

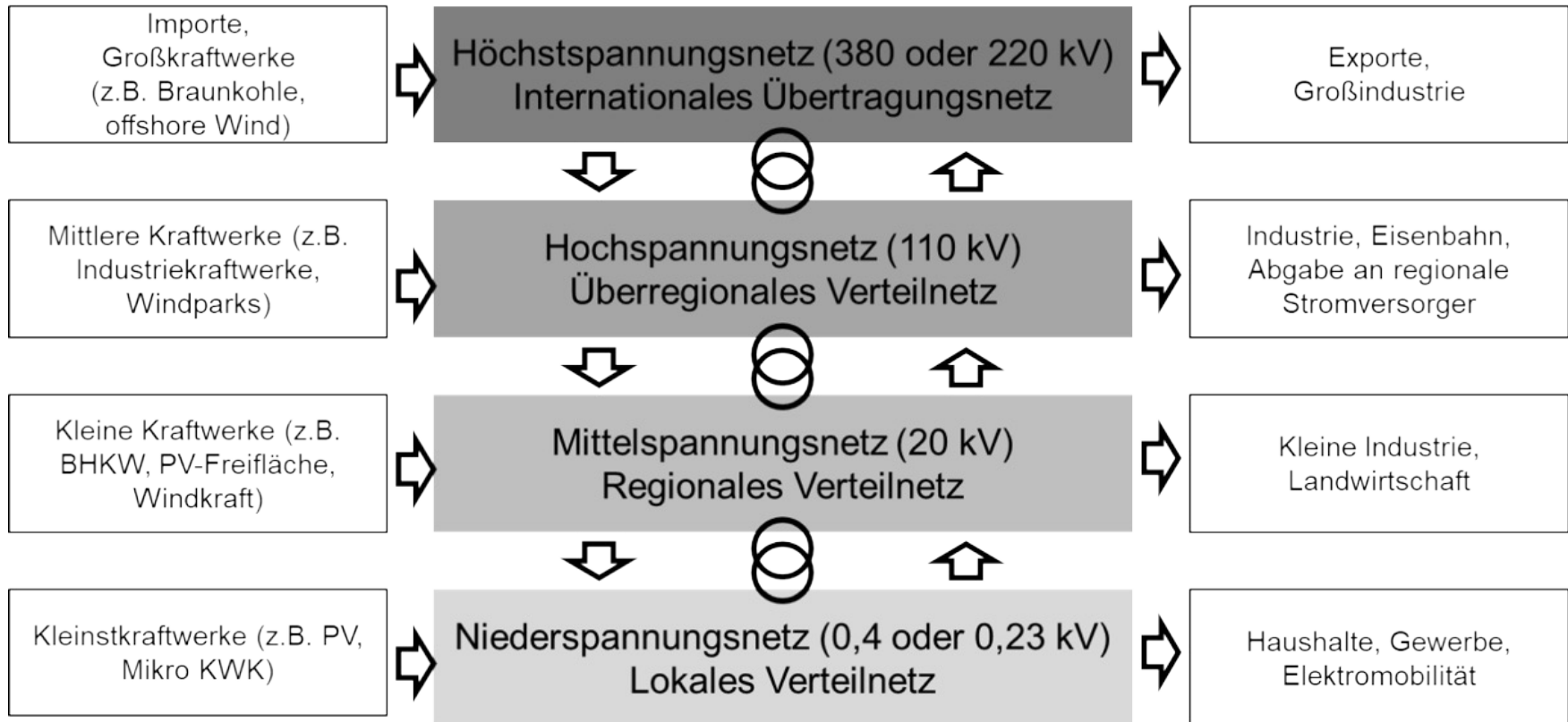
Konzepte für den grenzüberschreitenden Energieaustausch

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



Grenzüberschreitende Stromflüsse in Europa

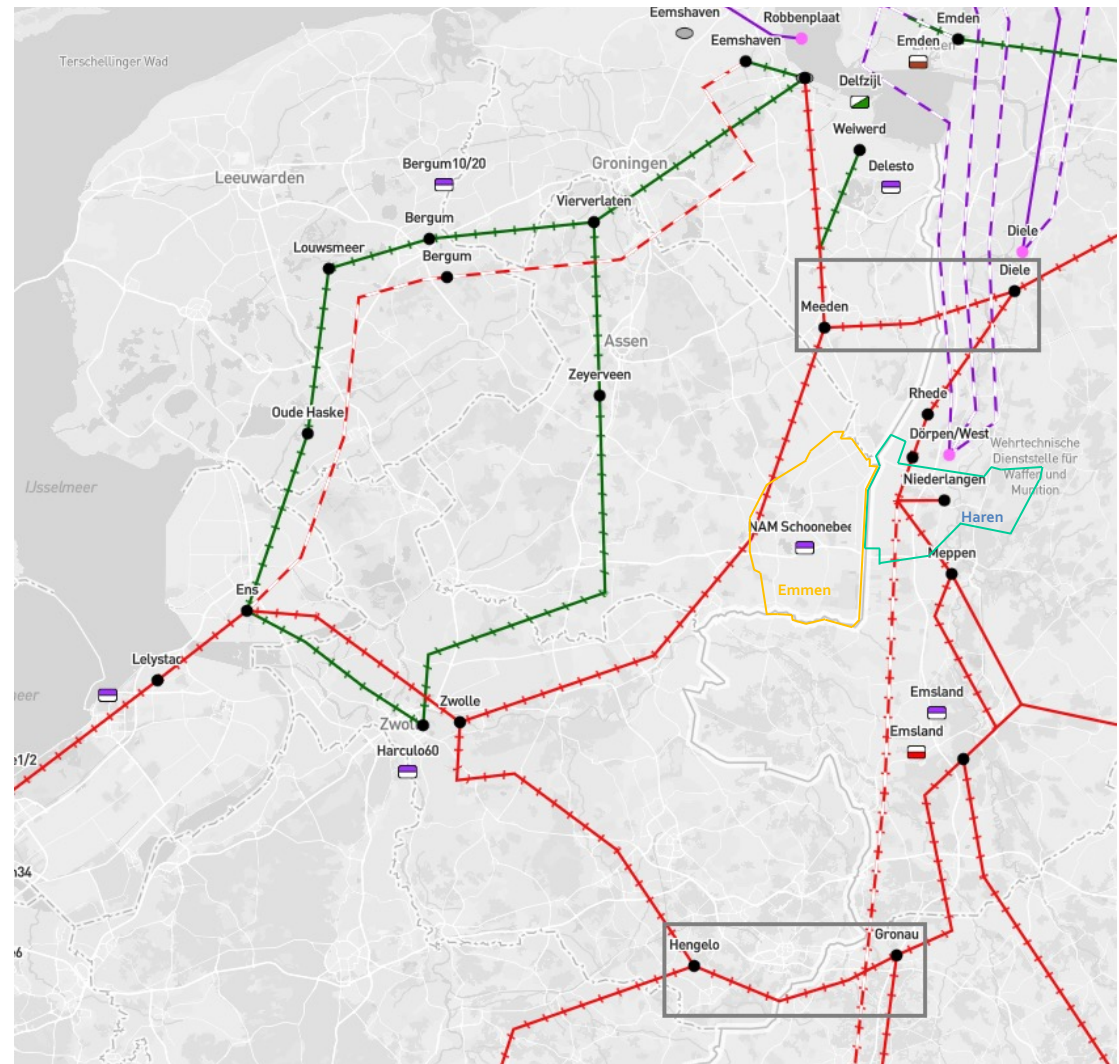
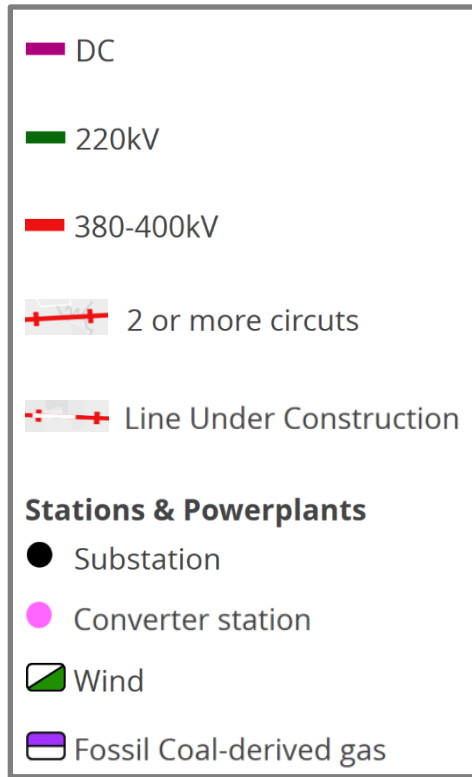
Netzebenen im Stromsystem



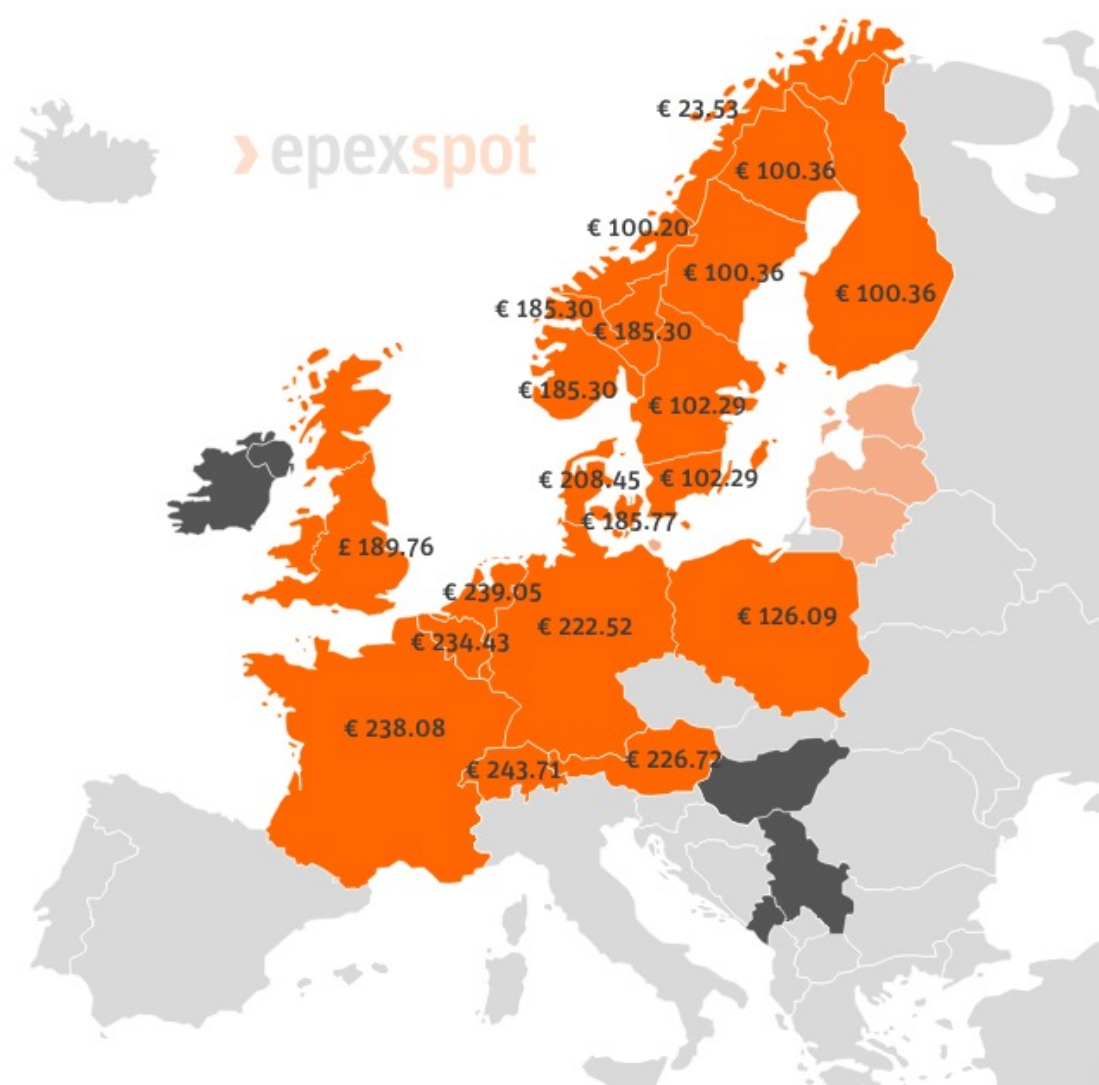
Grenzkuppelstellen DE – NL



HOCHSCHULE OSNABRÜCK
UNIVERSITY OF APPLIED SCIENCES

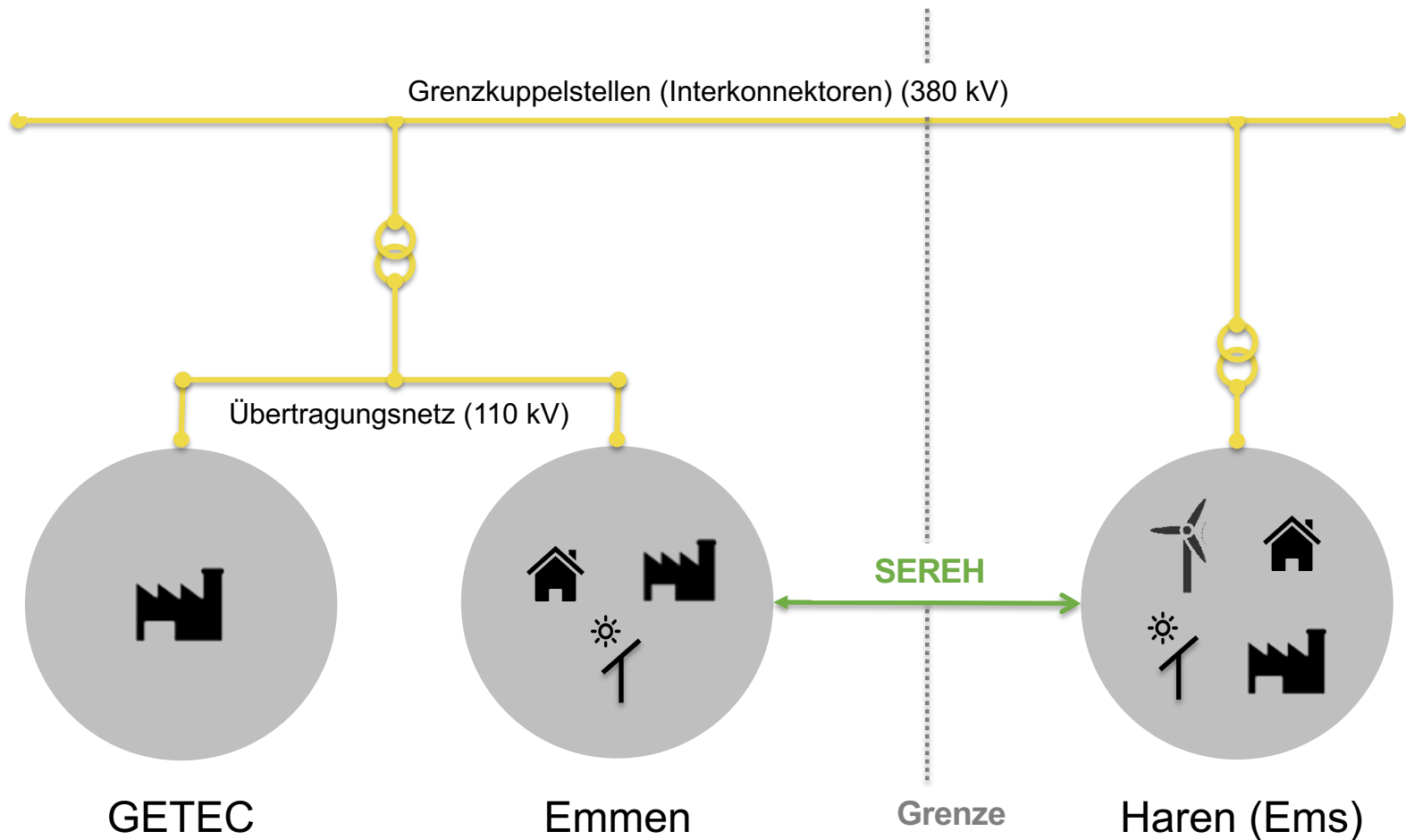


Market Coupling an der EPEX-Spot

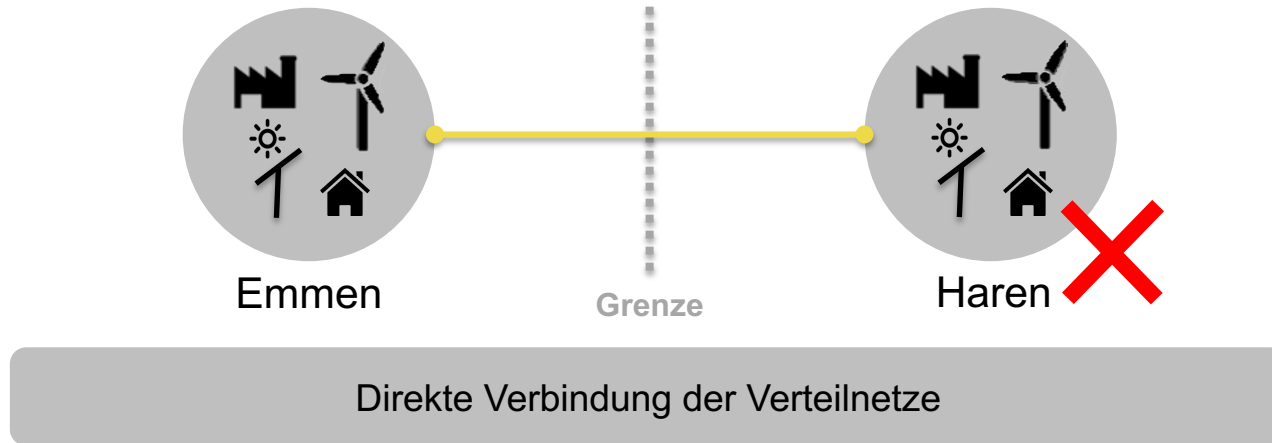


Quelle: EPEX Spot Market Data

SEREH Grundidee

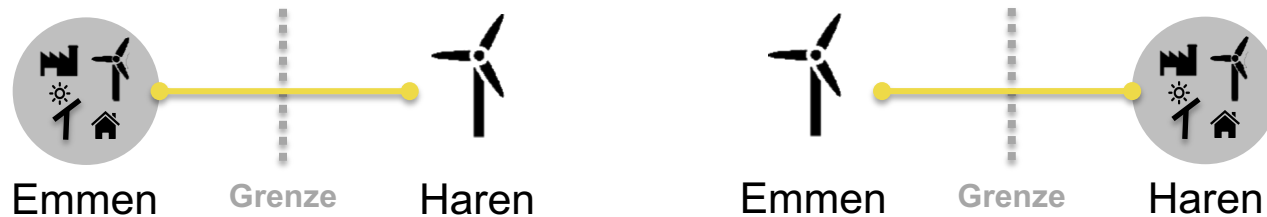


Technische Möglichkeiten einer SEREH-Verbindung



- 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)

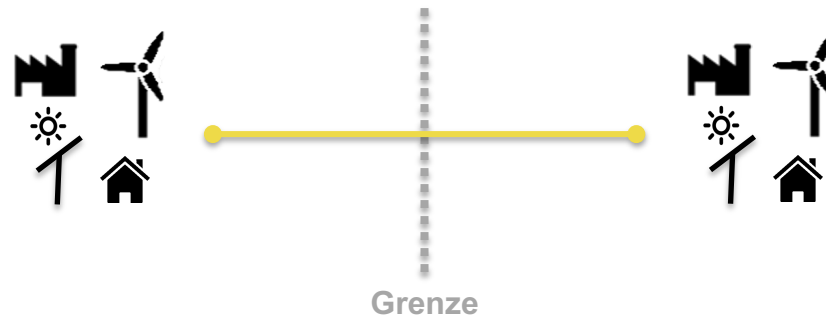
Isolierte Erzeuger oder Verbraucher



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 H₂-Herstellung
- Ausbau erneuerbarer Energien trotz nationaler Netzenspässe möglich
- Verlust der nationalen Förderung für den Ausbau der erneuerbaren Energien

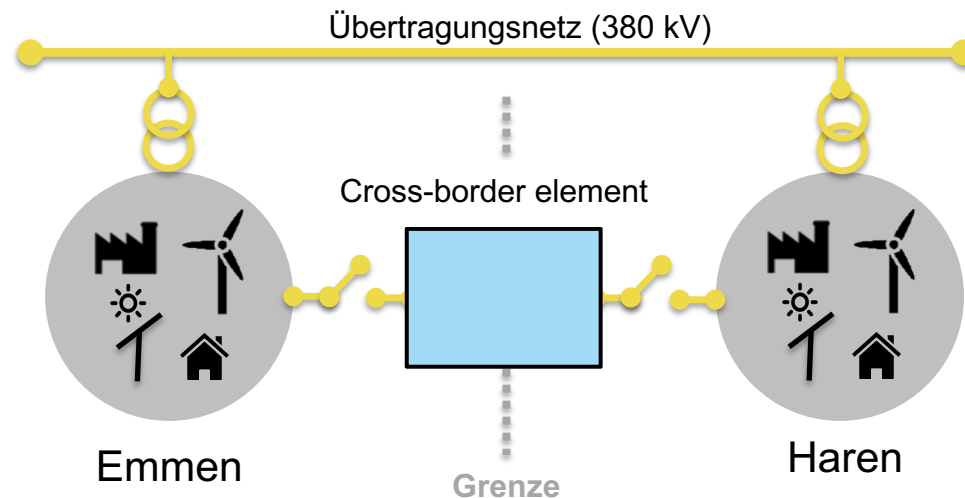
Isoliertes Microgrid



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

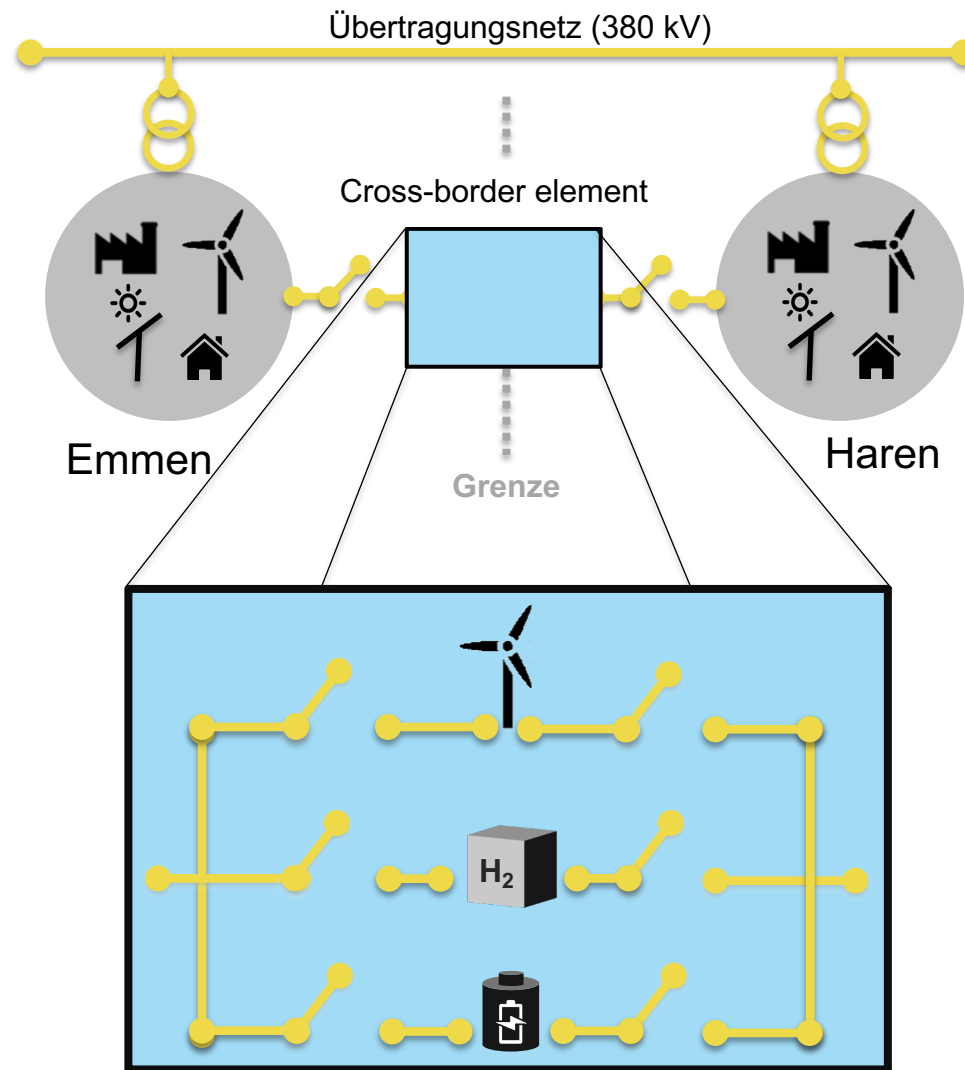
- Hohe Kosten für Versorgungssicherheit
- Keine wirtschaftliche Option

Verbindung der Netze durch einen “Switch”



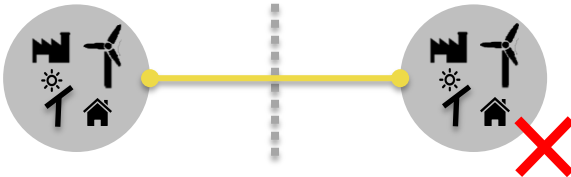
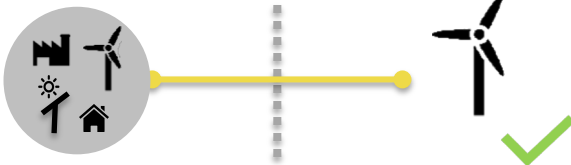
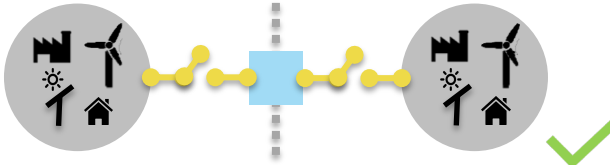
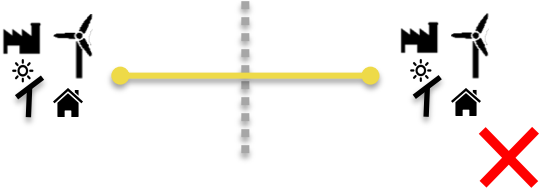
- Ein schaltbares flexibles Element, das abwechselnd an ein Verteilnetz angeschlossen ist.
- Kombination aus Erzeugern, Speichern und Verbrauchern möglich

Windpark als Switch-Element

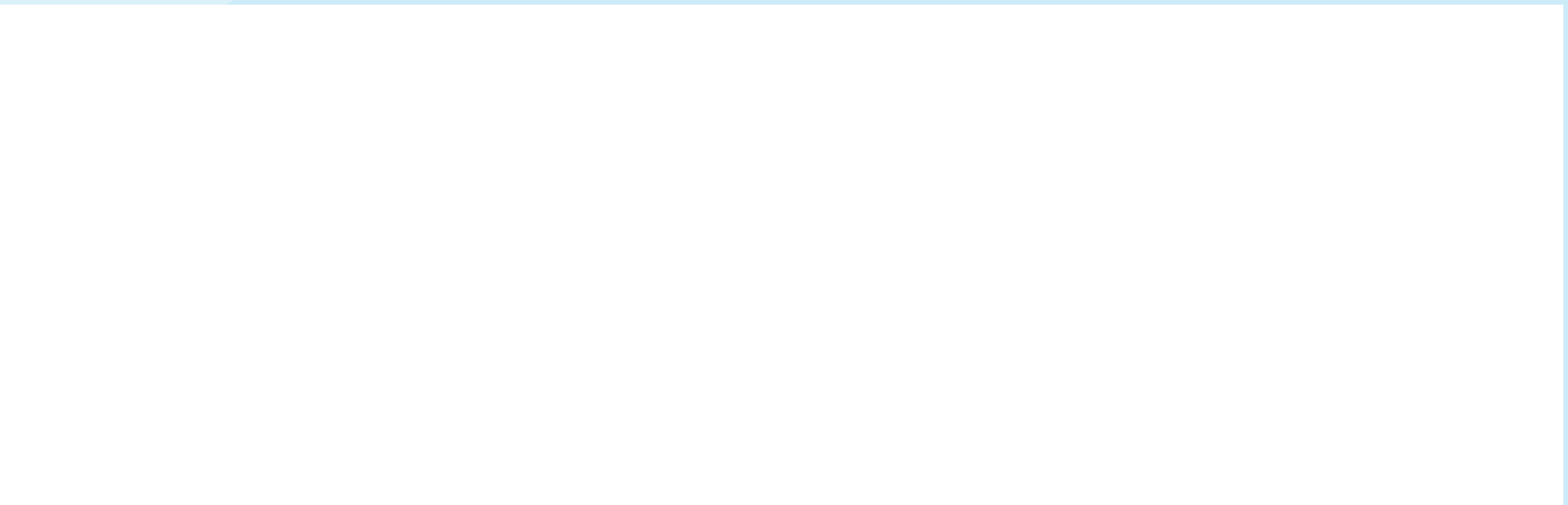


Im SEREH-Projekt untersuchte Optionen

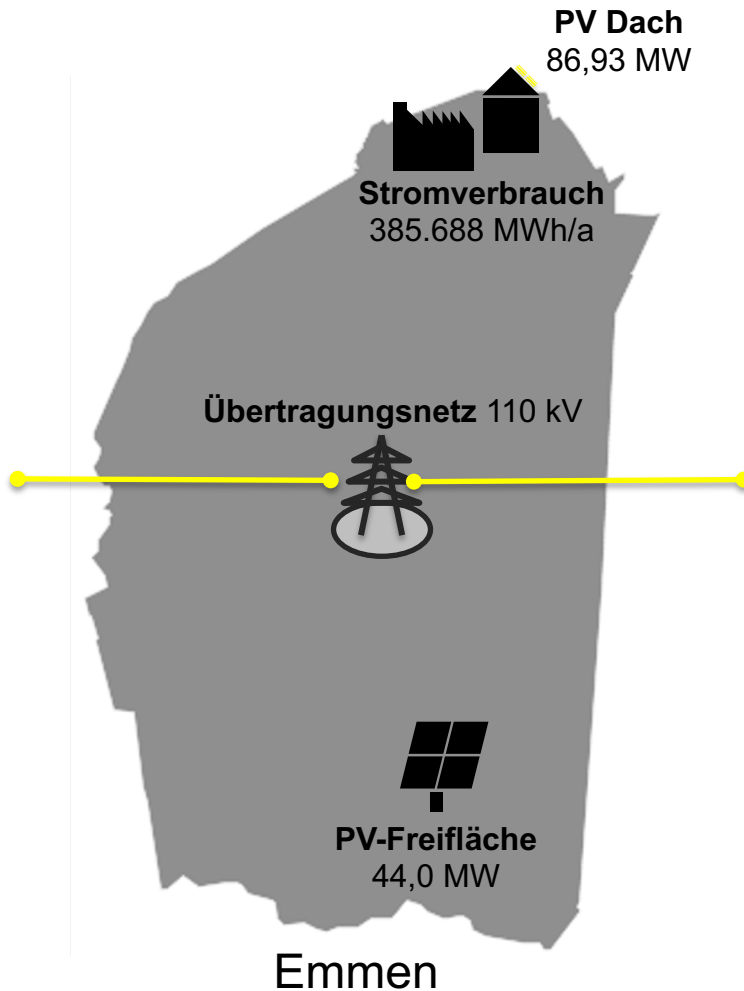


	1. Direktleitung	2. Switch
Verbundene Verteilnetze		
Isolierter Erzeuger oder Verbraucher		
Microgrid		

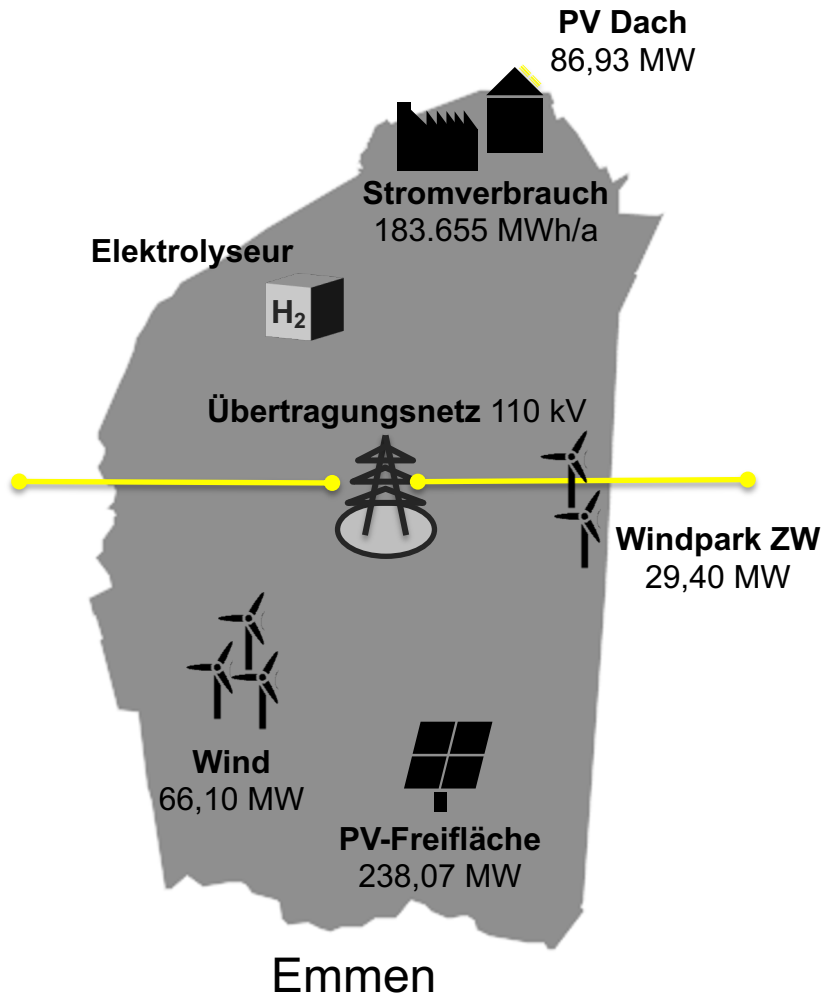
Untersuchte Szenarien



Emmen – HEUTE



- Fläche: 346 km²
- 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

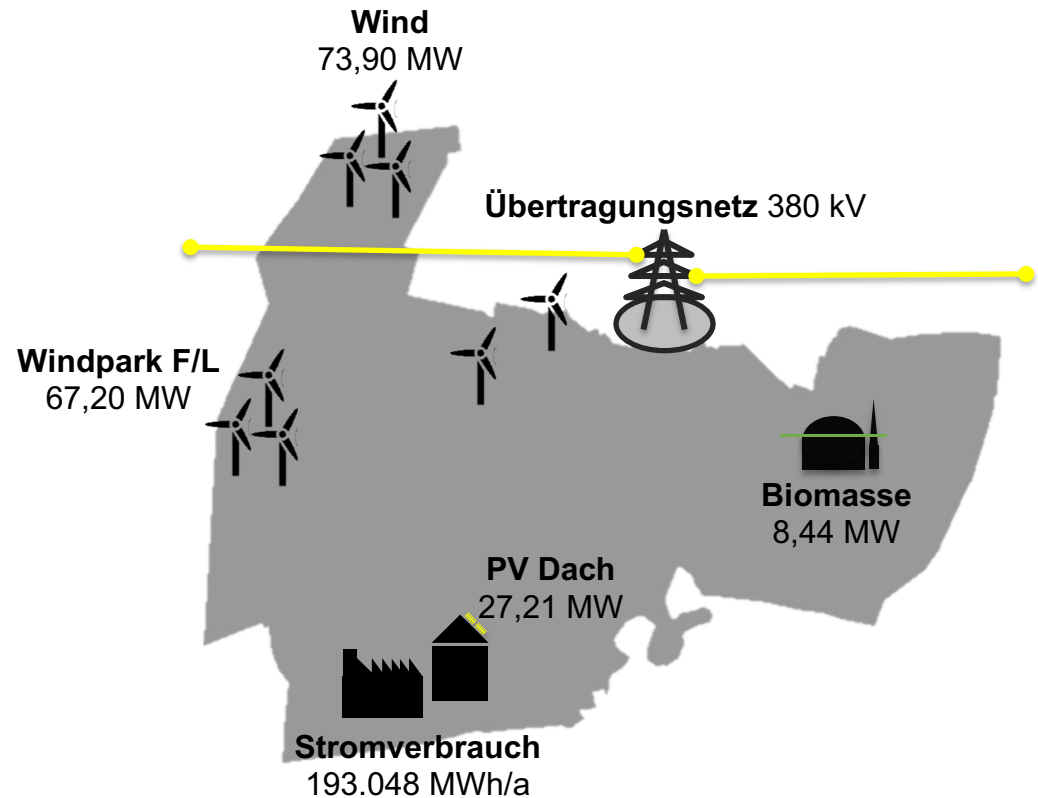


- Weiterer Zubau im Bereich der PV-Kapazitäten auf bis zu 325 MW geplant
- Errichtung von insgesamt 95,5 MW Windkapazität
 - Windpark Zwartenbergerweg mit 29,40 MW direkt an der deutsch-niederländischen Grenze
- Dekarbonisierung des Industriesektors durch den Einsatz von Wasserstoff und grünem Gas
 -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

Haren (Ems) – HEUTE



- Fläche: 210 km²
- 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

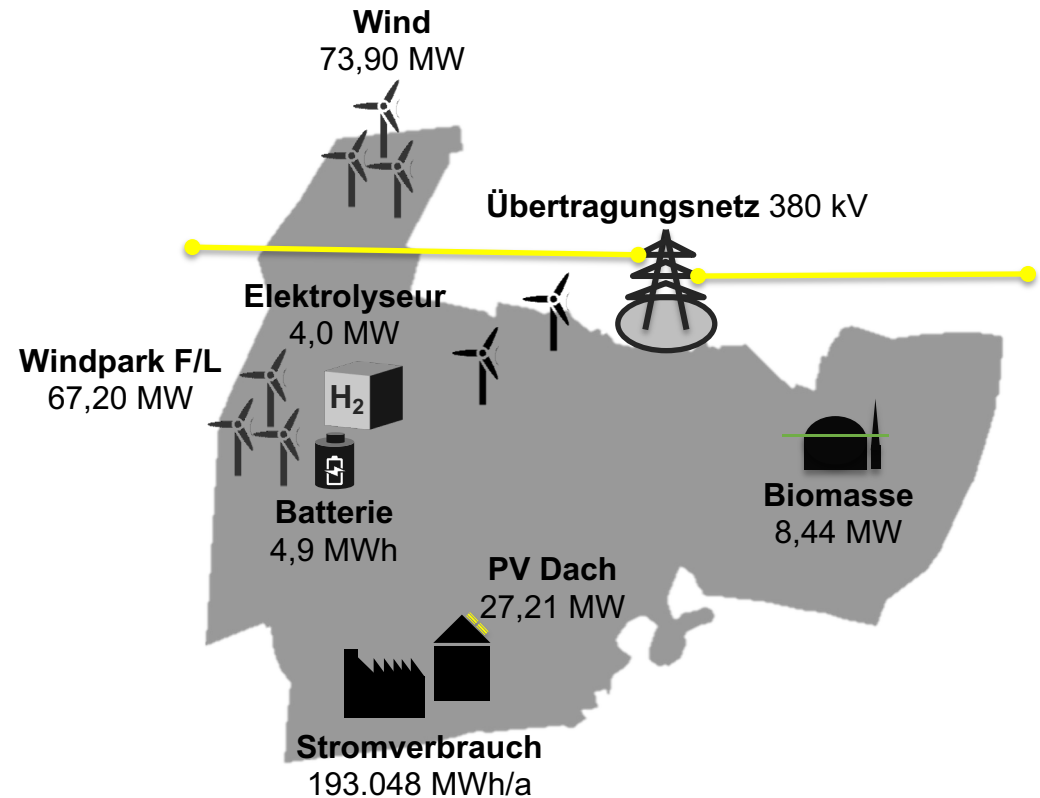


Haren (Ems)

Haren (Ems) – 2030

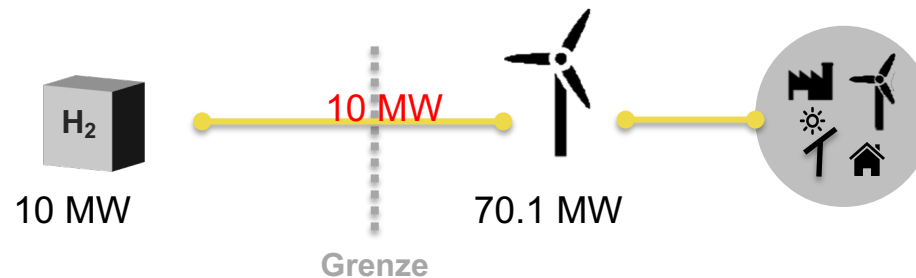


- Speicherung von Windstrom aus dem Windpark Fehndorf/Lindloh mithilfe einer 4,9 MWh Batterie
- 4 MW Elektrolyseur zur Produktion von grünem Wasserstoff
- Nutzung des produzierten Wasserstoffs im Mobilitätssektor
 - “Grüner H2-Hub Haren”
 - “H2Agrar”



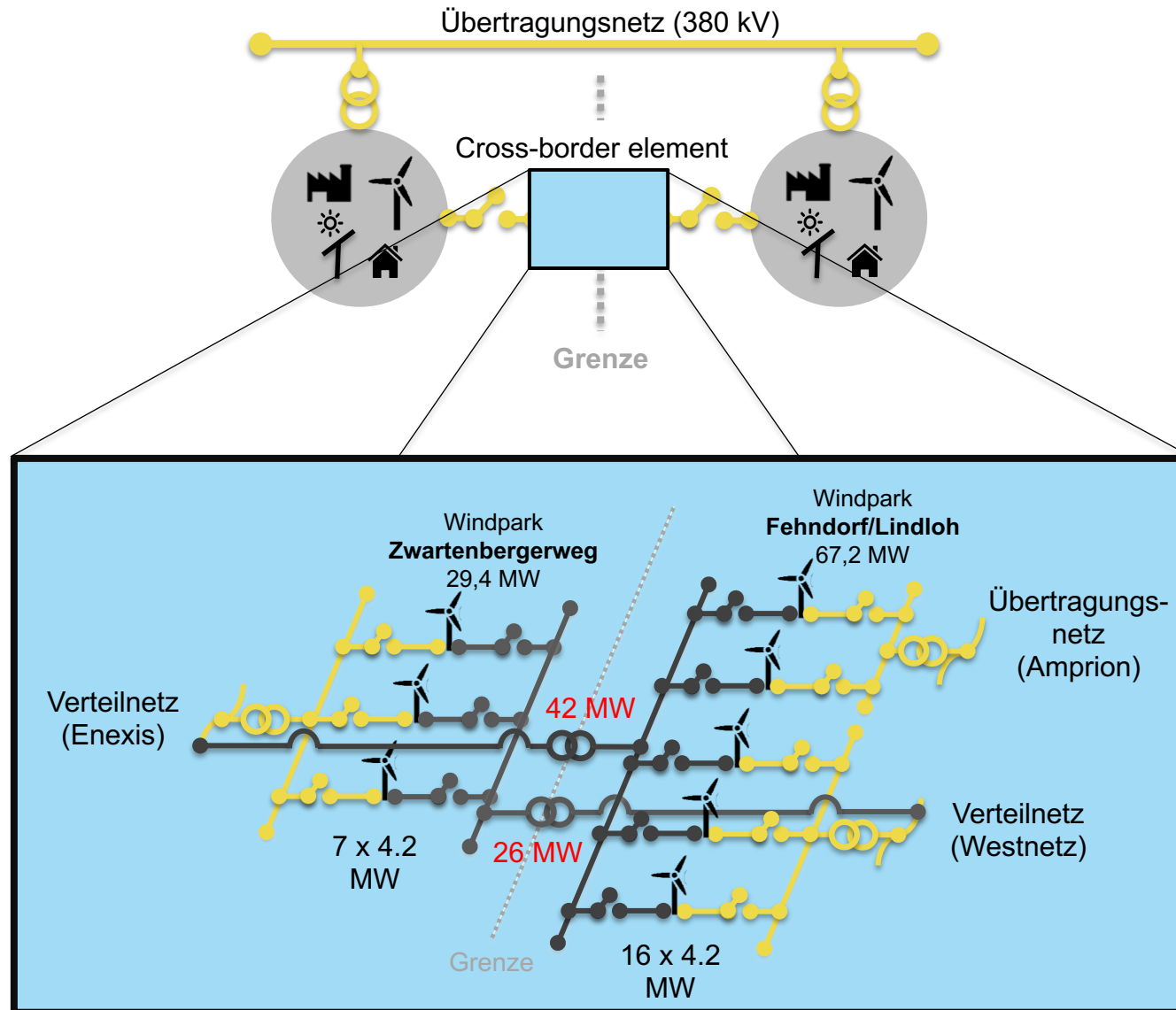
Haren (Ems)

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

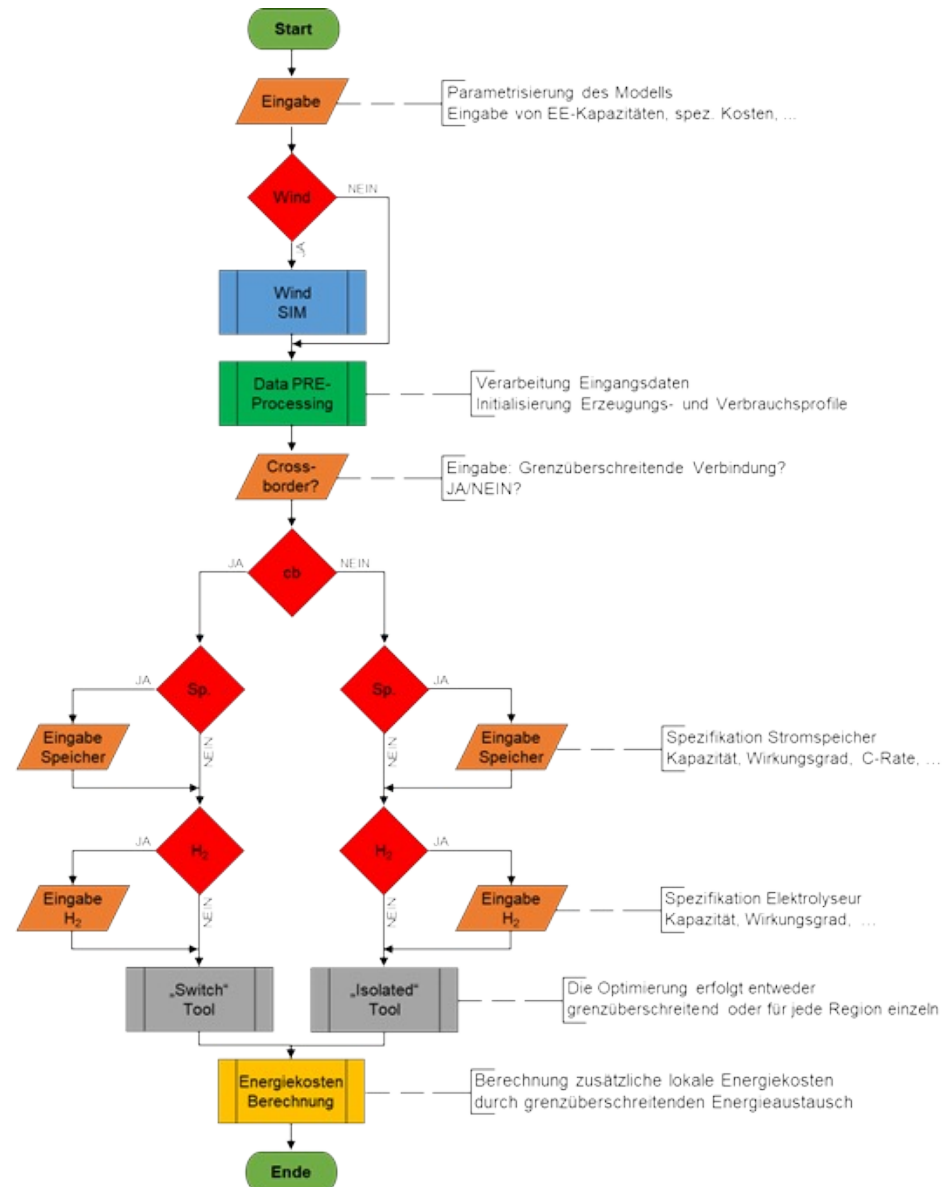


Modellierung und Ergebnisse

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



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

Diagram illustrating the calculation of system costs (C_{Sys}) in the model. The formula is:

$$C_{Sys} = c_{Capacity} * P_{Max} + c_{Cur} * V_{feed,RES} * \alpha$$

The components are labeled with arrows pointing to the formula:

- Leistungspreis** (Performance Price) points to $c_{Capacity}$.
- Jährliche Netzspitze** (Annual Peak Load) points to P_{Max} .
- Preis für Redispatch/Abregelung EE** (Price for Redispatch/Regulation of EE) points to c_{Cur} .
- Jährliche EE-Einspeisung** (Annual EE Feed-in) points to $V_{feed,RES}$.
- Anteil jährliche Abregelung** (Share of annual regulation) points to α .

1. Systemkosten der vorgelagerten Netzebene

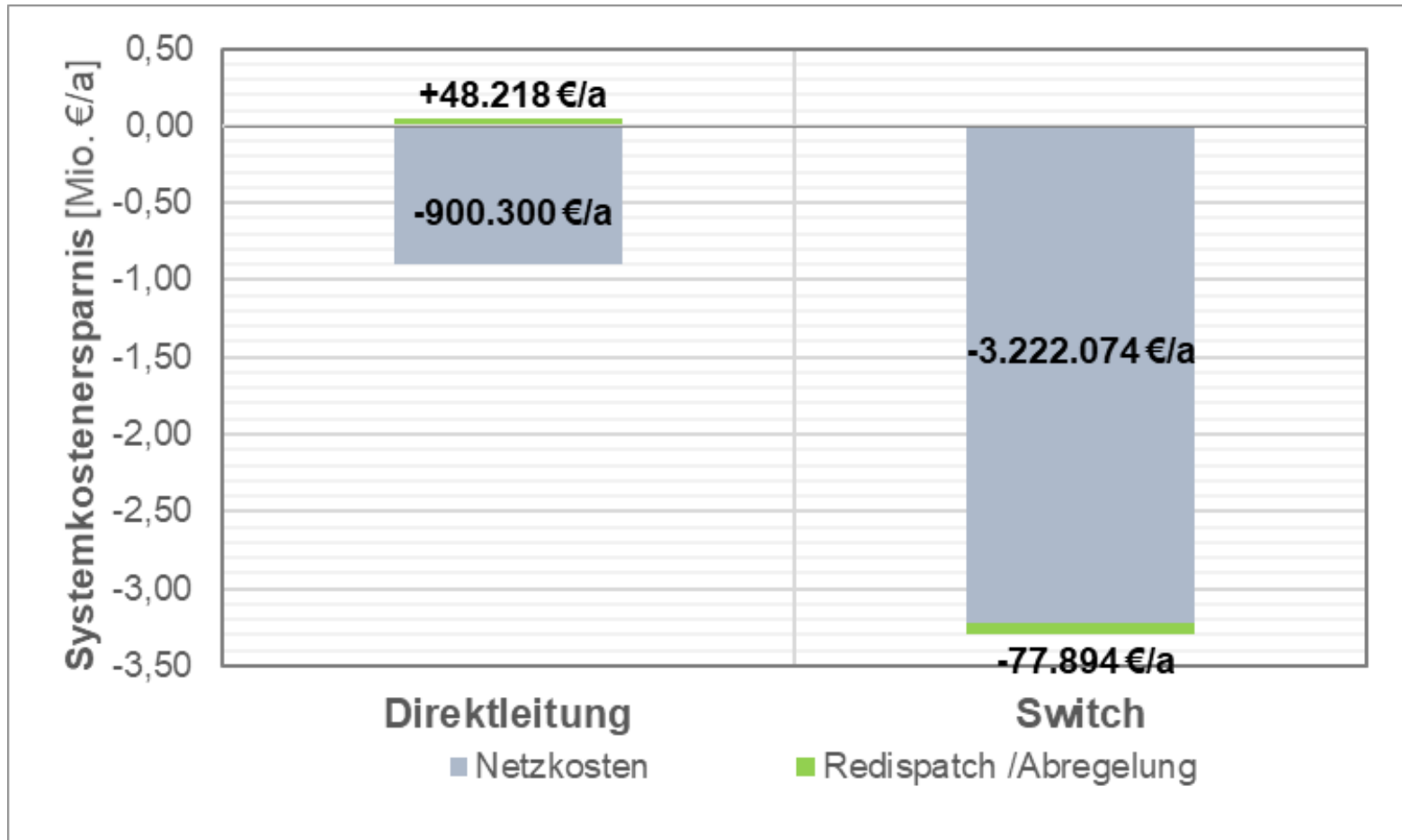
- Kosten für Netzinfrastruktur (Transformer, Kabel,...)
- Systemdienstleistungen (Frequenz- und Spannungshaltung, ...)
- Übertragungsnetzverluste

2. Kosten für Redispatch und Abregelung von EE

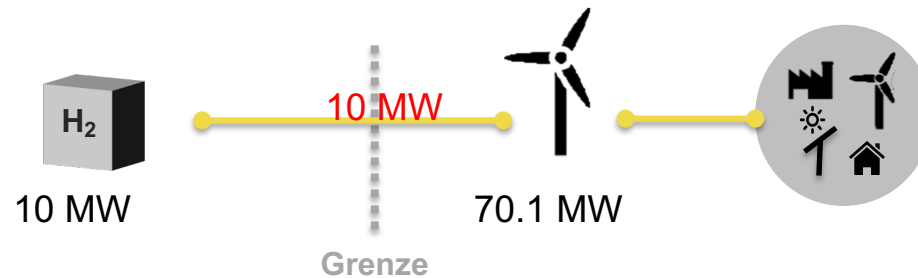
- Redispatch/Abregelung bei Überschreiten der maximalen Netzkapazität im vorgelagerten Netz

- 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

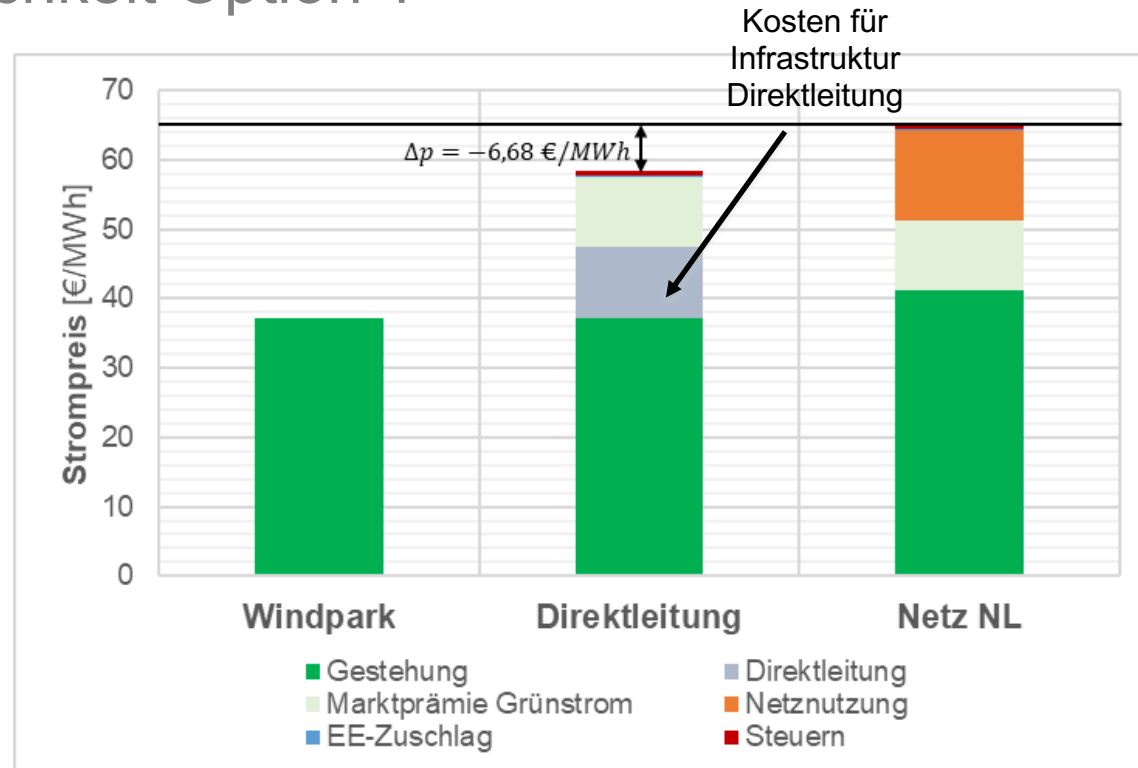


Umsetzbarkeit Option 1



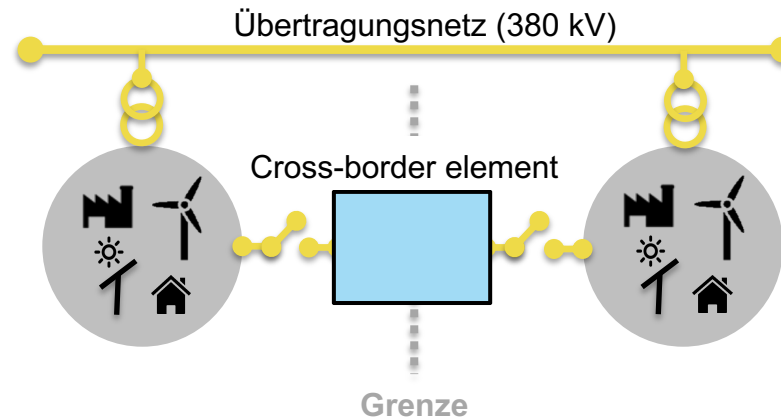
- Kurz- bis mittelfristige Umsetzung möglich
- Rechtlich bereits heute umsetzbar, da kein Netz der öffentlichen Versorgung für den Stromtransport verwendet wird
- Technisch umsetzbar mittels Gleich- oder Wechselstromübertragung

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



UNIVERSITY OF TWENTE.



Prof. Dr. Tim Wawer
+49 591 800 98 290
t.wawer@hs-osnabrueck.de
Kaiserstr. 10c
49809 Lingen (Ems)
Germany



Andreas Stroink
+49 591 800 98 230
a.stroink@hs-osnabrueck.de
Kaiserstr. 10c
49809 Lingen (Ems)
Germany

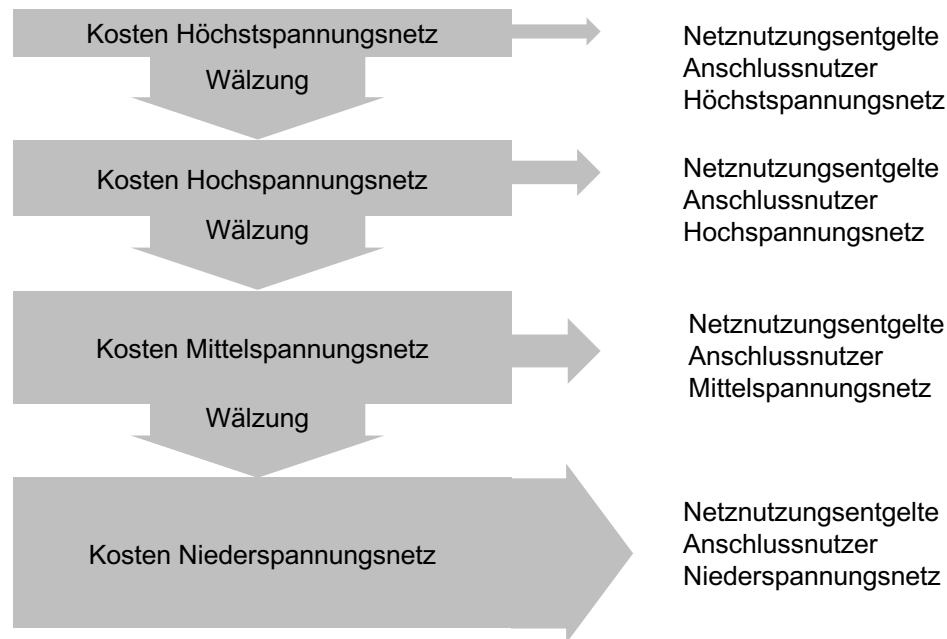


Prof. Dr. Johann L. Hurink
+31 53 489 3447
j.l.hurink@utwente.nl
Drienerlolaan 5
7522NB Enschede
The Netherlands

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