



**FFE**

## MONA & Digitalisierung

Dr. Christoph Pellingner  
Thomas Estermann

15.05.2019 Energiedialog AG Versorgungssicherheit

2019

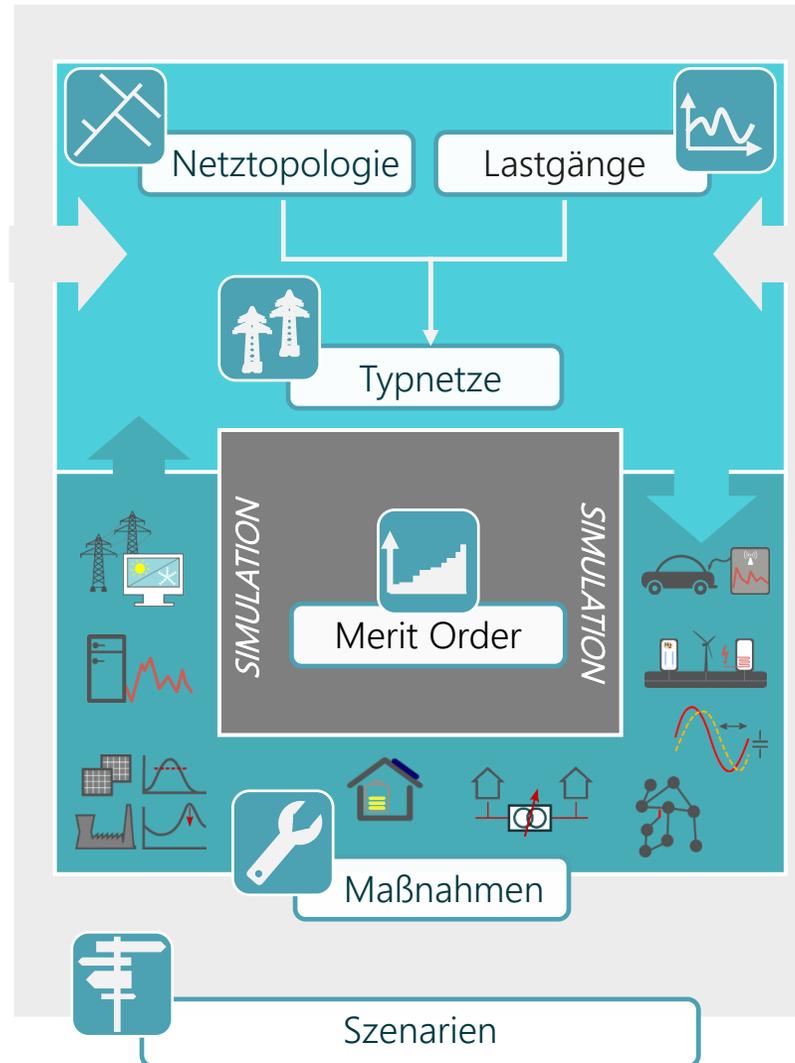
# MONA 2030 – Ganzheitlicher Vergleich Netzoptimierender Maßnahmen

## Ziele

Ganzheitliche, systemübergreifende Bewertung Netzoptimierender Maßnahmen für eine robuste und nachhaltige Netzplanung auf Basis eines transparenten Szenario-Prozesses

## Eckdaten

- Projektlaufzeit:  
10/2014 bis 09/2017
- 16 Projektpartner:  
VNBs, ÜNBs und Industrie aus DE und AT



Gefördert durch:



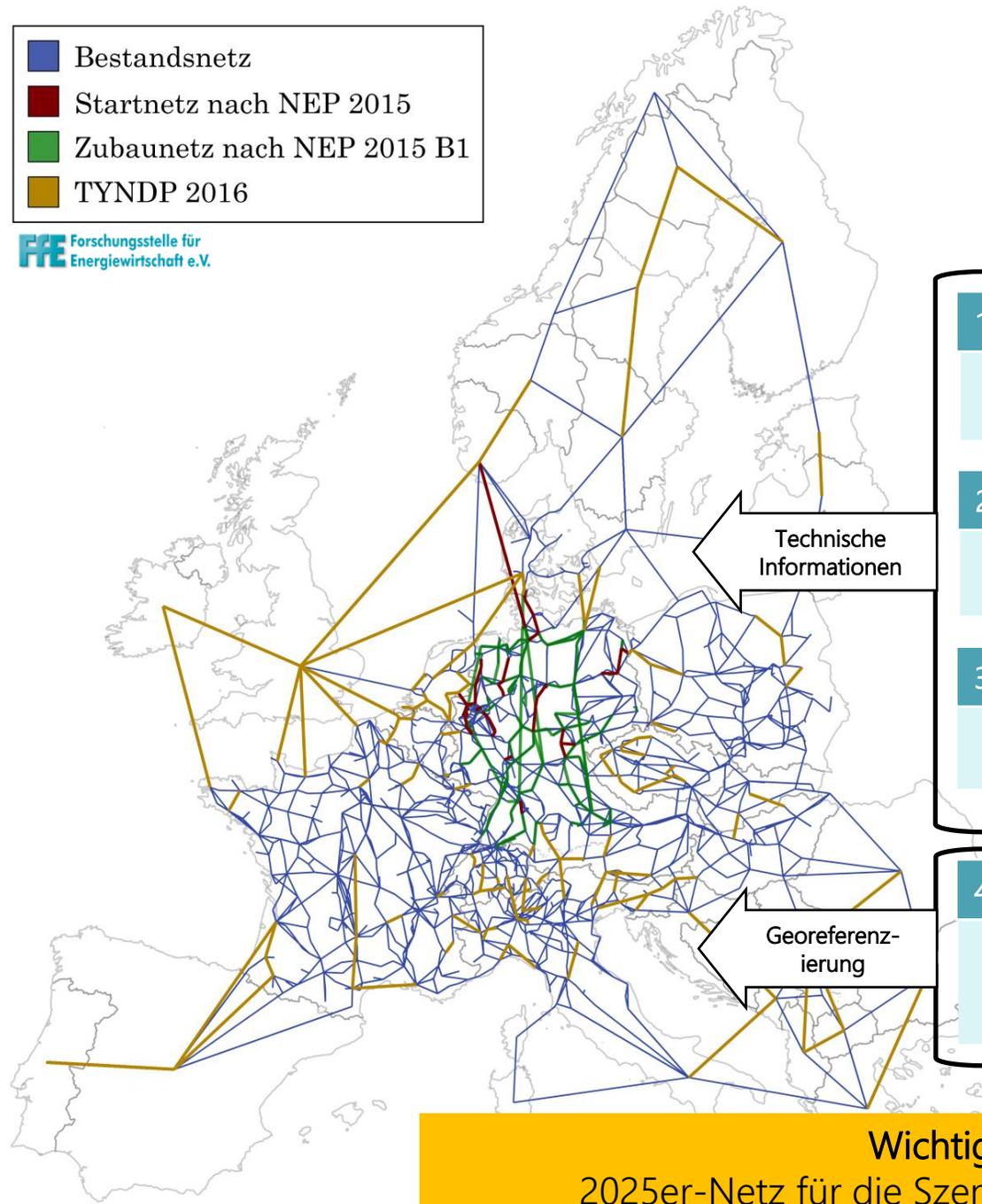
aufgrund eines Beschlusses  
des Deutschen Bundestages

STROMNETZE

Forschungsinitiative der Bundesregierung

- Bestandsnetz
- Startnetz nach NEP 2015
- Zubaunetz nach NEP 2015 B1
- TYNDP 2016

**FFE** Forschungsstelle für  
Energiewirtschaft e.V.



Technische  
Informationen

Georeferenz-  
ierung

1

Statische Netz-  
modelle der ÜNB

- Amprion: 380 kV
- Transnet: 380 kV, 220 kV
- TenneT: 380 kV, 220 kV
- 50Hertz: 380 kV, 220 kV

2

BNetzA Datensatz

- Ergänzung der Lücken
- 220 kV Amprion

3

Ausbauprojekte

- NEP2015,  
ONEP2015 für DE
- TYNDP 2016
- HVDC Projekt-Websites

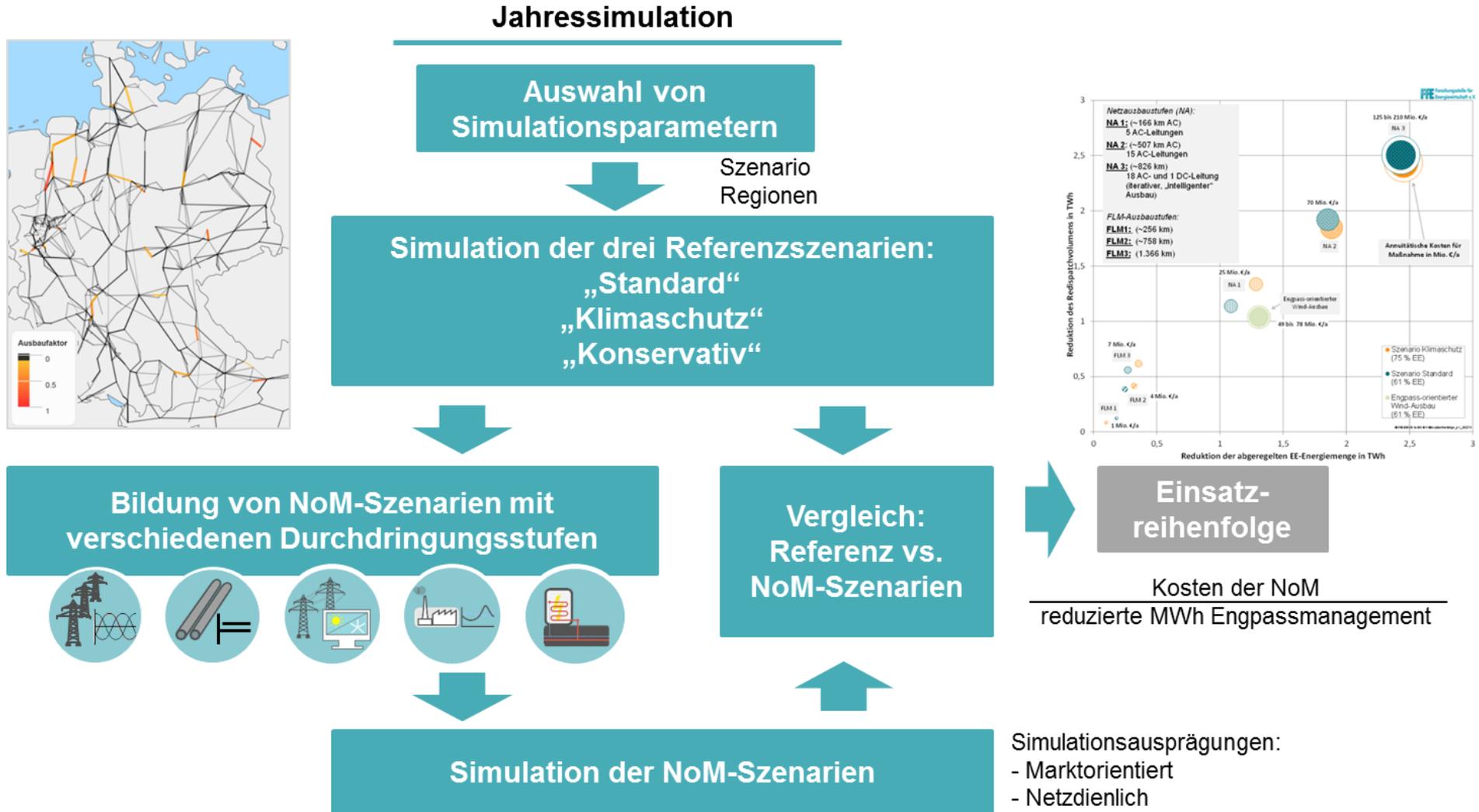
4

OSM toolkits  
(Scigrid, Gridkit,  
osmTGmod)

- Georeferenzierung
- Manuelle Zuweisung bei  
fehlenden Datensätzen

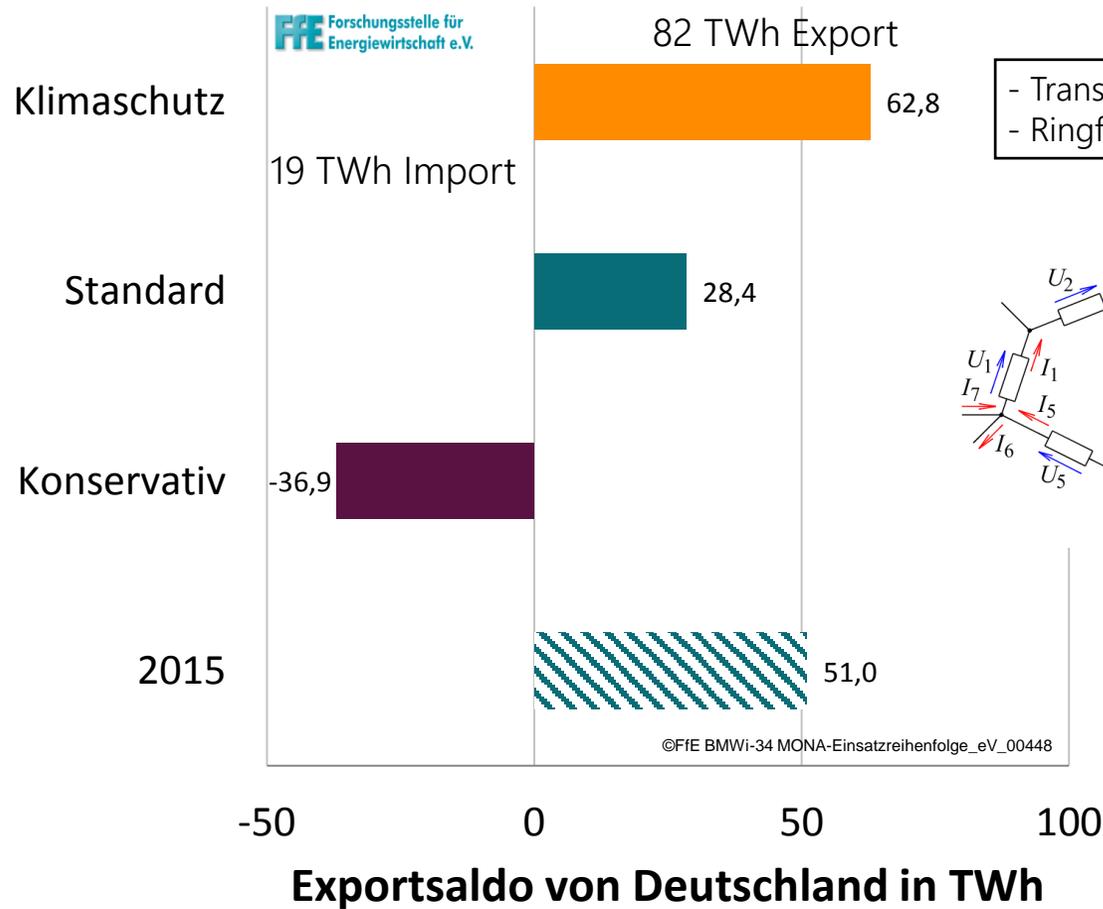
**Wichtig:**  
2025er-Netz für die Szenarien im Jahr 2030

# Methodisches Vorgehen zur Bildung der Einsatzreihenfolge im Übertragungsnetz

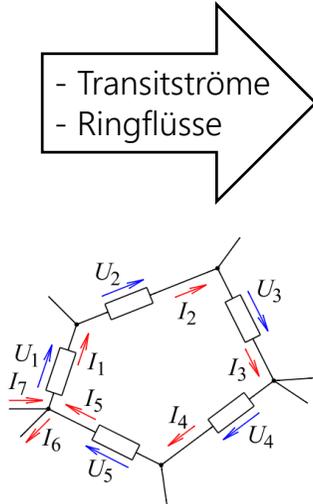


# Exportsaldi in den Szenarien

## Handelsbilanz



## Grenzüberschreitende Stromflüsse



~130 TWh Export  
~70 TWh Import

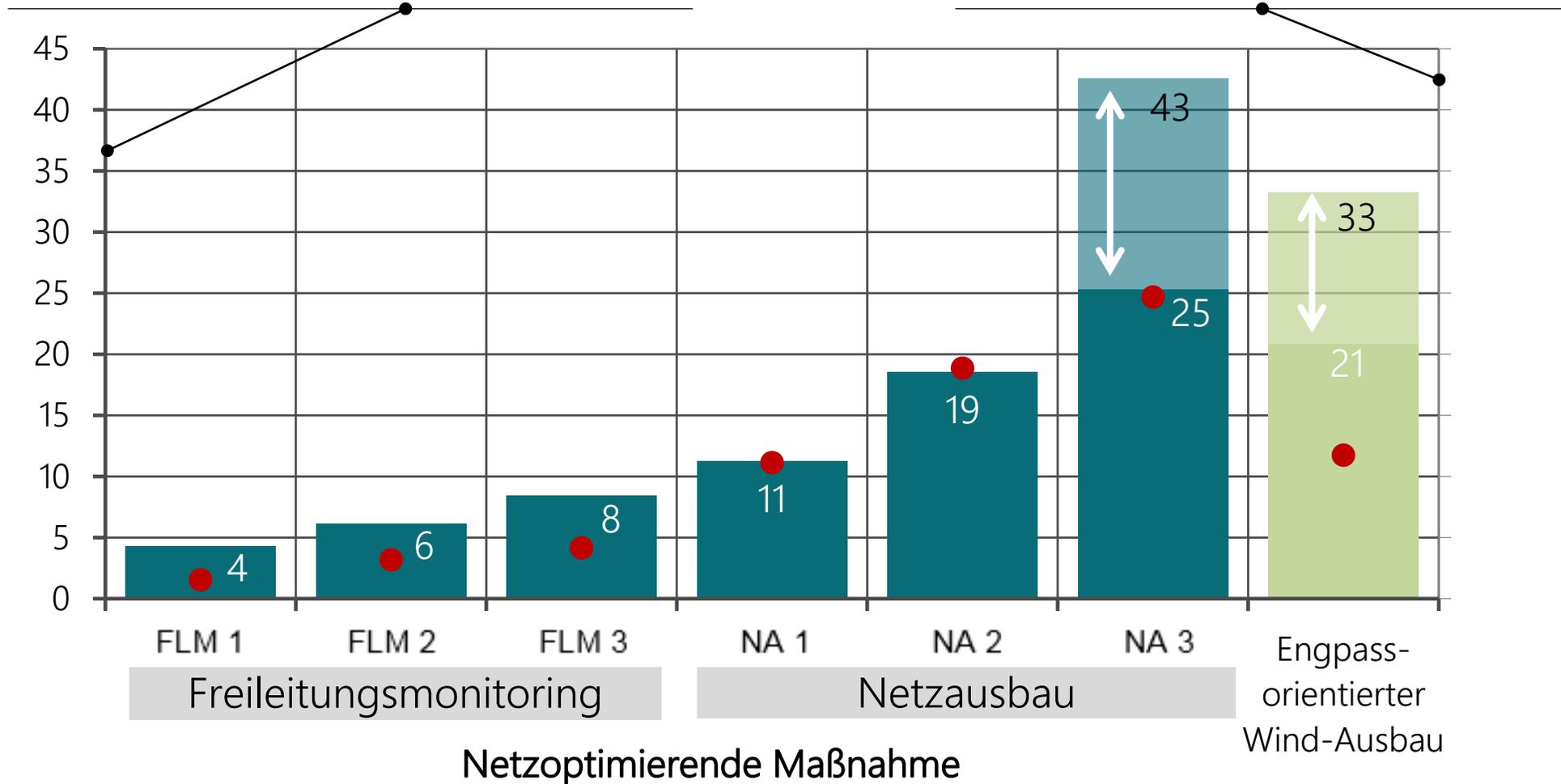
→ ca. 200 TWh  
grenzüberschreitende Ströme in  
allen Szenarien

*Dem grenzüberschreitenden  
Stromtausch kommt eine  
essentielle Bedeutung als  
Flexibilitätsoption und zur  
Gewährleistung der  
Übertragungsaufgabe bei.*

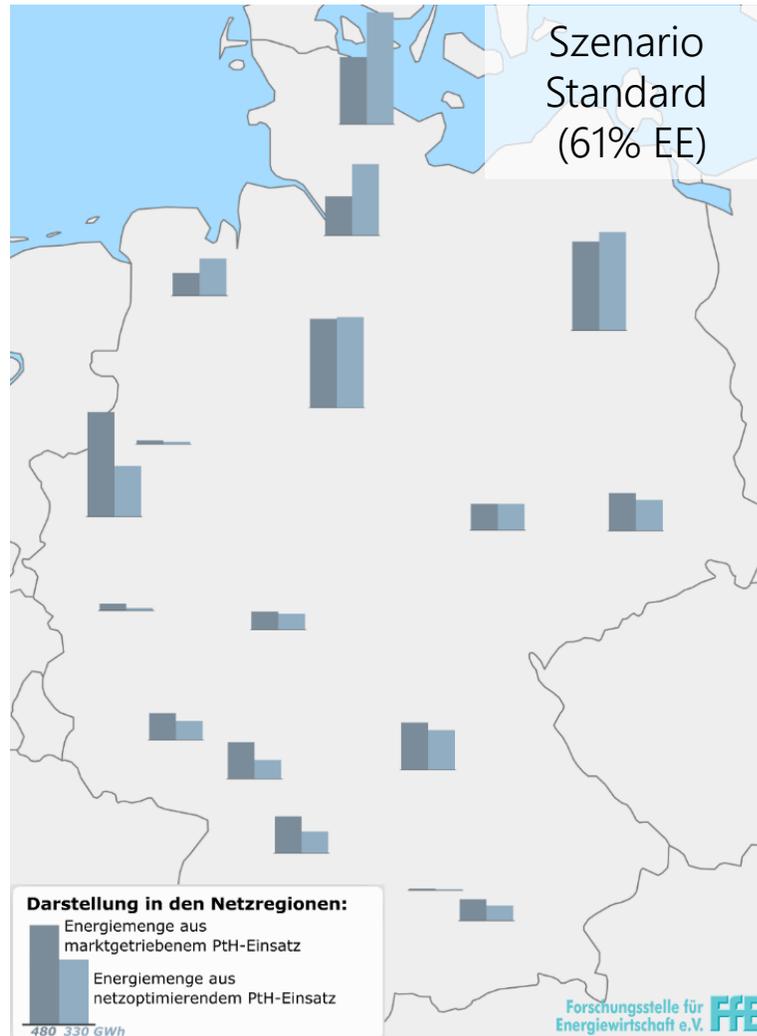
# Vergleich der NOM in Hinblick auf die Kosteneffizienz

Spezifische annuitätische Kosten zur Reduktion von Engpassmanagement-Maßnahmen in Mio. € pro TWh

Reduktion von Engpassmanagement-Maßnahmen in TWh



# Ein netzdienlicher Einsatz von Power-to-Heat unterscheidet sich stark von einem marktgetriebenem Einsatz



- Große Diskrepanzen zwischen marktbedingtem (eine Strompreiszone) und übertragungsnetzdienlichem Einsatz (Nodal-Pricing).
- In den Simulationen müssen bei marktgetriebenem Einsatz Reservekraftwerke genutzt werden.
- Die Ergebnisse sprechen für einen netzorientierten Einsatz von Power-to-Heat.

- Szenario Standard  $9.2 \text{ GW}_{el}$  Power-to-Heat  
Reduktion der EE-Abregelung: 1,5 TWh
- Szenario Klimaschutz  $9.2 \text{ GW}_{el}$  Power-to-Heat  
Reduktion der EE-Abregelung: 4,4 TWh

# Ergebnisse „Executive Summary“

- **Freileitungsmonitoring** stellt eine **kosteneffiziente** Maßnahme dar, ist allerdings aufgrund des **begrenzten Potenzials** zur Netzentlastung nicht flächendeckend sinnvoll. Ein Monitoring von lediglich bis zu 1400 km stark ausgelasteter Leitungsabschnitte verringert den Redispatcheinsatz und Abregelung Erneuerbarer Energien am deutlichsten
- Der **Netzausbau** und der **Engpass-orientierte Ausbau** Erneuerbarer Energien stellen sich als Maßnahmen dar, die eine **signifikante Reduktion** des Bedarfs von Redispatch und Abregelung Erneuerbarer Energien erreichen können.
- Der **Netzausbau** weist dabei, unter den getroffenen Annahmen zu Investitionskosten, **50%-70% geringere Kosten** als ein Engpass-orientierter Ausbau Erneuerbarer Energien mit vergleichbarem netzentlastenden Effekt auf.
- Im Kontext der Akzeptanz ist zu berücksichtigen, dass der **Engpass-orientierte Ersatz von Off- und Onshore-Windenergieanlagen** im Norden durch einen Ausbau in Mittel- und Süddeutschland ebenfalls erhebliche Eingriffe mit sich bringt: Ca. 170 km Netzausbau entsprechen hinsichtlich ihrer netzentlastenden Wirkung einer Umverteilung von 1,25 GW WEA im Norden zu 1,76 GW (~500 WEA) in die Mitte und den Süden Deutschlands
- Im Szenario Klimaschutz (75 % EE am Verbrauch) kann **P2H in Fernwärmenetzen** einen **deutlichen Beitrag** zur Integration Erneuerbarer Energien leisten. Aus Emissions- und Systemkostensicht ist der übertragungsnetzdienliche Betrieb (→ „Nodal-Pricing“) dem Einsatz nach Marktanreizen des heutigen Strommarktdesigns vorzuziehen.
- **Demand Response** in der Industrie führt zu einer Optimierung des Kraftwerkeinsatzes, die netzoptimierende Wirkung fällt aufgrund **kurzer Verschiebedauern** und der **beschränkten Leistungen** gering aus.

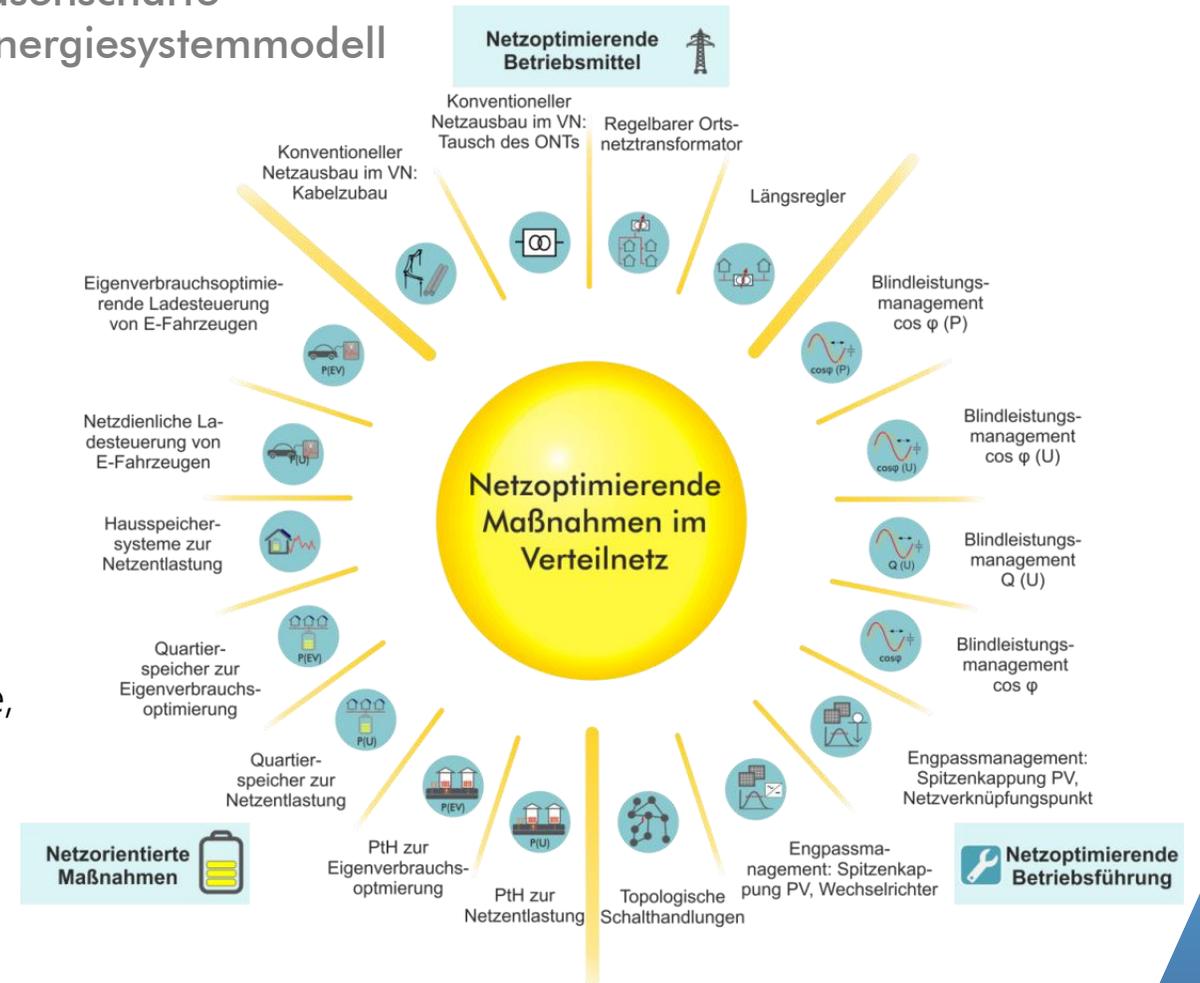
# Zur Bewertung von Netzoptimierenden Maßnahmen (NoM) im Verteilnetz wird in MONA das Modell GridSim verwendet



Kombiniertes Simulationsmodell zur Bestimmung von Netzzuständen durch phasenscharfe Lastflussberechnungen und Energiesystemmodell für Verteilnetze

## Modellbeschreibung

- Jahressimulationen mit 5-Min. Auflösung
- Lastflussberechnungen mit OpenDSS
- 9 verschiedene Typnetze (in MONA)
- Betrachtung von 18 NoM
- Regional unterschiedliche Eingangsdaten
- Verschiedene Ladesteuerungen für Elektrofahrzeuge, Power2Heat, Speichersysteme



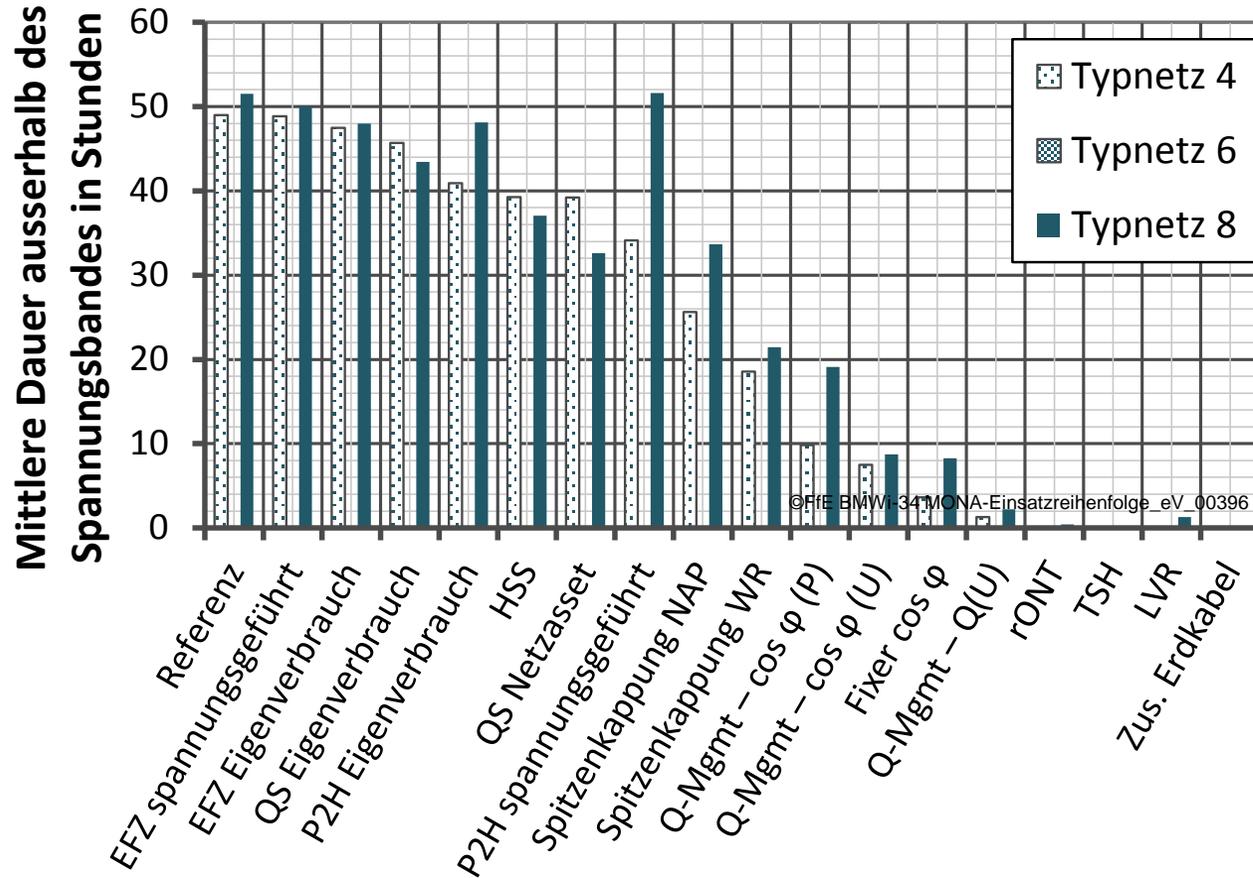
# Verteilnetz Status Quo mit Blick auf 2030

- Im ländlichen Bereich fand im letzten Jahrzehnt ein Netzausbau auf Verteilnetzebene statt  
→ Getrieben durch den Zubau von EE-Anlagen insbesondere PV in Bayern
- Städtische Netze von dieser Entwicklung nicht in diesem Maße betroffen
- Verteilnetze immer sehr stark lokal geprägt und strukturell unterschiedlich  
→ Pauschale Aussagen oft nur mit schwer möglich
- Neben Zubau von EE-Anlagen ist die Elektrifizierung auf der Verbrauchsseite eine weitere Herausforderung für die Verteilnetze



EE-Zubau und Elektrifizierung rücken Niederspannung stärker in den Fokus!

# Technische Auswertung der Netzoptimierenden Maßnahmen: Spannungsbandverletzungen

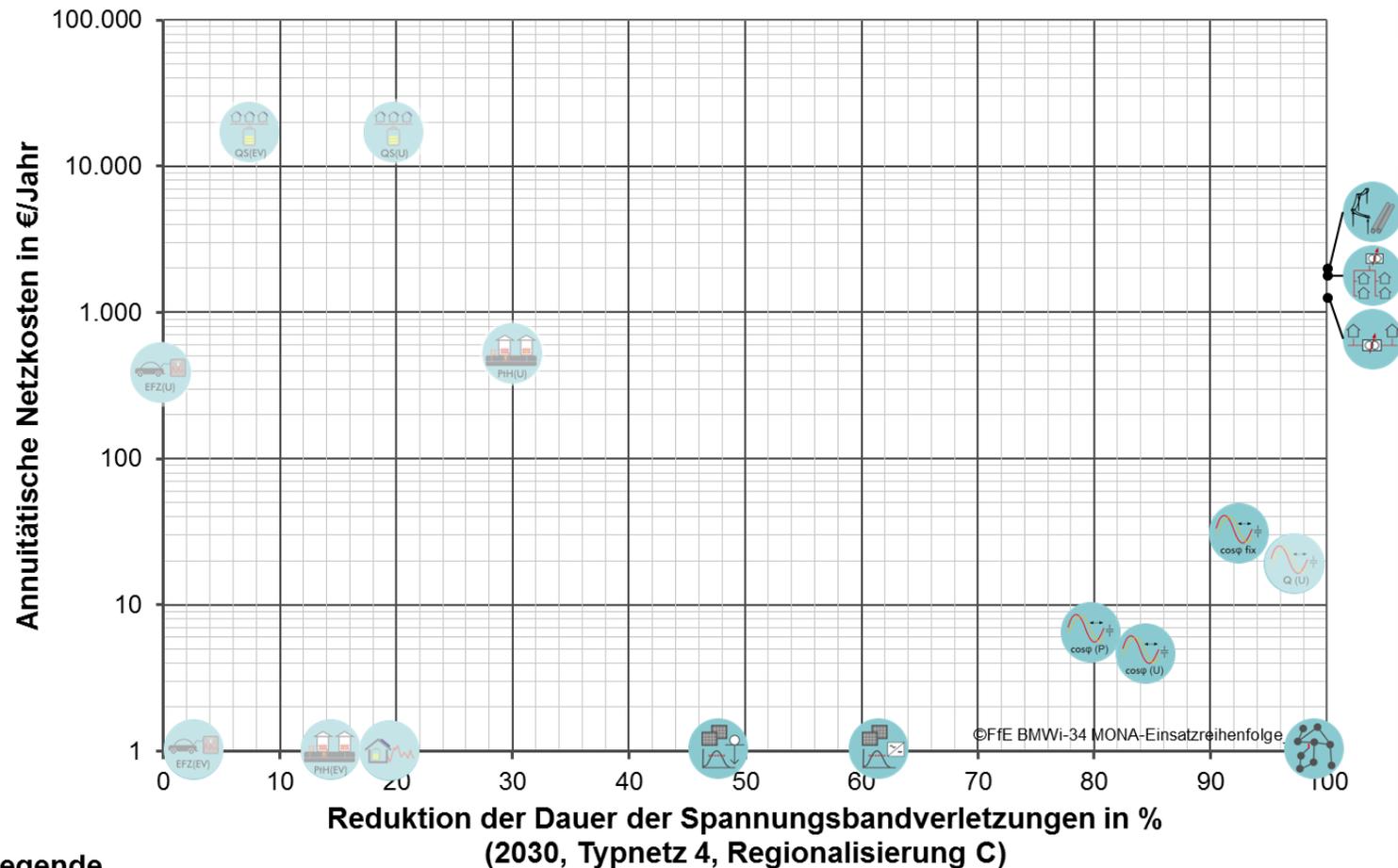


- Keine Verletzungen des Spannungsbandes in Typnetz 6
- Ähnliche Dauer von Spannungsbandverletzungen für die meisten NoM in Typnetz 4 und 8
- Reduktion der mittleren Dauer der Spannungsbandverletzungen durch NoM
  - Effektivste NoM:
  - Q-Mgmt - Q(U)
  - rONT
  - TSH
  - LVR
  - Zusätzliches Erdkabel

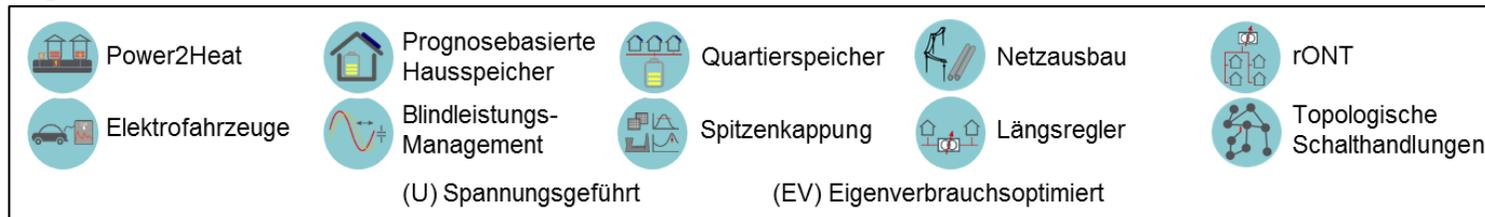
„Klassische Maßnahmen“ mit technisch guter Eignung!

# Techno-ökonomischer Vergleich 2030

## Spannungsbandverletzungen



### Legende



Qualitative Darstellung; Aufgrund der logarithmischen Ordinate sind ggf. geringfügig anfallende negative Kosten einzelner NoM nicht abbildbar (Details im Teilbericht Einsatzreihenfolge)

# Zwischenfazit

- 1 Bei den in MONA 2030 entwickelten Szenarien kommt es in den MONA-Typnetzen zu keinen Netzüberlastungen.
- 2 Sofern der Anteil neuer Verbraucher und Erzeuger stark überdurchschnittlich ist, kommt es insbesondere zu Spannungsbandüberschreitungen. Aus technischer Sicht sind dann LVR und rONT die besten Alternativen zum konventionellen Netzausbau.
- 3 Eine Vielzahl von Netzoptimierenden Maßnahmen verursachen größtenteils Betriebskosten. Um Netzbetreibern die freie Wahl für Netzoptimierung zu gewährleisten, sollte die Bedeutung von Betriebskosten in der Regulierung gesteigert werden.
- 4 Wenn nicht nur technische und wirtschaftliche Parameter bei der Auswahl von Netzoptimierenden Maßnahmen, sondern auch ökologische, gesellschaftliche und volkswirtschaftliche Aspekte berücksichtigt werden, treten gravierende Unterschiede der NoM auf. Netzorientierte Maßnahmen profitieren stark von dieser Sichtweise.

# Was ist denn Digitalisierung?

Ist immer individuell gemäß dem betrachteten Prozess zu sehen, aber...

- ...intern beim Netzbetreiber:  
bspw. die Niederspannung digital abbilden, um zukünftige Belastungen zu simulieren!
- ...übergeordnet beim Gesetzgeber:  
Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende – Klingt sehr umfassend und weitreichend!

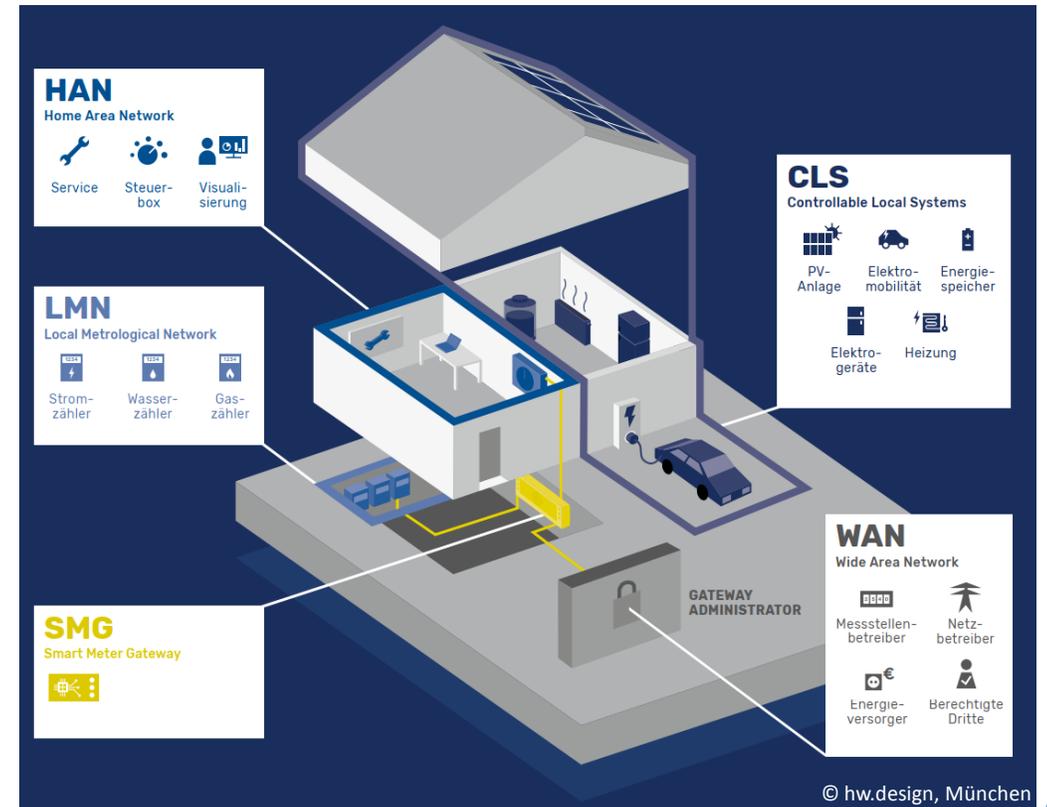
Was steckt im Kern dahinter?



Bildquellen:  
<https://www.solarautonomie.de/ferraris-zaehler-auslesen/>

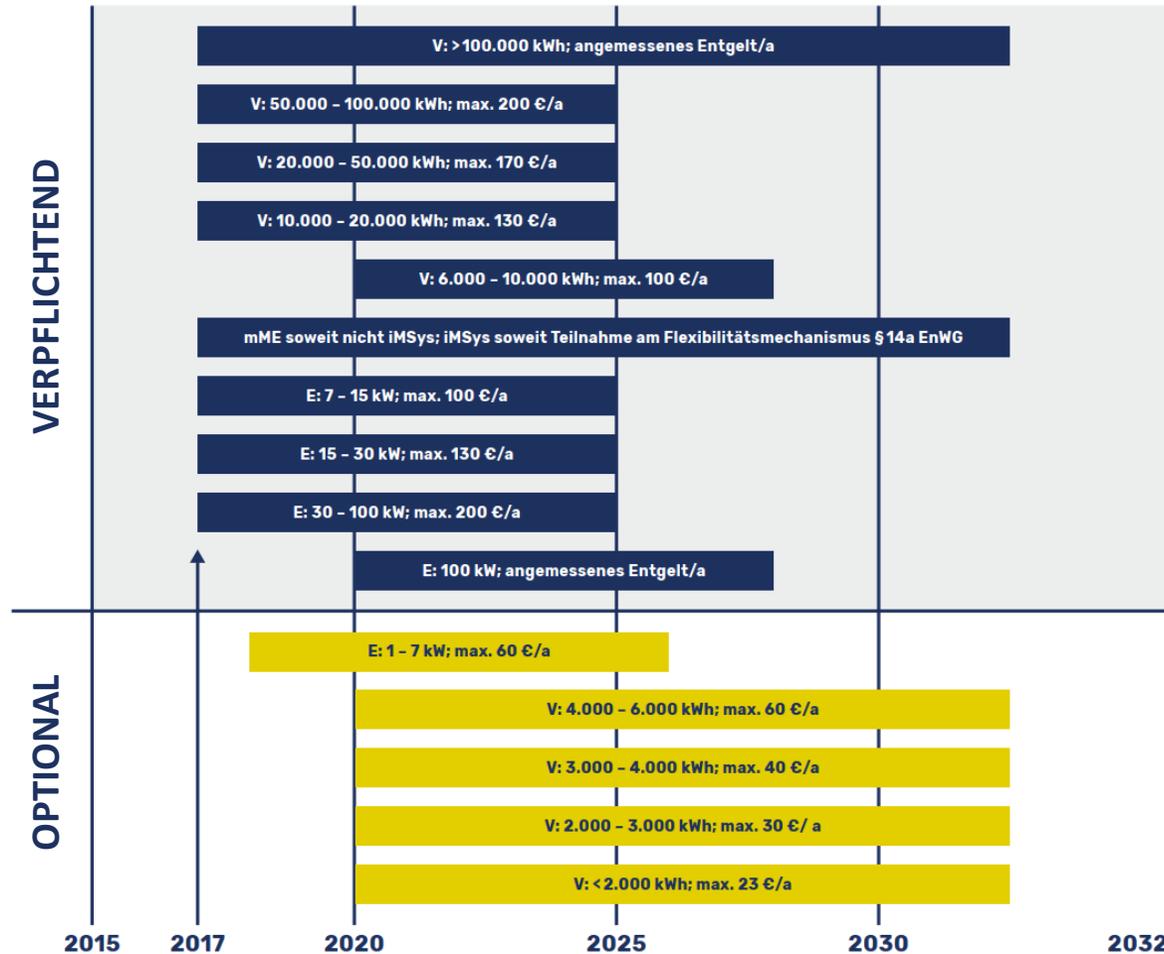
[https://www.eon-metering.com/de/standardleistungen/gateway-administration.html?gclid=EAlaIqobChMI5\\_Ods4GK2wIVx7UYCh2vWgg0EAAAYASAAEgI02vD\\_BwE](https://www.eon-metering.com/de/standardleistungen/gateway-administration.html?gclid=EAlaIqobChMI5_Ods4GK2wIVx7UYCh2vWgg0EAAAYASAAEgI02vD_BwE)

Ersatz der Ferrariszähler!



© hw.design, München

# Wer ist vom Rollout der iMSys betroffen?



© hw.design, München

V: Verbraucher / E: Erzeuger / mME: moderne Messeinrichtung / iMSys: intelligentes Messsystem

- Unterscheidung zwischen Pflicht und Optional
- Pflicht bei
  - Erzeuger ab 7 kW
  - Verbraucher ab 6.000 kWh/a
  - Teilnahme an Flex-Mechanismus
- Jährliche Kosten für Endnutzer ab 100 €
- 95 % Umrüstung bis 2032
- iMSys vor allem im Verteilnetz

Ca. 4 Mio. Zählpunkte sind betroffen -> EE-Zubau und Elektrifizierung!

# Ausblick: Welche Chancen bietet das iMSys? Oder... Was hat Verteilnetz mit Buzzwords „Digitalisierung“ und „Flexibilität“ zu tun?



- Heute: Jeder Akteur hat eine proprietäre Individuallösung für die Steuerung von Anlagen (Netzbetreiber Rundsteuerung; Aggregator Steuerbox etc.);
- Künftig: Möglichkeit zur standardisierten und somit ?kosteneffizienten? Erschließung von Flexibilität
- Möglichkeit, dass auch „kleine“ Akteure / Anlagen zu einem aktiven Bestandteil des Energiesystems werden
- Vereinfachter Zugriff kann zu Problemen für das Verteilnetz führen --> Koordinierung des Zugriffes notwendig?!
- Aktuell im Fokus von Forschungsprojekten sind Flexibilitätsmärkte  
Diese stehen jedoch nicht in direkter Konkurrenz zum Netzausbau!

*Digitalisierung ist kein Selbstzweck – daher müssen Forschungsprojekte den Mehrwert einer digitalisierten Infrastruktur in der Energiewirtschaft demonstrieren. Der Rollout von intelligenten Messsystemen kann dabei einen Beitrag leisten, um innovative Konzepte bspw. zur Flexibilitätskoordination auch in der Fläche umzusetzen.*



## Dr.-Ing. Christoph Pellingner

Leitung strategische Projektplanung

Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V.

Tel.: +49(0)89 15 81 21- 70

Email: [cpellingner@ffe.de](mailto:cpellingner@ffe.de)

## Thomas Estermann, M. Sc.

Projektleiter

Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V.

Tel.: +49(0)89 15 81 21- 33

Email: [testermann@ffe.de](mailto:testermann@ffe.de)



Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V.

Am Blütenanger 71

80995 München

Tel.: +49(0)89 15 81 21 – 0

Email: [info@ffe.de](mailto:info@ffe.de)

Internet: [www.ffe.de](http://www.ffe.de)

Twitter: [@FfE\\_Muenchen](https://twitter.com/FfE_Muenchen)