



Bundesnetzagentur

www.bundesnetzagentur.de



Sicherheit der Energieversorgung: Herausforderungen für Übertragungsnetz- betreiber und Regulierungsbehörde

Peter Franke, Vizepräsident der Bundesnetzagentur

Leipzig, 14. April 2013

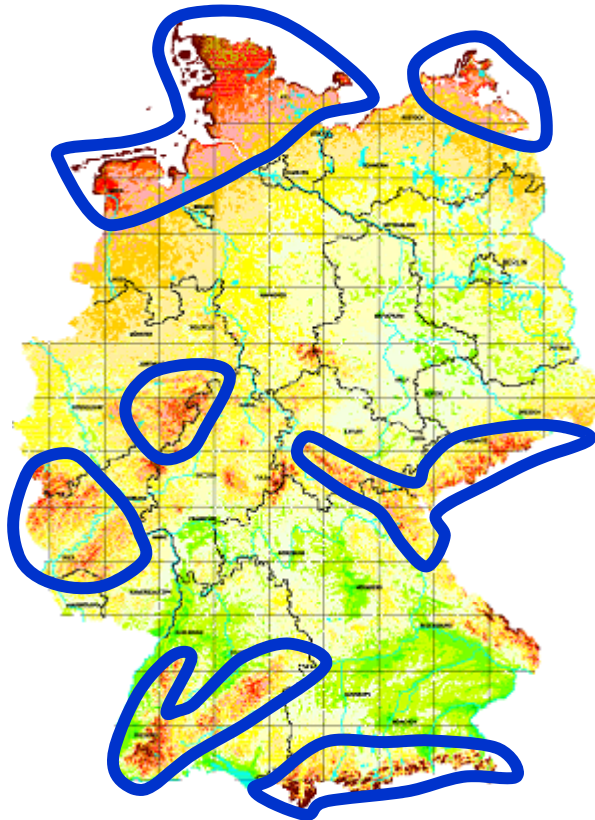


Netzausbau und Erhöhung des Anteils Erneuerbarer Energien im nationalen Energiemix

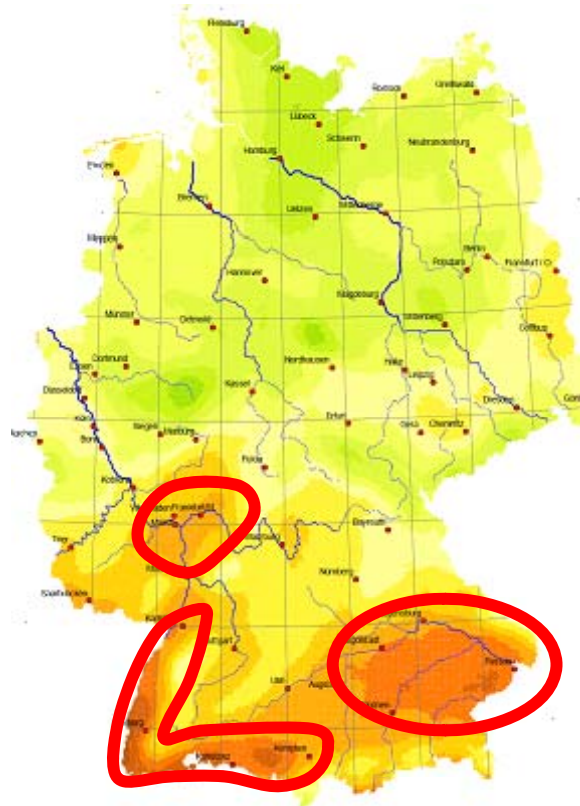
- Erzeugung auf fossiler Basis und (während der Restlaufzeiten) aus Kernenergie wird verdrängt
- Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien ist in erheblichem Umfang standortgebunden (vor allem Offshore-Windkraft)
 - Übertragungsnetz ist nicht auf diese Standorte, sondern auf die Standorte bestehender Großkraftwerke (Braunkohle, Kernenergie, Steinkohle) ausgerichtet
- großräumiger Netzausbau zur „Ableitung“ des Stroms aus Erneuerbaren Energien erforderlich, da die Erzeugungsstandorte überwiegend lastfern sind
 - großräumige Nord-/Südverbindungen erforderlich



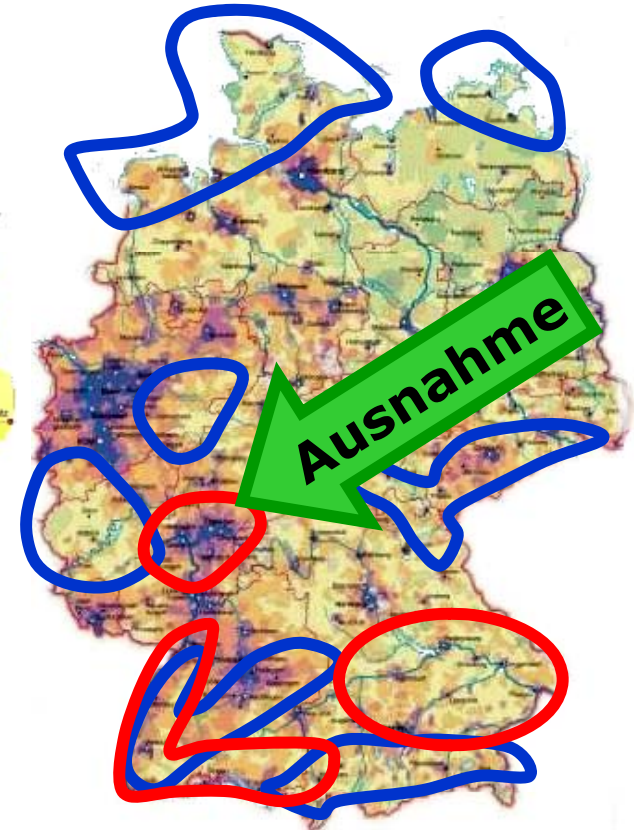
Windgeschwindigkeit



Sonnenstrahlung



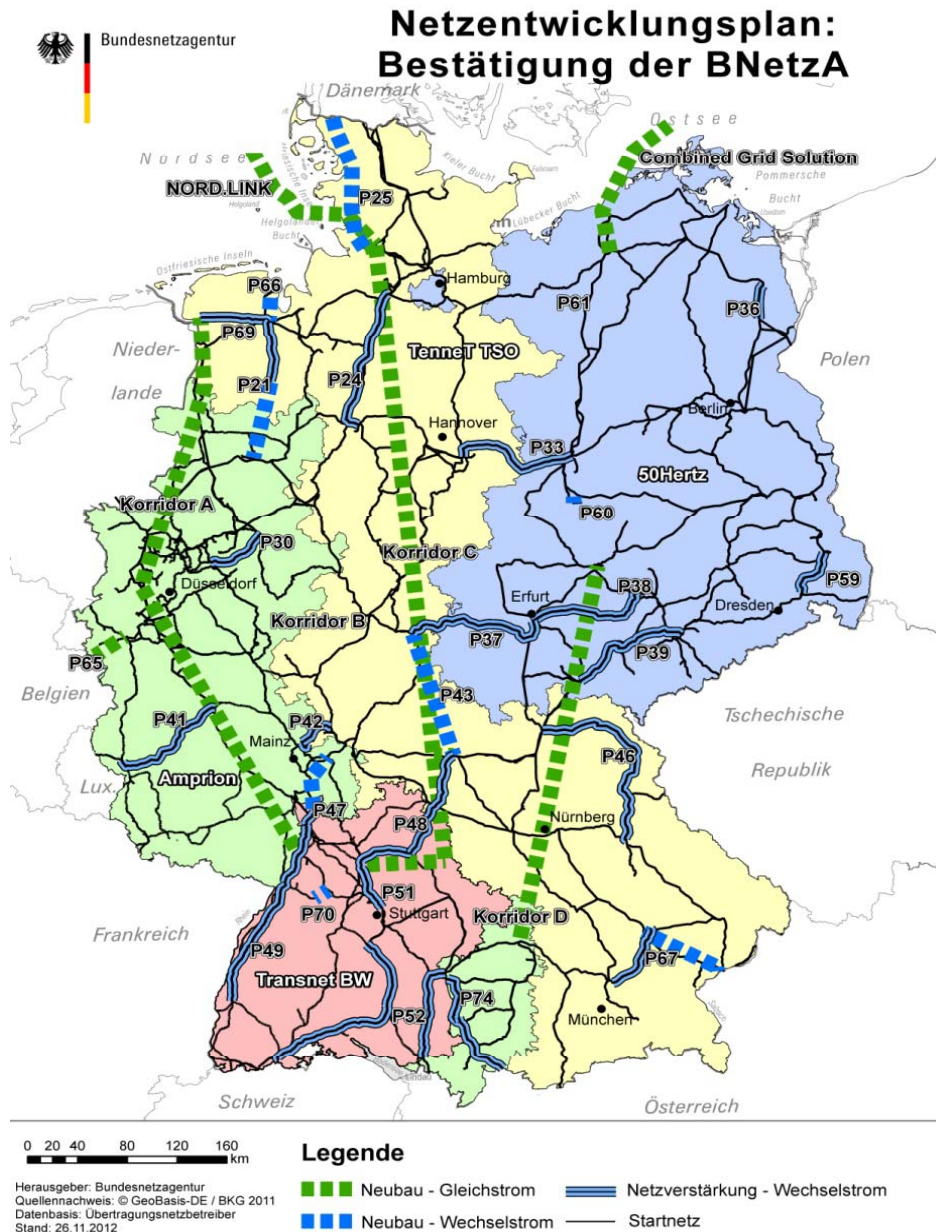
Bevölkerungsdichte



Die Karten zeigen:

- Wer EEG-Strom lastnah produziert, hat meist geringere Erträge.
- Wer EEG-Strom effizient produziert, benötigt ein stabiles Netz.

Ergebnis der Prüfung: NEP 2012



- von insgesamt 74 vorgeschlagenen Maßnahmen wurden 51 bestätigt
- von 4 HGÜ-Korridoren wurden 3 bestätigt
- rd. 2.800 km komplette Neubautrassen
- rd. 2.900 km Optimierungs- und Verstärkungsmaßnahmen

Gesamtablauf der Netzentwicklungsplanung



Szenarien



Netzentwicklungsplan und
Umweltprüfung



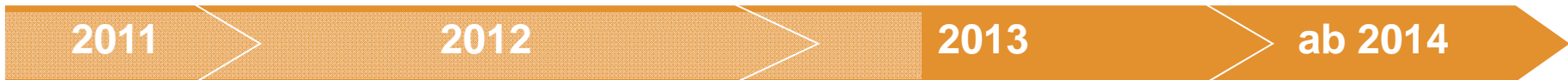
Bundesbedarfsplan



Trassenkorridore



Konkrete Trassen



12/11:
Genehmigung
Szenariorahmen


5/12:
Start Konsultation
1. Entwurf NEP


9/12:
Start Konsultation
2. Entwurf NEP
und Umweltbericht

Ende 2012:
Bestätigung NEP/
Entwurf BBP

1. Hälfte 2013:
Verabschiedung
BBP-Gesetz

Erste Bundes-
fachplanungs-
anträge

 Bundesnetzagentur

 Übertragungsnetzbetreiber

 Bundesgesetzgeber
© Bundesnetzagentur



- **Szenariorahmen***: Wie sieht die Energiewirtschaft 2022 aus?
- **Netzentwicklungsplan***: Welches Netz benötigen wir 2022?
- **Bundesbedarfsplangesetz****: Rechtfertigung für den Netzausbau
- **Bundesfachplanung**: Bestimmung von Korridoren für die spätere Trassenführung bei länderübergreifenden oder grenzüberschreitenden Höchstspannungsleitungen
- **Planfeststellung**: Festlegung der konkreten Trassen durch BNetzA (nach Rechtsverordnung) oder betroffene Länder

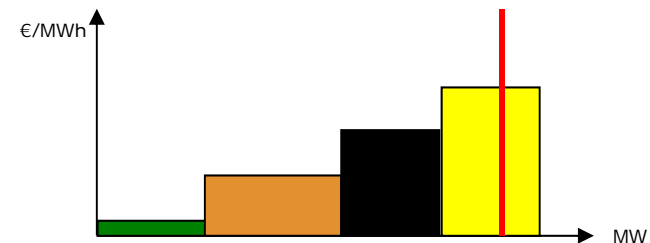
* werden jährlich fortgeschrieben

** Entwurf für einen Bundesbedarfsplan ist dem Bundestag mindestens alle drei Jahre zuzuleiten



- Ausbau der erneuerbaren Energien (EE) schreitet **massiv** voran (Anteil am Stromverbrauch in 2012 bei ca. 23%)
- **Einsatz der EE** wegen niedriger variabler Kosten sehr günstig:

1. erneuerbare Energien
2. Kern- und Braunkohlekraftwerke
3. Steinkohlekraftwerke
4. Gaskraftwerke



- Vorrangiger **Einsatz** der EE **auch ohne Einspeisevorrang**
- „Zusatzversorgung“ durch konventionelle Anlagen unter den **Bedingungen witterungsabhängiger volatiler Einspeisung**



- **Rentabilität** konventioneller Kraftwerke **sinkt**
 - **Erlös** (€) konventioneller Kraftwerke **sinkt**
(= Strommenge (MWh) ↓ * Strompreis (€/MWh) ↓)
 - **Fixkosten** konventioneller Kraftwerke (z.B. für Personal) bleiben aber (nahezu) **konstant**

- **Ergebnis**
 - bestehende konventionelle Kraftwerke **werden früher stillgelegt**
 - Investitionen in neue konventionelle Kraftwerke **werden unattraktiver**
 - **Bestand an gesicherter Kraftwerksleistung sinkt**



■ 2 Herausforderungen – 2 Lösungen

■ kurzfristig

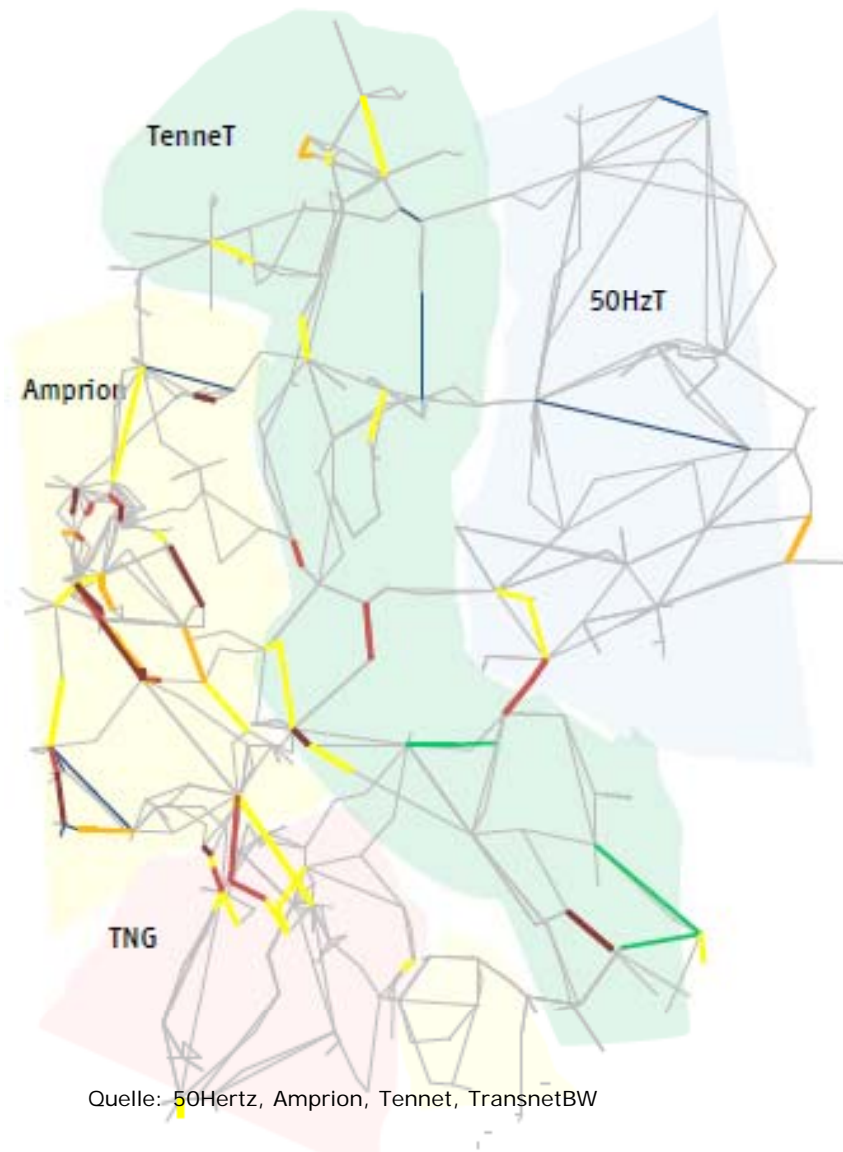
- Herausforderung:
 - Netzstabilität durch **lokalen Mangel an Erzeugungsleistung** gefährdet (z.B. bei Abschaltung eines Großkraftwerks in einer Region)
 - zur Nachfragedeckung aber insgesamt genug Erzeugungsleistung vorhanden
- Lösung:
 - Pflicht zur frühzeitigen Anzeige von Stilllegungen
 - mögliche Verpflichtung zum Weiterbetrieb bei nachgewiesenem Bedarf
 - Aufbau einer Netzreserve (einschließlich neuer Kraftwerke im Ausnahmefall)

■ mittel- bis langfristig

- Herausforderung:
 - „wenn der Wind nicht weht und die Sonne nicht scheint“ reicht die vorhandene „gesicherte“ Erzeugungskapazität zur Lastdeckung nicht aus
 - Netzstabilität ist wegen eines **bundesweiten Mangels an Leistung** gefährdet
- Lösung:
 - zu diskutieren
 - vss. nachhaltige **Anpassung des Strommarktdesigns** erforderlich

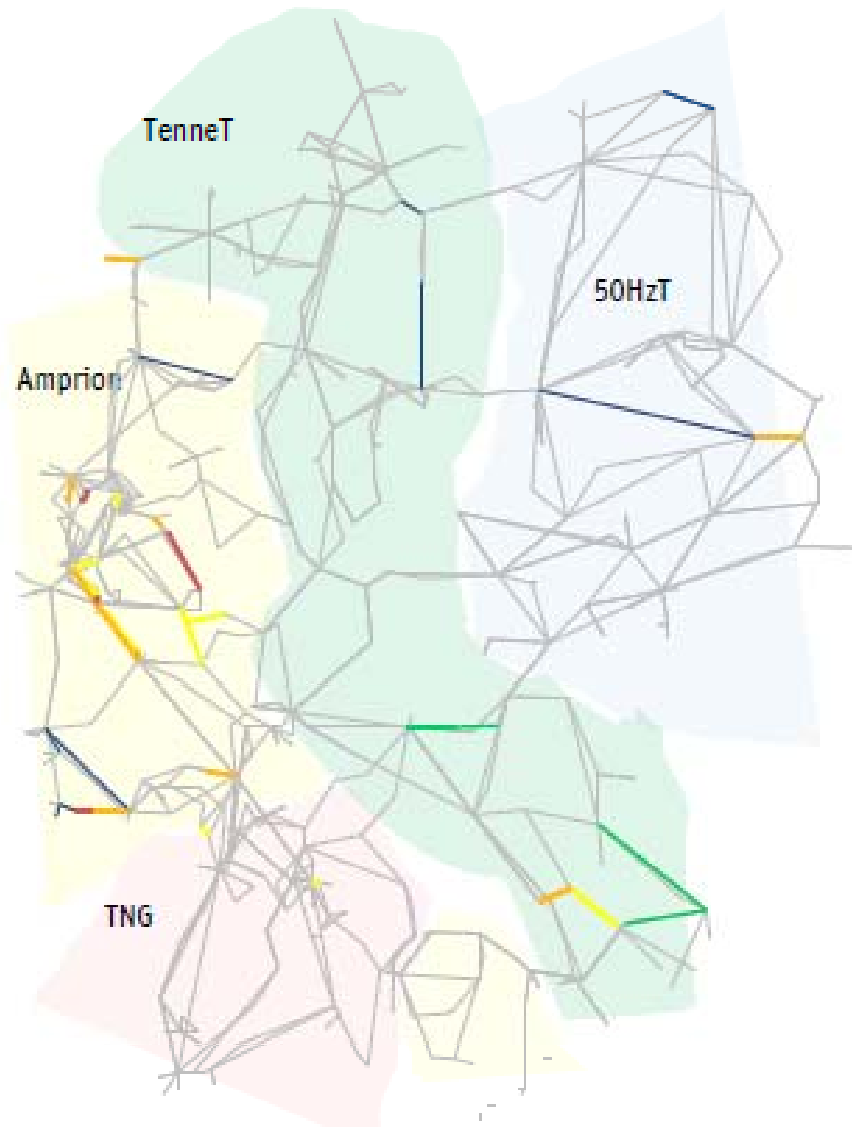


- max. Kaltreservebedarf: rund **2,5 GW** (->im „Starkwindfall“)
- Verfügbare Reserveleistung für ÜNB aus deutschen und österreichischen (rd. 950 MW) ReserveKW: rund **2,6 GW**
- im Vergleich zum letzten Winter 2011/2012 Situation aufgrund von **Außerbetriebnahmen** von Kraftwerken in Süddeutschland und **Zubau** von Windenergieanlagen **verschlechtert**
- Versorgungssicherheitslage im Winter 2012/2013 (wie im vergangenen Winter):
→ „**angespannt, aber beherrschbar**“



Quelle: 50Hertz, Amprion, TenneT, TransnetBW

- Starkwindszenario gekennzeichnet durch
 - sehr hohe Windenergieeinspeisung von ca. 27.000 MW, vornehmlich in Norddeutschland
 - hohe Stromnachfrage in Deutschland (Verbrauchslast ca. 81 GW)
 - große Exportnachfrage aus dem benachbarten Ausland in Höhe von 9.500 MW aufgrund des niedrigen Börsenpreises



Quelle: 50Hertz, Amprion, TeneT, TransnetBW

Gasknappheitsszenario gekennzeichnet durch

- wenig Windenergieeinspeisung
- Hohe Stromnachfrage in Deutschland (Verbrauchslast ca. 81 GW)
- Einschränkungen in der Verfügbarkeit von Gaskraftwerken (1.500 MW zusätzlicher Ausfall)
- Import von Strom aus dem benachbarten Ausland



- In den Wintern 2011/12 und 2012/13 „freihändiges“ Kontrahieren von Reservekraftwerken durch den ÜNB unter Einbeziehung der Bundesnetzagentur
 - flankiert durch individuelle Vereinbarungen zur Abwendung von Kraftwerksstilllegungen
- **In Zukunft auf gesetzlicher Grundlage (§§ 13-13c EnWG, noch zu erlassende Reservekraftwerks-Verordnung)**
 - Ermächtigung zu Maßnahmen bei einer Gefährdung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems (§ 13 III EnWG)
 - örtliche Ausfälle
 - kurzfristige Netzengpässe
 - Haltung von Frequenz, Spannung oder Stabilität durch den Netzbetreiber nicht im erforderlichen Maße gewährleistet



- **Beschaffung von Ab- und Zuschaltleistung**
 - „angemessene Vergütung“:
 - Betriebsbereitschaftsauslagen bei nicht anfahrbereiten Anlagen
 - bei Inanspruchnahme Betrieb nur zur Systemsicherung
 - bei späterer Rückkehr zum Markt Rückzahlungspflicht
 - Erzeugungsauslagen
 - Beschaffung von Ab- und Zuschaltleistung durch diskriminierungsfreies und transparentes Ausschreibungsverfahren

- **Verpflichtung** KW-Betreiber: frühzeitige **Anzeige** von vorläufiger oder endgültiger **Kraftwerksstilllegung**
 - „gesetzliches Stilllegungsverbot“ für 12 Monate ab Anzeige

- BNetzA kann auf Antrag ÜNB **endgültige Stilllegung** von „**systemrelevanten**“ **Kraftwerken** für max. 24 Monate (mit Verlängerungsmöglichkeit) **untersagen**

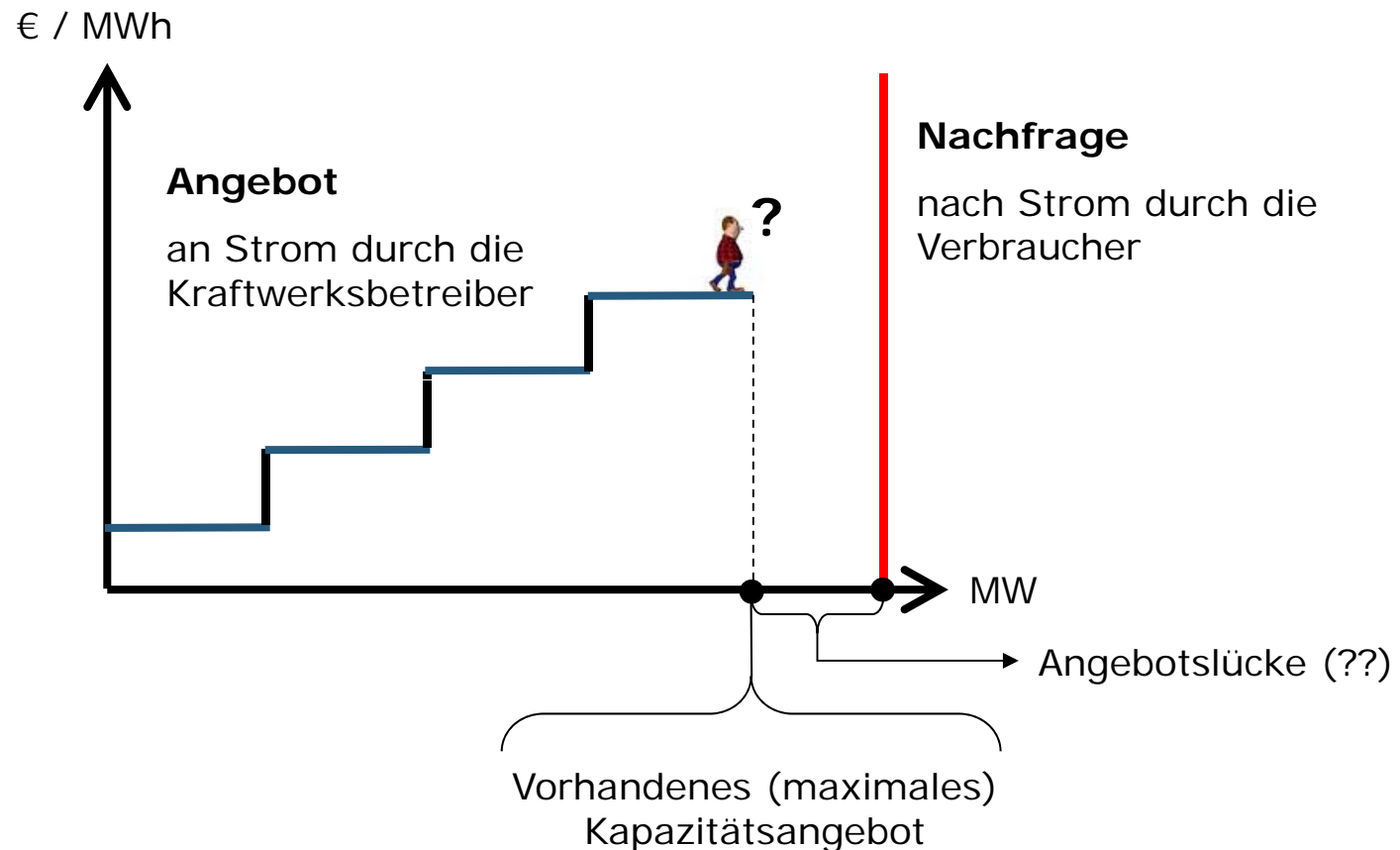


- **Eckpunkte der künftigen Reservekraftwerks-Verordnung**
 - Normierung bisheriger Praxis der Beschaffung von (Bestands-) Reservekraftwerken (→ Erhöhung Transparenz)
 - **keine Anreize** für Kraftwerksbetreiber für ein „Überwintern“ in der „Kaltreserve“
 - Möglichkeit vertraglicher Vereinbarungen zwischen Kraftwerksbetreibern und Netzbetreibern über Bereitstellung und Vergütung von ReserveKW (→ Ergänzung zur gesetzlichen Regelung)
 - Konkretisierung der Kosten für **Betriebsbereitschaft** und **Kraftwerkseinsatz**
 - „**Endgültige Stilllegung**“: Kraftwerk ist so **zu erhalten**, dass **Herstellung** der Betriebsbereitschaft möglich
 - daher „nur“ Ersatz der Erhaltungsauslagen
 - **keine Rückkehr in Markt zulässig**

Mittel- bis langfristig: Mögliches Problem



- Wir werden häufig Stunden mit hoher Last, einem knappen Angebot und folglich hohen Preisen sehen.
- Aber können Angebot und Nachfrage immer sicher ein Gleichgewicht bilden?





- Anreize zur Vorhaltung von Leistung oder Kapazität werden aktuell in zwei Grundansätzen diskutiert:
 - **Strategische Reserve**
 - umfassender Kapazitätsmechanismus mit sog. „**Verfügbarkeitsoptionen**“
- **Stromspeicher** als Patentrezept?
 - Stromspeicher können bei Starkwind oder hoher Sonneneinstrahlung überschüssig erzeugten Strom in Zeiträume mit geringerer EE- Erzeugung verlagern. - Das Energiedargebot aus EE wird damit besser genutzt.
 - Stromspeicher (z.B. Batteriespeicher) können sich an Mechanismen zur Kapazitätsabsicherung beteiligen - sind bislang allerdings großtechnisch nicht verfügbar.
 - „Power-to-Gas“ als Speichertechnologie macht weiterhin konventionelle Erzeugungskapazitäten erforderlich – kein Ersatz für gesicherte Erzeugungskapazitäten



■ Strategische Reserve:

■ Vorgehen:

- Absicherung des Kapazitätsbedarfs zur Deckung der Jahreshöchstlast durch Vorhaltung einer nicht am Markt agierenden Reserve;
- Verpflichtung der Anbieter in der Reserve, Kapazitäten in vorab definierten Knappheitssituationen einzusetzen

■ Beschaffung:

- Auktionsverfahren
- Auswahl über einen gebotenen Leistungspreis [€/MW/a]

■ Vergütung:

- Zahlung des in Auktion ermittelten **Leistungspreises**
- **Erstattung** der beim Einsatz entstehenden **Erzeugungskosten**
Einbehalt und Verrechnung der Erlöse aus dem Stromverkauf bei Einsatz in der Reserve

■ Teilnehmerkreis:

- offen für alle Anbieter (insbesondere attraktiv für unwirtschaftliche Bestandskraftwerke)



■ Verfügbarkeitsoptionen (1)

■ Modelle:

- **Vertragliche Vereinbarung** mit allen Anbietern gesicherter Kapazität: Verpflichtung des Anbieters, bei Überschreiten eines festgelegten Preises X, eine festgelegte Kapazitätsmenge höchstens zum Preis X anzubieten;
 - Anreiz, Kapazitäten in Knappheitssituationen einsatzbereit zu halten und Absicherung der Nachfrager gegen hohe Strompreise
- alternativ: **hoheitliche Regelung** (Verpflichtung aller Kraftwerke zur Vorhaltung einer bestimmten Kapazitätsmenge), die bei Überschreiten des Preises X abgerufen wird
- Kapazitäten (bei hoheitlicher Regelung: verbleibende frei verfügbare Kapazitäten) werden weiterhin regulär eingesetzt;



■ Verfügbarkeitsoptionen (2)

■ Beschaffung:

- beim Auktionsmodell: Beschaffung der vertraglich gesicherten Menge über eine Auktion; Auswahl über den in der Auktion gebotenen Leistungspreis in €/MW/a
- bei hoheitlicher Regelung: Abrufung der aufgrund hoheitlicher Regelung vorzuhaltenden Kapazität

■ Vergütung:

- in Auktion ermittelter Leistungspreis (als Kompensation für die Verpflichtung, Strommengen max. zum festgelegten Preis anzubieten) oder – bei hoheitlicher Regelung – festgelegter Preis;
- Erlöse aus der (sonst) freien Vermarktung des Stroms

■ Teilnehmerkreis:

- alle Anbieter gesicherter Kapazität (technologie- und anlagenneutral)



	■ Vorteile	■ Nachteile
■ Strategische Reserve	<ul style="list-style-type: none"> ■ rel. geringe Eingriffsintensität in den das Marktgeschehen ■ Mechanismus kann ohne Probleme wieder rückgängig gemacht werden 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Strategische Reserve als (zu) attraktives Geschäftsmodell („Sog vom Markt in die Reserve“??) ■ Ineffizienter Kraftwerkseinsatz ■ Probleme bei der Bestimmung des Reservebedarfs ■ Mögliche Marktmacht in extremen Knappheitssituationen ■ Bürokratie (z.B. Teilnahmebedingungen, Sanktionen bei Nichteinsatz)
■ Verfügbarkeitsoptionen	<ul style="list-style-type: none"> ■ Verbleib der Kapazitäten am Markt und effizienter Kraftwerkseinsatz ■ geringere Anforderungen bei Bestimmung des Reservebedarfs ■ Kein Marktmachtproblem durch Kapazitätzurückhaltung ■ geringere Anforderungen bei Präqualifikation 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Mechanismus nicht mehr rückgängig zu machen (Werden neue Kraftwerke angereizt, haben diese eine Lebensdauer von fast 50 Jahren.) ■ tiefgreifender Eingriff in die Marktstruktur ■ Komplexität des Mechanismus



Danke für Ihre Aufmerksamkeit!