

Commentaires préliminaires sur les lignes directrices sur la biométhanisation

Soumis le 24 septembre 2010 à M. Mario Bérubé, MDDEP.

NOTE : Le texte en bleu présente notre proposition de reformulation du texte original.

1-Brûlage des biogaz : Besoin de normes d'émissions claires et réalistes.

Le texte original (4.2.2.2, Annexe 5 et Annexe 6) est selon nous ambigu, vague et ouvert à l'interprétation. Pour développer un projet avec confiance, les règles d'encadrement se doivent d'être claires et non arbitraires. Or, le présent texte ne se réfère à aucune norme claire et passe de la suggestion à ce qui semble être des exigences. Les directions régionales tout comme nous, l'industrie, auront beaucoup de misère à s'y retrouver et à planifier le choix de nos équipements.

Par conséquent, nous recommandons fortement la révision de cette section. L'AQPER, par son Comité biogaz, recommande une approche clarifiée qui atteindra les objectifs de protection de la qualité de l'air tout en offrant des balises claires et prévisibles.

Voici une ébauche de ce que nous recommandons :

«

4.2.2.2 Brûlage de biogaz

Lorsqu'il y aura brûlage du biogaz dans un équipement afin de générer de la chaleur nécessaire au maintien de la température dans les digesteurs, de générer de l'air chaud (fournaise), de produire de la vapeur (chaudière) ou de l'électricité (turbine à vapeur, turbine à gaz, moteur à combustion interne), le biogaz sera assimilé à un combustible fossile et les émissions atmosphériques de contaminants provenant de la combustion de celui-ci devront respecter les dispositions du : **Règlement sur la qualité de l'atmosphère : Q2,r.20 SECTION IX UTILISATION DES COMBUSTIBLES FOSSILES.**

De plus, considérant la possibilité de teneur en H₂S dans le biogaz (0-4000 ppm selon les projets), considérant que ce composé représente une préoccupation pour le ministère, considérant que l'article 29 ne présente pas de norme précise pour le biogaz, le tableau 1 ci-dessous représente les niveaux maximums de H₂S que pourra contenir le biogaz pour être considéré acceptable.

Tableau 1

Capacité de l'équipement (Énergie à l'entrée kW)	Teneur maximale en H ₂ S (ppm)	norme allemande H ₂ S 0.35g/m ³ (H ₂ S en ppm)	Norme ontarienne
0 - 500 kw	850	850	Aucune (norme à la limite de propriété seulement)
500 - 5 000 kw	550	850	Aucune (norme à la limite de propriété seulement)
5 000 – et plus	250	850	Aucune (norme à la limite de propriété seulement)

Pour être considéré acceptable, un projet devra soumettre une projection de ces niveaux de H₂S et les méthodes prévues pour se conformer aux exigences du tableau 1. À la suite de la mise en service d'un site de méthanisation produisant du biogaz utilisé à des fins de combustion, une campagne d'échantillonnage du taux de H₂S dans le biogaz servant à la combustion devra être effectuée dans les 6 mois suivant sa mise en service. Cette campagne d'échantillonnage devra s'étaler sur une période d'au moins 3 semaines consécutives et devra être effectuée par une firme compétente indépendante au moyen de tube d'échantillonnage de type Drager, Kitagawa ou équivalent. Cette campagne d'échantillonnage devra comprendre la prise d'au moins 2 lectures du niveau de H₂S par semaine pendant les 3 semaines consécutives. Au terme de cette campagne, la moyenne des valeurs de H₂S lues servira à déterminer si le biogaz respecte les teneurs maximales du tableau 1. Dans le cas où le résultat de la teneur moyenne en H₂S dans le biogaz brut serait supérieur à celle indiquée au tableau 1, un prétraitement devra être ajouté au procédé afin de ramener le niveau de H₂S dans le biogaz en deçà des teneurs maximales du tableau 1, et ce, dans un délai de 18 mois suivant la date de la mise en service.

Finalement, le choix des technologies de combustion devra être fait en se basant sur l'approche de "meilleures technologies disponibles" en prenant en considération l'application en question (agricole, industrielle, municipale ou autre) ainsi que la taille du projet. À cet effet, le demandeur devra expliquer son choix de technologies et apporter des justifications détaillées.

[Éliminer l'annexe 5, Éliminer l'annexe 6]

Fin du texte :

»

À plus long terme, une norme de H₂S maximale spécifique au biogaz pourra être ajoutée à l'article 29 du Q2, R.20.

.....

Éléments justificatifs :

- Aucune section du Q2, r.20 ne parle précisément du biogaz de méthanisation. Par contre, si on regarde le passé, dans le cas où un nouveau combustible a fait son apparition soit le *biogaz de site d'enfouissement*, le ministère a pris la décision d'assimiler ce nouveau combustible « *biogaz de site d'enfouissement* » à un combustible fossile puisque très apparenté. Par conséquent, le *biogaz de site d'enfouissement* fut soumis aux articles 27 à 36 de la section IX du Q2-r.20, ce qui est très logique.
- Or, aujourd'hui nous faisons face à un nouveau combustible qui est très apparenté au *biogaz de site d'enfouissement* et si différence il y a, le *biogaz de méthanisation* contient moins de composantes autre que le méthane et donc, il est encore plus logique de l'assimiler à un combustible fossile et de le soumettre au éléments supplémentaires de la section IX du Q2-r.20.
- Nous comprenons que le ministère ait une préoccupation précise vis-à-vis le fait que certains biogaz pourraient contenir un haut niveau de H₂S et que l'article 29 portant

sur le H₂S ne présente pas de critères pour encadrer cette molécule dans le cas du biogaz. C'est pour cette raison que nous recommandons que le texte des lignes directrices soit modifié pour y incorporer une norme temporaire d'encadrement en attendant que l'article 29 soit modifié pour y voir ajouté une catégorie biogaz.

- Pour le reste des émissions autres que le H₂S, nous croyons que celles-ci ne représentent pas une source de pollution significative pouvant nuire à la qualité de l'air. Par conséquent, nous recommandons que les lignes directrices fassent simplement mention que le choix des technologies de combustion soit fait en fonction du principe de Meilleure Technologie Disponible (« *Best available technology* ») comme c'est le cas en Allemagne.
- Par rapport, à l'« interdiction des appareils de combustion de 3MW ». Nous croyons que le ministère avait fait une erreur d'interprétation du Q2, r.8 en considérant que l'article 26 interdisait les appareils de combustion de moins de 3MW. En fait, l'article 26 n'interdit pas les appareils de combustion de moins de 3 MW, il fait simplement dire qu'il n'y a pas de limite d'émission de matières particulaires pour les appareils de moins de 3 MW au même titre que l'article 27 n'établit pas de limite pour les émissions d'oxyde d'azote pour les appareils de moins de 15 MW. Il semble maintenant que le ministère ait révisé son interprétation et soit du même avis.

2-Norme sur les torchères

Les types de torchère exigés par les items 4,1.2.4 et 4.2.2.4 sont des torchères de type « flamme fermée ». L'AQPER convient que dans le cas de projets impliquant des débits de biogaz moyen à important et qui ont comme principal appareil de combustion la torchère, il est raisonnable d'exiger que le type de torchère choisi soit celui de la torchère à « flamme fermée ». Par contre, pour les projets à petit débit intermittent (300Nm³/h et moins) ainsi que pour les projets à moyen débit intermittent (300-500Nm³/hr) qui ont pour appareil principal de combustion un appareil autre que la torchère, l'AQPER est d'avis qu'une torchère de type flamme ouverte est amplement suffisante. C'est d'ailleurs le cas dans les autres provinces telles que l'Ontario et le Nouveau-Brunswick.

En fait, lorsqu'un projet possède un appareil de combustion principal autre que la torchère, la torchère n'est utilisée que durant de courtes périodes telles que les périodes d'entretien de l'appareil principal de combustion ou lors de surplus momentanés de biogaz.

Le ministère pourrait fixer un seuil au-delà duquel une torchère de type fermé serait exigée.

Projet nécessitant une torchère à flamme fermée :

- Débit total prévu de biogaz supérieur à 500Nm³/hr;
- Débit total prévu compris entre 300-500Nm³/hr et où la torchère est considérée l'appareil de combustion principal.

Éléments justificatifs :

- Le recours à la torchère ouverte représente, pour de petits projets, une contrainte technologique et budgétaire excessive (2 à 3 fois le prix d'une torchère ouverte; 100 k\$ et plus).
- L'utilisation de torchère à flamme ouverte dans certaines situations telles que décrites plus haut, nous apparaît amplement suffisante pour assurer un brûlage à une efficacité > 98 % du méthane, principal paramètre polluant et responsable d'émission de GES.
- L'utilisation d'une torchère pour brûler les surplus de biogaz est nécessaire et peut se faire avec des équipements industriels à flamme ouverte comme dans tous les projets industriels actuellement acceptés par le MDDEP.
- La production de biogaz pour les projets de biométhanisation vise à produire du biogaz pour sa valorisation et non pour un brûlage par la torchère en mode continu. Il existe une instabilité d'alimentation inhérente au procédé, comme dans une raffinerie. Exiger des « super performances » pour les composés organiques non méthane est illogique étant donné que cette torchère ne brûlera qu'une faible portion des biogaz produits, lesquels seront plutôt valorisés dans un autre appareil de brûlage principal.

3-Élimination de l'obligation pour les digesteurs d'être muni de bassins d'urgence

Comme tout projet d'assainissement des eaux, on ne construit pas de bassins d'urgence pour le bassin de réaction principal.

Éléments justificatifs :

Si un problème arrive, il n'y a jamais d'urgence à vider le bassin. Il n'y a pas d'avantage technologique à garder la biomasse quelques jours, car elle subira un choc mortel en étant exposée à l'air (bactéries anaérobies).

La conception des DA n'a pas à prévoir un bassin d'urgence lors d'arrêt et de vidange du digesteur. Lors d'arrêt, il n'y a pas d'urgence à vider rapidement le réacteur dans un bassin d'urgence. On vide le réacteur comme en opération normale en séparant les solides des filtrats de digestats comme on le ferait pour l'opération du système.

Pourquoi exiger un bassin d'urgence au projet de méthanisation alors que ce type d'exigence n'est pas exigé dans le cas d'autres formes de traitement des matières organiques (exemple : fosse à purin et étang aéré)? Ce genre d'installation entraîne des coûts supplémentaires non productifs et représente une barrière additionnelle à la mise en place d'installation de biométhanisation sur le territoire québécois.

4- Élimination de la nécessité de la redondance du système de chauffage

La redondance du système de chauffage est inutile. L'isolation des méthaniseurs et leur inertie thermique font en sorte que même sans chauffage ils gardent leur température sur plusieurs jours, permettant ainsi une réparation des systèmes. À notre connaissance, il n'existe pratiquement jamais de redondance du système de chauffage sur les méthaniseurs opérants en Europe (5000+).

Dans la très peu probable éventualité d'une problématique prolongée, l'opérateur du site pourra toujours louer un système de chauffage d'appoint. À la limite, l'obligation de redondance du système de chauffage pourrait être remplacée par une exigence de soumettre un plan de chauffage d'urgence incluant une procédure à suivre en cas de défaillance du système de chauffage. (Type de système, où sera-t-il loué, etc.)

5-Détermination du caractère agricole ou pas d'une installation

Nous recommandons que la définition d'un projet dit agricole soit la même que celle de la Commission de la protection du territoire du Québec (CTPAQ). Le CTPAQ a fait part de sa décision en 2009 comme suit : « [un projet de traitement de lisier] en co-digestion avec une matière organique externe, sur les lieux mêmes du site d'élevage est considéré comme une activité agricole dans la mesure où le compost produit provient majoritairement des déjections animales produites sur la ferme et que les intrants externes ne dépassent pas une proportion maximale de 50 % de l'ensemble du lisier (...) »[1]

[1] Lettre de la Commission de la protection du territoire du Québec, signée par Suzanne Heppell Morin, avocate, direction des affaires juridiques, envoyée à Bio-Terre Systems le 22 septembre 2009.

De plus, nous nous questionnons grandement sur la pertinence de refuser les résidus organiques triés à la source (ROTS) dans le cas de projet agricole, le mélange de tels gisements est favorable à l'optimisation de la production de biogaz ainsi qu'à la viabilité économique des projets. Elle est aussi très intéressante pour le développement de projets viables et optimisés en région non densément peuplée. Il est possible que le ministère ait voulu interdire les ROTS dans les projets agricoles afin de faciliter l'épandage des digestats qui dans tel cas n'aurait requis qu'un seul CA au lieu d'un CA par année. Nous sommes d'accord avec cette idée pour les projets n'impliquant pas de ROTS. Par contre, dans le cas où le producteur agricole est disposé à se prémunir d'un CA annuel pourquoi ne pourrait-il pas recevoir des ROTS? Nous vous recommandons donc de remplacer votre interdiction des ROTS en projets agricoles par une exigence que si un projet de type agricole reçoit des ROTS, celui-ci devra se prémunir d'un CA annuellement au même titre qu'un projet non agricole recevant des ROTS

6-Autorisation d'utilisation de carcasses d'animaux morts (sauf MRS)

La méthanisation de carcasse (sans MRS) devrait être permise selon un cadre réglementaire comme le *European Regulation (EC) No 1774/2002* (ci-joint). Ce règlement permet la méthanisation des carcasses et autres substrats pathogènes en prescrivant un prétraitement comme la pasteurisation. L'Ontario et la Colombie Britannique ont adopté des cadres réglementaires similaires régissant la méthanisation de ces substrats. Cette mesure permettrait une gestion responsable, sécuritaire et économique des rejets animaux au grand bénéfice de tous.

[1] Lettre de la Commission de la protection du territoire du Québec, signée par Suzanne Heppell Morin, avocate, direction des affaires juridiques, envoyée à Bio-Terre Systems le 22 septembre 2009.

7-Distances séparatrices en concordance avec d'autres usages similaires

Dans tous les cas où seront traitées des matières de la ferme, les équipements de biométhanisation auront un impact positif sur la gestion des résidus organiques. Une matière organique qui passe par la biométhanisation est plus stable et désodorisée. Il n'y a donc aucune raison pour que les distances séparatrices d'une telle installation soient différentes de celles des infrastructures d'entreposage existantes. Les installations de biométhanisation peuvent être adjacentes aux lieux d'entreposage existants.

Nous suggérons de traiter les distances séparatrices comme suit :

- a) un lieu de biométhanisation agricole devra respecter les mêmes distances séparatrices que celles des fosses à lisier;
- b) un lieu de biométhanisation recevant des matières résiduelles mixtes devra respecter les mêmes distances séparatrices que celles d'un site de transbordement;
- c) les autres lieux de biométhanisation devront respecter les mêmes distances séparatrices qu'une station de traitement des eaux usées.