

## Einfluss des Optimierungshorizonts in der Netzbetriebssimulation

- Einleitung und Hintergrund
- Verfahren und Simulation
- Exemplarische Untersuchungen
- Zusammenfassung

M. Sc. Jens Sprey

EnInnov 2014 Graz, 13.02.2014

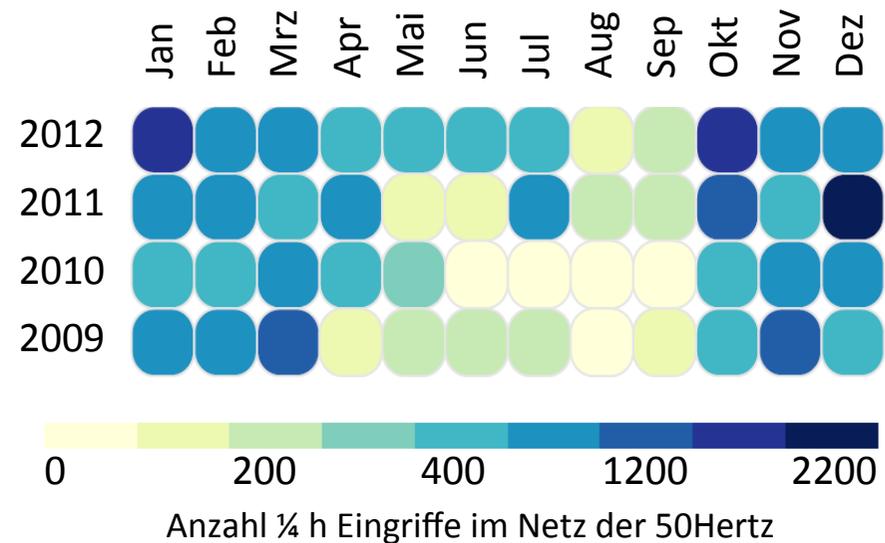
## Hintergrund und Motivation

### Aktuelle Entwicklung des Energieversorgungssystems

- Beschlossener Ausstieg aus der Kernenergie und Zubau von Erzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energien (EE) an lastfernen Standorten
- ➔ Neues Anforderungsprofil an das Übertragungsnetz durch strukturellen Wandel des Energieversorgungssystems

### Auswirkungen auf das Übertragungsnetz

- Notwendige Anpassungen der Netzstruktur im NEP festgehalten
- Geplanter Netzausbau schreitet unzureichend voran
- Vermehrt auftretende Netzenspässe
- ➔ Eingriffe von Netzbetreibern erforderlich
- ➔ Einsatz von kostengünstigen hydraulischen Kraftwerken möglich



## Methodisches Vorgehen

zwei-stufiger Simulationsansatz

### Marktsimulation

- Blockscharfe Abbildung von Erzeugungseinheiten und Berücksichtigung knotenscharfer Einspeisungen aus regenerativen Anlagen
  - Betrachtung des europäischen Binnenmarktes für Strom
  - Optimierungshorizont von einem Jahr in stündlichem Zeitraster
  - Optimale, blockscharfe Kraftwerksfahrpläne
- Europaweite knotenscharfe Last-/Einspeisesituation

### Netzbetriebssimulation

- Komplexe Lastflussberechnungen
  - Explizite Berücksichtigung des (n-1) Sicherheitskriteriums
  - Optimierungshorizont über einen Netznutzungsfall
  - Bestimmung von PST-Einsatz und Redispatchmaßnahmen
- Zulässiger Systemzustand des Übertragungsnetzes im Grundlastfall sowie bei möglichen Ausfallsituationen

## Netzbetriebssimulation

### Herausforderungen

- Hohe Anzahl an Betriebsmitteln im europäischen Übertragungsnetz
- (n-1) Sicherheitskriterium
- Komplexität steigt stark mit Systemgröße

### Optimierung des Netzbetriebs

#### ○ Zielfunktion

- ◆ Minimierung der Redispatchmenge
- ◆ Minimierung der Redispatchkosten

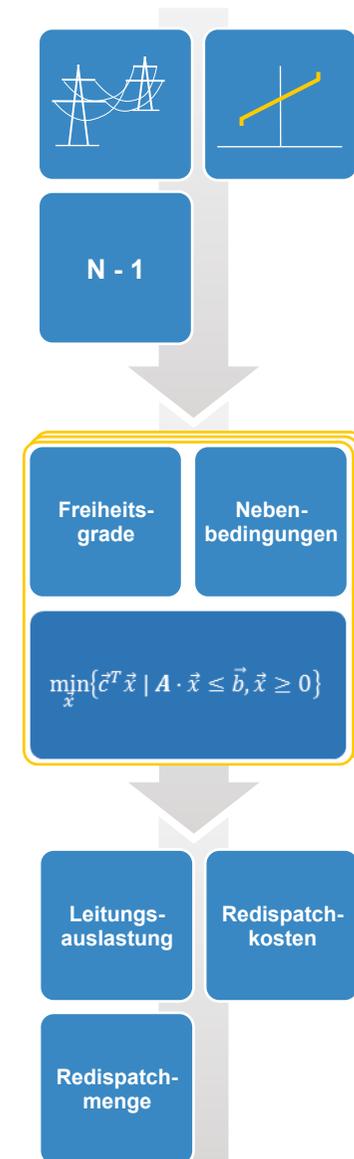
#### ○ Freiheitsgrade

- ◆ Anpassung der Kraftwerksfahrpläne
- ◆ Stufenstellung der Phasenschiebertransformatoren
- ◆ Abregelung der Einspeisung aus Windkraftanlagen

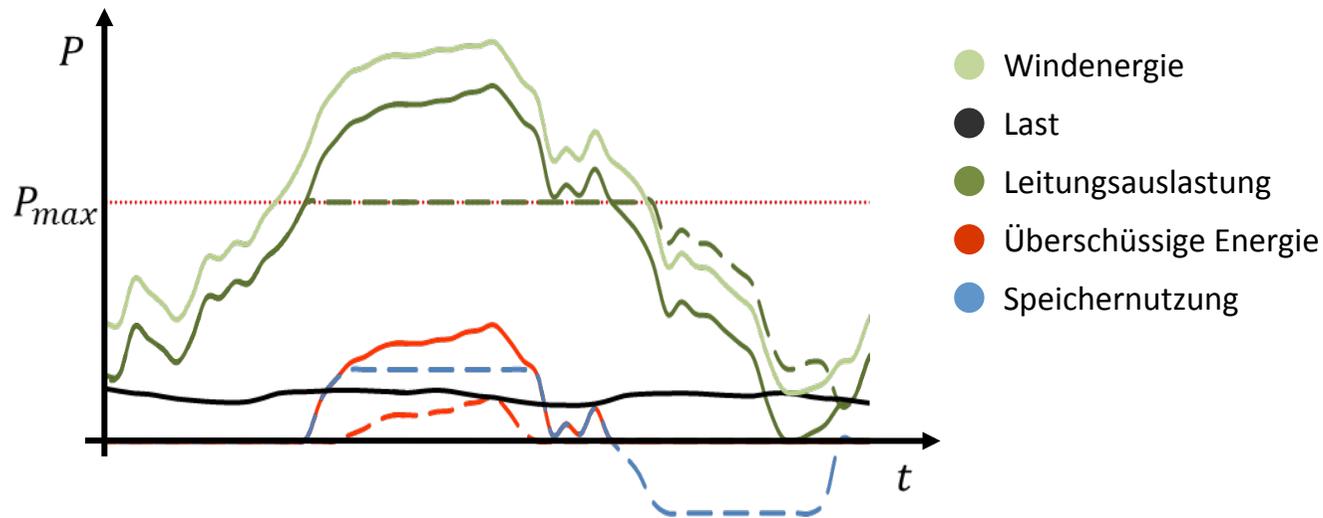
#### ○ Nebenbedingungen

- ◆ Thermische Belastungsgrenze der Leiterseile
- ◆ Einhaltung des Leistungsgleichgewichts

→ Betrachtung einzelner Netznutzungsfälle

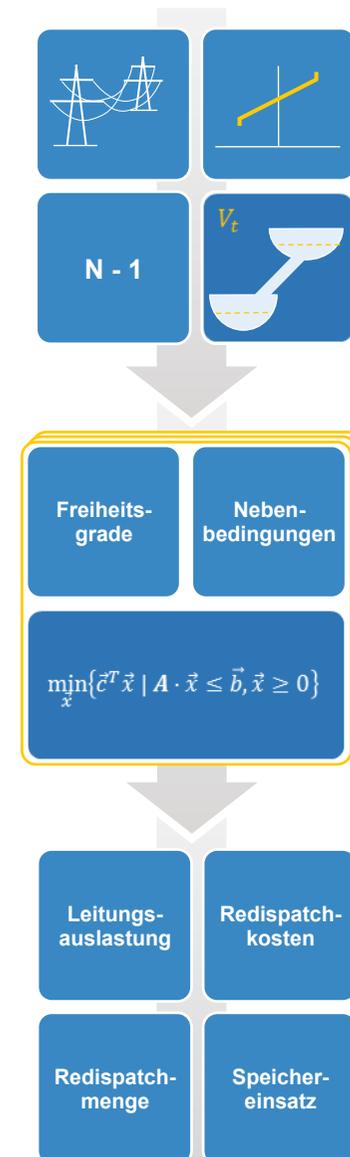


## Potential eines Speichers im Netzbetrieb



### Integration in die Netzbetriebssimulation

- Verfügbarkeit durch marktseitig bestimmte Speicherbeckenfüllstände eingeschränkt
- Zeitliche Abhängigkeiten durch Speicherfüllstandsänderungen
- ➔ Zeitkoppelnde, geschlossene Optimierung erforderlich
- ➔ Ausweitung des Optimierungshorizonts notwendig
- ➔ **Betrachtung mehrerer, gekoppelter Netznutzungsfälle**



## Einfluss von Speichern im Netzbetrieb – Mittelfristiges Szenario

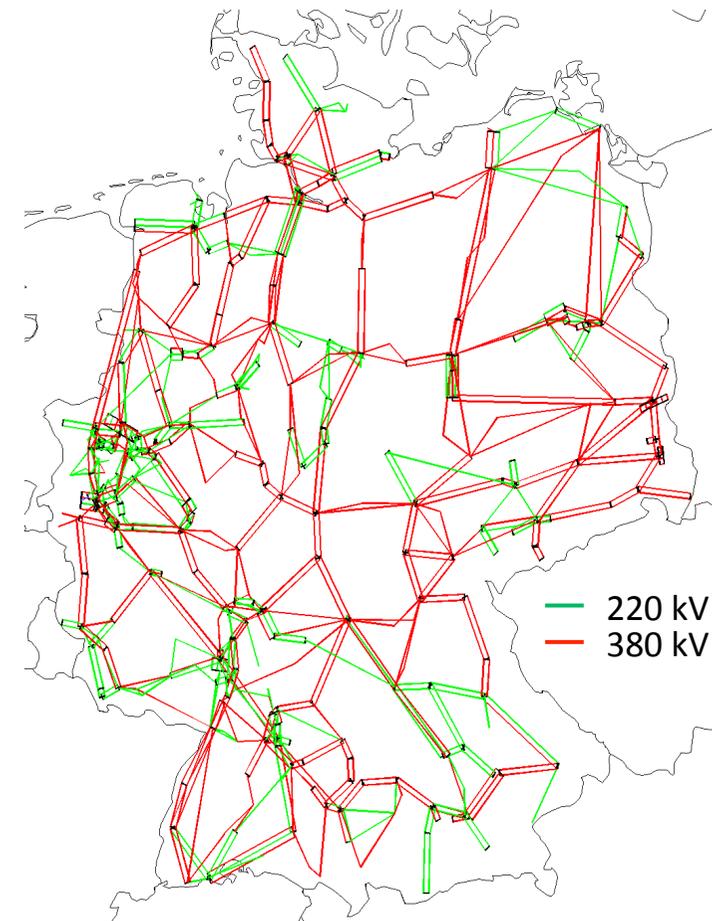
### Fragestellung

- Einfluss des Optimierungshorizonts auf den Netzbetrieb
- Wirtschaftliche Auswirkungen des Speichereinsatzes auf das Engpassmanagement

### Szenariorahmen Deutschland 2020

- Erzeugungsstruktur
  - ◆ Orientiert an Leitstudie 2011, angepasst um aktuelle Entwicklungen
  - ◆ Keine Berücksichtigung von geplanten, konventionellen Kraftwerksneubauten
  - ◆ Installierte Leistung EE ca. 110 GW
- Netzmodell
  - ◆ Europäisches Netzmodell 2020, basierend auf öffentlichen Daten
  - ◆ Netzausbau nach NEP 2013
  - ◆ Keine Betrachtung innerdeutscher HGÜs

Netzmodell 2020



## Einfluss von Speichern im Netzbetrieb – Untersuchungsprogramm

### Netzengpasssituation

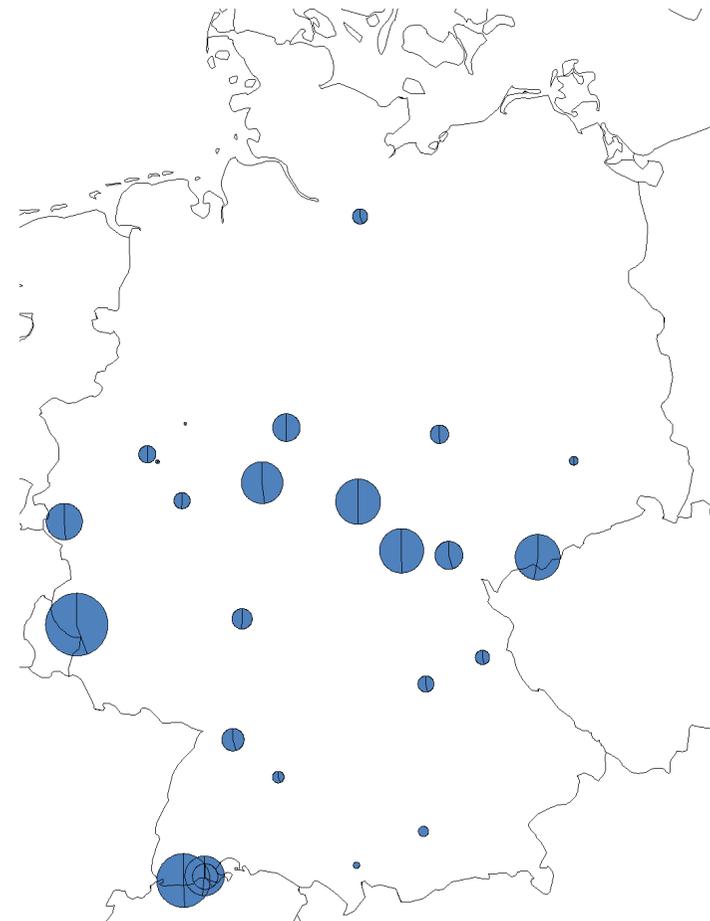
- Keine Betrachtung der HGÜs
- ➔ Netzengpässe vor allem in der Nord-Süd-Verbindung
- ➔ Weiterhin angespannte Netzsituation bei West-Ost-Leitungen

### Speicher

- Bereits installierte Kapazitäten
- Neubau- und Erweiterungsprojekte gemäß NEP 2013

### Szenarien

- Geschlossene Optimierung der Zeitbereiche
  - ◆ 1h: Referenzwert
  - ◆ 8h: Speicherkapazität typischer PSKW
  - ◆ 24h: Tageszyklus eines Speichereinsatzes
  - ◆ 48h und 168h: Nutzung möglicher weiterer Potentiale



## Einfluss des Optimierungshorizonts (i)

### Rahmenbedingungen

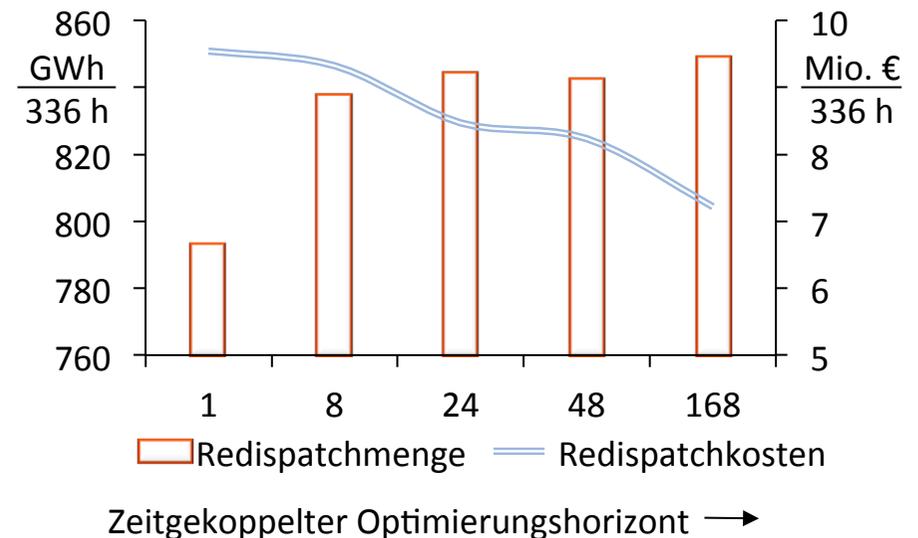
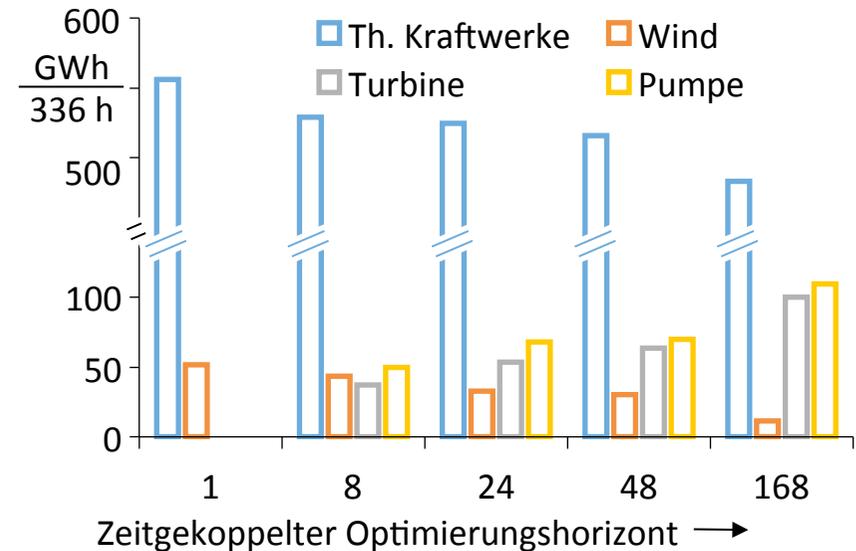
- Auswertung zweier exemplarischer Wochen
- Marktseitige Speicherbeckenfüllstände zu Beginn und Ende des Optimierungshorizonts
- Bevorzugte Anpassung des Speichereinsatzes (Speicher → Th. Kraftwerke → Wind)

### Redispatchmenge

- Substitution thermischer Anpassungen durch Einsatz der Hydraulik
- Reduktion notwendige Abregelung von Windkraftanlagen

### Redispatchkosten

- Reduzierung der Kosten um 10% bei Optimierungshorizont von 24h
- Weiter sinkender Verlauf bei längerem Optimierungshorizont



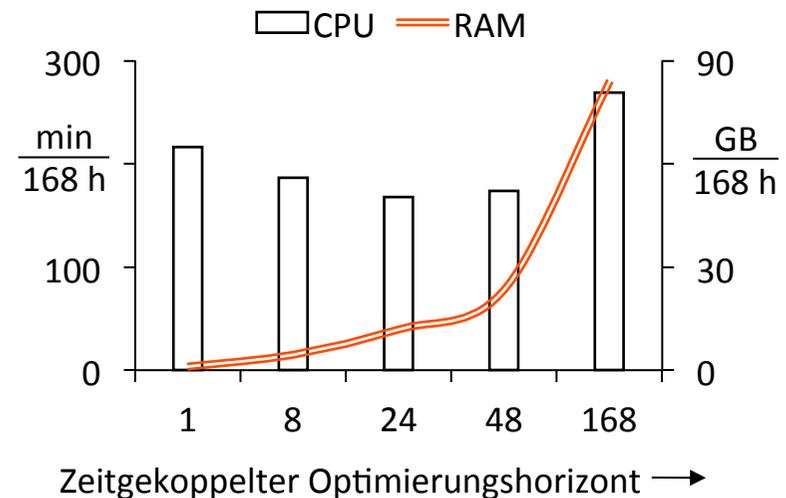
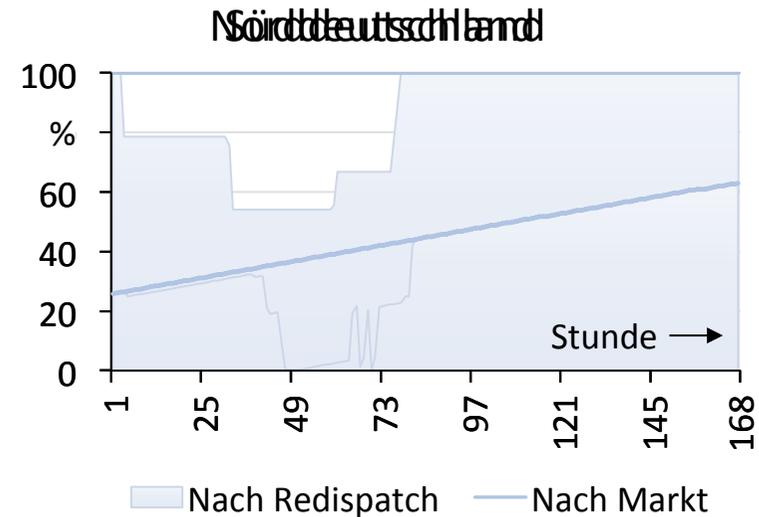
## Einfluss des Optimierungshorizonts (ii)

### Speicherbeckenfüllstände

- Optimierungshorizont über 168 Stunden
  - ◆ Speicherbecken vor dem Engpass
  - ◆ Speicherbecken hinter dem Engpass
- Einsatz des Speichers zeitlich verschoben
- Kein Einsatz des Speichers im späteren Verlauf der Woche

### Simulationsaufwand

- Reduktion der Rechenzeit bei Optimierungshorizonten unterhalb eines Tages
- ➔ Aufbau des Netzmodells dominant
- Anstieg von Rechenzeit und Speicherbedarf bei längeren Horizonten durch Komplexität des Optimierungsproblems



## Wesentliche Erkenntnisse

### Motivation

- Struktureller Wandel des Energieversorgungssystems
- Neue Herausforderungen für das Übertragungsnetz
- Zunehmend angespannte Netzsituationen in Deutschland

### Ziel des Beitrages

- Berücksichtigung von Speichern im Engpassmanagement
- Auswirkungen des Optimierungshorizontes auf die Netzbetriebssimulation

### Erkenntnisse

- Integration der Speicher im Engpassmanagement verringert Redispatchkosten
- Hebung größerer Kostenpotentialen durch längeren Optimierungshorizont möglich
- Mögliche Potentiale bei Zeithorizonten von 24h weitestgehend ausgeschöpft

*Der Beitrag wurde im Kontext des geförderten Forschungsprojektes "Innovative tools for future coordinated and stable operation of the pan-European electricity transmission system (UMBRELLA)", unter dem 7. Rahmenprogramm (FP7) der Europäischen Union (Förderkennzeichen 282775) erstellt.*

# FRAGEN UND DISKUSSION

## Kontaktdaten

M. Sc. Jens Sprey

Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft, RWTH Aachen

Tel: +49 (0) 241 80-96711

E-Mail: [sy@iaew.rwth-aachen.de](mailto:sy@iaew.rwth-aachen.de)

<http://www.iaew.rwth-aachen.de>

## Co-Autoren

Dipl.-Ing. Jonas Eickmann

Dipl.-Ing. Dipl.-Wirt.Ing. Tim Drees

Univ.-Prof. Dr.-Ing. Albert Moser