

# Das Modell „Powerflex Grid“: Inputdaten, Methodik und erwartbare Ergebnisse der Modellierung

*Vorhaben „Erhöhung der Transparenz über den Bedarf  
zum Ausbau der Strom-Übertragungsnetze“*

Dr. Matthias Koch und Dipl.-Ing. Franziska Flachsbarth

Erster Stakeholder-Workshop  
Berlin, 20. November 2014

# Agenda

---

- Strommarkseite der Modellierung
  - Methodik
  - Inputdaten
  - Erwartbare Ergebnisse
  
- Netzseite der Modellierung
  - Methodik
  - Inputdaten
  - Erwartbare Ergebnisse

# Strommarktseite der Modellierung

# Strommarktseite: Methodik I

- Einsatzmodell für thermische Kraftwerke, fluktuierende erneuerbare Energien, Speicher und Flexibilitätsoptionen
- Lineares Optimierungsproblem in stündlicher Auflösung mit perfekter Voraussicht
- Zielfunktion: Minimierung der Gesamtkosten
  - Grenzkosten der thermischen Kraftwerke
  - Variable Speicherkosten
  - Investitionen werden nicht berücksichtigt

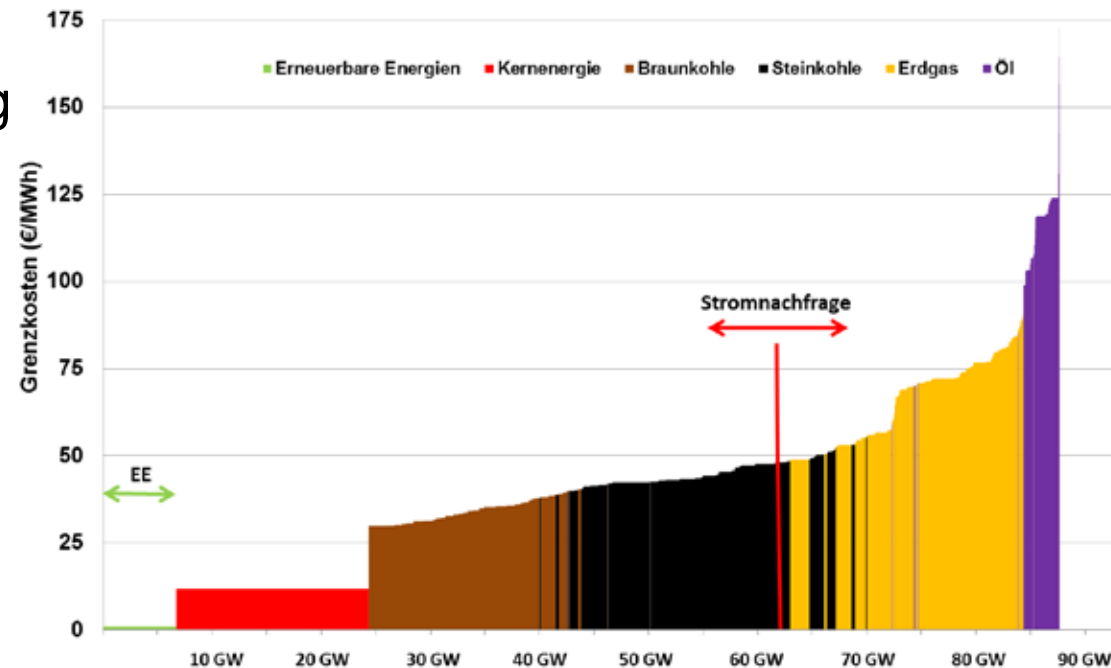


Abb. 1: Exemplarische Darstellung der Merit Order des deutschen Kraftwerksparks (Quelle: Öko-Institut e.V.)

# Strommarktseite: Methodik II

- Energiewirtschaftliche und technische Nebenbedingungen
  - Deckung der Strom- und Fernwärmenachfrage
  - Mindesterzeugung durch thermische Kraftwerke zur Vorhaltung von Regelleistung (Sockellast)
  - Bilanzgleichungen für Speicher und Flexibilitätsoptionen
  - Lastgradienten für Kraftwerke
  - 2 Betriebszustände: An-/ Abfahren und Vollast → gemischt-ganzzahliges Optimierungsproblem

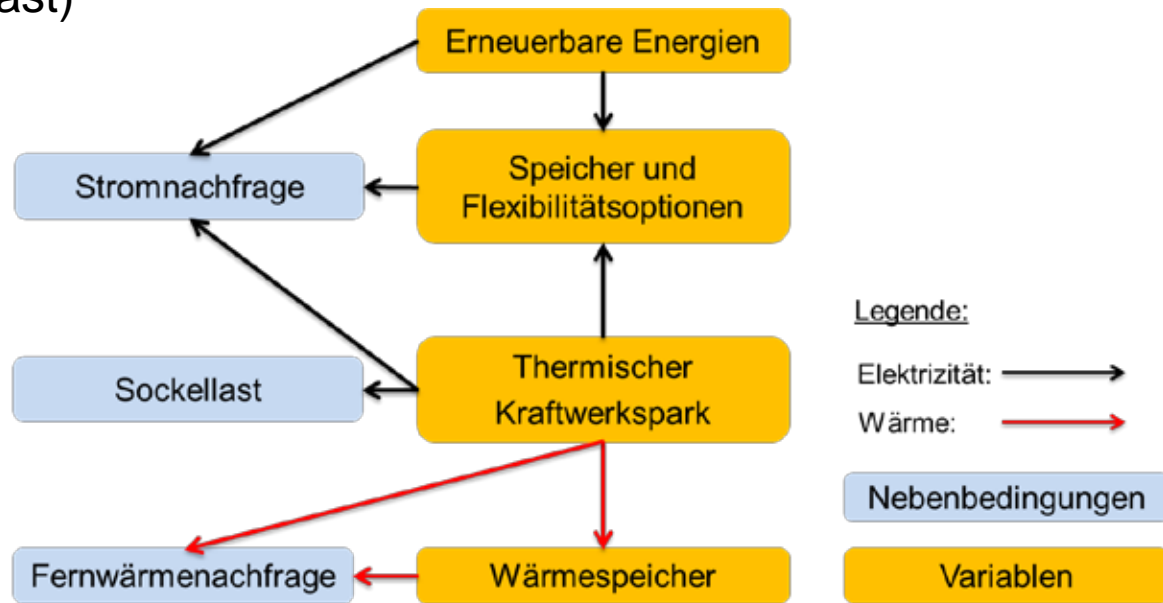


Abb. 2: Deckung von Strom- und Fernwärmenachfrage unter Berücksichtigung der Sockellast durch verschiedene Erzeugungsvariablen (Quelle: Öko-Institut e.V.)

# Strommarktseite: Methodik III

- Der zulässige Lösungsraum wird durch den Wertebereich der Variablen (untere Schranke  $\leq$  Variable  $\leq$  obere Schranke) und durch Nebenbedingungen beschränkt

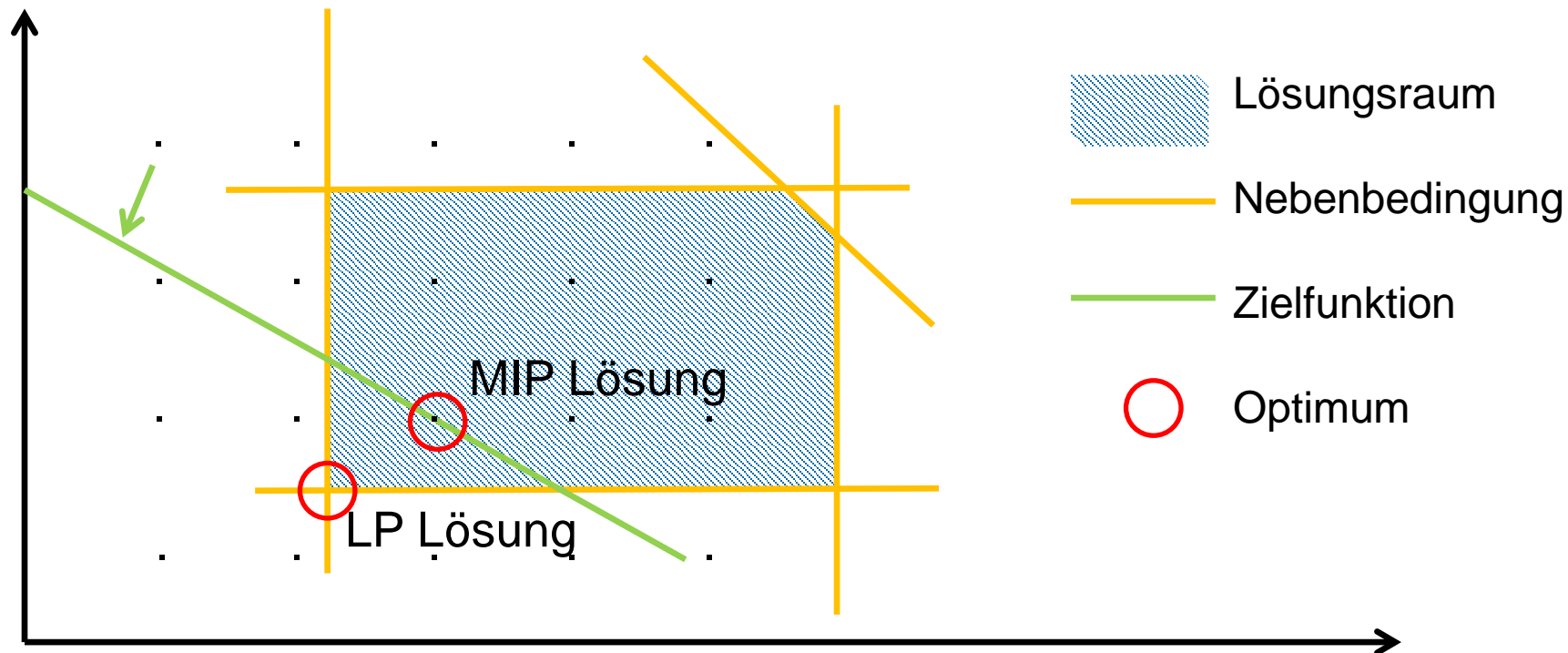


Abb. 3: Schematische Darstellung des Lösungsraums und dessen Beschränkung durch Nebenbedingungen (Quelle: Öko-Institut e.V.)

# Strommarktseite: Inputdaten

## Deutschland

### Last- und Angebotsprofile:

- Stromnachfrage
  - Fernwärmefachfrage
  - EE-Angebot für Wind, PV und Laufwasser
  - Must-run Stromerzeugung
- 
- Stündliche Auflösung
  - Räumlicher Verteilschlüssel

### Konventioneller Kraftwerkspark:

- Leistung
- Verfügbarkeit
- Wirkungsgrad
- Lastgradienten
- Mindestlast
- Brennstoffkosten
- variable Kosten
- Emissionsfaktor
- CO<sub>2</sub>-Preis
- Koordinaten

### Speicher:

- Speicherkapazität
- Be- und Entladeleistung
- Wirkungsgrad
- Koordinaten

### Lastmanagement:

- Lastprofil
- Speicherkapazität
- Installierte Leistung
- Wirkungsgrad
- Räumlicher Verteilschlüssel

## Europa

### Last- und Angebotsprofile:

- Stromnachfrage
- EE-Angebot für Wind, PV und Laufwasser
- Must-run Stromerzeugung

### Konventioneller Kraftwerkspark:

- Vereinfacht (Brennstoffcluster)

### Speicher:

- PSW und SWK

# Variationsmöglichkeiten für die Szenarienbildung

## Deutschland

## Europa

### Last- und Angebotsprofile:

- Stromnachfrage
- Fernwärmefachfrage
- EE-Angebot für Wind, PV und Laufwasser
- Must-run Stromerzeugung

- 
- Stündliche Auflösung
  - Räumlicher Verteilschlüssel

### Konventioneller Kraftwerkspark:

- Leistung
- Verfügbarkeit
- Wirkungsgrad
- Lastgradienten
- Mindestlast
- Brennstoffkosten
- variable Kosten
- Emissionsfaktor
- CO<sub>2</sub>-Preis
- Koordinaten

### Speicher:

- Speicherkapazität
- Be- und Entladeleistung
- Wirkungsgrad
- Koordinaten

### Lastmanagement:

- Lastprofil
- Speicherkapazität
- Installierte Leistung
- Wirkungsgrad
- Räumlicher Verteilschlüssel

### Last- und Angebotsprofile:

- Stromnachfrage
- EE-Angebot für Wind, PV und Laufwasser
- Must-run Stromerzeugung

### Konventioneller Kraftwerkspark:

- Vereinfacht (Brennstoffcluster)

### Speicher:

- PSW und SWK

**Anpassung der Inputdaten bei der Szenarienbildung**



# Einsatzprofile und Ergebnisindikatoren

- Direkte Ergebnisse:
  - Einsatzprofile für thermische Kraftwerke, fluktuierende erneuerbare Energien (EE), Speicher und Flexibilitätsoptionen (Variablenbelegung)
- Mögliche Ergebnisindikatoren
  - Stromgestehungskosten und CO<sub>2</sub>-Emissionen
  - Brennstoffmix
  - Verluste durch Speicher und Flexibilitätsoptionen
  - EE-Abregelung
  - Resultierende Strompreise
  - Deckungsbeiträge einzelner Kraftwerke, Speicher und Flexibilitätsoptionen

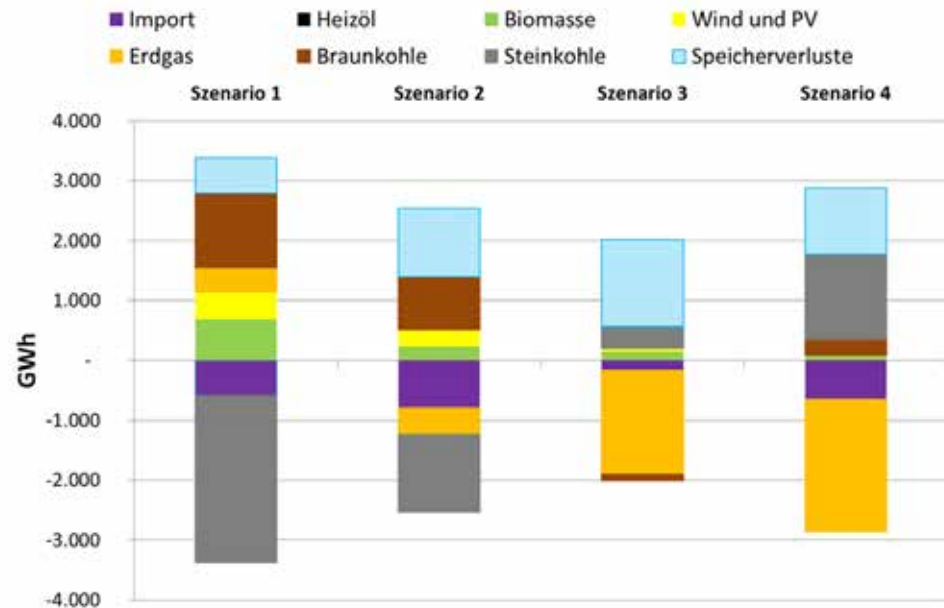


Abb. 4: Veränderungen im Brennstoffmix durch den Einsatz von smarterer Flexibilität (Quelle: Öko-Institut e.V.; E-Energy Projekt eTelligence 2012)

# EE-Abregelung und virtuelle Backup-Kraftwerke

- Virtuelle Backup-Kraftwerke
  - Damit das Optimierungsproblem in jedem Zeitschritt lösbar ist, stehen virtuelle Backup-Kraftwerke bereit
  - Sie sind am Ende der Merit Order mit den höchsten Grenzkosten platziert, so dass sie nur einspringen, wenn die Nachfrage durch keine bestehende Erzeugungseinheit gedeckt werden kann
  - Der Einsatz von Backup-Kraftwerken entspricht somit einem bestehenden Erzeugungsdefizit und ist ein Indikator für Flexibilitätsbedarf (z.B. Lastmanagement)
- EE-Überschüsse
  - EE-Überschüsse sind als nicht genutztes EE-Angebot definiert
  - Das zeitversetzte Auftreten von EE-Überschüssen in Kombination mit dem Einsatz von Backup-Kraftwerken ist ein Indikator für Speicherbedarf

# Ergebnisaufbereitung für die Szenarienanalyse

- In der Szenarienanalyse werden die einzelnen Ergebnisindikatoren im Szenarienvergleich und relativ zu einem Referenzszenario dargestellt
- Investitionsentscheidungen für Kraftwerke, Speicher und Flexibilitätsoptionen werden ex-post und basierend auf betriebswirtschaftlichen Ergebnisindikatoren getroffen

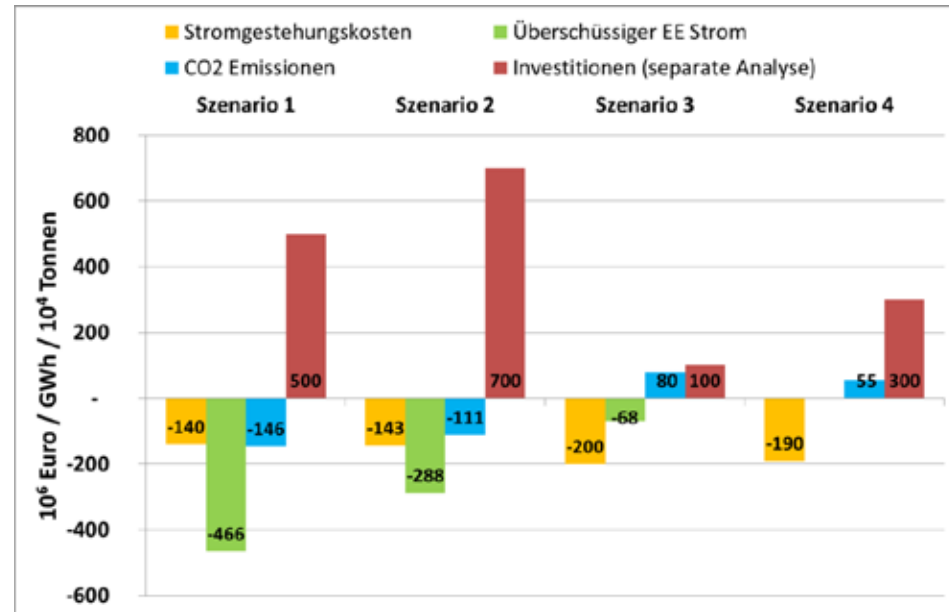


Abb. 5: Veränderungen von Ergebnisindikatoren gegenüber einem Basis-szenario (Quelle: Öko-Institut e.V., E-Energy Projekt eTelligence 2012)

# Netzseite der Modellierung

# Netzseite: Methodik I

- Zwei wesentliche Modell- Erweiterungen:
  - Aus gesamtdeutschen Gleichungen werden regionalisierte Knotengleichungen
  - Knoten sind durch das Energienetz miteinander verbunden
- à Möglichkeit zum Strombezug aus Nachbarknoten



Abb. 6: Modellerweiterung PowerFlex zu PowerFlex Grid: Regionalisierung und Einbindung von Leitungen (Quelle: Öko-Institut e.V.)

# Netzseite: Methodik II

- Bei wirksamen Netzrestriktionen verkleinert sich der Lösungsraum

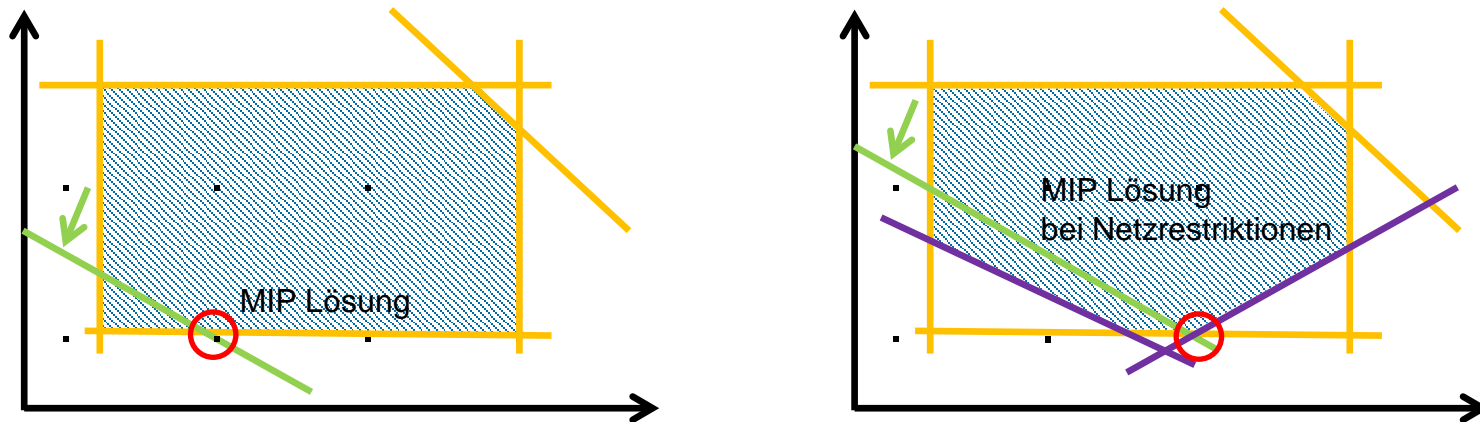


Abb. 7: Schematische Darstellung des Lösungsraums und dessen Beschränkung durch Nebenbedingungen (Quelle: Öko-Institut e.V.)

- Lösungsraum
- stromseitige NB
- netzseitige NB
- Zielfunktion
- Optimum

## Netzseite: Methodik III

- Leistung verteilt sich im Netz nach physikalischen Gesetzen
  - Lastfluss nicht steuerbar
  - Eine Ein-/ Ausspeisung hat Auswirkungen auf das gesamte Netz
- Typische Abbildung in Energiemarktmodellen: DC-Ansatz
  - Knotensatz und Maschensatz bestimmen den Lastfluss
  - Leitungsverluste und Blindleistung werden vernachlässigt

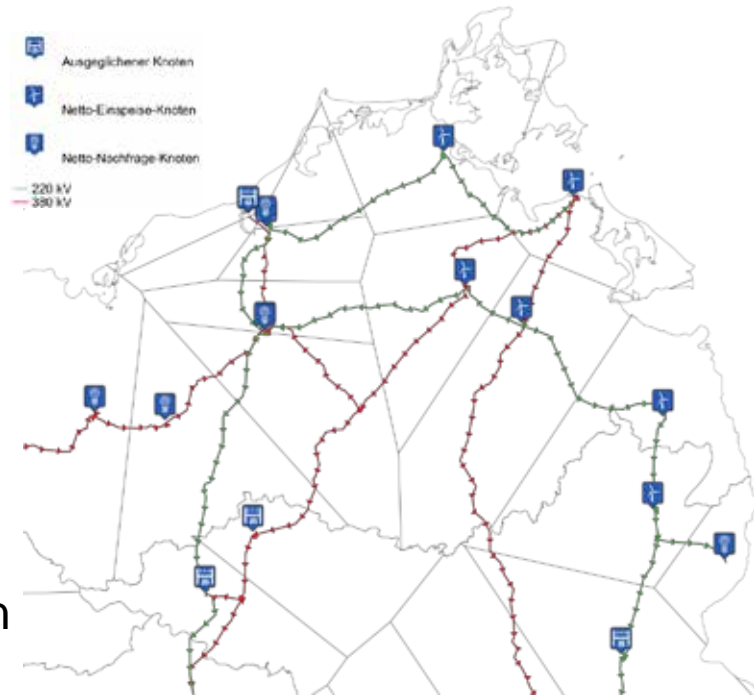


Abb. 8: Darstellung eines Lastflusses (Quelle: Öko-Institut e.V.)

## Netzseite: Methodik IV

- DC- Ansatz ermöglicht:
  - Grundsätzliche Aussagen zu Netzenspässen
    - Geringe Abweichungen der DC-Modelle im Vergleich zu AC-Lastflussergebnissen, aber:
    - Keine quantitative Differenzierung zwischen Erdkabel und Freileitung
    - Keine Abbildung von spannungsbedingtem Netzausbaubedarf
    - Abweichung zwischen berechneten und exakten Leitungsauslastungen wegen Vernachlässigung von Blindleistung und Leitungsverlusten



# Netzseite: Inputdaten I

## Deutschland

### OpenStreetMap (OSM)

- Deutsches Höchstspannungsnetz (380 / 220 kV)
  - HGÜ-Leitungen
  - Istnetz (2014) ergänzt um Ausbaumaßnahmen nach NEP B2024
- 
- Leitungsverläufe und Leitungslängen
  - Spannungsniveau, Anzahl Leitungssysteme, Leiterseile
  - Weitere Leitungsparameter fehlen  
à Verwendung von Leitungstypen (Literatur)

### BNetzA

- Deutsches Höchstspannungsnetz (380 / 220 kV)
  - HGÜ-Leitungen
  - Zukunftsnetz (2023) ergänzt um Ausbaumaßnahmen nach NEP B2024
- 
- Exakte Leitungsparameter (Spannungsniveau, Bemessungsstrom, Leitungswiderstand, Übertragungskapazität)
  - Geographische Informationen fehlen  
à Abgleich OSM- Daten

## Europa

### OSM, Wikipedia, DIW, ENTSO-E

- Abbildung der 34 Länder des ENTSO-E Gebietes als jeweils ein Knoten
- Ökonomischer Leistungsaustausch (Restriktion durch Netto-Übertragungskapazität)
- Vereinfachte Modellierung nach dem Transportmodell
- Anbindung an deutsche Umspannwerke entsprechend der Übertragungsleistungen der Auslandsleitungen

# Netzseite: Inputdaten II

- Fortschreibung der Datensätze auf das Szenariojahr 2024
  - beantragte Netzausbaumaßnahmen des NEP 2014, B2024

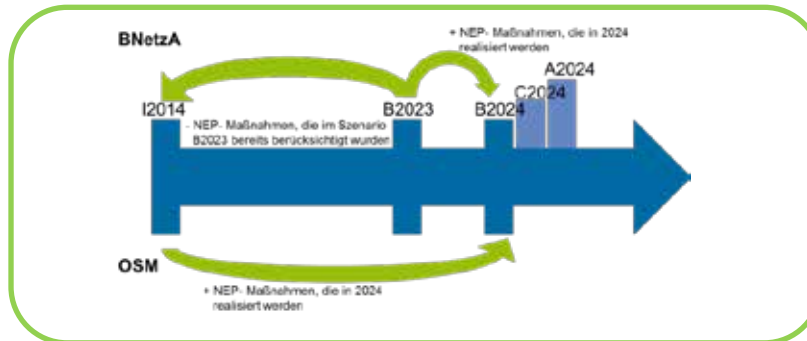


Abb. 9: Anpassung der Netzdaten an das Szenariojahr (Quelle: Öko-Institut e.V.)

- z.B. Leitungszubau in 2023 nach NEP B2024:

ID	Trassenverlauf	Betrieb
881	Wehrendorf – Abzweig Wehrendorf	2024
869	Abzweig Wehrendorf – Abzweig Landesbergen	2024
871	Abzweig Landesbergen – Landesbergen	2024

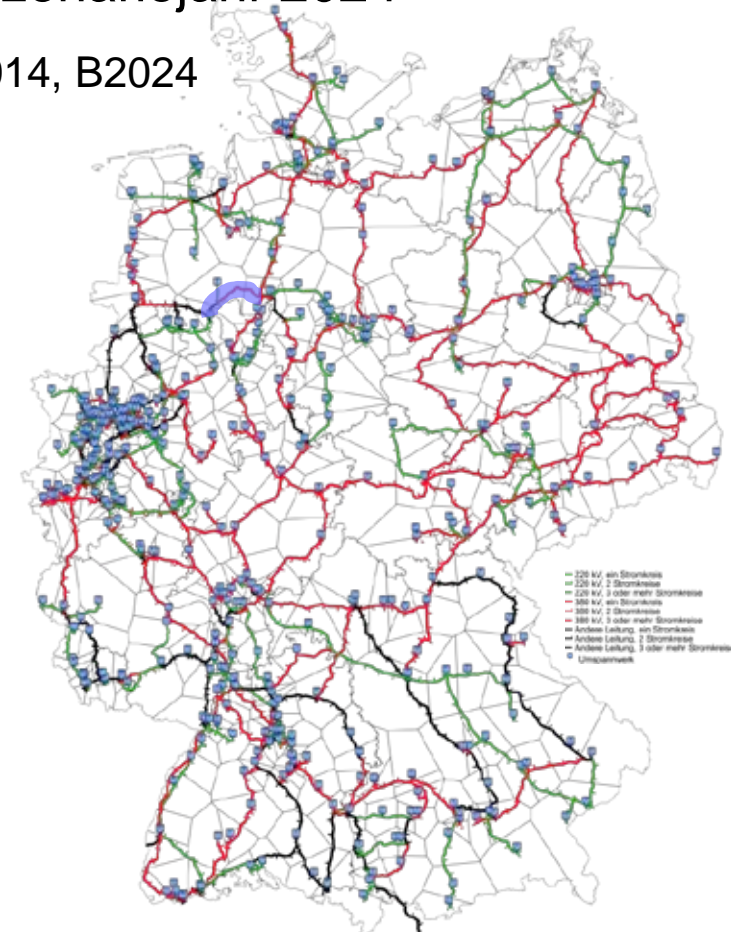


Abb. 10: Deutsches AC- Höchstspannungsnetz 2014 nach OSM (Quelle: Öko-Institut e.V.)

# Variation der Netzdaten in den Szenarien

- In den Szenarien bestehen Variationsmöglichkeiten des Netzes
  - Ausgangspunkt Netz: Streichung von einzelnen Zielnetzmaßnahmen
    - Basis: NEP- Zielnetz
    - Streichung von einzelnen Zielnetzmaßnahmen
    - Indikator für Netzurückbaupotential: Leitungsauslastung
  - Ausgangspunkt Strommarkt: Ergänzung von einzelnen (Ziel-) Netzmaßnahmen
    - Basis: NEP- Startnetz
    - Hinzufügung von benötigten Zielnetzmaßnahmen
    - Indikatoren für Netzausbaubedarf: Einsatz von virtuellen Backup-Kraftwerken, Leitungsauslastung, Redispatch

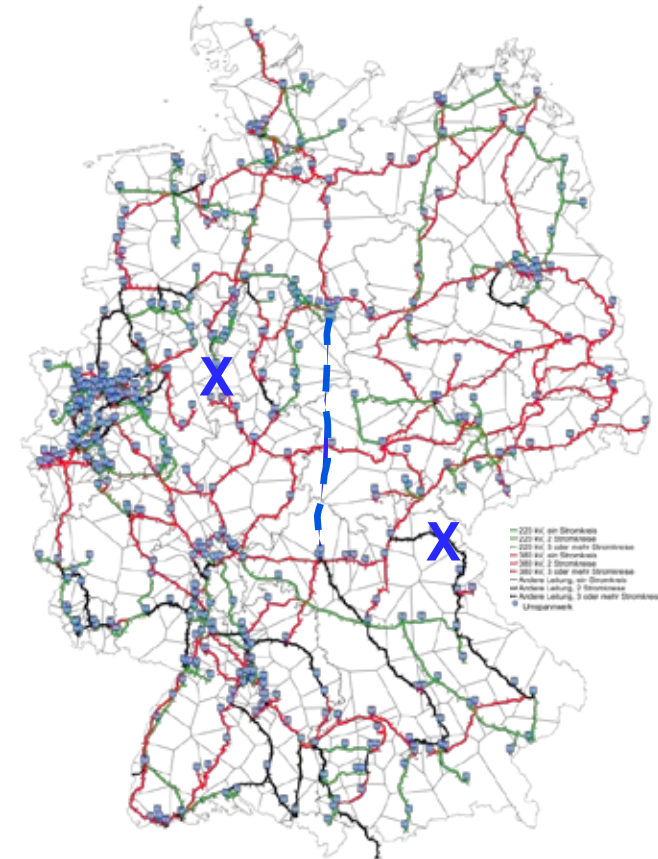


Abb. 11: Streichung / Hinzufügung von einzelnen Leitungen in der Szenarienanalyse (Quelle: Öko-Institut e.V.)

# Netzseite: Modellergebnisse

- PowerFlex Grid liefert als Kennzahlen
  - Inanspruchnahme der Backup- Kraftwerke [MW]
  - Lastfluss auf den einzelnen Leitungen [MW]
  - Leitungsauslastung [%]
  - Bedarf an Redispatch- Maßnahmen [€, MW]
- Hieraus wird der Netzausbaubedarf abgeleitet
  - Virtuelle Backup- Kraftwerke als Indikator für Region des Netzausbaubedarfs
  - Leitungsauslastung zudem als Indikator für Einhaltung der Restriktionen
  - Absoluter Lastfluss zur Auswahl der Netztechnologie

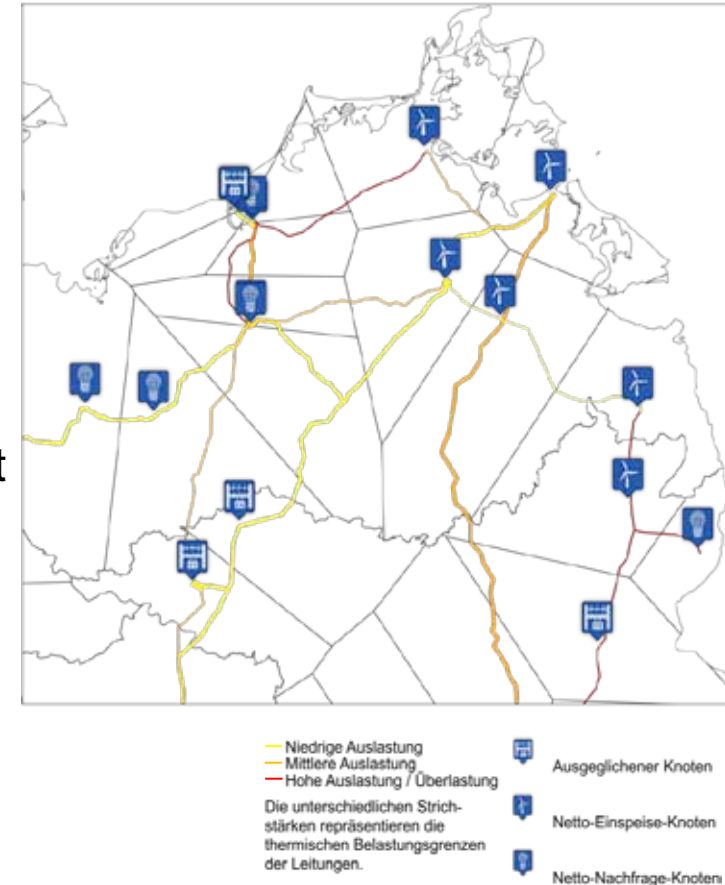


Abb. 12: Leitungsauslastungen eines exemplarischen Lastfalls (Quelle: Öko-Institut e.V.)

# Netzseite: Feststellung des Netzausbaubedarfs

- Netzverstärkungsbedarf wird aus Netzbelastung abgeleitet
  - Verstärkung der überlasteten Bestandsleitung
  - Um auch Aussagen über Netzausbaubedarf treffen zu können, werden ggf. alle NEP- Zielnetzmaßnahmen als mögliche Trassen hinterlegt
- Einflussmöglichkeit der Workshop- Teilnehmer auf die Bestimmung des Netzausbaubedarfs:
  - Ergänzend können ausgewählte Neubaukorridore manuell vorgegeben werden
  - In der Workshopreihe kann ein, ggf. auch mehrere Überlastungsfälle betrachtet und gemeinsam über geeignete Ausbaumaßnahmen entschieden werden
    - Behebung eines Engpasses z.B. durch den Ausbau einer parallel verlaufenden Leitungstrasse oder durch alternative Trassenführung

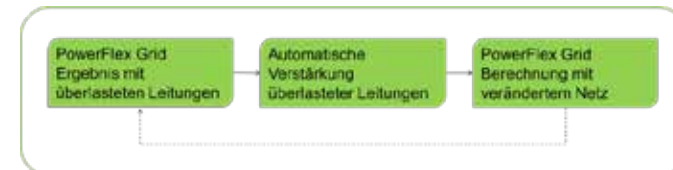


Abb. 12: Grundsätzliches Vorgehen zur Bestimmung des Netzausbaubedarfs bei Überlastung (Quelle: Öko-Institut e.V.)

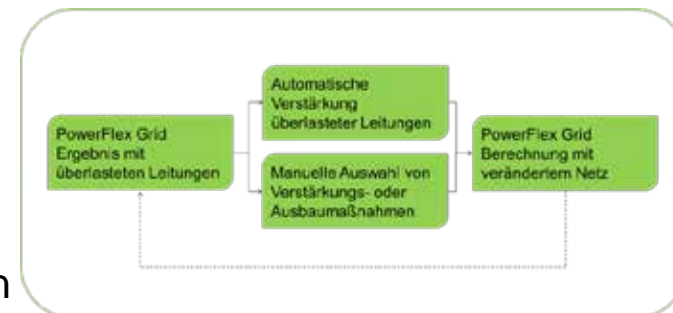


Abb. 13: Alternativen des Netzausbaus bei Überlastung (Quelle: Öko-Institut e.V.)

# Projektteam

## Öko-Institut e.V.

Christof Timpe (Projektleitung)  
Dierk Bauknecht (stv. Projektleitung)  
Matthias Koch (Leitung Modellentwicklung)  
Franziska Flachsbarth  
Sylvie Ludig  
David Ritter  
Christoph Heinemann  
Lothar Rausch  
Moritz Vogel  
Falk Schulze  
Judith Breuer  
Bettina Brohmann

## e-fect eG

Christian Hoffmann  
Hilke Oberhansberg  
Dirk Scheffler



GEFÖRDERT VOM



Bundesministerium  
für Bildung  
und Forschung