



Bundesnetzagentur

# Wie funktioniert Netzausbauplanung? Netzentwicklungsplan 2019-2030

Fachtagung des Bündnisses Hamelner Erklärung,  
Hannover, 07. Mai 2019

Achim Zerres, Abteilungsleiter Energieregulierung



[www.bundesnetzagentur.de](http://www.bundesnetzagentur.de)

# Im Schnelldurchlauf: Warum brauchen wir Netzausbau?



## Wind offshore



**5,4 GW** (2017)  
Zubau bis 2030:  
**11,6 – 14,6 GW**

## Wind onshore

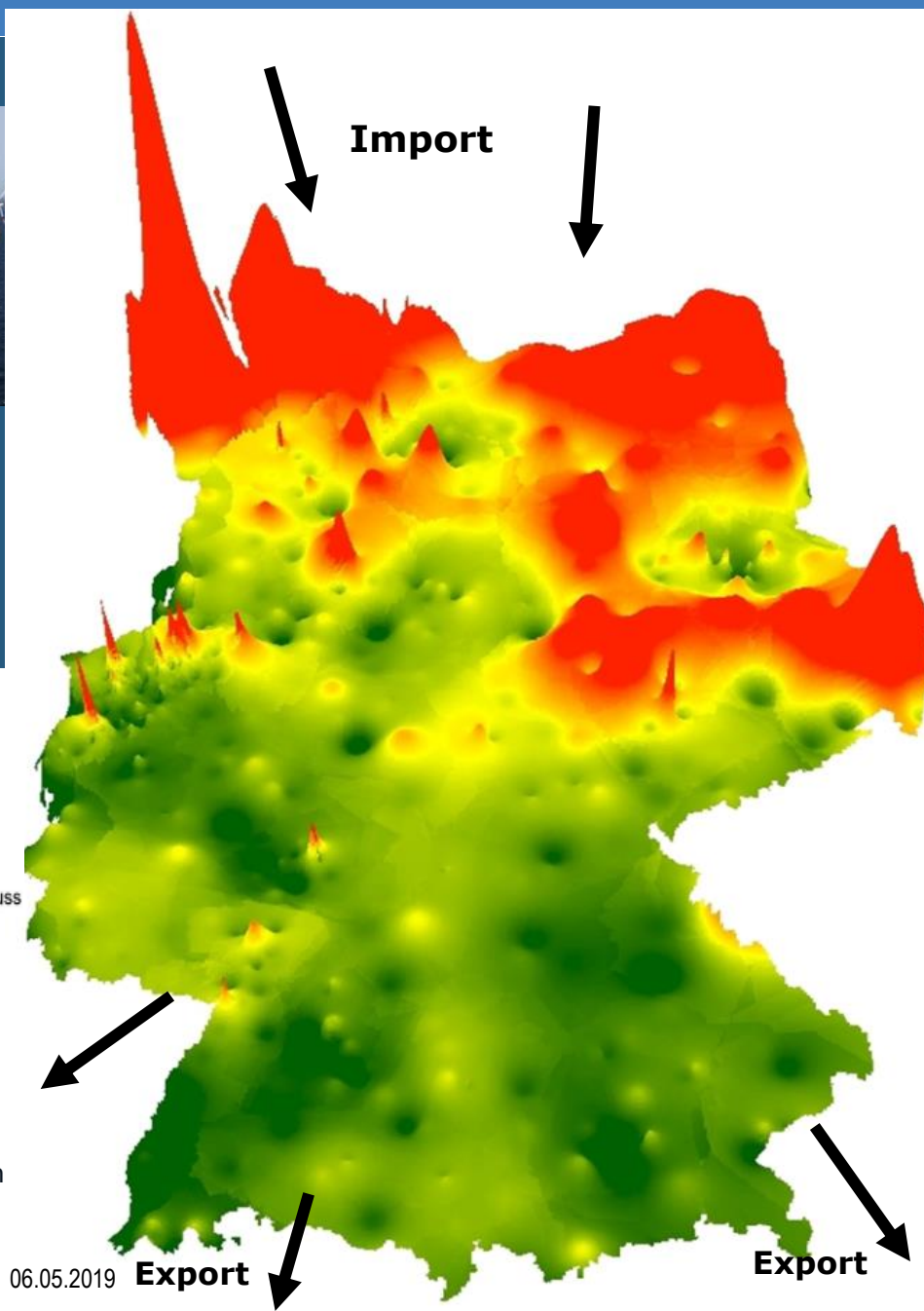


**50,5 GW** (2017)  
Zubau bis 2030:  
**23,8 – 35,0 GW**

## Photovoltaik



**42,4 GW** (2017)  
Zubau bis 2030:  
**30,5 – 62,1 GW**



- 1000      + 4300  
[MW]  
Leistungsfazit → Leistungsfazit

**Export**

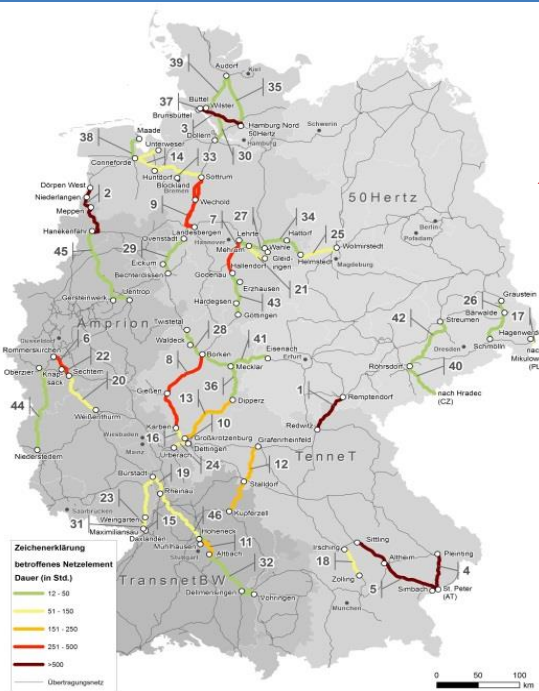
**Export**

**Export**

Räumliche Darstellung der für den  
**2. Juni 2030, 17 Uhr,**  
prognostizierten Leistungsbilanzen  
an den deutschen  
Höchstspannungsknoten (**Stunde**  
**3.666**, Szenario B 2030)

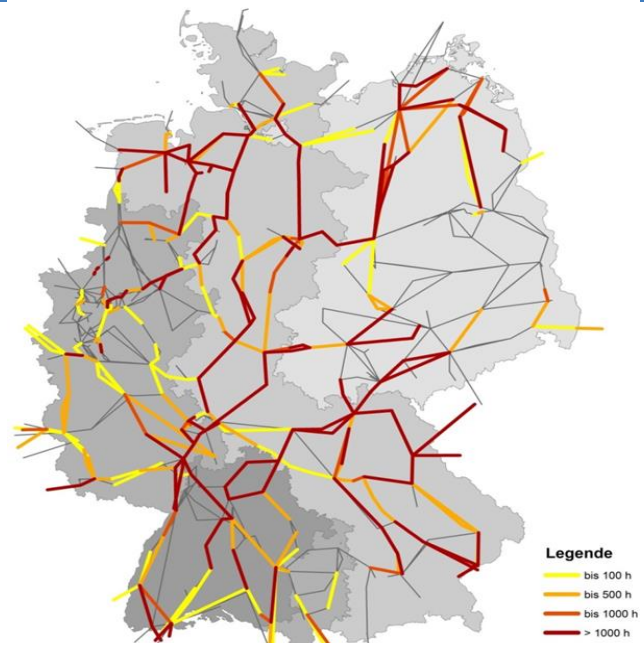
06.05.2019

# Im Schnelldurchlauf: Business as usual ?



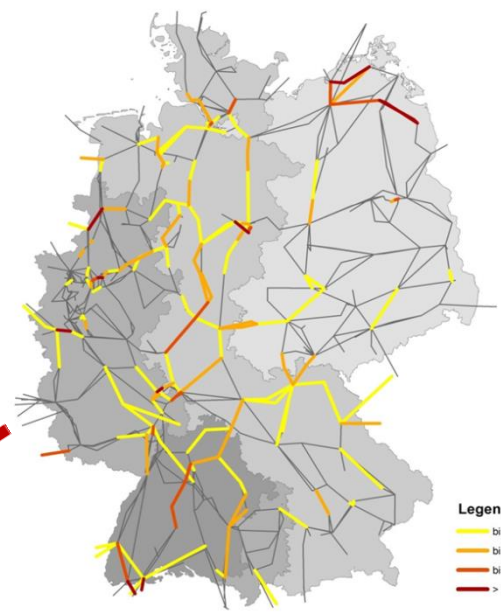
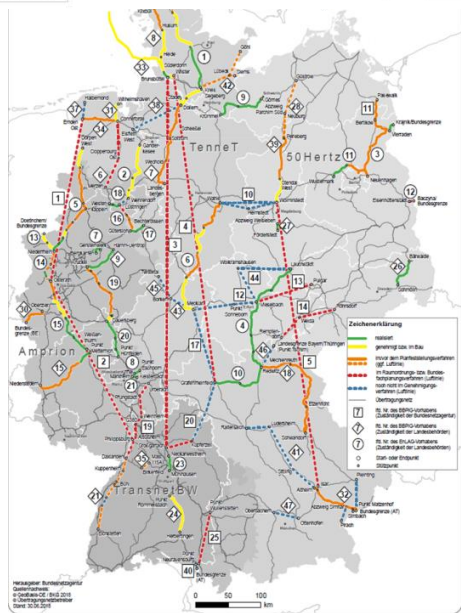
Überlastungsbedingter Redispatch 2017

Überlastungen 2030 Startnetz



Ausbau EnLAG + BBP

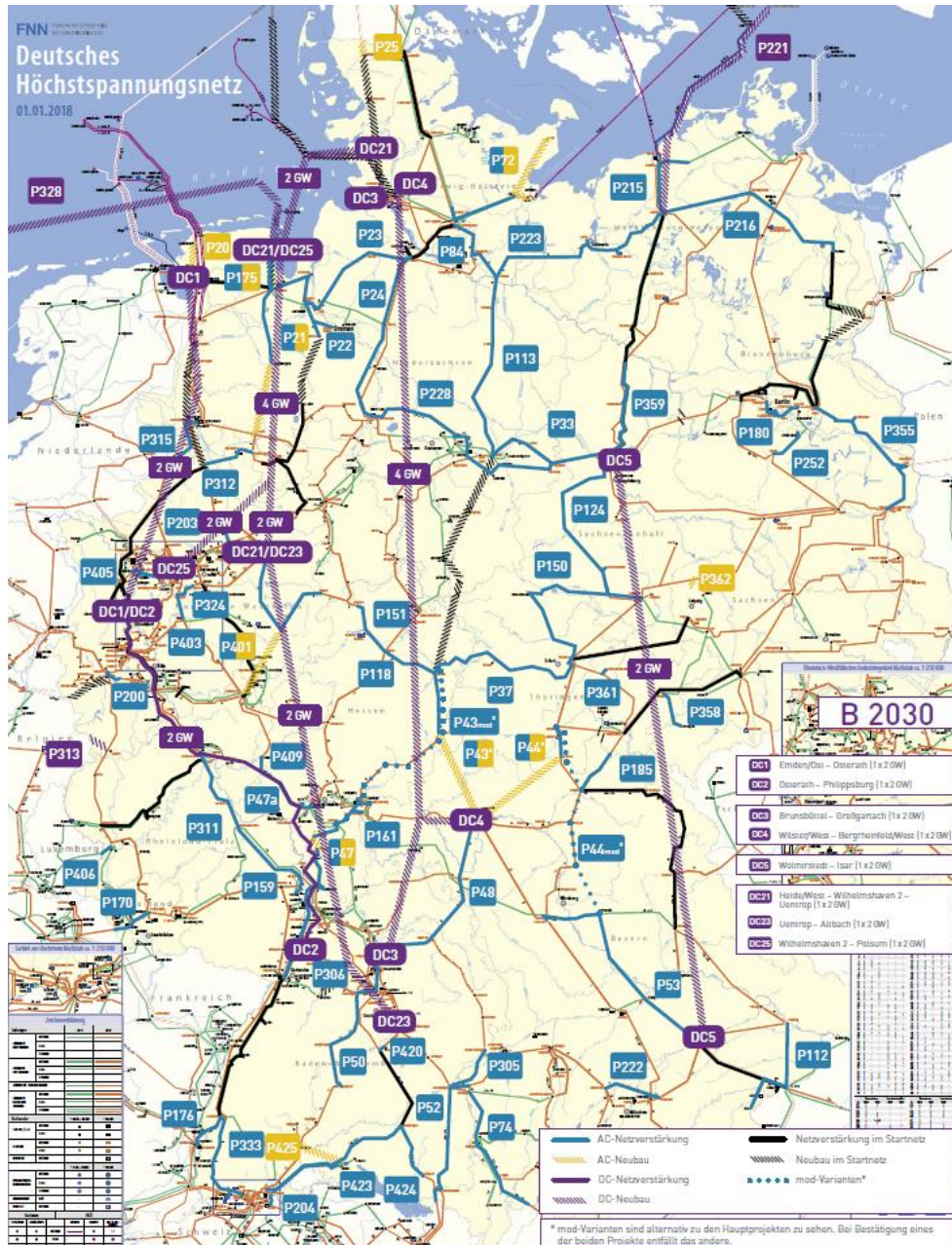
Überlastungen 2030 BBP-Netz



Weiterer Netzausbaubedarf !



# Im Schnelldurchlauf: Die Lösung der ÜNB Entwurf NEP 2019-2030



## Bedarf nach ÜNB

NEP 2017 (bestätigt)

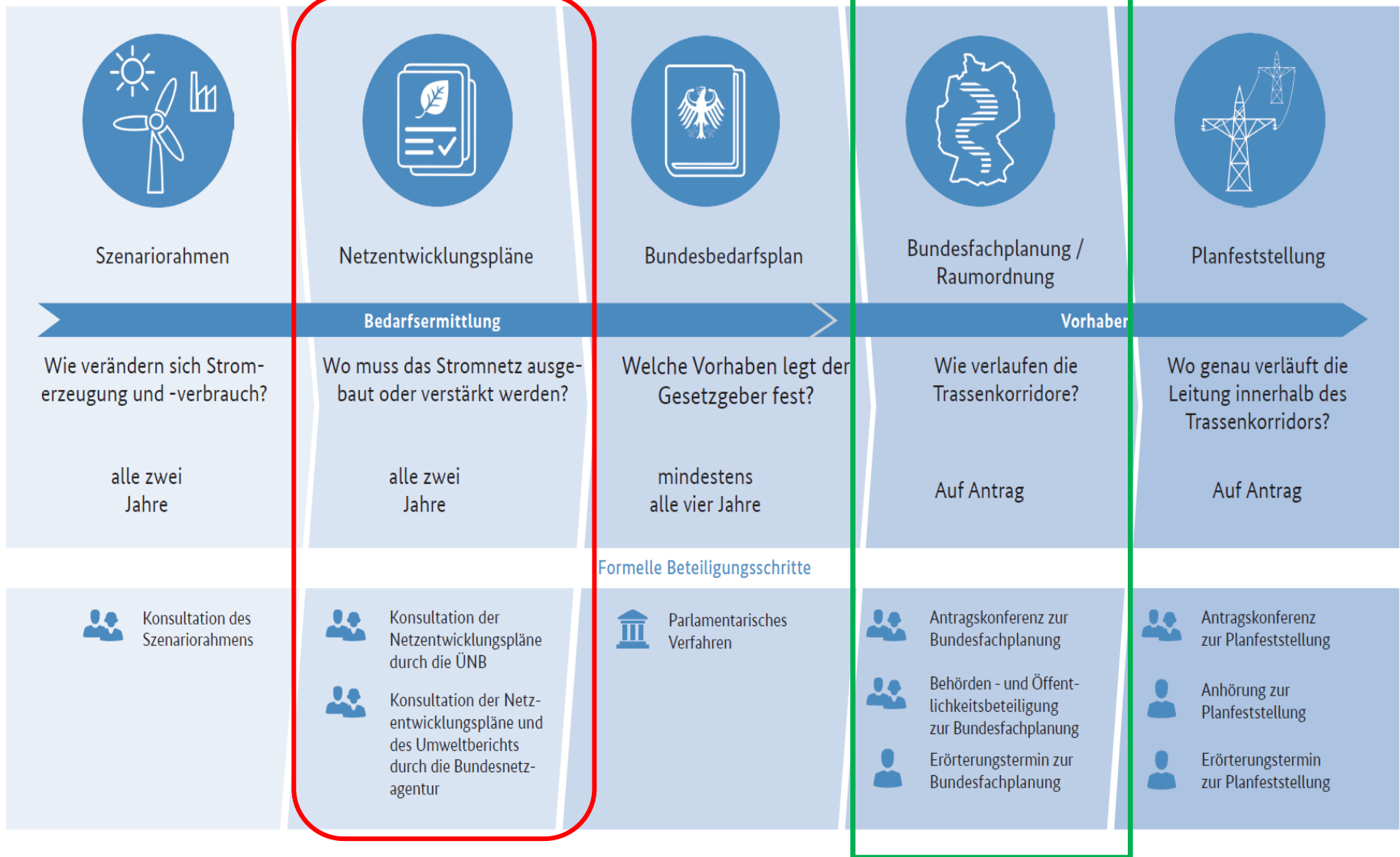
Ca. 3.800 km Aus- und Umbau,  
2.550 km Neubau inkl. 3 HGÜ

**NEP 2019 (2. Entwurf)**

Ca. 4.970 km Aus- und Umbau,  
3.960 km Neubau inkl. 4 HGÜ

## Treiber gemäß ÜNB

- 65 % EE-Anteil in 2030
- stärkere Sektorenkopplung
- Atomausstieg
- zu prüfen:
  - ✳ Vertiefte Integration des europäischen Strommarktes
  - ✳ finaler Kohleausstieg



Jedermann-Beteiligung



Bundesgesetzgeber



Beteiligung für bestimmte Personengruppen



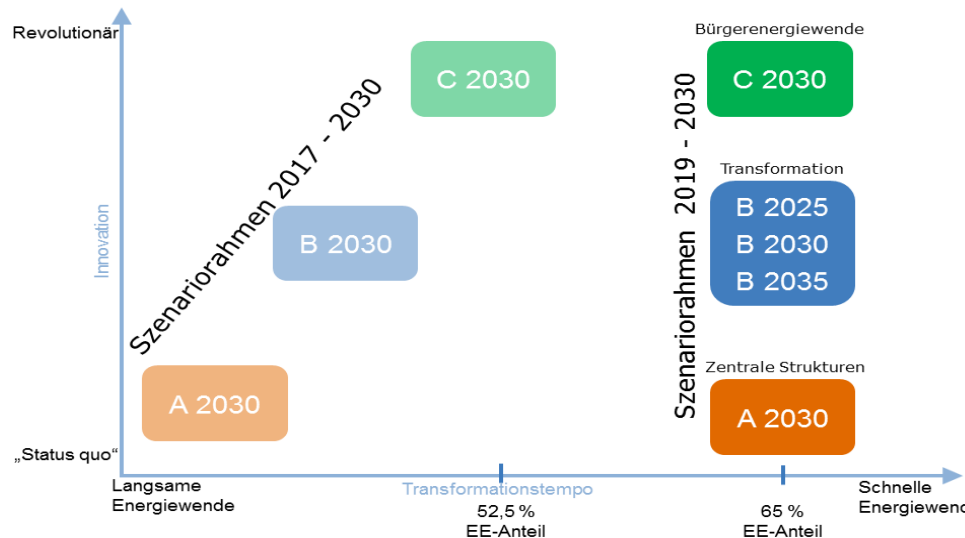
- Dieser wird alle zwei Jahre von den Übertragungsnetzbetreibern vorgeschlagen
- Anfang Sommer eines geraden Kalenderjahres wird der Szenariorahmen von der Bundesnetzagentur nach § 12 a EnWG genehmigt
- Öffentlichkeit wird mit einbezogen (Konsultation)
- Mindestens 3 Entwicklungspfade (Szenarien)
- Prognose von wahrscheinlichen Entwicklungspfaden der Energie-Erzeugung, des Energie-Verbrauches, des Energie-Handels  
Nicht: Prognose von energiepolitischen Zielen



- Wird der Stromverbrauch ab- oder zunehmen?
- Wie viel Sektorenkopplung wird es geben ? All electric world ?
- Schreitet der Ausbau der verschiedenen erneuerbaren Energien schneller, gleichbleibend oder langsamer voran als heute?
- Wie viel installierte Leistung wird bei den einzelnen Energieträgern (zum Beispiel Steinkohle, Gas, Wasserkraft) jeweils zur Verfügung stehen?
- Wie wird Strom mit den europäischen Nachbarländern ausgetauscht?
- Antworten auf diese und weitere Fragen liefern zum Beispiel gesetzliche Vorgaben, die Kraftwerksliste, einschlägige Studien, Äußerungen in der Konsultation, Koalitionsverträge, Richtlinienpakete der EU und Kommissionen ... (für Wachstum, Stabilität und Beschäftigung).



- Der **Szenariorahmen** zum NEP 2019-2030 berücksichtigt das angestrebte Ziel von



|                  | 2017                                          | A 2030                                          | B 2030                                          | C 2030                                          |
|------------------|-----------------------------------------------|-------------------------------------------------|-------------------------------------------------|-------------------------------------------------|
| Sektorenkopplung | 4,0 GW <sup>4)</sup><br>5,2 TWh <sup>1)</sup> | 12,9 GW <sup>4)</sup><br>17,7 TWh <sup>1)</sup> | 46,8 GW <sup>4)</sup><br>49,3 TWh <sup>1)</sup> | 77,4 GW <sup>4)</sup><br>81,9 TWh <sup>1)</sup> |
| Batteriespeicher | 0,4 GW<br>0,9 GWh <sup>2)</sup>               | 2,7 GW<br>3,6 GWh <sup>2)</sup>                 | 10,0 GW<br>13,2 GWh <sup>2)</sup>               | 12,5 GW<br>16,4 GWh <sup>2)</sup>               |
| Jahreshöchstlast | 81 GW                                         | 84 GW <sup>3)</sup>                             | 93 GW <sup>3)</sup>                             | 100 GW <sup>3)</sup>                            |

1) Jahresverbrauch      4) theoretische Maximallast

2) Kapazität

3) Ergebnis des NEP 2019 - 2030 (nicht im SR 2017-2030 vorgegeben)

| Installierte Erzeugungsleistung [GW] |               |                 |                 |                 |
|--------------------------------------|---------------|-----------------|-----------------|-----------------|
| Installierte Leistung [GW]           | Referenz 2017 | Szenario A 2030 | Szenario B 2030 | Szenario C 2030 |
| Braunkohle                           | 21.2          | 9.4             | 9.3             | 9               |
| Steinkohle                           | 25            | 13.5            | 9.8             | 8.1             |
| Erdgas                               | 29.6          | 32.8            | 35.2            | 33.4            |
| Öl                                   | 4.4           | 1.3             | 1.2             | 0.9             |
| Pumpspeicher                         | 9.5           | 11.6            | 11.6            | 11.6            |
| sonstige konv. Erzeugung             | 4.3           | 4.1             | 4.1             | 4.1             |
| Wind Onshore                         | 50.5          | 74.3            | 81.5            | 85.5            |
| Wind Offshore                        | 5.4           | 20              | 17              | 17              |
| Photovoltaik                         | 42.4          | 72.9            | 91.3            | 104.5           |
| Biomasse                             | 7.6           | 6               | 6               | 6               |
| Wasserkraft                          | 5.6           | 5.6             | 5.6             | 5.6             |
| Nettostromverbrauch *                | 530.1         | 512.3           | 543.9           | 576.5           |
| EE-Anteil am Bruttostromvbr.         | 32            | 64.7            | 64.8            | 65.1            |

\* inkl. VNB Netzverlusten

06.05.2019

| Energieträger                                                           | Referenz<br>2017 | Szenario<br>B 2025 | Szenario<br>A 2030 | Szenario<br>B 2030 | Szenario<br>C 2030 | Szenario<br>B 2035 |
|-------------------------------------------------------------------------|------------------|--------------------|--------------------|--------------------|--------------------|--------------------|
| <b>Braunkohle</b>                                                       | <b>21,2</b>      | <b>9,4</b>         | <b>9,4</b>         | <b>9,3</b>         | <b>9,0</b>         | <b>9,0</b>         |
| <b>Steinkohle</b>                                                       | <b>25,0</b>      | <b>13,5</b>        | <b>13,5</b>        | <b>9,8</b>         | <b>8,1</b>         | <b>8,1</b>         |
| Summe Konventionelle                                                    | 103,5            | 74,4               | 74,7               | 73,2               | 69,1               | 72,8               |
| Summe Erneuerbare                                                       | 112,8            | 168,8              | 180,1              | 202,7              | 219,9              | 222,9              |
| Voraussichtlicher Anteil<br>Erneuerbarer an der<br>Bruttostromnachfrage | ca. 35 %         |                    | 65 %               | 65 %               | 65 %               | ca. 75 %           |

„Die Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“ schlägt deshalb die Umsetzung der folgenden Maßnahmen vor: [...] dass sich die Leistung der Kohlekraftwerke im Markt (ohne Reserven) im Jahr 2030 auf maximal **9 GW Braunkohle und 8 GW Steinkohle** verringert.“

Kompletter Kohleausstieg bis **2038** wird **zusätzlich analysiert**  
*Keine grundsätzlichen Änderungen* am Netz-Ausbaubedarf zu erwarten

## Regionalisierung / Dezentralisierung:

Verfahren zur räumlichen Verteilung der Strom**erzeug**er und Strom**verbra**ucher

Die bestehende und zuzubauende Erzeugungsleistung sowie die zu erwartende Last werden den rund 450 Netzknoten in Deutschland zugeordnet

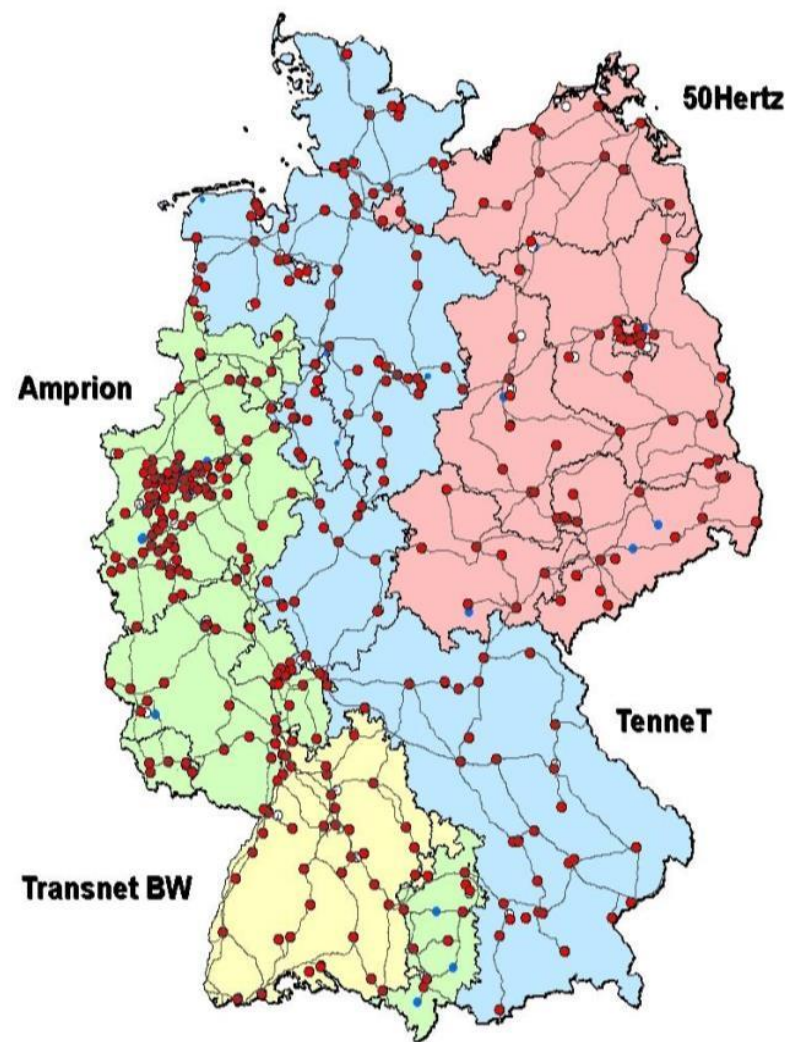
## Konventionelle Erzeugung

Entsprechend der genehmigten Kraftwerksliste

## Erneuerbare Energien

Flächenansatz bei Wind-Onshore und PV

Regionalisierung auf Basis von ausgewiesenen Windvorrangs- und Windeignungsflächen bzw. verfügbaren Dach- und EEG geförderten Freiflächen



● = Netzknoten

## Wesentliche Eingangsparameter:

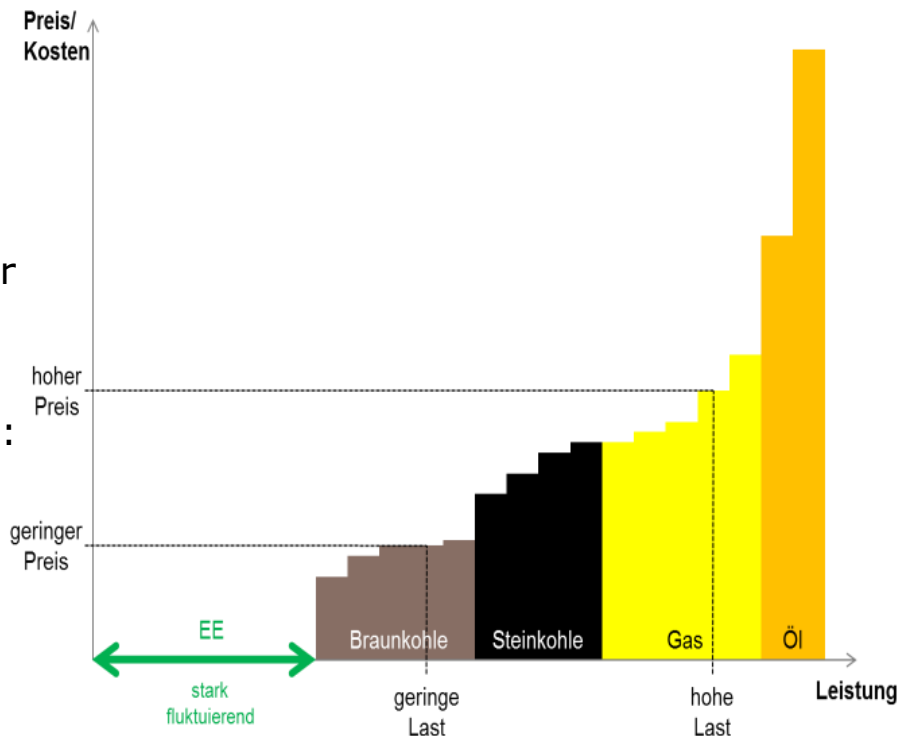
- Kraftwerkspark und Verbrauch gemäß genehmigten Szenariorahmen
- Wetter und Lastkurve des Jahres **2012**, Lastmodellierung unter Berücksichtigung neuer Stromanwendungen
- Brennstoffpreis-Prognose, CO<sub>2</sub>-Preis-Prognose
- Berücksichtigung des **europäischen** Auslands: Europäischer Kraftwerkspark, europäische Stromnachfrage, grenzüberschreitende Kapazitäten

## Vorgehen:

- Ökonomischer Vorrang der Erneuerbaren
- Must-run Anlagen (z.B. Wärmeauskopplungen bei KWK)
- Last, die von Erneuerbaren Energien nicht bedient werden kann, wird durch Einsatz konventioneller Kraftwerke oder Import gedeckt

## Ergebnis:

- Prognose des Kraftwerkseinsatzes **für jede** der 8.760 Stunden des Zieljahres
- Einspeise- und Lastsituation **für jede** der 8.760 Stunden des Zieljahres



**Der Markt bestimmt den Energiemix**  
das Netz unterscheidet nicht

Das Netz ist auf das Tagesgeschehen (Markt) dimensioniert,  
**nicht auf Extremsituationen!**





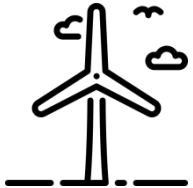
Bis zu..



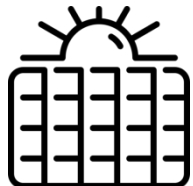
zusätzliche Sektorenkopplungsverbraucher:  
**3,4** Mio. zusätzliche Haushaltswärmepumpen



**9,9** Mio. zusätzliche Elektroautos



zusätzliche dezentrale Erzeuger:  
**40,3** GW zusätzlicher Leistung Wind Onshore  
Das entspricht ca. 10.000 – 12.000 neuen Anlagen!



**62,1** GW zusätzlicher Leistung Photovoltaik  
Das entspricht ca. 2,5 – 3,0 Mio. neuen PV-Anlagen!



- die Energiewende ist **dezentral** (97 % der EE-Anlagen sind laut VKU an die Verteilnetze angeschlossen),  
aber die Energiewende ist - leider - nicht lastnah
- der NEP 2019-2030 enthält ein bewusst **dezentral gestaltetes Szenario C 2030** mit sehr viel PV-Erzeugung, sehr viel Batteriespeichern, hoher Lastflexibilität, sehr viel E-Mobilität und Wärmepumpen, wenig Kohle (Kohlekapazitäten entsprechen dem Vorschlag der Kohlekommission) und viel Gas
- die Sektorenkopplungstechnologien bspw. E-Mobilität und Wärmepumpen sind primär **zusätzliche Verbraucher**, welche die Netzbelastung zusätzlich erhöhen können.
- trotz angenommener steigender Lastflexibilität steigt durch gleichzeitige Nutzung auch die **Jahreshöchstlast**.

Für jedes der vier Szenarien wird die Einspeise- und Lastsituation für jede einzelne Stunde des Jahres (2030/2035) betrachtet  
→ **8.760** Netznutzungsfälle je Szenario

Netznutzungsfälle werden auf ein Modell des Übertragungsnetzes übertragen

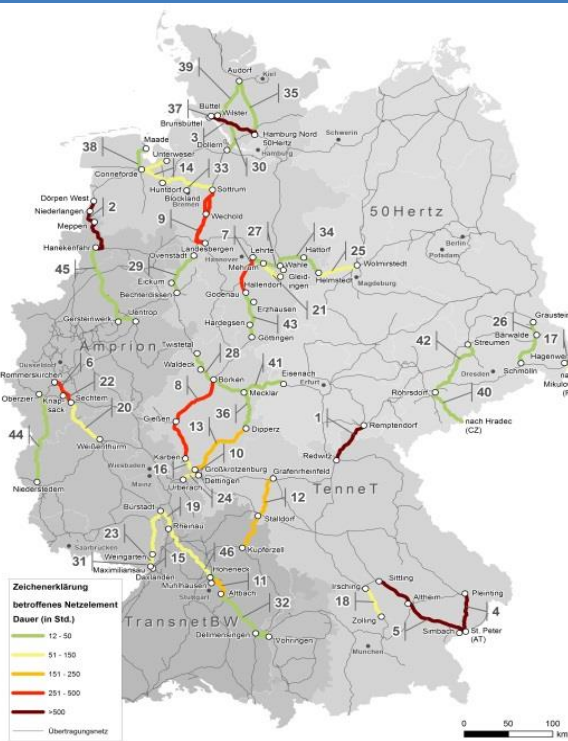
- ca. 6.600 Netzknoten in Europa, 450 Netzknoten in DE
- 5.500 Stromkreise
- rund 1.850 Transformatoren
- 35.000 km Netzlänge (Höchstspannung) in DE

Daraus ergeben sich für diese einzelnen Netzelemente Betriebs- und Belastungswerte, Belastungswerte müssen den Ausfall eines Netzelementes verkraften (**[n-1]-Sicherheit**)

Belastungswerte dürfen bestimmte Bandbreiten nicht verlassen, da sonst die Netzstabilität gefährdet würde

Hohe Auslastungssituationen (z.B. viel Wind, geringe PV, hohe Last) sind bei der Netzberechnung besonders relevant

# Von der Überlast zur Maßnahme: Startnetz vs. BBP-Netz

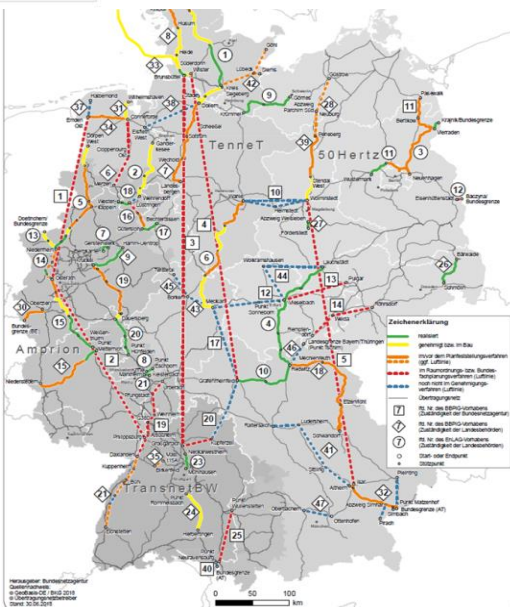
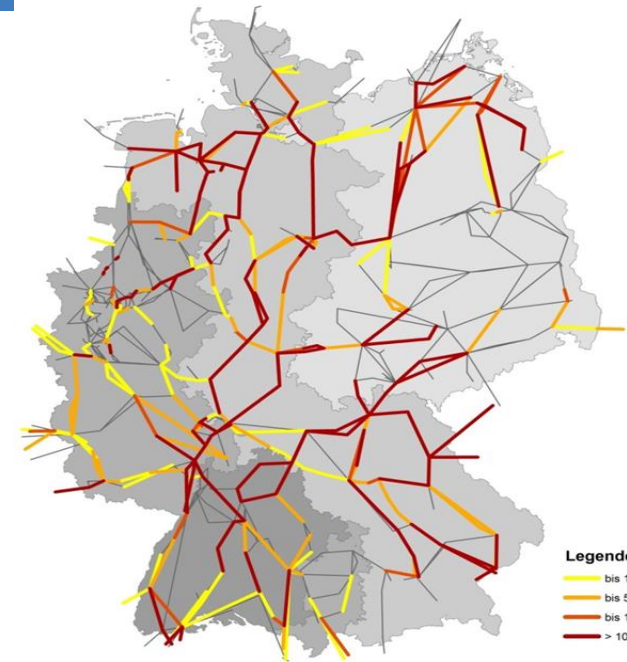


**Netzengpässe  
werden analysiert,**

**durch  
vorgeschlagene  
Maßnahmen  
minimiert;**

**verbleibende  
Überlastungen  
werden durch die  
Hinzunahmen  
weiterer  
Maßnahmen  
beseitigt**

**Iteratives  
Verfahren**



Engpassillustration  
aus NEP2017-2030

06.05.2019



## Wirksamkeit

Behebt oder lindert die Maßnahme eine Überlastung?

&

## Erforderlichkeit

Ist die Maßnahme mit mindestens 20% ausgelastet?

&

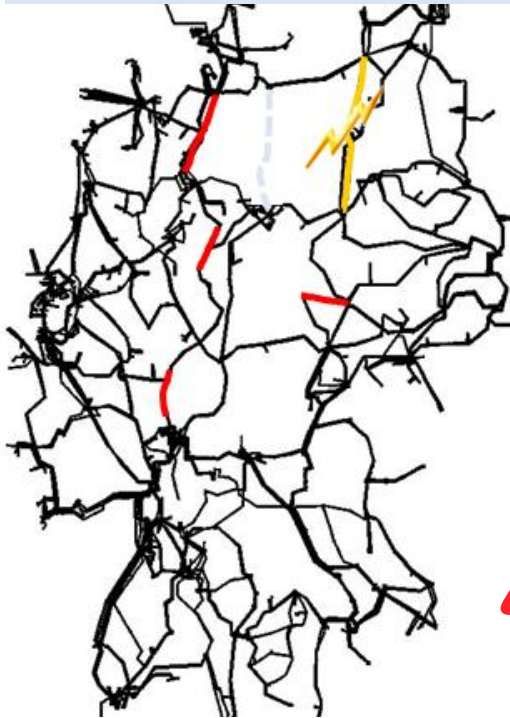
## Sonstige Erwägungen

Gibt es darüber hinaus Gründe, die **für** eine Bestätigung **oder gegen** die Bestätigung einer Maßnahme sprechen ?



## Überprüfung der (n-1)-Sicherheit mittels Ausfallrechnung

Ohne Maßnahme



Maßnahme An

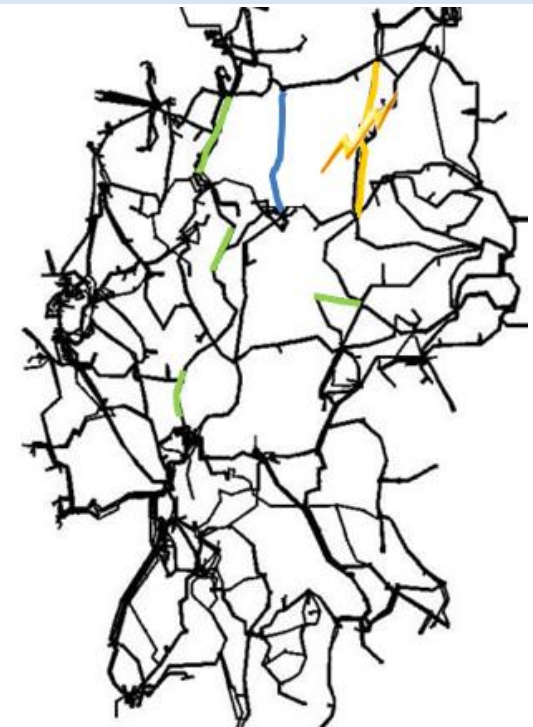
Maßnahme Aus

Ausfall

Überlastung

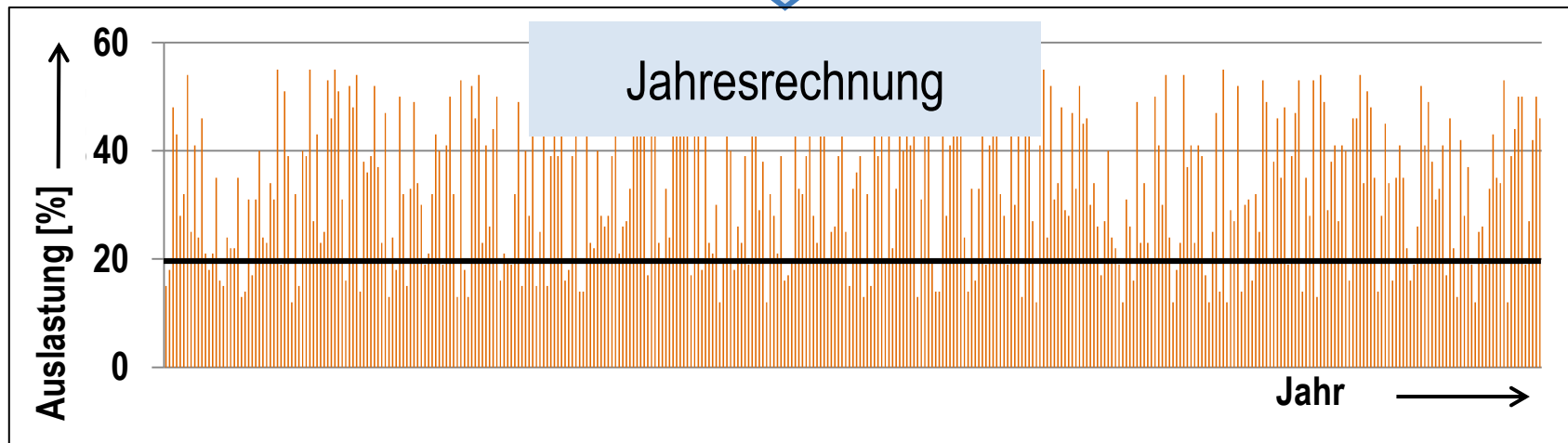
Entlastung

Mit Maßnahme



Wirksamkeit  
gegeben

Überprüfung der maximalen Auslastung im Jahr



Maximale Auslastung > 20%



Erforderlichkeit gegeben

Eine Maßnahme ist auch dann wirksam, wenn sie...

- ... unverhältnismäßigen Aufwand zur Behebung von Überlastungen in untergelagerten Netzen vermeidet
- ... zu einer gewollten Erhöhung der grenzüberschreitenden Transportkapazität führt
- ... merklich ungewollte Ringflüsse über das europäische Ausland reduziert

Eine Maßnahme ist nicht wirksam, wenn sie...

- ... eine Überlastung nur in wenigen Stunden des Jahres behebt
  - ... eine nur sehr geringe entlastende Wirkung aufweist
  - ... nicht in allen Szenarien wirksam ist (Robustheit)
- kein Ausbau bis zur letzten kWh!



Um Netzausbaubedarf zu minimieren, **wurde bereits:**

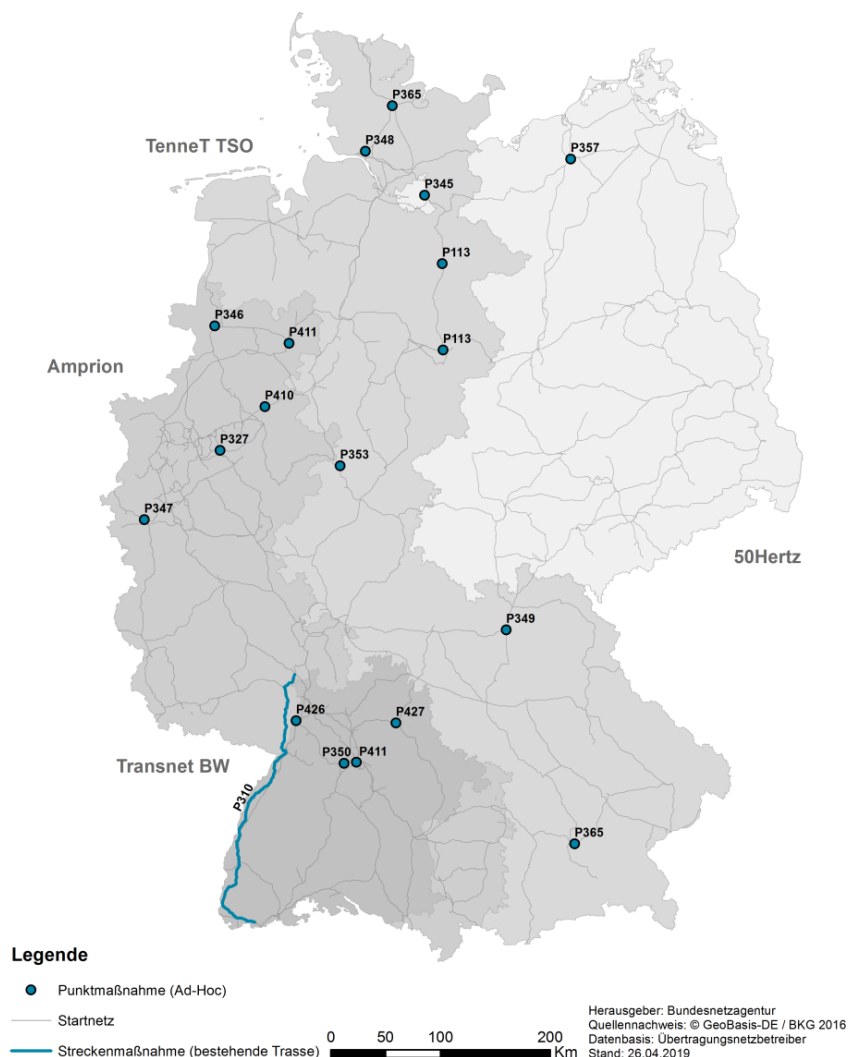
- das Instrument der Spitzenkappung genutzt,
- das Bestandsnetz höher ausgenutzt  
(z.B. Freileitungsmonitoring, Lastflusssteuernde Betriebsmittel, usw.)

**... zusätzlich wird noch getan werden:**

- Weitere Optimierung des bestehenden Netzes, z.B. durch
  - Stärkere Digitalisierung und Einsatz neuester Technik,
  - Netz-berücksichtigender EE-Ausbau,
  - Stärkere EE-Markt-Integration (Teilnahme Engpassmanagement)
- **ÜNB** bauen zum **NEP 2019 – 2030** verstärkt auf Innovationen:

**Laut den Entwürfen der ÜNB müssten 1,6 TWh (in 2030) durch Innovationen gedeckt werden, die heute noch nicht gesichert zur Verfügung stehen (z.B. durch Netzbooster und Höherauslastung bis 4.000 A)**

## 19 ad-hoc-Maßnahmen im NEP 2019-2030 beantragt



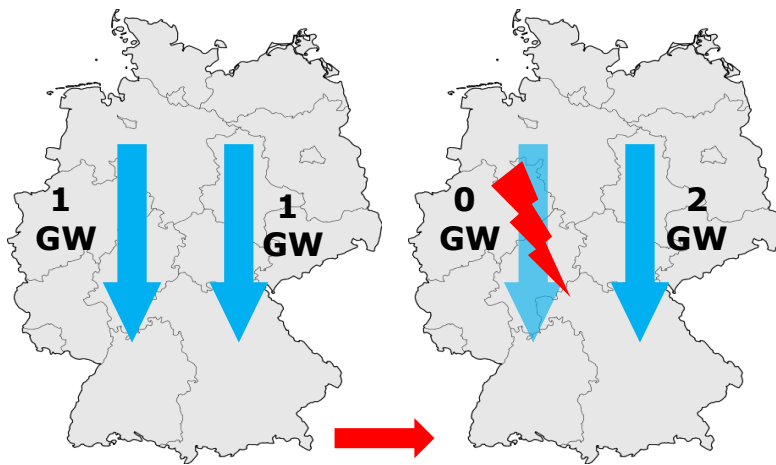
### **NOVA in der Praxis:**

Ad hoc Maßnahmen dienen der Vermeidung von Redispatch, sie optimieren die Auslastung des bestehenden Netzes

Kombination der 9 besten Ad-Hoc-Maßnahmen des NEP 2017 - 2030 reduzieren die Engpassbewirtschaftungskosten (Redispatch + Einspeisemanagement) um 2,6 Milliarden € und ermöglichen damit eine deutlich höhere Nutzung erneuerbarer Energien schon vor dem Netzausbau

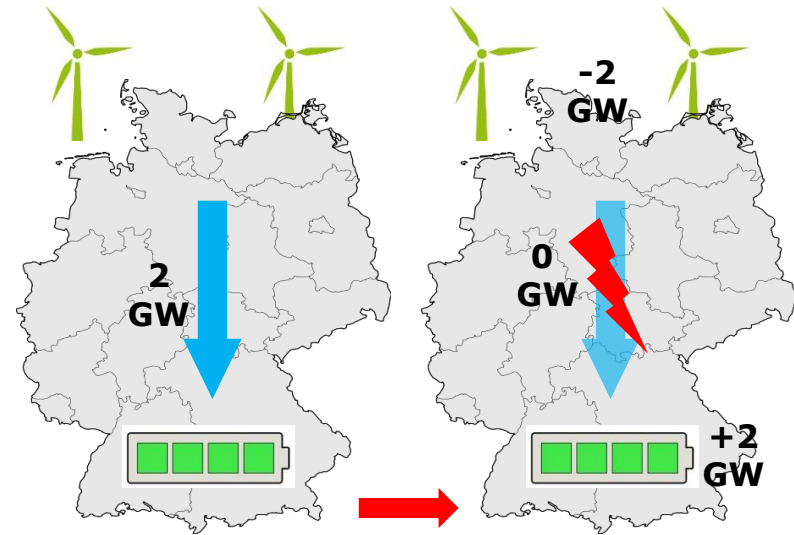
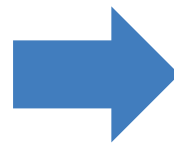


- **Bekannte Technik umfangreicher oder in weiterentwickelter Form nutzen**
  - weiterentwickeltes Freileitungsmonitoring
  - umfangreichere Einsatz lastflusssteuernder Elemente (PST)
- **Neue Technik, die erst noch erprobt werden muss**
  - 3 Netzbooster-Anlagen im NEP 2019-2030 vorgeschlagen
  - Einsatz von 525kV Gleichstromkabeln
- **Planung weiterer, derzeit noch nicht bekannter Innovationen**
  - Innovationen in der Betriebsführung



Leitungsausfall

Präventive (n-1)-Sicherheit

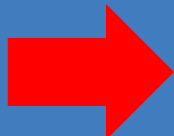


Leitungsausfall (1-2 h Zeit für konv. Redispatch)

Kurative (n-1)-Sicherheit

Offene Fragen:

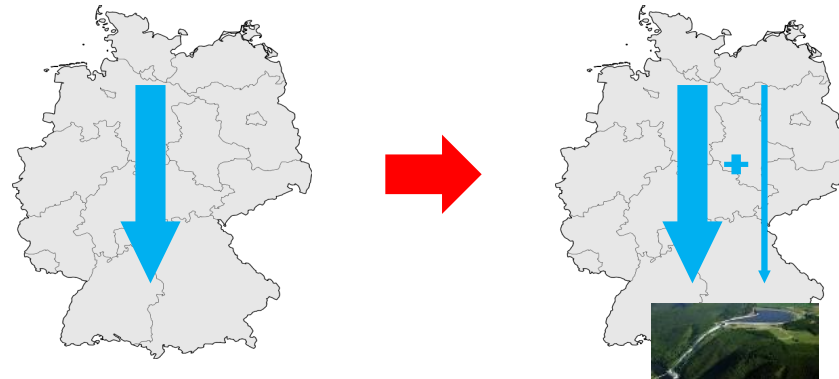
- Verträglichkeit mit Schutzkonzepten?
- Auswirkung auf dynamische Prozesse?
- Einbindung in europäisches Betriebskonzept?
- Wirtschaftlichkeit gegeben?



Langfristiger Einstieg in eine vollautomatisierte Betriebsführung

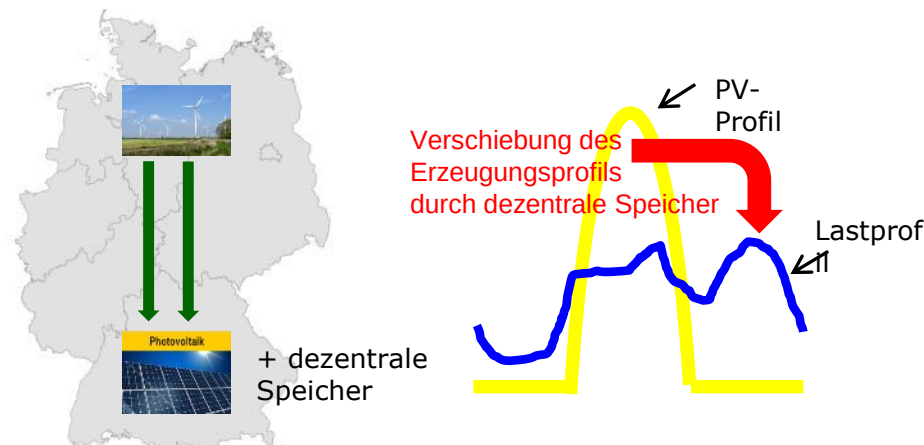


**Zentrale Speicher** werden **marktorientiert** betrieben und führen eher nicht zu einer Entlastung des Netzes.



In durch hohen EE-Anteil bedingten Niedrigpreisphasen wird zusätzlich Strom nach Süden zur Füllung der Pumpspeicherkraftwerke transportiert und erhöht damit den Transportbedarf

**Dezentrale Speicher** im Haushaltsbereich dienen der **Eigenverbrauchsoptimierung** aber nicht zwingend der Reduzierung des Netzausbaubedarfs im Übertragungsnetz.



Bei hohen Nord-Süd-Transporten ist eine Kappung der PV-Spitzen im Süden kontraproduktiv und steigert den Netzausbaubedarf eher



## **Ausbau Erneuerbarer Energien mit solider Regionalisierung**

z.B. Anreize für stärkeren Zubau in den süddeutschen Bundesländern

*bei Wind (an Land) sinnvoll,*

*Solar erzeugt kaum Netz-Engpässe, liefert aber auch nur 1000 Volllaststunden Strom*

***NEP basiert auf einer Nord-Süd-Verteilung von 80 zu 20***

*Realität bleibt derzeit dahinter zurück.*

*Ursachen u.a. gesetzliche Abstandsregeln in den Bundesländern  
fehlende Flächenausweisungen*

**Politisches Bekenntnis zum Ausbau der Windenergie  
genauso nötig wie zum Netzausbau**

## 2. Entwurf der ÜNB zum NEP 2019-2030



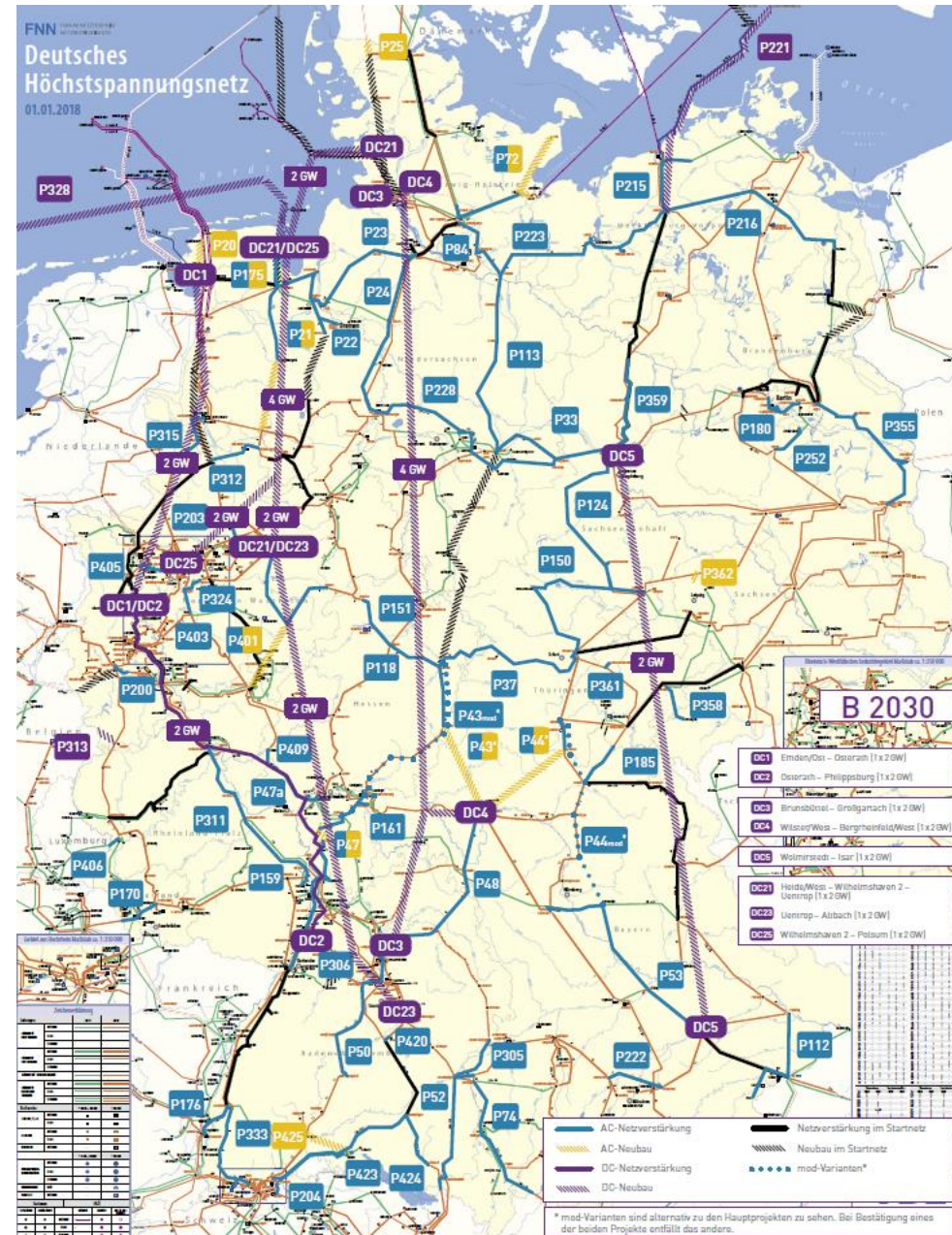
zu prüfen:

### NEP 2019 (2. Entwurf)

ca. 4.970 km Aus- und Umbau,  
3.960 km Neubau inkl. 4 HGÜ

### Wesentliche Aspekte:

- 65 % EE-Anteil in 2030
- stärkere Sektorenkopplung
- Atomausstieg
- ✳ Vertiefte Integration des europäischen Strommarktes
- ✳ finaler Kohleausstieg





Szenariorahmen



Netzentwicklungsplan Strom,  
Offshore-Netzentwicklungsplan



Bundesbedarfsplan

SUP



Bundesfachplanung /  
Raumordnung

SUP



Planfeststellungsverfahren

UVP

Energiewirtschaftliche Bedarfsermittlung

Planung konkreter Vorhaben

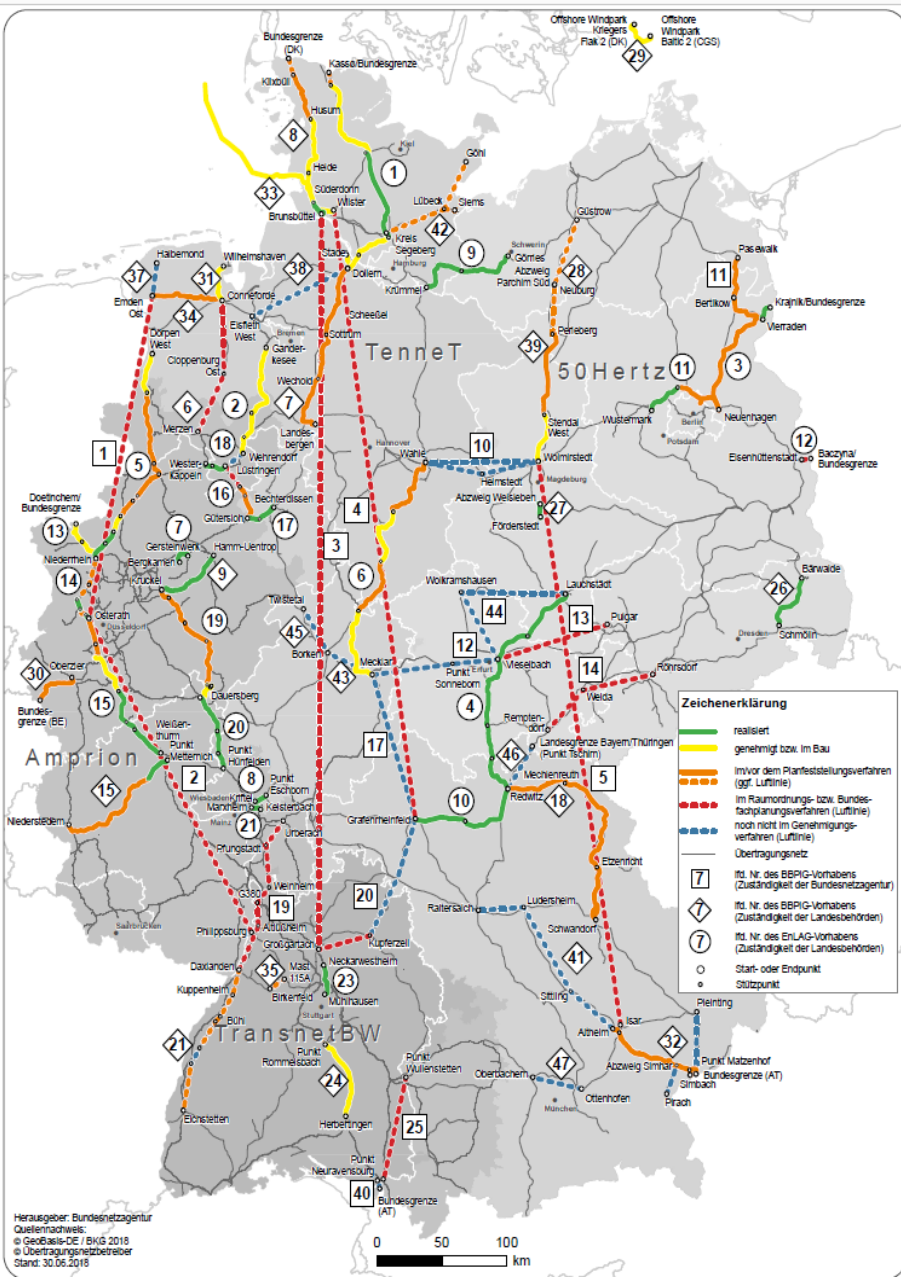
- ÜNB haben ersten Entwurf am 4. Februar 2019 veröffentlicht. Konsultation lief bis zum 4. März 2019
- 15. April 2019: Vorlage des zweiten Entwurfes durch die ÜNB
- **Sommer 2019: Vorläufige Prüfungsergebnisse und Start der zweiten Konsultationsrunde durch BNetzA**
- Bestätigung des NEP 2019-2030 bis Ende 2019 angestrebt



# **Vielen Dank für Ihre Aufmerksamkeit!**

Achim Zerres

Abteilungsleiter Energieregulierung



## ■ EnLAG-Vorhaben:

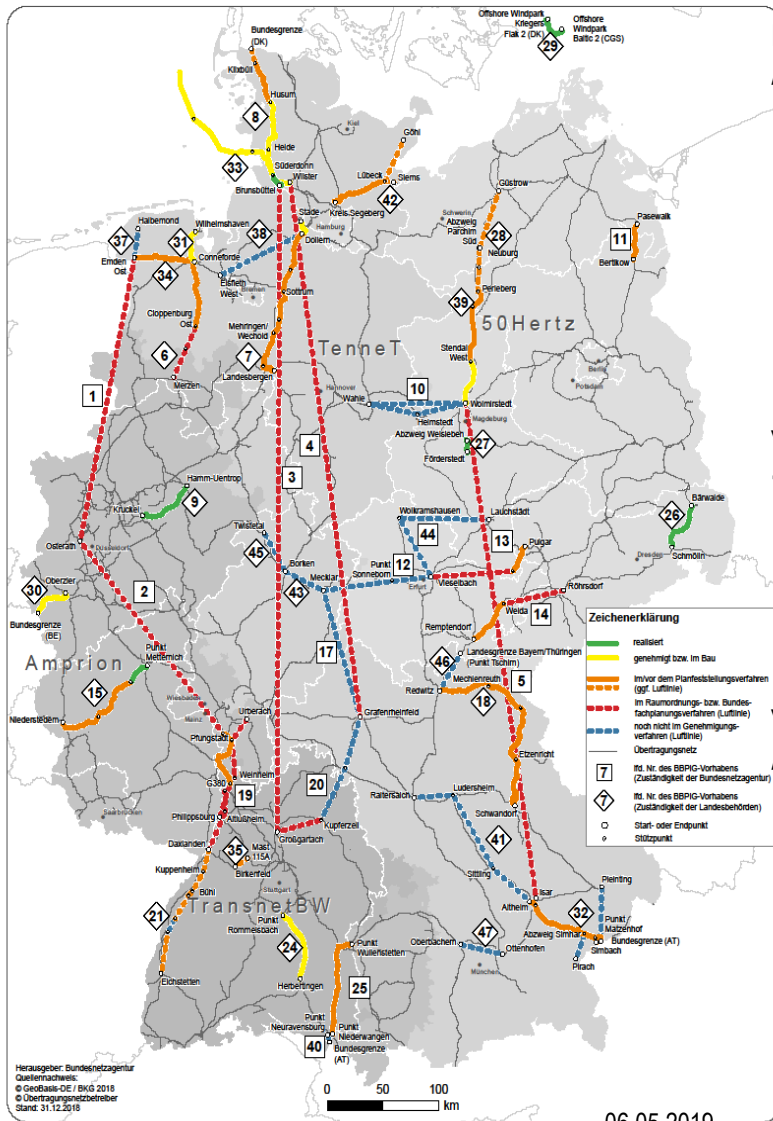
- Gesamtlänge rund 1.800 km
- ca. 1.200 km genehmigt, ca. 800 km realisiert (ca. 45 % der Gesamtlänge).
- Die ÜNB rechnen mit Fertigstellung von rund 70 Prozent der EnLAG-Leitungskilometer bis Ende 2020.

## ■ BBPI-Vorhaben:

- Gesamtlänge ca. 5.900 km,
- ca. 3.600 km in Zuständigkeit der BNetzA.
- ca. 600 km genehmigt, davon ca. 250 km realisiert.
- die Übertragungsnetzbetreiber rechnen mit einer Fertigstellung bis 2030



Stand der Vorhaben aus dem  
Bundesbedarfsplangesetz (BBPBG)  
nach dem vierten Quartal 2018



06.05.2019

## BBPBG-Vorhaben Nr. 1: Emden-Ost (NI) – Osterath (NW) / „A-Nord“

- Unterlagen nach § 8 NABEG im 2. Quartal 2019 erwartet

## BBPBG-Vorhaben Nr. 2: Osterath (NW)-Philippsburg (BW) / „Ultranet“

- Abschnitt A (Riedstadt – Mannheim-Wallstadt): Antrag auf Planfeststellung Ende März eingereicht. Antragskonferenz voraussichtlich Ende Juni 2019
- Abschnitt B (Mannheim-Wallstadt – Philippsburg): Bundesfachplanungs-Entscheidung Mitte April 2019
- Die weiteren drei Abschnitte befinden sich in der Bundesfachplanung

## Vorhaben Nr. 3 und 4 BBPBG: Brunsbüttel – Großgartach, Wilster – Grafenrheinfeld, sog. „SuedLink“

- Für alle Abschnitte wurden die Unterlagen nach § 8 NABEG bei der Bundesnetzagentur eingereicht
- Die Behörden- und Öffentlichkeitsbeteiligung wird in den kommenden Wochen durchgeführt.

## Vorhaben Nr. 5 BBPBG: Wolmirstedt (ST) – Isar (BY), sog. „SuedOstLink“

- Abschnitt B (Raum Naumburg/Eisenberg – Raum Hof) Behörden- und Öffentlichkeitsbeteiligung durchgeführt. Erörterungstermin wird vorbereitet.
- Abschnitt C (Raum Hof – Raum Schwandorf) Behörden- und Öffentlichkeitsbeteiligung durchgeführt. Erörterungstermin wird vorbereitet.
- Abschnitt D (Raum Schwandorf – Isar)  
Unterlagen nach § 8 NABEG bei der Bundesnetzagentur eingereicht.

- **Verzicht auf Bundesfachplanung/ Raumordnung**
- **Anzeigeverfahren**
  - langwierige Genehmigungsverfahren bei kleineren Maßnahmen (z.B. Umbeseilungen) erleichtern
- **Vorausschauende Planung („Leerrohre“)**
- **Bessere Koordination der Planungen von Bund, Ländern und Kommunen**
  - u.a. Regelung zum Umgang mit Zielen der Raumordnung
- **Anpassung der Bedarfspläne des Bundesbedarfs- und des Energieleitungsausbaugesetzes an aktuelle Planungen der ÜNB**
  - z.B. Anpassung von Netzverknüpfungspunkten
- **Möglichkeit des vorzeitigen Baubeginns**
- **Ermächtigung der Bundesregierung für eine Bundeskompensationsverordnung**

—> Kontinuität des Rechtsrahmens wichtig.  
—> Erneute Beschleunigungsdiskussion trotzdem sinnvoll.  
—> Vorgeschlagene Rechtsänderungen können v.a. für weitere neu hinzutretende Vorhaben großes Beschleunigungspotential haben.

- Vorgesehener Rechtsrahmen für die **Entschädigung** der Land- und Forstwirte:
  - Entschädigung wird bundesweit vereinheitlicht und verrechtlicht.
  - Dienstbarkeitsentschädigung wird erhöht (von 20 auf bis zu 25% bei Freileitungen und von 30 auf bis zu 35% bei Erdkabeln, bezogen auf den Verkehrswert des Grundstücks).
  - Beschleunigungszuschlag für Grundstückseigentümer, die sich binnen 8 Wochen gütlich mit dem Netzbetreiber einigen. Zuschlag wird **deutlich erhöht** auf 75% der Dienstbarkeitsentschädigung (mind. auf 0,5 €/m<sup>2</sup> bis max. 2 €/m<sup>2</sup>)
  - Erhöhung der Aufwandsentschädigung (auf bis zu 500 Euro pro Grundstück)
  - Grundstückseigentümer kann wählen, ob eine einmalige Zahlung oder eine Zahlung in drei Raten erfolgt.
    - *Regelungen gelten **nur für Vorhaben nach BBPI-G und EnLAG**; die Entschädigung bei anderen Vorhaben ändert sich nicht.*
    - *alle eintretenden **Schäden** werden **nach allgemeinen Regeln** ersetzt < (z.B. Ernteaussfälle während der Bauzeit)*