

Orientierungsrechnung

Auswirkungen des neuen EEG – Darstellung der Ergebnisse der Marktsimulation und der indikativen Auswirkungen auf das Übertragungsnetz anhand des Szenarios B 2025

Stand 11.06.2014



Einführung und Executive Summary

Einführung

- Die Orientierungsrechnung (O 2025) betrachtet für den ÜNB-Entwurf des Szenarios B 2025 den Netzausbaubedarf im Vergleich zum Szenario B 2024 mit den folgenden wesentlichen Änderungen:
 - Wind onshore (+5,2 GW), Wind offshore (-2,2 GW) und Biomasse (-1,5 GW) als Folge des EEG-Entwurfs.
 - Die neue EE-Regionalisierung führt bei Wind onshore und (abgeschwächt) bei PV zu Abweichungen in einer Größenordnung von bis zu 2,1 GW je Bundesland. Bei Wind offshore sinkt die installierte Leistung wegen der politischen Zielsetzungen in Niedersachsen um -1,9 GW und in Schleswig-Holstein um -0,3 GW.
 - Bei konventionellen Kraftwerken gehen die installierten Kapazitäten um -0,7 GW zurück (der bislang unterstellte stärkere Rückgang bei Braunkohle-KW wird durch einen realitätsnäheren Ansatz ersetzt)
 - Angenommener Bruttostromverbrauch von 600 TWh.

Executive Summary

- Der Netzausbau mit den Maßnahmen des Bundesbedarfsplans einschließlich der DC Korridore bildet auch nach der EEG-Novelle eine stabile und robuste Basis für die Umsetzung der Energiewende.
- Aufgrund der geringen Änderungen bei den Leitungsauslastungen ist tendenziell ein Umfang des notwendigen Netzausbaubedarfs wie in den vorangegangenen Netzentwicklungsplänen zu erwarten.

In der Leistungsbilanz der Orientierungsrechnung ergeben sich gegenüber dem Szenario B2024 nur geringe Unterschiede.

Nettonennleistung in GW	Referenz 2013	Orientierungsrechnung	Szenario B 2024	Differenz Orientierung zu B 2024
Kernenergie	12,1	0,0	0,0	0,0
Braunkohle	21,2	19,6	15,4	4,2
Steinkohle	26,2	24,6	25,8	-1,2
Erdgas	26,5	26,3	28,2	-1,9
Mineralölprodukte	4,1	1,7	1,8	-0,1
Speicher (inkl. Pumpspeicher)	6,4	8,5	10,0	-1,5
Sonstige	3,2	1,8	3,7	-0,3
Abfall	1,6	1,6	---	---
Summe konv. Kraftwerke	101,2	84,2	84,9	-0,7
Wind (onshore)	33,2	60,2	55,0	5,2
Wind (offshore)	0,5	10,5	12,7	-2,2
Photovoltaik	35,1	55,7	56,0	-0,3
Biomasse	6,4	7,2	8,7	-1,5
Wasserkraft	4,6	4,7	4,7	0,0
Sonstige EE	0,4	0,8	1,5	-0,7
Summe EE	80,2	139,2	138,6	0,6
Gesamt	181,4	223,3	223,5	-0,2

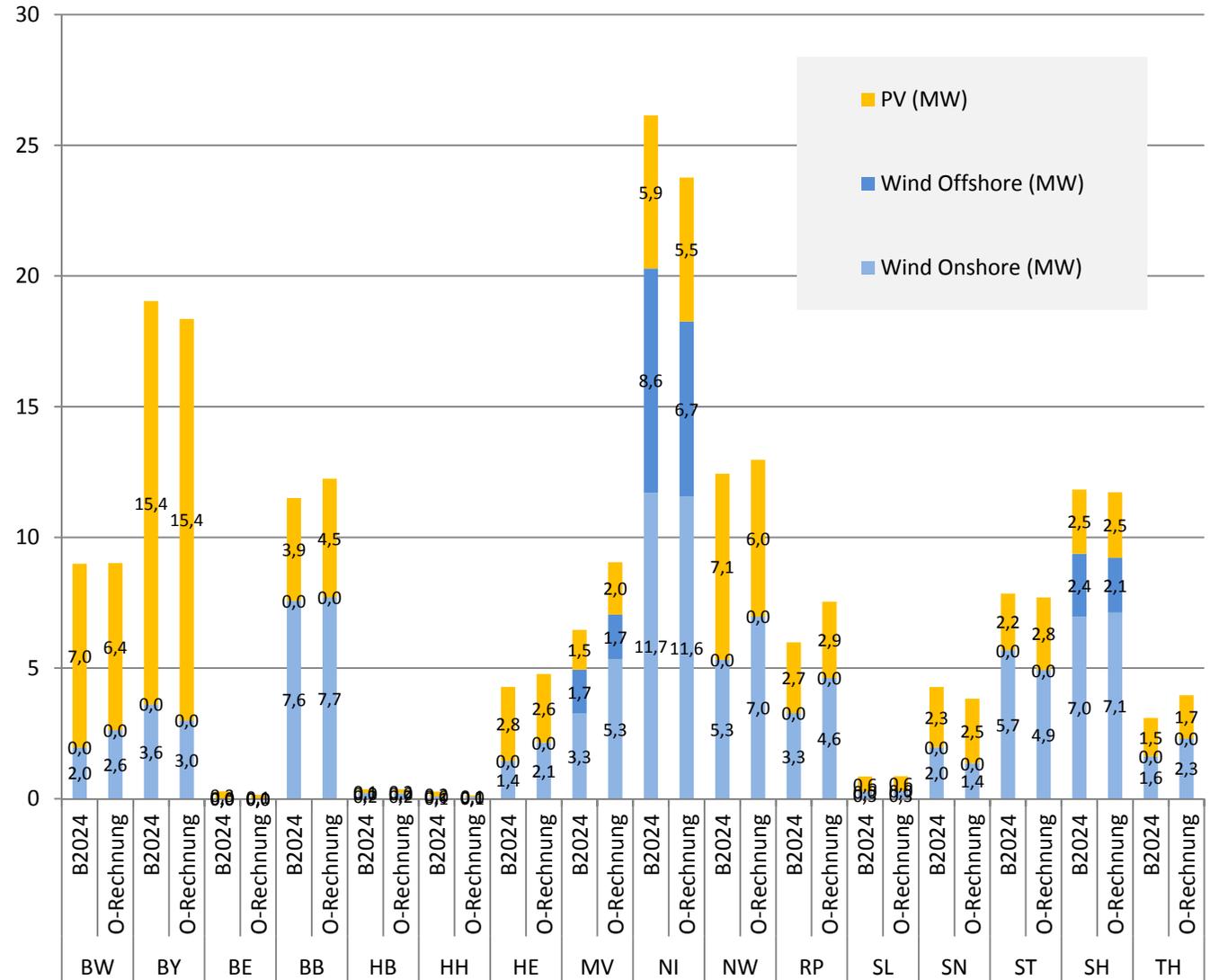
Die neue EE-Regionalisierung führt bei Wind onshore zu Abweichungen von bis zu 2,1 GW je Bundesland. Bei Wind offshore sinkt die Leistung in Niedersachsen um 1,9 GW.

Differenzen der installierten Leistungen in O 2025 gegenüber B 2024:

- **Onshore-Windenergieanlagen**
 - MV (+2,1 GW)
 - NW (+1,6 GW)
 - RP (+1,3 GW)
 - BY, SN, ST (-0,6 bis -0,8 GW)

- **Offshore-Windenergieanlagen**
 - NI (-1,9 GW)
 - SH (-0,3 GW)

- **Fotovoltaik**
 - BB, MV, ST (+0,5 bis +0,6 GW)
 - NW (-1,1 GW), BW (-0,6 GW), NI (-0,4 GW)



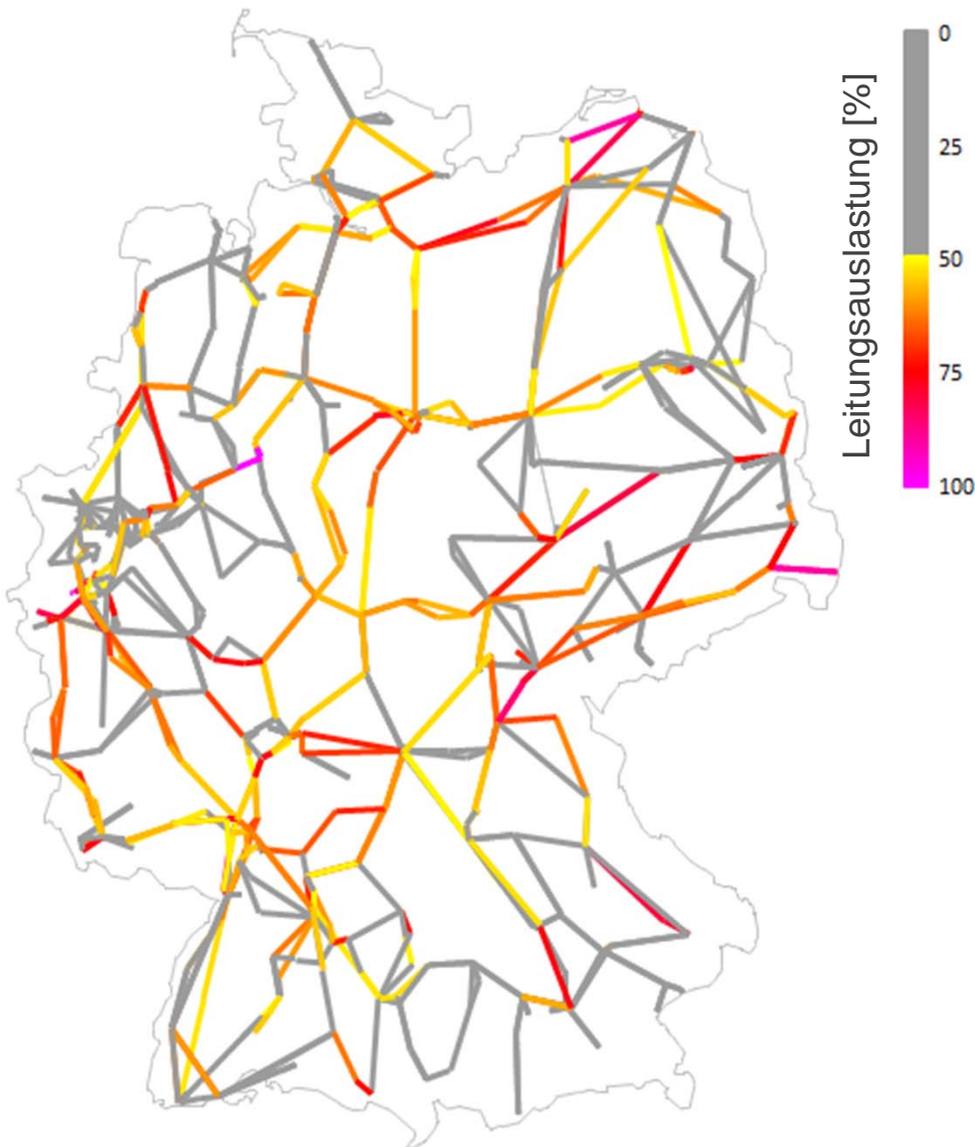
Die Marktsimulation für O 2025 ergibt gegenüber Szenario B 2024 durch die Veränderung der installierten Leistungen in den einzelnen Technologieklassen einen deutlich geänderten Kraftwerkseinsatz.

- **Höherer Bruttostromverbrauch von 600 TWh unterstellt**
 - Verbraucherlast steigt um 16 TWh
 - Deckung des Mehrverbrauchs durch höhere inländische Erzeugung (rund 5 TWh) sowie durch den veränderten Handelssaldo (rund 11 TWh)
- **Energieerzeugung aus EE sinkt um rund 9,4 TWh**
 - Wind onshore +10,3 TWh
 - Wind offshore -8,6 TWh
 - Biomasse -8,4 TWh und sonstige EE -2,25 TWh
- **Das Handelssaldo sinkt um rund 11 TWh**
 - Importe aus dem Ausland steigen um 8 TWh
 - Exporte sinken um 3 TWh
- **Konventionelle Erzeugung steigt aufgrund des geringeren EE-Anteils um rund 14,5 TWh (gemäß Merit Order)**
- **Summe aus EE 270 TWh**
- **Summe konventionelle Kraftwerke beträgt 358 TWh**
- **Der Anteil aus EE am Bruttostromverbrauch* beträgt 45 %**
*inklusive Kraftwerkseigenbedarf

Energieträger	Orientierungsrechnung	Szenario B 2024	Differenz
in TWh			
Kernenergie	0,00	0,00	0,00
Braunkohle	135,55	109,03	26,51
Steinkohle	137,58	137,24	0,34
Erdgas	53,43	61,39	-7,96
Öl	1,65	1,43	0,22
Pumpspeicher-einspeisung	3,10	3,41	-0,31
KWK < 10 MW	9,60	9,04	0,57
Sonstige Konventionelle	17,10	22,39	-5,30
Wind onshore	117,77	107,44	10,33
Wind offshore	40,95	49,54	-8,60
Photovoltaik	48,59	49,02	-0,43
Biomasse	40,35	48,75	-8,41
Wasserkraft	17,89	17,89	0,00
sonstige regenerative Erzeugung	4,50	6,76	-2,25
Import	56,65	48,51	-8,14
Export	113,94	116,94	-3,00
Verbraucherlast (inkl. Netzverlusten)	567,12	550,82	16,30
Pumpspeicher-entnahme	-3,61	-4,01	0,40
Dumped Energy	-0,04	-0,07	0,03

In O 2025 zeigt sich gegenüber B 2024 im Grundfall eine veränderte Leitungsauslastung, z.B. aufgrund der veränderten Regionalisierung.

Maximale Leitungsauslastungen über 8760 Netznutzungsfälle im Grundfall



- Die Marktsimulationsergebnisse des Szenarios O 2025 (Orientierungsrechnung) wurden auf das Ergebnisnetz des Szenarios B 2024 angewandt.
- Die Auswirkungen auf die Maßnahmen wurden nicht analysiert.
- In der Graphik werden für jeden Stromkreis die maximal auftretende Leitungsbelastung aus den 8760 Netznutzungsfällen eines Jahres dargestellt.
- Es werden nur Leitungsauslastungen im Grundfall über 50 % (gelb) dargestellt. Auslastungen größer 70 % (rot) sind grenzwertig. Bei Auslastungen über 80 % (violett) im Grundfall sind weitere Maßnahmen zu prüfen.
- Gegenüber dem Szenario B 2024 zeigt sich im Grundfall eine veränderte Leitungsauslastung z.B. aufgrund der veränderten Regionalisierung. Auf dem folgenden Chart wird das näher erläutert.

Die geringen Änderungen bei den Leitungsauslastungen lassen einen Umfang des notwendigen Netzausbaubedarfs wie in den vorangegangenen NEP erwarten.

1. Der Zubau von Wind offshore in der Nordsee wird um 2,2 GW reduziert, deswegen treten niedrigere Belastungen in Nordwestniedersachsen auf.
2. Zubau Wind onshore im Nordosten Deutschlands:
 - Verschiebung des Zubaus Richtung Norden: Erhöhung um 2,1 GW in Mecklenburg-Vorpommern, deswegen dort lokal erhöhte Leitungsbelastungen und erhöhter Transportbedarf aus dem Nordosten Deutschlands heraus.
 - In Sachsen-Anhalt wird der Zubau um 0,8 GW abgesenkt, deswegen dort lokal niedrigere Leitungsbelastungen.
3. In Nordrhein-Westfalen erfolgt ein Zubau Wind onshore um 1,6 GW, deswegen treten höhere Leitungsbelastungen auf.
4. In Süddeutschland treten regional teilweise höhere Leitungsbelastungen auf, was u.a. mit veränderten Handelsflüssen erklärt werden kann.

