

Clarke Energy

Ingénierie - Installation - Maintenance

Michel SUSINI Directeur Commercial

9^{ème} ÉTATS GÉNÉRAUX DE LA MÉTHANISATION

Les 3 et 4 Décembre 2013

à AMIENS



SOMMAIRE

- 1- Nouveau Contexte réglementaire
- 2- Les paramètres de combustion des moteurs
- 3- Les systèmes de traitement
- 4- Conséquences sur l'exploitation
- 5- Quelques photos
- 6- Conclusion

1- Nouveau Contexte Réglementaire

ARRÊTÉ APPLICABLE SELON DECRET N° 2013-814 DU 11/09/13 MODIFIANT LA NOMENCLATURE DES INSTALLATIONS CLASSÉES

- 2910 A Combustion
- 2910 B Toute Installation de biogaz hors 2910 C
- 2910 C Méthanisation déchets verts et agricoles
(rubrique 2781-1)

1- Nouveau Contexte Réglementaire

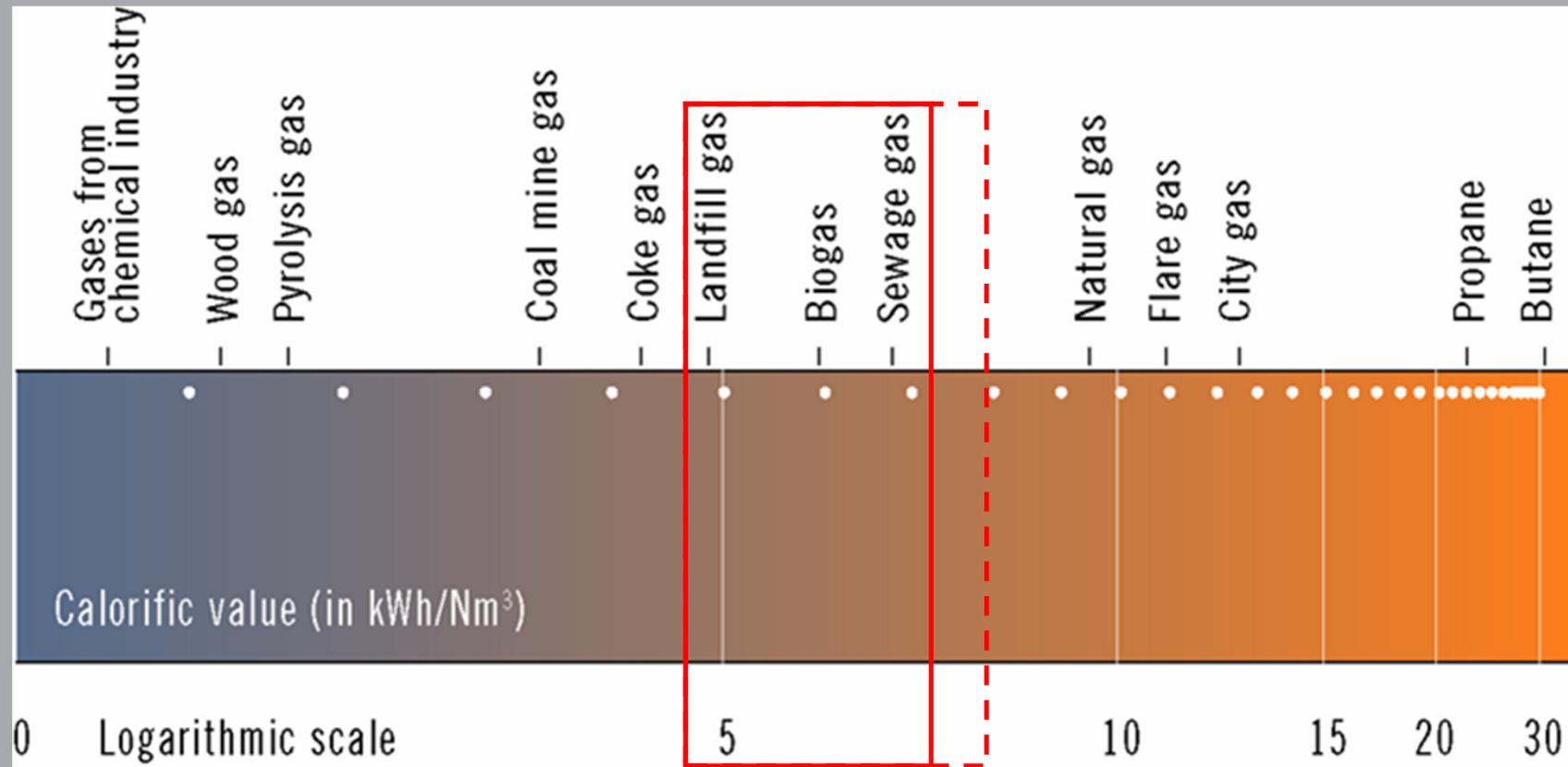
	Arrêté	2910 A	2910B	2910C			
	Type	Autorisation	Enregistrement	Déclaration	Enregistrement		
		Dans tous les autres cas (mg/m ³ à 5% de O ₂)	(mg/m ³ à 5% de O ₂)	(mg/m ³ à 5% de O ₂)	(mg/m ³ à 5% de O ₂)		
ÉMISSION	CO	667 mg/Nm ³	1200 mg/Nm ³	1200 mg/Nm ³	1200 mg/Nm ³		
	Nox	P<50MW pci => 347 mg/Nm ³	267 mg/Nm ³	525 mg/Nm ³	270 mg/Nm ³		
		P>50MW pci => 267 mg/Nm ³					
	SO ₂	26,7 mg/Nm ³	106,7 mg/Nm ³	100 mg/Nm ³	100 mg/Nm ³		
	Poussières	26,7 mg/Nm ³	10,7 mg/Nm ³	10 mg/Nm ³	10 mg/Nm ³		
	Formaldéhydes	40 mg/Nm ³	40 mg/Nm ³	40 mg/Nm ³	40 mg/Nm ³		
	Ammoniac	N.A (53,33 mg/Nm ³ seulement si SCR)	N.A	20 mg/Nm ³	20 mg/Nm ³		
	HAP	0,27 mg/Nm ³	0,27 mg/Nm ³	N.A			
	Cadium + Mercure + Thalium	0,27 mg/Nm ³ pour la somme et 0,133 mg/Nm ³ par métal	0,27 mg/Nm ³ pour la somme et 0,133 mg/Nm ³ par métal				
	Arsenic + Sélénium + Tellure	2,67 mg/Nm ³	2,7 mg/Nm ³				
	Plomb	2,67 mg/Nm ³	2,7 mg/Nm ³				
	Antimoine + Chrome + Cobalt + Cuivre + Étain + Manganèse + Nickel + Vanadium +	53,3mg/Nm ³	53,3 mg/Nm ³				
	HCL	N.A	N.A			10 mg/Nm ³	10 mg/Nm ³
	HF					5 mg/Nm ³	5 mg/Nm ³
Composés organiques volatils non méthanique	50 mg/Nm ³			50 mg/Nm ³			

2- Les paramètres de combustion des Moteurs

- Pouvoir Calorifique
- Indice de Méthane
- Taux de Méthane
- Vitesse laminaire de Flamme
- Coefficient Lambda : Indice de mélange
- Réglage de la Combustion
- Limite de Combustion

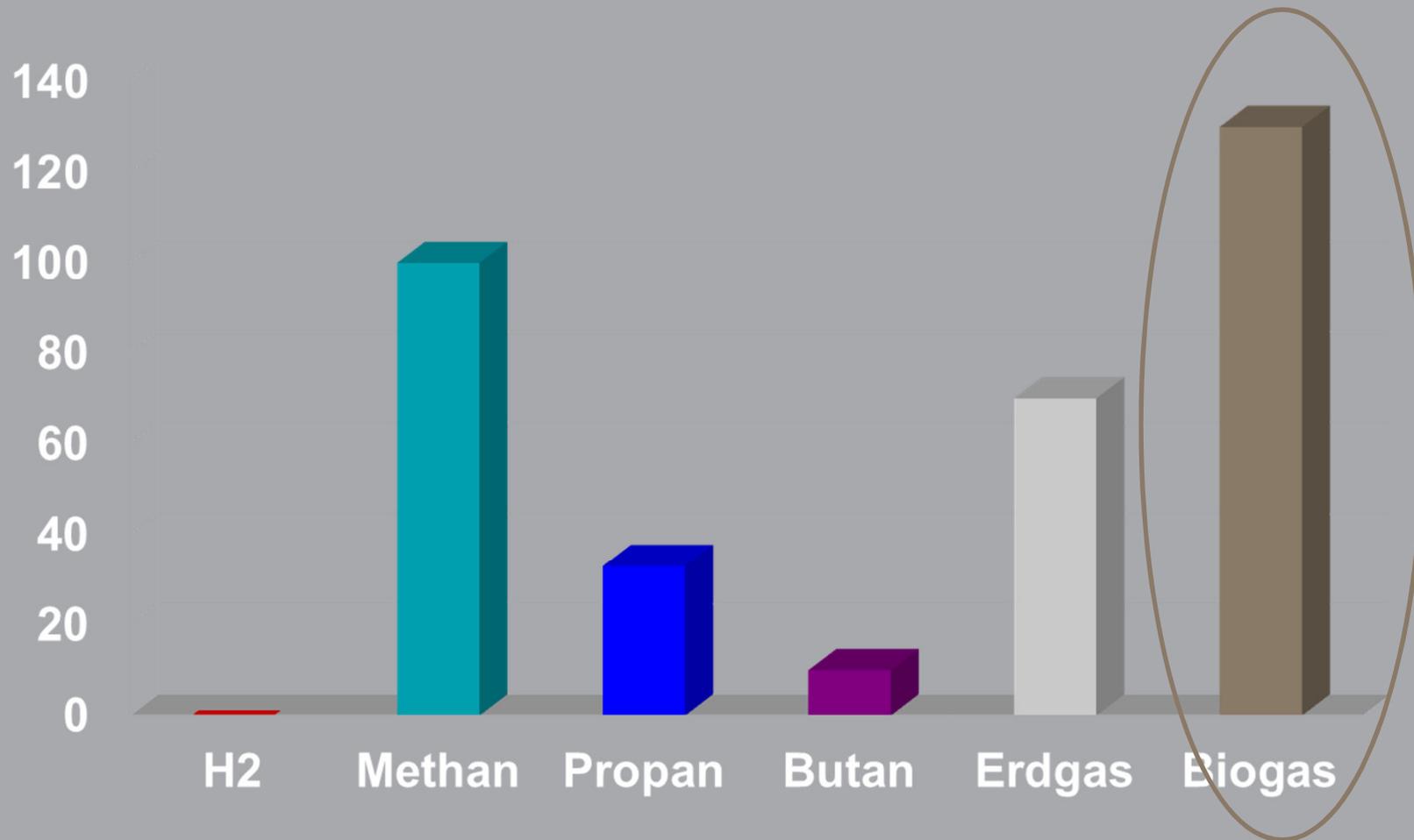
Pouvoir Calorifique

Types de gaz utilisés par les moteurs GEJenbacher



Le Biogaz convient parfaitement à la combustion des moteurs à gaz

Indice de Méthane



L'indice de méthane du Biogaz est élevé, donc présente peu de risque de cognage

Limites de Combustion

- calculated air free

LHV [kWh/Nm³]

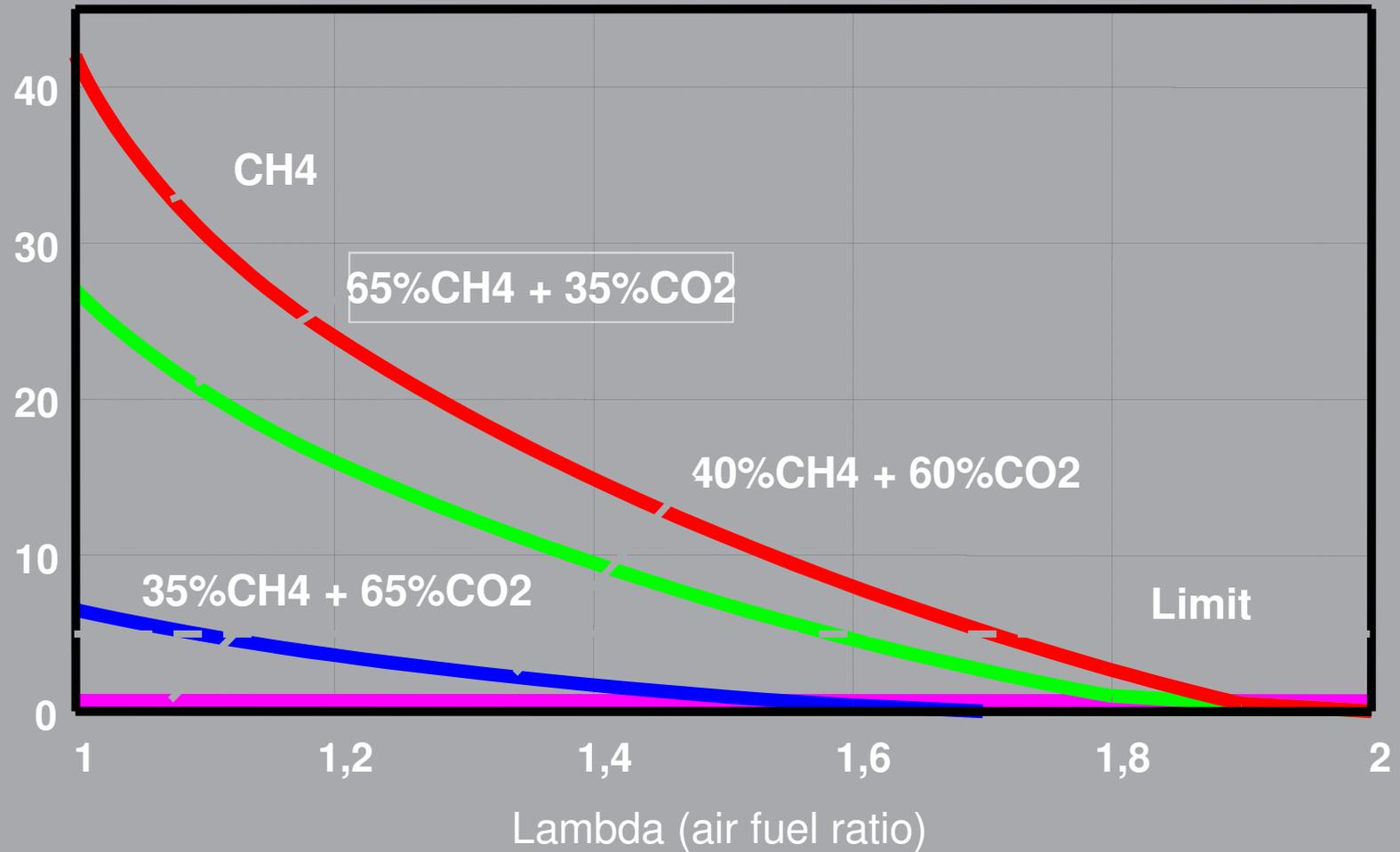


Ratio	H ₂ /N ₂	CH ₄ /N ₂	CH ₄ /CO ₂	C ₃ H ₈ /CO ₂
Volume [%]	16/84	28/72	40/60	18/82
PCI [kWh/Nm ³]	0,48	2,8	4,0	4,7

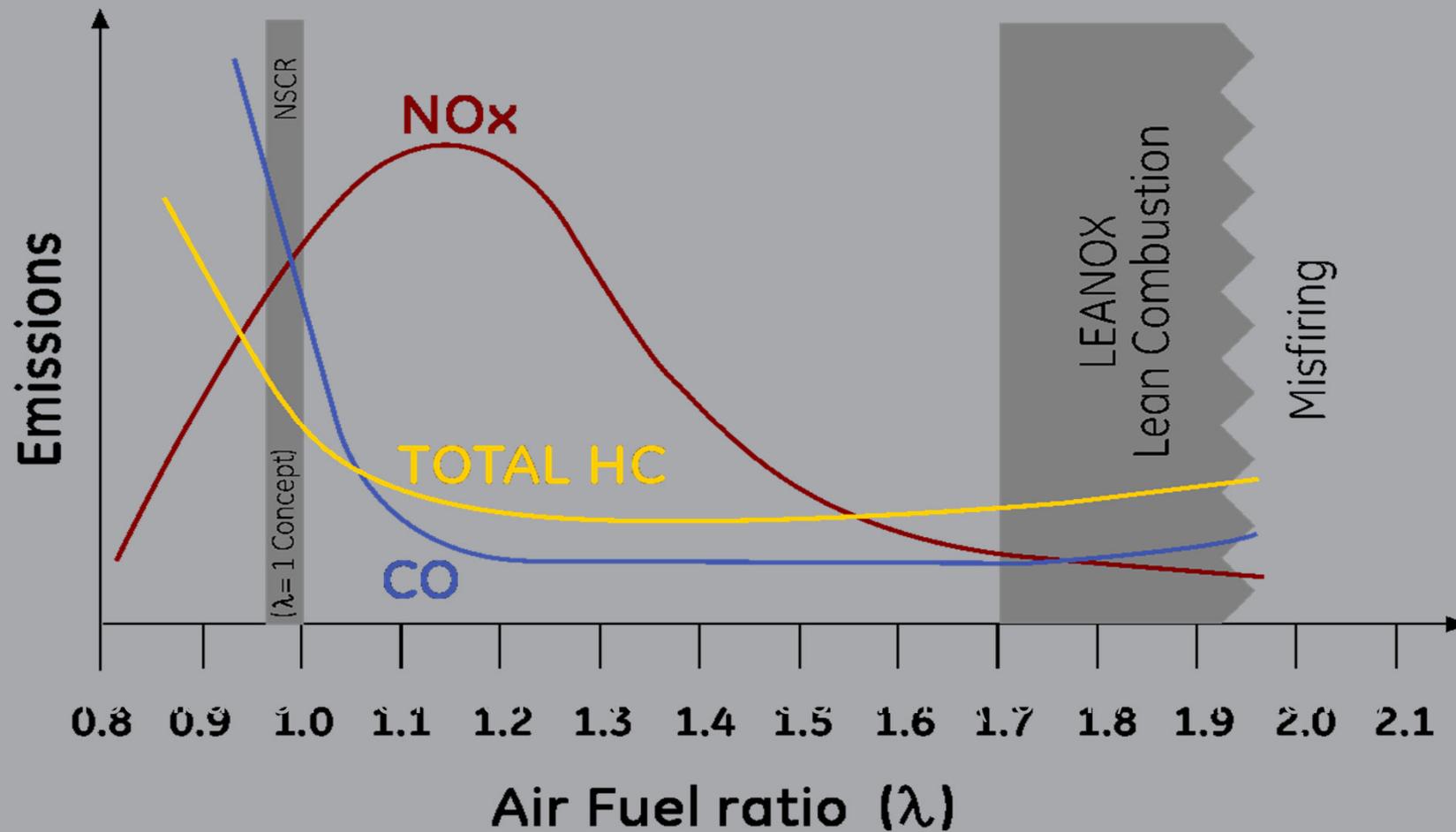
CH₄/CO₂ ratio limits the combustibility

Vitesse laminaire de flamme

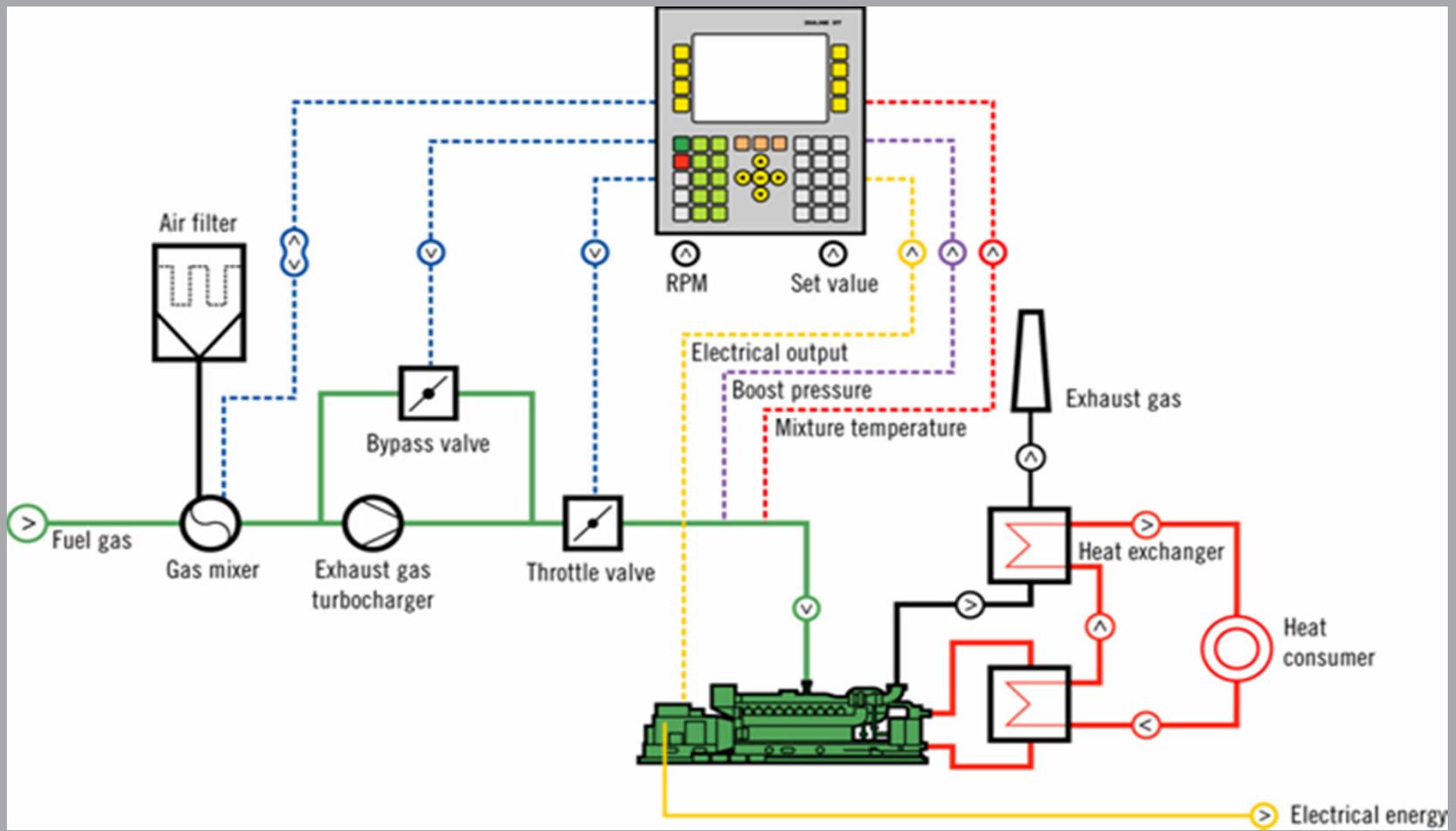
lam. Flame speed [cm/sec]



Combustion pauvre avec moteurs à gaz



Réglage de combustion avec le Système LEANOX[®]



3 - Les Systèmes de Traitement

- Traitement des fumées :
 - Traitement des Formaldéhydes
 - Traitement du CO

- Traitement du Biogaz :
 - Traitement du H₂S
 - Traitement des Siloxanes
 - Traitement des autres polluants

Les Systèmes de Traitement des fumées

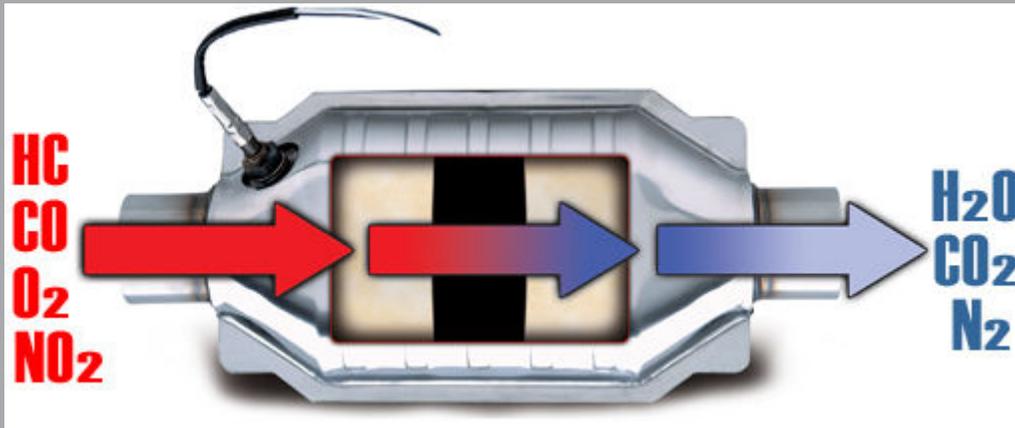
- Traitement des Formaldéhydes et du CO:

Catalyseurs d'Oxydation → Nécessite un traitement du
biogaz poussé.

Traitement Thermique → Investissement et encombrement
plus importants

Les Systèmes de Traitement des fumées

Catalyseurs d'Oxydation → Nécessite un traitement du biogaz poussé.



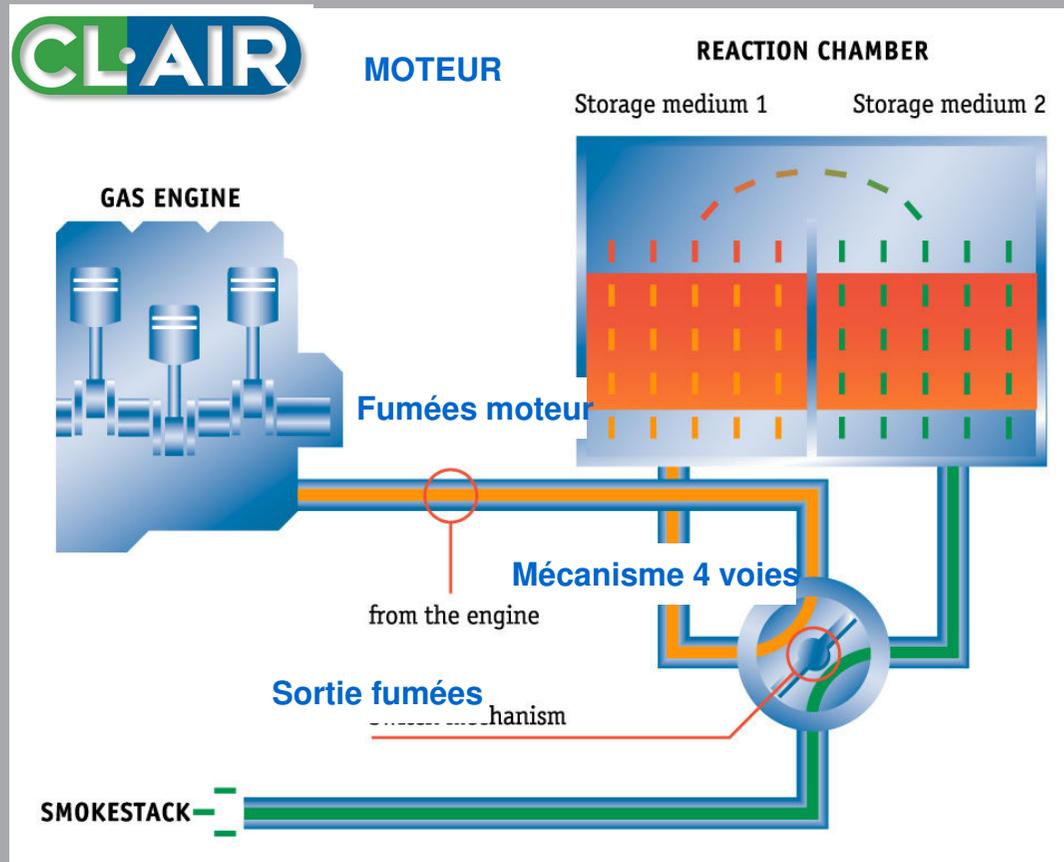
Les catalyseurs visent à convertir le monoxyde de carbone (CO) et les hydrocarbures imbrûlés (HC) en dioxyde de carbone (CO₂) et en eau (H₂O). Ils n'éliminent pas les oxydes d'azote (NO_x) ni ne diminuent la quantité de particules émises

Les catalyseurs les plus employés sont l'argent métallique, ou un mélange d'oxyde de fer, de molybdène et de vanadium. Dans ce cas, les Formaldéhydes et le dioxygène réagissent à 400 °C

Les Systèmes de Traitement des Fumées

- Réduction CO et COV : Système CL.AIR

Traitement thermique des gaz d'échappement

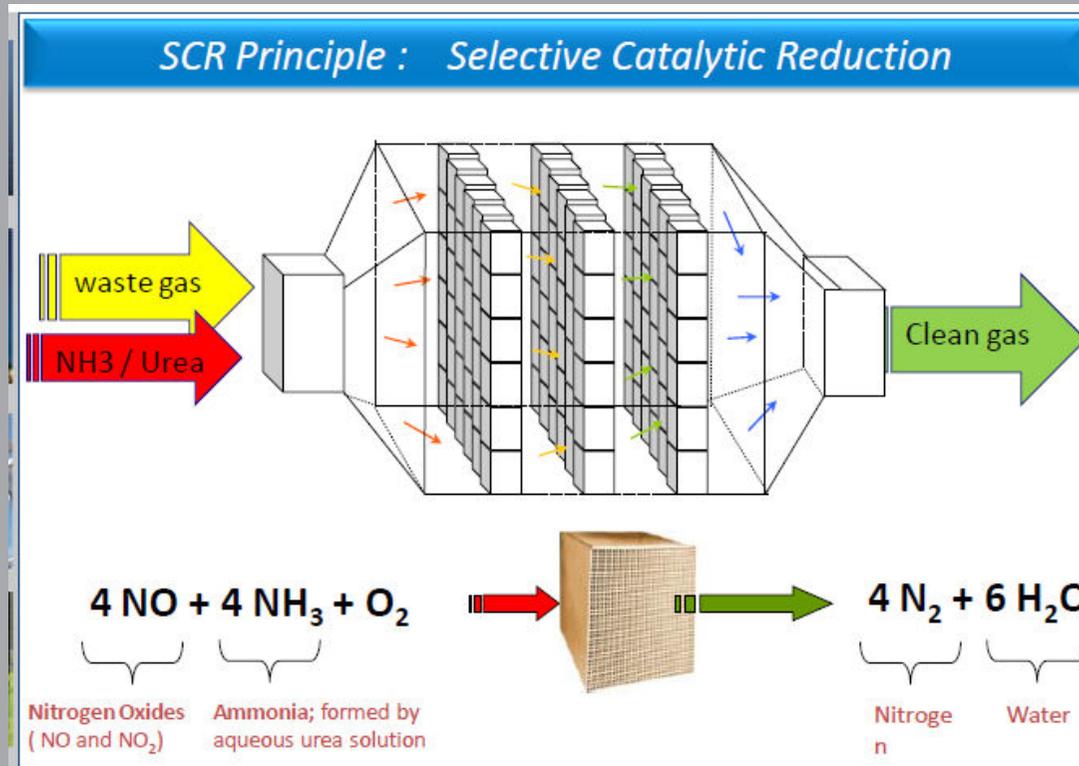


Caractéristiques du système CL.AIR :
Une fois que les gaz d'échappement sont chauffés à une température approximative de 800 °C, les hydrocarbures non brûlés, le formaldéhyde et l'oxyde de carbone s'oxydent pour former de la vapeur d'eau et du CO₂

Les Systèmes de Traitement des Fumées

Unité de traitement des NOx par Catalyseur SCR

Principe de catalyse



Catalyseurs de NOx

Nid d'abeille



Les Systèmes de Traitement du Biogaz

Qualité de gaz requise pour les moteurs TI 1000 - 0300

Soufre:

- $H_2S < 700 \text{ mg/10 kWh}$ (sans catalyseur)
- $< 200 \text{ mg/10 kWh}$ (avec catalyseur de CO)
- $< 20 \text{ mg/10 kWh}$ (avec catalyseur de Formaldéhydes)

↪ Plan de Maintenance Standard

$H_2S < 1200 \text{ mg/10 kWh}$

↪ Plan de maintenance spécifique

- ↪ acidité de l'huile 
- ↪ réduction du pouvoir lubrifiant 
- ↪ $SO_x + H_2O \rightarrow$ corrosion 
- ↪ dépôts/corrosion au niveau de l'échangeur des fumées, si température en dessous du point de rosée 

Les Systèmes de Traitement du biogaz

Qualité de gaz requise pour les moteurs TI 1000 - 0300

- Indice de Siloxane dans l'huile SiB $< 0,02$

↳ Plan de Maintenance Standard

↳ Indice de Siloxane dans l'huile SiB $< 0,005$ si Catalyseurs

— Dépôts - encrassements 

— Détérioration du Catalyseur 

Les Systèmes de Traitement du Biogaz

Qualité du Biogaz produit :

- H₂S = 2 000 à 5 500 mg/Nm³
- COV = 150 à 400 mg/Nm³
- Siloxanes = 5 à 10 mg/Nm³
- Chlore = 0,5 à 2 mg/Nm³
- Fluore = 0 à 0,1 mg/Nm³



Qualité biogaz en sortie :

- H₂S < 3mg/Nm³
- Siloxanes < 0,1 mg/Nm³
- Total Cl+F < 1 mg/Nm³
- COVNM < 100 mg/Nm³

Système de traitement installé :

- Désulfurations Biologique et Chimique permettant d'atteindre 75 mg/Nm³ d'H₂S
- Finition charbon avec 2 lignes de 3 cuves de 20m³ en séries (120 m³ de charbon)

Les Systèmes de Traitement du Biogaz

Lavage du biogaz à la soude caustique en 1 ou 2 étages



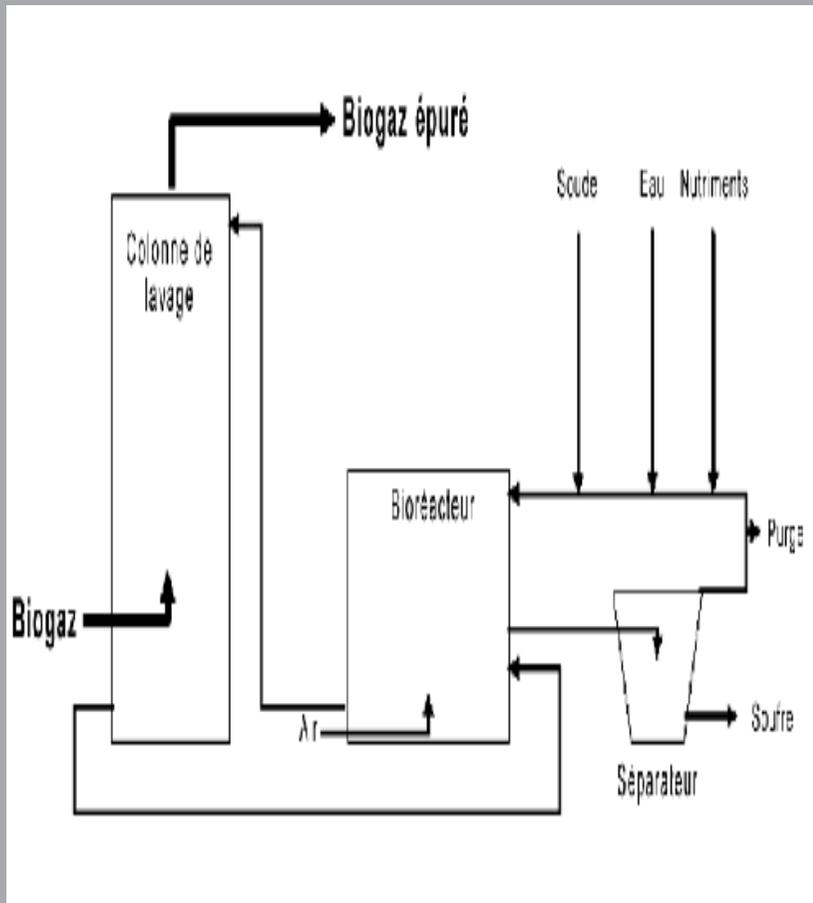
Cette technique offre un contrôle facile et une stabilité de la maintenance, y compris avec des variations fortes de qualité et de quantité du biogaz brut. Le taux de H₂S peut ainsi descendre en dessous de 5 ppm à l'issue du traitement. Le traitement classique permet habituellement une performance de 50 ppm.

Cette méthode doit être envisagée en cas de grandes variations du taux de H₂S lors de la production du biogaz.



Les Systèmes de Traitement du Biogaz

Bio désulfuration : scrubber humide



Le biogaz contenant du sulfure d'hydrogène pénètre dans la colonne de l'absorbeur et est lavé au moyen d'un liquide de nettoyage de nature alcaline qui absorbe le sulfure d'hydrogène.

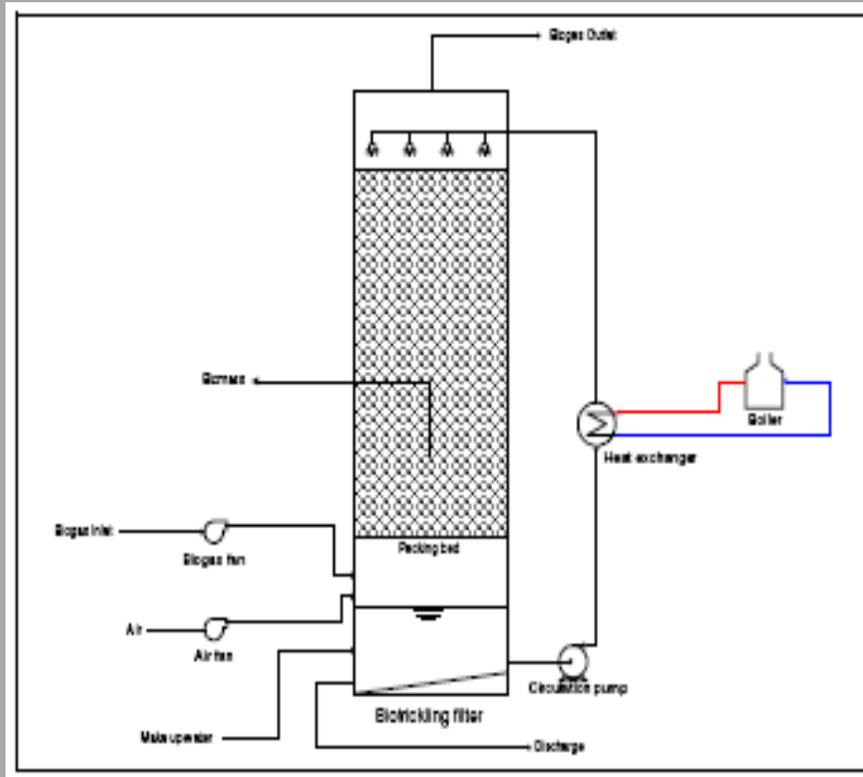


Lorsqu'il sort de la partie supérieure de l'absorbeur, le biogaz est virtuellement exempt de sulfure d'hydrogène. Le liquide contenant du sulfure s'écoule vers le bioréacteur, où des bactéries l'oxydent et le transforment, dans des conditions de limitation de l'oxygène, en soufre et en caustique.



Les Systèmes de Traitement du Biogaz

Bio désulfuration : trickling filter

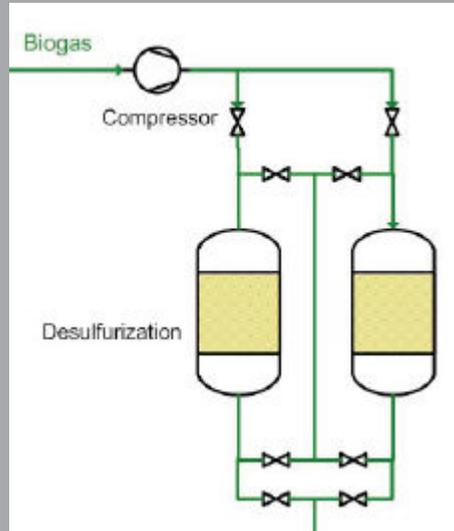


Le biogaz et l'air sont mélangés avec un média circulant à contre courant d'un débit d'eau dans une colonne verticale. Quand de l'oxygène (air comprimé) est ajouté au biogaz, une bactérie aérobique spécifique l'Acidithiobacillus oxyde l'H₂S en sulfure élémentaire et/ou en acide sulfurique.

L'eau et les nutriments sont pulvérisés au-dessus du média. Afin de créer la température idéale pour le processus biologique, un chauffage peut être ajouté par l'intermédiaire d'un échangeur de chaleur dans la boucle de circulation de l'eau.

Les Systèmes de Traitement du Biogaz

Adsorption sur Charbon Actif



Le CHARBON ACTIF possède une structure poreuse et une grande surface d'échange de l'ordre de 1 000 m²/g. Les molécules à traiter sont retenues en surface, adsorbées par des interactions physiques. La capacité d'adsorption dépend des caractéristiques du charbon actif employé ainsi que de la température et de l'humidité de l'effluent à traiter.

3 - Les Systèmes de Traitement

- Traitement des Autres Polluants:

Cadium

+ Mercure

+ Thallium

Arsenic

+ Sélénium

+ Tellure

Plomb

Antimoine + Chrome + Cobalt + Cuivre +
Étain + Manganèse + Nickel + Vanadium
+ Zinc

Valeurs faibles dans les gaz

Valeurs dans les fumées dépend de la quantité dans le gaz

Pas de Pollution liée au moteur

Peu d'expérience sur les traitement du biogaz

3 – Conséquences sur L'exploitation

- Traitement des fumées :

- Coût d'entretien des Catalyseurs
- Coût de Consommables : Urée,...
- Coût d'électricité,...
- Baisses des rendements électriques

- Traitement du Biogaz :

- Coût de consommables : soude, Charbon actif,...
- Coûts de maintenance,...
- Gain sur la maintenance des moteurs

5 – Quelques Photos



Dépôts de soufre dans un échangeur de fumées



Gas Requirements TI 1000 – 0300



Les Systèmes de Traitement des Fumées

- Réduction du CO et COV



Puissance site:
1426 kW électrique

CO < 150 mg/Nm³

HC < 150 mg/Nm³

NMHC < 20 mg/Nm³

Landfill gas plant Cavenago, Italy





Activated Carbon Adsorber





Gaz de méthanisation de Amiens – France



Nombre et type de moteurs:	2 x JMC 420 GS-BL
Combustible:	Gaz de méthanisation
Puissance électrique:	2,8 MW



6 - Conclusion

- Des contraintes Impotantes
- Des investissements supplémentaires
- Des coûts d'exploitations supplémentaires
- Des baisses de rendements électriques (1%)

Mais :

- Des réponses technologiques : moteurs, techniques de traitement,...
- Une meilleure image environnementale
- Des gains sur les plans de maintenance

Clarke Energy France

Filiale à 100% de Clarke Group

CA France : 72 M€ en 2012

53 M€ en 2011

Clarke Energy France : 111 employés

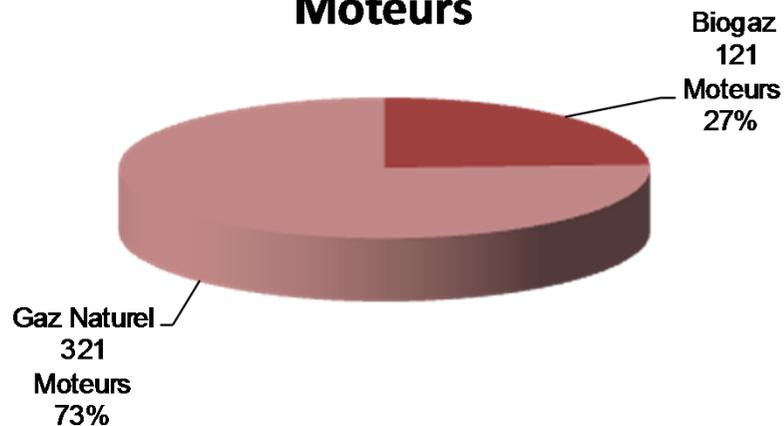
Clarke Energy Tunisie : 5 employés

Bureau de liaison Algérie : 3 employés

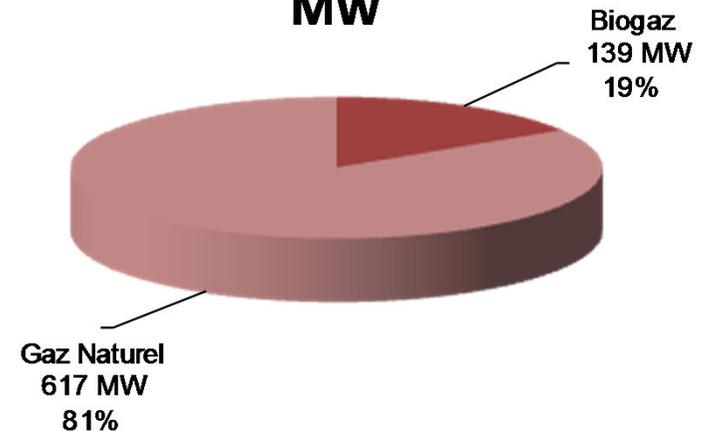
442 moteurs

756 MW électrique

Moteurs



MW



Clarke Energy France

Clarke Energy France
ZA de la Malle
RD 6
13320 BOUC BEL AIR
France

+33 (0)442 90 75 75
www.clarke-energy.fr

Merci de votre attention

