

Was kosten unveränderte Landschaften?

Eine Analyse impliziter Bewertungen der Windkraft in Österreich

Sebastian Wehrle

Branchenplattform Windenergie
IG Windkraft

18. Jänner 2022



INWE 

Institut für
Nachhaltige
Wirtschaftsentwicklung

Wie soll die Zukunft aussehen?





Vielzahl an *Externalitäten*

- Wirkung auf das Stromsystem
 - „Integrationskosten“
- Wirkung auf Mensch und Umwelt
 - Landschaftsbild
 - Kollision mit Vögeln, Fledermäusen, Insekten
 - Geräuscentwicklung
 - Möglicherweise Wirkung auf Immobilienpreise

Wie groß sind diese Externalitäten?

- Eine Antwort auf diese Frage würde die Planung eines „optimalen“ Stromsystems ermöglichen

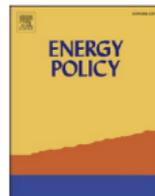


ELSEVIER

Contents lists available at [ScienceDirect](https://www.sciencedirect.com)

Energy Policy

journal homepage: www.elsevier.com/locate/enpol



The cost of undisturbed landscapes

Sebastian Wehrle^{*}, Katharina Gruber, Johannes Schmidt

Institute for Sustainable Economic Development, University of Natural Resources and Life Sciences, Feistmantelstrasse 4, 1180, Vienna, Austria

ARTICLE INFO

JEL classification:

L98
Q42
C61

Keywords:

Externalities
Wind power
System design
Policy

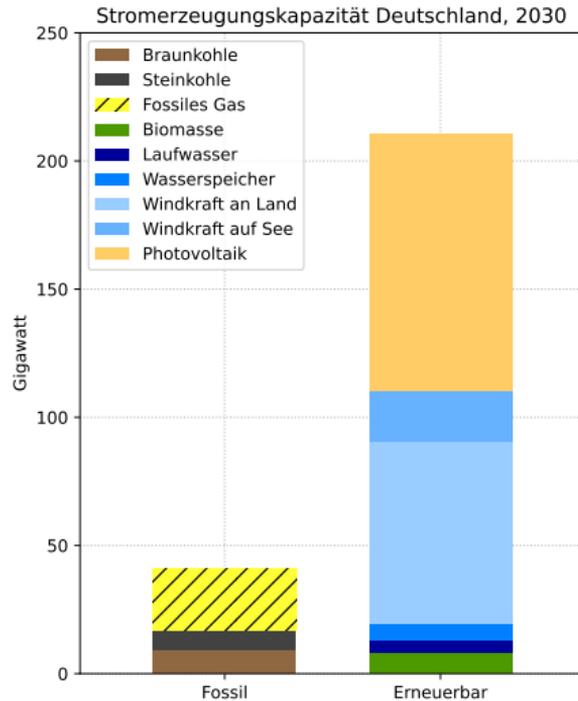
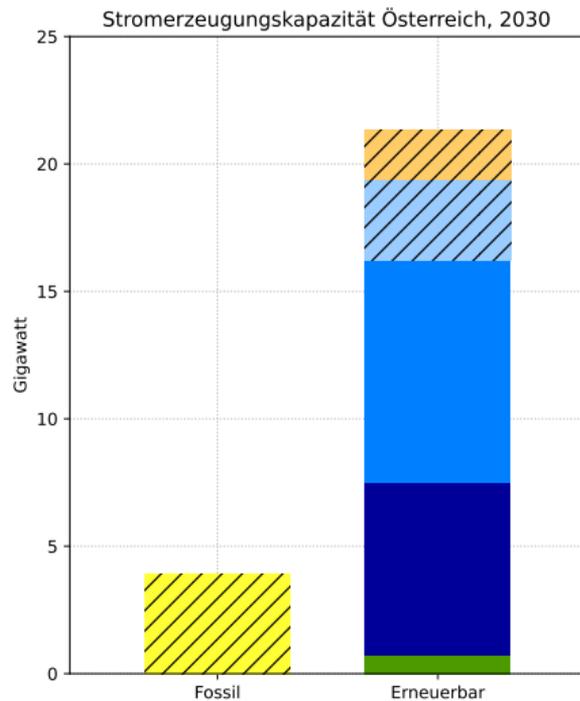
ABSTRACT

By 2030, Austria aims to meet 100% of its electricity demand from domestic renewable sources, such as wind energy. Apart from the benefit of reducing CO₂ emissions and, potentially, system cost, wind power is also associated with negative impacts at the local level, particularly its interference with landscape aesthetics. Some of these negative impacts might be avoided by using alternative renewable energy technologies. To better understand the trade-offs involved, we quantify the opportunity cost of wind power versus its best feasible alternative, which is solar photovoltaics in Austria. Methodologically, our analysis relies on the power system model *medea*, a technology-rich, partial-equilibrium model of the Austro-German electricity and district heating markets. Our findings suggest that the cost of undisturbed landscapes is considerable, even more so when solar PV is mainly realised on rooftops. Under a wide range of assumptions, the opportunity cost of wind power is high enough to allow for significant compensation of the ones affected by local, negative wind turbine externalities.



mit *medea* (unter MIT-Lizenz veröffentlicht)

- Strom- und Fernwärmesystem
- in Österreich und Deutschland
- partielles Gleichgewichtsmodell
- vollständige Wohlfahrtsanalyse
- lineare numerische Optimierung
- Minimierung der Gesamtsystemkosten
- Investitionen
- Kraftwerkseinsatz
- mehr als 30 Umwandlungs- und Speichertechnologien
- Kennlinienfelder für Kraft-Wärme-Kopplung
- hohe zeitliche Auflösung (Stunden)
- hohe räumliche Auflösung der EE-Potenziale (250m-Raster)



- 100 % erneuerbare Stromerzeugung (national, bilanziell)
- Aber rund 10 % des Stromverbrauchs ausgenommen
- Insgesamt wenigstens 78.3 TW h erneuerbare Stromerzeugung
- Davon wenigstens 21 TW h aus Windkraft und Photovoltaik
- Fossiler KWK-Einsatz macht Österreich zum Nettoexporteur von Strom

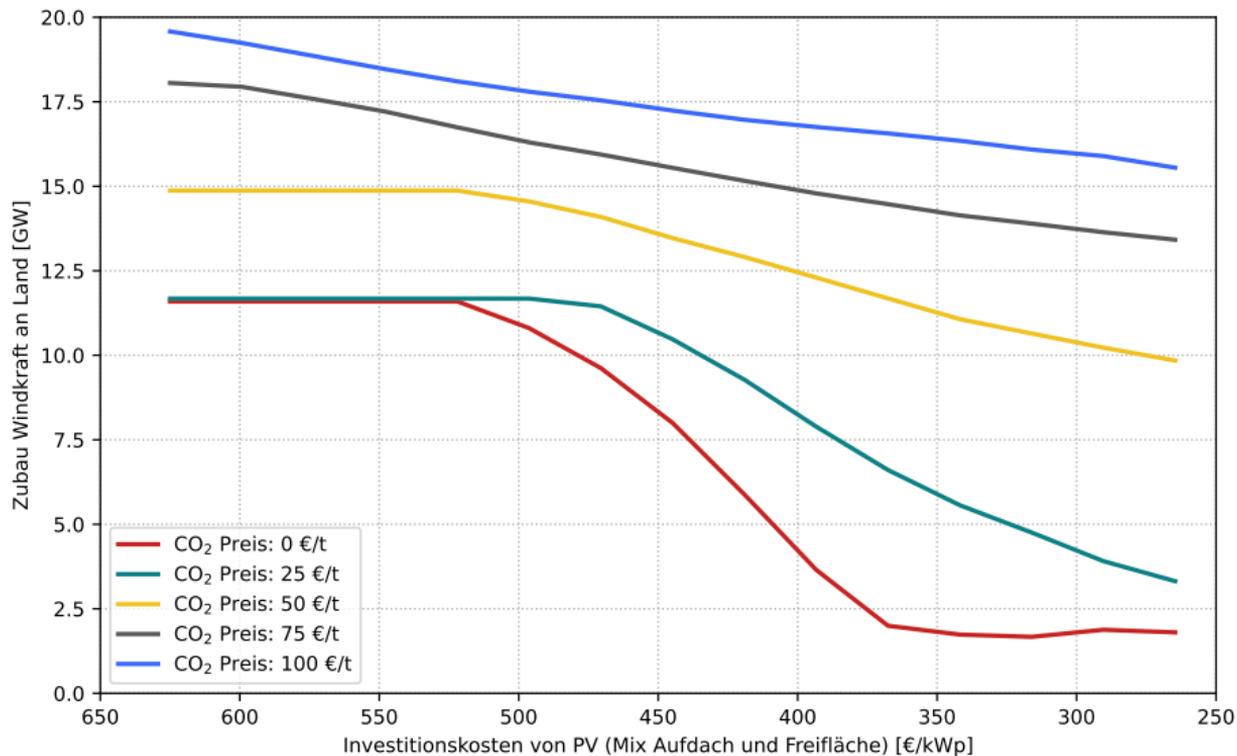
Technologiekosten 2030

	EUR/kW
Windkraft	1040
PV Aufdach	870
PV Freifläche	380
PV Mix (50/50)	625

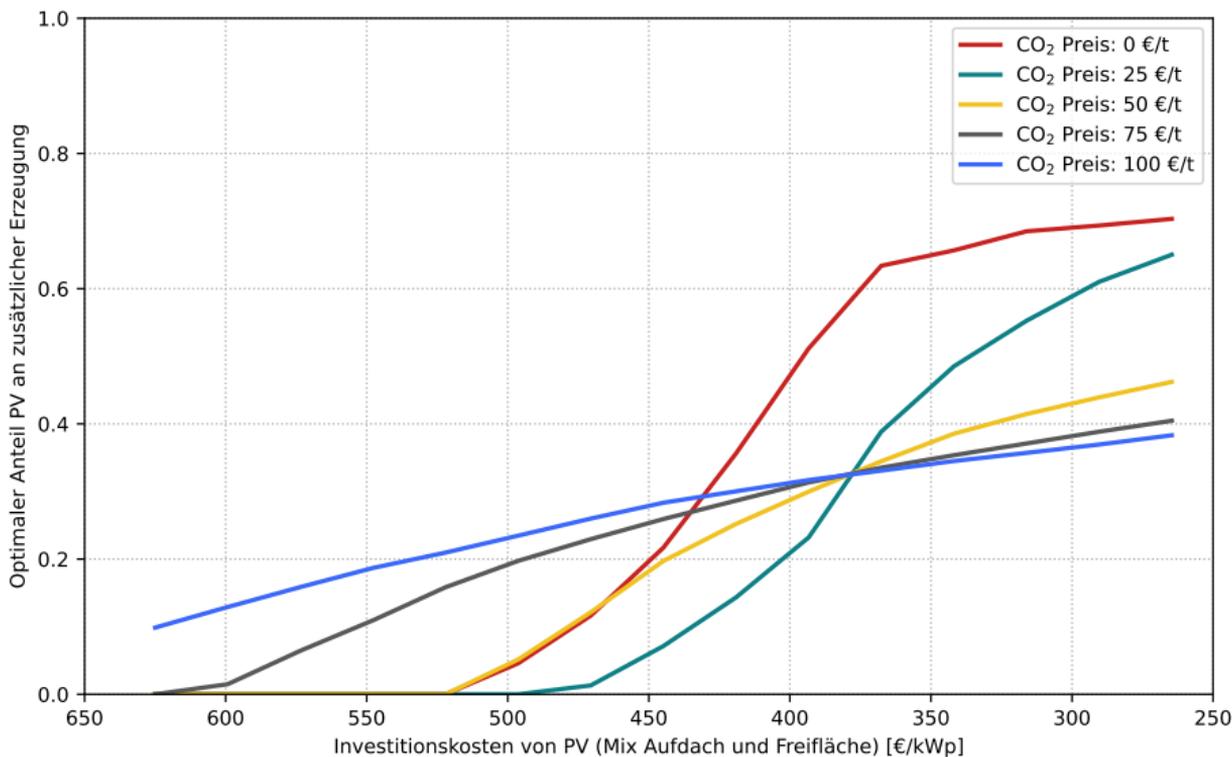


Welcher Kapazitätszubau ist *energiewirtschaftlich* optimal?

Ergebnis 1: Optimaler Zubau der Windkraft



Ergebnis 1: Optimaler Anteil Photovoltaik



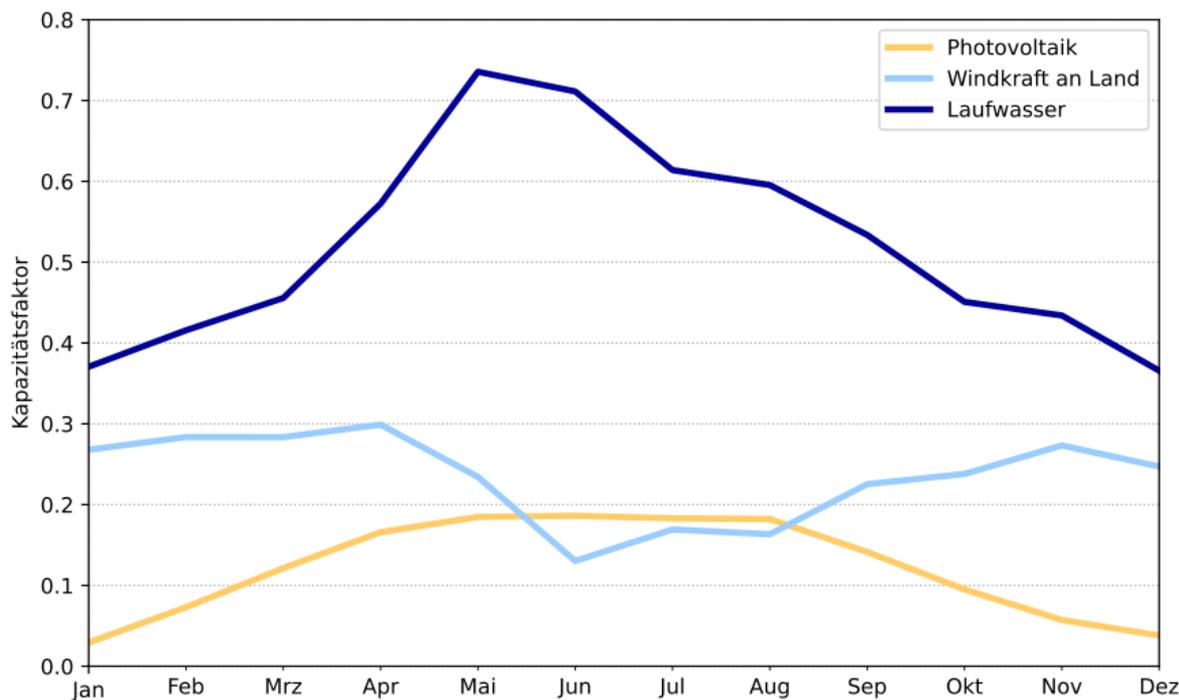


Abbildung: Mittlerer monatlicher Kapazitätsfaktor, Österreich 2016-2020

Warum?

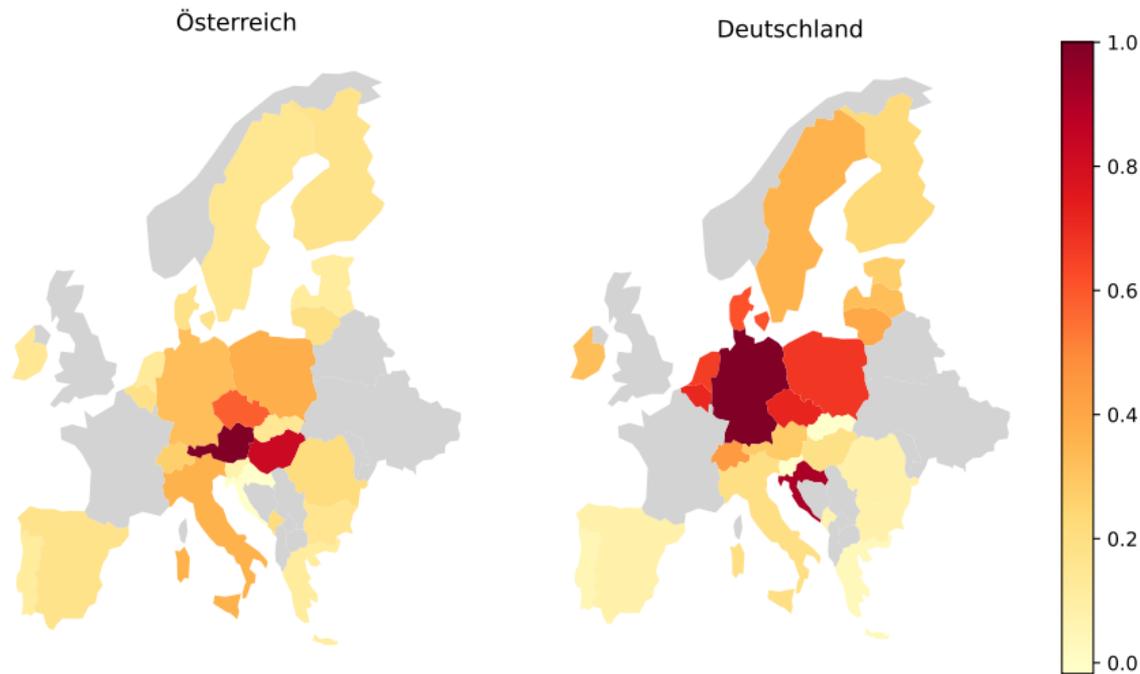


Abbildung: Korrelation der stündlichen Stromerzeugung aus Windkraft an Land, 2016-2020



Was passiert, wenn weniger als die optimale Leistung an Windkraft zugebaut wird?

Ergebnis 2



- Gesamtkosten steigen
- Nettoexporte sinken
- Größere (fossile) Reserve notwendig
- Reserve wird öfter eingesetzt
 - Mehr CO₂
 - Mehr Luftschadstoffe (NO_x, SO_x, PM, etc)
- Größerer (direkter) Flächenverbrauch

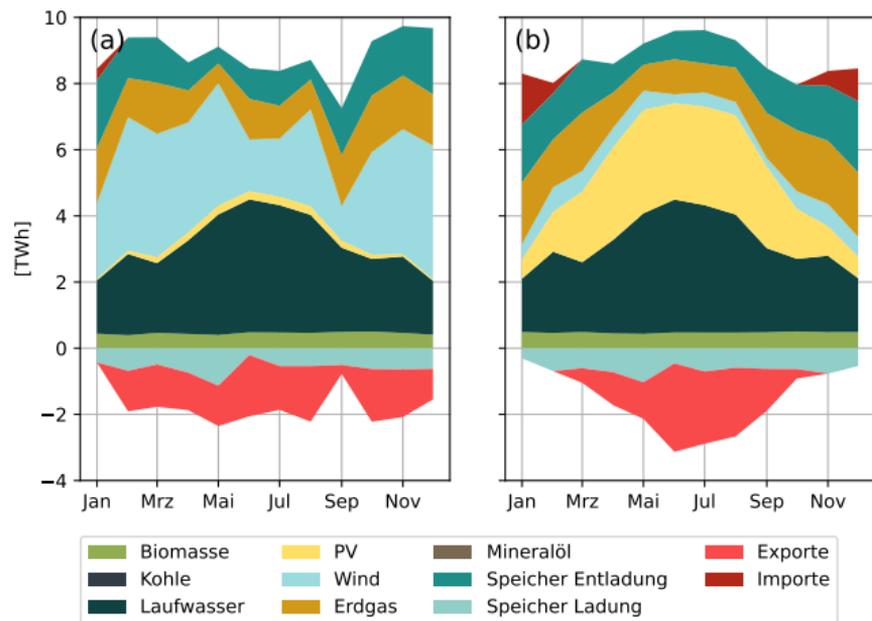
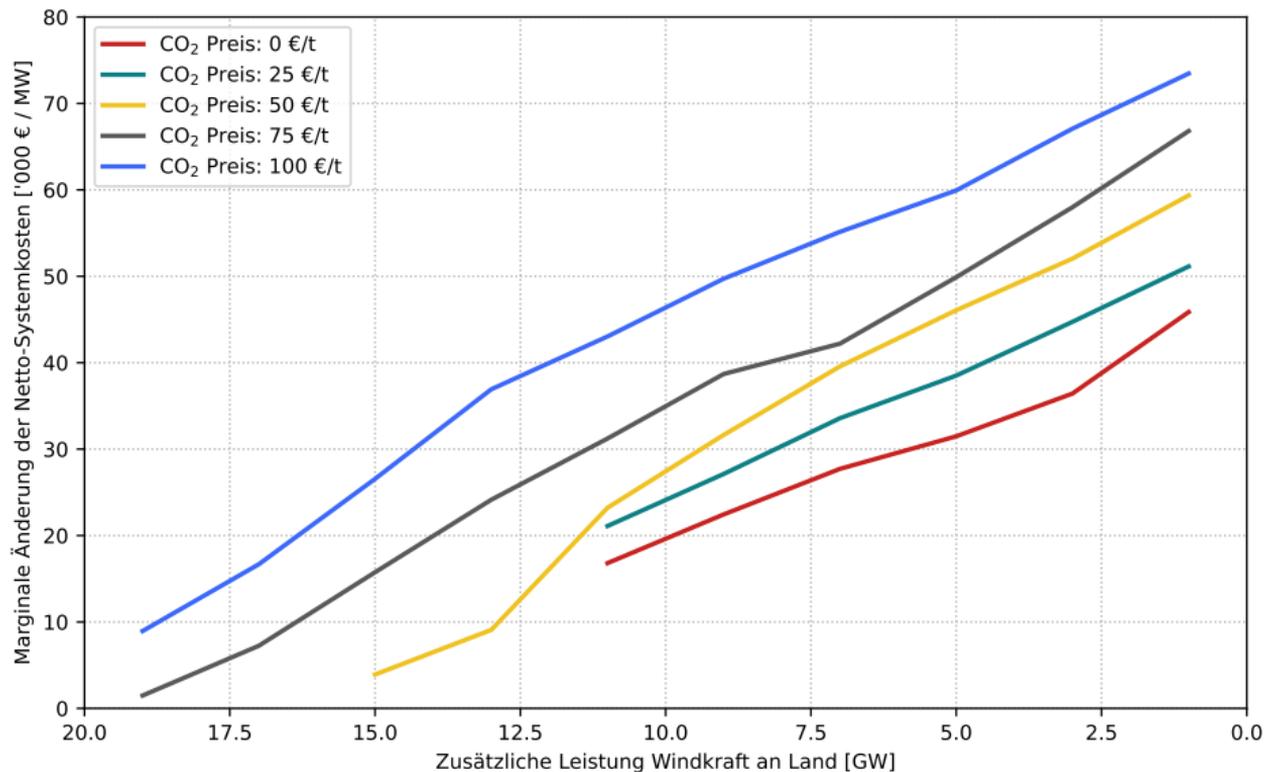


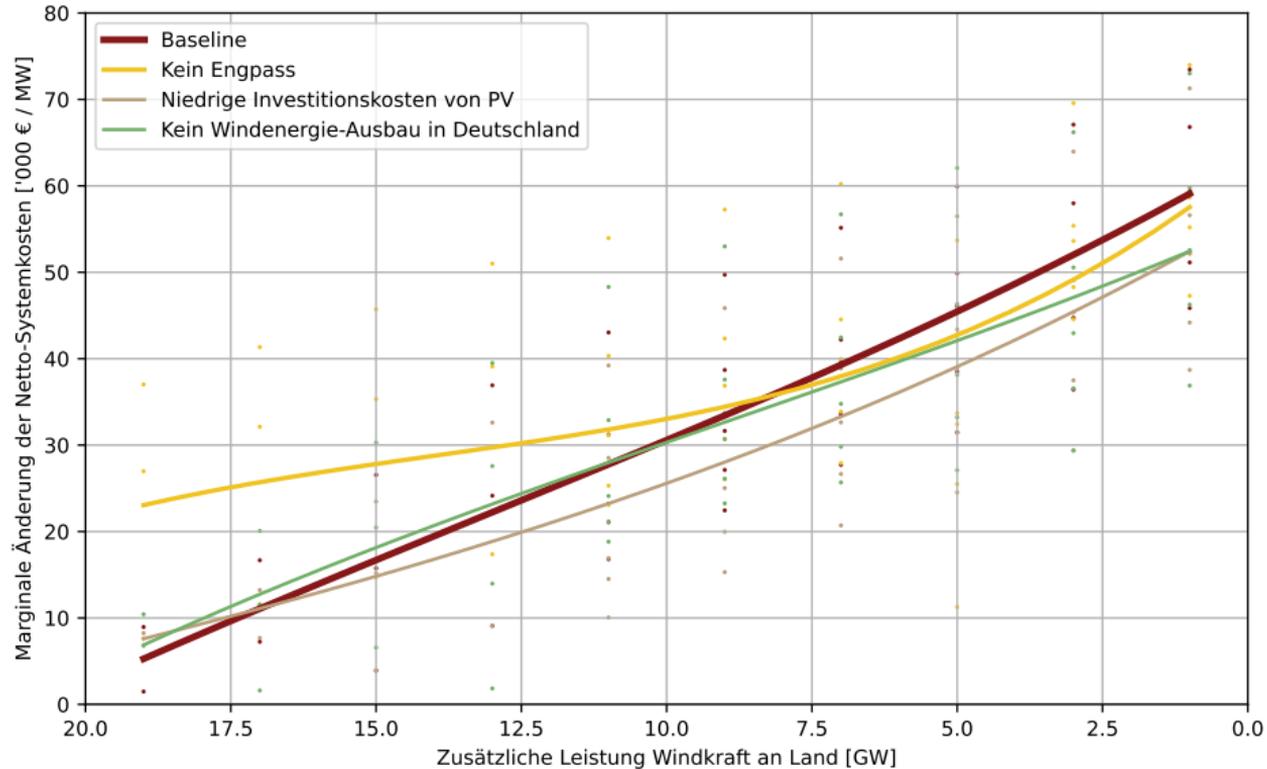
Abbildung: Monatliche Stromerzeugung in Österreich 2030 bei maximalem Ausbau von (a) Windkraft und (b) PV

Opportunitätskosten der Windkraft



Quelle: eigene Berechnungen

Sind diese Ergebnisse robust?





- Werden politische Entscheidungen rational getroffen, so sollten die Opportunitätskosten der Windkraft ihren externen Kosten entsprechen
- Ist das politische Handeln nicht rational, so ist der Abstand zwischen den tatsächlichen externen Kosten und den Opportunitätskosten der Windkraft ein Maß für die ökonomische Ineffizienz der getroffenen Entscheidungen
- Gemessen am Regierungsziel von +11 TW h Photovoltaik und +10 TW h Windkraft, betragen die jährlichen Opportunitätskosten der Windkraft im Mittel der Szenarien 48 900 €/MW
- Über die Lebensdauer einer modernen 4 MW Turbine, entspricht das fast 3 Mio Euro



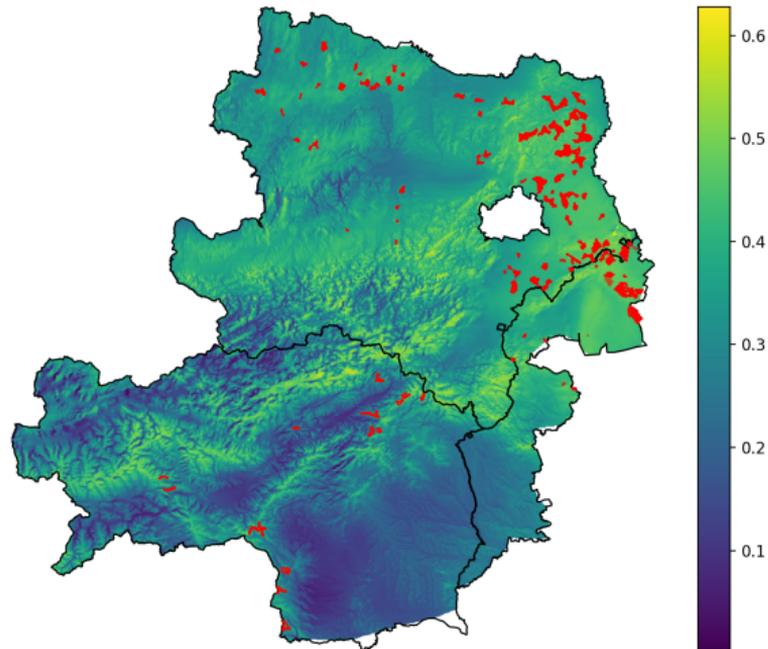
- Sollten die Opportunitätskosten der Windkraft höher als die durch Windturbinen verursachten „Schäden“ sein, so könnte die Opportunität genutzt werden um Kompensationen zu finanzieren
- Beispiele für mögliche Finanzierungsmodelle
 - Verbraucher zahlen Windkraftumlage in Höhe der vermiedenen Systemkosten. Anrainer erhalten Zahlungen.
 - PV-Betreiber zahlen für Systemintegration. Erlöse werden für Kompensationen genutzt.

Welcher Kapazitätszubau ist *gesellschaftlich* optimal?

Welche sozialen Kosten verursacht die Windkraft?



Abbildung: Jährlicher Kapazitätsfaktor (beste derzeit errichtete Turbine) und Windkraft-Zonen in Niederösterreich, der Steiermark und dem Burgenland (rot)



Vielen Dank

Mag. Sebastian Wehrle

Wissenschaftlicher Mitarbeiter

Universität für Bodenkultur Wien

Department für Wirtschafts- und Sozialwissenschaften
Institut für Nachhaltige Wirtschaftsentwicklung

 sebastian.wehrle@boku.ac.at

 [@SebWehrle](https://twitter.com/SebWehrle)

 [SebWehrle](https://github.com/SebWehrle)



INWE 

Institut für
Nachhaltige
Wirtschaftsentwicklung



Quellen

- S. Wehrle, K. Gruber, J. Schmidt (2021): *The cost of undisturbed landscapes*, Energy Policy, Vol. 159, 112617. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2021.112617>.
- S. Wehrle, J. Schmidt: *medea - a power system model*, GitHub repository, <https://github.com/inwe-boku/medea>
- Open Power System Data (2022): *Data Package Time series*. Version 2020-10-06. https://doi.org/10.25832/time_series/2020-10-06
- ENTSO-E Transparency Platform (2022): *Aggregate Generation per Type*, <https://transparency.entsoe.eu/generation/r2/actualGenerationPerProductionType/show>
- Technical University of Denmark (2021): *Global Wind Atlas 3.0*, <https://globalwindatlas.info>