

Netzentwicklungsplan Strom 2030 (2017), Zweiter Entwurf



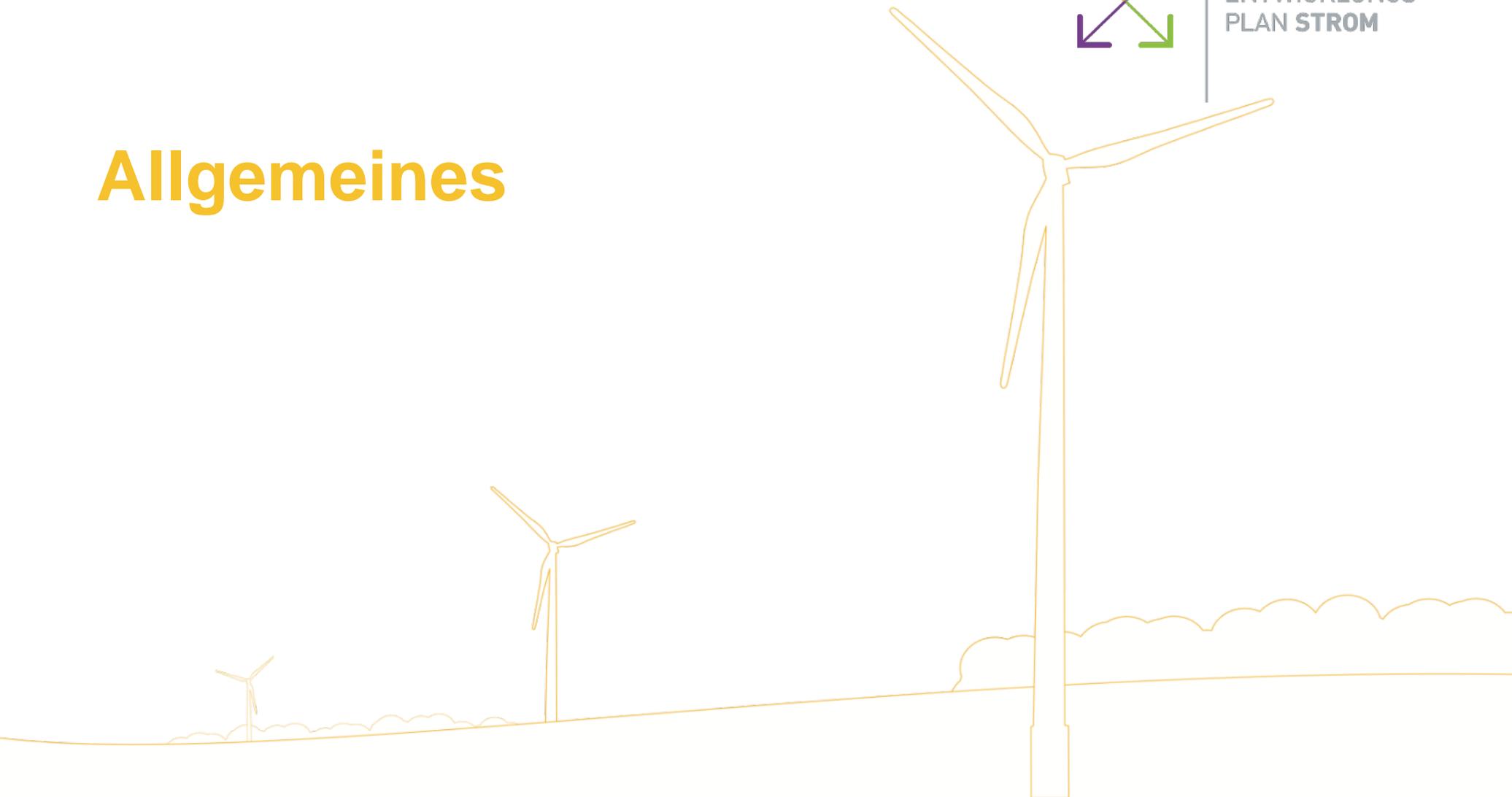
NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN STROM



Allgemeines



NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN STROM



Netzentwicklungsplan Strom 2030 (2017)

Der Netzentwicklungsplan ...



NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN STROM

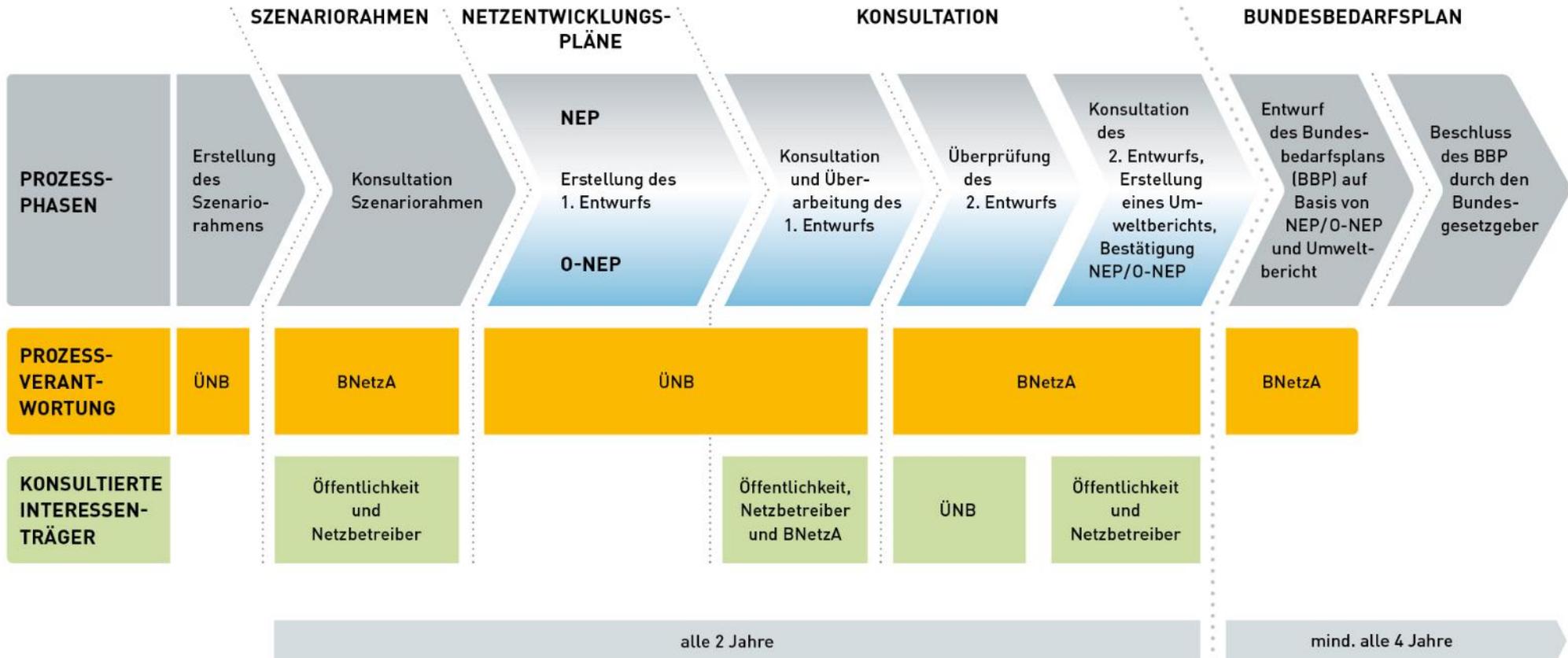
- ... ist der Netzentwicklungsplan für ein **Übertragungsnetz an Land**.
- ... ist eng verzahnt mit dem **Offshore-Netzentwicklungsplan**.
- ... berücksichtigt die **Integration erneuerbarer Energien** und die **Entwicklung des europäischen Strommarkts**.
- ... beschreibt Maßnahmen, die den **gesetzlichen Anforderungen** und den **zugrunde gelegten Szenarien** gerecht werden.
- ... zeigt den **Übertragungsbedarf zwischen Anfangs- und Endpunkten** (zwei Netzknoten) – und **keine konkreten Trassenkorridore oder -verläufe**.
- ... zeigt Maßnahmen mit Priorität auf **Netzoptimierung** und **-verstärkung vor -ausbau**.
- ... zeigt den Ausbau des **380-kV-Drehstromnetzes** und der **Hochspannungs-Gleichstrom-Verbindungen (HGÜ)** für den Übertragungsbedarf Nord-Süd.
- ... zeigt **keine zukünftigen Kraftwerksstandorte** und Standorte für EE-Anlagen, auch keine bevorzugten.

Netzentwicklungspläne 2030 (2017)

Der Prozess der Erstellung



NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN STROM



Netzentwicklungspläne 2030 (2017)

Zeitplan – wo stehen wir?



NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN STROM

NEP und O-NEP 2025

- NEP 2025 – keine Bestätigung mit Rücksicht auf novelliertes EEG
- O-NEP 2025 – bestätigt

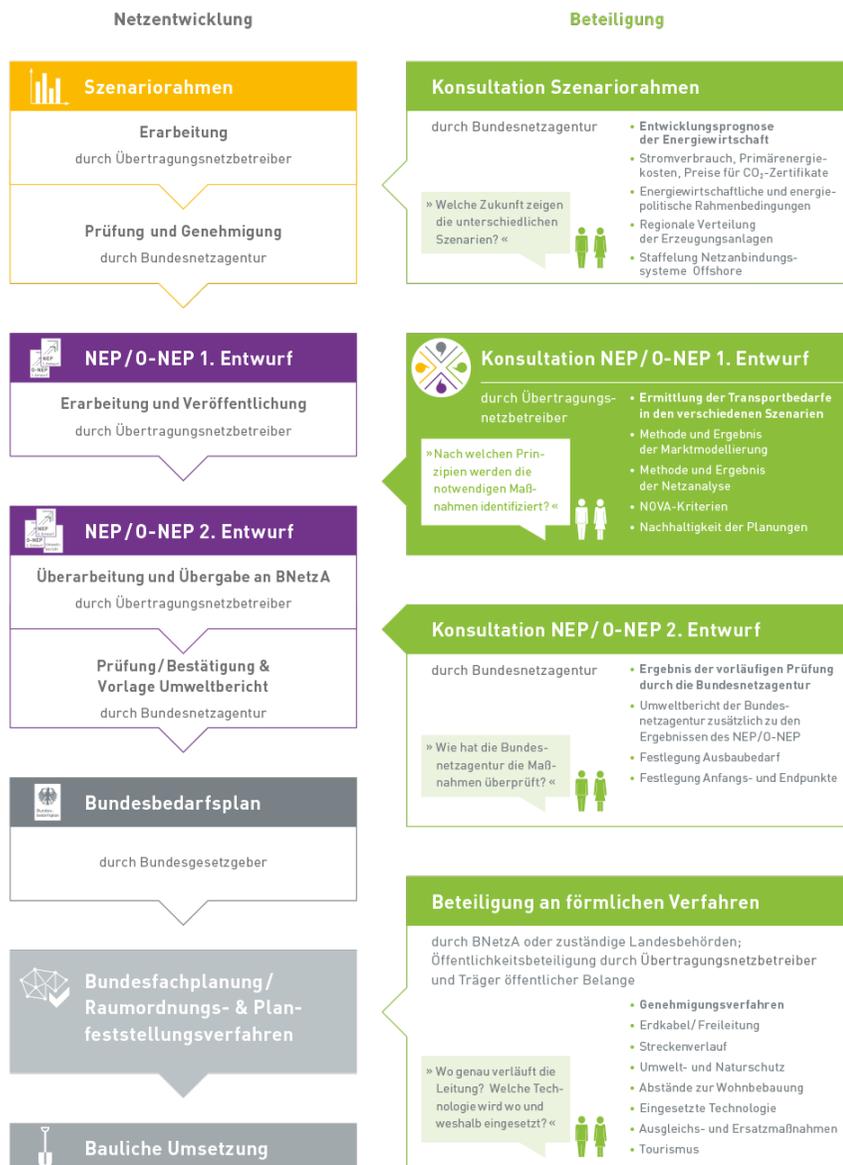
NEP und O-NEP 2030, Version 2017

- 30.06.2016 – Bestätigung des Szenariorahmens (10-Monats-Frist beginnt)
- 31.01.2017 – Veröffentlichung erste Entwürfe
- 31.01. bis 28.02.2017 – Konsultation erste Entwürfe ÜNB
- 02.05.2017 – Veröffentlichung zweite Entwürfe
- anschließend Prüfung und Konsultation BNetzA zusammen mit Umweltbericht
- Ende Dezember 2017: Bestätigung durch BNetzA („Soll“-Frist lt. EnWG)

NEP 2030, Version 2019

- 10.01.2018 – Abgabe Entwurf zum Szenariorahmen

NEP/O-NEP Zyklus 10 Monate



Netzentwicklungspläne 2030 (2017)

Übersicht Konsultationsprozess

Netzentwicklungspläne 2030 (2017)

Wesentliche Änderungen zum NEP 2025



NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN STROM

- Vollumfängliche Abbildung des 2017 in Kraft getretenen Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG)
- WindSeeG im NEP/O-NEP 2030 berücksichtigt
- Genehmigung des Szenariorahmens der BNetzA vom 30.06.2016:
 - Berechnung von **drei Szenarien**:
A 2030, B 2030 sowie C 2030
 - Einhaltung einer **CO₂-Emissionsgrenze** durch den deutschen Kraftwerkspark in zwei Szenarien
 - **Spitzenkappung** von maximal 3 % der Jahresenergie der Anlagen auf Basis von Onshore-Windenergie und Photovoltaik in allen Szenarien
- keine Dimensionierung des Strom-Übertragungsnetzes für „die letzte erzeugte Kilowattstunde aus erneuerbaren Energien“
- Neue Methode zur Regionalisierung des Stromverbrauchs



NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN STROM

Konsultation erster Entwurf NEP 2030 (2017)



Konsultation erste Entwürfe NEP und O-NEP 2030 (2017) Überblick



- Die ersten Entwürfe des NEP und O-NEP 2030 wurden am **31.01.2017** veröffentlicht und standen in der Zeit vom **31.01. bis zum 28.02.2017** zur Konsultation.
- Die ÜNB erreichten insgesamt **2.133 Stellungnahmen**, davon **2.116 zum NEP** und **17 zum O-NEP**.
- Zum **NEP 2030** wurden **1.916 Stellungnahmen** durch **Privatpersonen** eingereicht. **200 Stellungnahmen** kamen von **Institutionen**.
- Alle **elektronisch eingegangenen Stellungnahmen**, für die eine Einverständniserklärung vorliegt, wurden unter www.netzentwicklungsplan.de/de/stellungnahmen-nep-o-nep-2030-version-2017 veröffentlicht (**506 Stellungnahmen**).
- Eine individuelle Bestätigung und Beantwortung der Stellungnahmen erfolgt nicht.

Konsultation erste Entwürfe NEP und O-NEP 2030 (2017)

Einarbeitung der Konsultationsergebnisse



NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN STROM

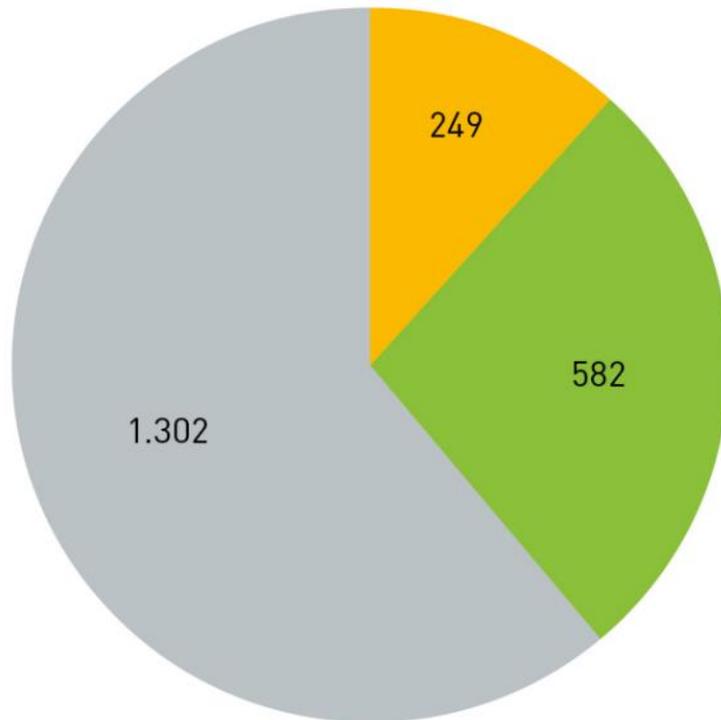
- Die ÜNB haben die eingegangenen Stellungnahmen inhaltlich überprüft und die Netzentwicklungspläne 2030 auf dieser Basis überarbeitet.
- Änderungen zum 1. Entwurf in den Berichten von NEP und O-NEP sind jeweils durch ***kursive Schrift*** kenntlich gemacht
- Eine Auseinandersetzung mit den Konsultationsbeiträgen im NEP und O-NEP erfolgt jeweils in einem **eigenen Konsultationskapitel** (NEP: Kapitel 6; O-NEP: Kapitel 5).
- Im NEP und O-NEP wurden zusätzlich **vorgeschaltete Kästen** mit den wesentlichen Änderungen sowie Aspekten aus der Konsultation vor den relevanten Kapiteln eingebaut.

Konsultation erste Entwürfe NEP und O-NEP 2030 (2017)

Stellungnahmen nach Übermittlungswegen



NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN STROM



-  Konsultationsmaske (249)
-  per E-Mail (582)
-  per Post (1.302)

Konsultation erster Entwurf NEP 2030 (2017)

Aufteilung nach Absendern



Absender	Anzahl der Stellungnahmen
Privatpersonen	1.916
Kommunen	97
Bürgerinitiativen	39
Bund/Länder	15
Verbände	16
Umwelt-/Naturschutzverbände	10
Energieunternehmen	10
Unternehmen	7
Sonstige	3
Wissenschaft und Forschung	3

Im Vergleich zum NEP 2025 (15.636 Stellungnahmen) ist die Gesamtzahl an Konsultationsbeiträgen zum NEP 2030 um rund 85 % zurückgegangen.

Der Umfang an Stellungnahmen von Privatpersonen insbesondere zu den Projekten **DC5** (SuedOstLink) und **P44/P44mod**, zu denen in der Konsultation zum NEP 2025 der weitaus größte Anteil an Stellungnahmen eingegangen war, fiel dieses Mal deutlich kleiner aus.

Konsultation erster Entwurf NEP 2030 (2017)

Themenschwerpunkte NEP



- Themenschwerpunkte der Stellungnahmen:
 - **grundsätzliche Fragen bzw. Zweifel** an in den Szenarien getroffenen **Annahmen** und den **Erfordernissen der Netzentwicklung („Bedarf“)**,
 - Kritik an den **Eingangsgrößen** sowie den **Ergebnissen der Marktsimulation**: Hinterfragt wurde bspw. die in den Szenarien angenommene installierte Kapazität sowie die in der Marktsimulation ermittelte Stromproduktion
 - regionale Betroffenheit rund um den **Netzknoten Grafenrheinfeld** (P44/P44mod, P43/P43mod) sowie die **HGÜ-Verbindung von Sachsen-Anhalt nach Bayern** (DC5; SuedOstLink)
- Konsultationsbeiträge zeigen die Herausforderung, die Themen **zum richtigen Zeitpunkt im Prozess** zu adressieren:
 - **Eingangsgrößen der Marktsimulation** (EE, konv. Kraftwerke, Verbrauch, Speicher, Regionalisierung, CO₂, EU, ...) → **Szenariorahmen**
 - **Fragen/Anregungen zu konkreten Projekten** → **nachgelagerte Verfahren**

Konsultation erster Entwurf NEP 2030 (2017)

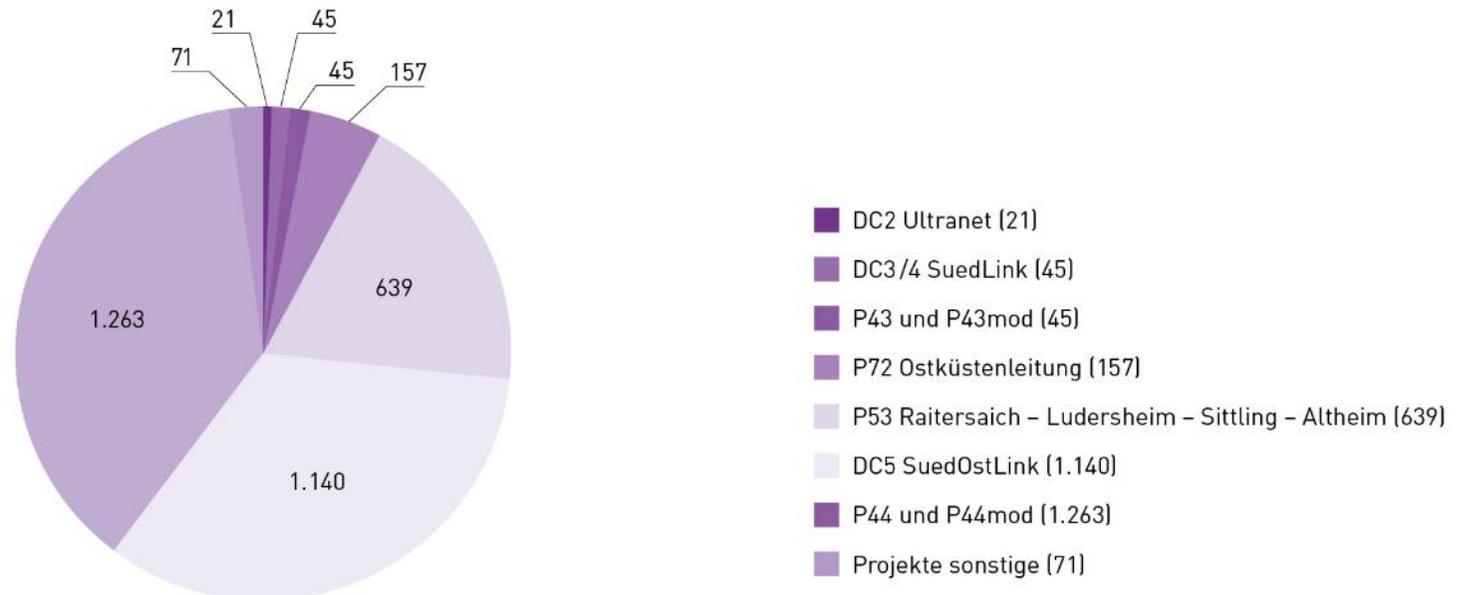
Stellungnahmen zu konkreten Projekten



NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN STROM

Die weit überwiegende Zahl der Stellungnahmen von Privatpersonen bezieht sich auf **konkrete Projekte**.

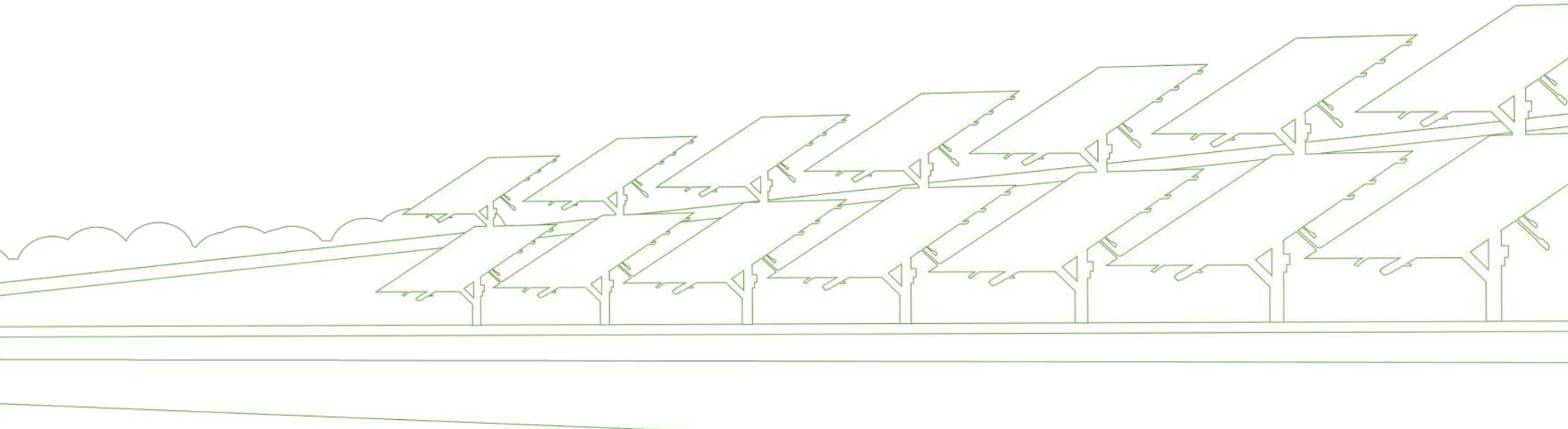
Die Häufung der Stellungnahmen auf einige wenige, sehr konkrete Projekte führt dazu, dass mit rund 2.000 Beiträgen fast 95 % aller eingereichten Stellungnahmen aus der Regelzone von TenneT – und hiervon wiederum der weitaus größte Anteil aus **Bayern** – kommen.





NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN STROM

2. Entwurf NEP 2030 – wesentliche Änderungen



Zweiter Entwurf NEP Strom 2030 (2017)

Wesentliche Änderungen zum ersten Entwurf



NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN STROM

1. Schärfung der Aussage zu Import/Export und Stromtransit → Kapitel 3 + 4
2. Ergänzung Argumentation zum Klimaschutzplan 2050 → Kapitel 3
3. Abbildungen zur Überlastung des BBP-Netzes → Kapitel 4.2.3
4. Alternativendiskussion Offshore-NVP Cloppenburg → Kapitel 4.2.4
5. Maßnahmenscharfe Berechnung von P43mod/P44mod als Alternative zu P43/P44 („Entflechtung Grafenrheinfeld“)
→ Kapitel 4.2.6, 4.2.7, eigene Steckbriefe P43mod/P44mod
6. Expliziter Ausweis der Zu-/Umbeseilungen als mildeste Form der Netzverstärkung
→ Kapitel 4.2.6 und 4.2.7
7. Darstellung der alternativen HGÜ-Optionen für B 2035 → Kapitel 4.2.6
8. Einarbeitung der Ergebnisse der Projektcharakterisierung
→ Kapitel 4.3 sowie Steckbriefe im Anhang zum NEP

Szenariorahmen



NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN STROM

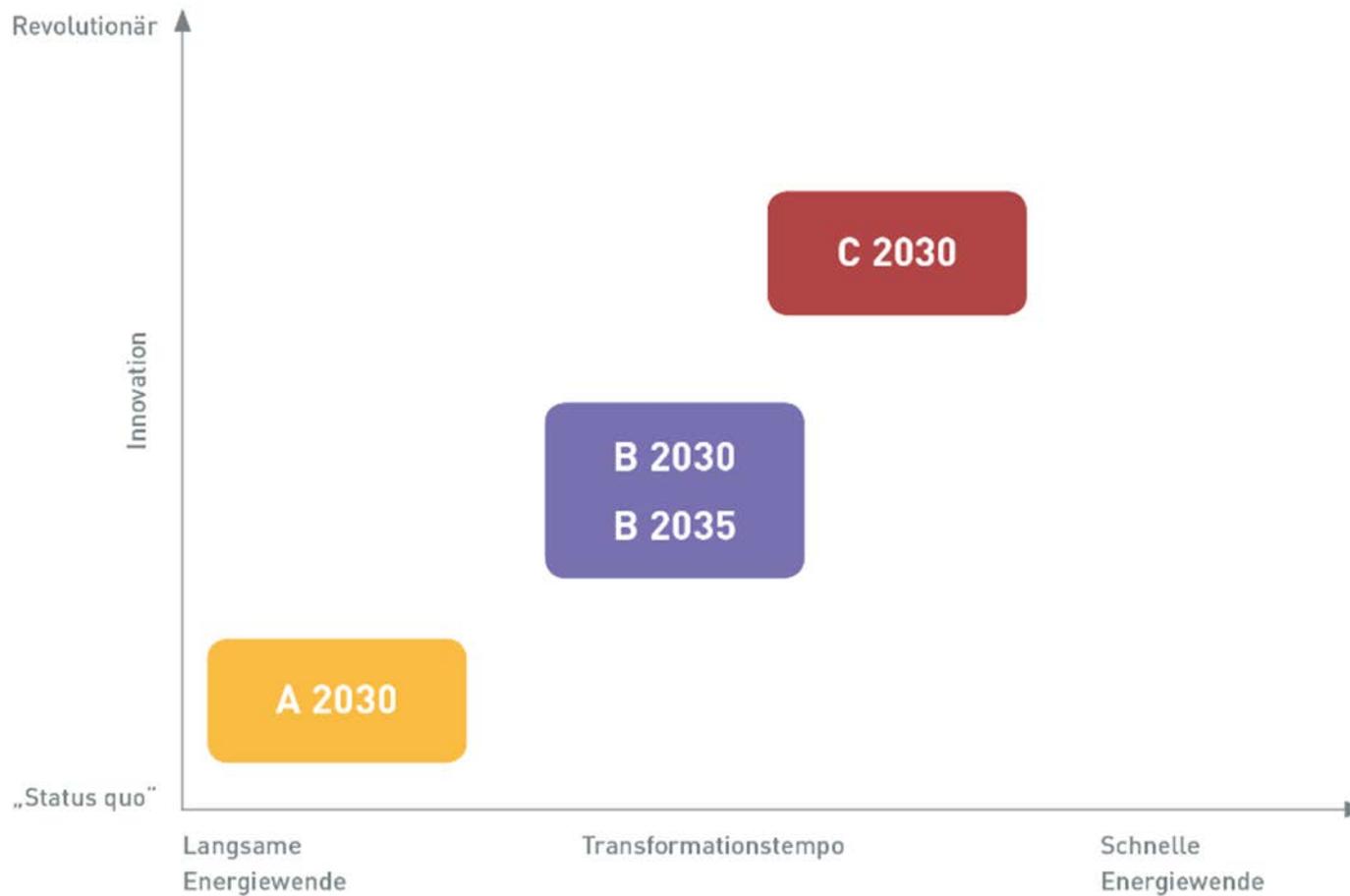


Netzentwicklungsplan Strom 2030 (2017)

Einordnung der Szenarien



NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN STROM



Netzentwicklungsplan Strom 2030 (2017)

Übersicht der vier Szenarien



NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN STROM

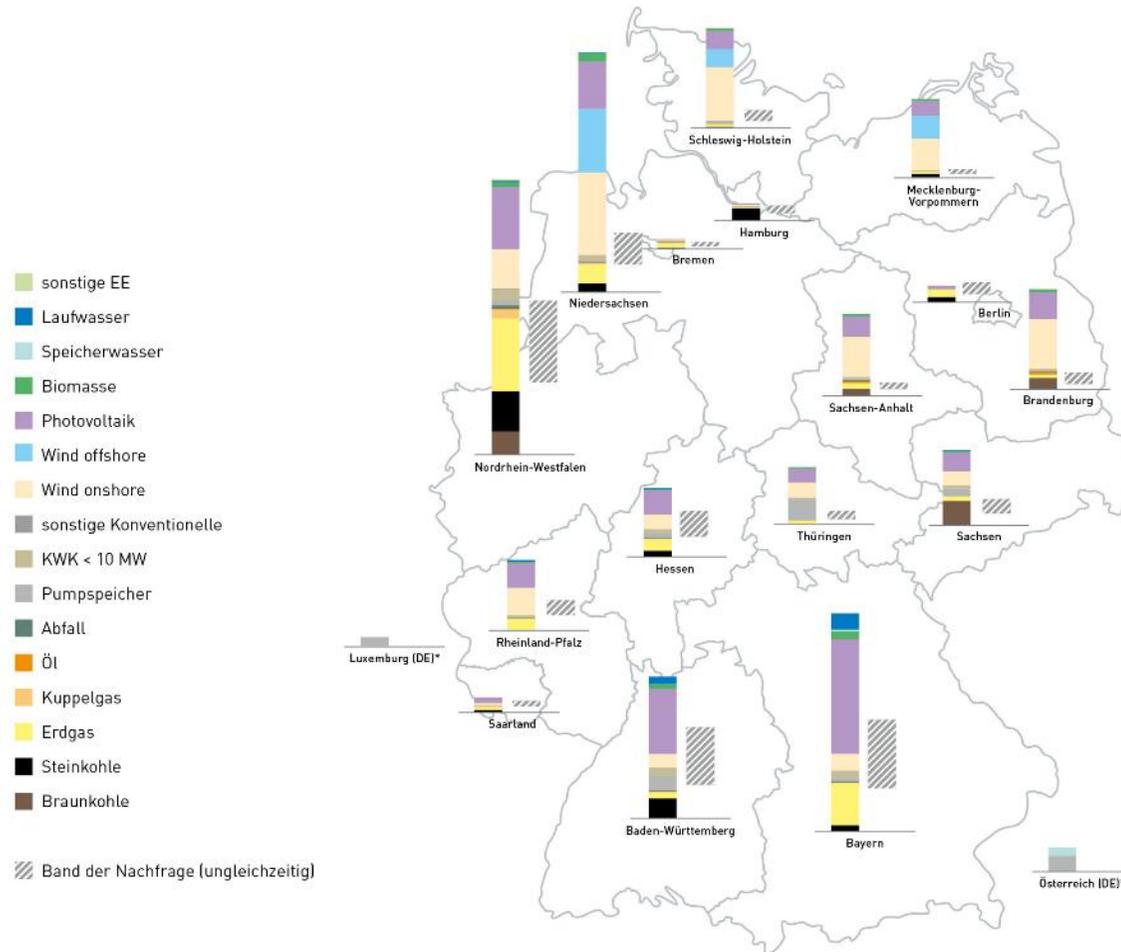
	A 2030	B 2030	B 2035	C 2030
Konventionelle Kraftwerke	Hoher Anteil Kohlekapazitäten	(Sehr) hoher Anteil Erdgaskapazitäten	Sehr hoher Anteil Erdgaskapazitäten	(Sehr) hoher Anteil Erdgaskapazitäten
Anteil Erneuerbarer Energien (EE) am Bruttostromverbrauch	50,6 % (innerhalb des EEG-Korridors)	52,2 % (innerhalb des EEG-Korridors)	57,4 % (innerhalb des EEG-Korridors)	53,4 % (oberhalb des EEG-Korridors)
Nettostromverbrauch	517 TWh	547 TWh	547 TWh	577 TWh
Ausprägung der Sektorenkopplung	Gering	Mittel	Mittel	Hoch
Anteil an Flexibilitätsoptionen und Speicher	Gering	Hoch	Sehr hoch	Sehr hoch
Emissionsgrenze	Keine	165 Mio.t CO ₂	137 Mio.t CO ₂	165 Mio.t CO ₂

Netzentwicklungsplan Strom 2030 (2017)

Szenariorahmen, Erzeugungs- und Verbrauchsstruktur B 2030

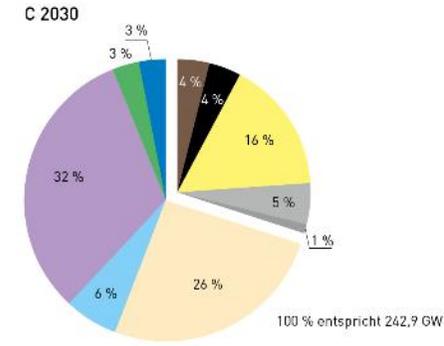
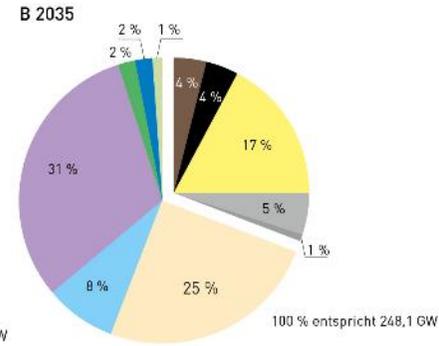
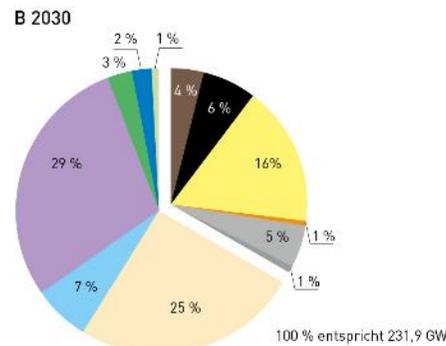
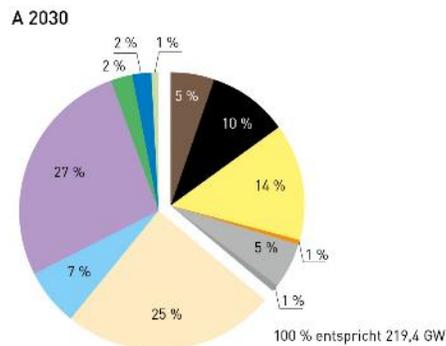
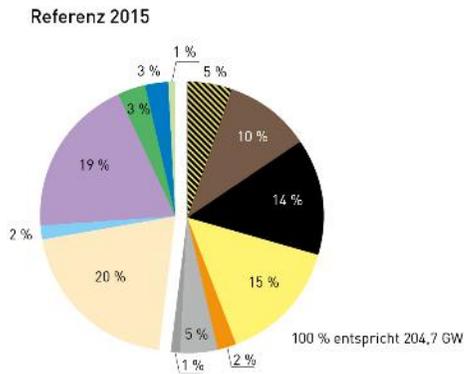


NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN STROM



Netzentwicklungsplan Strom 2030 (2017)

Übersicht über die Verteilung der installierten Leistungen je Energieträger in den Szenarien des NEP 2030



Netzentwicklungsplan Strom 2030 (2017)

Ergebnisse der EE-Spitzenkappung



- Berücksichtigung einer Kappung von Einspeisespitzen Windenergie onshore und Photovoltaik
- Vermeidung einer Netzdimensionierung für „letzte erzeugte kWh aus EE“
- Spitzenkappung als theoretischer Ansatz (entwickelt für unterlagerte Spannungsebenen); Abgrenzung von realen Prozessen im Netzbetrieb
- In rd. 3.000 Stunden des Jahres wird Windenergie-Einspeisung eingesenkt, in 750 Stunden PV-Einspeisung. In rd. 250 Stunden gibt es Überlagerungseffekte.
- Maximale Einsenkung der Einspeisung bei Wind onshore von 5,5 GW und bei Photovoltaik von 14,5 GW
- Regionale Unterschiede, u.a. Nord-Süd-Gefälle bei Windenergie

Eingesenkte Einspeisemengen Onshore-Windenergie und PV

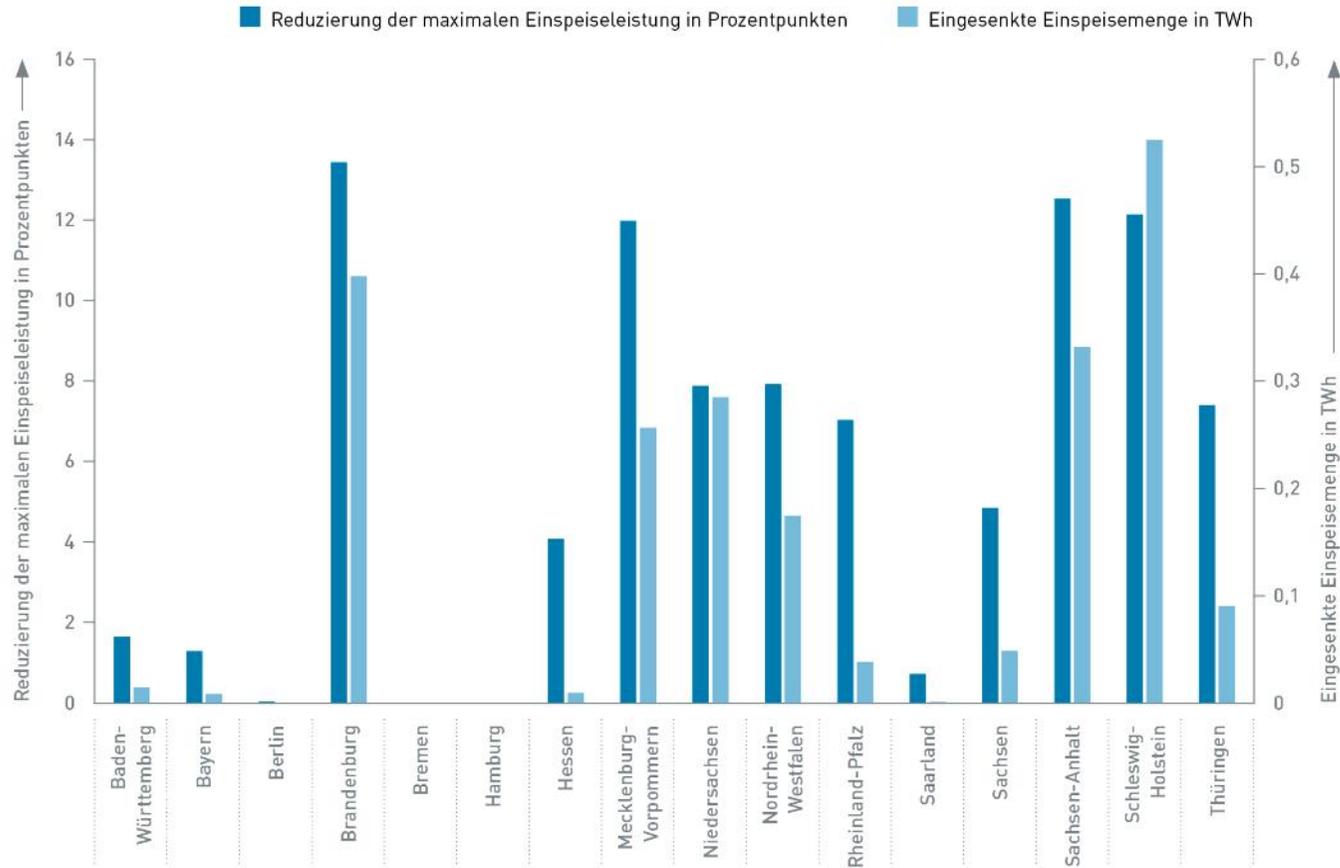
Szenario	Eingesenkte Einspeisemenge Onshore-Windenergie (TWh)	Eingesenkte Einspeisemenge Photovoltaik (TWh)
A 2030	2,1	0,7
B 2030	2,2	0,8
B 2035	2,2	0,9
C 2030	2,3	0,9

Netzentwicklungsplan Strom 2030 (2017)

Spitzenkappung Wind onshore nach Bundesländern



NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN STROM



Netzentwicklungsplan Strom 2030 (2017)

Entwicklung der konventionellen Erzeugungskapazitäten

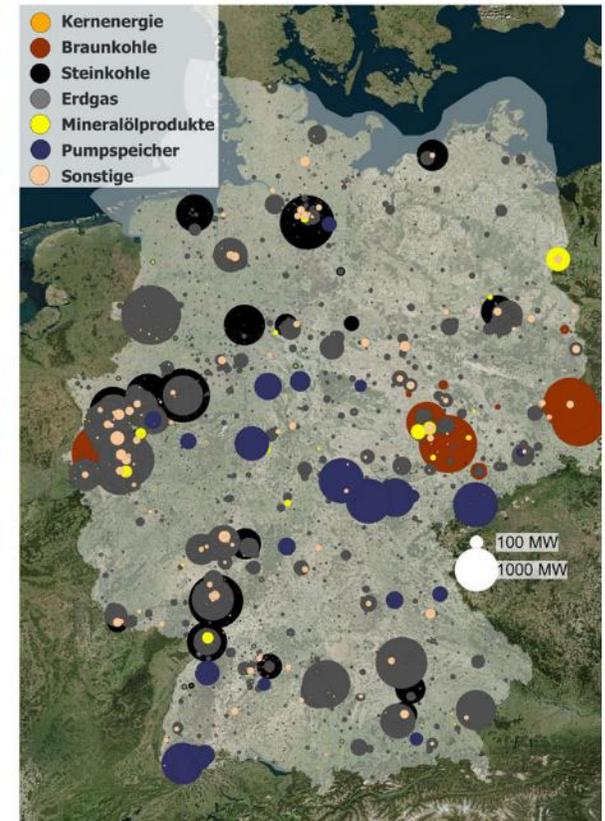
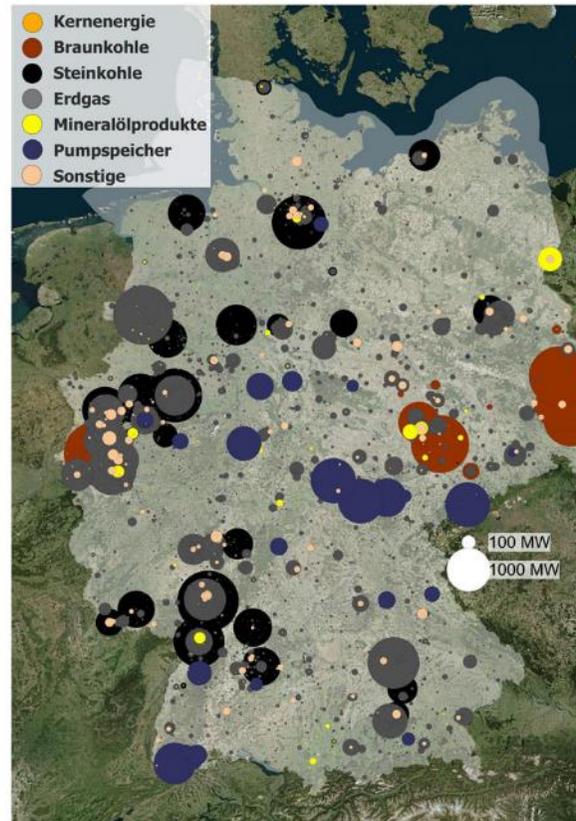
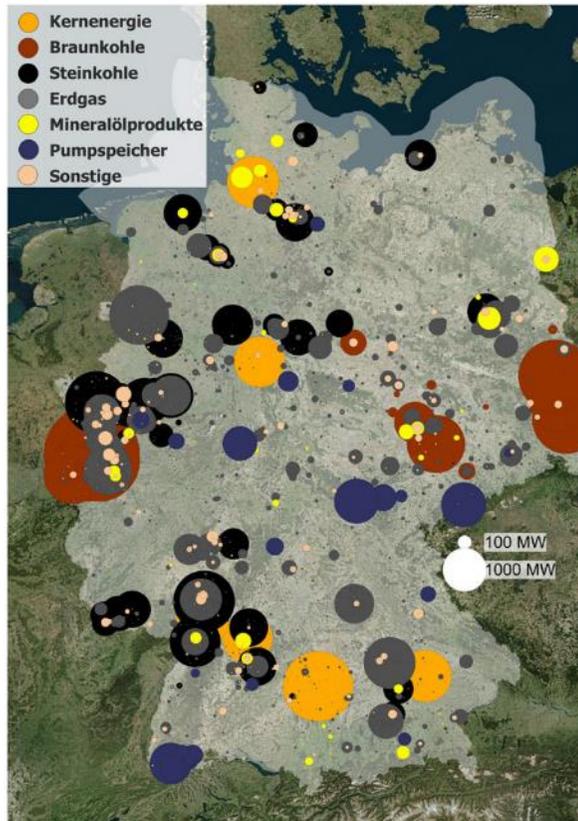


NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN STROM

Referenzjahr 2015

A 2030

B 2030



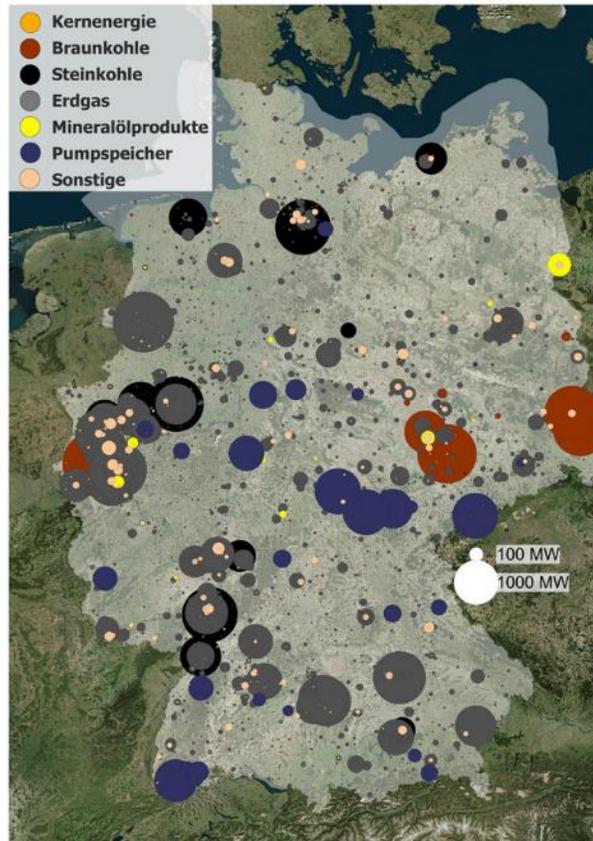
Netzentwicklungsplan Strom 2030 (2017)

Entwicklung der konventionellen Erzeugungskapazitäten

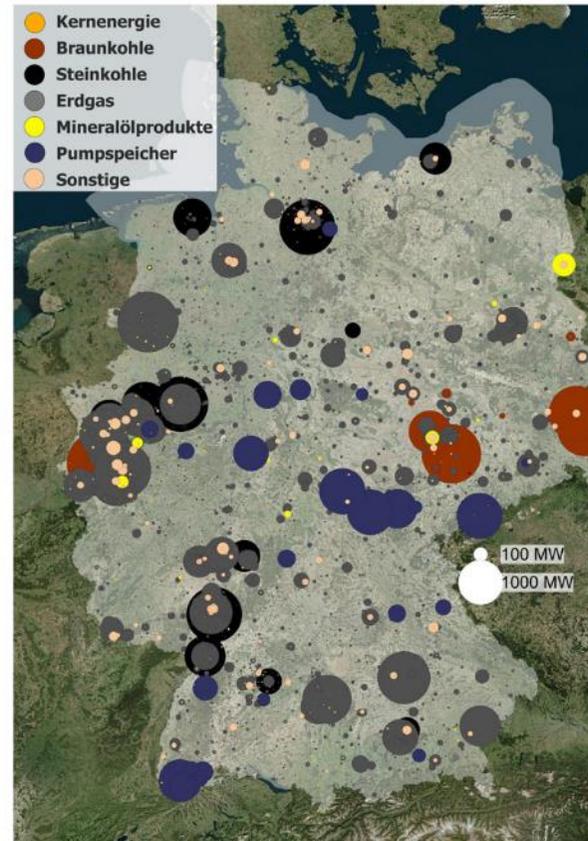


NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN STROM

B 2035



C 2030



Netzentwicklungsplan Strom 2030 (2017)

Entwicklung der erneuerbaren Erzeugungskapazitäten

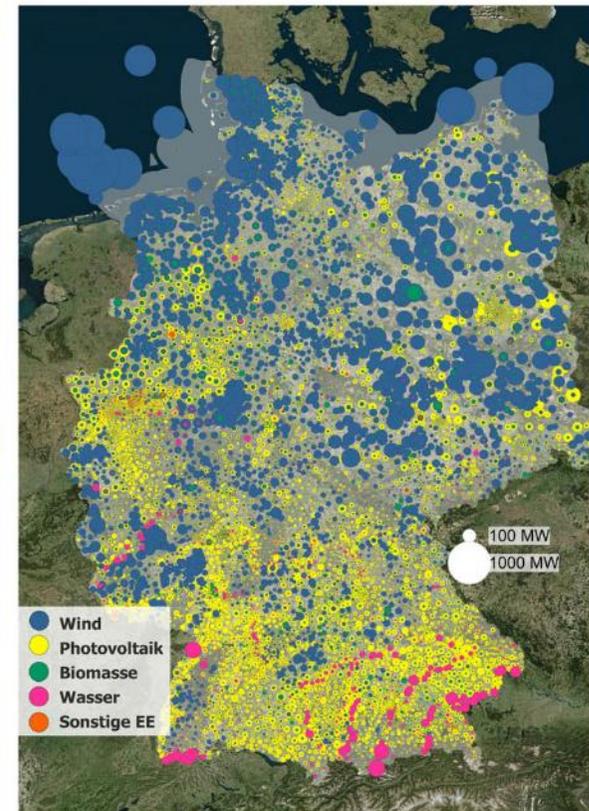
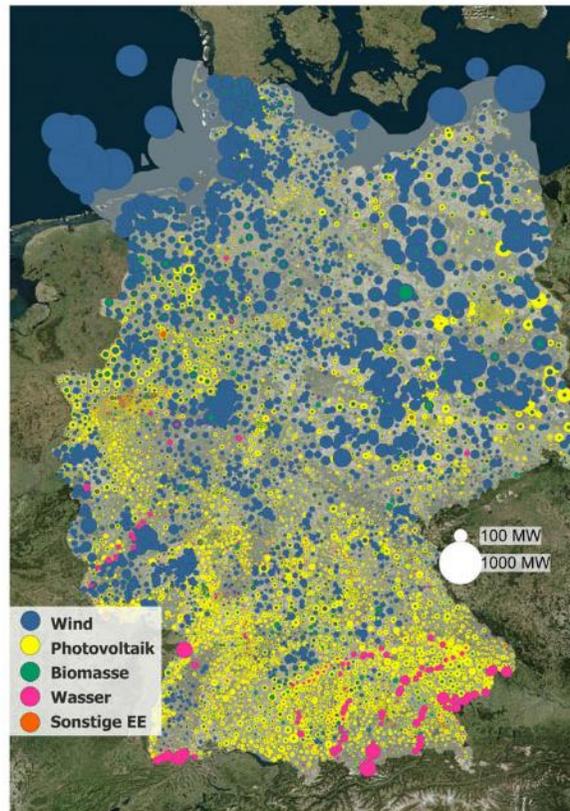
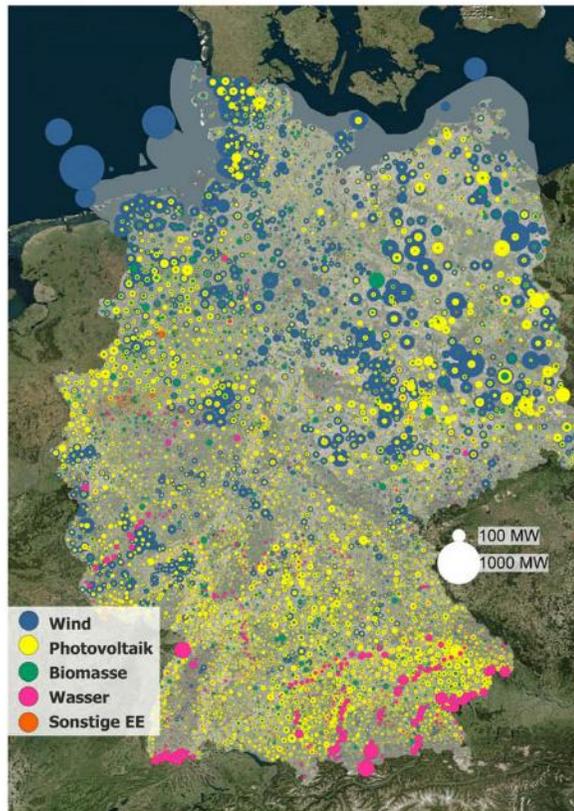


NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN STROM

Referenzjahr 2015

A 2030

B 2030



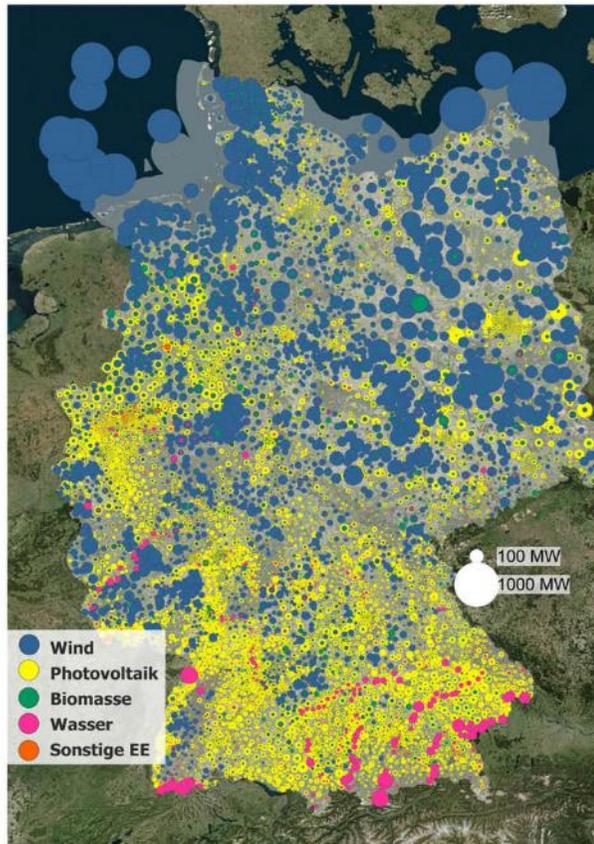
Netzentwicklungsplan Strom 2030 (2017)

Entwicklung der erneuerbaren Erzeugungskapazitäten

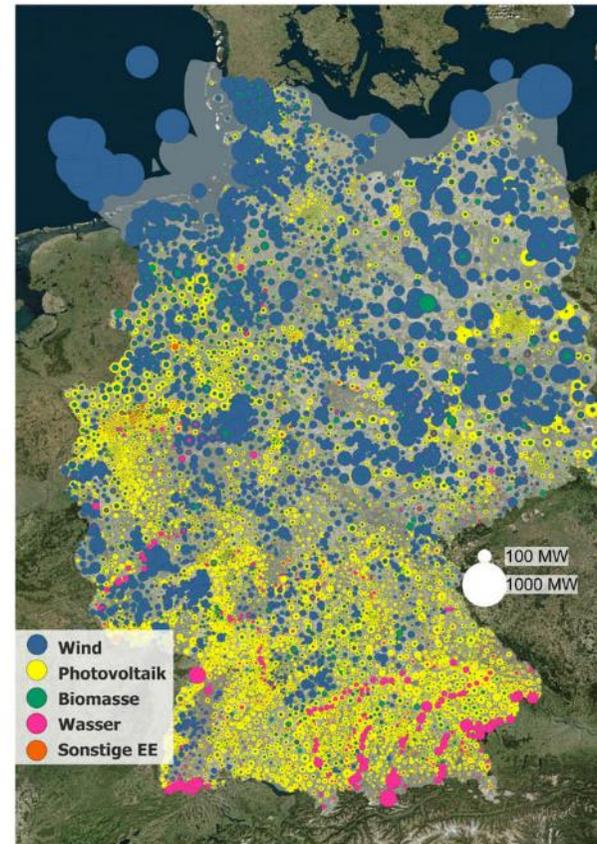


NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN STROM

B 2035



C 2030



Netzentwicklungsplan Strom 2030 (2017)

Szenariorahmen – Ergebnisse der regionalen Stromnachfragemodellierung



NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN STROM

- Urbane Regionen und angrenzende Ballungsgebiete: höhere Stromnachfrage und Anstieg der jeweiligen Jahreshöchstlasten
- Großteil der Landkreise in den neuen Bundesländern und eher ländlich gelegene Gebiete: sinkende Stromnachfrage
- Szenario C 2030: insgesamt deutlicher Anstieg der Nettostromnachfrage als Resultat der starken Elektrifizierung des Verkehrs sowie der breiten Anwendung von Wärmepumpen
- Szenario C 2030: größte regionale Veränderungen der Nachfragestruktur: Ausgeprägte Verlagerung der Nachfrageschwerpunkte in den Süden bei abnehmender Nachfrage in überwiegend ländlichen oder peripher gelegenen Gebieten.
- Haupttreiber der regionalen Stromnachfrage sind die angenommene Entwicklung der regionalen Strukturparameter wie Bevölkerungsentwicklung oder die regionale Durchdringung mit Elektromobilität und Wärmepumpen

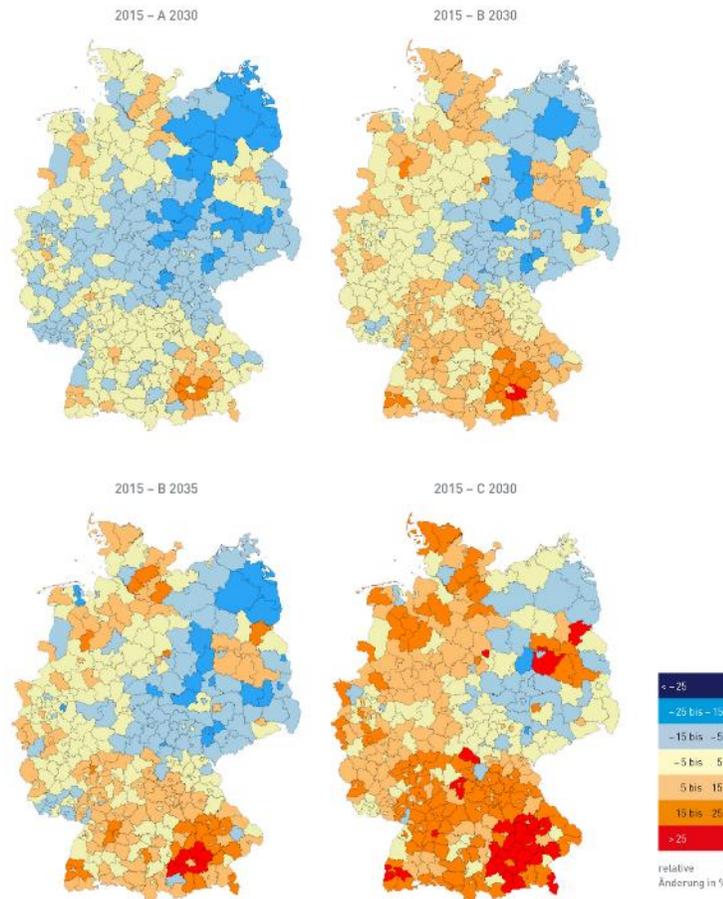
Netzentwicklungsplan Strom 2030 (2017)

Szenariorahmen – Ergebnisse der regionalen Stromnachfragemodellierung

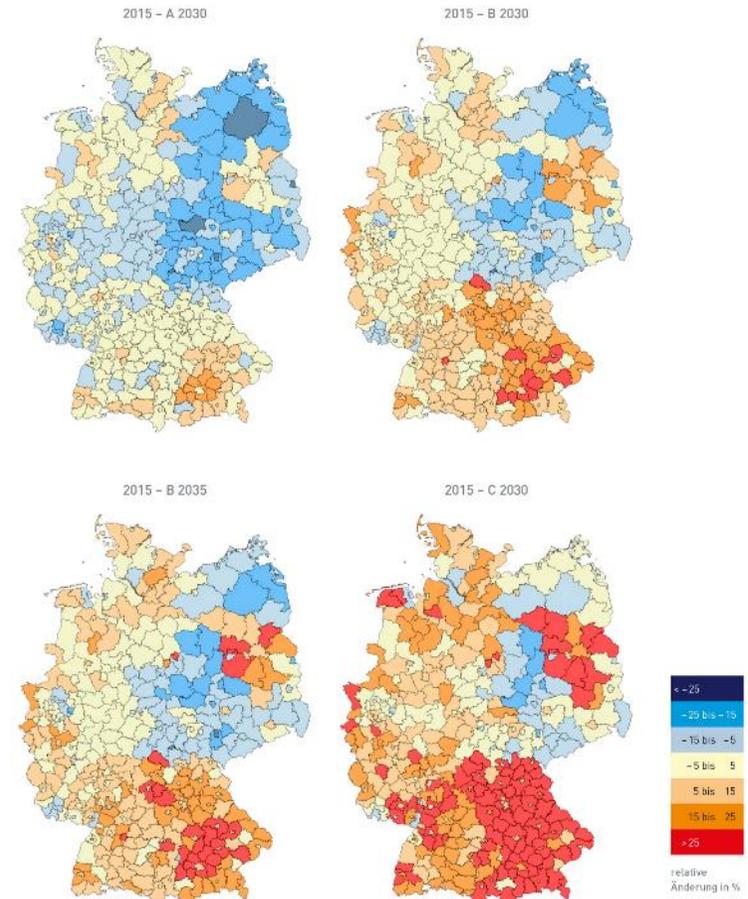


NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN STROM

Veränderung der Nettostromnachfrage je Landkreis



Veränderung der zeitungeichen Jahreshöchstlasten je Landkreis



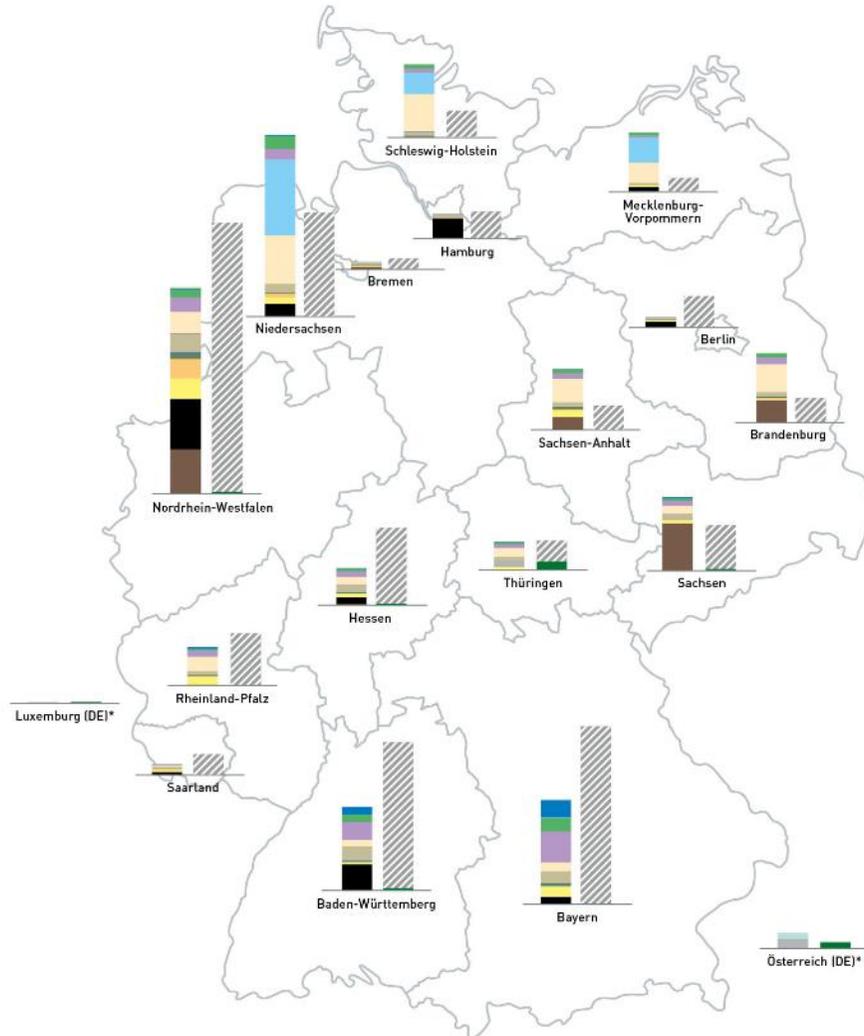
Netzentwicklungsplan Strom 2030 (2017)

Bundesländerbilanzen B 2030

Nord-Süd-Gefälle



NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN STROM

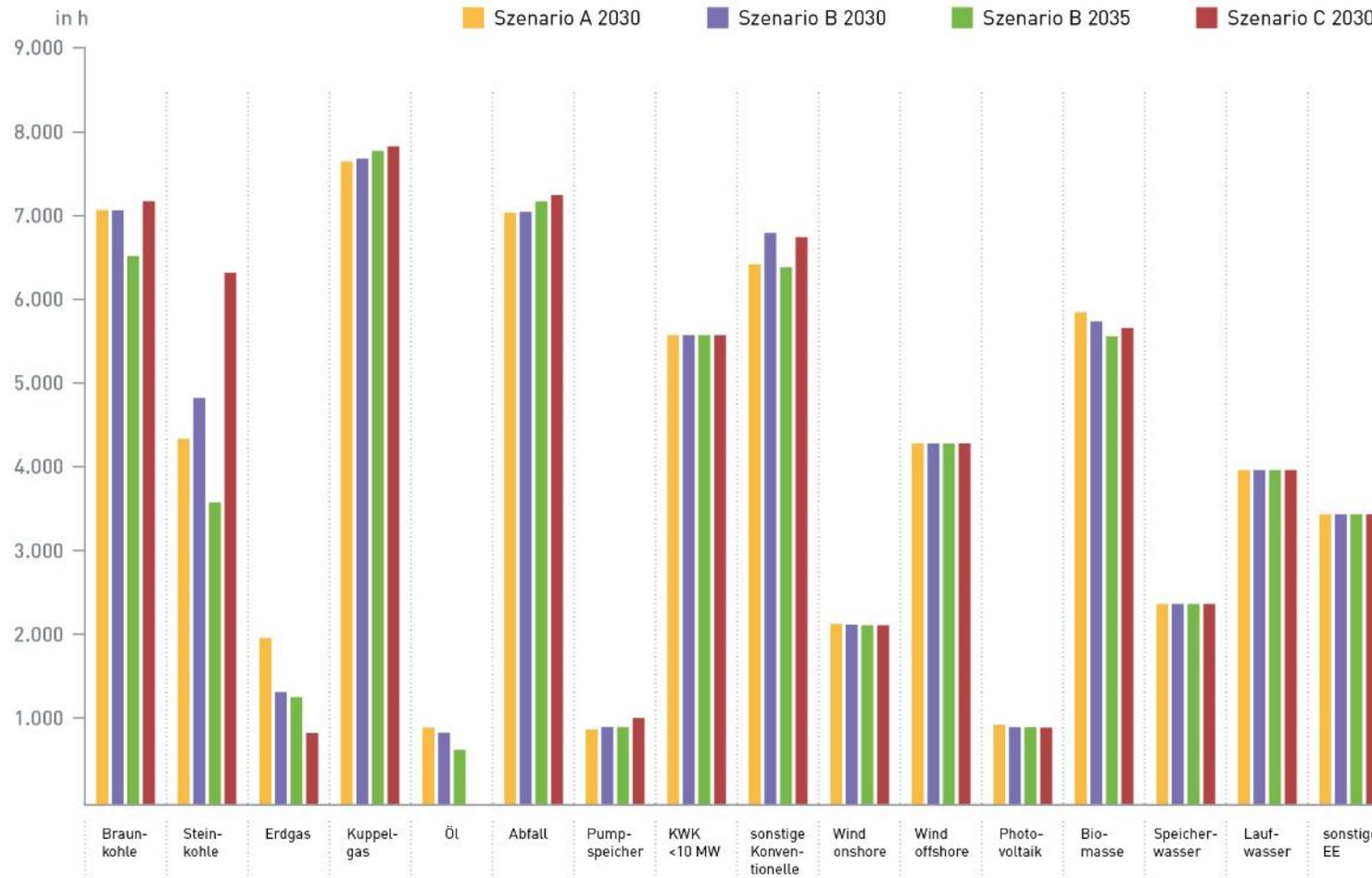


Netzentwicklungsplan Strom 2030 (2017)

Volllaststunden konventioneller Kraftwerke



NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN STROM



Netzentwicklungsplan Strom 2030 (2017)

Bundesländerbilanzen Energiemengen

Szenario A 2030

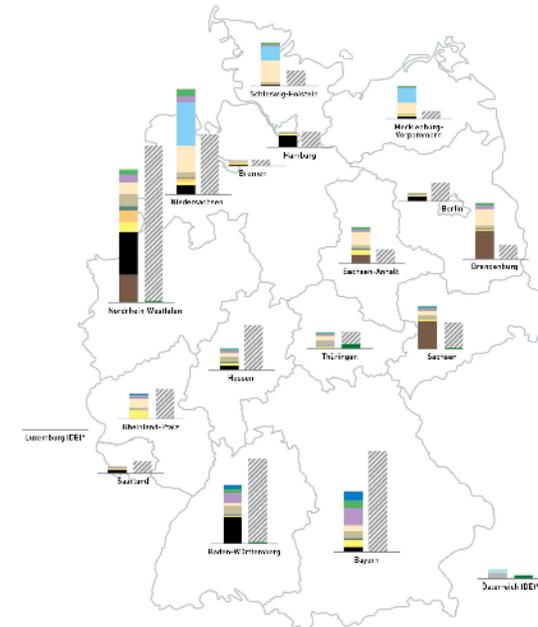


NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN STROM

A 2030 (Angaben in TWh)	Spezial- kern- energie	Strom- kern- energie	Erdgas	Kessel- gas	Öl	Abfall	Pump- speicher- energie	KWK < 10 MW	sonstige Konven- tionelle	Wind onshore	Wind offshore	Photo- voltaik	Bio- masse	Speicher- wasser	Lauf- wasser	sonstige EE	Nachfrage (inkl. Netz- verluste)	Pump- speicher- entlastete
Baden-Württemberg	0,0	22,9	1,2	0,0	0,2	0,7	1,0	6,5	0,0	2,7	0,0	8,7	3,5	0,0	3,5	0,1	72,4	1,1
Bayern	0,0	4,1	6,2	0,0	0,0	1,5	0,2	6,2	0,0	4,8	0,0	15,3	6,4	0,1	7,9	0,2	87,5	0,2
Berlin	0,7	3,2	1,3	0,0	0,0	0,3	0,0	1,2	0,0	0,1	0,0	0,2	0,2	0,0	0,0	0,0	16,1	0,0
Brandenburg	24,6	0,0	0,5	0,8	0,2	0,8	0,0	2,0	0,2	14,2	0,0	3,4	2,1	0,0	0,0	0,1	12,1	0,0
Bremen	0,0	0,7	0,7	1,3	0,0	0,6	0,0	0,4	0,0	0,4	0,0	0,1	0,1	0,0	0,1	0,0	5,2	0,0
Hamburg	0,0	10,3	0,5	0,0	0,1	0,2	0,0	1,7	0,0	0,1	0,0	0,1	0,2	0,0	0,0	0,0	13,5	0,0
Hessen	0,3	3,0	2,7	0,0	0,0	0,7	0,2	3,6	0,2	3,7	0,0	2,8	1,2	0,1	0,1	0,1	38,2	0,3
Mecklenburg-Vorpommern	0,0	1,9	1,2	0,0	0,0	0,1	0,0	1,0	0,0	9,4	12,3	0,9	1,4	0,0	0,0	0,0	6,6	0,0
Niedersachsen	0,0	7,7	4,0	2,3	0,0	0,5	0,0	4,6	0,0	23,3	36,0	5,1	6,1	0,0	0,1	0,1	52,0	0,0
Nordrhein-Westfalen	24,0	37,0	8,8	10,3	0,2	3,5	0,5	8,9	0,5	10,8	0,0	6,8	3,6	0,1	0,4	0,7	135,5	0,6
Rheinland-Pfalz	0,0	0,0	7,1	0,0	0,0	0,7	0,0	1,9	0,0	7,5	0,0	2,9	0,8	0,0	0,9	0,0	25,7	0,0
Saarland	0,0	2,9	0,1	0,6	0,0	0,2	0,0	0,4	0,3	0,9	0,0	0,7	0,1	0,0	0,0	0,1	10,1	0,0
Sachsen	24,1	0,0	1,7	0,0	0,0	0,1	0,4	2,9	0,0	3,9	0,0	2,1	1,5	0,0	0,2	0,0	22,3	0,5
Sachsen-Anhalt	7,5	0,0	4,1	0,0	0,1	1,3	0,0	2,1	0,2	11,6	0,0	2,7	2,0	0,0	0,1	0,0	12,0	0,0
Schleswig-Holstein	0,0	0,5	0,2	0,0	0,0	0,2	0,0	1,8	0,4	19,1	11,3	2,0	1,9	0,0	0,0	0,0	13,2	0,0
Thüringen	0,0	0,0	1,8	0,0	0,0	0,1	3,2	1,8	0,0	4,0	0,0	1,8	1,2	0,0	0,1	0,0	10,5	3,8
Österreich (DE)*	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	4,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	3,2	0,0	0,0	0,0	2,9
Luxemburg (DE)*	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,4
Summe**	81,0	94,3	42,1	15,2	0,8	11,7	10,6	47,2	1,8	116,5	61,6	55,6	32,3	3,5	13,4	1,5	533,1	9,9

* Erzeugungsanlagen im Ausland mit Einspeisung in das deutsche Übertragungsnetz

** Bei der Aufsummierung der Einzelwerte können sich Rundungsabweichungen ergeben.



Netzentwicklungsplan Strom 2030 (2017)

Bundesländerbilanzen Energiemengen

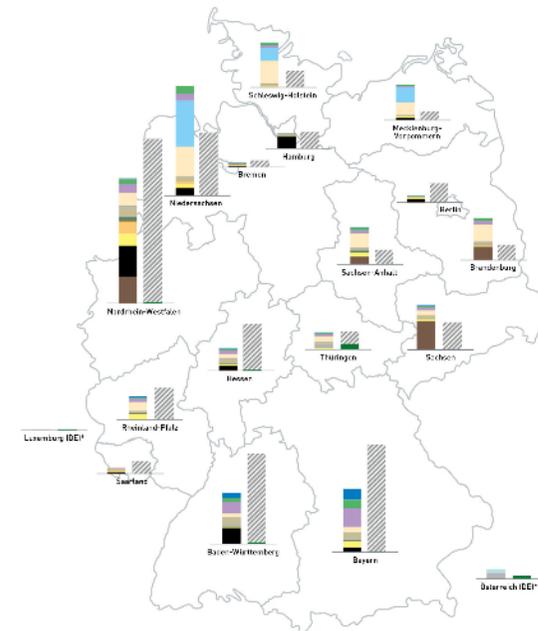
Szenario B 2030



NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN STROM

B 2030 I Angaben in TWhl	Braun- kohle	Stein- kohle	Erdgas	Kuppel- gas	Öl	Abfall	Pump- speicher- erzeugung	KWK < 10 MW	sonstige Kern- energie	Wind onshore	Wind offshore	Photo- voltaik	Bio- masse	Speicher- wasser	Lauf- wasser	sonstige EE	Niedrig- spannung (inkl. Netz- verluste)	Pump- speicher- erzeugung	
Baden-Württemberg	0,0	13,6	1,2	0,0	0,0	0,7	1,1	6,5	0,0	3,4	0,0	9,5	3,9	0,0	4,2	0,1	77,3	1,1	
Bayern	0,0	3,8	5,5	0,0	0,0	1,5	0,2	6,2	0,0	4,8	0,0	16,3	7,1	0,1	9,6	0,2	93,8	0,2	
Berlin	0,0	2,7	0,9	0,0	0,0	0,2	0,0	1,2	0,0	0,1	0,0	0,3	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	16,5	0,0
Brandenburg	11,5	0,0	0,4	0,8	0,1	0,8	0,0	2,0	0,2	14,9	0,0	3,6	2,3	0,0	0,0	0,1	12,9	0,0	
Bremen	0,0	0,6	0,0	1,3	0,0	0,6	0,0	0,4	0,0	0,5	0,0	0,1	0,1	0,0	0,1	0,0	5,5	0,0	
Hamburg	0,0	10,3	0,1	0,0	0,1	0,2	0,0	1,7	0,0	0,1	0,0	0,1	0,3	0,0	0,0	0,0	13,9	0,0	
Hessen	0,2	3,4	2,1	0,0	0,0	0,8	0,2	3,6	0,2	4,0	0,0	3,1	1,4	0,1	0,3	0,1	40,2	0,3	
Mecklenburg-Vorpommern	0,0	2,2	1,1	0,0	0,0	0,1	0,0	1,0	0,0	10,8	13,3	1,0	1,5	0,0	0,0	0,0	7,0	0,0	
Niedersachsen	0,0	6,5	3,3	2,2	0,0	0,5	0,0	4,6	0,0	25,6	40,2	5,7	6,8	0,0	0,3	0,1	54,9	0,0	
Nordrhein-Westfalen	23,2	26,9	10,7	10,3	0,3	3,5	0,5	8,9	0,4	11,4	0,0	7,7	4,0	0,1	0,7	0,7	142,7	0,7	
Rheinland-Pfalz	0,0	0,1	4,5	0,0	0,0	0,7	0,0	1,9	0,0	7,8	0,0	3,3	0,9	0,0	1,0	0,0	27,4	0,0	
Saarland	0,0	1,3	0,9	0,7	0,0	0,2	0,0	0,4	0,3	0,9	0,0	0,7	0,1	0,0	0,0	0,1	10,7	0,0	
Sachsen	24,8	0,0	1,7	0,0	0,0	0,1	0,4	2,9	0,0	4,3	0,0	2,4	1,6	0,0	0,4	0,0	23,3	0,6	
Sachsen-Anhalt	6,6	0,0	3,7	0,0	0,2	1,3	0,0	2,1	0,3	12,5	0,0	2,9	2,3	0,0	0,1	0,0	12,6	0,0	
Schleswig-Holstein	0,0	0,2	0,4	0,0	0,0	0,2	0,0	1,8	0,4	19,7	11,3	2,2	2,2	0,0	0,0	0,0	13,9	0,0	
Thüringen	0,0	0,0	1,5	0,0	0,0	0,1	3,3	1,8	0,0	4,6	0,0	1,9	1,3	0,0	0,1	0,0	11,1	4,1	
Österreich (DE)*	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	4,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	3,2	0,0	0,0	0,0	3,0	
Luxemburg (DE)*	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,4	
Summe**	66,4	71,4	38,2	15,3	0,7	11,7	11,0	47,2	1,7	125,3	64,8	60,9	35,7	3,5	16,7	1,5	563,8	10,4	

* Erzeugungsanlagen im Ausland mit Einspeisung in das deutsche Übertragungsnetz
 ** Bei der Aufsummierung der Einzelwerte können sich Rundungsabweichungen ergeben.



Netzentwicklungsplan Strom 2030 (2017)

Bundesländerbilanzen Energiemengen

Szenario B 2035

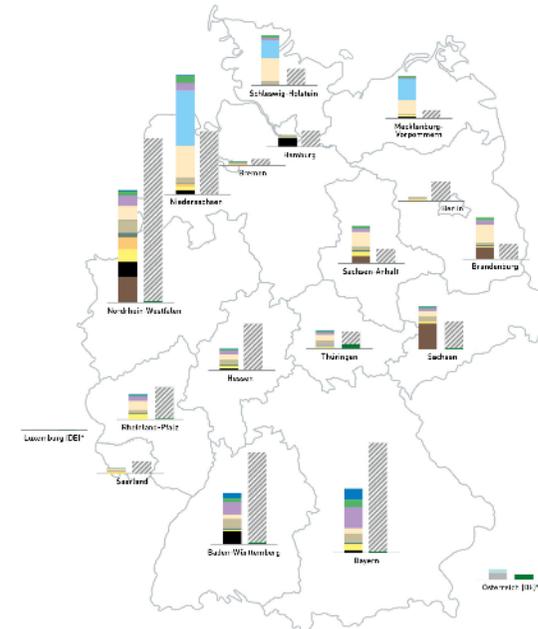


NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN STROM

B 2035 (Angaben in TWh)	Braunkohle	Erdgas	Kuppelgas	Öl	Abfall	Pumpspeichererzeugung	KWK < 10 MW	sonstige Konventionelle	Wind onshore	Wind offshore	Photovoltaik	Biomasse	Speichervasser	Laufwasser	sonstige EE	Nachfrage (inkl. Netzverlusten)	Pumpspeichererzeugung	
Baden-Württemberg	0,0	11,1	1,1	0,0	0,0	0,7	1,1	7,6	0,0	3,8	0,0	10,8	3,6	0,0	4,2	0,1	78,2	1,2
Bayern	0,0	1,4	5,7	0,0	0,0	1,5	0,4	7,3	0,0	4,8	0,0	18,0	6,6	0,1	9,6	0,2	94,7	0,5
Berlin	0,0	0,0	1,3	0,0	0,0	0,3	0,0	1,5	0,0	0,1	0,0	0,4	0,2	0,0	0,0	0,0	16,6	0,0
Brandenburg	9,8	0,0	0,4	0,8	0,0	0,9	0,0	2,3	0,2	15,3	0,0	3,9	2,2	0,0	0,0	0,1	13,0	0,0
Bremen	0,0	0,0	0,0	1,3	0,0	0,7	0,0	0,5	0,0	0,5	0,0	0,1	0,1	0,0	0,1	0,0	5,4	0,0
Hamburg	0,0	7,3	0,1	0,0	0,0	0,2	0,0	1,9	0,0	0,1	0,0	0,2	0,2	0,0	0,0	0,0	13,8	0,0
Hessen	0,0	1,4	2,1	0,0	0,0	0,8	0,2	4,3	0,2	4,3	0,0	3,7	1,3	0,1	0,3	0,1	40,1	0,3
Mecklenburg-Vorpommern	0,0	1,3	1,1	0,0	0,0	0,1	0,0	1,2	0,0	11,8	18,5	1,1	1,4	0,0	0,0	0,0	6,9	0,0
Niedersachsen	0,0	3,3	3,2	2,3	0,0	0,5	0,0	5,5	0,0	27,2	48,1	6,6	6,4	0,0	0,3	0,1	54,6	0,0
Nordrhein-Westfalen	21,8	13,2	11,0	10,5	0,2	3,6	0,5	10,5	0,4	11,9	0,0	9,1	3,7	0,1	0,7	0,7	142,2	0,6
Rheinland-Pfalz	0,0	0,0	4,6	0,0	0,0	0,7	0,3	2,2	0,0	8,0	0,0	3,8	0,8	0,0	1,0	0,0	27,4	0,4
Saarland	0,0	0,0	1,0	0,7	0,0	0,2	0,0	0,5	0,3	0,9	0,0	0,9	0,1	0,0	0,0	0,1	10,5	0,0
Sachsen	22,3	0,0	1,9	0,0	0,0	0,1	0,4	3,4	0,0	4,5	0,0	2,7	1,5	0,0	0,4	0,0	23,2	0,5
Sachsen-Anhalt	6,3	0,0	3,6	0,0	0,1	1,4	0,0	2,5	0,2	13,1	0,0	3,2	2,1	0,0	0,1	0,0	12,3	0,0
Schleswig-Holstein	0,0	0,0	0,5	0,0	0,0	0,2	0,0	2,1	0,3	20,2	15,3	2,5	2,0	0,0	0,0	0,0	14,0	0,0
Thüringen	0,0	0,0	1,6	0,0	0,0	0,1	3,0	2,2	0,0	5,1	0,0	2,2	1,2	0,0	0,1	0,0	10,9	3,7
Österreich (DEI)*	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	5,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	3,2	0,0	0,0	0,0	3,9
Luxemburg (DEI)*	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,4
Summe**	60,1	39,0	39,3	15,5	0,3	11,9	11,9	55,6	1,5	131,6	82,0	69,1	33,5	3,5	16,7	1,5	563,6	12,0

* Erzeugungsanlagen im Ausland mit Einspeisung in das deutsche Übertragungsnetz
 ** Bei der Aufsummierung der Einzelwerte können sich Rundungsabweichungen ergeben.

- sonstige EE
- Laufwasser
- Speichervasser
- Biomasse
- Photovoltaik
- Wind offshore
- Wind onshore
- sonstige Konventionelle
- KWK < 10 MW
- Pumpspeichereinspeisung
- Abfall
- Öl
- Kuppelgas
- Erdgas
- Steinkohle
- Braunkohle
- Pumpspeicherentnahme
- ▨ Nachfrage (inkl. Netzverlust)
- Ökostrom (DEI)*



Netzentwicklungsplan Strom 2030 (2017)

Bundesländerbilanzen Energiemengen

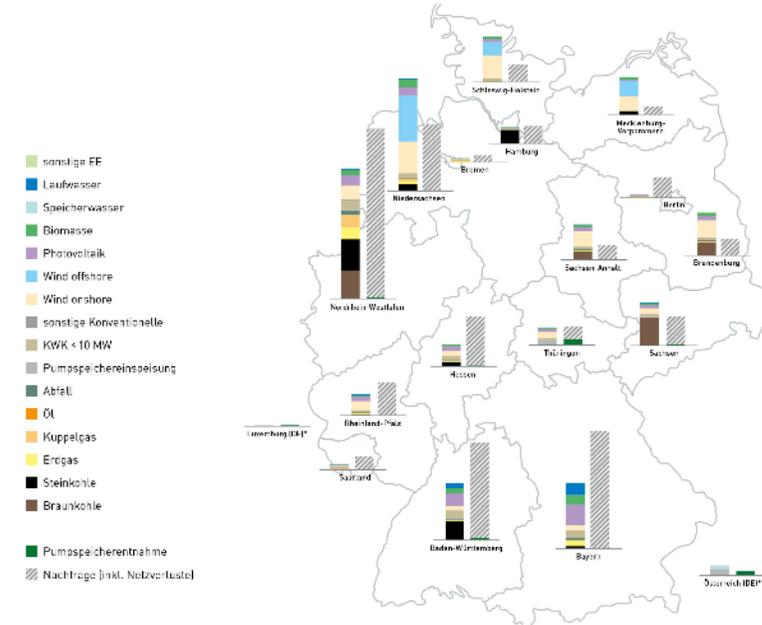
Szenario C 2030



NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN STROM

C 2030 Angaben in TWhl	Braunkohle	Steinkohle	Erdgas	Kuppelgas	Öl	Abfall	Pumpspeicherkapazität	KWK < 10 MW	sonstige Konventionelle	Wind onshore	Wind offshore	Photovoltaik	Bioenergie	Speicherkapazität	Laufwasser	Speicherwasser	sonstige EE	Nachfrage (inkl. Netzeinstufe)	Pumpspeicherkapazität
Baden-Württemberg	0,0	16,4	0,5	0,0	0,0	0,7	1,3	6,5	0,0	3,9	0,0	11,0	4,3	0,0	4,8	0,1	82,8	1,5	
Bayern	0,0	1,7	5,4	0,0	0,0	1,6	0,3	6,2	0,0	4,8	0,0	18,1	7,9	0,1	10,7	0,2	101,2	0,3	
Berlin	0,0	0,0	0,4	0,0	0,0	0,3	0,0	1,2	0,0	0,1	0,0	0,4	0,2	0,0	0,0	0,0	17,4	0,0	
Brandenburg	11,0	0,0	0,1	0,8	0,0	0,9	0,0	2,0	0,2	15,4	0,0	4,0	2,6	0,0	0,0	0,1	14,0	0,0	
Bremen	0,0	0,0	0,2	1,1	0,0	0,7	0,0	0,4	0,0	0,5	0,0	0,1	0,1	0,0	0,1	0,0	5,6	0,0	
Hamburg	0,0	11,2	0,2	0,0	0,0	0,2	0,0	1,7	0,0	0,1	0,0	0,2	0,3	0,0	0,0	0,0	14,8	0,0	
Hessen	0,0	3,2	0,9	0,0	0,0	0,8	0,3	3,6	0,2	4,3	0,0	3,8	1,5	0,1	0,4	0,1	42,9	0,4	
Mecklenburg-Vorpommern	0,0	2,9	0,2	0,0	0,0	0,1	0,0	1,0	0,0	12,0	13,3	1,2	1,7	0,0	0,0	0,0	7,4	0,0	
Niedersachsen	0,0	5,5	2,4	2,2	0,0	0,5	0,0	4,6	0,0	27,5	40,2	6,7	7,5	0,0	0,3	0,1	57,2	0,1	
Nordrhein-Westfalen	24,1	27,5	10,3	10,8	0,0	3,6	0,6	8,9	0,4	12,0	0,0	9,2	4,4	0,1	0,8	0,7	147,0	0,8	
Rheinland-Pfalz	0,0	0,1	1,4	0,0	0,0	0,7	0,0	1,9	0,0	8,0	0,0	3,8	1,0	0,0	1,0	0,0	28,5	0,0	
Saarland	0,0	0,0	0,6	0,7	0,0	0,2	0,0	0,4	0,3	0,9	0,0	0,9	0,1	0,0	0,1	0,1	11,0	0,0	
Sachsen	23,7	0,0	0,2	0,0	0,0	0,1	0,6	2,9	0,0	4,6	0,0	2,7	1,8	0,0	0,5	0,0	24,0	0,7	
Sachsen-Anhalt	7,4	0,0	0,6	0,0	0,0	1,3	0,0	2,1	0,2	13,2	0,0	3,2	2,5	0,0	0,1	0,0	12,7	0,0	
Schleswig-Holstein	0,0	0,1	0,4	0,0	0,0	0,2	0,0	1,8	0,4	20,3	11,3	2,5	2,4	0,0	0,0	0,0	14,7	0,0	
Thüringen	0,0	0,0	0,4	0,0	0,0	0,1	3,6	1,8	0,0	5,2	0,0	2,2	1,4	0,0	0,2	0,0	11,6	4,4	
Österreich (DE)*	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	5,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	3,2	0,0	0,0	0,0	3,3	
Luxemburg (DE)*	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,6	
Summe**	66,2	68,6	24,2	15,6	0,0	12,0	12,3	47,2	1,6	132,6	64,8	69,9	39,8	3,5	19,0	1,5	592,9	12,1	

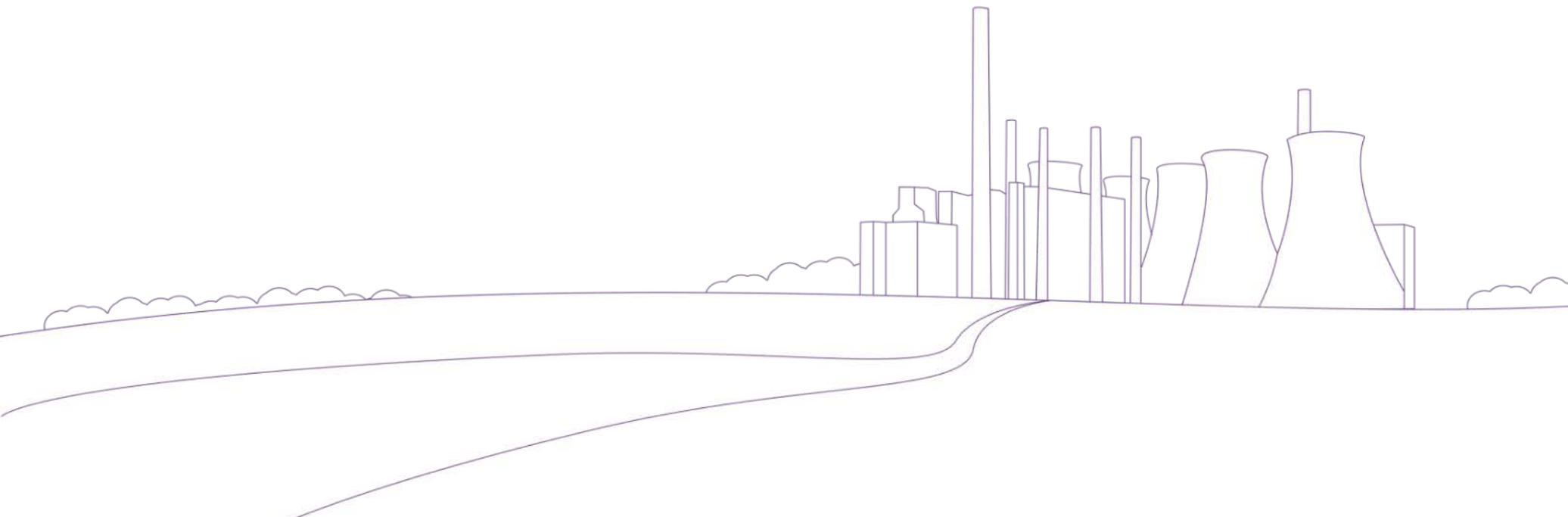
* Erzeugungsanlagen im Ausland mit Einspeisung in das deutsche Übertragungsnetz
 ** Bei der Aufsummierung der Einzelwerte können sich Rundungsabweichungen ergeben.





NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN STROM

Marktsimulation



Netzentwicklungsplan Strom 2030 (2017)

Marktsimulation, zentrale Befunde



Die Marktsimulationen zum NEP 2030 verdeutlichen, wie weit die **Transformation des Energiesektors** in Bezug auf die Integration erneuerbarer Energien bereits fortgeschritten ist:

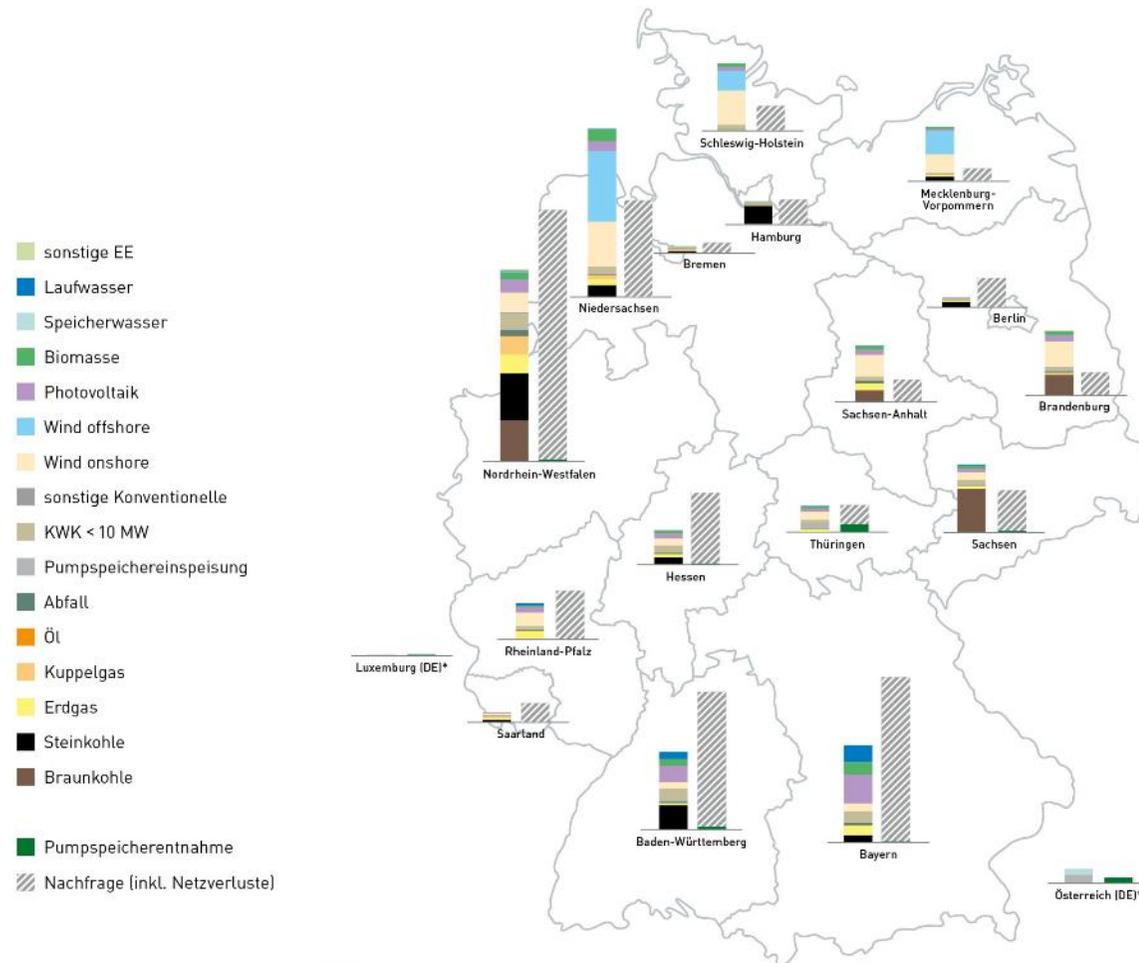
- Starkes **innerdeutsches Erzeugungsgefälle**: Erzeugungsüberschuss in Norddeutschland, Erzeugungsdefizit in Süddeutschland
- Zunahme **der Bedeutung erneuerbarer Energien**: Wind als Energieträger mit dem größten Anteil
- Ausbau erneuerbarer Energien und die **zentrale Einbindung Deutschlands in den europäischen Strombinnenmarkt** als wesentliche Treiber für die innerdeutsche Übertragungsaufgabe
- Weitestgehende **Erreichung der politische Zielsetzungen**

Netzentwicklungsplan Strom 2030 (2017)

Bundesländerbilanz B 2030: Nord-Süd-Gefälle



NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN STROM



Erzeugungsüberschuss in Norddeutschland:

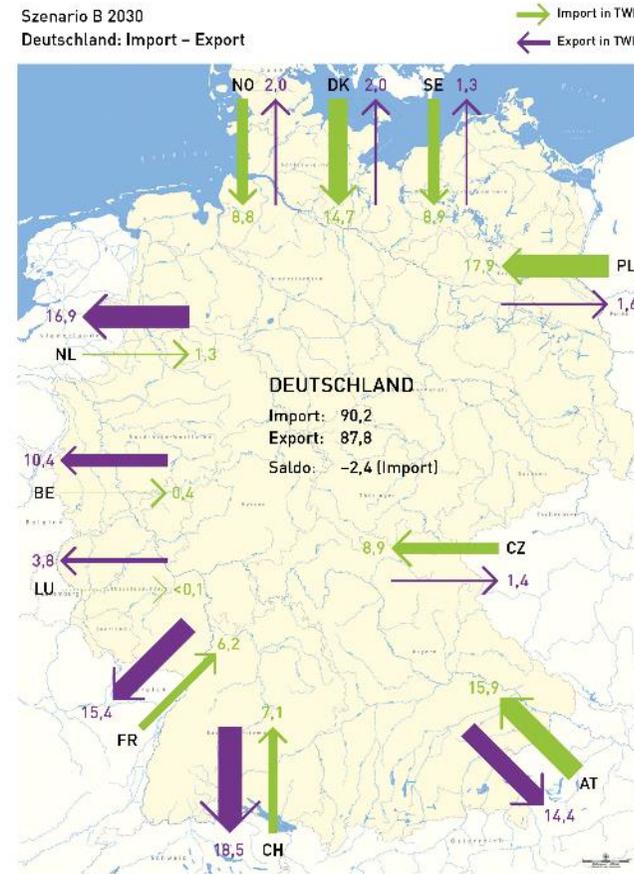
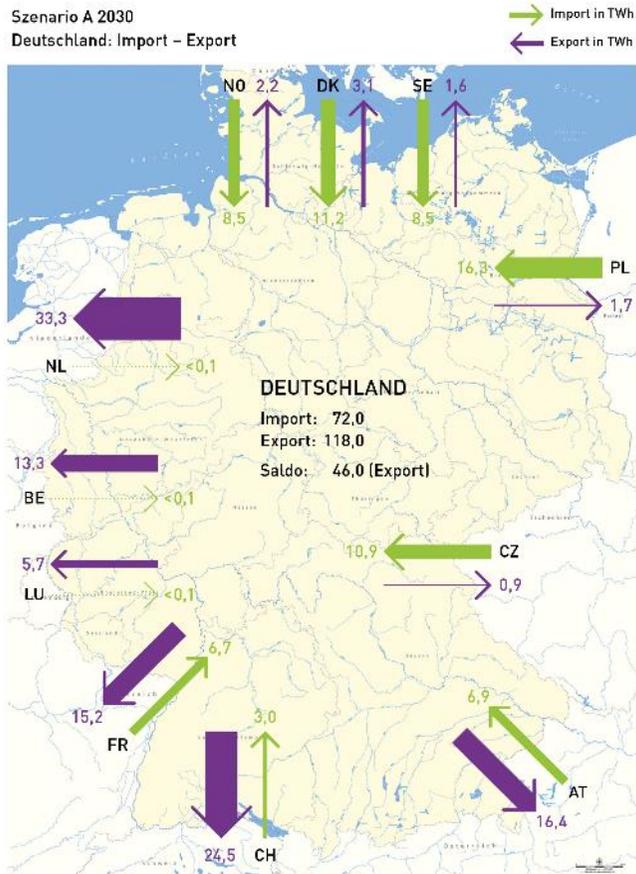
Die Erzeugung in nord- und ostdeutschen Bundesländern übersteigt die lokale Nachfrage um mehr als das Doppelte.

Erzeugungsdefizit in Süddeutschland:

Zwischen rund einem Viertel und der Hälfte des jährlichen Bedarfs werden in den südlichen Bundesländern aus in- und ausländischen Importen gedeckt

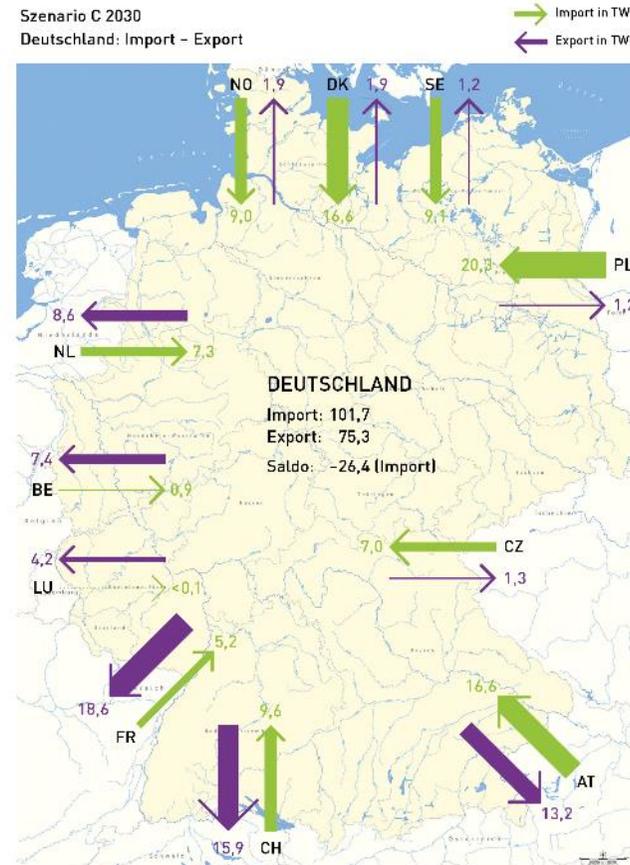
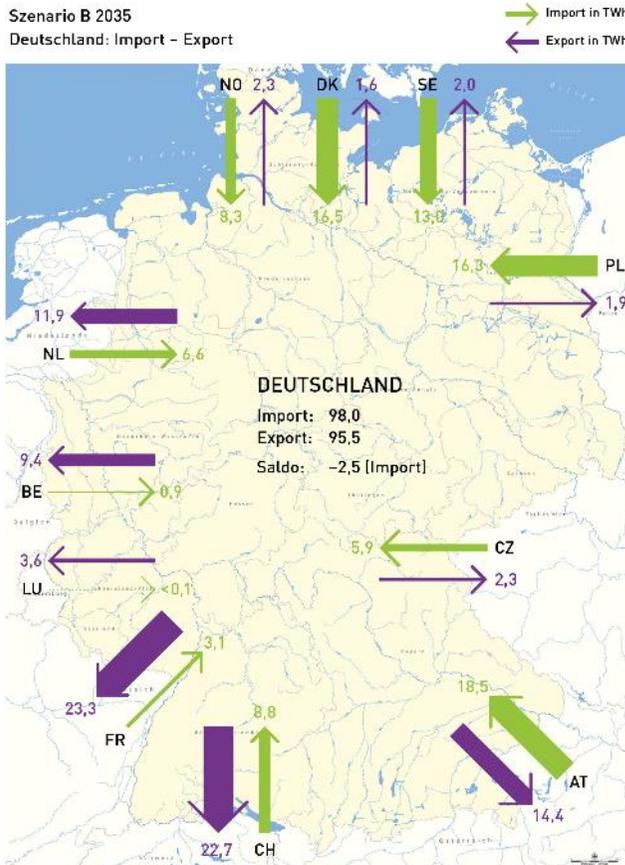
Netzentwicklungsplan 2030 (2017)

Handelsaustausch: Nettoexporteur in A 2030 / Ausgeglichene Bilanz in B 2030



Netzentwicklungsplan 2030 (2017)

Handelsaustausch: Ausgeglichene Bilanz in B 2035 / Nettoimporteur in C 2030





- Transformation des Energiesektors in Bezug auf die Integration erneuerbarer Energien ist weit fortgeschritten.
- Wachsende Bedeutung erneuerbarer Energien, **Wind (on- und offshore) ist der Energieträger mit dem größten Anteil** am Energiemix in allen Szenarien.
- **Starkes innerdeutsches Erzeugungsgefälle** in allen Szenarien mit einem **Erzeugungsüberschuss in Norddeutschland** und einem **Erzeugungsdefizit in Süddeutschland**. Zwischen rund einem Viertel und der Hälfte des jährlichen Bedarfs werden in den südlichen Bundesländern aus in- und ausländischen Importen gedeckt. Die Erzeugung in nord- und ostdeutschen Bundesländern übersteigt dagegen die lokale Nachfrage um mehr als das Doppelte.
- Wesentliche **Treiber für die innerdeutsche Übertragungsaufgabe** sind der weitere Ausbau erneuerbarer Energien sowie die starke und zentrale Einbindung Deutschlands in den europäischen Binnenmarkt.
- Die Nebenbedingung in der Marktmodellierung zur **Begrenzung der CO₂-Emissionen** kann zu einer Veränderung des Handelssaldos führen, so dass Deutschland von einem Nettoexporteur zu einem Nettoimporteur werden kann.



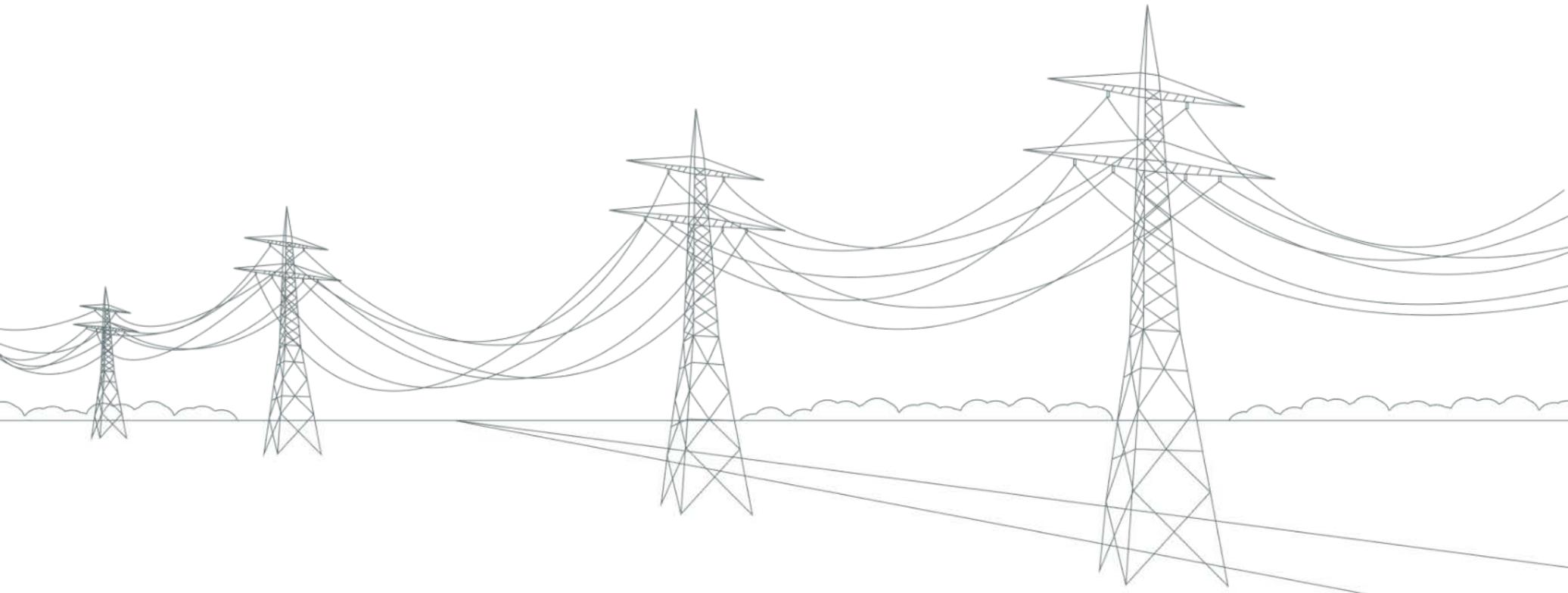
- Eine Beschränkung des Kraftwerkseinsatzes aufgrund der im Szenariorahmen festgelegten Emissionsobergrenzen ist nur in den Szenarien B 2030 und B 2035 notwendig.
- Im Szenario C 2030 reicht die Größe und Zusammensetzung des konventionellen Kraftwerksparks aus, um bei einer kostenoptimierten Einsatzweise die CO₂-Vorgaben des Szenariorahmens einzuhalten.
- Die **sicher zur Verfügung stehende Leistung** ("gesicherte Leistung") nimmt bis zum Jahr 2030 bzw. 2035 aufgrund des Rückgangs der thermischen Erzeugungsleistung und der Zunahme der volatilen Einspeisung aus erneuerbaren Energien ab. Die Bedeutung von Importen für die Versorgungssicherheit in Deutschland nimmt dadurch tendenziell zu.
- Weitestgehend Erreichung der politischen Zielsetzungen.
- Der im November vom Bundeskabinett beschlossene **Klimaschutzplan 2050** war noch nicht Grundlage der Vorgaben des Szenariorahmens. Die Ergebnisse des NEP 2030 zeigen einige Schritte hin zu einer weitergehenden CO₂-Minderung. Die Übertragungsnetzbetreiber haben in ihrem Vorschlag zum Szenariorahmen vielfältige Elemente und Modelle rund um eine weitere Dekarbonisierung vorgelegt, die Eingang in weitere NEP-Prozesse finden können.



NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN STROM

Ergebnisse NEP 2030

Fokus Netzberechnungen



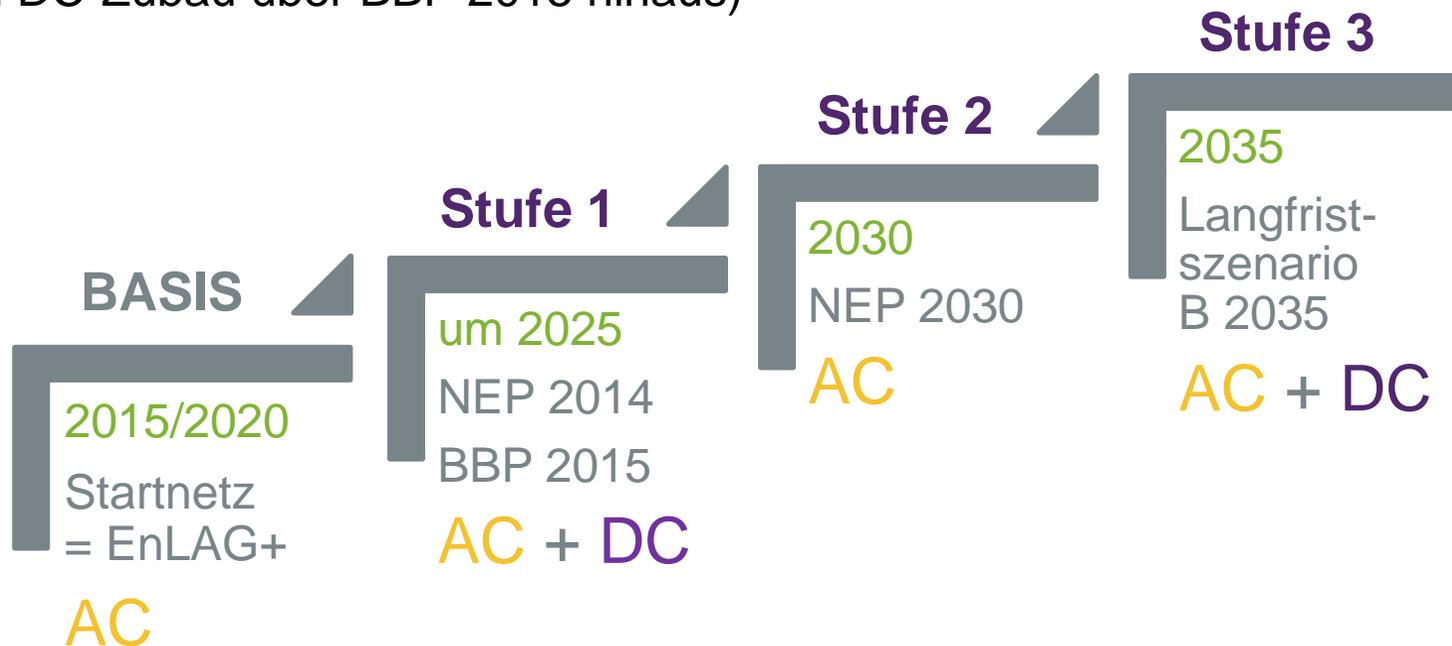
Netzentwicklungsplan Strom 2030 (2017)

Strategisches Vorgehen im NEP 2030



NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN STROM

- Grundsatzentscheidung der ÜNB im NEP 2012 für Kombination aus Verstärkung des AC-Netzes kombiniert mit neuen DC-Vorhaben gilt auch für NEP 2030
- Fokussierung für Szenarien mit dem Zieljahr 2030 auf Verstärkung des AC-Netzes in Kombination mit leistungsflusssteuernden Punktmaßnahmen (kein DC-Zubau über BBP 2015 hinaus)



Netzentwicklungsplan Strom 2030 (2017)

Zentrale Ergebnisse der Netzanalysen (I)



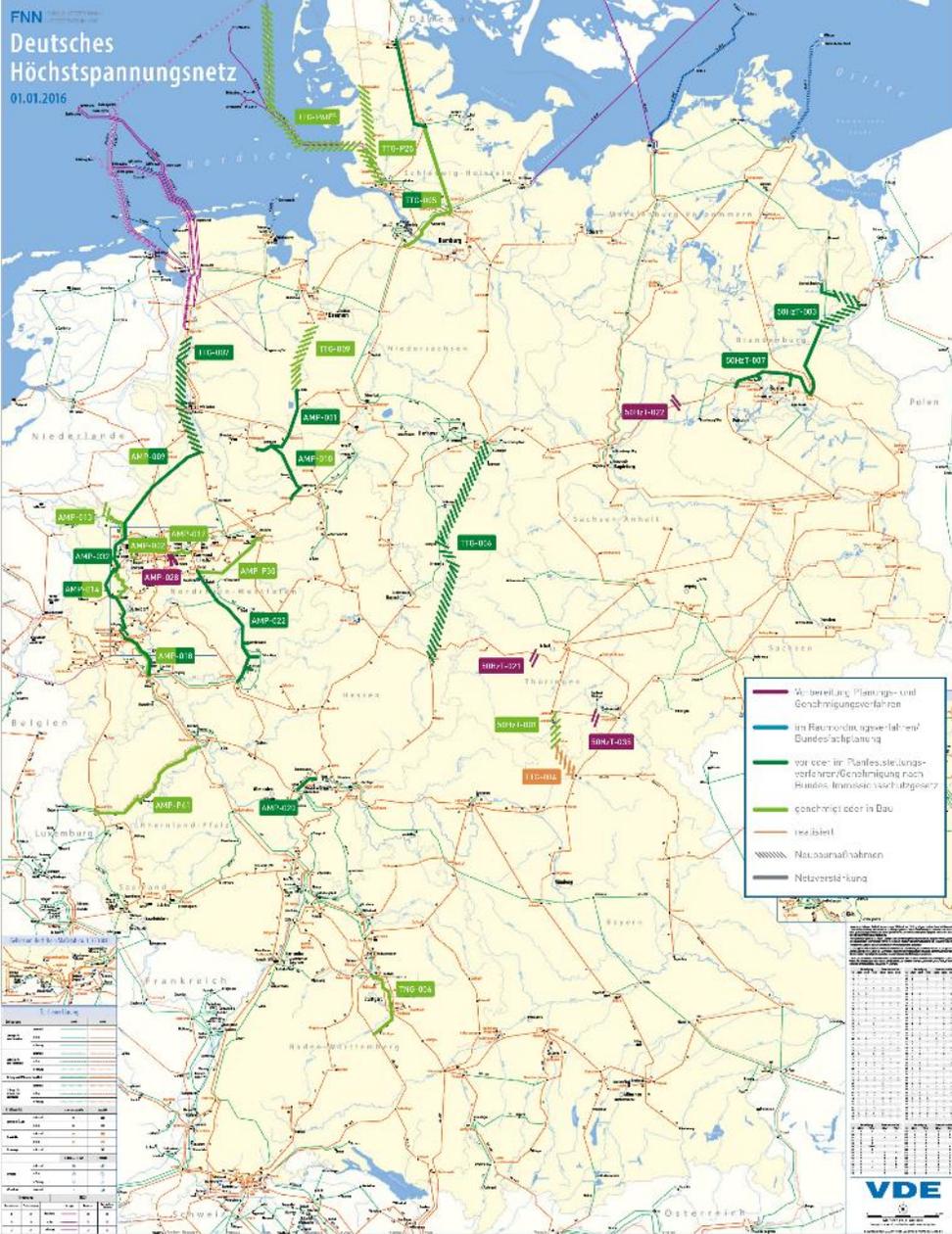
- Wie bereits im NEP 2025 erweisen sich die Maßnahmen des BBP 2015 als **robust gegenüber den veränderten Rahmenbedingungen**.
- In allen Szenarien (inkl. B 2035 zeigt) sich die **Notwendigkeit aller Maßnahmen des Bundesbedarfsplans (BBP) 2015**.
- Gleichzeitig wird der **kombinierte Einsatz von Gleich- und Wechselstromtechnologie** zur sicheren Gewährleistung der Stromübertragung erneut als notwendig nachgewiesen.
- Die BBP-Maßnahmen reichen für 2030 jedoch nicht aus. Erforderlich sind **zusätzliche AC-Netzverstärkungen** in Kombination mit leistungsflusssteuernden Punktmaßnahmen wie Serienkompensationsanlagen, Phasenschiebertransformatoren sowie HGÜ-Kurzkupplungen.
- Grund ist der um fünf Jahre auf 2030 verlängerte Zielhorizont mit deutlichem **Zuwachs an Stromerzeugung aus Offshore-Windenergie sowie Photovoltaik**; die Entwicklung bei Onshore-Windenergie ist durch das EEG 2017 gedämpft und liegt 2030 in etwa auf dem Niveau des NEP 2025.

Netzentwicklungsplan Strom 2030 (2017)

Zentrale Ergebnisse der Netzanalysen (II)



- Der **Ausblick auf B 2035** zeigt, dass der für 2030 eingeschlagene Weg der Fokussierung auf AC-Netzverstärkungen mit leistungsflusssteuernden Punktmaßnahmen **an seine Grenzen stößt**.
- Für ein bedarfsgerechtes, effizientes Netz ist neben dem weiteren AC-Netzausbau der **Zubau zusätzlicher DC-Verbindungen** im Umfang von **6 GW** erforderlich.
- Die **Nachhaltigkeit** der von den ÜNB im NEP 2030 gewählten Lösung wird im kommenden Netzentwicklungsplan **erneut überprüft**.
- Der NEP 2030 enthält Maßnahmen, deren **Nachhaltigkeit noch nicht hinreichend klar erkennbar** ist.
- Deshalb haben die ÜNB einige der im NEP 2030 erstmals bzw. zusätzlich zum BBP 2015 identifizierten Maßnahmen als sogenannte **nicht vorschlagswürdige Maßnahmen** gesondert gekennzeichnet.



Startnetz NEP 2030 (2017)

Das Startnetz besteht aus:

- Ist-Netz (Stand 31.03.2017)
- EnLAG-Maßnahmen
- in Umsetzung befindliche Maßnahmen
- Maßnahmen aufgrund sonstiger Verpflichtungen (KraftNAV bzw. Industrie)

Stromkreisaufgabe auf bestehenden Gestängen:	200 km
AC-Leitungsneubau in bestehender Trasse:	900 km
AC-Leitungsneubau in neuer Trasse:	600 km
DC-Neubau:	200 km
Investitionsvolumen:	6 Mrd. €

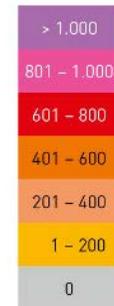
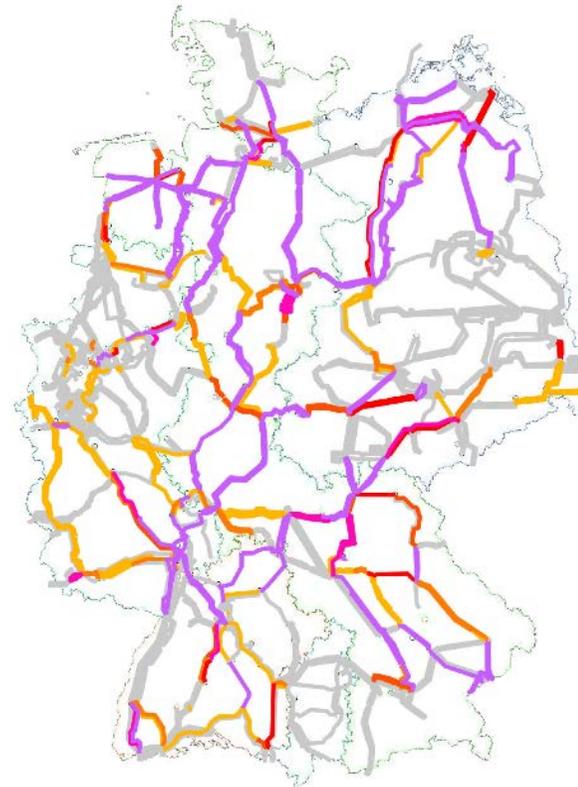
Netzentwicklungsplan Strom 2030 (2017)

Überlastungen im Startnetz



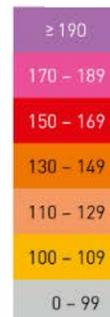
NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN STROM

Maximale Leitungsauslastung:
z.T. über 200%



(n-1)-Befundwahrscheinlichkeit in h/a

Häufigkeit der Überlastungen:
z.T. über 3.000 Stunden



max. Leitungsauslastung im (n-1)-Fall in %

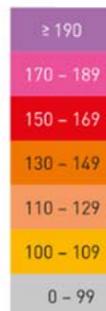
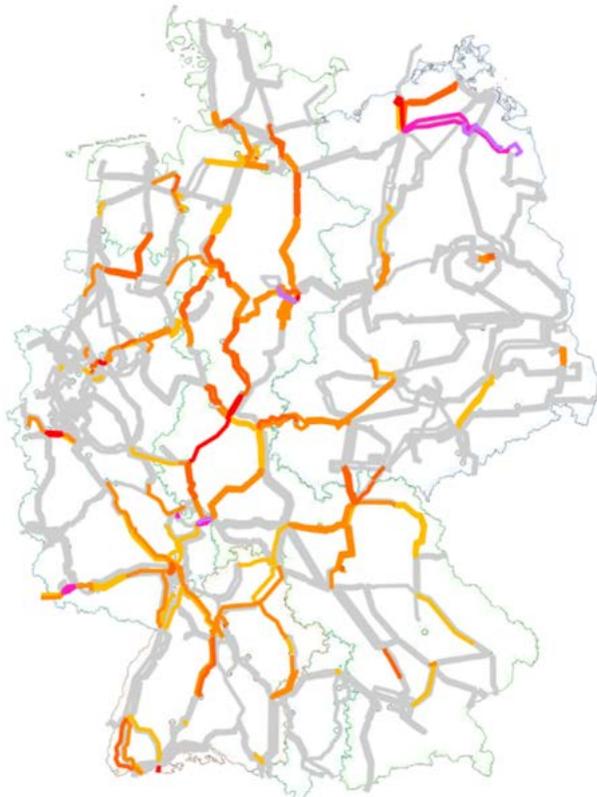
Netzentwicklungsplan Strom 2030 (2017)

Überlastungen im BBP-Netz

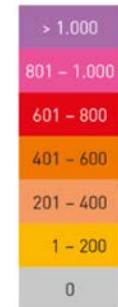
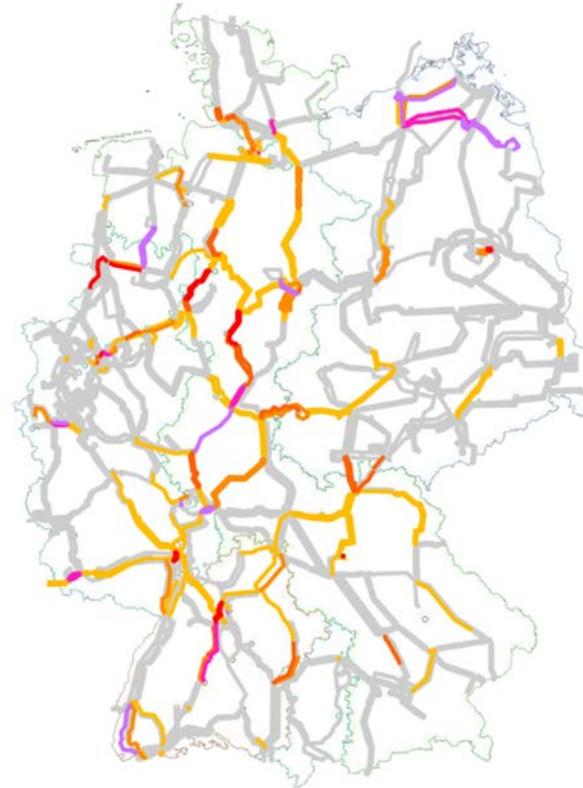


NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN STROM

Maximale Leitungsauslastung:
z.T. über 200% - wie im Startnetz

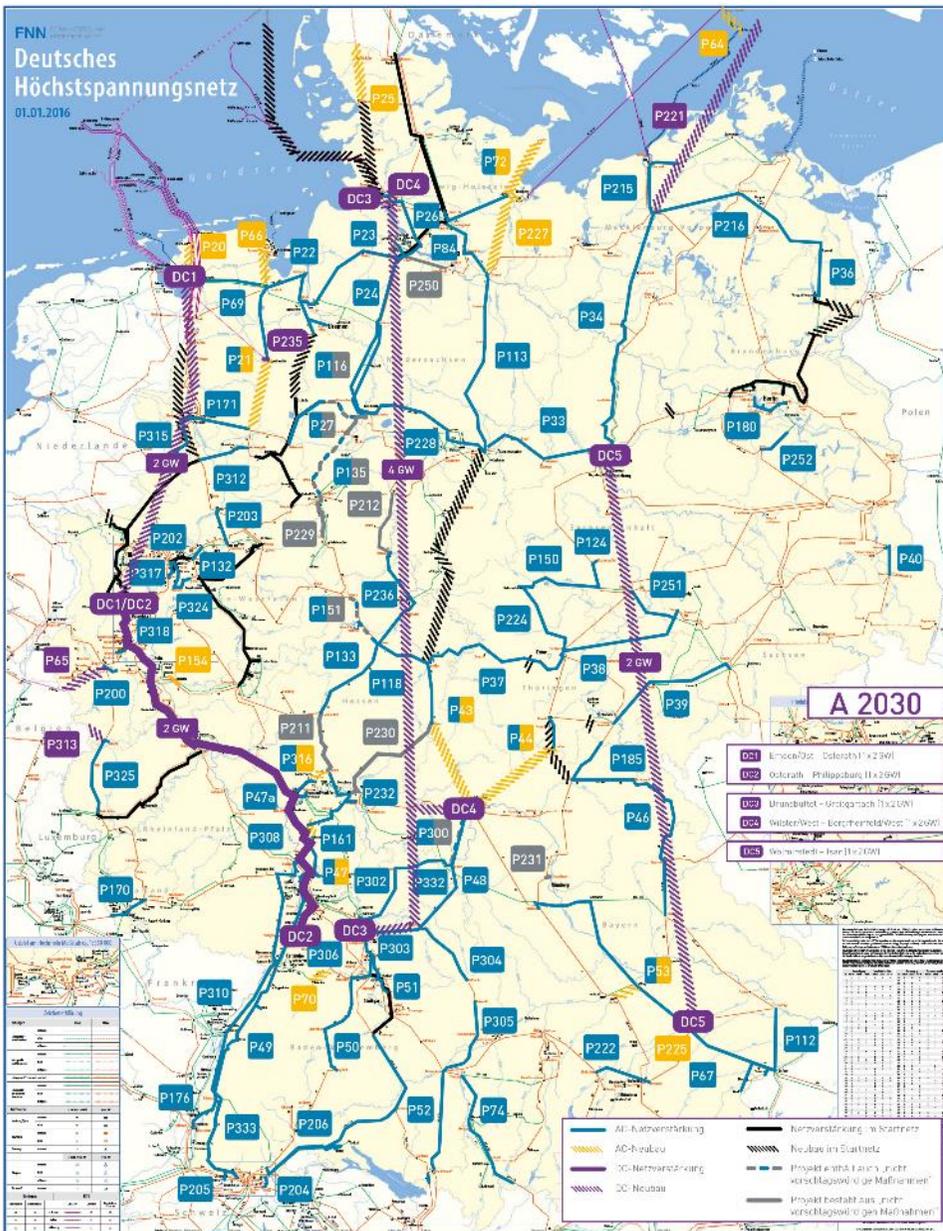


max. Leitungsauslastung im (n-1)-Fall in %



(n-1)-Befundwahrscheinlichkeit in h/a

Häufigkeit der Überlastungen:
z.T. über 2.000 Stunden



Szenario A 2030 inkl. Startnetz

DC-Verbindungen

Neubau in Deutschland 2.400 km

- Übertragungskapazität: 8 GW
- davon Interkonnektoren nach Belgien, Norwegen und Schweden: 330 km

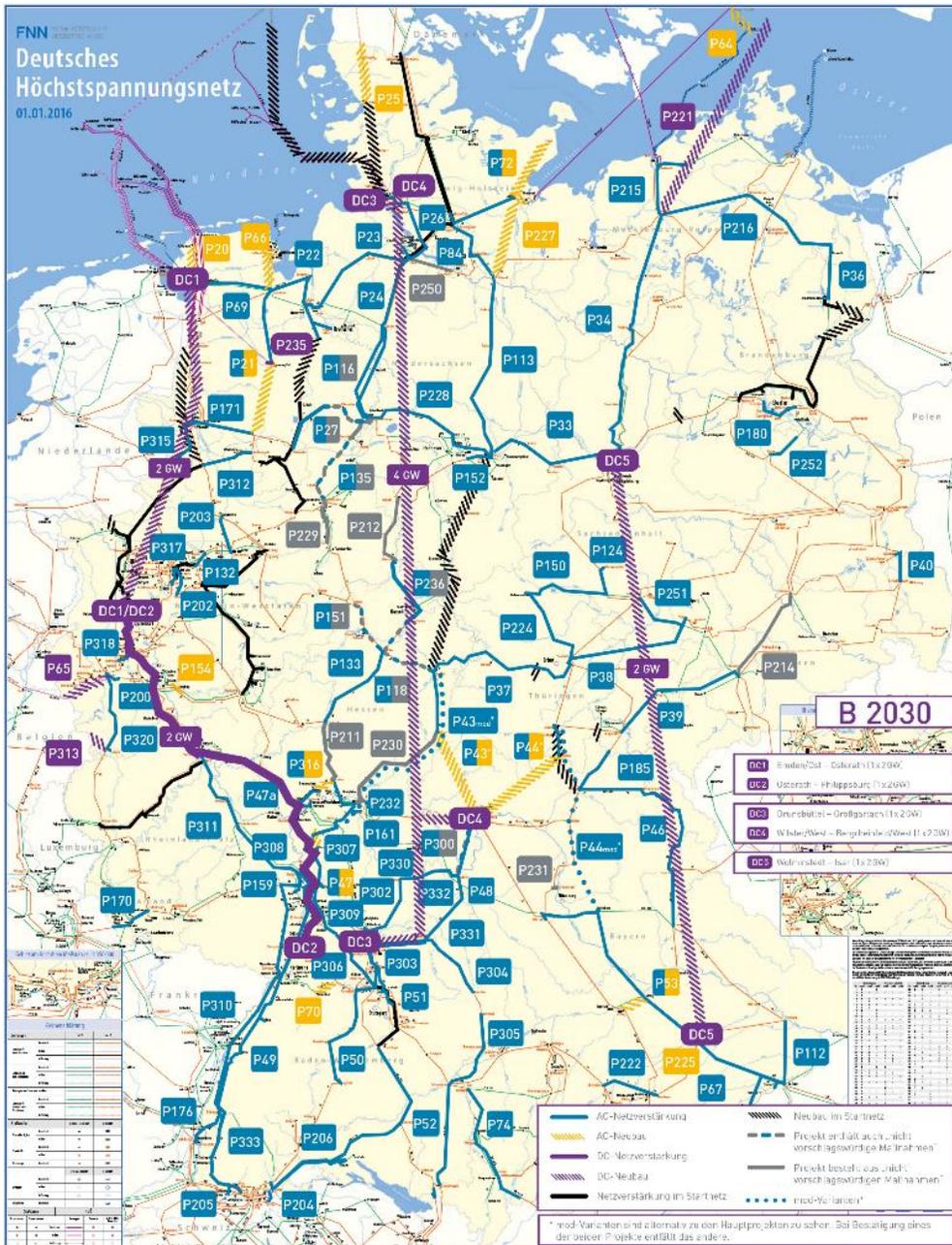
AC-Netz Neubau 1.200 km

DC/AC-Netz Verstärkung 7.600 km

- davon Zu-/Umbeseilung 2.900 km

Investitionsvolumen: 32 Mrd. €

bei Vollverkabelung der DC-Verbindungen (außer DC2)



NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN STROM

Szenario B 2030 inkl. Startnetz

DC-Verbindungen

Neubau in Deutschland 2.400 km

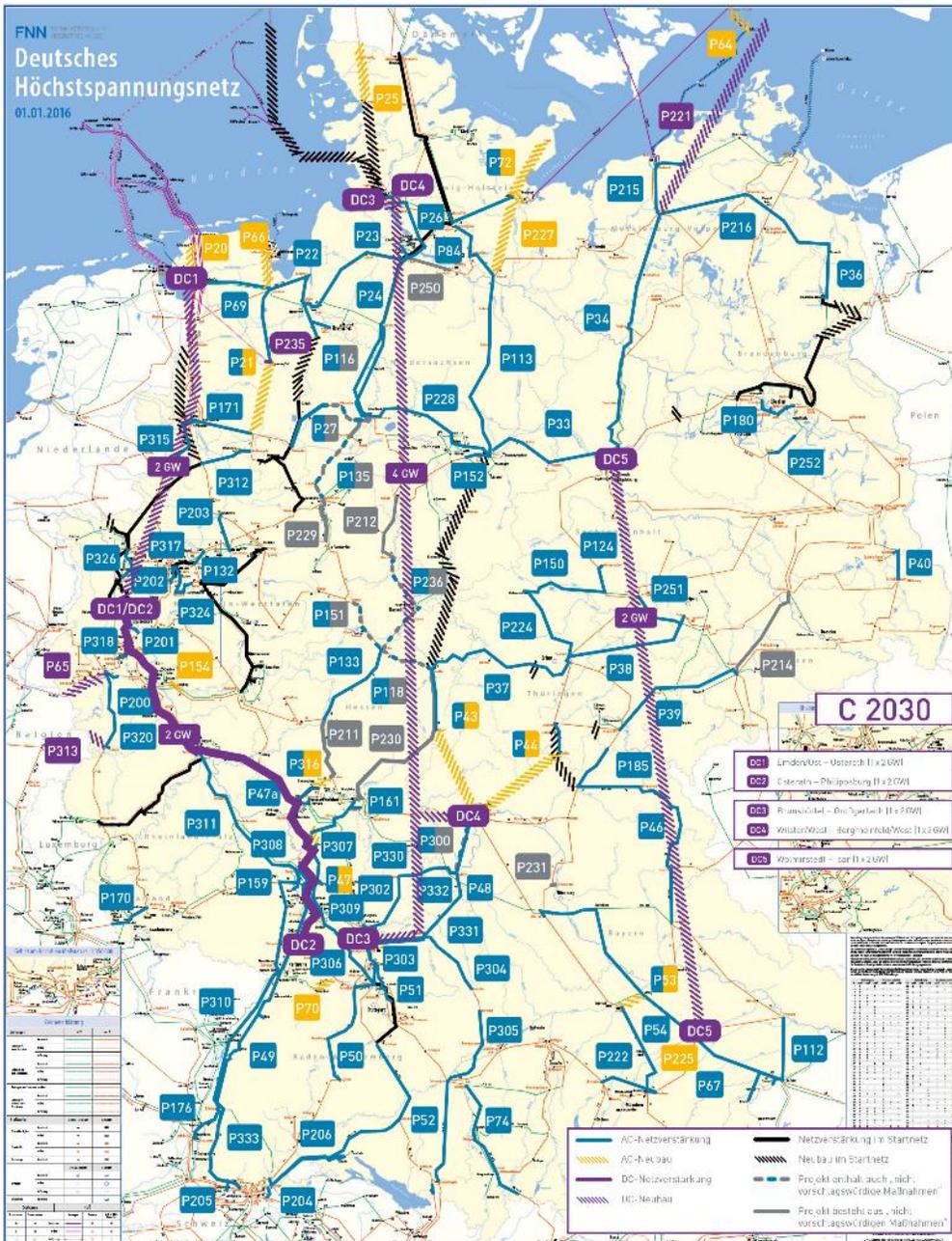
- Übertragungskapazität: 8 GW
- davon Interkonnektoren nach Belgien, Norwegen und Schweden: 330 km

AC-Netz Neubau 1.200 km

DC/AC-Netz Verstärkung 8.200 km

- davon Zu-/Umbeseilung 2.900 km

Investitionsvolumen: 33 Mrd. €
bei Vollverkabelung der DC-Verbindungen (außer DC2)



NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN STROM

Szenario C 2030 inkl. Startnetz

DC-Verbindungen

Neubau in Deutschland 2.400 km

- Übertragungskapazität: 8 GW
- davon Interkonnektoren nach Belgien, Norwegen und Schweden: 330 km

AC-Netz Neubau 1.200 km

DC/AC-Netz Verstärkung 8.500 km

- davon Zu-/Umbeseilung 3.400 km

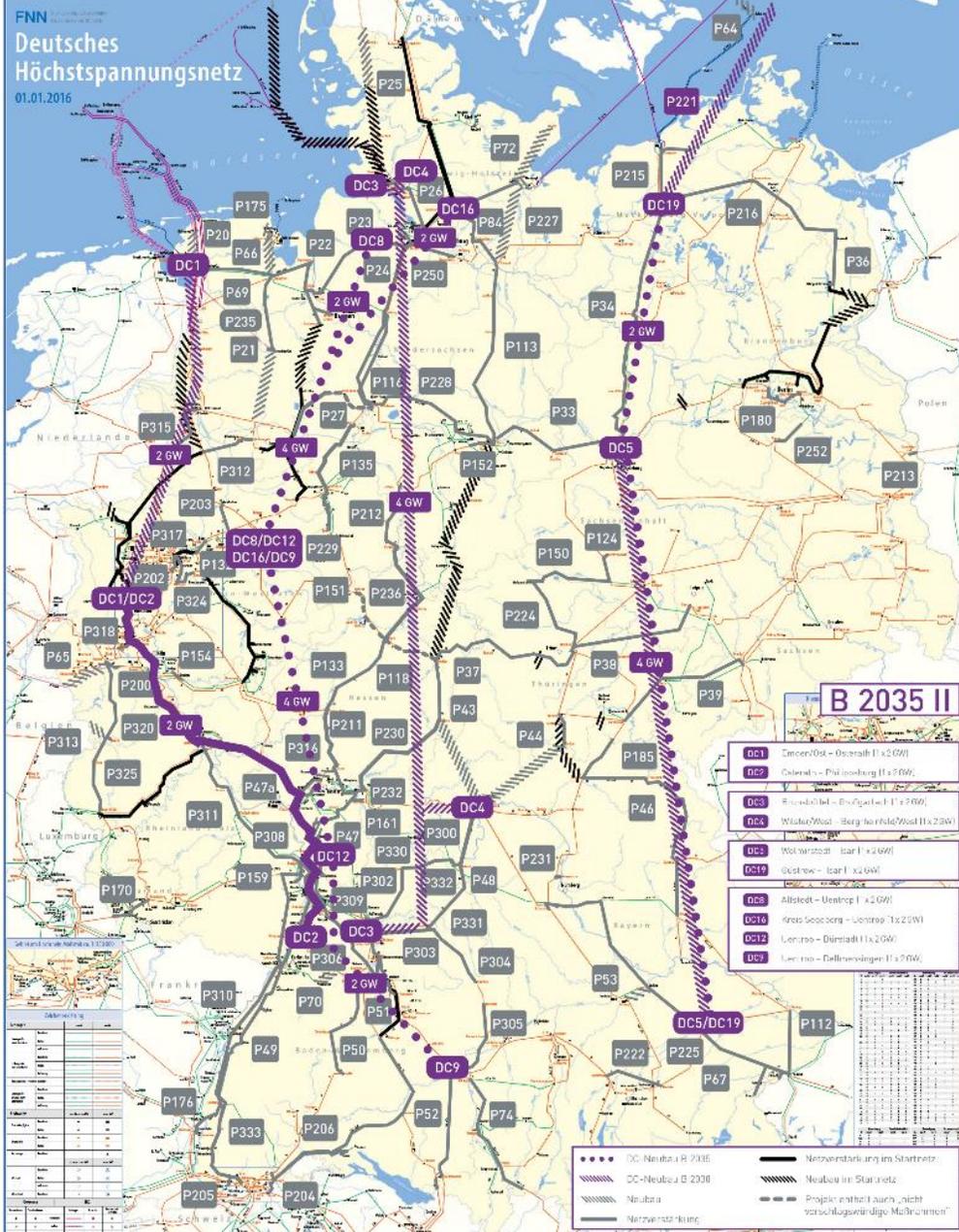
Investitionsvolumen: 34 Mrd. €
bei Vollverkabelung der DC-Verbindungen (außer DC2)



Szenario B 2035: DC-Projekte

Variante 1

- Steigender Übertragungsbedarf im Vergleich zu B 2030
- Ausbau des AC-Netzes über BBP 2015 hinaus nicht mehr ausreichend
- In 2035 Bedarf an zusätzlichen DC-Verbindungen im Umfang von 6 GW
 - DC8/DC12: Alfstedt – Uentrop – Bürstadt mit 2 GW über ca. 585 km
 - DC10: Kreis Segeberg – Dellmensingen mit 2 GW über ca. 815 km
 - DC19: Güstrow – Wolmirstedt – Isar mit 2 GW über ca. 820 km



Szenario B 2035: DC-Projekte

Variante 2

- Steigender Übertragungsbedarf im Vergleich zu B 2030
- Ausbau des AC-Netzes über BBP 2015 hinaus nicht mehr ausreichend
- In 2035 Bedarf an zusätzlichen DC-Verbindungen im Umfang von 6 GW
 - DC8/DC12: Alfstedt – Uentrop – Bürstadt mit 2 GW über ca. 585 km
 - DC16/DC9: Kreis Segeberg – Uentrop – Dellmensingen mit 2 GW über ca. 895 km
 - DC19: Güstrow – Wolmirstedt – Isar mit 2 GW über ca. 820 km

Netzentwicklungsplan Strom 2030 (2017)

Netzverstärkungs- und Netzausbaubedarf



NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN STROM

Angaben in km	AC-Verstärkung		DC-Verstärkung		AC-Neubau	DC-Neubau	Summe
	Zu-/ Umbeseilung	Neubau in Bestandstrasse	Zu-/ Umbeseilung	Neubau in Bestandstrasse			
Startnetz	200	900	0	0	600	200	1.900
Zubaunetz							
A 2030	2.400	3.700	300	40	600	2.200	9.300
B 2030	2.800	4.000	300	40	600	2.200	9.900
C 2030	2.900	4.200	300	40	600	2.200	10.200
Start- und Zubaunetz							
A 2030	2.600	4.600	300	40	1.200	2.400	11.100
B 2030	3.000	4.900	300	40	1.200	2.400	11.800
C 2030	3.100	5.100	300	40	1.200	2.400	12.100

Hinweis: Abweichungen in den Summen in der Tabelle sind rundungsbedingt.

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Netzentwicklungsplan Strom 2030 (2017)

Investitionskosten



- Ermittlung der Investitionskosten auf Basis von Standardkosten (vorläufig!)
- Standardkosten DC-Erdkabel: 4 Mio. €/km für 1 x 2 GW, 8 Mio. € für 2 x 2 GW
- Gesamtvolumen der Investitionen über zehn Jahre je nach Szenario:
 - **32 bis 34 Mrd. €** bei 100% Erdverkabelung der DC-Verbindungen (außer DC2)
 - **31 bis 32 Mrd. €** bei 75% Erdverkabelung der DC-Verbindungen (außer DC2)
 - Investitionen für das **Startnetz (ca. 6 Mrd. €)** bereits enthalten

Angaben in Mrd. EUR (gerundet)	A 2030	B 2030	C 2030
Kabel 100 %	32	33	34
Kabel 75 %	31	32	32

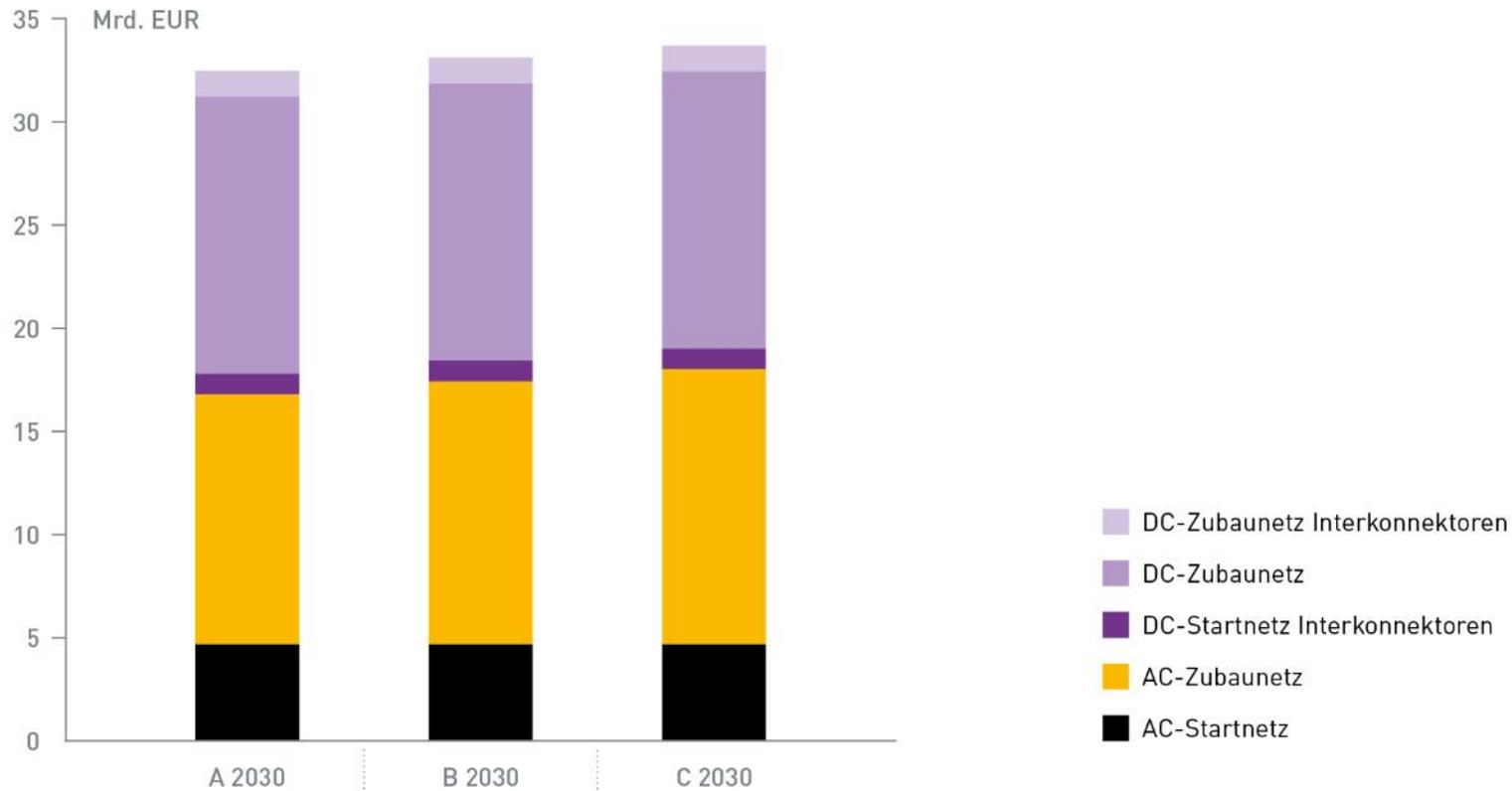
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Netzentwicklungsplan Strom 2030 (2017)

Investitionskosten bei Vollverkabelung der DC-Verbindungen, inkl. DC-Interkonnektoren



NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN STROM



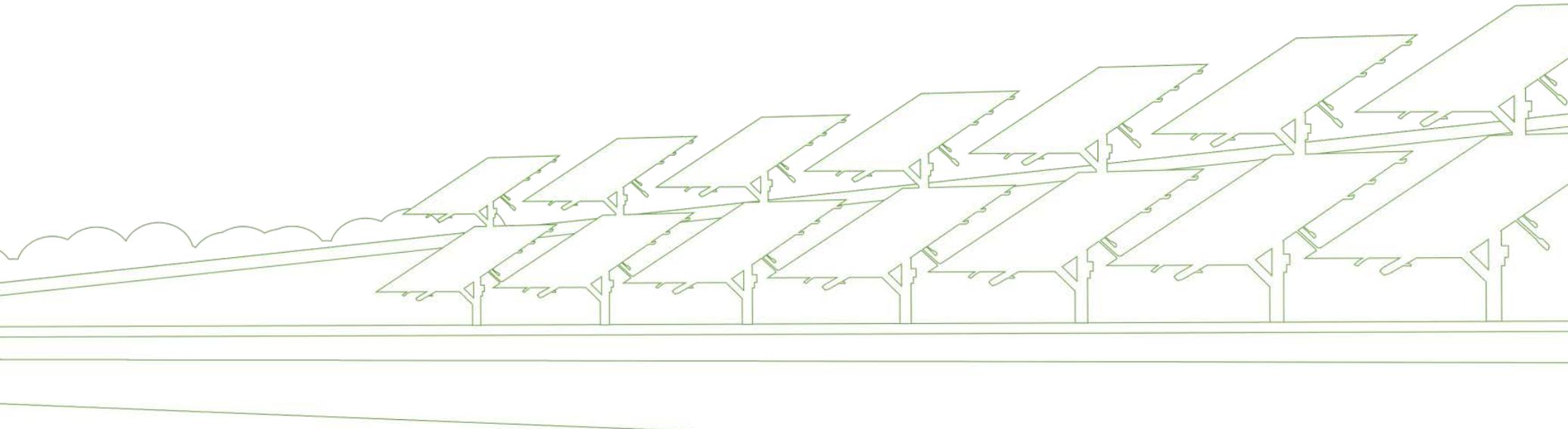


- Zur Ermittlung der Gesamtkosten wird bei den HGÜ-Verbindungen ein Verkabelungsgrad der HGÜ-Verbindung von 100 % angenommen.
→ Alternativ wird ein Verkabelungsgrad von 75 % angenommen, z.B. um mögliche abweichende Vorgaben im Genehmigungsverfahren abzubilden.
- Die **Mehrkosten einer Ausführung der HGÜ-Verbindungen als Erdkabel** im Vergleich zur Freileitung (1,5 Mio. €/km) hängen sehr stark von den örtlichen Gegebenheiten (z. B. Bodenbeschaffenheit) ab. Als Schätzkosten wurden bei durchschnittlichen Gegebenheiten Aufwendungen in Höhe von 4 Mio. €/ km für 1 x 2 GW DC und von 8 Mio. €/ km für 2 x 2 GW DC unterstellt. Diese Kostenansätze basieren auf ersten Erfahrungen der ÜNB mit AC- und DC-Kabeln.
- Bei AC ist lediglich in einer **beschränkten Anzahl von Pilotprojekten** bei Vorliegen bestimmter Voraussetzungen auf technisch-wirtschaftlich effizienten **Teilabschnitten** eine **Erdverkabelung** möglich. Die konkrete Entscheidung, ob und auf welchen Abschnitten Erdkabel verlegt werden, ist Bestandteil nachgelagerter Genehmigungsverfahren. Mögliche Mehrkosten wurden im NEP daher nicht betrachtet.



NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN STROM

Projektcharakterisierung



Netzentwicklungsplan Strom 2030 (2017)

Pilot: Projektcharakterisierung



- Die ÜNB haben die Methodik zur Bewertung von Maßnahmen weiterentwickelt und auf die Zubaunetz-Projekte des Szenarios B 2030 angewandt.
- Im NEP 2030 wird anhand verschiedener Kriterien eine zusätzliche Beschreibung und Charakterisierung von Projekten vorgenommen. Dies **ermöglicht einen relativen Vergleich zwischen den Projekten** in dem jeweiligen Kriterium.
- Die Kriterien entsprechen verschiedenen Perspektiven wie z.B. vermiedener Redispatch, vermiedenes EE-Einspeisemanagement, Systemdienlichkeit, Planungsrobustheit, NOVA.
- Im NEP 2030 ausgewiesene Projekte und Maßnahmen wurden über einen (n-1)-Nachweis identifiziert und sind für ein bedarfsgerechtes, weitgehend engpassfreies Netz erforderlich.
- Die Projektcharakterisierung dient der Charakterisierung und Veranschaulichung des Nutzens einer Maßnahme – und ausdrücklich **nicht** dem Nachweis ihrer Erforderlichkeit.
- Die Projektcharakterisierung wurde parallel zur Veröffentlichung und Konsultation des ersten Entwurfs des NEP 2030 durchgeführt und in den zweiten Entwurf integriert.

Netzentwicklungsplan Strom 2030 (2017)

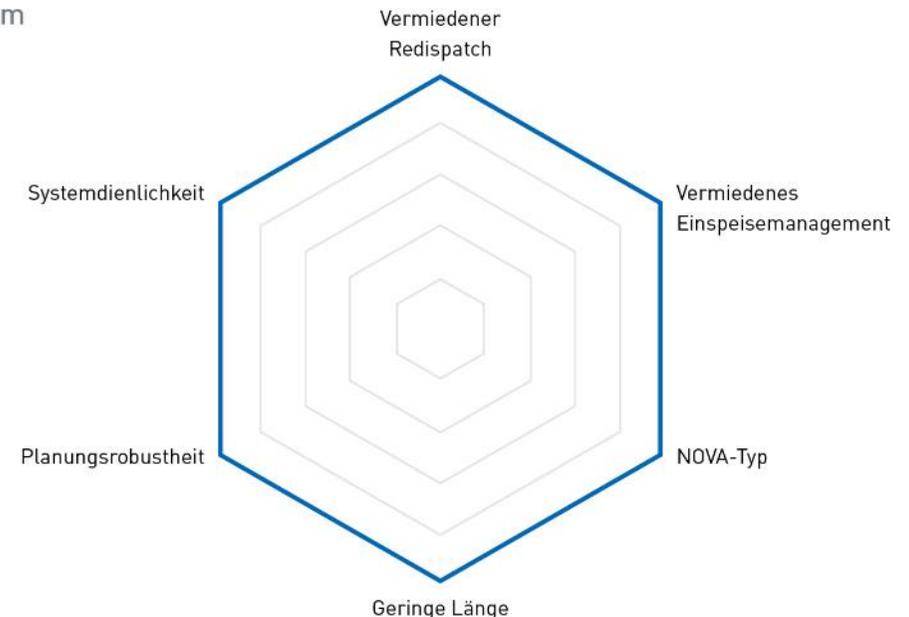
Pilot: Projektcharakterisierung



NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN STROM

- Die **Ergebnisse** werden in den **jeweiligen Projektsteckbriefen** in Form einer sogenannten Spinnennetzgrafik dargestellt.
- Die Achsen des Spinnennetzes sind so definiert, dass **positive Ergebnisse von großen Werten** im Spinnennetz repräsentiert werden.
- Ein **optimales Projekt** läge dementsprechend auf allen Achsen am **äußeren Rand** des Spinnennetzes.

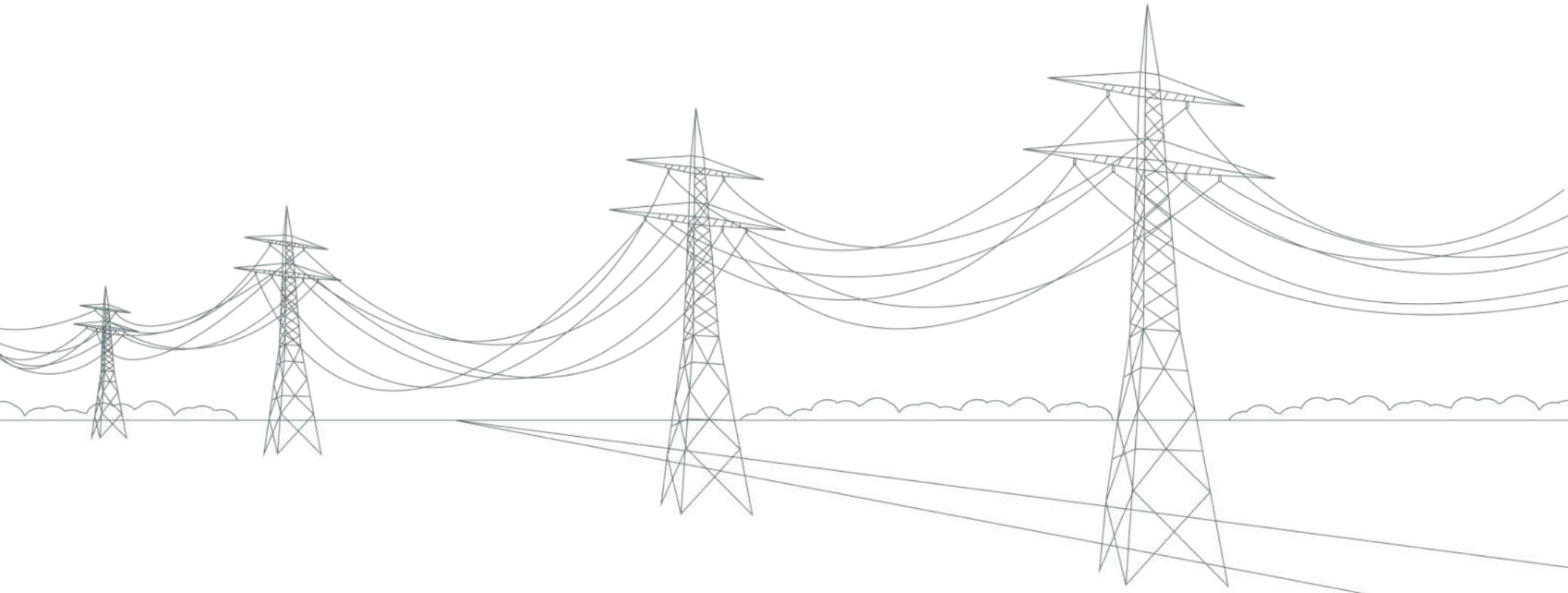
Maximum





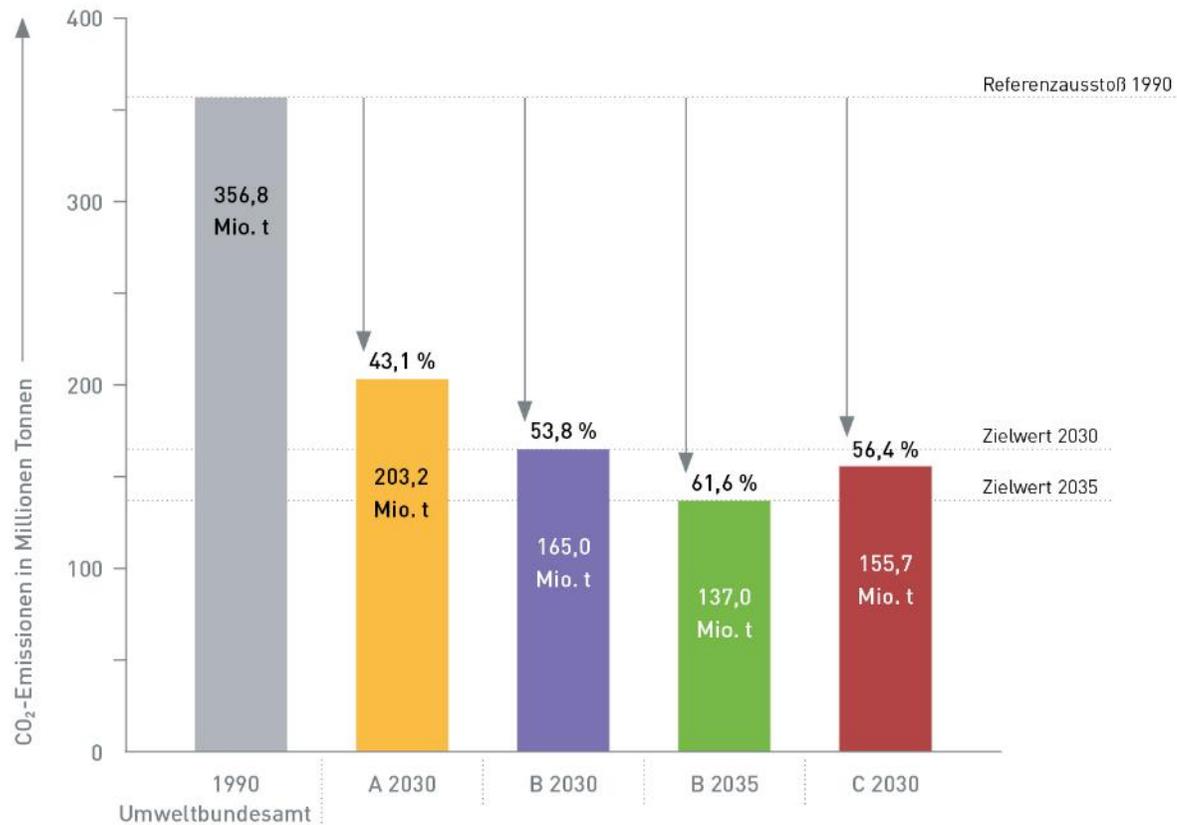
NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN STROM

Backup



Netzentwicklungspläne 2030 (2017)

CO₂-Emissionen in der Stromerzeugung in Deutschland in den Szenarien des NEP 2030

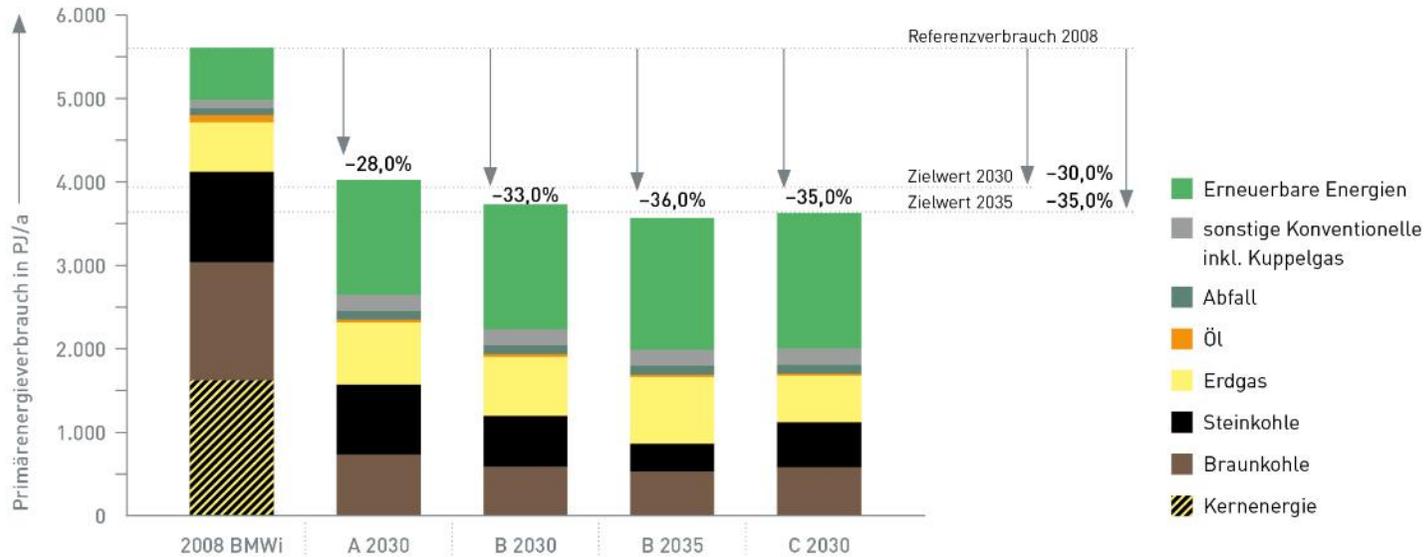


Netzentwicklungspläne 2030 (2017)

Primärenergieverbrauch in der Stromerzeugung in den Szenarien des NEP 2030



NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN STROM



Netzentwicklungspläne 2030 (2017)

Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch

