

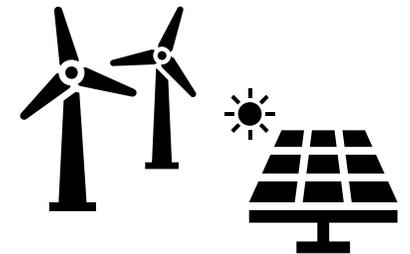


House of
**Energy Markets
& Finance**

Nutzung von Onshore Wind Marktstammdaten zur Entwicklung regional aufgelöster Einspeise- und Investitionsmodelle

Yannik Pflugfelder

Workshop „20 Jahre AGEE-Stat“
Dessau-Roßlau, 17. Juni 2024



UNIVERSITÄT
**DUISBURG
ESSEN**

Open-Minded

Workshop – 20 Jahre AGEE-Stat

Projekt 1: Bias-korrigierte regionale Wind-Einspeisezeitreihen aus Reanalyse-Daten
„Einspeisemodell“

1

Projekt 2: Zukünftige Verteilung der Onshore-Windkapazität anhand einer probabilistischer
Investitionskalkulation
„Investitionsmodell“

2

Weitere Projekte: Nutzung von PV-Daten

3

Fazit: MaStR für EE-Forschung

4

Einspeisemodell (I/VI)

- Präzise Simulationen und verbesserte Vorhersagen von Einspeisungen sind entscheidend für
 - die Planung und den stabilen Betrieb von Energiesystemen
 - die Integration erneuerbarer Energien

- Erzeugung von Wind-Einspeisezeitreihen stark abhängig von der Datenverfügbarkeit
 - Windgeschwindigkeitsmessungen in Nabenhöhe öffentlich kaum zugänglich
 - Wetterstationsmessdaten sind nicht repräsentativ für verschiedene Landschaften

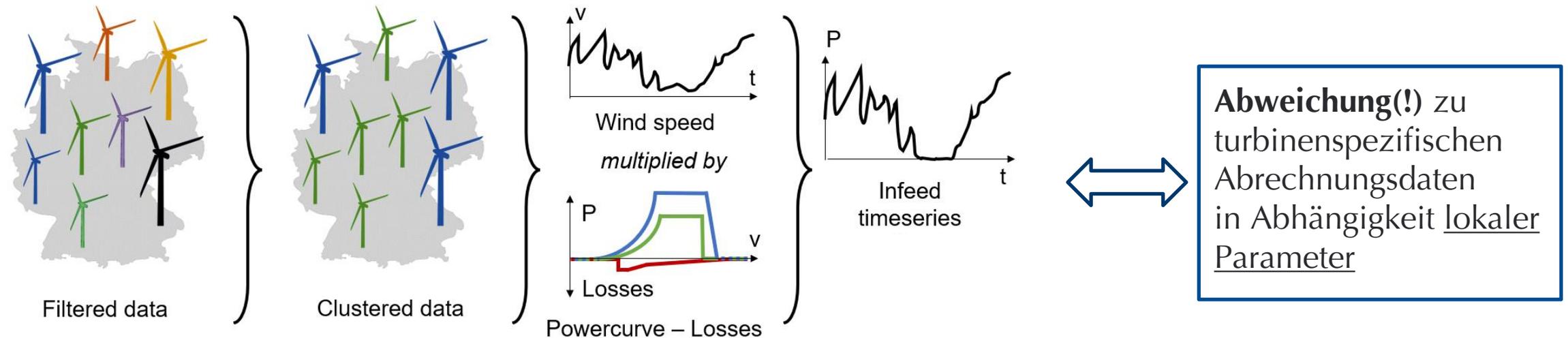
– → Nutzung von Reanalysemodellen

- Erstellung **langfristiger** Wetterdaten mit numerischen Vorhersagemodellen und Assimilation historischer Daten
- **Konsistentes** Datenset atmosphärischer Parameter in räumlicher und zeitlicher **Auflösung**
- Begrenzte Darstellung der lokalen Topografie

- Ziel: Verbesserung von Einspeisezeitreihen durch lokale Bias-Korrektur

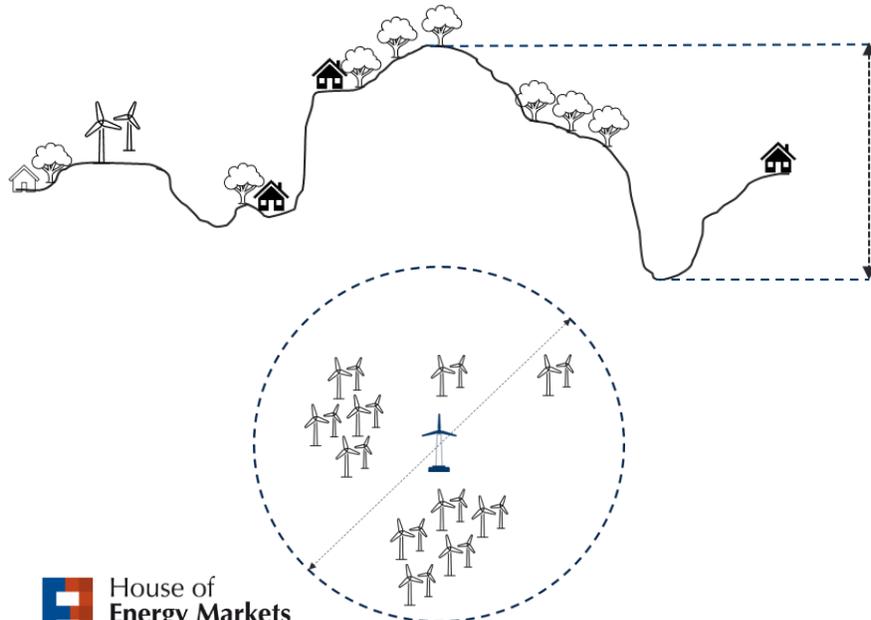
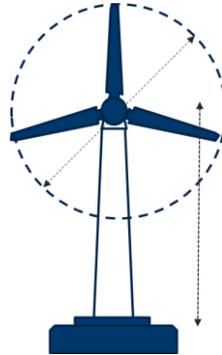
– Nun auf Turbinenebene

- Simulation: Windgeschwindigkeitszeitreihen → Einspeisezeitreihen
- Clustering von Turbinen nach technischen Parametern (Rechenaufwand)
- Berücksichtigung von Verlusten durch Abschattung, Nichtverfügbarkeiten & Abregelung



Einspeisemodell (III/VI)

- Höhe über NHN
- „Hügeligkeit“
- Entfernung zum Meer
- Anzahl der WEA im Umkreis
- Turbinenspezifikationen



- Berechnung der Abweichung der FLH

$$\Delta FLH_j^{y_{base}} = \frac{\text{prod}_j^{\text{sim}, y_{base}} - \text{prod}_j^{\text{TSO}, y_{base}}}{P_j^{\text{netPower}}}$$

- Entwicklung eines multiplen linearen Regressionsmodells

$$\Delta FLH_j^y = \beta_0 + \mathbf{x}_j \boldsymbol{\beta} + u_j$$

- Berechnung der Abweichung für das Zieljahr

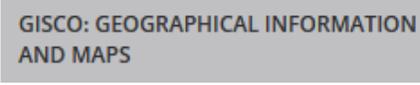
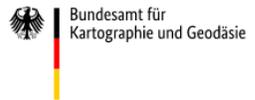
$$\widehat{\Delta FLH}_j^{y_{target}} = \hat{\beta}_0 + \hat{\boldsymbol{\beta}} \mathbf{x}_j$$

- Anwendung der Bias-Korrektur

$$\text{prod}_j^{y_{target}} = \tau \sum_{t=1}^{8760} P_j^{\text{sim}}(t) - \widehat{\Delta FLH}_j^{y_{target}} \cdot P_j^{\text{netPower}}$$

- Vergleich der FLH-Abweichungen für simuliertes (unkorrigiertes) und korrigiertes Modell

Einspeisemodell (IV/VI)

Windgeschwindigkeiten auf 10 und 100m in 0.25°x0.25° Auflösung	ERA 5 Reanalyse   
Turbinendaten	 
Leistungskurven	
Lokale Faktoren	   WMS Digitales Geländemodell Gitterweite 200 m
Erzeugungsdaten	 Informationsplattform der deutschen Übertragungsnetzbetreiber 
Abregelungsdaten	  

➤ Umfangreicher Datensatz von

- 20.609 Turbinen in 2016 (BNetzA: 26.057)
- 23.116 Turbinen in 2020 (BNetzA: 28.579)
- 23.537 Turbinen in 2021 (BNetzA: 28.818)
- 23.142 Turbinen in 2022 (BNetzA: 28.443)

Einspeisemodell (V/VI)

Regression estimates for 2016, 2020, 2021 and 2022

	2016 ERA5			2020 ERA5			2021 ERA5			2022 ERA5		
	Estimate	tStat		Estimate	tStat		Estimate	tStat		Estimate	tStat	
Intercept (β_0)	789.977	12.726	***	886.817	14.265	***	786.948	14.689	***	914.947	17.091	***
Height above sea	0.792	7.009	***	0.446	4.503	***	0.565	6.890	***	0.475	5.437	***
Hilliness of the surroundings	-75.938	-5.115	***	-37.051	-2.866	**	-44.673	-3.953	***	-49.569	-4.247	***
Distance to sea	-1.692	-14.339	***	-1.536	-14.355	***	-1.414	-15.891	***	-1.428	-14.653	***
Amount of turbines nearby	0.691	2.173	**	1.010	3.673	***	1.137	4.586	***	1.383	4.948	***
Hub height	-1.347	-3.048	**	-1.714	-4.328	***	-2.007	-5.750	***	-2.441	-6.475	***
Rotor diameter	-1.674	-1.699		-2.907	-3.790	***	-2.212	-3.419	***	-2.025	-2.959	**
Net power rating	0.104	4.727	**	0.102	5.359	***	0.094	5.538	***	0.095	5.162	***
R ²	0.271			0.251			0.271			0.279		
RMSE	348			372			321			351		

* $p < 0.05$, ** $p < 0.01$, *** $p < 0.001$

Bias-correction from base to simulation year.

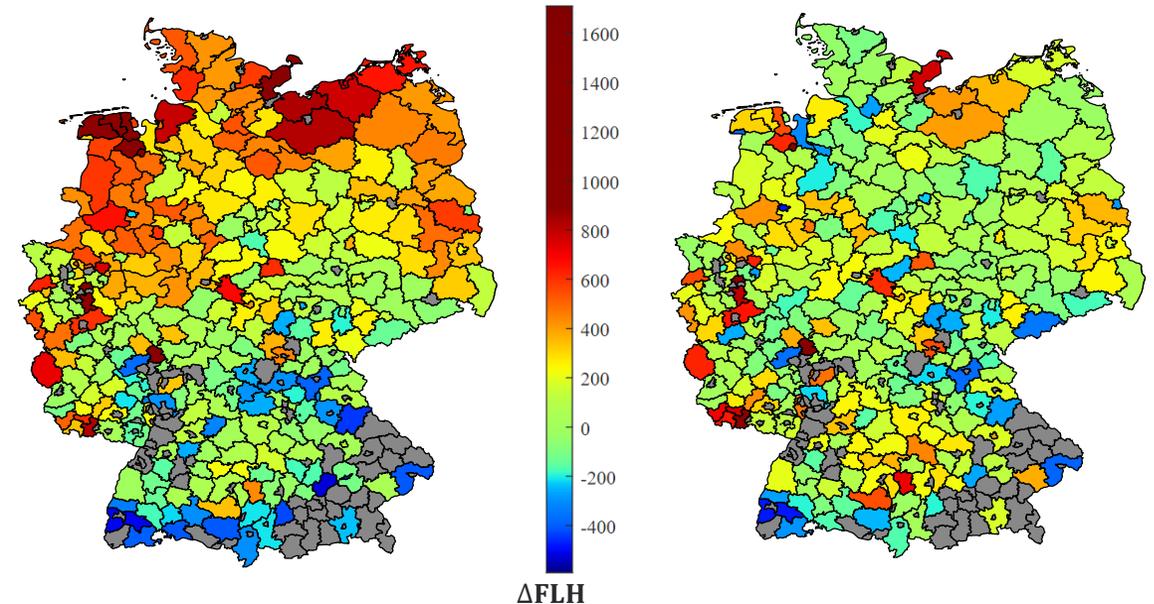
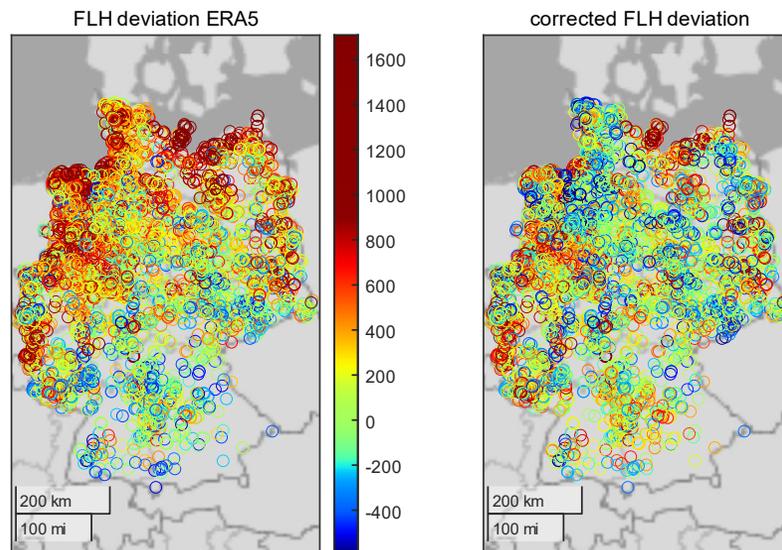
Base year	2016	2016	2016	2020	2020	2021
Target year	2020	2021	2022	2021	2022	2022
Measured production prod^{TSO} [TWh]	82.667	75.481	82.180	75.481	82.180	82.180
Simulated production prod^{sim} [TWh]	98.460	87.876	97.753	87.876	97.753	97.753
Corrected production $\text{prod}^{\text{target}}$ [TWh]	87.201	76.329	86.214	71.752	81.732	85.441
Full load hour deviation $\Delta\text{FLH}^{\text{target}}$ [h]	101.109	18.146	86.561	-79.745	-9.600	69.962
$\epsilon^{\text{sim}} = (\text{prod}^{\text{sim}} - \text{prod}^{\text{TSO}}) / \text{prod}^{\text{TSO}}$	0.191	0.164	0.190	0.164	0.190	0.190
$\epsilon^{\text{corr}} = (\text{prod}^{\text{target}} - \text{prod}^{\text{TSO}}) / \text{prod}^{\text{TSO}}$	0.055	0.011	0.049	-0.049	-0.005	0.040
RI = $(\epsilon^{\text{sim}} - \epsilon^{\text{corr}}) / \epsilon^{\text{sim}}$	0.713	0.932	0.741	0.699	0.971	0.791

- Ähnliche Regressionsparameter und Modellanpassungen über die Jahre
- Fast alle Prädiktoren (hoch) signifikant

- Korrekturmethode führen zu einer erheblichen Reduktion der Fehler zwischen 70 und 97 %

Einspeisemodell (VI/VI)

- Vergleich der FLH-Abweichung zwischen simuliertem (je links) und korrigiertem (je rechts) Modell mit ÜNB-Daten. Hier: 2020 mit Schätzern von 2016
- Rote Farbe zeigt eine Überschätzung, blaue Farbe eine Unterschätzung des Modells an



- Standortspezifisch
 - Große Anzahl an Überschätzungen reduziert
 - Unsystematisches Muster nach bias-Korrektur
→ keine strukturelle Verzerrung mehr

- Regional (NUTS 3)
 - Große Verbesserungen in nördlichen Regionen mit vielen installierten Anlagen
 - Gute Verbesserungen in den meisten Regionen in Mitteldeutschland
 - In einigen südlichen Regionen (mit wenig installierter Leistung): Erhöhung der Abweichung

- Ambitionierte Ziele mit Blick auf die Klimaneutralität erfordern massive Investitionen, insb. in Windenergie
 - Planungs- und Genehmigungsprozesse sollen beschleunigt und notwendige Flächen bereitgestellt werden
 - Ermittlung des Ausbaubedarfs im (Übertragungs-)Netz benötigt die Standorte zusätzlicher Anlagen
-
- Bestehende Regionalisierungsmodelle extrapolieren zukünftige Installationen meist auf Basis bestehender Kapazitäten und verfügbarer Standorte
-
- Wir schlagen einen neuen Ansatz vor
 - Eine diskrete Entscheidung, bei der die **Turbinenausbauwahrscheinlichkeiten** für verfügbare Standorte auf Grundlage der Wirtschaftlichkeit, der Flächenverfügbarkeit und der historischen Ausbaudynamik bestimmt werden
 - Eine **Nested Logit** Formulierung, bei der auf der ersten Ebene die Wahrscheinlichkeit eine bestimmte Region zu wählen und auf der zweiten Ebene die Wahrscheinlichkeit für Installation eines bestimmten Turbinentyps berechnet



- Diskrete Entscheidungsmodelle verwenden beobachtbare Daten zur Berechnung der Wahrscheinlichkeit, dass ein Entscheidungsträger eine bestimmte Alternative aus einem begrenzten Set wählt, einschließlich der Möglichkeit, keine davon zu wählen
- Nested-logit Modell:
 - Obere Ebene: Entscheidung, in einer Region zu Investieren (I/O)
 - Untere Ebene: Wahl des Turbinentyps bei getätigter Investition

$$U_{nj} = W_{nk} + Y_{nj} + \varepsilon_{nj}$$

$$P_{ni} = P_{ni|B_k} \cdot P_{nB_k} = \underbrace{\frac{e^{\frac{Y_{ni}}{\lambda_k}}}{\sum_{j \in B_k} e^{\frac{Y_{nj}}{\lambda_k}}}}_{\text{Untere Ebene: Wahrscheinlichkeit der Wahl von Alternative } i \text{ gegeben der Wahl des Nests}} \cdot \underbrace{\frac{e^{W_{nk} + \lambda_k I_{nk}}}{\sum_{l=1}^K e^{W_{nl} + \lambda_l I_{nl}}}}_{\text{Obere Ebene: Wahrscheinlichkeit der Wahl von Nest } k}$$

Untere Ebene: Wahrscheinlichkeit der Wahl von Alternative i gegeben der Wahl des Nests

Obere Ebene: Wahrscheinlichkeit der Wahl von Nest k

n Region
 i spezifische Alternative
 j beliebige Alternative
 k Index eines spezifischen Nests
 l Index eines beliebigen Nests
 B_k Subset der Alternativen im Nest k
 W_{nk} nestspezifischer Nutzen
 Y_{nj} Nutzen der Alternative in einem Nest
 ε_{nj} nicht beobachtbarer Nutzen
 λ_k Unabhängigkeitsmaß des nicht beobachtbaren Nutzen

$$I_{nk} = \log \left(\sum_{j \in B_k} e^{\frac{Y_{nj}}{\lambda_k}} \right)$$

Inclusive value: Informationen, die die Ebenen verbinden

- Unabhängige Variable: Nettobarwert (NPV)
 - Anfangsinvestitionen abzüglich diskontierter zukünftiger Cashflows

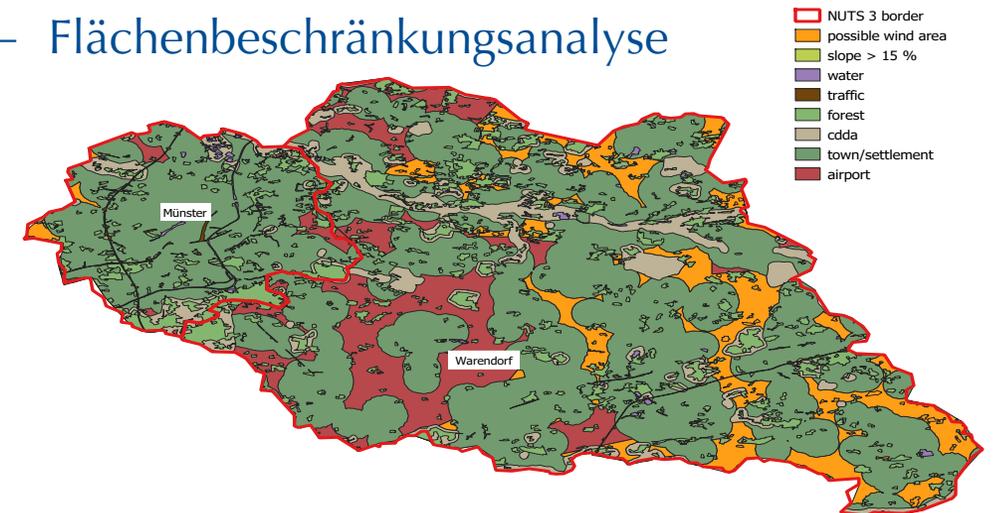
$$NPV_{ni} = -C_i^{inv} + Z_{ni} \cdot \frac{(1+r)^{LT} - 1}{(1+r)^{LT} \cdot r}$$

- mit Einspeisertrag

$$Z_{ni} = comp \cdot corr_{ni}^{comp} \cdot WP_{ni}$$

Vergütung Referenzertragsmodell (§36 EEG) Windeinspeisung (F. 4)

- Abhängige Variable: Flächenverfügbarkeit
 - Flächenbeschränkungsanalyse



- Skalierung mit Flächenbeitragswerten der Länder (WindBG §3) für gleichmäßige Verteilung
- Für Modell relevante verfügbare Fläche

$$A_{ni}^{avail,DC} = A_{ni}^{avail} - \frac{Cap_{ni}^{base}}{PP} + \frac{Cap_{ni}^{DC}}{PP} \quad \forall n, i$$

$\underbrace{\hspace{10em}}_{A_{ni}^{used,DC}}$

Investitionsmodell (IV/VII)

Windgeschwindigkeiten auf 10 und 100m in 0.25°x0.25° Auflösung	ERA 5 Reanalyse 
Turbinendaten	 Bundesnetzagentur  MaStR Marktstammdatenregister
Leistungskurven	 THE WINDPOWER Wind Energy Market Intelligence
Ausbauziele/Flächenbeitragswerte	 Die Bundesregierung
Turbinenclustering	(Pöstges & Weber, 2023)  House of Energy Markets & Finance
Daten zu Flächenrestriktionen	

- Repräsentatives Wetterjahr: 2012
- Basisjahr: 2022
- Zieljahre: 2030/2035/2040 mit Ziel 115/157/160 GW*
- Zeitraum DC Modell: 10 Jahre
- Turbinenlebensdauer: 22 Jahre
- Initiale Vergütung: 0.08 EUR/kWh
- Zinssatz: 3.5 %
- Leistungspotenzial *PP*: 22.5 MW/km²

- Maximierung der LL-Funktion aus einem zufälligen Startpunkt liefert Parameter

$$LL(\beta, \gamma_k, \lambda_k) = \sum_n \sum_i a_{ni} \cdot \left(\ln \left(\frac{Y_{ni} = \frac{\alpha_i + \beta \cdot x_{ni}}{e^{\frac{\alpha_j + \beta \cdot x_{nj}}{\lambda_k}}}}{\sum_{j \in B_k} e^{\frac{\alpha_j + \beta \cdot x_{nj}}{\lambda_k}}} \right) + \ln \left(\frac{e^{\gamma_k + \lambda_k I_{nk}}}{1 + e^{\gamma_k + \lambda_k I_{nk}}} \right) \right) + a_{n0} \cdot \ln \left(\frac{1}{1 + e^{\gamma_k + \lambda_k I_{nk}}} \right)$$

Parameter	Schätzer	Standardfehler	t-Statistik
β_1	3.2353	0.4935	6.5559***
γ	-51.5071	7.8616	-6.5517***
λ	1.0828	0.242	4.4742***
α_1	4.9968	0.887	5.6336***
α_2	-0.1652	0.2779	-0.5944
α_3	1.4592	0.3084	4.7313***
α_5	-0.4559	0.3192	-1.4283
α_6	-1.9102	0.4226	-4.5206***
α_7	-2.0419	0.5992	-3.4076***
α_8	-3.3863	0.917	-3.693***
R^2	0.1733		

* p<0.05, ** p<0.01, *** p<0.001

Geschätzte Parameter:

α_i Nutzen, der eine natürliche Präferenz für einen Turbinentyp beschreibt, die nicht durch wirtschaftliche Rentabilität abgedeckt ist
 β Nutzensteigerung einer erklärenden Variable auf der unteren Ebene
 γ Nutzensteigerung einer erklärenden Variable für ein Nest auf der oberen Ebene
 λ_k Maß für die Unabhängigkeit des nicht beobachtbaren Nutzens

Y_{ni} Nutzen einer Alternative im spez. Nest

- Berechnung des vorhergesagten “Marktanteils” je Turbinentyp und Region

$$P_{ni} = \frac{e^{\frac{\alpha_i + \beta \cdot x_{ni}}{\lambda}}}{\sum_{j \in B_k} e^{\frac{\alpha_j + \beta \cdot x_{nj}}{\lambda}}} \cdot \frac{e^{\gamma + \lambda \cdot I_{nk}}}{1 + e^{\gamma + \lambda \cdot I_{nk}}}$$

- Berechnung der installierten Gesamtkapazität

$$IC = \sum_i \sum_n InvF \cdot A_{ni}^{avail, sim} \cdot PP \cdot P_{ni} + Cap_{ni}^{sim}$$

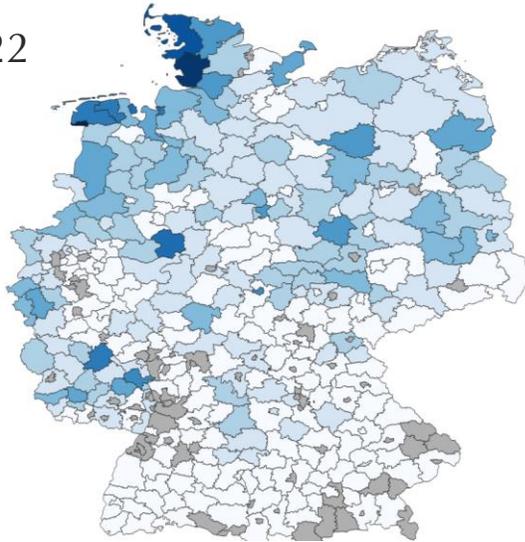
- *InvF* : skaliert vergangene Installationen auf den Zeitraum zwischen Basis- und Simulationsjahr
- *Cap_{ni}^{sim}* Bereits installierte Leistung im Zieljahr
- Iterativer Prozess: Wenn die installierte Kapazität unter der Zielkapazität liegt, wird die Vergütung erhöht und umgekehrt, bis das Ausbauziel erreicht ist

Jahr	Geschätzte Gesamtkapazität (GW)	Zielkapazität (GW)	Erforderliche Kompensation (ct/kWh)
2030	115,736	115	8,10
2035	158,554	157	8,27
2040	161,506	160	7,58

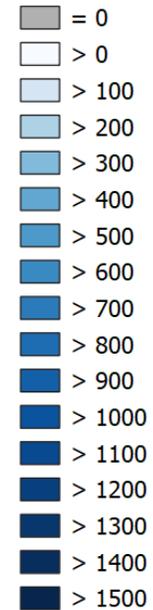
Grafische Ergebnisse auf NUTS3 Ebene

Investitionsmodell (VII/VII)

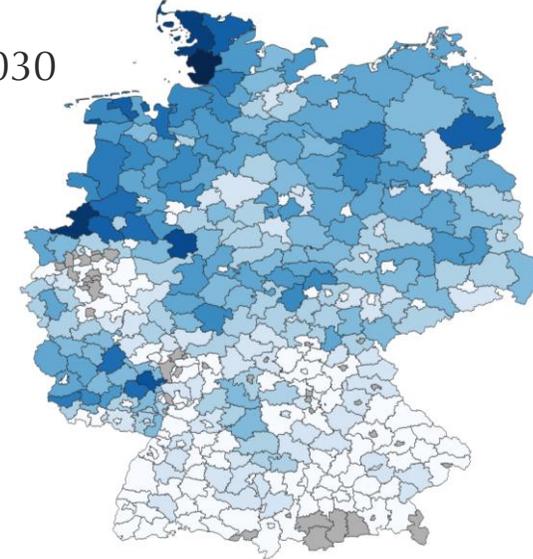
2022



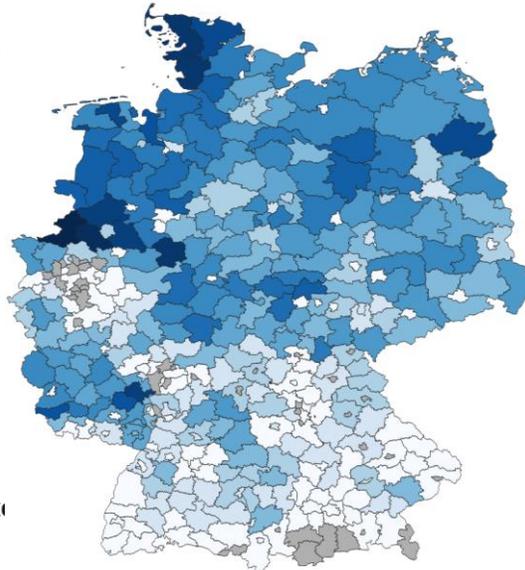
kW/km²



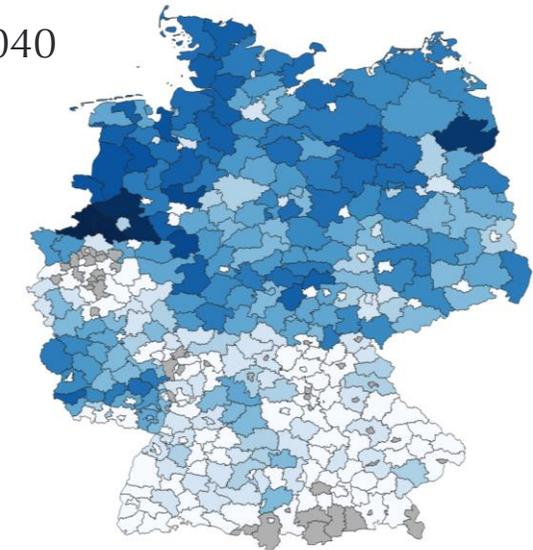
2030



2035



2040



- Stein, Tobias; Sieger, Lisa and Weber, Christoph, Disentangling Small-Scale Solar Photovoltaic Adoption: A Spatial Analysis of Decision Factors and Localized Interactions in Germany (October 18, 2023). HEMF Working Paper No. 06/2023, <http://dx.doi.org/10.2139/ssrn.4605917>
 - Untersucht Verbreitungsmuster von kleinen PV-Anlagen in Deutschland auf 1 km² Rasterebene
 - Räumliche Cluster beeinflussen die Verbreitung und große PV-Installationen haben direkte und indirekte (Spillover-) Effekte auf die Verbreitung von Dach-PV-Anlagen
 - Räumliche Abhängigkeiten werden mit ökonometrischen Modellen analysiert und es zeigt sich, dass Spillover-Effekte bei größeren Entfernungen abnehmen
- Meurer, F.; Breder, M.S.; Hobbie, H.; Scharf, H.; Bucksteeg, M.; Weber, C. (2024): Introducing a PV Obligation for New Buildings – A Case Study Evaluating the Effects in Germany
 - Analyse der Bedeutung einer PV-Verpflichtung für neue Wohn- und Nichtwohngebäude
 - Nutzung von MaStR-Daten und Bauinformationen auf NUTS 3-Ebene
 - PV-Pflicht auf Neubauten kann zwar signifikanten Beitrag zur Erreichung nationaler Ziele leisten, kann aber nur einen Teil des erforderlichen Wachstums abbilden
 - Notwendigkeit eines ausgewogenen Fokus auf neue und bestehende Gebäude

- Daten des MaStR: Grundlage für präzise Energiemodelle und Simulationen, einschließlich Szenarien zur Netzstabilität und Integration erneuerbarer Energien
 - Zentralisierte Datensammlung & Transparenz
 - Datenvielfalt- und tiefe: Technologie, geografische Verteilung, technische Spezifikationen, Betriebsdaten
 - Langfristige Datenverfügbarkeit
- Potenziale
 - Datenqualität und –vollständigkeit
 - Komplexität der Datenstruktur
 - Standardisierungsprobleme & Inkonsistenzen
 - Bsp. WEA: Leistungsangaben in kW/MW; gerundete Koordinaten
 - Integration mit anderen Datenquellen

Vielen Dank für Ihre Aufmerksamkeit

M.Sc. Yannik Pflugfelder

House of Energy Markets and Finance

University of Duisburg-Essen

R11 T07 C25 | Universitätsstraße 12 | 45141 Essen | Germany

Tel. +49 201/183-6458

Email: Yannik.Pflugfelder@uni-due.de

www.ewl.wiwi.uni-due.de



LinkedIn



Twitter



YouTube

Einspeisemodell

- **Pflugfelder, Yannik; Kramer, Hendrik; Weber, Christoph:** A novel approach to generate bias-corrected regional wind infeed timeseries based on reanalysis data. In: *Applied Energy*, Jg. 2024 (2024) Nr. 361.
[doi:10.1016/j.apenergy.2024.122890](https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2024.122890)
- Holttinen, H.** Wind Integration: Experience, Issues and Challenges. [Buchverf.] Peter Lund, et al. *Advances in Energy Systems: The Large-scale Renewable Energy Integration Challenge*. 2019.
- Davidson, M. und Millstein, D.** Limitations of reanalysis data for wind power applications. *Wind Energy*. 25, 2022, Bd. 9.
- ENTSO-E.** Mid-term adequacy Forecast Appendix 2. *Methodology*. [Online] 2019. [Zitat vom: 22. 11 2022.] https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/sdc-documents/MAF/2019/MAF-2019-Appendix_2-Methodology.pdf.
- Ren, Guorui, et al.** Overview of wind power intermittency: Impacts, measurements, and mitigation solutions. *Applied Energy*. 204, 2017.
- Emeis, Stefan.** Current issues in wind energy meteorology. *Meteorological Applications*. 2014.
- Olauson, Jon.** ERA5: The new champion of wind power modelling? *Renewable Energy*. 126, 2018.
- Gupta, S und Nema, R.** A Critical Review on Wind Turbine Power Curve Modelling Techniques and Their Applications in Wind Based Energy Systems. *Journal of Energy*. 2016.
- Kaspar, Frank, et al.** Regional atmospheric reanalysis activities at Deutscher Wetterdienst: review of evaluation results and application examples with a focus on renewable energy. *Adv. Sci. Res.* 2020.
- Hersbach, Hans, et al.** The ERA5 global reanalysis. *Copernicus Climate Change Service, Climate Data Store*. [Online] [Zitat vom: 1. 10 2022.] cds.climate.copernicus.eu/cdsapp#!/dataset/reanalysis-era5-single-levels?tab=overview.
- Brune, Sebastian, Keller, Jan D. und Wahl, Sabrina.** Evaluation of wind speed estimates in reanalyses for wind energy applications. *Advances in Science and Research*. 2021, 18, S. 115–126.
- Murcia, Juan, et al.** Validation of European-scale simulated wind speed and wind generation time series. *Applied Energy*. 305, 2022.
- Jourdier, Bénédicte.** Evaluation of ERA5, MERRA-2, COSMO-REA6, NEWA and AROME to simulate wind power production over France. *Adv. Sci. Res. (Advances in Science and Research)*. 17, 2020.

Einspeisemodell

Pöstges, Arne und Weber, Christoph. *Identifying key elements for adequate simplifications of investment choices -- the case of wind energy expansion.* s.l. : HEMF Working Paper No. 01/2021, 2021.

Browner, Michael. *Wind Resource Assessment: A Practical Guide to Developing a Wind Project.* s.l. : John Wiley & Sons, Inc. , 2012.

White, Halbert. A heteroskedasticity-consistent covariance matrix estimator and a direct test for heteroskedasticity. *Econometrica.* 48, 1980.

Bundesnetzagentur. *Marktstammdatenregister.* [Online] [Zitat vom: 1. 10 2022.] <https://www.marktstammdatenregister.de/MaStR/>.

The Wind Power. Databases and Reports. [Online] [Zitat vom: 1. 10 202.] www.thewindpower.net.

eurostat. GISCO: Geographical Information and maps. [Online] <https://ec.europa.eu/eurostat/en/web/gisco/geodata/reference-data/administrative-units-statistical-units/nuts>.

Bundesamt für Kartographie und Geodäsie. WMS Digitales Geländemodell Gitterweite 200 m (wms_dgm200). [Online] 2019. <https://gdz.bkg.bund.de/index.php/default/wms-digitales-gelandemodell-gitterweite-200-m-wms-dgm200.html>.

Netztransparenz.de. Informationsplattform der deutschen Übertragungsnetzbetreiber. [Online] [Zitat vom: 1. 10 2022.] www.netztransparenz.de.

Avacon. Einspeisemanagement - Abgeschlossene Maßnahmen. [Online] [Zitat vom: 1. 10 2022.] <https://www.avacon-netz.de/de/energie-einspeisen/einspeisemanagement/veroeffentlichungen/abgeschlossene-massnahmen.html#>.

E.dis-Netz. Einspeisemanagement - Abgeschlossene Maßnahmen. [Online] [Zitat vom: 1. 10 2022.] <https://www.e-dis-netz.de/de/energie-einspeisen/einspeisemanagement/veroeffentlichungen/abgeschlossene-massnahmen.html>.

Sh-Netze. Einspeisemanagement - Abgeschlossene Maßnahmen. [Online] [Zitat vom: 1. 10 2022.] <https://www.sh-netz.com/de/energie-einspeisen/einspeisemanagement/veroeffentlichungen/abgeschlossene-massnahmen.html>.

Bundesnetzagentur, Bundeskartellamt. *Monitoringbericht 2022.* 2022.

ENTSO-E. Transparency Platform, Actual Generation per Production Type. [Online] 2021. [Zitat vom: 3. 11 2022.] <https://transparency.entsoe.eu/>.

Jung, Christopher und Schindler, Dirk. The role of the power law exponent in wind energy assessment: A global analysis. *Interantional Journal of Energy Research.* 45, 2021, 6.

—. On the inter-annual variability of wind energy generation – A case study from Germany. *Applied Energy.* 230, 2018.

European Union, Copernicus Land Monitoring Service. s.l. : European Union, Copernicus Land Monitoring Service 2018, European Environment Agency (EEA), 1. 10 2022.

Investitionsmodell

- Ansari, A., Bawa, K. & Ghosh, A., 1995.** A Nested Logit Model of Brand Choice Incorporating Variety-Seeking and Marketing-Mix Variables. *Marketing Letters*, 6(3), pp. 199-210.
- Ben-Akiva, M. E. & Lerman, S. R., 1985.** *Discrete Choice Analysis: Theory and Application to Travel Demand*. s.l.:s.n.
- BKG, 2023.** Digitales Geländemodell Gitterweite 200. [Online] Available at: www.bkg.bund.de
- BMWK, 2022.** Neuer Schwung für erneuerbare Energien. [Online] Available at: <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Schlaglichter-der-Wirtschaftspolitik/2022/10/05-neuer-schwung-fuer-erneuerbare-energien.html>
- BNetzA, 2022.** Marktstammdatenregister. [Online] Available at: <https://www.marktstammdatenregister.de/MaStR>
- Bons, M. et al., 2022.** Analyse der Flächenverfügbarkeit für Windenergie an Land post-2030, s.l.: s.n.
- Brower, M., 2012.** *Wind Resource Assessment*. Hoboken, NJ, USA: John Wiley & Sons, Inc..
- Deutsche Bundesregierung, 2023.** „Wind-an-Land-Gesetz“ - Mehr Windenergie für Deutschland. [Online] Available at: <https://www.bundesregierung.de/breg-de/themen/klimaschutz/wind-an-land-gesetz-2052764>
- EU, 2015.** *Regions in the European Union - Nomenclature of territorial units for statistics*, Luxembourg: Publications Office of the European Union.
- European Union, 2015.** *Regions in the European Union - Nomenclature of territorial units for statistics*, Luxembourg: Publications Office of the European Union.
- European Union, 2018.** Copernicus Land Monitoring Service. [Online] Available at: <https://land.copernicus.eu/>
- European Union, 2022.** Nationally designated areas (CDDA). [Online] Available at: <https://www.eea.europa.eu/data-and-maps/data/nationally-designated-areas-national-cdda-12>
- Hersbach, H. et al., 2023.** ERA5 hourly data on single levels from 1940 to present. [Online] Available at: <https://cds.climate.copernicus.eu/cdsapp#!/home>
- Knorr, K., 2016.** Modellierung von raum-zeitlichen Eigenschaften der Windenergieeinspeisung für wetterdatenbasierte Windleistungssimulationen. [Online] Available at: <https://kobra.uni-kassel.de/handle/123456789/2017020852024>
- Koppelman, F. S. & Bhat, C., 2006.** *A Self Instructing Course in Mode Choice Modeling: Multinomial and Nested Logit Models*. s.l.:s.n.
- McFadden, D., 1974.** Conditional logit analysis of qualitative choice behavior. *Frontiers in econometrics*, pp. 105-142.
- Moser, A. et al., 2020.** *Wissenschaftliches Gutachten Begleitung Netzentwicklungsplan 2030 (NEMO VII)*, Aachen: s.n.
- Pape, C. & Geiger, D., 2023.** *Regionalisierung des Ausbaus der Erneuerbaren Energien*, Kassel: s.n.
- Pöstges, A. & Weber, C., 2021.** Identifying Key Elements for Adequate Simplifications of Investment Choices – The Case of Wind Energy Expansion. HEMF Working Paper No. 01/2021, p. <https://ssrn.com/abstract=3777917>.
- Schmid, T., Jetter, F., Limmer, T. & Wagner, U., 2021.** *Regionalisierung des Ausbaus der Erneuerbaren Energien. Begleitdokument zum Netzentwicklungsplan Strom 2035*, München: s.n.
- thewindpower, 2022.** thewindpower Wind Energy Market Intelligence. [Online] Available at: <https://www.thewindpower.net/>
- Train, K. E., 2009.** *Discrete choice methods with simulation*. 2 Hrsg. New York, NY: Cambridge Univ. Press.