



VIRTUELLES INSTITUT NRW

STROM ZU
GAS UND WÄRME

Auslegung und Bewertung von Wasserstoffrückverstromungspfaden in nationalen Energiesystemen mittels räumlich-zeitlich aufgelöster Energiesystemoptimierung

15.02.2018 | Lara WELDER, Peter STENZEL, Natalie EBERSBACH,
Peter MARKEWITZ, Martin ROBINIUS,
Bernd EMONTS, Detlef STOLTEN

l.welder@fz-juelich.de

Gefördert mit Mitteln des deutschen Bundeslandes Nordrhein Westfalen
(Ministerium für Innovation, Wissenschaft und Forschung)

Mitglied der Helmholtz-Gemeinschaft

Institute of Electrochemical Process Engineering IEK-3



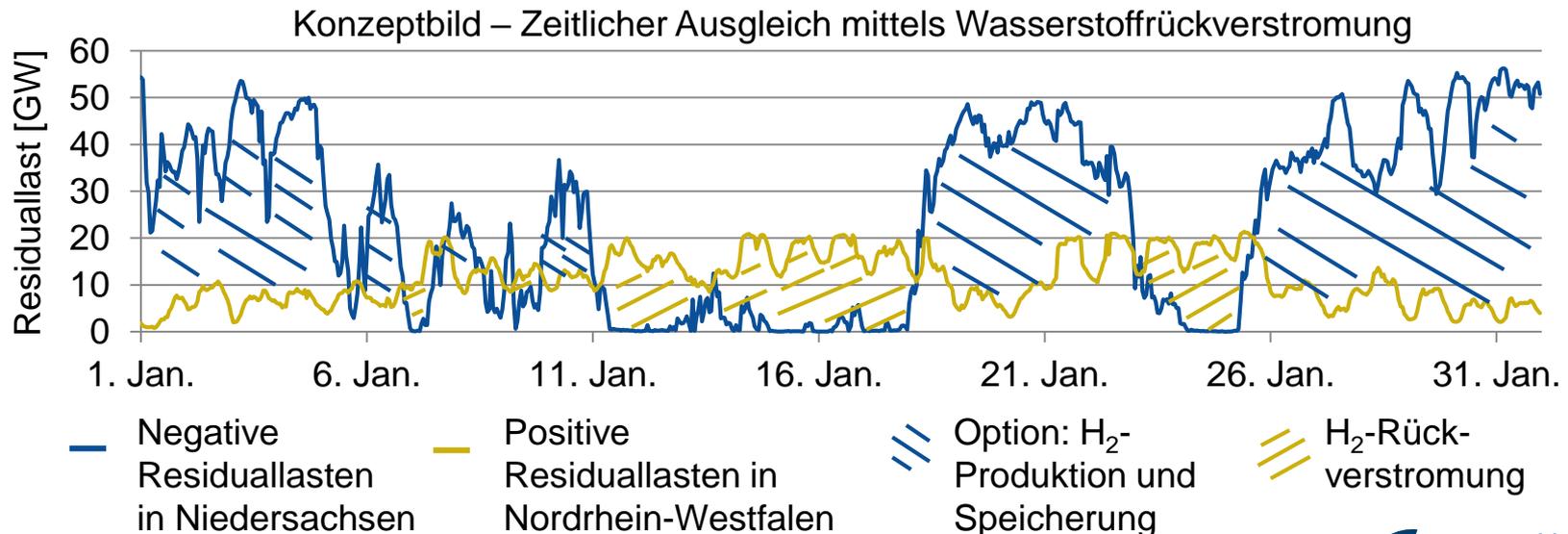
Konzept – Wasserstoffrückverstromungspfade

Definition: Residuallast = Stromnachfrage - Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien

- **Örtliche Defizite:** Positive Residuallasten könnten durch Ausbau einer Energietransportinfrastruktur mittels negativer Residuallasten ausgeglichen werden
- **Zeitliche Defizite:** Es stehen zeitgleich nicht genug negative Residuallasten zum Ausgleich von positiven Residuallasten zur Verfügung

Konzept Wasserstoff-(H₂)-rückverstromungspfade:

- Flexibilitätsoption zum zeitlichen (H₂-produktion, -speicherung, -rückverstromung) und räumlichen (H₂-transport) Ausgleich positiver Residuallasten mittels negativer Residuallasten



Darstellung des untersuchten Technologiepfad und Szenariodefinition

Technologiepfad:

- Wasserstoffpfad: Elektrolyse → Pipeline → Salzkaverne → Pipeline → Rückverstromungskraftwerk
- Stromnetzausbau mittels HGÜ*-Kabel zusätzlich berücksichtigt

* HGÜ:
Hochspannungs-
Gleichstrom-
Übertragung



Szenariodefinition:

- Deutschland, Szenario-Jahr 2050 (stündliche Residuallast-Zeitreihen auf Landkreiseben)
- Regionen mit hohen Stromüberschüssen versorgen Bundesland mit größten positiven Residuallasten (Bundesland: Nordrhein-Westfalen, NRW)

Ist ein vollständiger Ausgleich der positiven Residuallasten möglich?

Welche Rückverstromungstechnologie ist am kosteneffizientesten?

Welche Potentiale bieten H₂-Rückverstromungspfade in nationalen Energiesystemen?

Methodik und Szenariobeschreibung

Mitglied der Helmholtz-Gemeinschaft

Institut für Elektrochemische Verfahrenstechnik (IEK-3)

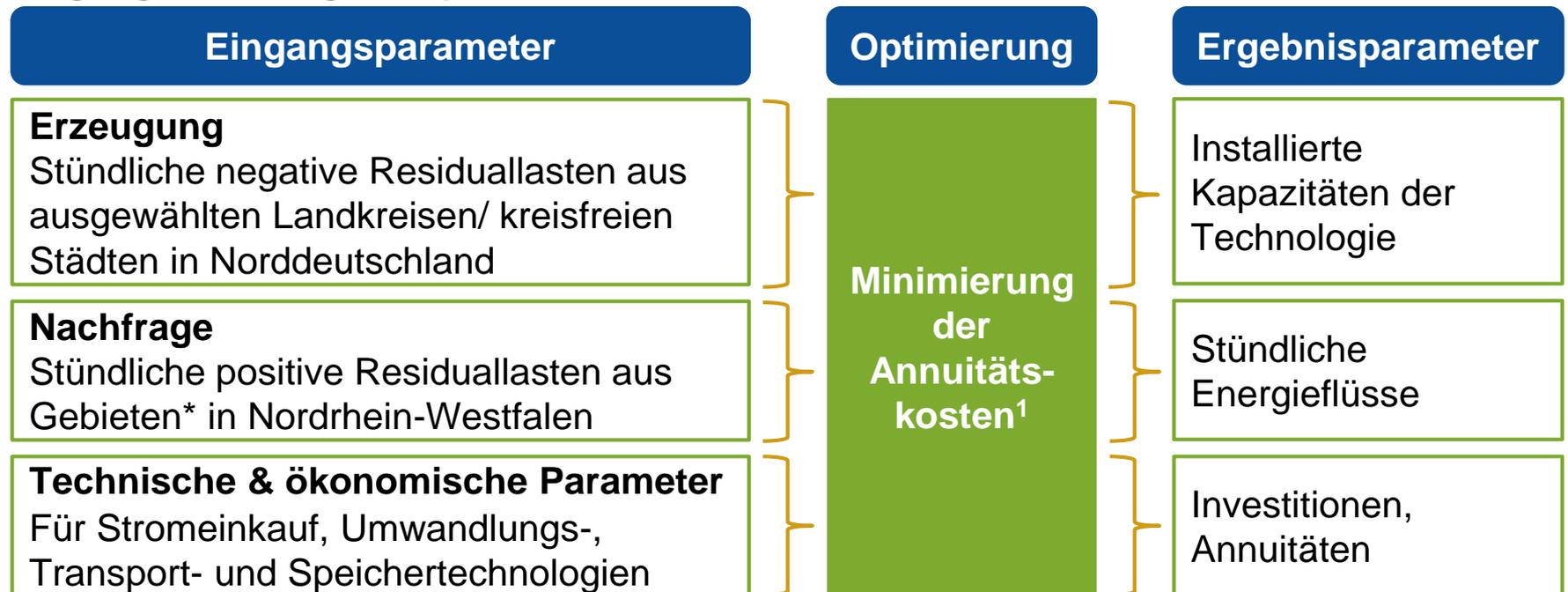
Kostenoptimale Auslegung der Rückverstromungspfade

Lineare Optimierung:

Minimierung der Annuitätskosten unter Berücksichtigung

- der regionalen und zeitlichen Energiebilanzen
- der technischen Restriktionen

Eingangs- und Ergebnisparameter:



* Ein Gebiet umfasst mehrere Landkreise/ kreisfreie Städte. Je Gebiet ist ein Standort für ein Rückverstromungskraftwerk vorgesehen.

1. Welder et al. (2017). "Spatio-temporal optimization of a future energy system for power-to-hydrogen applications in Germany". SDEWES conference, Dubrovnik.

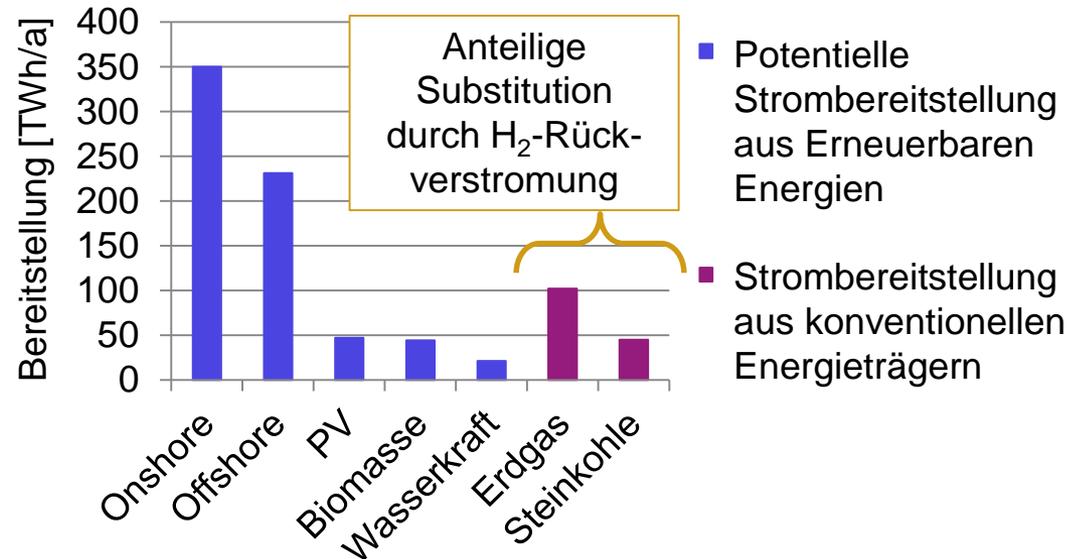
Energieszenario^{1,2,*}

Stromnachfrage:

Regional, stündlich aufgelöste Daten für alle Landkreise/ kreisfreie Städte: Σ 528 TWh

Stromerzeugung:

- Aus Erneuerbare Energien:
 Σ 693 TWh
- Erneuerbare Energien decken durch zeitlichen Versatz und Stromnetzengpässen 72% der Nachfrage
- Aus konventionellen Energieträgern: Σ 147 TWh



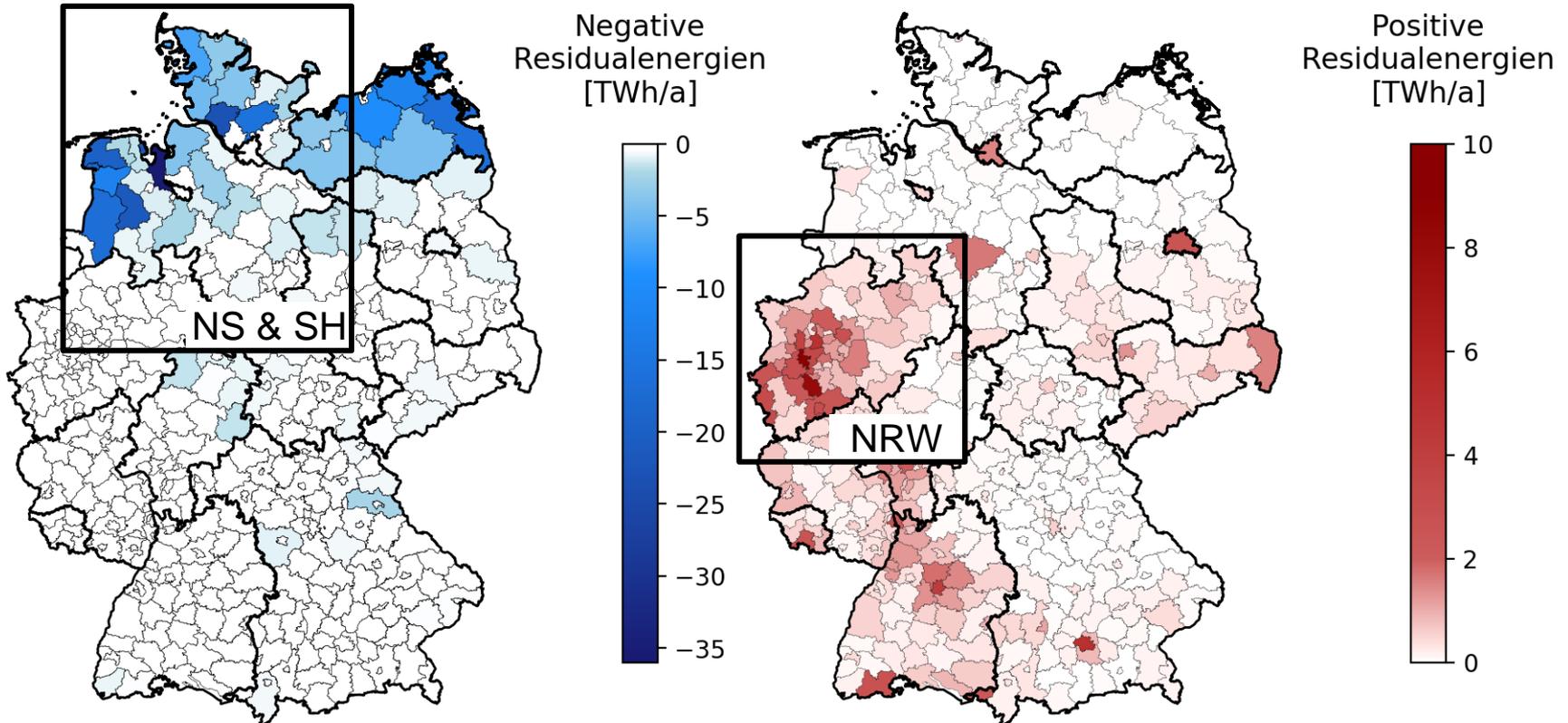
- Negative Residuallasten: 293 TWh (Bisher: Nutzung zur elektrolytischen Wasserstoffproduktion für Brennstoffzellenfahrzeuge)
- Positive Residuallasten: 147 TWh (Bisher: Abdeckung durch konventionelle Kraftwerke)

1. Robinius, M. et al. (2017). „Linking the power and transport sectors—Part 1: The principle of sector coupling.“ *Energies* 2017, 10, 956.

2. Robinius, M., et al. (2017). „Linking the Power and Transport Sectors-Part 2: Modelling a Sector Coupling Scenario for Germany.“ *Energies* 10(7): 957.

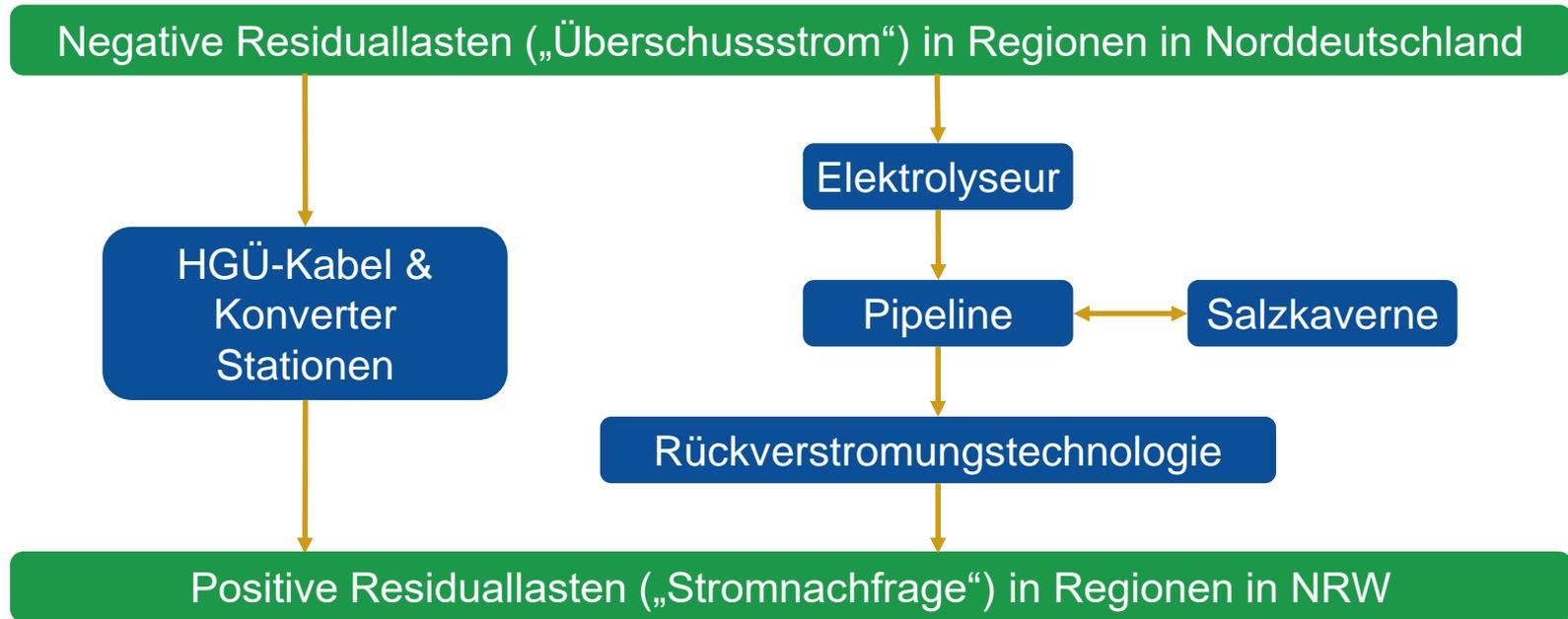
* Substitution von Kernenergie und Braunkohle durch Erdgas

Regionaler Fokus der Pfadanalyse



Abdeckung der positiven Residuallasten in Nordrhein-Westfalen (NRW, Σ 83 TWh) mittels negativer Residuallasten aus Niedersachsen und Schleswig-Holstein (NS & SH) durch Wasserstoffrückverstromungspfad und Stromnetzausbau

Technologien im Wasserstoffrückverstromungspfad



Untersuchte Rückverstromungstechnologien:

- H₂-Gas- und Dampfturbinen-Kraftwerk (GuD)
- H₂-Gasturbine (GT)
- H₂-Gasmotor (Gasmotor)
- Festoxid-Brennstoffzelle (SOFC)
- Polymer-Elektrolyt-Membran-Brennstoffzelle (PEMFC)

Ökonomische und technische Parameter

Stromeinkauf: 60 €/MWh, kalkulatorischer Zinssatz: 8%

Technologieparameter:

Technologie	CAPEX & OPEX	Effizienz	Abschreibung
HGÜ-Kabel	2,17 €/km/GW + 120 Mio. €/GW	96,3 %	40 Jahre
Elektrolyseur	500 €/kW, 1,5%/a *CAPEX	70 %	10 Jahre
Pipeline	180 €/km/GW	-	40 Jahre
Salzkaverne	69 Mio. €, 2,5%/a *CAPEX	-	30 Jahre
GuD	760 €/kW, 11.076 €/MW _{el} /a	60%	25 Jahre
GT	504 €/kW, 5.075 €/MW _{el} /a + 7,48 €/MWh _{el}	40%	25 Jahre
Gasmotor	715 €/kW, 2,36 €/MWh _{el}	48,5%	20 Jahre
SOFC	1.500 €/kW, 10.000 €/(5 MW _{el})/a	70%	10 Jahre
PEMFC	923 €/kW, 7 €/MWh _{el}	51%	10 Jahre

1. Stolten, D., et al. (2013). Hydrogen as an Enabler for Renewable Energies. [Transition to Renewable Energy Systems](#)
2. Bertuccioli, L., et al. (2014). Study on development of water electrolysis in the EU. [Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking](#).
3. Stolzenburg, K., et al. (2014). Integration von Wind-Wasserstoff-Systemen in das Energiesystem - Abschlussbericht. Oldenburg.
4. Reuß, M., et al. (2017). "Seasonal storage and alternative carriers: A flexible hydrogen supply chain model." [Applied Energy](#) **200**: 290-302.
5. Bolle, F.-W., et al. (2012). "WaStraK NRW" Einsatz der Wasserstofftechnologie in der Abwasserbeseitigung"-Phase I."
6. Hackmann, M., et al. (2012). "Szenarien für eine langfristige Netzentwicklung.
7. Beck, H.-P., et al. (2012). "Ökologische Auswirkungen von 380-kV-Erdleitungen und HGÜ-Erdleitungen.,
8. Hofmann, L. (2012). "Technische und wirtschaftliche Aspekte des Stromleitungsbaus.,
9. Mischner, J., et al. (2015). [gas2energy.net: Systemplanerische Grundlagen der Gasversorgung](#)

Ergebnisse

Rückverstromung mittels Gas- und Dampfturbinen-Kraftwerk

Elektrolyseur:

25,86 GW_{el}, Ø Volllaststunden: 4705 h/a

Salzkavernen: 12,48 TWh

Pipeline: (Ettel-NRW): 35,01 GW_{H₂}

HGÜ-Kabel: (Ettel-NRW): 6,64 GW_{el}

Rückverstromungskraftwerke:

21,6 GW_{el}, Ø Volllaststunden: 2428 h/a

Zeitgleiche Lastdeckung:

bevorzugt durch Stromkabel

Verbleibender Überschussstrom:

Wasserstoffproduktion & -speicherung

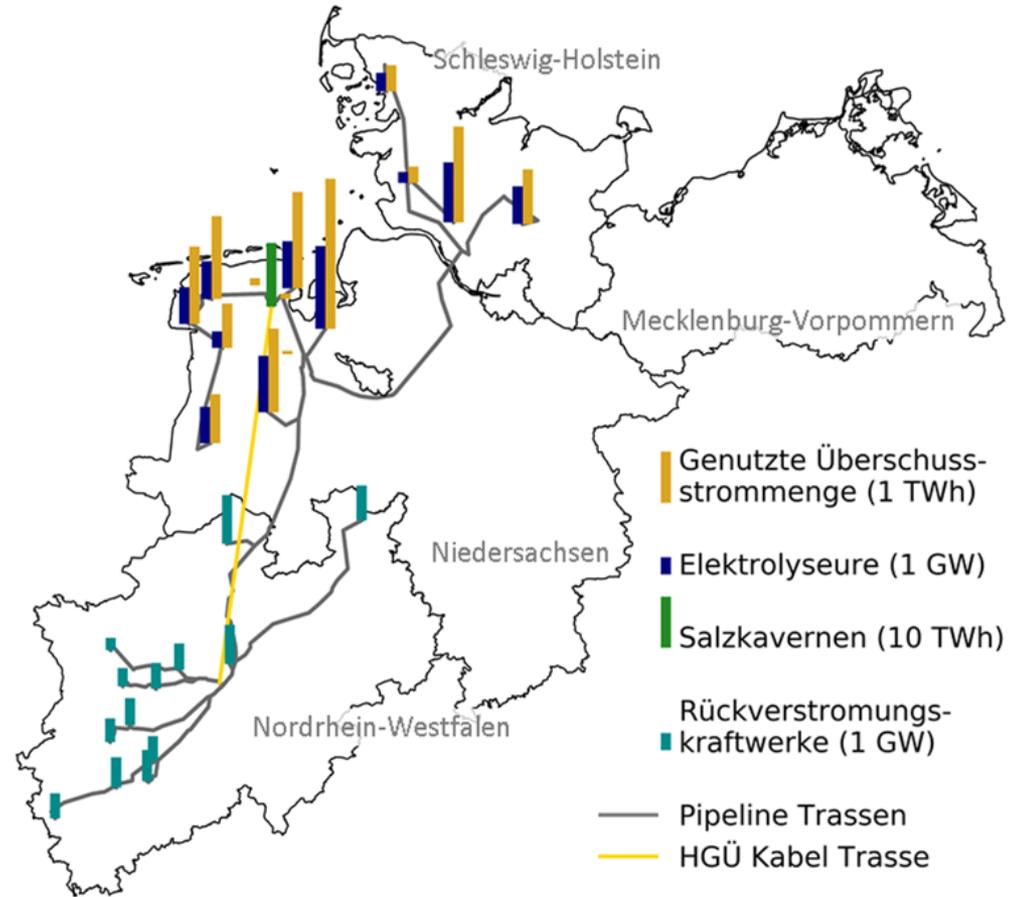
Zeitgleiche Lastdeckung nicht möglich:

Wasserstoffrückverstromung

Genutzter Überschussstrom: 156,2 TWh

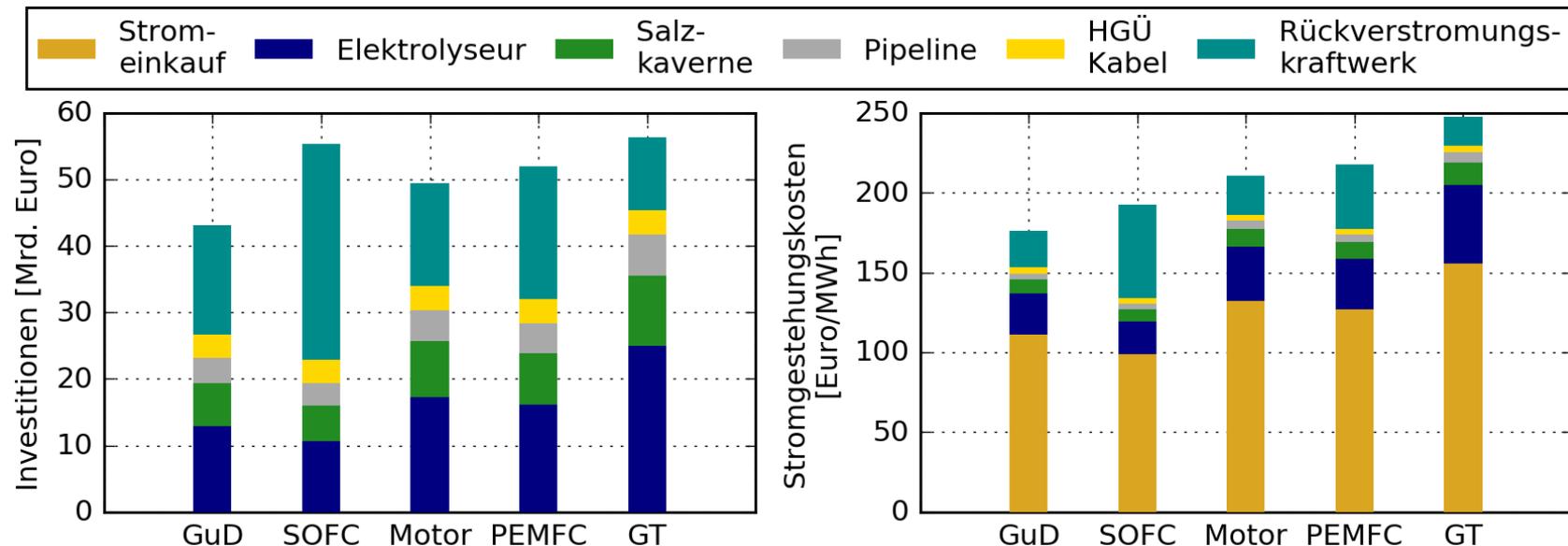
Investitionen: 43,12 Mrd. Euro

Stromgestehungskosten der Rückverstromung: 175,8 €/MWh



Installierte Leistungen und genutzte Überschussstrommengen,
Rückverstromungstechnologie: GuD

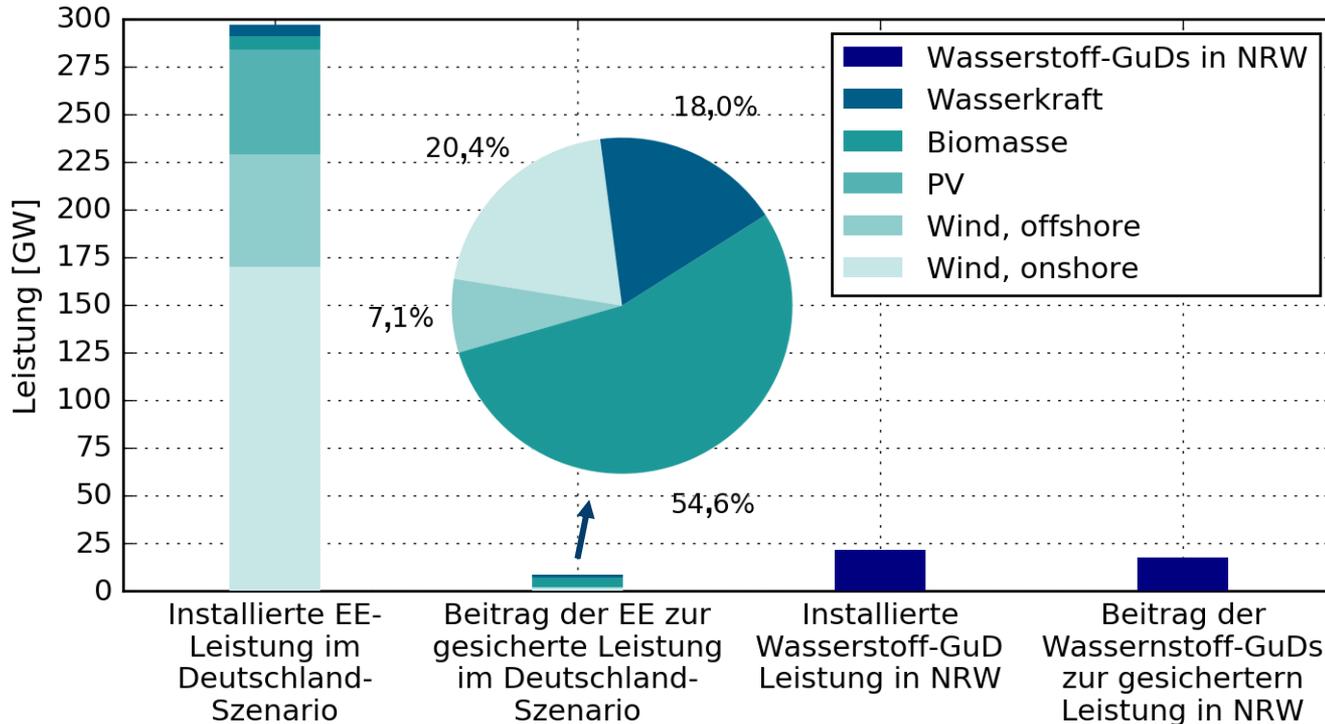
Investitionen und Stromgestehungskosten der Rückverstromungstechnologien im Vergleich



- Hauptanteile: Elektrolyseure, Rückverstromungskraftwerke (und Stromeinkauf)
- Hohe Rückverstromungswirkungsgrade → Niedrigere Elektrolyseur-, Salzkavernen- und Stromeinkaufskosten
- HGÜ Investitionen nahezu konstant (dimensioniert auf Basis des maximalen Transportpotentials)
- Niedrigste Investitionen/Stromgestehungskosten im GuD Fall

Offen: Potentiale/Restriktionen durch Wärmeauskopplung/
Laständerungsgeschwindigkeiten?

Beitrag zur Energieversorgungssicherheit



Beitrag zur gesicherten Leistung

Wind ¹	1%
PV ¹	0%
Laufwasser-Kraftwerke ¹	25%
Biomasse ¹	65%
Pumpspeicher ¹	80%
Rückverstromungspfad*	80%

- Szenario: 297 GW an Erneuerbaren Energien → 9,34 GW gesicherte Leistung
- Wasserstoffrückverstromungspfad für NRW: 21,6 GW → 17,3 GW
- Pfad erhöht indirekt die gesicherte Leistung der Erneuerbaren Energien
- Pfad kann maßgeblichen Beitrag zur gesicherten Leistung und Energieversorgungssicherheit leisten

1. 50hertz, et al. (2016). "Bericht der deutschen Übertragungsnetzbetreiber zur Leistungsbilanz 2016.,

* Annahme analog zu Pumpspeichern

CO₂-Reduktionspotential

Szenario ohne Wasserstoffrückverstromung und Stromnetzausbau:

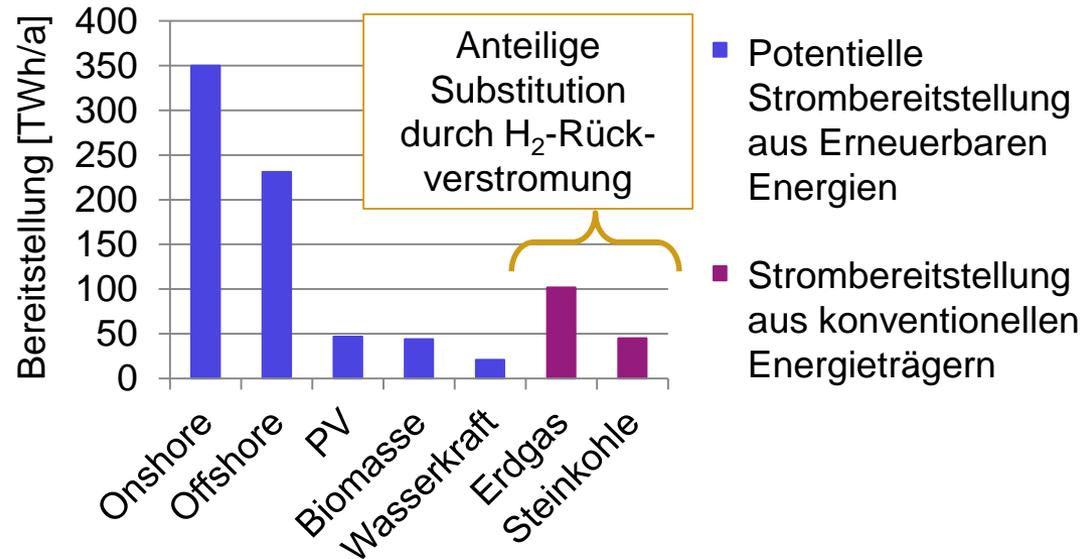
102 TWh/a durch Erdgaskraftwerke,
45 TWh/a durch Steinkohlekraftwerke

Emissionsfaktoren¹

Erdgas	369 g/kWh
Steinkohle	899 g/kWh

→ Reduktionspotential im Szenario:

$$(37,64 + 40,46) \text{ Mio. } t_{\text{CO}_2}/\text{a} = 78,1 \text{ Mio. } t_{\text{CO}_2}/\text{a}$$



CO₂-Reduktionspotential durch Substitution des fossilen Strombedarfs in NRW:

83 TWh der positiven Residuallast entfallen auf NRW

→ 44,41 Mio. t_{CO_2}/a in Nordrhein-Westfalen können durch Wasserstoffrückverstromungspfad und Stromnetzausbau eingespart werden*

1. Icha, P. und G. Kuhs (2016). Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid-Emissionen des deutschen Strommix in den Jahren 1990 bis 2015. Dessau-Roßlau Umwelt Bundesamt.

* Die relativen Anteile der Erdgaskraftwerke und Steinkohlekraftwerke an den CO₂-Emissionen entsprechen hier dem Verhältnis der zur Verfügung gestellten Strommengen der zwei Kraftwerkstypen für Nordrhein-Westfalen

Schlussfolgerungen und Ausblick

Mitglied der Helmholtz-Gemeinschaft

Institut für Elektrochemische Verfahrenstechnik (IEK-3)

Schlussfolgerungen und Ausblick zu Wasserstoff-rückverstromungspfaden in nationalen Energiesystemen

Betrachtetes Szenario (83 TWh positive Residuallast in NRW):

- Alle **positiven Residuallasten** in NRW **durch Überschussstrom** aus Norddeutschland **abdeckbar**
- Ausbau der Wasserstoffrückverstromungsinfrastruktur ergänzt Stromnetzausbau sinnvoll
- Kostengünstigste Rückverstromungsoption: Gas-und-Dampfturbinen, danach SOFC
- Ausblick:
 - Methodische Modellierung: endogene Platzierung der Erneuerbaren Energien, technologiespezifische Laständerungsgradienten
 - Zusätzliche Nachfragen (Erweiterung von NRW auf Deutschland, Wärmebedarfsdeckung + Fernwärmenetze, Power-to-Hydrogen-to-?)
 - Alternative Flexibilitätsoptionen (Demand-Side-Management, andere Speicheroptionen)

Perspektiven der Pfade in nationalen Energiesystemen:

- Zusätzliche Kosten durch Rückverstromungstechnologiefad (175 €/MWh für positive Residualenergien vs. ~60€/MWh Strom aus Erneuerbaren Energien)
- **Sehr hohe Erneuerbaren-Energie-Anteile** in Energiesystem **erfordern Langzeitspeicher**
→ Pfaduntersuchungen bieten Benchmark
- Pfad kann einen wesentlichen Beitrag zur **Energieversorgungssicherheit** leisten und bietet zusätzliches **CO₂-Reduktionspotential**



VIRTUELLES INSTITUT NRW

STROM ZU
GAS UND WÄRME

Vielen Dank für Ihre Aufmerksamkeit

15.02.2018 | Lara WELDER, Peter STENZEL, Natalie EBERSBACH,
Peter MARKEWITZ, Martin ROBINIUS,
Bernd EMONTS, Detlef STOLTEN

l.welder@fz-juelich.de

Gefördert mit Mitteln des deutschen Bundeslandes Nordrhein Westfalen
(Ministerium für Innovation, Wissenschaft und Forschung)

Mitglied der Helmholtz-Gemeinschaft

Institute of Electrochemical Process Engineering IEK-3

