



ADEME

20 Avenue du Grésillé- B.P. 406
49004 ANGERS CEDEX 01
Téléphone : 02 41 20 41 20
sandrine.wenisch@ademe.fr



Gaz de France Direction de la Recherche
361, av. du Président Wilson BP33
93 211 SAINT-DENIS LA PLAINE
Téléphone :01.49.22.54.14
elodie.minodier@gazdefrance.com

**Analyse du Cycle de Vie
des modes de valorisation énergétique du biogaz
issu de méthanisation
de la Fraction Fermentescible des ordures ménagères collectées sélectivement
en France
- Synthèse -**

Septembre 2007

Analyse du Cycle de Vie réalisée par :



RDC-Environnement :
Téléphone :00 32 2 420 28 23
michael.ooms@rdcenvironment.be,
bernard.decaevel@rdcenvironment.be
www.rdcenvironment.be

Revue critique et co-rédaction de la synthèse réalisées par :



Bio Intelligence Service :
Téléphone : 01 56 20 28 98
yannick.leguern@biois.com
eric.labouze@biois.com
www.biois.com

I. INTRODUCTION

I.1. OBJECTIF DE L'ÉTUDE

Dans un premier temps, Gaz de France et l'ADEME ont souhaité identifier le meilleur mode valorisation du biogaz **issu de la méthanisation de la FFOM (Fraction Fermentescible des Ordures Ménagères) collectée sélectivement**. Dans un second temps, les commanditaires ont souhaité évaluer le bilan des forces et faiblesses des deux principaux modes de valorisation de la FFOM : biométhanisation et compostage.

A travers cette étude, deux questions sont ainsi abordées :

- **Quel est le meilleur mode valorisation du biogaz** issu de la méthanisation : sous forme de carburant véhicule, de chaleur ou d'électricité ? (Question « Biogaz »)
- **Quel est le meilleur mode de traitement de la FFOM** collectée sélectivement : méthanisation ou compostage industriel ? (Question « Compost »)

L'objectif de cette étude n'était pas d'étudier en détails le bilan environnemental du compostage industriel de la FFOM collectée sélectivement. Les conclusions portent sur l'écart entre ces différentes filières et non sur la valeur absolue de la filière de compostage (qui dépend fortement des hypothèses retenues). Les résultats de cette étude ne peuvent en aucun cas permettre une comparaison de ces deux filières avec les autres modes de traitement (incinération, enfouissement...).

Cette étude est destinée principalement aux collectivités territoriales désirant mettre en place une filière de valorisation du biogaz produit à partir de FFOM ou, plus généralement, se posant la question du meilleur mode de traitement des déchets ménagers organiques collectés sélectivement.

I.2. MÉTHODOLOGIE GÉNÉRALE

L'étude est basée sur la méthode de l'analyse de cycle de vie. L'analyse de cycle de vie appliquée aux modes de valorisation de la FFOM consiste à quantifier les impacts environnementaux de l'ensemble des activités qui leur sont liés. Cette méthode repose sur le recensement des flux de matières et d'énergie prélevés ou émis dans l'environnement à chaque étape du cycle de vie. Ces flux sont ensuite traduits sous forme d'indicateurs d'impacts potentiels sur l'environnement. Cette méthode est encadrée par les normes ISO 14040 et ISO 14044. L'analyse du cycle de vie a été réalisée par RDC Environnement.

Afin de rendre publique les résultats et tel que le préconise l'ISO, l'ADEME a commandé une revue critique pour valider la conformité de l'étude et valider le choix des données et hypothèses utilisées au regard des objectifs de l'étude. Le comité de revue critique a été constitué des experts suivants :

- Yannick Le Guern, expert ACV de BIO Intelligence Service
- Penelope Vincent Sweet, de France Nature Environnement
- Christian Couturier, expert filières compostage et méthanisation de Solagro.
- Ari Rabl, expert énergie et impacts environnementaux de Centre Énergétique et Procédés de l'Ecole des Mines de Paris

I.3. DÉFINITION DE L'UNITÉ FONCTIONNELLE

Pour permettre une comparaison homogène entre les différents modes de valorisation du biogaz et les filières de valorisation de la FFOM considérées dans cette étude, on introduit une valeur de référence permettant d'exprimer les résultats selon un même service rendu : c'est l'unité fonctionnelle. Pour répondre aux questions "biogaz" et "compost", deux unités fonctionnelles ont été retenues :

- **Q. « Biogaz » :** *Valorisation d'1 Nm³ de biogaz brut (PCI 5,7 kWh/Nm³) produit à partir de 8 kg de FFOM collectée sélectivement dans une unité de biométhanisation.* La dénomination « biogaz brut » correspond au biogaz disponible en sortie de la méthanisation en amont d'éventuelles torchères et d'unités de valorisation énergétique.
- **Q. « Compost » :** *"Valorisation de 8 kg de FFOM collectée sélectivement en biogaz à différentes fins énergétiques ou en compost".* Cette quantité de FFOM correspond à la quantité de FFOM nécessaire à la production d'1 Nm³ de biogaz brut.

I.4. CHOIX DES CATÉGORIES D'IMPACTS

Les catégories d'impacts retenues pour cette étude sont (cf. définition en annexe) :

- La consommation d'énergie primaire non renouvelable
- L'effet de serre à 100 ans
- L'acidification de l'atmosphère
- L'eutrophisation des cours d'eau

Les impacts liés à la présence d'éventuels éléments traces métalliques ou de germes potentiellement pathogènes présents dans le compost n'ont pas été pris en compte car des études ont démontré que leurs impacts sont négligeables dans la mesure où les déchets organiques sont séparés à la source. Par ailleurs, les impacts spécifiques de la filière électronucléaire (radiations ionisantes, déchets...) n'ont pas été considérés compte tenu de l'état des connaissances scientifiques actuels.

I.5. SCÉNARIOS ÉTUDIÉS

Le champ de l'étude concerne l'arrivée de la FFOM collectée sélectivement sur le site de bio méthanisation jusqu'à la valorisation énergétique du biogaz et la valorisation agronomique du digestat issu de la biométhanisation de la FFOM.

Pour chaque filière de valorisation du biogaz, ont été considérés les impacts environnementaux générés à chaque étape du cycle de vie ainsi que les impacts évités du fait de la substitution à l'utilisation d'énergies fossiles (filières « conventionnelles »). Le tableau page suivante présente les principales hypothèses considérées pour chaque scénario ainsi que les filières conventionnelles substituées.

Pour répondre à la question sur les traitements biologiques, nous présentons également l'impact du traitement alternatif (compostage en hall fermé) de la FFOM collectée sélectivement nécessaire à la production d'1 Nm³ de biogaz brut (**8,3 kg**). La modélisation du compostage direct de la FFOM a été réalisée en tenant compte des aspects suivants :

- Les émissions lors du compostage industriel sous hall fermé, avec système de drainage et système d'aération (biofiltre).
- Les émissions lors de l'épandage du compost
- Les émissions évitées en cas de valorisation agronomique du compost en cultures légumières, maraîchage

Analyse du Cycle de Vie des modes de valorisation du biogaz de méthanisation en France
Synthèse - septembre 2007

UF	Filières	Procédés de valorisation		Filières substituées		
		Nm ³ de biogaz valorisé ¹	Production de biogaz brut	Fonction évitée	Procédés évités	
Valorisation d'1 Nm ³ de biogaz brut	Filière chaleur (fioul)	Combustion de 0,82 Nm³ de biogaz brut dans une chaudière de 2 à 20 MWth	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Digestion de 8,3 kg de FFOM avec compostage du digestat et valorisation de 3 kg de méthacompost ▪ Combustion de 0,08 Nm³ de biogaz brut dans une chaudière pour satisfaire les besoins en chaleur du site ▪ Consommation de 0,83 kWh pris sur le réseau ▪ Combustion de 0,1 Nm³ de biogaz brut à la torchère 	Production de 3,9 kWh / (en cas de valorisation à 100% de la chaleur)	Production et combustion de 0,45 litre de fioul dans une chaudière industrielle dans une chaudière industrielle de 1 MWth installée.	
	Filière chaleur (GN)				Production et combustion de 0,45 Nm³ de GN dans une chaudière industrielle d'une puissance > à 100 kWth installée.	
	Filière électrique	Combustion de 0,46 Nm³ de biogaz brut dans un groupe électrogène de 650 kW	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Digestion de 8,3 kg de FFOM avec compostage du digestat et valorisation de 3 kg de méthacompost ▪ Combustion de 0,44 Nm³ de biogaz brut pour satisfaire les besoins en chaleur et en électricité du site ▪ Combustion de 0,1 Nm³ de biogaz brut à la torchère 	Production de 0,85 kWh	Production 0,85 kWh selon le modèle moyen de production d'électricité en France.	
	Filière cogénération (fioul)	Combustion de 0,46 Nm³ de biogaz brut dans une unité de cogénération de 2 à 20 MWth			Production de : <ul style="list-style-type: none"> ▪ 0,85 kWh ▪ 1,9 kWh (en cas de valorisation à 100% de la chaleur)	Production 0,85 kWh selon le modèle moyen de production d'électricité en France.
	Filière cogénération (GN)					Production et combustion de 0,22 litre de fioul dans une chaudière industrielle dans une chaudière industrielle de 1 MWth installée.
	Filière carburant (diesel)	Combustion de 0,47 Nm³ de biogaz carburant dans un bus, voiture ou BOM. Ce biogaz carburant est produit à partir de 0,82 Nm³ de biogaz brut à 57% de méthane	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Digestion de 8,3 kg de FFOM avec compostage du digestat et valorisation de 3 kg de méthacompost ▪ Combustion de 0,08 Nm³ de biogaz brut dans une chaudière pour satisfaire les besoins en chaleur du site ▪ Consommation de 0,99 kWh pris sur le réseau ▪ Torchage de 0,1 Nm³ de biogaz brut 	Parcours de : <ul style="list-style-type: none"> ▪ 0,64 km en bus ▪ 6,8 km en voiture ▪ 0,40 km en BOM 	Production et consommation de diesel : <ul style="list-style-type: none"> ▪ 0,38 litre en bus ▪ 0,39 litre en voiture ▪ 0,34 litre en BOM 	
	Filière carburant (essence)				Production et consommation d'essence: <ul style="list-style-type: none"> ▪ 0,54 litre en voiture 	
	Filière carburant (GNV)				Production et consommation de GNV <ul style="list-style-type: none"> ▪ 0,48 NNm³ 	

¹. « Nm³ de biogaz valorisé » : calculé selon la formule suivante : 1 m³ de biogaz brut à la sortie du digesteur moins la partie autoconsommée et la partie brûlée à la torchère

II. RESULTATS ET CONCLUSIONS

II.1. Quel est le meilleur mode valorisation du biogaz ?

Le tableau suivant présente les résultats obtenus pour les 4 indicateurs d'impacts potentiels sur l'environnement retenus dans cette étude pour chaque filière de valorisation.

Les chiffres négatifs (en gris clair) indiquent que les émissions générées par la production biogaz sont moins importantes que les émissions évitées du fait de la substitution aux énergies fossiles.

Les chiffres positifs¹ (en gris foncé) indiquent que les émissions générées par la production biogaz sont plus importantes que les émissions évitées du fait de la substitution aux énergies fossiles.

Les chiffres en **gras** indiquent les filières **les mieux positionnées** pour chaque indicateur.

Unité fonctionnelle : Valorisation d'1 Nm³ de biogaz brut (PCI 5,7 kWh/Nm³)

Valorisation biogaz (filière substituée)	Energie primaire non renouvelable MJ	Effet de serre à 100 ans g éq CO2	Acidification g éq SO2	Eutrophisation g éq PO42-
Chaleur (fioul)	-13	-1 390	1,5	0,59
Chaleur (GN)	-8,6	-1 141	4,0	0,74
Electricité	-9,8	-327	3,8	0,76
Cogénération (fioul)	-20	-920	3,2	0,72
Cogénération (Gaz Naturel)	-18	-800	4,4	0,80
Carburant (Bus diesel)	-7,0	-1 176	-4,7	0,11
Carburant (Bus GNV)	-7,8	-1 297	3,0	0,70
Carburant (BOM diesel)	-5,1	-1 020	-4,9	0,10
Carburant (BOM GNV)	-7,8	-1 299	3,0	0,70
Carburant (Voiture diesel)	-7,4	-1 241	1,2	0,54
Carburant (Voiture essence)	-13	-1 566	0,88	0,56
Carburant (Voiture GNV)	-7,8	-1 336	3,0	0,70

Conclusion 1 : Le bilan environnemental de la valorisation du biogaz est nuancé lorsque l'on compare avec les énergies fossiles

Quelque soit le mode de valorisation énergétique (chaleur ou carburant), l'utilisation de biogaz présente un bénéfice en termes de consommation d'énergie primaire non renouvelable et d'effet de serre à 100 ans. La prise en compte des émissions de gaz à effet de serre de la collecte sélective ne remet pas en cause le bénéfice des différentes modes de valorisation pour cet indicateur. Les tendances observées pour le bilan énergie primaire sont similaires à celles observées pour l'indicateur effet de serre avec une meilleure position pour les filières "cogénération" en raison de la prise en compte des quantités d'uranium évitées pour la production d'électricité.

L'utilisation de biogaz présente un avantage en termes d'acidification de l'air uniquement lorsqu'il se substitue à l'utilisation de diesel pour des bus ou des BOM. Le biogaz évite les émissions atmosphériques de composés soufrés, contenus dans le diesel. Par ailleurs, l'utilisation de biogaz carburant dans des bus ou des BOM émet moins d'oxydes d'azote par rapport à l'utilisation de diesel (ce qui n'est pas le cas pour les véhicules légers).

La valorisation énergétique du biogaz n'apporte pas de bénéfice en terme d'eutrophisation des eaux, quelque soit la filière. Les filières les moins impactantes sont les filières de valorisation du biogaz carburant dans des bus et des BOM en substitution au diesel.

¹ Les chiffres positifs indiquent que l'impact de la production du biogaz dépasse le gain environnemental de sa valorisation. Ceci ne veut pas dire que cette filière de traitement des déchets organiques n'a aucun intérêt, car cette étude ne prend pas en compte les filières de traitement évitées (Incinération ou Centre de stockage)

Conclusion 2 : Les filières de valorisation sous forme de biogaz carburant dans des bus ou des BOM en substitution au diesel sont les plus intéressantes au regard des 4 indicateurs retenus (effet de serre, acidification, eutrophisation et énergie).

Globalement, pour les impacts effet de serre, acidification, eutrophisation, les valorisations sous forme de carburant apparaissent plus favorables que les valorisations par cogénération et sous forme électrique. Cette tendance est moins bien marquée, si on se substitue à du carburant au gaz naturel, pour les catégories d'impacts acidification et eutrophisation.

La valorisation sous forme de biogaz carburant dans des bus ou des BOM en substitution au diesel est particulièrement intéressante pour les indicateurs "acidification" et "eutrophisation".

Conclusion 3 : La cogénération est particulièrement intéressante en termes de consommation d'énergie non renouvelable

Pour la catégorie d'impact "énergie primaire non renouvelable", ce sont les filières de cogénération qui sont préférables car elles permettent d'atteindre un rendement global élevé du fait de la production combinée de chaleur et d'électricité.

Pour les autres catégories d'impact, la cogénération présente un bilan moins intéressant que la filière thermique en substitution au fioul. Les impacts évités par la production combinée d'électricité et de chaleur sont moindres par rapport à ceux évités en cas de valorisation thermique uniquement². Cela suppose que 100% de la chaleur produite par la filière tout thermique soit bien valorisée. Dans le cas où les besoins en chaleur d'un client externe sont identiques pour les deux filières de valorisation (thermique et cogénération). La valorisation du biogaz dans une unité de cogénération devient plus intéressante du point de vue des émissions de gaz à effet de serre en raison de la production d'électricité évitée.

Conclusion 4 : La filière électricité est la moins avantageuse de toutes pour la catégorie d'impact "augmentation de l'effet de serre"

En effet, les impacts évités dépendent essentiellement de la production nucléaire, peu émettrice de gaz à effet de serre. Ce mode de production a des impacts spécifiques, non pris en compte dans cette étude, en particulier la production de déchets radioactifs. Si le biogaz peut être utilisé en substitut à la production d'électricité à partir d'une centrale fonctionnant au gaz naturel, ce mode de valorisation devient une solution très intéressante du point de vue de la contribution à l'effet de serre à 100 ans. Dans ce cas, la valorisation électrique devient plus intéressante que la valorisation sous forme de carburant dans des BOM en substitution à du diesel.

Pour les autres catégories d'impacts, la valorisation électrique permet d'éviter des consommations d'énergie mais à un niveau moins important que les valorisations chaleur (substitution fioul), cogénération et carburant (substitution voiture essence).

²Les impacts évités grâce à la production d'électricité dépendent essentiellement de la production nucléaire, relativement peu émettrice de gaz à effet de serre et de gaz acidifiant par rapport à une chaudière au fioul.

II.2. QUEL EST LE MEILLEUR MODE DE TRAITEMENT DE LA FFOM ?

Le tableau présente la filière la mieux positionnée pour les quatre indicateurs retenus dans l'étude. Le nombre de signe (✓) traduit l'importance relative des résultats.

	Biométhanisation avec valorisations agronomique & énergétique	Compostage avec valorisation agronomique
Energie primaire	✓✓	
Bilan effet de serre	✓✓	
Eutrophisation des eaux		✓ sauf pour valorisations carburant Bus & BOM substitution diesel
Acidification de l'air	Dépend des filières de valorisation du biogaz	

La valorisation de la FFOM sous forme de biogaz est potentiellement plus avantageuse par rapport au compostage pour le bilan effet de serre et le bilan énergie primaire quelque soit le mode de valorisation énergétique envisagé.

Ceci est lié au fait que les émissions de gaz à effet de serre et les consommations d'énergie évitées du fait de la substitution aux filières énergétiques conventionnelles sont plus importantes pour la filière biogaz que pour la filière compostage.

La production de biogaz est désavantageuse par rapport au compostage pour la catégorie "eutrophisation", en raison des rejets aqueux très importants lors de la biométhanisation sauf en cas de valorisation sous forme de biogaz carburant dans des bus et des BOM en substitution au diesel.

Par rapport à la catégorie : "Acidification de l'atmosphère", la biométhanisation est préférable au compostage direct de la FFOM pour les filières de valorisation carburant en substitution à du diesel ou de l'essence et la valorisation sous forme de chaleur en substitution au fioul Les autres modes de valorisation du biogaz (électricité ou substitution à du GN ou du GNV) entraînent des émissions acides équivalentes (pour les filières carburants en substitution au GNV) ou légèrement supérieures à celles du compostage direct de la FFOM. Le positionnement de certaines filières est sensible aux taux d'émissions atmosphériques d'ammoniac de la plate forme de compostage.

II.3. ÉLÉMENTS DE DÉCISION À PRENDRE EN COMPTE

Lors du choix d'une filière de valorisation du biogaz produit à partir de FFOM collectée sélectivement, les éléments à prendre en compte sont :

1. Favoriser le mode de valorisation offrant le meilleur taux d'utilisation du biogaz

Le pourcentage de biogaz brûlé à la torchère rend compte du pourcentage de biogaz non valorisé et donne par déduction le taux d'utilisation du biogaz. Ces taux varient fortement en fonction des spécificités du site de production : adéquation des dimensionnements méthanisation/équipements énergétiques (moteurs, chaudière, nombre de véhicule), des variations de la demande énergétique (non utilisation de la chaleur en été, non utilisation des véhicules le week-end, ..), régulation de la production de biogaz (gazomètre, ..).

L'analyse d'une filière de valorisation du biogaz doit tenir compte du contexte local pour évaluer les débouchés possibles de valorisation de l'énergie. Si les besoins en chaleur sont variables ou ponctuels, la réflexion doit également alors s'orienter vers une cogénération. Si les débouchés en chaleur sont conséquents, stables et constants (proximité d'un site industriel consommateur de chaleur par exemple) une valorisation thermique du biogaz est alors le choix présentant le plus de bénéfices potentiels.

Dans tous les cas de figures, il est bien entendu intéressant de veiller à minimiser les quantités de biogaz brûlé en torchère.

2. Limiter les rejets d'eaux usées lors du processus de biométhanisation

Ce paramètre a une influence importante sur les émissions dans l'eau (N et P) qui contribuent à l'eutrophisation des cours d'eau.

3. Valoriser le (métha)compost

Lors du choix d'une filière de traitement de la FFOM collectée sélectivement, il est important de veiller à la valorisation effective du compost. Cette étape n'est en effet pas négligeable dans le bilan global quelque soit la catégorie d'impacts étudiés.

II.4. POINTS CLÉS À APPROFONDIR

Certains points clés, pouvant influencer les conclusions ci-dessus, mériteraient une étude complémentaire.

II.4.1. Étude des émissions de NH_3 , CH_4 , N_2O dans l'air lors du compostage de la FFOM et du digestat

Pour répondre de manière plus précise à la question « compost », il serait utile de réaliser des bilans carbone et azote comparatifs en partant d'une tonne de FFOM orientée vers une unité de biométhanisation ou vers une plate forme de compostage. **On constate à l'heure actuelle un manque de données pour réaliser ces bilans.**

L'analyse de sensibilité réalisée a pu mettre en évidence les points suivants :

- La biométhanisation avec valorisation énergétique reste préférable au compostage direct pour la catégorie "Augmentation de l'effet de serre à 100 ans", même en considérant des émissions de méthane et de N_2O lors du compostage du digestat 1,5 fois supérieures à celles du compostage direct de la FFOM
- Le positionnement relatif de la biométhanisation par rapport au compostage direct varie en fonction des modes de valorisation énergétiques considérés et de la différence d'émissions de NH_3 entre le compostage de digestat et celui du compostage direct de la FFOM.

II.4.2. Réflexions sur les hypothèses de mix-électrique

Les hypothèses de mix-électrique influencent fortement les conclusions de la catégorie : "Augmentation de l'effet de serre" pour les filières électrique et cogénération en raison de la non prise en compte des impacts spécifiques à la production nucléaire d'électricité et des émissions de gaz à effet de serre particulièrement basses du mix moyen français.

Il est donc important de bien définir quel mode de production d'électricité va être substitué en cas de mise sur le réseau d'électricité produite à partir de biogaz.

En rappel, si le biogaz peut être utilisé en substitut à la production d'électricité à partir d'une centrale fonctionnant au gaz naturel, ce mode de valorisation devient une solution très intéressante du point de vue de la contribution à l'effet de serre à 100 ans. (cf. conclusion 4 §II.1)

II.4.3. Analyse des techniques disponibles pour limiter les émissions de méthane lors de l'épuration du biogaz brut

Les pertes annoncées sur les installations actuelles sont de 2%³. A travers de nouvelles technologies, il pourrait être possible d'atteindre une perte pouvant descendre jusqu'à 0,04%; considérant une phase d'acquisition, une perte de 0,1% est envisageable à moyen terme.

Si les pertes de biogaz carburant à l'unité d'épuration du biogaz brut sont effectivement limitées à 0,04 %, l'écart, pour l'indicateur effet de serre, entre la valorisation carburant dans des bus, des BOM ou des voitures en substitution au GNV et la valorisation sous forme de chaleur en substitution au fioul devient négligeable.

Quelles que soient les pertes de biogaz carburant à l'unité d'épuration, la valorisation sous forme de chaleur en substitution à du fioul reste préférable à la valorisation sous forme de carburant dans des voitures ou des bus en substitution au diesel.

II.4.4. Mesures des émissions lors de la combustion du biogaz

Les émissions lors de la combustion du biogaz dans des chaudières ou des groupes électrogènes correspondent aux valeurs limites d'émissions de la circulaire du 10-12-2003 et aux résultats de mesures effectuées en 2002 par l'INERIS⁴. Ces émissions sont vraisemblablement surestimées ce qui pénalise le bilan environnemental des filières de valorisation du biogaz brut. **De nouvelles mesures permettraient d'affiner les valeurs utilisées.**

³ Dans un rapport publié en 2003 par le Svenskt Gastekniskt Center : " Utvärdering av uppgraderingstekniker för biogas" des mesures effectuées sur des installations de purification du biogaz en Suède ont mis en évidence que des pertes de biogaz carburant ont pu atteindre 10% par le passé.

⁴ INERIS (2002) « Caractérisation des biogaz, bibliographie et mesures sur sites », 82p.

III. GLOSSAIRE

III.1.1. Définition :

Énergie primaire non renouvelable

Elle représente la somme de toutes les sources d'énergie non renouvelables qui sont directement puisées dans les réserves naturelles telles que le gaz naturel, le pétrole, le charbon, le minerai d'uranium.

Acidification de l'air

Augmentation de la quantité de substances acides dans la basse atmosphère, à l'origine de « pluies acides », du dépérissement de certains écosystèmes forestiers et écosystèmes d'eau douce. L'unité retenue pour évaluer la contribution d'une substance à l'acidification est exprimée en g d'équivalent SO₂.

Effet de serre

Augmentation de la température moyenne de l'atmosphère induite par l'augmentation de la concentration atmosphérique moyenne de diverses substances d'origine anthropique (CO₂, CH₄, CFC, etc.). L'indicateur retenu pour évaluer l'impact potentiel sur l'effet de serre d'une substance est le GWP (global warming potential), exprimé en kg d'équivalent CO₂.

Eutrophisation des eaux

Introduction de nutriments, notamment sous la forme de composés azotés et phosphatés, qui conduisent à la prolifération d'algues. Ce phénomène peut conduire à la mort de la faune et la flore du milieu aquatique considéré (du fait de l'épuisement du milieu en oxygène). L'unité retenue pour évaluer l'eutrophisation est le kg d'équivalent phosphate (PO₄).

III.1.2. Abréviation :

ACV : Analyse du Cycle de Vie

FFOM : Fraction Fermentescible des Ordures Ménagères (déchets verts ménagers + déchets de cuisine + papiers/cartons)

GES : Gaz à Effet de Serre

GN : Gaz naturel

GNL : Gaz Naturel Liquide

GWP : Global Warming Potential

PCI : Pouvoir Calorifique Inférieur

UF : Unité fonctionnelle