

# Netzentwicklungsplan Strom 2030 (2017), Erster Entwurf



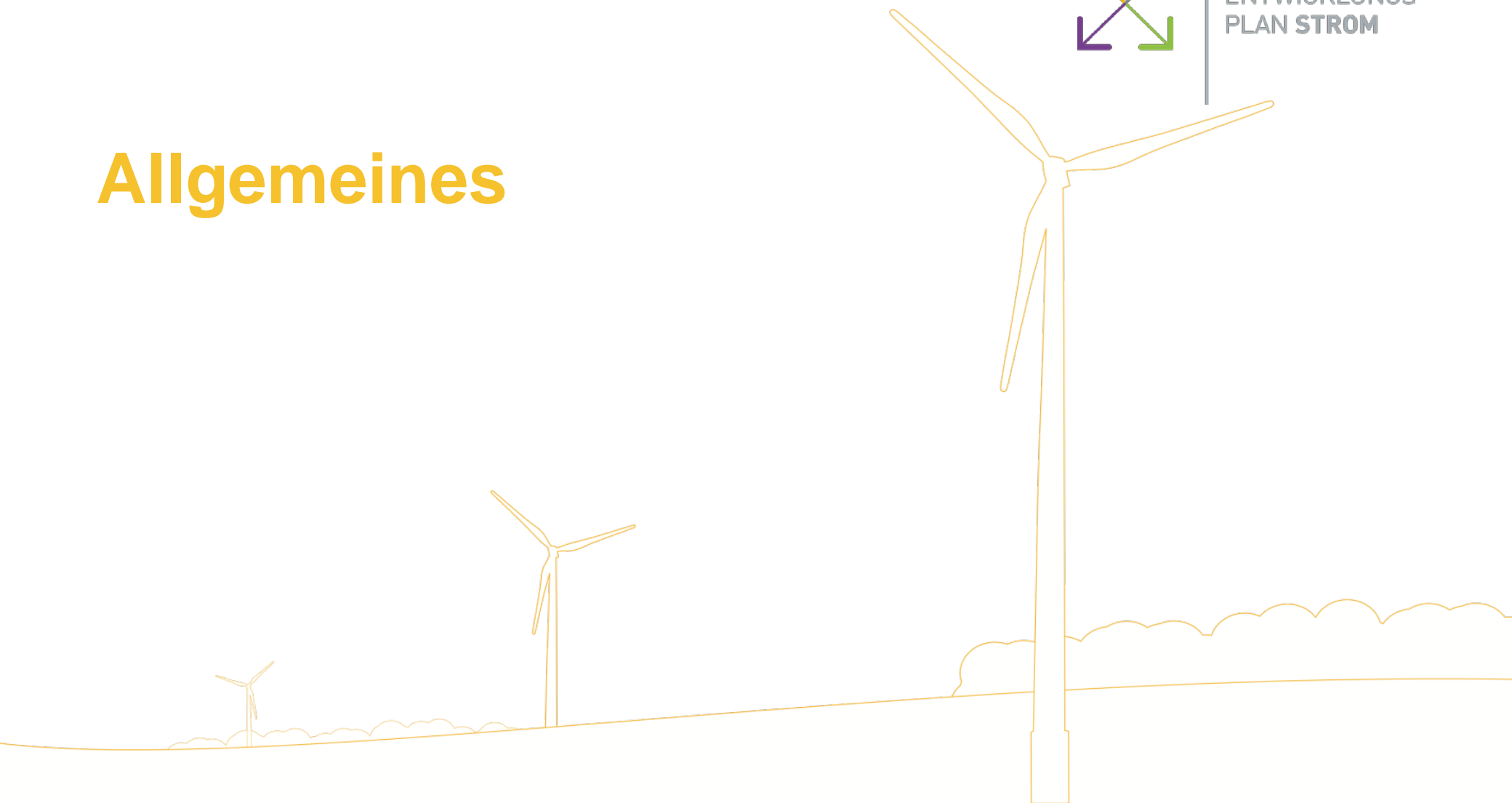
NETZ  
ENTWICKLUNGS  
PLAN STROM



# Allgemeines



NETZ  
ENTWICKLUNGS  
PLAN STROM



# Netzentwicklungsplan Strom 2030 (2017)

## Der Netzentwicklungsplan ...



NETZ  
ENTWICKLUNGS  
PLAN STROM

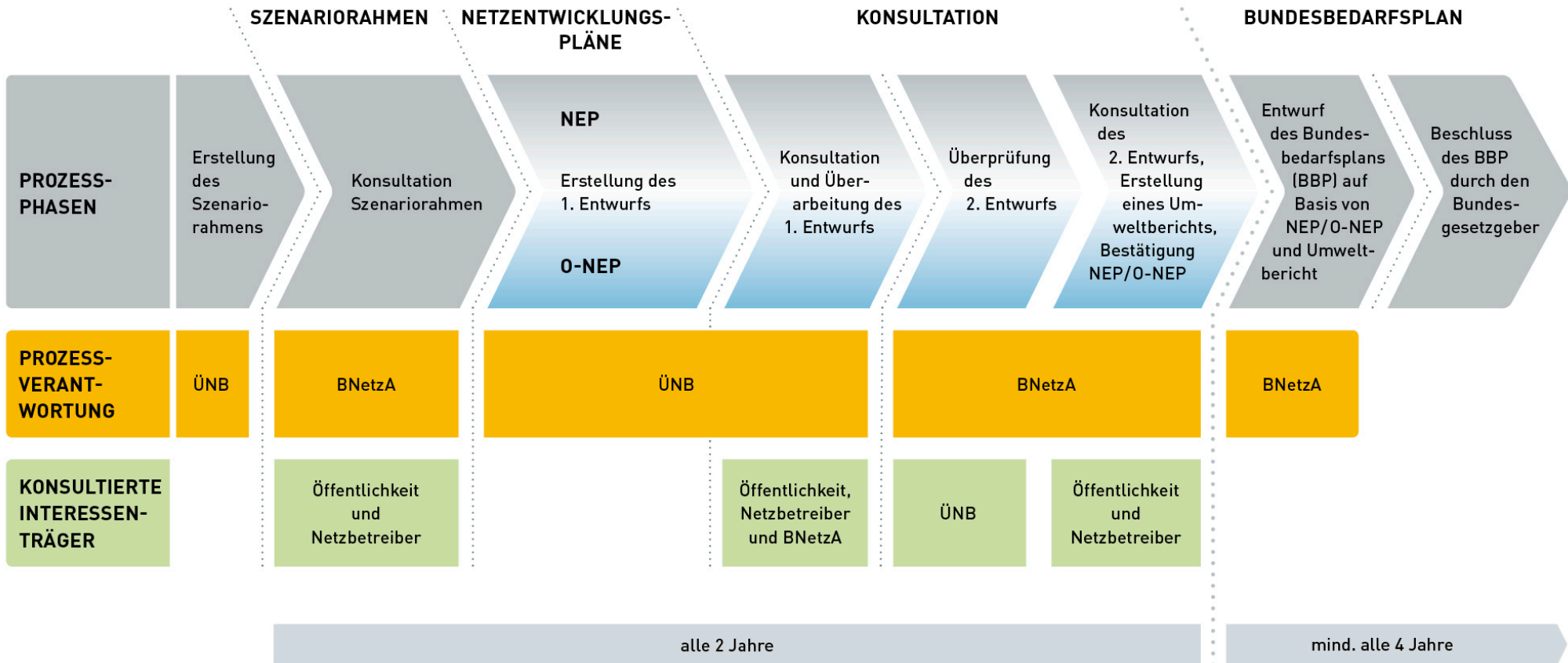
- ... ist der Netzentwicklungsplan für ein **Übertragungsnetz an Land**.
- ... ist eng verzahnt mit dem **Offshore-Netzentwicklungsplan**.
- ... berücksichtigt die **Integration erneuerbarer Energien, die zunehmende Sektorenkopplung** und die **Entwicklung des europäischen Strommarkts**.
- ... beschreibt Maßnahmen, die den **gesetzlichen Anforderungen** und dem **zugrunde gelegten Szenariorahmen der BNetzA** gerecht werden.
- ... zeigt den **Übertragungsbedarf zwischen Anfangs- und Endpunkten** (zwei Netzknoten) – und **keine konkreten Trassenkorridore oder -verläufe**.
- ... zeigt Maßnahmen mit Priorität auf **Netzoptimierung vor -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 – Genehmigung des Szenariorahmens (10-Monats-Frist beginnt)
- 31.01.2017 – Veröffentlichung
- 31.01. bis 28.02. – Konsultation
- Ende April (spätestens 02.05.) – 2. Entwürfe
- anschließend Prüfung und Konsultation durch BNetzA
- Ende Dezember 2017: Bestätigung durch BNetzA („Soll“-Frist lt. EnWG)

### NEP 2030, Version 2019

- 10.01.2018 – Abgabe ÜNB-Entwurf zum Szenariorahmen

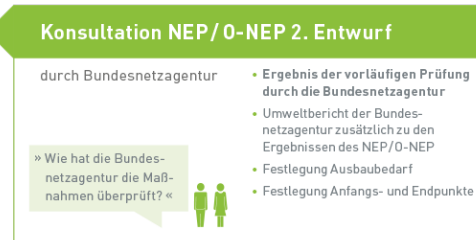
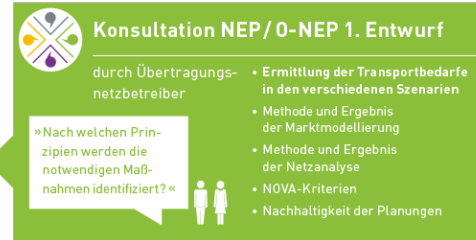
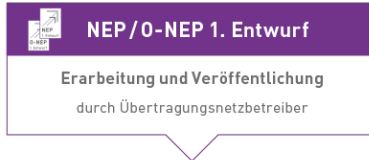
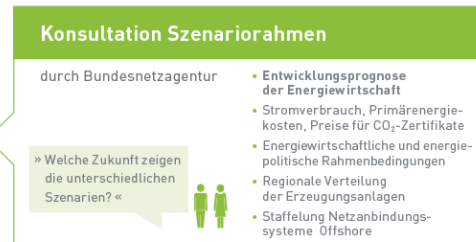
## Netzentwicklung

## Beteiligung



NETZ  
ENTWICKLUNGS  
PLAN STROM

NEP/O-NEP Zyklus 10 Monate



# Netzentwicklungspläne 2030 (2017) Übersicht Konsultationsprozess

# Netzentwicklungspläne 2030 (2017)

## Wesentliche Änderungen zum NEP 2025

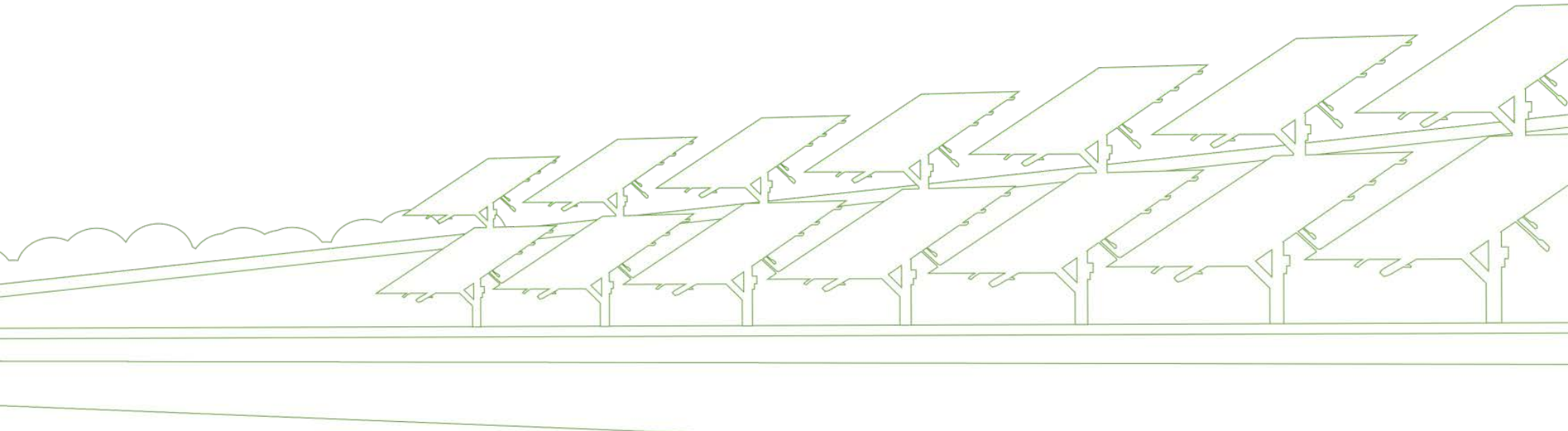


- Vollumfängliche Abbildung des Anfang 2017 in Kraft getretenen Erneuerbare-Energien-Gesetzes (**EEG 2017**) → Zubau Wind onshore verlangsamt
- **Netzausbauggebiete** wurden nicht berücksichtigt
- Anfang 2017 in Kraft getretene WindSeeG im O-NEP 2030 berücksichtigt
- Genehmigung des Szenariorahmens der BNetzA vom 30.06.2016:
  - Berechnung von **vier Szenarien** mit flexibilisiertem Zielhorizont: A 2030, B 2030, C 2030 sowie B 2035
  - Einhaltung einer CO<sub>2</sub>-Emissionsgrenze durch den deutschen Kraftwerkspark in den Szenarien B 2030, C 2030, B 2035 als Nebenbedingung zur Marktsimulation
  - 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

# NEP Strom 2030 (2017) Szenariorahmen



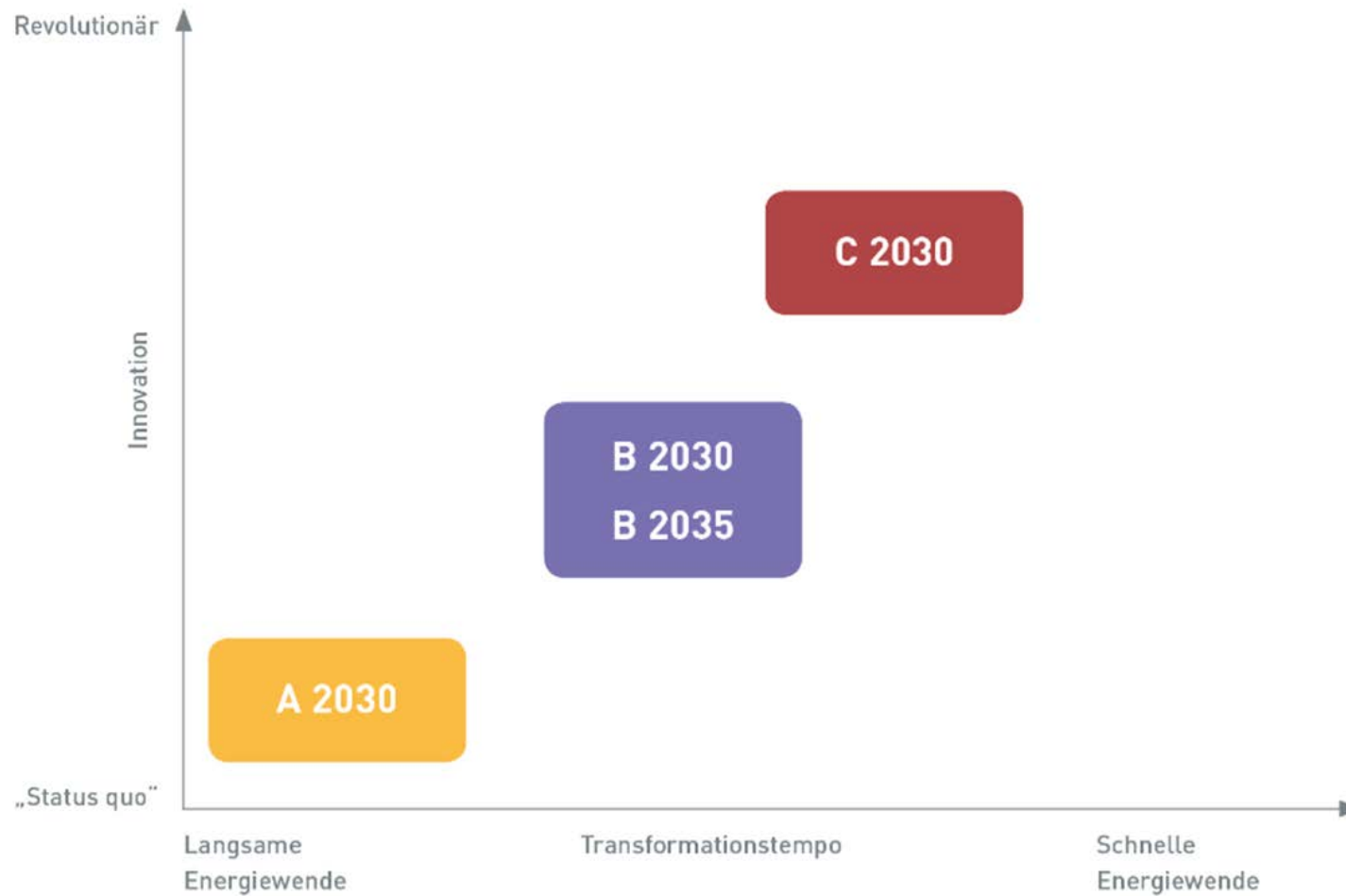


# Netzentwicklungsplan Strom 2030 (2017)

## Einordnung der Szenarien



NETZ  
ENTWICKLUNGS  
PLAN STROM



# Netzentwicklungsplan Strom 2030 (2017)

## Übersicht über die Szenarien



NETZ  
ENTWICKLUNGS  
PLAN STROM

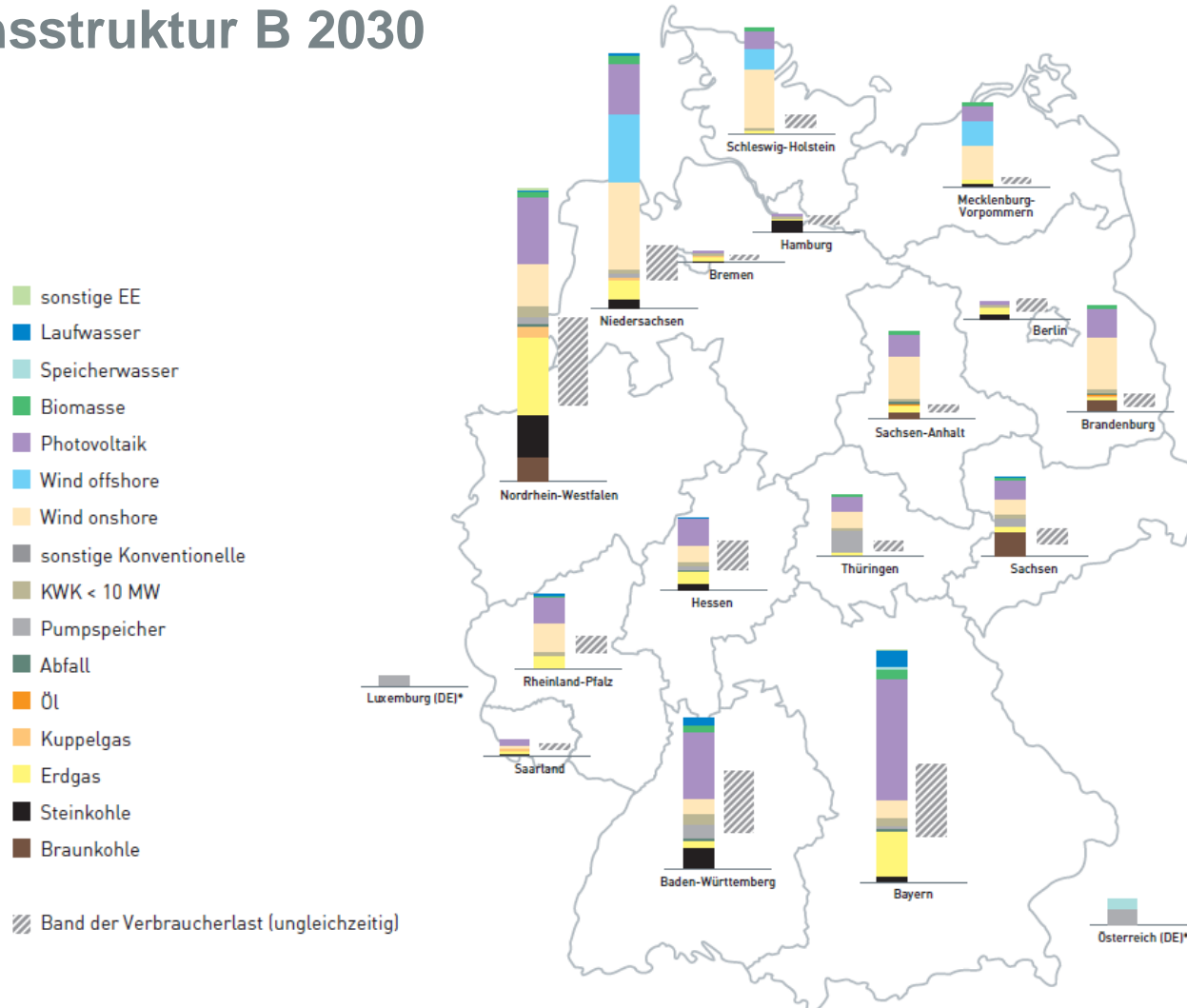
	A 2030	B 2030	B 2035	C 2030
<b>Konventionelle Kraftwerke</b>	Hoher Anteil Kohlekapazitäten	(Sehr) hoher Anteil Erdgaskapazitäten	Sehr hoher Anteil Erdgaskapazitäten	(Sehr) hoher Anteil Erdgaskapazitäten
Anteil <b>Erneuerbarer Energien (EE)</b> am Bruttostromverbrauch	50,6 % (innerhalb des EEG-Korridors)	52,2 % (innerhalb des EEG-Korridors)	57,4 % (innerhalb des EEG-Korridors)	53,4 % (oberhalb des EEG-Korridors)
<b>Nettostromverbrauch</b>	517 TWh	547 TWh	547 TWh	577 TWh
<b>3% Spitzenkappung</b> Wind onshore/PV	Ja	Ja	Ja	Ja
Ausprägung der <b>Sektorenkopplung</b>	Gering	Mittel	Mittel	Hoch
Anteil an <b>Flexibilitätsoptionen</b> und <b>Speicher</b>	Gering	Hoch	Sehr hoch	Sehr hoch
<b>Emissionsgrenze</b> KW-Park	Keine	165 Mio. t CO <sub>2</sub>	137 Mio. t CO <sub>2</sub>	165 Mio. t CO <sub>2</sub>

# Netzentwicklungsplan Strom 2030 (2017)

## Szenariorahmen, Erzeugungs- und Verbrauchsstruktur B 2030

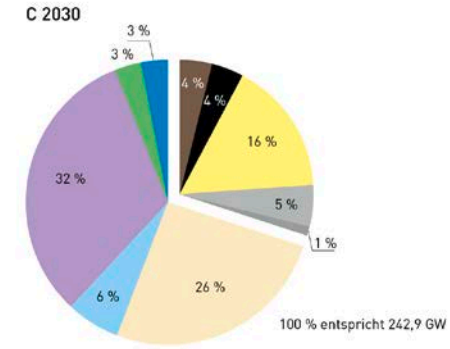
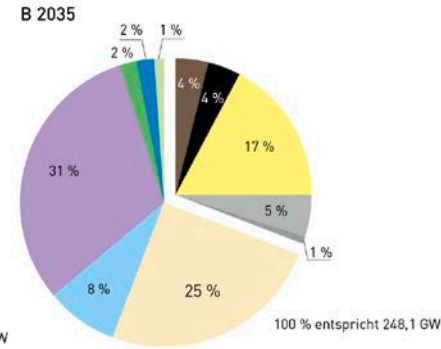
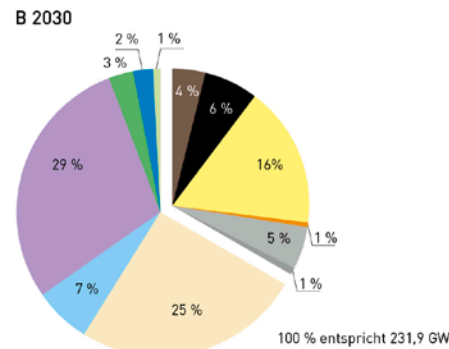
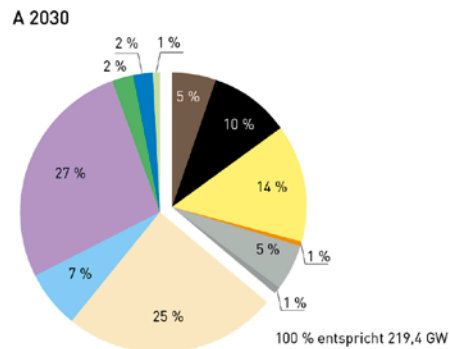
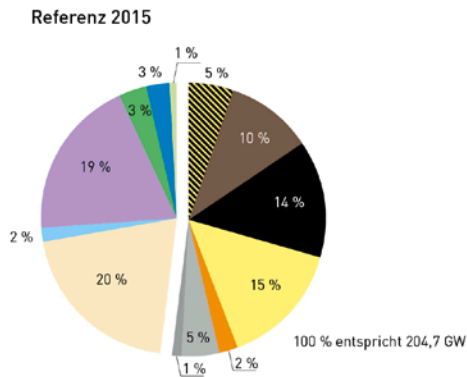


NETZ  
ENTWICKLUNGS  
PLAN STROM



# 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 bei 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

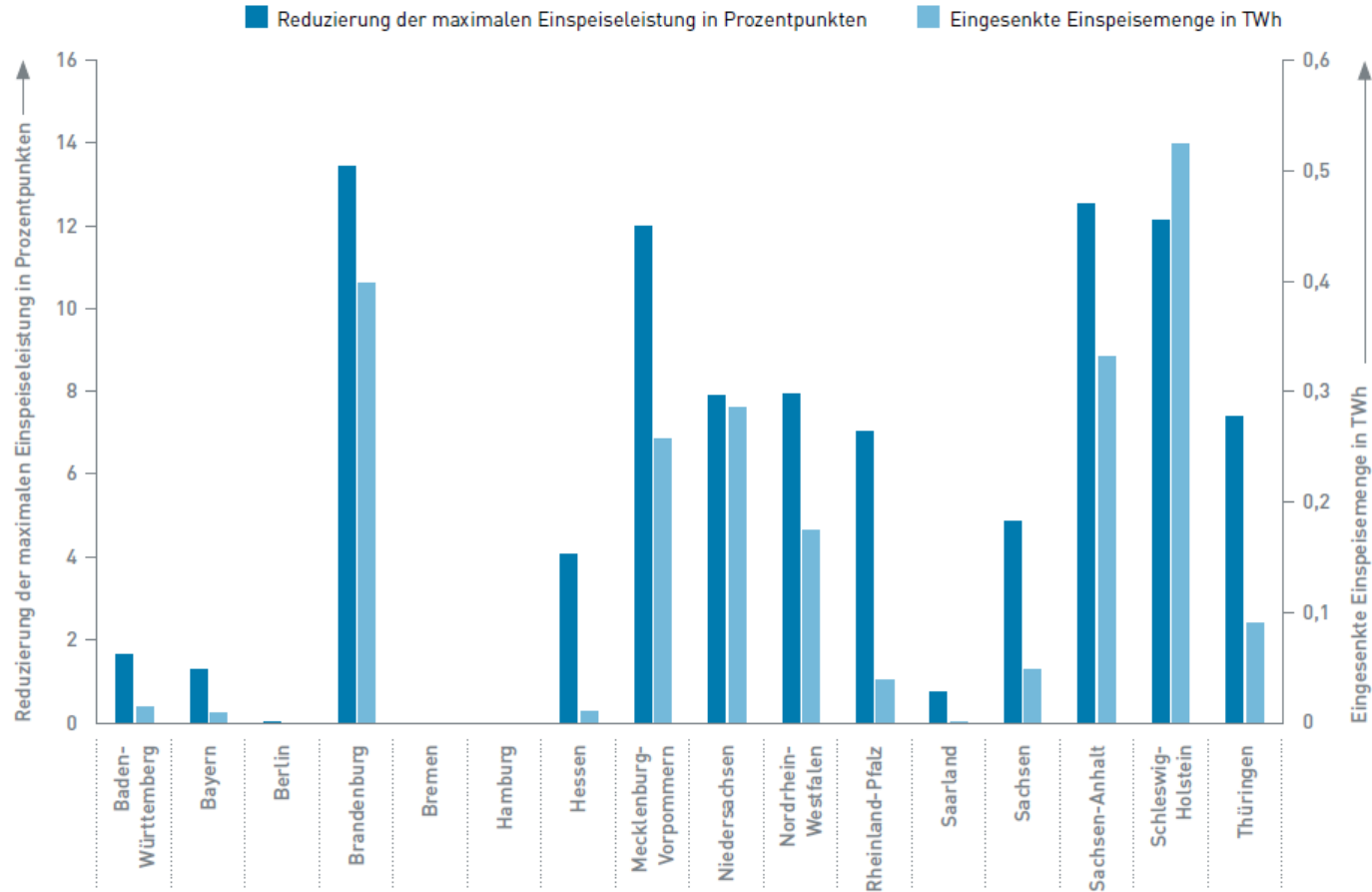
Angaben in TWh	Eingesenkte Einspeisemenge Windenergie onshore	Eingesenkte Einspeisemenge Photovoltaik
A 2030	2,1	0,7
B 2030	2,2	0,8
B2035	2,2	0,9
C 2030	2,3	0,9

# Netzentwicklungsplan Strom 2030 (2017)

## Spitzenkappung Wind onshore nach Bundesländern



NETZ  
ENTWICKLUNGS  
PLAN STROM





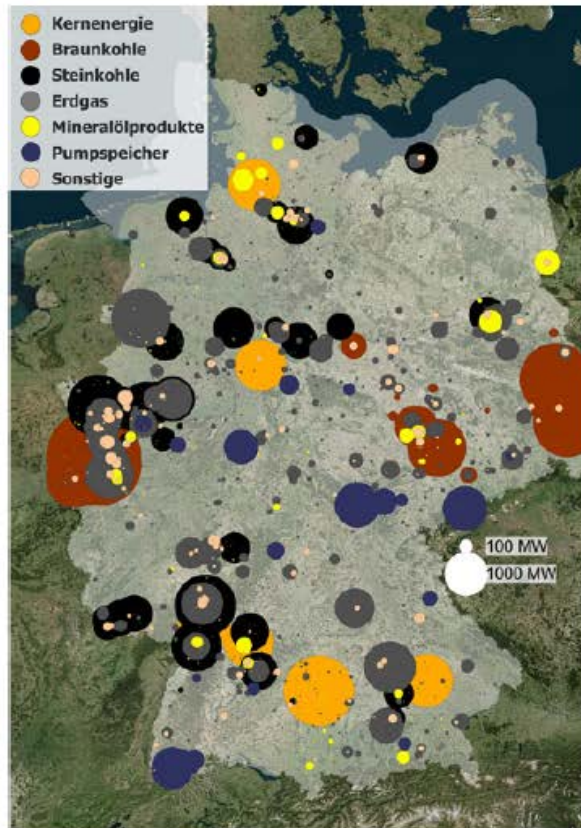
# Netzentwicklungsplan Strom 2030 (2017)

## Entwicklung der konventionellen Erzeugungskapazitäten

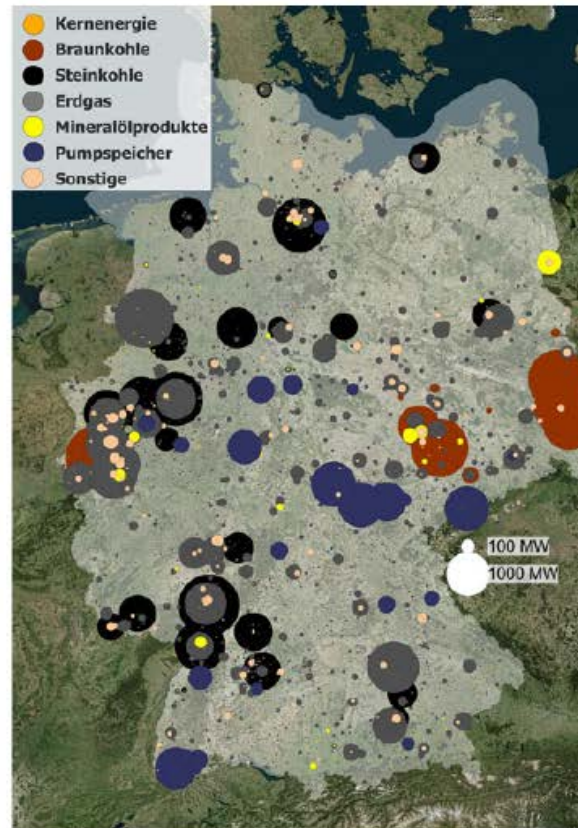


NETZ  
ENTWICKLUNGS  
PLAN STROM

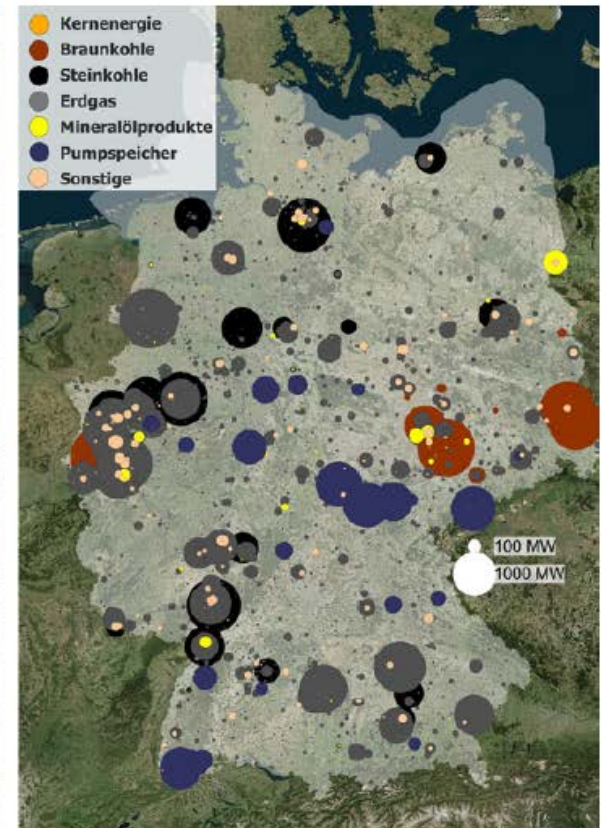
Referenzjahr 2015



A 2030



B 2030



# Netzentwicklungsplan Strom 2030 (2017)

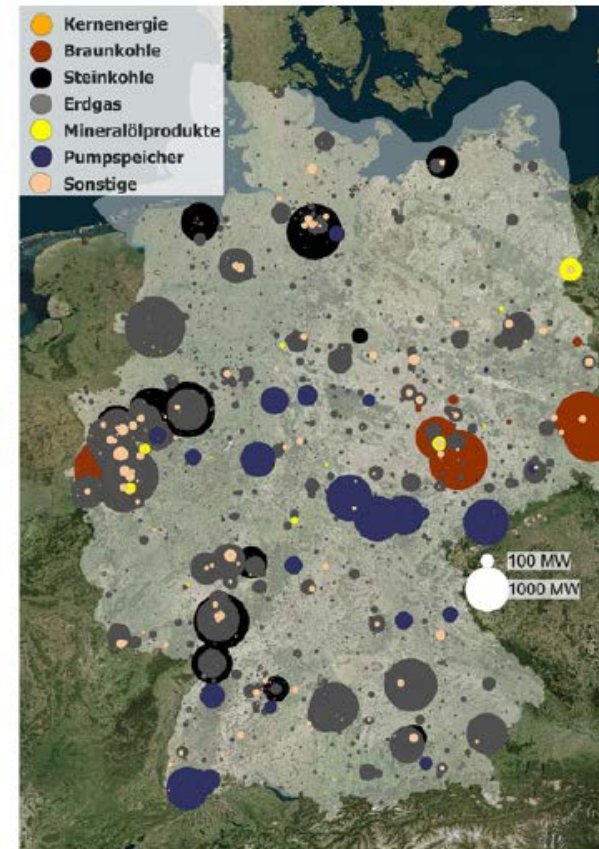
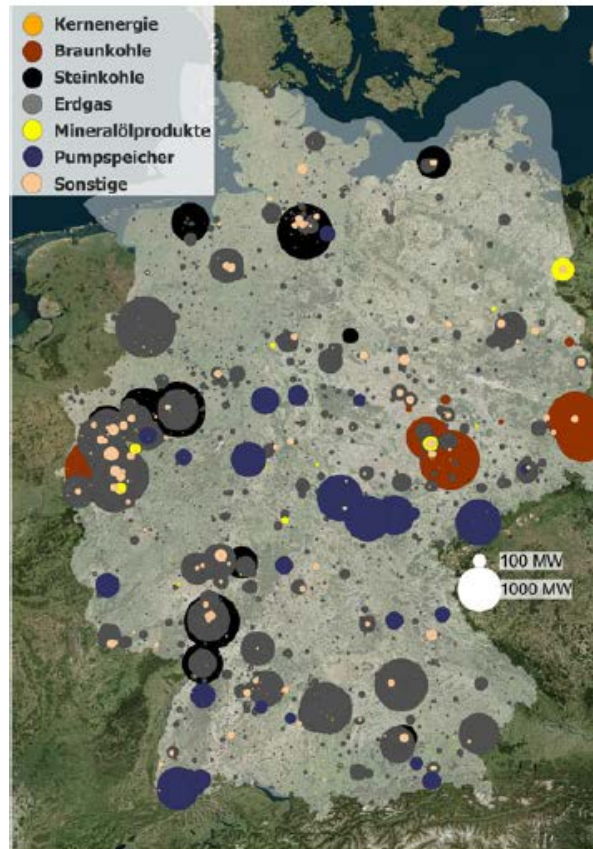
## Entwicklung der konventionellen Erzeugungskapazitäten



NETZ  
ENTWICKLUNGS  
PLAN STROM

B 2035

C 2030





# Netzentwicklungsplan Strom 2030 (2017)

## Entwicklung der erneuerbaren Erzeugungskapazitäten

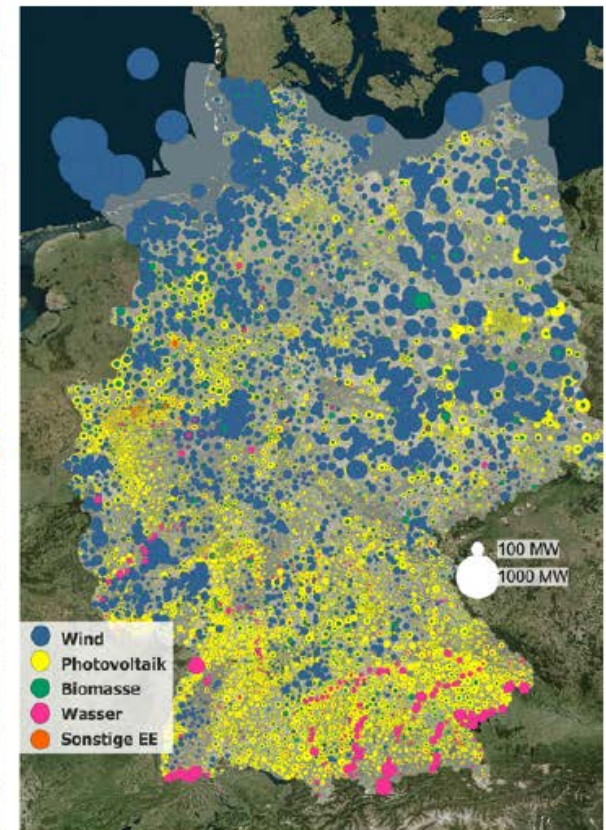
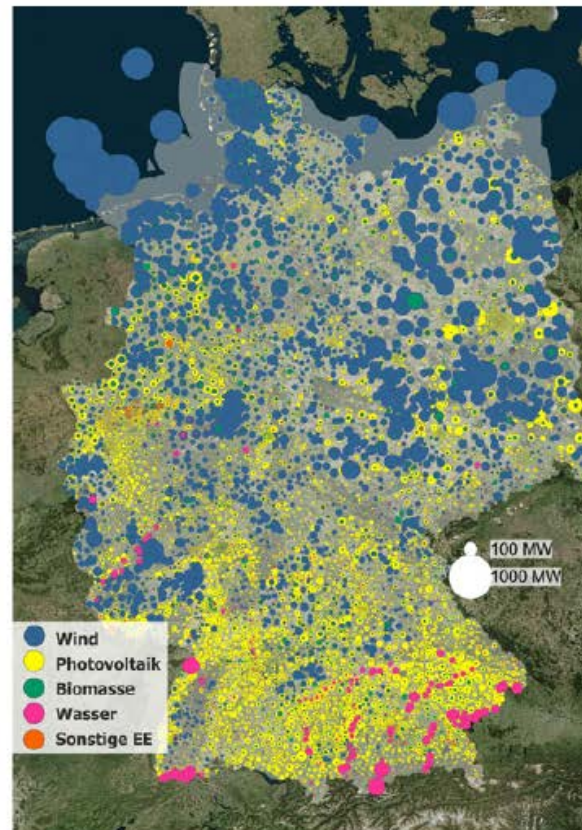
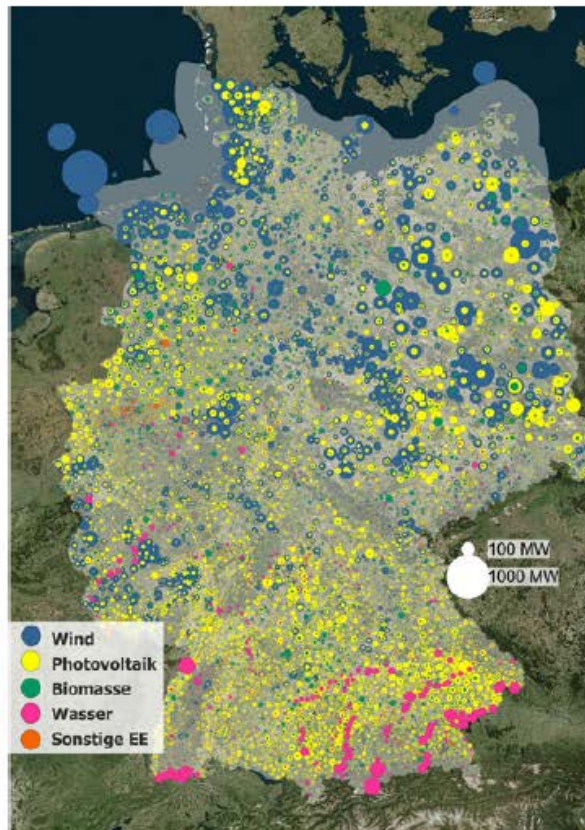


NETZ  
ENTWICKLUNGS  
PLAN STROM

Referenzjahr 2015

A 2030

B 2030





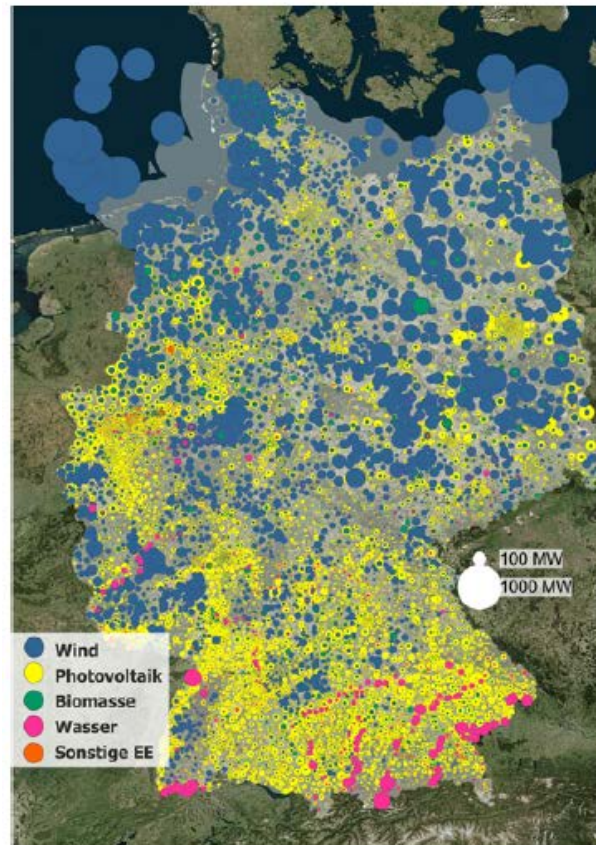
# Netzentwicklungsplan Strom 2030 (2017)

## Entwicklung der erneuerbaren Erzeugungskapazitäten

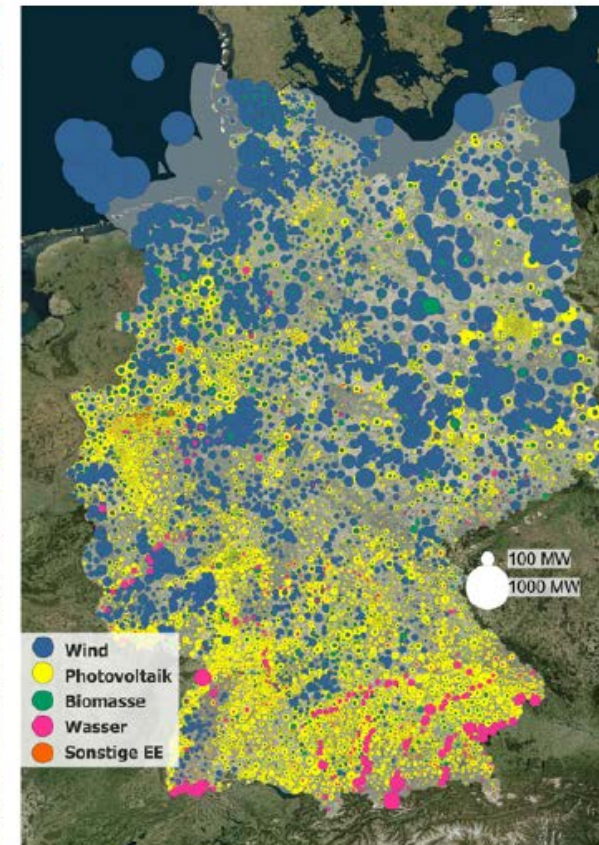


NETZ  
ENTWICKLUNGS  
PLAN STROM

B 2035



C 2030



# Netzentwicklungsplan Strom 2030 (2017)

## Szenariorahmen – Ergebnisse der regionalen Stromnachfragemodellierung



- 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

Abbildung 7: Veränderung der Nettostromnachfrage je Landkreis

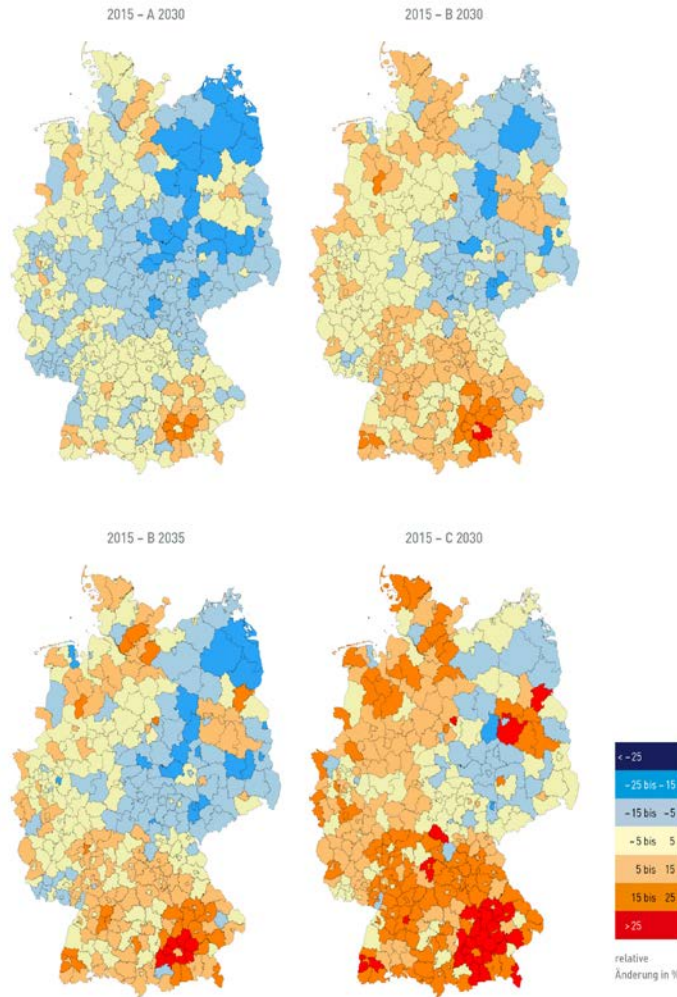
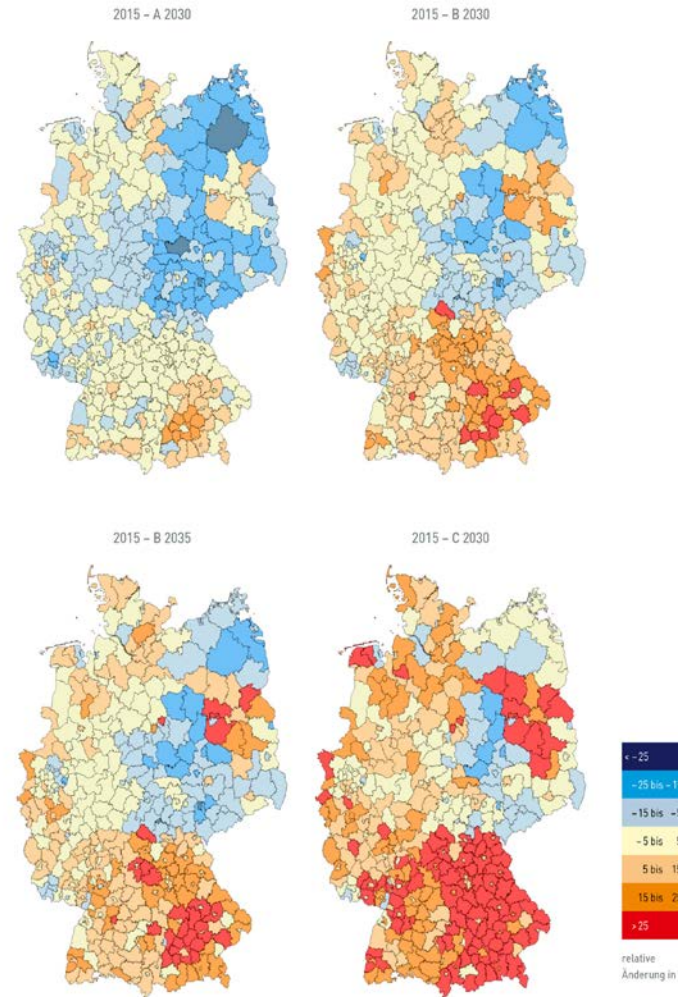


Abbildung 8: Veränderung der zeitgleichen Jahreshöchstlasten je Landkreis





# Netzentwicklungsplan Strom 2030 (2017)

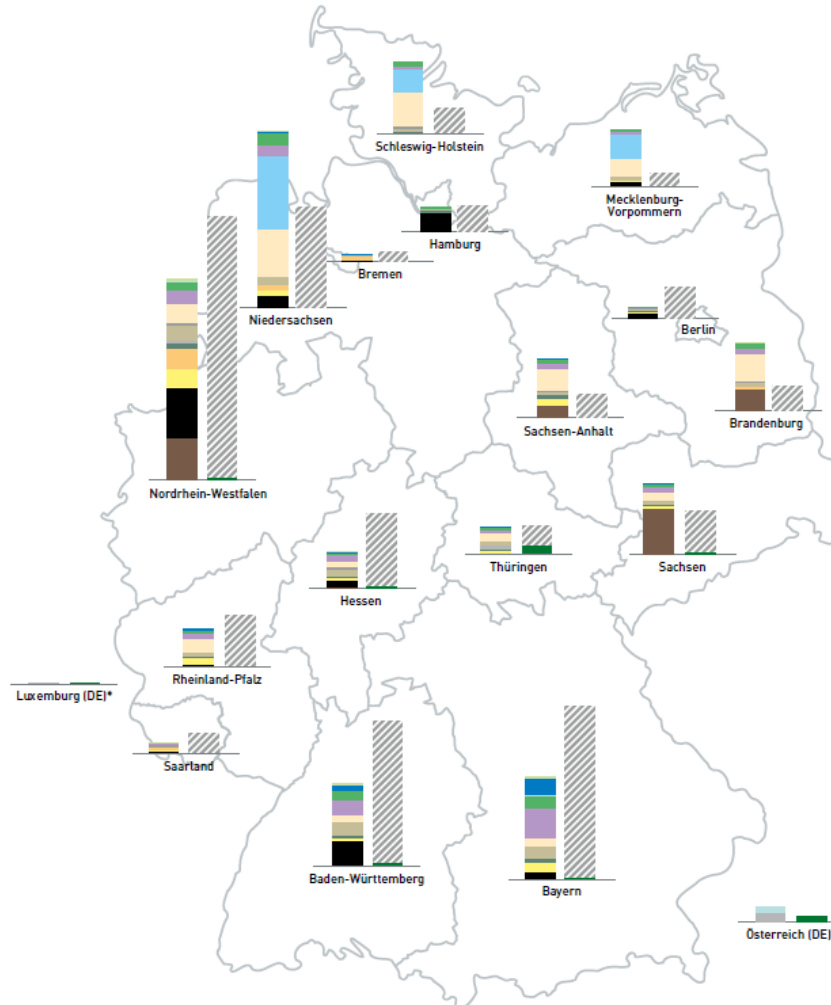
## Bundesländerbilanzen B 2030

### Nord-Süd-Gefälle



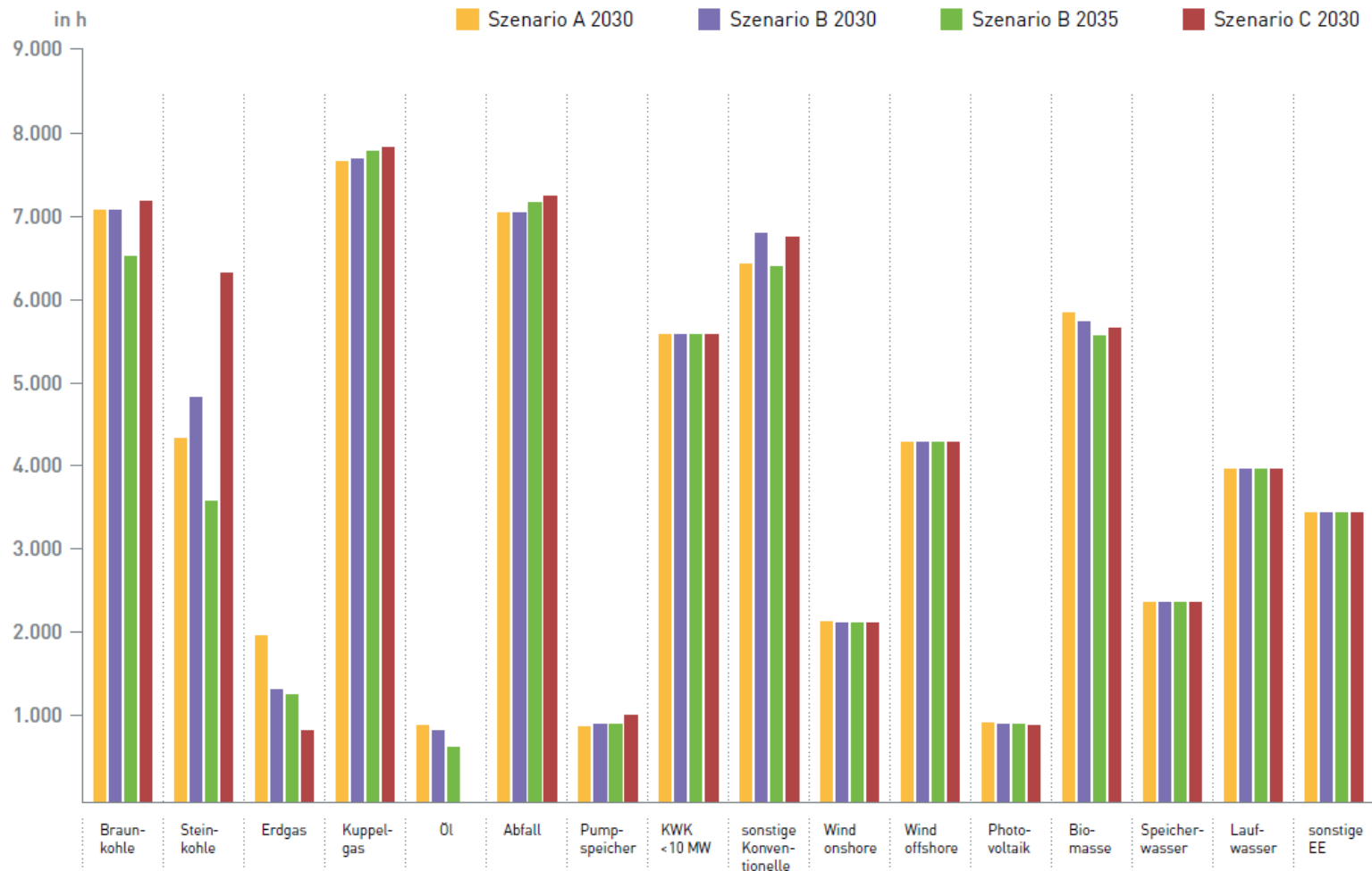
NETZ  
ENTWICKLUNGS  
PLAN STROM

- sonstige EE
- Laufwasser
- Speicherwasser
- Biomasse
- Photovoltaik
- Wind offshore
- Wind onshore
- sonstige Konventionelle
- KWK < 10 MW
- Pumpspeichereinspeisung
- Abfall
- Öl
- Kuppelgas
- Erdgas
- Steinkohle
- Braunkohle
  
- Pumpspeicherentnahme
- Verbrauch (inkl. Netzverluste)



# Netzentwicklungsplan Strom 2030 (2017)

## Volllaststunden konventioneller Kraftwerke



# Netzentwicklungsplan Strom 2030 (2017)

## Bundesländerbilanz Energiemengen

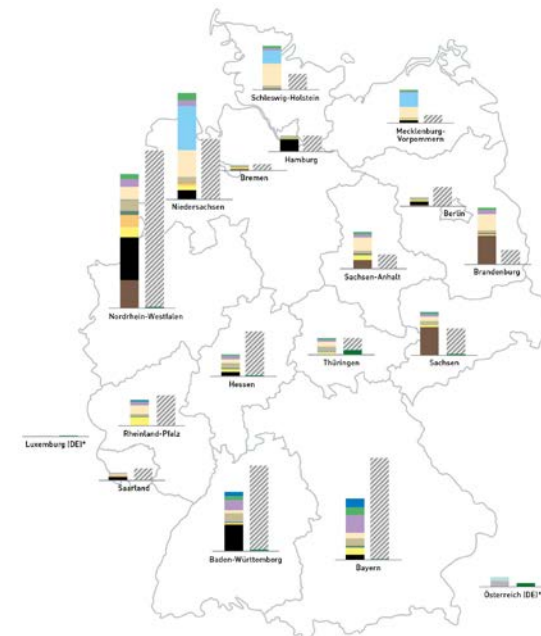
### Szenario A 2030



NETZ  
ENTWICKLUNGS  
PLAN STROM

A 2030 (Angaben in TWh)	Braunkohle	Steinkohle	Erdgas	Kuppelgas	Öl	Abfall	Pumpspeichererzeugung	KWK < 10 MW	sonstige Konventionelle	Wind onshore	Wind offshore	Photovoltaik	Biomasse	Speicherwasser	Laufwasser	sonstige EE	Nachfrage (inkl. Netzverluste)	Pumpspeicherentnahme
<b>Baden-Württemberg</b>	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
<b>Bayern</b>	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
<b>Berlin</b>	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
<b>Brandenburg</b>	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
<b>Bremen</b>	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
<b>Hamburg</b>	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
<b>Hessen</b>	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
<b>Mecklenburg-Vorpommern</b>	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
<b>Niedersachsen</b>	0,0	7,7	4,0	2,3	0,0	0,5	0,0	4,6	0,0	23,3	38,0	5,1	6,1	0,0	0,1	0,1	52,0	0,0
<b>Nordrhein-Westfalen</b>	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
<b>Rheinland-Pfalz</b>	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
<b>Saarland</b>	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
<b>Sachsen</b>	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
<b>Sachsen-Anhalt</b>	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
<b>Schleswig-Holstein</b>	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
<b>Thüringen</b>	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
<b>Österreich (DE)*</b>	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
<b>Luxemburg (DE)*</b>	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
<b>Summe**</b>	<b>81,0</b>	<b>94,3</b>	<b>42,1</b>	<b>15,2</b>	<b>0,8</b>	<b>11,7</b>	<b>10,6</b>	<b>47,2</b>	<b>1,8</b>	<b>116,5</b>	<b>61,6</b>	<b>55,6</b>	<b>32,3</b>	<b>3,5</b>	<b>13,4</b>	<b>1,5</b>	<b>533,1</b>	<b>9,9</b>

- sonstige EE
- Laufwasser
- Speicherwasser
- Biomasse
- Photovoltaik
- Wind offshore
- Wind onshore
- sonstige Konventionelle
- KWK < 10 MW
- Pumpspeichereinpeisung
- Abfall
- Öl
- Kuppelgas
- Erdgas
- Steinkohle
- Braunkohle
- Pumpspeicherentnahme
- ▨ Nachfrage (inkl. Netzverluste)



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

# Netzentwicklungsplan Strom 2030 (2017)

## Bundesländerbilanz Energiemengen

### Szenario B 2030

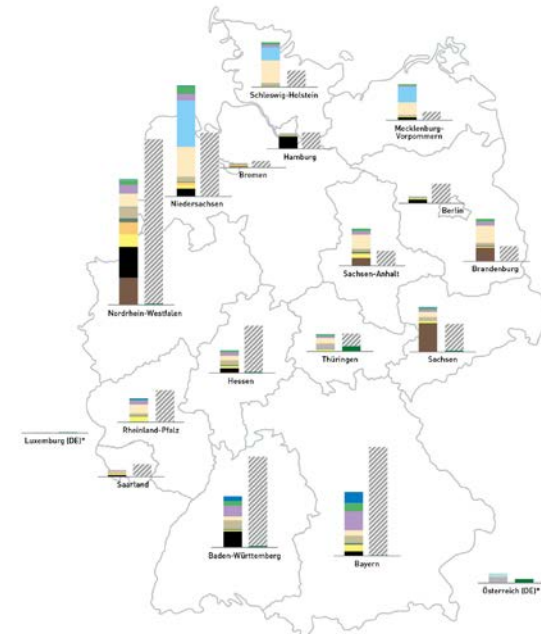


NETZ  
ENTWICKLUNGS  
PLAN STROM

B 2030 [Angaben in TWh]	Braunkohle	Steinkohle	Erdgas	Kuppelgas	Öl	Abfall	Pumpspeicher- einpeisung	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- erf.nahme
<b>Baden-Württemberg</b>	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
<b>Bayern</b>	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
<b>Berlin</b>	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	16,5	0,0
<b>Brandenburg</b>	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
<b>Bremen</b>	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
<b>Hamburg</b>	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
<b>Hessen</b>	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
<b>Mecklenburg-Vorpommern</b>	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
<b>Niedersachsen</b>	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
<b>Nordrhein-Westfalen</b>	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
<b>Rheinland-Pfalz</b>	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
<b>Saarland</b>	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
<b>Sachsen</b>	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
<b>Sachsen-Anhalt</b>	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
<b>Schleswig-Holstein</b>	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
<b>Thüringen</b>	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
<b>Österreich (DE)*</b>	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
<b>Luxemburg (DE)*</b>	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
<b>Summe**</b>	<b>66,4</b>	<b>71,4</b>	<b>38,2</b>	<b>15,3</b>	<b>0,7</b>	<b>11,7</b>	<b>11,0</b>	<b>47,2</b>	<b>1,7</b>	<b>125,3</b>	<b>64,8</b>	<b>60,9</b>	<b>35,7</b>	<b>3,5</b>	<b>16,7</b>	<b>1,5</b>	<b>563,8</b>	<b>10,4</b>

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

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



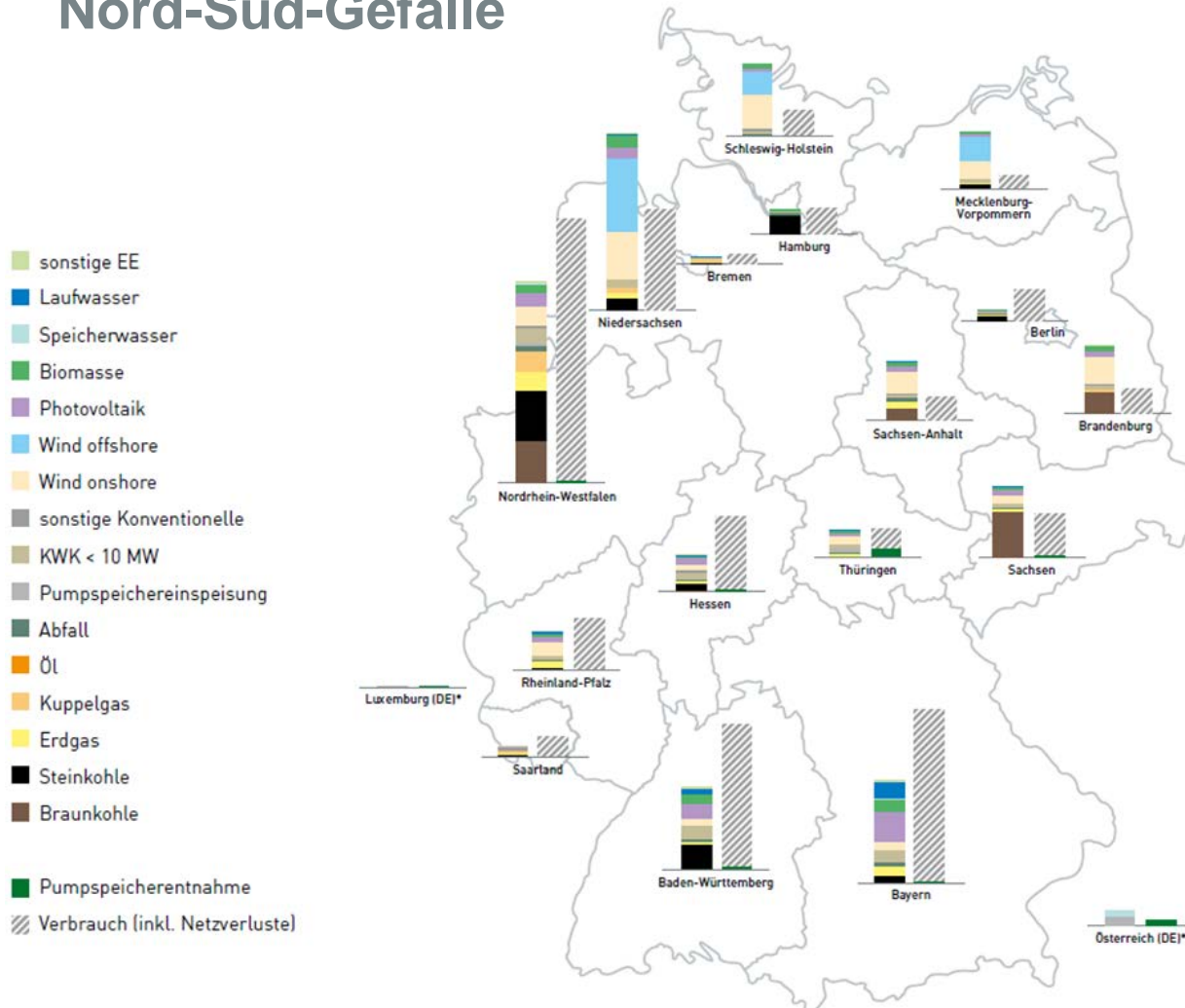


# Netzentwicklungsplan Strom 2030 (2017)

## Bundesländerbilanz Energiemengen 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 Strom 2030 (2017)

## Bundesländerbilanz Energiemengen

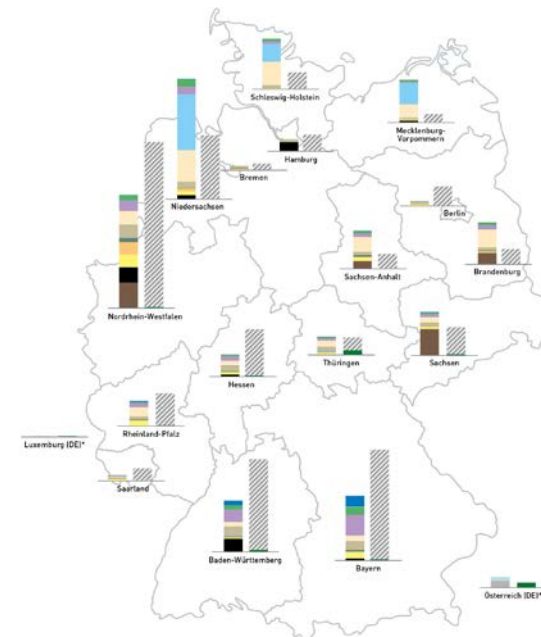
### Szenario B 2035



NETZ  
ENTWICKLUNGS  
PLAN STROM

B 2035 (Angaben in TWh)	Braunkohle	Steinkohle	Erdgas	Kuppelgas	Öl	Abfall	Pumpspeicher-einspeisung	KWK < 10 MW	sonstige Konventionelle	Wind onshore	Wind offshore	Photovoltaik	Bio-masse	Speicher-wasser	Lauf-wasser	sonstige EE	Nachfrage (inkl. Netz-verluste)	Pump-speicher-entnahme
<b>Baden-Württemberg</b>	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
<b>Bayern</b>	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
<b>Berlin</b>	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
<b>Brandenburg</b>	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
<b>Bremen</b>	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
<b>Hamburg</b>	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
<b>Hessen</b>	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
<b>Mecklenburg-Vorpommern</b>	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
<b>Niedersachsen</b>	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
<b>Nordrhein-Westfalen</b>	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
<b>Rheinland-Pfalz</b>	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
<b>Saarland</b>	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
<b>Sachsen</b>	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
<b>Sachsen-Anhalt</b>	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
<b>Schleswig-Holstein</b>	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
<b>Thüringen</b>	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
<b>Österreich (DE)*</b>	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
<b>Luxemburg (DE)*</b>	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
<b>Summe**</b>	<b>60,1</b>	<b>39,0</b>	<b>39,3</b>	<b>15,5</b>	<b>0,3</b>	<b>11,9</b>	<b>11,9</b>	<b>55,6</b>	<b>1,5</b>	<b>131,6</b>	<b>82,0</b>	<b>69,1</b>	<b>33,5</b>	<b>3,5</b>	<b>16,7</b>	<b>1,5</b>	<b>563,6</b>	<b>12,0</b>

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



# Netzentwicklungsplan Strom 2030 (2017)

## Bundesländerbilanz Energiemengen

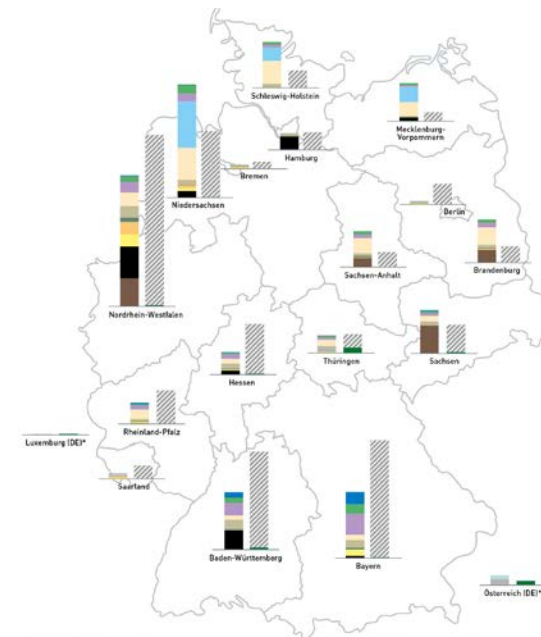
### Szenario C 2030



NETZ  
ENTWICKLUNGS  
PLAN STROM

C 2030 (Angaben in TWh)	Braunkohle	Steinkohle	Erdgas	Kuppelgas	Öl	Abfall	Pumpspeichereinspeisung	KWK < 10 MW	sonstige Konventionelle	Wind onshore	Wind offshore	Photovoltaik	Biomasse	Speicherwasser	Laufwasser	sonstige EE	Nachfrage (inkl. Netzverluste)	Pumpspeichereinspeisung
<b>Baden-Württemberg</b>	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
<b>Bayern</b>	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
<b>Berlin</b>	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
<b>Brandenburg</b>	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
<b>Bremen</b>	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
<b>Hamburg</b>	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
<b>Hessen</b>	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
<b>Mecklenburg-Vorpommern</b>	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
<b>Niedersachsen</b>	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
<b>Nordrhein-Westfalen</b>	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
<b>Rheinland-Pfalz</b>	0,0	0,1	1,4	0,0	0,0	0,7	0,0	1,9	0,0	8,0	0,0	2,2	1,0	0,0	1,0	0,0	28,5	0,0
<b>Saarland</b>	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
<b>Sachsen</b>	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
<b>Sachsen-Anhalt</b>	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
<b>Schleswig-Holstein</b>	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
<b>Thüringen</b>	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
<b>Österreich (DEI)*</b>	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
<b>Luxemburg (DEI)*</b>	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
<b>Summe**</b>	<b>66,2</b>	<b>68,6</b>	<b>24,2</b>	<b>15,6</b>	<b>0,0</b>	<b>12,0</b>	<b>12,3</b>	<b>47,2</b>	<b>1,6</b>	<b>132,6</b>	<b>64,8</b>	<b>69,9</b>	<b>39,8</b>	<b>3,5</b>	<b>19,0</b>	<b>1,5</b>	<b>592,9</b>	<b>12,1</b>

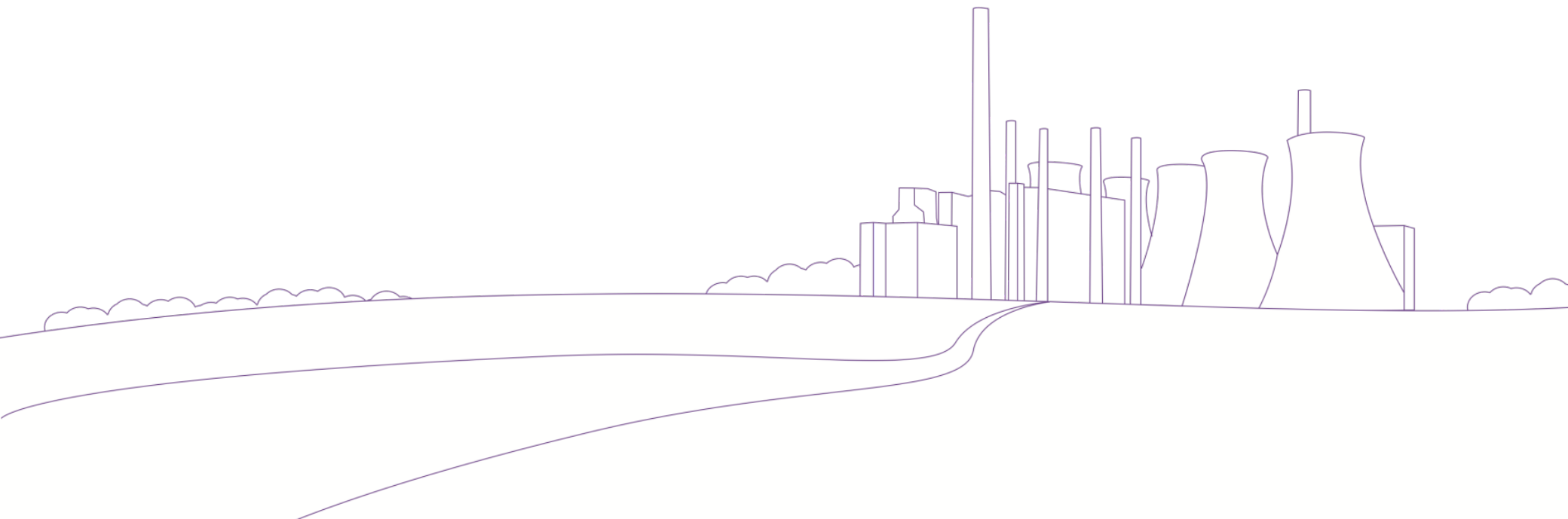
\* Erzeugungsanlagen im Ausland mit Einspeisung in das deutsche Übertragungsnetz  
 \*\* Bei der Aufsummierung der Einzelwerte können sich Rundungsabweichungen ergeben.





NETZ  
ENTWICKLUNGS  
PLAN STROM

# NEP Strom 2030 (2017) Marktsimulation



# Netzentwicklungsplan Strom 2030 (2017)

## Marktsimulation, zentrale Befunde



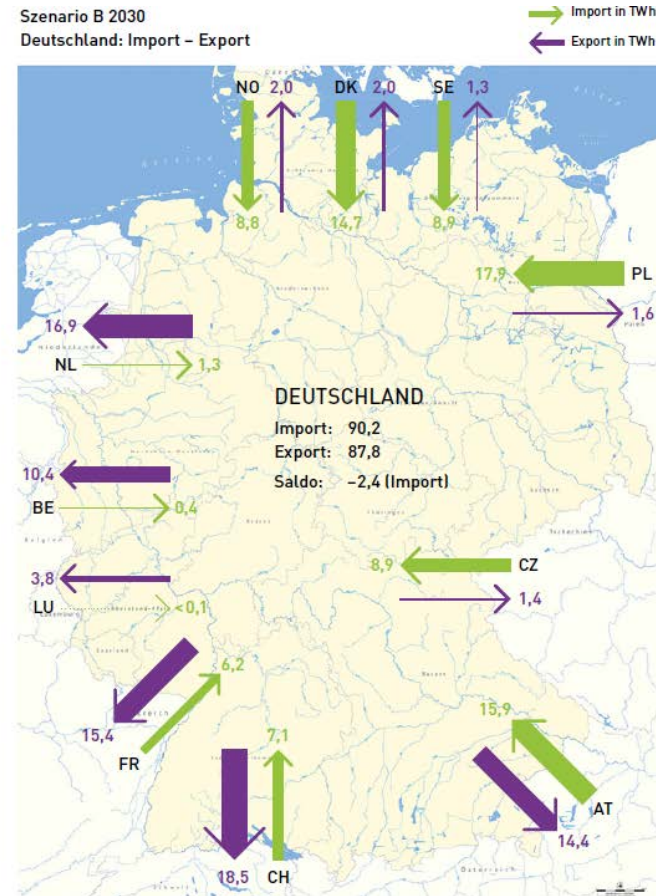
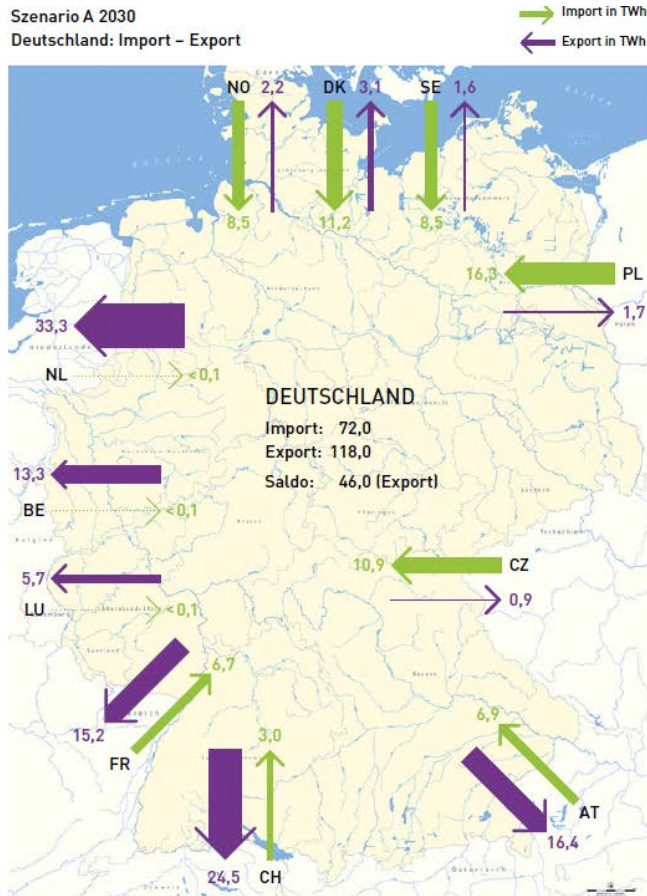
Die Marktsimulationen zum NEP 2030 verdeutlichen, wie weit die **Transformation des Energiesektors** in Bezug auf die Integration erneuerbarer Energien bereits fortgeschritten ist:

- 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**



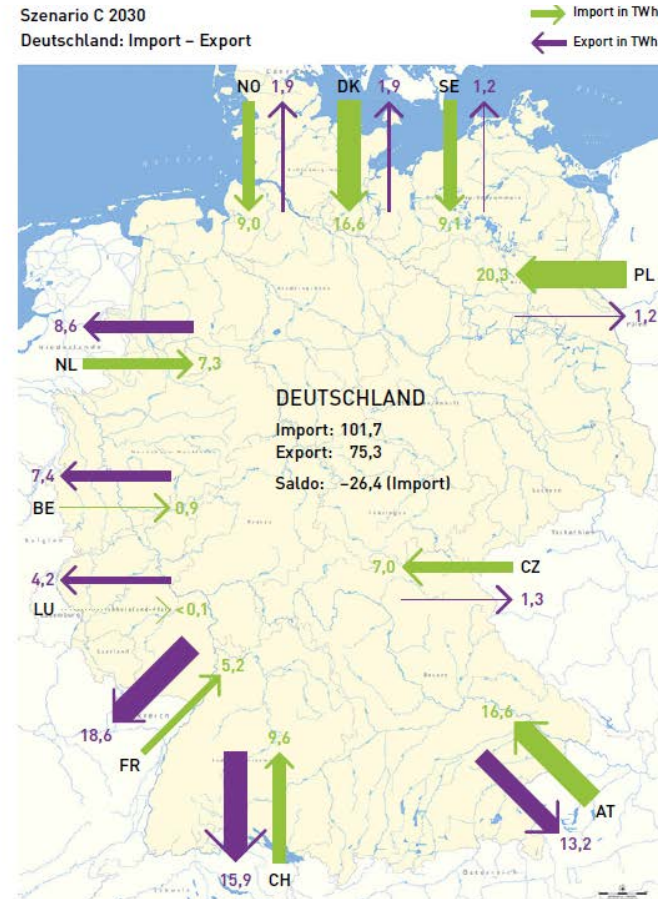
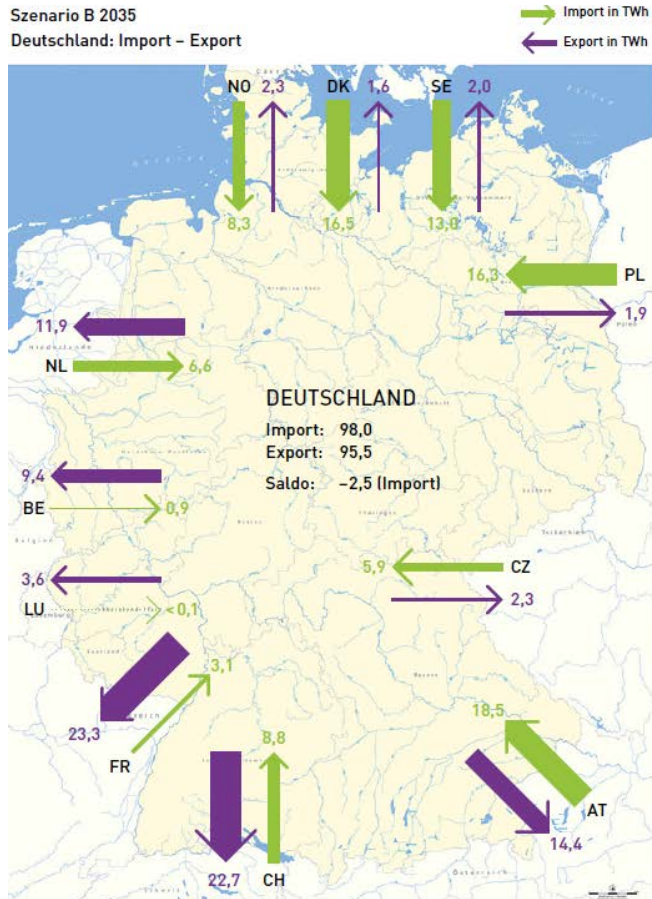
# Netzentwicklungsplan Strom 2030 (2017)

## Handelsaustausch: Nettoexporteur in A 2030 / Ausgeglichebene Bilanz in B 2030



# Netzentwicklungsplan Strom 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 CO<sub>2</sub>-Emissionen kann zu einer Veränderung des Handelssaldos führen, sodass Deutschland von einem Nettoexporteur zu einem Nettoimporteur werden kann.

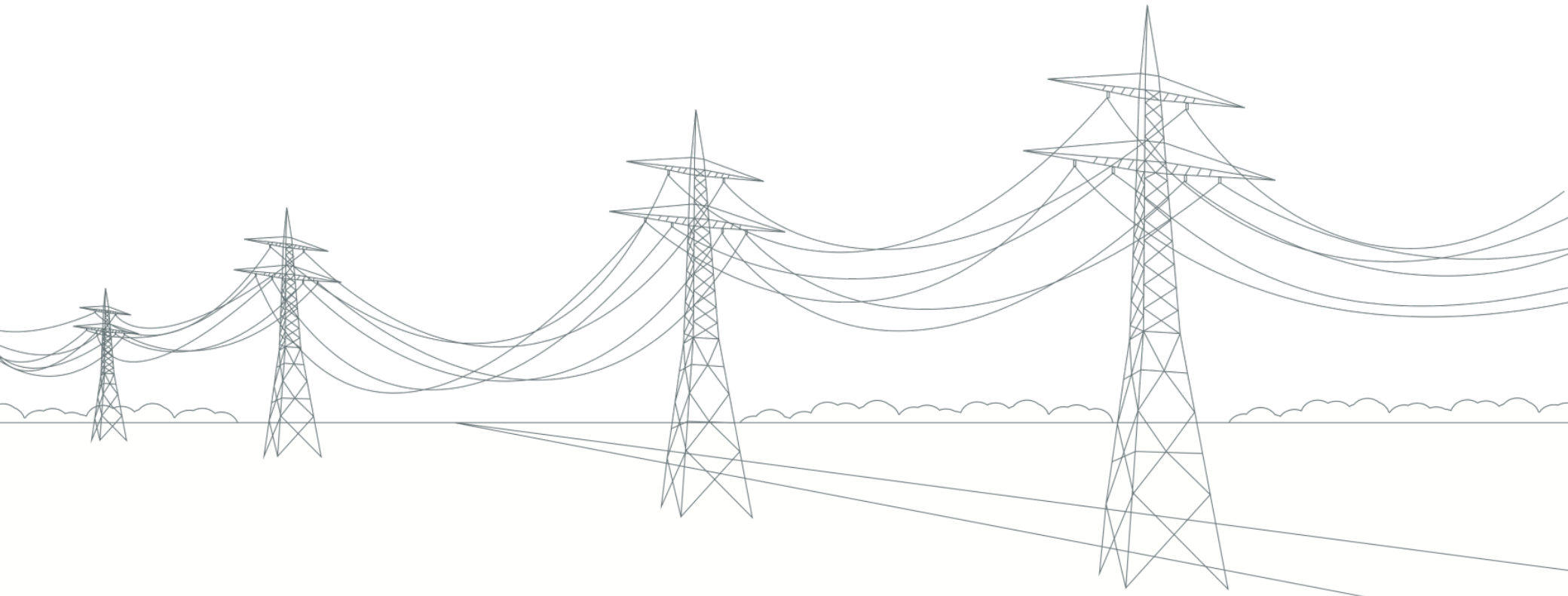


- Eine Beschränkung des Kraftwerkseinsatzes aufgrund der im Szenariorahmen festgelegten Emissionsobergrenzen ist nur in den Szenarien B 2030 und B 2035 notwendig.
- Im Szenario C 2030 reicht die Größe und Zusammensetzung des konventionellen Kraftwerksparks aus, um bei einer kostenoptimierten Einsatzweise die CO<sub>2</sub>-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 CO<sub>2</sub>-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

# NEP Strom 2030 (2017) Netzanalysen

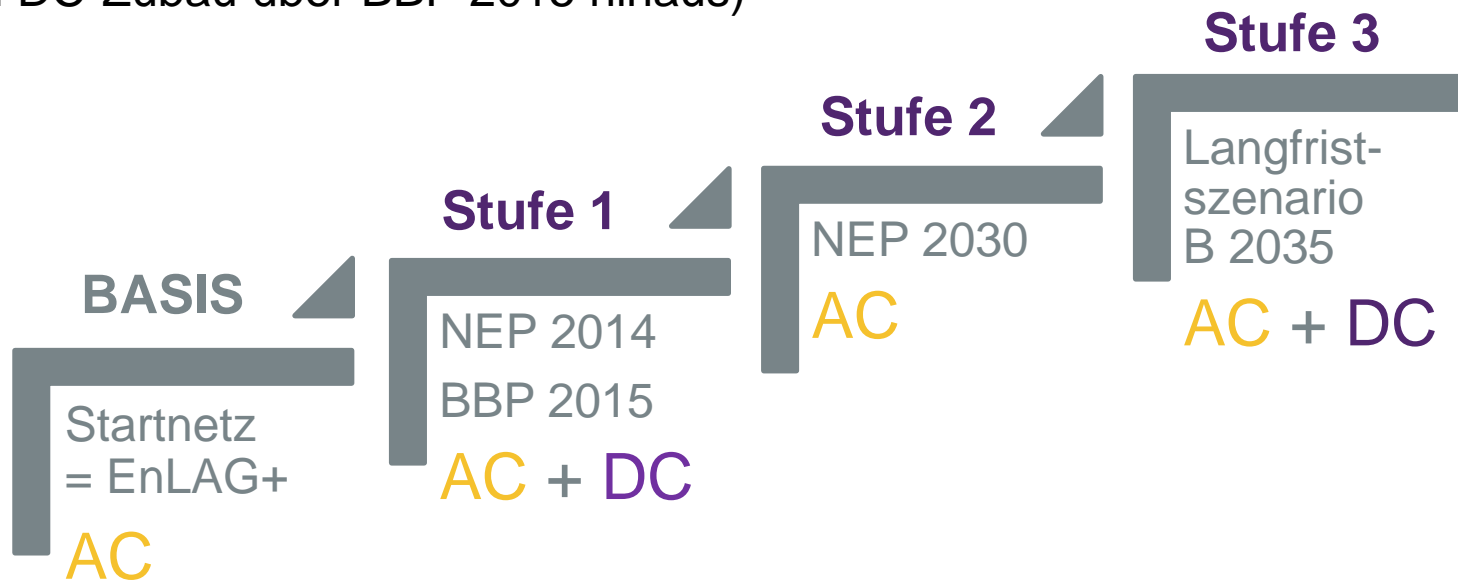


# Netzentwicklungsplan Strom 2030 (2017)

## Methodisches Vorgehen im NEP 2030



- 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)



NETZ  
ENTWICKLUNGS  
PLAN STROM

- 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 31.12.2016)
- EnLAG-Maßnahmen
- in Umsetzung befindliche Maßnahmen
- Maßnahmen aufgrund sonstiger Verpflichtungen (KraftNAV bzw. Industrie)

AC-Leitungsneubau in neuer  
Trasse:

500 km

AC-Leitungsneubau in  
bestehender Trasse:

1.200 km

Stromkreisauflage auf  
bestehenden Gestängen:

200 km

DC-Neubau:

200 km

Investitionsvolumen:

6 Mrd. €

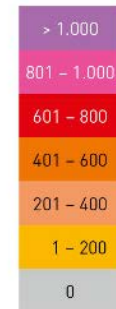
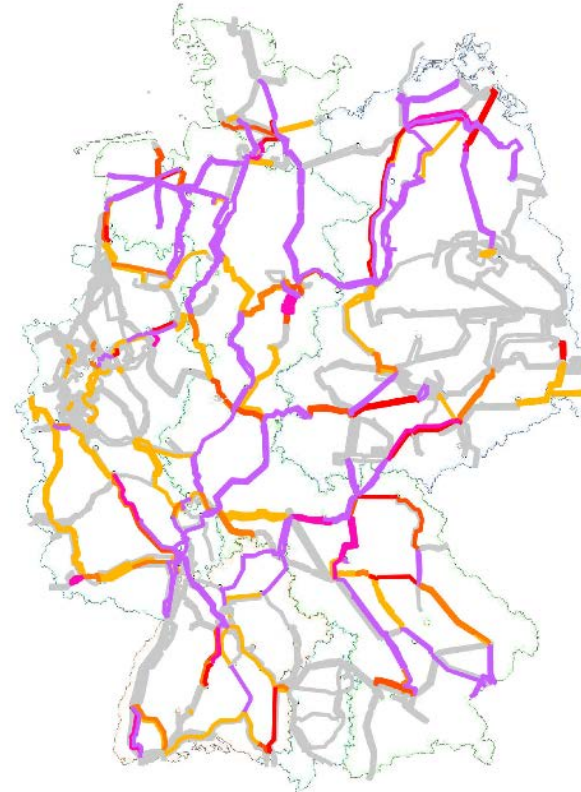
# Netzentwicklungsplan Strom 2030 (2017)

## Überlastungen im Startnetz



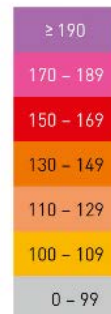
NETZ  
ENTWICKLUNGS  
PLAN STROM

Maximale Leitungsauslastung:  
z.T. über 200%



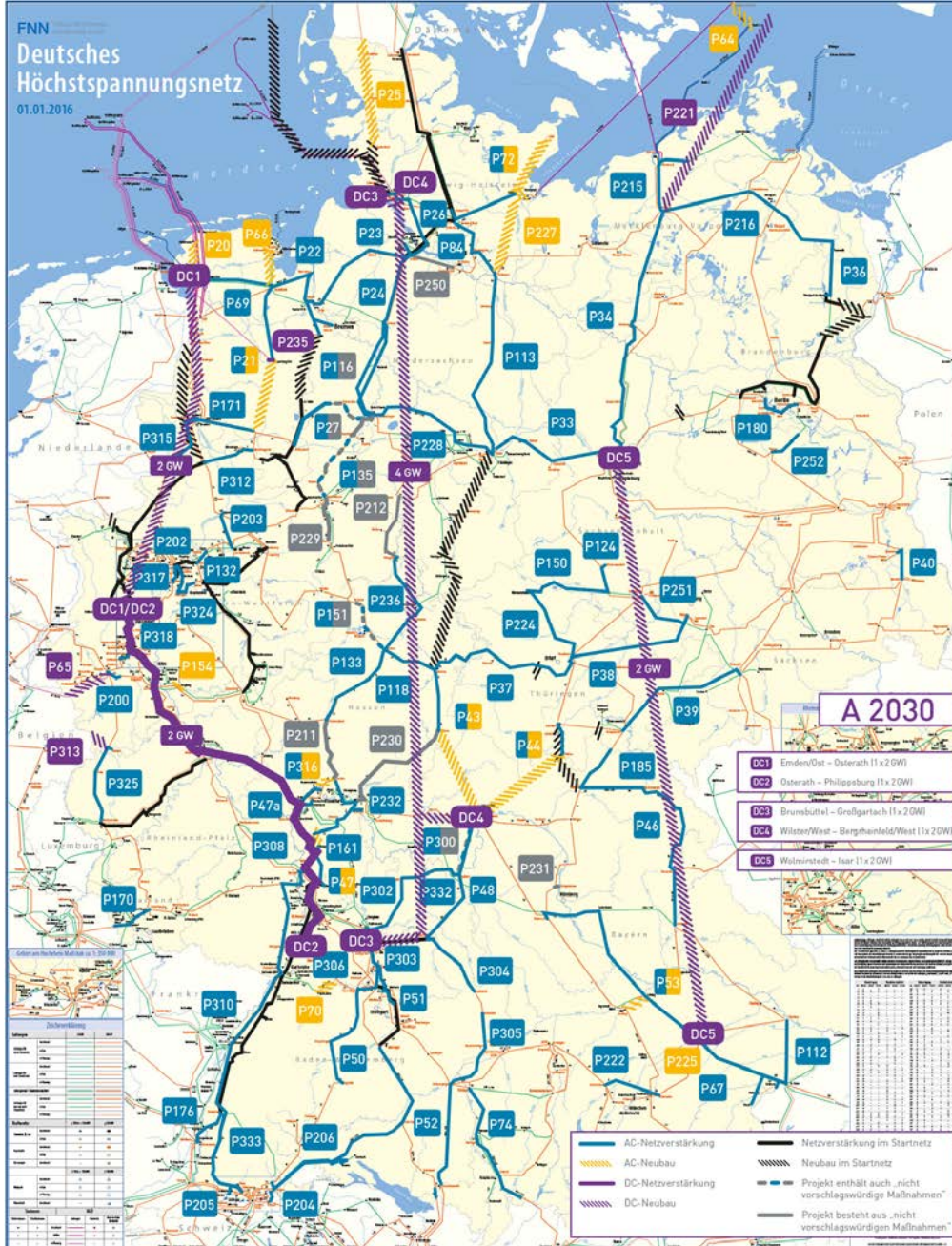
(n-1)-Befundwahrscheinlichkeit in h/a

Häufigkeit der Überlastungen:  
z.T. über 3.000 Stunden



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





## Szenario A 2030 inkl. Startnetz

### DC-Verbindungen Neubau in Deutschland

- Länge: 2.600 km
- Übertragungskapazität: 8 GW
- nach Belgien, Dänemark, Norwegen und Schweden: 330 km

### AC-Netz Neubau

- Länge: 1.200 km

### DC/AC-Netz Verstärkung

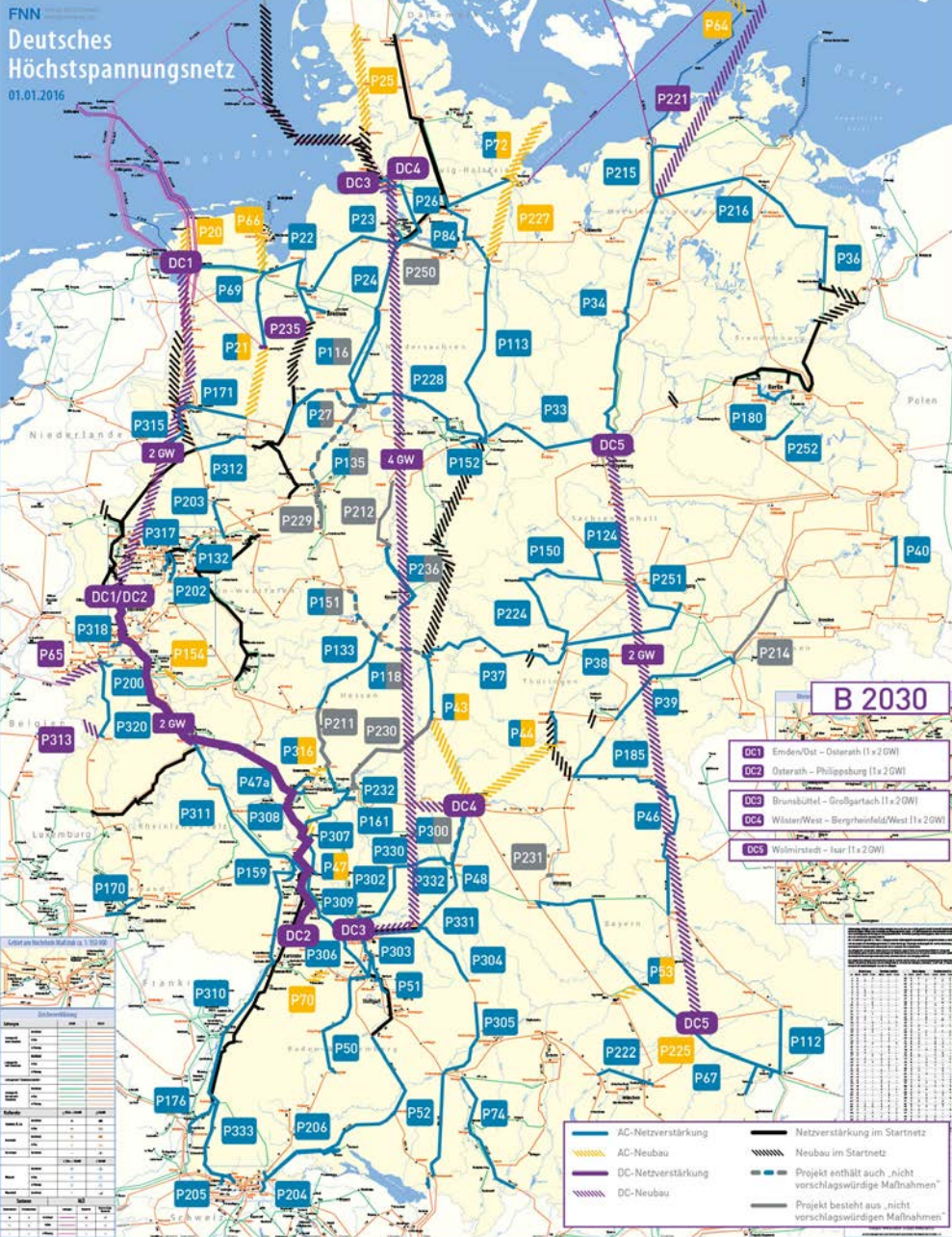
- Länge: 7.600 km

### Investitionsvolumen

34 Mrd. €

bei Vollverkabelung der DC-Verbindungen (außer DC2)





NETZ  
ENTWICKLUNGS  
PLAN STROM

## Szenario B 2030 inkl. Startnetz

### DC-Verbindungen Neubau in Deutschland

- Länge: 2.600 km
- Übertragungskapazität: 8 GW
- nach Belgien, Dänemark, Norwegen und Schweden: 330 km

### AC-Netz Neubau

- Länge: 1.200 km

### DC/AC-Netz Verstärkung

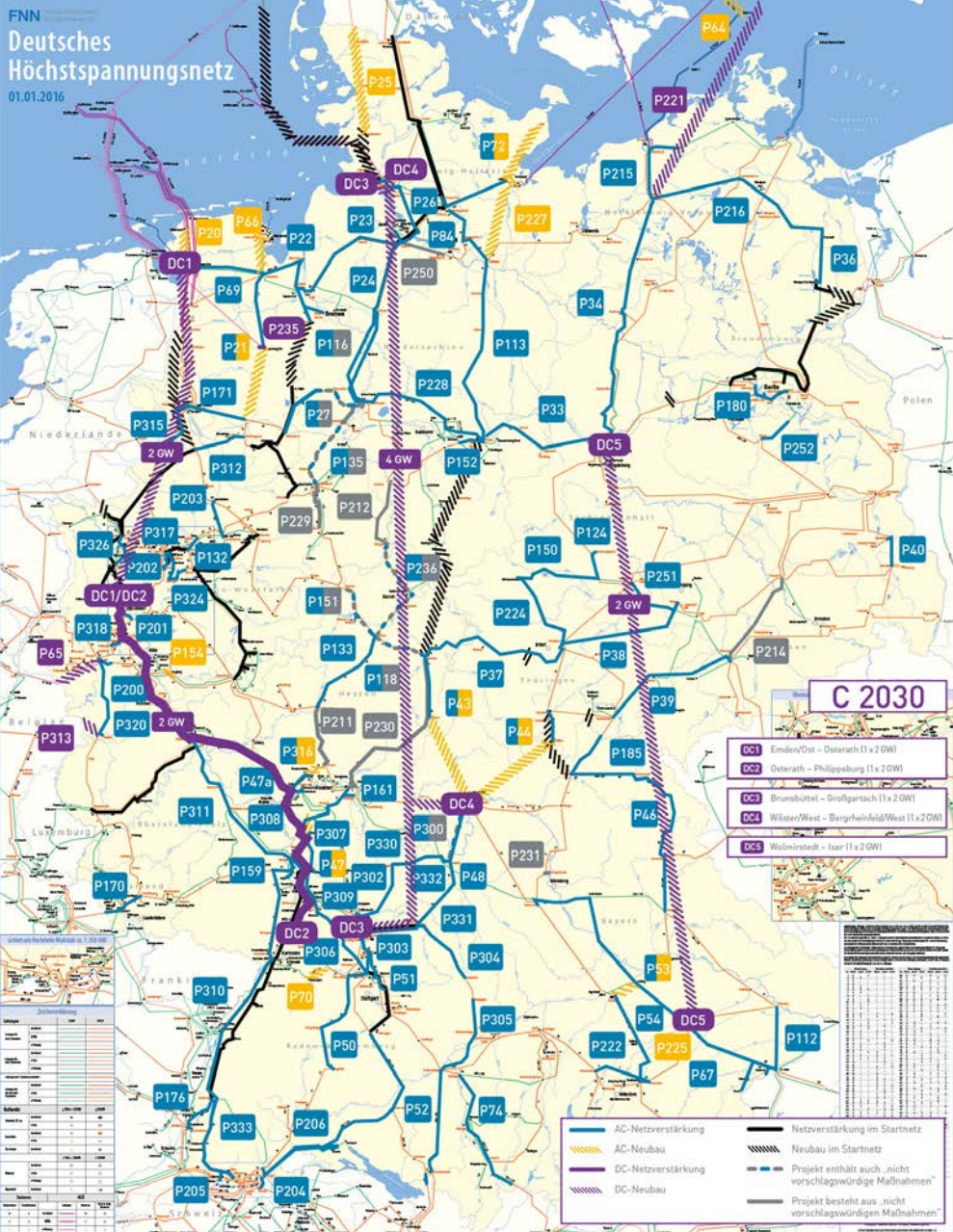
- Länge: 8.300 km

### Investitionsvolumen

35 Mrd. €

bei Vollverkabelung der DC-Verbindungen (außer DC2)





NETZ  
ENTWICKLUNGS  
PLAN STROM

## Szenario C 2030 inkl. Startnetz

### DC-Verbindungen Neubau in Deutschland

- Länge: 2.600 km
- Übertragungskapazität: 8 GW
- nach Belgien, Dänemark, Norwegen und Schweden: 330 km

### AC-Netz Neubau

- Länge: 1.200 km

### DC/AC-Netz Verstärkung

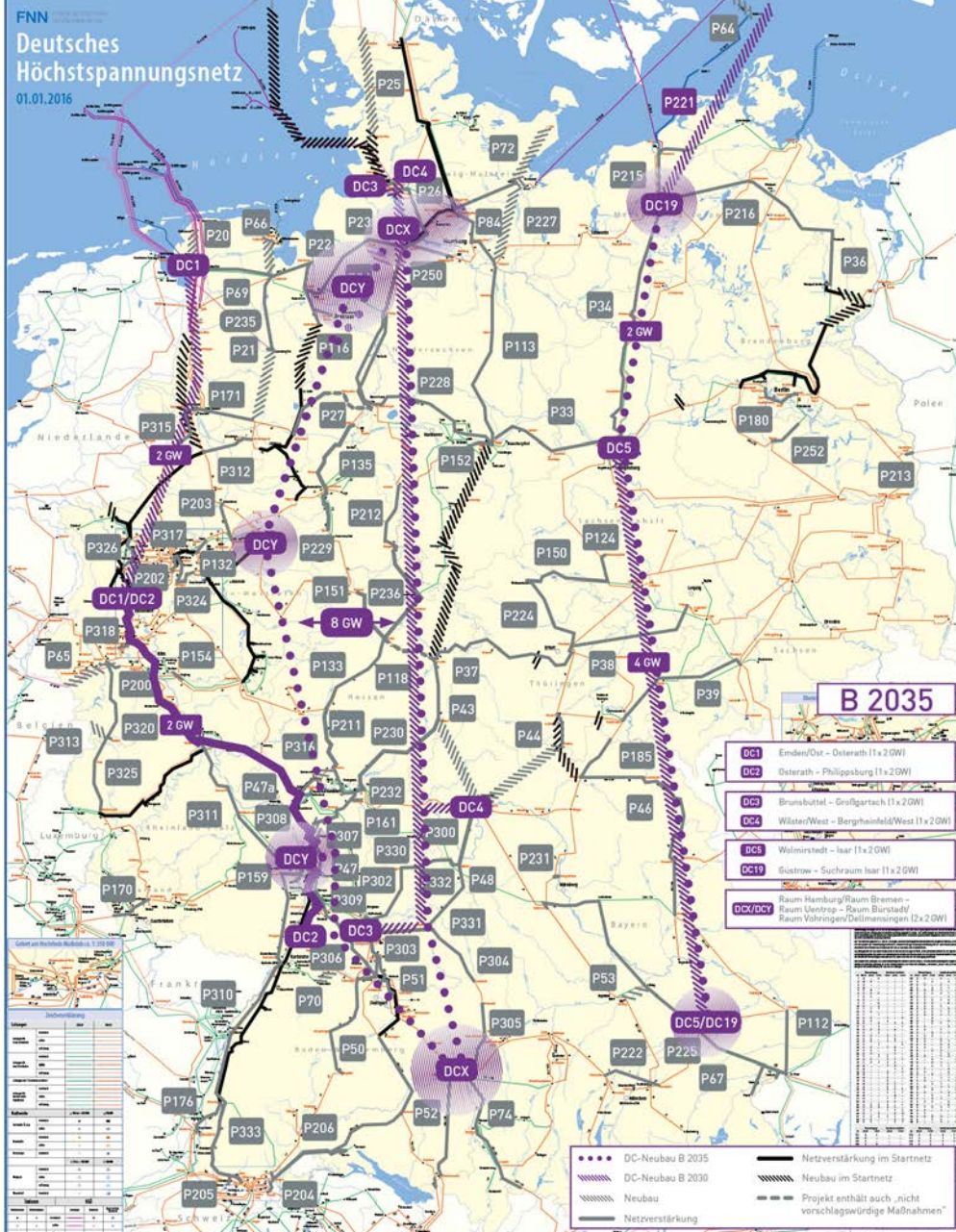
- Länge: 8.500 km

### Investitionsvolumen

36 Mrd. €

bei Vollverkabelung der DC-Verbindungen (außer DC2)





## Szenario B 2035: DC-Projekte

- 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
  - 2 GW im Osten von MV nach BY
  - 4 GW im Westen von SH/NI in Richtung HE sowie BW/BY mit einem Ein- und Ausspeisepunkt in NRW
- Die genaue Aufteilung der Projekte im westlichen Bereich wird aktuell noch untersucht.

# Netzentwicklungsplan Strom 2030 (2017)

## Netzverstärkungs- und Netzausbaubedarf



Angaben in km	AC-Verstärkung	DC-Verstärkung	AC-Neubau	DC-Neubau	Summe
Startnetz	1.400	0	500	200	<b>2.100</b>
<b>Zubaunetz</b>					
A 2030	5.900	300	600	2.400	<b>9.200</b>
B 2030	6.600	300	600	2.400	<b>9.900</b>
C 2030	6.800	300	600	2.400	<b>10.200</b>
<b>Start- und Zubaunetz</b>					
A 2030	7.300	300	1.200	2.600	<b>11.400</b>
B 2030	8.000	300	1.200	2.600	<b>12.000</b>
C 2030	8.200	300	1.200	2.600	<b>12.300</b>

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

Die Tabelle gibt eine Übersicht über die Längenangaben der erforderlichen Netzverstärkungen und des Neubaubedarfs – differenziert nach Start- und Zubaunetz.

# Netzentwicklungsplan Strom 2030 (2017)

## Investitionskosten



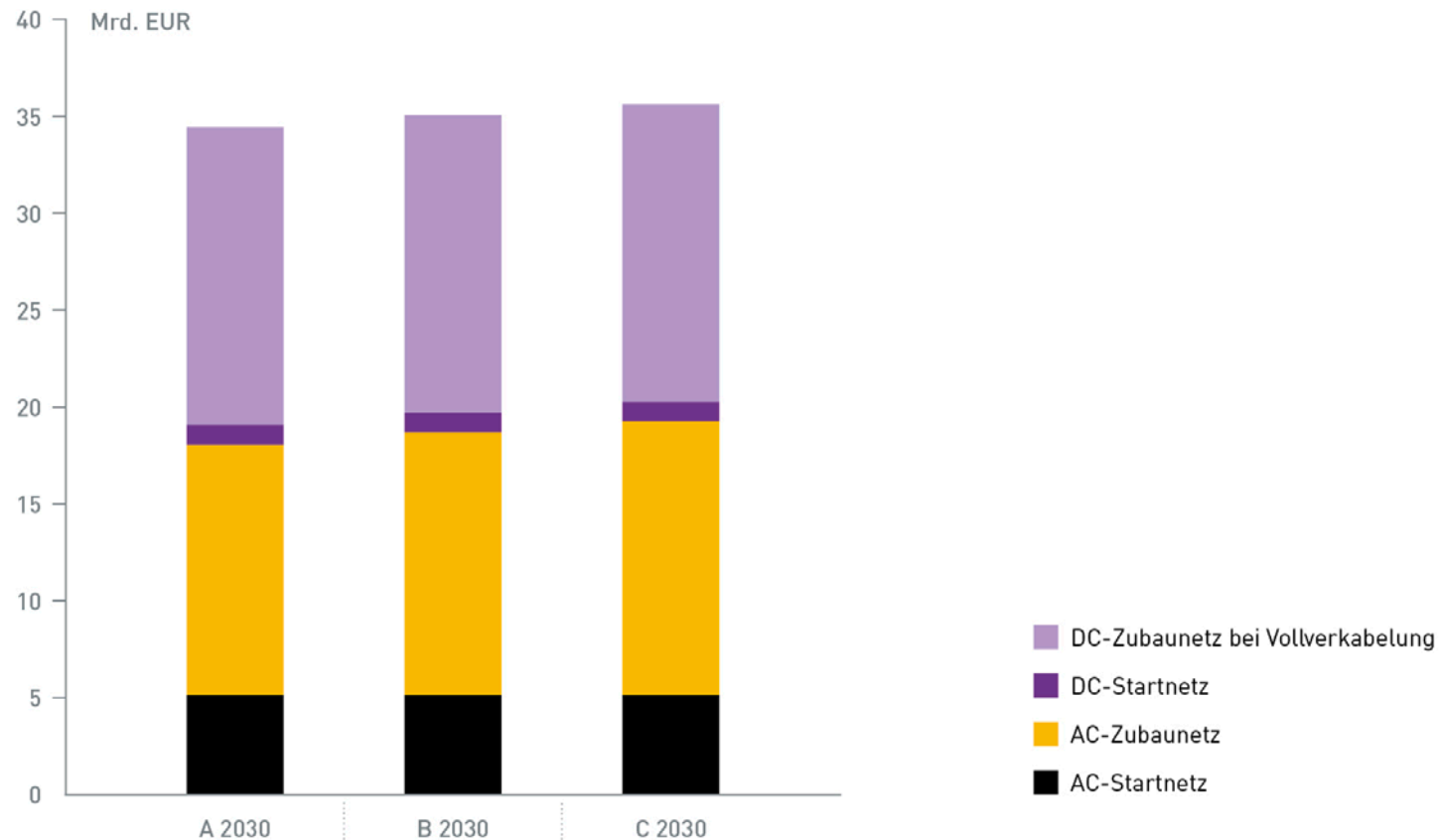
- Ermittlung der Investitionskosten auf Basis von Standardkosten (vorläufig!)
- Standardkosten DC-Erdkabel: 4 Mio. €/km für 1 x 2 GW, 8 Mio. € für 2 x 2 GW
- Gesamtvolumen der Investitionen über zehn Jahre je nach Szenario:
  - **34 bis 36 Mrd. €** bei 100% Erdverkabelung der DC-Verbindungen (außer DC2)
  - **32 bis 34 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 %	34	35	36
Kabel 75 %	32	33	34



# Netzentwicklungsplan Strom 2030 (2017)

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



# Netzentwicklungsplan 2030 (2017)

## Einsatz von Erdkabeln

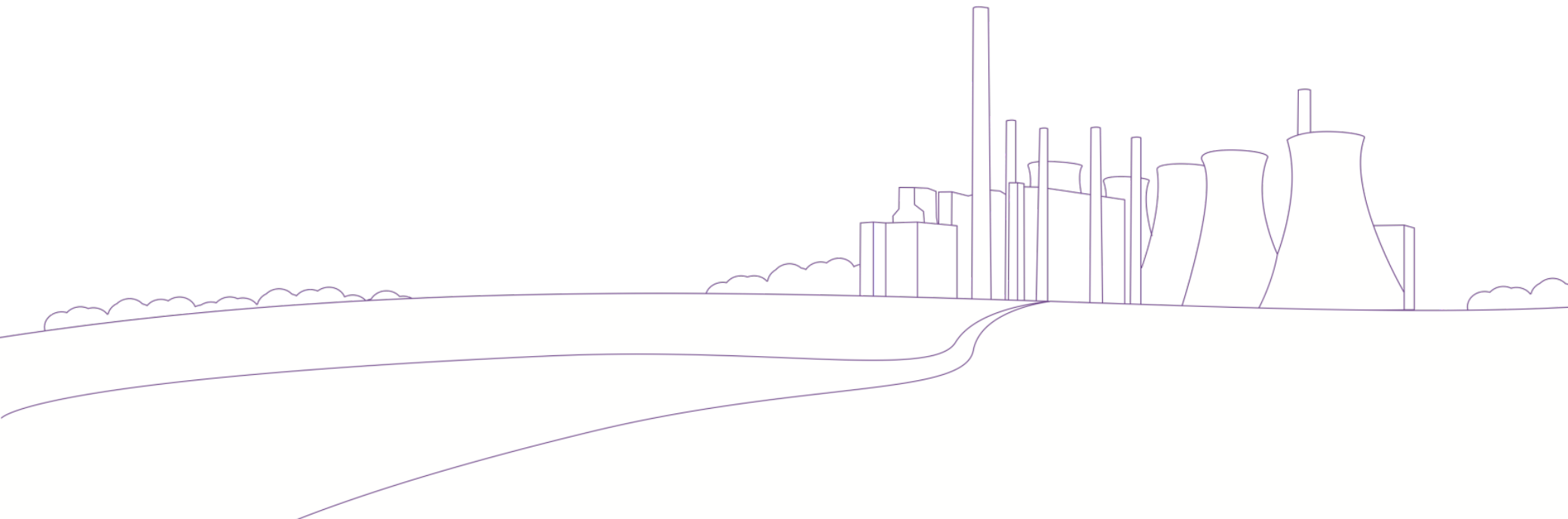


- Zur Ermittlung der Gesamtkosten wird bei den HGÜ-Verbindungen ein Verkabelungsgrad der HGÜ-Verbindung von 100 % angenommen.  
→ Alternativ wird ein Verkabelungsgrad von 75 % angenommen, z.B. um mögliche abweichende Vorgaben im Genehmigungsverfahren abzubilden.
- Die **Mehrkosten einer Ausführung der 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

# Maßnahmenbewertung



# Netzentwicklungsplan Strom 2030 (2017)

## Pilotprojekt zur Maßnahmenbewertung

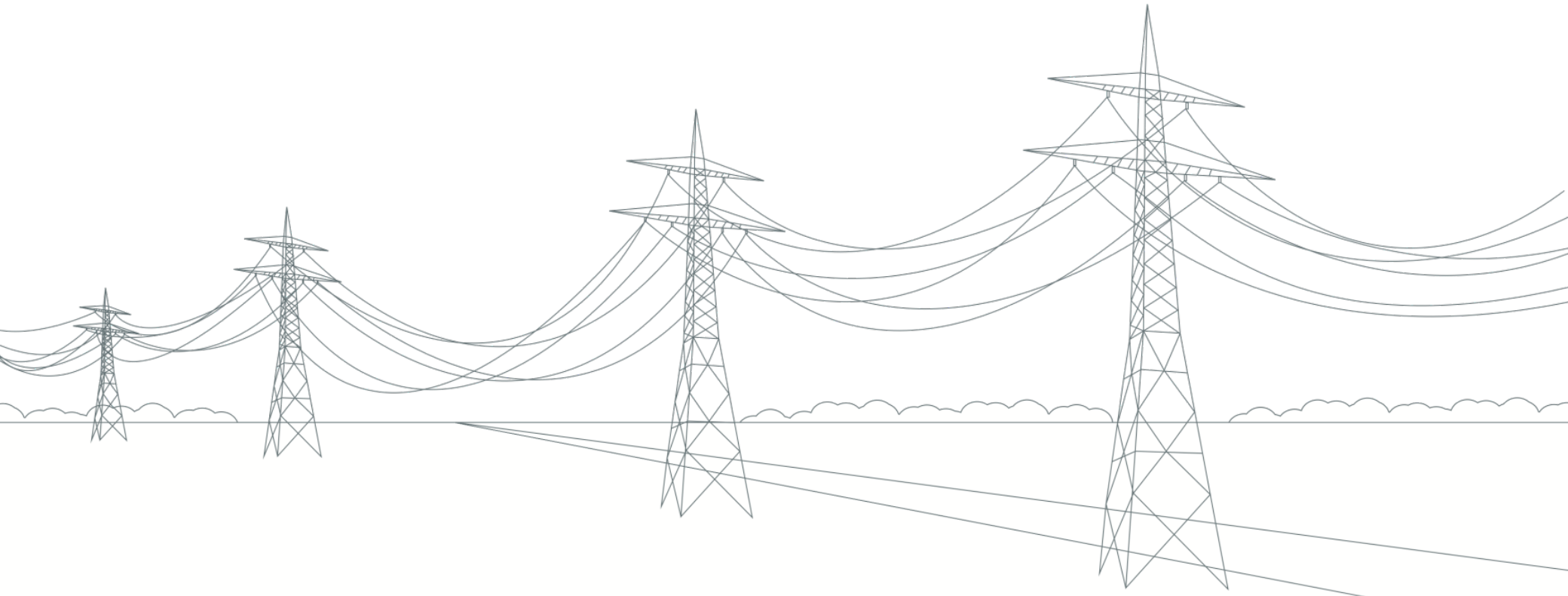


- Die ÜNB haben die Methodik zur Bewertung von Maßnahmen für den NEP 2030 noch einmal weiterentwickelt.
- Im NEP 2030 wird anhand von verschiedenen Kriterien eine Bewertung von (n-1)-nachgewiesenen Maßnahmen vorgenommen:
  - Kriterien entsprechen verschiedenen Perspektiven wie z.B. vermiedener Redispatch, vermiedenes EE-Einspeisemanagement, Transportaufgabe, Planungsrobustheit
  - **Bessere Charakterisierung** der Maßnahmen durch die Bewertungskriterien
  - Im NEP 2030 ausgewiesene Maßnahmen wurden über (n-1)-Nachweis identifiziert und sind für ein bedarfsgerechtes, weitgehend engpassfreies Netz erforderlich.
  - Bewertung dient ausdrücklich **nicht** dem Nachweis der Notwendigkeit der Maßnahme
- Die Maßnahmenbewertung wird parallel zur Veröffentlichung und Konsultation des ersten Entwurfs des NEP 2030 durchgeführt.
- Die Ergebnisse der Maßnahmenbewertung (Zubaunetz Szenario B 2030) werden im zweiten Entwurf des NEP 2030 veröffentlicht.



NETZ  
ENTWICKLUNGS  
PLAN STROM

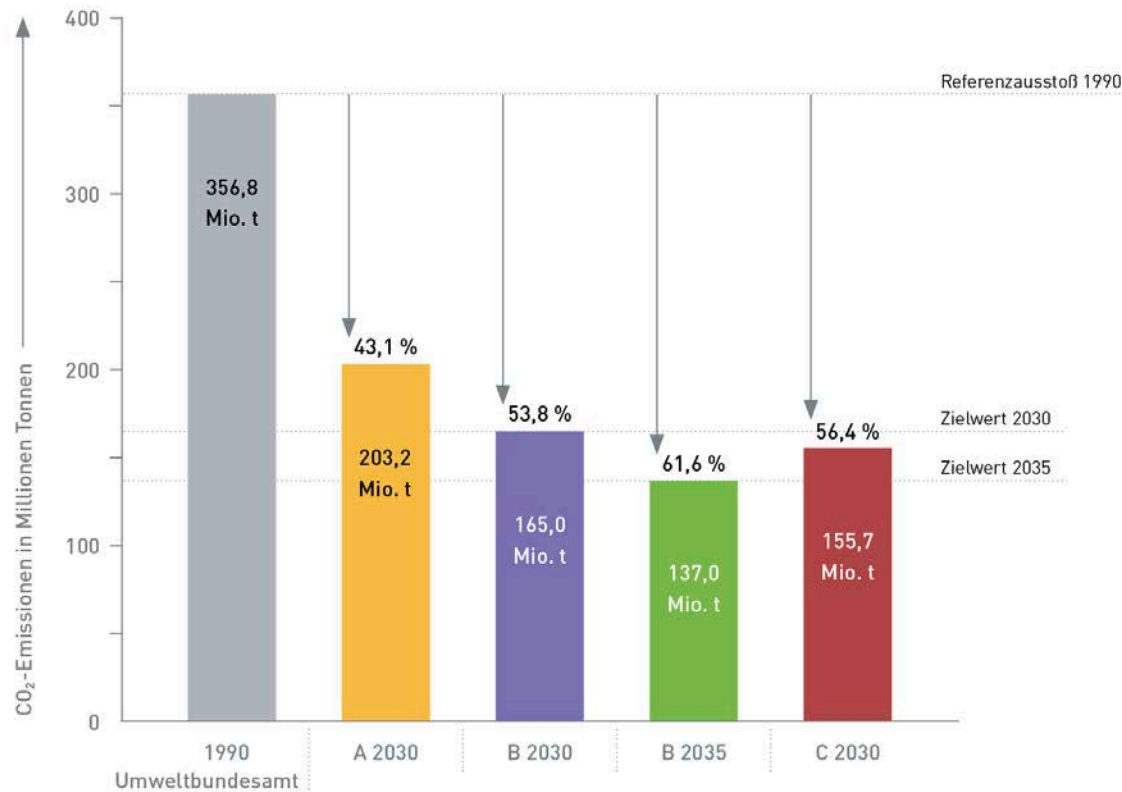
# Backup





# Netzentwicklungsplan Strom 2030 (2017)

## CO<sub>2</sub>-Emissionen in der Stromerzeugung in Deutschland in den Szenarien des NEP 2030

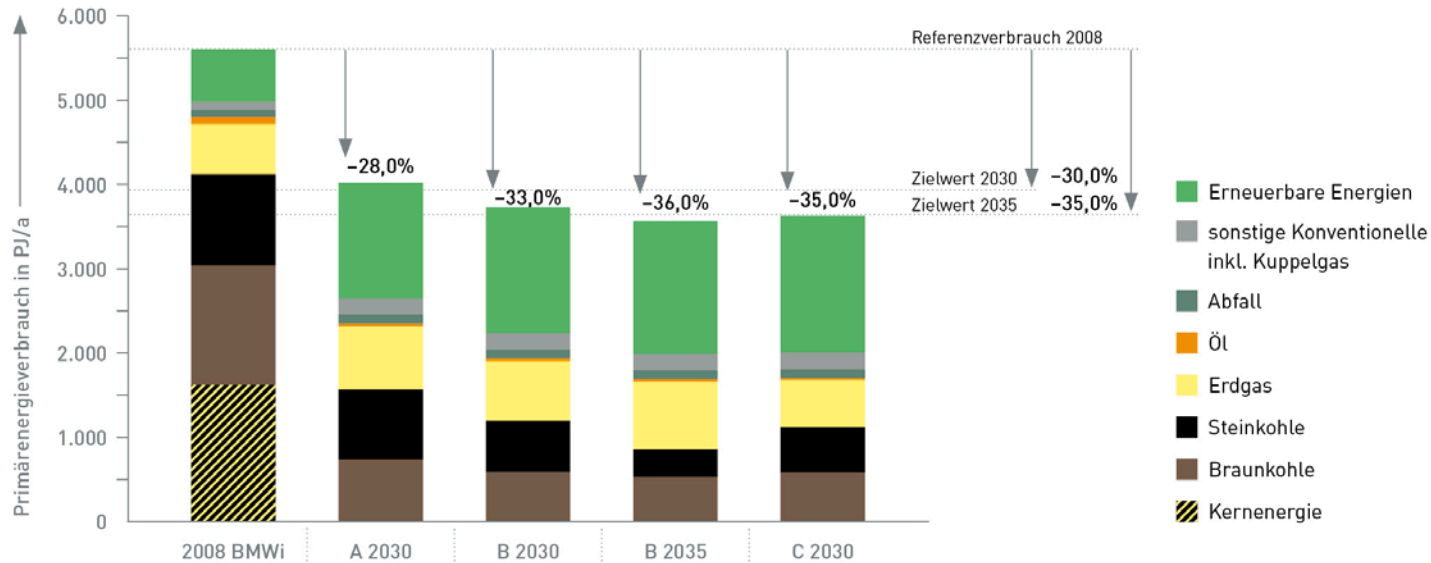


# Netzentwicklungsplan Strom 2030 (2017)

## Primärenergieverbrauch in der Stromerzeugung in den Szenarien des NEP 2030



NETZ  
ENTWICKLUNGS  
PLAN STROM



# Netzentwicklungsplan Strom 2030 (2017)

## Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch

