



**Düsseldorf Institute  
for Competition Economics**

Heinrich Heine University of Düsseldorf

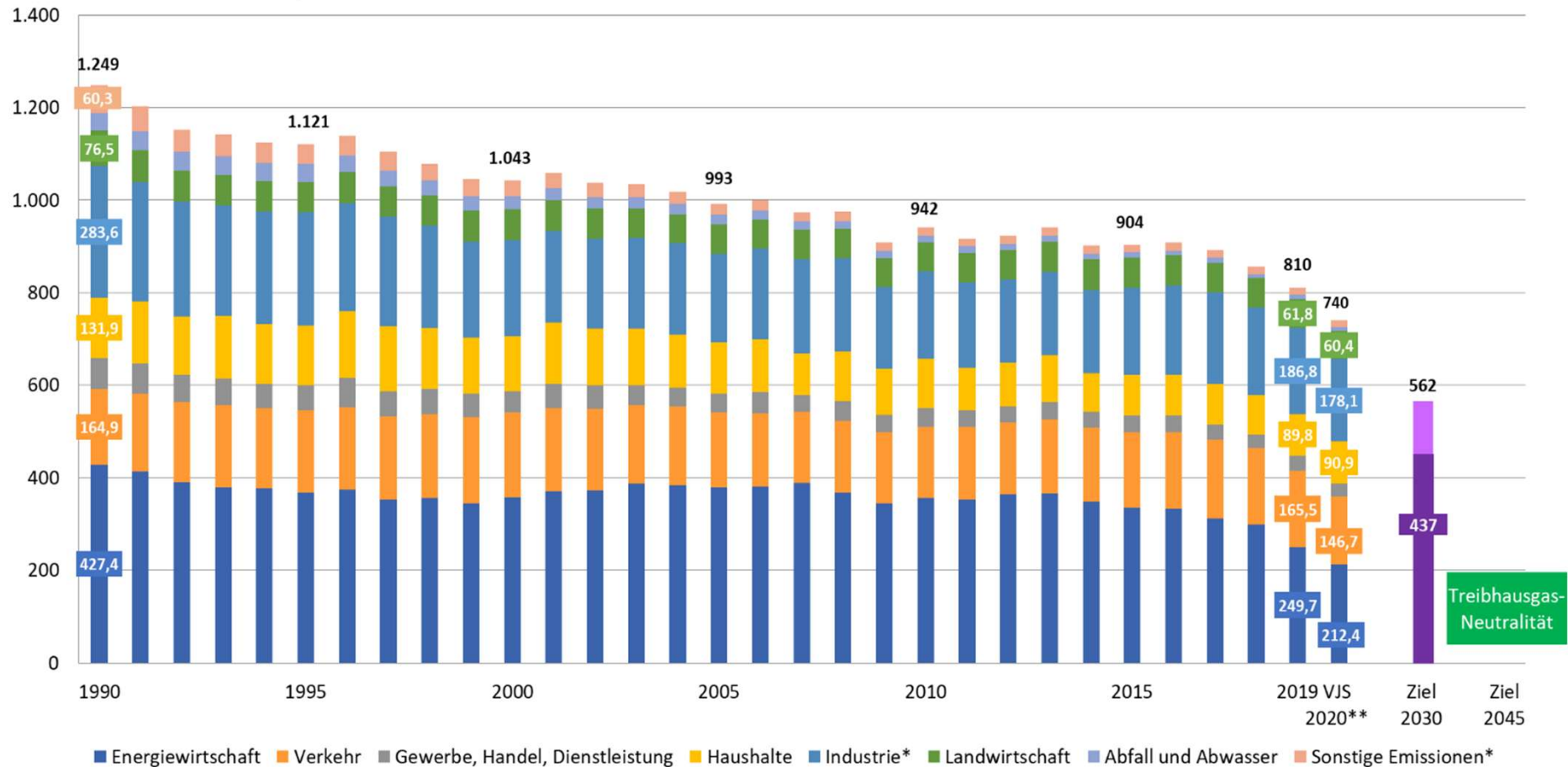
# **Klimaziele, Digitalisierung, Energiekrise, Rückbau vs. neue Infrastruktur: Neue Wege für die Regulierung unter diesen Vorzeichen?**

**Prof. Dr. Justus Haucap (DICE, HHU)**

Göttingen, 10. Mai 2023

# Herausforderungen in der Energiepolitik

Millionen Tonnen Kohlendioxid-Äquivalente



# Herausforderungen in der Energiepolitik



**Jonas Schaible** ✓

@beimwort



Klimaschutz muss effektiv sein, wofür es tendenziell hilft, wenn er technisch effizient ist, weil sich dann mit weniger Ausbau und also schneller mehr fossile Energie ersetzen lässt. Wie ökonomisch effizient er ist, ist nachrangig. Nicht andersrum.

3:44 nachm. · 9. März 2023 · **80.341** Mal angezeigt

# Herausforderung Netzausbau

- Netzausbau in Deutschland
  - Administrative Hemmnisse sind noch immer hoch
  - Renditeanforderungen sind nicht das Hauptthema
  - Risiko kann sich bei wachsendem Netz ändern
- Veränderte Rolle der Netze – Verteilnetze als „Plattformen“ (siehe Ausführungen auf den folgenden Folien)
- Netzausbau in Europa
  - Vorteile der europäischen Integration sind hoch
  - Interessenunterschiede zwischen den EU-Staaten
- Fernwärme: Natürliches Monopol mit Regulierungsbedarf. Die kommunale „Regulierung“ bietet kaum Verbraucherschutz. Neue Rolle für die Bundesnetzagentur?

# Struktur der Netzentgelte

Wie sollte die künftige Struktur der Netzentgelte aussehen?

- Zum einen muss über eine stärkere Beteiligung der Stromerzeuger an den Kosten der Netze nachgedacht werden, zum anderen über eine andere geographische Differenzierung.
- Die Beteiligung von Stromerzeugern an den Kosten der Netze ist international keineswegs unüblich, sondern in vielen Ländern Europas schon lange Realität (vgl. etwa Haucap und Pagel, 2013, <https://link.springer.com/article/10.1007/BF03373052>).
- Insbesondere in den Verteilnetzen erscheint die Beteiligung der Stromerzeuger und somit Einspeiser an den Netzkosten sinnvoll. Traditionell hatten Verteilnetze – wie der Namen schon sagt – die Funktion, Strom aus den Übertragungsnetzen an die Endverbraucher zu verteilen. Durch die Dezentralisierung der Stromerzeugung gibt es heute zahlreiche kleine Stromerzeuger, insbesondere durch Photovoltaik und kleine Windkraftanlagen, welche Strom in die Verteilnetze einspeisen.
- Diese Nutzer profitieren ebenso von den Leistungen der Verteilnetze wie Endverbraucher. Die Netzkosten werden jedoch in Deutschland aktuell allein durch die Verbraucher getragen, obwohl die Verteilnetze immer mehr die Funktion einer Plattform einnehmen, auf der Kunden Strom sowohl ein- als auch ausspeisen.
- Um ein effizientes Einspeiseverhalten anzureizen, erscheint daher eine Beteiligung der Stromerzeuger an den Kosten der Netze und der Stromeinspeisung sinnvoll.

# Struktur der Netzentgelte

Wie sollte die künftige Struktur der Netzentgelte aussehen?

- Durch eine geographische Ausdifferenzierung der Netznutzungsentgelte könnte zudem die Ansiedlung von Erzeugungsanlagen und Lasten zwar nicht gesteuert, aber doch beeinflusst werden.
- So könnten die Netzentgelte auch innerhalb von einzelnen Übertragungsnetzen regional ausdifferenziert werden. Zudem wäre auch eine zeitliche Differenzierung zwischen Spitzenlastzeiten und Schwachlastzeiten denkbar.
- Damit eine regionale Ausdifferenzierung der Netzentgelte eine Steuerungswirkung entfalten kann, müssen die Stromerzeuger am Netzentgelt beteiligt werden. Wie auch in anderen Staaten könnte das Netzentgelt in eine L-Komponente (für *Load*) und eine G-Komponente (für *Generation*) zerlegt werden, wobei die Verbraucher die L-Komponente tragen und die Erzeuger die G-Komponente. Eine solche G-Komponente, die in Deutschland aktuell gleich null ist, gibt es bereits in anderen europäischen Ländern wie z. B. Österreich, Schweden und Großbritannien.
- Diese G-Komponente ließe sich regional differenzieren, sodass in verbrauchsnahe Gebieten mit hoher Nachfrage (im Süden und Westen Deutschlands) die G-Komponente niedrig ausfallen sollte und in Gebieten mit hohem Angebot und geringer Nachfrage ein höherer Betrag fällig wird.
- So könnten Anreize für neue Stromerzeugungskapazitäten in verbrauchsnahe Regionen gestärkt und der Netzausbaubedarf reduziert werden. Eine deutschlandweite Wälzung der Netzausbaukosten ist hingegen kontraproduktiv, da sie geringere Anreize für eine lastnahe Erzeugung setzt.

# Struktur der Netzentgelte

Wie sollte die künftige Struktur der Netzentgelte aussehen?

- Ziel der G-Komponente ist es somit, durch ihre variable, geografisch differenzierte Ausgestaltung Anreize für Stromerzeuger zu stärken, in verbrauchsnahe Erzeugung zu investieren und regionale Ungleichgewichte bei der Verteilung von Stromerzeugung und -nachfrage zu verringern, wie z. B. das Nord-Süd-Gefälle in Deutschland.
- Verbrauchsnahe Erzeugungsstandorte, die keinen Netzzubau oder -ausbau bedingen, können somit durch eine geringere G-Komponente einen Wettbewerbsvorteil erhalten, und Investitionen anziehen.
- Aus ökonomischer Sicht ist die G-Komponente daher auch ein Mechanismus zur Einpreisung externer Effekte der Standortwahl von Stromerzeugung (vgl. Monopolkommission, 2013).
- Die Regierungskoalition hat sich in ihrem Koalitionsvertrag in der Tat die Reform der Netzentgelte vorgenommen, wie allerdings auch schon die Vorgängerregierungen seit 2013.
- Wörtlich heißt es im Koalitionsvertrag: „Wir treiben eine Reform der Netzentgelte voran, die die Transparenz stärkt, die Transformation zur Klimaneutralität fördert und die Kosten der Integration der Erneuerbaren Energien fair verteilt.“



# Reform der Netzentgelte

Kern einer solchen Reform sollten drei Elemente sein:

- **Struktur der Netzentgelte:** Erstens ist über eine weitergehende Änderung in der Struktur der Netzentgelte nachzudenken, welche die Struktur der Kosten besser als bisher reflektiert. Der Netzbetrieb verursacht im Wesentlichen Fixkosten und nur geringe variable Kosten. Sind die Netzentgelte jedoch primär als variable Tarife konzipiert, so wie dies zwar nicht immer, aber noch oft der Fall ist, und werden diese Entgelte zudem allein den Stromnachfragern aufgebürdet, so tragen Verbraucherinnen und Verbraucher mit eigenen PV-Anlagen (in der Regel Eigentümer von Immobilien sowie Gewerbe) wenig zu den Kosten des Netzbetriebs bei, während Verbraucherinnen und Verbraucher ohne eigen Erzeugung (in der Regel Mieterinnen und Mieter) diese Kosten überproportional tragen. Eine noch stärkere Überführung der Netzentgelte in zweiteilige Tarife mit einer fixen Grundgebühr (Leistungspreis) und einem dann im Vergleich zu heute geringeren variablen Entgelt (Arbeitspreis) könnte dieses Problem mildern.
- **Verteilnetze als Plattformen:** Da Verteilnetze immer mehr die Funktion einer Plattform übernehmen und immer weniger eine reine Durchleitungsfunktion haben, sollte eine Beteiligung der Einspeiser an den Netzkosten – etwa über eine G-Komponente – erwogen werden.
- **Geographische Differenzierung:** Um die Anreize für eine verbrauchsnahe Einspeisung zu steigern, sollte eine geographische Differenzierung der Netzentgelte in Erwägung gezogen werden. Auch wenn die geographische Differenzierung der Netzentgelte allein nicht für die optimale Verteilung der Erzeugungsanlagen im Raum sorgen mag (vgl. Grimm et al., 2019), so kann die Differenzierung doch einen Beitrag zu einer geographisch effizienten Einspeisung liefern.



## Thema Marktdesign: Welche Fragen stellen sich?

Frage 1: Welche Förderungen für erneuerbare Energieanlagen sind effektiv und effizient und wie kann das Strommarktdesign dazu beitragen, dass sich erneuerbare Energien in Zukunft ohne Förderung und staatliche Risikoabsicherung am Markt durchsetzen können?

Frage 2: Reicht das heutige Marktdesign („Energy Only Markt“) aus, um langfristig eine hohe Versorgungssicherheit zu gewährleisten oder bedarf es zusätzlicher Investitionsanreize?

Frage 3: Wie sichern wir die Preisgünstigkeit (und damit auch die Wettbewerbsfähigkeit der Industrie)?

# Handlungsoptionen zur Förderung erneuerbarer Energien

- HO 1: Fixe Marktprämien (Fixer Zuschlag auf Erlös aus Verkauf an Strombörse)
- HO 2: Einseitig-gleitende Prämien (aktuell vorherrschendes Modell) - Prämie sichert Preis nach unten ab: „Garantierter Mindestverkaufspreis“
- HO 3: Contracts for Difference (CfDs, auch “zweiseitig-gleitende Prämien”) - Prämie gleicht Preis nach unten und oben aus: „Garantierter Verkaufspreis“
- HO 4: Fokussierung auf CO<sub>2</sub>-Preis - Keine Prämie, dafür indirekte „Förderung“ durch Kostenerhöhung fossiler Erzeugung

# Handlungsoptionen zur Stärkung der Versorgungssicherheit

- HO A: Energy-only-Markt (im aktuellen System ergänzt durch strategische Reserve) - ausreichend Flexibilität wird implizit durch entsprechende Preissignale bereitgestellt.
- HO B: Zentraler Kapazitätsmarkt - Ein zweiter Markt zur Vergütung von Kapazität (gesicherter Leistung) wird etabliert.
- HO C: Dezentrale Kapazitätsmärkte - “Grad der Versorgungssicherheit” wird Bestandteil von Versorgungsverträgen.

## Preisgünstigkeit

- Die „Merit Order“ bleibt das beste System, um statische und dynamische Effizienz (also effizienten Abruf und Investitionsanreize) zu gewährleisten.
- Eine stärkere europäische Integration wäre wünschenswert, aber Nationalismus dominiert die Energiepolitik.
- Industriestrompreis – momentan vielleicht unvermeidlich, aber zumindest mittelfristig sehr problematisch.

**Vielen Dank für die Aufmerksamkeit!**

**Prof. Dr. Justus Haucap**  
**Düsseldorf Institute for Competition Economics (DICE)**  
Universitätsstraße 1  
40225 Düsseldorf  
[www.dice.hhu.de](http://www.dice.hhu.de)  
haucap@dice.hhu.de



Twitter: @haucap und @DICEHHU

Freitag, 12. Mai, 10.00 Uhr, online: ESYS-Ergebnispräsentation:  
Erneuerbare effektiv und effizient in den Markt integrieren

<https://www.acatech.de/termin/esys-ergebnispraesentation-erneuerbare-effektiv-und-effizient-in-den-markt-integrieren/>