
Technik der Gasaufbereitung zur Biogaseinspeisung - Entwicklungsstand und Verfahrenvergleich

Einspeisung von Biogas in Gasnetze

11. Januar 2008

Fachhochschule Lippe und Höxter / Campus Lemgo

Wolfgang Urban

Fraunhofer-Institut UMSICHT

Oberhausen



Fraunhofer Institut
Umwelt-, Sicherheits-,
Energietechnik UMSICHT

Folie 1

Übersicht

- **Einführung**

- bisherige und aktuelle Einspeiseprojekte, rechtlicher Rahmen
- Schwerpunkt biochemische Gaserzeugung (Fermentation)

- **Technologien** der Biogasaufbereitung zu einspeisefähigem Biomethan

- marktverfügbare Verfahren
- aktuelle Verfahrensentwicklungen
- Vergleichsverfahren

- **Kosten** der Biogasaufbereitung

- Gegenüberstellung Gestehungskosten und Erlöse
- Sensitivitätsanalysen



Einführung

- **Biogaseinspeisung** in Deutschland **in der Vergangenheit:**
Mönchengladbach-Neuwerk 1981-1996 (Kapazität ca. 400 m³/h EG-L, DWW)
Stuttgart-Mühlhausen 1986-1993 (Kapazität ca. 400 m³/h, MEA)
eingeschränkt:
Neuss-Holzheim (1989-1992, Membran, 200 m³/h Deponiegasaufbereitung)
Albersdorf (Kapazität ca. 50 m³/h, PSA, Selexol, Biogas, keine Einspeisung)
- **Deutschland:** derzeit zahlreiche Projekte in Bau bzw. in Planung,
in Funktion: Pliening, Straelen, Werlte, Mühlacker, Könnern...
- zahlreiche Anlagen in **Schweden, Schweiz, Niederlande** und **Österreich**
überwiegend DWW, PSA, 1x Selexol als Gasaufbereitung,
Aufbereitung von Klär-, Deponie-, und Biogasen

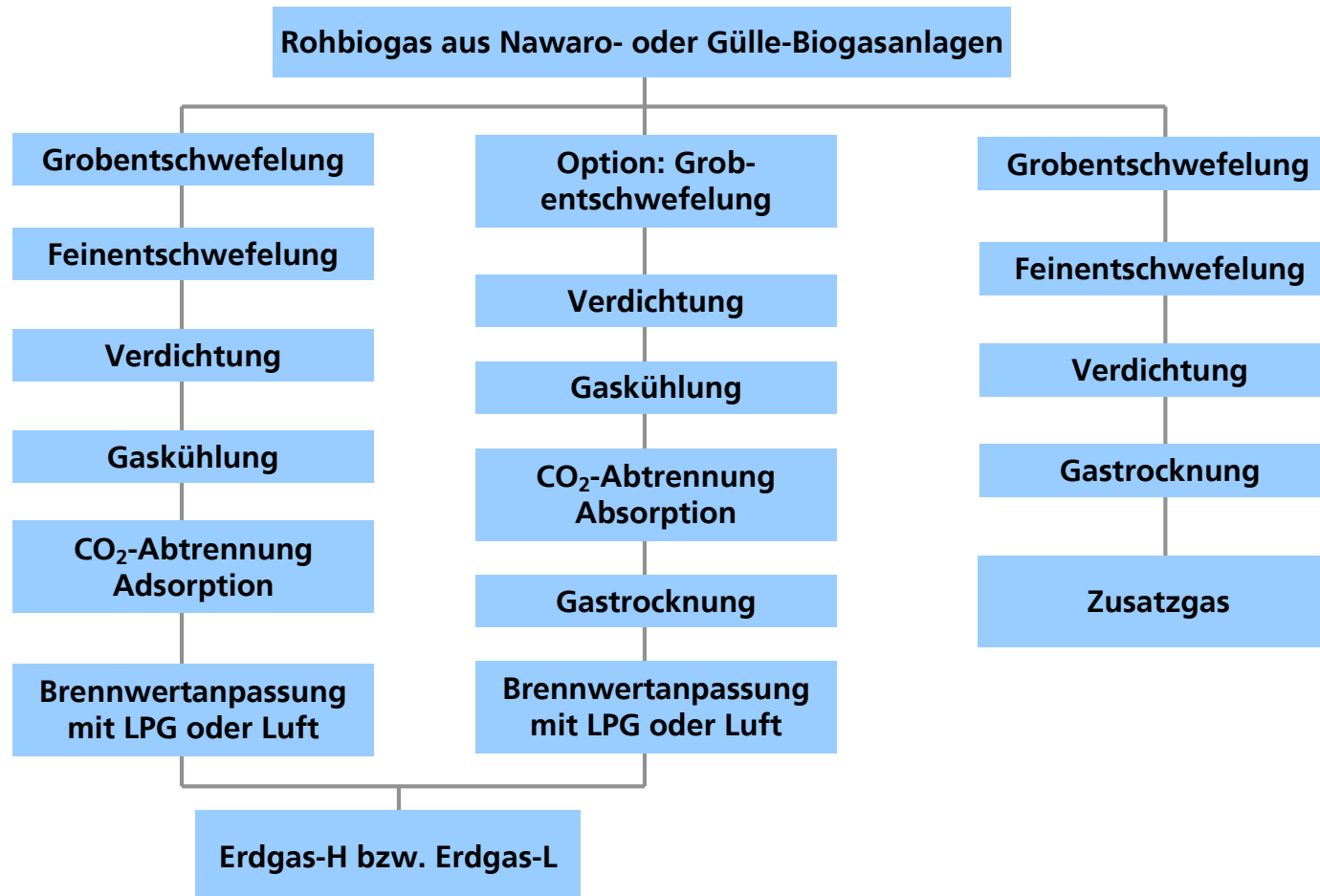


Rechtlicher Rahmen Biogasaufbereitung

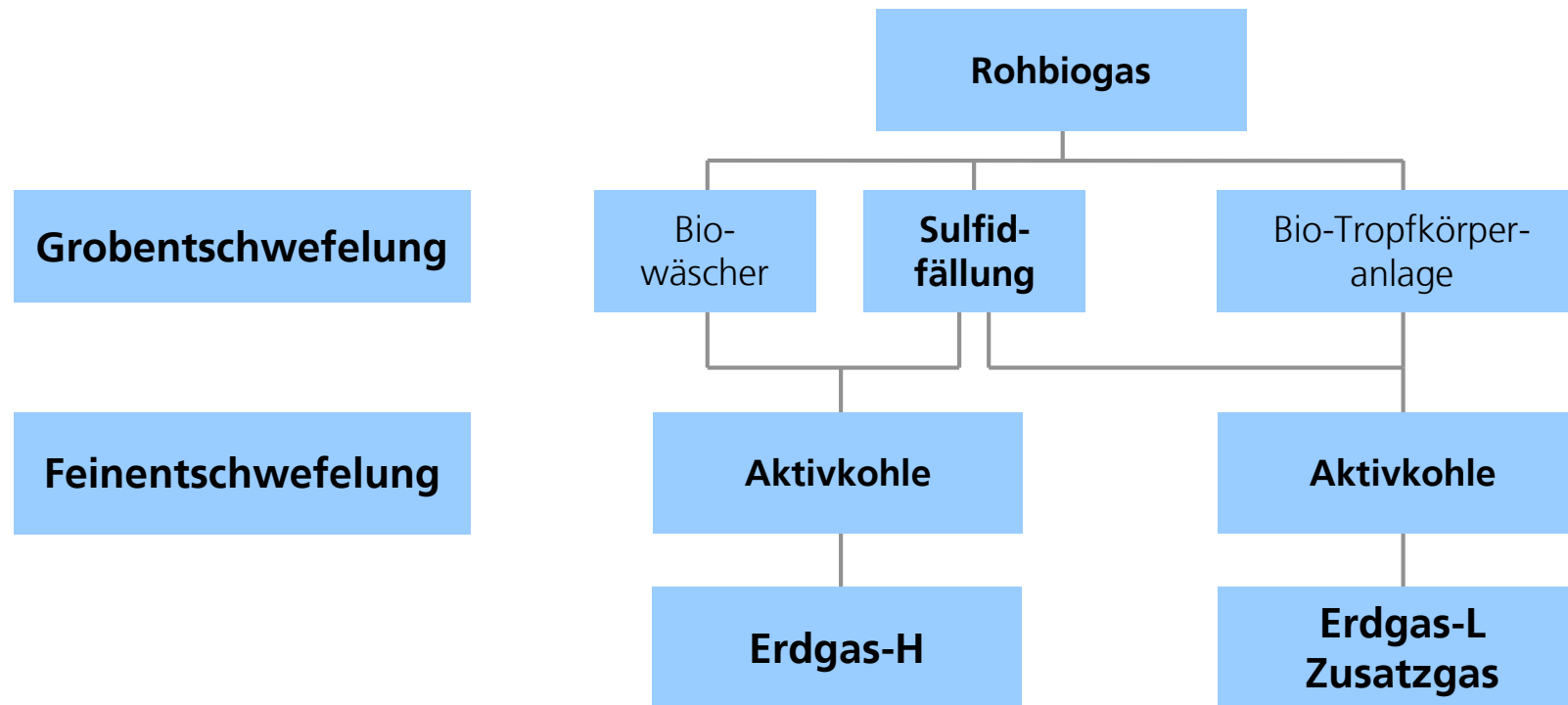
- Novellierung GasNZV, GasNEV, EEG: deutliche Erleichterungen für Einspeiser, Schnittstelle Gasaufbereitung / GDRM-Station (Brennwertanpassung, Odorierung, Nachverdichtung...)
- anzuwendendes DVGW-Regelwerk: G262, G260 (G261, G685, G213, G280)
Unterscheidung: Einspeisung Austauschgas oder Zusatzgas
Einhaltung verbrennungstechnischer Kennwerte: $H_{S,n}$, d , $W_{S,n}$
Grenzen G262 bzgl. Zusammensetzung: $CO_2 < 6\%$, $H_2 < 5\%$
- Abrechnung (G 685) – höchste Anforderung hinsichtlich Biomethaneinspeisung, zul. Abweichungen $< 1\%$ bzw. 2% vom Brennwert, oft nur erreichbar durch Brennwertanpassung mit LPG oder/und Luft, zukünftig Aufgabe des NB
- weitere netzseitige Restriktionen wie Netzhydraulik, Netzstruktur, Abnehmerstruktur, Misch- und Pendelzonen etc. nur noch relevant, wenn Aufwand für NB unzumutbar



Biogasaufbereitung – Verfahrensschritte



Biogasaufbereitung – Entschwefelung



- Biowäscher, Biotropfkörper bei großen Gasdurchsätzen o. hohen H_2S -Gehalten sinnvoll
- Aktivkohlen: Dopefac, AdFiS; Oxorbon, Donaucarbon; C38 CG2, Carbotech
- O_2 -Bedarf bei Feinentschwefelung beachten!

Biogasaufbereitung – Methan-Anreicherung

Druckwechsel-Adsorption (PSA)

(Stand der Technik)

- Molekularsiebe auf Aktivkohlebasis als Adsorbens
Adsorption von CO_2 bei 4 - 7 bar; Desorption bei 0,05 bar
 $\text{CH}_4 > 96$ Vol. % erreichbar, Gas muss weitgehend trocken (konkurrierende Wasserdampfadsorption) und schwefelfrei sein, partielle N_2/O_2 -Entfernung möglich

Waschverfahren

- Absorption (Lösung) des CO_2 in Flüssigkeiten (Wasser, Amine, PEG-DME), das im Kreislauf geführt wird; meist unter Druck; $\text{CH}_4 > 98$ Vol. % erreichbar, simultane Entschwefelung möglich, sehr niedrige Methanverluste erreichbar (0,1-1%)

Membranverfahren

(Pilotstadium)

- Hochdruckmembrantrennverfahren, Triebkraft Druck
- ND-Membrantrennverfahren, Absorption permeatseitig

Kryo-Verfahren

(Laborstadium)

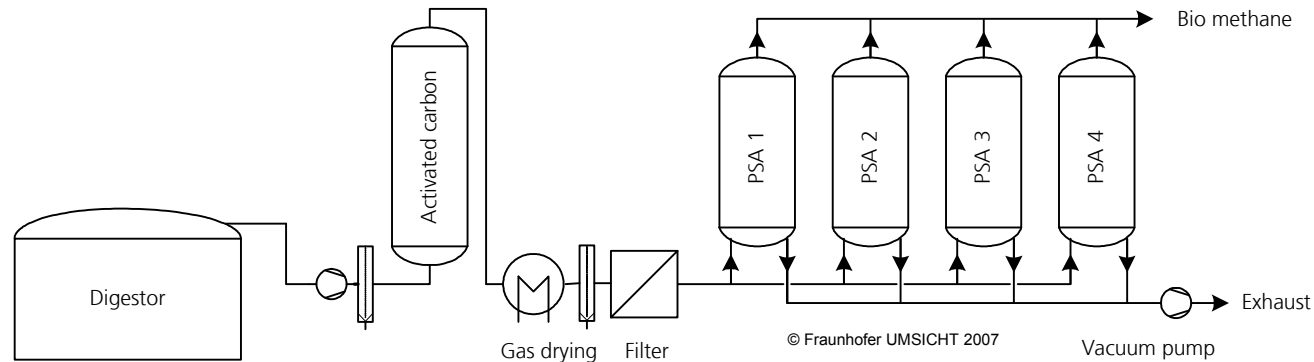
- Tieftemperaturrektifikation bei etwa 50 bar, - 80 °C
- CO_2 -Ausfrierverfahren



Fraunhofer

Institut
Umwelt-, Sicherheits-,
Energietechnik UMSICHT

Druckwechseladsorption (PSA)



- Viele Betriebserfahrungen. Fa. Carbotech, Essen führender Anbieter.
- Vorteile: keine Prozesswärme, keine Chemikalien, partielle N_2/O_2 -Entfernung möglich
- Nachteile: Gasqualität, Methanschlupf, Abgasbehandlung notwendig, hoher Stromverbrauch $0,25 \text{ kWh/Nm}^3$ RBG, vorherige Entschwefelung und Trocknung

Anbieter

- CarboTech Engineering GmbH (www.carbotech.info)
- Cirmac, NL (www.cirmac.com) – VPSA-Verfahren
- Verdesis AG (www.verdesis.ch) – Questair-Technologie (www.questairinc.com)



Druckwechseladsorption (PSA)

4-Adsorber
PSA-Skid

Bild PSA

Druckwasserwäsche (DWW)

- umfangreiche Betriebserfahrungen, führender Anbieter: Malmberg, Schweden
Gesamtzahl Druckwasserwäsche in Schweden: ca. 20 Anlagen, 2 Anlagen in D im Bau
- Anlagenkapazität durch Wasserkühlung steigerbar, Abwärmeauskopplung möglich
- Vorteile: simultane Entschwefelung, gut regelbar, keine Prozesswärme, einfaches Verfahren
- Nachteile: hoher Strombedarf 0,25 kWh/Nm³ Rohbiogas, CH₄- Schlupf
Abgasbehandlung notwendig

Anbieter

- Malmberg Water (www.malmberg.se)
früher auch: YIT Vatten och Miljöteknik (www.yit.se), haben sich zurückgezogen,
Vertrieb jetzt durch RosRoca (www.rosroca.de)
Flotech (www.flotech.com) – kein Anbieter schlüsselfertiger Anlagen



Druckwasserwäsche (DWW)

Druckwasserwäsche Fa. Malmberg
600 m³/h, Baujahr 2006
Anlage in Kristianstad (S)



Fraunhofer Institut
Umwelt-, Sicherheits-,
Energietechnik UMSICHT

Folie 11

Weitere absorptive CO₂-Abtrennverfahren

Physikalische Wäschen mit organischen Lösungsmitteln

- Polyethylenglykol Dimethylether (Handelsname: Genosorb, Selexol)
- Höhere Löslichkeiten für CO₂, H₂S und Wasser im Vgl. zu Wasser (parallele Entschwefelung möglich), Teillastbetrieb
- Absorption bei 4-7 bar, Desorption bei Umgebungsdruck + moderate Wärme < 80°C + Strippluft, Methanverlust 2-4%, interne Wärmeauskopplung möglich
- Vergleichsweise geringe Betriebserfahrungen (Deutschland: 2 Anlagen)
Anbieter: Haase Energietechnik GmbH (www.haase-energietechnik.de)

Chemische Wäschen zur CO₂-Abtrennung

- Amine, wie MEA, DEA, TEA, MDEA und Mischungen daraus
- Höchste Löslichkeiten für CO₂, H₂S und Wasser, Absorption bei Umgebungsdruck (vorherige Entschwefelung notwendig, Vortrocknung vorteilhaft)
- Desorption bei ca. 8 bar + Prozesswärme < 160°C (Ziel 120°C), Methanverlust 0,1%,
- Vergleichsweise wenig Betriebserfahrungen, obwohl Standard in Petrochemie
Anbieter: Cirmac, NL: COOAB-Verfahren (www.cirmac.com)
MT-Energie, D: BCM-Prozess (www.mt-energie.com, DGE Wittenberg)
Carbotech, D: MEA-Wäsche (www.carbotech.info)



Weitere absorptive CO₂-Abtrennverfahren

DEA-Wäsche, 600 m³ Rohgas, MT-Energie, Zeven 2007 Genosorb-Wäsche, Fa. Haase, Jameln



Fraunhofer Institut
Umwelt-, Sicherheits-,
Energietechnik UMSICHT

Folie 13

Weitere absorptive CO₂-Abtrennverfahren

Prototyp
MEA-Wäsche von
Köhler & Ziegler in
Schwandorf (jetzt
Carbotech GmbH)

Verfahrensvergleich CO₂-Abtrennung

Kriterien	PSA	DWW	Geno-sorb	MEA	DEA
Vorreinigung (S, H ₂ O)	Ja	Nein	Nein	Ja	Ja
Anlagenregelbarkeit	± 10%	50-100%	50-100%	50-100%	50-100%
Methanschlupf*	2-5%	< 1%	2-4%	< 0,1%	< 0,1%
Produktgasqualität (CH ₄)	> 96%	> 97%	> 99%	> 99%	> 99%
Arbeitsdruck	4-7	4-7	4-7	drucklos	drucklos
Stromverbrauch* (Basis: kWh/Nm ³ Rohbiogas, Produktgas @ 7bar)	0,25	< 0,25	0,24-0,33	<0,15?	< 0,12
Wärmebedarf	Nein	Nein	55-80°C	160°C	160°C
Chemikalien	Nein	Nein	Ja	Ja	Ja
Referenzen	10-15	25-30	2?	3?	

* teilweise nicht nachprüfbare Herstellerinformation, die von weiteren Randbedingungen am Standort abhängig sind



Kosten der Biogaserzeugung und -aufbereitung

spez. Kosten in ct/kWh ($H_{i,N}$)	Biogaserzeugung		Gasaufbereitung inkl. Entschwefelung und Trocknung		
Anlagenkapazität in Nm ³ /h	Gülle	Nawaro	DEA*	PSA	DWW
250	3,4	5,5	1,6	-	1,9
500	3,2	5,2	1,3	1,7	1,5
1.000	-	5,1	1,2	1,4	1,2
1.500	-	4,9	-	1,3	1,2
2.000	-	4,8	-	1,2	1,1

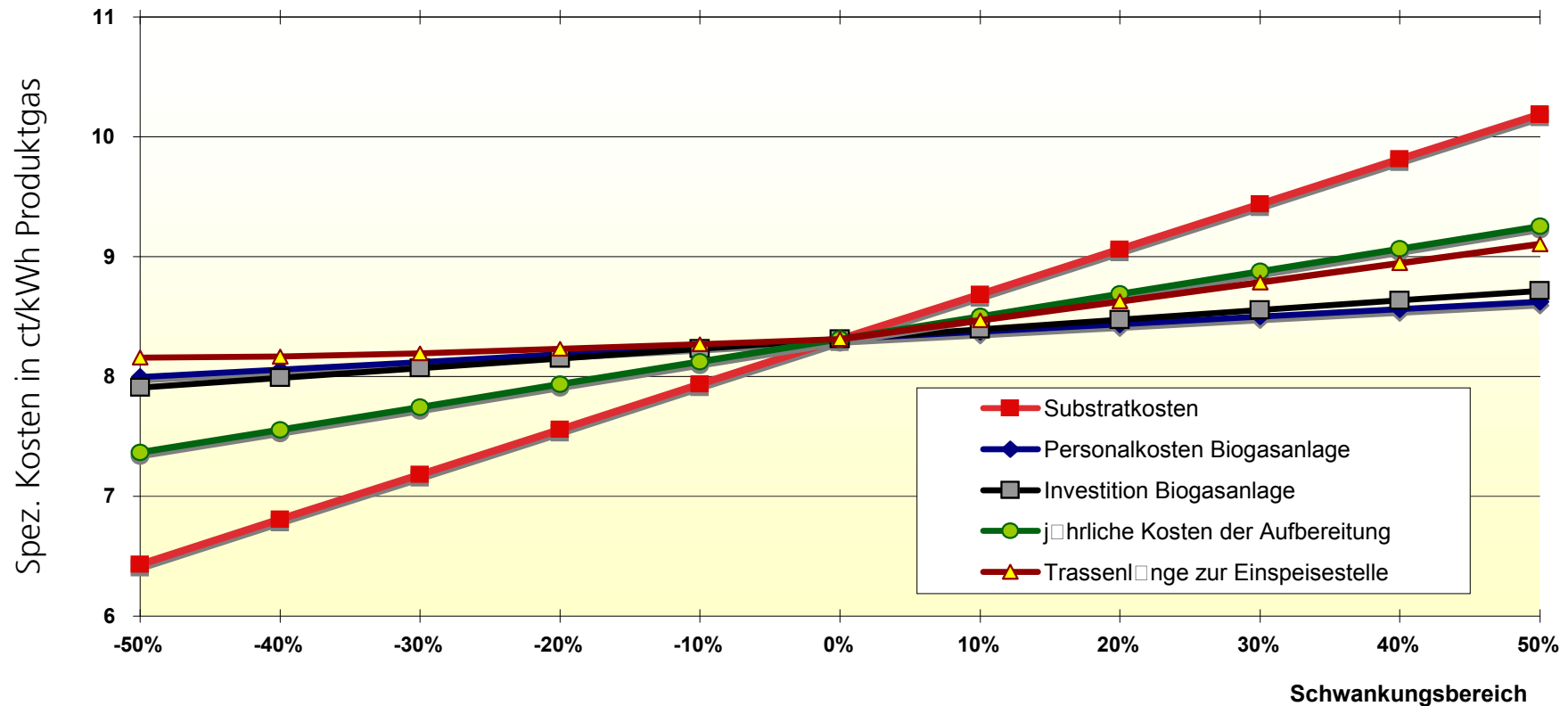
Substratpreis Maissilage 35 €/tFM, Strombezug 15 ct/kWh, Produktgas verdichtet auf 7 bara, Wärmegestehungskosten 4 ct/kWh_{th}, „-“ keine Daten verfügbar

Kostenangaben sind als Richtgrößen zu verstehen.

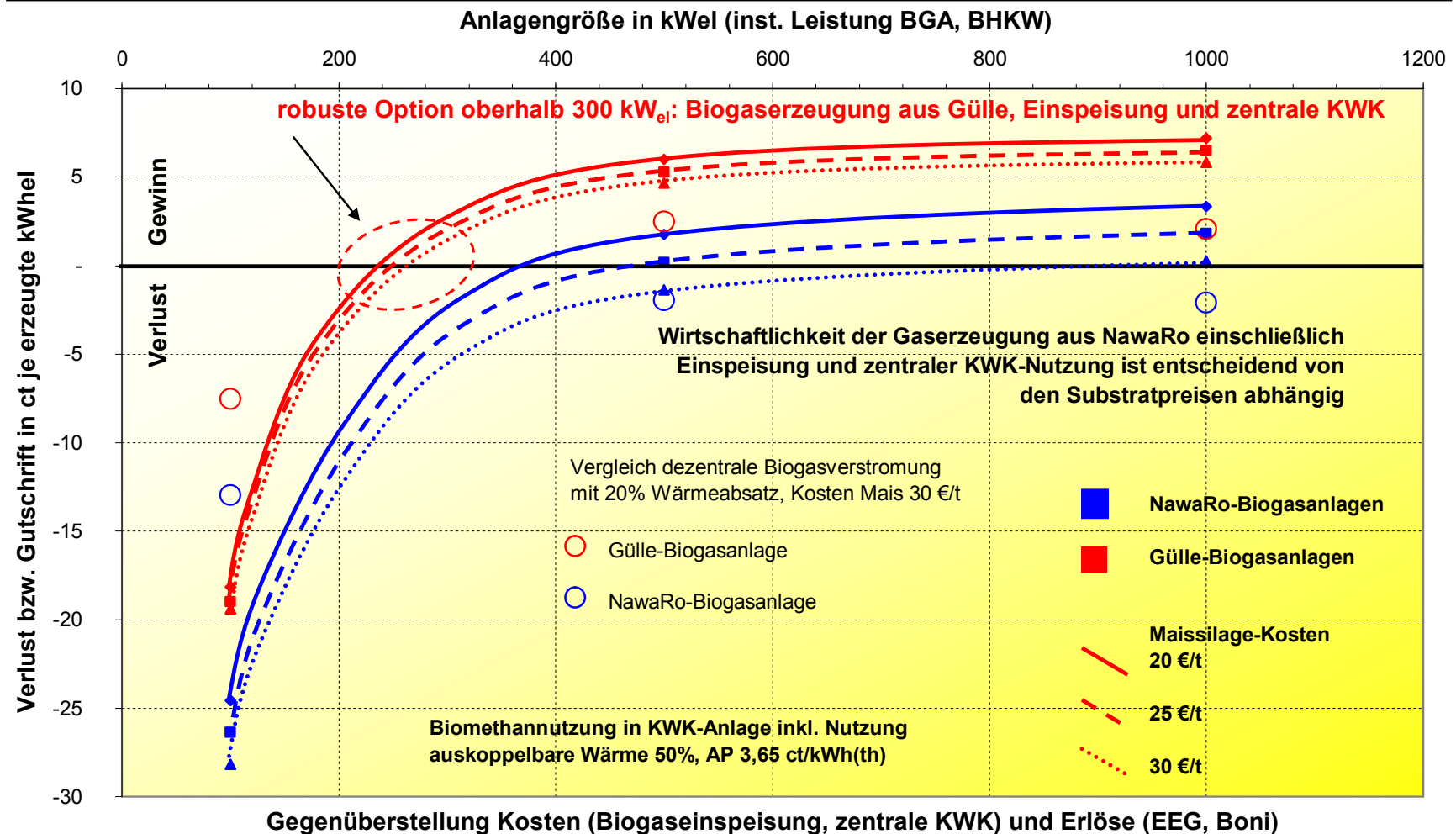
* spez. Kosten unter Vorbehalt



Kosten der Biogaserzeugung und -aufbereitung



Kosten der Biogaserzeugung und -aufbereitung



Kosten – Fazit

- Die Biogaserzeugung aus **Gülle** weist die geringsten Erzeugungskosten auf (3-5 ct/kWh); bei **Nawaroanlagen** hängt Wirtschaftlichkeit von der Entwicklung der Substratpreise ab
- Die spezifischen Anlagenkosten sinken deutlich zwischen kleinen (50 Nm³/h) und mittleren Anlagen (250 Nm³/h), weitere Größenschritte bringen hingegen nur noch geringe Verbesserungen.
- Unter derzeitigen Bedingungen ökonomisch und ökologisch **sinnvolle Anlagengrößen**: BGA im Kapazitätsbereich **500 Nm³/h und größer**
- Einige Aufbereitungsverfahren marktverfügbar; noch spürbarer Lernbedarf in einigen technischen Fragen (Methanschluß, Anlagenverfügbarkeit, Kosten), spürbares **Kostensenkungspotenzial vorhanden**
- Biogasaufbereitung und **Einspeisung** aufgrund höher EEG-Vergütungen und besserer Wärmenutzung ggü. dezentraler Verstromung **wirtschaftlich interessanter**, entscheidende Faktoren Anlagengrößen und Substratpreisentwicklungen



Vielen Dank für Ihre Aufmerksamkeit

Kontakt:

Wolfgang Urban

Fraunhofer-Institut UMSICHT
Osterfelder Str. 3
46047 Oberhausen

Tel: +49 (0) 208 / 8598-1124

Fax: +49 (0) 208 / 8598-1423

Email: biogaseinspeisung@umsicht.fraunhofer.de
www.biogaseinspeisung.de



Fraunhofer Institut
Umwelt-, Sicherheits-,
Energietechnik UMSICHT