



Bundesnetzagentur

Netzentwicklungsplan 2021-2035 - eine Einführung

Achim Zerres, Abteilungsleiter Energie

Informationstag Netzausbau

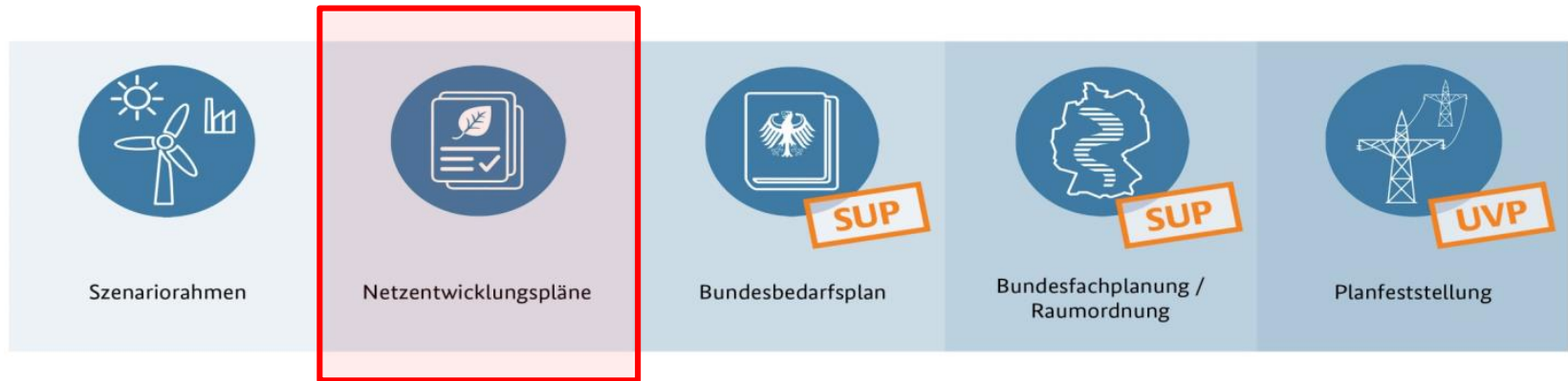
14. September 2021



www.bundesnetzagentur.de

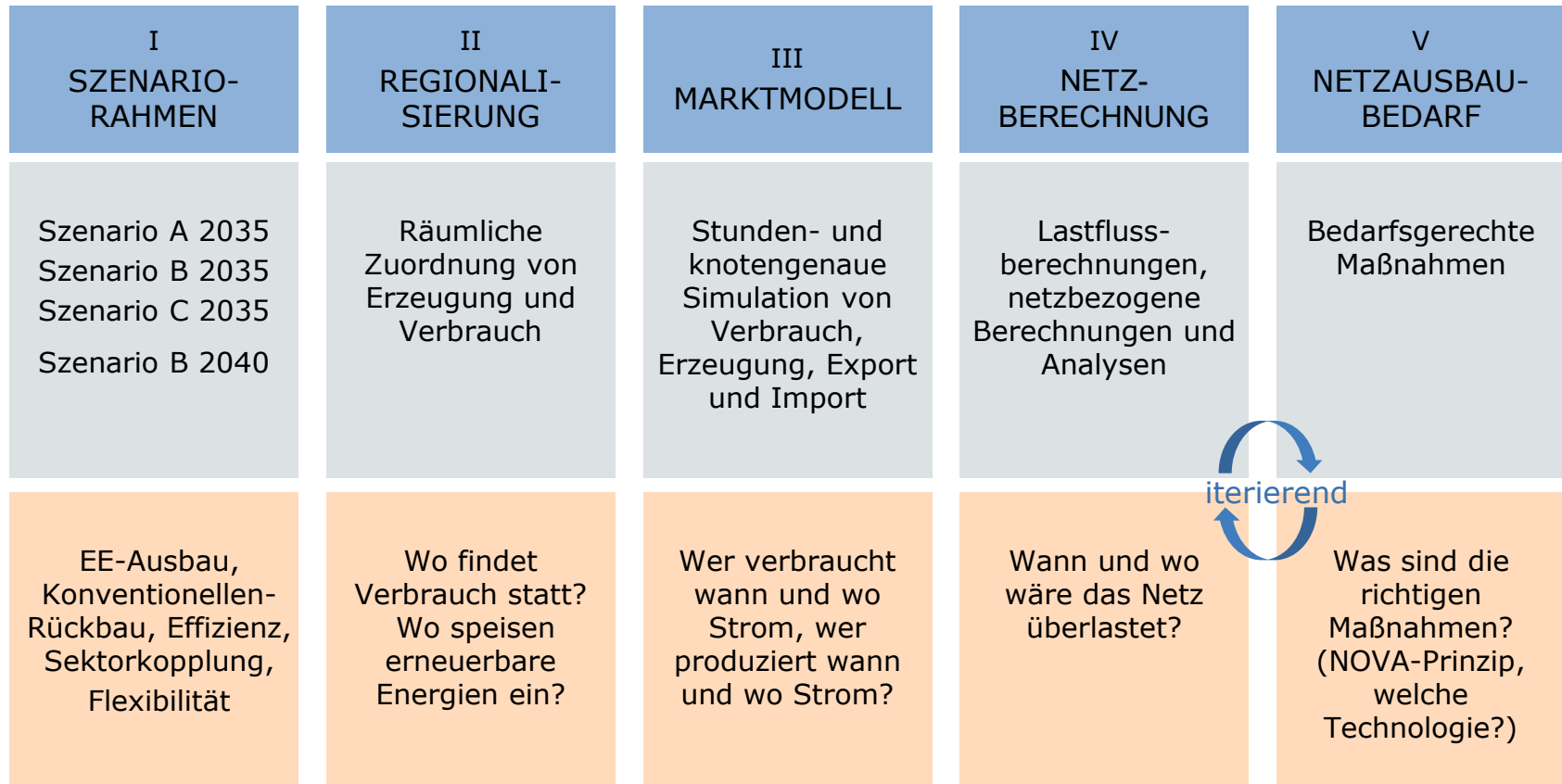
Um einen transparenten und objektiven Prozess zu etablieren, hat der Gesetzgeber fünf Verfahrensschritte vorgesehen.

- Zweijahreszyklus
- Partizipation in jedem Verfahrensschritt
- **Konsultation bis zum 20. Oktober 2021**



**Energiewirtschaftliche
Bedarfsermittlung**

**Planung konkreter
Vorhaben**





Wind Offshore



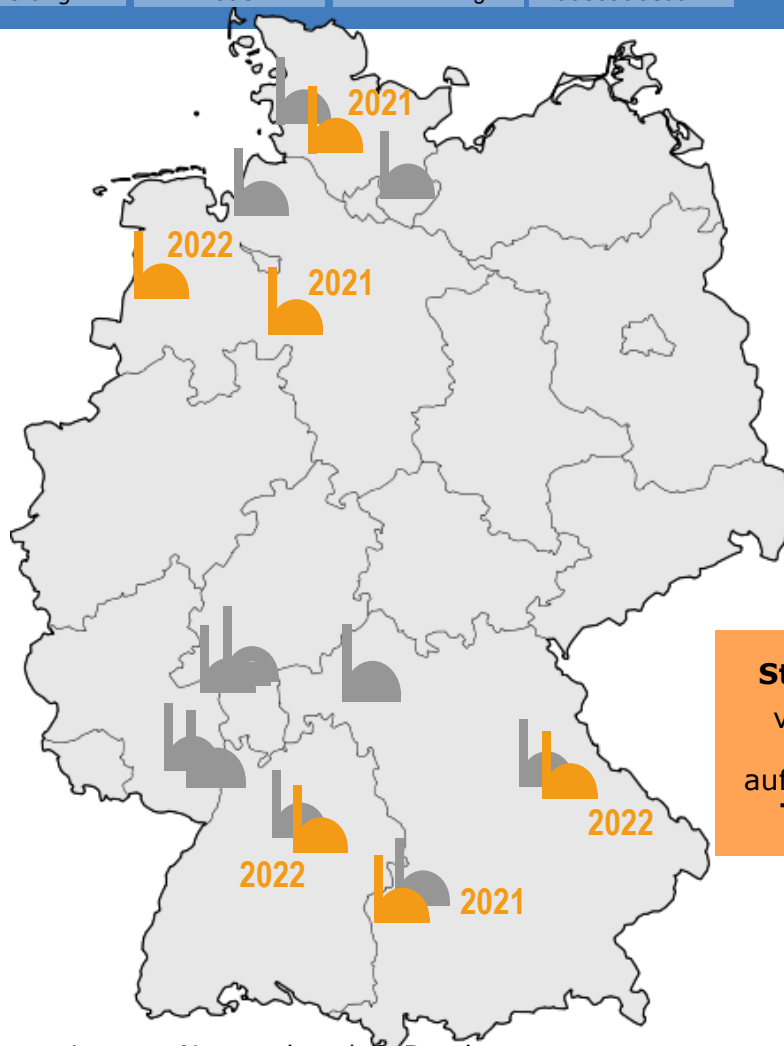
von 7,7 GW (2020)
auf **28 – 34 GW**
bis 2035

bis 2040: 40 GW

Photovoltaik



von 53,8 GW (2020)
auf **110,2 – 120,1**
GW bis 2035



Wind Onshore



von 54,4 GW (2020)
auf **81,5 – 90,9 GW**
bis 2035

Stromverbrauch

von 554,8 TWh
(2019)
auf **639,8 – 686,9**
TWh bis 2035

Atomausstieg

geplante
Abschaltung
abgeschaltet

Kohleausstieg

in 2035

0 GW Stein- und
Braunkohle
(in zwei von drei
Szenarien)

Versorgungssicherheit
wird in eigenständigem
Monitoring geprüft



- **70 – 74 % EE-Anteil** am Bruttostromverbrauch [entspricht EEG-Zielpfad]
- **vollständiger Kohleausstieg** in zwei von drei Szenarien
- deutlicher Zuwachs bei **Speichern** von 0,5 GW auf ca. 15 GW
- trotz Energieeinsparungen **steigender Stromverbrauch** durch **Sektorenkopplung** mit Industrie, Wärme und Verkehr
- Nationale **Wasserstoffstrategie** bis zu 10,5 GW
- steigende **Flexibilität** von Verbrauchern
- Erreichung der **CO₂-Einsparziele** im Stromsektor des KSG 2019
- künftige Entwicklungen des **Binnen- und Außenhandels** [dient der Versorgungssicherheit und der EE-Integration]





- Bei Bestätigung des Szenariorahmens 2021-2035 im Juni 2020 wurde das **damals gültige KSG** berücksichtigt

- nach Entscheidung des **BVerfG neues** Klimaschutzgesetz mit verschärften CO₂-Zielen [Gesamtwirtschaftliche Ziele sind gewahrt, CO₂ Ziele wären nicht gewahrt]



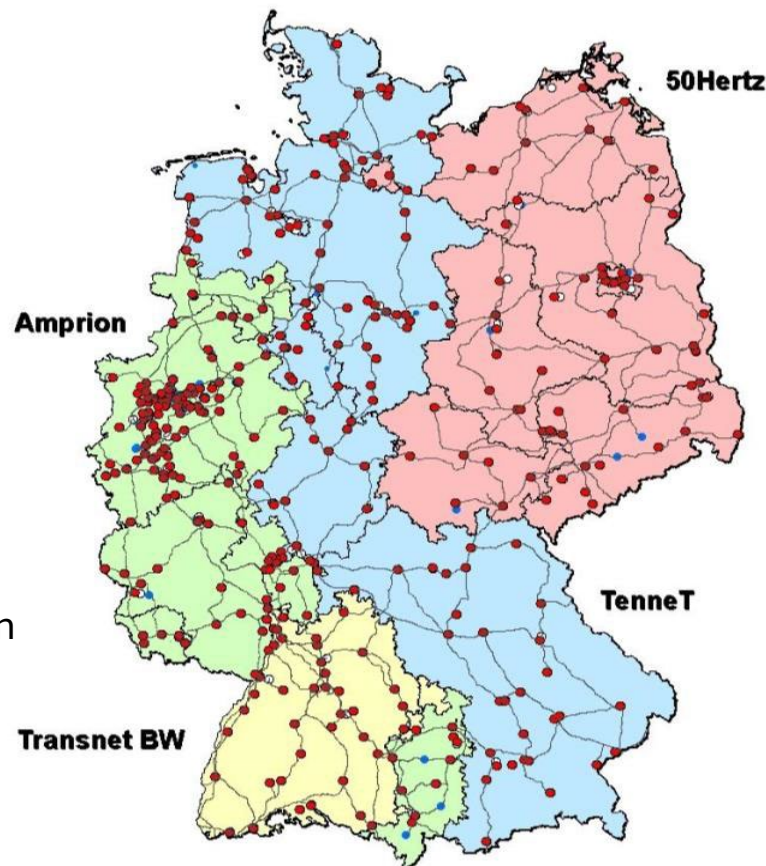
- Prüfung NEP 2021-2035 auf Basis der Szenarien mit starkem EE-Ausbau (C2035 und B2040)
- Maßnahmen zur Umsetzung der neuen Klimaschutzziele sind schnellstmöglich auf den Weg zu bringen
- nächster Planungsprozess (Konsultation des Szenariorahmens im Januar 2022) soll Konkretisierungen des KSG und Langzeitbetrachtungen beinhalten („die Null muss stehen“)



Regionalisierung:

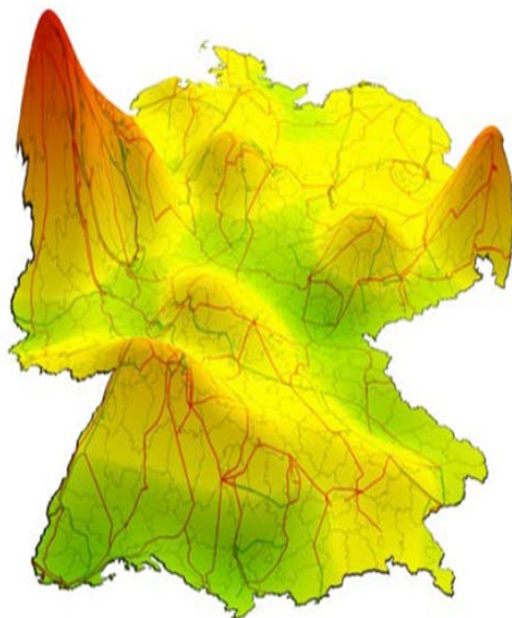
Verfahren zur räumlichen Verteilung der Stromerzeuger und Stromverbraucher

- **Konventionelle Erzeugung:**
Entsprechend der genehmigten Kraftwerksliste
- **Erneuerbare Energien**
Entsprechend der genehmigten Methodik:
 - Flächenansatz bei Wind-Onshore und PV
 - Regionalisierung auf Basis von ausgewiesenen Windvorrangs- und Windeignungsflächen bzw. verfügbaren Dachanlagen und EEG-geförderten Freiflächen
 - Faustformel 80:20 des Winds im Nord
- **Verbrauch**
Entsprechend sozioökonomischer Entwicklung
Treiber: Industrie und Wasserstoff-Hydrolyse
Faustformel für H₂: 2/3 Nord; 1/3 Süd

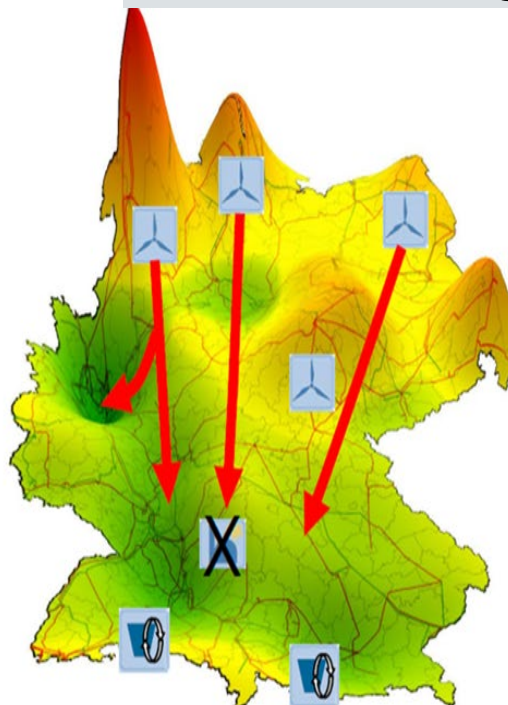




Ausgangssituation



Situation zukünftig



Rot: Erzeugung größer als Verbrauch
Grün: Verbrauch größer als Erzeugung

Das Modell ergibt ein Bild, **wo wann wieviel** Strom *benötigt* wird und **wer** zu exakt diesem Zeitpunkt diesen Strom *produziert*.

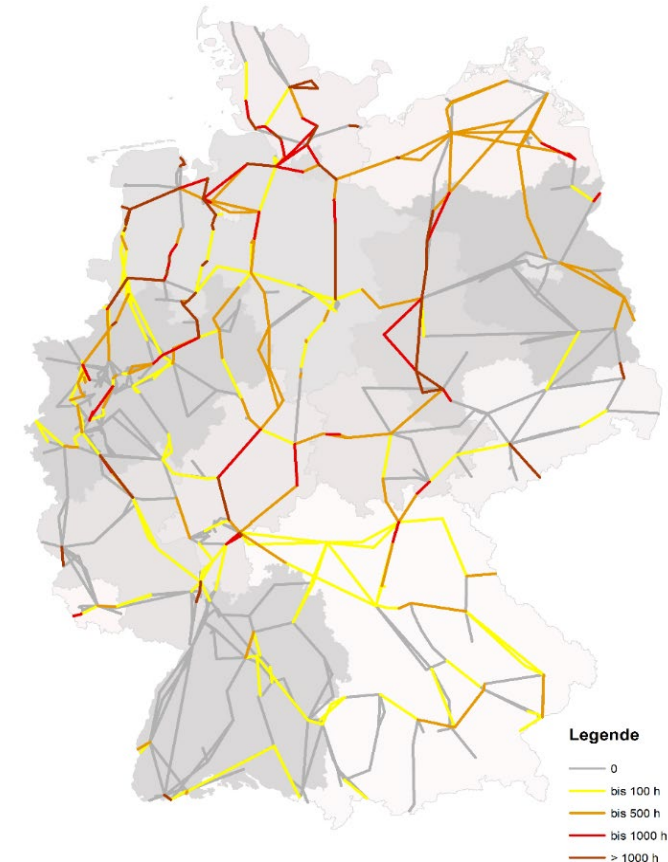
für alle 8760 Stunden des Jahres wird so der Transportbedarf ermittelt.



- **Einspeise- und Lastsituation** im Jahr 2035 für jede einzelne Stunde des Jahres (= **8.760 Netznutzungsfälle**)
- besonders relevant bei der Netzberechnung : **viel Wind, geringe PV, hohe Last**
- Netznutzungsfälle werden auf **Modell des Übertragungsnetzes** übertragen
 - ca. 6.600 Netzknoten in Europa
 - 5.500 Stromkreise
 - rund 1.850 Transformatoren
 - 35.000 km Netzlänge (Leitungen)
- Zum **Startnetz** gehören im NEP 2035 auch die schon sechs mal bestätigten und jetzt in der Planfeststellung befindlichen HGÜ-Korridore A, C und D[Original]
- daraus resultieren **Betriebs- und Belastungswerte für alle Netzelemente**
- Belastungswerte dürfen Grenzen nicht überschreiten (**auch falls einzelne Elemente ausfallen***), sonst würde die **Netzstabilität gefährdet**

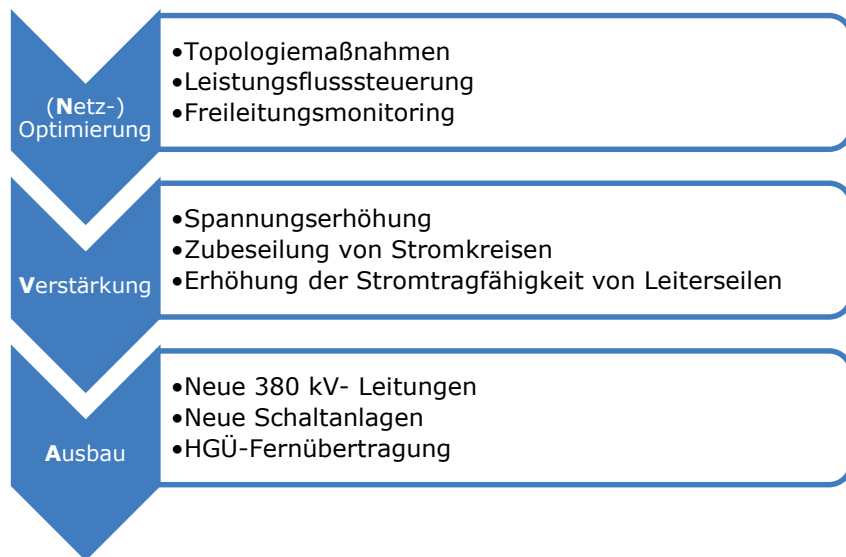
*näheres im Forum „Prüfmethodik und Netzberechnung“

Überlastungen des Startnetzes im Jahr 2035





→ Vorgaben an Übertragungsnetzbetreiber



Ausbaubegrenzung durch u.a.:

- **Spitzenkappung**
- Höhere Auslastung des Bestandsnetzes durch z.B.
Freileitungsmonitoring,
Lastflussteuerung,
Blindleistungskompensation,
innovative Betriebsmittel, Digitalisierung
- Neubaumaßnahmen sind „ultima ratio“

→ Prüfung durch Bundesnetzagentur



soviel Netzausbau wie nötig, aber so wenig wie möglich



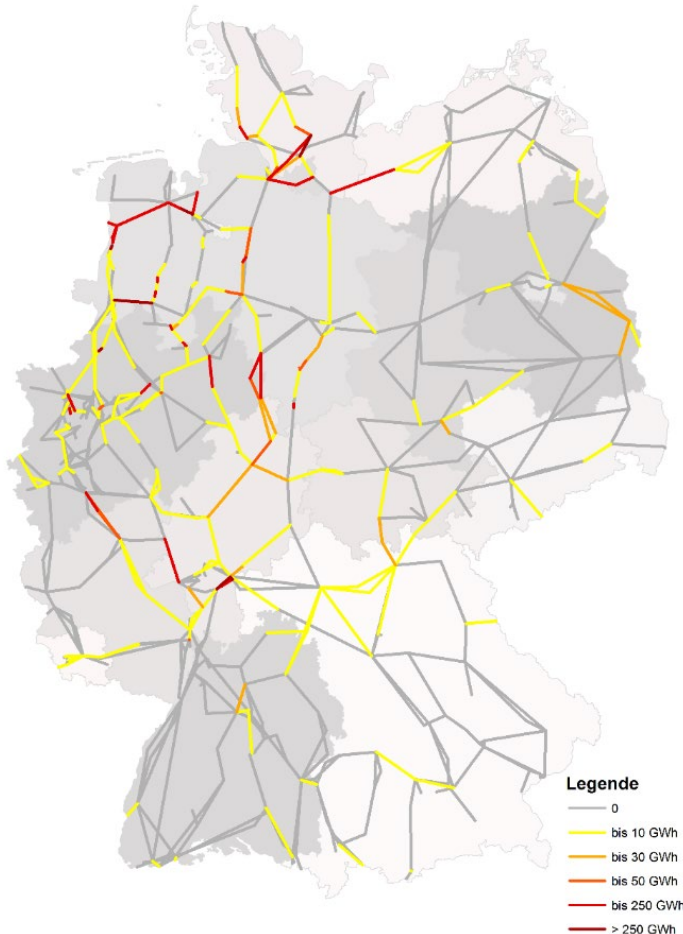
- **Übertragungsnetzbetreiber** tragen Systemverantwortung, planen und **entwerfen** den NEP auf Basis von „anerkannten Planungsgrundsätzen“ (insb. (n-1)-Kriterium) und realisieren später die Maßnahmen
 - **Bundesnetzagentur prüft** mit dem Ziel einer volkswirtschaftlich optimalen Infrastruktur für die Netznutzer
 - BNetzA wendet Prüfkriterien an, die von den Planungsgrundsätzen der ÜNB abweichen: Erforderlichkeit, Optimierung mit Verteilnetzausbau [Beispiel P72]
 - niemand weiß, ob die Welt in 2035 so sein wird, wie im Szenariorahmen und in Modellierung angenommen, aber in 2045 will Deutschland CO₂-frei wirtschaften
 - zu volkswirtschaftlich optimalen Kosten
- ⇒ Schwerpunkte auf Szenario C 2035 (74% EE) und Szenario B 2040 (76 % EE)

 **Diskrepanz** zwischen beantragten Maßnahmen der **ÜNB** und Bestätigung **BNetzA**

 **Neu: „no regret“ ist mit Blick auf langfristige Klimaziele zu verstehen**



Stand des NEP 2021-2035



Überlastungsindex ist die Jahresenergiemenge, die auf Grund einer Überlastung nicht über eine Leitung übertragen werden kann

Überlastungsindex bewertet sowohl die Höhe als auch die Häufigkeit von Überlastungen

ein Überlastungsindex einer Leitung > 30 GWh ist ein klares Indiz für Netzausbaubedarf (entspricht annähernd dem Jahresverbrauch von ca. 10.000 Privathaushalten)

aufsummiert über alle Leitungen ergibt sich ein Überlastungsindex für das gesamte deutsche Übertragungsnetz

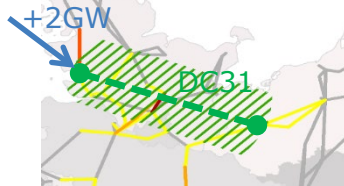
Überlastungsindex:

- vor Optimierung 54 TWh
- nach Optimierung 15 TWh

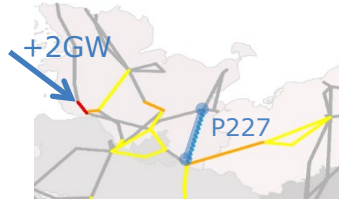
BBP



BBP + DC31



BBP + P227



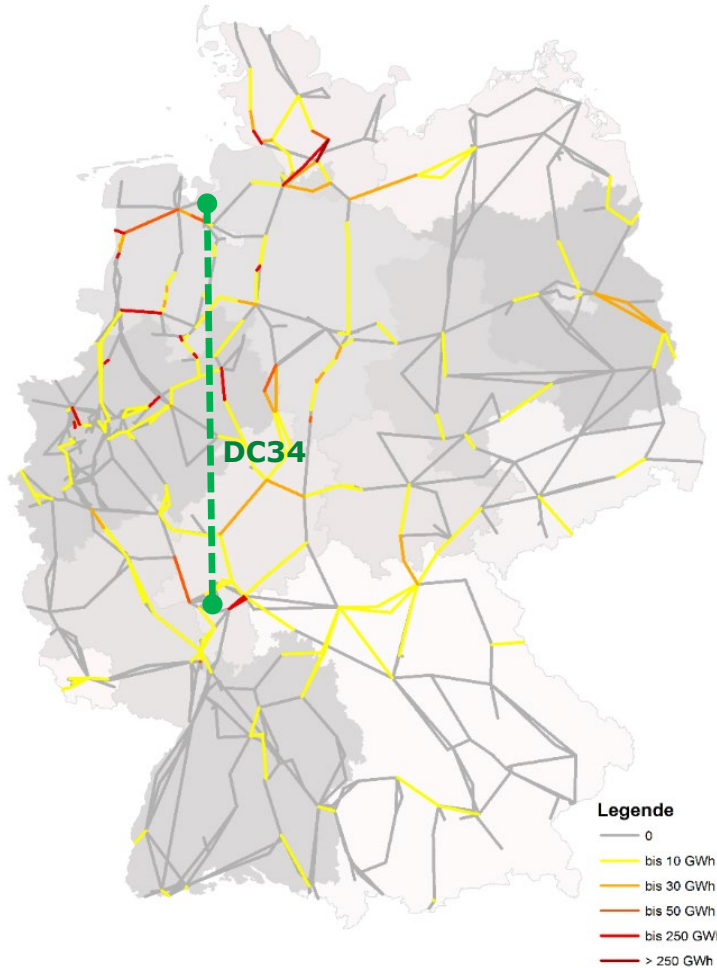
- Vorschlag der ÜNB : 2 GW Offshore-Leistung bis 2035 in Heide/West
- da schon vorher der Raum Hamburg engpassbehaftet ist, führt jede zusätzliche Leistung zu einem Anstieg der Überlastungen

Zwischenstand:

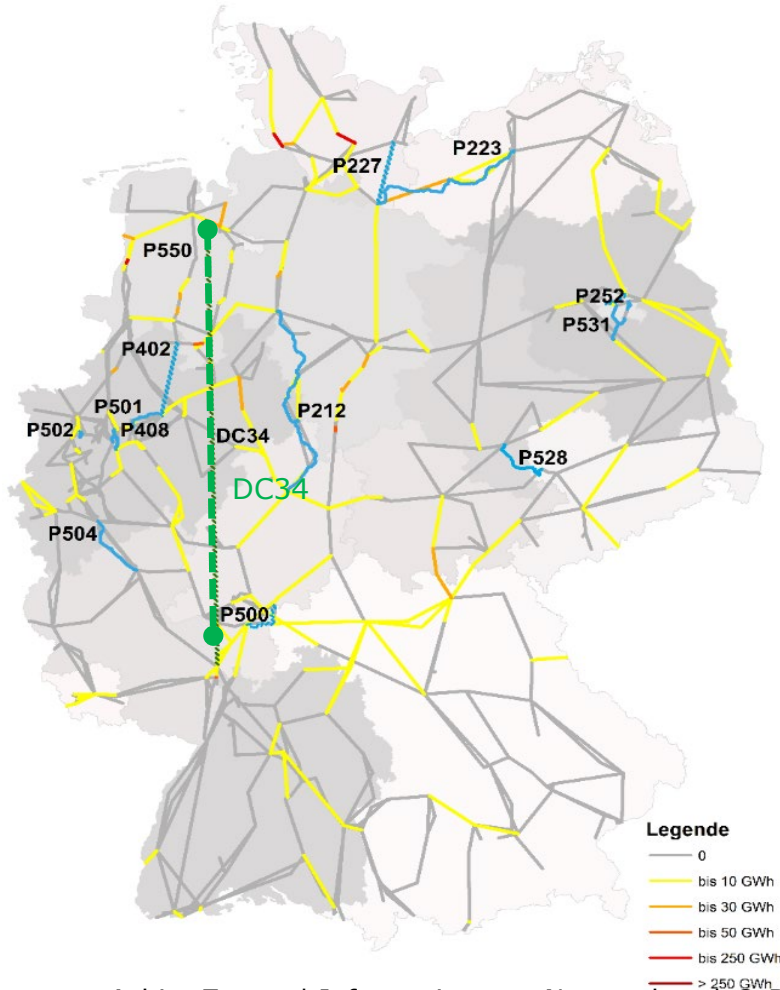
- DC31 („Querspange“ Heide – Klein Rogahn) behebt Engpässe nicht vollständig und leistet nur geringen Beitrag zur Integration von Onshore-Wind in S-H
- Probleme um Hamburg besser durch P227 behoben werden, die unabhängig von DC31 erforderlich ist
- Verbleibende Engpässe um Hamburg könnten durch regionale Maßnahmen gelöst werden, z.B. P223

in Prüfung:

- Anbindung von Offshore-Leistung in Klein-Rogahn
- Vergleich DC31 und/oder Erweiterung von DC 25 [Heide/West-Polsum]
- Änderung des technischen Konzepts des NVP
- **näheres dazu im Forum „Offshore-Netzausbau“**
[der klassische O-NEP ist abgelöst durch den Flächenentwicklungsplan des BSH]



- Hinzunahme von DC34 Rastede-Bürstadt
 - reduziert Überlastungsindex um annähernd 50 %
 - von ca. 15 TWh auf ca. 7,3 TWh
- verbleibende Überlastungen sollten durch zusätzliche Maßnahmen behoben werden

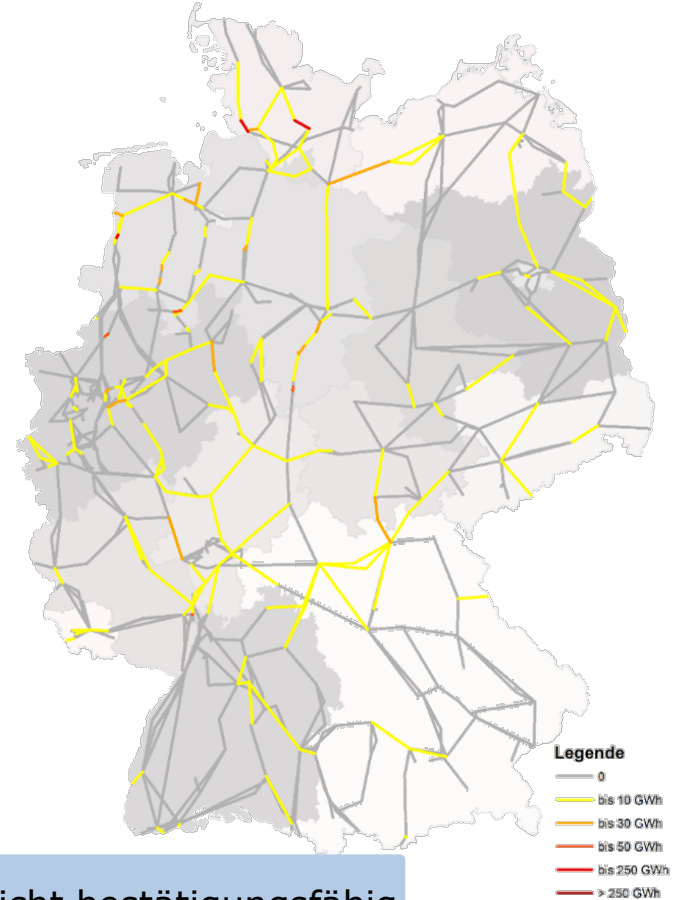
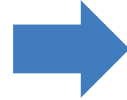


- P212 Landesbergen - Borken
- P223 Güstrow - Krümmel
- P227 Lübeck – Krümmel
- P252/P531 Berlin
- P402 Westerkappeln – Gersteinwerk
- P408 Netzverstärkung zentrales Ruhrgebiet
- P500 Somborn - Urberach
- P501 Gersteinwerk –Mengede
- P502 Walsum-Beeck
- P504 Sechtem – Weißenthurm
- P528 Lauchstädt – Leuna – Pulgar
- P550 Conneforde – Garrel/Ost

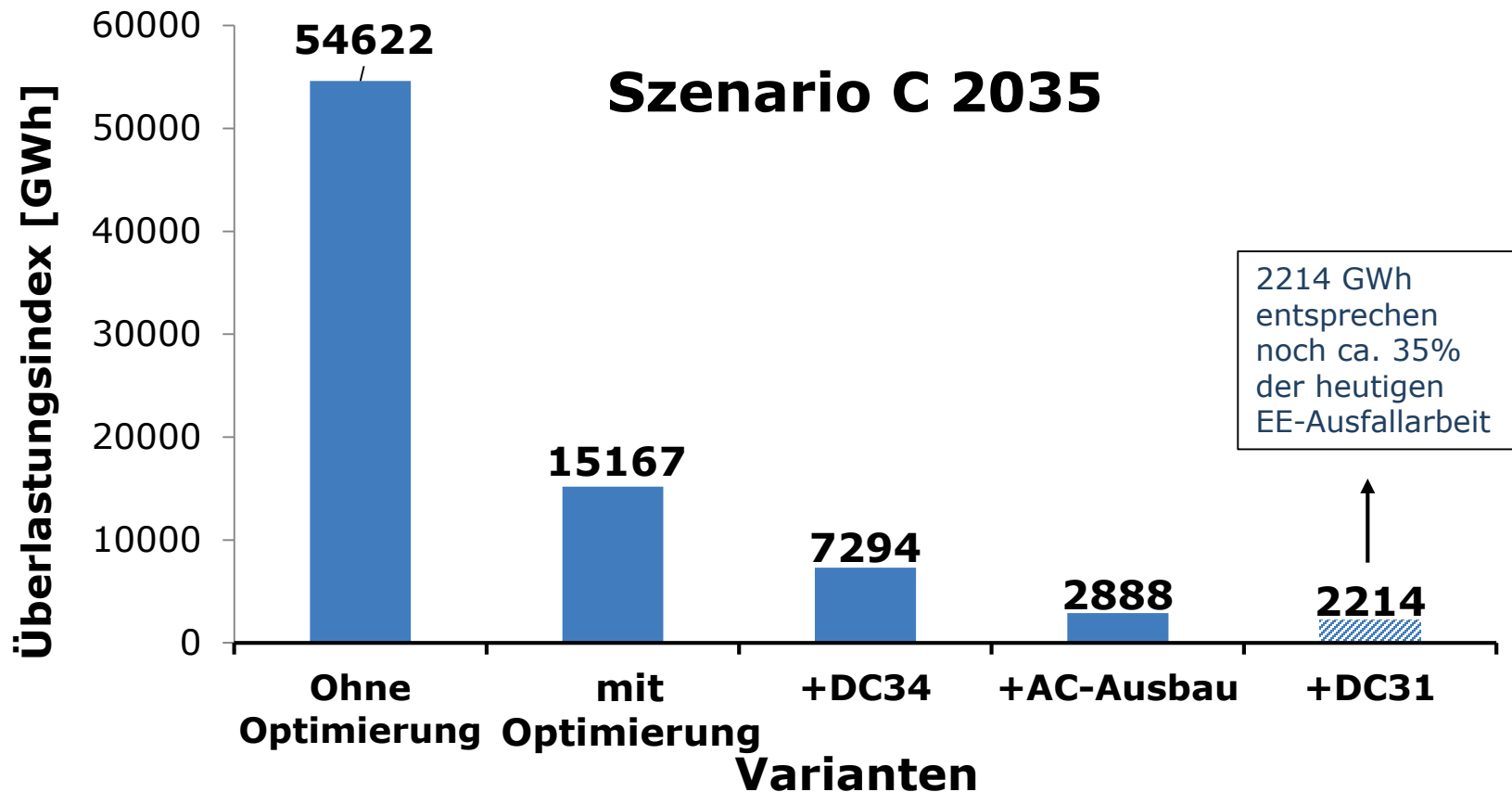


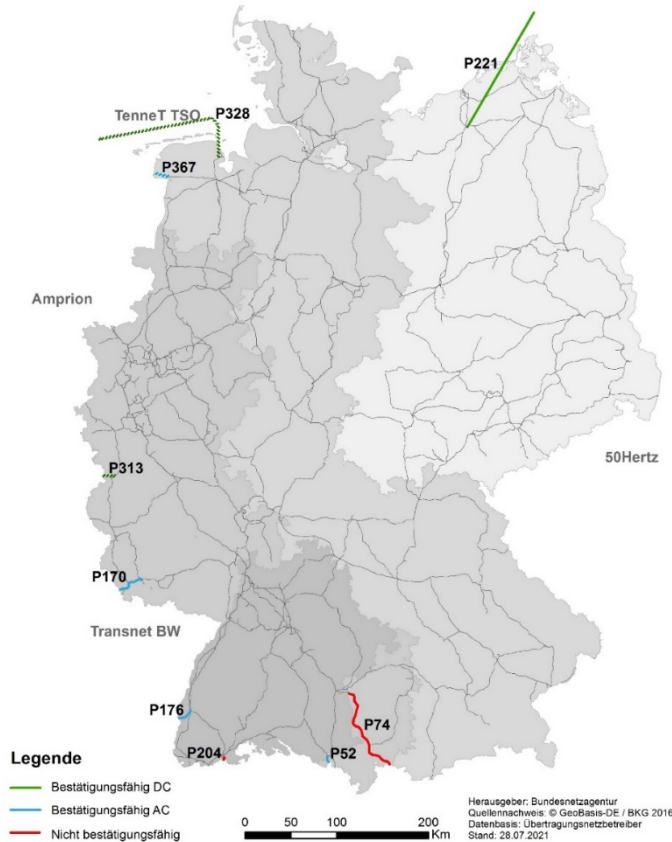
Reduzieren Überlastungsindex auf 2,9 TWh

Nicht bestätigungsfähige Streckenmaßnahmen



7 Streckenmaßnahmen sind derzeit nicht bestätigungsfähig





Bestätigungsfähig (*nach derzeitigem Stand*)

- P52 Netzverstärkung südliches Baden-Württemberg
- P170 Uchtelfangen – Ensdorf – Bundesgrenze DE / FR – Vigy
- P176 Netzverstärkung südliches Baden-Württemberg/ Grenzregion Frankreich
- P221 HansaPowerBridge II (DE – SE)
- P313 Zweiter Interkonnektor Deutschland – Belgien
- P328 NeuConnect (DE – GB)
- P367 Emden / Ost – Eemshaven (DE – NL)

Nicht bestätigungsfähig (*nach heutigem Stand*)

- P74 Vöhringen – Westtirol (DE – AT)
- P204 Tiengen – Bundesgrenze DE / CH – Beznau

- **Aufgabe der Strategischen Umweltprüfung:**
Ermittlung, Beschreibung und Bewertung der voraussichtlichen Umweltauswirkungen des Plans auf die Schutzgüter nach § 2 Abs. 1 UVPG
- **„Frühwarnsystem“**
- **Untersuchungsinhalt:**
alle Maßnahmen und deren Alternativen, aus dem Netzentwicklungsplan
- Zentrales Dokument der Strategischen Umweltprüfung ist der **Umweltbericht**
- Näheres im Forum Umweltprüfung





Vielen Dank für Ihre Aufmerksamkeit!

Achim Zerres
Abteilungsleiter Energie

Achim.Zerres@BNetzA.de