

Le tecnologie di upgrading:
performances e
costi di gestione

Lavaggio con carbonato di potassio



GREEN METHANE SRL

60% ROSETTI MARINO SPA

36% MARCHI ENERGIA SRL

4% GIAMMARCO-VETROCOKE ENGINEERING SRL



UNI EN ISO 9001:2015
UNI EN ISO 14001:2015
BS OHSAS 18001:2007



SISTEMI DI GESTIONE
CERTIFICATI



www.monvisoenergia.it





Tecnologia: Lavaggio con Acqua e Carbonato di Potassio

Processo Giammarco-Vetrocoke per l'Assorbimento di CO₂

Nielsen-Kohl, Gas Purification, V ed.

Slack-Russel, Fertilizer Science and technology series, vol.2 part II

Gas Processing Handbook 1982 pag 95

Kent-Riegel, Handbook of Industrial Chemistry and Biotechnology

Cattura della CO₂ mediante lavaggio con acqua salina (carbonato di potassio)

+ 60 anni

+ 400 impianti con Licenza GV

Settori emergenti:

Biometano - CCS / CCU - Idrogeno Blu - Gassificazione Biomasse



Referenze

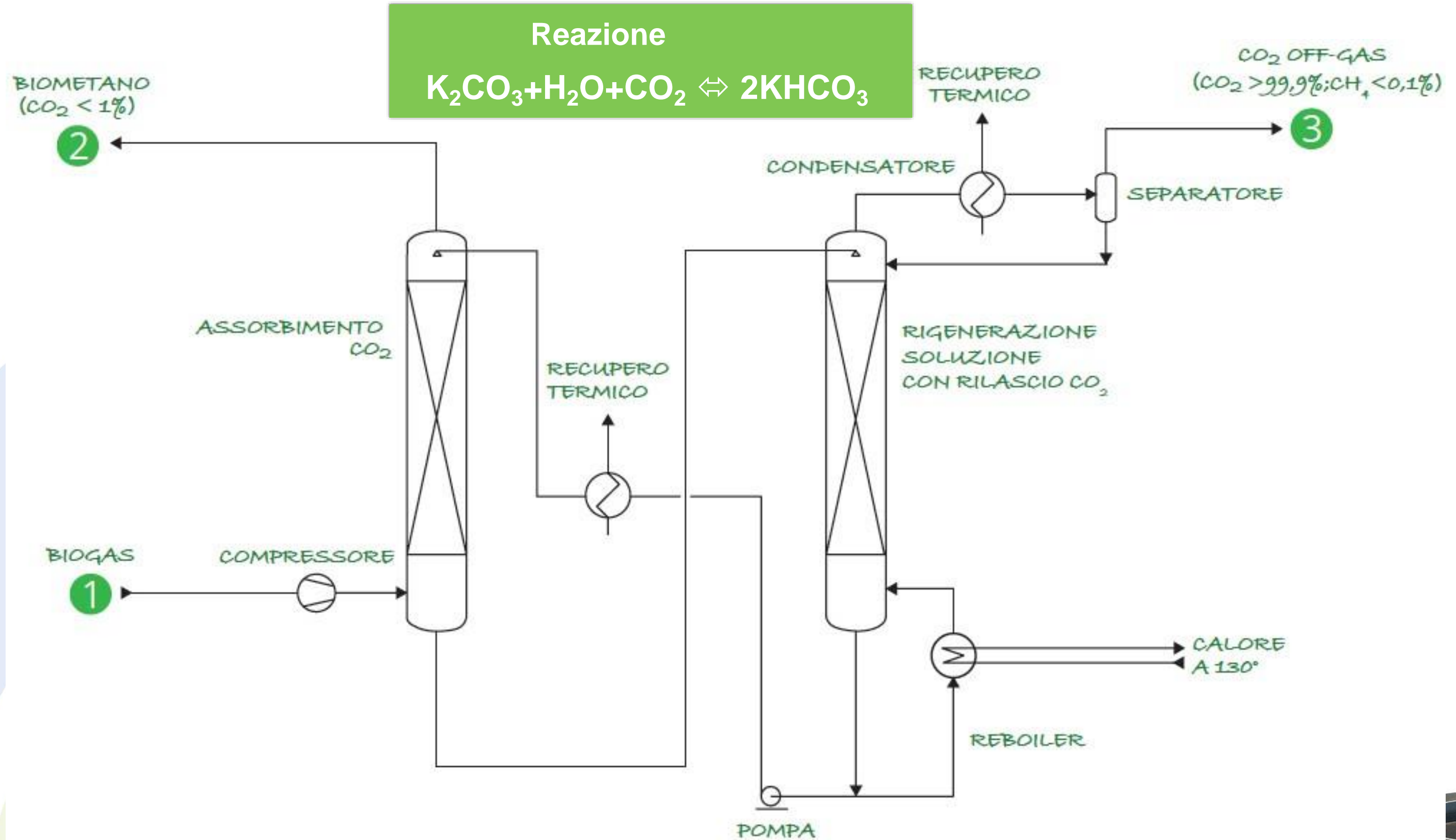
Luogo	Gas trattato	Gas trattato: Nmc/h	Stato
Roma	Biogas da Forsu	750	In esercizio 2020
Rovigo	Biogas industriale	750	In esercizio 2020
Ferrara	Biogas agricolo	1.100	In esercizio 2020
Milano	Biogas da Forsu	1.700	In esercizio 2021
Pavia	Fumi combustione	100	In esercizio 2021
Ancona	Biogas da Forsu	750	In costruzione
Vicenza	Biogas da Forsu	750	In costruzione
Milano	Biogas da Forsu	850	In costruzione
L'Aquila	Biogas da Forsu	1.000	In costruzione
Pisa	Biogas da Forsu	1.600	In costruzione
Alessandria	Biogas da Forsu	3.200	In costruzione
Firenze	Biogas da Forsu	2.500	In costruzione

5 in esercizio

7 in costruzione/avviamento



Processo - Impianto



Processo - Impianto

Il BIOGAS viene pre-trattato per eliminare i principali composti indesiderati.

Il BIOGAS pre-trattato viene compresso a 8 bar (g).

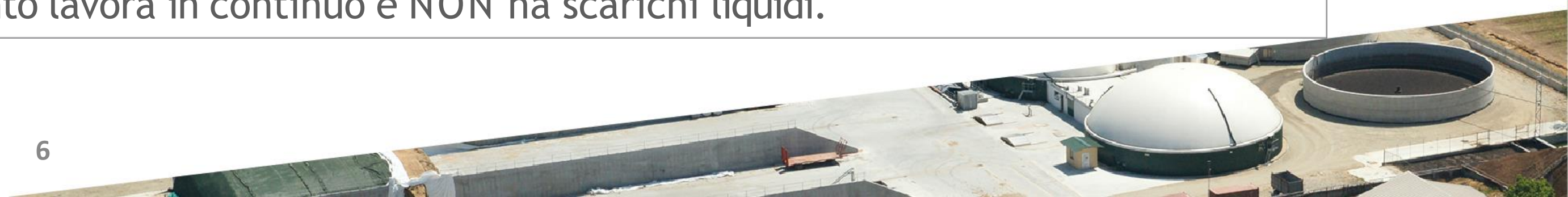
La CO_2 presente nel BIOGAS viene assorbita da una soluzione di Carbonato di Potassio (K_2CO_3) nella Colonna di Assorbimento; il Carbonato si trasforma in Bicarbonato di Potassio (KHCO_3).

Il biometano che esce dalla Colonna di Assorbimento a 8 bar (g) viene successivamente essiccato.

La CO_2 viene poi liberata nella Colonna di Rigenerazione dove il Bicarbonato ridiventa Carbonato di Potassio.

La soluzione rigenerata di Carbonato di Potassio ritorna infine alla Colonna di Assorbimento senza alcun consumo di Carbonato di Potassio.

L'impianto lavora in continuo e NON ha scarichi liquidi.



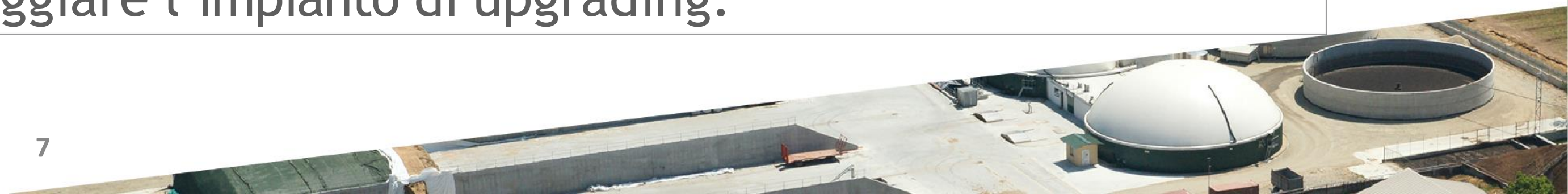
Pretrattamento Biogas

Il Biogas Grezzo proveniente dalla Digestione Anaerobica viene purificato:

-per rispettare la specifica di qualità del biometano
- **NON** per proteggere l'Unità di Upgrading.

QUINDI:

- Purificazione meno spinta.
- Nessuna colonna per la rimozione dell'ammoniaca.
- Minor consumo di carboni attivi.
- Nessun rischio di danneggiare l'impianto di upgrading.





**GREEN
METHANE**

AgriBio**gas** 2022

COME SCEGLIERE LA TECNOLOGIA DI UPGRADING

I 6 FATTORI PRINCIPALI

- 1) Perdite di metano in atmosfera
- 2) Indisponibilità dell'impianto
- 3) Consumo di energia (elettrica e termica)
- 4) Consumo di carboni attivi per i COV
- 5) Ripristino del mezzo di separazione
- 6) Costo dell'impianto (Capex)



1) PERDITE DI METANO IN ATMOSFERA

Perdite più elevate comportano:

- **minori ricavi (minor produzione di biometano a parità di consumo di materie prime)**
esempio con 1 % di perdite: $500 \text{ Smc/h} \times 8600 \text{ h/a} \times 1\% \times 1 \text{ €/Smc} = 43.000 \text{ €/a}$

oppure

- **maggiori costi di produzione (maggior consumo di materie prime a parità di produzione di biometano);**
- **minore “sostenibilità”**
 - **obbligo di un post combustore sull’off gas**
 - **minore spazio nella dieta per insilati**



Perdite di metano < 0,1% (del metano presente nel biogas).



Metano recuperato > 99,9% (del metano presente nel biogas).

CON GM NON OCCORRE POST COMBUSTORE

2) INDISPONIBILITA' DELL'IMPIANTO

Quando l'impianto di UG non è in grado di processare tutto (o in parte) il biogas prodotto dalla digestione anaerobica, il **biogas viene bruciato in torcia** (il biogas, anche con gasometro, può essere immagazzinato solo per brevi periodi di tempo).

La conseguenza è un minor ricavo.

Esempio con 3% di indisponibilità (263 h/a equivalenti):

$500 \text{ Smc/h} \times 8760 \text{ h/a} \times 3\% \times 1 \text{ €/Smc} = 131.400 \text{ €/a}$





3) CONSUMO DI ENERGIA IMPIANTO UPGRADING

Fattori che influiscono sui costi energetici dell'impianto di upgrading:

- consumo di energia elettrica impianto upgrading
- consumo di energia termica impianto upgrading
- consumo di energia termica in situ (digestione anaerobica, stripping NH₃ etc)
- cogenerazione in situ o acquisto energia da rete

Esempio 1: EE 0,18 kWh/Nm³ e ET 0,12 kWh/Nm³ di biogas:

$$500 \text{ Smc/h} / (1,055 \times 0,52) \times 8600 \times (0,18 \times 0,16 \text{ €/kWh}_{el} + 0,12 \times 0,03 \text{ €/kWh}_{th}) = 253.956 \text{ €/a}$$

Esempio 2: EE 0,24 kWh/Nm³ e ET 0 kWh/Nm³ di biogas:

$$500 \text{ Smc/h} / (1,055 \times 0,52) \times 8600 \times (0,24 \times 0,16 \text{ €/kWh}_{el}) = 300.984 \text{ €/a}$$





4) CONSUMO DI CARBONI ATTIVI PER I COV

I COV presenti nel biogas vanno sempre rimossi completamente? NO

Vanno rimossi solo quelli che pregiudicano la qualità del biometano e dell'off gas.

Alcune tecnologie di Upgrading consentono la presenza di COV nel biogas, altre no.

Esempio 1: rimozione 75% di 300 mg/Nmc COV

$$500 \text{ Smc/h} / (1,055 \times 0,52) \times 8600 \times (300 \times 0,75) / 1.000.000 / 0,2 \times 3 \text{ €/kg} = 26.454 \text{ €/a}$$

Esempio 2: rimozione 100% di 300 mg/Nmc COV

$$500 \text{ Smc/h} / (1,055 \times 0,52) \times 8600 \times (300 \times 1) / 1.000.000 / 0,2 \times 3 \text{ €/kg} = 35.272 \text{ €/a}$$





5) RIPRISTINO DEL MEZZO DI SEPARAZIONE

Le tecnologie di Upgrading utilizzano diversi mezzi per la separazione di CO₂ e metano; i più diffusi sono:

- acqua
- acqua + carbonato di potassio
- acqua + ammine
- setacci molecolari
- membrane

Tali mezzi sono soggetti a sostituzione periodica durante la vita dell'impianto; occorre pertanto considerare:

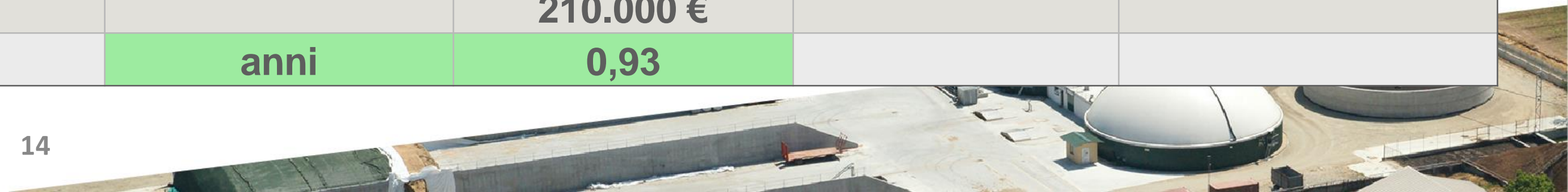
- frequenza di sostituzione
- costo della sostituzione





CAPEX & OPEX: 2 casi a confronto

500 Sm ³ /h BM		GM	OPEX €/a	ALTRO	OPEX €/a
Perdite di metano		0,1%	4.300	1%	43.000
Indisponibilità imp (BM@1€/smc)		1%	43.800	3%	131.400
Energia Elettrica (solo UG)	kWh/Nmc	0,18	225.738	0,24	300.984
Energia Termica (solo UG)	kWh/Nmc	0,12	28.217	0	0
Carboni Attivi per COV		75%	26.454	100%	35.272
Ripristino mezzo separazione			2.500		25.000
TOTALE OPEX			331.009		535.656
DIFFERENZA OPEX					204.647
			CAPEX (€)		
DIFFERENZA CAPEX			500.000 €		
DIFFERENZA CAPEX 60%			300.000 €		
PAY BACK TIME		anni	1,47		
Con Post-trattamento Off-gas (*)					
DIFFERENZA OPEX (*)					224.647
DIFFERENZA CAPEX (*)			350.000 €		
DIFFERENZA CAPEX 60%			210.000 €		
PAY BACK TIME (*)		anni	0,93		



SCOPO FORNITURA

Impianto integrato

Dal Biogas in uscita dai digestori.....al Biometano:

- in rete
- in carri bombolai
- alla liquefazione ($\text{CO}_2 < 50 \text{ ppm}$; $\text{H}_2\text{O} < 1 \text{ ppm}$)

Unico interlocutore (unica responsabilità) su:

- Pretrattamento Biogas
- Upgrading
- Compressione Biometano
- Cabina Analisi e Misura
- Polishing

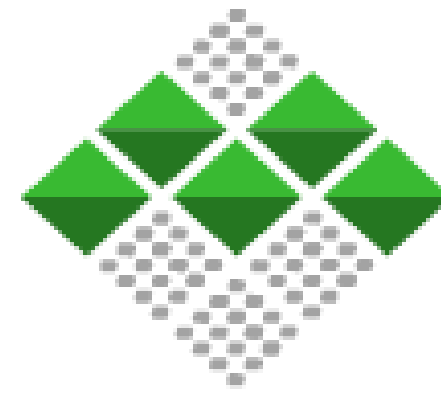


SERVICE POST VENDITA

4 pacchetti progressivi in base alle esigenze del cliente:

- a) Consulenza Tecnica e di Processo H24 (GM-S1)
- b) a) + Manutenzione Ordinaria Programmata (GM-S2.1)
- c) b) + Manutenzione "A Guasto" (GM-S2.2)
- d) c) + Garanzia Disponibilità Impianto (GM-S3)





**GREEN
METHANE**

COSTRUISCE E VENDE IMPIANTI

MA SOPRATTUTTO

COSTRUISCE E VENDE.....





.....BUSINESS PLAN

GRAZIE

Maurizio Pastori

maurizio.pastori@greenmethane.it

