz, Sicherheitsabstände ... in Abhängigkeit von der gewählten Anlagengröße
 - 2. Modellierungsschritt: Wo kann unter den gegebenen Parametern wirtschaftlich gebaut werden?
 - Vergleich der standortspez. Erzeugungskosten [€/kWh] mit dem gewählten Tarif
- Berücksichtigung des bestehenden Potentials
 - Definition als Ausschlusszonen oder Möglichkeit zum Repowering
 - Ertrags(nach)berechnung und Modellkalibrierung
- **Keine Ausweisung von konkreten Eignungsflächen**
- Darstellung des realisierbaren Energieertrages **als Zahl** auf Bezirksebene

Gewählte Darstellungsform der Ergebnisse



Quelle: ÖROK Studie

Parameterfestlegung

- Kriterien der Potentialmodellierung sind nicht starr vorgegeben, sondern können innerhalb einer realistischen Bandbreite vom Benutzer frei gewählt werden
- Objektivierung im Zuge von zwei Workshops
 - Raum und Technik:
 - Teilnehmer: P-Team, IGW, Experten aus dem Ausland, Ländervertreter
 - Wirtschaft:
 - Teilnehmer: P-Team, IGW, Experten aus dem Ausland, Betreiber
- Ergebnis der Workshops ist eine Szenarienmatrix mit detaillierten Variationsmöglichkeiten im Hintergrund
- Beachte: Genauigkeit der Datengrundlage vs. Definition einzelner Parameter

Parameter zu ‚Raum & Technik‘

Anlagengröße

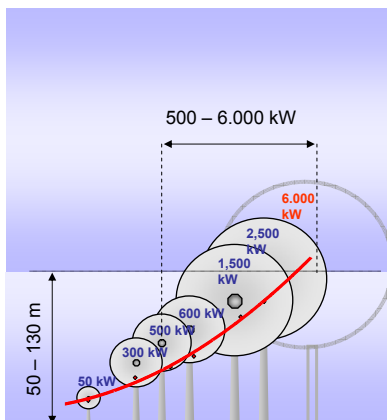
Gelände

Bauabstände

Naturschutz

WKA-Bestand

Anlagengröße und -entwicklung



- Wählbarer Leistungsbereich: $500 \text{ kW} < P < 6 \text{ MW}$
- Optimierungsbetrachtung möglich
- Int. Verwendung einer spez. Leistungskurve: 500 W/m^2
 - Über die Leistungskurve wird der Zusammenhang Leistung/Durchmesser hergestellt
 - Die spezifische Leistungskurve ist für alle Anlagengrößen und Windregionen verwendbar
- Automatisch errechnet:
 - Rotordurchmesser
 - Nabhöhe ($D \cdot \text{Faktor}_{\text{Standort}}$)

Installierte Leistung [kW]	Übliche Nabhöhe [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

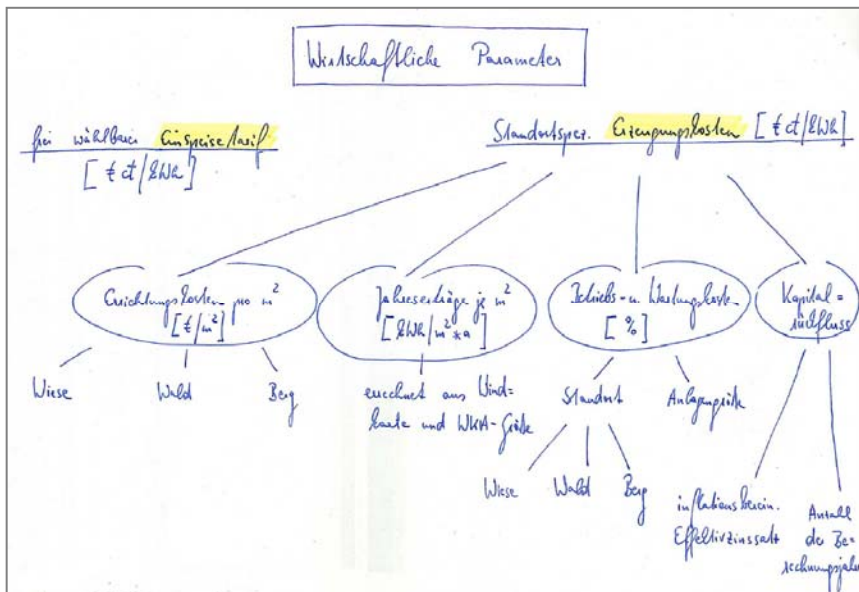
- Definition der wählbaren Leistungsklassen in Abhängigkeit von Flächenklassen:
 - **Wiese** → $500 \text{ kW} < P < 6 \text{ MW}$ → Nabenhöhe = $d \cdot 1,2$ (max. 130)
 - **Wald** → $2 \text{ MW} < P < 6 \text{ MW}$ → Nabenhöhe = $d \cdot 1,2$ (max. 130m)
 - **Berg** → $1,5 \text{ MW} < P < 2,5 \text{ MW}$ → Nabenhöhe = $d \cdot 1,0$
Als Berg gilt alles über der Waldgrenze (1.700m)
- Windfarmraster (interner Anlagenabstand):
 - Interner Abstand $5 \times d$
- Windfarmraster bei Mischbebauung mit unterschiedlich großen Anlagen:
 - Interner Abstand $5 \times (d_1 + d_2) / 2$
- Abstand zu bestehenden Anlagen:
 - Puffer von $5 \times d$

Ergebnisse des Workshops ‚Raum und Technik‘

- Anlagengröße
 - Wählbar: Leistungsklasse für Wiese/Acker, Wald, Berg
 - Fixiert (in Abhängigkeit vom Standort und/oder Rotordurchmesser):
 - Interne Abstände, Parkwirkungsgrad, techn. Verfügbarkeit, Verluste
- Gelände
 - Wählbar: Hangneigung, Seehöhe
 - Teilweise wählbar: Flächennutzung
- Bauabstände
 - Vorgabe eines Standardwertes in Abhängigkeit vom Rotordurchmesser
 - Werte teilweise und innerhalb einer vorgegebenen Bandbreite wählbar
- Naturschutz
 - Teilweise wählbar aus Schutzgebietsliste
- WKA Bestand
 - Szenario ‚Ausschließung‘
 - Szenario ‚Repowering‘

Expertenworkshop ‚Wirtschaftlichkeit‘

- Ausschluss von Flächen, auf denen die gewählte Anlage aufgrund der Wirtschaftlichkeit nicht gebaut werden kann
 - Vergleich der standortspezifischen Erzeugungskosten mit dem gewählten Einspeisetarif
- Ziel diese Workshops
 - Diskussion der Datengrundlage und des generellen Wirtschaftlichkeitsansatzes
 - Festlegung der Standard (Default) Parameter
 - Definition der realistischen Bandbreite der wirtschaftlichen Kriterien
 - Standortspezifische Betrachtung und Economics of Scale
- Nichtziele sind:
 - Definition technischer Einflussgrößen
 - Beurteilung einzelner Flächen oder Projektstandorte



AuWiPot
Windatlas und Windpotentialstudie Österreich



Workshop ‚Raum und Technik‘



Danke für die Aufmerksamkeit!