

Erstellung eines Windenergie-Index anhand von MERRA-Daten

Matthias Ritter

*Humboldt-Universität zu Berlin
Sonderforschungsbereich 649: Ökonomisches Risiko*

in Kooperation mit
4initia GmbH

24. Windenergietage, 11. November 2015

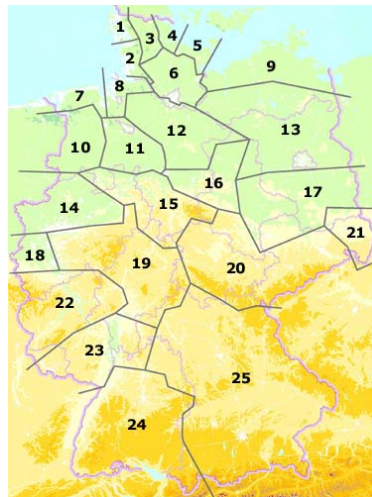


Betreiber-Datenbasis (BDB) Index

- Grundlage für EEG-Einspeisevergütung
- Nach 5 Jahren: Vergleich mit regionalen Referenzwerten
- Verlängerung der Anfangsvergütung von 89€/MWh

Kritik (BMWi)

- Allein tatsächliche Produktion entscheidend (Stillstandzeiten/Drosselung)
- Referenzwert technologieabhängig
- Standortqualität nicht objektivierbar



Quelle: Betreiber-Datenbasis

Ziel

Entwicklung eines Windenergie-Index

- Maß für die Standortgüte
- Objektiv, transparent, zuverlässig
- Abbilden des langfristigen Potenzials
- Technologie-spezifisch

Ziel

Entwicklung eines Windenergie-Index

- Maß für die Standortgüte
- Objektiv, transparent, zuverlässig
- Abbilden des langfristigen Potenzials
- Technologie-spezifisch

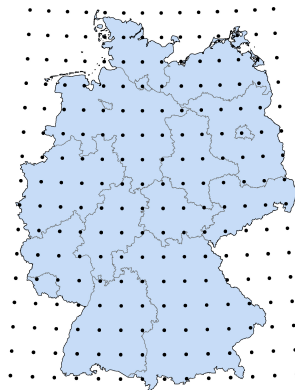
Anwendungen

- Standortbeurteilung
- Risikoabschätzung
- Vergleich von Turbinentypen
- Ortsabhängige Einspeisevergütungen
- Kapitalerträge

Daten

Windgeschwindigkeiten von MERRA

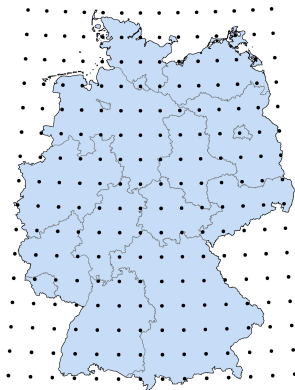
- Modern-era retrospective analysis for research and applications (MERRA)
- NASAs Rekonstruktion der Atmosphäre anhand verschiedener Quellen
- $1/2^\circ$ Breite \times $2/3^\circ$ Länge
- Stündlich, 1979–heute
- Geschwindigkeiten in 2m, 10m und 50m Höhe



Daten

Windgeschwindigkeiten von MERRA

- Modern-era retrospective analysis for research and applications (MERRA)
- NASAs Rekonstruktion der Atmosphäre anhand verschiedener Quellen
- $1/2^\circ$ Breite \times $2/3^\circ$ Länge
- Stündlich, 1979–heute
- Geschwindigkeiten in 2m, 10m und 50m Höhe

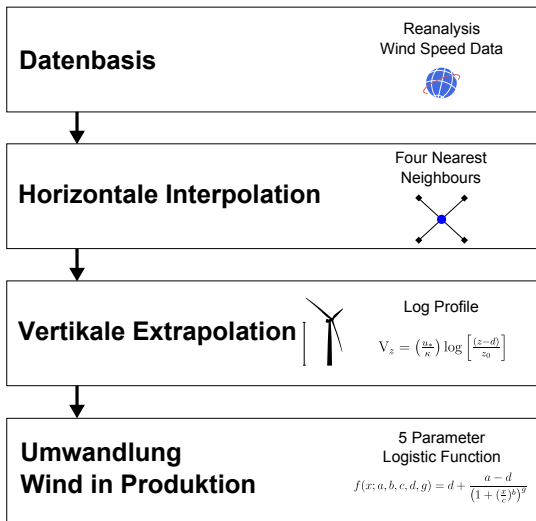


Produktionsdaten

- 24 Turbinen Typ A in 5 WPs, 14 Turbinen Typ B in 3 WPs
- 10-Minuten-Daten

[▶ Details](#)

Vorgehensweise

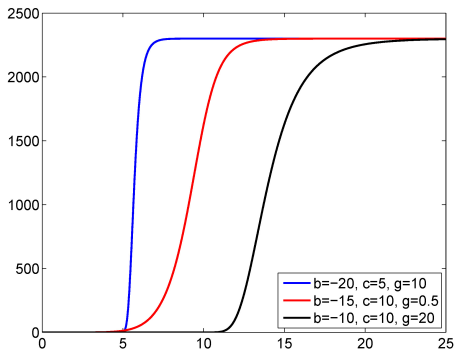


Umwandlung Wind in Produktion

- 5-Parameter-logistische (5PL) Funktion:

$$f(x; a, b, c, d, g) = d + \frac{a - d}{\left(1 + \left(\frac{x}{c}\right)^b\right)^g}$$

mit $a, b, d \in \mathbb{R}$ und $c, g \in \mathbb{R}^+$.



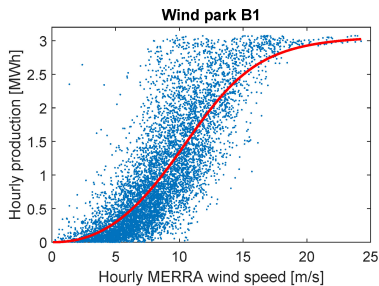
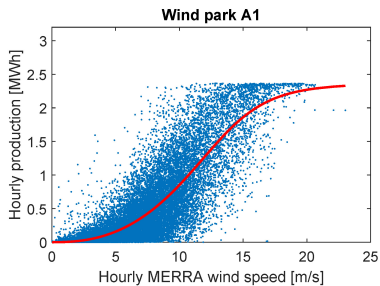
Windenergie-Index

- Stündl. Windgeschwindigkeiten $V_z(t)$ vs. stündl. Produktion
- Schätzung der 5PL-Funktion $f_{5PL}(\cdot)$
- Berechnung des Index für Periode $[\tau_1, \tau_2]$

$$\text{WEI}(\tau_1, \tau_2) = \sum_{t=\tau_1}^{\tau_2} f_{5PL}(V_z(t))$$

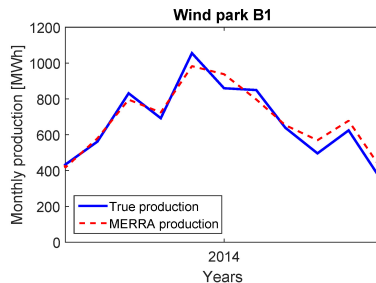
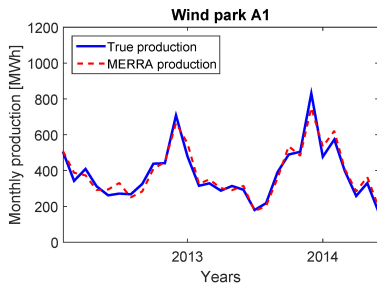
- Validierung: In-sample/Out-of-sample
- Standortgüte: Durchschnitt des jährlichen Windenergie-Index

Ergebnisse: In-sample



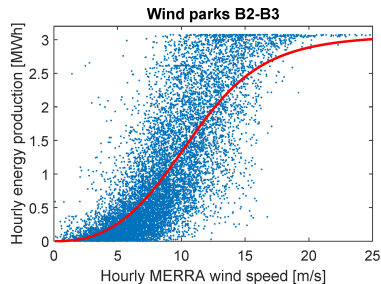
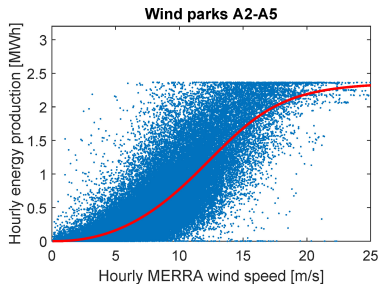
- Separate Schätzung der 5PL-Funktion anhand Daten jedes Parks
- Berechnung der stündl./tägl./monatl. MERRA-Produktion

Ergebnisse: In-sample



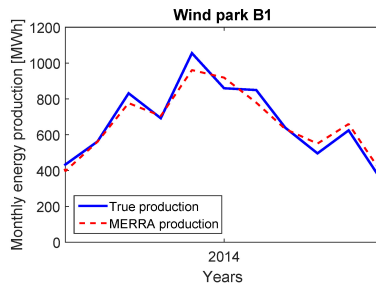
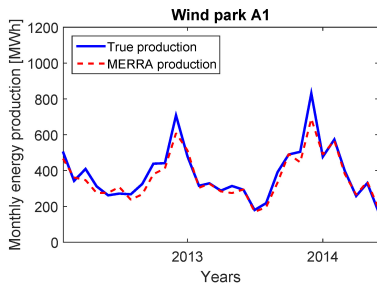
Windpark	Mittelwert	Korr.	RMSE	
A1	396,47	0,97	36,61	10%
A2	369,27	0,95	49,49	14%
A3	417,59	0,97	30,38	7%
A4	500,73	0,98	38,46	8%
A5	322,60	0,96	33,06	11%
B1	708,05	0,97	51,69	8%
B2	728,84	0,95	73,59	10%
B3	593,47	0,93	77,46	13%

Ergebnisse: Out-of-sample



- Schätzung der 5PL-Funktion anhand Daten aller anderen Parks
Annahme: Zusammenhang gleich für alle Orte
- Berechnung der stündl./tägl./monatl. MERRA-Produktion für weggelassenen Park

Ergebnisse: Out-of-sample



Windpark	Mittelwert	Korr.	RMSE	
A1	368.28	0.97	44.81	12%
A2	401.10	0.95	60.05	17%
A3	462.01	0.97	51.32	12%
A4	412.68	0.98	87.21	18%
A5	389.72	0.96	80.37	26%
B1	688.49	0.97	50.52	8%
B2	711.93	0.95	70.69	10%
B3	645.79	0.93	102.54	21%

Anwendung I: Standortbeurteilung

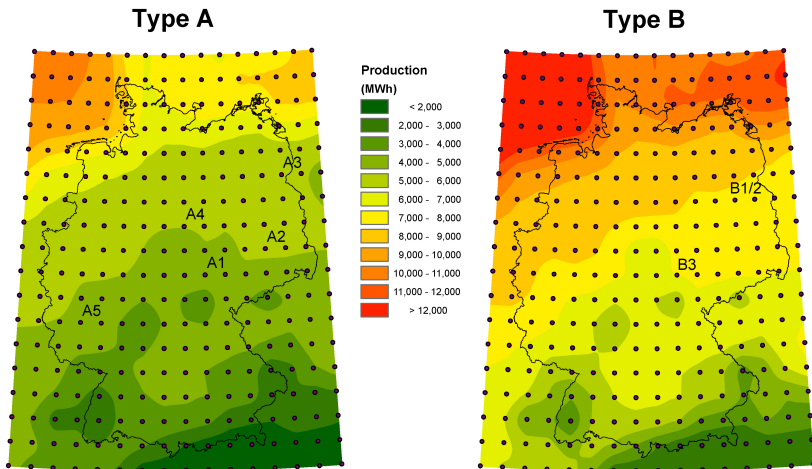


Abbildung: Geschätzte jährliche Produktion, MERRA-Daten 1995–2014

Anwendung II: Risikoabschätzung

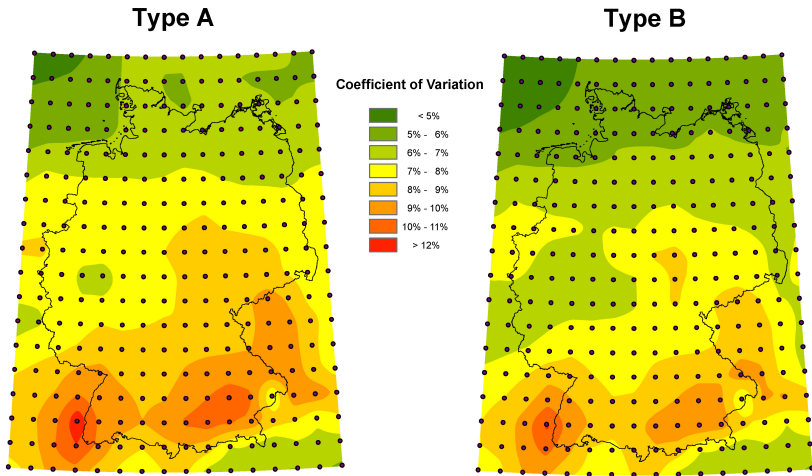


Abbildung: Variationskoeffizient, MERRA-Daten 1995–2014

Anwendung III: Vergleich von Turbinentypen

Production Difference

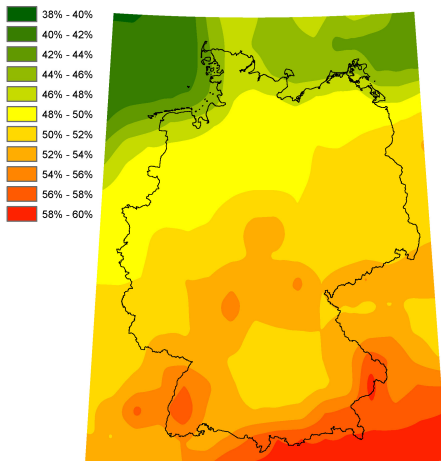


Abbildung: Produktionsunterschied zwischen Typ A und Typ B

Anwendung IV: Ortsabhängige Einspeisevergütungen

- 5 Turbinen
- Typ A oder B
- Laufzeit:
25 Jahre
- Zins: 5%
- CAPEX
- OPEX

Anwendung IV: Ortsabhängige Einspeisevergütungen

- 5 Turbinen
- Typ A oder B
- Laufzeit:
25 Jahre
- Zins: 5%
- CAPEX
- OPEX

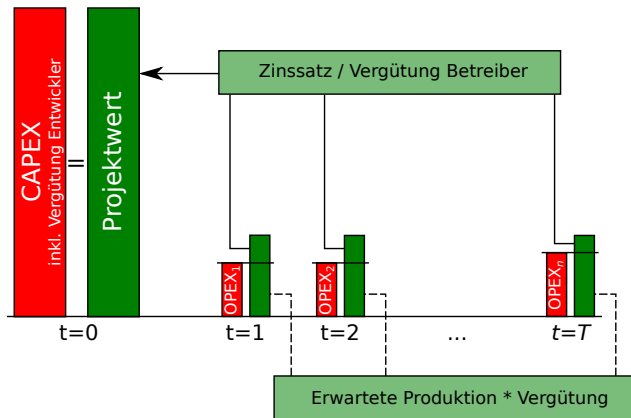
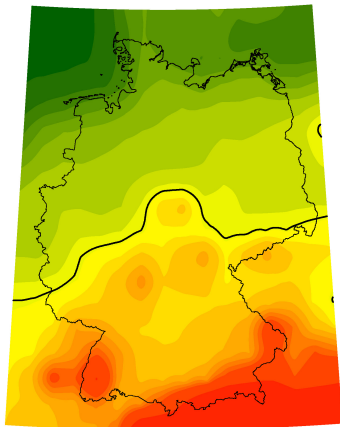


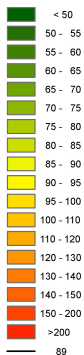
Abbildung: Investitionsplanung

Anwendung IV: Ortsabhängige Einspeisevergütungen

Type A



Feed-In Tariff (€/MWh)



Type B

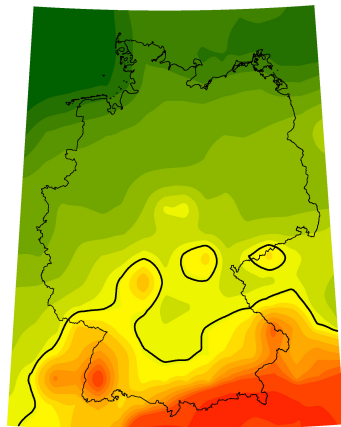


Abbildung: Minimale Einspeisevergütung, Windpark mit 5 Turbinen, 25 Jahre Laufzeit

Anwendung V: Kapitalerträge

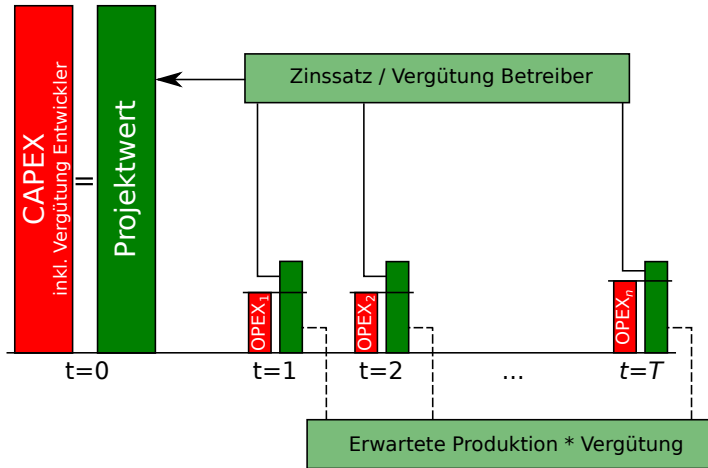


Abbildung: Investitionsplanung

Anwendung V: Kapitalerträge

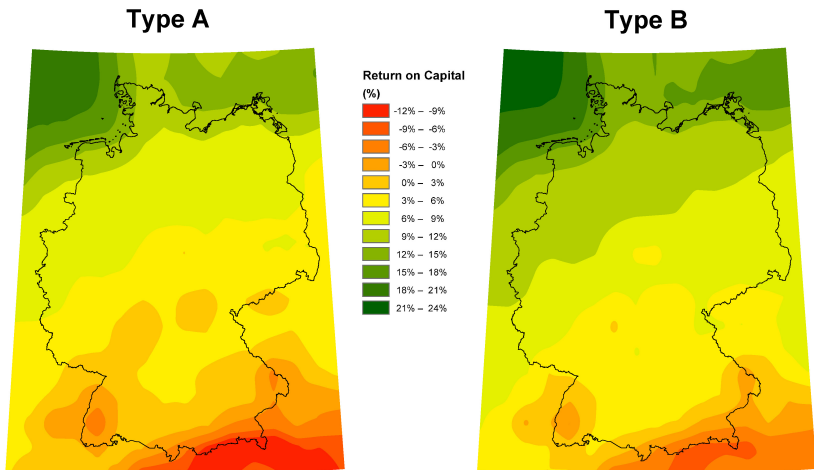


Abbildung: Kapitalerträge, Windpark mit 5 Turbinen, 25 Jahre Laufzeit

Fazit

Zusammenfassung

- Objektiver, transparenter Ansatz zur Bestimmung der Standortgüte
- Zuverlässigkeit erhöht sich mit größerer Datengrundlage
- Flexibel: MERRA-Daten weltweit verfügbar
- Praktisch relevant

Fazit

Zusammenfassung

- Objektiver, transparenter Ansatz zur Bestimmung der Standortgüte
- Zuverlässigkeit erhöht sich mit größerer Datengrundlage
- Flexibel: MERRA-Daten weltweit verfügbar
- Praktisch relevant

Ausblick

- Größere Datengrundlage, mehr Turbinentypen
- Verfeinerung: ortsabhängige Parameter, Rauigkeit

Interesse? Fragen?



Ritter et al. (2015): **Designing an Index for Assessing Wind Energy Potential**. *Renewable Energy* 83: 416–424.

<http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2015.04.038>

<http://sfb649.wiwi.hu-berlin.de/papers/pdf/SFB649DP2014-052.pdf>



Ritter, Deckert (2015): **Site assessment, turbine selection, and local feed-in tariffs through the wind energy index**. *SFB649 Discussion Paper* 2015-046.

<http://sfb649.wiwi.hu-berlin.de/papers/pdf/SFB649DP2015-046.pdf>



Dr. Matthias Ritter

*Department für Agrarökonomie
Humboldt-Universität zu Berlin*

Philippstr. 13, Haus 12a, 10115 Berlin

Webseite: <http://u.hu-berlin.de/ritter>

Email: Matthias.Ritter@agrار.hu-berlin.de

Details Windparks

Windpark	Monatl. Mittelwert	Load factor	Turbinen
A1	383,11	23%	6
A2	362,04	22%	3
A3	421,84	25%	6
A4	492,29	29%	1
A5	313,23	19%	8
B1	672,19	31%	8
B2	728,54	33%	3
B3	494,35	24%	3

Tabelle: Details zu den verwendeten Windparks

Investitionskosten (CAPEX)

CAPEX	Typ A		Typ B	
	€/Turbine	€/Park	€/Turbine	€/Park
Turbinenkosten	2.900.000		4.000.000	
Bau	175.000		225.000	
Parkverkabelung intern	100.000		100.000	
Parkverkabelung extern		750.000		750.000
Umspannwerk		488.750		637.500
Ausgleichsmaßnahmen	75.000		75.000	
Projektentwicklung	150.000		150.000	
Management Bauphase		60.000		60.000
Bank		360.877,50		467.055
Sonstiges	50.000		50.000	
Vergütung Projektentw.	300.000		300.000	
Total	20.409.627,50		26.414.555	

Tabelle: Turbinen- und Park-spezifische Investitionskosten

← zurück

Betriebskosten (OPEX)

OPEX	Typ A		Typ B	
	Jahr 1	Jahr 25	Jahr 1	Jahr 25
Pacht	117.917	151.608	227.820	292.912
Wartung	72.968	629.812	95.175	821.494
Betriebsführung	42.113	67.737	81.364	130.870
Versicherung	17.250	27.746	22.500	36.190
Bezugsstrom	23.000	36.994	30.000	48.253
Buchführung	30.000	48.253	30.000	48.253
Netzanschluss	28.750	46.243	37.500	60.316
Avalprovision	5.000	5.000	5.000	5.000
Rückbau		500.000		500.000

Tabelle: Beispielhafte Betriebskosten für das erste und letzte Betriebsjahr

← zurück