

# Dezentralität, Regionalisierung und Stromnetze



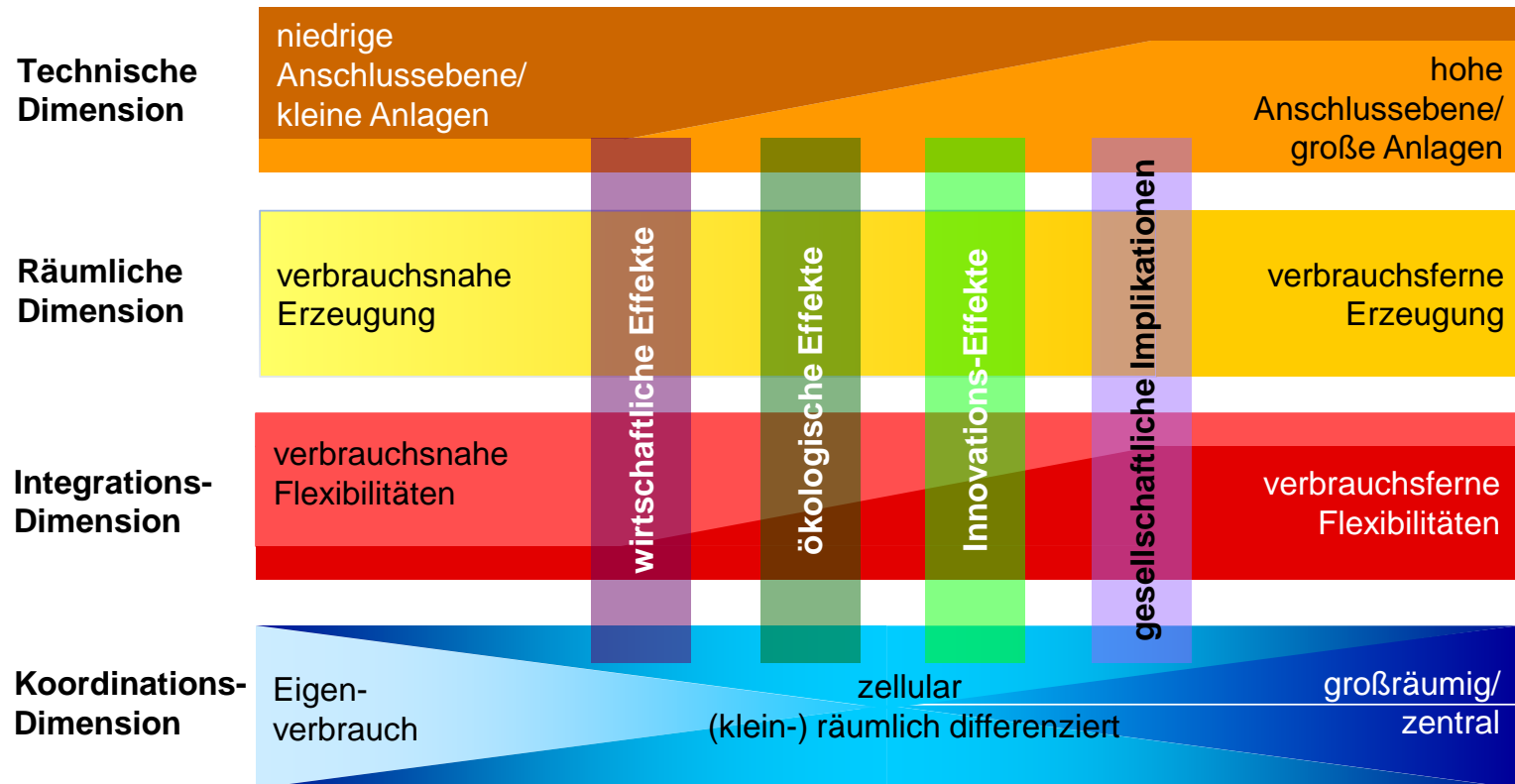
**Meta-Studie**  
für die *Renewables Grid Initiative (RGI)*

**Dr. Felix Chr. Matthes, Franziska Flachsbarth, Moritz Vogel**  
**Berlin | 13. März 2018**

- **Ziel: Schaffung von mehr Transparenz mit Blick den Diskurs über Dezentralität (Zentralität, Dezentralisierung, zelluläre Konzepte etc.) und den Ausbau der Übertragungsnetze im Zuge der Energiewende**
  - Diskurs über Dezentralisierung/zelluläre Ansätze
    - sehr facettenreich
    - großteils auf (sehr) abstrakter Ebene
    - mit Bezug auf sehr unterschiedliche Koordinatensysteme und Zielfunktionen
  - Diskurs über Übertragungsnetze
    - vergleichsweise sehr konkret
    - starker numerischer Komponente
  - Herausforderung: die aus der Dezentralisierungsperspektive oft (sehr) narrativ geprägte Diskussion hat nur wenige belastbare Schnittstellen zur konkreten Diskussion zu Übertragungsnetzen
  - Ziel des Projekts: Transparenz und Grundlagen für einen produktiveren Diskurs verbessern, keine originären Neu-Analysen

- **Spezifikation und konzeptionelle Einordnung von Dezentralisierung und zellulären Ansätzen**
  - (kompakte) Aufarbeitung und Systematisierung des bestehenden Materials
  - Abschichtung der wesentlichen Facetten
  - Qualitative Analyse
- **Vor-Untersuchung räumlicher Nachfrage- und Angebotsstrukturen für Solar und Windenergie (quantitative Analyse)**
- **Untersuchung vorliegender quantitativ ausgerichteter Untersuchungen mit expliziter oder impliziter Berücksichtigung des Verhältnisses von Dezentralität bzw. zellulären Ansätzen und Übertragungsnetzen**
  - orientierende Auswertung der Analysen (Kurzbeschreibung der verschiedenen Studie und Szenarien)
  - Beschaffung bzw. Ermittlung vergleichbarer Daten
  - systematischer Datenvergleich
- **Schlussfolgerungen**

# Dezentralität als breit interpretierbares Konzept Unterschiedlicher Dimensionen & Facetten (1)



- **Verbrauchsnahe Stromerzeugung**
  - nicht notwendigerweise klein
- **Vielschichtige Integrationsdimensionen eines erneuerbaren System**
  - verbrauchsnahe Erzeugung und verbrauchsnahe Flexibilitätsoptionen
  - verbrauchsnahe Erzeugung und verbrauchsferne Flexibilitätsoptionen
  - verbrauchsferne Erzeugung und verbrauchsnahe Flexibilitätsoptionen
  - verbrauchsferne Erzeugung und verbrauchsferne Flexibilitätsoptionen
- **Steuerung des vielfältigeren Systems**
  - Eigenverbrauchsoptimierung
  - Optimierung stark abgegrenzter Kleinräume („Zellen“ etc.)
  - zentrale Optimierung (in verschiedenen Facetten)
- **(Richtungssicher) geringerer (Übertragungs-) Netzbedarf**
  - verbrauchsnahe Erzeugung und verbrauchsnahe Flexibilitätsoptionen und kleinräumige Optimierungsansätze (zellulare Konzepte, Regionalmärkte etc.)

- **(Richtungssicher) geringerer (Übertragungs-) Netzbedarf**
  - verbrauchsnahe Erzeugung und verbrauchsnahe Flexibilitätsoptionen und kleinräumige Optimierungsansätze (zellulare Konzepte etc.)
  - isoliert betrachtet: geringere Kosten und geringerer Flächenbedarf
- **Konsequenzen**
  - weniger Durchmischungseffekte für regenerative Erzeugungsoptionen und Flexibilitätsoptionen machen mehr regenerative Stromerzeugung und mehr Flexibilitätsoptionen notwendig
  - mehr regenerative Stromerzeugung
    - (moderat) höhere Kosten
    - signifikant höherer Flächenbedarf
  - mehr Flexibilitätsoptionen
    - höhere Kosten oder höhere Emissionen
    - (direkter) Flächenbedarf wahrscheinlich nicht entscheidend
- **Abwägung notwendig (Kosten unsicher, Flächenbedarf höher etc.)**

- **Die gesellschaftliche Dimension**
  - Wer sind die Akteure, besser: wer kann Akteur sein
    - bei der Stromerzeugung?
    - bei den Flexibilitätsoptionen?
  - Wer kann teilhaben
    - mit Blick auf die (unterschiedlichen) Entscheidungen?
    - mit Blick auf die wirtschaftlichen Erträge (und Risiken?)?
    - auch: technisch?
  - Wer ist mit Eingriffen in Besitzstände konfrontiert?
  - Welche Teilhabe- bzw. Risiko-Profile ergeben sich?
- **Die Wechselwirkungen mit den unterschiedlichen wirtschaftlichen und ökologischen Effekten sind wichtig**
- **Hier wird auf die so (differenziert) verstandene gesellschaftliche Dimension nur auf aggregierter Ebene eingegangen: die Akzeptanz räumlicher Strukturen (von Erzeugungsanlagen und Netzen)**

- **Kritische Restriktionen in neuer Komplexität**

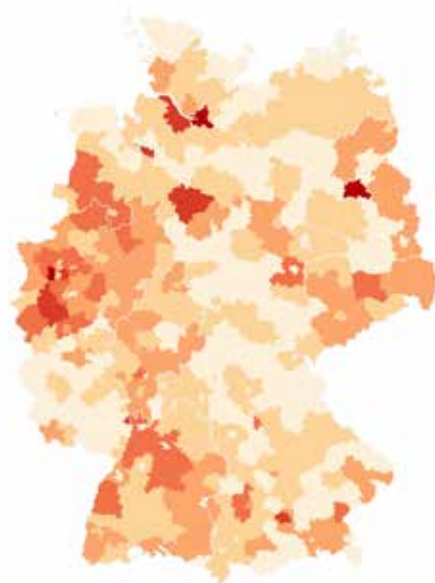
- nutzbare Potenziale für (regenerative) Stromerzeugung – und Flexibilitätsoptionen – im räumlichen Kontext: wichtige Rolle, hier auf aggregierter Ebene berücksichtigt
- Kosten (Gesamt-Systemkosten): wichtig, tendenziell abnehmende Rolle, hier nicht weiter betrachtet
- Flächen-Inanspruchnahme: tendenziell zunehmende Rolle, hier auf aggregierter Ebene berücksichtigt
- (politische und öffentliche) Akzeptanz: tendenziell zunehmende Rolle, hier auf aggregierter Ebene berücksichtigt
- übergeordnetes Governance-Modell, z.B. EU-Binnenmarkt: zunehmend an Bedeutung gewinnende Rahmenbedingung, hier nicht weiter berücksichtigt



### Nachfrage (2030)

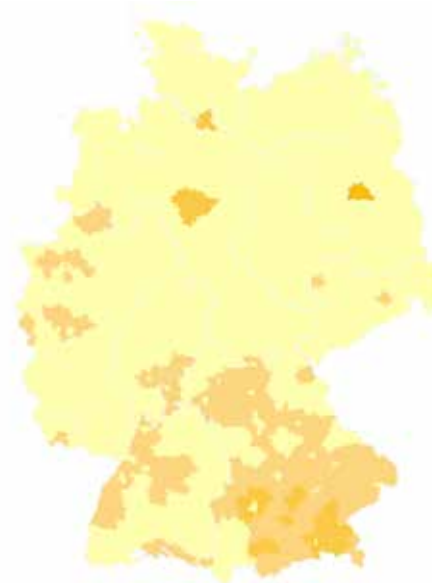
### Solar

### Wind



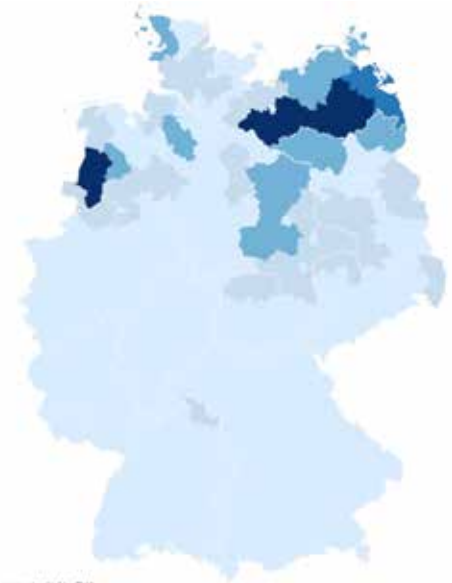
Stromnachfrage in TWh

0 - 0,7
0,7 - 1,2
1,2 - 2,2
2,2 - 4
4 - 6,8
6,8 - 12,8



Stromerzeugungspotential in TWh

0 - 1
1 - 2
2 - 3
3 - 4



Stromerzeugungspotential in TWh

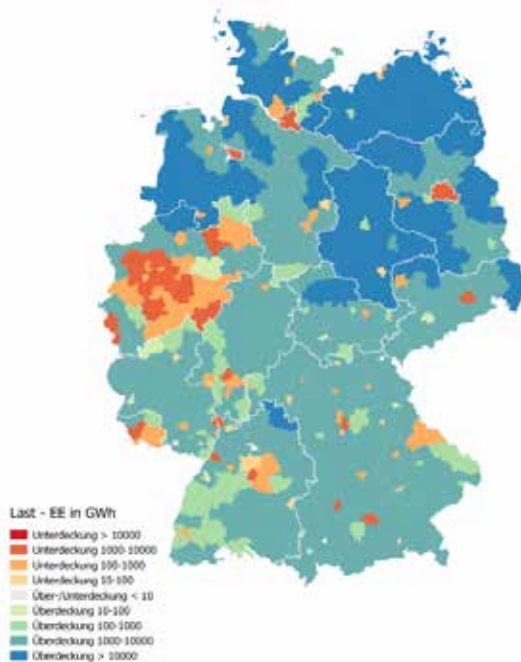
0 - 11
11 - 21
21 - 32
32 - 42
42 - 53

- Räumliche Nachfragestrukturen und Wind- und Solarangebote sind stark geclustert und überlagern sich nur teilweise
- (räumliche) Erzeugungspotenziale für Wind- und Solar-Stromerzeugung sind theoretisch und „realistisch“ deutlich begrenzt

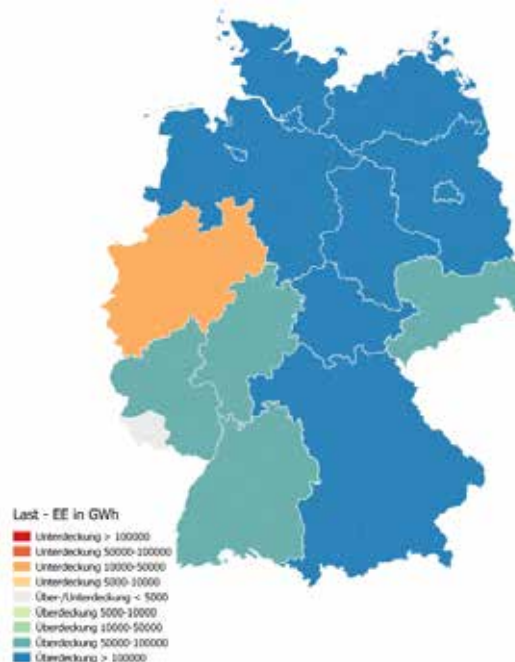
# Potenzialgrenzen für Solar- & Windstromerzeugung

## Grenzen für dezentrale Optimierung (2)

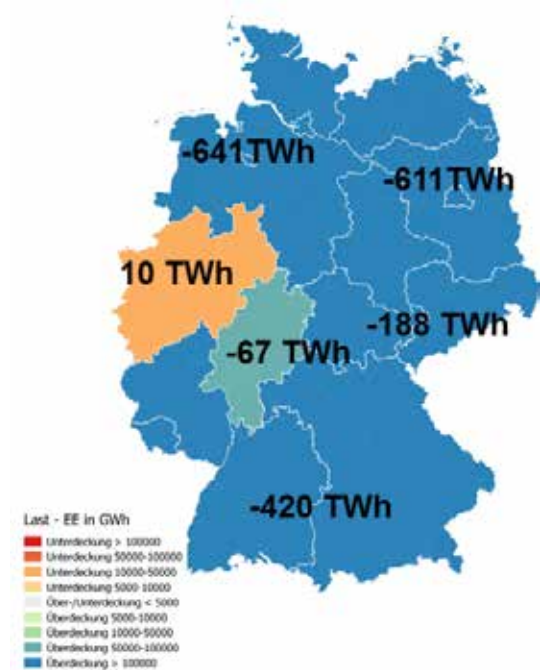
### Landkreise



### Bundesländer



### Zonen



Theoretische zellulare Bedarfsdeckung 2030  
ohne Berücksichtigung von Kosten etc. für Flexibilitätsoptionen

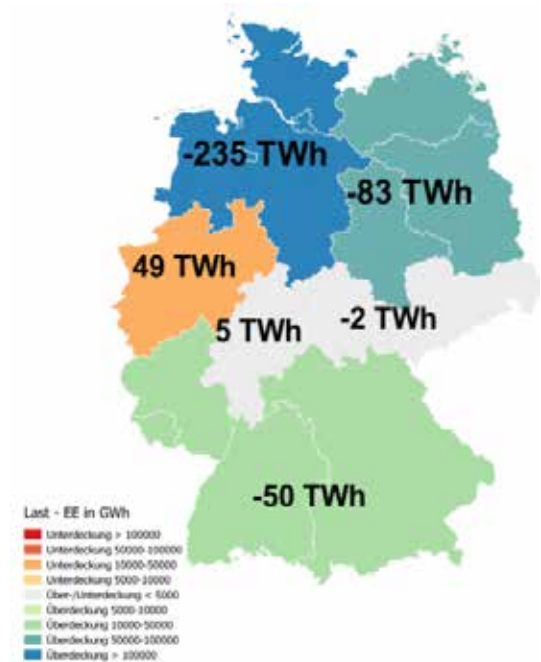
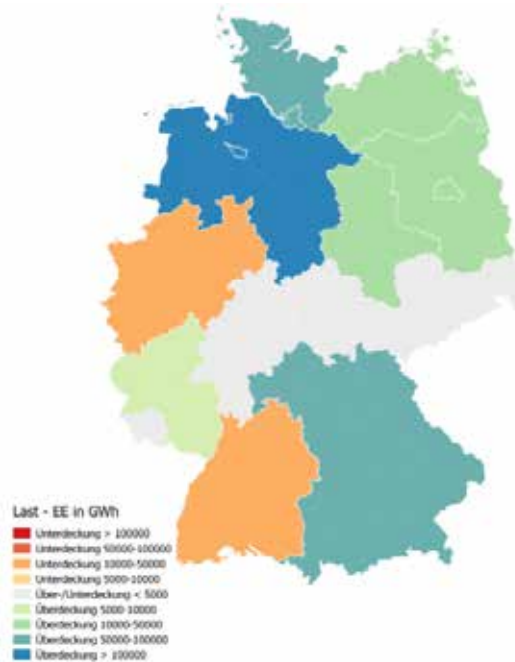
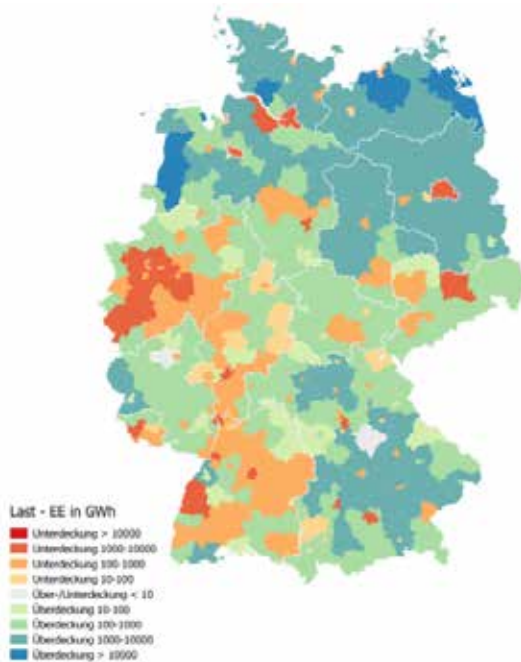
# Potenzialgrenzen für Solar- & Windstromerzeugung

## Grenzen für dezentrale Optimierung (2)

Landkreise

Bundesländer

Zonen



„Realistische“ zellulare Bedarfsdeckung 2030

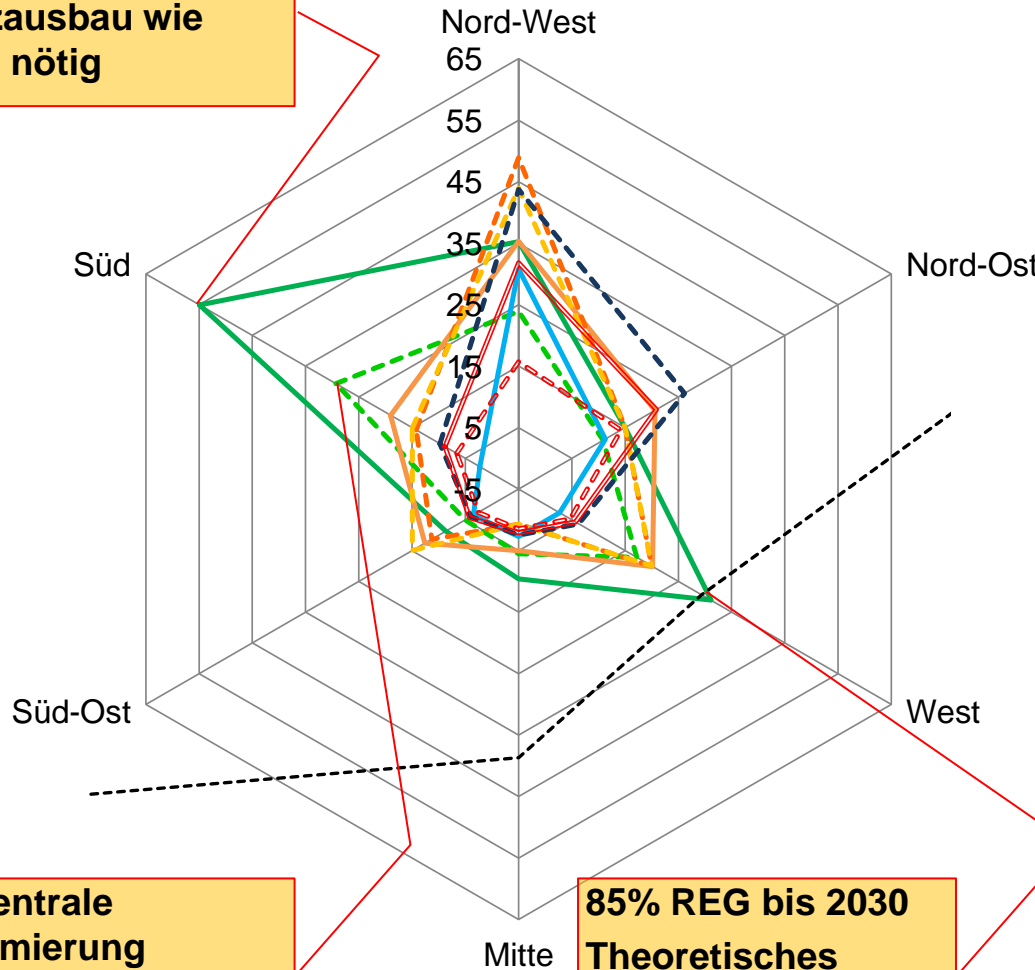
ohne Berücksichtigung von Kosten etc. für Flexibilitätsoptionen

- **Liste der Studien, die ausgewertet werden konnten, inklusive Lückenschließungen (insgesamt 28 Szenarien)**
  - Öko-Institut/Prognos: Stromsystem 2035+ (WWF), 2018
  - Öko-Institut: Transparenz Stromnetze (BMBF), 2018
  - FAU: Regionalkomponenten bei der EE-Vergütung (MonK), 2017
  - Fraunhofer ISI/Consentec: Langfristszenarien (BMW), 2017
  - E-Bridge/Prognos et al.: Energiewende Outlook 2035 (50Hertz), 2016
  - Consentec: Netzstresstest (TenneT), 2016
  - Prognos/FAU: Dezentralität & zelluläre Optimierung (N-ERGIE), 2016
  - VDE: Der zellulare Ansatz, 2015
  - Reiner Lemoine Institut (RLI): Vergleich und Optimierung von zentral und dezentral optimierten Ausbaupfaden [...], 2013
- **Liste der Studien, die keine hinreichenden Informationen beinhalten bzw. zu denen die Autoren keine Daten liefern konnten/wollten**
  - FAU: Regionale Preiskomponenten im Strommarkt, 2015

- **Die verschiedenen quantitativen Untersuchungen basieren auf sehr unterschiedlichen Modellierungsansätze**
  - regionale Bilanzierung ohne netzspezifische Modellierung (Netzstresstest)
  - regionale Bilanzierung und Analyse des Stromaustauschs (VDE)
  - Marktsimulation mit regionaler Bilanzierung und Analyse des Stromaustauschs (RLI)
  - Marktsimulationen mit Zonen-Bilanzierung mit Fokus auf DC-Leitungen (FAU)
  - Marktsimulation mit anschließenden mehrstufigen Lastflussanalysen (Langfristszenarien)
  - Marktsimulation mit anschließender DC-Lastflussmodell mit nachgelagerter iterativer Netzausbauplanung (Öko-Institut)
  - Marktsimulation mit anschließender AC-Lastflusssimulation und iterativer Netzausbauplanung (NEP)

# Regionalisierungsansätze im Vergleich Windenergie 2030

**85% REG bis 2030  
Netzausbau wie  
NEP nötig**

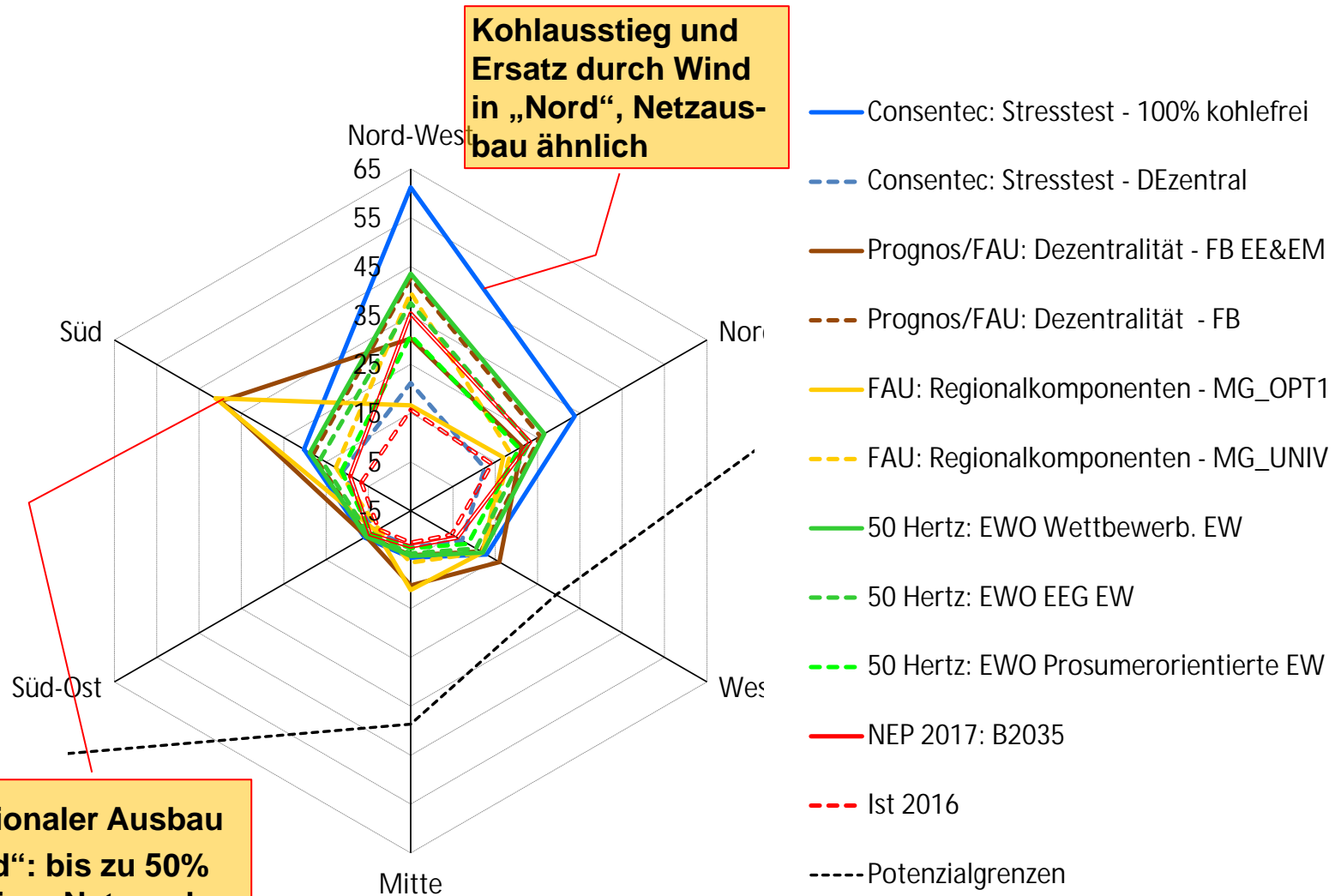


- ÖI: Transparenz Stromnetze 85% 2030
- - - ÖI: Transparenz Stromnetze Dezentral 2030
- RLI: Dezentral 2030
- - - RLI: Offshore 2030
- - - RLI: Zentral 2030
- Fraunhofer ISI: LFS Basis 2030
- - - ÖI/Prognos: WWF Fokus PV 2030
- NEP 2017: B2030
- - - Ist 2016
- - - - - Potenzialgrenzen

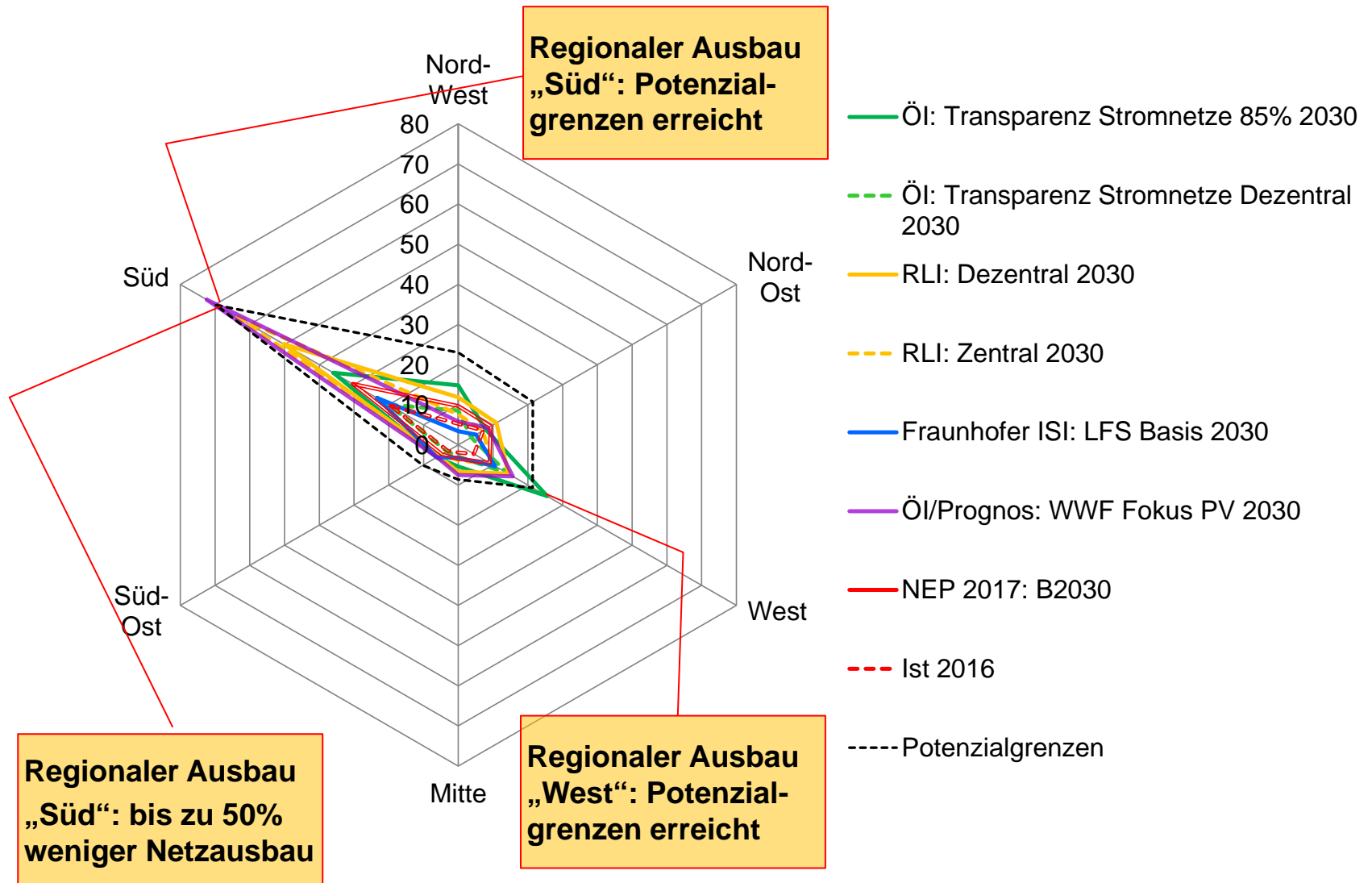
**Dezentrale  
Optimierung  
Netzausbau wie  
NEP nicht nötig**

**85% REG bis 2030  
Theoretisches  
Potenzial „West“  
erreicht**

# Regionalisierungsansätze im Vergleich Windenergie 2035

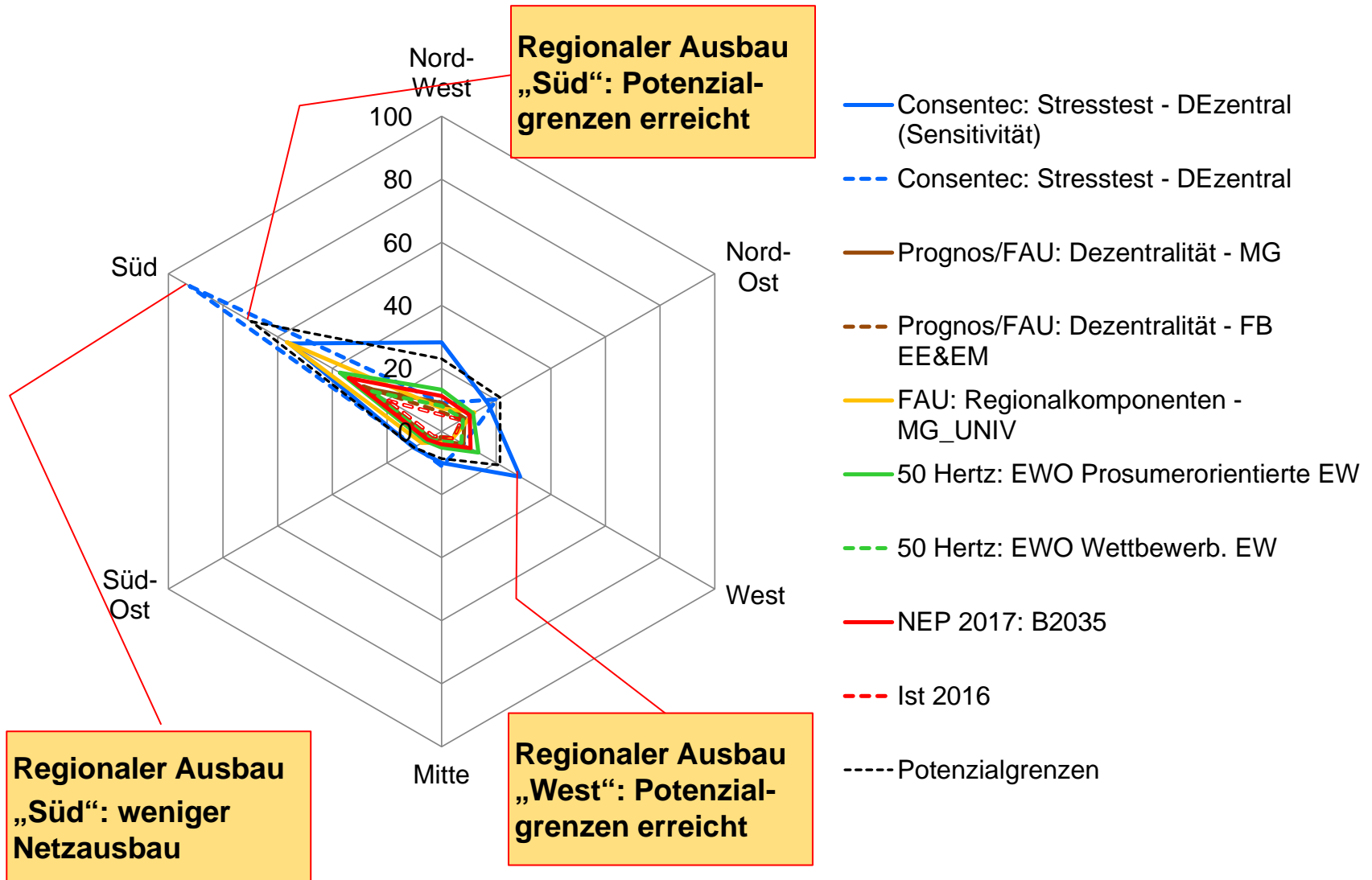


# Regionalisierungsansätze im Vergleich Solarenergie 2030

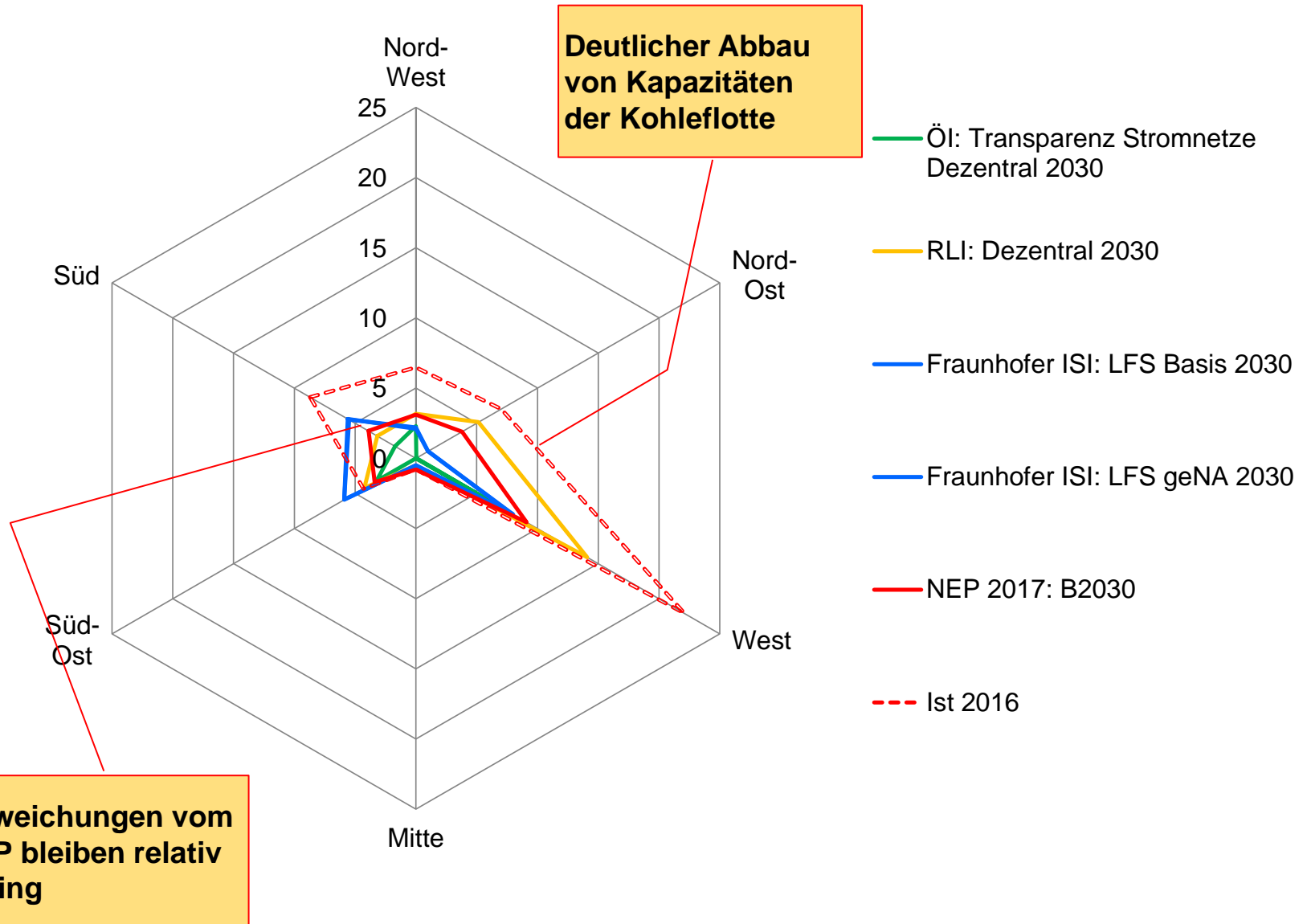




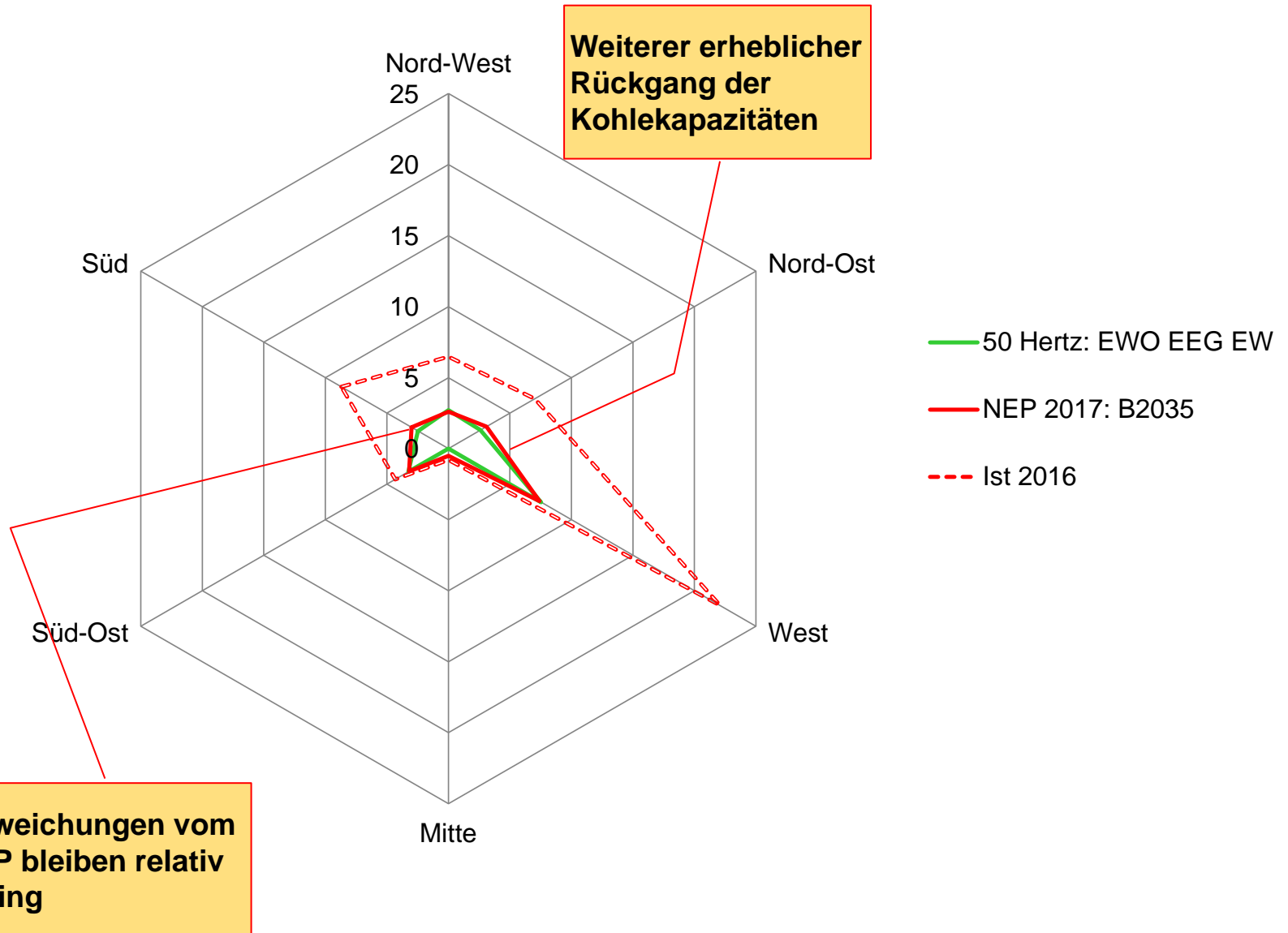
# Regionalisierungsansätze im Vergleich Solarenergie 2035



# Regionalisierungsansätze im Vergleich Kohle 2030



# Regionalisierungsansätze im Vergleich Kohle 2035



- **Zunehmende Dezentralität im Stromsystem ist eine Realität, bleibt aber mit Blick auf die Wechselwirkungen mit dem Netzausbau bisher ein unscharfes Konzept**
- **Dezentrale Optimierungsansätze (zelluläre Konzepte, Regionalmärkte) hängen maßgeblich vom Zuschnitt der „Zellen“ ab. Aus Potenzialsicht haben relativ klein zugeschnittene „Zellen“ klare Grenzen, Kosten, Robustheit, Flächenverbrauch und Passfähigkeit zum regulativen Rahmen wurden nicht betrachtet – sind aber kritisch**
- **Mit Blick auf die Ausbaunotwendigkeiten des Übertragungsnetzes zeigen die untersuchten numerischen Analysen, dass diese maßgeblich von der Regionalisierung der Stromerzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energien abhängen**
  - maßgeblich ist vor allem die Regionalisierung des Windkraftausbaus (v.a. mit Blick auf die Zonen „Süd“ und „West“)
  - die Regionalisierung der PV-Stromerzeugung spielt eine deutlich schwächere Rolle (wenn, dann v.a. mit Blick auf die Zone „Süd“)
  - die regionalen Aspekte des Auslaufens der Kohlenutzung spielen für den Zeithorizont 2030/2035 eine eher untergeordnete Rolle

- **Dezentrale Optimierungsansätze haben auf eine Senkung des Übertragungsnetzbedarfs einen kleineren Einfluss (können aber ggf. den Verteilnetzbedarf erhöhen), dominierend bleibt die Regionalisierung des Windkraft-Ausbaus**
- **Belastbarkeit der „realistischen“ Potenzial-Annahmen ist eine zentrale Herausforderung**
- **Klärungsbedarf für das Spannungsfeld Dezentralität und (Übertragungs-) Netzausbau**
  - Sind dezentrale Optimierungsansätze (zellulare oder regionale Märkte) eine reale Option – und wenn ja: ab wann?
  - Welche Annahmen zu Ausbaugrenzen von On- und Offshore Windkraft und PV können in Regionalisierungs-Strategien für die Wind- und Solarstromerzeugung real und robust angesetzt und wie können sie instrumentiert werden?
  - Wie können die notwendigen Abwägungsbewertungen zu Kosten, Flächenbedarf etc. methodisch vereinheitlicht werden?
  - Wie messen wir pragmatisch den (Übertragungs-) Netzbedarf?

# **Besten Dank für Ihre Aufmerksamkeit**

**Dr. Felix Chr. Matthes**  
Energy & Climate Division  
Büro Berlin  
Schicklerstraße 5-7  
D-10179 Berlin  
f.matthes@oeko.de

[www.oeko.de](http://www.oeko.de)

**Franziska Flachsbarth**  
Moritz Vogel  
Energy & Climate Division  
Geschäftsstelle Freiburg i.Br.  
Merzhauser Straße 173  
D-79100 Freiburg i.Br.  
f.flachsbarth@oeko.de  
m.vogel@oeko.de