

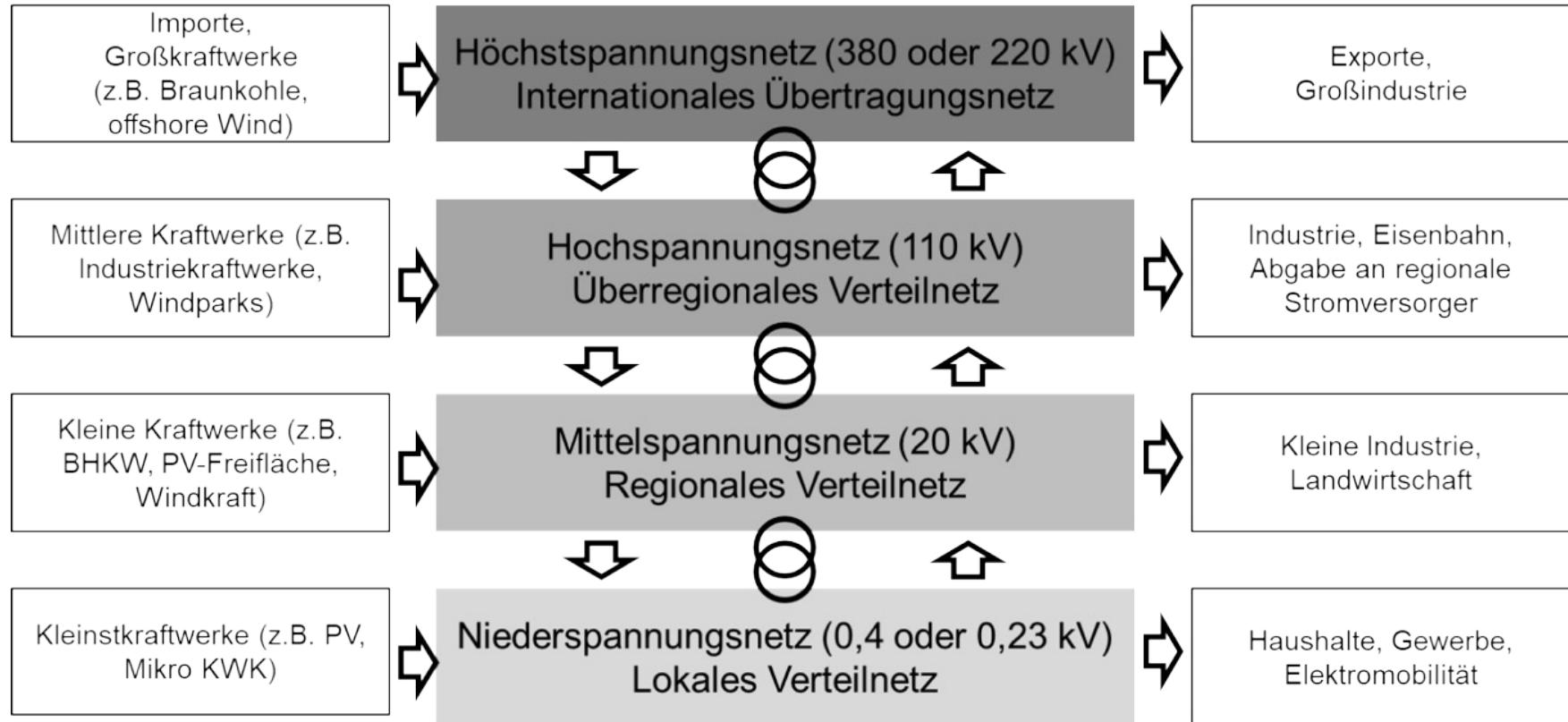
# Konzepte für den grenzüberschreitenden Energieaustausch

PROF. DR. TIM WAWER, PROF. DR. JOHANN HURINK, ANDREAS STROINK

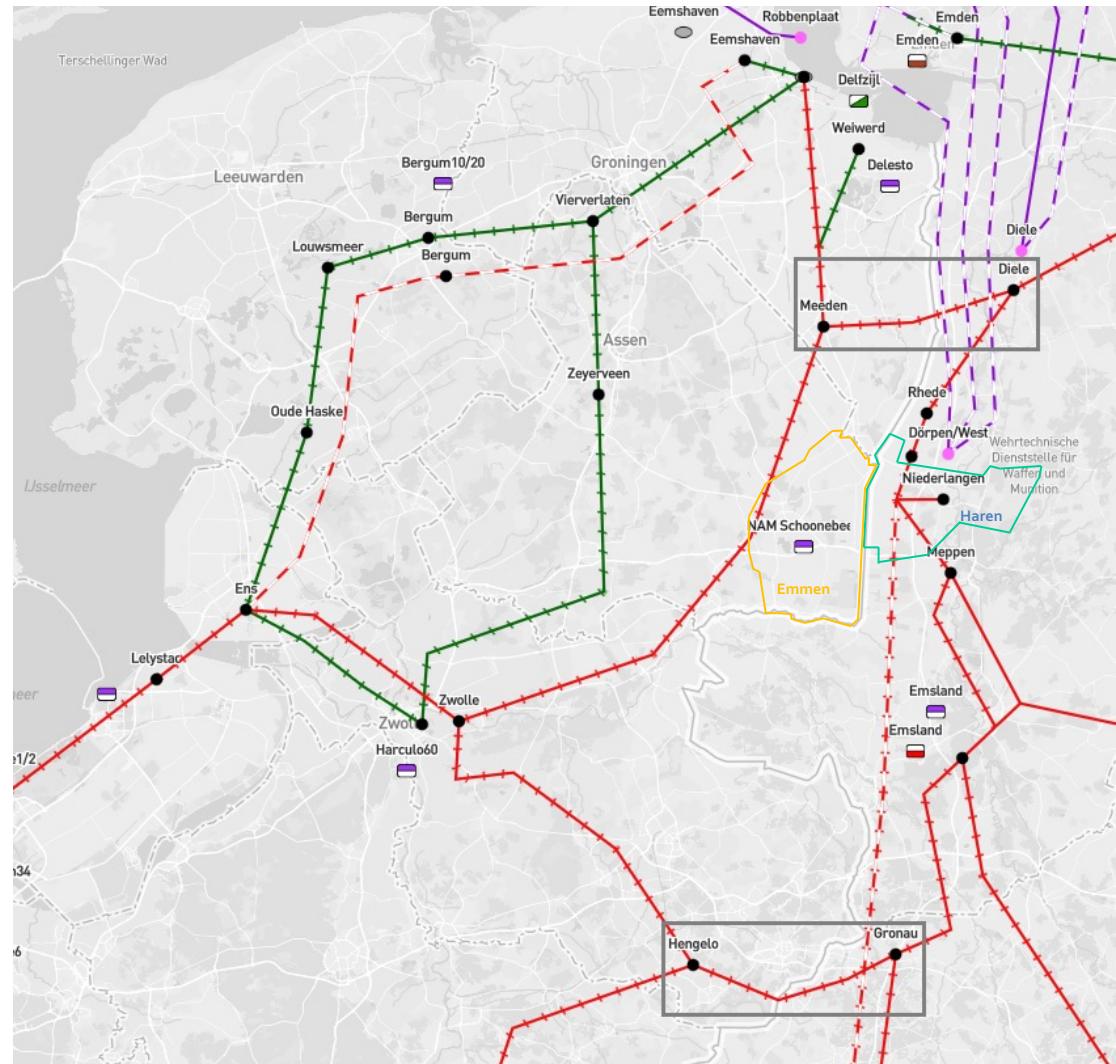
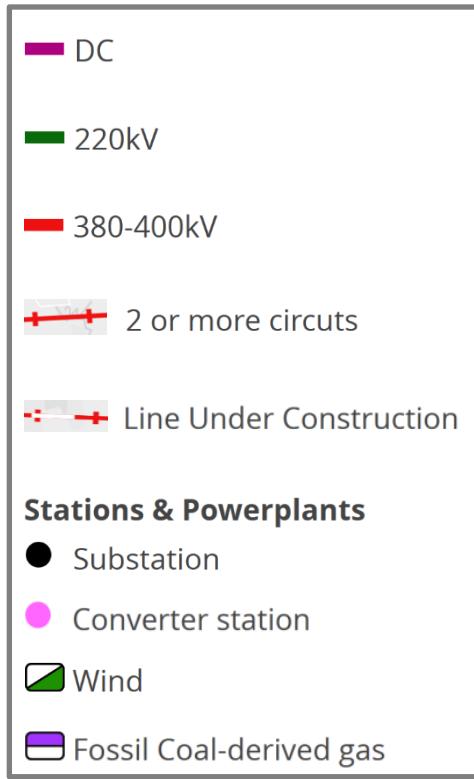


# Grenzüberschreitende Stromflüsse in Europa

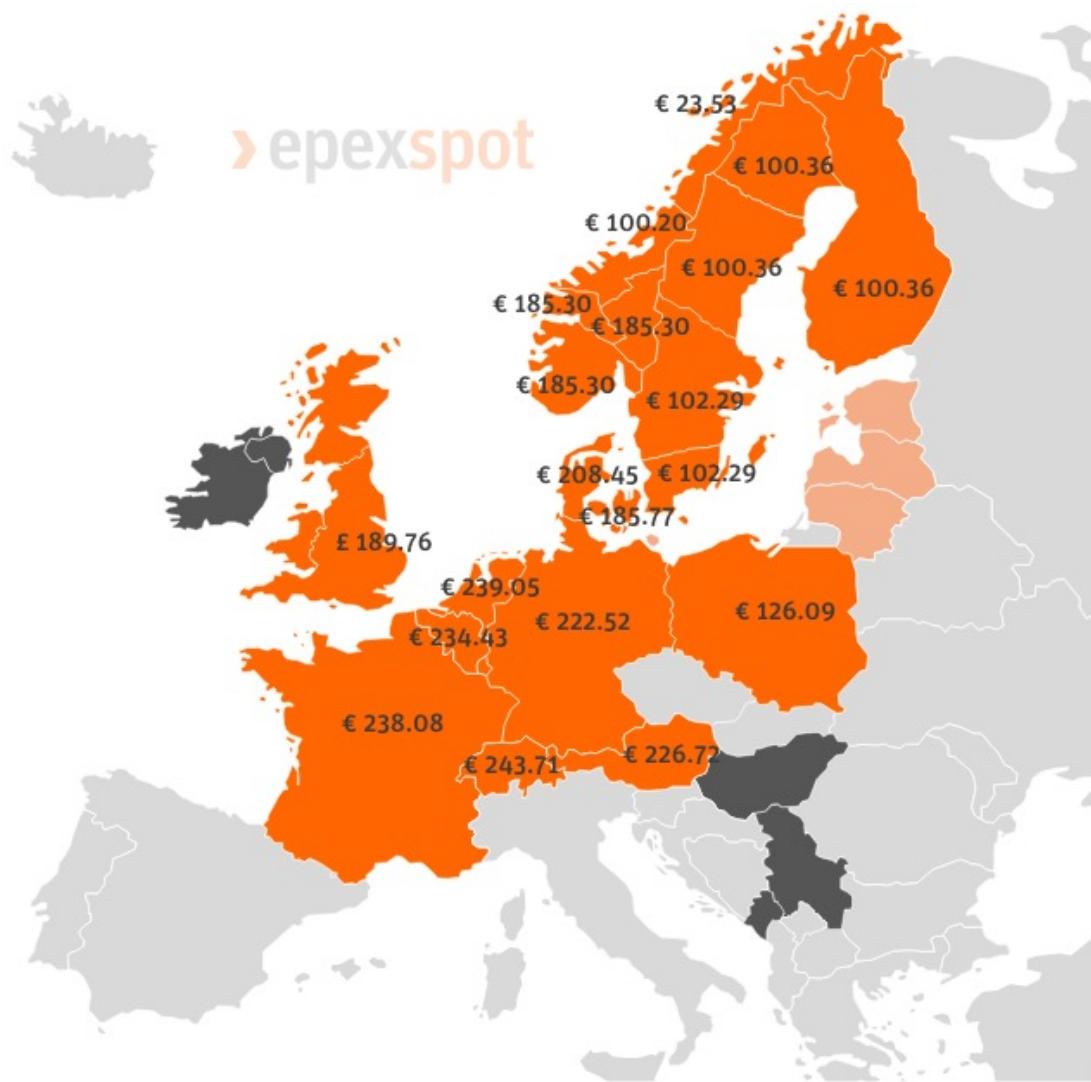
# Netzebenen im Stromsystem



# Grenzkuppelstellen DE – NL

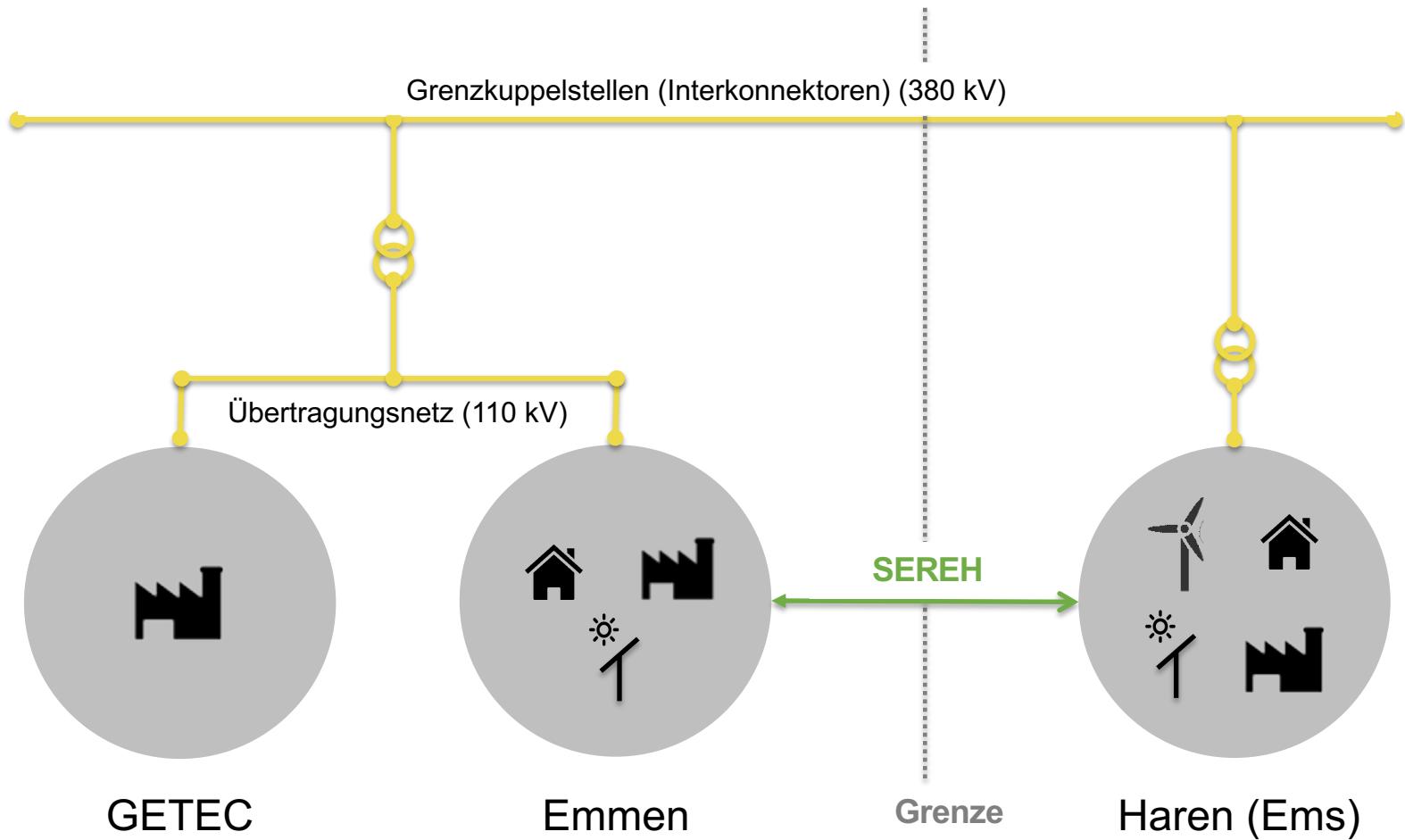


# Market Coupling an der EPEX-Spot



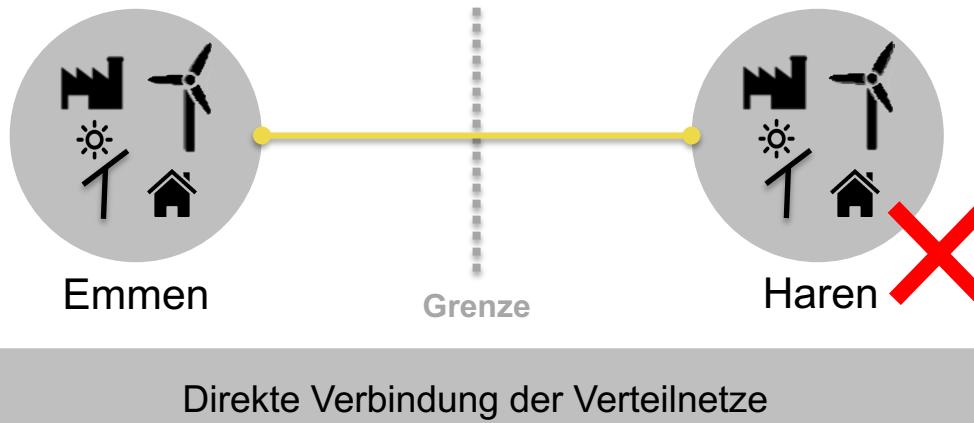
Quelle: EPEX Spot Market Data

# SEREH Grundidee



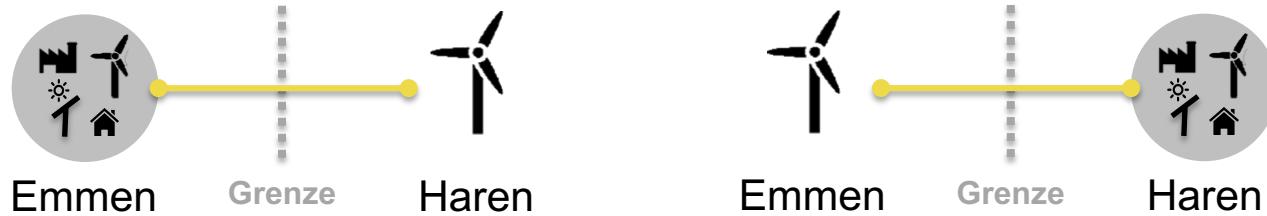
# Technische Möglichkeiten einer SEREH-Verbindung

# Verbindung der Verteilnetze



- Rechtlich derzeit nicht möglich
  - Verordnung (EU) 2019/943, Art. 2(1) Keine Interkonnektoren auf der Verteilnetzebene.
- Technisch schwierig
  - Unkontrollierbare Ausgleichsströme aufgrund von Regeldifferenzen zwischen dem deutschen und dem niederländischen Übertragungsnetz
  - Stabiler Netzbetrieb kann nicht mehr sichergestellt werden
  - Mögliche Umsetzung als Gleichstromleitung (DC)

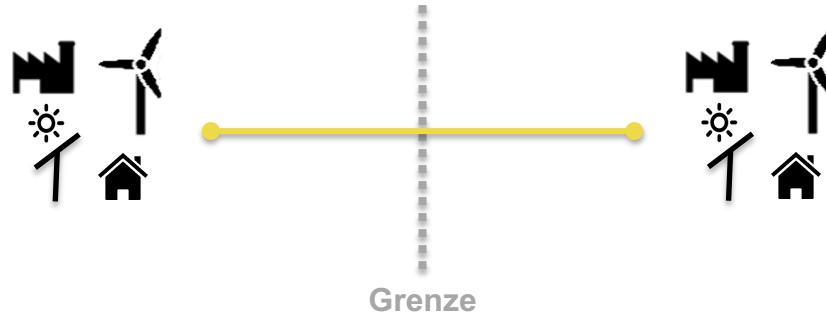
# Isolierte Erzeuger oder Verbraucher



Anschluss einzelner Erzeuger oder Verbraucher  
(auch in kleineren Gruppen) über die Grenze

- Keine Verbindung mit dem „eigenen“ nationalen Stromnetz
- Auch Direktversorgung von Verbrauchern über die Grenze möglich (physical-cross-border-PPA), z.B. zur H<sub>2</sub>-Herstellung
- Ausbau erneuerbarer Energien trotz nationaler Netzengpässe möglich
- Verlust der nationalen Förderung für den Ausbau der erneuerbaren Energien

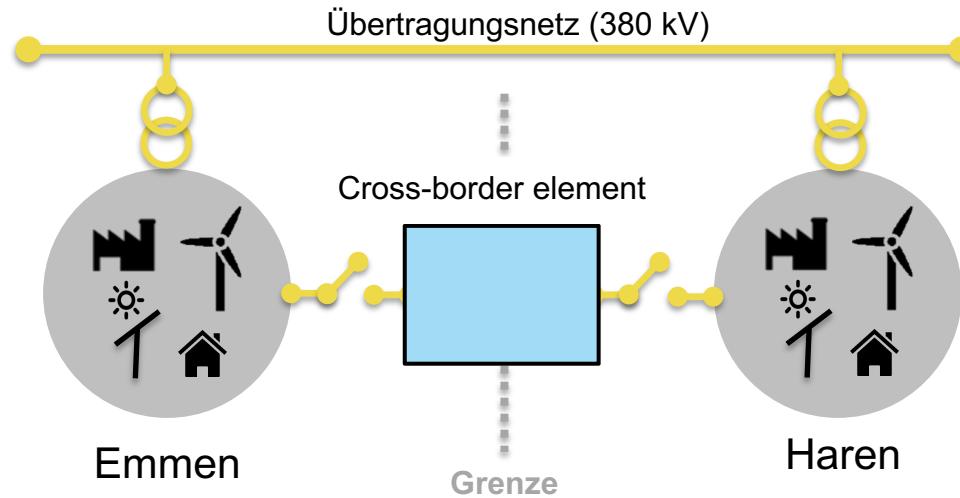
# Isoliertes Microgrid



Gruppe von Erzeugern und Verbrauchern, die nicht mit dem vorgelagerten Stromsystem verbunden ist

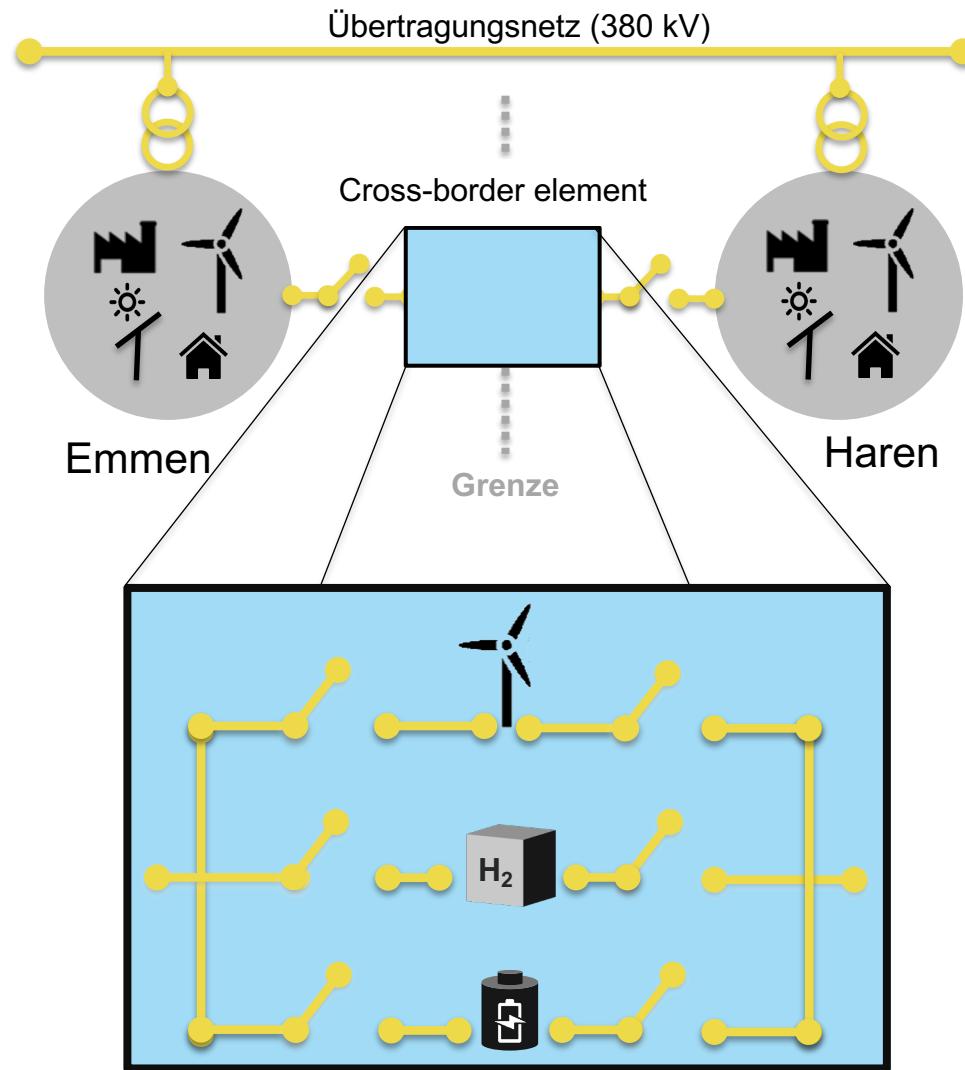
- Hohe Kosten für Versorgungssicherheit
- Keine wirtschaftliche Option

# Verbindung der Netze durch einen “Switch”

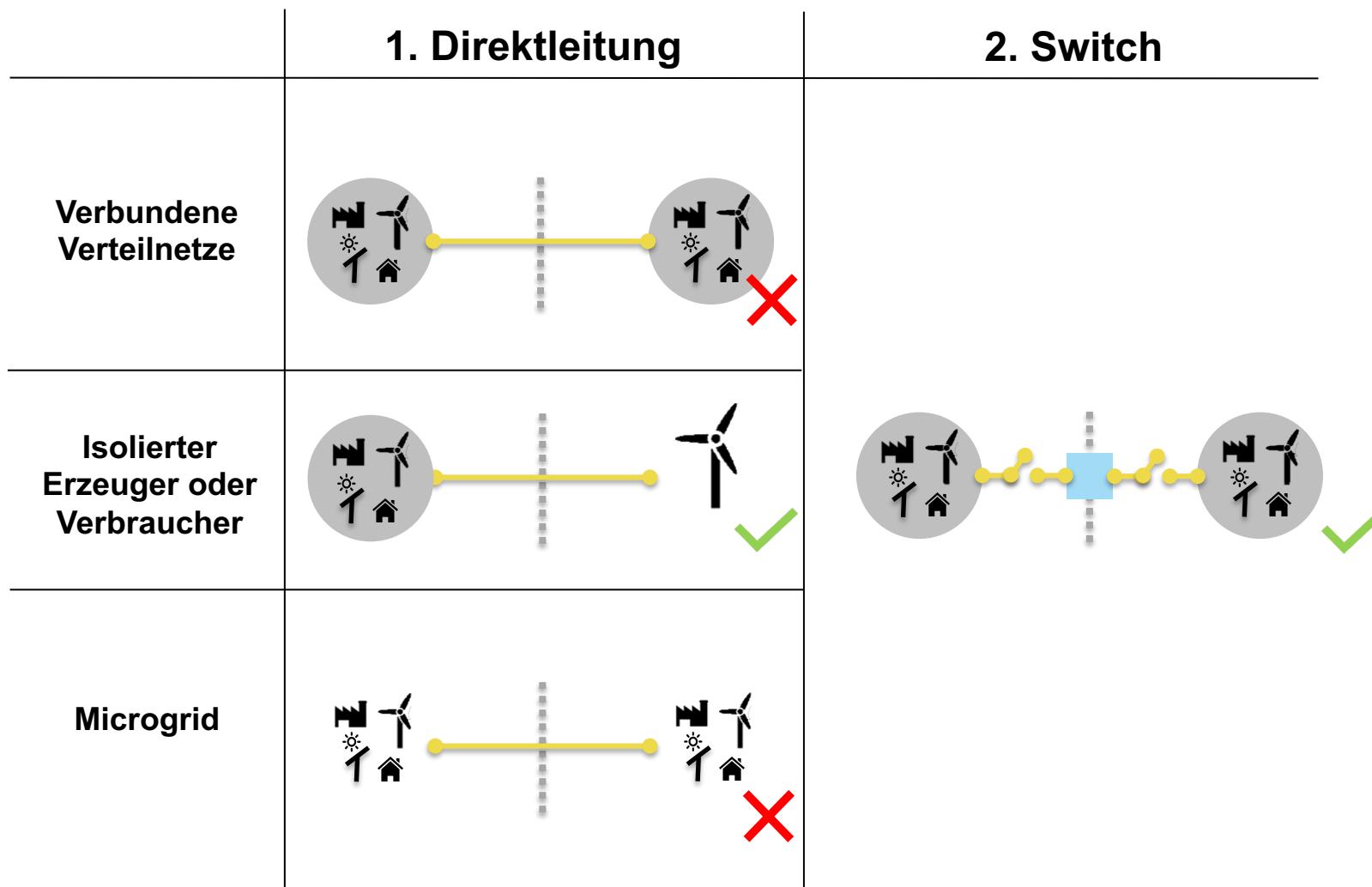


- Ein schaltbares flexibles Element, das abwechselnd an ein Verteilnetz angeschlossen ist.
- Kombination aus Erzeugern, Speichern und Verbrauchern möglich

# Windpark als Switch-Element



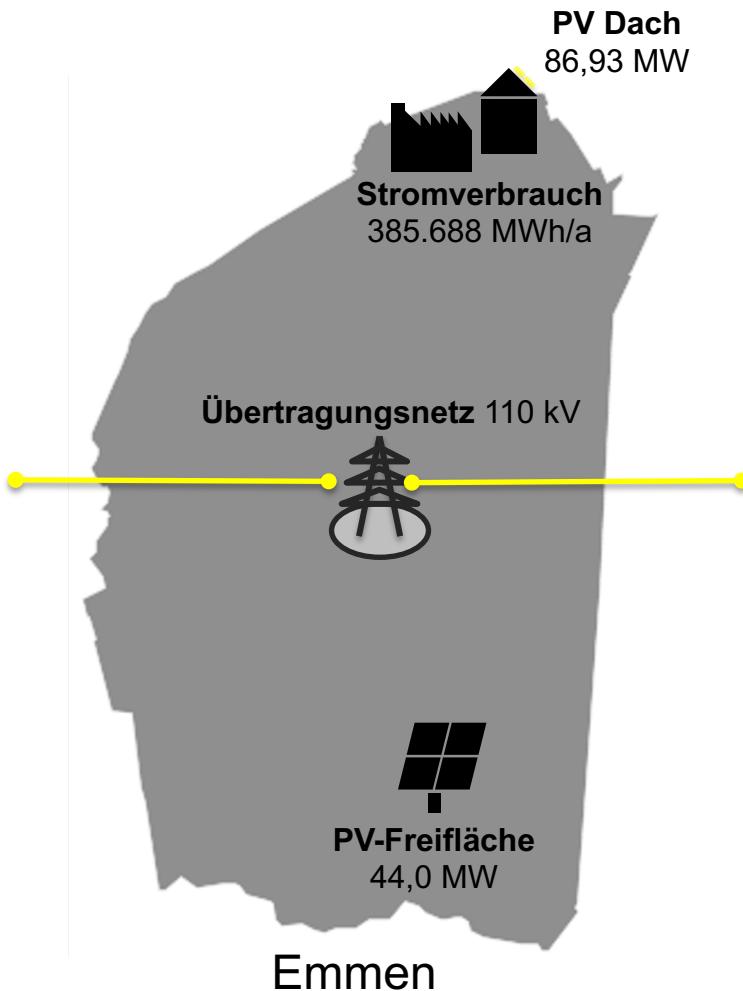
# Im SEREH-Projekt untersuchte Optionen



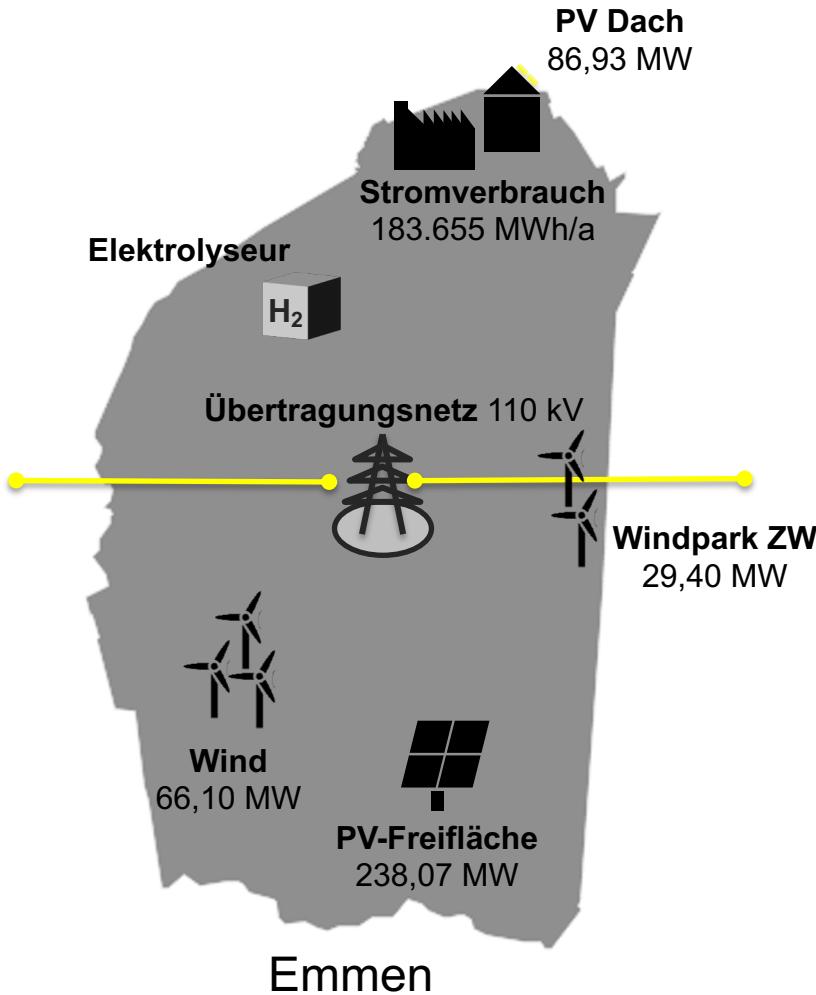


# Untersuchte Szenarien

# Emmen – HEUTE



- Fläche: 346 km<sup>2</sup>
- Bevölkerung: 108,000
- Ca. 139.000 MWh/a Strom aus Erneuerbaren Energien (Solar)
- Massiver Zubau von PV in Form von Freiflächen-Solarparks
- Gewächshäuser produzieren Strom & Wärme zur Eigenversorgung
- Ca. 30 % des Strombedarfs werden durch eigene Erzeugung gedeckt

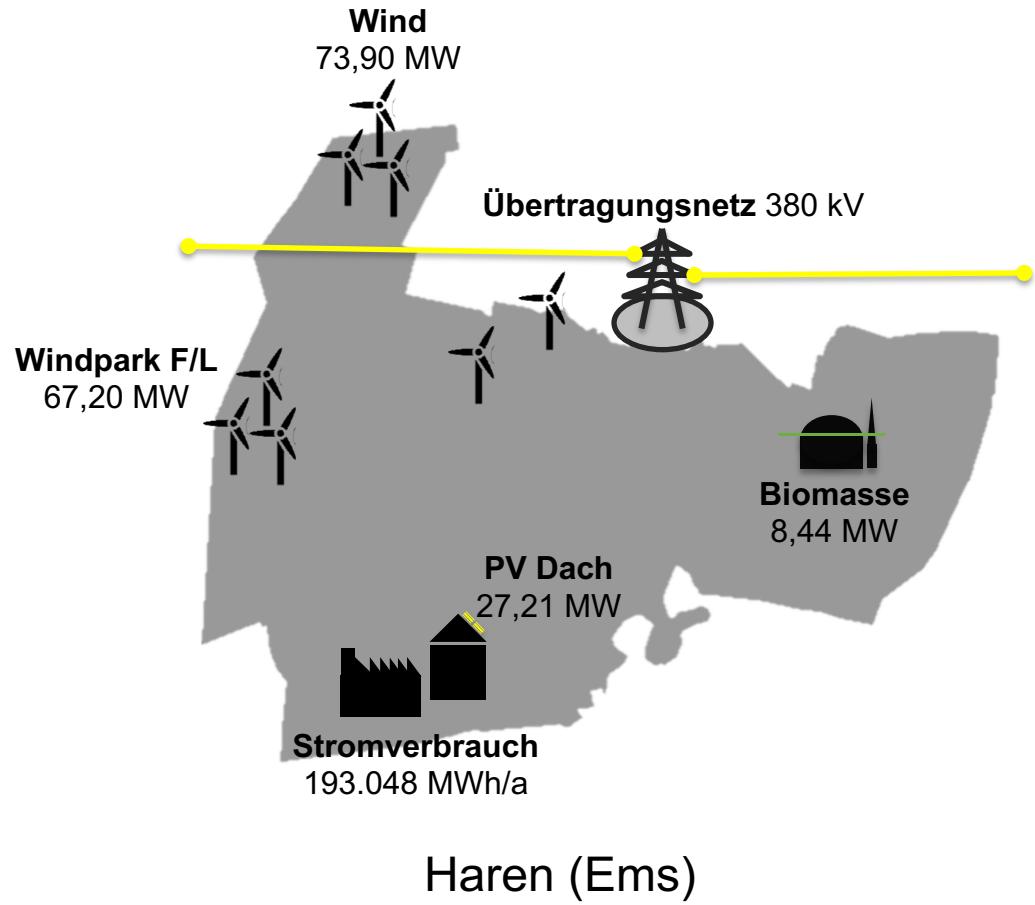


- Weiterer Zubau im Bereich der PV-Kapazitäten auf bis zu 325 MW geplant
- Errichtung von insgesamt 95,5 MW Windkapazität
  - Windpark Zwartenerbergerweg mit 29,40 MW direkt an der deutsch-niederländischen Grenze
- Dekarbonisierung des Industriesektors durch den Einsatz von Wasserstoff und grünem Gas
  - Elektrolyseur für die Produktion von grünem Wasserstoff am Standort GZI Next

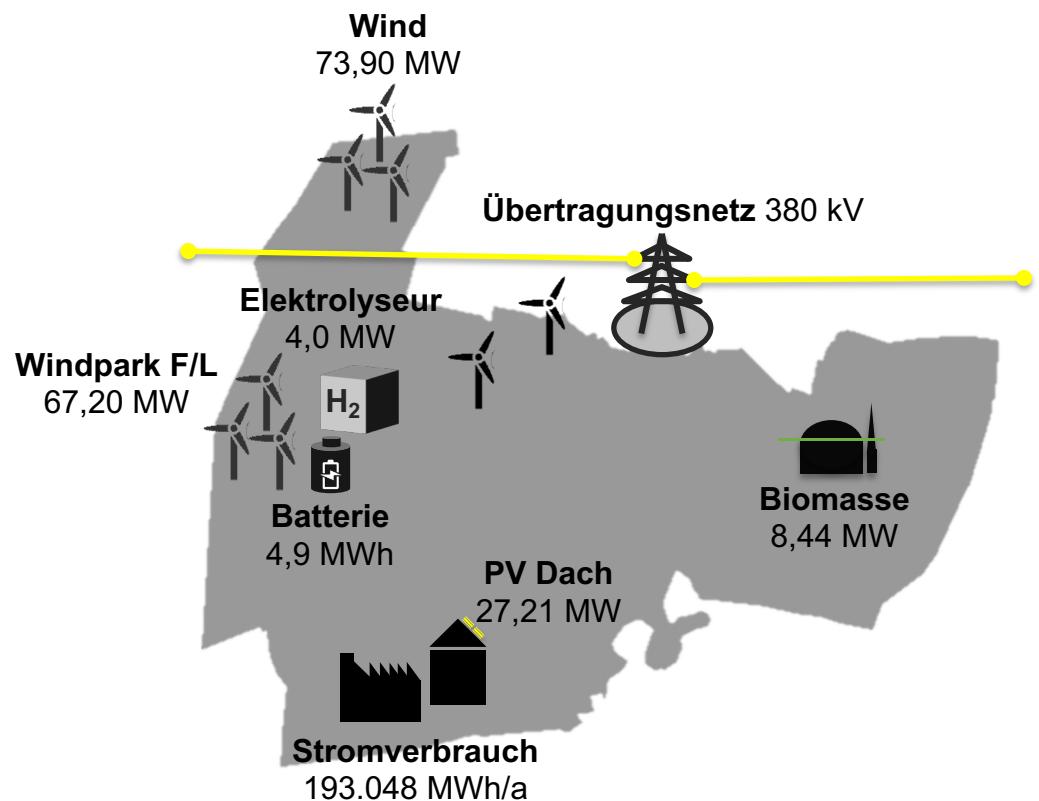


# Haren (Ems) – HEUTE

- Fläche: 210 km<sup>2</sup>
- Bevölkerung: 24,000
- Ca. 400.000 MWh/a Strom aus erneuerbaren Energien
- Netzanschluss  
Bürgerwindpark  
Fehndorf/Lindloh im Jahr  
2021 (67,20 MW)
- Ca. 90 % des Strombedarfs  
werden aus eigener  
Erzeugung gedeckt

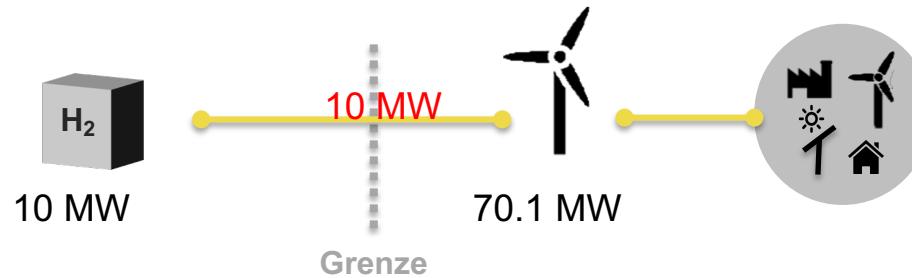


- Speicherung von Windstrom aus dem Windpark Fehndorf/Lindloh mithilfe einer 4,9 MWh Batterie
- 4 MW Elektrolyseur zur Produktion von grünem Wasserstoff
- Nutzung des produzierten Wasserstoffs im Mobilitätssektor
  - “Grüner H2-Hub Haren”
  - “H2Agrar”



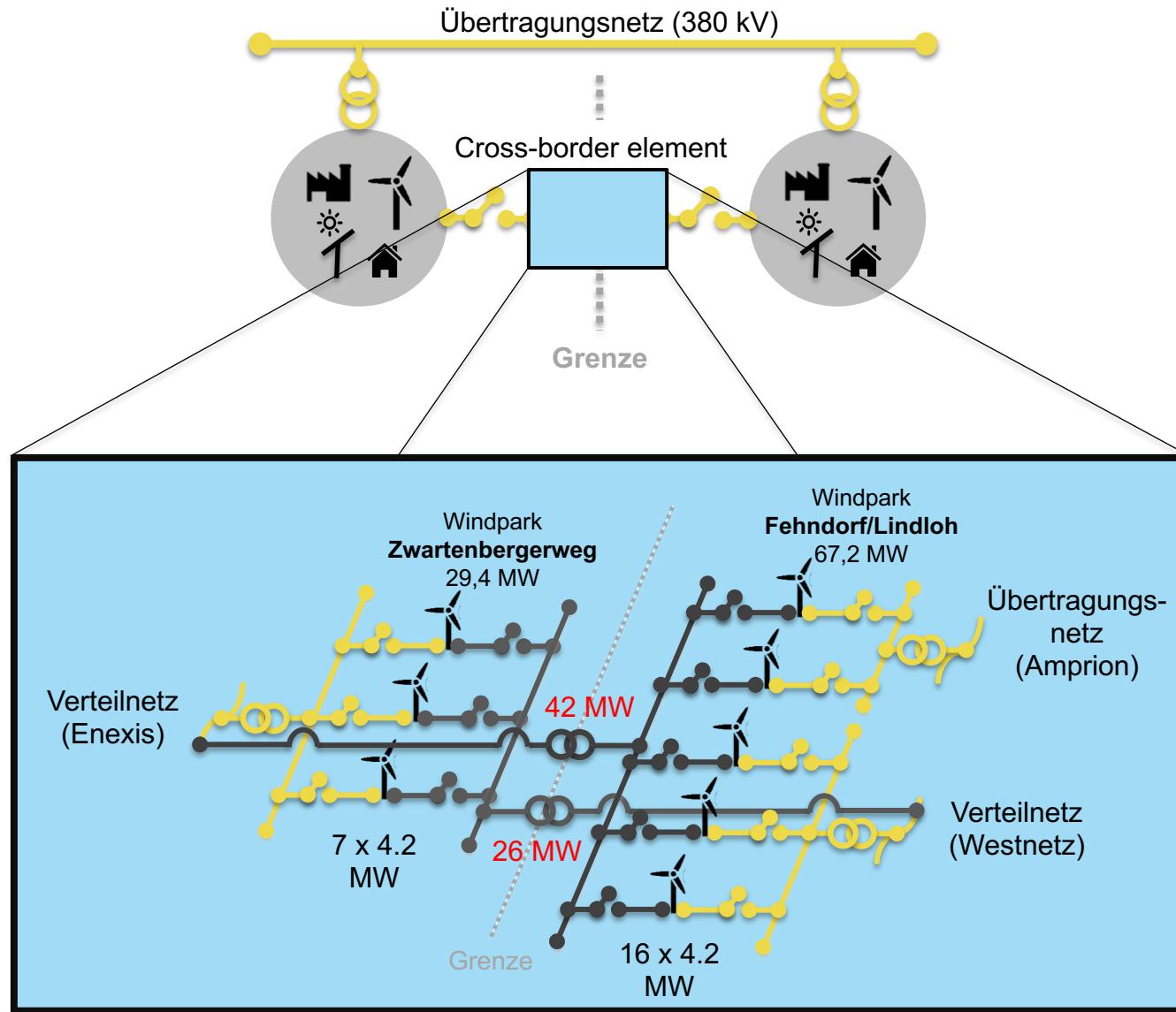
Haren (Ems)

# Option 1: Rütenmoor DE & Elektrolyseur NL



- Anschluss des deutschen Windparks Rütenmoor per Direktleitung an einen niederländischen Elektrolyseur (z.B. am Standort GZI Next)
- Elektrolyseur wird ausschließlich mit Windstrom versorgt
- Netzanschluss von Rütenmoor in Deutschland bleibt weiterhin bestehen
- Auslaufen der EEG-Förderung für Rütenmoor in 2024

# Option 2: Windparks F/L und ZW Switch

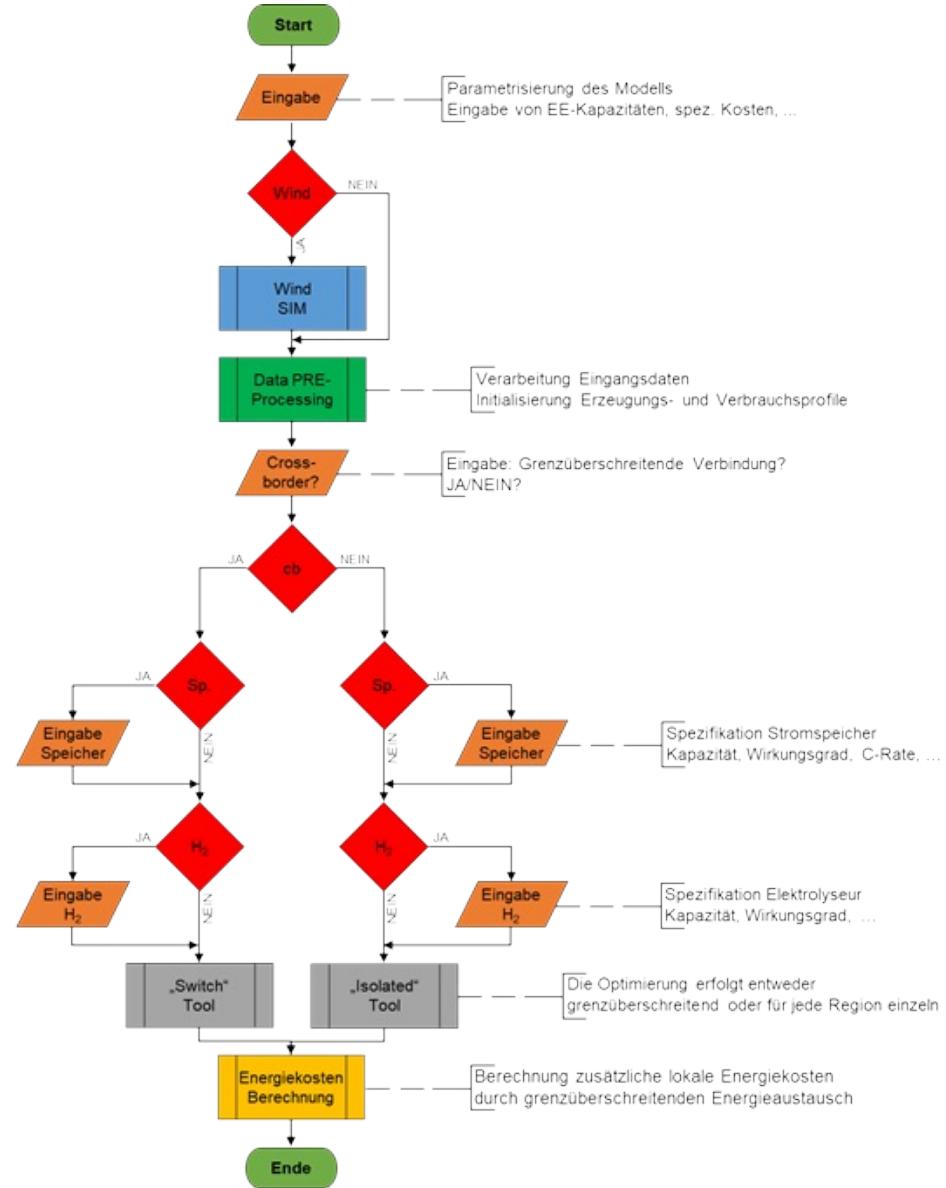




# Modellierung und Ergebnisse

# Optimierungsmodell cb-OPT

- ¼-stündliche Modellierung der gekoppelten Stromversorgung
- Zielfunktion: Minimierung der elektrischen Systemkosten
- Modell ermöglicht die flexible Optimierung beliebiger Grenzregionen
- „Isolated“ für Betrachtung ohne grenzüberschreitende Verbindung
- „Switch“ ermittelt die optimalen Schaltzeitpunkte des grenzüberschreitenden Elementes
- Berechnung der lokalen Energiekosten



# Berechnung Systemkosten im Modell

$$C_{Sys} = \underbrace{c_{Capacity} * P_{Max}}_{\text{Leistungspreis}} + \underbrace{c_{Cur} * V_{feed,RES} * \alpha}_{\text{Preis für Redispatch/Abregelung EE}} + \underbrace{\alpha * c_{Redispatch} * V_{feed,RES}}_{\text{Jährliche EE-Einspeisung}} + \underbrace{\alpha * c_{Abregelung} * V_{feed,RES}}_{\text{Anteil jährliche Abregelung}}$$

## 1. Systemkosten der vorgelagerten Netzebene

- Kosten für Netzinfrastruktur (Transformer, Kabel,...)
- Systemdienstleistungen (Frequenz- und Spannungshaltung, ...)
- Übertragungsnetzverluste

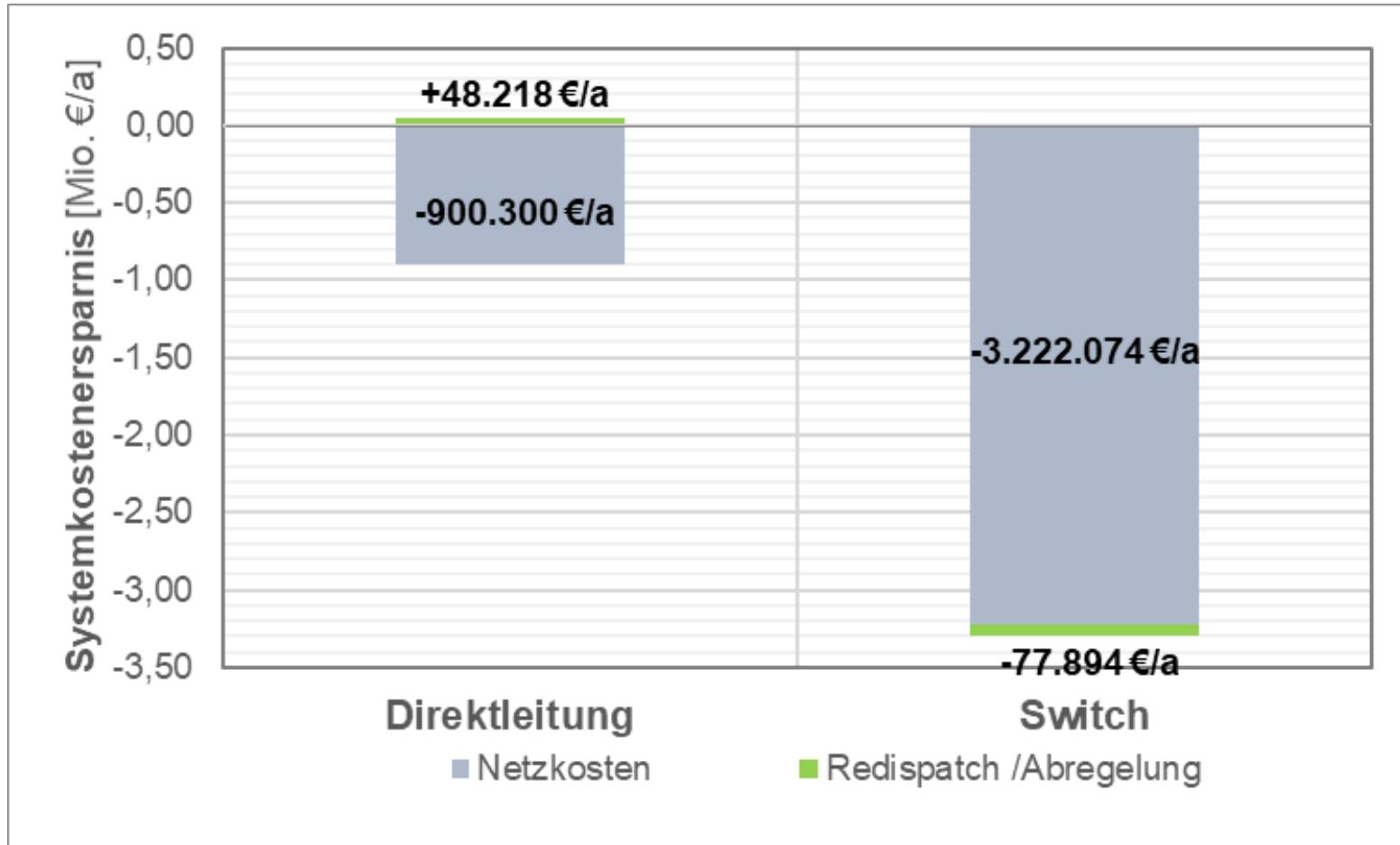
## 2. Kosten für Redispatch und Abregelung von EE

- Redispatch/Abregelung bei Überschreiten der maximalen Netzkapazität im vorgelagerten Netz

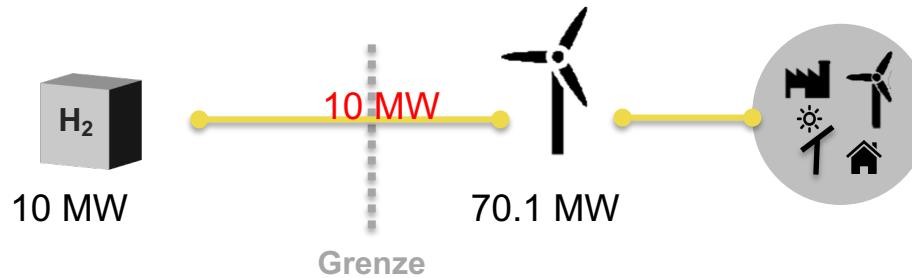
# Auswirkungen auf das Stromsystem

- Systemkosten spiegeln die Gesamtperspektive des Energiesystems wieder
  - Aus gesellschaftlicher Sicht ist es unerheblich, wer von den Einsparungen profitiert
  - Verteilung von Kosteneinsparungen oder Mehrbelastungen ist eine politische Frage
- Vermiedene auf der vorgelagerten Netzebene als Indikator
  - Netzentgelte bilden die Kosten für die Nutzung des Netzes ab
  - Durch den lokalen Energieaustausch kann die Nutzung des vorgelagerten Netzes reduziert werden
- Auswirkungen von SEREH auf den tatsächlichen Netzausbau
  - Das Stromnetz ist ein komplexes zusammenhängendes System
  - Erweiterungen können nur in großen Blöcken vorgenommen werden
  - Einzelne kleine Projekte haben in der Realität keine Auswirkungen auf die gesamte Planung der Infrastruktur

# Systemkosteneinsparungen

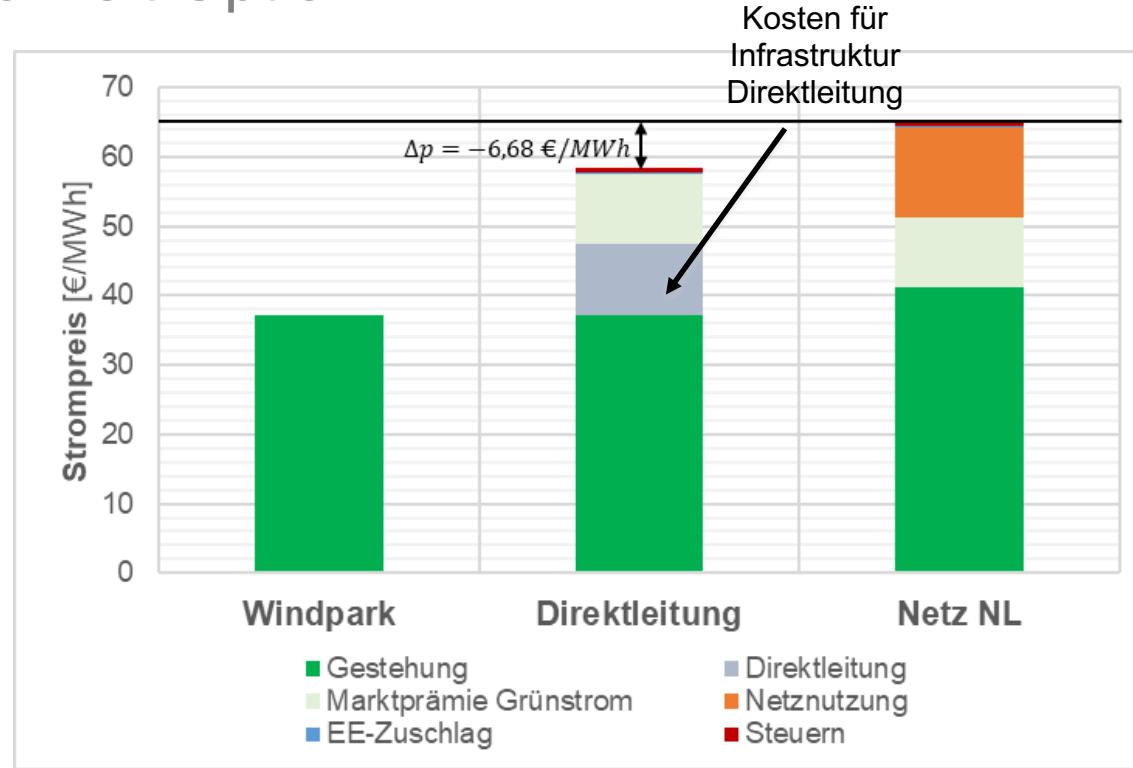


# Umsetzbarkeit Option 1



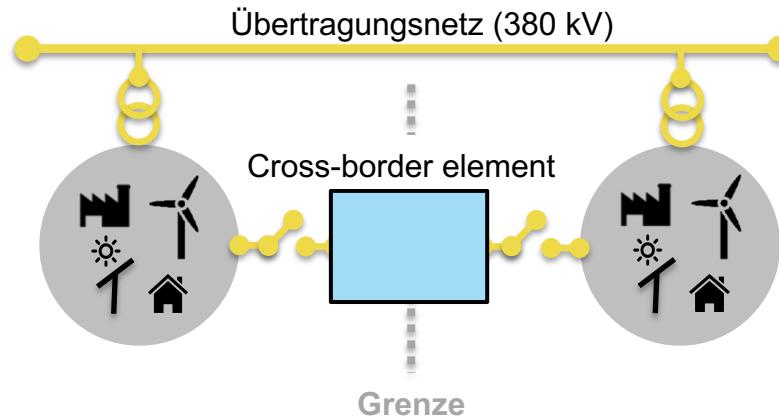
- Kurz- bis mittelfristige Umsetzung möglich
- Rechtlich bereits heute umsetzbar, da kein Netz der öffentlichen Versorgung für den Stromtransport verwendet wird
- Technisch umsetzbar mittels Gleich- oder Wechselstromübertragung

# Wirtschaftlichkeit Option 1



- Netzbezugsstrompreis NL höher als Strompreis bei Direktleitung
- Unabhängig von Systemkosten Wirtschaftlichkeit der Direktleitung sowohl für Betreiber von Windpark als auch Elektrolyseur gegeben
- Preisdifferenz muss zwischen Windpark und Elektrolyseur aufgeteilt werden

# Umsetzbarkeit Option 2



- Mittel- bis langfristig umsetzbar
- Betrieb der lokalen Verteilnetze wird nicht negativ beeinflusst
- Erhebliche Kosten für den Aufbau der technischen Lösung
- Bürgerenergiegemeinschaften (Engl.: „Citizen Energy Communities“) als mögliche Rechtsform (2019/944/EU)
- Fördermechanismen für erneuerbare Energien bisher national orientiert
  - Keine Förderung für Stromlieferungen über die Grenze

# Ergebnisse und Empfehlungen

- Durch den grenzüberschreitenden Austausch können die Systemkosten reduziert werden.
  - Reduzierte Nutzung der vorgelagerten Netzebene
  - Verringerte Abregelung von erneuerbaren Energien
- Kleine isolierte Projekte mit nicht geförderter Erzeugung und Direktverbrauch sind bereits heute möglich und teilweise wirtschaftlich.
- Für größere Projekte ist ein System zur Weitergabe der Einsparungen der Systemkosten erforderlich. Mögliche Ansätze hierfür sind:
  - Grundlegende Reform der Netznutzungsentgelte
  - Grenzüberschreitende Förderung von erneuerbaren Energien
  - Förderung von lokalem Eigenverbrauch

# Ansprechpartner



**Prof. Dr. Tim Wawer**  
+49 591 800 98 290  
[t.wawer@hs-osnabueck.de](mailto:t.wawer@hs-osnabueck.de)  
Kaiserstr. 10c  
49809 Lingen (Ems)  
Germany



**Andreas Stroink**  
+49 591 800 98 230  
[a.stroink@hs-osnabueck.de](mailto:a.stroink@hs-osnabueck.de)  
Kaiserstr. 10c  
49809 Lingen (Ems)  
Germany

UNIVERSITY OF TWENTE.

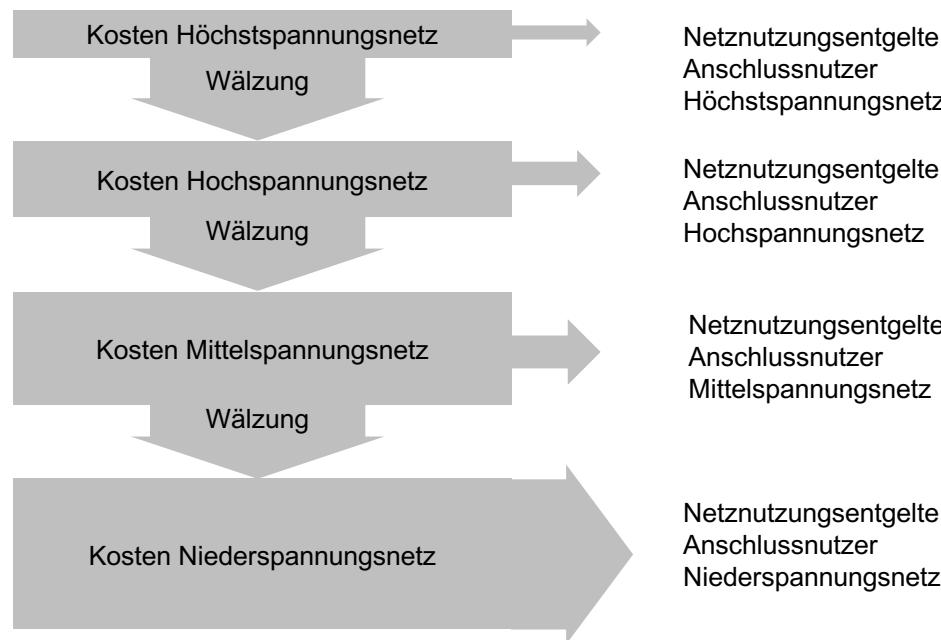


**Prof. Dr. Johann L. Hurink**  
+31 53 489 3447  
[j.l.hurink@utwente.nl](mailto:j.l.hurink@utwente.nl)  
Drienerlolaan 5  
7522NB Enschede  
The Netherlands

Stroink, Andreas; Diestelmeier, Lea; Hurink, Johann und Wawer, Tim (2022). Benefits of cross-border citizen energy communities at distribution system level. *Energy Strategy Reviews*, 40, 100821.

<https://doi.org/10.1016/j.esr.2022.100821>

# NNE als Indikator für Infrastrukturkosten



- Kosten werden für jede Netzebene separat berechnet (reguliert) und an die Anschlussnutzer weitergegeben (Kostenwälzung)
  - Arbeits- und Leistungspreis:
    - Arbeitspreis [MWh] : Kosten für Instandhaltung und Betrieb des Netzes
    - Leistungspreis [MW]: Kosten für Netzinfrastruktur