

## Dezentrale Flexibilitätsbewirtschaftung – markt-, netz- und systemdienlicher Einsatz

- Einleitung
- Methodisches Vorgehen
- Exemplarische Untersuchungen
- Zusammenfassung und Ausblick

Alexander Fehler

Wien, 14.02.2019

## Hintergrund und Motivation

### Strukturwandel im Elektrizitätsversorgungssystem

- Zunahme von Anlagen auf Basis erneuerbarer Energien
- Elektrifizierung des Verkehrs- und Wärmesektors
- ➔ Steigender Flexibilitätsbedarf zum Ausgleich zwischen Erzeugung und Verbrauch

### Flexibilitätsbereitstellung

- Zentrale konventionelle Flexibilitätsoptionen rückläufig
  - ◆ Thermische Großkraftwerke und hydraulische Großspeicher
- Zunahme dezentraler, flexibler Anlagen in der Verteilnetzebene
  - ◆ Batteriespeicher, Power-to-Heat, Mikro-Kraft-Wärme-Kopplung, ...
- ➔ Flexibilität muss in Zukunft vermehrt dezentral erbracht werden

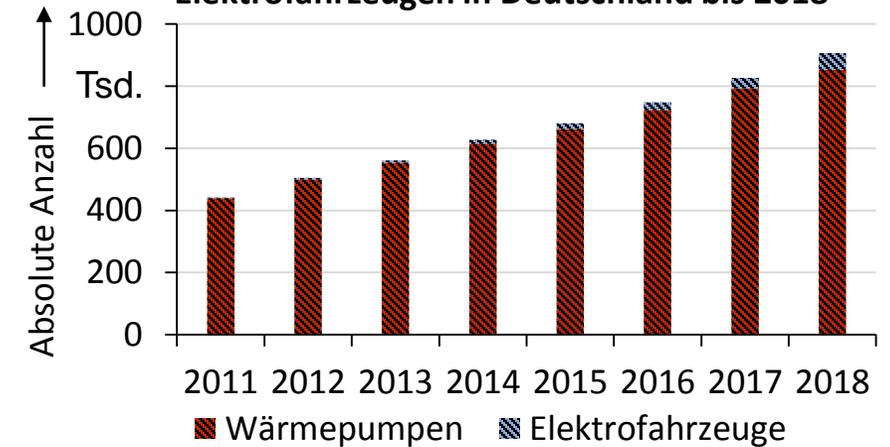
### Zentrale Fragestellung

- Koordination von Flexibilitätsoptionen zur Gewährleistung eines funktionierenden Elektrizitätsversorgungssystems

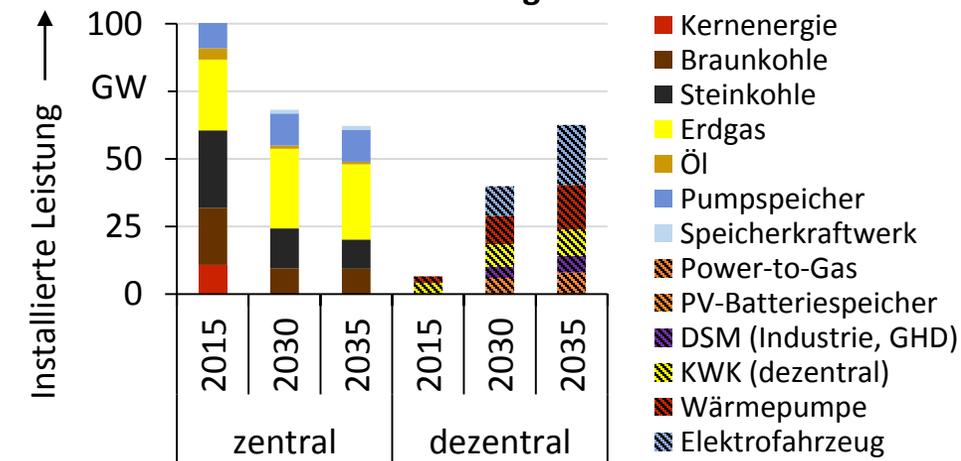
[1] Quelle: Netzentwicklungsplan Strom 2030, Szenario B

Dezentrale Flexibilitätsbewirtschaftung – markt-, netz- und systemdienlicher Einsatz | 14.02.2019 | Alexander Fehler

Entwicklung von Wärmepumpen und Elektrofahrzeugen in Deutschland bis 2018



Erwartete Entwicklung in Deutschland <sup>[1]</sup>



## Flexibilitätsbewirtschaftung

### Koordination von Flexibilität in der Praxis

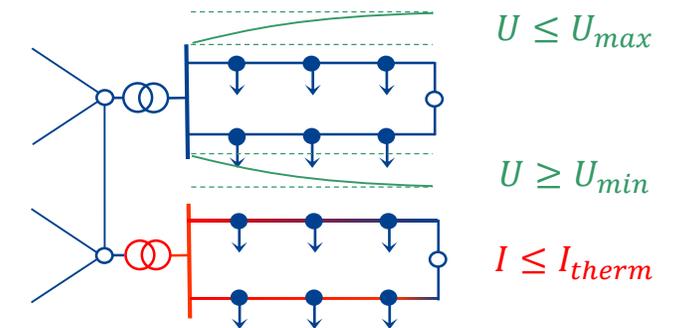
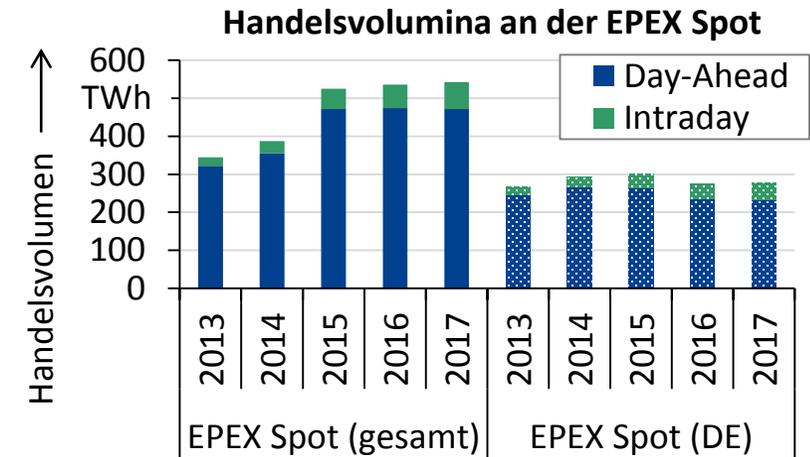
- Bereitstellung von Fahrplanenergie über Spotmärkte (*marktdienlich*)
- Ausschreibung von Regelleistung an Regelleistungsmärkten (*systemdienlich*)
- ➔ Koordination des markt- und systemdienlichen Flexibilitätseinsatzes über designierte zentrale Strommärkte

### Dezentrale Flexibilitätsbereitstellung aus dem Verteilnetz

- Einhaltung technischer Grenzwerte im Verteilnetz verpflichtend
- Zunehmende Belastung des Verteilnetzes durch rein markt- und systemdienliche dezentrale Flexibilitätsbewirtschaftung zu erwarten
- ➔ *Netzdienliche* Flexibilitätsbereitstellung zur Engpassbewirtschaftung an regionalen Flexibilitätsmärkten erforderlich

### Zielsetzung

- Entwicklung eines Simulationsansatzes zur markt-, system- und netzdienlichen Flexibilitätsbewirtschaftung



## Methodischer Ansatz

### Mehrstufige Verfahrenskette

- Methodischer Ansatz im Rahmen des Projekts *Designetz* entwickelt
- Gesamtheitliche Flexibilitätsbewirtschaftung im System

### Stufe 1 - Marktsimulation

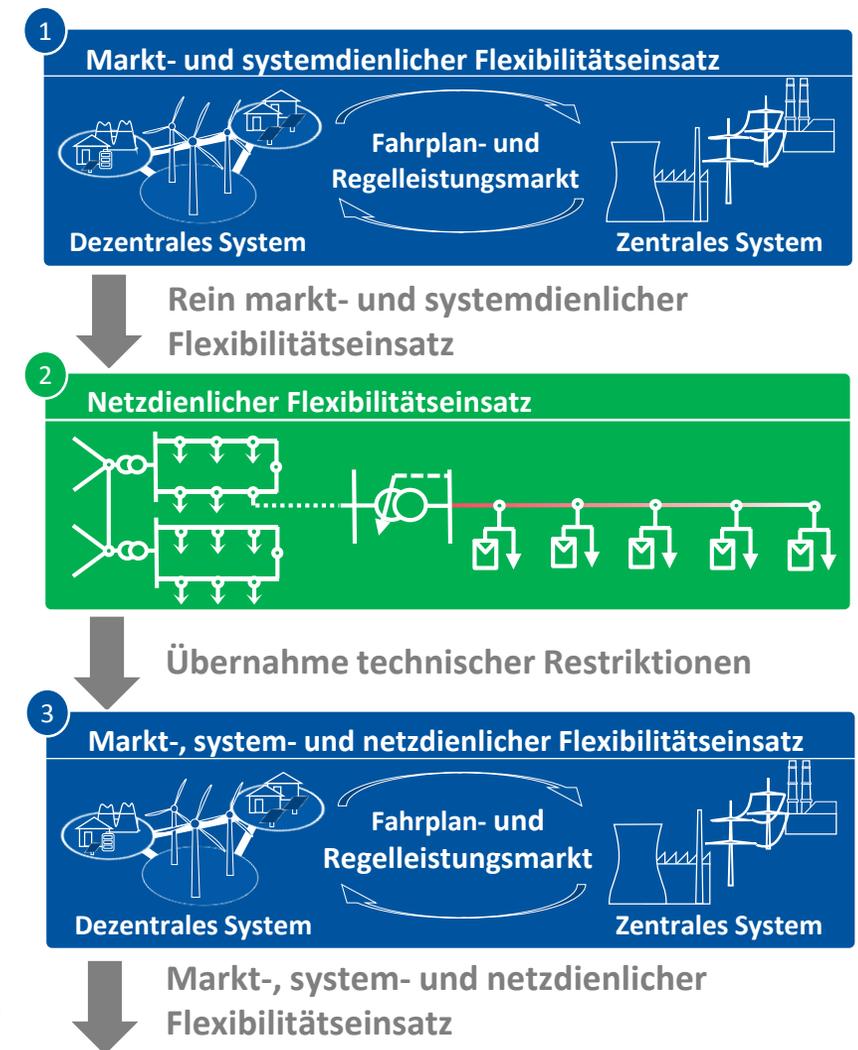
- Annahme von Engpassfreiheit im Verteilnetz
- Ableitung des markt- und systemdienlichen Anlageneinsatzes

### Stufe 2 - Netzbetriebssimulation

- Identifikation von Netzengpässen auf Basis des Marktergebnisses
- Ableitung von Netzrestriktionen

### Stufe 3 - Marktsimulation

- Berücksichtigung von netzseitigen Einschränkungen
- Ableitung des markt-, system- und netzdienlichen Anlageneinsatzes



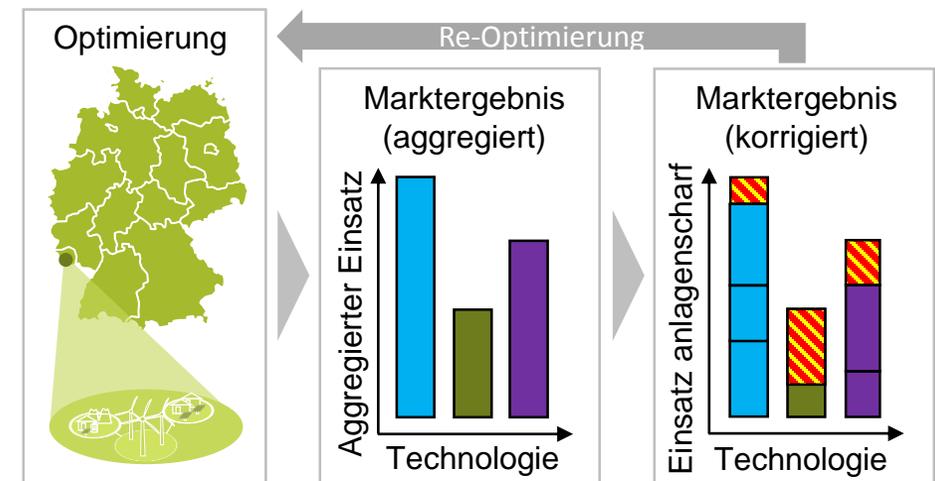
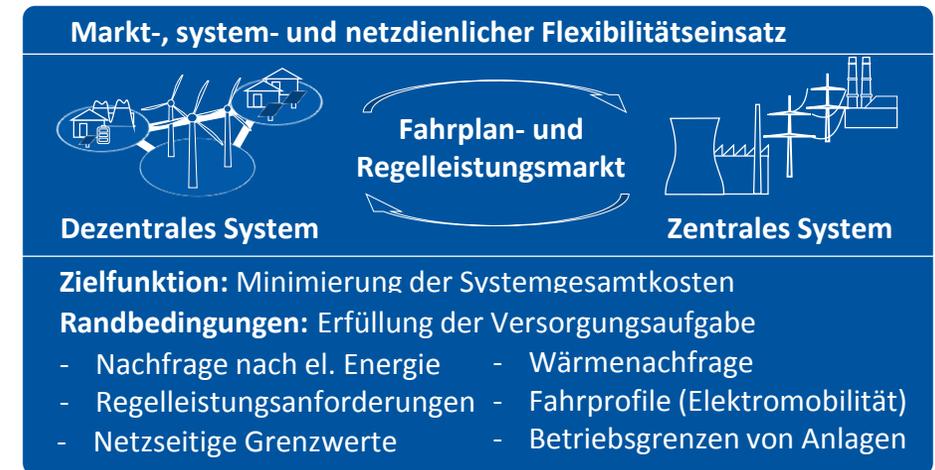
## Marktsimulation – Stufe 1 und 3

### Gesamtwirtschaftliche Marktsimulation

- Gesamtheitliche Einsatzoptimierung auf Basis einer Minimierung der Einsatzkosten
- Gemeinsame Erfüllung der Versorgungsaufgabe durch zentrale und dezentrale Flexibilitätsoptionen
- Anlagenscharfe Modellierung von Flexibilitätsoptionen
- Berücksichtigung netzseitiger Aspekte (Netzrestriktionen)
- ➔ Große Anzahl dezentraler Anlagen erfordert Vereinfachungen

### Iteratives Koordinationsverfahren

- Aggregierte Optimierung dezentraler Anlagen im Gesamtsystem unter Vernachlässigung anlagenscharfer Grenzen
- Aufteilung des aggregierten Marktergebnisses auf einzelne Anlagen und Überprüfung technischer Restriktionen
- ➔ Bei Grenzwertverletzungen: Korrektur des aggregierten Marktergebnisses und Re-Optimierung im Gesamtsystem



Technisch unzulässiger Anlageneinsatz:

## Netzbetriebssimulation – Stufe 2

### Simulation des Netzbetriebs auf Basis des Marktergebnisses

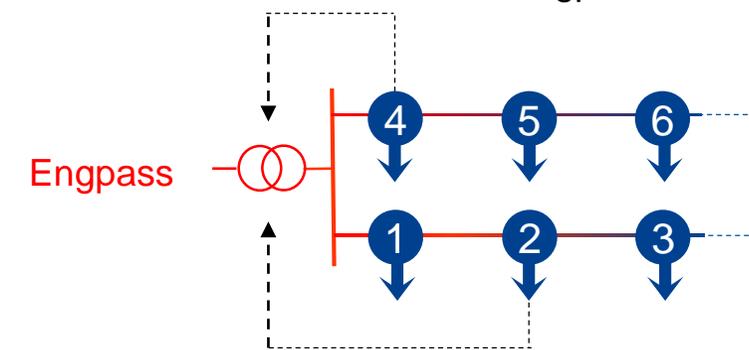
- Lastflussberechnung auf Basis dezentraler Anlageneinsätze
- Getrennte Simulation einzelner Spannungsebenen
- Aufteilung des zulässigen Spannungsbandes auf die Hoch-, Mittel- und Niederspannungsebene
- ➔ Identifikation von strom- und spannungsbedingten Engpässen im Verteilnetz

### Übergabe von Engpassinformationen an die Marktsimulation

- Ableitung der Sensitivität dezentraler Anlagen auf die identifizierten Engpässe über Jacobi-Matrix
- Formulierung von Netzrestriktionen zu jedem Engpass und Übergabe an dritte Verfahrensstufe
- ➔ Netzrestriktionen schränken den Betriebsbereich dezentraler Anlagen in der dritten Verfahrensstufe ein

Spannungsebene	Spannungsband
Hochspannung	$\pm 6 \text{ kV}$
Mittelspannung	$\pm 4 \%$
Niederspannung	$\pm 4 \%$

Sensitivität von Knoten 4 auf Engpass

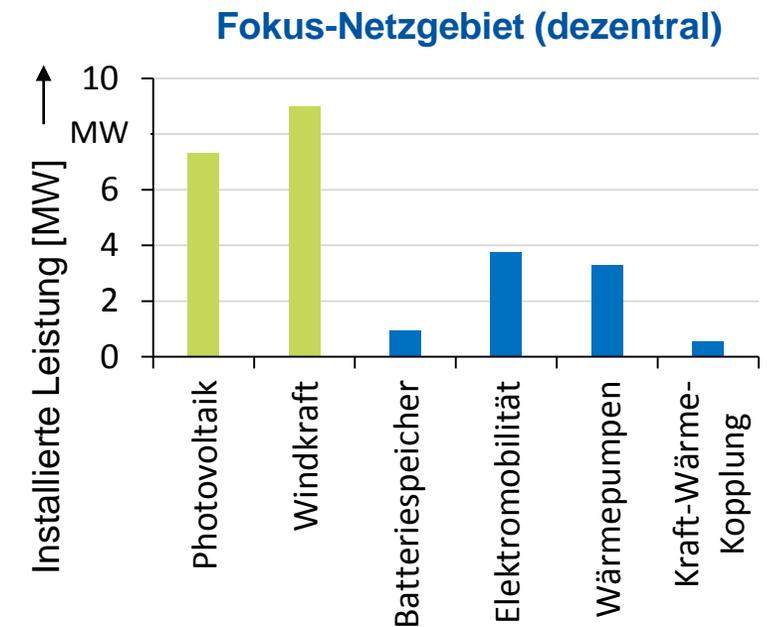
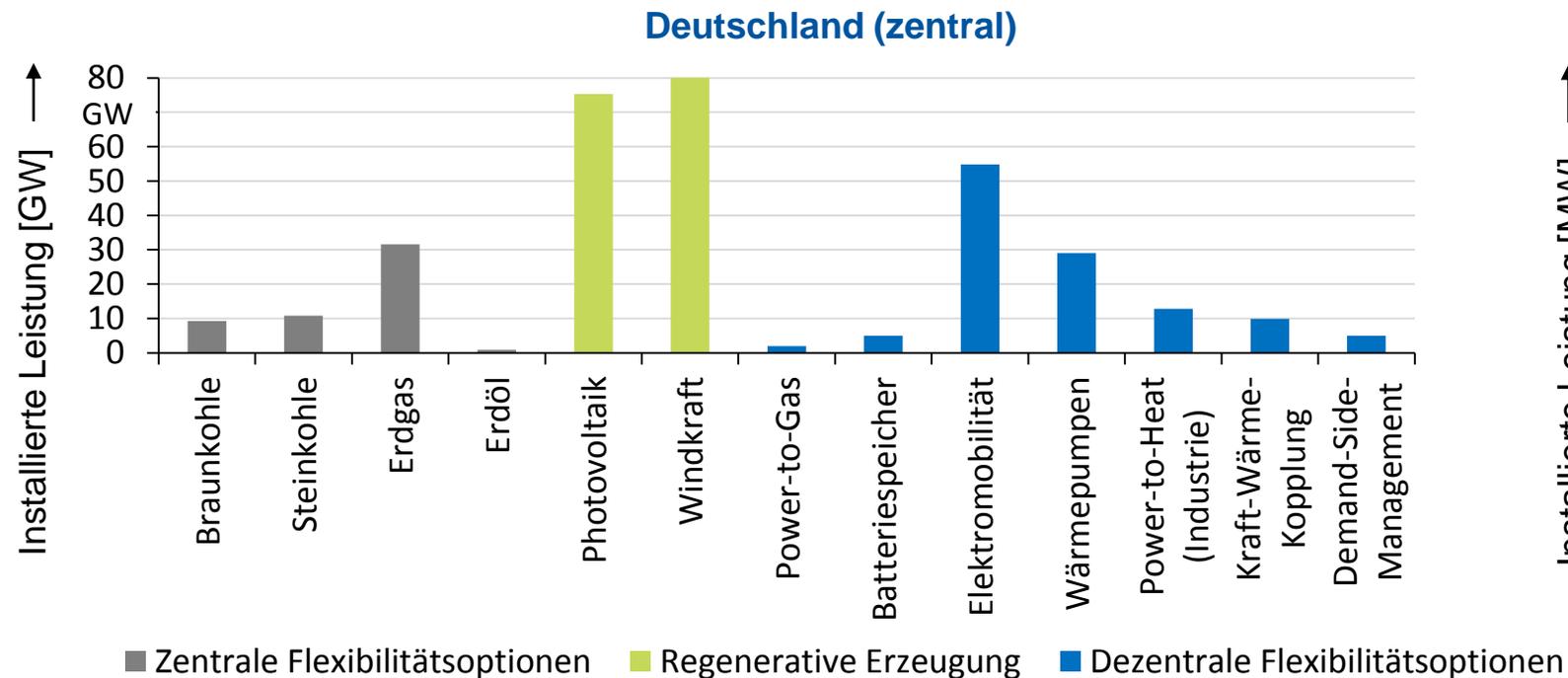


Sensitivität von Knoten 2 auf Engpass

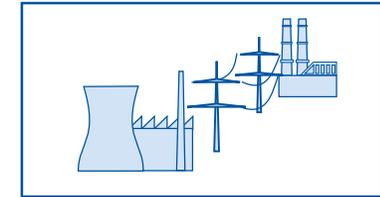
## Untersuchungsprogramm

### Systemischer, räumlicher und zeitlicher Betrachtungsbereich

- Erzeugungssystem gemäß Designetz-Szenario „Dezentrale Flexibilität“ für das Jahr 2035
- Fokus der Untersuchungen auf ein ländliches Verteilnetz im Bundesland Saarland (Fokus-Netzgebiet)
- Exemplarischer Untersuchungszeitraum umfasst Januar 2035
- Annahme einer vollständigen Flexibilitätserschließung auf Erzeuger- und Nachfrageseite

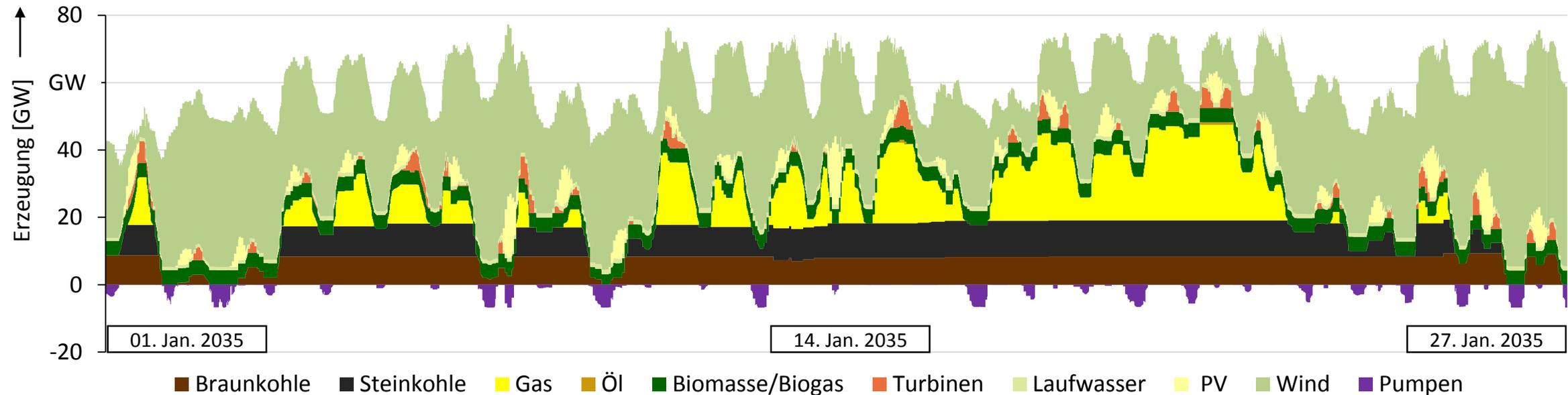


## Ergebnisse – Stufe 1: Marktergebnis (zentral)

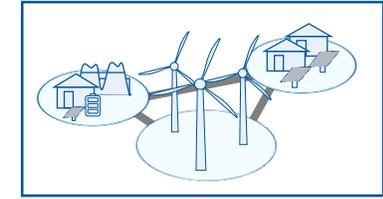


### Zentraler Anlageneinsatz in Deutschland

- Regenerative Einspeisecharakteristik im Januar insbesondere durch Windkraft geprägt
- Weitestgehend kontinuierlicher Einsatz konventioneller Grundlasttechnologien (Braun- und Steinkohle)
- Flexibilitätsbereitstellung auf zentraler Ebene durch gasgefeuerte Kraftwerke und hydraulische Speicher
- ➔ Zentraler Anlageneinsatz mit Wechselwirkungen zum dezentralen Fokus-Netzgebiet

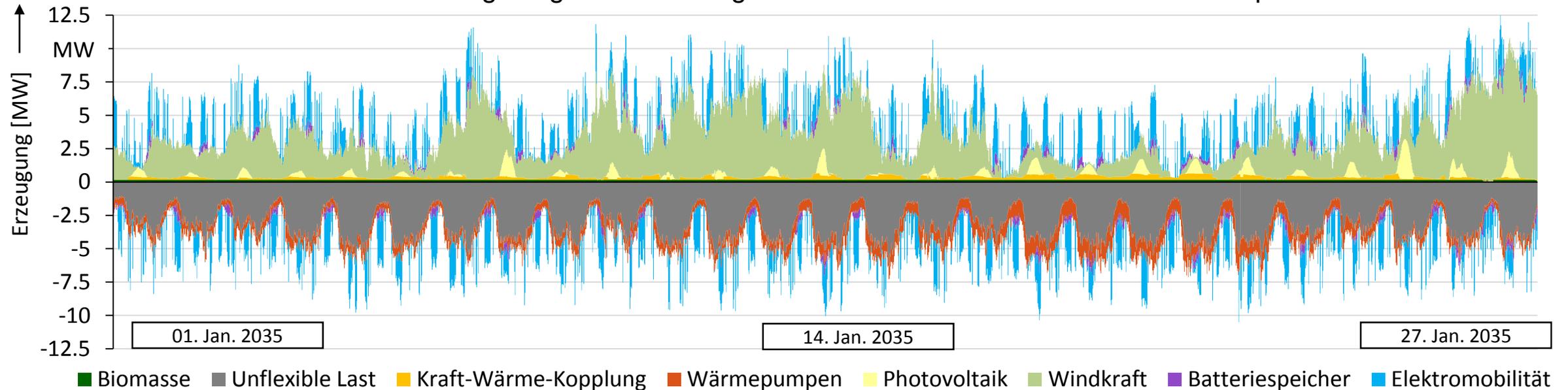


## Ergebnisse – Stufe 1: Marktergebnis (dezentral)



### Dezentraler Anlageneinsatz in Fokus-Netzgebiet

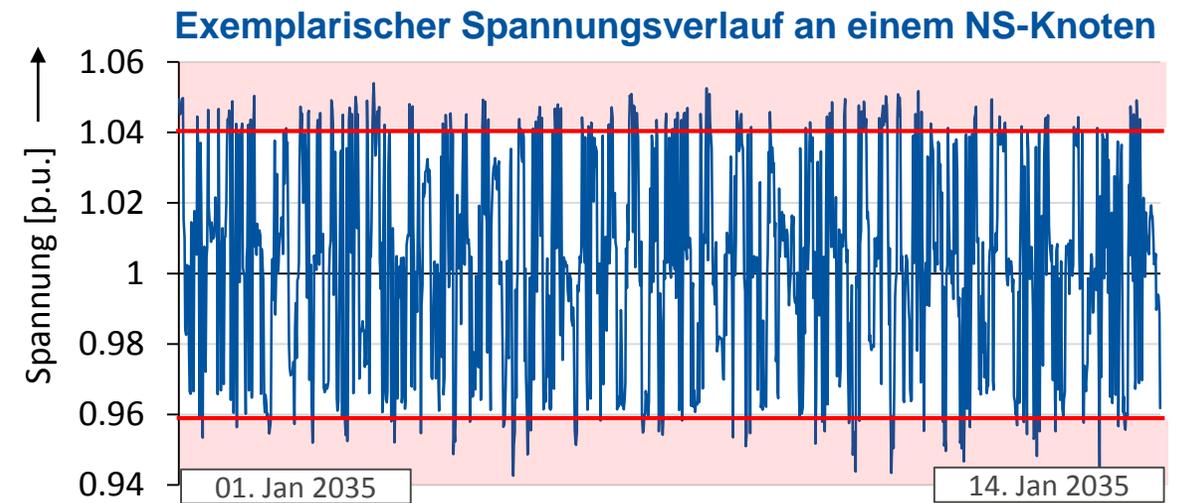
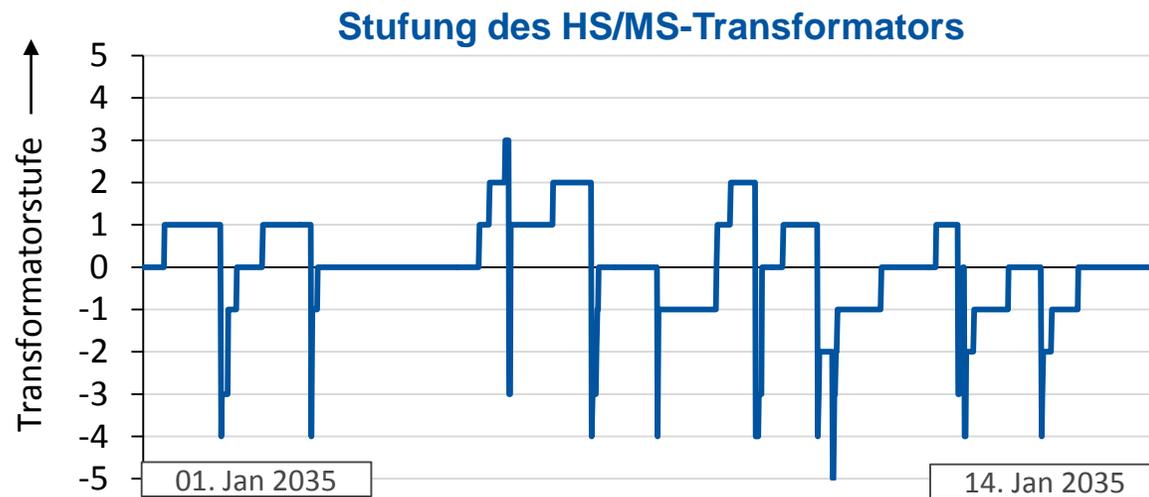
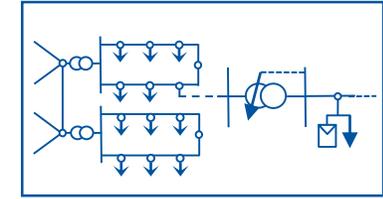
- Fokus-Netzgebiet durch hohen Anteil erneuerbarer Energien geprägt
- Verortung einer Vielzahl von flexiblen, neuartigen Flexibilitätsoptionen auf Erzeuger- und Nachfrageseite
- Elektromobilität verursacht hohe Last- und Einspeisespitzen im Verteilnetz
  - ◆ Marktdienlichen Speicherbewirtschaftung mit bidirektionalen Ladevorgängen
- Einsatz von Wärmepumpen und Kraft-Wärme-Kopplung durch Wärmenachfrage bestimmt
  - ◆ Weiterführende Flexibilisierung ausgewählter Anlagen durch Kombination mit einem Wärmespeicher



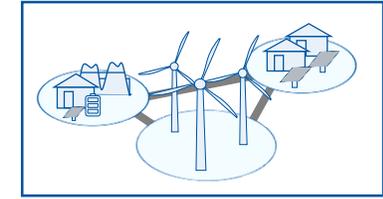
## Ergebnisse – Stufe 2: Identifikation von Netzengpässen

### Lastflussberechnung auf Basis des Marktergebnisses aus Stufe 1

- Behebung spannungsseitiger Probleme in der Mittelspannungsebene (MS)
  - ◆ Netzseitige Flexibilität durch regelbaren Transformator zwischen Hoch- und Mittelspannungsebene
- Auftreten spannungsseitiger Probleme in der Niederspannung (NS)
  - ◆ Statische Transformatorstufe für Transformatoren zwischen Mittel- und Niederspannungsebene
- Strombedingte Engpässe überwiegend in der Mittelspannungsebene durch Rückspeisungen
- ➔ Übergabe verbleibender Engpässe und Engpass sensitivitäten als Netzrestriktionen an Stufe 3



## Ergebnisse – Stufe 3: Marktergebnis mit Netzrestriktionen (dezentral)



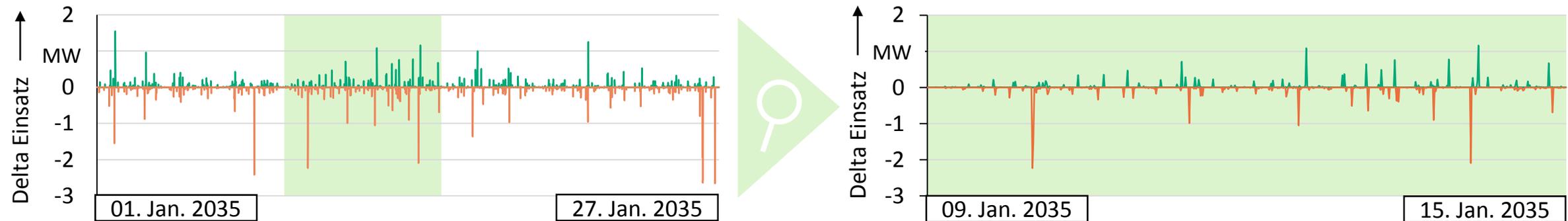
### Dezentraler Anlageneinsatz in Fokus-Netzgebiet mit Netzrestriktionen

- Kostenminimaler Anlageneinsatz unter Berücksichtigung von Netzrestriktionen
- Netzrestriktionen schränken den Betriebsbereich dezentraler Flexibilitätsoptionen ein
- ➔ Abweichender Anlagenfahrplan zu Stufe 1 entspricht Engpassbewirtschaftung in Stufe 3

### Analyse der netzdienlichen Engpassbewirtschaftung

- Netzdienlicher Flexibilitätseinsatz aus Delta-Betrachtung der Summenfahrpläne: Stufe 3 – Stufe 1
- Zeitliche Verlagerung von Last- und Erzeugungsspitzen im Fokus-Netzgebiet in engpassfreie Zeitpunkte
- ➔ Engpassbewirtschaftung hat Rückwirkungen auf Bewirtschaftung einzelner Anlagen

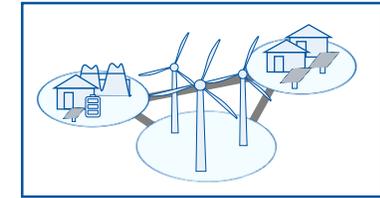
#### Netzdienliche Flexibilitätserstellung: Delta-Betrachtung des Summenfahrplans im Fokus-Netzgebiets (Stufe 3 – Stufe 1)



— Einspeiserhöhung / Lastreduktion

— Einspeisereduktion / Lasterhöhung

## Ergebnisse – Stufe 3: Einfluss auf einzelne Anlagen (Auszug)

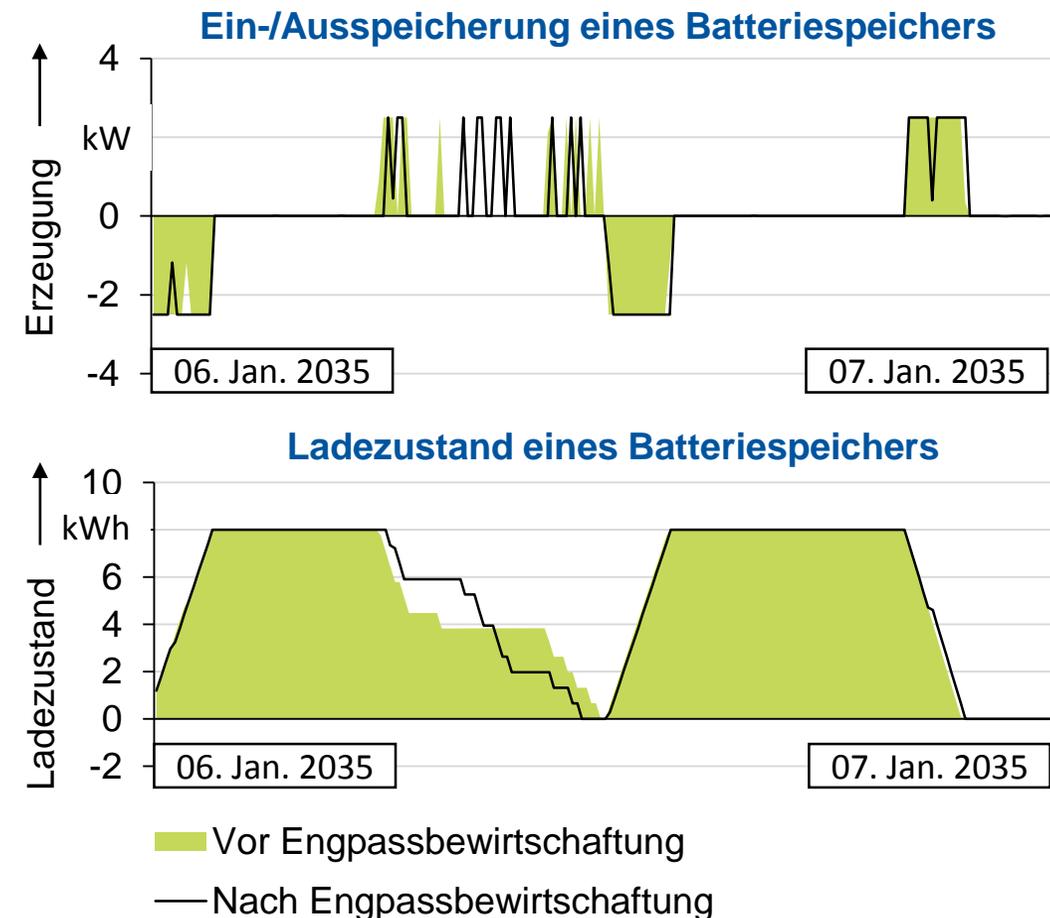


### Netzdienliche Flexibilität aus Sicht einer Anlage

- Exemplarisches Beispiel anhand eines Haus-Batteriespeichers (8 kWh Speicherkapazität)
- Betrachtung des Anlageneinsatzes vor und nach Engpassbewirtschaftung (Stufe 1 und Stufe 3)
- Zeitliche Verschiebung der Lade- und Entladevorgänge durch netzdienliche Flexibilitätsbereitstellung
- Rückwirkungen auf den zeitlichen Verlauf des Ladezustands erkennbar
- ➔ Tägliche Betriebszyklen bleiben weiterhin erhalten

### Fazit zur methodischen Vorgehen

- Berücksichtigung netzseitiger Einschränkungen für Flexibilitätsbereitstellung aus dem Verteilnetz erforderlich
- Engpassbewirtschaftung durch netzdienliche Flexibilität auf Basis einer Markt-Netz-Verfahrenskette möglich



## Zusammenfassung

### Motivation

- Steigender Flexibilitätsbedarf an Fahrplan und Regelleistungsmärkten
- Bereitstellung von Flexibilität in Zukunft vermehrt durch dezentrale Anlagen
- Rein markt- und systemdienlicher Flexibilitätseinsatz führt zu Problemen im Verteilnetz

### Methodisches Vorgehen

- Entwicklung einer mehrstufigen Markt-Netz-Verfahrenskette im Rahmen vom Projekt *Designetz*
- Integrierte markt-, system- und netzdienliche Flexibilitätsbewirtschaftung
- Eingriff in den Einsatz dezentraler Anlagen zur Engpassbehebung im Verteilnetz

### Ausblick – Weiterer Projektverlauf von *Designetz*

- Netzausbau als Alternative zur netzdienlichen Flexibilitätsnutzung
- Trade-Offs zwischen Kosten für Netzausbau und netzdienlicher Flexibilität
- ➔ Ermittlung der gesamtwirtschaftlich kostenminimalen Netzausbaus unter Berücksichtigung einhergehender Kosten für Engpassbewirtschaftung



## Weitere Fragen?

Alexander Fehler  
Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft (IAEW),  
RWTH Aachen University

Tel: +49 (0)241 80-97692  
E-Mail: [af@iaew.rwth-aachen.de](mailto:af@iaew.rwth-aachen.de)  
<http://www.iaew.rwth-aachen.de>

### Institutsleiter

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