

# Dezentrale Ansätze für den robusten Verteilnetzbetrieb

**Dipl.-Ing. Thomas Aundrup**  
**Operative Systemführung; Westnetz GmbH**  
28.10.2016

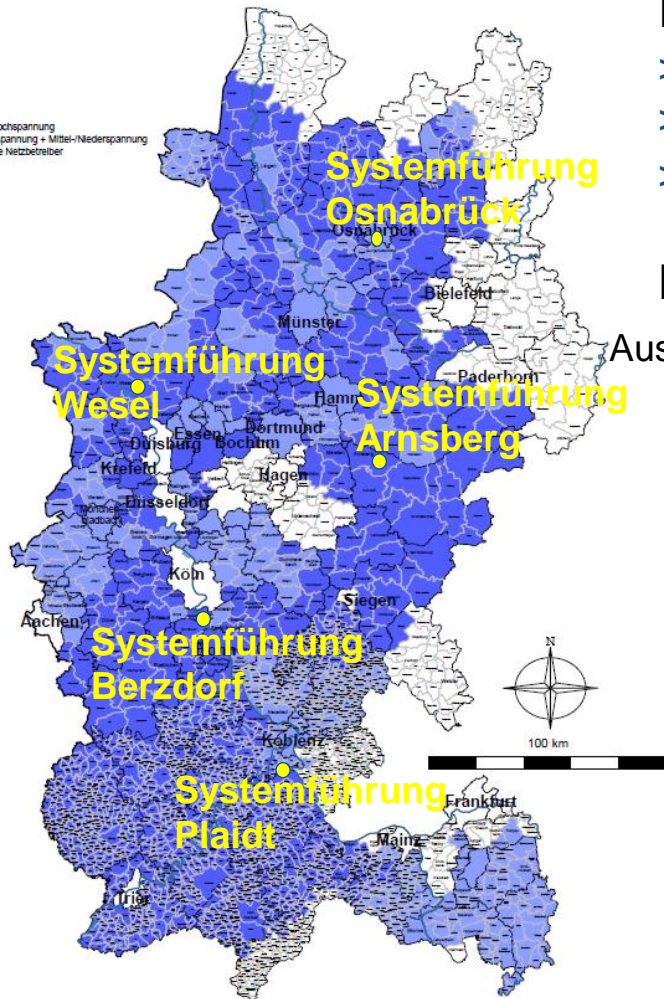


# Systemführung Westnetz

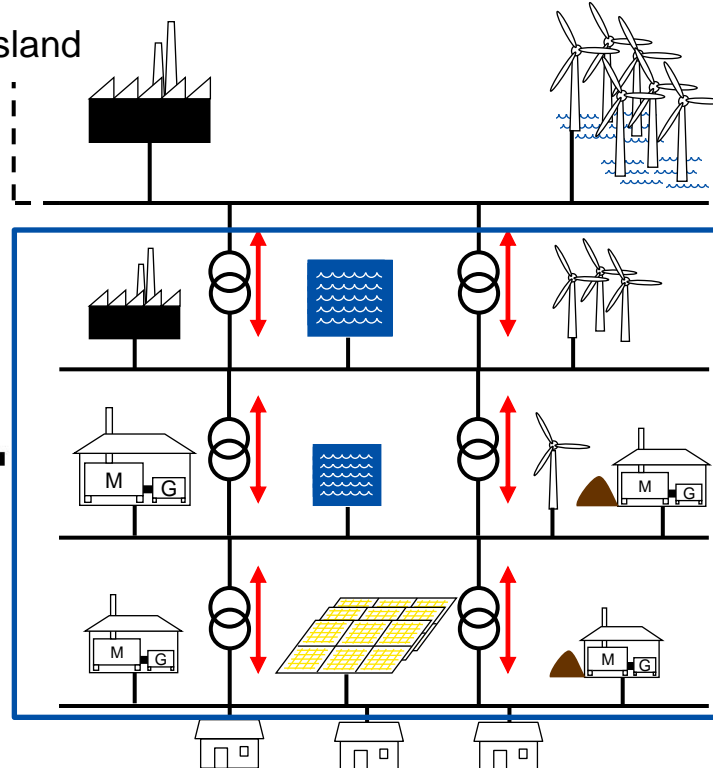
## Kennzahlen

- > Versorgte Fläche 50.000 km<sup>2</sup>
- > Netzlänge Strom / Gas 185.000 km / 28.000 km
- > Kundenanschlüsse Strom / Gas 5.000.000 / 500.000

## Leitstellen Strom



Ausland



**380 / 220 kV** Übertragungsnetzbetreiber  
Amprion

**110 / 30 kV** Schaltleitungen  
(4 Standorte)  
rd. 8.500 Schaltfelder

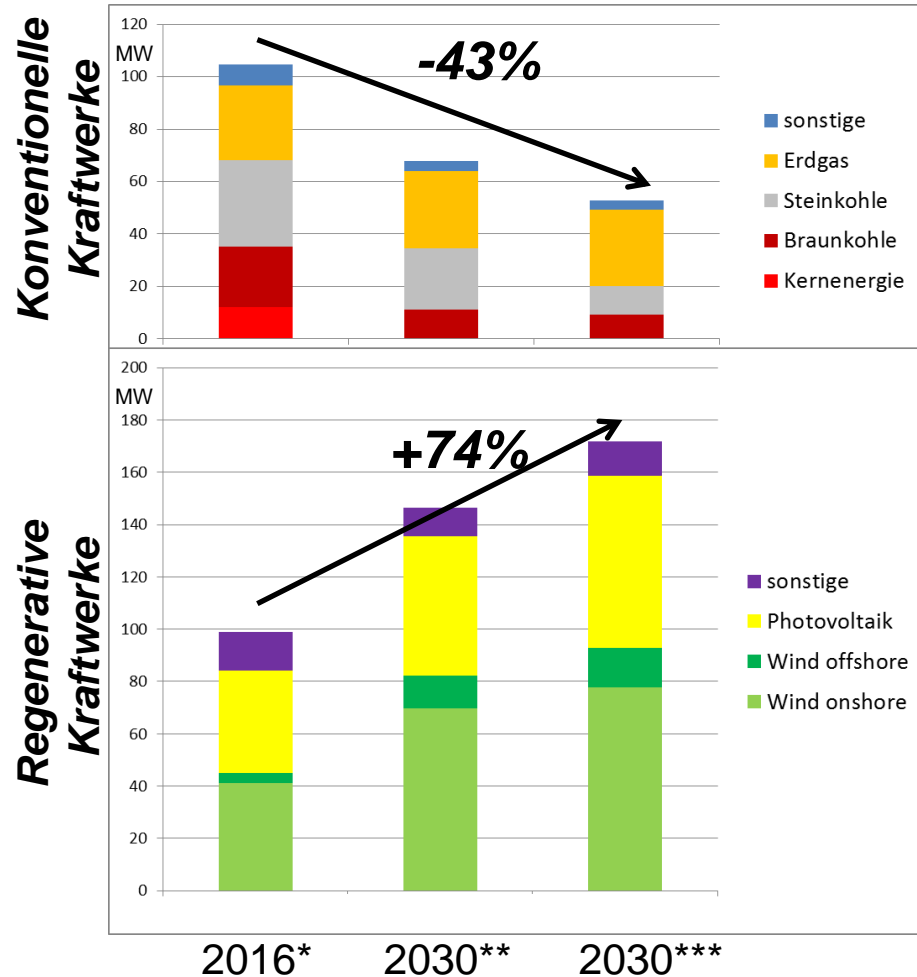
**20 / 10 kV** Netzleitstellen  
(5 Standorte)  
rd. 63.000 Ortsnetzst.

**400 V** Telefonische  
Störungsannahme  
(3 Standorte)

# Agenda / Ziele des Vortrages

- 1) Sachstand: Energiewende 2016
- 2) Heute und zukünftige betriebliche Herausforderungen im Netz
- 3) Gedanken für Lösungsmöglichkeiten
- 4) Resümee / Entwicklungsbedarfe

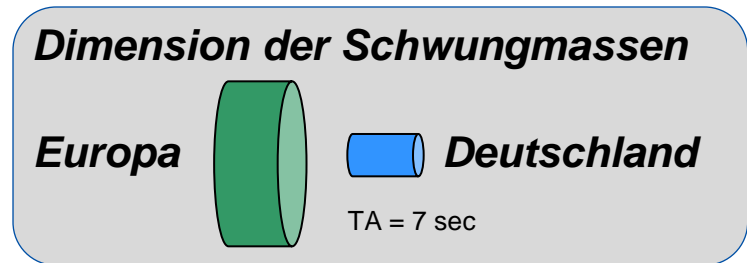
# Entwicklung der installierten Kraftwerksleistung in Deutschland



Quelle:  
 \* BNA Kraftwerksliste  
 \*\* NEP 2016 – verhaltender EEG-Ausbau  
 \*\*\* NEP 2016 - progressiver EEG-Ausbau

## Konsequenzen:

- Häufigkeit der Tage mit fast reiner EEG Einspeisung steigt
- Schwungmasse in Europa wird um Deutschland gemindert → Sensitivität der Frequenz steigt

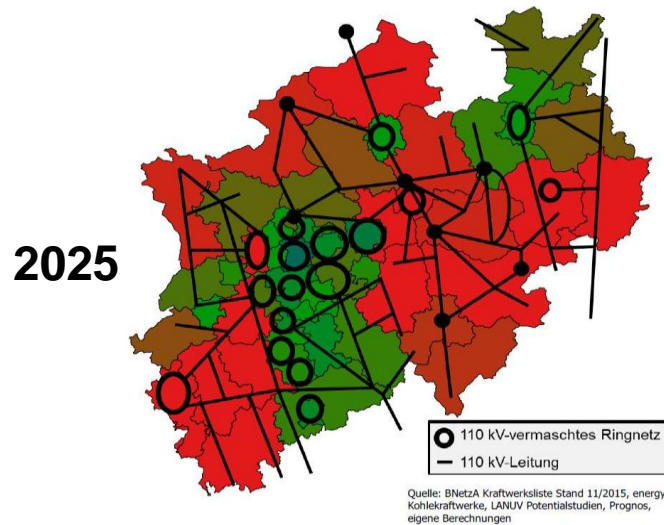
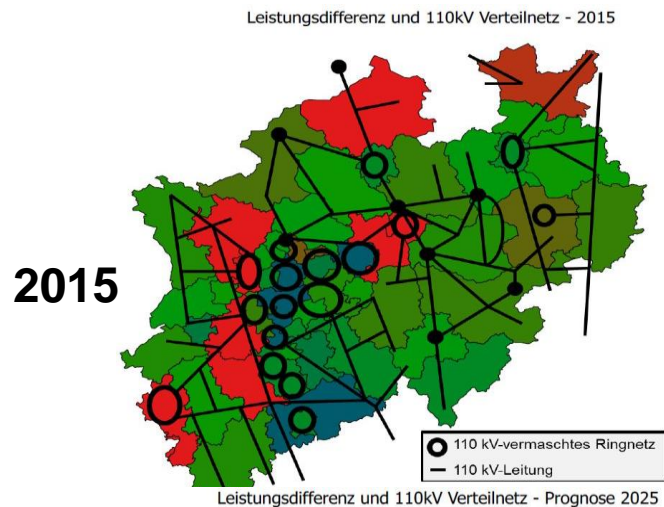


- Kurzschlussleistung nimmt ab
- Systemdienstleistungen kommen u. a. aus dem Verteilnetz
- Das Verteilnetz muss die Sekundär- und Minutenreserven transportieren

# Entwicklung der inst. Leistungen (NRW)

Teilresümee aus der Arbeitsgruppe Betrieb und Systementwicklung (Energieagentur):

- Die Last sinkt z. Z. in den städtischen Gebieten um 1 bis 2%/a
- E-Mobility kann zu einer Laststeigerung führen
- Die Abhängigkeit von Markt, Netz und System steigt, insbesondere in den Netzgebieten mit hoher Auslastung → z. B. jede Wartung bedeutet Eingriff auf die Einspeisungen, somit Markteingriffe und ggfs. auch in das Produkt Regelleistung
- Netzmanagement verlangt Datenverarbeitung von Markt- und Systemdaten

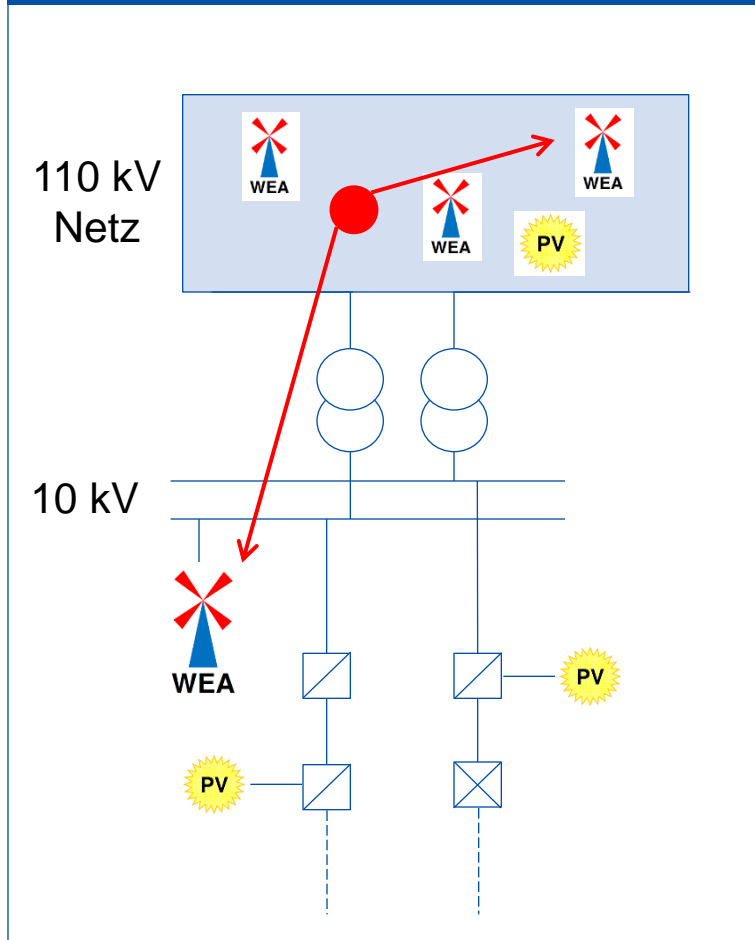


# Agenda / Ziele des Vortrages

- 1) Sachstand: Energiewende 2016
- 2) Heute und zukünftige betriebliche Herausforderungen im Netz
- 3) Gedanken für Lösungsmöglichkeiten
- 4) Resümee / Entwicklungsbedarfe

# Beobachtbarkeit garantiert Versorgungsqualität

## Schema Einspeisegebiet



## Netzbetrieb im Normalschaltzustand:

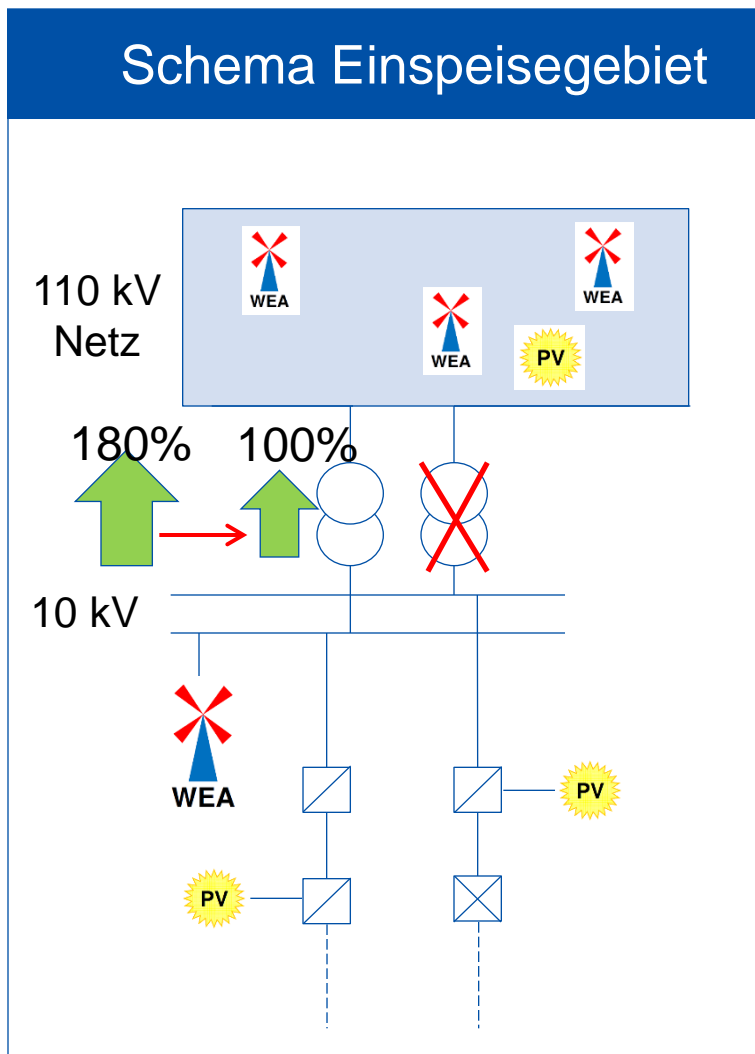
- 1) Das Netz wird für den Last- und Einspeisefall ausgelegt. An wenigen Tagen können andere Gleichzeitigkeiten auftreten. Dieses erfordert heute einen Eingriff in die Einspeiseleistung bzw. den Lastbezug.
- 2) Die zukünftige 3%ige Spitzenkappung wird die Wahrscheinlichkeit eines betrieblichen Eingriffes in die Einspeiseleistung erhöhen.
- 3) Bei Netzengpass ●: Beseitigung durch sensitive Anlagenabregelung

## Voraussetzung für den Netzbetrieb:

- **Beobachtungs- und Steuerungsfähigkeit über alle Spannungsebenen; Daten der Netzschnittstellen müssen online zu Verfügung stehen**
- **Bei steigender Anzahl von Eingriffen oder Netzengpässen: automatisierte Lösungen notwendig**



# Anforderungen aus dem Betrieb



## Netzbetrieb im Wartungsfall: X

Je nach Einspeise und Lastsituation führen Wartungsarbeiten zu Eingriffen in die Einspeiseleistung

- 1) Maximale Einspeisung bei Trafowartung  
→ Beispiel: Einspeiseleistung muss in diesem Fall von 180% auf 100% reduziert werden (nach Ranking der Energieart).
- 2) PV = 0; Wind = 100% oder PV = 100%; Wind = 0% → Kein Eingriff notwendig;

Schwierigkeit:

Wolkenloch oder eine Böe führen zu einer Überlast und Auslösung des Transformators.

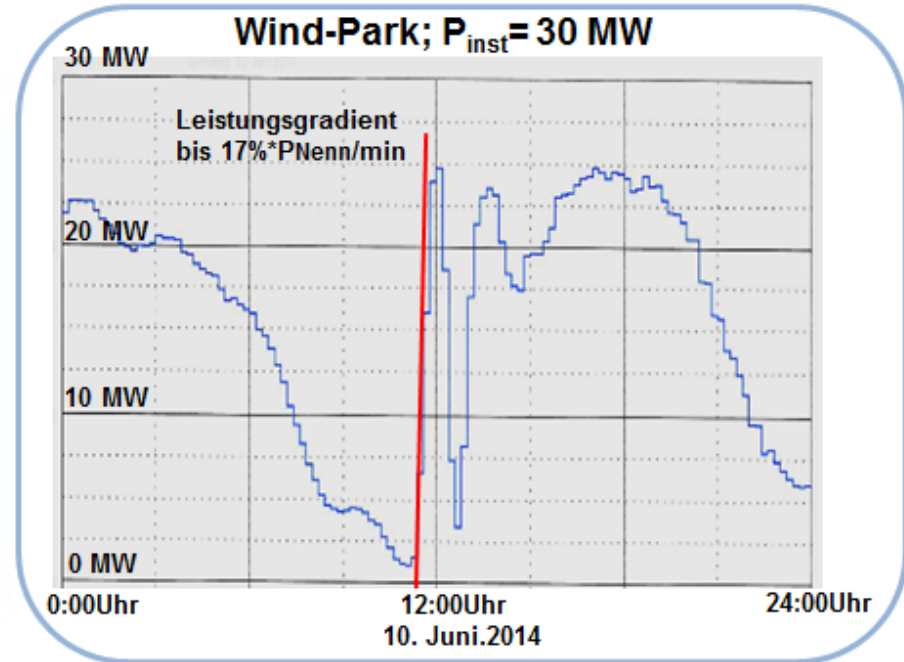
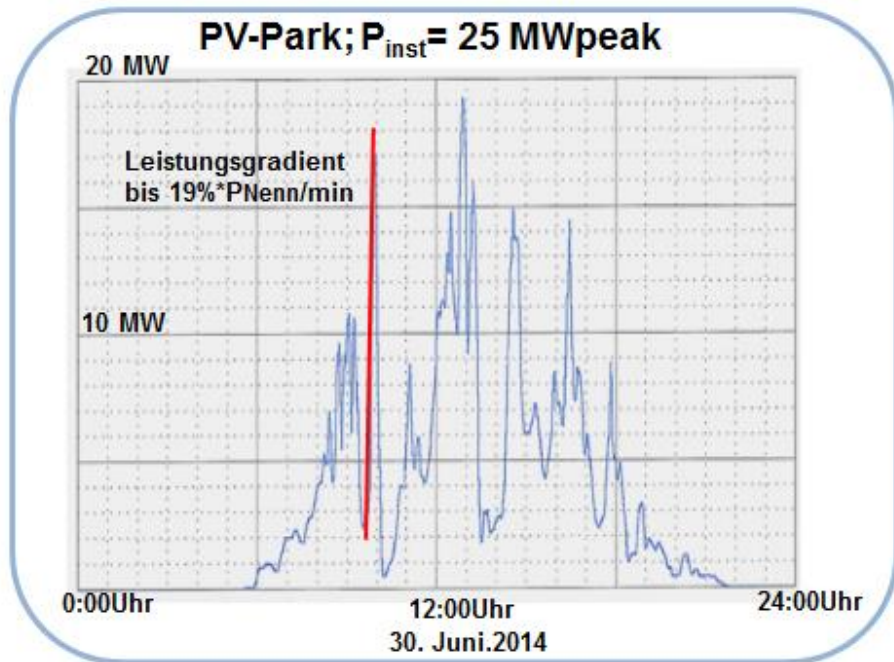
→ Einspeiseleistungsvorgaben notwendig

### Forderung zur Netzsteuerung:

- Dynamik der EEG-Anlagen begrenzen
- Systematik festlegen zur vorsorglichen Einspeisereduzierung.



# Beispiel: Dynamik von EEG-Anlagen



➔ Gemessene Leistungsänderungen von bis zu 17% bzw. 19% der Anlagennennleistung pro Minute

## Konsequenz::

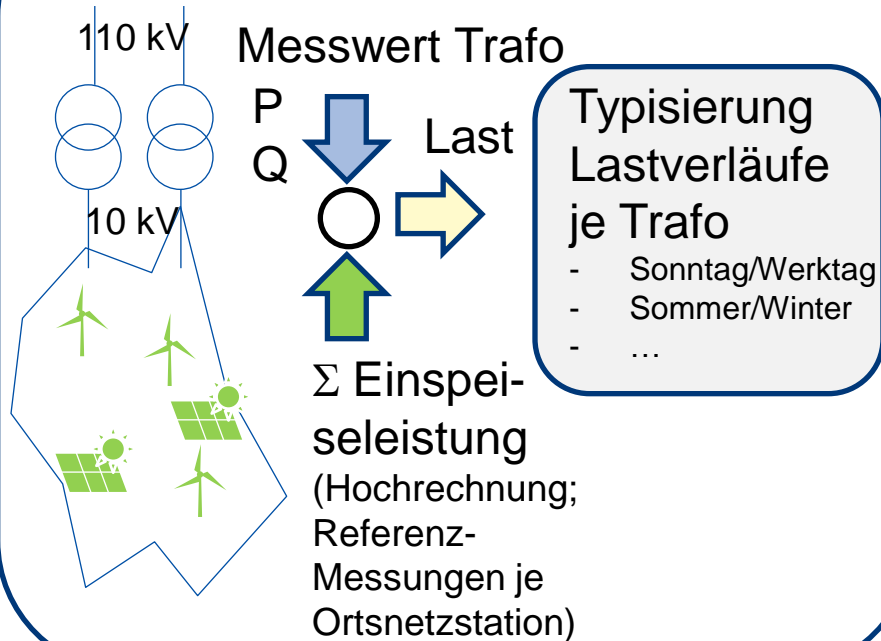
Reaktionszeiten von wenigen Minuten, oft kleiner 5 Minuten, sind betrieblich nicht zu bewältigen!

Anforderung:

- ➔ Automatisierung der Eingriffe erforderlich
- ➔ Die EEG-Anlagen benötigen eine Statik (Zeit für Reaktionen verschaffen)

# Vorausschaurechnung geben Indikationen auf Netzeingriffe

## Online-Datenverarbeitung



Ziel: Vorausschauendes Netzengpassmanagement mit Nutzung des Marktes; Information an die Marktteilnehmer; Versorgungssicherheit

## Vorausschaurechnungen 110 kV

je Trafo

72 h Lastprognose

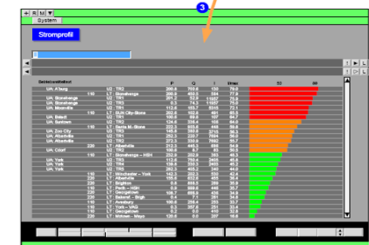
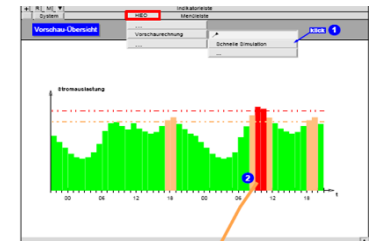
P  
Q

Einspeiseleistungsprognose (72 h)

Topologie der nächsten 72 h

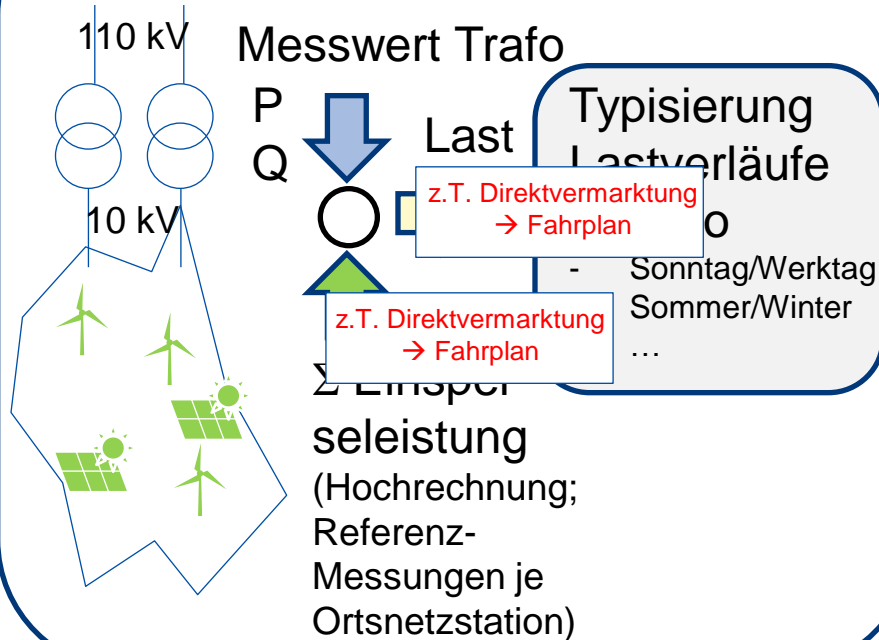
HöS, HS & 30 kV-Netz

Simulation



# Zukünftige Anforderungen an die Vorausschaurechnung

## Online-Datenverarbeitung

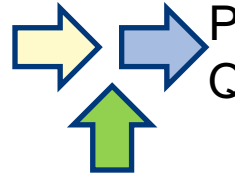


→ kann nur über „Fahrplanaustausch“ berücksichtigt werden

## Vorausschaurechnungen 110 kV

je Trafo

72 h Lastprognose

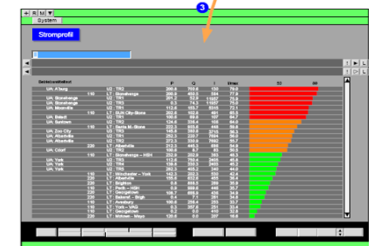


Einspeiseleistungsprognose (72 h)

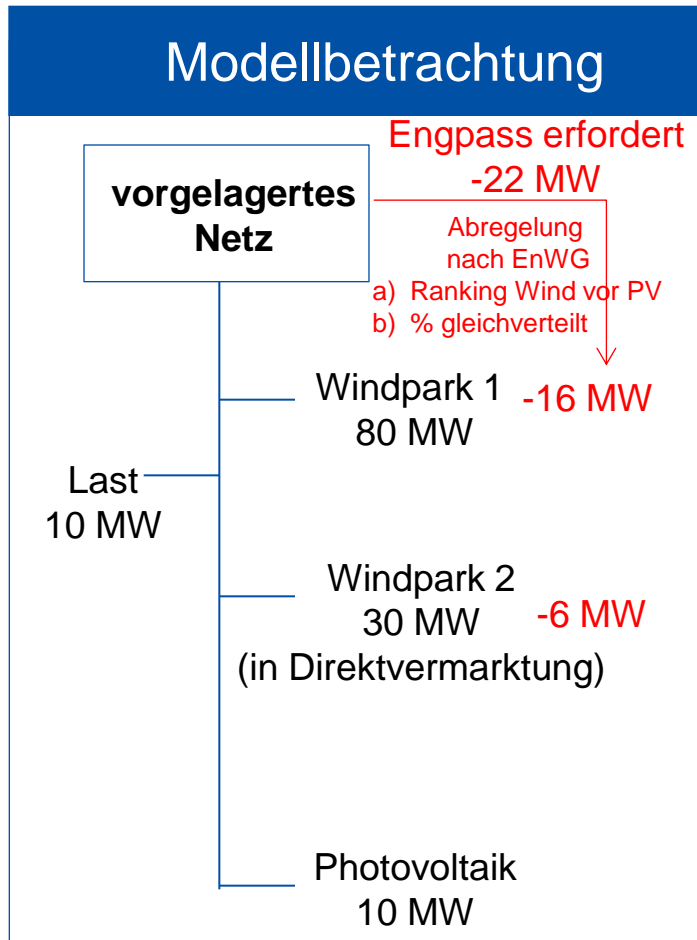
Topologie der nächsten 72 h

HöS, HS & 30 kV-Netz

Simulation



# Anforderungen an Informationsaustausch



Beispiel: Netzenspass im vorgelagerten Netz

→ Abregelung der Einspeisung um 22 MW

- 1) Falls Leistung von Windpark 2 vermarktet, muss Direktvermarkter 6 MW in seinem Portfolio umschichten; Problem heute: kein aktiver Infoaustausch
- 2) Falls Windpark 2 in Wartung oder Störung; Kein Netzenspass, kein Eingriff auf EEG. Allerdings zu beachten: Der Wiederanlauf wird heute nicht angezeigt und führt zur Betriebsmittelüberlastung.
- 3) Falls Windpark 2 in der Regelenergievermarktung
  - Negative Regelenergie → Windpark 2 = 0; Problem: Netzbetreiber muss dieses wissen und Windpark 1 nicht die freie Leistungsscheibe zubilligen (Bilanzkreistreue)
  - Pos. Regelenergie → Korridor von 24 MW muss frei gehalten werden

**Anforderung: Informationskopplung von Markt und Netz online/forecast**  
→ hierbei verprobt das Netz die Marktanforderungen geografisch im Netz

# Agenda / Ziele des Vortrages

- 1) Sachstand: Energiewende 2016
- 2) Heute und zukünftige betriebliche Herausforderungen im Netz
- 3) Gedanken für Lösungsmöglichkeiten
- 4) Resümee / Entwicklungsbedarfe

# Das Meldevolumen muss gebündelt, kanalisiert und verarbeitet werden

- 1) Mehrere Millionen Einspeiseanlagen (90% im Verteilungsnetz) sind mit Status, Steuerbefehlen und ggfs. Direktvermarktungsfahrplänen zu verwalten
- 2) 1 Mio. (2020) bzw. 10 Mio (Ziel) E-Fahrzeuge mit Aufladesteuerungen; Speicher mit Lade- / Entladekurven
- 3) 40 Mio. Haushalte mit z. T. Smart Home / Steuerboxen / Flexibilität
- 4) GHD – überwiegend Mittelspannung - werden mittelfristig auch Flexibilitäten vermarkten

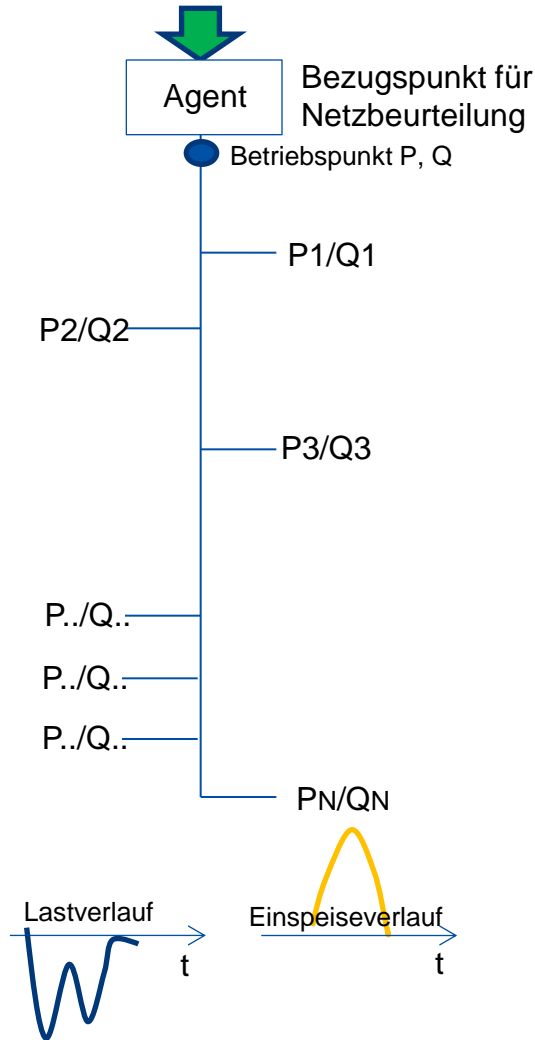


Über Märkte und Netzsteuerungselemente können diese Aktoren, Prosumer, ... eine beliebige Kombinatorik-Anzahl erreichen, welche mit dem jeweiligen Netzgebiet koordiniert werden muss.

**Der jeweilige Netzbetreiber muss dieses dezentral organisieren.**

# Betrachtung eines Stranges (Gedankenmodell)

Flexgrenze vorgelagertes Netz



## Der Agent kennt

### 1) Größen eines Netzgebietes (Stammdaten)

- Stammdaten
  - Last:  $P$ ,  $\cos \Phi$  / Einspeisung:  $P$ ,  $Q$  ggf.  $Q(P)$  / Speicher:  $P$ ,  $Q$
  - Sk“ Beitrag (dezentral)
- Grenzbelastung der einzelnen Betriebsmittel, Stromabschnitte
- Grenzen des vorgelagerten Netzes die auf das Netzgebiet wirken  $U$ ,  $I$  und Sk“ aus dem vorgel. Netz

### 2) Betriebsdaten

- Aktuelle Betriebsparameter  $P$ ,  $Q$
- Störungsinformationen

### 3) Marktinformationen (je Kundengruppe/Einspeisung)

- Freigabezeiten Last (z. B. Rundsteuerung)
- Fahrpläne Einspeisung / Last
- Optionale Fahrpläne Einspeisung / Last

### 4) Dynamische Daten (Zeitabhängigkeit)

- $\Delta P$ ,  $\Delta Q$ ;  $\Delta P/\text{min}$ ;  $\Delta Q/\text{min}$

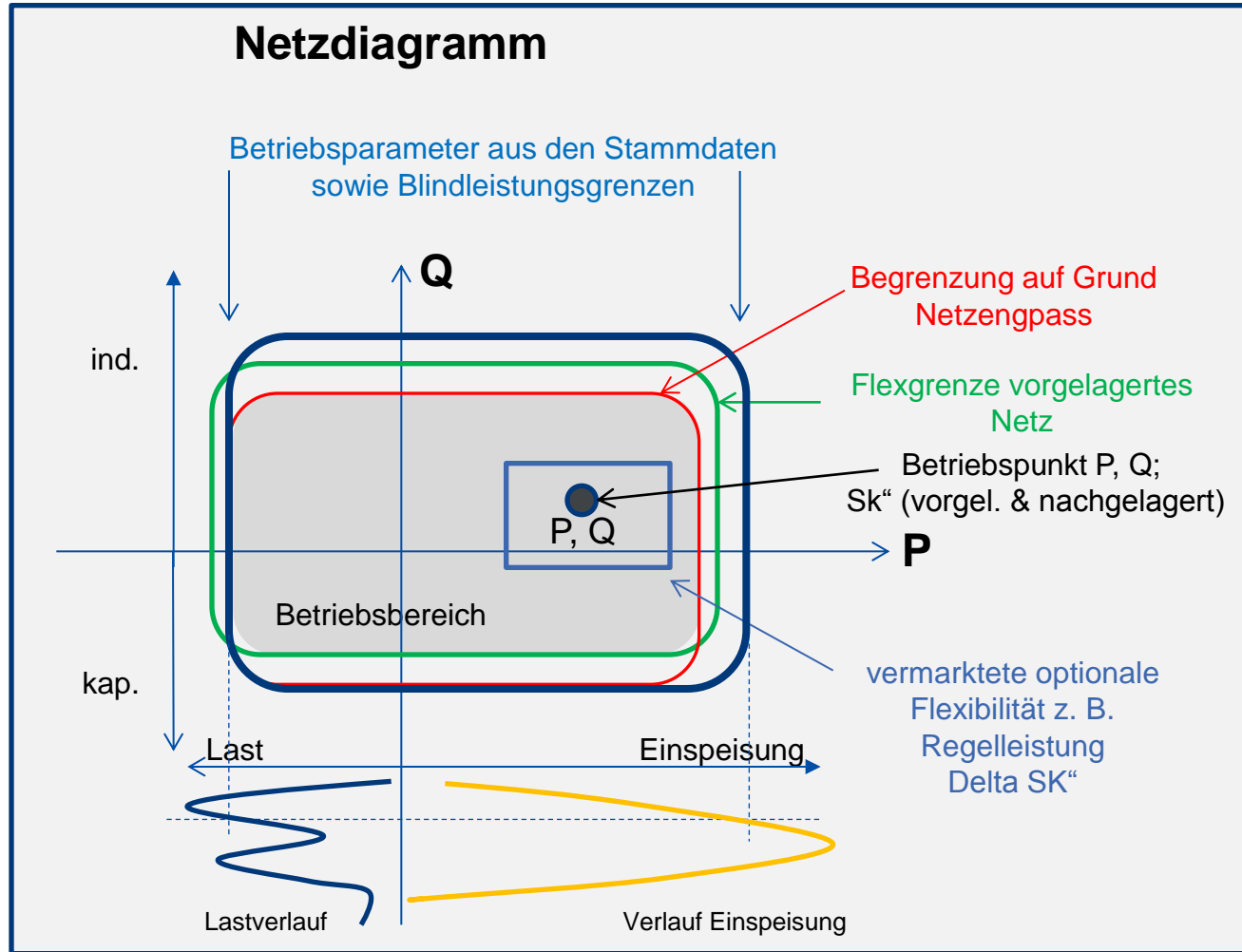
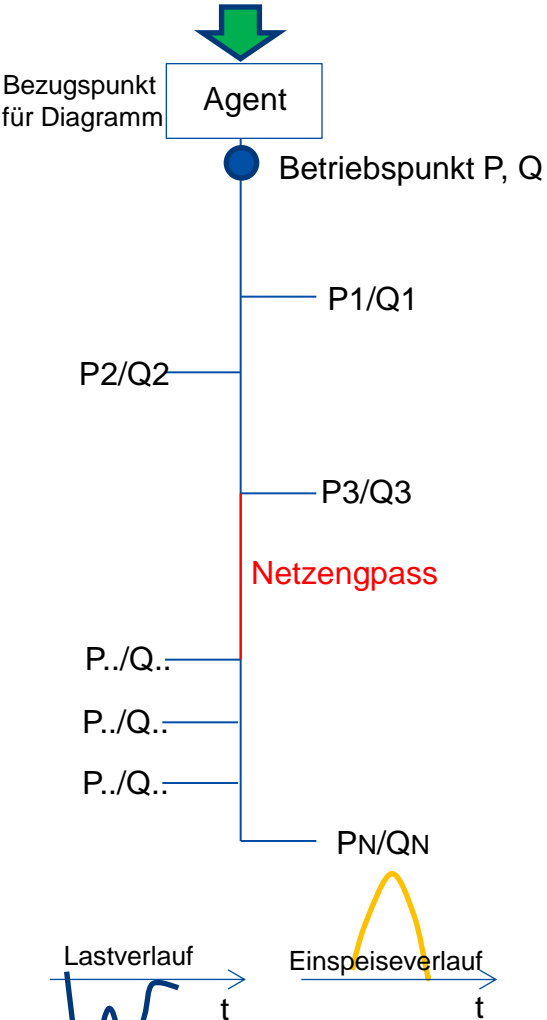
### 5) Forecast Betrachtung

- Prognosen
- Fahrpläne Einspeisung / Last
- Optionale Fahrpläne Einspeisung / Last



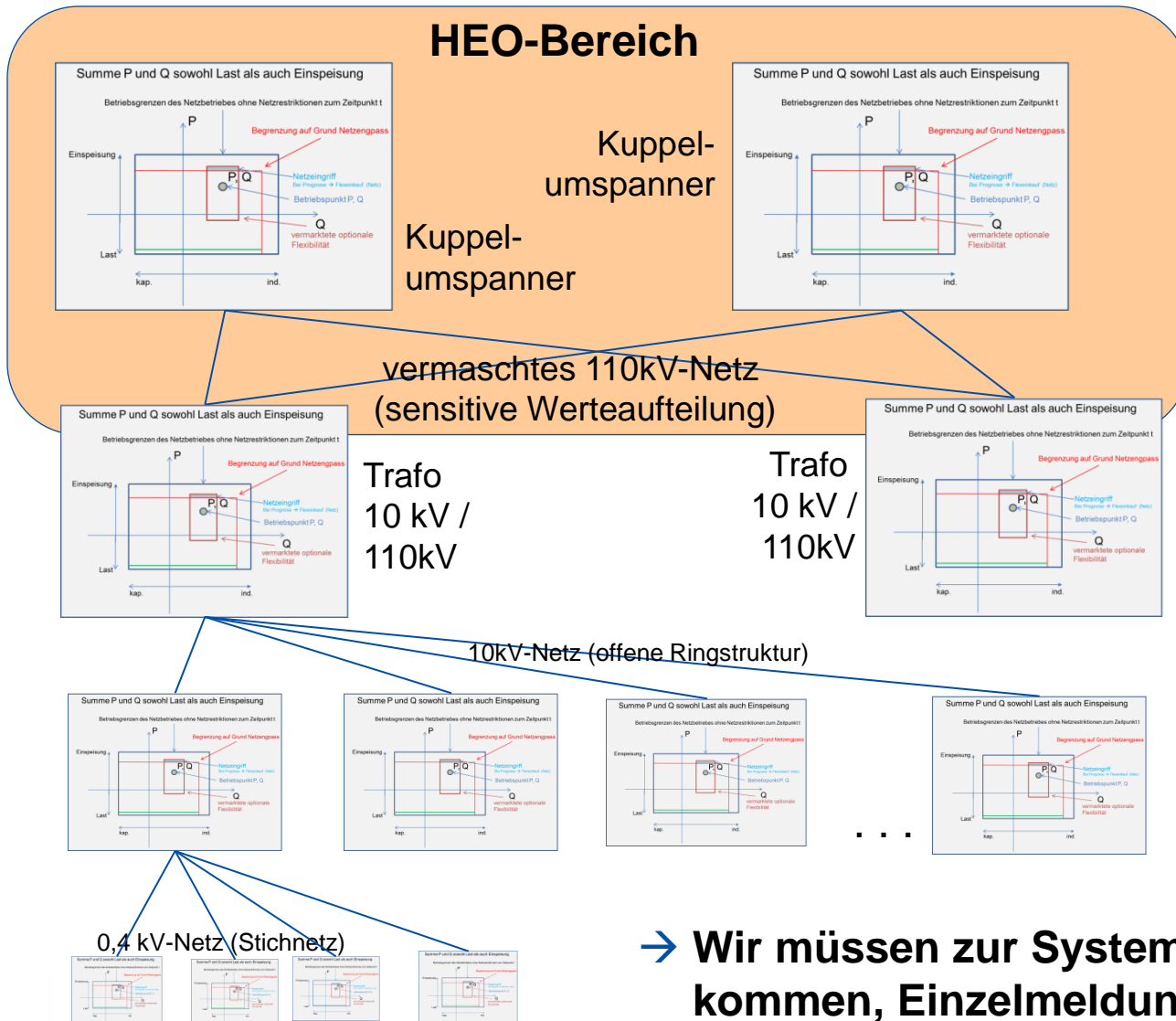
# Umsetzung der Informationen (Gedankenmodell)

Flexgrenze vorgelagertes Netz



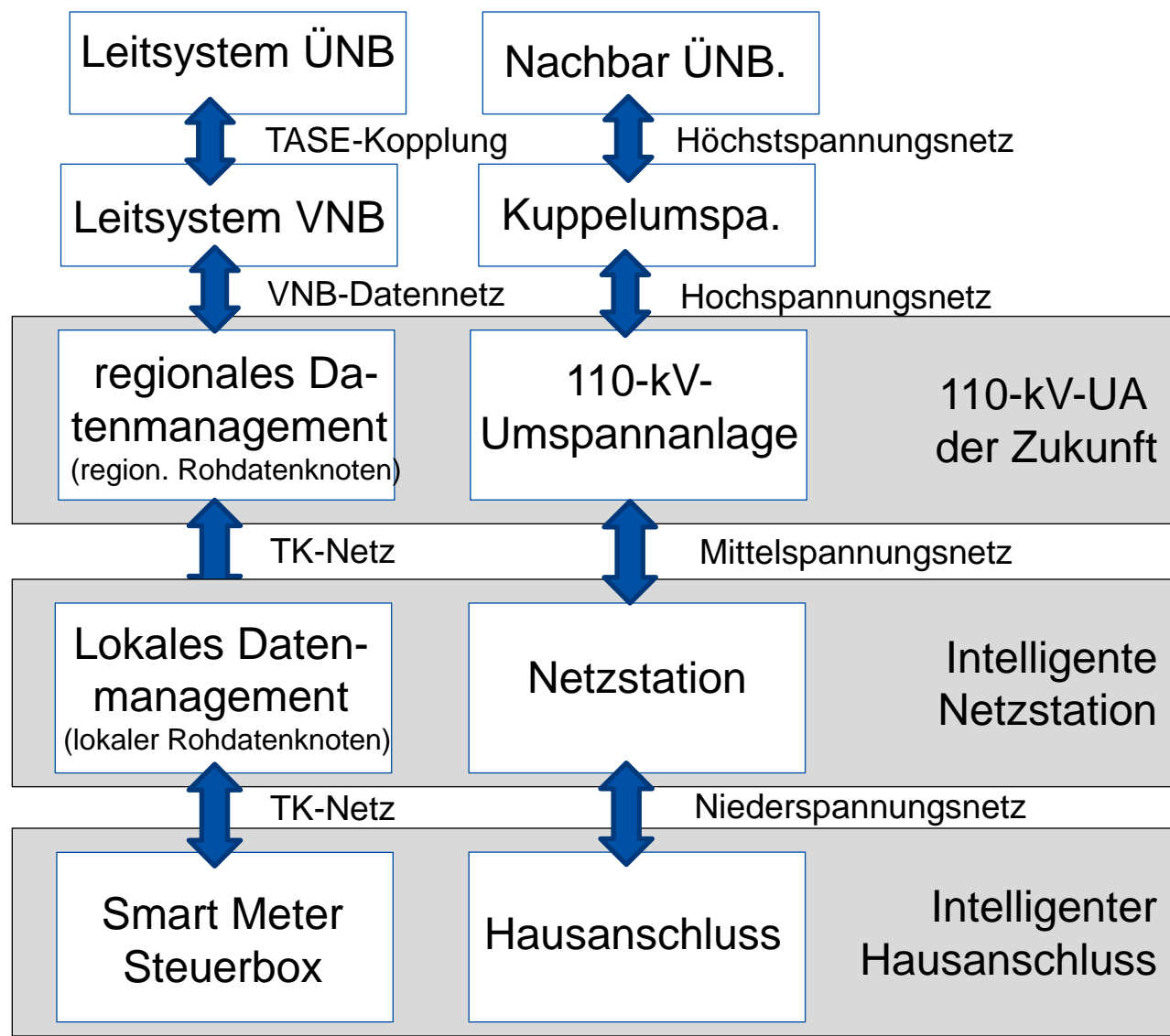
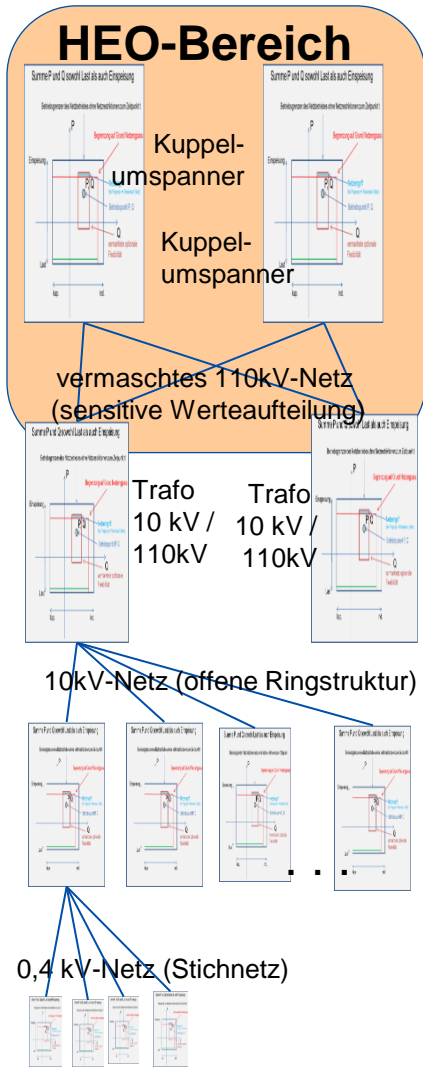
➔ **Beschreibung des Netzes / Netzverhaltens mit rd. 22 Daten zum Zeitpunkt (t)**

# Kaskadierte Informationszusammenfassung



→ **Wir müssen zur Systembetrachtung kommen, Einzelmeldung nur im Bedarfsfall abrufen**

# Smart Grid = Infrastruktur: Starkstrom-Straßen + Energiedaten-Straßen



# Agenda / Ziele des Vortrages

- 1) Sachstand: Energiewende 2016
- 2) Heute und zukünftige betriebliche Herausforderungen im Netz
- 3) Gedanken für Lösungsmöglichkeiten
- 4) Resümee / Entwicklungsbedarfe

# Zusammenfassung

- 1) Energieautarkie wird die Ausnahme bleiben, Lastregionen (Städte) und Einspeiseregionen (Flächengemeinden) müssen zum Energieaustausch weiterhin durch Netze verbunden werden
- 2) In den Einspeiseregionen werden Überspeisung und somit Regeleingriffe Standard. In den Lastregionen wird eine Lastregelung notwendig
- 3) Dem Netzbetreiber muss es möglich sein die Netzbelastung abschätzen zu können, um die Versorgungszuverlässigkeit garantieren zu können. Dieses wird z. T. über Messwerte, Zustandsschätzungen und Handelsabsichten (Fahrpläne) berechnet. Ggfs. werden „Beschränkungssignale“ in Richtung Vertriebe gegeben. Notfalls wird Netzbetreiber einen „harten“ Eingriff durch Steuerbefehle vornehmen müssen.
- 4) Für die Lastflussabschätzung benötigt der Netzbetreiber ein Prozess (Technik), um die vermarkteten Regelleistungen im Bedarfsfall auch transportieren zu können, insbesondere weil diese Regelleistungen (Systemdienstleistungen) vornehmlich aus den stark belasteten Flächengemeinden kommen werden.
- 5) Die Datenaggregation ermöglicht – unabhängig von einer bilanziellen Betrachtung – einen überschaubaren und führbaren Systembetrieb.