



Clarke Energy

Ingénierie - Installation - Maintenance



Distributeur et Prestataire de Service
Moteurs à gaz

Présentation de Clarke Energy

1. Nouveau contexte réglementaire
2. Les paramètres de combustion des moteurs
3. Les systèmes de traitement
4. Conséquences sur l'exploitation



Clarke Energy France

Filiale à 100% de Clarke Group

CA France :

72 M€ en 2013

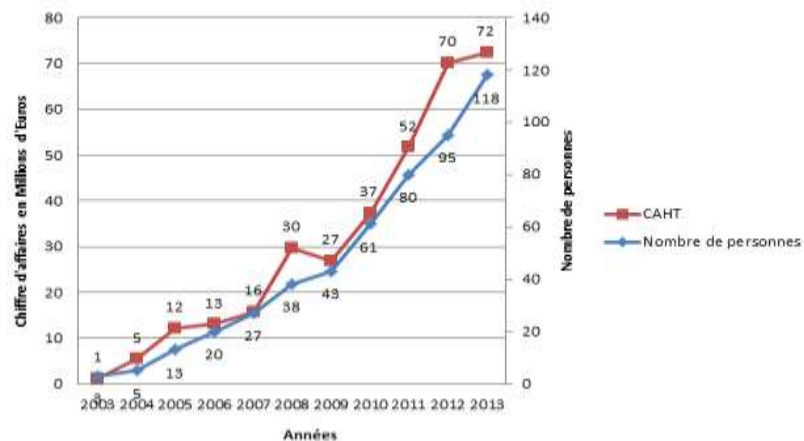
70 M€ en 2012

Clarke Energy France : 120 employés

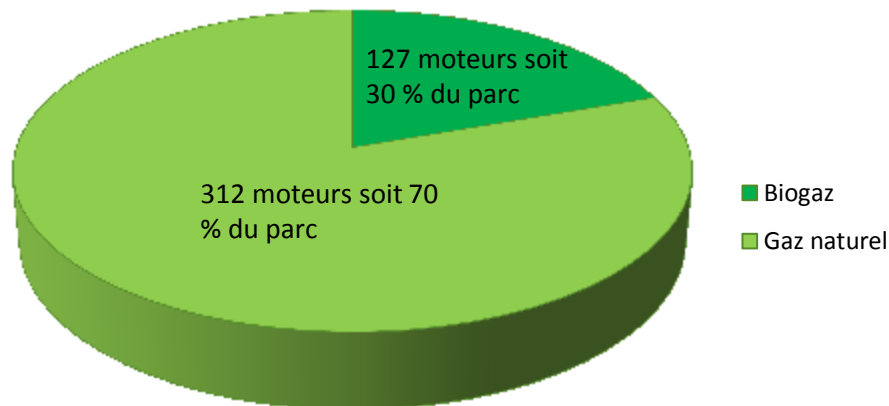
Clarke Energy Tunisie : 5 employés

Bureau de liaison Algérie : 3 employés

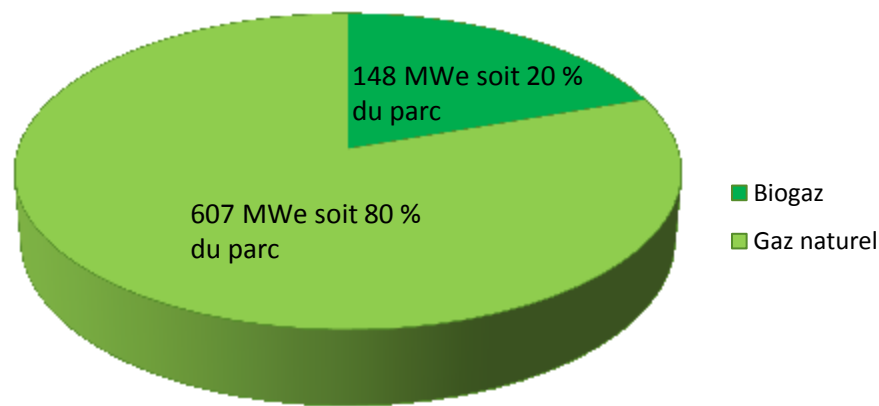
Evolution du Chiffre d'Affaire et du Personnel
Clarke Energy France

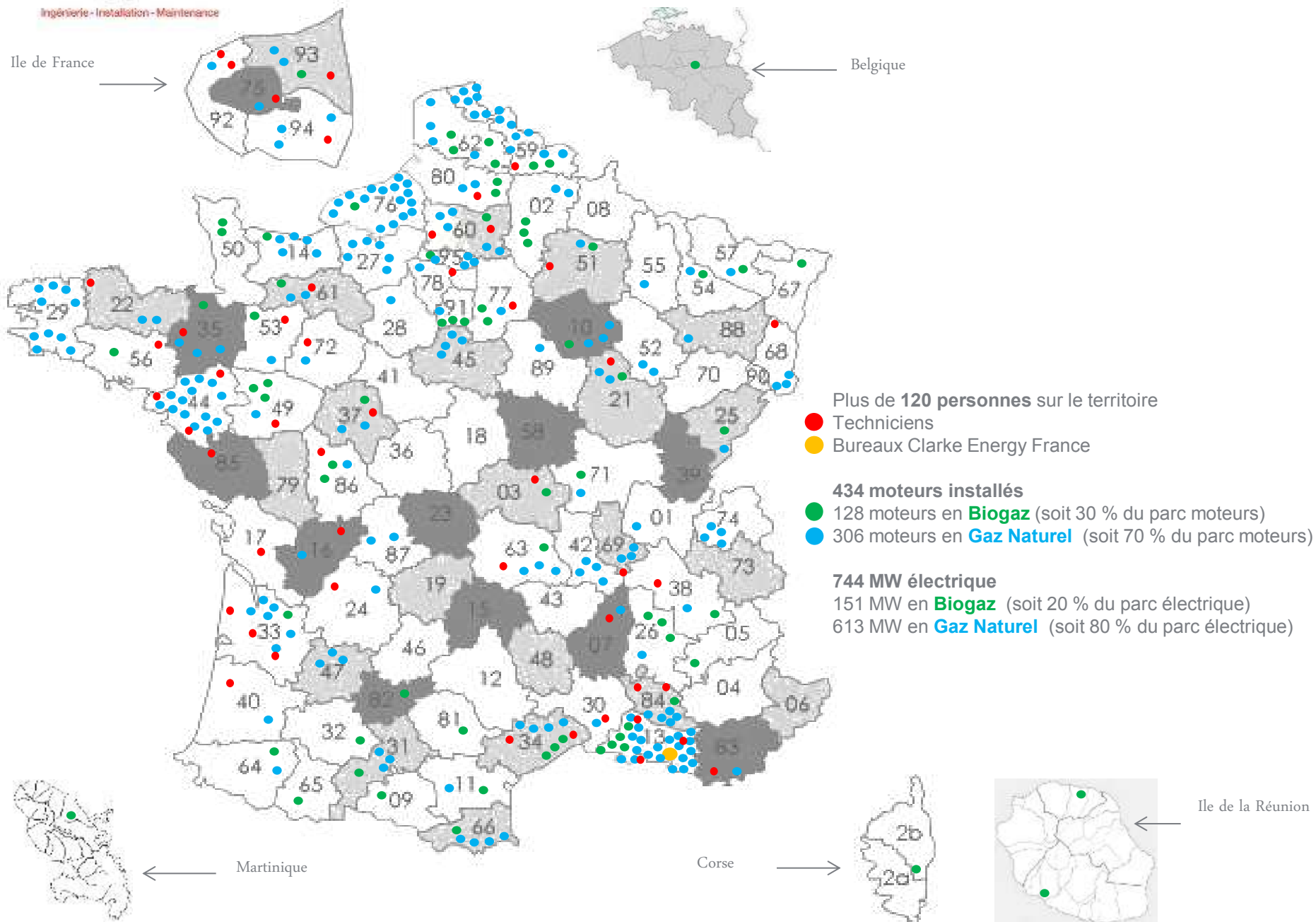


439 moteurs



755 MW électrique





Le groupe

Créé en 1989 au R-U comme entreprise de service pour les moteurs

Siège social à Liverpool

Chiffre d'affaires de 270 millions d'€ en 2013 avec plus de 70% du chiffre en dehors du R-U

1,000 employés dans le monde

ISO9001 Qualité

ISO14001 Environnement

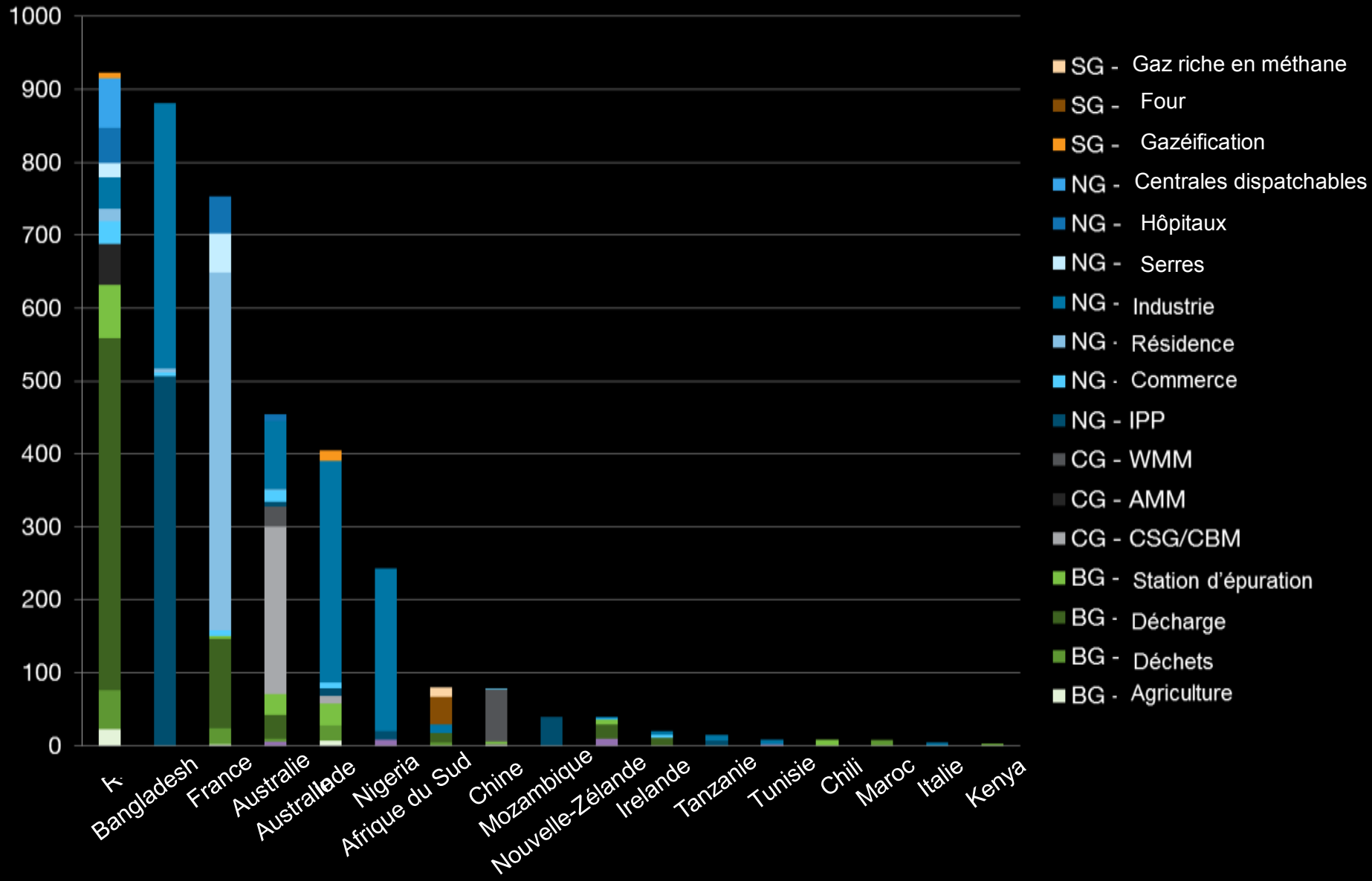
OHSAS 18001 – Santé & Sécurité



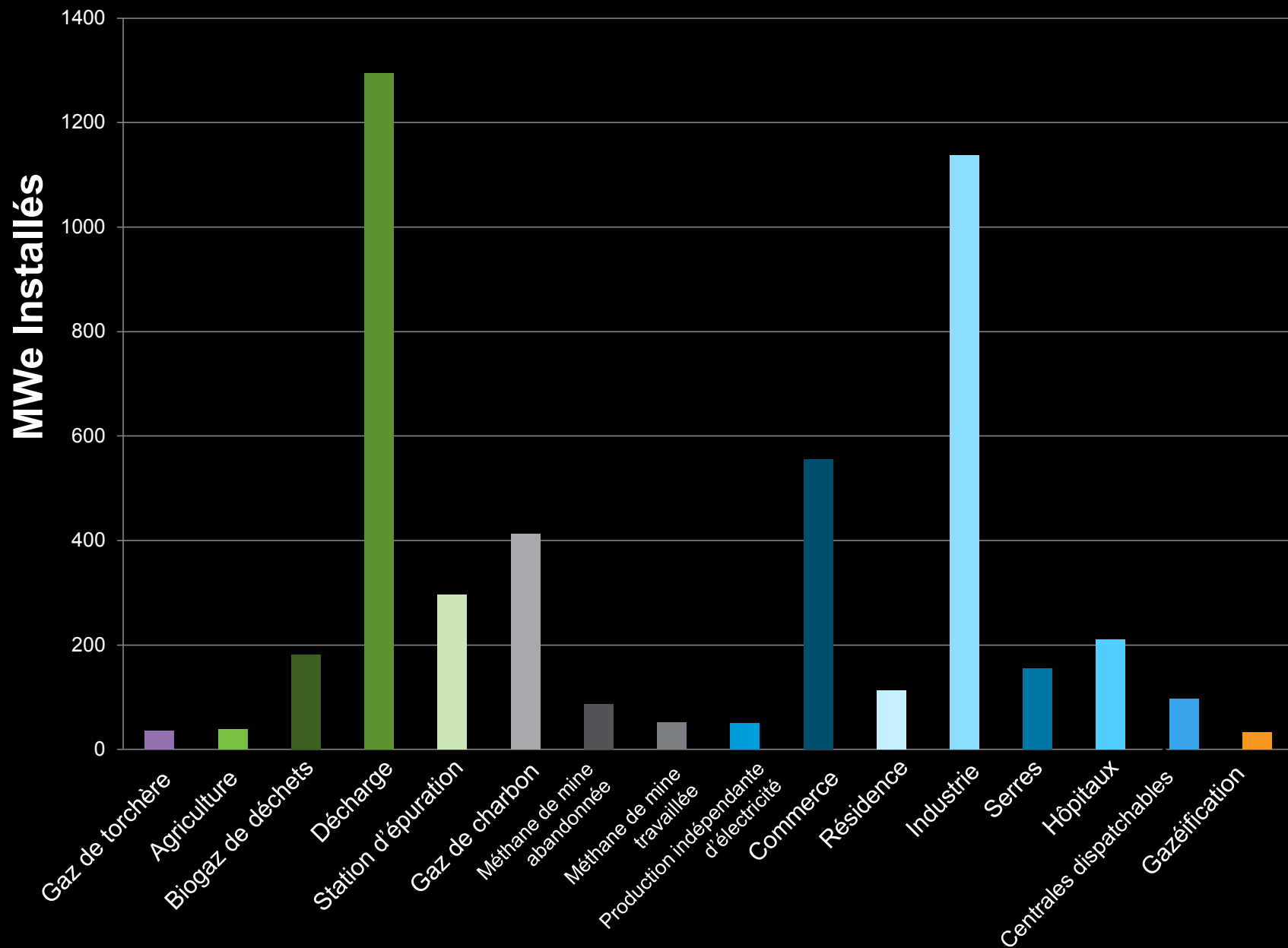


Implantation

MW installés



Application



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 agricole

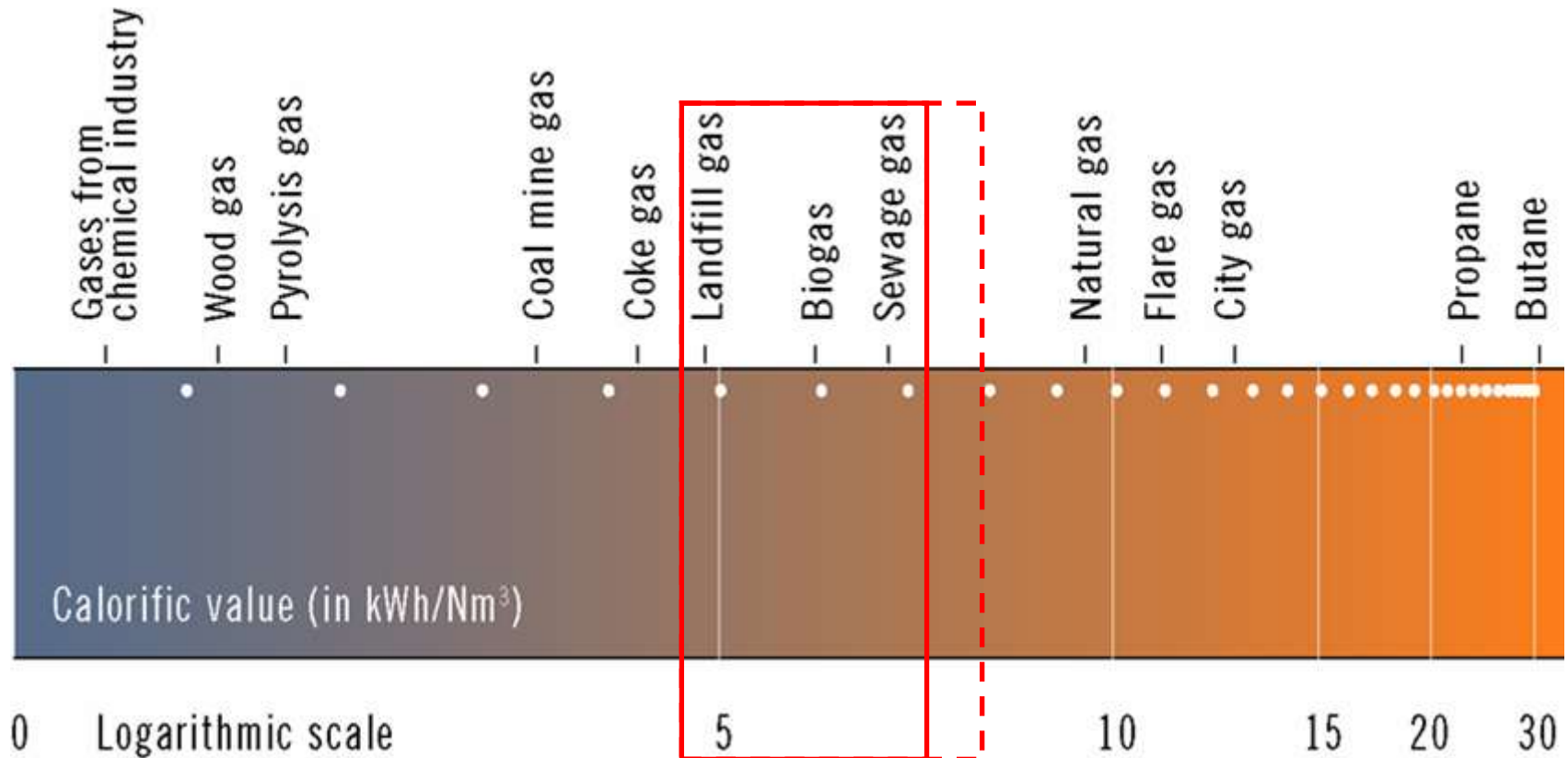
ARRÊTÉ APPLICABLE SELON DECRET N° 2013-814 DU 11/09/13 MODIFIANT LA NOMENCLATURE DES INSTALLATIONS CLASSÉES

		Arrêté	2910 A	2910B	2910C	
		Type	Autorisation	Enregistrement	Déclaration	Enregistrement
			Autorisation accordée après 28/09/13 ou Demande complète d'autorisation avant 28/09/13 avec mise en service après le 07/01/2014 (mg/m3 à 5% de O2)	(mg/m3 à 5% de O2)	(mg/m3 à 5% de O2)	(mg/m3 à 5% de O2)
ÉMISSION	CO		Gaz Naturel : 267 mg/Nm3 Autres Gaz : 667 mg/Nm3 (267 mg/Nm3 si P>50 MWpci)	1200 mg/Nm3	1200 mg/Nm3	1200 mg/Nm3
	Nox		P<50MW pci => 267 mg/Nm3	267 mg/Nm3	525 mg/Nm3	270 mg/Nm3
			P>50MW pci => 200 mg/Nm3			
	SO2		27 mg/Nm3	107 mg/Nm3	100 mg/Nm3	100 mg/Nm3
	Poussières		27 mg/Nm3	11 mg/Nm3	10 mg/Nm3	10 mg/Nm3
	Formaldéhydes		40 mg/Nm3	40 mg/Nm3	40 mg/Nm3	40 mg/Nm3
	Ammoniac		N.A (53 mg/Nm3 seulement si SCR)	N.A	20 mg/Nm3 (seulement si SCR)	20 mg/Nm3 (seulement si SCR)
	HAP		0,27 mg/Nm3	0,27 mg/Nm3	N.A	
	Cadium + Mercure + Thalium		0,27 mg/Nm3 pour la somme et 0,133 mg/Nm3 par métal	0,27 mg/Nm3 pour la somme et 0,133 mg/Nm3 par métal		
	Arsenic + Sélénium + Tellure		2,67 mg/Nm3	2,7 mg/Nm3		
	Plomb		2,67 mg/Nm3	2,7 mg/Nm3		
	Antimoine + Chrome + Cobalt + Cuivre + Étain + Manganèse + Nickel + Vanadium + Zinc		53 mg/Nm3	53 mg/Nm3		
	HCL		N.A	N.A	10 mg/Nm3	10 mg/Nm3
	HF				5 mg/Nm3	5 mg/Nm3
	Composés organiques volatils non méthanique				50 mg/Nm3	50 mg/Nm3

2. Les paramètres de combustion des moteurs

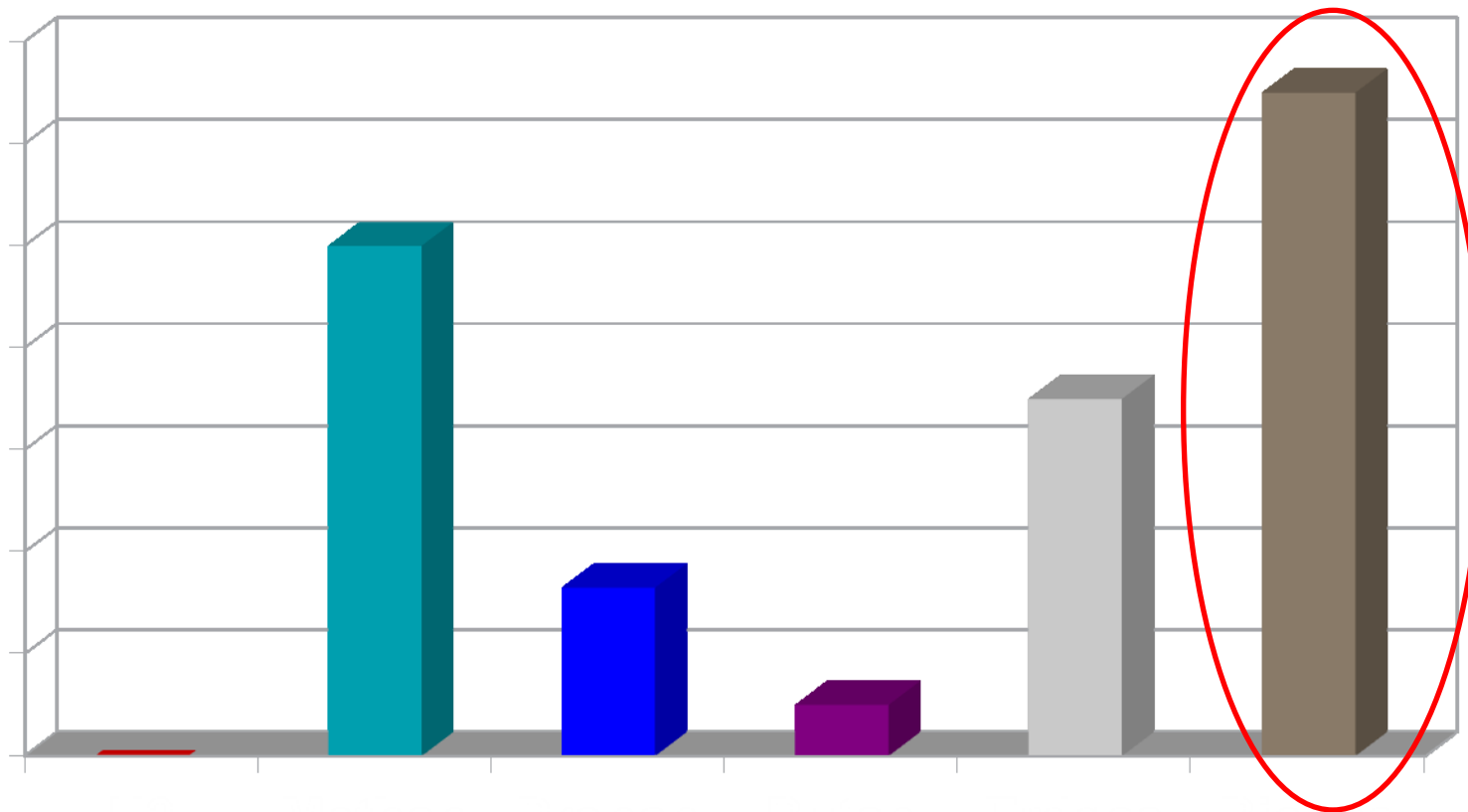
- Pouvoir calorifique
- Indice de méthane
- Taux de méthane
- Vitesse laminaire de flamme
- Coefficient lambda : indice de mélange
- Réglage de la combustion
- Limite de combustion

Pouvoir Calorifique Gaz utilisés par GE Jenbacher



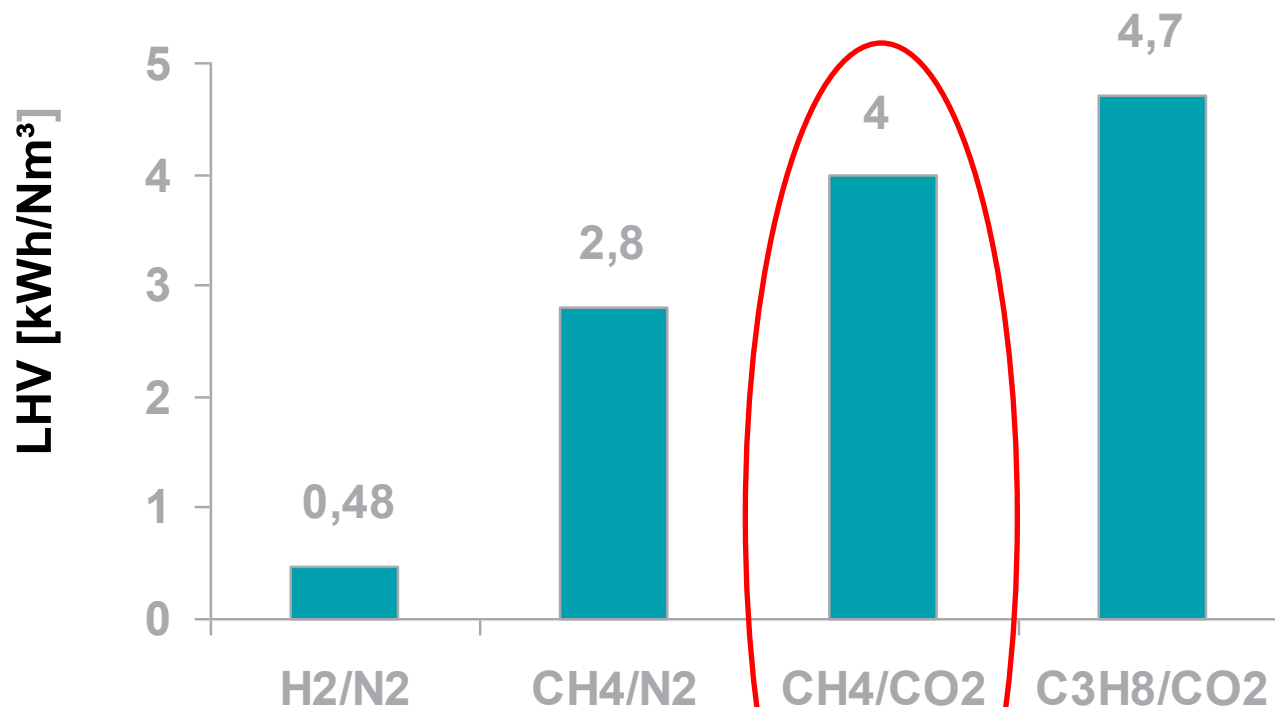
Le biogaz convient parfaitement à la combustion des moteurs à gaz

Indice de méthane



Indice de méthane biogaz élevé > peu de risque de cognage

Limites de Combustion “air free ratio”

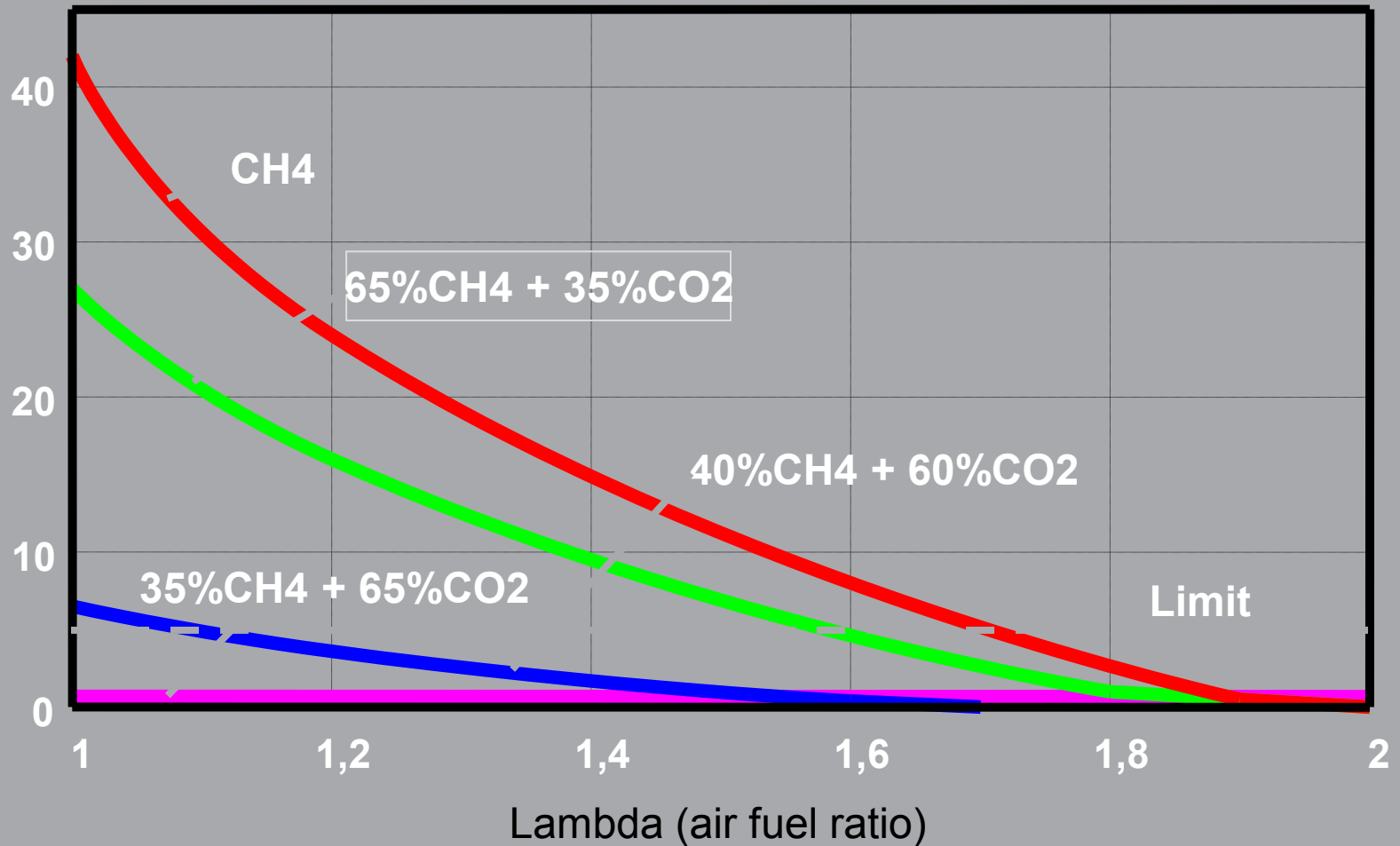


Ratio	H ₂ /N ₂	CH ₄ /N ₂	CH ₄ /CO ₂	C ₃ H ₈ /CO ₂
Volume [%]	16/84	28/72	40/60	18/82
PCI [kWh/Nm³]	0,48	2,8	4,0	4,7

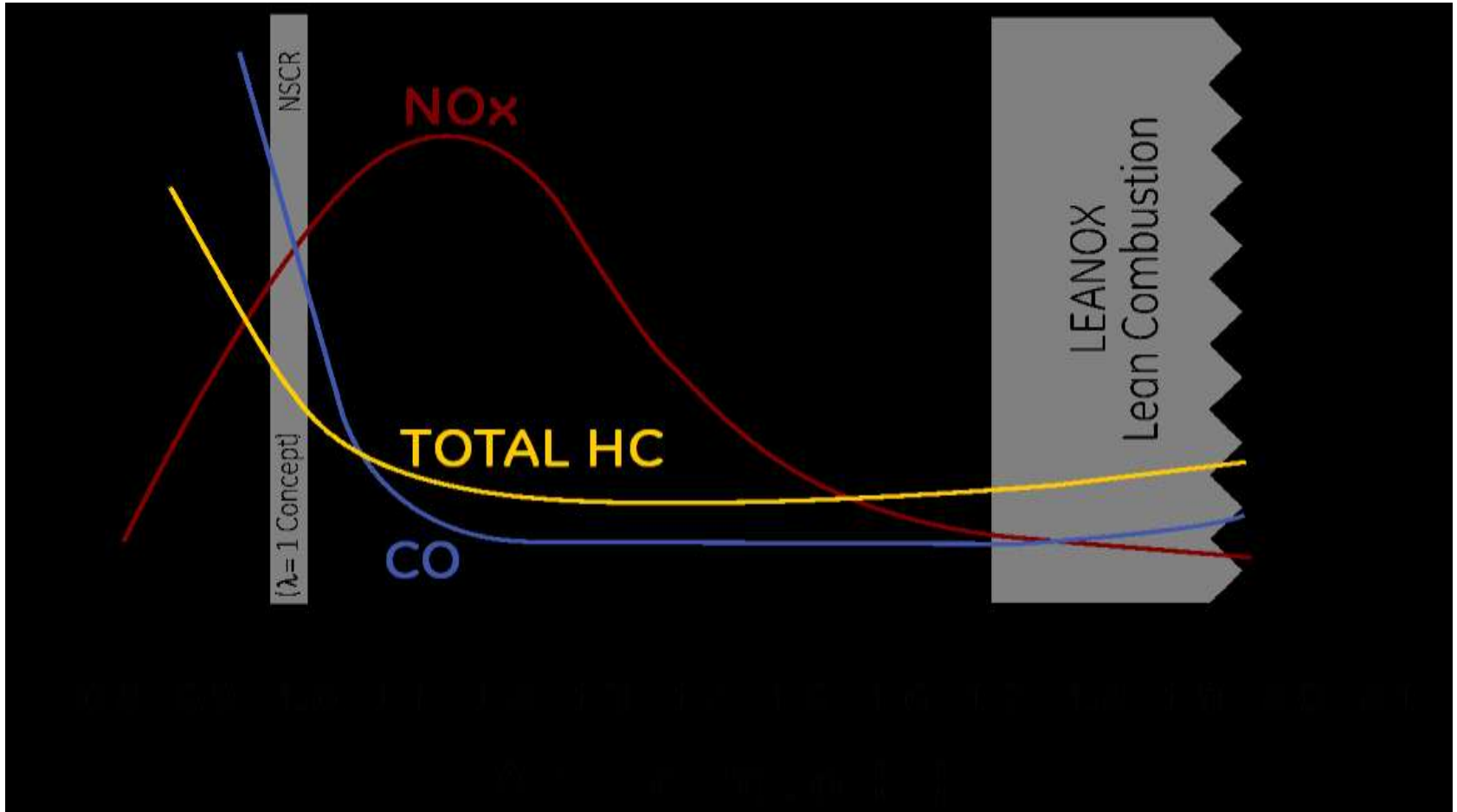
Rapport CH₄/CO₂ limite de combustion

Vitesse laminaire de flamme

lam. Flame speed [cm/sec]

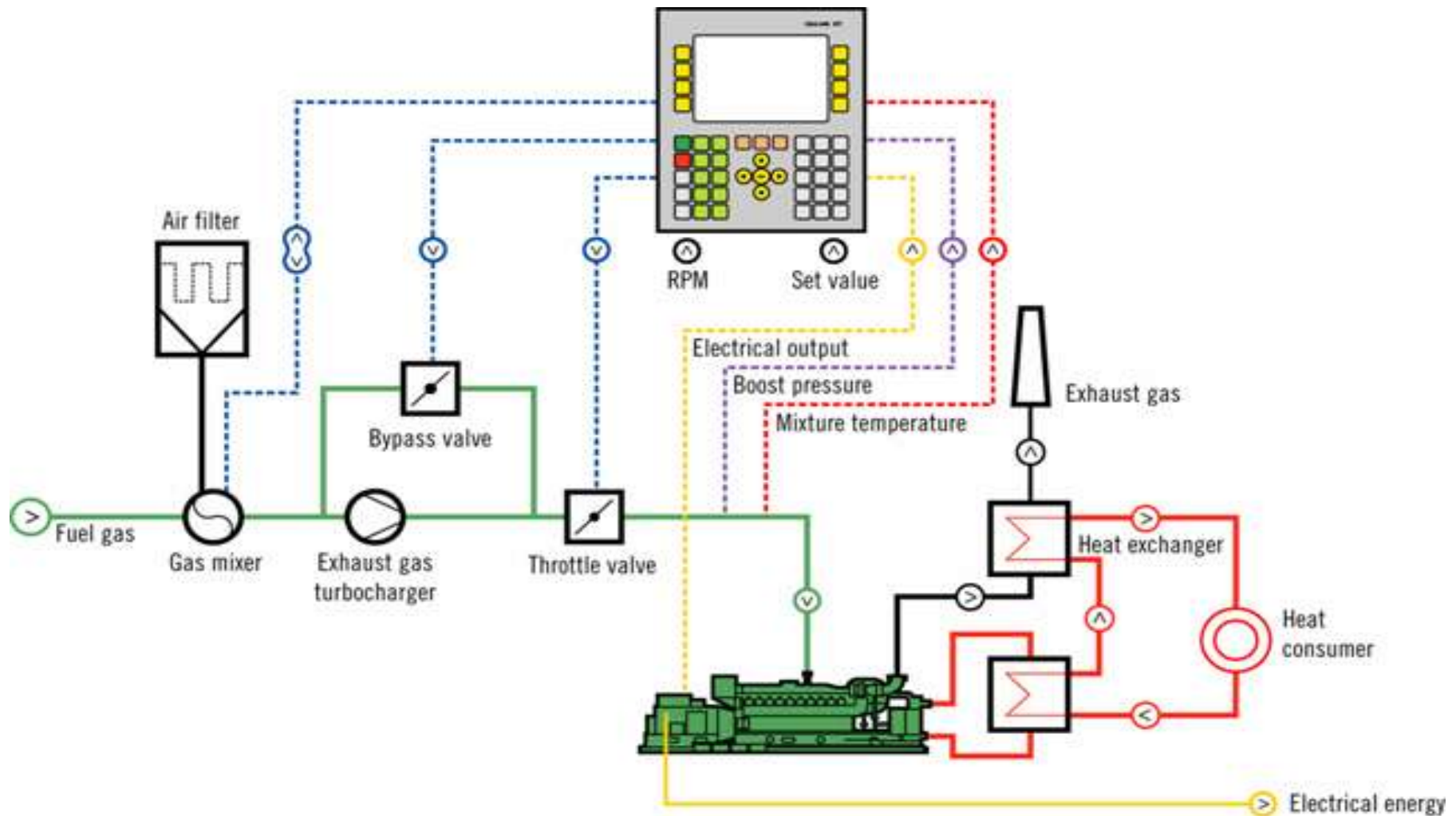


Combustion pauvre avec moteurs à gaz



Combustion pauvre = faibles limites d'émission de NOx ($\geq 500 \text{ mg / m}^3$)
Températures de combustion réduites = plus grande efficacité et sorties spécifiques

Combustion pauvre avec moteurs à gaz



3. Les systèmes de traitement

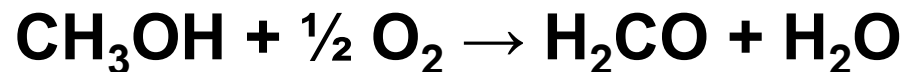
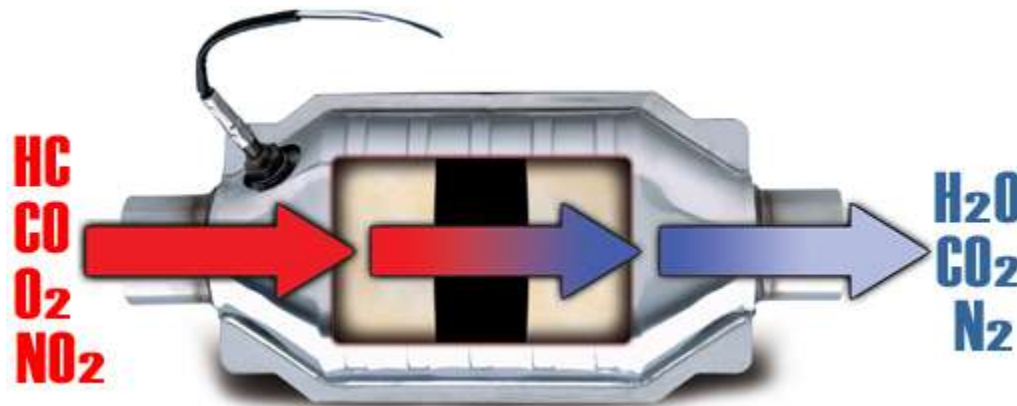
- Traitement du biogaz :

- H₂S
- Siloxanes
- Autres polluants

- Traitement des Formaldéhydes et du CO :

- Catalyseurs d'Oxydation
 - ➔ Traitement du biogaz poussé
- Traitement Thermique
 - ➔ Investissement et encombrement importants

Catalyseurs d'Oxydation Traitement du CO et Formaldéhydes



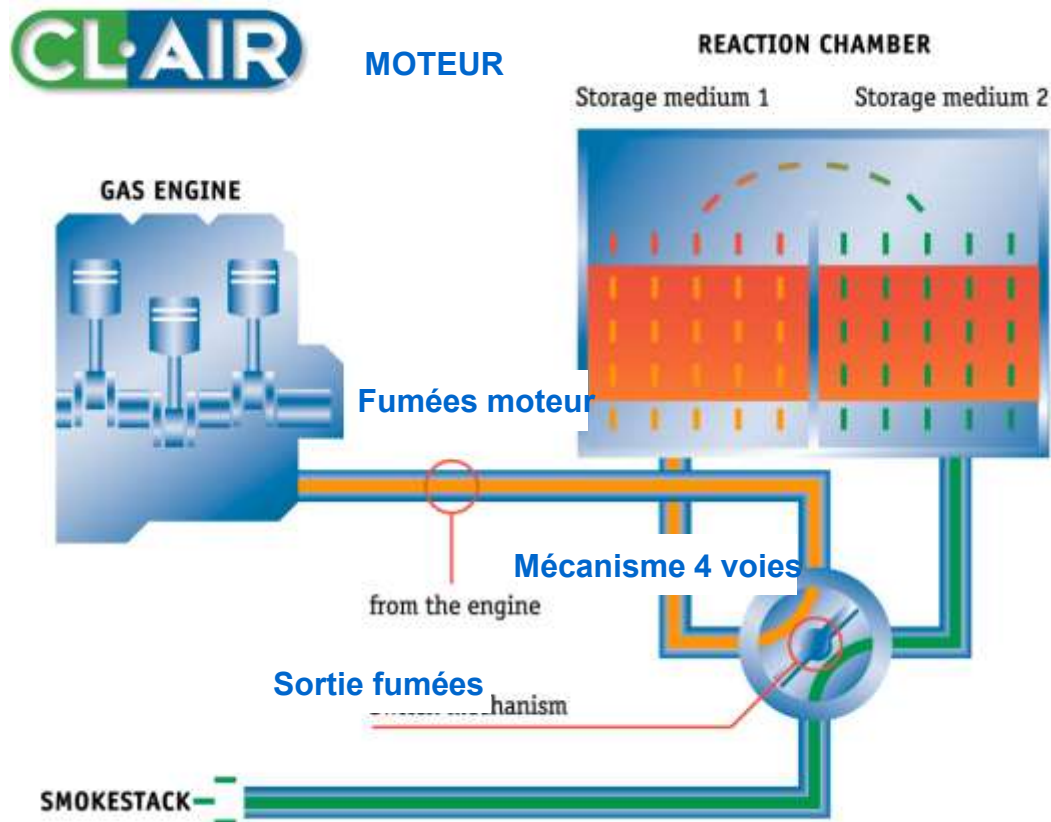
Catalyseurs convertissent : monoxyde de carbone (CO) + hydrocarbures imbrûlés (HC) en dioxyde de carbone (CO₂) et eau (H₂O)

Zéro élimination d'oxydes d'azote (NO_x)

Zéro baisse de quantité de particules émises

Majorité des catalyseurs sont en argent métallique/mélange d'oxyde de fer, de molybdène et de vanadium > réaction des Formaldéhydes et du dioxygène à 400 °C

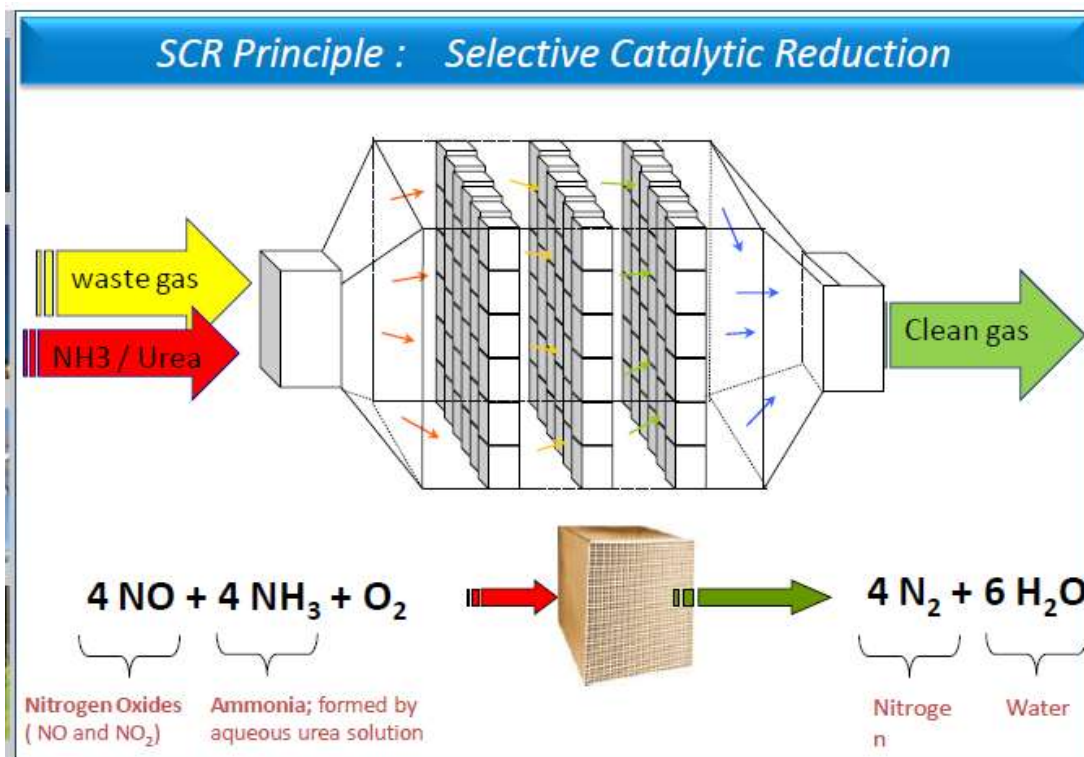
Traitement thermique des gaz d'échappement



Caractéristiques du système CL.AIR :

Une fois les gaz d'échappement chauffés à environ 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

Principe de catalyse



Catalyseurs de NOx Nid d'abeille



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

- $H_2S < 1\,200 \text{ mg/10 kWh}$

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 inférieure au point de rosée ⚡

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 

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)

Valeurs faibles dans les gaz

Valeurs dans les fumées dépend
de la quantité dans le gaz

Aucune pollution liée au moteur

Peu d'expérience sur traitement
du biogaz

Cadium
+ Mercure
+ Thalium

Arsenic
+ Sélénium
+ Tellure

Plomb

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

4. Conséquences sur l'exploitation

- Traitement des fumées :
 - Coût d'entretien des catalyseurs
 - Coût des consommables
 - Coût d'électricité

- Traitement du Biogaz :
 - Coût des consommables
 - Charbon actif
 - Coût de maintenance
 - Baisse de rendement électrique
 - Gain sur la maintenance des moteurs

Dépôts de soufre dans un échangeur de fumées



Systèmes de traitement des fumées



Puissance site

1 426 kW électrique

CO < 150 mg/Nm³

HC < 150 mg/Nm³

NMHC < 20 mg/Nm³

Réduction du CO et COV

Clarke Energy

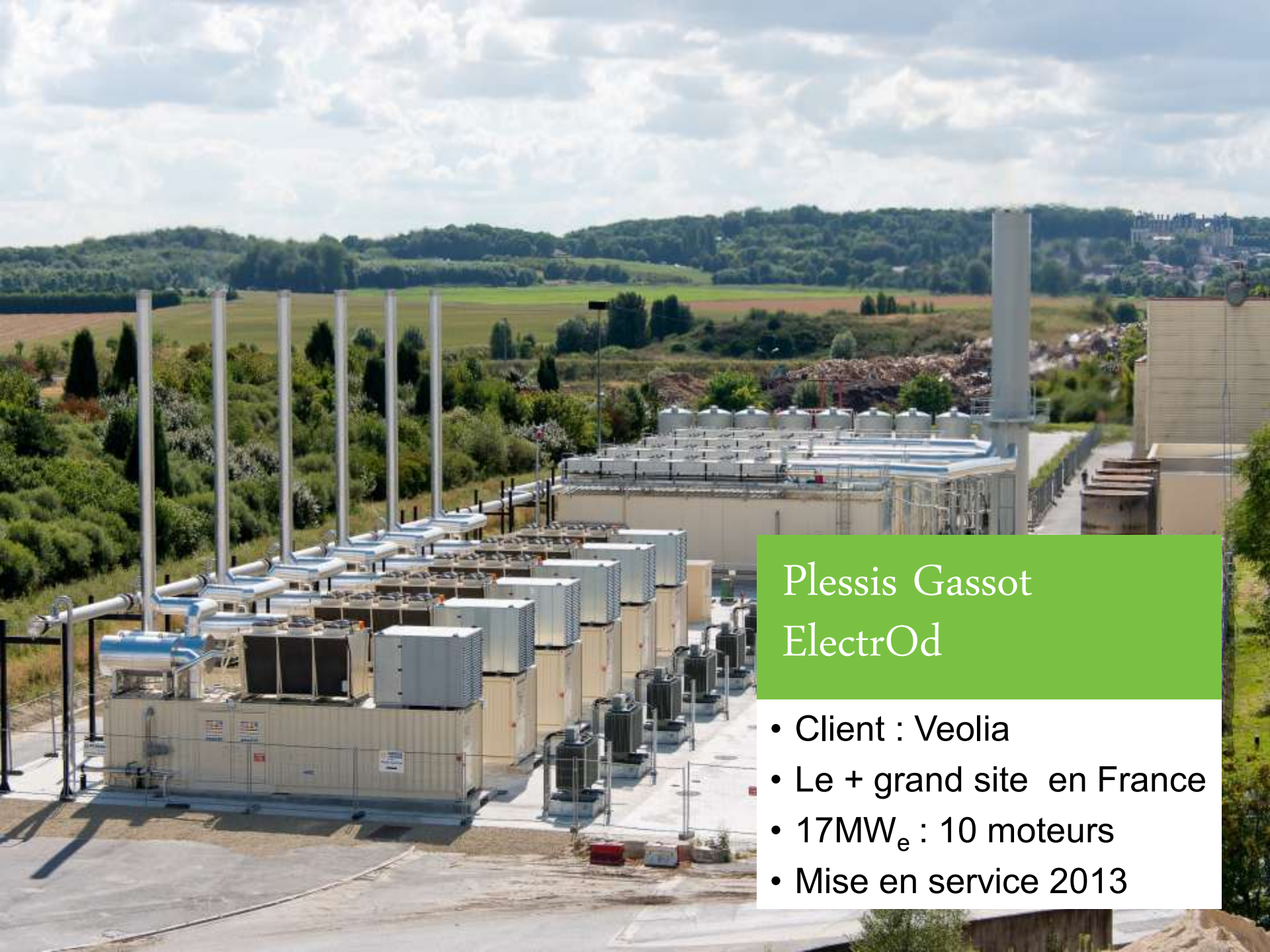
Ingénierie - Installation - Maintenance



Clarke Energy

Ingénierie - Installation - Maintenance





Plessis Gassot ElectrOd

- Client : Veolia
- Le + grand site en France
- 17MW_e : 10 moteurs
- Mise en service 2013

EN CONCLUSION

Des contraintes importantes

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

A photograph of a large industrial building at dusk. The building has a white upper section and a brick lower section. A large, illuminated sign for 'Clarke Energy' is mounted on the white section, with the word 'Clarke' in black and 'Energy' in white. Below it, a smaller sign in red letters reads 'Engineer - Install - Maintain'. A small antenna is visible on the roof.

Clarke Energy

Engineer - Install - Maintain

Clarke Energy
Power House
Knowsley Industrial Park
Liverpool
UK

Tel: +44 151 546 4446

Fax: +44 151 547 1250

www.clarke-energy.com