

Räumliche Zielkonflikte zwischen Gestehungskosten und Anwohnerschutz beim Ausbau der Windenergie in Deutschland

(1) Energiepolitik

Philip TAFARTE^{1 (1,2)}, Paul LEHMANN^(1,2)

(1) Universität Leipzig, (2) Helmholtzzentrum für Umweltforschung Leipzig (UFZ)

Motivation und zentrale Fragestellung

Der staatlich geförderte Ausbau erneuerbarer Energien bildet die Basis für die Energiewende und leistet einen wichtigen Beitrag für den Umwelt- und Klimaschutz. Bei der Nutzung erneuerbarer Energien kommt es jedoch auch zu negativen Auswirkungen auf Mensch und Natur. Bei dem Ausbau der Windenergie an Land werden diese Zielkonflikte unter anderem zwischen einer kostengünstigen Stromerzeugung einerseits und negativen Auswirkungen der Windenergieanlagen auf Anwohner andererseits ersichtlich.

Wie groß diese Zielkonflikte sind und wie sich diese verändern bei weiter fortschreitendem Ausbau der Windenergie an Land, ist eine offene Frage.

Anhand einer Fallstudie für Deutschland werden hierzu Antworten gegeben und der Lösungsraum für eine nachhaltige räumliche Allokation von Windkraftanlagen bestimmt.

Methodische Vorgangsweise

Auf Basis einer GIS-basierten Modellierung von potenziellen Standorten von Windkraftanlagen [1, 2], wurden sowohl Stromgestehungskosten als auch Anwohnerkosten für jede dieser über 106.000 potenziellen Anlagenstandorte in Deutschland bestimmt.

Stromgestehungskosten wurden dabei aus Klimadaten [3], Anlagenleistungskennlinien [4] und Anlagenkosten [5] bestimmt, die Anwohnerkosten hingegen anhand einer Modellierung abstandsabhängiger Anwohnerkosten und der betroffenen lokalen Einwohnerzahl approximiert auf Basis publizierter Zahlungsbereitschaftsanalysen [6, 7].

Diese monetäre Bewertung von Stromgestehungskosten und Anwohnerkosten erlaubt einerseits einen direkten Vergleich beider Kostenbestandteile und eine optimale Auswahl von Standorten sowohl hinsichtlich der Stromgestehungskosten als auch der Anwohnerkosten. Gleichfalls ist so auch eine gesamt-kostenminimalen Allokation auf Basis von Stromgestehungskosten und Anwohnerkosten bestimmbar.

Dadurch lassen sich Zielkonflikte (Trade-Offs) monetär bestimmen und minimieren wie auch der insgesamt zur Verfügung stehende Lösungsraum und damit verbundene Kosten für die Allokation von Windenergieanlagen für unterschiedliche Ausbaustufen der Windenergie an Land bestimmen.

Neben einer ökonomischen Bewertung und Optimierung der Allokationen können diese Resultate auch wieder in das GIS-Modell zurückgespeist werden und so die räumlichen Muster der Allokation von Windenergieanlagen untersucht werden, die aus der Verfolgung der unterschiedlichen Nachhaltigkeitskriterien resultieren.

Ergebnisse und Schlussfolgerungen

Für die Windenergienutzung an Land in Deutschland konnten, auf Basis vorläufiger Ergebnisse, deutliche Differenzen und damit Zielkonflikte zwischen einer gestehungskostenminimalen Allokation einerseits und eine anwohnerkostenminimalen Allokation andererseits, identifiziert und bestimmt werden (Abbildung 1).

Gleichfalls hat das Ausbauziel der Windenergie an Land selbst Einfluss auf die Stärke der Zielkonflikte, den möglichen Lösungsraum für die Allokation und das damit verbundene räumliche Verteilungsmuster der Windkraftanlagen (Abbildung 2). Die resultierenden räumlichen Muster einer nach Stromgestehungskosten bzw. Anwohnerkosten optimierten Allokation unterschieden sich deutlich. Dies ist Folge räumlich heterogener Windpotenziale als auch der Siedlungsstrukturen und

¹ Universität Leipzig, Wirtschaftswissenschaftliche Fakultät, Institut für Infrastruktur und Ressourcenmanagement, Ritterstr. 12, 04109 Leipzig / Tel. ++49 341 97 33608 / tafarte@wifa.uni-leipzig.de / <https://home.uni-leipzig.de/multiplee/index.php/kontakt/>

der Siedlungsdichte, welche entscheidenden Einfluss auf die Anwohnerkosten hat und ein Ansatzpunkt weitergehender räumlicher Analysen ist.

Über alle potenziellen 106.000 Windkraftanlagenstandorte und eine mit 20 Jahren angenommene Nutzungsdauer der Windkraftanlagen, liegen die kumulierten Anwohnerkosten mit 886 Mrd. Euro in der gleichen Größenordnung wie die kumulierten Stromgestehungskosten von 755 Mrd. Euro. Das jährliche Energieerzeugungspotenzial liegt mit 777,8 TWh/a dabei rund 10-fach über dem heutigen Ausbaustand der Windkraftnutzung an Land. Dies eröffnet Freiheitsgrade bei der Allokation der Windenergie an Land um den weiteren Ausbau zu optimieren.

Ausblick: Im weiteren Verlauf der Forschungsarbeiten wird dieser Ansatz durch zusätzliche Kostenkomponenten bzw. Nachhaltigkeitsziele ergänzt werden, im Speziellen zu Beeinträchtigungen des Landschaftsbildes und dem Naturschutz bzw. der Artenvielfalt.

Minimalkostenallokation

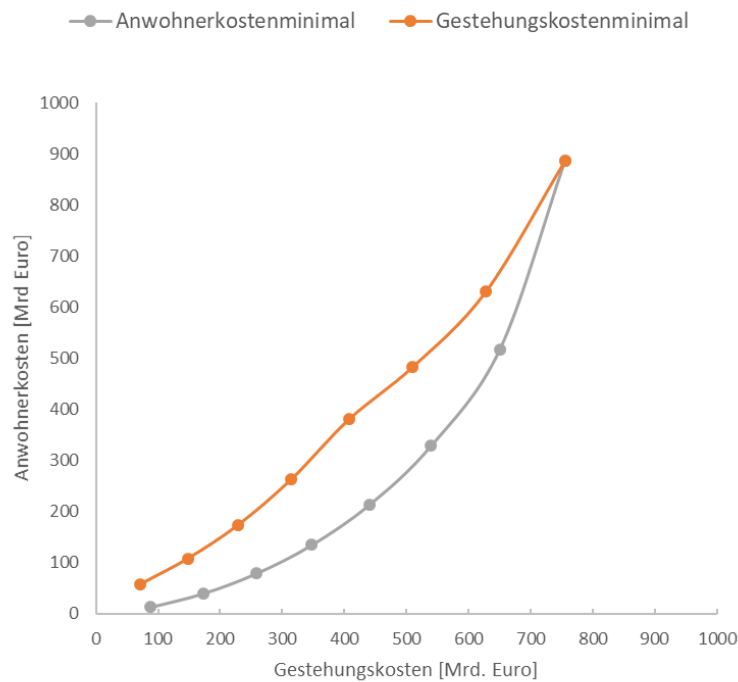


Abbildung 1: Kostenkurven einer nach Gestehungskosten bzw. Anwohnerkosten optimierten Allokation Windenergieanlagen an Land in Deutschland.

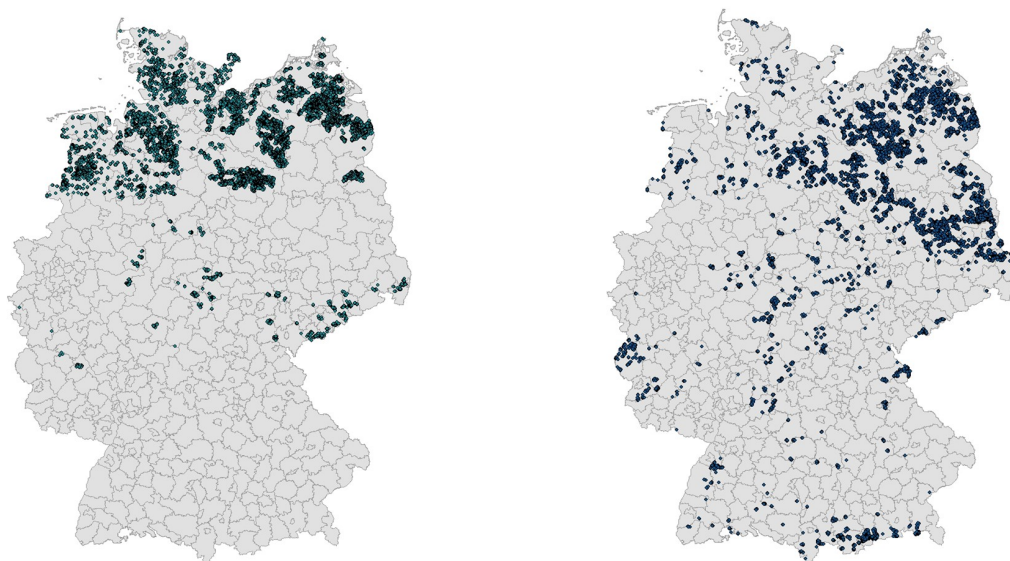


Abbildung 2: Verteilungsmuster der Windenergieanlagen einer gestehungskostenminimalen Allokation (links) und einer anwohnerkostenminimalen Allokation (rechts) bei einem Ausbauziel von 200TWh/a.

Literatur

- [1] Drechsler, M., et al., Efficient and equitable spatial allocation of renewable power plants at the country scale. *Nature Energy*, 2017. 2: p. 17124.
- [2] Masurowski, F., Eine deutschlandweite Potenzialanalyse für die Onshore-Windenergie mittels GIS einschließlich der Bewertung von Siedlungsdistanzenänderungen., in *System Science2016*, Osnabrück: Osnabrück.
- [3] DWD, G.M.S., Satzbeschreibung für digitale Weibulldaten (Skalen- und Formparameter), G.M. Service, Editor 2014: Offenbach.
- [4] Eichhorn, M., P. Tafarte, and D. Thrän, Towards energy landscapes – “Pathfinder for sustainable wind power locations”. *Energy*, 2017.
- [5] Anna-Kathrin Wallasch, Silke Lüers, and D.-I.K. Rehfeldt, KOSTENSITUATION DER WINDENERGIE AN LAND IN DEUTSCHLAND - UPDATE, 2015, Deutsche WindGuard. p. 65.
- [6] Zerrahn, A., Wind Power and Externalities. *Ecological Economics*, 2017. 141: p. 245-260.
- [7] Wen, C., et al., Valuing the visual impact of wind farms: A calculus method for synthesizing choice experiments studies. *Science of The Total Environment*, 2018. 637-638: p. 58-68.