

DESSAU

Lidya  
Énergie



## **Augmentation de la capacité nominale de la centrale de valorisation de biogaz à Lachute**

Étude d'impact sur l'environnement déposée au ministre du Développement durable, de l'Environnement, de la Faune et des Parcs

**Addenda – Réponses aux questions et commentaires d'août et de septembre 2013 – Dossier 3211-12-160**

N/RÉF : 068-B-0004691-001-EN-R-0002-00 | NOVEMBRE 2013



**Lidya Énergie, s.e.c. représentée par son  
commandité Lidya Énergie inc.**

**Augmentation de la capacité nominale de la  
centrale de valorisation de biogaz à Lachute  
Étude d'impact sur l'environnement**

Addenda (Réponses aux questions et commentaires d'août et  
septembre 2013 – Dossier 3211-12-160)

Novembre 2013



## TABLE DES MATIÈRES

<b>1</b>	<b>INTRODUCTION</b>	<b>1</b>
<b>2</b>	<b>RÉPONSES AUX QUESTIONS ET COMMENTAIRES</b>	<b>3</b>
2.1	Mise en contexte du projet	3
2.1.1	Section 1.1.3 Politique en matière d'environnement de l'initiateur de projet	3
2.1.2	Section 1.2.5 Groupe Enviro-action S.O.S. Déchets	3
2.1.3	Section 1.3 Contexte et raison d'être du projet	4
2.1.4	Section 1.4 Solutions de rechange au projet	5
2.1.5	Section 1.5 Aménagements et projets connexes	8
2.2	Description du milieu récepteur	9
2.2.1	Section 2.2.5 Hydrogéologie et qualité des eaux souterraines	9
2.2.2	Section 2.4.7 Climat sonore	13
2.3	Description du projet et des variantes de réalisation	14
2.3.1	Section 3.1 Détermination des variantes et sélections	14
2.3.2	Section 3.2 Description de la technologie utilisée	15
2.3.3	Section 3.2.3 Système de traitement biologique de désulfuration des biogaz et Section 3.2.4 Système de prétraitement des biogaz	16
2.3.4	Section 3.1.1 Variantes analysée et Section 3.2.5 Système de valorisation des biogaz	32
2.3.5	Section 3.2.7 Émissions atmosphériques, Section 3.3.3 Phase exploitation et Annexe 8 : Modélisation de la dispersion atmosphérique	32
2.3.6	Section 3.3 Description détaillée du projet et Section 5.2.1.2 Milieu biologique	41
2.3.7	Section 3.3.3 Phase d'exploitation	43
2.3.8	Section 3.3.3.2 Climat sonore	46
2.3.9	Section 3.3.3.3 Rejets et modes de gestion - Émissions de gaz à effet de serre	47
2.3.10	Section 3.3.3.3 Rejets et modes de gestion et Section 5 Analyse des impacts et mesures d'atténuation	55
2.3.11	Tableau 12 Répartition des odeurs en fonction des sources d'émission	55
2.3.12	Section 3.3.5 Main d'œuvre et coût estimatifs	55
2.4	Tableau 14 Analyse des impacts environnementaux du projet d'augmentation de la capacité nominale de la centrale de valorisation de biogaz à Lachute	55
2.5	Section 6 Gestion des risques d'accident	56
2.6	Section 6.1 Risques d'accidents technologiques	56
2.7	Section 6.2 Mesures de sécurité	57
2.8	Section 7 Surveillance environnementale et Section 8 Suivi environnemental	58
2.9	Annexe 1, Figure 1 : Milieu naturel et humain	58
2.10	Annexe 2 : Plan des installations actuelles et Annexe 9 : Plan des installations projetées	59
2.11	Annexe 5 : Plan du système de traitement biologique de désulfuration des biogaz	59
2.12	Annexe 10 : Plan des mesures d'urgence	60
2.13	Section 2.4.7 et section 3.3.3.2 Climat sonore	61
<b>3</b>	<b>BIBLIOGRAPHIE</b>	<b>63</b>

## TABLE DES MATIÈRES

### Tableaux

Tableau 1 :	Analyse multicritère des solutions proposées pour la valorisation du biogaz à Lachute .....	7
Tableau 2 :	Caractérisation des eaux souterraines en amont et en aval de la centrale de valorisation des biogaz (aquifère de surface) en 2007.....	11
Tableau 3 :	Caractérisation des eaux souterraines en amont et en aval de la centrale de valorisation des biogaz (aquifère de surface) en 2012.....	12
Tableau 4 :	Caractérisation des eaux souterraines en amont et en aval de la centrale de valorisation des biogaz (aquifère de surface) en 2013.....	13
Tableau 5 :	Résultats de l'analyse des siloxanes (2012) .....	19
Tableau 6 :	Composition du biogaz – composés organiques volatils.....	21
Tableau 7 :	Composition du biogaz – Composés soufrés.....	22
Tableau 8 :	Caractérisation du charbon actif utilisé.....	23
Tableau 9 :	Contribution du charbon activé dans l'enlèvement des COVs .....	24
Tableau 10 :	Comparaison des valeurs d'émission en vertu de l'article 52 du RAA .....	34
Tableau 11 :	Comparaison des valeurs d'émission avec les standards américains. ....	34
Tableau 12 :	Comparaison des taux d'émission mesurés du H <sub>2</sub> S et des taux maximaux pour respecter le critère du RAA.....	37
Tableau 13 :	Caractéristiques de l'échantillonnage et de la modélisation de la concentration de formaldéhyde dans l'air ambiant .....	38
Tableau 14 :	Estimation des concentrations maximales dans l'air ambiant de certains COV – Situation actuelle.....	40
Tableau 15 :	Estimation des concentrations maximales dans l'air ambiant de certains COV – Situation projetée .....	41
Tableau 16 :	Facteur d'utilisation de la centrale de Lidya Énergie .....	44
Tableau 17 :	Quantité de biogaz prévus provenant du LET de Lachute .....	45
Tableau 18 :	Test de barrières pour déterminer le scénario de référence .....	47
Tableau 19 :	Identification des sources de GES .....	48
Tableau 20 :	Hypothèses considérées pour le calcul des émissions de GES.....	50
Tableau 21 :	Émissions de GES par type de gaz pour la combustion du biogaz à la centrale .....	51
Tableau 22 :	Émissions de GES par type de gaz pour la combustion du biogaz à la torchère .....	52
Tableau 23 :	Émissions totales de GES.....	53
Tableau 24 :	Variation des émissions de GES (biogéniques et autres) selon le nombre de moteurs en fonction par rapport au scénario de référence .....	53
Tableau 25 :	Caractéristiques des réservoirs de la centrale de valorisation des biogaz.....	57

### Figures

Figure 1 :	Émanations de H <sub>2</sub> S suite au bris d'une conduite en amont des supprimeurs.....	26
Figure 2 :	Émanations de H <sub>2</sub> S suite au bris d'une conduite en aval des supprimeurs.....	27

## TABLE DES MATIÈRES

### **Annexe**

Annexe 1	Schéma du captage du biogaz
Annexe 2	Programme d'autosurveillance des émissions
Annexe 3	Modélisation de la dispersion atmosphérique
Annexe 4	Liste des espèces exotiques envahissantes
Annexe 5	Schéma unifilaire
Annexe 6	Figure 1 révisée
Annexe 7	Fiches signalétiques
Annexe 8	Plan de l'agrandissement révisé
Annexe 9	Plan de l'unité de désulfuration
Annexe 10	Modélisation du climat sonore





## ÉQUIPE DE RÉALISATION

### **Lidya Énergie /Kruger Énergie inc.**

Claude Carrière, directeur général des opérations

Mouloud Merbouche, coordonnateur environnement

Julie Belley Perron, directrice, Affaires juridiques-Opérations

Martin Thibaudeau, directeur des opérations – Québec

William Shemie, directeur de projet

### **Dessau inc.**

Sylvie Côté, géogr., M.Env. – Chargée de projet

Luc Arguin, ing., B.Sc.A., spécialiste de la qualité de l'air

Gontran Bage, ing., Ph.D., spécialiste des GES (consultant – Raymond Chabot Grant Thronton)

Jacques Boilard, ing., spécialiste du climat sonore

Maryse Boucher, biol., M.Env., spécialiste du milieu naturel

Louis Simon Banville, biol., B.Sc., M.Env., spécialiste en études d'impact sur l'environnement

Simon Flamand, ing., spécialiste de la qualité de l'air

Geneviève Lemay, B.Sc., DESS SIG, spécialiste en systèmes d'informations géographiques

Sylvain Loranger, Ph.D. spécialiste de l'analyse de risque (consultant – MESIQ)

Yanick Matteau, B.Sc., M.Sc.A., spécialiste en études d'impact sur l'environnement

Sébastien Ménard, tech., spécialiste en climat sonore

Marianne Rochefort, ing., spécialiste en hydrogéologie

Luc Royer, ing., spécialiste en analyse de risque technologique

Nicolas Cadet, secrétariat



## 1 INTRODUCTION

Lidya Énergie, s.e.c., par l'intermédiaire de son commandité Lidya Énergie inc. (« Lidya Énergie »), désire augmenter la capacité nominale de la centrale de valorisation de biogaz située au lieu d'enfouissement technique (LET) de la Régie intermunicipale Argenteuil-Deux-Montagnes (RIADM), à Lachute au Québec. La capacité nominale passerait ainsi de 9,975 MW à 16 MW afin de valoriser les volumes grandissants de biogaz issu du LET.

Compte tenu de son envergure, le projet d'augmentation de la capacité nominale de la centrale de valorisation de biogaz est soumis à l'article 31.1 de la *Loi sur la qualité de l'environnement* (LQE) (L.R.Q., c. Q-2) et devra faire l'objet d'un décret gouvernemental en vertu de l'article 31.5 de cette loi.

Dans ce contexte, Lidya Énergie a déposé son étude d'impact sur l'environnement en juin 2013 en réponse à la directive du ministère du Développement durable, de l'Environnement, de la Faune et des Parcs (MDDEFP) transmis en août 2012. Suite à son analyse, le MDDEFP a émis une série de questions et commentaires le 2 août 2013 et le 10 septembre 2013. Le présent rapport constitue un addenda à l'étude d'impact du projet et apporte les réponses à ces questions et commentaires.



## 2 RÉPONSES AUX QUESTIONS ET COMMENTAIRES

Pour éviter toute confusion, les questions et commentaires du MDDEFP paraîtront, dans les sections qui suivent, en caractère gras, alors que les réponses seront trouvées en caractère normal.

### 2.1 MISE EN CONTEXTE DU PROJET

#### 2.1.1 Section 1.1.3 Politique en matière d'environnement de l'initiateur de projet

**QC-1 : L'information présentée dans cette section concerne les sociétés Kruger et Kruger Énergie. Présenter également les politiques environnementales de Lidya Énergie.**

Tel que mentionné à la section 1.1.1 de l'étude d'impact, Lidya Énergie est opérée par Kruger Énergie qui est elle-même contrôlée par Kruger inc. Les politiques de ces deux sociétés en matière d'environnement sont appliquées dans la gestion de Lidya Énergie, même si cette dernière ne s'est pas donné une politique écrite à cet égard.

Ainsi, par rapport aux objectifs de Kruger Énergie cités à la section 1.1.3 :

- ▶ par la nature même de son processus de production d'électricité, Lidya Énergie se consacre au développement énergétique par une utilisation optimale et respectueuse d'une ressource naturelle (le biogaz) ;
- ▶ par la valorisation des biogaz, elle contribue à réduire les émissions de gaz à effet de serre ;
- ▶ Lidya Énergie contribue à la diversification des méthodes de production de son opérateur Kruger Énergie.

De plus, dans le cours de ses opérations, Lidya Énergie prend en considération les 16 principes du développement durable.

#### 2.1.2 Section 1.2.5 Groupe Enviro-action S.O.S. Déchets

**QC-2 : Indiquer explicitement les sections de l'étude où sont traitées les principales inquiétudes du groupe Enviro-action S.O.S. Déchets.**

Les préoccupations du groupe Enviro-action S.O.S. Déchets ont été traitées dans les sections suivantes de l'étude d'impact sur l'environnement

- ▶ les émissions additionnelles de polluants à l'atmosphère résultant de l'addition d'un groupe électrogène : Ce point est traité dans la section 3.3.3.3 et le rapport de modélisation de la dispersion atmosphérique ;

- ▶ la comparaison entre les émissions d'un groupe électrogène et les émissions d'une torchère : Des éléments de comparaison sont présentés à la section 3.3.3.3 et dans le rapport de modélisation de la dispersion atmosphérique ;
- ▶ l'inquiétude que l'addition d'un groupe électrogène ne constitue un incitatif à augmenter les volumes de déchets autorisés : Ce point est traité à la section 1.3.3 en mentionnant que la capacité totale du LET est établie par décret gouvernemental ;
- ▶ l'effet qu'aurait l'ajout d'un groupe électrogène sur les émissions d'odeurs : Ce point est traité dans la section 3.3.3.3, sous-titre : « Émissions d'odeurs » en page 42 ;
- ▶ l'intérêt d'ajouter deux groupes électrogènes plutôt qu'un seul de façon à obtenir plus de marge de manœuvre en cas de panne d'un groupe électrogène : La section 3.1.1 présente la séquence d'ajout de groupes électrogènes.

## 2.1.3 Section 1.3 Contexte et raison d'être du projet

### **QC-3 : Expliciter davantage la raison d'être du projet, c'est-à-dire, expliquer les problèmes et/ou les besoins motivant le projet.**

Le projet d'augmentation de la capacité nominale de la centrale Lidya Énergie a fait l'objet d'une longue réflexion et de maturation depuis déjà quelques années. De nombreuses discussions ont eu lieu entre les représentants de Lidya Énergie et la direction régionale du MDDEFP. Durant le processus d'analyse de faisabilité de ce projet, Lidya Énergie a mandaté, en 2010, une firme spécialisée dans le biogaz d'enfouissement afin d'évaluer le potentiel du LET de Lachute à générer du biogaz, et ce, en fonction des quantités de matières résiduelles acheminées vers ce LET. À cet effet, le décret approuvant l'agrandissement du LET de la RIADM émis en 2003 permet d'enfouir jusqu'à 12,4 millions mètres cubes de déchets sur le site. La firme a réalisé une modélisation sur la base du système LandGEM de la US EPA et a conclu que le site pourrait produire des volumes allant en croissant pour les années à venir pour atteindre son maximum de production vers 2025. Afin de respecter la réglementation, ce volume supplémentaire devra être soit valorisé ou éliminé.

La capacité de production de la centrale étant limitée à 9,975 MW conformément à son certificat d'autorisation, il est prévu que le volume de biogaz pouvant être valorisé par les groupes existants sera atteint au cours de l'année 2014. Il est donc nécessaire d'ajouter rapidement un premier groupe électrogène pour valoriser les quantités additionnelles de biogaz. Par la suite, en fonction de l'augmentation observée des biogaz dans le temps, l'ajout d'un deuxième et d'un troisième groupe électrogène sera réalisé selon l'évolution des besoins. Rappelons que le gestionnaire du LET a la responsabilité de capter la totalité du biogaz pouvant être produit par le LET et qu'il a mandaté Lidya Énergie pour valoriser ce biogaz. En définitive, les principales raisons qui ont motivé ce projet sont des obligations contractuelles et réglementaires.

Par ailleurs et comme mentionné à la section 1.3.2 du rapport principal de l'étude d'impact, le gouvernement du Québec a mis en place, depuis 2005, une réglementation pour minimiser les impacts des biogaz issus des sites d'enfouissement sanitaires. Ces sites doivent capter les biogaz pour les valoriser ou les éliminer.

Lidya Énergie propose donc de valoriser les surplus de biogaz en électricité à l'aide de nouveaux groupes électrogènes tout en diminuant les émissions de GES, car, il est important de noter que l'efficacité de combustion d'une torchère est généralement moins bonne que celle des moteurs à combustion interne. L'augmentation de la capacité de la centrale de valorisation du biogaz met également à profit l'expertise de Lidya Énergie qui exploite cette technologie depuis 2007.

## 2.1.4 Section 1.4 Solutions de rechange au projet

**QC-4 : Préciser si les solutions de rechange ont été présentées dans le cadre des consultations publiques.**

Ces solutions ont été mentionnées lors des rencontres décrites à la section 1.2.1 de l'étude d'impact, mais n'ont pas fait l'objet de discussions étant donné que les volumes additionnels de biogaz ne permettraient pas de justifier économiquement les investissements en infrastructures requises pour leur implantation.

De plus, pour la troisième solution mentionnée (production de chaleur par combustion du biogaz dans une chaudière), il serait nécessaire d'attirer un acquéreur pour la chaleur produite. Or, si un tel acquéreur se présentait plus tard, une solution similaire pourrait être implantée par la récupération des gaz chauds d'échappement des groupes électrogènes de la centrale (incluant les groupes déjà en place). Cependant, aucun acheteur pour la chaleur ne s'est manifesté à ce jour.

**QC-5 : Dans l'éventualité où le projet serait finalement non réalisé ou reporté a posteriori, pour quelle que raison que ce soit, préciser ce qu'il pourrait arriver alors dans ce contexte.**

Dans l'éventualité où le projet serait finalement non réalisé pour quelque raison que ce soit, une torchère de capacité suffisante serait alors installée afin de détruire le surplus de biogaz, au-delà de la capacité actuellement autorisée, qui pourrait être produit par le LET de Lachute.

**QC-6 au-delà des considérations économiques, préciser les gains sociaux et environnementaux envisagés si une des solutions de rechange présentées était appliquée, par rapport :**

**1) À la variante sélectionnée pour le projet ;**

**2) Aux autres solutions de rechange qui pourraient éventuellement être envisageables.**

Trois solutions de rechange au projet d'augmentation de la capacité de la centrale de valorisation du biogaz ont été identifiées lors de l'étude d'impact sur l'environnement :

- ▶ Traitement du biogaz avec un poste de compression et son injection dans le réseau de Gaz Métro ;
- ▶ Traitement et compression du biogaz pour utilisation par une flotte de camions ;
- ▶ Production de chaleur par combustion du biogaz dans une chaudière.

Le tableau 1 compare à l'aide de critères environnementaux, sociaux et économiques les 3 solutions de rechange et la solution retenue. Comme le montre le tableau 1, la solution retenue est la solution obtenant le plus haut score dans l'analyse multicritère en utilisant un poids équivalent pour chacun des critères. Les gains environnementaux supplémentaires des trois solutions de rechange présentées touchent principalement le transfert d'une source traditionnelle non renouvelable (gaz naturel ou mazout) vers une source considérée plus écologique (biogaz). Au niveau social, les différences entre les solutions envisagées sont moindres. Seule la production de chaleur pourrait entraîner des emplois additionnels si l'on considère les emplois liés à l'exploitation de serres agricoles, par exemple.



Tableau 1 : Analyse multicritère des solutions proposées pour la valorisation du biogaz à Lachute

CRITÈRES	TYPE/UNITÉ	VALEURS			AUGMENTATION DE LA CAPACITÉ	TRAITEMENT GAZ MÉTRO	TRAITEMENT CAMION	PRODUCTION DE CHALEUR
		0	3	5				
<b>Environnemental</b>								
Empreinte au sol des travaux	Qualitatif	Dépasse le site du LET	À l'intérieur du site	Aucune empreinte	3	0	3	3
Déplacement de combustibles non renouvelables	Qualitatif	Aucun déplacement		Déplacement	0	5	5	5
Émission comptabilisable de GES	Kt eq CO <sub>2</sub> /an	Plus de 50 kt	5-50 kt	0-5 Kt	5	5	5	5
Total Environnemental					<b>8</b>	<b>10</b>	<b>13</b>	<b>13</b>
<b>Économique</b>								
Coût d'implantation de la variante	Qualitatif	Élevé	Moyen	Faible	3	0	0	3
Maîtrise technologique	Qualitatif	Non		Oui	5	0	0	0
Cliantèle potentielle	Qualitatif	Aucun acheteur à proximité	Potentiel d'acheteur	Contrat d'achat confirmé	5	3	3	0
Total Économique					<b>13</b>	<b>3</b>	<b>3</b>	<b>3</b>
<b>Social</b>								
Création d'emplois	Qualitatif	Aucun emploi	Potentiel d'emplois	Création assurée d'emplois	0	0	0	3
Nuisances (bruit, poussière, odeurs, circulation)	Qualitatif	Augmentation des nuisances	Nuisances équivalentes	Diminution des nuisances	3	3	0	3
Total Social					<b>3</b>	<b>3</b>	<b>0</b>	<b>6</b>
<b>Grand Total</b>					<b>24</b>	<b>16</b>	<b>16</b>	<b>22</b>

## 2.1.5 Section 1.5 Aménagements et projets connexes

**QC-7 préciser davantage les projets connexes. Entre autres, indiquer ce qui permet d'expliquer l'augmentation prévue des biogaz produits au lieu d'enfouissement technique (LET), et les bases qui permettent d'avancer les chiffres quant à l'augmentation prévue du volume des biogaz produits par le LET.**

Tel que mentionné dans la réponse à la question QC-3, ce sont les résultats d'une étude menée en 2010, au compte de Lidya Énergie, par SCS Engineers, firme spécialisée dans l'évaluation des potentiels en biogaz de sites d'enfouissement qui ont révélé que le potentiel du LET Lachute à produire du biogaz est en croissance. Les estimations se sont basées sur le modèle *Landfill Gas Émission Model* (LandGEM) de la US EPA lequel à son tour se base sur les quantités de matières résiduelles acheminées au LET annuellement.

Le LET de Lachute est la source des biogaz utilisés par la centrale de valorisation de Lidya Énergie. Lidya Énergie a une entente avec la RIADM pour capter et valoriser celui-ci jusqu'en 2030. Le décret gouvernemental 918-2003 autorise un volume de matières résiduelles de 12,4 millions de mètres cubes limité à 667 000 m<sup>3</sup> annuellement au LET de Lachute. Il est prévu que le LET ait atteint ce volume d'ici l'horizon 2022-2025. SCS Engineers (2010) a évalué le potentiel de récupération du biogaz à l'aide du modèle LandGEM de la USEPA en se basant sur les paramètres suivants :

- ▶ Taux constant de génération de méthane (k) de 0,09 année<sup>-1</sup> ;
- ▶ Potentiel de génération de méthane (L<sub>0</sub>) de 93,66 m<sup>3</sup>/tonnes métriques de déchets mixtes ;
- ▶ Potentiel de génération de méthane (L<sub>0</sub>) de 62,43 m<sup>3</sup>/tonnes métriques de déchets de construction et institutionnel ;

Selon les estimés de génération de biogaz fournie dans le rapport de SCS Engineers (2010), le potentiel de récupération du biogaz dans le LET passera de 4 900 m<sup>3</sup>/h en 2012 à un pic de 8 325 m<sup>3</sup>/h entre 2023 et 2025. Lidya Énergie est consciente que cette estimation est basée sur un modèle théorique, car la réalité opérationnelle de la centrale indique que l'augmentation des biogaz n'est pas aussi rapide que prévu. En effet, une certaine augmentation de biogaz depuis quelques années est observée, mais, en moyenne, elle demeure en deçà de la capacité maximale autorisée. À titre d'exemple, la moyenne mensuelle de la production vendue à la centrale du 30 novembre 2012 au 24 septembre 2013 a varié entre 7,701 MW et 9,190 MW ; l'équivalent en biogaz de cette production moyenne reste en dessous de la valeur de 3500 m<sup>3</sup>/h. Néanmoins, malgré les fluctuations de la vitesse de croissance de la production de biogaz par le LET, l'augmentation des volumes du biogaz est réelle et Lidya Énergie est d'avis que le projet doit être autorisé pour lui permettre de prendre les mesures nécessaires afin de se conformer à la réglementation en vigueur et à la demande de la direction régionale du MDDEFP afin d'assurer que ces volumes supplémentaires seront valorisés en temps utiles.

## 2.2 DESCRIPTION DU MILIEU RÉCEPTEUR

### 2.2.1 Section 2.2.5 Hydrogéologie et qualité des eaux souterraines

**QC-8 : En ce qui concerne la qualité des eaux souterraines, l'étude d'impact fait référence aux conditions hydrogéologiques prévalant au niveau du LET. En outre, l'étude d'impact indique que l'aquifère de surface à l'intérieur de la limite d'enfouissement du LET est littéralement éliminé, du fait de l'enlèvement de la couche de sable de surface par les excavations réalisées pour l'aménagement des cellules d'enfouissement. De plus, un écran d'étanchéité empêche les eaux de l'aquifère de surface de pénétrer à l'intérieur du LET ou empêche toute eau d'en sortir. Toutefois, selon les informations présentées au tableau 14, le terrain à l'étude est localisé en aval de la barrière hydraulique du LET.**

**Ce constat laisse entrevoir que la barrière hydraulique mise en place pour confiner le LET n'englobe pas le terrain occupé par la centrale. Dans ces conditions, Lidya Énergie doit effectuer une caractérisation de la qualité physicochimique des eaux souterraines de la zone d'étude du projet, à l'aide de puits d'observation. Cette caractérisation est requise, conformément aux exigences de la directive. Un rapport de caractérisation doit ensuite être déposé au MDDEFP. Les résultats analytiques contenus dans ce rapport pourront servir, au besoin, à orienter le mode de gestion envisagé des eaux souterraines.**

Lidya Énergie a présenté toute l'information qu'elle avait en main concernant les eaux souterraines du LET, mais il est important de faire la différence entre les activités liées au LET et ceux liés à la centrale de Lidya Énergie afin de distinguer la responsabilité de chacun par rapport à la caractérisation des eaux souterraines. Les explications ci-dessous justifient l'approche choisie et confirment que la caractérisation n'est pas nécessaire.

L'exploitation de la centrale de valorisation des biogaz est peu susceptible de contaminer les eaux souterraines. En effet, les risques de contamination ont été atténués par l'utilisation de réservoirs à double paroi pour entreposer les huiles de lubrification (neuve et usée). Ces réservoirs sont situés sur des dalles de béton. Quant au réservoir d'eau acide, celui-ci est situé à l'intérieur d'une digue de rétention capable de retenir 110 % du volume du réservoir. Les faibles quantités d'autres produits dangereux (filtres à l'huile usagés, guenilles souillées, barils d'antigel usé, etc.) sont entreposés à l'intérieur du bâtiment, dans des contenants et sur des surfaces imperméables.

Mentionnons également qu'il n'y a aucun drain de plancher menant à l'extérieur du bâtiment ainsi que la présence de fosses de plancher pouvant contenir toute fuite d'huile potentielle pouvant survenir à l'intérieur de la centrale.

Les mesures d'atténuation suivantes mentionnées au tableau 14 du rapport principal pour la contamination des sols feront en sorte, également, de grandement limiter les risques de contamination des eaux souterraines pendant la période de construction :

- ▶ La vérification de la présence de fuites sur la machinerie et les équipements sera réalisée régulièrement ;
- ▶ Le ravitaillement de la machinerie sera réalisé hors du site. Le cas échéant, tout ravitaillement sur le site sera effectué sous surveillance et lorsque possible sur une surface imperméable (béton, asphalte) ;
- ▶ Une trousse d'urgence, en cas de déversement, sera accessible en permanence.

D'autre part, selon les données fournies dans l'étude d'impact de l'agrandissement du LET de Lachute (SNC-Lavalin, 1999), les eaux souterraines superficielles s'écoulent du nord vers le sud. À l'endroit du LET, les eaux de l'aquifère de surface ne pénétreraient pas dans le site du LET en raison de la présence d'un écran d'étanchéité (remblai d'argile) aux limites nord du site du LET. Une tranchée drainante souterraine au nord permet d'intercepter les eaux de l'aquifère de surface et de les diriger vers le réseau hydrographique de surface. La centrale de valorisation des biogaz est située à proximité du LET.

Dans le cadre de l'exploitation du LET, la RIADM doit faire un suivi annuel des eaux souterraines sur le site. Le puits PZ97-13\* est situé à proximité de la centrale de valorisation des biogaz. Les données obtenues de la RIADM montrent qu'en 2007, la qualité de l'eau souterraine respectait les normes prescrites (RIADM, 2008). On dénotait un dépassement des normes pour le fer et le manganèse associés aux teneurs naturelles retrouvées dans les eaux souterraines du secteur. Des résultats similaires ont été obtenus entre 2012 et 2013. Les tableaux 2-4 présentent les données existantes en amont et en aval de la centrale. Selon ces données, il est possible de conclure que l'exploitation de la centrale n'a aucun effet sur la qualité des eaux souterraines.

---

\* La localisation des puits est présentée à la figure 1 révisée.

Tableau 2 : Caractérisation des eaux souterraines en amont et en aval de la centrale de valorisation des biogaz (aquifère de surface) en 2007

PARAMÈTRES	UNITÉ	NORMES	AMONT DE LA BARRIÈRE HYDRAULIQUE (PZ 96-9)	AVAL DE LA CENTRALE (PZ 97-13)
Coliformes fécaux	Ufc/100 ml	0	<1	<1
Azote ammoniacal	mg/l	1,5	0,51	0,2
Benzène (µg/L)	µg/l	5	<0,2	<0,2
Bore	mg/l	5	<0,05	<0,05
Cadmium	mg/l	0,005	<0,001	<0,001
Chlorures	mg/l	250	49	39
Chrome	mg/l	0,05	<0,03	<0,03
Cyanures	mg/L	0,2	<0,01	<0,01
Éthylbenzène (µg/L)	µg/L	2,4	<0,1	<0,1
Fer	mg/l	0,3	4,3	0,3
Manganèse	mg/l	0,05	0,36	0,43
Mercuré	mg/l	0,001	<0,0001	<0,0001
Nickel	mg/l	0,02	<0,01	0,01
Nitrates + Nitrites	mg/l	10	<0,1	<0,1
Plomb	mg/l	0,01	0,004	<0,001
Sodium	mg/l	200	79	35
Sulfates	mg/l	500	40	28
Sulfures	mg/l	0,05	<0,02	<0,02
Toluène (µg/L)	µg/l	24	<0,1	<0,1
Xylène (µg/L)	µg/l	300	<0,4	<0,4
Zinc	mg/l	5	0,031	<0,003

Source RIADM 2008.

Tableau 3 : Caractérisation des eaux souterraines en amont et en aval de la centrale de valorisation des biogaz (aquifère de surface) en 2012

PARAMÈTRES	UNITÉ	NORMES	AMONT DE LA BARRIÈRE HYDRAULIQUE (PZ 96-9)	AVAL DE LA CENTRALE (PZ 97-13)
Colis fécaux	Ufc/100 ml	0	<1	<1
Azote ammoniacal	mg/l	1,5	0,62	0,30
Benzène (µg/L)	µg/l	5	<0,2	<0,2
Bore	mg/l	5	0.08	0,07
Cadmium	mg/l	0,005	<0,001	<0,001
Chlorures	mg/l	250	51	47
Chrome	mg/l	0,05	<0,03	<0,03
Cyanures	mg/L	0,2	<0,003	<0,003
Éthylbenzène (µg/L)	µg/L	2,4	<0,1	<0,1
Fer	mg/l	0,3	0,3	0,4
Manganèse	mg/l	0,05	0,24	0,56
Mercure	mg/l	0,001	<0,0001	<0,0001
Nickel	mg/l	0,02	<0,01	<0,01
Nitrates + Nitrites	mg/l	10	<0,02	<0,02
Plomb	mg/l	0,01	<0,001	<0,001
Sodium	mg/l	200	76	41
Sulfates	mg/l	500	37	30
Sulfures	mg/l	0,05	<0,2	<0,1
Toluène (µg/L)	µg/l	24	<0,1	<0,1
Xylène (µg/L)	µg/l	300	<0,4	<0,4
Zinc	mg/l	5	0,011	<0,005

Source : GENS, communication personnelle, 2013

Tableau 4 : Caractérisation des eaux souterraines en amont et en aval de la centrale de valorisation des biogaz (aquifère de surface) en 2013

PARAMÈTRES	UNITÉ	NORMES	AMONT DE LA BARRIÈRE HYDRAULIQUE (PZ 96-9)	AVAL DE LA CENTRALE (PZ 97-13)
Colis fécaux	Ufc/100 ml	0	<1	<1
Azote ammoniacal	mg/l	1,5	0,76	0,31
Benzène (µg/L)	µg/l	5	<0,2	<0,2
Bore	mg/l	5	0.12	0,06
Cadmium	mg/l	0,005	<0,001	<0,001
Chlorures	mg/l	250	58	46
Chrome	mg/l	0,05	<0,005	<0,005
Cyanures	mg/L	0,2	<0,003	<0,003
Éthylbenzène (µg/L)	µg/L	2,4	<0,1	<0,1
Fer	mg/l	0,3	0,3	0,4
Manganèse	mg/l	0,05	0,20	0,50
Mercuré	mg/l	0,001	<0,0001	<0,0001
Nickel	mg/l	0,02	<0,01	<0,01
Nitrates + Nitrites	mg/l	10	<0,02	<0,02
Plomb	mg/l	0,01	<0,001	<0,001
Sodium	mg/l	200	91	40
Sulfates	mg/l	500	34	29
Sulfures	mg/l	0,05	<0,2	0,06
Toluène (µg/L)	µg/l	24	<0,1	<0,1
Xylène (µg/L)	µg/l	300	<0,4	<0,4
Zinc	mg/l	5	0,007	0,014

Source : GENS, communication personnelle, 2013

## 2.2.2 Section 2.4.7 Climat sonore

### QC-9 indiquer la provenance des données présentées au tableau 6.

Les données du tableau 6 du rapport principal proviennent des estimations réalisées par Lidya Énergie lors de sa demande de certificat d'autorisation pour l'exploitation de la centrale de valorisation de biogaz en 2005 (Lidya Énergie 2005).

Le niveau de bruit a été déterminé en combinant les diverses sources de bruit soient la centrale elle-même (72 dBA à 7 m), les cheminées (60,7 dBA chacune) et les refroidisseurs (60 dBA chacun). La combinaison donne un niveau de bruit de 75 dBA à 7 m. L'atténuation du bruit a été calculée uniquement en fonction de la distance, sans tenir compte de l'atténuation des arbres et autres structures existantes.

Afin de compléter la description du climat sonore, une caractérisation de l'état actuel et une modélisation du scénario proposé sont présentées à la question QC-64.

## 2.3 DESCRIPTION DU PROJET ET DES VARIANTES DE RÉALISATION

### 2.3.1 Section 3.1 Détermination des variantes et sélections

#### **QC-10 précisé s'il existe d'autres technologies pour valoriser le biogaz.**

Il existe en effet, de nombreuses autres technologies de valorisation du biogaz de sites d'enfouissement. Cependant, ces technologies restent encore, pour la plupart d'entre elles, à l'échelle de projets pilotes ou au stade d'expérimentation. Parmi celles qui sont actuellement bien développées, elles présentent des avantages et des inconvénients qui peuvent se résumer comme suit :

1. Purification et Liquéfaction du biogaz : cette technologie nécessite des investissements importants en ce sens que le biogaz doit être purifié jusqu'au niveau de pureté avoisinant celle du gaz naturel. L'utilisation du biogaz ainsi purifié est variée et à titre d'exemple, il peut servir comme carburant pour engins motorisés et véhicules de tout genre ou injection dans des réseaux de distribution de gaz naturel pour utilisation industrielle ou domestique.
2. Production de vapeur, de chaleur et de CO<sub>2</sub> dans des bouilloires dont la vapeur peut être exploitée à divers usages industriels et la chaleur ainsi que le CO<sub>2</sub> pouvant servir pour le chauffage des serres.

Des informations complémentaires au sujet de ces différentes technologies, de leurs avantages et inconvénients ainsi que leur faisabilité est aussi présentée dans les réponses aux questions 4 et 6 du présent document.

#### **QC-11 précisé s'il existe d'autres marques/fournisseurs de groupes électrogènes que ceux déjà en place à la centrale. Dans l'affirmative, indiquer les différentes techniques entre les produits disponibles sur le marché.**

En effet, il existe d'autres marques de groupes électrogènes que ceux de marque Caterpillar déjà en place à la centrale. Toutes ces autres marques fonctionnent avec le même principe fondamental de combustion interne et les différences sont minimales. Les marques les plus connues sont Jenbacher et Wakeusha.

Toutefois, Lidya Énergie maintient son choix technologique de la marque déjà en place (Caterpillar) pour les principales raisons suivantes :

- ▶ La technologie est très bien connue par le personnel technique de la centrale ;
- ▶ La disponibilité du matériel et des manuels d'entretien uniforme pour une seule marque ;
- ▶ L'assurance d'une certaine uniformité et stabilité dans le procédé de valorisation du biogaz.



## 2.3.2 Section 3.2 Description de la technologie utilisée

**QC-12 fournir un ou des schémas permettant de mieux comprendre le processus de transformation des matières résiduelles en biogaz. Identifier les endroits de traitements, les équipements locaux de transformation et de disposition. Ce schéma doit présenter en détail les formules chimiques de l'ensemble du processus et les volumes de biogaz produits journaliers et annuels, ainsi que la capacité des divers réservoirs.**

Le biogaz est issu de la biodégradation de matières organiques en absence d'oxygène. On appelle ce procédé naturel la digestion anaérobie. Composé principalement de méthane ( $\text{CH}_4$ ) et de dioxyde de carbone ( $\text{CO}_2$ ), il peut contenir entre 50 % et 75 % de méthane. Le gaz naturel tel que nous le connaissons contient environ 97 % de méthane. Essentiellement le biogaz c'est du gaz naturel dilué et moins calorifique (site internet de l'AQPER consulté le 15 août 2013 : <http://aqper.com/index.php/le-biogaz>). La composition du biogaz capté dans le LET de Lachute est relativement variable, mais les fluctuations sont mineures. En 2013, les proportions du mélange gazeux (le biogaz) sont de l'ordre de 50,1 % de méthane ( $\text{CH}_4$ ), 42,9 % de dioxyde de carbone ( $\text{CO}_2$ ), 5 % d'azote (N) et 2 % d'oxygène ( $\text{O}_2$ ).

Le captage du biogaz du LET Lachute se fait principalement par le biais des collecteurs horizontaux qui sont installés au moment de l'ouverture de nouvelles cellules d'enfouissement. Ces collecteurs horizontaux sont des tubes de PeHD de 150 mm de diamètre munis de trous équidistants pour permettre au biogaz d'être aspiré par la force de succion exercée par les surpresseurs installés à la centrale Lidya. D'autres collecteurs verticaux sont également installés suite à la fermeture des cellules d'enfouissement. Ces collecteurs sont également des tubes perforés de Pe HD ayant également un diamètre de 150 mm. L'ensemble des collecteurs verticaux et horizontaux est raccordé à cinq modulateurs afin de drainer le lixiviat qui aurait pu être aspiré en même temps que le biogaz. Le lixiviat collecté par ces modulateurs est ensuite retourné via une conduite pour l'acheminer au système de traitement du lixiviat du LET. Le biogaz ainsi dépourvu de lixiviat est canalisé en une conduite principale jusqu'au système de désulfuration (les BiogasClean ou BGC) où le  $\text{H}_2\text{S}$  du biogaz est digéré par les bactéries puisque c'est un système de traitement biologique. Le biogaz ainsi réduit de son  $\text{H}_2\text{S}$  passe par le système de refroidissement pour condenser la vapeur d'eau (assécher le biogaz) et par le fait même enlever une portion des siloxanes. L'eau condensée est ensuite canalisée vers les étangs aérés du LET (système de traitement du lixiviat). Après cette étape-ci, le biogaz est prêt à être brûlé dans les moteurs à combustion internes pour être valorisé en électricité grâce aux génératrices.

La figure de l'annexe 1 montre un schéma général du système de captage du biogaz incluant les canalisations horizontales et les puits verticaux ainsi que l'emplacement des modulateurs.

**QC-13 dans le cadre du projet où trois groupes électrogènes seront rajoutés graduellement à la centrale, préciser si la torchère à flamme visible, déjà présente sur le LET, aura la capacité nécessaire pour brûler le biogaz, dans le cas d'une panne ou d'une urgence, ou lorsque le procédé de valorisation sera en période d'arrêt temporaire.**

Présentement, la capacité de la torchère installée est amplement suffisante pour couvrir les situations de pannes, d'arrêts d'urgence et des périodes d'entretien.

Lidya a dû faire face à des situations d'urgence dans les quatre dernières années qui ont mené à un arrêt complet de la centrale à quelques reprises. Dans ces situations, Lidya Énergie a utilisé la torchère afin de détruire les biogaz sans problème. Actuellement, la capacité de cette torchère suffit à détruire l'ensemble des biogaz du LET et notre expérience opérationnelle démontre une certaine marge de manœuvre qui confirme que cet équipement a une capacité de destruction supplémentaire. Par ailleurs, mentionnons que les situations d'arrêt de tous les moteurs simultanément dans la centrale sont rares et représentent des cas d'urgence exceptionnels. En effet, les statistiques établies par Lidya Énergie où les groupes électrogènes ont été arrêtés simultanément démontrent que pour les quatre dernières années, ce temps représente seulement 2,3 % du temps total d'opération et dans chacune de ces situations, la torchère et l'ajustement du débit de biogaz ont été suffisants. À la lumière de ces informations, Lidya Énergie est confiante que même après l'ajout d'un 8<sup>e</sup> moteur, la torchère actuelle pourra pallier à ces situations. Concernant l'ajout des moteurs 9 et 10, qui font partie des phases subséquentes du projet sous étude, une évaluation future pourra être effectuée concernant les besoins de la centrale pour ces cas d'urgence dans le cadre des certificats d'autorisation qui seront demandés en temps opportun.

## **2.3.3 Section 3.2.3 Système de traitement biologique de désulfuration des biogaz et Section 3.2.4 Système de prétraitement des biogaz**

**QC-14 pour le système actuel de purification du biogaz ainsi que les débits de biogaz captés pour la situation actuelle et celle prévue à l'an 2025, préciser l'efficacité d'enlèvement des différents composés (composés principaux et traces) ou familles de composés, de chacun des systèmes suivants :**

- 1) L'ensemble du système de purification (prétraitement et traitement) ;**
- 2) Le système de prétraitement ;**
- 3) L'unité d'adsorption par charbon activé du système de prétraitement ;**
- 4) Le système de traitement biologique de désulfuration.**

Avant de répondre à cette question, nous estimons qu'il est important de décrire en détail les différents systèmes de traitement (prétraitement et traitement) de biogaz actuellement fonctionnels à la centrale Lidya Énergie.

### **I. DESCRIPTION DES SYSTÈMES DE TRAITEMENT EN PLACE**

#### **1. Système de désulfuration de biogaz (enlèvement du H<sub>2</sub>S)**

Le système de désulfuration du biogaz (BiogasClean ou BGC) a été ajouté par Lidya Énergie sur une base volontaire suite à l'obtention du certificat d'autorisation 7610-15-01-02220-12/400 730 305 datés du 28 octobre 2010 et amendé le 15 janvier 2013 pour l'ajout d'un collecteur composé de deux réservoirs munis de filtres coalescents.

Entre le moment où Kruger Énergie est devenu l'opérateur de Lidya Énergie et 2010, la problématique, de la présence élevée du H<sub>2</sub>S dans le biogaz et son effet néfaste sur les équipements de la centrale ont été identifiés. Ce système a été jugé nécessaire et installé dans le but de prolonger la durée de vie des moteurs et d'améliorer la performance environnementale de la centrale en termes d'émissions atmosphériques. En effet, la désulfuration du biogaz diminue les émissions de SO<sub>x</sub> bien que les normes provinciales en vigueur eussent été rencontrées avant l'installation de ce système. Le BGC est un système conçu pour l'enlèvement du sulfure d'hydrogène (H<sub>2</sub>S) contenu dans le biogaz par le biais d'un processus biologique.

Ce système se trouve physiquement en amont du système de prétraitement, c'est-à-dire que c'est le premier système à recevoir le biogaz brut arrivant du site d'enfouissement.

## **2. Système de prétraitement appelé aussi « Système de traitement des siloxanes »**

Ce système a été mis en place lors de la construction de la centrale par ses anciens propriétaires. La fonction primaire du système de « prétraitement » de la centrale est l'enlèvement des siloxanes qui sont retrouvés dans le biogaz. Ce système est conçu uniquement pour la protection des moteurs et non pas pour la protection de l'environnement (réduction des émissions atmosphériques). À ce jour, il n'existe aucune exigence spécifique sur l'enlèvement des siloxanes du biogaz capté. Le système de prétraitement est composé de plusieurs équipements installés en série et est expliqué de façon plus détaillée ci-dessous.

### **2.1. Traitement primaire :**

Le traitement primaire comprend un refroidissement par échangeur de chaleur de type gaz/gaz. Cette première étape est conçue pour abaisser la température du gaz allant de 49 °C à 24 °C environ.

### **2.2. Refroidissement primaire (stage 1) :**

Le stage 1 comprend un refroidisseur de type échangeur gaz/réfrigérant qui est conçu pour refroidir le biogaz à une température d'environ 2 °C afin de pouvoir condenser l'humidité en suspension dans le gaz ainsi qu'une partie des siloxanes ; soit environ 15 à 25 % selon des sources reconnues (Ed Wheless and Dan Gary, 2002).

### **2.3. Filtres coalescents :**

Avant que le gaz soit acheminé à l'étape suivante et à la suite du refroidissement primaire, il passe au travers d'une série de filtres coalescents qui sont utilisés pour le retrait de particules solides au-delà de 1 micron ainsi que pour retirer des particules d'eau en suspension dans le gaz.

## 2.4. Refroidissement secondaire (stage 2) :

Après le passage dans les filtres coalescents, le gaz est refroidi à nouveau par le biais d'un échangeur de chaleur duplex de type gaz/réfrigérant. Cette étape permet d'obtenir une température de gaz allant de 2 °C à -23 °C (environ). Selon les données du fabricant, cette étape est conçue pour condenser jusqu'à 95 % des siloxanes présents dans le gaz.

## 2.5. Système secondaire de filtres coalescents et filtre au charbon activé :

Une fois le gaz filtré et condensé, nous avons une option de filtrer le gaz à nouveau. Cette étape a été installée directement en amont des groupes électrogènes pour un raffinage secondaire du biogaz. Le traitement de biogaz par charbon activé a pour but de retirer, par adsorption, les siloxanes en suspension dans le gaz. À la base, ce système n'a pas été conçu pour retirer tous les siloxanes, mais plutôt pour raffiner le biogaz déjà traité. Des informations supplémentaires sur l'efficacité de ces systèmes de traitement sont présentées dans les sections qui suivent.

## II. Efficacité actuelle de traitement des systèmes en place.

### - *Système de désulfuration de biogaz (enlèvement du H<sub>2</sub>S (BiogasClean ou BGC)*

Lidya Énergie est très satisfaite du rendement du nouveau système qu'elle a installé et a réalisé depuis son installation son importance par rapport aux deux autres systèmes qui étaient déjà en place lorsque Kruger Énergie est devenu l'opérateur de la centrale.

Selon les spécifications du fabricant, le système d'enlèvement de H<sub>2</sub>S a la capacité de diminuer la concentration de H<sub>2</sub>S de 1300ppmv à 50ppmv à un débit de 3826 scfm de biogaz ce qui représente une diminution de 96 % (théorique).

Sur une base régulière, la concentration de H<sub>2</sub>S est mesurée à la centrale. En moyenne, la concentration de H<sub>2</sub>S retrouvée dans le biogaz, avant d'être traité est de 745 ppmv et après avoir été traité par le BGC, elle est de 35 ppmv. Selon les analyses que nous faisons à l'entrée et à la sortie du BGC, les données que nous obtenons sont parfaitement en ligne avec les spécifications du fabricant.

### - *Système de traitement de siloxanes*

Au moment de l'achat du système de traitement de siloxanes en 2005, ce système, étant pratiquement expérimental, était unique dans le marché. Jamais un tel système n'était installé par le fournisseur sur une aussi grosse centrale. Aujourd'hui ce système opère de façon modifiée étant donné que l'efficacité de ce système s'est avérée faible (voir le tableau 5 ci-dessous). Selon les spécifications techniques du fabricant, le système de traitement des siloxanes avait la capacité de retirer 95 % des siloxanes retrouvés dans le gaz à un débit de 3500 scfm. Le tableau ci-dessous montre les résultats d'analyse des siloxanes avant et après le système de traitement de siloxanes réalisées en 2012. Ce tableau présente également les familles des siloxanes testés et démontre une diminution d'au plus 9 % sur toutes les familles des siloxanes et d'environ 15 % sur les familles de siloxanes ayant une incidence sur la fréquence d'entretien des moteurs.

Tableau 5 : Résultats de l'analyse des siloxanes (2012)

**SYSTÈME DE TRAITEMENT  
SILOXANES**

Site		AVANT		APRÈS		
Date		23 août 2012		23 août 2012		
Heure		14:45 - 14:55		14:45 - 14:55		
CONCENTRATIONS		ppmv sec	mg/Rm <sup>3</sup>	ppmv sec	mg/Rm <sup>3</sup>	Éficacité d'enlèvement
		<b>Composés de silicium</b>				
Fluorure de triméthylsilane (C3H9FSi)		0.107	0.403	0.156	0.588	-45.79%
Tétraméthylsilane (C4H12Si)		< 0.001	< 0.004	< 0.001	< 0.004	0.00%
Méthoxytriméthylsilane (C4H12OSi)		< 0.023	< 0.098	< 0.024	< 0.102	-4.35%
Éthoxytriméthylsilane (C5H14OSi)		0.141	0.682	0.070	0.338	50.35%
Triméthylsilanol (C3H10OSi)		3.613	13.320	2.922	10.773	19.13%
Isopropoxytriméthylsilane (C6H16OSi)		0.044	0.238	0.033	0.178	25.00%
Triméthoxyméthylsilane (C4H12O3Si)		< 0.001	< 0.006	< 0.001	< 0.006	0.00%
Hexaméthyl disiloxane (C6H18OSi2)	MM, L2	0.196	1.301	0.186	1.235	5.10%
Propoxytriméthylsilane (C6H16OSi)		0.107	0.579	0.049	0.265	54.21%
1-Méthylbutoxytriméthylsilane (C8H20OSi)		0.043	0.289	0.019	0.128	55.81%
Butoxytriméthylsilane (C7H18OSi)		0.071	0.425	0.038	0.227	46.48%
Triméthoxyvinyl silane (C5H12O3Si)		< 0.001	< 0.006	< 0.001	< 0.006	0.00%
Hexaméthyl cyclotrisiloxane (C6H18O3Si3)	D3	0.558	5.074	0.418	3.801	25.09%
Octaméthyl trisiloxane (C8H24O2Si3)	MDM, L3	0.031	0.300	0.030	0.290	3.23%
Triéthoxyvinyl silane (C8H18O3Si)		< 0.001	< 0.008	< 0.001	< 0.008	0.00%
Triéthoxyéthyl silane (C8H20O3Si)		< 0.001	< 0.008	< 0.001	< 0.008	0.00%
Octaméthyl cyclotétrasiloxane (C8H24O4Si4)	D4	1.598	19.375	1.688	20.466	-5.63%
Décaméthyl tétrasiloxane (C10H30O3Si4)	MD2M, L4	0.010	0.127	0.007	0.089	30.00%
Tétraéthyl silicate (C8H20O4Si)		< 0.001	< 0.009	< 0.001	< 0.009	0.00%
Décaméthyl cyclopentasiloxane (C10H30O5Si5)	D5	2.368	35.887	2.453	37.176	-3.59%
Dodécaméthyl pentasiloxane (C12H36O4Si5)	MD3M, L5	< 0.006	< 0.094	< 0.006	< 0.094	0.00%
Dodécaméthyl cyclohexasiloxane (C12H36O6Si)	D6	0.036	0.655	0.011	0.200	69.44%
<b>Siloxanes Totaux - détectés</b>		<b>8.923</b>	<b>78.653</b>	<b>8.080</b>	<b>75.753</b>	<b>15.46%</b>
						<b>9.45%</b>

Note :

Suivant les modifications, Lidya Énergie a entrepris des interventions plus fréquentes au niveau des groupes électrogènes plutôt que d'utiliser le premier stage d'opération.

**- Système secondaire de filtres coalescents et filtre au charbon activé**

L'inefficacité de ce système a été observée par Lidya Énergie au fil des années d'opération et à ce jour, elle réalise qu'il est plus profitable techniquement d'entreprendre des inspections et interventions plus fréquentes au niveau des groupes électrogènes que d'opérer ce système. En fait, les filtres coalescents demeurent en place dans le système de traitement afin d'éliminer autant les particules qu'une portion d'eau en suspension. Quant aux filtres au charbon activé, ils ne sont plus utiles, car leur efficacité est sur une très courte période et occasionnent des coûts de remplacement énorme sans compter les temps d'arrêt requis pour en faire le remplacement.

### III. Efficacité de traitement anticipée en 2025 des systèmes en place

Selon une simulation faite par Lidya Énergie à l'aide du logiciel LandGem V3.02 et tel qu'indiqué dans le tableau inclus dans la réponse à la QC-39, le débit de biogaz qui sera généré par le LET en 2025 est estimé à 5477 scfm ou 155 m<sup>3</sup>/minute.

Le système de traitement de siloxanes ainsi que le système de traitement de H<sub>2</sub>S ont été conçus pour opérer à des débits de 3900 et 3826 scfm respectivement (111 et 108 m<sup>3</sup>/minute). L'installation d'un huitième moteur augmentera la capacité de la centrale à valoriser environ 3800 à 4000 scfm de biogaz (selon la qualité du biogaz). Ce volume de biogaz sera aisément supporté par les systèmes de traitement actuellement en opération. Dans l'éventualité où un neuvième et dixième moteur sera ajouté, le système de traitement de siloxanes ainsi que le système de traitement de H<sub>2</sub>S seront réévalués et modifiés au besoin. À cet effet, une demande de modification de certificat d'autorisation sera présentée au MDDEFP en temps et lieu.

**QC-15 pour le système actuel de purification du biogaz, ainsi que les débits de biogaz captés pour la situation actuelle et celle prévue à l'an 2025, indiquer les teneurs (mg/Nm<sup>3</sup>) des différents composés (composés principaux et traces) présents dans le biogaz à chacun des endroits suivants :**

- 1) Avant ET après l'ensemble du système de purification (prétraitement et traitement) ;**
- 2) Avant ET après l'unité d'adsorption par charbon activé du système de prétraitement du biogaz.**

À l'exception des analyses mentionnées dans la réponse à la question précédente (QC-14), Lidya Énergie n'a pas réalisé d'autres analyses sur les composés du biogaz avant et après les systèmes de prétraitement et traitement. Comme mentionnés dans la réponse à la question précédente, les siloxanes ont été mesurés afin d'évaluer justement le taux d'enlèvement de ces composés siliceux par ces systèmes de traitement afin de mettre en place un programme d'entretien approprié.

Par ailleurs, pour usage interne et dans le but d'évaluer la performance du système d'enlèvement du H<sub>2</sub>S (système de traitement biologique ou désulfuration), d'autres analyses ont été réalisées en 2012 à la sortie de ce système. Ces analyses ont ciblé la composition du biogaz en tant que mélange gazeux, la teneur en principaux COV et la teneur en principaux composés soufrés. Ces informations ont d'ailleurs été transmises par lettre à votre ministère, à l'intention de Madame Élisabeth Rainville en date du 29 juillet 2013. Ces informations sont les suivantes :

#### **COMPOSITION DU BIOGAZ APRÈS LE SYSTÈME DE DÉSULFURATION**

Les analyses ont été effectuées en date du 23 août 2012 dans des conditions de référence « R » à 25°C, 101,3 kPa, base sèche. Les tableaux 6 et 7 présentent les concentrations des composés organiques volatils et soufrés.

## Composition volumétrique du biogaz (% v/v sec)

- ▶ Méthane (CH<sub>4</sub>).....51,2
- ▶ Dioxyde de carbone (CO<sub>2</sub>).....35,8
- ▶ Oxygène (O<sub>2</sub>).....1,1
- ▶ Azote (N<sub>2</sub>).....9,9
- ▶ Hydrogène (H<sub>2</sub>).....0

**Note du laboratoire d'analyses** : la valeur de l'azote (N<sub>2</sub>) a été corrigée pour tenir compte de l'azote présent dans le canister au départ.

**Note de Lidya Énergie** : les valeurs du CO<sub>2</sub> et du N<sub>2</sub> sont très variables et à titre d'exemple, les valeurs lues pour ces composés en date du 4 mars 2013 et qui sont utilisées dans les calculs nécessaires à la déclaration des principaux contaminants (2012) sont respectivement 5 % pour N<sub>2</sub> et 42,9 % pour le CO<sub>2</sub>.

Tableau 6 : Composition du biogaz – composés organiques volatils

COMPOSÉ	PPMV SEC	MG/RM3
Éthane (C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> )	1,7	2,08
Éthylène (C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> )	3,7	4,23
Propane (C <sub>3</sub> H <sub>8</sub> )	16,1	28,96
Isobutane (C <sub>4</sub> H <sub>10</sub> )	10,8	25,6
Isobutylène (C <sub>4</sub> H <sub>8</sub> )	0,7	1,6
cis-2-butène (C <sub>4</sub> H <sub>8</sub> )	0,4	0,92
Propyne (C <sub>3</sub> H <sub>4</sub> )	8,7	14,22
Butane (C <sub>4</sub> H <sub>10</sub> )	4,87	11,55
Pentane (C <sub>5</sub> H <sub>12</sub> )	4,79	14,1
Fréon-12 (CCl <sub>2</sub> F <sub>2</sub> )	1,09	5,39
1-Butène (C <sub>4</sub> H <sub>8</sub> )	1,86	4,26
trans-2-butène (C <sub>4</sub> H <sub>8</sub> )	0,4	0,91
Éthanol (C <sub>2</sub> H <sub>5</sub> OH)	5,81	10,92
Isopentane (C <sub>5</sub> H <sub>12</sub> )	16,2	47,68
Acétone (C <sub>3</sub> H <sub>6</sub> O)	11,9	28,21
Isopropanol (C <sub>3</sub> H <sub>8</sub> O)	4,73	11,6
2,2-Diméthylbutane (C <sub>6</sub> H <sub>14</sub> )	0,5	1,75
2,3-Diméthylbutane (C <sub>6</sub> H <sub>14</sub> )	0,25	0,89
Cyclopentane (C <sub>5</sub> H <sub>10</sub> )	1,29	3,69
2-Méthylpentane (C <sub>6</sub> H <sub>14</sub> )	0,93	3,27
3-Méthylpentane (C <sub>6</sub> H <sub>14</sub> )	0,8	2,82
Hexane (C <sub>6</sub> H <sub>14</sub> )	2,67	9,39
Méthyl éthyl cétone (C <sub>4</sub> H <sub>8</sub> O)	9,7	28,55
Éthyl acétate (C <sub>4</sub> H <sub>8</sub> O <sub>2</sub> )	2,61	9,39
Méthylcyclopentane (C <sub>6</sub> H <sub>12</sub> )	0,43	1,46
Tétrahydrofurane (C <sub>4</sub> H <sub>8</sub> O)	1,1	3,24

COMPOSÉ	PPMV SEC	MG/RM3
Cyclohexane (C6H12)	1	3,42
Benzène (C6H6)	1,52	4,85
2-Méthylhexane (C7H16)	1,35	5,52
3-Méthylhexane (C7H16)	1,91	7,81
Heptane (C7H16)	1,96	8,01
Méthylcyclohexane (C7H14)	1,26	5,05
Toluène (C7H8)	11,4	42,87
Éthylbenzène (C8H10)	3,63	15,73
m,p-Xylène (C8H10)	6,5	28,16
o-Xylène (C8H10)	1,65	7,15
Nonane (C9H20)	1,22	6,38
Camphène (C10H16)	1,43	7,95
Décane (C10H22)	0,87	5,06
1,2,4-Triméthylbenzène (C9H12)	0,39	1,92
D1-Limonène (C10H16)	2,95	16,4
Undécane (C11H24)	0,04	0,26
Naphthalène (C10H8)	0,02	0,11
<b>Composés organiques volatils totaux</b>	<b>153,12</b>	<b>443,3</b>

Tableau 7 : Composition du biogaz – Composés soufrés

COMPOSÉ	PPMV SEC	MG/RM3
Dioxyde de soufre (SO2)	0	0
<b>Composés soufrés réduits</b>		
Sulfure d'hydrogène (H2S)	0	0
Sulfure de carbonyle (COS)	270	662,2
Sulfure de diméthyle (CH3SCH3)	1220	3091,8
Disulfure de carbone (CS2)	227	705,2
Isopropyl mercaptan (C3H7SH)	23,5	73
Tert-butyl mercaptan (C4H9SH)	21,6	79,5
Tiophène (C4H4S)	84	288,4
Isobutyl mercaptan (C4H9SH)	0	0
Disulfure de diméthyle (CH3S2CH3)	74,4	285,9
2-Méthyl thiophène (C5H6S)	121	484,7
3- Méthyl thiophène (C5H6S)	73,2	293,2
Sulfure d'allyle (C6H10S)	16,3	76
2,5-Diméthyl thiophène (C6H8S)	20,5	93,8
Autres composés soufrée (M.W. 32) – Voir Note	2580	3374,6
<b>Composés soufrés réduits totaux</b>	<b>4731,5</b>	<b>9508,2</b>

**Note du laboratoire d'analyses** : Les autres composés soufrés incluent les composés qui ont été détectés, mais qui n'ont pas été identifiés tels que le H<sub>2</sub>S.



## QC-16 Pour le charbon actif usé déjà produit par le système de prétraitement du biogaz :

1) Indiquer les différents composés qui ont été identifiés, ainsi que leurs teneurs mesurées (mg/kg de charbon usé) lors des analyses du charbon actif usé ;

2) Estimer la quantité annuelle de chacun des composés qui ont été retirés des biogaz, ainsi que le volume (mg/Nm<sup>3</sup>/an) de biogaz purifié par l'unité de charbon activé.

Les seules analyses qui ont été faites sur le charbon actif usé demeurent celles se rapportant aux critères du *Règlement sur les matières dangereuses* pour déterminer le mode de disposition approprié. Suite à ces analyses, les résultats ont démontré que le charbon actif usé n'est pas une matière dangereuse. Les rapports d'analyse ont été transmis à la direction régionale du MDDEFP pour approbation. Ainsi, le mode de disposition approuvé est l'enfouissement en tant que déchet solide. À cet effet, une modification de CA a été délivrée par le MDDEFP pour approuver l'enfouissement du charbon actif usé en tant que déchet solide. (CA modifié No Réf. : 7610-15-01-02220 10 400 du 16 janvier 2009).

Les résultats d'analyse du charbon actif en 2008 et 2010 sont présentés au tableau 8. Il appert que les quantités de COVs adsorbé par l'unité de charbon actif sont négligeables. Considérant que le débit massique des COVs selon les données de caractérisation de 2009 (Consulair 2009) est de 19,67 g/min à l'entrée du système de prétraitement et que l'unité contient 2177 kg de charbon activé, le bilan massique montre que la contribution du charbon activé dans l'enlèvement des COVs est de l'ordre de 0,0003 % (voir tableau 9 pour les calculs). Annuellement, cela représente seulement 29 g de COVs retiré du biogaz.

Tableau 8 : Caractérisation du charbon actif usé.

COMPOSÉS	UNITÉ	CONCENTRATION	
		2008	2010
Arsenic	mg/l	< 0,01	0,25
Cadmium	mg/l	< 0,01	< 0,01
Chrome	mg/l	< 0,01	< 0,01
Mercure	mg/l	< 0,0004	0,0008
Nitrites (exprimé en N)	mg/l	< 0,13	< 0,09
Nitrites/Nitrates (exprimé en N)	mg/l	< 0,13	< 0,09
Plomb	mg/l	< 0,1	< 0,1
Benzène	mg/kg	0,018	0,018
Éthylbenzène	mg/kg	0,35	0,28
Chlorobenzène	mg/kg	< 0,1	< 0,1
Toluène	mg/kg	0,44	0,31
Xylènes	mg/kg	1,8	0,9
Styrène	mg/kg	< 0,1	< 0,1
1,2-dichlorobenzène	mg/kg	< 0,1	< 0,1
1,3-dichlorobenzène	mg/kg	< 0,1	< 0,1
1,4-dichlorobenzène	mg/kg	0,8	0,4
Sulfures réactifs	mg/kg H <sub>2</sub> S	< 5	6

Tableau 9 : Contribution du charbon activé dans l'enlèvement des COVs

	UNITÉ	VALEUR	COMMENTAIRE
<b>Caractéristiques du biogaz</b>			
Concentration de COV	g/m3	0,178871 (1)	Consulair, 2009
Débit de biogaz	m3/min	110 (2)	Réponse QC-14
débit massique de COV	g/min	19,67 (3)	(1 x 2)
Masse de COV par cycle d'utilisation du charbon activé	g/cycle	2 585 401 (4)	(3 x 60 min x 24 h x 91 jours)
<b>Caractéristiques du charbon activé</b>			
Concentration COV	mg/kg	3,4 (5)	Tableau 8
Masse de charbon activé	kg	2177 (6)	Lidya Énergie, 2008
Masse de COV adsorbé	g/cycle	7,40 (7)	(5 x 6 /1000 mg/g)
Contribution du charbon activé	%	0,0003 %	(7/4)

**QC-17 pour le système prévu de purification du biogaz (modification suite à l'enlèvement de l'unité de charbon activé), ainsi que les débits de biogaz captés pour la situation actuelle et celle prévue à l'an 2025, préciser l'efficacité d'enlèvement des différents composés (composés principaux et traces) ou familles de composés de chacun de ces systèmes :**

- 1) L'ensemble du système de purification (prétraitement et traitement) ;
- 2) Le système de prétraitement ;
- 3) Le système de traitement biologique de désulfuration.

Pour clarification, l'unité d'adsorption de siloxanes par charbon activé est toujours en place, par contre, le charbon activé, lui-même, a été retiré des réservoirs et disposé dans le LET conformément au CA modifié. Initialement, ce système secondaire a été conçu pour raffiner le biogaz qui provenait du stage 2. Selon l'expérience acquise à travers les années d'opération de la centrale et avec la confirmation par des analyses que le taux d'enlèvement des siloxanes est limité (voir tableau des résultats inclus dans la réponse à la question QC-14), il a été décidé, d'opérer sans charbon activé et de se concentrer plutôt sur la maintenance des groupes électrogènes en augmentant la fréquence des entretiens.

Pour ce qui est du système de traitement biologique (enlèvement du H<sub>2</sub>S par désulfuration), les résultats des analyses effectuées sont présentés dans la réponse à la question QC-15.

**QC-18 Pour le système prévu de purification du biogaz (modification suite à l'enlèvement de l'unité de charbon activé), ainsi que les débits de biogaz captés pour la situation actuelle et celle prévue à l'an 2025, indiquer les teneurs (mgINm3) des différents composés (composés principaux et traces) présents dans le biogaz à chacun de ces endroits :**

## 1) Avant ET après l'ensemble du système de purification (prétraitement et traitement).

Veillez-vous référer aux réponses données aux questions QC-14, QC-15 et QC-16.

### **QC-19 Indiquer le volume de sulfure d'hydrogène (H<sub>2</sub>S) qu'on retrouve dans le système de traitement biologique de désulfuration des biogaz ainsi que ça concentration réelle (capacité de traitement à 1 300 ppm).**

La teneur en H<sub>2</sub>S dans le biogaz provenant du LET n'est pas constante. La teneur moyenne est de 745 ppmv à l'entrée du BGC et 35 ppmv à la sortie. Le débit de biogaz de conception est de 108 m<sup>3</sup>/min. Chacune des tours de traitement a un volume de 158 m<sup>3</sup> pour un total de 336 m<sup>3</sup>. Une portion de ce volume est occupée par le média de croissance (environ 135 m<sup>3</sup>). Ainsi, on retrouve 46 m<sup>3</sup> de biogaz ayant une concentration moyenne de H<sub>2</sub>S de 745 ppmv.

### **QC-20 Préciser les raisons pour lesquelles Lidya Énergie n'a pas fait mention du H<sub>2</sub>S à la section 6 « Gestion des risques d'accident », et n'a pas retenu une fuite de H<sub>2</sub>S comme scénario de formation d'un nuage toxique dans son analyse de risques et dans son plan des mesures d'urgence.**

Le H<sub>2</sub>S présent dans le biogaz est généré suite à la décomposition anaérobie des matières enfouies dans le LET. La concentration de H<sub>2</sub>S dans le biogaz capté varie entre 600 et 800 ppm avec une concentration moyenne de 745 ppmv. Ce dernier est dégradé par le système de traitement biologique du biogaz qui se retrouve en amont du système de prétraitement. Une fuite de H<sub>2</sub>S n'a pas été considérée telle quelle puisque celui-ci fait partie intégrante du mélange gazeux qui constitue le biogaz et qui est déjà considéré dans le plan des mesures d'urgence. Toutefois, afin de donner un surplus d'information sur les risques associés à ce composé, les sections qui suivent résument les différents scénarios plausibles quant à la formation d'un nuage toxique.

Deux scénarios ont été retenus pour la création d'un nuage toxique de H<sub>2</sub>S : Un bris de conduite hors-sol à l'amont et à l'aval des surpresseurs. Environ 1,5 m et 4 m de conduites de biogaz sont hors sol et donc considérées à risque de bris.

Trois concentrations ont été évaluées suite à la formation de ces nuages.

- ▶ 100 ppmv soit la concentration de danger immédiat pour la vie et la santé (DIVS) selon NIOSH-2003 ;
- ▶ 15 ppmv soit la limite d'exposition à court terme (STEL) à laquelle il est généralement admis qu'une personne exposée 15 minutes ou moins ne subira pas de dommage.
- ▶ 0,0047 ppmv soit le seuil de détection par l'odorat chez au moins 50 % de la population, mais sans risque pour une exposition à long terme.

Les résultats ont été obtenus avec le logiciel ALOHA version 5.4.3 (Area Location Of Hazardous Atmosphere) dans les conditions atmosphériques les plus conservatrices (vents faibles avec une bonne couverture nuageuse et une température de 15 °C).

## Scénario 1 : Bris de la conduite en amont des suppresseurs

Dans ce scénario, les groupes électrogènes s'arrêtent quelques instants après le bris à cause de la baisse importante de pression dans les conduites de biogaz. Il s'agit d'une rupture complète de la conduite de 450 mm de diamètre ouverte à l'atmosphère. On considère que si la fuite dure plus de 5 minutes, on a atteint l'état de régime soit un biogaz contenant 721 ppmv de H<sub>2</sub>S à 125 l/h (30 °C et 1 a)<sup>[1]</sup>. Le débit initial (à t=0) est de 8460 m<sup>3</sup>/h dû au momentum du gaz dans la conduite juste avant la rupture. Suite à la rupture, le débit décroît très rapidement et atteint l'état de régime de 125 l/h après environ 5 minutes.

Les résultats démontrent que les zones de 100 ppmv et 15 ppmv sont toujours inférieures à 10 mètres de t=0 à t=5 minutes et plus. L'accès à ces zones devra se faire avec de l'équipement de sécurité approprié.

Le seuil d'odeur atteint les habitations de l'autre côté du chemin des Sources peu de temps après la rupture, soit 255 mètres, mais régresse rapidement à mesure que le débit à la source diminue (Figure 1). Ces émanations se mélangeront avec les émissions fugitives du biogaz du LET au point où les personnes vivant de l'autre côté du chemin ne percevront probablement pas de différence.

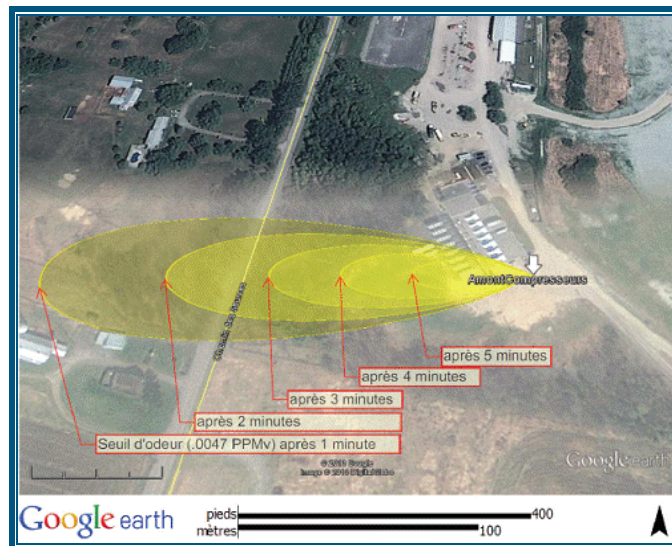


Figure 1 : Émanations de H<sub>2</sub>S suite au bris d'une conduite en amont des suppresseurs

Il est également important de souligner que la présence de nuage de biogaz inflammable demanderait un périmètre de sécurité plus grand que pour le nuage toxique étudié.

<sup>[1]</sup> La charge d'H<sub>2</sub>S ainsi que le débit précités ont été déterminés à partir des données en amont des épurateurs soit 108 m<sup>3</sup>/min à 141 KPa abs et 50 °C en utilisant la Loi des gaz parfaits et la Loi de la conservation de la masse sachant qu'une mole d'H<sub>2</sub>S pèse 34.08 g et que la charge est de 735 ppmv dans ces conditions.

## Scénario 2 : Bris de conduite en aval des supprimeurs

Dans ce scénario, la conduite en amont du système de désulfuration se rompt dans sa portion hors-sol juste avant d'entrer dans celui-ci. Les groupes électrogènes s'arrêtent quelques instants plus tard à cause de la baisse importante de pression dans les conduites de biogaz. Le gaz est émis à  $108 \text{ m}^3/\text{min}$  avec une charge de 735 ppmv d' $\text{H}_2\text{S}$  par un tuyau de 450 mm de diamètre sectionné près du niveau du sol entre le moment du bris et l'arrêt des supprimeurs (2 cas ont été étudiés soient 1 et 10 minutes).

Dans le premier cas où le temps de réaction est de 1 minute, le seuil d'odeur s'étend sur une longueur de 3.8 km, atteignant quelques habitations. Avec un temps de réaction de 10 minutes, cette zone s'étend sur 8,9 km. La zone de 15 ppmv franchit le chemin des Sources dans les 2 cas sur une distance de 146 et 167 m sans atteindre les résidences à proximité. L'accès à cette zone sera restreint en cas de bris afin de limiter les risques. Peu importe le temps de réaction, la zone de 100 ppmv atteints, sensiblement la même distance soit 52 m et 53 m. À l'intérieur de cette zone, les personnes devraient évacuer la zone touchée.



Gauche : temps de réaction 1 minute. Droite : temps de réaction de 10 minutes. Les zones rouges, orange et jaunes correspondent respectivement à la DIVS, la STEL et le seuil d'odeur.

Figure 2 : Émanations de  $\text{H}_2\text{S}$  suite au bris d'une conduite en aval des supprimeurs.

Puisque les conséquences d'un nuage toxique sont principalement limitées à la propriété de Lidya Énergie, il n'y a pas lieu de développer un PMU spécifique pour ce type de scénario. Toutefois, rappelons que Lidya Énergie a déjà inclus dans son PMU existant un volet sur la procédure d'intervention en cas de fuite de biogaz.

### **QC-21 Indiquer la quantité d'acide sulfurique ( $\text{H}_2\text{SO}_4$ ) qu'on retrouve à la sortie du système de traitement biologique de désulfuration des biogaz ainsi que sa concentration.**

Le système de traitement biologique du biogaz (enlèvement du  $\text{H}_2\text{S}$  par désulfuration – les BGC) fonctionne par digestion bactérienne du  $\text{H}_2\text{S}$  qui le transforme en  $\text{H}_2\text{SO}_4$  en présence de l'eau. En effet, le système est alimenté en continu par de l'eau qui est aspergée sous forme de douche par la partie supérieure de chacun des deux réservoirs des BGC. Le système consomme environ 10 à 12  $\text{m}^3$  d'eau chaque jour et génère un volume équivalent de  $\text{H}_2\text{SO}_4$  ;

soit 10 à 12 m<sup>3</sup> par jour à une concentration approximative allant de 5 à 15 %. Cet acide faible est entreposé dans un réservoir spécialement conçu à cet effet qui, à son tour, est installé dans une digue de rétention ayant une capacité de 110 % de son volume et avec une alarme de haut niveau. À chaque remplissage de ce réservoir, cet acide est envoyé par transporteur autorisé à l'usine de Kruger Wayagamack pour utilisation dans son procédé, le tout conformément au certificat d'autorisation délivré pour ce système de traitement (CA No : 7610-15-01-02220-12 :400 730 305 du 18 octobre 2010).

**QC-22 Préciser les raisons pour lesquelles Lidya Énergie n'a pas retenu un déversement de H<sub>2</sub>SO<sub>4</sub> comme scénario d'accident, suivi de la formation d'un nuage toxique, dans son analyse de risques et dans son plan des mesures d'urgence. Pourtant, la section 6.1 « Risques d'accidents technologiques » indique qu'une quantité de 10 m<sup>3</sup>/j d'eau usée est produite par le système de traitement biologique de désulfuration des biogaz, et que cette eau est un acide faible.**

La principale raison pour laquelle un scénario de déversement d'acide sulfurique suivi de la formation d'un nuage toxique n'a pas été considéré dans l'analyse de risques industriels est le fait que cet acide soit de très faible concentration. En effet, Lidya Énergie a procédé à l'élaboration d'une fiche signalétique de cette eau acide résiduelle, et ce, par une firme spécialisée et selon la norme canadienne ANSI Z400.5-2004 (cette fiche signalétique est une annexe du plan de mesure d'urgence inclus comme annexe 10 dans document principal de l'étude d'impact). Dans la fiche signalétique, il a été mentionné que le produit (solution d'acide sulfurique) est chimiquement stable.

Toutefois, afin de donner un surplus d'information sur les risques associés à ce produit, les sections qui suivent résument les différents scénarios plausibles.

## **Déversement**

D'après la documentation fournie, la concentration de l'acide sulfurique serait comprise entre 5 et 15 %, soit un acide faible. Le bris d'une conduite ou la rupture du réservoir de stockage entraînerait un déversement de la solution d'acide sulfurique dans un bassin secondaire. Le déversement est ainsi confiné dans la digue et reste sous contrôle. Ce scénario de déversement est inclus dans le plan de mesures d'urgence joint en annexe du rapport principal de l'étude d'impact (voir annexe 10).

## **Nuage toxique**

La fiche signalétique mentionne les limites d'exposition professionnelle des travailleurs à l'acide sulfurique, établies dans la province du Québec comme suit :

La VEMP 8 heures à 1 mg/m<sup>3</sup>

La VECD 15 minutes à 3 mg/m<sup>3</sup>

Pour le seuil d'exposition du public, la valeur de  $0,2 \text{ mg/m}^3$  est utilisée, ce qui correspond à AEGL-1 (8 heures) ou Acute Exposure Guideline Levels (Source NAC/NRC 2013).

La DIVS de l'acide sulfurique est établie à  $15 \text{ mg/m}^3$  selon NIOSH-2003.

Les propriétés physiques de l'acide sulfurique dilué sont incomplètes dans les bases de données disponibles pour évaluer l'ampleur et la formation d'un éventuel nuage toxique. Cependant, le texte ci-dessous extrait du site internet [www.reptox.csst.qc.ca](http://www.reptox.csst.qc.ca) nous indique que le potentiel de formation ainsi que l'ampleur d'un éventuel nuage toxique seraient faible.

### Caractéristique de l'exposition

L'exposition à l'acide sulfurique en solution aqueuse à 51 % ou moins en milieu de travail survient s'il y a contact avec le liquide ou s'il y a génération de brouillards puisque les solutions aqueuses d'acide sulfurique sont des liquides peu volatils.

### Exposition aux brouillards

L'acide sulfurique étant inodore, on ne peut se servir de l'odeur comme moyen d'avertissement à une exposition dangereuse. La tension de vapeur des solutions d'acide sulfurique à 51 % ou moins et à la température de la pièce est faible. La vapeur se dégageant des solutions est essentiellement constituée d'eau. En cas de déversement, l'exposition aux vapeurs ne peut ainsi amener de dépassement des valeurs d'exposition. Cependant, une exposition aux vapeurs sous forme de brouillards peut se produire lors de certaines opérations telles que l'agitation mécanique ou la pulvérisation. Il peut aussi y avoir formation de brouillard si le produit est chauffé et particulièrement si l'humidité ambiante est élevée. L'ampleur de l'exposition aux brouillards sera principalement fonction de la grosseur des particules générées, du niveau de génération de celles-ci, de la concentration du produit, de sa température et du taux d'humidité ambiant.

### **Modélisation**

Étant donné qu'un scénario impliquant de l'acide dilué à 10 % n'est pas modélisable, nous avons, aux fins de comparaison, opté pour un scénario impliquant de l'acide sulfurique concentré (98 %) pour évaluer si un nuage toxique peut atteindre des zones habitées. Pour élaborer le scénario, nous avons tenu compte des dimensions physiques de la digue et des réservoirs.

Selon les plans fournis, la digue a une capacité brute de rétention de  $72,68 \text{ m}^3$ . Trois réservoirs cylindriques de 3,6 mètres de diamètre chacun sont présents dans la digue. Puisque chacun des trois réservoirs occupe 1 mètre de hauteur utile dans la digue, soit  $10,52 \text{ m}^3$  par réservoir, il reste  $41,12 \text{ m}^3$  de volume disponible. Le réservoir de stockage d'acide faible a une capacité de  $37,66 \text{ m}^3$  jusqu'au trop-plein.

Le scénario d'accident du pire cas suppose que le réservoir est plein juste avant la rupture d'une conduite de 3 pouces situés à sa base. Le volume de solution acide libéré dans la digue serait de 29,97 m<sup>3</sup> et il resterait 7.41 m<sup>3</sup> dans le réservoir pour une hauteur de liquide de 729 mm à l'équilibre dans la digue et dans le réservoir.

La surface de la solution acide exposée à l'air libre serait 41,12 m<sup>2</sup>. Le scénario suppose une journée très humide et très chaude avec un vent d'est de 2,45 m/sec. La substance utilisée est de l'acide sulfurique à 98 %. Les résultats ont été obtenus avec le logiciel ALOHA version 5.4.3 (Areal Location Of Hazardous Atmosphere).

On constate que le nuage toxique de 0,2 mg/m<sup>3</sup> n'atteint pas de zone habitée, même en utilisant de l'acide sulfurique concentré. On peut conclure que dans l'éventualité d'un déversement, la solution d'acide faible serait confinée dans la digue, et que la formation d'un nuage toxique est peu probable, mais que dans l'éventualité où un nuage toxique serait formé, ce dernier n'excéderait pas 0,2 mg/m<sup>3</sup> de concentration au-delà de 64 verges (58,5 mètres) du bassin et serait contenu dans les limites de propriété.

#### **SITE DATA:**

**Location: LACHUTE QUEBEC, CANADA**  
**Building Air Exchanges Per Hour: 0.43 (unsheltered double storied)**  
**Time: August 15, 2013 1742 hours ST (using computer's clock)**

#### **CHEMICAL DATA:**

**Chemical Name: SULFURIC ACID 100**      **Molecular Weight: 98.08 g/mol**  
**AEGL-1 (60 min): 0.2 mg/(cu m)**    **AEGL-2 (60 min): 8.7 mg/(cu m)**    **AEGL-3 (60 min): 160 mg/(cu m)**  
**IDLH: 15 mg/(cu m)**  
**Ambient Boiling Point: 553.3° F**  
**Vapor Pressure at Ambient Temperature: 3.87e-005 atm**  
**Ambient Saturation Concentration: 39.0 ppm or 0.0039%**

#### **ATMOSPHERIC DATA: (MANUAL INPUT OF DATA)**

**Wind: 2.45 meters/second from E at 3 meters**  
**Ground Roughness: urban or forest**      **Cloud Cover: 5 tenths**  
**Air Temperature: 90° F**      **Stability Class: D**  
**No Inversion Height**      **Relative Humidity: 5%**

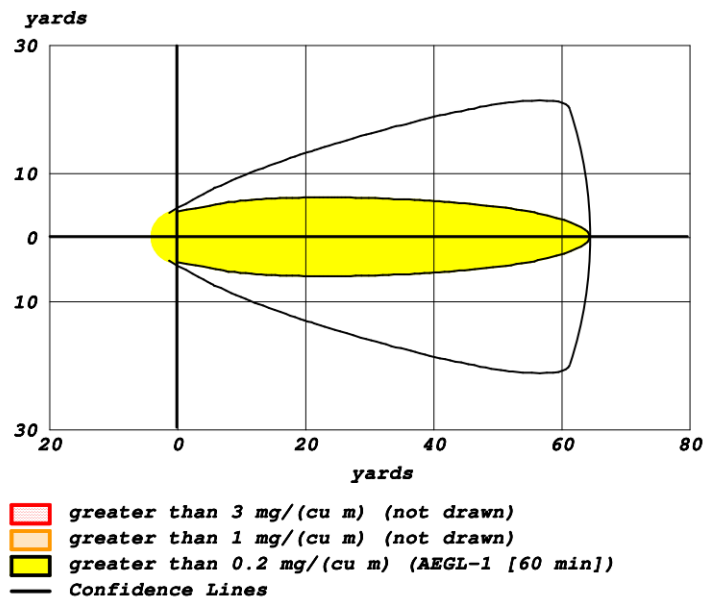
#### **SOURCE STRENGTH:**

**Evaporating Puddle**  
**Puddle Area: 41.12 square meters**  
**Average Puddle Depth: 73 centimeters**  
**Ground Type: Concrete**      **Ground Temperature: 110° F**  
**Initial Puddle Temperature: Ground temperature**  
**Release Duration: ALOHA limited the duration to 1 hour**  
**Max Average Sustained Release Rate: 0.00896 pounds/min**  
**(averaged over a minute or more)**  
**Total Amount Released: 0.53 pounds**

#### **THREAT ZONE:**

**Model Run: Gaussian**  
**Red : less than 10 meters (10.9 yards) --- (3 mg/(cu m))**  
**Note: Threat zone was not drawn because effects of near-field patchiness make dispersion predictions less reliable for short distances.**  
**Orange: 19 yards --- (1 mg/(cu m))**  
**Note: Threat zone was not drawn because effects of near-field patchiness make dispersion predictions less reliable for short distances.**  
**Yellow: 64 yards --- (0.2 mg/(cu m) = AEGL-1 (60 min))**





Puisque les conséquences d'un déversement d'acide faible sont limitées à la propriété de Lidya Énergie, il n'y a pas lieu de développer un PMU pour ce type de scénario. Toutefois, rappelons que Lidya Énergie a déjà inclus dans son PMU existant un volet sur la procédure d'intervention en cas de déversement d'acide faible.

## 2.3.4 Section 3.1.1 Variantes analysée et Section 3.2.5 Système de valorisation des biogaz

**QC-23 Pour la situation actuelle et celle prévue à l'an 2025, indiquer les débits de biogaz (en Nm<sup>3</sup>/h et Nm<sup>3</sup>/an) seront captés du LET, acheminé vers le système de purification du biogaz, produits par le système de purification du biogaz et utilisés par les groupes électrogènes, ainsi que l'énergie électrique (en MW-h) correspondante.**

Une estimation du potentiel du LET à générer du biogaz durant les années à venir a été réalisée par Lidya Énergie à l'aide du logiciel *LandGem* de la *USEPA* ainsi que par une firme externe, *SCS Engineers*. Ces estimations se basent sur les quantités de déchets acheminées au site d'enfouissement. Les résultats de cette modélisation sont fournis sous forme de tableau dans la réponse à la question QC-39. Le tableau montre clairement les débits de biogaz capté actuellement et les débits anticipés pour les années à venir jusqu'au maximum théorique qui serait atteint en 2025. Veuillez donc vous référer au tableau inclus dans la réponse à la QC-39.

**QC-24 Pour la situation actuelle et celle prévue à l'an 2025, indiquer les valeurs du pouvoir calorifique supérieur (PCS) du biogaz (en MJ/Nm<sup>3</sup>) à l'alimentation des moteurs.**

Le pouvoir calorifique supérieur du biogaz valorisé à la centrale Lidya Énergie n'a pas été calculé. À des fins de calcul des émissions ou autre usage, Lidya utilise le pouvoir calorifique supérieur de biogaz (pour la portion méthane) figurant au tableau 1-1 du *Règlement sur la déclaration obligatoire de certaines émissions de contaminants dans l'atmosphère* du Gouvernement du Québec. Cette même référence est également utilisée pour les facteurs d'émissions.

**QC-25 Le premier paragraphe à la page 32 de l'étude d'impact fait référence à tort à la section 2.2.4 concernant la conformité des émissions atmosphériques des groupes électrogènes avec les normes du programme d'auto surveillance. Hors, la section 2.2.4 concerne l'hydrographie et la qualité des eaux de surface. Apporter des modifications si nécessaires à l'étude d'impact.**

Le premier paragraphe de la page 32 aurait dû faire référence à la section 3.2.7 de l'étude d'impact.

## 2.3.5 Section 3.2.7 Émissions atmosphériques, Section 3.3.3 Phase exploitation et Annexe 8 : Modélisation de la dispersion atmosphérique

**QC-26 Transmettre une copie du programme d'auto-surveillance des biogaz (gaz de procédé) et des émissions atmosphériques des groupes électrogènes prévus au certificat d'autorisation délivré le 26 mai 2005, ainsi que le programme actuellement en vigueur, s'il est différent.**

Une copie du rapport de caractérisation des émissions atmosphériques réalisée dans le cadre du programme d'auto-surveillance est jointe à l'annexe 2 de même que toute la correspondance avec le MDDEFP qui y est rattachée. Par ailleurs, Lidya Énergie n'a pas d'autres obligations de suivi des émissions atmosphériques à l'exception de rencontrer les

exigences relatives à la certification Ecologo en termes d'émission d'oxydes de soufre (SO<sub>x</sub>), d'oxydes d'azote (NO<sub>x</sub>), de matières particulaires (MP) et de monoxyde de carbone (CO). Pour vérifier la conformité à ces exigences, Lidya Énergie procède régulièrement à l'échantillonnage des émissions et analyse les paramètres précédemment nommés. Les détails de ces campagnes de mesures ont été présentés dans la section 3.2.7. de l'étude d'impact.

**QC-27 Transmettre une copie, en versions papier et électronique, des rapports de caractérisation de 2009, 2011, 2012 et 2013 telle que mentionnée à la page 32, ainsi que de tout autres rapports jugé pertinent concernant la caractérisation des biogaz, des émissions atmosphériques et du charbon activé.**

Suite à une discussion avec le MDDEFP en date du 20 novembre 2013, nous avons convenu que les rapports de caractérisation des émissions, 2009, 2011, 2012 et 2013 seraient transmis sous forme électronique seulement. Pour ce qui est des autres analyses, veuillez vous référer à la réponse à la QC-14 pour les analyses des siloxanes et à la réponse à la QC- 15 pour les analyses de biogaz.

**QC-28 Pour chacune des campagnes d'échantillonnage des émissions atmosphériques, comparer les valeurs d'émission d'oxydes d'azote (NO<sub>x</sub>), de monoxyde de carbone (CO) et d'hydrocarbures totaux obtenues pour chacun des essais à chaque moteur, avec les valeurs limites d'émission à l'article 52 du Règlement sur la qualité de l'atmosphère (RAA). Présenter les résultats de cette comparaison sous forme de tableau. La comparaison doit tenir compte de l'article 199 du RAA qui précise les trois conditions à respecter pour que les résultats d'un échantillonnage à la source soient conformes à la valeur limite d'émission applicable, soient :**

- 1) La moyenne arithmétique des trois résultats des mesures prises au cours d'une même campagne d'échantillonnage effectuée est inférieure ou égale à ces valeurs limites ou normes ;**
- 2) Au moins deux de ces résultats sont inférieurs à ces valeurs limites ou normes ;**
- 3) Aucun de ces trois résultats n'excède de plus de 20 % ces valeurs limites ou normes.**

Lidya Énergie a réalisé en 2009, une caractérisation des émissions atmosphérique en conformité avec les exigences de son certificat d'autorisation. Le devis de caractérisation de même que les résultats ont été transmis et acceptés par la direction régionale du MDDEP en 2009. L'annexe 2 présente les correspondances rattachées à cette exigence. À partir de 2010, Lidya Énergie a poursuivi ses campagnes de caractérisation afin de répondre aux normes de la certification Écologo. La norme environnementale Ecologo DDC 003 couvre la production d'électricité à partir de biogaz et établit les seuils maximaux d'émissions pour le CO, les matières particulaires, les NO<sub>x</sub> et les SO<sub>x</sub> (Ecologo, 2006). Lidya Énergie respecte les normes Écologo depuis 2010. Les campagnes d'échantillonnages de 2010 à 2013 ont donc été réalisées dans cette optique sans avoir l'obligation stricte de se référer aux normes d'échantillonnage du RAA.

Le tableau 10 présente les valeurs d'émissions obtenues lors des campagnes de 2009, 2011 et 2013. Seules les campagnes 2009 et 2011 respectaient les conditions de l'article 199 du RAA. Les valeurs de 2013 sont données à titre indicatif. Pour l'ensemble des composés mentionnés à l'article 52 du RAA, les valeurs mesurées respectent largement les seuils d'émissions.

Tableau 10 : Comparaison des valeurs d'émission en vertu de l'article 52 du RAA

VALEUR D'ÉMISSION SELON L'ARTICLE 52 DU RAA	2009						2011						2013 <sup>1</sup>		NORME Moteur existant
	M6			M7			M1			M7			M3	M6	
	E1	E2	E3	E1	E2	E3	E1	E2	E3	E1	E2	E3	E1	E1	
Al.1 NOx (g/MJ)	0,2	0,2	0,2	0,4	0,3	0,4	0,08	0,06	0,07	0,04	0,04	0,05	0,14	0,07	4,5
Al. 2 CO (g/MJ)	0,3	0,3	0,3	0,4	0,4	0,4	0,32	0,28	0,31	0,33	0,30	0,33	0,4	0,28	1,8
Al. 3 Hydrocarbures totaux (g/MJ) <sup>2</sup>	0,3	0,3	0,2	0,3	0,3	0,2	-	-	-	-	-	-	-	-	2,2

<sup>1</sup> 1 seul essai de 60 minutes en 2013. Article 199 non respecté en ce qui concerne la procédure d'échantillonnage.

<sup>2</sup> Utilise la valeur des COGT dans les calculs.

**QC-29 Pour chacune des campagnes d'échantillonnage des émissions atmosphériques, comparer les valeurs d'émission de NOx, de CO, d'hydrocarbures totaux et de formaldéhyde obtenu pour chacun des essais à chaque moteur, avec les normes d'émission du CFR 40 de l'USEPA (subpart JJJJ de la part 60 et subpart ZZZZ de la part 63).**

Les normes d'émission du CFR 40 de l'USEPA (subpart JJJJ de la part 60 et subpart ZZZZ de la part 63) ont été comparées aux valeurs d'émissions des groupes électrogènes de Lidya Énergie. Le tableau 11 présente ces valeurs. Seules les campagnes 2009, 2011 et 2013 ont été considérées pour les raisons indiquées à la question QC-28. Les groupes électrogènes de Lidya Énergie respectent les normes d'émission américaines.

Tableau 11 : Comparaison des valeurs d'émission avec les standards américains.

COMPOSÉ	2009						2011						2013 <sup>1</sup>		NORME
	M6			M7			M1			M7			M3	M6	
	E1	E2	E3	E1	E2	E3	E1	E2	E3	E1	E2	E3	E1	E1	
<b>CFR 40 PART 60, SUBPART JJJJ</b>															
NOx (g/HP-hr)	0,537	0,537	0,537	1,074	0,805	1,074	0,215	0,161	0,188	0,107	0,107	0,134	0,376	0,188	2,0
CO (g/HP-hr)	0,805	0,805	0,805	1,074	1,074	1,074	0,859	0,752	0,832	0,886	0,805	0,886	1,074	0,752	5,0
COV (g/HP-hr)	0,017	0,010	0,008	0,021	0,013	0,016	-	-	-	-	-	-	-	-	1,0
<b>CFR 40 PART 63, SUBPART ZZZZ</b>															
Formaldéhyde (ppbv) <sup>2</sup>	63,790	60,977	61,965	45,263	42,448	40,591	-	-	-	-	-	-	-	-	350 <sup>3</sup>

<sup>1</sup> 1 seul essai de 60 minutes en 2013.

<sup>2</sup> Parts per billion by volume, dry ppm (parties par milliard en ratio v/v, masse sèche) corrigé à 15 % O<sub>2</sub>

<sup>3</sup> Basé sur un moteur SI 4SLB

**QC-30 Les valeurs des taux d'émission de particules, de particules fines (PM<sub>2,5</sub>) de NOx de CO de dioxyde de soufre (SO<sub>2</sub>) et de H<sub>2</sub>S utilisés pour la modélisation de la dispersion atmosphérique (scénarios actuels (sept groupes électrogènes) et projetés (10 groupes électrogènes) avec le système actuel de purification des biogaz) proviennent de résultats de caractérisations réalisées en 2011, 2012 et 2013. À la suite d'une évaluation préliminaire des résultats sommaires présentés à l'annexe 8 de l'étude d'impact, le MDDEFP constate que la méthodologie utilisée pour établir les différents taux d'émission n'est pas conservatrice, compte tenu du contexte de l'étude de modélisation. De plus, certaines données proviennent de campagnes d'échantillonnage où les exigences du cahier no 4 du *Guide d'échantillonnage à des fins d'analyses environnementales* du MDDEFP n'ont pas été respectées. En effet, la campagne de caractérisation de 2012 au moteur no 5 a consisté en un essai d'une durée de cinq minutes, et celle de 2013 aux moteurs nos 3 et 6 a consisté en un seul essai de 60 minutes à chacun de ces moteurs. Les résultats obtenus en 2012 au moteur no 5 ont quand même servi à établir les taux d'émission des NOx, du CO, du SO<sub>2</sub> et du H<sub>2</sub>S pour les moteurs n<sup>os</sup>, 4, 5, 8, 9 et 10.**

**Étant donné que les groupes électrogènes actuellement installés sont tous identiques, et que les groupes électrogènes supplémentaires seront du même modèle, Lidya Énergie aurait dû utiliser des valeurs d'émission identiques à chacun des groupes électrogènes, pour un même contaminant. Les données devraient plutôt provenir des campagnes de caractérisation de 2009, 2011 et 2013 pourvu que, à l'exception du nombre d'essais, les méthodologies utilisées lors de l'échantillonnage des émissions atmosphériques respectent les exigences du cahier no 4 du *Guide d'échantillonnage à des fins d'analyses environnementales* du MDDEFP.**

**Le MDDEFP est d'avis que les taux d'émission de chacun des contaminants doivent être établis comme suit, pour les scénarios actuels (sept groupes électrogènes) et projetés (10 groupes électrogènes) avec le système actuel de purification des biogaz :**

- ▶ **Le résultat le plus élevé des essais (corrigé pour une opération à puissance maximale de production d'électricité) des différentes campagnes, dans le cas où la norme ou le critère est d'une période  $x \leq 24$  h ;**
- ▶ **Le résultat de la moyenne de trois essais (corrigés pour une opération à puissance maximale de production d'électricité) ayant les valeurs les plus élevées des différentes campagnes, dans le cas où la norme ou le critère est d'une période  $x > 24$  h.**

**Lidya Énergie doit donc présenter une nouvelle étude de modélisation de la dispersion atmosphérique en utilisant les nouveaux taux d'émission de contaminants pour chacun des scénarios suivants :**

- ▶ **Système actuel de purification des biogaz avec opération de sept groupes électrogènes ;**

- ▶ **Système actuel de purification des biogaz avec opération de 10 groupes électrogènes ;**
- ▶ **Système prévu de purification du biogaz (modification suite à l'enlèvement de l'unité de charbon activé) avec opération de sept groupes électrogènes ;**
- ▶ **Système prévu de purification du biogaz (modification suite à l'enlèvement de l'unité de charbon activé) avec opération de 10 groupes électrogènes.**

Tel que mentionné à la question QC-16, l'unité de charbon activé joue un rôle négligeable dans l'enlèvement des COVs. Sa principale fonction est le traitement secondaire des siloxanes. Suite à la discussion téléphonique qui a eu lieu le 10 septembre 2013 entre les représentants du MDDEFP, ceux de Lidya Énergie et son consultant, il a été convenu par toutes les parties que les deux derniers scénarios impliquant le charbon actif usé ne seront pas considérés dans la nouvelle étude de modélisation de la dispersion atmosphérique.

Lidya Énergie prend note des commentaires sur le choix des taux d'émission. Il est cependant important de rappeler que le procédé de valorisation des biogaz a été grandement modifié entre 2009 et 2013, affectant les taux d'émissions, particulièrement des SO<sub>x</sub> et du H<sub>2</sub>S. Lidya Énergie a complété à la fin janvier 2011, l'installation de deux (2) unités de désulfuration par procédé biologique afin de contrôler les concentrations de H<sub>2</sub>S dans le biogaz et réduire les émissions de SO<sub>x</sub>. Comme mentionnée dans l'étude d'impact, ces unités ont été autorisées par un certificat d'autorisation (CA 7610-15-01-02220-12 :400 730 305 en date du 18 octobre 2010) par conséquent, les taux d'émissions des SO<sub>x</sub> et du H<sub>2</sub>S de 2009, ne sont pas représentatifs de la situation qui prévaut actuellement. D'autre part, la caractérisation des émissions de 2011 a été réalisée le 4 février 2011 soit quelques jours après la mise en opération des unités de désulfuration biologique, en pleine période de rodage de ce système. En effet, la croissance du biofilm responsable de la désulfuration requiert une période d'acclimatation aux conditions de terrain et de biogaz avant d'être pleinement efficace. Ainsi, Lidya Énergie considère que les unités de désulfuration n'avaient pas atteint leur capacité d'épuration optimale lors de la caractérisation des émissions de 2011 et conséquemment, ne représente pas les conditions rencontrées actuellement comme semble le montrer les données mesurées en 2013 malgré le fait que celles-ci ne respectent pas les exigences méthodologiques de l'article 199 du RAA.

La modélisation a donc utilisé les taux d'émission suivants :

- ▶ PM, CO, NO<sub>x</sub>, CO et formaldéhyde : Taux le plus élevé entre 2009 et 2011 (respect de l'article 199 du RAA)
- ▶ SO<sub>x</sub> et H<sub>2</sub>S : Taux de 2011 (respect de l'article 199, mais non représentatif de la réalité).

L'étude de dispersion atmosphérique est présentée à l'annexe 3. Les situations actuelles et projetées montrent un dépassement pour les critères de formaldéhyde (15 minutes) et de H<sub>2</sub>S (4 minutes). Cependant, il est important de mentionner que Lidya Énergie maintient sa certification Ecologo depuis 2011, et ce, grâce à la réduction significative du H<sub>2</sub>S (qui est passé de quelques centaines de ppm dans le biogaz brut à moins de 50 ppm depuis l'installation des BGC) et de son résidu de combustion qui est le SO<sub>x</sub> et que les exigences de la certification

Ecologo sont reconnues pour être très conservatrices. Nous pouvons donc déduire que les taux du H<sub>2</sub>S utilisés dans la modélisation ne seraient pas représentatifs de la situation actuelle qui rencontre, sans doute, les normes provinciales. En effet comme mentionnées précédemment, les données de 2013 montrent un taux de 0,005 kg/h soit bien en deçà du taux maximal pour respecter le critère du RAA selon la modélisation (tableau 12). La caractérisation des émissions prévue en 2014 permettra de valider les taux d'émission du sulfure d'hydrogène. Lidya Énergie s'engage à ce que ce taux mesuré soit sous les valeurs du tableau 12.

Tableau 12 Comparaison des taux d'émission mesurés du H<sub>2</sub>S et des taux maximaux pour respecter le critère du RAA

TAUX D'ÉMISSION MESURÉ DU H <sub>2</sub> S (KG/H)		TAUX MAXIMAL POUR RESPECTER LE CRITÈRE DU RAA (KG/H)		
2009	2013	Situation actuelle	Situation projetée (1 moteur)	Situation projetée (3 moteurs)
0,100	0,005	0,0308	0,0327	0,0439

Pour ce qui est du formaldéhyde, des mesures d'air ambiant ont été réalisées les 18 et 21 octobre 2013, par la firme LVM inc., à trois stations d'échantillonnage situées à proximité de la centrale Lidya Énergie. Ceci dans le but de valider les résultats de la modélisation.

Les échantillons d'air ont été prélevés à l'aide de pompes portables (débit de 2 L/min) pendant une durée totale de 3 heures durant l'exploitation de la centrale. L'analyse des échantillons d'air a été effectuée au laboratoire Maxxam par chromatographie en phase liquide à haute performance (CLHP) selon le protocole EPA8315 (M0011).

Le choix des stations a été déterminé en fonction de leur position par rapport à la centrale et aux vents dominants, ainsi que par rapport aux valeurs maximales en formaldéhyde prédites par modélisation dans l'air ambiant (station 1 = 52 µg/m<sup>3</sup>). La station 2 est située à environ 100 mètres des sources d'émission, vers le nord-est, et à 70 mètres d'altitude par rapport au niveau de la mer. Les stations 1 et 3 sont localisées au sud-ouest par rapport à la centrale, à des distances respectives d'environ 200 et 100 mètres de l'usine, et à une altitude d'environ 10 à 15 mètres plus bas que le niveau de la centrale (Tableau 13). Seule la station 1 est située à l'extérieur des limites de propriété de la centrale.

La modélisation des concentrations en formaldéhyde dans l'air a été réalisée en utilisant les mêmes conditions d'opération de la centrale que celles utilisées dans l'ÉIE (ex. : nombre de cheminées, débit des gaz, puissance des moteurs, taux d'émission de formaldéhyde à la source, etc.). Seules, la durée modélisée correspondant à la période d'échantillonnage de l'air ambiant, les conditions météorologiques durant cette période et la localisation géographique des trois (3) récepteurs (stations d'échantillonnage), ont été ajustées (voir tableau 13). Il importe de préciser ici que seulement 6 moteurs étaient en fonction pendant l'échantillonnage le 18 octobre et que la centrale a été arrêtée à partir de 11 h 30. Le 21 octobre, seulement 6 moteurs fonctionnaient. Ainsi, la durée des opérations de la centrale a été en moyenne de 57 et 86 % du temps moyen normal prévu (3 heures) les 18 et 21 octobre respectivement. On peut donc considérer que les concentrations de formaldéhyde mesurées sont sous-estimées.

Les différentes concentrations mesurées et modélisées sont présentées au tableau 13. Dans tous les cas, le critère du RAA est respecté. En considérant le ratio des valeurs modélisées/mesurées il apparaît que les paramètres de modélisation définis pour la source (débit, température et vitesse des gaz, concentration en formaldéhyde, caractéristiques des cheminées, etc.), les conditions météorologiques locales ainsi que les caractéristiques physiques du milieu et les récepteurs, permettent d'obtenir une précision relativement grande lorsque les prédictions sont comparées aux valeurs mesurées, malgré les durées d'opérations réduites. Par conséquent le modèle de dispersion atmosphérique reflète la réalité du terrain.

L'analyse fine des données de modélisation montre que les dépassements sont localisés essentiellement dans une pointe de terre agricole longeant la propriété de la RIADM. En fait, sur un ensemble de 1357 points récepteurs du domaine de l'étude de dispersion seulement 32 présentent des dépassements soit 2,36 %. En termes de superficie, cela représente seulement 1 ha dans un domaine de 100 km<sup>2</sup> soit 0,012 % du territoire.

Tableau 13 Caractéristiques de l'échantillonnage et de la modélisation de la concentration de formaldéhyde dans l'air ambiant

	PÉRIODE MODÉLISÉE 9 H 30 – 12 H 30		CONDITION DE VENT		STATIONS D'ÉCHANTILLONNAGE [COORDONNÉES UTM (M)]		
	début	fin	Direction (°)	Vitesse (km/h)	1 (558 383,53 5 050 724,37)	2 (558 631,83 5 050 941,13)	3 (558 437,26 5 050 817,09)
<b>18 octobre 2013</b>							
Concentration modélisée sur la période échantillonnée (µg/m <sup>3</sup> )	9 h 30	10 h	230	5	0,019	12,733	0,017
	10 h	11 h	250	13	0,036	9,805	0,040
	11 h	12 h	280	9	0,033	0,436	0,035
	12 h	12 h 30	260	14	0,038	10,750	0,047
Concentration modélisée moyenne pondérée (µg/m <sup>3</sup> )					0,033	7,327	0,036
Concentration mesurée (µg/m <sup>3</sup> )					non détectée	10,27	non détecté
Ratio modélisé/mesuré					non calculé	0,7	non calculé
<b>21 octobre 2013</b>							
Concentration modélisée sur la période échantillonnée (µg/m <sup>3</sup> )	9 h 40	10 h	40	7	3,888	0,143	5,362
	10 h	11 h	50	8	3,031	0,160	5,321
	11 h	12 h	60	8	1,967	0,180	5,006
	12 h	12 h 40	10	6	0,717	0,317	0,616
Concentration modélisée moyenne pondérée (µg/m <sup>3</sup> )					2,25	0,2	4,17
Concentration mesurée (µg/m <sup>3</sup> )					2,2	non détecté	2,2
Ratio modélisé/mesuré					1	non calculé	1,9



Dans le contexte actuel, les résultats de la modélisation et des mesures en formaldéhyde effectuées sur le site indiquent que des dépassements de la norme sont possibles, voire probable, sous certaines conditions météorologiques particulières et d'opérations de la centrale. L'augmentation de la capacité nominale de la centrale de valorisation de biogaz fera cependant en sorte que la concentration de formaldéhyde dans l'air ambiant diminue de près de 40 % passant de 73  $\mu\text{g}/\text{m}^3$  en situation actuelle à 52  $\mu\text{g}/\text{m}^3$  lorsque les 3 nouveaux moteurs seront en exploitation (voir l'annexe 3 pour les précisions).

**QC-31<sup>†</sup> Les principales substances composant le biogaz sont le méthane, le CO<sub>2</sub>, l'oxygène, l'azote, l'humidité. Le biogaz peut contenir des concentrations variables de composés volatils provenant de la biodégradation des matières résiduelles, soit le H<sub>2</sub>S, ammoniacs, composés soufrés, composés azotés, hydrocarbures aliphatiques, hydrocarbures aromatiques, hydrocarbures halogénés et autres. Les paramètres considérés dans l'étude de dispersion atmosphérique sont les particules, PM<sub>2,5</sub>, NO<sub>x</sub>, CO, SO<sub>2</sub> et H<sub>2</sub>S. Selon le rapport de 2009, la combustion du biogaz par les groupes électrogènes est la source d'émission d'autres contaminants comme le formaldéhyde, xylène, toluène, éthylbenzène, isopropyltoluène, benzène, triméthylbenzène, dichlorobenzène, naphtalène, isopropylbenzène.**

**Le promoteur devra inclure ces paramètres, ainsi de tout autre contaminant qu'il jugera pertinent, dans la nouvelle étude de modélisation de la dispersion atmosphérique pour les scénarios indiqués à la question QC-30.**

Suite à la discussion téléphonique qui a eu lieu le 10 septembre 2013 entre les représentants du MDDEFP, ceux de Lidya Énergie et son consultant, il a été convenu par toutes les parties que la nouvelle modélisation devrait inclure seulement le formaldéhyde. Quant aux autres composés chimiques soulevés à la question QC-31, ceux-ci se retrouvent à l'état de trace dans les gaz d'échappement des groupes électrogènes. Il a été convenu qu'une modélisation théorique d'un taux d'émission de 1g/s par cheminée combiné à une règle de trois avec les taux d'émission réels de chaque substance mesurée en 2009 serait utilisée pour obtenir les concentrations maximales de celles-ci dans l'air ambiant. Les tableaux 14 et 15 présentent les résultats pour les situations actuelles et projetées. Les normes du RAA, les critères généraux du MDDEFP publiés en juillet 2013 et/ou les critères internes du MDDEFP applicable sont respectés, pour l'ensemble des substances peu importe la situation.

---

<sup>†</sup> La question 31 a été modifiée dans un courriel d'Élizabeth Rainville daté du 23 août 2012. L'énoncé original était le suivant :

*Selon le rapport de caractérisation de 2009, les émissions de formaldéhyde aux moteurs nos 6 et 7 sont jugées importantes par le MDDEFP. Lidya Énergie doit donc inclure le formaldéhyde dans la nouvelle étude de modélisation de la dispersion atmosphérique, et ce, pour chacun des scénarios indiqués à la question QC-30 (question précédente).*

Tableau 14 : Estimation des concentrations maximales dans l'air ambiant de certains COV – Situation actuelle

CONTAMINANT	PÉRIODE	CONCENTRATION MAXIMALE CALCULÉE (µG/M³)	VALEUR INITIALE (µG/M³)	CONCENTRATION TOTALE CALCULÉE (µG/M³)	NORME/ CRITÈRE (µG/M³)	%
Xylène	4 minutes	4,173224086	150	154,1732241	350	44,049 %
	1 an	0,197979788	8	8,197979788	20	40,990 %
Toluène	4 minutes	3,674179375	260	263,6741794	600	43,946 %
Éthylbenzène	4 minutes	2,125214061	140	142,1252141	740	19,206 %
	1 an	0,079540282	3	3,079540282	200	1,540 %
Benzène	24 heures	0,019761465	3	3,019761465	10	30,198 %
Triméthylbenzène	4 minutes	0,025614581	140	140,0256146	590	23,733 %
	1 an	0,358515765	3	3,358515765	15	22,390 %
m-Dichlorobenzène	24 heures	0,003274757	0	0,003274757	170	0,002 %
	1 an	0,000294537	0	0,000294537	0,9	0,033 %
o-Dichlorobenzène	4 minutes	0,007869656	0	0,007869656	4200	0,000 %
	1 an	0,000294537	0	0,000294537	40	0,001 %
p-Dichlorobenzène	4 minutes	0,219671938	0	0,219671938	730	0,030 %
	1 an	0,008221651	0	0,008221651	160	0,005 %
Naphtalène	4 minutes	0,21207365	5	5,21207365	200	2,606 %
	1 an	0,00793727	0	0,00793727	3	0,265 %
Isopropylbenzène	4 minutes	0,208952924	0	0,208952924	40	0,522 %
Isopropyltoluène	4 minutes	2,898611248	0	2,898611248	12	24,155 %

Tableau 15 : Estimation des concentrations maximales dans l'air ambiant de certains COV – Situation projetée

CONTAMINANT	PÉRIODE	CONCENTRATION MAXIMALE CALCULÉE (µG/M <sup>3</sup> )	VALEUR INITIALE (µG/M <sup>3</sup> )	CONCENTRATION TOTALE CALCULÉE (µG/M <sup>3</sup> )	NORME/ CRITÈRE (µG/M <sup>3</sup> )	%
Xylène	4 minutes	6,217674319	150	156,2176743	350	44,634 %
	1 an	0,172811726	8	8,172811726	20	40,864 %
Toluène	4 minutes	5,474149068	260	265,4741491	600	44,246 %
Éthylbenzène	4 minutes	3,166350192	140	143,1663502	740	19,347 %
	1 an	0,069428771	3	3,069428771	200	1,535 %
Benzène	24 heures	0,012515357	3	3,012515357	10	30,125 %
Triméthylbenzène	4 minutes	0,022358343	140	140,0223583	590	23,733 %
	1 an	0,534151586	3	3,534151586	15	23,561 %
m-Dichlorobenzène	24 heures	0,002073974	0	0,002073974	170	0,001 %
	1 an	0,000257094	0	0,000257094	0,9	0,029 %
o-Dichlorobenzène	4 minutes	0,011724977	0	0,011724977	4200	0,000 %
	1 an	0,000257094	0	0,000257094	40	0,001 %
p-Dichlorobenzène	4 minutes	0,327288576	0	0,327288576	730	0,045 %
	1 an	0,007176478	0	0,007176478	160	0,004 %
Naphtalène	4 minutes	0,315967908	5	5,315967908	200	2,658 %
	1 an	0,006928249	0	0,006928249	3	0,231 %
Isopropylbenzène	4 minutes	0,311318349	0	0,311318349	40	0,778 %
Isopropyltoluène	4 minutes	4,318632392	0	4,318632392	12	35,989 %

### 2.3.6 Section 3.3 Description détaillée du projet et Section 5.2.1.2 Milieu biologique

**QC-32 À l'instar de la directive transmise à Lidya Énergie, la Politique de protection des sols et de réhabilitation des terrains contaminés préconise la caractérisation du terrain avant de s'établir.**

**Selon l'étude d'impact, l'état des lieux est caractérisé par la présence de remblai due à l'exploitation du LET, et est constitué d'un espace carrossable en terre et en gravier pour usage par les camions et automobiles. Telle que rapportée à la section 3.3.2.1 de l'étude d'impact, la superficie des fondations variera entre 680 m<sup>2</sup> et 750 m<sup>2</sup>, et le volume d'excavation requis pour construire les fondations de l'extension du bâtiment sera d'environ 1 000 m<sup>3</sup> de sol. L'excavation modifiera la structure du sol sur une superficie d'environ 150 m<sup>2</sup>. Les sols excavés seront par la suite étendus sur le site et pourront servir comme recouvrement pour l'exploitation du lieu d'enfouissement.**

**Considérant les risques potentiels de contamination associés aux opérations de la centrale, et face à l'incertitude que présente la qualité des sols qui seront excavés lors des travaux d'agrandissement, Lidya Énergie doit effectuer une caractérisation des sols phases I et II. Cette caractérisation va permettre de documenter les teneurs de fond naturelles présentes dans les diverses couches de sols rencontrées dans le secteur de la centrale et, le cas échéant, les teneurs pouvant être liées aux activités anthropiques**

**du passé, ou depuis que la centrale est en opération. Un rapport de caractérisation doit ensuite être déposé au MDDEFP. Les résultats analytiques contenus dans ce rapport pourront servir, au besoin, à orienter le mode de gestion envisagé des sols.**

Dans le contexte où les activités de Lidya Énergie ne sont pas une activité désignée au sens de la *Loi sur la qualité de l'environnement* et qu'aucune obligation réglementaire n'est déclenchée par les travaux mineurs qui auront lieu à la centrale, nous proposons une étude limitée aux activités suivantes.

Lidya Énergie consent à effectuer une évaluation environnementale de site Phase II seulement sur le terrain où le bâtiment sera agrandi. Le rapport de caractérisation sera transmis au MDDEFP avant la période d'information du BAPE.

Considérant que la superficie requise pour l'agrandissement de la centrale est de 660 à 750 m<sup>2</sup>, et pour respecter la recommandation du MDDEFP de faire un sondage par 625 m<sup>2</sup> deux sondages seront réalisés dans le cadre de cette évaluation environnementale de site Phase II.

Il est également important de rappeler qu'une évaluation environnementale de site de type Phase I révélerait des informations non pertinentes aux activités de Lidya Énergie et porterait davantage sur le LET, ce qui n'est pas justifié dans le contexte du projet sous étude.

**QC-33 Les travaux projetés auront peu d'impact sur l'introduction et la propagation d'espèces exotiques envahissantes. Toutefois, par mesure de précaution, Lidya Énergie doit s'engager à nettoyer la machinerie excavatrice avant son arrivée sur les sites des travaux, afin qu'elle soit exempte de boue, d'espèces fauniques ou de fragments de plantes.**

Lidya Énergie s'engage à respecter les mesures de prévention proposées ci-dessus pour limiter la propagation d'espèces exotiques envahissantes (EEE). Cette mesure sera intégrée au devis qui sera transmis à l'entrepreneur chargé de la construction.

**QC-34 L'étude d'impact mentionne que la présence de végétation terrestre est très limitée, et que les sites des travaux sont situés sur des terrains défrichés et perturbés. Ce type de terrain est propice à la présence d'espèces exotiques envahissantes (EEE). Lidya Énergie doit donc prendre les engagements suivants :**

- 1) S'assurer qu'il n'y a pas d'EEE dans les secteurs qui seront excavés ;
- 2) En cas de détection d'EEE, transmettre la localisation géographique de ces espèces au MDDEFP ;
- 3) Éliminer les sols contaminés par des EEE dans un lieu d'enfouissement technique ;
- 4) Ne pas étendre sur le site les sols contaminés par des EEE ;
- 5) Ne pas utiliser les sols contaminés par des EEE comme matériau de recouvrement.

Une biologiste de Dessau a réalisé le 2 octobre 2013, une visite de terrain pour vérifier la présence d'espèces exotiques envahissantes dans la zone des travaux et à proximité. Aucune des espèces exotiques envahissantes figurant sur la liste transmise le 24 septembre 2013 par le MDDEFP (voir annexe 4) n'a été identifiée dans le périmètre des travaux. Lidya Énergie prend également note des autres mesures mentionnées à la question QC-34 et s'engage à prendre en considération ces mesures en cas de future découverte de ces espèces.

**QC-35 Lidya Énergie doit également s'engager à végétaliser rapidement les sols qui seront mis à nu, afin de ne pas offrir de lit de germination aux graines de plantes exotiques envahissantes.**

Lidya Énergie n'envisage pas la mise à nu d'espaces autres que ceux prévus pour le coulage des fondations et l'extension du bâtiment existant. Toutefois, advenant que d'autres espaces soient mis à nu, Lidya Énergie s'engage à végétaliser rapidement les sols pour limiter la propagation d'espèces exotiques envahissantes (EEE).

## 2.3.7 Section 3.3.3 Phase d'exploitation

**QC-36 Fournir un plan identifiant les détails du branchement électrique existant sur le réseau d'Hydro-Québec, ainsi que de la capacité de transformation au poste électrique récepteur.**

Vous trouverez ci-joint à l'annexe 5 un plan unifilaire de la centrale au biogaz Lidya Énergie.

**QC-37 Décrire la capacité électrique utilisée actuelle et celle planifiée, par rapport à la capacité maximale permise selon le branchement (selon qu'il y ait sept, huit, neuf ou 10 groupes électrogènes).**

Actuellement le système de valorisation des biogaz en électricité est constitué d'un ensemble de 7 génératrices Caterpillar d'une puissance maximale de 1600kVA à 4,16 kV avec un facteur de puissance de 1. Ces génératrices alimentent un transformateur D/Yg sec d'une capacité de 10MVA en ventilation naturelle et de 15,333MVA en ventilation forcée avant de se raccorder au réseau d'Hydro-Québec. La capacité maximale de nos installations est donc à ce jour de 9 génératrices ce qui nous permet de planifier l'ajout de deux unités supplémentaires. Advenant la nécessité d'ajouter un troisième groupe électrogène dans le futur (pour un total de 10 groupes électrogènes), la capacité du présent transformateur devra être réévaluée en temps et lieu suivant différents scénarios qui pourront être l'expansion de sa capacité, l'ajout d'une unité (transformateur supplémentaire), changer le présent transformateur par un nouveau qui sera d'une capacité pouvant couvrir 10 groupes électrogènes ou toute autre alternative qui sera jugée techniquement et économiquement viable.

- Les caractéristiques du transformateur actuel sont les suivantes :

Fabricant	: EATON Cutler-Hammer
Type	: Type Sec, ANN AFN, 3 phases, 60 Hz
Tension primaire	: 24 940 V Y/14 399 V
Tension secondaire	: 4 160 V Δ
Capacité nominale au secondaire	
➢ 115 °C ANN	: 10 MVA
➢ 150 °C ANF	: 15,333 MVA
Impédance	: 6,5 % @ 135°C @ 10 MVA
Tenue au choc enroul. Primaire	: 125 kV
Tenue au choc enroul. secondaire	: 30 kV
Masse totale	: 42 543 lb

**QC-38 Déterminer l'énergie produite (en GWh/an) en fonction du facteur d'utilisation (f.u.) pratique. Expliquer ce facteur d'utilisation à partir de l'expérience acquise sur le site, soit en fonction des arrêts planifiés (nombre d'heures/an versus les 8 760 heures d'une année), des défaillances occasionnelles et des creux d'approvisionnement en biogaz (en lien avec le volume de matières résiduelles présentes au LET).**

Voici un tableau résumant la moyenne de l'énergie produite pour les dernières années incluant le facteur d'utilisation moyen de cette production.

Tableau 16 : Facteur d'utilisation de la centrale de Lidya Énergie

DONNÉES D'OPÉRATION	MOYENNE
GWh produit	65
Capacité maximale autorisée	9,975 (valeur fixe)
Facteur d'utilisation	80 %

Le facteur d'utilisation que nous retrouvons à la centrale est principalement déterminé par :

- ▶ La maintenance des équipements selon les échéanciers recommandés des manufacturiers (5 %)
- ▶ La maintenance des équipements en charge du captage du biogaz (5 %)
- ▶ Les arrêts planifiés et non planifiés (5 %)
- ▶ Les bris majeurs (5 %)

**QC-39 Préciser et détailler les hypothèses des quantités de matières résiduelles prévues pour l'horizon planifié jusqu'en 2025 (12 ans), projeter les calculs relatifs au volume journalier de biogaz produit (en m<sup>3</sup>/jour), et présenter les différents scénarios prévus dans le temps qui permettent de voir à quel moment et/ou dans quelles situations il sera nécessaire d'utiliser un, deux ou trois groupes électrogènes supplémentaires. Identifier aussi la puissance prévue produite au fil des ans sur un graphique, selon l'horizon planifié.**

En plus de l'évaluation du potentiel de biogaz complétée par la firme SCS Engineers (étude présentée dans les réponses aux questions QC-3 et 7), Lidya Énergie a procédé également à une estimation interne du potentiel du LET Lachute à générer du biogaz. Pour ce faire, le modèle LanGem de la US EPA a été utilisé en considérant les quantités de déchets à acheminer au site d'enfouissement. Le tableau ci-dessous résume les résultats de cette simulation.

Tableau 17 : Quantité de biogaz prévus provenant du LET de Lachute

Année	Tonne de Déchet Enfouis	Débit Biogaz (m3/min)	Débit Journalier Biogaz (m3/jour)	Capacité en MW	Quantité Potentiel de Groupes-Électrogène
2013	260.000	135	194282	14,4	9
2014	500.000	131	188479	14,4	9
2015	500.000	134	193255	14,4	9
2016	500.000	137	197620	14,4	9
2017	500.000	140	201609	14,4	9
2018	500.000	143	205255	16	10
2019	500.000	145	208586	16	10
2020	500.000	147	211632	16	10
2021	500.000	149	214415	16	10
2022	500.000	151	216958	16	10
2023	500.000	152	219283	16	10
2024	500.000	154	221408	16	10
2025	500.000	155	223349	16	10

À noter que la quantité de déchets enfouis considérée pour l'année 2013 représente une tendance estimée par l'opérateur et gestionnaire du site d'enfouissement (RCI/GENS avant l'arrivée du nouveau gestionnaire *Waste Management Inc.*). Pour le tonnage de l'année 2014 et les années subséquentes, le modèle s'est basé sur la limite annuelle autorisée à l'enfouissement dans le LET de Lachute.

**QC-40 Déterminer le besoin ou non, d'un groupe électrogène de réserve, selon les exigences d'exploitation et/ou les objectifs planifiés. Indiquer ensuite les éléments déclencheurs requérant le besoin d'un tel groupe.**

La centrale de valorisation de biogaz a actuellement avantage à opérer avec un groupe électrogène de réserve afin de rencontrer ses obligations contractuelles avec Hydro-Québec. En effet depuis la fin 2012, la centrale bénéficie d'un groupe électrogène de réserve qu'elle peut installer au besoin lors des entretiens d'un autre groupe électrogène. Cela permet d'augmenter le facteur d'utilisation de la centrale en diminuant les heures d'arrêt pour maintenance majeure. L'intention de Lidya Énergie suite à l'obtention des présentes autorisations est d'installer le 8e groupe électrogène (actuellement en réserve) pour qu'il fonctionne de façon permanente afin d'augmenter la capacité installée de la centrale. Par ailleurs, l'achat d'un 9<sup>e</sup> groupe électrogène afin de l'utiliser comme groupe électrogène de réserve ne s'avère pas nécessaire selon notre planification actuelle et l'information connue à ce jour.

## 2.3.8 Section 3.3.3.2 Climat sonore

**QC-41 Préciser la provenance, c'est-à-dire, la source des données d'estimation du niveau de bruit en exploitation présentées à cette section. Expliquer en détail comment a été effectuée l'évaluation du niveau de bruit de la centrale, à la suite de l'ajout des trois groupes électrogènes.**

Les données de bruit présentées dans le rapport principal de l'étude d'impact proviennent du document du certificat d'autorisation initial de la centrale Lidya Énergie présenté par le promoteur de 2005. Cependant, afin de compléter la description du climat sonore, une caractérisation de l'état actuel et une modélisation du scénario proposé sont présentées à la question QC-64.

**QC-42 Présenter l'horaire de travail prévu pour le chantier de construction. Indiquer s'il y aura du martelage de pieux et/ou l'utilisation de marteaux piqueurs.**

La construction du projet de Lidya Énergie ne nécessitera pas de martelage de pieux puisqu'il s'agit d'un agrandissement de la centrale impliquant une surface réduite et que la capacité portante du sol devrait être identique à celle de la bâtisse existante. Par contre, il est possible d'avoir recours à un marteau piqueur durant la phase de rattachement des nouvelles fondations à celles déjà en place. Le chantier de construction sera opéré durant des horaires de travail raisonnables ; soit de 7 h à 19 h.

**QC-43 Pendant la construction, Lidya Énergie doit s'engager à appliquer les mesures d'atténuation usuelles suivantes, ou à mettre en place toutes autres mesures d'atténuation qui seraient jugées nécessaires pour respecter les limites de bruit en construction, tel que stipulé dans le document intitulé Limites et lignes directrices préconisées par le ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs relativement aux niveaux sonores provenant d'un chantier de construction, mise à jour de mars 2007 :**

- ▶ Favoriser un horaire régulier de jour pour la construction ;
- ▶ Utiliser des écrans temporaires ou mobiles, des matériaux de déblais, des conteneurs ou autres gros objets comme écrans sonores en direction des zones habitées ;
- ▶ Éviter les impacts des panneaux arrière des camions à benne lors du déchargement ;
- ▶ Utiliser des équipements bien entretenus avec silencieux originaux et dispositifs d'atténuation en bon état ;
- ▶ Utiliser la puissance minimale requise des équipements ;
- ▶ Les marteaux hydrauliques et pneumatiques, si requis, devront être munis de dispositifs antibruit ;
- ▶ Les équipements électriques et mécaniques devront être éteints lorsque non utilisés ;
- ▶ Les moteurs des camions en attente devront être éteints ;
- ▶ Utiliser des alarmes de recul à intensité variable s'ajustant selon le bruit ambiant ;
- ▶ Bien entretenir les voies d'accès et de circulation sur le chantier et limiter la vitesse de circulation ;
- ▶ Aménager des circuits permettant de réduire les marches arrière des camions.



Lidya Énergie s'engage à respecter les mesures proposées ci-dessus pour limiter les nuisances relatives au bruit. Il est à noter que dans un rayon de 500 m, la RIADM est propriétaire des résidences et que la plupart ont été soit déménagées, démolies ou sont inoccupées. Les quelques résidences occupées sont assorties d'une servitude de nuisance pour les activités du LET et les installations connexes, dont la centrale de Lidya Énergie.

## 2.3.9 Section 3.3.3.3 Rejets et modes de gestion - Émissions de gaz à effet de serre

**QC-44 Présenter une évaluation des émissions de gaz à effet de serre (GES) en recourant aux bonnes pratiques en la matière. Pour ce faire, effectuer cette évaluation conformément aux exigences et spécifications de la norme ISO-14064, notamment en ce qui concerne les scénarios de référence (situation actuelle de la centrale) et ceux du projet.**

La norme ISO 14064-2, quantification des réductions des émissions de gaz à effet de serre (GES) pour un projet, est l'un des trois volets de la norme ISO 14064 qui est le plus applicable dans le cadre de l'évaluation de l'impact du projet sur les émissions de GES. La détermination du scénario de référence doit se faire en comparant les différents scénarios possibles en fonction d'obstacles réglementaires, financiers et technologiques qui pourraient limiter la mise en œuvre de chaque scénario. Celui qui ne présente le moins d'obstacles, voire aucun obstacle, est défini comme étant le scénario de référence.

Le Tableau 18 présente les cinq différents scénarios possibles considérés à des fins d'analyse pour déterminer le scénario de référence. Afin de comparer des scénarios sur une même base, sans l'ajout de groupe électrogène additionnel, la quantité supplémentaire de biogaz produite au site d'enfouissement devra être brûlée à la torchère. Cette situation fait partie des scénarios envisagés ; c'est-à-dire maintenir seulement 7 groupes électrogènes en opération avec ajout d'une torchère à flamme invisible pour brûler le biogaz supplémentaire. Le promoteur devrait donc faire des investissements pour cette nouvelle torchère. Toutefois, ces investissements sont moindres que les investissements requis pour d'autres scénarios envisagés. Ainsi, tel que présenté au Tableau 18, la situation actuelle (sept groupes électrogènes) avec l'ajout d'une torchère à flamme invisible pour brûler le biogaz additionnel est le scénario présentant le moins de barrières. Il s'agit donc du scénario de référence dans le cadre de cette étude auquel est comparé le projet.

Tableau 18 : Test de barrières pour déterminer le scénario de référence

OBSTACLES	SITUATION ACTUELLE AVEC BRÛLAGE DU SURPLUS À LA TORCHÈRE	PROJET- ADDITION DE GROUPES ÉLECTROGÈNES À LA CENTRALE	TRAITEMENT DU BIOGAZ ET INJECTION DANS LE RÉSEAU DE GAZ MÉTRO	TRAITEMENT DU BIOGAZ ET UTILISATION PAR UNE FLOTTE DE CAMION	PRODUCTION DE CHALEUR PAR COMBUSTION DU BIOGAZ DANS UNE CHAUDIÈRE
Réglementaires	<b>Aucun</b>	Aucun	Aucun	Aucun	Aucun
Financiers	<b>Moyen</b>	Important	Important	Important	Moyen
Technologiques	<b>Aucun</b>	Aucun	Moyen	Important	Faible

La norme ISO 14064-2 exige également que les sources, puits et réservoirs de GES soient identifiés pour le projet et pour le scénario de référence. Aucun puits ni réservoir de GES n'ont été identifiés. Les sources de GES possibles sont présentées au tableau 19 ci-dessous.

Tableau 19 : Identification des sources de GES

SOURCE	TYPE DE GES	SOURCE INCLUSE OU EXCLUE		EXPLICATION
		Scénario de référence	Projet	
Biogaz brûlé à la torchère	CO <sub>2</sub> -biogénique	Incluse	Incluse	L'importance de cette source d'émissions de GES est moyenne en raison de l'efficacité de la torchère qui est inférieure à 100 %. Ce biogaz brûlé à la torchère est converti en CO <sub>2</sub> , mais ce dernier est d'origine biogénique. Il n'est donc pas considéré comme une source de CO <sub>2</sub> qui contribue au réchauffement climatique. Il est toutefois considéré dans le calcul, mais de manière distincte.
Portion de méthane non brûlé à la torchère (efficacité < 100 %)	CH <sub>4</sub>	Incluse	Incluse	Cette source est considérée comme moyenne pour trois raisons : 1) du pourcentage de biogaz qui n'est pas brûlé dans la centrale ; 2) de l'efficacité de la torchère qui n'est pas de 100 % ; et 3) du potentiel de réchauffement global du méthane qui est 21 fois supérieur à celui du dioxyde de carbone. La quantité de biogaz envoyée à la torchère entre les deux scénarios est suffisamment différente pour que, compte tenu des trois éléments mentionnés ci-dessus, la quantité de CH <sub>4</sub> émise à l'atmosphère par la torchère soit significativement différente entre les deux scénarios. C'est pour cette raison que cette source est considérée dans les calculs.
Biogaz brûlé dans la centrale (portion de méthane non brûlé + les émissions après combustion)	CO <sub>2</sub> -biogénique CH <sub>4</sub> N <sub>2</sub> O	Incluse	Incluse	Cette source de GES est considérée comme importante. C'est la source principale de GES. Le CO <sub>2</sub> issu de la combustion du biogaz dans les groupes électrogènes est comptabilisé séparément des autres GES, car comme il provient du biogaz, il est de source biogénique.
CO <sub>2</sub> contenu dans le biogaz (42,25 %)	CO <sub>2</sub> -biogénique	Exclue	Exclue	Le biogaz contient une portion de CO <sub>2</sub> . Toutefois, ce CO <sub>2</sub> est d'origine biogénique et il ne contribue donc pas au réchauffement climatique. De plus, la quantité totale de biogaz étant la même dans le scénario de référence et dans le projet, la quantité de CO <sub>2</sub> contenu dans le biogaz et envoyée à l'atmosphère est la même. Il n'y a donc pas de différence pour cette source entre le scénario de référence et le projet. C'est pour ces deux raisons que cette source de GES est exclue de l'étude.
Installation des groupes électrogènes additionnels	CO <sub>2</sub> CH <sub>4</sub> N <sub>2</sub> O	NA	Exclue	Cette source ne touche que le projet (le scénario de référence reste avec 7 groupes électrogènes). L'installation des nouveaux groupes électrogènes nécessitera de la machinerie qui brûlera du carburant fossile et produira donc des GES. Toutefois, les émissions de cette étape qui est limitée dans le temps

SOURCE	TYPE DE GES	SOURCE INCLUSE OU EXCLUE		EXPLICATION
		Scénario de référence	Projet	
				sont considérées comme négligeables comparativement aux émissions de GES de la torchère et des groupes électrogènes sur la durée de vie totale du projet.
Installation de la nouvelle torchère	CO <sub>2</sub> CH <sub>4</sub> N <sub>2</sub> O	Exclue	NA	Cette source ne touche que le scénario de référence qui nécessite une nouvelle torchère. L'installation de la torchère nécessitera de la machinerie qui brûlera du carburant fossile et produira donc des GES. Toutefois, les émissions de cette étape qui est limitée dans le temps sont considérées comme négligeables comparativement aux émissions de GES de la torchère et des groupes électrogènes sur la durée de vie totale du projet.
Opération quotidienne de la centrale	CO <sub>2</sub> CH <sub>4</sub> N <sub>2</sub> O	Exclue	Exclue	Cette source représente les émissions associées à l'utilisation d'énergie aux installations (chauffage, éclairage, déplacement de véhicules). Ces émissions sont habituellement exclues de ce type d'étude, car elles sont négligeables comparativement aux émissions de la torchère et des groupes électrogènes et parce que rien ne laisse penser qu'elles seraient différentes entre le scénario de référence et le projet.

**QC-45 Pour l'évaluation des GES, il est requis que toutes les sources d'émission soient considérées, en adéquation avec la déclaration faite par Lidya Énergie dans le cadre du Règlement sur la déclaration obligatoire de certaines émissions de contaminants dans l'atmosphère. Présenter en détail les méthodes de calculs, les hypothèses et les facteurs d'émission utilisés pour toutes les sources d'émission considérées pour toute la durée du projet. Les informations doivent clairement présenter la nature et la quantité de chaque type de GES émis, ainsi que le cumul en équivalent CO<sub>2</sub> (tonnes CO<sub>2</sub>-éq.).**

Comme présentées dans le détail des sources de GES en réponse à la question QC-44, toutes les sources de GES ne sont pas prises en considération, conformément à ISO 14064-2. Les sources négligeables ou les sources qui ne sont pas différenciables entre le projet et le scénario de référence n'ont pas à être incluses. Ainsi le calcul des émissions ne prend en considération que les émissions associées à la combustion du biogaz dans les groupes électrogènes et les émissions de GES associées au biogaz envoyé à la torchère (portion brûlée et transformée en CO<sub>2</sub> et portion non brûlée en raison de l'efficacité de la torchère qui est inférieure à 100 % et restant sous forme de CH<sub>4</sub>). Ce ne sont que ces deux sources d'émission qui ont toujours été considérées dans le cadre de la déclaration obligatoire de certaines émissions de contaminants dans l'atmosphère. Le calcul effectué dans le cadre de cette étude est donc en conformité avec l'approche employée par Lidya Énergie dans le cadre de la déclaration obligatoire de certaines émissions de contaminants dans l'atmosphère.

Le tableau ci-dessous reprend les hypothèses considérées pour le calcul des émissions :

Tableau 20 : Hypothèses considérées pour le calcul des émissions de GES

Taux de biogaz capté qui est envoyé à la torchère (basé sur les quantités moyennes de biogaz envoyé à la torchère en 2012)	0,97 %
Durée annuelle moyenne de fonctionnement de chaque nouveau groupe électrogène est équivalente à la durée de fonctionnement moyen des groupes existants	7 230,6 heures
Type de torchère	Ouverte
Efficacité de la torchère	
	Valeur minimale 25 %
	Valeur maximale 96 %
Composition du biogaz (selon des analyses faites par Lidya)	
	CH <sub>4</sub> 51,50 %
	CO <sub>2</sub> 42,25 %
	O <sub>2</sub> 1,25 %
	N <sub>2</sub> 5 %
Densité du méthane	0,68 kg/m <sup>3</sup>
Densité du CO <sub>2</sub>	1,87 kg/m <sup>3</sup>
Facteurs d'émission pour la combustion du gaz d'enfouissement (portion méthane) tirés du tableau 1-3 du Règlement sur la déclaration obligatoire de certaines émissions de contaminants dans l'atmosphère	
	CO <sub>2</sub> 53,63 kg CO <sub>2</sub> /GJ
	CH <sub>4</sub> 1 g CH <sub>4</sub> /GJ
	N <sub>2</sub> O 0,1 g N <sub>2</sub> O/GJ
Pouvoir calorifique supérieur du gaz d'enfouissement (portion méthane) tiré du tableau 1-1 du Règlement sur la déclaration obligatoire de certaines émissions de contaminants dans l'atmosphère	39,82 GJ/10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup>
Potentiel de réchauffement global	
	CH <sub>4</sub> 21 g eCO <sub>2</sub> /g CH <sub>4</sub>
	N <sub>2</sub> O 310 g eCO <sub>2</sub> /g N <sub>2</sub> O
Masse molaire du CO <sub>2</sub>	44 g/mol
Masse molaire du CH <sub>4</sub>	16 g/mol
Taux de conversion du CH <sub>4</sub> en CO <sub>2</sub> à la torchère	
Chaque mole de méthane qui est brûlée à la torchère, en considérant l'efficacité de cette dernière, est convertie en une mole de dioxyde de carbone. Aucun autre contaminant n'est créé durant cette combustion, on parle donc d'une combustion parfaite pour la portion du biogaz qui est brûlée. La portion non brûlée en raison de l'efficacité réduite de la torchère demeure sous forme méthane.	100 %

Pour le calcul des émissions de GES associées à la combustion du biogaz dans les groupes électrogènes, le protocole **QC.1. Combustion au moyen d'équipements fixes** du *Règlement sur la déclaration obligatoire de certaines émissions de contaminants dans l'atmosphère* du gouvernement du Québec a été utilisé en employant le pouvoir calorifique supérieur de biogaz (pour la portion méthane) figurant au tableau 1-1 de ce même règlement et les facteurs d'émission pour le biogaz (pour la portion méthane) figurant au tableau 1-3 de ce même règlement. L'équation 1-1 de ce Règlement a été employée.

Pour le calcul des émissions de GES associées la combustion du biogaz à la torchère, il a été considéré que la portion de ce biogaz transformé par cette combustion (selon l'efficacité de la torchère) est convertie entièrement en CO<sub>2</sub>. La portion non brûlée à la torchère (selon l'efficacité de cette dernière) demeure en CH<sub>4</sub> et est envoyée à l'atmosphère.

Les tableaux ci-dessous présentent les valeurs de chaque type de GES considérées (en équivalent CO<sub>2</sub> –eCO<sub>2</sub>) pour le projet et pour le scénario de référence ainsi que les variations des émissions de GES pour le projet, selon le nombre de moteurs (groupes électrogènes) en fonction, par rapport au scénario de référence.

Tableau 21 : Émissions de GES par type de gaz pour la combustion du biogaz à la centrale

SCÉNARIOS	CENTRAUX			
	VOLUME DE BIOGAZ BRÛLÉ À LA CENTRALE (m <sup>3</sup> /an)	ÉMISSIONS DE GES		
		CO <sub>2</sub> biogénique (t eCO <sub>2</sub> )	CH <sub>4</sub> (t eCO <sub>2</sub> )	N <sub>2</sub> O (t eCO <sub>2</sub> )
Référence	42 949 401,2	48 116,8	18,5	27,3
Projet 1 moteur de plus	48 039 757,3 (base + (725 m <sup>3</sup> biogaz/heure * 7 230,6 heures) – 151 808,2 m <sup>3</sup> (portion du biogaz additionnel qui irait à la torchère en raison des interruptions à la centrale, sur la même base que dans le scénario de référence)	53 819,6	20,7	30,5
Projet 2 moteur de plus	53 281 921,6 (base + (2 x 725 m <sup>3</sup> biogaz/heure * 7 230,6 heures) – 151 808,2 m <sup>3</sup> (portion du biogaz additionnel qui irait à la torchère en raison des interruptions à la centrale, sur la même base que dans le scénario de référence)	59 692,5	22,9	33,9
Projet à 3 moteurs de plus	58 524 085,9 (base + (3 x 725 m <sup>3</sup> biogaz/heure * 7 230,6 heures) – 151 808,2 m <sup>3</sup> (portion du biogaz additionnel qui irait à la torchère en raison des interruptions à la centrale, sur la même base que dans le scénario de référence)	65 565,3	25,2	37,2

Tableau 22 : Émissions de GES par type de gaz pour la combustion du biogaz à la torchère

SCÉNARIOS	VOLUME DE BIOGAZ BRÛLÉ À LA TORCHÈRE (m <sup>3</sup> /an)	TORCHÈRE					
		ÉMISSIONS DE GES –EFFICACITÉ MINIMALE			ÉMISSIONS DE GES –EFFICACITÉ MAXIMALE		
		CO <sub>2</sub> biogénique (t eCO <sub>2</sub> )	CH <sub>4</sub> (t eCO <sub>2</sub> )	N <sub>2</sub> O (t eCO <sub>2</sub> )	CO <sub>2</sub> biogénique (t eCO <sub>2</sub> )	CH <sub>4</sub> (t eCO <sub>2</sub> )	N <sub>2</sub> O (t eCO <sub>2</sub> )
Référence	16 145 125,5 Quantité actuelle + (3 x 725 m <sup>3</sup> /h * 7 230,6 heures) + 151 808,2 m <sup>3</sup> (portion du biogaz additionnel qui irait à la torchère en raison des interruptions à la centrale, sur la même base que dans le scénario de référence	3 887,1	89 050,9	0,0	14 926,6	4 749,4	0,0
Projet 1 moteur de plus	11 054 769,4 Quantité actuelle + (2 x 725 m <sup>3</sup> /h * 7 230,6 heures) + 151 808,2 m <sup>3</sup> (portion du biogaz additionnel qui irait à la torchère en raison des interruptions à la centrale, sur la même base que dans le scénario de référence	2 661,6	60 974,2	0,0	10 220,4	3 252,0	0,0
Projet 2 moteur de plus	5 812 605,1 Quantité actuelle + (1 x 725 m <sup>3</sup> /h * 7 230,6 heures) + 151 808,2 m <sup>3</sup> (portion du biogaz additionnel qui irait à la torchère en raison des interruptions à la centrale, sur la même base que dans le scénario de référence	1 399,5	32 060,3	0,0	5 373,9	1 709,9	0,0
Projet à 3 moteurs de plus	570 440,8 Quantité actuelle + (0 x 725 m <sup>3</sup> /h * 7 230,6 heures) + 151 808,2 m <sup>3</sup> (portion du biogaz additionnel qui irait à la torchère en raison des interruptions à la centrale, sur la même base que dans le scénario de référence	137,3	3 146,4	0,0	527,4	167,8	0,0

Tableau 23 : Émissions totales de GES

SCÉNARIOS	VOLUME TOTAL DE BIOGAZ CONSIDÉRÉ (m3/an)	ÉMISSIONS DE GES			
		EFFICACITÉ MINIMALE DE LA TORCHÈRE		EFFICACITÉ MAXIMALE DE LA TORCHÈRE	
		CO <sub>2</sub> biogénique (t eCO <sub>2</sub> )	Total des GES sans le CO <sub>2</sub> biogénique (t eCO <sub>2</sub> )	CO <sub>2</sub> biogénique (t eCO <sub>2</sub> )	Total des GES sans le CO <sub>2</sub> biogénique (t eCO <sub>2</sub> )
Référence	59 094 526,7 (somme du biogaz à la centrale et à la torchère)	52 003,9	89 096,7	63 043,4	4 795,2
Projet 1 moteur de plus	59 094 526,7	56 481,2	61 025,5	64 040,0	3 303,2
Projet 2 moteur de plus	59 094 526,7	61 091,9	32 117,1	65 066,4	1 766,7
Projet à 3 moteurs de plus	59 094 526,7	65 702,7	3 208,8	66 092,7	230,2

Tableau 24 : Variation des émissions de GES (biogéniques et autres) selon le nombre de moteurs en fonction par rapport au scénario de référence

SCÉNARIOS	VARIATION DES ÉMISSIONS PAR RAPPORT AU SCÉNARIO DE RÉFÉRENCE			
	EFFICACITÉ MINIMALE DE LA TORCHÈRE		EFFICACITÉ MAXIMALE DE LA TORCHÈRE	
	CO <sub>2</sub> biogénique	Total des GES sans le CO <sub>2</sub> biogénique	CO <sub>2</sub> biogénique	Total des GES sans le CO <sub>2</sub> biogénique
Projet 1 moteur de plus	8,6 %	-31,5 %	1,6 %	-31,1 %
Projet 2 moteur de plus	17,5 %	-64,0 %	3,2 %	-63,2 %
Projet à 3 moteurs de plus	26,3 %	-96,4 %	4,8 %	-95,2 %

**QC-46 Démontrer que la centrale va opérer avec les meilleures technologies disponibles, afin de réduire les émissions de GES. Pour ce faire, justifier le choix des technologies retenues comme étant celles qui minimiseront le plus les émissions de GES, et démontrer que toutes les avenues possibles ont été étudiées. Présenter aussi une quantification des GES pour chacune des solutions de rechange au projet, telles que décrites à la section 1.4 de l'étude d'impact.**

Lidya Énergie opère la centrale de production d'énergie à partir du biogaz du LET de Lachute. En 2005, Lidya Énergie a pris l'engagement d'exploiter cette centrale sur un horizon de 25 ans. Le projet d'ajout de groupes électrogènes a pour objectif de permettre à Lidya Énergie de maximiser la valorisation du biogaz dont la production est théoriquement estimée en augmentation. Selon les différentes technologies évaluées, la valorisation du surplus de biogaz ne peut se faire de façon optimale qu'en ajoutant de nouveaux groupes électrogènes. Il s'agit donc pour Lidya Énergie d'accroître la capacité d'une installation existante plutôt que de réaliser un nouveau projet.

La valorisation du biogaz additionnel par d'autres approches nécessiterait pour Lidya Énergie la mise en place d'un nouveau projet, de nouvelles infrastructures, de nouvelles opérations et des investissements importants. Autant l'injection du biogaz dans le réseau de Gaz Métro, que l'utilisation du biogaz pour une flotte de véhicules ou encore la production de chaleur par combustion du biogaz dans une chaudière signifierait pour Lidya Énergie de développer un nouveau projet en parallèle de l'opération actuelle de la centrale. En raison notamment des investissements majeurs que ces alternatives nécessiteraient, Lidya Énergie n'a pas d'intérêt comme entreprise à opter pour ces dernières et préférerait dans un tel contexte le statu quo, c'est-à-dire de maintenir l'utilisation de 7 groupes électrogènes et de brûler le surplus de biogaz à l'aide d'une torchère. Or, il s'agit là d'une perte de ressource énergétique et d'émissions de GES additionnelles. En effet, le projet d'ajouter trois groupes électrogènes permet, par rapport à ce scénario de référence qui envoie tout le biogaz additionnel à la torchère, de réduire les émissions de GES (autre que le CO<sub>2</sub> biogénique) d'environ 95 %. Même avec un seul groupe électrogène additionnel, les réductions de GES par rapport au scénario de référence sont d'environ 30 %. Ainsi, pour des raisons économiques et le fait que les alternatives à l'ajout de groupes électrogènes représentent un accroissement des émissions de GES, Lidya Énergie ne mettrait pas en place ces alternatives.

De plus, d'un point de vue environnemental, la comparaison de différents modes de valorisation du biogaz ne devrait pas se faire par une comparaison classique des émissions en limitant l'analyse au site de valorisation. Étant donné les utilisations finales différentes du biogaz dans chacune des alternatives, la comparaison doit prendre en considération la dynamique du marché de l'énergie, et ce, dans une perspective de cycle de vie. L'injection du biogaz dans le réseau de Gaz Métro par exemple, aurait pour effet d'augmenter la quantité de gaz naturel disponible ; ce qui pourrait alors en réduire le prix. Par ailleurs, un prix moindre pour le gaz naturel pourrait influencer le marché énergétique en provoquant d'autres changements dans la demande pour ce gaz et par conséquent dans la demande pour d'autres énergies fossiles. De la même manière, à première vue on peut avoir l'impression que l'utilisation du gaz naturel dans le secteur du transport permettrait une réduction des émissions de GES comparativement à l'utilisation de l'essence. Or il faut prendre en considération que l'essence ainsi déplacée sera éventuellement utilisée dans d'autres secteurs et que sa production ne diminuera pas pour autant. En ayant ainsi un surplus d'essence, il pourrait y avoir une influence à la baisse sur le prix de l'essence, créant un incitatif pour d'autres utilisateurs à en consommer davantage. Ceci ne générant ainsi, d'un point de vue global, aucun gain environnemental. Une telle analyse sort du cadre de ce qui est considéré comme nécessaire afin de démontrer, dans le cadre d'une évaluation des impacts sur l'environnement, que le projet proposé par Lidya Énergie permet de minimiser les émissions de GES tout en restant dans les limites du modèle d'affaires de l'entreprise.



## 2.3.10 Section 3.3.3.3 Rejets et modes de gestion et Section 5 Analyse des impacts et mesures d'atténuation

**QC-47 Le document présente quelques numéros de tableaux erronés, ainsi que des renvois à ces mauvais numéros de tableaux. Le problème semble apparaître à partir du tableau 9. Révérifier la numérotation de tous les tableaux, et corriger le texte afin que celui-ci renvoie aux bons numéros de tableaux. Présenter ces corrections.**

En effet, une erreur de renvoi aux numéros des tableaux s'est produite. Les références aux tableaux dans le rapport principal et annexes doivent se lire comme suit :

- ▶ P.33, le 3<sup>e</sup> paragraphe réfère au tableau 7 ;
- ▶ P.33, le dernier paragraphe réfère au tableau 8 ;
- ▶ P.37, le 2<sup>e</sup> paragraphe réfère aux tableaux 9 et 10 ;
- ▶ P.39, le paragraphe réfère au tableau 11 ;
- ▶ P.42, les 2<sup>e</sup> et 3<sup>e</sup> paragraphes réfèrent au tableau 12 ;
- ▶ P.51, les premiers et derniers paragraphes réfèrent au tableau 13 ;
- ▶ P.55, les 5<sup>es</sup> et derniers paragraphes réfèrent au tableau 14 ;
- ▶ P.63, le dernier paragraphe réfère au tableau 14.

## 2.3.11 Tableau 12 Répartition des odeurs en fonction des sources d'émission

**QC-48 Le tableau 12 présente des résultats pour trois récepteurs (A, B et C), ainsi que les coordonnées (X, Y) de ces récepteurs. Localiser graphiquement ces récepteurs sur une carte géographique à l'échelle, où l'on retrouvera également la centrale et le LET.**

Voir figure 1 (version révisée) à l'annexe 6.

## 2.3.12 Section 3.3.5 Main d'œuvre et coût estimatifs

**QC-49 Évaluer et inscrire le coût budgétaire de ce projet.**

Le cout budgétaire pour l'ajout d'un huitième groupe électrogène en opération permanente ainsi que pour l'agrandissement de l'immeuble existant représente un investissement de plus de 2 \$ M.

## 2.4 TABLEAU 14 ANALYSE DES IMPACTS ENVIRONNEMENTAUX DU PROJET D'AUGMENTATION DE LA CAPACITÉ NOMINALE DE LA CENTRALE DE VALORISATION DE BIOGAZ À LACHUTE

**QC-50 La troisième ligne de ce tableau (page 59) mentionne que « l'augmentation de la capacité de production de la centrale de cogénération entraînera une augmentation des redevances pour la RIADM, et indirectement aux communautés ». Sachant que la cogénération consiste à produire simultanément de l'électricité et de la vapeur (ou de la**

**chaleur) utilisée pour des besoins industriels ou de chauffe, expliquer en quoi consiste la cogénération à la centrale de Lachute. Préciser si la vapeur (ou la chaleur) produite est vendue à des clients, ou si c'est la centrale elle-même qui l'utilise pour ses propres besoins.**

Une erreur s'est glissée dans le tableau 14 du rapport principal. On aurait dû lire « centrale de valorisation des biogaz ». Le biogaz valorisé à Lachute sert uniquement pour la production d'électricité. Aucune vapeur n'est produite à la centrale de Lidya Énergie.

## 2.5 SECTION 6 GESTION DES RISQUES D'ACCIDENT

**QC-51 Présenter un bilan des accidents passés survenus au cours des cinq dernières années à la centrale de Lachute, et dans d'autres installations identiques ou similaires.**

Au cours des cinq dernières années, aucun accident n'est survenu à la centrale de Lidya Énergie.

Une recherche dans la littérature a montré que les centrales de valorisation des biogaz ne sont pas la source d'accidents importants. Les principales sources d'accidents reliées au biogaz sont associées à la migration des biogaz dans les bâtiments adjacents pouvant être dus à un entretien déficient des équipements. En juillet 2013, la centrale de Broadrock située à Johnston, Rhode Island a été fermée suite à la découverte de fuites dans la tuyauterie mal installée (Reynolds, 2013).

## 2.6 SECTION 6.1 RISQUES D'ACCIDENTS TECHNOLOGIQUES

**QC-52 Préciser quels sont les éléments sensibles situés à proximité du site qui sont susceptibles d'être affectés par un accident technologique majeur, c'est-à-dire, un déversement de matière dangereuse, un incendie, une explosion ou la formation d'un nuage toxique. Présenter ces éléments sensibles sur une carte à l'échelle, en y indiquant les principales distances séparatrices par rapport au site de la centrale.**

Considérant l'environnement dans lequel s'inscrit le projet et la nature des activités industrielles s'y trouvant (site d'enfouissement technique), il existe peu d'éléments sensibles pouvant être affectés par un accident technologique majeur dans un rayon de 500 m de la centrale. Vingt-et-un bâtiments sont présents à moins de 500 m de la centrale, dont 3 résidences, la plus près étant à environ 210 m au sud-ouest de la centrale. Les autres comprennent des bâtiments de ferme et les installations du LET. La rivière Noire, qu'un potentiel déversement pourrait atteindre, est localisée à 273 m.

Dans un rayon de 5 km, on retrouve le secteur Saint-Hermas de la ville de Mirabel à 4,5 km à l'est de la centrale ainsi que des résidences et bâtiments de fermes le long des chemins. L'autoroute 50 est située à 4 km au nord de la centrale. Ceux-ci seraient selon la direction des vents susceptible d'être affectée par un nuage toxique ou les fumées provenant d'un incendie ou d'une explosion.

**QC-53 Cette section énumère les principales substances dangereuses présentes sur le site de la centrale. À cet égard, déposer les fiches signalétiques de toutes les matières dangereuses et autres produits chimiques utilisés sur le site (huiles de lubrification, antigel, réfrigérant, carburants, etc.). De plus, présenter idéalement sous forme de tableau, la description de l'ensemble des caractéristiques des réservoirs présents sur le site, en y indiquant minimalement les capacités, les éléments permettant de contenir les fuites ou les déversements, les produits entreposés et la fréquence des ravitaillements (ou des vidanges, selon le cas).**

Les fiches signalétiques pour les huiles de lubrification, l'antigel et les carburants sont présentées à l'annexe 7. La fiche pour la solution d'acide sulfurique est présentée à l'annexe 10 du rapport principal (comme annexe 1 du plan de mesures d'urgence). La mise à jour 2013 de cette fiche signalétique est incluse à l'annexe 7 avec les fiches des autres produits.

La centrale de Lidya Énergie comprend trois réservoirs. Ceux-ci sont utilisés pour contenir les différents composés mentionnés précédemment. Le tableau 25 présente les caractéristiques de chacun des réservoirs.

Tableau 25 : Caractéristiques des réservoirs de la centrale de valorisation des biogaz

PRODUIT ENTREPOSÉ	CAPACITÉ (L)	TYPE ET MOYEN DE CONTRÔLE DES DÉVERSEMENTS	FRÉQUENCE DE TRANSBORDAGE
Huile neuve	9 000	Réservoir hors sol double paroi avec indicateur de fuite entre les parois certifié ULC et installé sur une dalle de béton à l'extérieur	Mensuel
Huiles usées	5 000	Réservoir hors sol, double paroi avec indicateur de fuite entre les parois, certifié ULC et installé sur une dalle de béton à l'extérieur	À tous les 20 jours
Solution d'acide sulfurique	40 000	Réservoir installé dans une digue de confinement en béton pouvant contenir 110 % du volume de celui-ci	À tous les 3 jours
Diesel	1 516	Réservoir intégré à la génératrice de secours, double paroi certifiée ULC. La génératrice comportant son réservoir est installée sur une dalle de béton à l'extérieur	Au besoin

## 2.7 SECTION 6.2 MESURES DE SÉCURITÉ

**QC-54 Préciser les limitations d'accès mises en place au site de la centrale.**

La centrale Lidya Énergie est localisée à proximité immédiate du LET Lachute qui est la propriété de la Régie intermunicipale Argenteuil-Deux Montagnes par conséquent, le seul accès au site, soit par le 6289 chemin des Sources, est limité à des heures ouvrables fixées par le responsable du LET. Par ailleurs, la centrale Lidya Énergie loue un bâtiment d'opération distinct dont l'accès est limité aux employés, sous-traitants, invités ou visiteurs de Lidya Énergie en présence des responsables de la centrale. Les différents accès à la bâtisse sont

sécurisés par des portes qui se ferment à clé. Il en est de même pour l'unité de commande du système de désulfuration de biogaz qui est installé dans un conteneur avec porte d'accès qui se ferme également à clé.

## 2.8 SECTION 7 SURVEILLANCE ENVIRONNEMENTALE ET SECTION 8 SUIVI ENVIRONNEMENTAL

**QC-55 Un programme de suivi périodique de la qualité de l'eau à l'aide de puits d'observation devra être instauré, advenant le cas que la protection des eaux souterraines constitue un enjeu environnemental à considérer dans le cadre du projet. L'application de ce programme de suivi permettra alors de suivre avec plus d'acuité les eaux souterraines après l'implantation du projet et au cours du cycle de vie de la centrale, ainsi que de vérifier l'efficacité des mesures d'atténuation prévues. Lidya Énergie doit s'engager dès maintenant à instaurer un programme de suivi périodique de la qualité de l'eau à l'aide de puits d'observation s'il est jugé, à la suite de l'analyse de l'étude d'impact, que la protection des eaux souterraines devienne un enjeu environnemental à considérer dans le cadre du projet.**

La RIADM a mis en place un programme de surveillance des eaux souterraines autour du LET et qui inclut la centrale de valorisation des biogaz. Comme répondu à la question Q-8, les risques de contamination des eaux souterraines sont négligeables étant donné la nature des activités de valorisation de biogaz en électricité et toutes les mesures de prévention mises en place par Lidya Énergie, depuis plusieurs années déjà, dont principalement la sécurisation de tous les équipements d'entreposage des produits susceptibles d'engendrer de telles contaminations.

## 2.9 ANNEXE 1, FIGURE 1 : MILIEU NATUREL ET HUMAIN

**QC-56 La photographie aérienne de la figure 1 à l'annexe 1 de l'étude d'impact, révèle la présence de plusieurs bâtiments résidentiels dans un rayon de 1 km de la centrale. La directive demande de documenter l'information touchant les sources d'alimentation en eau potable en identifiant les ouvrages de captage d'eau de surface, les puits privés, les puits municipaux et autres. L'étude d'impact ne présente cependant pas d'information à ce sujet. Présenter de façon détaillée les informations nécessaires pour couvrir ce sujet, afin de répondre à la directive.**

La version révisée de la carte (figure 1) présente de façon détaillée toutes les informations demandées en lien avec les sources d'alimentation en eau potable.

**QC-57 Indiquer sur la figure 1 les principaux usages et les affectations du sol.**

La version révisée de la carte (figure 1) inclut les principaux usages et les affectations du sol.

**QC-58 Présenter sur la figure 1 la centrale actuelle ainsi que l'agrandissement projeté.**

La version révisée de la carte (figure 1) présente de façon simplifiée la centrale dans son état actuel et son agrandissement projeté. Les détails du plan de l'agrandissement projeté sont présentés dans la figure en réponse à la question QC-59.

## 2.10 **ANNEXE 2 : PLAN DES INSTALLATIONS ACTUELLES ET ANNEXE 9 : PLAN DES INSTALLATIONS PROJETÉES**

**QC-59 Les annexes 2 et 9 de l'étude d'impact présentent respectivement un plan des installations actuelles et un plan des installations projetées. Plusieurs éléments illustrant le fonctionnement de la centrale et les modifications prévues ne sont cependant pas supportés par une légende. Afin d'aider à la compréhension des plans, dresser une légende sur ces plans, et compléter avec les détails requis. De plus, faire ressortir sur le plan des installations projetées de l'annexe 9 tous les éléments prévus lors des phases d'expansion 1 et 2. Le plan doit ainsi permettre de différencier distinctement les éléments de l'usine actuelle, ceux de la phase d'expansion no 1, et ceux de la phase d'expansion no 2.**

**Entre autres, fournir des plans détaillés de la partie agrandie et des aires existantes, avec la description et l'emplacement des équipements nécessaires (inverseur automatique, système d'échappement, socle de béton et fixations antisismiques, isolation sonore, refroidissement et drainage, et dispositions sécuritaires pour l'opération et situations d'urgence (feu et explosions près des groupes électrogènes, des conduites et des réservoirs).**

Le plan révisé est présenté à l'annexe 8, il inclut une légende et met en évidence les équipements auxiliaires nécessaires pour l'installation des groupes électrogènes additionnels. Vous trouverez également inscrit sur le même plan une description des phases d'expansion 1 et 2 permettant ainsi de différencier les éléments de l'usine dans son état actuel, ceux de la phase d'expansion 1 et ceux de la phase d'expansion 2.

D'autre part, le projet n'ayant pas atteint l'étape de l'ingénierie détaillée, il ne sera pas possible, à l'heure actuelle, de fournir les plans détaillés pour les éléments suivants : inverseur automatique, système d'échappement, socle de béton et fixations antisismiques, isolation sonore, refroidissement et drainage, et dispositions sécuritaires pour l'opération et situations d'urgence. Ces détails seront fournis dans des plans appropriés lors de la demande de certificat d'autorisation pour la construction et la mise en exploitation du présent projet.

## 2.11 **ANNEXE 5 : PLAN DU SYSTÈME DE TRAITEMENT BIOLOGIQUE DE DÉSULFURISATION DES BIOGAZ**

**QC-60 Le plan du système de traitement biologique de désulfurisation des biogaz présenté à l'annexe 5 est malheureusement illisible. Remettre un plan dans un format permettant de consulter clairement toutes les informations s'y trouvant.**

Un plan lisible du système de traitement biologique de désulfuration des biogaz est présenté à l'annexe 9.

## 2.12 ANNEXE 10 : PLAN DES MESURES D'URGENCE

**COM-1** Advenant l'émission accidentelle d'un contaminant dans l'environnement, par déversement, fuite, incendie ou autres, Lidya Énergie doit en aviser sans délai le ministre du MDDEFP, et ce, par le biais d'urgence Environnement (Loi sur la qualité de l'environnement, chap. Q-2, art. 21). Il ne s'agit pas seulement de transmettre une notification au MDDEFP, tel que mentionné à la section 5 de la page 10 de l'annexe 10.

Nous prenons bonne note de ce commentaire que Lidya Énergie doit aviser sans délai le service d'Urgence-Environnement en cas d'émission accidentelle de contaminants dans l'environnement.

**QC-61** Advenant l'émission d'un décret en faveur du projet, Lidya Énergie doit s'engager à compléter de façon détaillée le plan préliminaire des mesures d'urgence, en tenant compte des divers éléments manquants ou incomplets énoncés dans la liste suivante :

- ▶ Une table des matières ;
- ▶ La description des scénarios d'accidents retenus pour la planification et de leurs conséquences (quantité ou concentration de contaminants émis, radiations thermiques, surpressions, zones touchées, etc.) ;
- ▶ La liste du matériel d'intervention sur place ou rapidement disponible ainsi que ses caractéristiques, les volumes notamment ;
- ▶ Un plan d'évacuation interne ;
- ▶ Un plan détaillé des installations en fonction des mesures d'urgence et des plans d'action proposés (localisation des substances dangereuses, des systèmes d'extinction, sorties d'évacuation, etc.) ;
- ▶ Le programme de formation des employés concernant l'application des plans d'action ;
- ▶ Une copie des ententes prises avec d'autres organismes en vue de l'application des plans d'action ;
- ▶ Le plan d'action détaillé (scénario d'intervention minute par minute) pour le scénario alternatif identifié dans l'analyse de risques comme celui ayant les conséquences les plus étendues ;
- ▶ Les moyens prévus pour alerter efficacement les populations risquant d'être affectées, en concertation avec les organismes municipaux et gouvernementaux concernés (transmission de l'alerte aux pouvoirs publics) ;
- ▶ Les mesures de protection à envisager pour protéger la population des zones susceptibles d'être touchées ;
- ▶ Les modalités de mise à jour du plan d'urgence.

Lidya Énergie s'engage à compléter de façon détaillée un plan d'urgence comprenant tous les éléments ci-dessus énumérés et de le déposer en version finale lors de la demande de certificat d'autorisation pour la mise en exploitation du présent projet.

**QC-62 Lidya Énergie doit s'engager à déposer le plan des mesures d'urgence (PMU) en version détaillée et finale, lors de la demande de certificat d'autorisation pour la mise en exploitation du projet.**

Lidya Énergie prend note de ce commentaire et s'assurera que son plan d'urgence soit modifié et déposé lors du dépôt de la demande de certificat d'autorisation pour la mise en exploitation du présent projet.

## 2.13 SECTION 2.4.7 ET SECTION 3.3.3.2 CLIMAT SONORE

**QC-63 Le document intitulé *Limites et lignes directrices préconisées par le ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs relativement aux niveaux sonores provenant d'un chantier de construction, mise à jour de mars 2007* fixe les méthodes et les critères qui permettent de juger de l'acceptabilité des émissions sonores lors de la période de construction. Lidya Énergie doit s'engager à respecter en tout temps les limites sonores et autres exigences des lignes directrices lors de la construction du projet.**

Lidya Énergie prend note de ce commentaire et s'engage à respecter les limites sonores et autres exigences des lignes directrices lors de la construction du projet.

**QC-64 Effectuer une étude de caractérisation sur 24 heures, dans les arrière-cours des habitations les plus rapprochées, de façon à amoindrir l'effet de l'achalandage routier sur le bruit ambiant.**

Lidya Énergie prend note de ce commentaire. Une étude du climat sonore a été réalisée en octobre 2013 par Dessau. Les résultats sont présentés à l'annexe 10.

**QC-65 Pour les phases d'exploitation et de construction, effectuer une étude du climat sonore conforme à la méthodologie proposée dans la norme ISO 9613-2, en fournissant les éléments suivants :**

- ▶ Carte de niveaux de bruit
- ▶ Tableau de conformité
- ▶ Évaluation de l'impact sonore
- ▶ Puissance acoustique des équipements

Une étude du climat sonore des situations actuelles et projetées a été préparée et est présentée à l'annexe 10.

## **Niveau de bruit en phase d'exploitation**

Les résultats de l'étude du climat sonore révèlent que le niveau de bruit en phase d'exploitation pour les propriétés avoisinantes sera conforme aux critères sonores de la note d'instructions 98-01 du MDDEFP à l'exception de la résidence située au 6880 chemin Des Sources. Cette résidence est la propriété de la RIADM qui accommode actuellement une famille dans le besoin sur une base temporaire et pour des raisons strictement humanitaires.

## **Niveau de bruit en phase de construction**

Étant donné que les travaux générant du bruit seront exécutés entre 7h et 19h, les résultats de l'étude du climat sonore révèlent que les travaux de construction respecteront les critères sonores prévus dans la note « Limites et lignes directrices préconisées par le MDDEFP relativement aux niveaux sonores provenant d'un chantier de construction ».

## **QC-66 Évaluer l'effet de l'ajout du poste de compression de gaz sur le climat sonore en exploitation.**

Le projet d'augmentation de la capacité de la centrale de valorisation du biogaz n'implique pas l'ajout de poste de compression de gaz supplémentaire. Le système de surpresseurs en place peut fournir les volumes requis pour opérer les 10 groupes électrogènes.

## **QC-67 Fournir un programme de suivi du climat sonore préliminaire pour les phases de construction et d'exploitation.**

Un programme de suivi du climat sonore en période d'exploitation sera réalisé par Lidya Énergie. Ce programme de suivi aura pour but de vérifier les résultats obtenus lors de la modélisation du niveau de bruit. Des relevés sonores sur une période de 24 heures consécutives seront réalisés à proximité des résidences les plus proches du site. La vitesse et l'orientation des vents, les conditions climatiques, l'état de la chaussée, le niveau d'exploitation des installations seront également considérés dans le suivi.

Le suivi s'effectuera un an après la mise en exploitation du projet. Le programme de suivi sonore sera déposé au MDDEFP au moment de la demande visant l'obtention du certificat d'autorisation prévu à l'article 22 de la *Loi sur la qualité de l'environnement* pour la construction et l'exploitation du présent projet. D'autre part, les résultats de ces suivis seront également transmis au MDDEFP.



### 3 BIBLIOGRAPHIE

- CONSULAIR. 2009. Rapport de caractérisation des émissions atmosphériques – Mesures aux cheminées 6 et 7 (08-01363). 41 pages et annexes.
- ED WHELESS AND DAN GARY. 2002. Siloxanes in Landfill and Digester Gas. Los Angeles County Sanitation Districts. Whittier, California. 13 pages.
- ECOLOGO. 2006. DCC 003 : Produit de l'électricité renouvelable à faible impact, version 2006. 41 pages.
- GENS. 2013. Communication personnelle, août 2013.
- LIDYA ÉNERGIE. 2005. Projet – Centrale de cogénération de Lachute, transmission de renseignements concernant le projet. Lettre de Claude Vallée (Lidya Énergie) à Dorothée Benoit (MDDEP). 2 pages
- LIDYA ÉNERGIE. 2008. Centrale électrique de Lidya – 6985, chemin des Sources, Lachute : Disposition du charbon actif usé. Lettre à Mme Dorothée Benoit, MDDEP, le 23 octobre 2008.
- RÉGIE INTERMUNICIPALE ARGENTEUIL DEUX-MONTAGNES. 2008. LES Argenteuil Deux-Montagnes, rapport annuel d'exploitation. 47 pages.
- REYNOLDS M. 2013. Operations at Broadrock Renewables, in Johnston, scrutinized after gas explosion. Providence Journal.  
<http://www.providencejournal.com/business/content/20130717-operations-at-broadrock-renewables-in-johnston-scrutinized-after-gas-explosion.ece> (Consulté le 7 août 2013).
- SCS ENGINEERS. 2010, Évaluation du site de captage des gaz d'enfouissement 10T-001 – Site d'enfouissement de Lachute. 28 pages et annexes.
- SNC-LAVALIN ENVIRONNEMENT. 1999. *Étude d'impact de la Phase II du lieu d'enfouissement sanitaire Argenteuil Deux-Montagnes* (n° ref. 601 070 0300).



