

Pilotvorhaben
Modellregion Bio-LNG

Dipl.-Ing. Michael Kralemann

3N Kompetenzzentrum
Niedersachsen Netzwerk Nachwachsende Rohstoffe und Bioökonomie e.V.

Tel. 0551 30738-18

kralemann@3-n.info

Projektlaufzeit: Oktober 2020 - Dezember 2022

Fördermittelgeber: Niedersächsisches Ministerium für Umwelt,
Energie, Bauen und Klimaschutz

Projekträger: 3N Kompetenzzentrum
Alternoil GmbH
LIQUIND 24/7 GmbH

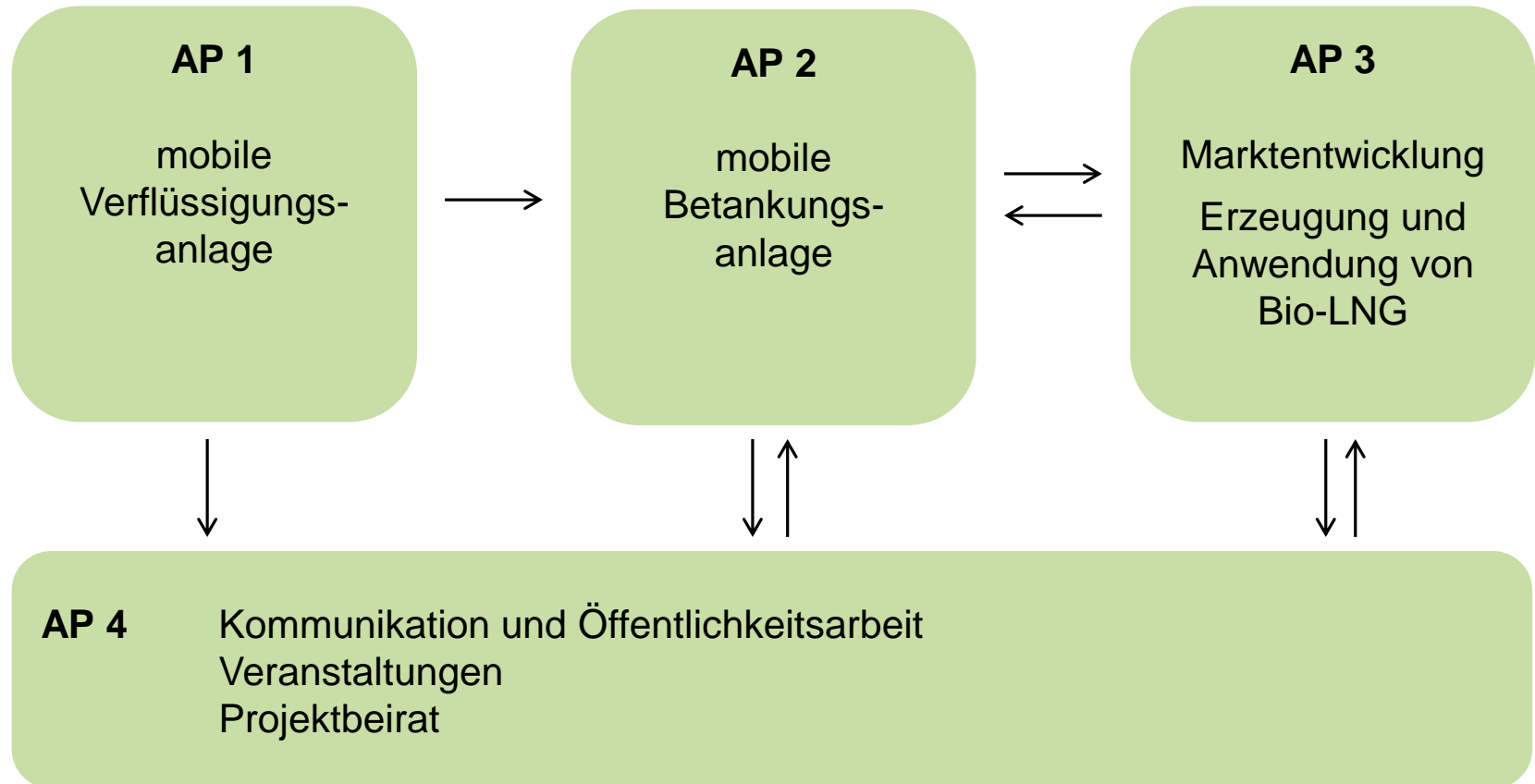


**Niedersächsisches Ministerium
für Umwelt, Energie, Bauen und Klimaschutz**

Projektziele

- Etablierung von Biogas als Kraftstoff im Schwerlastverkehr
- Unterstützung von Biogasanlagen bei der Erschließung neuer Handlungsfelder
- Beitrag zum Aufbau einer neuen Infrastruktur
- Schaffung regionaler Erzeuger-Nutzer-Beziehungen





AP 2: LNG-Tankstellen



Göttingen

Betreiber: LIQUIND 24/7 GmbH
Inbetriebnahme: April 2021



Oldenburg

Betreiber: Alternoil GmbH
Inbetriebnahme: Juli 2021

AP 3: Marktentwicklung

Beratungsleistungen 3N

- 13 Vorträge bei Tagungen/Seminaren/Kongressen
- 19 Beratungsgespräche mit Erzeugern/Anwendern von Bio-LNG
- 7 Machbarkeitsstudien für Bio-LNG-Produktion
- 2 Fachveranstaltungen, Sitzung des Projektbeirats, 2 Regionaltreffen

Erste realisierte Anlage

- LNG-Tankstelle Lathen

Betreiber: Raiffeisen Ems-Vechte eG
 Inbetriebnahme: Juli 2022



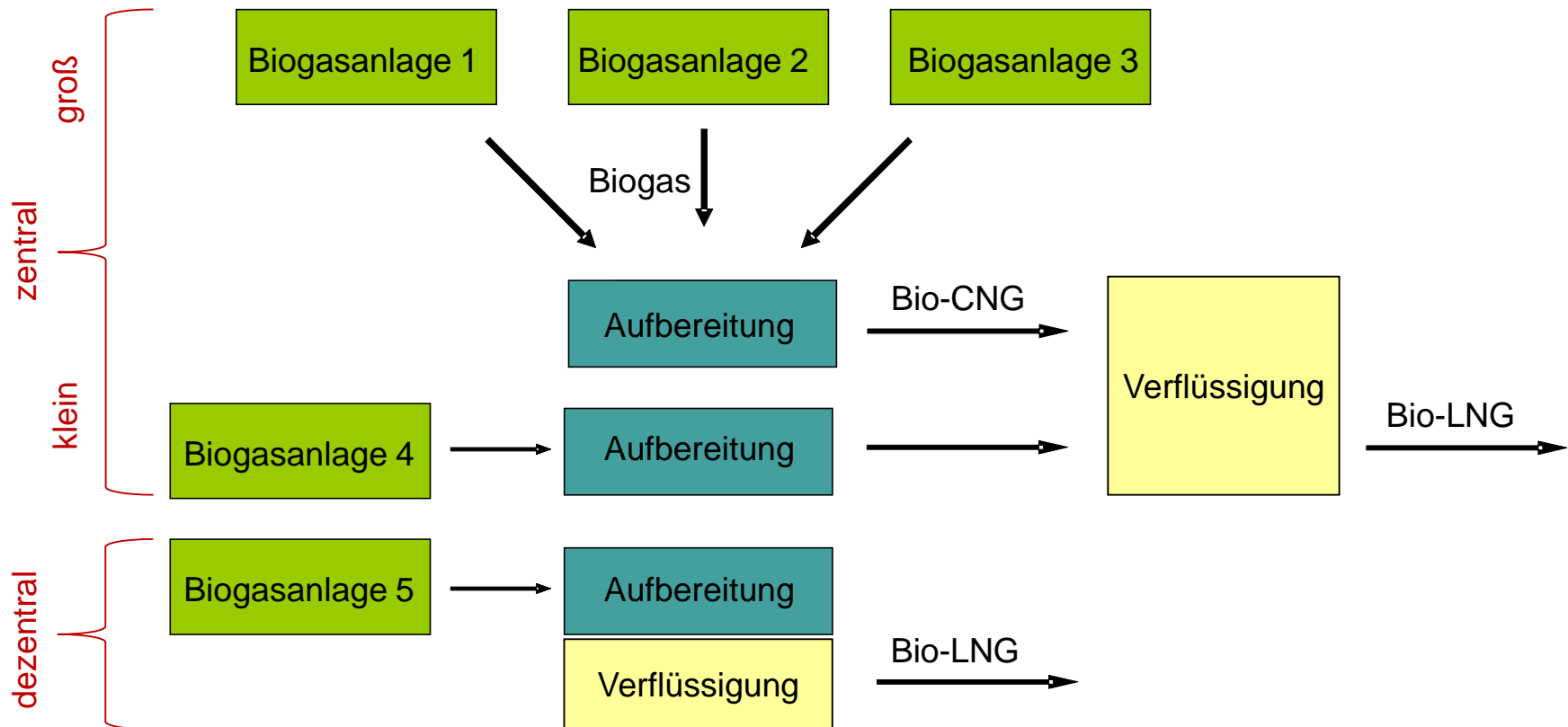
Grob-Orientierung

Für welche Biogasanlagen ist der Wechsel in die Kraftstoffproduktion interessant?

- geringer Wärmeabsatz
- kontinuierlich verfügbare Leistung mindestens $1,5 \text{ MW}_{\text{el}}$
- Verbund mit benachbarten Anlagen möglich
- bevorstehendes Ende der Stromvergütung gemäß EEG
- höherer Anteil von Abfall- und Reststoffen möglich
- räumliche und genehmigungsrechtliche Entwicklungsmöglichkeiten
- langfristiges Interesse an neuem Geschäftsfeld

Verbund von Biogasanlagen

zentrale oder dezentrale Produktion von Bio-CNG/LNG



Zentrale oder dezentrale Verflüssigung?



Zentrale Verflüssigung

Bezug von Biomethan via Gasnetz

- geringere Verflüssigungskosten
- gestufte Produktion
- Nutzung des Gasnetzes
- Ausgleich von Lieferschwankungen
- Verbindung mit zentralem Vertrieb
- Betrieb durch Großakteur

Dezentrale Verflüssigung

an einer oder mehreren Biogasanlagen

- höhere Verflüssigungskosten
- Kombination von Aufbereitung und Verflüssigung
- Verzicht auf Gasnetzanschluss?
- ggf. Aufwand für Anlagenverbund
- geringe Entfernungen zu Abnehmern, Verbindung mit lokalen Verbrauchern
- Betrieb durch Biogasanlage(n)
Wertschöpfung
↔ Investition, techn. Risiko, Vertriebsaufwand

LNG-Erzeugung im kleinen Leistungsbereich **3N⁹**



Trondheim, Norwegen
Leistung 25 t/d
Wärtsilä 2018

Niederlande
Leistung 8 t/d
DMT 2021



Omagh, Nord-Irland
Leistung 4 t/d
Cryo Pur 2018

Erneuerbare-Energien-Richtlinie der EU

Ziele:

- Anteil erneuerbarer Energien gesamt 17 % 2015 → 32 % 2030
Senkung Treibhausgasemissionen 40 % gegenüber 1990
- Anteil erneuerbarer Energien im Verkehr 10 % 2020 → 14 % 2030

Umsetzung:

- § 37 BImSchG
Minderung der THG-Emissionen von Biokraftstoffen gg. fossilem Kraftstoff
- 38. BImSchV
Kappungsgrenze für Biotreibstoffe aus Nahrungs- und Futtermittelpflanzen
Mindestanteile von fortschrittlichen Biokraftstoffen
- Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung
Ermittlung Nachweis der THG-Minderungen von Biokraftstoffen

§ 37 BImSchG

- Minderung der Treibhausgasemissionen gegenüber fossilem Referenzkraftstoff um 6 % ab 2021 → 25 % ab 2030
- Basiswerte fossile Kraftstoffe 94,1 kg CO_{2äq}/GJ
- konkurrierende Anrechnung von Kraftstoffen aus erneuerbaren Energieträgern und von Wasserstoff zur Verwendung im Straßenverkehr und zur Produktion konventioneller Kraftstoffe
- Mehrfachanrechnung einzelner Energieträger:

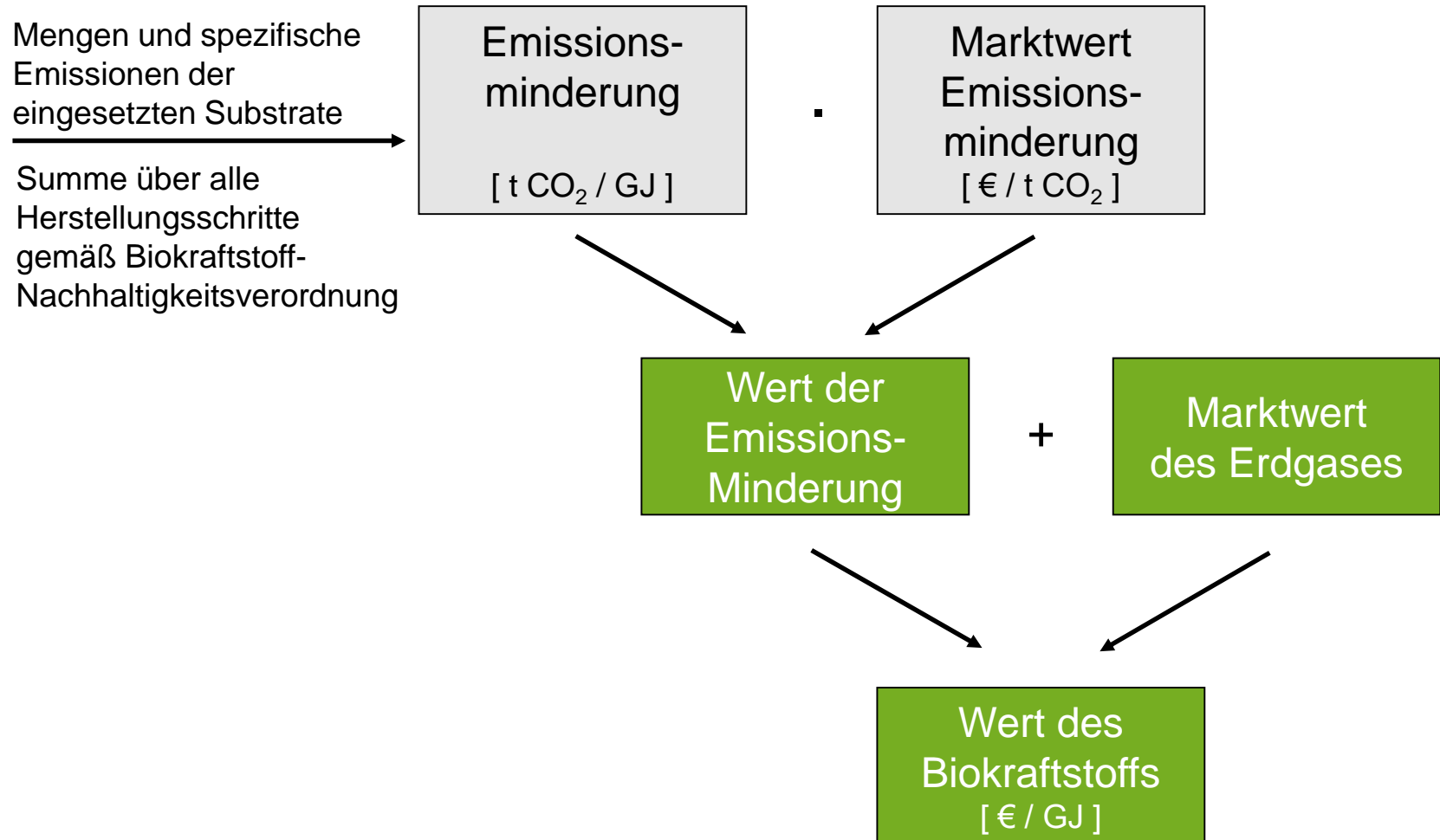
- Strom zur Nutzung in Straßenfahrzeugen	dreifach
- strombasierte flüssige/gasförmige Kraftstoffe (ptx)	doppelt
- Wasserstoff zum Einsatz in Raffinerien	doppelt
- Pönale bei Nichterfüllen der Quotenverpflichtung

	470 €/t CO ₂
ab 2022	600 €/t CO ₂

38. BImSchV

- Kappungsgrenze für Biotreibstoffe aus Nahrungs- und Futtermittelpflanzen 4,4 % ab 2022
- Förderung von „Fortschrittlichen Treibstoffen“:
 - Rest- und Abfallstoffe, Gülle, Stroh, Algen etc.
 - innovative Verfahren zur CO₂-Abscheidung (mit erneuerbaren Energien)
 - energetischer Anteil 0,1 % ab 2020 → 2,6 % ab 2030
 - Doppelanrechnung der Mengen, die über den Mindestanteil hinausgehen
- Ausschluss von Biokraftstoffen mit besonders hohem Risiko für indirekte Landnutzungsänderungen (EU-Richtlinie Nr. 2019/807) ab 2023 (Palmöl)
- Kappungsgrenze von 1,9 % für Biotreibstoffe gemäß Anlage 4 der 38. BImSchV (vgl. Anhang IX Teil B der RED II):
gebrauchtes Speiseöl und tierische Fette, gemäß Kategorien 1 und 2 der EU-Hygieneverordnung

Ermittlung des Werts des Biokraftstoffs



Wirtschaftlichkeit der LNG-Erzeugung

Einflussfaktoren auf die Erzeugungskosten:

- **Substratkosten**
Bioabfall / Wirtschaftsdünger / Energiepflanzen
- **Anlagenleistung → Kapitalkosten**
Verflüssigungsanlagen verfügbar ab 5 t/d
etablierte Leistungen ab 10 t/d (vgl. 2 MW_{el})
→ LNG-Erzeugung 2.800 t/a (vgl. 4 Mio. l Diesel)
- **Betriebskosten**
geringe Kostendegression mit der Anlagenleistung

3 - 7 Ct/kWh

2 - 4 Ct/kWh

1 - 2 Ct/kWh

Einflussfaktoren auf die Wirtschaftlichkeit:

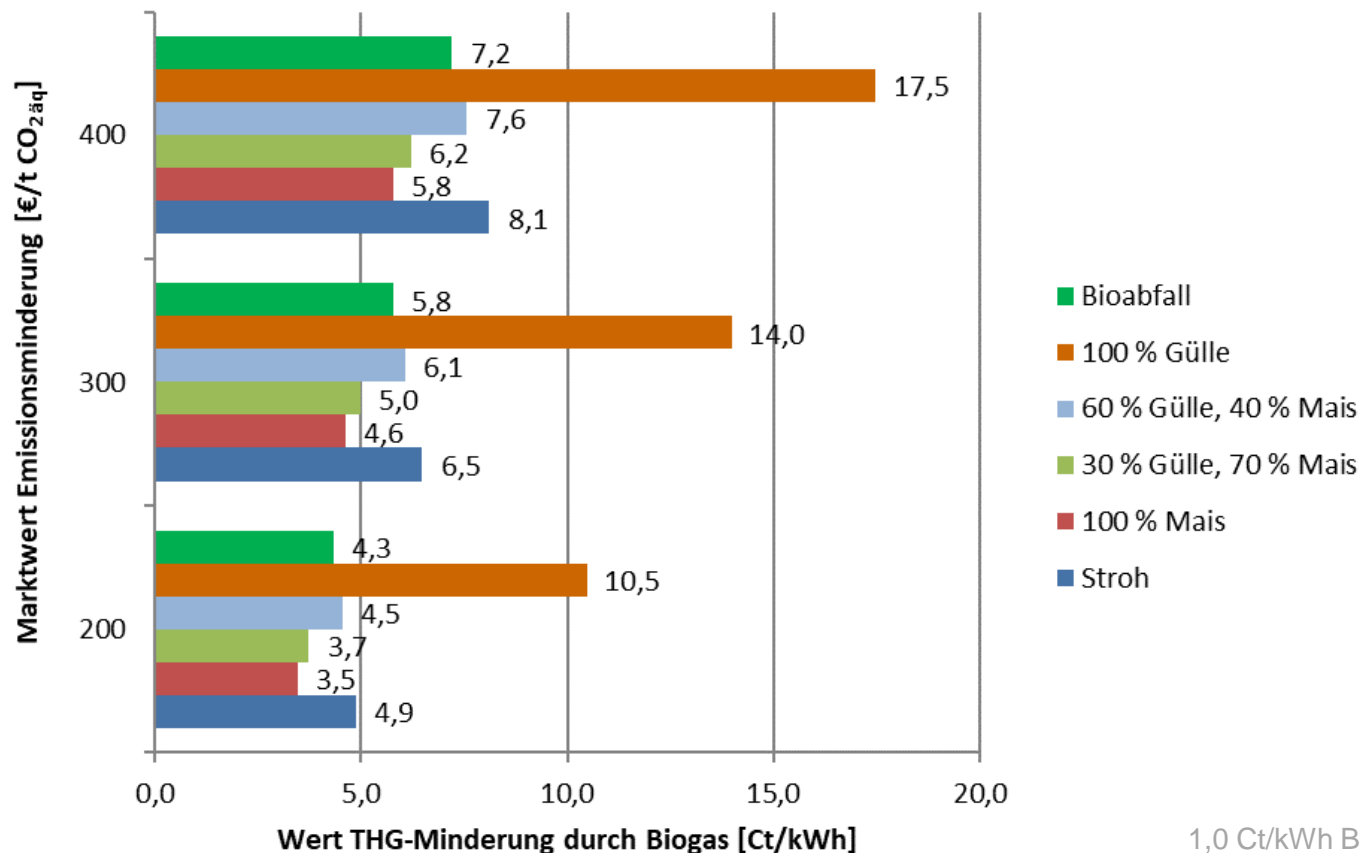
- Marktniveau von LNG aus Erdgas
- Quotenwert der Treibhausgasminderung

4 - 7 Ct/kWh*
31 Ct/kWh (4,30 €/kg)

3 - 7 Ct/kWh
11 Ct/kWh bei - 100 g/MJ

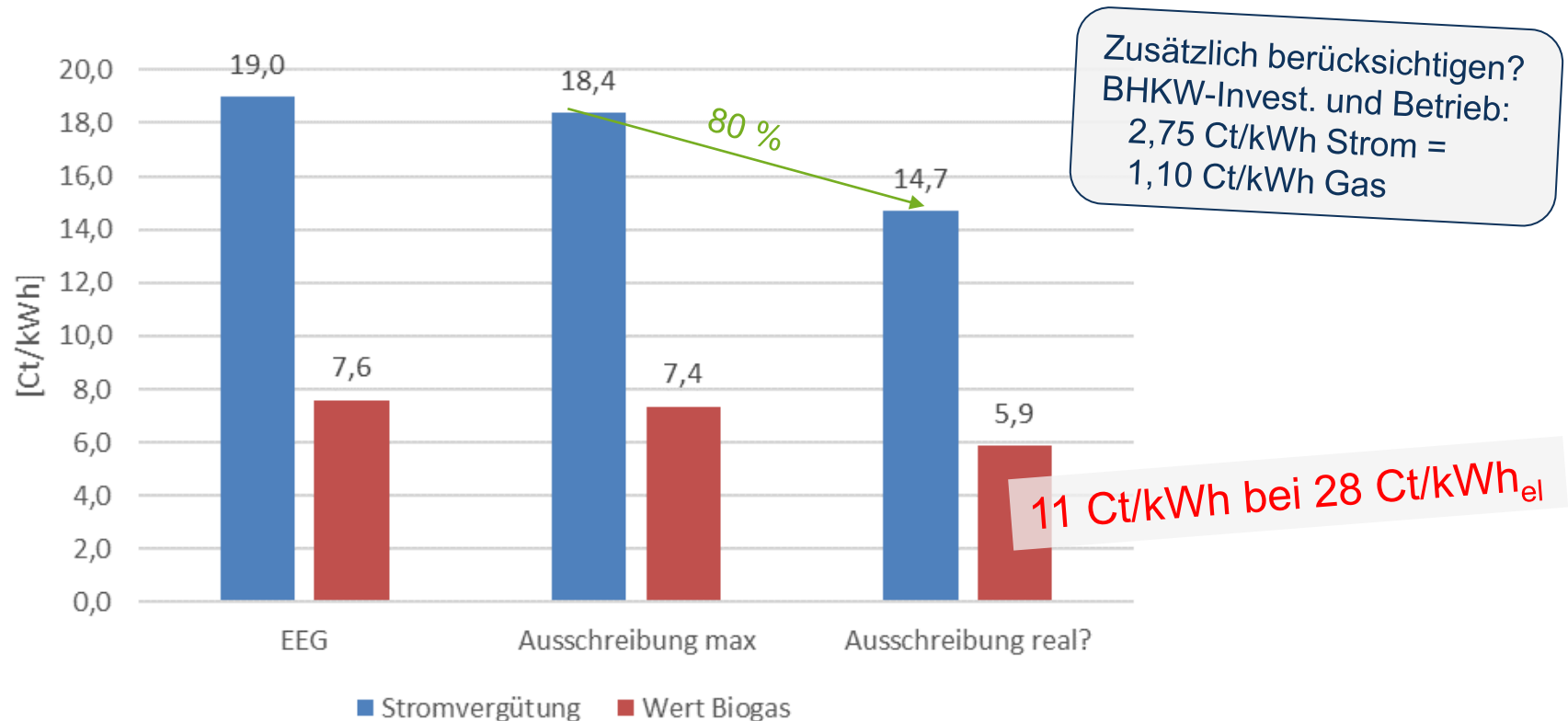
Erneuerbare-Energien-Richtlinie der EU

Wert der Gutschrift der Minderung der Treibhausgasemissionen bei Biomethan als Kraftstoff (zzgl. Marktwert des Energiegehalts)



1,0 Ct/kWh Biogas entspricht
2,3 - 2,6 Ct/kWh Strom

Biogasbereitstellungskosten



Ermittlung des Werts des Biogases anhand der erzielbaren Stromvergütung
 maximale Vergütung gemäß EEG 2021: 18,4 Ct/kWh_{el}
 reduzierter Erlös bei erhöhter Teilnehmerzahl ab 2024

Vergleichssystematik Kosten/Erlöse

Kostenkomponenten bei Biogasaufbereitung

