

Bürgerdialog Stromnetz Regensburg: Dezentrale Stromerzeugung und/oder Netzausbau?

Strommarktmodellierung am Öko-Institut
am Beispiel eines dezentralen Szenarios

Dipl.-Ing. Franziska Flachsbarth

Regensburg, 13. März 2017

Modellierung des Öko-Instituts: Widersprüchliche zentrale Ergebnisse?

Dezentralität verursacht **zusätzliche variable Stromerzeugungskosten**.

Eine dezentrale Welt scheint den „Bedarf“ an **Netzausbauvorhaben** nicht zu verringern.

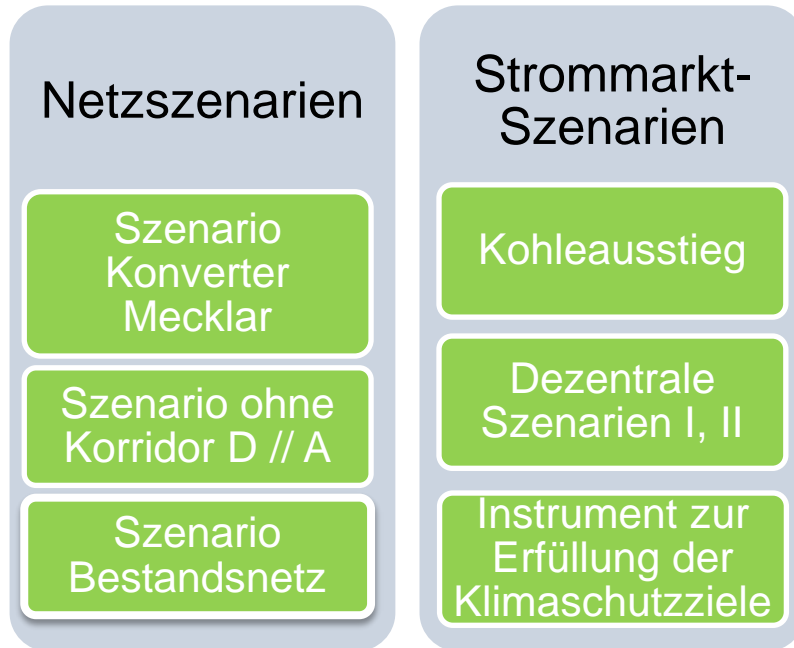
Im Szenario Dezentral kann **2/3 der Nachfrage** auf dezentraler Ebene (NUTS-2) gedeckt werden.



Anlass und Vorgehen

- Anlass:
 - Gleicher Ausgangspunkt: ein dezentrales Szenario
 - Frage: Wie passen die Ergebnisse zusammen?
- Anspruch:
 - Was kann ein Leser aus einer Studie mitnehmen?
 - Was macht man als Leser mit Widersprüchen?
 - Unterschiede: ein anderes Modell, eine andere Fragestellung
- Vorgehen:
 - Das Projekt „Transparenz Stromnetze“
 - Das Modell „PowerFlex-Grid EU“
 - Das Szenario „Dezentral“ und das Szenario „Verzicht auf Korridor D“
 - Diskussion

Projekt „Erhöhung der Transparenz über den Bedarf zum Ausbau der Strom-Übertragungsnetze“



PowerFlex-Grid EU

GEFÖRDERT VOM



Bundesministerium für Bildung und Forschung

Stakeholder Diskurs

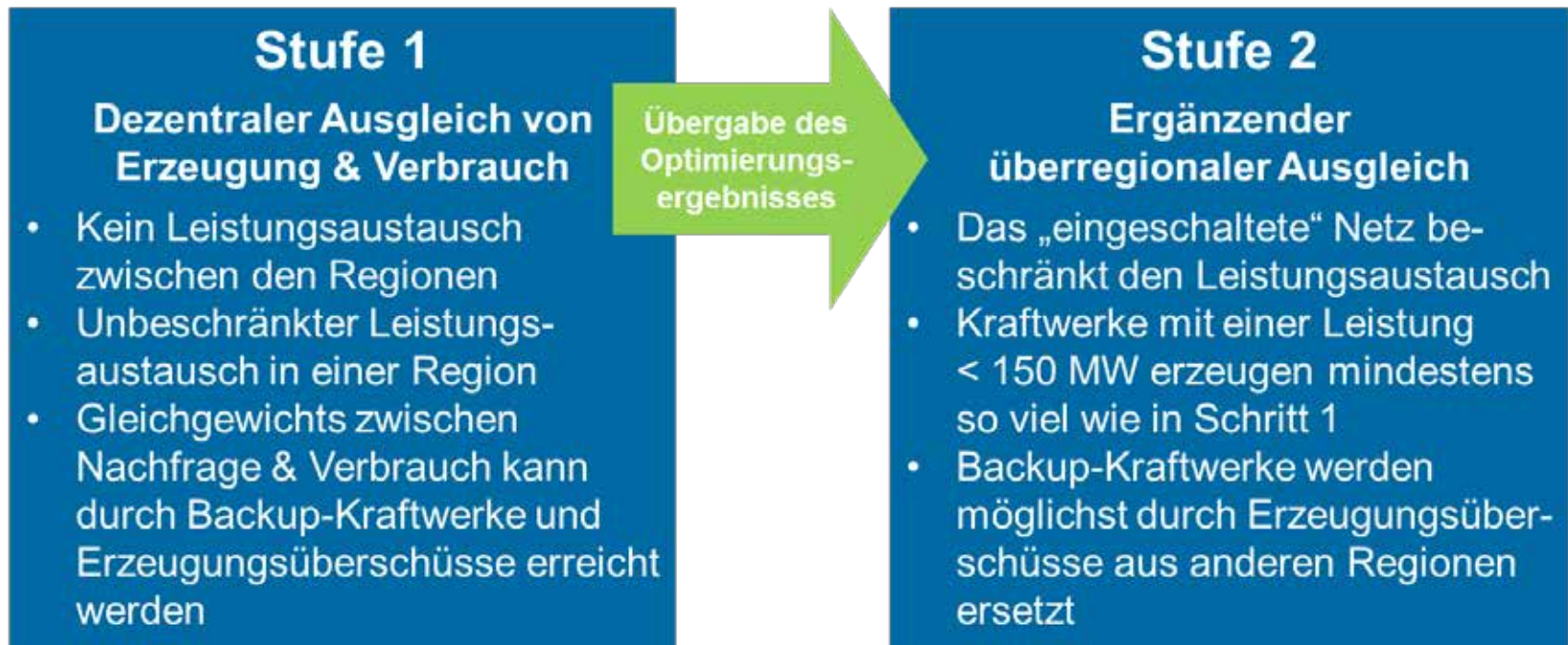


Strommarktmodellierung am Öko-Institut: Das Modell PowerFlex-Grid EU

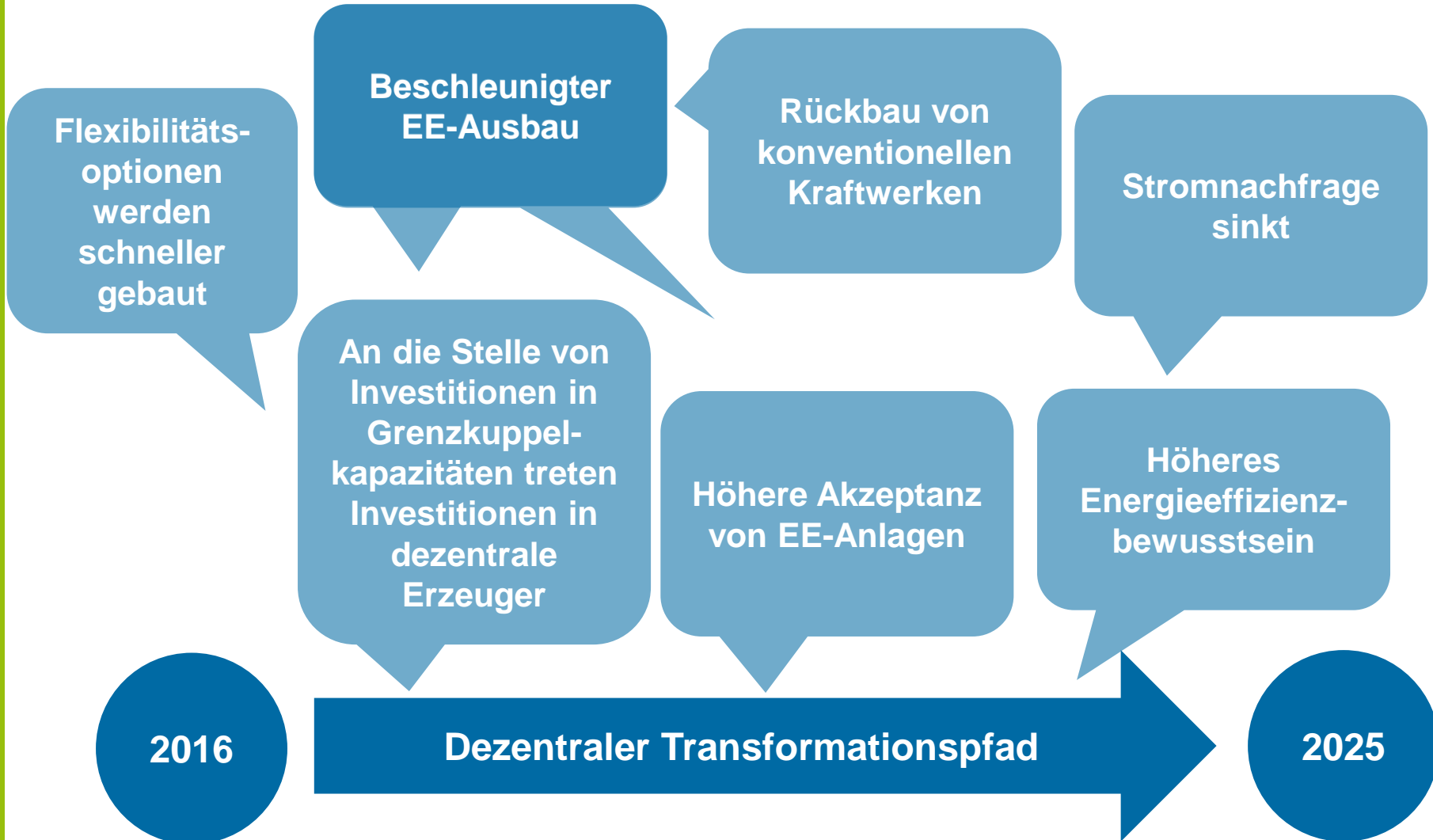
- Ziel: Analyse der **Auswirkungen** von veränderten Rahmenbedingungen / Netztopologien **auf den Strommarkt und die Netzauslastungen**:
- Zielfunktion: Nachfragedeckung soll analog zum Markt erfolgen, d.h. zu minimierten variablen Stromerzeugungskosten
- à **Investitionen** finden in der kurzfristigen Einsatzentscheidung keine Berücksichtigung
- Nebenbedingungen: energiewirtschaftliche & technische Einschränkungen
 - z.B. blockscharfe Betrachtung des KW-Parks mit Mindestenerzeugung / KWK / Anfahrr restriktionen
 - Z.B. Umspannungswerkscharfe Abbildung des deutschen Höchstspannungsnetzes
- Ergebnis: Einsatzentscheidungen für den zukünftigen Kraftwerks-, Speicher- und Flexibilitätseinsatz zur Deckung der stündlichen Nachfrage
 - Abschätzung von Strommarktindikatoren (CO₂-Emissionen, Strompreise, zukünftiger Brennstoffmix,...)
 - Bewertung der Netzauslastung: Nachvollzug des Erforderlichkeitskriteriums der BNetzA / Abschätzung des Bedarfs an Redispatch-Maßnahmen

Strommarktmodellierung am Öko-Institut: Dezentrale Steuerung → Zweistufige Modellierung

- Zur Abbildung einer dezentralen Welt wird die Nachfrage nicht gleich auf zentraler Ebene gedeckt (kostenminimal), sondern zunächst – so weit möglich – innerhalb von dezentralen Einheiten
- Die dezentralen Einheiten entsprechen den 39 NUTS-2-Regionen



Strommarktmodellierung am Öko-Institut: Szenarienbildung - Eine dezentrale Welt



Modellierung des Öko-Instituts: Zentrale Ergebnisse

Im Szenario Dezentral kann **2/3 der Nachfrage** auf dezentraler Ebene (NUTS-2) gedeckt werden

Unter den getroffenen Annahmen können die **CO₂-Emissionen** im ENTSO-E-Gebiet deutlich gesenkt werden.

Der **dezentrale Einspeisevorrang** wirkt sich negativ auf die EE-Integration aus

- Durch die Präferenz der lokalen Lastdeckung **substituieren** in EE-ärmeren Gebieten konventionelle Kraftwerke die Nutzung der EE-Überschüsse aus Stufe 1.
- Ein positiver Effekt auf die lokale EE-Integration kann durch eine **Standortoptimierung von EE-Anlagen** erzielt werden.

Dezentralität verursacht **zusätzliche variable Stromerzeugungskosten**, die gegen die positiven Effekte (Akzeptanz, lokale Wertschöpfung,...) abgewogen werden müssen

- **Nicht berücksichtigt:** Bewertung des Investitionsbedarfs

Modellierung des Öko-Instituts: Zentrale Ergebnisse / Grenzen der Modellierung

Eine dezentrale Welt scheint den „Bedarf“ an **Netzausbauvorhaben** nicht zu verringern

- Der erwartete deutliche Rückgang der Netzauslastung wird durch eine Zunahme der **Transite (+20%)** und des **Exportes** überlagert. In einem europäischen Markt wird bereitgestellte Netzkapazität in Deutschland stets eingesetzt werden.
- Trotz der gesunkenen AC-Netzauslastung (-8%) zeigen sich kaum Auswirkungen auf die **Erforderlichkeitsbeurteilung**:
 - Szenarienübergreifend ist eine geringe Varianz der Erforderlichkeitsbeurteilung feststellbar.
 - Kann der Ansatz der Erforderlichkeitsbeurteilung gewählt werden, um über Netzausbaubedarf zu diskutieren?
 - à Führte im Rahmen des Projektes zur Modellweiterentwicklung „eigener Netzausbaualgorithmus“
 - à Dezentral-Szenario wird aktuell auf Basis des NEP 2030 mit Netzausbaubedarf gerechnet (Entscheidungskriterium für Ausbaubedarf: Netzüberlastungen)



Ein dezentrales Szenario im Sinne der FAU? Szenario „Verzicht auf Korridor D“ (2024 und 2034)



- Dezentralität wird in der FAU-Studie dadurch gewährleistet, dass Netzausbauoptionen erst ökonomisch sinnvoll werden müssen.
- Dadurch kann sich der DC-Netzausbaubedarf reduzieren.
- Dies entspricht dem Gedanken des Szenarios „Verzicht auf Korridor D“
- Unsere wesentliche Fragestellung war:
 - Ist Korridor D eine Braunkohleleitung?

Referenzszenario B2024 vs. Referenzszenario B2034: Veränderung Rahmendaten / Auslastung Korridor D

- **Wesentliche Entwicklung zwischen dem NEP 2024 à 2034:**
 - **Merke 1:** Vornehmlich im Norden werden ca. 90 TWh mehr Erzeugung aus Windanlagen (onshore / offshore) eingespeist.
 - **Merke 2:** Die Reduktion der Kohleleistung um 10 GW führt dazu, dass etwa 65 TWh weniger Kohlestrom eingespeist werden.
- **Auslastung des Korridors D in den Referenzszenarien:**
 - **B 2024:** Korridor D Süd (2 GW) ist zu 82% ausgelastet und überträgt **12,7 TWh** von ST à BY.
 - **B2034:** Korridor D Süd (4 GW) ist zu 53% ausgelastet und überträgt **14,2 TWh** von ST à BY.

Ergebnisse Szenario „Verzicht auf Korridor D“ in 2024 und 2034

- Grundsätzlich kann auf Korridor D verzichtet werden. Dies bringt aber Konsequenzen mit sich.
- Verzicht auf Korridor D führt zu Engpässen zwischen Nord und Süd:
 - **2024:** Der Nord à Süd Transport geht um 10% zurück, Korridor D wird tw. durch AC-Netz und andere HGÜ-Korridore kompensiert.
 - **2034:** Der Nord à Süd Transport geht um 13% zurück, Korridor D wird tw. durch AC-Netz kompensiert. Die anderen HGÜ-Korridore zeigen wenig Änderung.
- Dies wird durch einen erhöhten Stromimport aus Österreich und eine erhöhte Stromerzeugung in Bayern kompensiert:
 - **2024:** Der Export sinkt um **3,4 TWh** (-9%). Die Stromerzeugung Braunkohle geht ohne Korridor D im Vergleich zum Referenzszenario um **2,3 TWh** zurück (-2% in Deutschland, -3% in der Lausitz).
 - **2034:** Der Export sinkt um **4,7 TWh** (-10%). Die Stromerzeugung Braunkohle geht ohne Korridor D im Vergleich zum Referenzszenario um **2,6 TWh** zurück (-4% in Deutschland, -6% in der Lausitz).

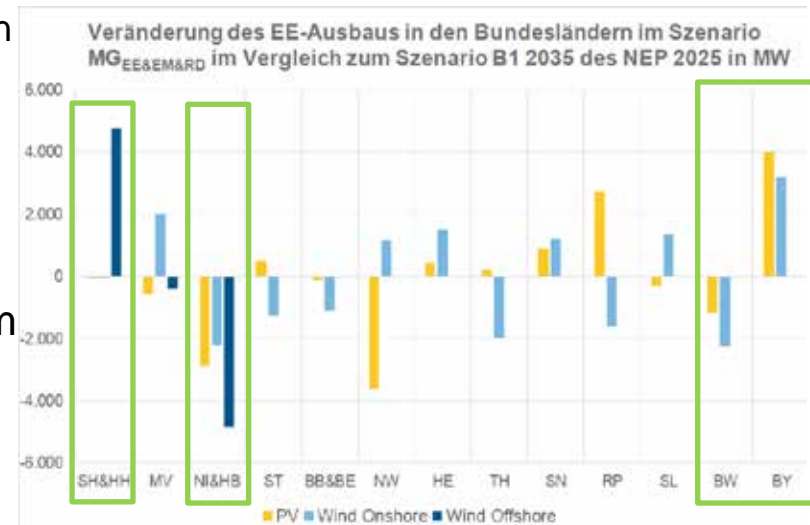
Ergebnisse Szenario „Verzicht auf Korridor D“ in 2024 und 2034

- Der Verzicht auf Korridor D führt bei zunehmender EE-Erzeugung zu erhöhter EE-Abregelung.
 - **2024:** Die EE-Abregelung steigt um **0,3 TWh**.
 - **2034:** Die EE-Abregelung steigt um **2 TWh**.
- à Reduziert sich die Erzeugung aus Braunkohle-KW (2034), so wird die freiwerdende Transportkapazität für Windleistungs-Transport genutzt.
- à Korridor D stellt somit in der längeren Frist keine „Braunkohleleitung“ dar, aber:
 - **2024:** Die Stromerzeugung Braunkohle geht ohne Korridor D im Vergleich zum Referenzszenario um **2,3 TWh** zurück (-2% in Deutschland, -3% in der Lausitz).
 - **2034:** Die Stromerzeugung Braunkohle geht ohne Korridor D im Vergleich zum Referenzszenario um **2,6 TWh** zurück (-4% in Deutschland, -6% in der Lausitz).

Vergleich zu den Ergebnissen der FAU-Studie: „Dezentralität spart Netzausbaubedarf.“

- Ähnlich: Die Korridore C und D erscheinen robust und werden in den Marktszenarien mit allen variierten Rahmenbedingungen bestätigt.
- Analog: Auf Korridor A kann verzichtet werden, wenn umgeplant wird:
 - Der EE-Ausbau in NI wird in SH vorgenommen
 - à Nutzung von Korridor C anstelle von A
 - Der EE-Ausbau in BW wird in BY vorgenommen
 - à Nutzung der Korridore C und D anstelle von A
- Regional weniger verteilte „Kosten“ der Energiewende
- Entsteht der Bedarf bei deutlich gesteigertem EE-Ausbau (Regret-Maßnahme?)

Leitungsausbau [GW]	NEP 2014 (Szenario 2034B)	NEP 2025 (Szenario 2025)	MG	MC _{Gas}	MC _{EE}	MC _{EE+Gas}	FB	FB _{EE}	FB _{EE+Gas}	FB _{EE+Gas+PV}
NI – NW	6 (A01, A11, A15)	2 (DC1)	6	0	4	2	2	0	0	0
NW – BW	2 (A02)	2 (DC2)	2	0	2	0	0	0	0	0
NI – HE	4 (B03, B04)		4	4	4	4	4	4	2	2
SH – BW	6 (C05, C05a, C06WDL)	2 (DC3)	6	4	6	2	2	0	0	0
SH – BY	4 (C06mod, C08)	2 (DC4)	4	4	4	4	4	4	0	0
ST – BY	4 (D18, D19a)	4 (DC5I, DC6I)	4	4	4	4	4	2	0	0
MV – ST	4 (D19b, D20)		2	0	2	0	0	0	0	0
Summe	30	12	28	16	26	16	16	10	2	2



Vielen Dank für Ihre Aufmerksamkeit!

Öko-Institut e.V.

Christof Timpe (Projektleitung)

Dierk Bauknecht (stv. Projektleitung)

Matthias Koch

Franziska Flachsbarth

Christoph Heinemann

David Ritter

Christian Winger



GEFÖRDERT VOM



Bundesministerium
für Bildung
und Forschung

Backup

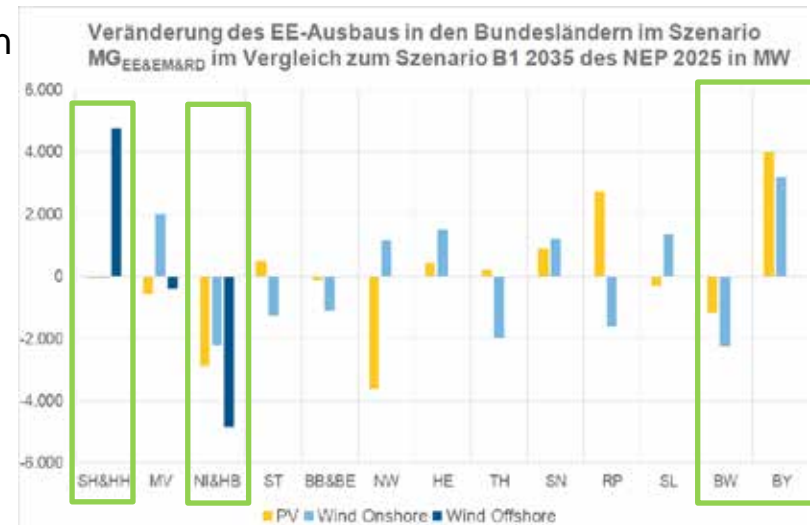
Diskussion

1. Verständnis Dezentralität:
2. Zukunft: Wie würden sich die Ergebnisse der Modellierungen im Zeitverlauf in Richtung 2050 verändern?
3. Politischer Rahmen: Seid ihr von dem bestehenden regulatorischen Rahmen ausgegangen oder muss es für bestimmte Szenarien Änderungen geben? Oder spielte Politik erstmal gar keine Rolle?
4. Fokus Mittelfranken: Was bedeuten die Ergebnisse für die Region um Nürnberg (z.B. in Sachen WEA, Speicherkapazitäten...)
5. Ökonomische Betrachtung: Was würde eine Maßnahme wie nodal pricing für den Verbraucher in der Region Regensburg bedeuten?
6. Akzeptanz in der Bevölkerung: Haben Akzeptanzannahmen für Eure Szenarien eine Rolle gespielt?

Kritik an der Bewertung der HGÜ-Korridore: „Dezentralität spart Netzausbaubedarf.“

- Ebenso gültige Schlussfolgerung:
 - Die Korridore C und D erscheinen robust und werden auch mit allen variierten Rahmenbedingungen bestätigt
- Auf Korridor A kann verzichtet werden, wenn umgeplant wird:
 - Der EE-Ausbau in NI wird in SH vorgenommen
 - à Nutzung von Korridor C anstelle von A
 - Der EE-Ausbau in BW wird in BY vorgenommen
 - à Nutzung der Korridore C und D anstelle von A
- Regional weniger verteilte „Kosten“ der Energiewende
- Verzicht auf Netzausbau führt nicht notwendig zu mehr Dezentralität
- BNetzA bestätigt nicht den gesamten Ausbaubedarf der HGÜ-Korridore

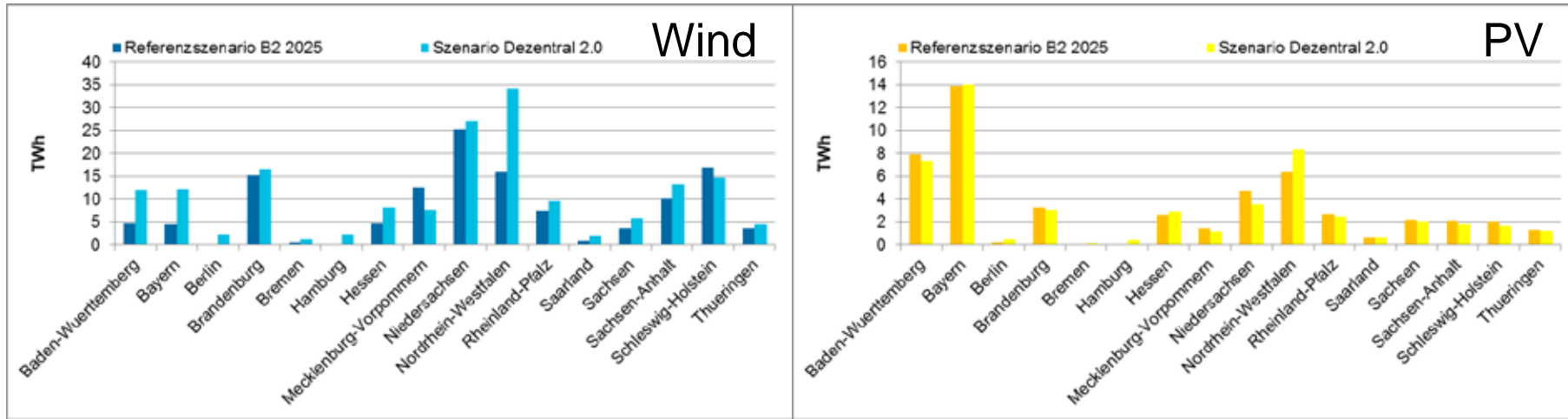
Leitungsausbau [GW]	NEP 2014 (Szenario 2034B)	NEP 2025 (Szenario 2025)	MG	MC _{grünland}	MC _{off}	MC _{grünland+off}	FB	FB _{grünland}	FB _{off}	FB _{grünland+off}
NI – NW	6 (A01, A11, A15)	2 (DC1)	6	0	4	2	2	0	0	0
NW – BW	2 (A02)	2 (DC2)	2	0	2	0	0	0	0	0
NI – HE	4 (B03, B04)		4	4	4	4	4	4	2	2
SH – BW	6 (C05, C05a, C06WDL)	2 (DC3)	6	4	6	2	2	0	0	0
SH – BY	4 (C06mod, C08)	2 (DC4)	4	4	4	4	4	4	0	0
ST – BY	4 (D18, D19a)	4 (DC5I, DC6I)	4	4	4	4	4	2	0	0
MV – ST	4 (D19b, D20)		2	0	2	0	0	0	0	0
Summe	30	12	28	16	26	16	16	10	2	2



Szenario Dezentral: Verständnis Dezentralität

Verständnis Dezentralität:

- In einer dezentralen Welt soll es einen Vorrang für dezentrale Erzeuger geben
 - Sofern sich ein Kraftwerk innerhalb der dezentralen Einheit befindet, besitzt es zur Nachfragedeckung innerhalb dieser Region einen Einspeisevorrang gegenüber einem Kraftwerk aus einer anderen Region
 - Notwendige Konsequenz: Dezentralität verursacht mindestens genau so hohe variable Kosten wie die zentrale Lösung
- Der EE-Ausbau findet verstärkt lastnah statt

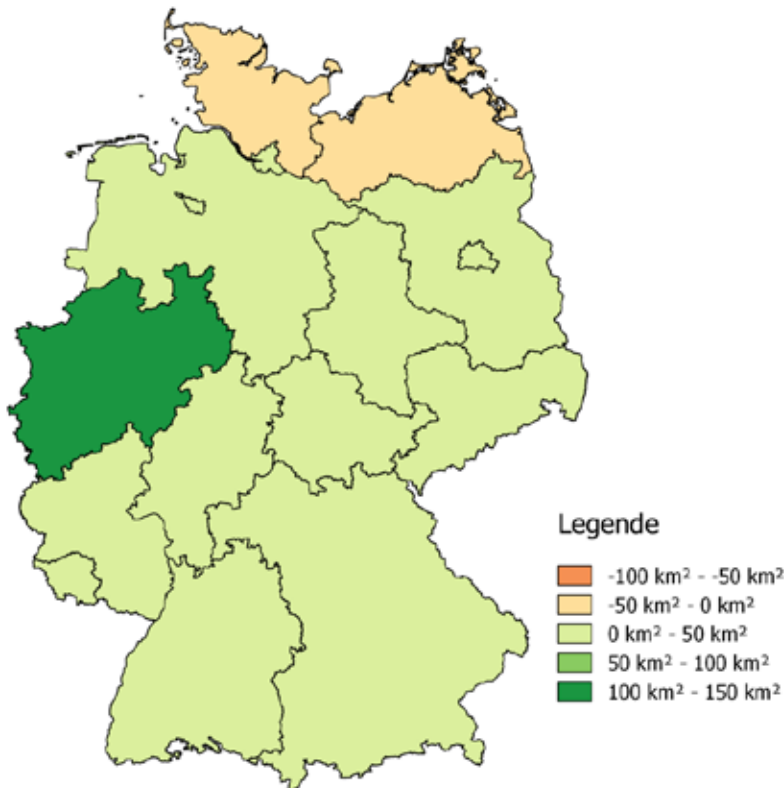


Vergleich der EE-Verteilungen zwischen den Bundesländern von Dezentral-Szenario im Vergleich zum NEP B2 2025 (Quelle: Öko-Institut e.V.)

Wie würden sich die Ergebnisse im Zeitverlauf bis 2050 verändern?

- Wenn wir die Klimaschutzziele weiterverfolgen, bedeutet dies Europäische Energiewende mit EE-Anteilen zwischen 85%-100%
- Das bedeutet als Rahmenbedingungen:
 - Wir benötigen einen deutlich höheren EE-Ausbau in allen Regionen, um dieses Ziel zu erreichen.
 - Das Übertragungsnetz kann dazu beitragen, dass die fluktuierenden Erzeugungen sich regional ausgleichen können. Dies reduziert den Bedarf an sonst in hohem Maß notwendigen Speichertechnologien.
 - Da der Flächenbedarf für Windanlagen bei vollständiger Sektorkopplung nicht ausreicht und ein Erzeugungsmix von Wind und PV benötigt wird, sind wir auf die regionale Flexibilität angewiesen.
 - Aufgrund dessen werden sich die HGÜ-Trassen m.E. zukünftig als wohlfahrtsfördernd erweisen. Fraglich ist, ob die Verknüpfungspunkte für die zukünftigen Aufgaben richtig gewählt und die Inbetriebnahmezeitpunkte richtig terminiert sind.

Szenario Dezentral: Flächenverbrauch Flächenbedarf für Wind-onshore



Regionale Veränderung des Flächenbedarfs für Wind-onshore-Anlagen im Szenario Dezentral (Quelle: Öko-Institut e.V.)

Flächenbedarf Windanlagen (km ²)	NEP B2 2025	Dezentral	Anstieg Dezentral
Oberbayern	5,1	17,3	12,2
Niederbayern	2,7	17,9	15,2
Oberpfalz	10,3	33,8	23,6
Oberfranken	21,3	53,1	31,8
Mittelfranken	24,8	57,9	33,1
Unterfranken	29,7	66,3	36,6
Schwaben	7,8	23,0	15,2

Anzahl Windanlagen	NEP B2 2025	Dezentral	Anstieg Dezentral
Oberbayern	104	353	249
Niederbayern	55	366	311
Oberpfalz	210	691	482
Oberfranken	435	1.085	651
Mittelfranken	507	1.183	675
Unterfranken	606	1.355	748
Schwaben	160	470	310

Leistung Windanlagen (MW)	NEP B2 2025	Dezentral	Anstieg Dezentral
Oberbayern	135	458	323
Niederbayern	71	476	405
Oberpfalz	273	899	626
Oberfranken	565	1.411	846
Mittelfranken	659	1.537	878
Unterfranken	788	1.761	973
Schwaben	208	611	403

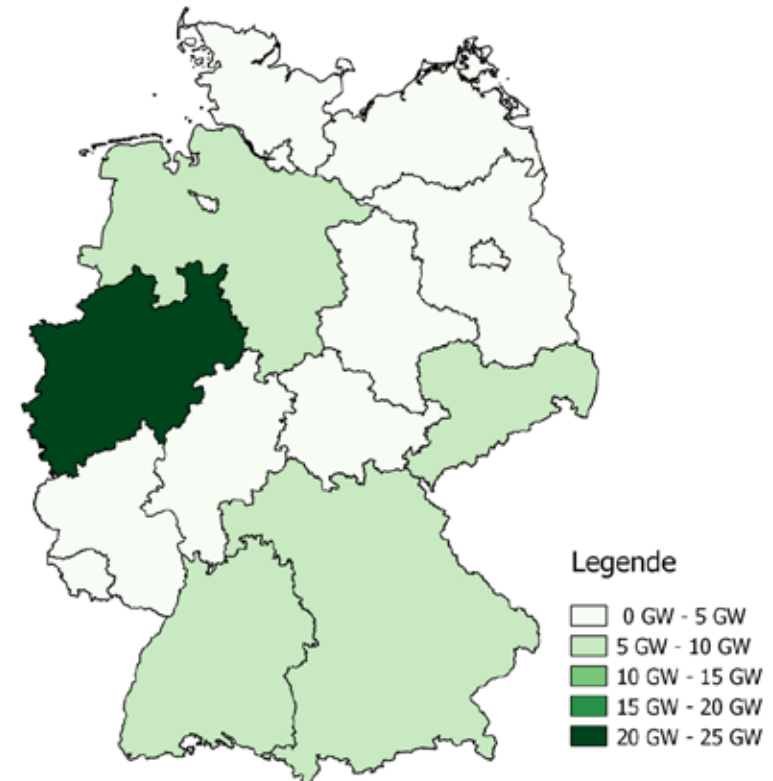
Szenario Dezentral: Flächenverbrauch Veränderungen im konv. KW-Park

Zubau von konv. Kraftwerken:

Kraftwerk	Leistung (MW)	BL
Stadtwerke Leipzig GmbH	20	Sachsen
HKW Erlangen	6,7	Bayern
Calbe	840	Sachsen-Anhalt
Bocholt Power	425	Nordrhein-Westfalen
KW Weiher	400	Saarland
Gersteinwerk GuD Werne	1300	Nordrhein-Westfalen
Ludwigsau	550	Hessen
Stuttgart	230	Baden-Württemberg

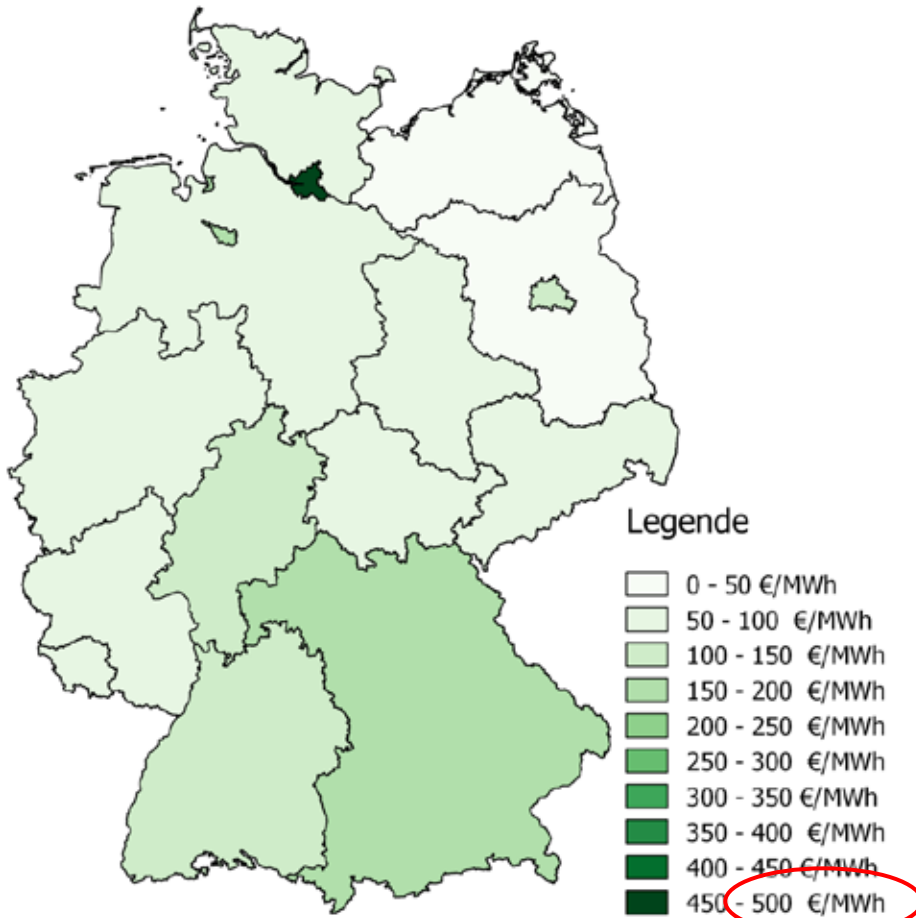
Rückbau von konv. Kraftwerken:

BL	Leistung (MW)
Schleswig-Holstein	68
Niedersachsen	672,3
Nordrhein-Westfalen	3591,8
Hessen	33,5
Baden-Württemberg	2141
Bayern	472
Saarland	900
Brandenburg	4409
Sachsen	147,6
Sachsen-Anhalt	969,8



Verteilung des verbleibenden konventionellen KW-Parks im Szenario Dezentral (Quelle: Öko-Institut e.V.)

Szenario Dezentral: Nodal Prices bei Wirksamkeit



Knotenpreise in Stufe 1 des Szenarios Dezentral
(Quelle: Öko-Institut e.V.)

Bundesland	Durchschnittlicher Knotenpreis (€/MWh)
Rheinland-Pfalz	74
Niedersachsen	94
Bayern	152
Nordrhein-Westfalen	91
Baden-Württemberg	115
Hessen	129
Thüringen	76
Mecklenburg-Vorpommern	29
Schleswig-Holstein	55
Saarland	75
Sachsen	80
Brandenburg	50
Bremen	184
Berlin	126
Sachsen-Anhalt	66
Hamburg	500

Preis für das virtuelle Backup-Kraftwerk