

Kurzgutachten zum Kostenvergleich Stromtransport

Hybridnetz (Power-to-Gas) vs. HGÜ-Leitung

1. Ausgangssituation und Zielsetzung
2. Systembeschreibung
3. Wirkungsgrade der Prozessketten
4. Kostenbestandteile Hybridnetz
5. Kostenbestandteile HGÜ-Leitungen
6. Gegenüberstellung Hybridnetz vs. HGÜ
7. Fazit

1. Ausgangssituation und Zielsetzung

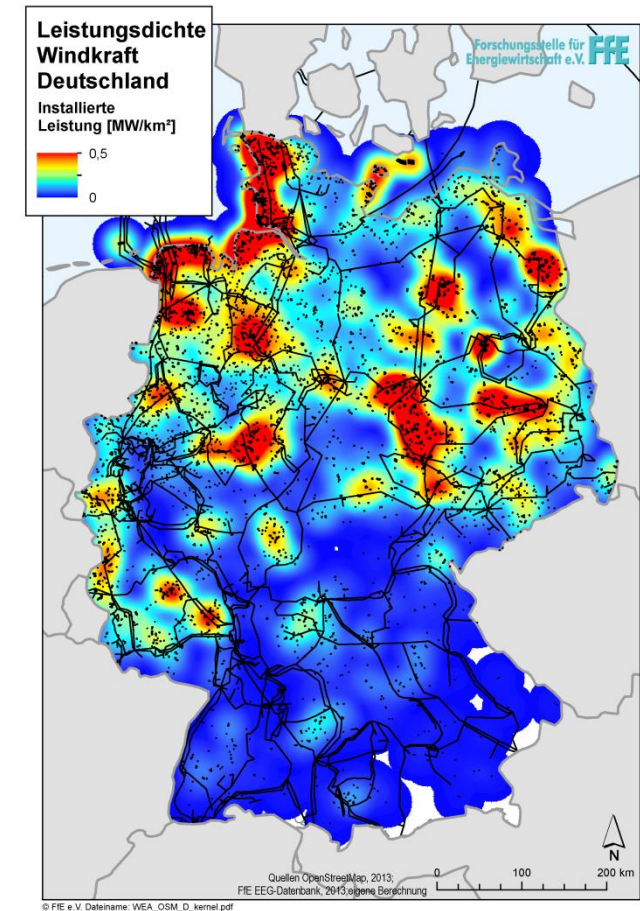


Ausgangssituation

- Ausstieg aus der Kernenergie bundesweit sowie Ausbau der Windkraft im Norden Deutschlands
 - Notwendigkeit des Stromtransports von der Küste nach Bayern

Lösungsansätze:

- Verlegung von verlustarmen HGÜ-Leitungen
- oder Nutzung eines Hybridnetzes
 - Umwandlung elektrischer Energie in Methan mittels PtG-Verfahrens
 - Transport über Gasleitungen (Bestand bzw. Neubau)
 - Rückverstromung in GuD-Kraftwerken (Bestand bzw. Neubau)



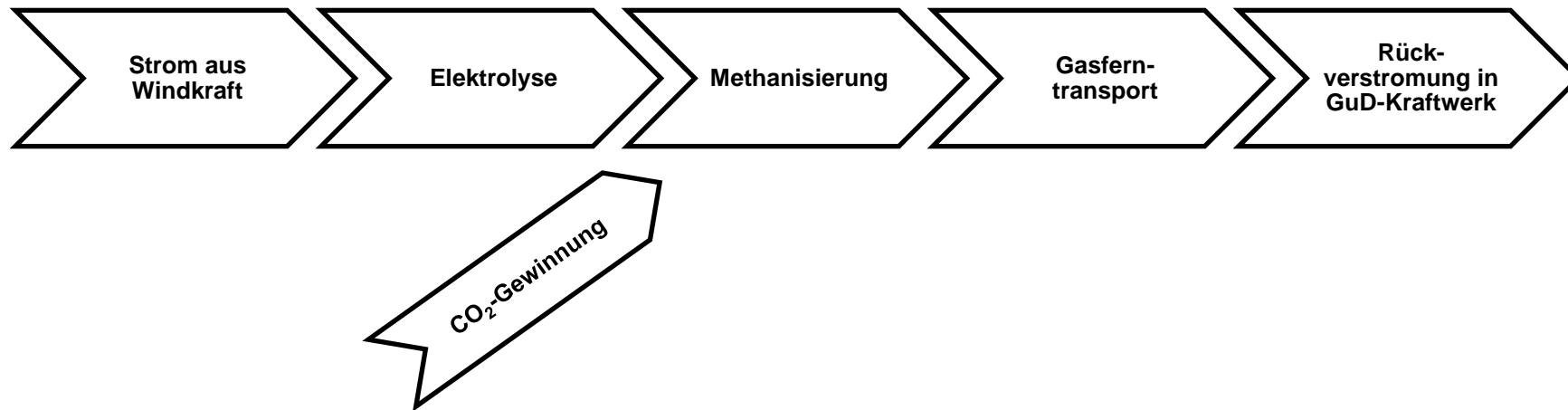
- Darstellung der Kostenbestandteile und der Wirkungsgrade der einzelnen Prozesskettenschritte
- Vereinfachter Kostenvergleich der beiden Möglichkeiten des Stromtransports
- *Anmerkung: Der Vergleich stellt aufgrund des begrenzten zeitlichen Rahmens eine erste Einordnung dar und bildet somit die Grundlage für eine detailliertere Betrachtung.*

2. Systembeschreibung



Betrachtetes System

- Übertragung von 2.000 MW_{el} Windstrom von Norddeutschland nach Bayern
- Entfernung: 750 km
- Hybridnetz (basierend auf PtG-Verfahren):

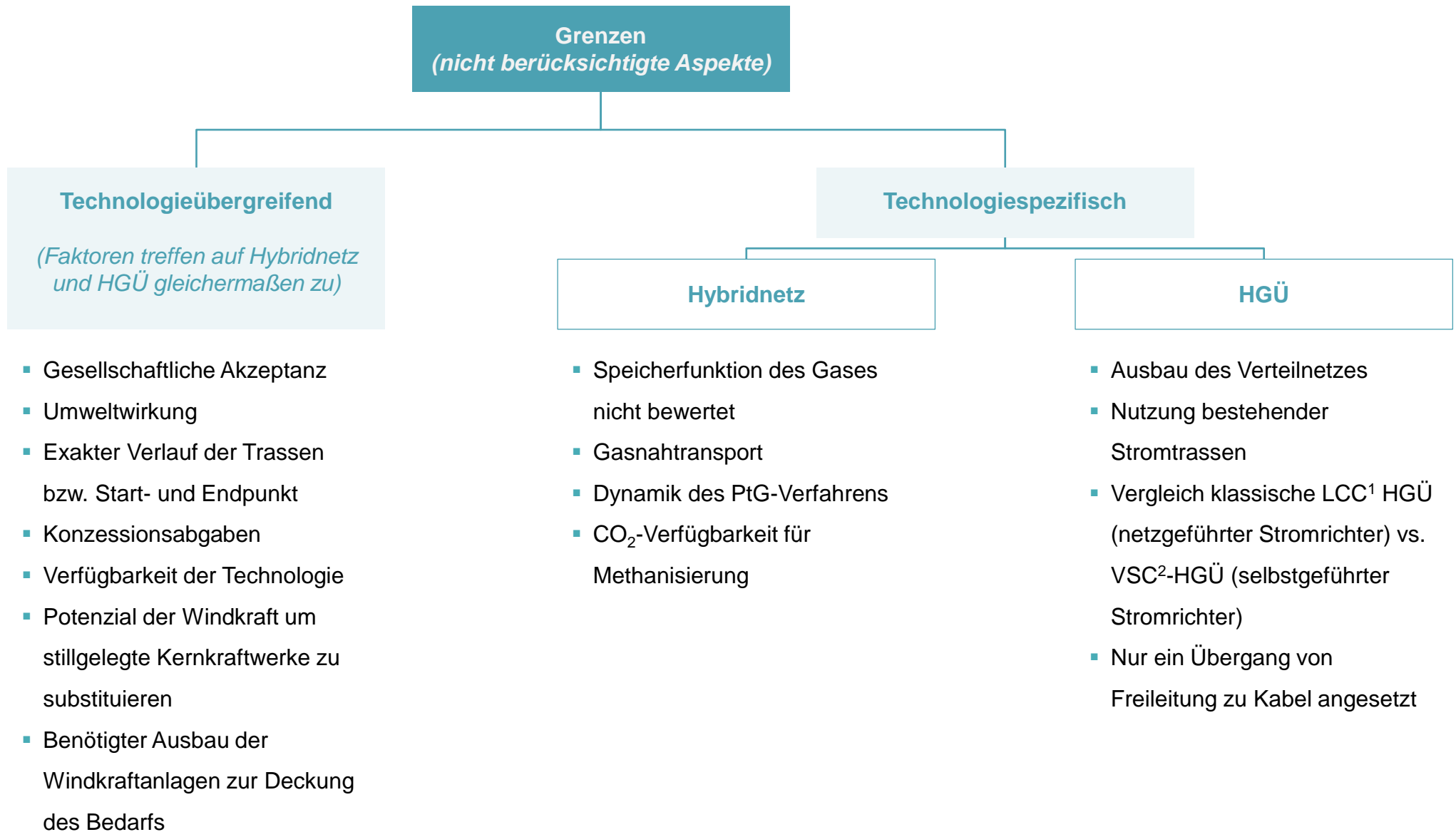


- HGÜ-Leitung (2 Varianten: 25 % und 75 % Kabelanteil):



- Abschreibungsdauer der Infrastrukturen: 20 Jahre

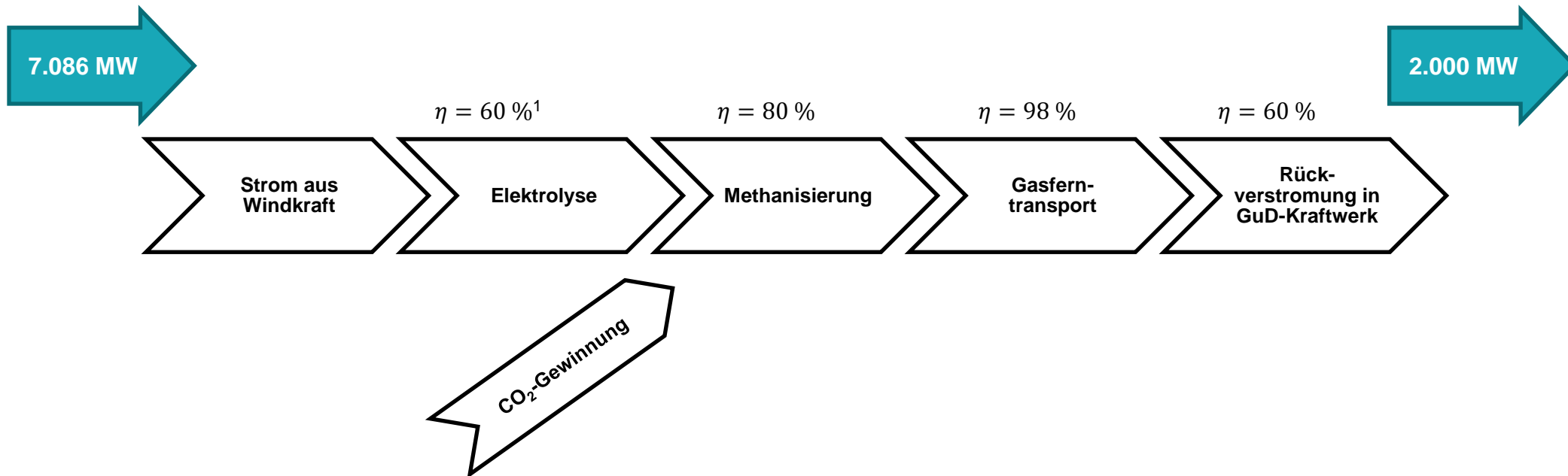
Übersicht zu den Grenzen des durchgeführten vereinfachten Kostenvergleichs



3. Wirkungsgrade der Prozessketten

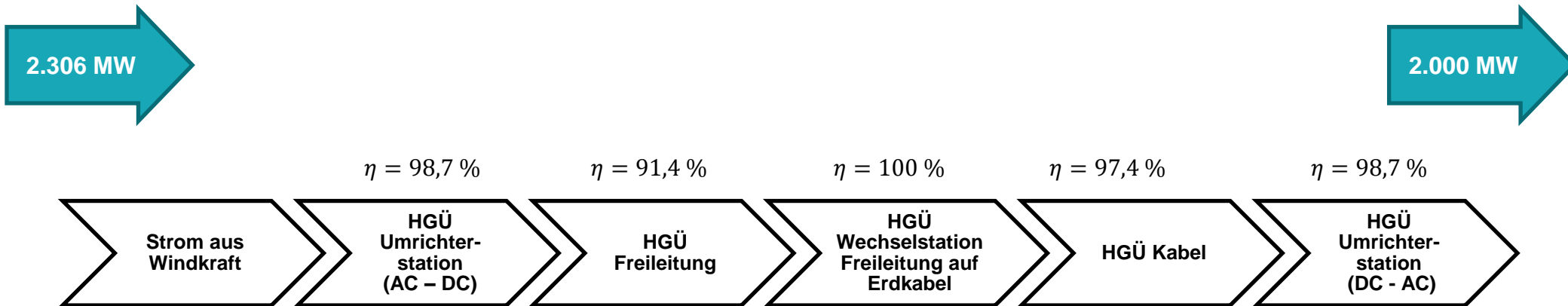


Wirkungsgrade der Prozesskette - Hybridnetz

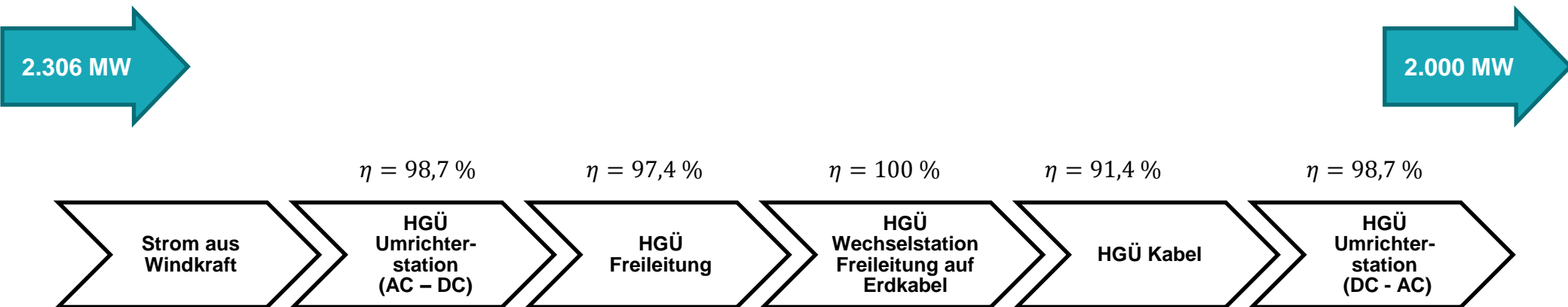


Wirkungsgrade der Prozesskette - HGÜ-Leitung

- Wirkungsgrade der Prozesskette bei 25 % Kabelanteil



- Wirkungsgrade der Prozesskette bei 75 % Kabelanteil



4. Kostenbestandteile Hybridnetz

Kostenübersicht der Prozessschritte

- Stromgestehungskosten Windkraft¹:
 - 0,076 €/kWh_{el}
- Elektrolyse²:
 - 550 €/kW_{el}
 - + 3 % der Investitionen/a
- Methanisierung:
 - 550 €/kW_{el}
 - + 3 % der Investitionen/a
 - + Kosten für CO₂-Gewinnung von 40-90 €/t CO₂³
- Gasferntransport:
 - Verluste durch Verdichtung⁴
 - + evtl. Investitionen für neue Leitungen von ~0,4 Mio. €/km
 - + evtl. Investitionen für zusätzliche Verdichterstation von ~155 Mio. €/Station
- Rückverstromung GuD:
 - 800 €/kW_{el}
 - + 1 % der Investitionen/a

1: Stromgestehungskosten der Windkraft in Norddeutschland werden durch die Übertragungsleitung nicht beeinflusst, daher werden aktuelle Stromgestehungskosten angesetzt und im Rahmen einer Sensitivitätsanalyse variiert

2: zukünftiges Potenzial der alkalischen Elektrolyse

3: Biogasanlagen: 90 €/t CO₂, konventionelle Kraftwerke: 40-50 €/t CO₂, für Berechnung: 50 €/t CO₂ + Sensitivitätsanalyse

4 Betriebskosten (z.B. für Personal, Versicherung etc.) werden für Hybridnetze und HGÜ als identisch angenommen und vernachlässigt

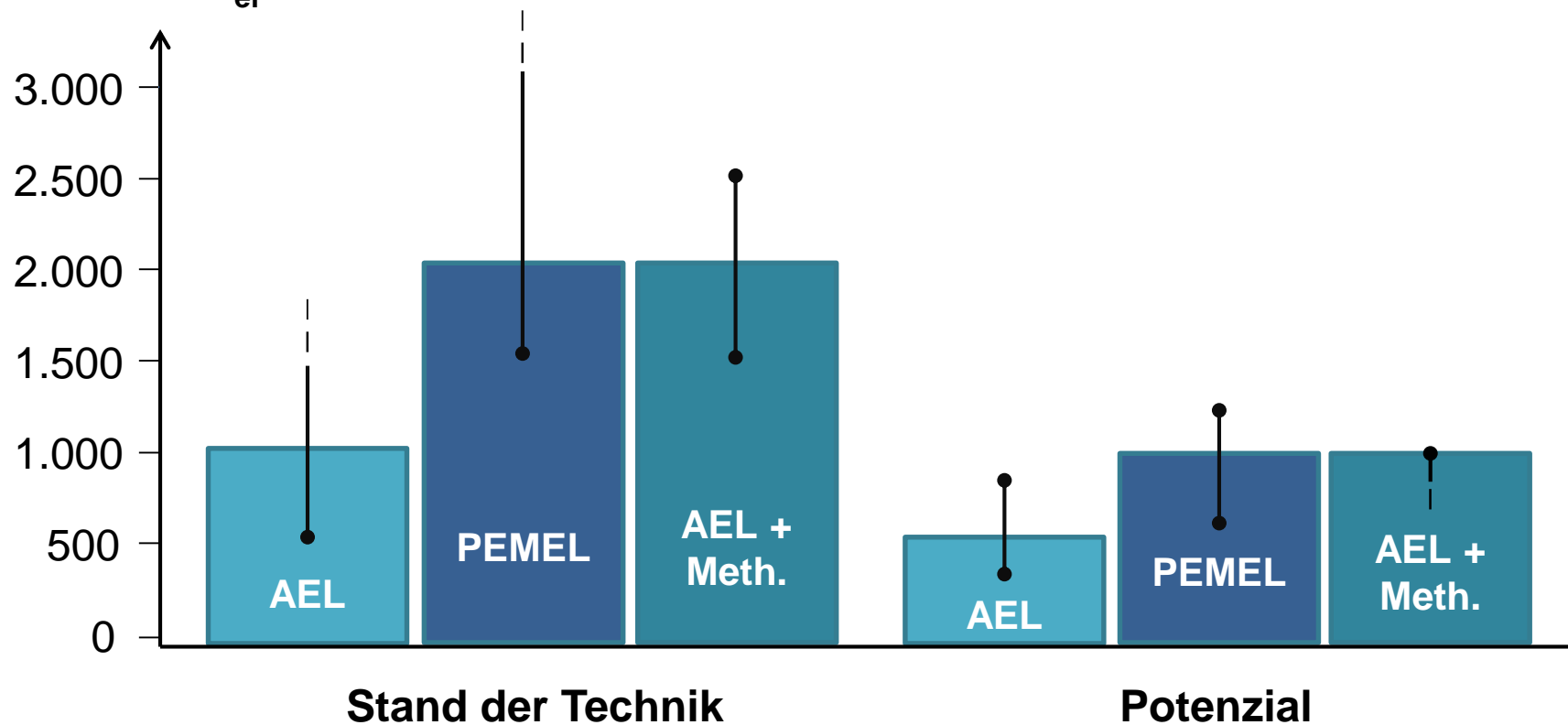
Quellen: /FFE-23 14/, /VIEWEG-02 12/, /DBI-03 11/, /DBI-01 11/, /EON-07 13/, /DFNB-01 14/

Power-to-Gas: Review zu spezifische Investitionen

Quelle: Literaturreview und Expertenbefragung in /FFE-23 14/

Spezifische Investitionen in €/kW_{el}

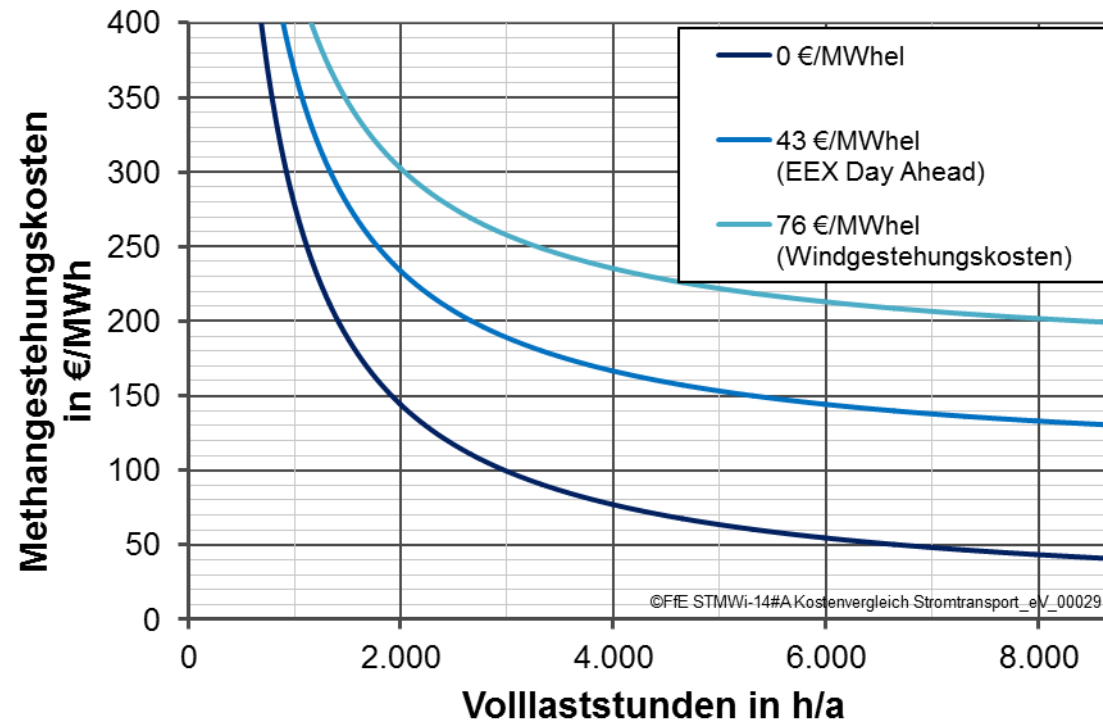
AEL: Alkalische Elektrolyse
PEMEL: PEM-Elektrolyse
Meth.: Methanisierung



- Nahezu unabhängig von der Anlagengröße anfallende Kosten für periphere Komponenten → große Spannbreite
- Spannbreite wird in Zukunft kleiner, da in 2030 nur von großskaligen Anlagen im MW_{el}-Bereich ausgegangen wird
- Kostenreduktionspotenzial durch Hochskalierung sowie Substitution/Reduktion wertvoller Platinmetallkatalysatoren

Methangestehungskosten

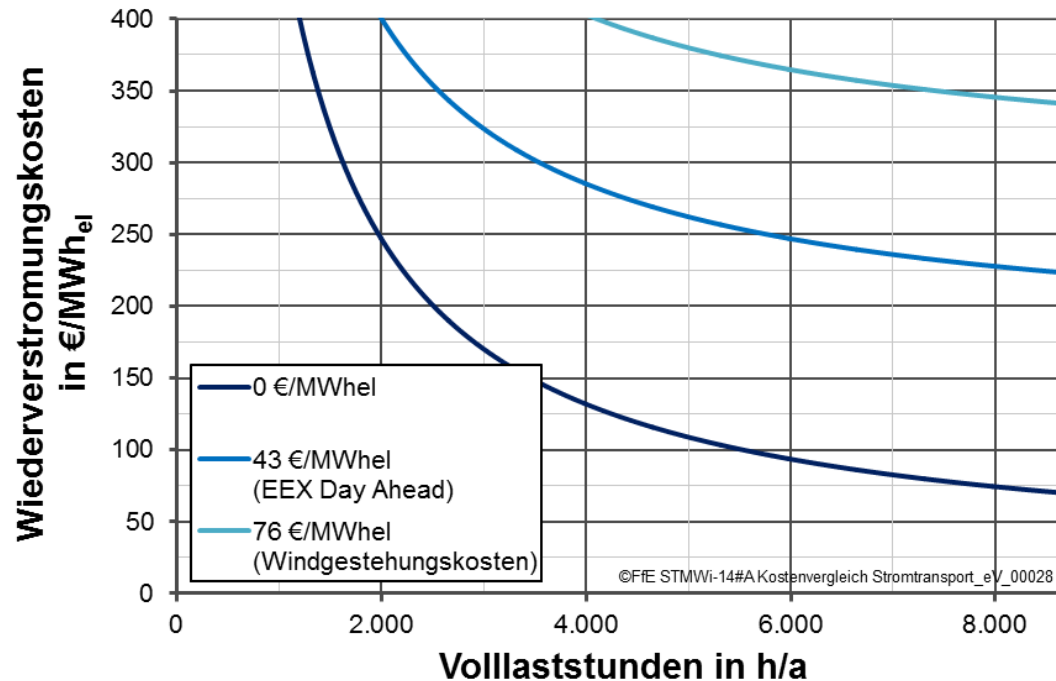
- Methangestehungskosten in Abhängigkeit der Auslastung des PtG-Systems und der Strombezugskosten



- Bei kostenlosem Strombezug und voller Auslastung liegen die Methangestehungskosten über dem durchschnittlichen Börsenpreis von Erdgas (2012) von ~25 €/MWh.

Wiederverstromungskosten - ohne Investitionen in Infrastruktur (Best Case)

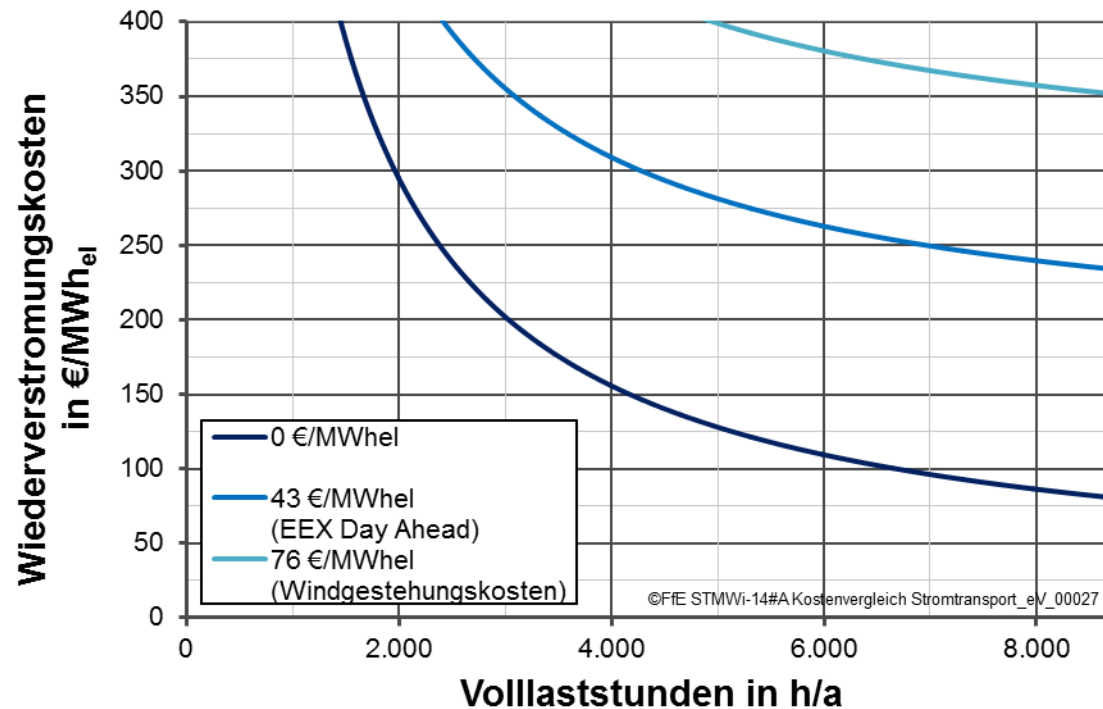
- Stromkosten (nach Rückverstromung) in Abhängigkeit der Auslastung des PtG-Systems und des GuD-Kraftwerks sowie der Strombezugskosten
- Kapazitäten der vorhandenen Gasleitungen und GuD-Kraftwerke für zusätzliche 2.000 MW_{el} wurden nicht überprüft



- Auch bei kostenlosem Strombezug liegen die Kosten nach Wiederverstromung aufgrund der Wirkungsgradverluste sowie der Investitionen in PtG oberhalb des mittleren EEX-Börsenpreis (Day Ahead) in 2012 von ca. 43 €/MWh_{el}.

Wiederverstromungskosten - mit Investitionen in Gasleitungen und GuD-Kraftwerke (Worst Case)

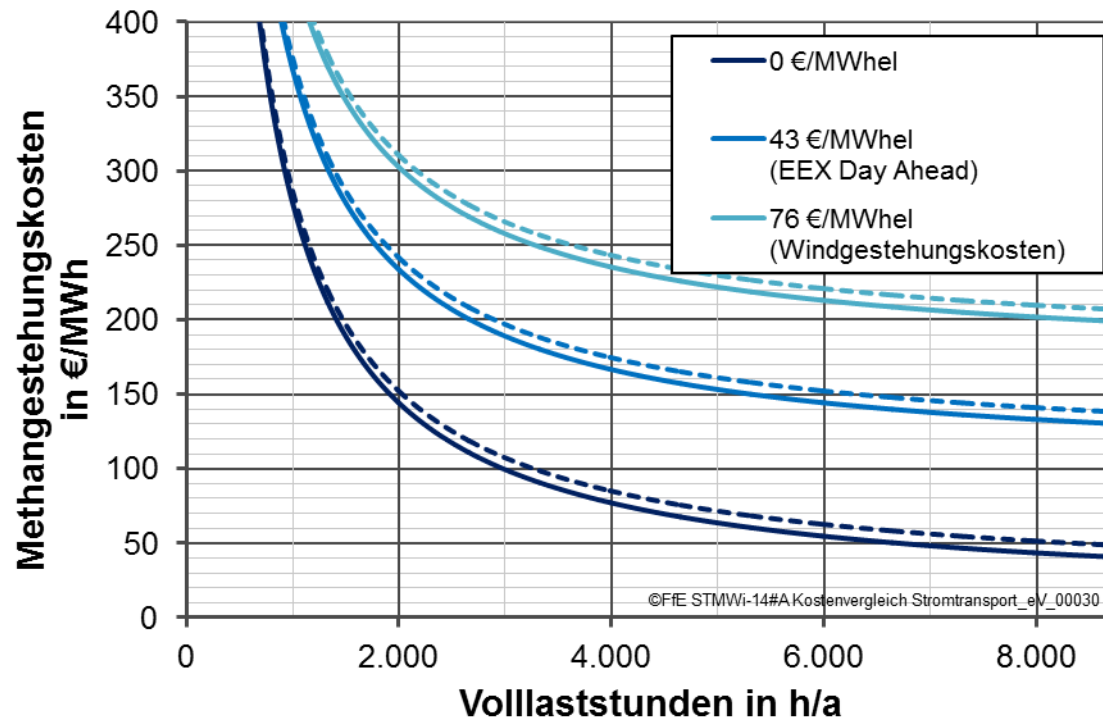
- Stromkosten (nach Rückverstromung) in Abhängigkeit der Auslastung des PtG-Systems und des GuD-Kraftwerks und der Strombezugskosten



- Im Falle eines notwendigen Ausbaus der Gasinfrastruktur und der GuD-Kraftwerke steigen die Stromkosten nach Rückverstromung und liegen auch bei hoher Auslastung und kostenlosem Strombezug über dem durchschnittlichen EEX-Börsenpreis (Day Ahead) in 2012 von ca. 43 €/MWh_{el}.

Sensitivitätsanalyse - Einfluss der Kosten der CO₂-Gewinnung

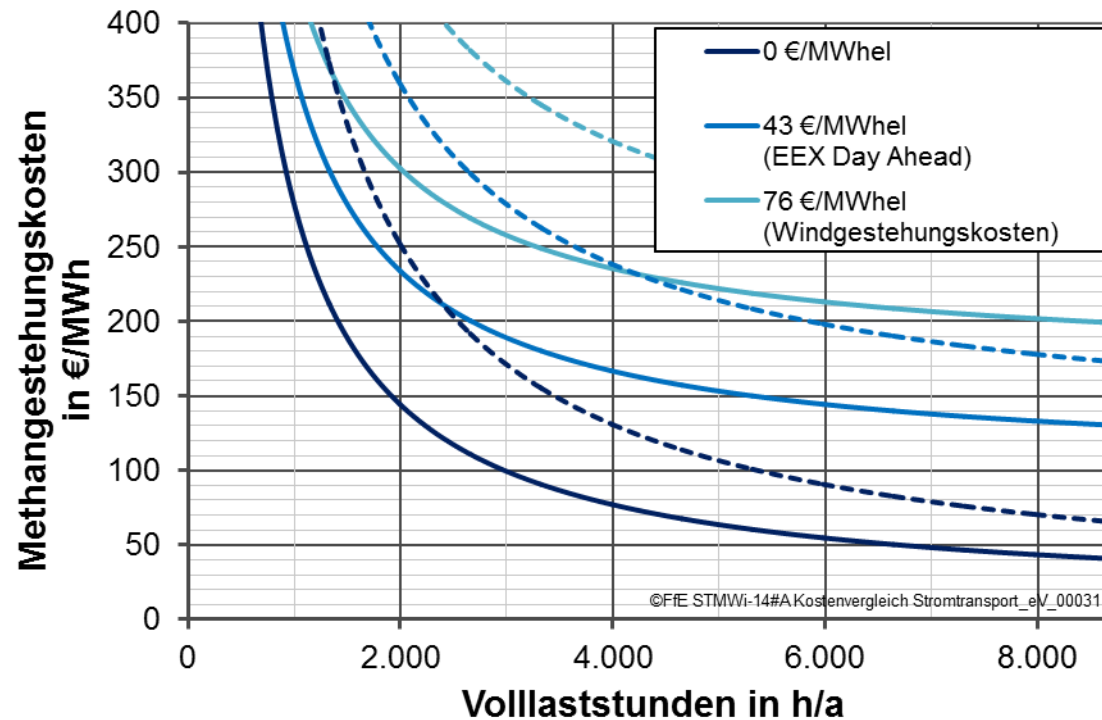
- Methangestehungskosten in Abhängigkeit der Auslastung des PtG-Systems und der Strombezugskosten
- Sensitivität auf veränderte CO₂-Kosten
 - Durchgehende Linien: 50 €/t CO₂, gestrichelte Linien: 90 €/t CO₂



- Die mit der CO₂-Gewinnung anfallenden Kosten haben einen nicht vernachlässigbaren Einfluss auf die Methangestehungskosten und somit auf die Stromkosten. Eine großtechnische CO₂-Quelle steht derzeit nicht zur Verfügung.

Sensitivitätsanalyse - Investitionen und Wirkungsgrad Elektrolyse

- Methangestehungskosten in Abhängigkeit der Auslastung des PtG-Systems und der Strombezugskosten
- Sensitivität auf spezifische Investitionen und Wirkungsgrade der Elektrolyse
 - Durchgehende Linien: zukünftig (60%, 550 €/kW_{el}), gestrichelte Linien: heute (50%, 1.100 €/kW_{el})



- Die Investitionen und der Wirkungsgrad von Elektrolysesystemen sind ausschlaggebend für die Konkurrenzfähigkeit des mittels PtG produzierten Methans.

5. Kostenbestandteile HGÜ-Leitung

Kostenübersicht der Prozessschritte

- Stromgestehungskosten Windkraft¹:
 - 0,076 €/kWh_{el}
- HGÜ-Umrichterstation (Wechsel- auf Gleichstrom)²:
 - Investitionen: 110.000 – 130.000 €/MW_{el}
- HGÜ-Freileitung:
 - Investitionen: 700 - 1.400 €/MW_{el} pro Kilometer³
 - Verluste abhängig von der gewählten Spannungsebene und der Übertragungsleistung
- HGÜ-Koppelstation von Freileitung auf Kabel:
 - Investitionskosten: 0 €/MW_{el}⁴
- HGÜ-Kabel:
 - Investitionen: 1.200 - 16.000 €/MW_{el} pro Kilometer³
 - Verluste abhängig von der gewählten Spannungsebene und der Übertragungsleistung
- HGÜ-Umrichterstation (Gleich- auf Wechselstrom)²:
 - Investitionen: 110.000 – 130.000 €/MW_{el}

1: Stromgestehungskosten der Windkraft in Norddeutschland werden durch die Übertragungsleitung nicht beeinflusst, daher werden aktuelle Stromgestehungskosten angesetzt und im Rahmen einer Sensitivitätsanalyse variiert

2: Betriebskosten (z.B. für Personal, Versicherung etc.) werden für Hybridnetze sowie HGÜ als identisch angenommen und vernachlässigt

3: Stark von topografischen Gegebenheiten abhängig

4: Koppelstation technisch einfach zu realisieren, Kosten werden daher vernachlässigt

Quellen: /ABB-01 12/, /ABB-01 13/, /DENA-17 10/, /HERTZ-01 12/, /NEP-02 13/

Details bereits realisierter bzw. beauftragter HGÜ-Projekte (1/2)

BEISPIELE

www.ffe.de

Projektdetails			Verlegungsort		Übertragungsart		Technische Details			Wirtschaftliche Details	
Bezeichnung	Land	OEM	Onshore	Offshore	Kabel	Freileitung	Leistung	Spannung	Länge	Kosten ¹	Laufzeit
VSC HGÜ-Link Caithness - Moray	Schottland	ABB	✓	✓	✓		1.200 MW	320 kV	160 km	622 Mio. €	~ 4 Jahre
HGÜ Kabel Muskrat Falls ²	Kanada	Nexans	✓	✓	✓		1.000 MW	n/a	1.100 km (~ 100 km offshore)	80 Mio. € (nur Kabel)	n/a
HGÜ Kabel Italien- Montenegro ²	Italien und Monte- negro	Nexans	✓	✓	✓		1.000 MW	n/a	418 km (~ 393 km offshore)	340 Mio. € (nur Kabel)	n/a
Western HVDC Link	UK	Siemens Prysmian		✓	✓		2.200 MW	600 kV	420 km	1,1 Mrd. € ³	n/a
EstLink2 (Brownfield)	Estland Finnland	Siemens	✓	✓	✓	✓	650 MW	450 kV	171 km (~ 145 km offshore)	320 Mio. €	n/a
Supergrid Link Indien	Indien	Alstom	✓			✓	3.000 MW	800 kV	1.365 km	400 Mio. € ⁴	n/a
South-West Link	Schweden	Alstom ABB	✓		✓	✓	1.440 MW	400 kV	~ 750 km	~846 Mio. €	~ 3 Jahre

Details bereits realisierter bzw. beauftragter HGÜ-Projekte (2/2)

BEISPIELE

www.ffe.de

Projektdetails			Verlegungsort		Übertragungsart		Technische Details			Wirtschaftliche Details	
Bezeichnung	Land	OEM	Onshore	Offshore	Kabel	Freileitung	Leistung	Spannung	Länge	Kosten ¹	Laufzeit
BorWin3 Netzanbindung	Deutschland	Siemens Prysmian	✓	✓	✓		900 MW	320 kV	160 km (~ 130 km offshore)	> 1 Mrd. €	~ 5 Jahre
Gode Wind II Netzanbindung	Deutschland	ABB	✓	✓	✓		900 MW	320 kV	135 km	~776 Mio. €	n/a
BorWin 2 Netzanbindung	Deutschland	Siemens Prysmian	✓	✓	✓		800 MW	n/a	~ 130 km	>500 Mio. €	~ 4 Jahre
Maritime Link Project	Kanada	ABB		✓	✓		500 MW	200 kV	360 km	~311 Mio. €	~ 4 Jahre

- HGÜ-Freileitungen und -Kabel zur Stromübertragung an Land und auf See werden bereits innerhalb mehrerer Projekte erfolgreich eingesetzt, dabei wird die Technologie vor allem von den drei OEMs ABB, Siemens und Alstom bzw. die Kabel von den drei OEMs ABB, Nexans und Prysmian zur Verfügung gestellt
- Trotz erfolgreich realisierter Projekte, kommt es bei den Projektkosten (noch) zu sehr starken Schwankungen, die v.a. auf den Verlegungsort und die Übertragungsart zurückzuführen sind
- Um diese Kostenschwankungen im Rahmen der Berechnungen gleichzukommen, erfolgt eine Fallbetrachtung, die zwischen drei Fällen unterscheidet (Worst Case, Base Case und Best Case)

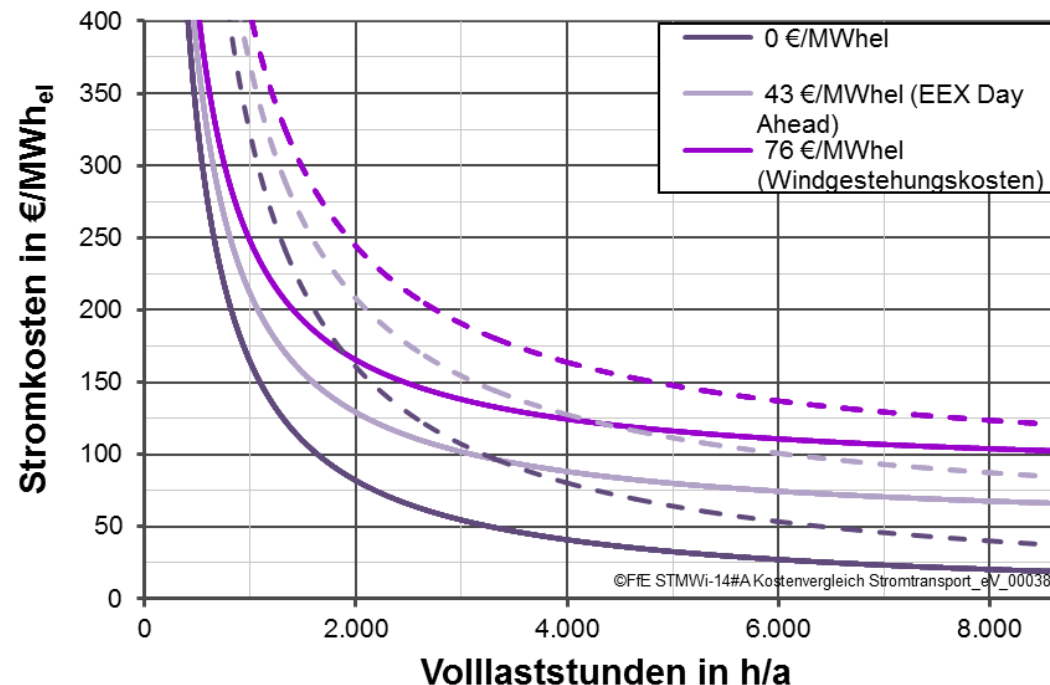
Gegenüberstellung der Kostenparameter für die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung

		Worst Case	Base Case	Best Case
Kostenparameter ¹	HGÜ-Umrichterstation (AC – DC)	• 130.000 €/MW	• 120.000 €/MW	• 110.000 €/MW
	HGÜ-Freileitung	• 1.400 €/MW & km	• 983 €/MW & km	• 700 €/MW & km
	HGÜ-Kabel	• 16.000 €/MW & km	• 5.800 €/MW & km	• 1.200 €/MW
	HGÜ-Umrichterstation (DC – AC)	• 130.000 €/MW	• 120.000 €/MW	• 110.000 €/MW

- Die größten Schwankungen in Bezug auf die spezifischen Kosten weisen HGÜ-Kabel auf. Die Schwankungen sind dabei weniger auf die Technologie an sich zurückzuführen als auf die Installation der Kabel.
- Die Kosten für die Verlegung von Erdkabeln variieren in Abhängigkeit des Verlegungsortes (z.B. dicht besiedeltes Gebiet, Wald, Naturschutzgebiet). Weiterhin hängen sie davon ab, ob eine bestehende Kabel-Trasse genutzt werden kann.

Stromkosten inklusive Übertragung - mittlere Kostenabschätzung (Base Case)

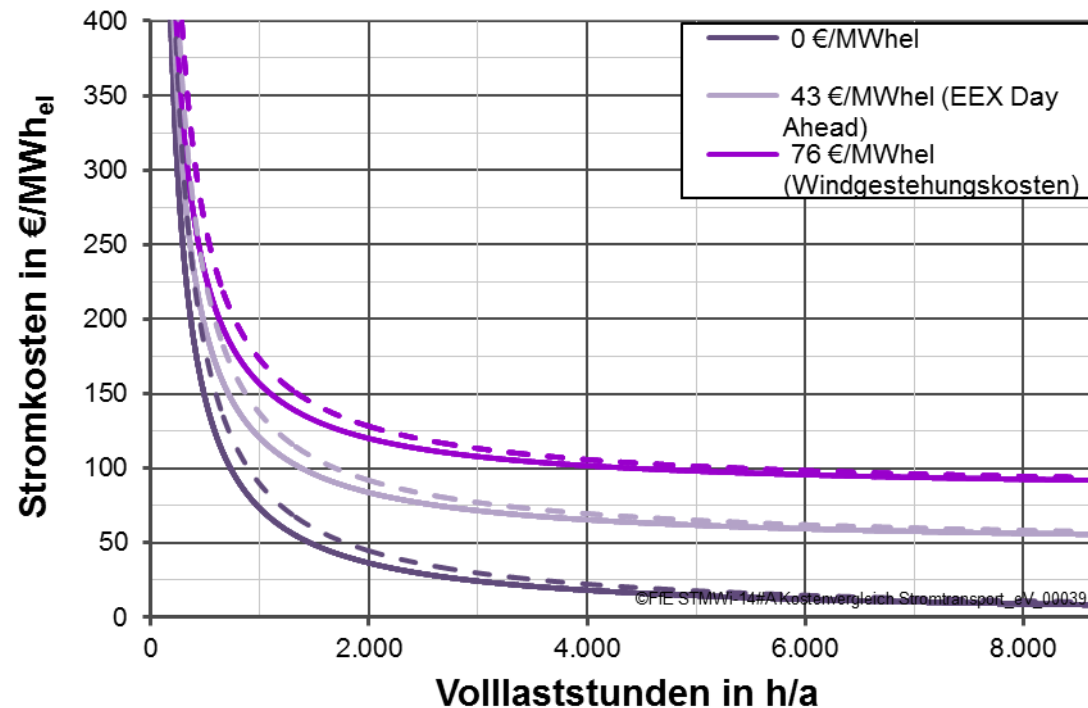
- Stromkosten der HGÜ-Übertragung in Abhängigkeit der Auslastung der HGÜ-Leitung sowie der Strombezugskosten bei mittleren spezifischen Investitionen
- Sensitivität auf Anteil des Erdkabels
 - Durchgehende Linien: 25 % Kabelanteil, gestrichelte Linien: 75 % Kabelanteil



- Bei mittleren Infrastrukturkosten liegen die Stromkosten bei kostenlosem Strombezug in beiden Fällen (25 % und 75 %-Kabelanteil) unter dem mittleren EEX-Börsenpreis in 2012 (Day Ahead) von ca. 43 €/MWh_{el}.

Stromkosten inklusive Übertragung - minimale Kostenabschätzung (Best Case)

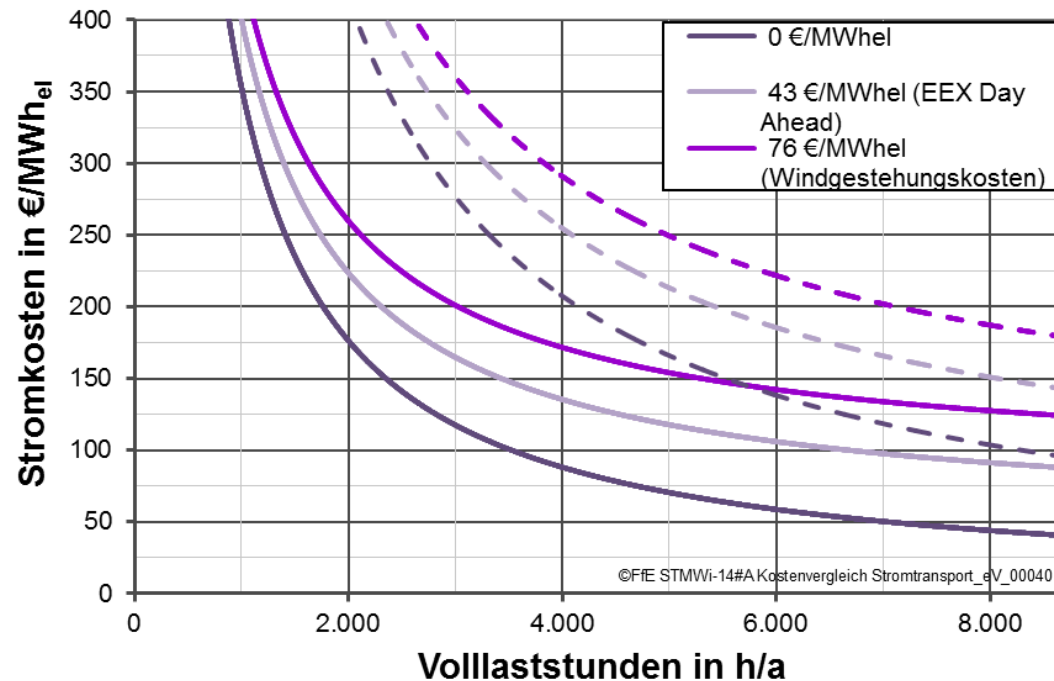
- Stromkosten der HGÜ-Übertragung in Abhängigkeit der Auslastung der HGÜ-Leitung sowie der Strombezugskosten bei minimalen spezifischen Investitionen
- Sensitivität auf Anteil des Erdkabels
 - Durchgehende Linien: 25 % Kabelanteil, gestrichelte Linien: 75 % Kabelanteil



- Bei minimalen Investitionen für die HGÜ-Infrastruktur sind die Stromkosten in beiden Verkabelungsszenarien vergleichbar.

Stromkosten inklusive Übertragung - maximale Kostenabschätzung (Worst Case)

- Stromkosten der HGÜ-Übertragung in Abhängigkeit der Auslastung der HGÜ-Leitung sowie der Strombezugskosten bei maximalen spezifischen Investitionen
- Sensitivität auf Anteil des Erdkabels
 - Durchgehende Linien: 25 % Kabelanteil, gestrichelte Linien: 75 % Kabelanteil

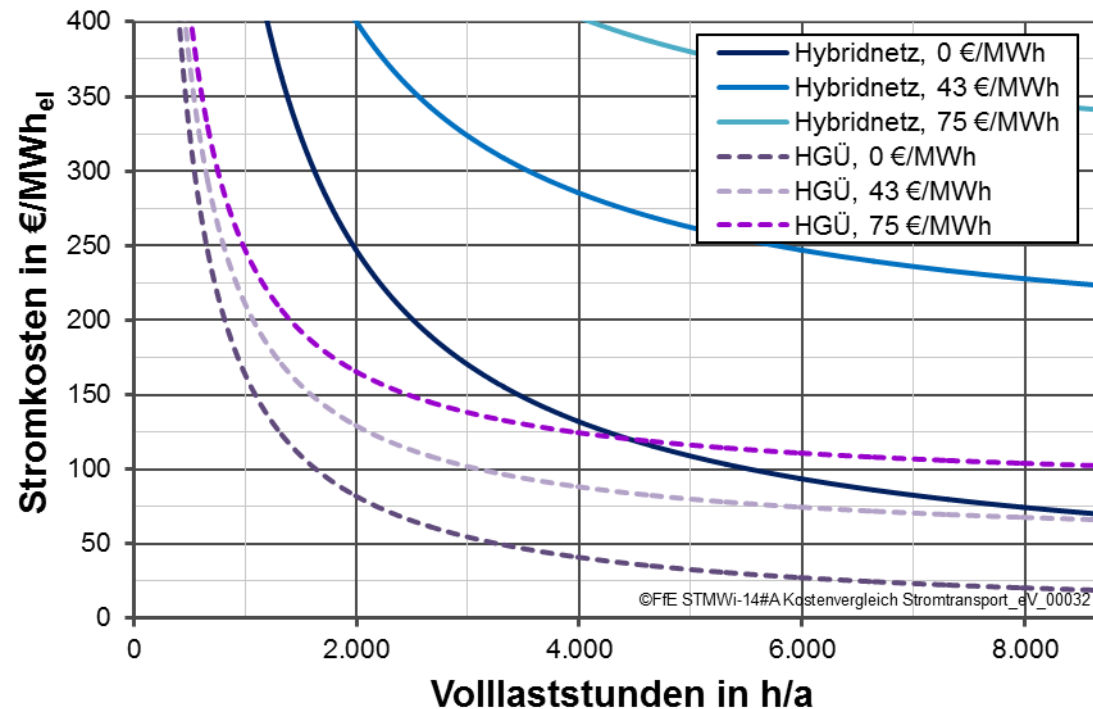


- Bei maximalen Baukosten der HGÜ erhöhen sich mit höherem Verkabelungsanteil die Stromkosten deutlich und betragen dann mehr als 100 €/MWh_{el}.

6. Gegenüberstellung Hybridnetz vs. HGÜ

Gegenüberstellung der Stromkosten - Hybridnetz vs. HGÜ

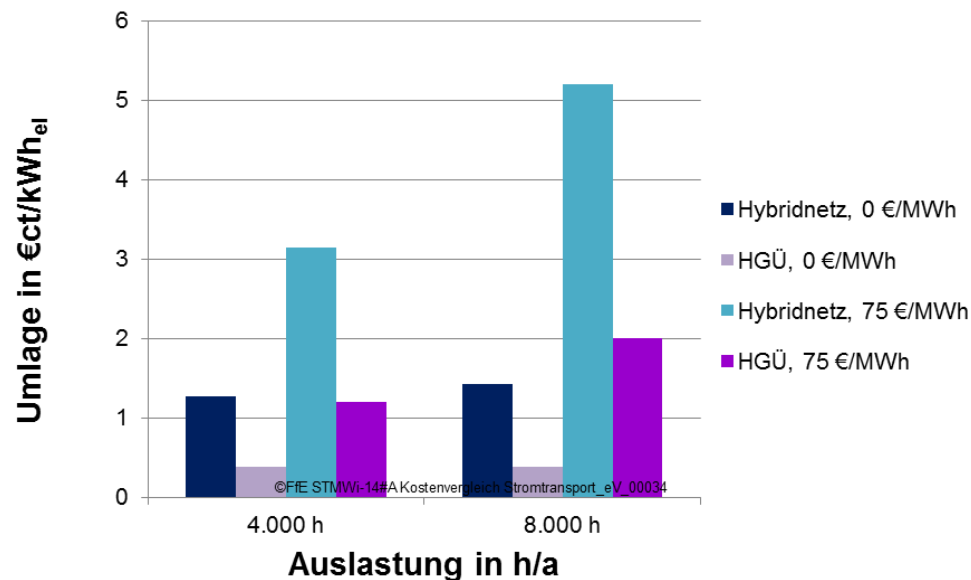
- Stromkosten in Abhängigkeit der Auslastung und der Strombezugskosten
- HGÜ: mittleres Kostenszenario, 25 % Kabelanteil
- Hybridnetz: Best Case, zukünftiges Elektrolysesystem, 50 €/t CO₂



- Die Stromkosten je übertragener MWh_{el} sind für die HGÜ-Leitung geringer als für das Hybridnetz (auch im Falle eines kostenlosen Strombezugs).

Umlage der Stromtransportkosten auf den bayrischen Verbrauch

- Übertragung von 2.000 MW_{el} in 4.000 h bzw. 8.000 h des Jahres
- Stromtransportkosten in Abhängigkeit der Auslastung und der Kosten für elektrische Verluste
- HGÜ: mittleres Kostenszenario, 25 % Kabelanteil
- Hybridnetz: Best Case, zukünftiges Elektrolysesystem, 50 €/t CO₂

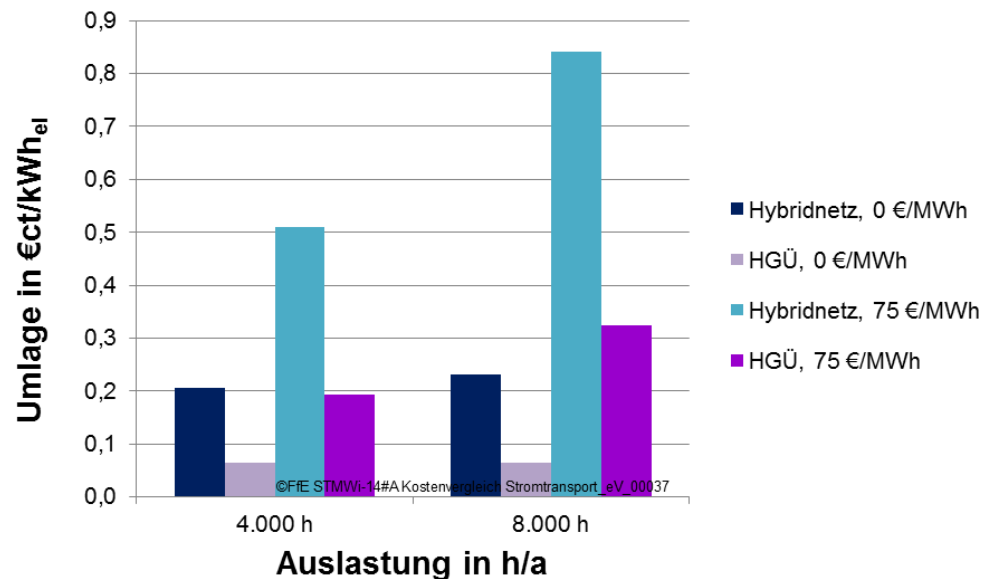


Vereinfachte Betrachtung: keine Differenzierung der Umlage in Abhängigkeit des Kundentyps

- Werden die mit dem Stromtransport verbundenen zusätzlichen Kosten (Stromtransportkosten) auf den bayerischen Stromverbrauch von 83 TWh/a umgelegt, entsteht eine Umlage zwischen 0,4 - 5,2 €/kWh_{el}.

Umlage der Stromtransportkosten auf den deutschen Verbrauch

- Übertragung von 2.000 MW_{el} in 4.000 h bzw. 8.000 h des Jahres
- In Abhängigkeit der Auslastung und der der Kosten für elektrische Verluste
- HGÜ: mittleres Kostenszenario, 25 % Kabelanteil
- Hybridnetz: Best Case, zukünftiges Elektrolysesystem, 50 €/t CO₂



Vereinfachte Betrachtung: keine Differenzierung der Umlage in Abhängigkeit des Kundentyps

- Werden die mit dem Stromtransport verbundenen zusätzlichen Kosten (Stromtransportkosten) auf den deutschen Stromverbrauch von 513 TWh/a umgelegt, entsteht eine Umlage zwischen 0,06 - 0,84 €/ct/kWh_{el}.

8. Fazit

Übersicht zu den identifizierten kritischen Parametern



- Aus Kostensicht schneidet die HGÜ-Leitung besser ab als das Hybridnetz basierend auf Power-to-Gas.
- Im Vergleich zum Hybridnetz zeichnet sich die HGÜ-Leitung durch einen höheren Wirkungsgrad der Prozesskette sowie geringere spezifische Investitionen je übertragener Leistung aus.
- Im Falle einer Umlage auf den gesamten bayrischen Stromverbrauch entstünde eine Umlage in einer Größenordnung von 0,4 bis 5,2 €ct/kWh_{el}.
- Aufgrund geringer Erfahrungswerte bestehen große Unsicherheiten bezüglich der tatsächlichen Kosten im Falle einer praktischen Umsetzung der Transportoptionen sowie der zukünftigen Kostenentwicklung.
- Weitere Aspekte, wie z.B. gesellschaftliche Akzeptanz, Umweltwirkung, technisches Potenzial, Technologieverfügbarkeit etc., sollten in eine fundierte Entscheidungsfindung mit einfließen.

Ansprechpartner

M.Sc. Anika Regett
+49 (89) 158121-45
ARegett@ffe.de

Dipl.-Ing. Florian Samweber
+49 (89) 158121-55
FSamweber@ffe.de

M.A. Kristin Wachinger
+49 (89) 158121-56
KWachinger@ffe.de

Dipl.-Ing. Simon Köppl
+49 (89) 158121-13
SKoeppl@ffe.de

Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V.
Am Blütenanger 71
80995 München
www.ffe.de

Literaturverzeichnis

- /ABB-01 12/: Benz, Thomas; Görner, Raphael: Freileitungen und Erdkabel - Möglichkeiten der Stromübertragung mit Gleichstrom in: Technikdialog der BNETZA. Hannover: Bundesnetzagentur (BNetzA), 2012
- /ABB-01 13/: HVDC Light - It's time to connect. Ludvika: ABB Ltd., 2013
- /BDEW-11 12/: Netto-Stromverbrauch in Deutschland nach Verbrauchergruppen. Berlin: BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., 2012
- /BNETZA-17 13/: Monitoringbericht 2013 - gemäß § 63 Abs. 3 i.V.m. § 35 EnWG und § 48 Abs. 3 i.V.m. § 53 Abs. 3 GWB. Bonn: Bundesnetzagentur (BNetzA), 2013
- /DBI-03 11/: Müller-Syring, Gert: Anforderungen an und Potenziale von Hybridnetzen. Berlin: DBI GUT GmbH (DBI), 2011
- /DBI-01 11/: Müller-Syring, Gert; Henel, Marco: Power-to-Gas - Konzepte, Kosten, Potenziale. Leipzig: DBI GUT GmbH, 2011
- /DENA-17 10/: Kohler, Stephan; Agricola, Annegret-Cl.; Seidl, Hannes: dena-Netzstudie II - Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015 – 2020 mit Ausblick 2025. Berlin: Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), 2010
- /DFNB-01 14/: Netzentwicklungsplan Gas 2013 der deutschen Fernleitungsnetzbetreiber. Berlin: Deutsche Fernleitungsnetzbetreiber, 2014
- /EEN-02 11/: Witzmann, Rolf: Vorlesung Energieübertragungstechnik. München: Fachgebiet Elektrische Energieversorgungsnetze der TU München, 2011
- /EPEX-02 13/: Marktdaten verschiedener Jahre in: www.epexspot.com. Paris: EPEX Spot, 2013
- /EON-07 13/: Kraftwerk Irsching Übersicht. Düsseldorf: E.ON Kraftwerke GmbH, 2013
- /FFE-23 14/: Zwischenbericht zum laufenden Projekt: Merit Order der funktionalen Energiespeicherung im Jahr 2030 - Teil 3: Ermittlung technoökonomischer Kennwerte funktionaler Energiespeicher. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., 2014
- /FFE-30 09/: Staudacher, Thomas; Habermann, Jochen; Pfeifroth, Philipp: Zukunftsfähigkeit von GuD- und Steinkohlekraftwerken. München: November 2009
- /HERTZ-01 12/: Freileitung oder Erdkabel Hintergrundinformationen. Berlin: 50Hertz Transmission GmbH, 2012
- /ISE-02 13/: Kost, Christoph; Mayer, Johannes; Thomsen, Jessica; Hartmann, Niklas; Senkpiel, Charlotte; Philipps, Simon; Nold, Sebastian; Lude, Simon; Schlegl, Thomas: Stromgestehungskosten erneuerbare Energien. Freiburg: Fraunhofer-Institut für solare Energiesysteme, 2013
- /NEP-02 13/: Feix, Olivier; Obermann, Ruth; Strecker, Marius; Brötel, Angela: Netzentwicklungsplan Strom 2013 - Zweiter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber. Berlin: CB.e Clausecker Bingel AG, 2013
- /VBEW-03 12/: Grafiken zur bayerischen Energieversorgung - aktualisierte Version von April 2013. München: Verband der Bayerischen Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (VBEW), 2012
- /VIEWEG-02 12/: Trost, Tobias; Horn, Sönke; Jentsch, Mareike; Sterner, Michael: Erneuerbares Methan: Analyse der CO₂-Potenziale für Power-to-Gas Anlagen in Deutschland. Wiesbaden: Vieweg+Teubner Verlag, 2012