

Hybrid Modeling Evaluating Climate Policies in the Electricity Sector with a Hybrid Top-Down/Bottom-Up Model

Prof. Dr. Christian von Hirschhausen, Fachgebiet Wirtschafts- und Infrastrukturpolitik, TU Berlin
Strasse des 17. Juni 135, 10623 Berlin, Tel. +49 30 314 25048 mail: cvh@wip.tu-berlin.de

Thema und Ziel

Methodenentwicklung in einer Modellkopplung makroökonomische Modelle (CGE, *computable general equilibrium*) um sektorspezifische und technologische Details zu erweitern. Fokus hier ist der Stromsektor und Stromnetzinfrastruktur (Top-Down, Bottom-Up Kopplung).

Was sind die Effekte des Ausbaus des europäischen Stromnetzes (*Ten Year Network Development Plan*) auf:

- Regionale und europäische Wohlfahrt?
- Elektrizitätspreise, -erzeugung und -handel?
- CO₂-Emissionen?

Welche Wechselwirkungen gibt es zwischen einer erhöhten Erzeugung aus Erneuerbaren Energien und dem Ausbau der europäischen Elektrizitätsinfrastruktur?

Wie kann Elektrizitätshandel in einem makroökonomischen Modelrahmen abgebildet werden?

Makroökonomisches (CGE) Modell

- 18 europäische Länder
- Gesamtwirtschaftliche & sektorale Produktion u. Nachfrage (5 Energie-, 5 Nicht-Energiesektoren)
- Entstehung & Verwendung von Einkommen
- Bilaterale internationale Handelsflüsse für alle Güter
- Preisabhängige Marktinteraktionen & kostenminimierendes Produzenten u. Konsumentenverhalten

Stromsektormodell

- Dispatch-Modell mit technologischen Details und Flexibilitätsrestriktionen
- Konventionelle Stromerzeugung u. Speicher
- Exogene Produktionsprofile für erneuerbare Energien
- 1 Jahr mit stündlicher Auflösung (8760 h)
- Grenzflüsse beschränkt durch Übertragungskapazität (*Net Transfer Capacities, NTCs*)
- Reservemärkte

ERKENNTNISSE

Die Integration eines CGE- und eines Stromsektormodells mit Berücksichtigung der Stromnetzinfrastruktur ermöglicht Gewinnung detaillierter Erkenntnisse zu Gesamtwohlfahrtseffekten der Klima- und Marktkopplungsziele in Europa.

Europäische Ebene:

Je höher die Einspeisung an Erneuerbaren Energien ist, um so höher fallen die ökonomischen Gewinne des TYNDP aus. Relative kurze Amortisationszeiten des TYNDP.

Regional Ergebnisse:

Makroökonomische und Stromsektoreffekte sind meist gegenläufig. Effekte für Exporteure: Höhere Gewinne aus Stromhandel, aber gegenläufige Effekte beim Faktoreinkommen und Konsumentenpreisindex.

Projektergebnisse

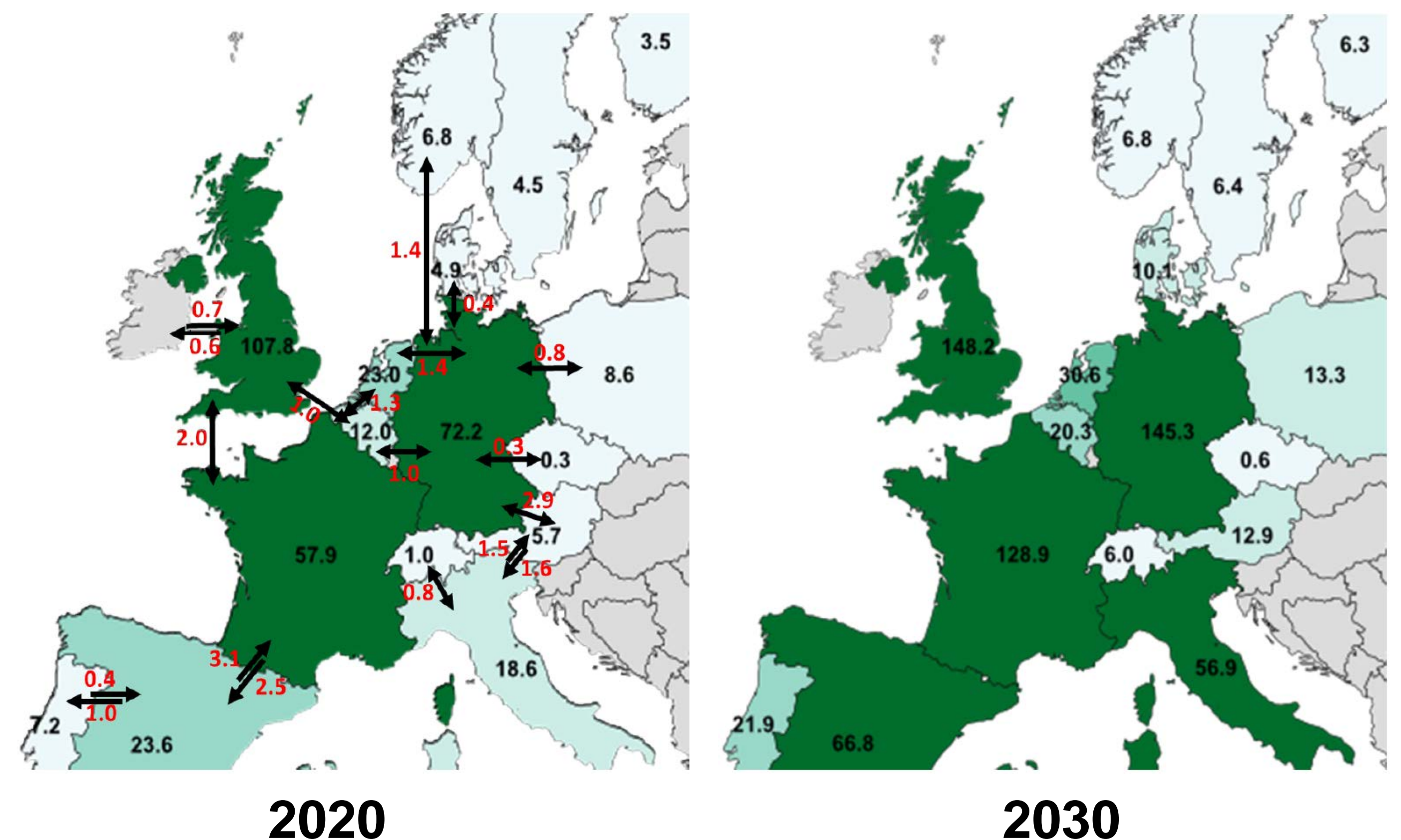


Abbildung: Netzausbau in cross-border Leitungen in rot; sowie Erzeugung aus Wind- und Solarkraft in schwarz. Der Netzausbau für 2030 ist nicht dargestellt. Quelle: Abrell, Jan, und Sebastian Rausch. 2015. "Cross-Country Electricity Trade, Renewable Energy and Transmission Infrastructure Policy." ETH Working Paper.

- Netzausbau ist umso vorteilhafter je höher die Einspeisung aus Erneuerbaren Energien ist.
- Ökonomische Wohlfahrtsgewinne des TYNDP führen dazu, dass sich die Investitionskosten nach 4-10 Jahren amortisieren.
- Netzausbau kann dazu führen, dass CO₂ Emissionen steigen, da billiger Kohlestrom exportiert werden kann.

„Länderkategorien“:

- Exporteure (FRA, POL, CZE, AUT, NOR, DEU)
- Importeure (ITA, NLD, IRE)
- Transit: (DNK, CHE, DEU)

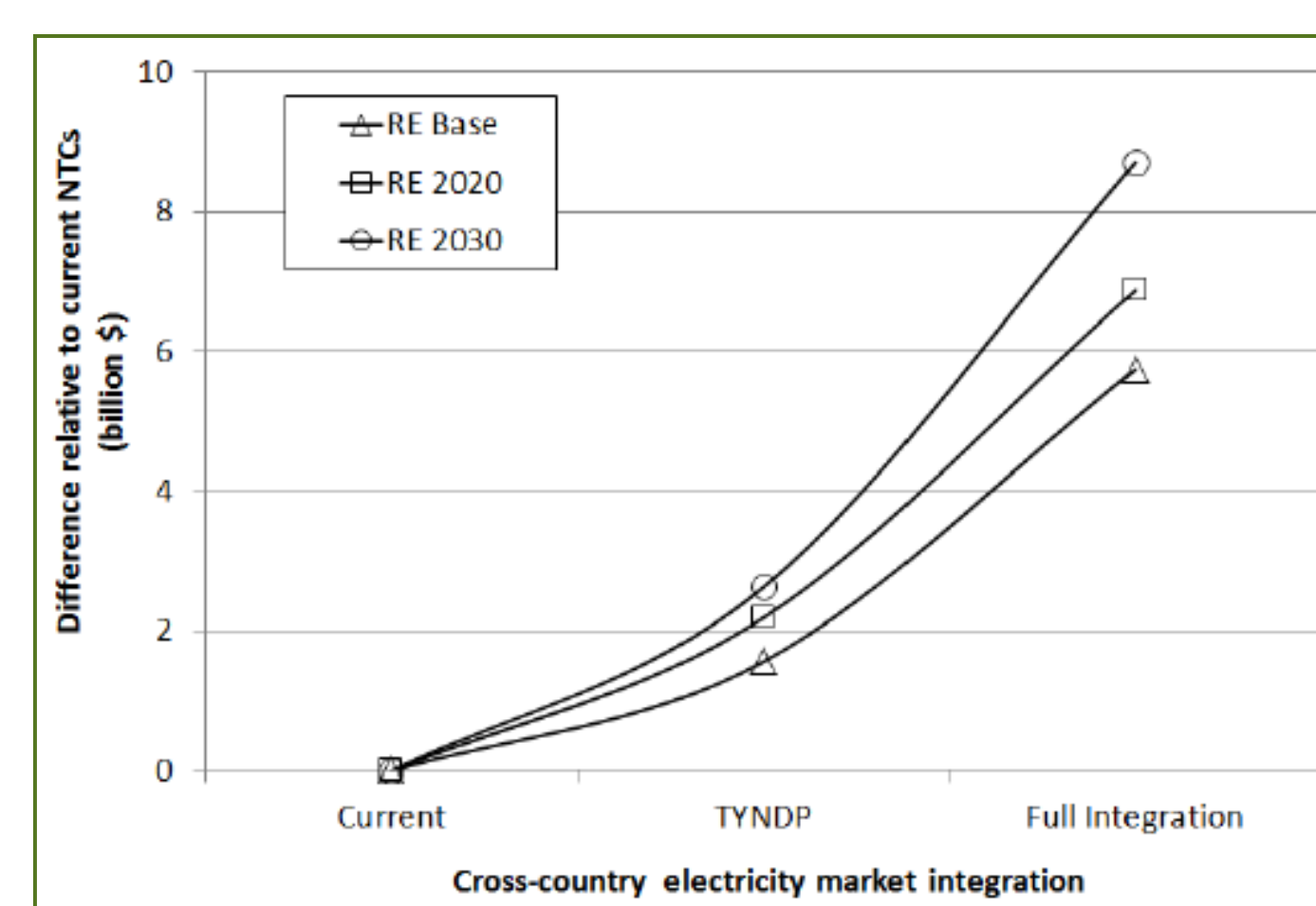


Abbildung: Wohlfahrtsgewinne nach Erneuerbareneinspeisung und Marktintegration.

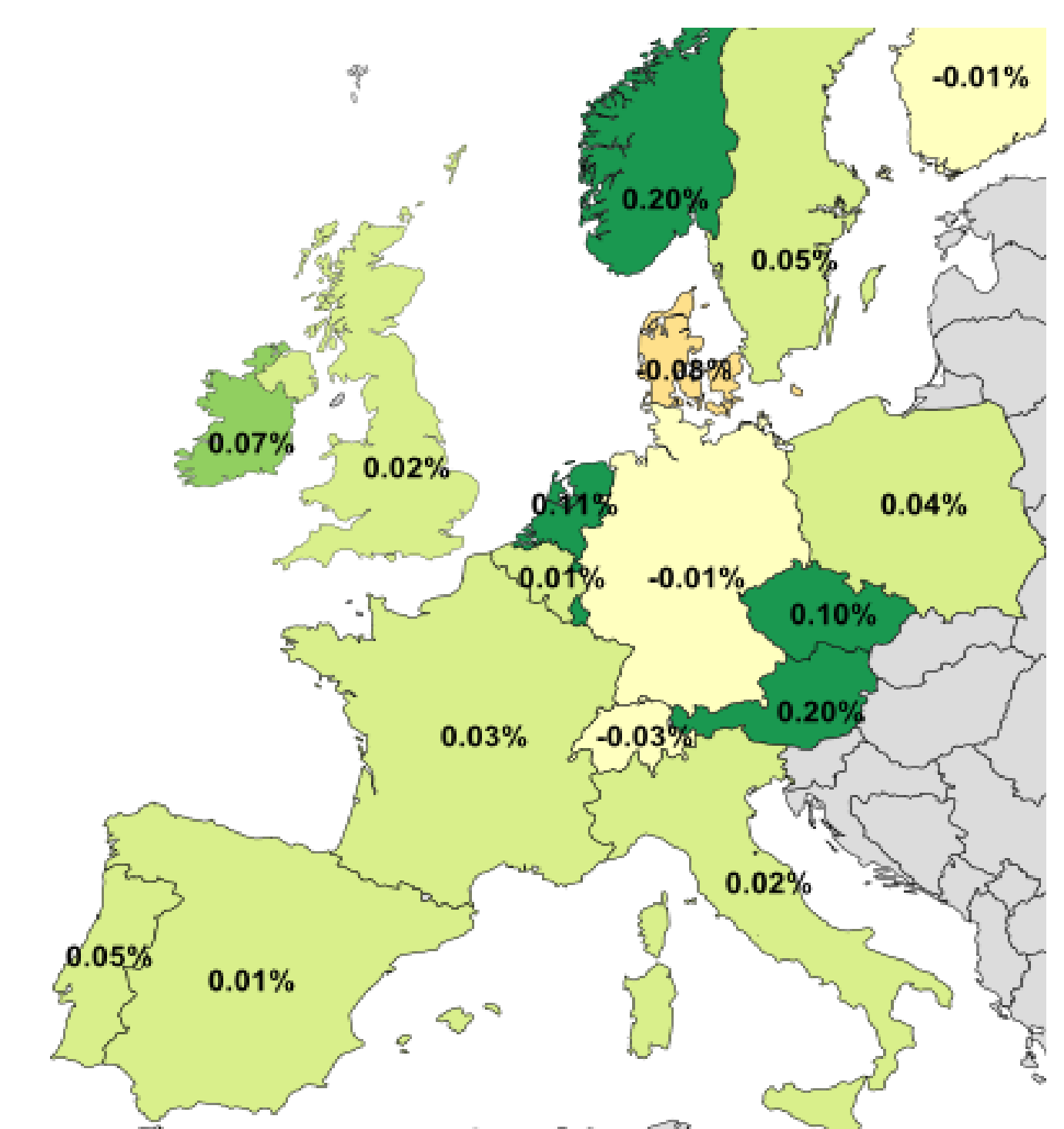


Abbildung: Darstellung der Änderung der regionalen Wohlfahrt im Szenario TYNDP-RE2020.

Kontakt:

Prof. Dr. Christian von Hirschhausen
Fachgebiet Wirtschafts- und Infrastrukturpolitik,
TU Berlin
Straße des 17. Juni 135
10623 Berlin
Tel. +49 30 314 25048
Mail: cvh@wip.tu-berlin.de

GEFÖRDERT VOM



Bundesministerium
für Bildung
und Forschung