



CIRAIG^{MC}

Centre interuniversitaire de recherche sur le cycle de vie des produits, procédés et services



RAPPORT TECHNIQUE

ANALYSE DU CYCLE DE VIE ET BILAN DES GAZ À EFFET DE SERRE PROSPECTIFS DU GAZ DE SCHISTE AU QUÉBEC

NOVEMBRE 2013

Préparé pour

Ministère du Développement durable, de l'Environnement, de la Faune et des Parcs (MDDEFP)

Bureau de coordination sur les évaluations stratégiques
675, boul. René-Lévesques Est, 8^e étage
Québec (Québec)
G1R 5V7

Étude réalisée dans le cadre du *Plan de réalisation de l'évaluation environnementale stratégique sur le gaz de schiste.*

Ce rapport a été préparé par le Centre interuniversitaire de recherche sur le cycle de vie des produits procédés et services (CIRAIG).

Fondé initialement par Polytechnique Montréal, en collaboration avec l'Université de Montréal et HEC Montréal, le CIRAIG a été mis sur pied afin d'offrir aux entreprises et aux gouvernements une expertise universitaire de pointe sur les outils du développement durable. Le CIRAIG est le seul centre de recherche interuniversitaire sur le cycle de vie au Canada. Il est également un des plus importants sur le plan international.

AVERTISSEMENT :

À l'exception du présent rapport, toute utilisation du nom du CIRAIG ou de POLYTECHNIQUE MONTRÉAL lors de communication destinée à une divulgation publique associée à ce projet et à ses résultats doit faire l'objet d'un consentement préalable écrit d'un représentant dûment mandaté du CIRAIG ou de Polytechnique Montréal.

NOTE :

Le présent document a été réalisé dans le cadre de l'évaluation environnementale stratégique sur le gaz de schiste. Les auteurs sont responsables du choix de la présentation des faits. Les opinions exprimées dans ce document sont celles des auteurs et n'engagent aucunement le comité de l'évaluation environnementale stratégique sur le gaz de schiste ou le ministère du Développement durable de l'Environnement, de la Faune et des Parcs.

CIRAIG

Centre interuniversitaire de recherche
sur le cycle de vie des produits, procédés et services
École Polytechnique de Montréal
Département de génie chimique
2900, Édouard-Montpetit
Montréal (Québec) Canada
C.P. 6079, Succ. Centre-ville
H3C 3A7

www.ciraig.org

Rapport soumis par :

BUREAU DE LA RECHERCHE ET CENTRE DE
DÉVELOPPEMENT TECHNOLOGIQUE (B.R.C.D.T.)
ÉCOLE POLYTECHNIQUE DE MONTRÉAL

Campus de l'Université de Montréal
Case Postale 6079, succursale Centre-ville
Montréal (Québec) H3C 3A7

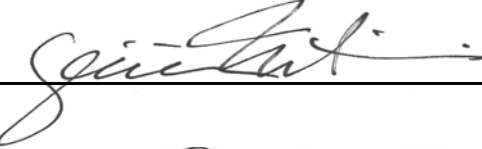
Équipe de travail

Réalisation

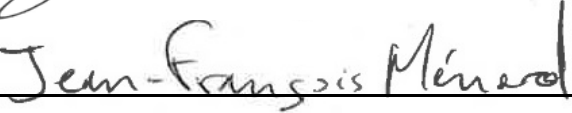
Pierre-Olivier Roy, Ph.D.
Réalisation de l'étude et rédaction



Geneviève Martineau, ing., M.Sc.A.
Support technique, et rédaction



Jean-François Ménard, ing.
Révision de la modélisation



Collaboration

Renée Michaud, ing., M. Ing.
Directrice aux affaires industrielles

Coordination du projet

Direction du projet

Réjean Samson, ing., Ph.D.
Directeur du CIRAIG



Revue critique par un comité de parties prenantes

Gontran Bage, ing., Ph.D.
Directeur en développement durable et gestion des gaz à effet de serre, Raymond Chabot Grant Thornton

Présidence du comité de révision

Qussaï Samak, Ph.D.
Expert en énergie, professeur adjoint, Université de Montréal

Révision externe

Jean-Marc Carpentier, B.Sc.
Expert indépendant en matière d'énergie

Révision externe

Victor Poudelet, ing. jr., M.Sc.A.
Conseiller en développement durable et gestion des gaz, Raymond Chabot Grant Thornton

Révision externe

Sommaire

Le Bureau de coordination sur les évaluations stratégiques (BCES) du Ministère du Développement durable, de l'Environnement, de la Faune et des Parcs (MDDEFP) a mandaté le Centre interuniversitaire de recherche sur le cycle de vie des produits, procédés et services (CIRAIG), afin qu'il établisse, au moyen d'une approche analyse du cycle de vie (ACV) et en se basant sur les informations colligées dans le projet type (van Durme et coll., 2012) :

- a) le **profil environnemental prospectif du gaz de schiste produit au Québec**, par le biais d'une analyse du cycle de vie d'un projet complet, allant des travaux préliminaires à la fermeture définitive du site;
- b) une **analyse comparative attributionnelle** du gaz de schiste avec d'autres filières énergétiques dans des utilisations spécifiques de chauffage et de transport;
- c) le **bilan de gaz à effet de serres (GES)** associé à l'exploitation éventuelle d'un site de gaz de schiste au Québec.

Pour le **profil environnemental**, l'unité fonctionnelle évaluée se définit comme suit :

« 1 mégajoule de gaz de schiste, tel qu'il pourrait être produit au Québec dans les années à venir ».

Quatre options de production et d'émissions d'un puits de gaz de schiste ont été comparées :

1. Production à petite échelle au Québec, « faibles » émissions fugitives (1%)
2. Production à petite échelle, émissions fugitives « élevées » (3%)
3. Production à grande échelle, « faibles » émissions fugitives (1%)
4. Production à grande échelle, émissions fugitives « élevées » (3%)

Les émissions fugitives prises en compte incluent le méthane émis à l'air à toutes les étapes du cycle de vie de l'exploration et de l'exploitation du gaz de schiste, de même qu'une fraction restée imbrûlée suite à l'envoi de gaz en torchère.

Le cycle de vie considéré comprend la préparation du site ; les activités d'exploration, incluant le forage, la fracturation et la complétion de deux puits ; la réalisation d'un projet pilote et la phase de développement, incluant l'installation des conduites d'eau et de gaz et l'ajout de six puits supplémentaires par site ; l'étape de production, comprenant la déshydratation et la pressurisation du gaz ; le transport et la distribution du gaz de schiste vers les utilisateurs, et enfin la fermeture définitive du site.

Pour l'**analyse comparative**, deux unités fonctionnelles ont été définies :

« Fournir 1 mégajoule de chaleur avec une chaudière pour le chauffage de commerces ou d'institutions au Québec (au gaz naturel, au mazout ou à l'électricité) »

ou

« Déplacer un autobus sur 1 km au Québec (au gaz naturel ou au diesel) ».

Les systèmes comparés sont :

- le **gaz de schiste**, tel que modélisé pour le profil environnemental, et couvrant les quatre options de production et d'émissions.
- le **pétrole** raffiné au Québec pour produire du mazout (utilisation en chaudière) et du diesel (utilisation en transport).

- **l'électricité** telle que distribuée par le réseau d'Hydro-Québec (pour les fins de l'analyse prospective, le mélange d'approvisionnement énergétique de 2012 excluant l'énergie nucléaire de la centrale Gentilly a été utilisée).

Les frontières des systèmes comparés incluent les étapes d'exploration, de production, de distribution et d'utilisation des filières énergétiques.

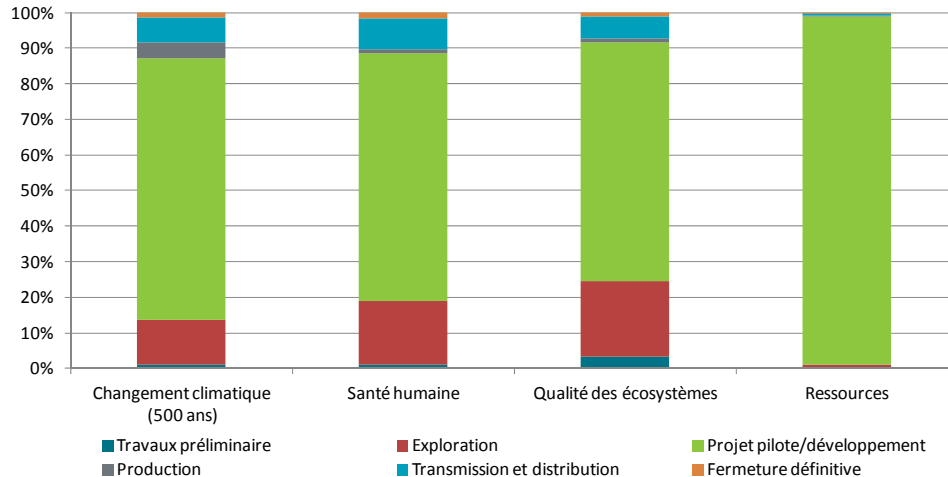
Les données employées pour modéliser le profil du gaz de schiste proviennent en majorité du « Projet type concernant les activités liées au gaz de schiste au Québec » (van Durme et coll., 2012). Des données complémentaires provenant des compagnies gazières actives dans le secteur des gaz de schiste au Québec (compilées et agrégées par le MDDEFP pour des raisons de confidentialité) et de la base de données *ecoinvent* ont également utilisés. Les filières pétrole et électricité emploient des données génériques provenant de la base de données *ecoinvent* avec des adaptations pour tenir compte du lieu et du mélange d'approvisionnement énergétique. Les émissions atmosphériques des autobus au diesel et au gaz naturel ont été modélisées à l'aide du modèle MOVES 2010b (U.S. EPA). Enfin, la base de données *ecoinvent* a en outre été utilisée pour les processus d'arrière-plan pour l'ensemble des filières ou pour compléter des données manquantes.

La méthode européenne IMPACT 2002+ (Jolliet et coll., 2003), reconnue internationalement, a été choisie pour effectuer l'évaluation des impacts du cycle de vie selon les quatre catégories de dommages : *Santé humaine*, *Qualité des écosystèmes*, *Changement climatique* (émissions de gaz à effet de serre sur un horizon de 500 ans) et *Ressources*. L'évaluation des impacts associés aux émissions de GES a été également été réalisée à partir de la méthode « IPCC 2007 » pour la catégorie *Changement climatique* (émissions de gaz à effet de serre sur un horizon de 100 ans).

Profil environnemental du gaz de schiste

La comparaison des quatre options de production et d'émissions d'un puits de gaz de schiste définies a montré que seul l'indicateur *Changement climatique* permet de distinguer les options comparées. Pour les autres catégories évaluées, il n'est pas possible de conclure quant à l'avantage environnemental d'une option par rapport aux autres.

Les profils des quatre options évaluées étant similaires, seuls les résultats de la première option (petite échelle, faible émissions) sont présentés ici.



Contribution environnementale relative des étapes du cycle de vie de la production du gaz de schiste (méthode IMPACT 2002+).

L'ACV du gaz de schiste a mis en évidence les éléments suivants :

- Le **taux d'émissions fugitives est un paramètre extrêmement sensible**, qui affecte de manière importante la performance environnementale de l'exploitation des gaz de schiste sur le plan des changements climatiques, mais qui est difficile, voire impossible à évaluer avec précision.
- L'étape qui contribue le plus au cycle de vie de la production du gaz de schiste est celle du **projet pilote - développement**, qui consiste à forer et à fracturer un grand nombre de puits sur les sites qui se sont montrés intéressants lors de l'étape d'exploration. L'étape d'**exploration** affecte également le profil environnemental du gaz de schiste. Ensemble, ces deux étapes contribuent de 86 à 99 % des impacts potentiels évalués.
- Les **travaux préliminaires**, la **production** (préparation du gaz avant sa distribution) et la **fermeture définitive** du site contribuent de manière marginale aux impacts potentiels évalués.
- L'étape de **transmission-distribution** (incluant la production, le transport et l'installation des conduites de gaz pour relier la station de compression au réseau de distribution) affecte modérément (< 10 %) le profil environnemental du gaz de schiste.

De manière plus détaillée, les activités qui contribuent le plus aux étapes d'exploration et de développement sont :

- Les opérations de forage des puits, impliquant la combustion de diesel pour la machinerie et la production et le transport des tuyaux d'acier.
- Pour l'indicateur *Changement climatique* : les émissions de combustion à la torchère et les émissions fugitives.
- Pour l'indicateur *Qualité des écosystèmes* : l'enfouissement des boues de forage, à cause des métaux émis au sol. Ce résultat doit cependant être considéré avec prudence, vu les incertitudes liées au modèle de caractérisation employé.
- Pour l'indicateur *Ressources* : l'extraction du gaz naturel, qui constitue une ressource non renouvelable.

Analyse comparative

Une analyse comparative de type attributionnelle du gaz de schiste avec d'autres filières énergétiques dans des utilisations spécifiques de chauffage (mazout et électricité) et de transport (diesel) a été effectuée.

L'analyse attributionnelle réalisée dans cette étude se veut une comparaison à petite échelle, pour alimenter la réflexion sur les sources énergétiques, sans pour autant prétendre répondre à la question « quels seraient les impacts environnementaux potentiels si le Québec se lançait dans l'exploitation du gaz de schiste sur son territoire » que seule une analyse de cycle de vie conséquente pourrait traiter. En ce sens, la modification des systèmes de chauffage ou de transport à grande échelle n'a pas été évaluée notamment, les impacts liés à l'implantation d'un système d'approvisionnement en gaz naturel pour les autobus et au remplacement de flottes d'appareils.

Malgré le fait que les résultats de cette étude n'ont pas clairement favorisé une filière en particulier, l'analyse comparative NE DOIT en aucun cas servir à conclure à l'avantage d'une filière énergétique sur une autre dans le contexte global du Québec.

Bilan GES

Afin de compléter le profil environnemental du gaz de schiste, un bilan GES présenté sous l'angle de la comptabilisation GES des entreprises gazières et limité aux émissions de types 1 et 2 (définis par le *GHG Protocol*) a été réalisé. Il ne considère que :

1. Les émissions fugitives du site (ex: CH₄); émissions dues à l'utilisation de machines ou équipements à combustion (machines de forage, génératrices, etc.) (type 1).
2. Les émissions dues au transport à l'extérieur du site (matériaux, réactifs, déchets solides et liquides le cas échéant) mais limité aux frontières du Québec (type 1).
3. Les émissions indirectes dues à la production de l'électricité qui est consommée sur le site (type 2).
4. Les émissions dues au traitement du gaz (dans le scénario le plus probable, à l'extérieur du site) (type 1).

L'évaluation des impacts associés aux émissions de GES des quatre options de production et d'émissions du gaz de schiste a été réalisée à partir des potentiels de réchauffement global sur 100 ans (PRG₁₀₀) développés en 2007 par le Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC), auxquels a été ajoutée la quantité de CO₂ issue de la transformation du méthane (CH₄) et du monoxyde de carbone (CO) dans l'atmosphère. Pour des fins de comparaisons avec les résultats publiés dans la littérature, le bilan GES a également été évalué en excluant la transformation de ces substances en CO₂.

Il ressort du bilan GES que :

- Les émissions fugitives représentent le principal contributeur du bilan de GES, comptant pour 62 à 84 % des émissions d'un site.
- Un bilan GES incluant uniquement les émissions de types 1 et 2 (c.-à-d. liées aux opérations d'exploration et d'exploitation du gaz de schiste ou liées à la production d'électricité utilisée) couvre de 80 à 90 % des émissions inventoriées par un bilan GES global comprenant les émissions de type 3.

Un bilan prospectif des émissions de GES attribuables à l'exploitation du gaz de schiste sur l'ensemble du territoire du Québec a également été tenté, en considérant un nombre de sites de 166 (dans le cas d'une production à petite échelle) et de 1 500 (si l'industrie se développait à grande échelle au Québec) et une durée de vie de 25 ans. Il en ressort que :

- l'option à grande échelle et considérant des émissions fugitives de 3 % émet 18 fois plus de GES que l'option à petite échelle, faibles émissions ; 8 fois plus que l'option à petite échelle, émissions élevées et 2 fois plus que l'option à grande échelle et à faibles émissions.
- Le nombre de sites exploités et le taux d'émissions fugitives considérés sont donc des paramètres clés dans l'évaluation du bilan GES prospectif du gaz de schiste au Québec. En considérant les importantes variations possibles, les quatre options de production et d'émissions évaluées représenteraient une augmentation du bilan GES annuel québécois allant de 1,3 à 23,3 %.

Le fait de ne pas considérer l'oxydation du CH_4 et du CO en CO_2 a pour effet de réduire de 7 % le bilan GES des options 1 et 3 (considérant des émissions fugitives de 1 %), et de réduire de 9 % le bilan GES des options 2 et 4 (considérant des émissions fugitives de 3 %). Cette proportion est la même que le bilan soit fait sur la base d'un mégajoule, d'un site ou de la province dans son ensemble.

Conclusions et recommandations

Cette étude vise à établir le profil ACV de la production du gaz de schiste au Québec et présente une comparaison avec d'autres filières énergétiques existantes pour deux utilisations spécifiques à petite échelle. Cette analyse comparative réalisée n'avait pas pour objectif de déterminer l'intérêt d'exploiter les gaz de schiste au Québec, mais plutôt de vérifier comment le gaz de schiste se positionne par rapport à d'autres sources énergétiques pour des fonctions de transport ou de chauffage. Toutes conclusions tirées de cette étude hors de son contexte original doivent être évitées.

Il est également à noter que l'analyse du cycle de vie et le bilan de GES possèdent des limites importantes associées à la qualité des données utilisées (p.ex. l'absence de substances dans la modélisation des boues de forages et du liquide de fracturation); à l'impossibilité d'évaluer certains impacts environnementaux (p.ex. l'augmentation des risques sismiques et les effets au bien humain); à l'incertitude de la modélisation des impacts environnementaux; et aux conséquences de l'exploitation du gaz de schiste sur le marché énergétique mondial.

Toutes ces limites ne peuvent être résolues ou améliorées à court terme, puisque la présente étude a tout de même utilisé une majorité de données primaires (bien que prospectives), spécifiquement collectées pour représenter l'exploitation du gaz de schiste au Québec, et du fait que les méthodes d'évaluation des impacts incorporant les développements méthodologiques les plus récents (ReCiPe et IMPACT World+) ont été utilisées en analyse de sensibilité.

Il serait cependant intéressant, même essentiel, qu'une analyse de cycle de vie conséquente plus large soit réalisée. Celle-ci viserait à évaluer les effets de l'introduction du gaz de schiste québécois sur le marché global de l'énergie, notamment en identifiant les producteurs d'énergie et les consommateurs affectés. À cette fin, il existe actuellement un modèle économique détaillé du système énergétique canadien développé par le GERAD (Groupe d'études et de recherche en analyse des décisions) qui répond à plusieurs besoins en ACV conséquente prospective. Il

pourrait fournir des informations très utiles sur les conséquences indirectes liées au développement de la filière gaz de schiste et donc d'en quantifier les impacts indirects.

Table des matières

1	MISE EN CONTEXTE	1
1.1	DESCRIPTION GÉNÉRALE DE L'EXPLOITATION DU GAZ DE SCHISTE À L'ÉTUDE.....	4
1.2	ENJEUX ENVIRONNEMENTAUX	5
1.2.1	<i>Enjeux environnementaux : émissions fugitives</i>	<i>5</i>
1.2.2	<i>Enjeux environnementaux : contamination des aquifères souterrains.....</i>	<i>7</i>
2	MODÈLE D'ÉTUDE ACV	10
2.1	OBJECTIFS DE L'ÉTUDE ET APPLICATION ENVISAGÉE	10
2.2	PROFIL ENVIRONNEMENTAL PROSPECTIF DU GAZ DE SCHISTE QUÉBÉCOIS	10
2.2.1	<i>Fonction étudiée et unité fonctionnelle</i>	<i>10</i>
2.2.2	<i>Description des alternatives évaluées.....</i>	<i>11</i>
2.2.3	<i>Traitement des fonctions secondaires et règles d'imputation.....</i>	<i>12</i>
2.2.4	<i>Frontières du système « gaz de schiste ».....</i>	<i>12</i>
2.3	COMPARAISON DU GAZ DE SCHISTE QUÉBÉCOIS À D'AUTRES FILIÈRES ÉNERGÉTIQUES.....	17
2.3.1	<i>Fonctions étudiées et unités fonctionnelles</i>	<i>18</i>
2.3.2	<i>Traitement des fonctions secondaires et règles d'imputation.....</i>	<i>18</i>
2.3.3	<i>Frontières des systèmes comparés</i>	<i>18</i>
2.4	SOURCES, HYPOTHÈSES ET DONNÉES D'INVENTAIRE DU CYCLE DE VIE (ICV)	20
2.5	ÉVALUATION DES IMPACTS ENVIRONNEMENTAUX (ÉICV).....	22
2.6	INTERPRÉTATION.....	24
2.6.1	<i>Analyse de l'inventaire du cycle de vie (AICV).....</i>	<i>25</i>
2.6.2	<i>Évaluation de la qualité des données d'inventaire</i>	<i>25</i>
2.6.3	<i>Analyse de cohérence et de complétude.....</i>	<i>26</i>
2.6.4	<i>Analyses de sensibilité</i>	<i>26</i>
2.6.5	<i>Analyse d'incertitude</i>	<i>28</i>
2.7	REVUE CRITIQUE	30
3	RÉSULTATS ET DISCUSSION.....	31
3.1	PROFIL ENVIRONNEMENTAL PROSPECTIF DU GAZ DE SCHISTE	31
3.1.1	<i>Analyse de contribution des étapes liées à la production du gaz de schiste.....</i>	<i>33</i>
3.2	ANALYSE COMPARATIVE AVEC D'AUTRES FILIÈRES ÉNERGÉTIQUE DANS DES UTILISATIONS SPÉCIFIQUES.....	39
3.2.1	<i>Production de chaleur en chaudière</i>	<i>39</i>
3.2.2	<i>Déplacement d'un autobus sur 1 km</i>	<i>43</i>
3.3	QUALITÉ DES DONNÉES D'INVENTAIRE	45
3.4	ANALYSES DE SENSIBILITÉ	45
3.4.1	<i>Évaluation des impacts avec la méthode ReCiPe et IMPACT World +</i>	<i>46</i>
3.4.2	<i>Variabilité des émissions fugitives</i>	<i>51</i>
3.4.3	<i>Volume de production d'un puits.....</i>	<i>52</i>
3.4.4	<i>Variation du nombre de fracturations et de la quantité de liquide par fracturations</i>	<i>55</i>
3.5	APPLICATIONS ET LIMITES DE L'ACV.....	56
4	BILAN PROSPECTIF DE GAZ À EFFETS DE SERRE	59
4.1	OBJECTIF ET FRONTIÈRES DU BILAN	59
4.2	SOURCES, HYPOTHÈSES ET DONNÉES D'INVENTAIRE DU BILAN DE GES	63
4.3	ÉVALUATION DES IMPACTS ENVIRONNEMENTAUX LIÉS AUX ÉMISSIONS DE GES.....	63
4.4	RÉSULTATS DU BILAN GES	64
4.4.1	<i>Évaluation par site et analyse de contribution</i>	<i>64</i>
4.4.2	<i>Évaluation pour l'ensemble du Québec</i>	<i>66</i>

4.4.3	<i>Analyse de sensibilité</i>	67
5	MISE EN PERSPECTIVE	70
5.1.1	<i>Émissions de GES – comparaison avec les émissions québécoises</i>	70
5.1.2	<i>Émissions de GES – comparaison avec la littérature</i>	71
5.1.3	<i>Contamination des aquifères souterrains par les liquides de fracturation</i>	71
6	CONCLUSIONS ET RECOMMANDATIONS	73
7	RÉFÉRENCES	74
	ANNEXE A : MÉTHODOLOGIE D’ANALYSE DU CYCLE DE VIE (ACV)	A-1
	ANNEXE B : MÉTHODE D’ÉVALUATION IMPACT 2002+	B-1
	ANNEXE C : DONNÉES ET HYPOTHÈSES	C-1
	ANNEXE D : ÉVALUATION DE LA QUALITÉ DES DONNÉES D’INVENTAIRE	D-1
	ANNEXE E : RÉSULTATS BRUTS	E-1
	ANNEXE F : REVUE CRITIQUE	F-1

Liste des tableaux

Tableau 1-1 : Études environnementales sur l’exploration et l’exploitation du gaz de schiste.....	2
Tableau 1-2 : Principales caractéristiques et résultats des études estimant les émissions fugitives de la production de gaz de schiste.....	6
Tableau 1-3 : Évaluation des émissions fugitives en valeur absolue, sur le cycle de vie d’un puits	7
Tableau 1-4 : Études portant sur la contamination des aquifères souterrains.....	8
Tableau 2-1 : Alternatives de production et d’émissions d’un puits de gaz de schiste	11
Tableau 2-2 : Processus inclus et exclus des frontières du profil environnemental du gaz de schiste	14
Tableau 2-3 : Filières énergétiques et types d’utilisations comparés	17
Tableau 2-4 : Flux de référence et performance des chaudières et autobus modélisés pour l’étape d’utilisation	18
Tableau 2-5 : Processus inclus et exclus des frontières de l’ACV comparative du gaz de schiste québécois à d’autres filières énergétiques.....	19
Tableau 2-6 : Mélange d’approvisionnement énergétiques utilisés.....	21
Tableau 2-7 : Alternatives de fracturation comparées.....	28
Tableau 2-8 : Membres constituants du comité de revue critique.....	30
Tableau 4-1 : Processus inclus et exclus des frontières du bilan GES	60
Tableau 4-2 : Potentiel de réchauffement global sur 100 ans (PRG ₁₀₀)	63

Liste des figures

Figure 2-1 : Frontières du système pour l'évaluation du profil environnemental du gaz de schiste au Québec.....	13
Figure 2-2 : Catégories de dommage et catégories d'impacts de la méthode IMPACT 2002+.....	23
Figure 3-1 : Profil environnemental prospectif d'un mégajoule (MJ) de gaz de schiste québécois (méthode IMPACT 2002+).	32
Figure 3-2 : Contribution environnementale relative des étapes du cycle de vie de la production du gaz de schiste (méthode IMPACT 2002+).	33
Figure 3-3 : Contribution environnementale relative détaillée de l'étape d'exploration du gaz de schiste (méthode IMPACT 2002+).	34
Figure 3-4 : Contribution environnementale relative détaillée de l'étape de développement/projet pilote du gaz de schiste (méthode IMPACT 2002+).	35
Figure 3-5 : Contribution environnementale relative détaillée de l'étape de production du gaz de schiste (méthode IMPACT 2002+).	36
Figure 3-6 : Contribution environnementale relative détaillée de l'étape de distribution/transmission du gaz de schiste (méthode IMPACT 2002+).	37
Figure 3-7 : Analyse comparative des différentes filières énergétiques – Production de 1 MJ de chaleur avec une chaudière (méthode IMPACT 2002+).	40
Figure 3-9 : Contribution environnementale de la production du gaz de schiste et de son utilisation en chaudière (méthode IMPACT 2002+).....	42
Figure 3-10 : Analyse comparative des différentes filières énergétiques – Déplacement d'un autobus sur 1 km (méthode IMPACT 2002+).....	43
Figure 3-11 : Contribution environnementale de la production du gaz de schiste (amont) et son utilisation à des fins de transport (méthode IMPACT 2002+).	44
Figure 3-7 : Contribution environnementale relative des étapes du cycle de vie de la production du gaz de schiste (méthodes IMPACT 2002+, ReCiPe (H) et IMPACT World+).....	47
Figure 3-13 : Analyse comparative des différentes filières énergétiques – Production de 1 MJ de chaleur dans une chaudière (méthodes ReCiPe (H) et IMPACT World+).....	49
Figure 3-14 : Analyse comparative des différentes filières énergétiques – Déplacement d'un autobus sur 1 km (méthodes ReCiPe (H) et IMPACT World+).....	50
Figure 3-8 : Effet du taux d'émissions fugitives sur le profil environnemental du gaz de schiste québécois – Production de 1 MJ de gaz (méthode « GIEC 2007 », 100 ans).....	51

Figure 3-9 : Effet de la baisse de production des puits sur le profil environnemental du gaz de schiste — Production de 1 MJ de gaz (IMPACT 2002+).	53
Figure 3-17 : Effet de la baisse de production des puits de gaz de schiste sur l'analyse comparative des différentes filières énergétiques –Production de 1 MJ de chaleur dans une chaudière (IMPACT 2002+).	54
Figure 3-18 : Effet de la baisse de production des puits de gaz de schiste sur l'analyse comparative de différentes filières énergétiques – Déplacement d'un autobus sur 1 km (IMPACT 2002+).	55
Figure 3-10 : Effet du nombre de fracturations et de la quantité de liquide par fracturation sur le profil environnemental du gaz de schiste — Production de 1 MJ de gaz (IMPACT 2002+).	56
Figure 4-1 : Bilan prospectif des émissions des GES pour un site d'exploitation de gaz de schiste au Québec, selon quatre alternatives de production et d'émissions fugitives (méthode « GIEC 2007 », 100 ans).	64
Figure 4-2 : Analyse de contribution des étapes d'exploration, de projet pilote/développement et de production au bilan GES (méthode « GIEC 2007 », 100 ans).	65
Figure 4-3 : Contribution des émissions de types 1 et 2 au bilan GES global (méthode « GIEC 2007 », 100 ans).	66
Figure 4-4 : Bilan prospectif des émissions des GES pour l'exploitation de gaz de schiste dans l'ensemble du Québec, selon quatre alternatives de production et d'émissions (méthode « GIEC 2007 », 100 ans).	67
Figure 4-5 : Effet du taux d'émissions fugitives sur le bilan prospectif des émissions des GES pour un site d'exploitation de gaz de schiste au Québec (méthode « GIEC 2007 », 100 ans).	68
Figure 5-1 : Résumé des bilans GES publiés (horizon de 100 ans) — par MJ de gaz de schiste ou de gaz naturel conventionnel produit.	71

Liste des abréviations et sigles

ACPP	Association canadienne des produits pétroliers
ACV	Analyse du cycle de vie
BCES	Bureau de coordination sur les évaluations stratégiques
bcf	unité de volume de gaz couramment employée dans l'industrie (<i>billion cubic feet</i>). 1 bcf correspond à environ 28 300 000 m ³
CC	Changement climatique (catégorie de dommage environnemental)
CÉESGS	Comité de l'évaluation environnementale stratégique sur le gaz de schiste
CH ₄	Méthane
CIRAIG	Centre interuniversitaire de recherche sur le cycle de vie des produits, procédés et services
CO	Monoxyde de carbone
CO ₂	Dioxyde de carbone
DALY	Disabled Adjusted Life Years
ÉICV	Évaluation des impacts du cycle de vie (appelé ACVI par ISO)
GES	Gaz à effet de serre
GIEC	Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC ou IPCC en anglais)
GNL	Gaz naturel liquéfié
ICV	Inventaire du cycle de vie
ISO	Organisation internationale de normalisation
kg CO ₂ éq.	Kilogramme de dioxyde de carbone équivalent
MDDEFP	Ministère du Développement Durable, de l'Environnement, de la Faune et des Parcs
MJ	Mégajoules d'énergie
N ₂ O	Oxyde nitreux ou protoxyde d'azote
NOx	Oxydes d'azote
PCS	Pouvoir calorifique supérieur
PDF*m ² *an	« Potentially Disappeared Fraction » sur une certaine surface et sur une durée donnée
PRG	Potentiel de réchauffement global (GWP en anglais)
QE	Qualité des écosystèmes (catégorie de dommage environnemental)
R	Ressources (catégorie de dommage environnemental)
SH	Santé humaine (catégorie de dommage environnemental)
SO ₂	Dioxyde de soufre
SOx	Oxydes de soufre
U.S. EPA	<i>Environmental Protection Agency</i> (Agence de protection de l'environnement américaine)
USGS	<i>United States Geological Survey</i>

1 Mise en contexte

L'évaluation environnementale stratégique sur le gaz de schiste, dont l'objectif premier est de combler le manque d'information sur les impacts appréhendés résultant de l'implantation de cette industrie au Québec, passe par la réalisation d'une série d'études identifiées dans le Plan de réalisation et rendu public dans sa version finale en avril 2012 (Comité de l'évaluation environnementale stratégique sur le gaz de schiste (CÉESGS), 2012a).

Le présent rapport s'inscrit dans la foulée de la définition d'un « Projet type concernant les activités liées au gaz de schiste au Québec » (van Durme et coll., 2012). Le projet type a été défini en colligeant les informations disponibles reliées aux activités, aux façons de faire et aux stratégies de développement des compagnies gazières qui ont débuté leurs activités au Québec et ailleurs en Amérique du Nord. Étant donné que l'industrie est assez récente au Québec et que toutes les étapes décrites dans le projet type n'ont pas encore été réalisées au Québec, les informations compilées sont principalement basées sur d'autres régions et elles doivent donc être extrapolées au contexte québécois.

Le Bureau de coordination sur les évaluations stratégiques (BCES) du Ministère du Développement durable, de l'Environnement, de la Faune et des Parcs (MDDEFP) a mandaté le Centre interuniversitaire de recherche sur le cycle de vie des produits, procédés et services (CIRAIG), afin qu'il établisse, au moyen d'une approche analyse du cycle de vie (ACV) et en se basant sur les informations colligées dans le projet type (van Durme et coll., 2012) :

- a) le **profil environnemental prospectif du gaz de schiste** (aussi appelé gaz non conventionnel) **produit au Québec**;
- b) une **analyse comparative attributionnelle** de la filière du gaz de schiste avec d'autres filières énergétiques dans des utilisations de chauffage et de transport;
- c) le **bilan de gaz à effet de serres** (GES) associé à l'exploitation éventuelle d'un site de gaz de schiste au Québec.

Ce rapport se décline en cinq sections distinctes :

- Le modèle d'étude ACV (**Chapitre 2**), s'appliquant au profil environnemental prospectif du gaz de schiste et à sa comparaison avec d'autres filières énergétiques.
- Les résultats de l'ACV (profil environnemental et analyse comparative), leur interprétation et les recommandations associées (**Chapitre 3**).
- Le bilan des GES (présenté sous l'angle de la comptabilisation GES des entreprises gazières et limité aux émissions de types 1 et 2 tel que définis par le *GHG Protocol*) (**Chapitre 4**)
- La mise en perspectives par rapport aux résultats de la littérature (**Chapitre 5**)
- Les conclusions générales résultantes (**Chapitre 6**)

Cette étude a été réalisée en accord avec les exigences des normes ISO 14 040 et 14 044 (ISO, 2006a, b) pour un rapport public.

Le rapport technique qui suit constitue donc le rapport final de l'étude ACV, ayant fait l'objet d'une revue critique par un comité d'experts indépendants.

Il est à noter que l'Annexe A présente la méthodologie ACV en détail, comprenant une section définissant les termes spécifiques au domaine et qu'un glossaire détaillant les mots du domaine du gaz de schiste est disponible à la toute fin du rapport.

Une revue des publications portant sur l'évaluation environnementale de l'exploration et l'exploitation du gaz de schiste dans le monde a aussi été effectuée au moment de démarrer l'étude, en mars 2013. À ce moment, aucune étude ACV n'avait été répertoriée sur le sujet. Par ailleurs, plusieurs études traitant du bilan de gaz à effet de serre dans des contextes géographiques différents du Québec ont été répertoriées. Toutes les études recensées lors de cette revue des publications sont présentées au Tableau 1-1.

Tableau 1-1 : Études environnementales sur l'exploration et l'exploitation du gaz de schiste

Auteurs (année)	Contexte géographique	Titre	Commentaire
Bilan de gaz à effet de serre			
Burnham et coll. (2012)	États-Unis	Life-Cycle Greenhouse Gas Emissions of Shale Gas, Natural Gas, Coal, and Petroleum	Comparé au gaz conventionnel, au charbon et au pétrole.
Cathles et coll. (2012)	Général	A commentary on 'The greenhouse gas footprint of natural gas in shale formations	Comparé au charbon.
Environmental Protection Agency (U.S. EPA, 2010a)	États-Unis	Greenhouse gas emissions reporting from the petroleum and natural gas industry - Background technical support document	Première évaluation des émissions fugitives du gaz de schiste
Howarth et coll. (2011)	États-Unis (Louisiane, Texas, Utah, Colorado)	Methane and the greenhouse-gas footprint of natural gas from shale formations	Se distingue par une évaluation des émissions fugitives plus élevés. Compare au gaz conventionnel, au charbon et au diesel.
Howarth et coll. (2012)	États-Unis	Venting and leaking of methane from shale gas development: response to Cathles et coll.	Comparé au gaz conventionnel, au charbon et au diesel.
Hughes (2011)	États-Unis	Life cycle greenhouse gas emissions from shale gas compared to coal: an analysis of two conflicting studies	Article corrigeant les valeurs et conclusions avancées par Skone (2011)
Jiang et coll. (2011)	États-Unis (Basin de Marcellus)	Life cycle greenhouse gas emissions of Marcellus schiste gas	Comparé au GC, charbon et au gaz naturel liquéfié (GNL)
O'Sullivan (2012)	États-Unis	Shale gas production: potential versus actual greenhouse gas emissions	Couvre 3 948 puits aux États-Unis en 2010
Skone (2011)	États-Unis	Life Cycle Greenhouse Gas Analysis of Natural Gas Extraction & Delivery in the United States	Comparé au gaz conventionnel et au charbon
Stephenson et coll. (2011)	États-Unis	Modeling the Relative GHG Emissions of Conventional and Shale Gas Production	Comparé au gaz conventionnel

Auteurs (année)	Contexte géographique	Titre	Commentaire
Analyse comparative de diverses études (basée sur le bilan de gaz à effet de serre)			
Alvarez et coll. (2012)	États-Unis	Greater focus needed on methane leakage from natural gas infrastructure	Tente d'évaluer l'ampleur des émissions fugitives qui rendrait le gaz de schiste équivalent à d'autres filières énergétiques
Weber et Clavin (2012)	États-Unis	Life Cycle Carbon Footprint of Shale Gas: Review of Evidence and Implications	Compare au gaz conventionnel. Article de revue critique.

Ces publications sont utilisées pour mettre en perspectives les résultats de la présente étude (section 5).

L'exploration et l'exploitation des gaz de schiste étant un sujet chaud qui fait l'objet de nouvelles publications sur une base régulière, il est possible que les études les plus récentes n'aient pas été prises en compte dans la présente revue.

C'est le cas d'un rapport la U.S. EPA, publié en avril 2013 et présentant un inventaire des GES américains (U.S. EPA, 2013) dans lequel on montre notamment que les émissions fugitives de méthane auraient considérablement diminuées en raison de l'utilisation de meilleurs systèmes de contrôle des émissions et des fuites.

C'est aussi le cas d'une étude de O'Connor (2013), faisant le bilan GES et l'ACV partielle de l'industrie du gaz de schiste au Canada à l'aide du logiciel GHGenius. Seule une présentation (diffusée dans le cadre de la Conférence Americana 2013) de cette étude a cependant pu être obtenue. Cette présentation indiquait des différences importantes entre les installations canadiennes et américaines, principalement en ce qui a trait aux émissions fugitives de méthane. Les sources de données de cette étude ne sont cependant pas explicitement présentées et il existe une incertitude quant à l'interprétation des conclusions obtenues ; les résultats présentés le sont pour le gaz naturel produit entre les deux pays toutes filières confondues (p. ex. conventionnel, schiste, sables bitumineux). O'Connor a estimé les émissions fugitives, sur l'ensemble de l'industrie du gaz naturel, à 0,56 % de la production totale d'un puits canadien (comparativement à 2,3 % de la production totale d'un puits américain, selon les estimations d'O'Connor). Les installations canadiennes plus récentes et les législations plus rigoureuses (qu'aux États-Unis) quant à l'envoi du gaz naturel à la torchère expliqueraient la différence entre les deux pays.

Au regard de ces publications récentes et compte tenu de la nature prospective de la présente étude, une analyse de sensibilité incluant une réduction des émissions fugitives à 0,5% a été réalisée.

Les études de Wang et coll. (2013) et Roussel et Sharma (2013) visant à établir les conséquences d'une fracturation d'appoint sur la production d'un puits n'ont également pas été considérées dans la présente revue. Cependant, les conséquences de cette omission sont limitées puisque « ces refracturations sont effectuées de façon exceptionnelle car de nos jours, les processus sont assez bien connus pour que le volume de roche accessible via le puits soit suffisamment stimulé lors des fracturations du début » (van Durme et coll., 2012).

1.1 Description générale de l'exploitation du gaz de schiste à l'étude

Le rapport de van Durme et coll. (2012) avait pour objectif de tracer un portrait le plus réaliste possible de ce à quoi pourrait ressembler un projet de gaz de schiste pour une entreprise gazière œuvrant au Québec, de l'identification d'un bassin potentiellement producteur à la fermeture complète d'un puits, en passant par l'obtention du droit d'explorer et d'exploiter, les aspects stratégiques reliés au développement, l'établissement de pratiques de production efficaces et optimales pour acheminer le gaz vers les marchés et la remise en état du site. C'est sur les informations colligées dans ce rapport que la présente étude s'est appuyée. Certains éléments sont repris ici pour situer les analyses présentées dans les chapitres qui suivent. Un glossaire est notamment fourni à la fin du présent document pour définir les termes spécifiques au domaine. Par ailleurs, le lecteur intéressé par la description détaillée d'un projet de gaz de schiste est invité à consulter directement le rapport de van Durme et coll. (2012).

Ainsi, les étapes considérées sont :

- **les travaux préliminaires** : activités menant au choix du site. La plupart de celles-ci ont peu d'impacts environnementaux car, à l'exception des levés sismiques et de la préparation des sites, elles n'ont pas lieu sur le terrain.
- **l'exploration et la fracturation** : cette étape inclut le forage, la complétion, la fracturation et les essais de production. Les résultats de ces travaux sont essentiels pour la prise de décision de passer de la phase exploratoire — un ou deux puits par site afin de trouver les endroits les plus productifs — à la phase développement.
- **le projet pilote ou la phase de développement** : lorsqu'un site s'est montré intéressant, il y a renforcement des routes, installation de conduites de gaz et d'eau et réalisation d'un projet pilote, qui permet de passer de la phase d'exploration à la phase de développement de l'industrie. L'essai pilote consiste à mettre en place un site multiformage qui permettra d'optimiser les coûts. Si le projet pilote est concluant, on passe alors au stade de déploiement à grande échelle de l'industrie en multipliant les sites multiformages autour du site initial.
- **la production** : une fois les étapes de forage, de fracturation et de reflux effectuées, le puits est mis en production. La production initiale des puits non conventionnels est élevée – cette période dure de l'ordre de quelques mois à une ou deux années – pour ensuite baisser jusqu'à un certain niveau de productivité stable durant le reste de la vie du puits. Cette évolution est due au fait que la productivité d'un puits est limitée par la géométrie de la zone accessible (au maximum la zone fracturée), par la quantité d'hydrocarbures contenus, par l'efficacité de leur mobilisation et notamment l'efficacité de l'opération de fracturation. De plus, il faut considérer l'affaissement des fractures et leur obstruction progressive. L'étape de production comprend le traitement et la pressurisation du gaz.
- **La distribution** : cette phase du processus industriel porte sur la transmission du gaz à partir des unités de traitement jusqu'aux consommateurs. À cette étape, les émissions fugitives de méthane sont la responsabilité du distributeur et sont identiques à celles ayant lieu lors de la distribution du gaz naturel conventionnel.
- **La fermeture définitive** : s'applique aux puits qui ne sont plus productifs ou qui ne l'ont jamais été. Les opérations de fermeture peuvent être simples s'il n'y a pas de fuite par les tubages, les événements ou la migration dans le sol. Dans le cas contraire, les travaux nécessaires pour apporter les correctifs sont plus laborieux.

Pour chacune de ces étapes sont considérées :

- **L'approvisionnement en matières premières et en équipements** : Lorsque les travaux ou les activités deviennent plus spécialisés, comme le forage et la fracturation, les fournisseurs de services viennent de l'extérieur, comme l'Ouest canadien et les États-Unis où l'on retrouve une grande expérience dans ce type d'activité industrielle. Dans le cas du déploiement de cette industrie au Québec, il sera possible de développer une industrie locale de services tels que l'achat et la location d'équipements ou de machineries, la fabrication de pièces, etc.
- **La gestion des rejets et résidus** : comprend la gestion des boues et déblais de forage et des eaux usées, les émissions à l'air et les rejets accidentels.

La Figure 2-1 présentée dans le modèle d'étude ACV illustre plus en détail les étapes considérées dans l'analyse.

1.2 Enjeux environnementaux

À partir de la littérature (Wood et coll., 2011; Kargbo et coll., 2010; Lechtenböhmer et coll., 2011; Schmidt, 2011 et MDDEP, 2010), plusieurs problématiques environnementales en lien avec l'exploration et l'exploitation du gaz de schiste ont été identifiées :

- Spécifiques au gaz de schiste :
 - Demande élevée en eau pour la fracturation hydraulique;
 - Contamination potentielle des aquifères souterrains;
 - Risques sismiques;
 - Résidus radioactifs (liés au retour du liquide de fractionnement). Il ne semble cependant pas y avoir de radioactivité dans le cas de sites québécois (van Durme et coll., 2012).
- Communes à la plupart des activités industrielles :
 - Émissions de gaz à effet de serre (spécificité du gaz de schiste : origine et ampleur potentielle des émissions fugitives de méthane);
 - Autres émissions à l'air, à l'eau et au sol : acidification (ex. SO₂, NO_x), eutrophisation (ex. NO_x), toxicité/écotoxicité (produits chimiques divers ; additifs de forage et liquide de fracturation), création de smog (composés organiques volatils).
 - Nuisances sonore et visuelle (lorsque les activités sont proches d'habitations);
 - Dommages aux routes : causés par l'intensité du transport;
 - Utilisation des terres (l'exploitation du gaz de schiste peut requérir plus de surface que l'exploitation du gaz conventionnel vu le caractère plus diffus de la ressource).

Parmi ces préoccupations associées à la filière du gaz de schiste, deux sont régulièrement rapportées : les émissions de gaz à effet de serre et la contamination des aquifères souterrains. Ces deux problématiques sont donc décrites plus en détail dans les sous-sections qui suivent.

1.2.1 Enjeux environnementaux : émissions fugitives

La problématique des émissions de gaz à effet de serre (GES) est particulièrement reliée aux émissions fugitives de méthane, principale composante du gaz naturel. Les émissions fugitives ont été définies par l'agence de la protection de l'environnement américaine comme étant les

émissions intentionnelles et non intentionnelles des systèmes d'extraction, de traitement et de livraison des combustibles fossiles (U.S. EPA, 2010a). Les émissions *intentionnelles* désignent les émissions liées au fonctionnement d'un équipement ou d'un système (p.ex. une valve de sécurité relâche le gaz si la pression s'avère trop élevée). Les émissions *non intentionnelles* se produisent lors de l'usure, d'une rupture ou d'un dommage encouru par une pièce d'équipement. Les émissions intentionnelles sont généralement supérieures aux émissions non intentionnelles. Bien que le gaz naturel soit reconnu pour être le combustible fossile le plus propre lors de sa combustion, une attention récente a été portée aux émissions fugitives (donc du méthane principalement) lors de son cycle de vie, soit de son extraction jusqu'à sa combustion. Cette attention provient du fait que le méthane (CH₄) est un GES beaucoup plus puissant que le dioxyde de carbone (CO₂) issu de sa combustion. En effet, selon les derniers chiffres du Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC), le CH₄ a un potentiel de réchauffement global (PRG) 72 fois plus élevé que le CO₂ sur les 20 premières années après émission, 25 fois plus élevé sur les 100 premières années et 7,6 fois plus élevé sur un horizon de temps de 500 ans (GIEC, 2007).

Diverses études ont tenté d'estimer les émissions fugitives lors de l'exploitation du gaz de schiste. Le Tableau 1-2 détaille les études recensées au Tableau 1-1 (de la catégorie « Bilan de gaz à effet de serre »). Les études, présentées au Tableau 1-2, font ainsi ressortir deux groupes d'estimations : un taux d'émissions fugitives entre 2 et 2,5 % du volume de production total du puits et un taux entre 3,5 et 8,8 %.

Tableau 1-2 : Principales caractéristiques et résultats des études estimant les émissions fugitives de la production de gaz de schiste

Source	Organisme	Production d'un puits [bcf*]	Émissions fugitives [% de la production]	
			Cycle de vie	Pré-production
Burnham et coll. (2012)	Argonne National Laboratory	1,59	2,01 % (0,71 - 5,23 %)	0,46 % (0,006 à 2,75 %)
Cathles et coll. (2012)	Université de Cornell	N/D	≈ 2,2 %	≈ 0,2 %
Environmental Protection Agency (EPA) (2010)	EPA	N/D	2,4 %	-
Howarth et coll. (2011)	Université de Cornell	1,24	3,6 à 7,9 %	1,9 % (0,6-3,2 %)
Howarth et coll. (2012)	Université de Cornell	1,24	3,3 à 7,6 %	1,6 % (0,5-2,7 %)
Hughues (2011); corrigeant les valeurs de Skone (2011)	Post Carbon Institute	0,84 à 3	3,31 à 8,8 %	-
Jiang et coll. (2011)	Carnegie Mellon University	2,74	2 %	-
O'Sullivan (2012)	Massachusetts Institute of Technology	1,8** 2,5***	-	0,08-0,15 %** 0,05-0,12 %***
Skone (2011)	National Energy Technology Laboratory	3	2,3 %	-
Stephenson et coll. (2011)	Shell	2	-	0,46 %

* bcf = 10⁹ pi³ = 2,83 × 10⁷ m³ ; **Puits opéré sur 15 ans; *** Puits opéré sur 30 ans.

L'expression des émissions fugitives sous forme de pourcentage est cependant dépendante de la production totale par puits (puisque'elle est au dénominateur de l'équation). En ramenant les émissions fugitives, pour les études ayant estimé les émissions fugitives sur le cycle de vie, à leur valeur absolue (Tableau 1-3), il est alors possible de comparer les études entre-elles et d'observer qu'elles ne sont plus divisées entre deux groupes d'estimations, mais qu'il existe toutefois une réelle incertitude/variabilité quant à la quantité d'émissions fugitives générées par la filière du gaz de schiste, les émissions sur le cycle de vie allant de $3,11 \times 10^5$ à $2,77 \times 10^6$ m³/puits (avec une moyenne de $1,9 \times 10^6$ m³/puits).

Tableau 1-3 : Évaluation des émissions fugitives en valeur absolue, sur le cycle de vie d'un puits*

Source	Émissions fugitives [% de la production]	Production totale d'un puits [m ³]	Émissions fugitives d'un puits [m ³]
Burnham et coll. (2012)	2,01 % (0,71 à 5,23 %)	$4,50 \times 10^7$	$9,06 \times 10^5$ ($3,11 \times 10^5$ - $2,35 \times 10^6$)
Howarth et coll. (2011)	3,6 à 7,9 %	$3,51 \times 10^7$	$1,27 \times 10^6$ - $2,77 \times 10^6$
Howarth et coll. (2012)	3,3 à 7,6 %	$3,51 \times 10^7$	$1,16 \times 10^6$ à $2,66 \times 10^6$
Hughues (2011)	3,31 à 8,8 %	$2,38 \times 10^7$ - $8,49 \times 10^7$	$2,09 \times 10^6$ à $2,80 \times 10^6$
Jiang et coll. (2011)	2 %	$7,75 \times 10^7$	$1,56 \times 10^6$
Skone (2011)	2,3 %	$8,49 \times 10^7$	$1,95 \times 10^6$

* Seules les études ayant estimées les émissions fugitives sur le cycle de vie ont été considérées. L'étude de l'EPA (2010) ainsi que l'étude de Cathles et coll. (2012) ne s'y retrouvent pas. La première puisqu'elle s'applique à la totalité de l'industrie gazière aux États-Unis; les émissions fugitives ne sont pas uniquement applicable à l'exploitation du gaz de schiste. La seconde n'a pas été rapportée puisqu'elle ne présentait pas de valeur pour la production totale d'un puits et que l'estimation, afin d'évaluer les émissions fugitives, ne semble se baser sur aucune référence vérifiable.

Afin de tenir compte de l'incertitude sur les émissions fugitives, la présente étude a considéré différentes options d'émissions pour l'évaluation du profil environnemental du gaz de schiste. De plus, une analyse de sensibilité évaluant l'effet d'une variation des émissions fugitives sur une plage plus large a été réalisée.

1.2.2 Enjeux environnementaux : contamination des aquifères souterrains

Malgré certaines mesures mises en place par l'industrie afin d'éviter la contamination des aquifères souterrains (telles que l'installation de tuyaux d'acier recouverts de ciment à l'intérieur des puits), quelques études font état de contaminations (Tableau 1-4). Il est cependant important de noter que la problématique de la contamination des aquifères souterrains est une problématique localisée et qu'en aucun cas les études mentionnées n'ont tenté d'extrapoler leur conclusions à l'ensemble de l'industrie du gaz de schiste.

Il est suspecté que la contamination des aquifères souterrains se fait par le gaz naturel ou par les fluides de fracturation. Les voies de contamination peuvent alors être associées :

- i. au bris de tuyauterie ; le gaz naturel voyagerait alors à l'extérieur du tuyau et atteindrait l'aquifère;
- ii. à la fracturation, qui ferait en sorte que le gaz des profondeurs ou le liquide de fracturation rejoindrait les aquifères par les failles naturelles du sol; et

- iii. à un déversement ou au traitement insuffisant des liquides de fracturation qui seraient alors libres de voyager dans les différents écosystèmes.

Tableau 1-4 : Études portant sur la contamination des aquifères souterrains

Auteurs (année)	Organisme	Localisation	Contaminants étudiés	Contamination mesurée
Davis (2011)	Université de Durham	Pennsylvanie	Méthane	Mesure de terrain : Contamination au méthane
Di Giulio et coll. (2011)	U.S. EPA	Wyoming	Méthane et fluides de fracturation	Mesure de terrain : Contamination au méthane; contamination probable par fluides
Kresse et coll. (2011)	USGS	Arkansas	Méthane et fluides de fracturation	Mesure de terrain : aucune contamination
Myers (2012a)	Hydrologic Consultant	Pennsylvanie et New York	Méthane et fluides de fracturation	Évaluation de probabilité : Contamination au méthane, contamination possible pour les fluides
Osborn et coll. (2011)	Nicholas School of the Environment et Université de Duke	Pennsylvanie et New York	Méthane et fluides de fracturation	Mesure de terrain : Contamination au méthane, aucune contamination par les fluides
Rozell et Reaven (2012)	State University of New York	Pennsylvanie et New York	Méthane et fluides de fracturation	Évaluation de probabilité : Contamination par les fluides et méthane
Saba et Orzechowski (2011)	Exponent, Inc	Pennsylvanie et New York	Méthane	Évaluation de probabilité : Contamination n'est pas causée par l'industrie du gaz de schiste
Schon (2011)	Université Brown	Pennsylvanie et New York	Méthane	Évaluation de probabilité : Contamination n'est pas causée par l'industrie du gaz de schiste

Aucun consensus ne semble se dégager : Kresse et coll. (2011) conclut en l'absence de contamination, Schon (2011) et Saba et Orzechowski (2011) contestent que la source de contamination soit associée à l'industrie du gaz de schiste, tandis que les cinq autres ont identifié une contamination. Il est également à noter que certaines études ont effectué des mesures sur le terrain, alors que d'autres ont évalué le risque ou la probabilité d'une contamination.

À la lumière de l'information publiée, la contamination des aquifères souterrains par le gaz naturel semble réelle mais non-systématique à proximité des puits de gaz de schiste.

Concernant la contamination des nappes phréatiques par les liquides de fracturation, seule l'étude de la U.S. EPA au Wyoming (DiGiulio et coll., 2011) suspecte fortement une contamination sur la base de mesures sur le terrain. Les autres études divergent à ce sujet. Il est donc difficile de conclure.

Notons également que l'injection du liquide de fracturation sous haute pression pourrait causer la remontée de contaminants présents naturellement dans le sous-sol. La géologie se trouvant

entre la partie horizontale du puits et la surface aurait une influence importante sur le risque de contamination des aquifères.

Pour tenir compte de cet enjeu dans la présente étude, une analyse de sensibilité sur les émissions de liquide de fracturation et de boues de forage dans les nappes phréatiques a été réalisée. Cependant, à l'image des études présentées ci-haut, cette dernière n'a pas permis de conclure sur cet enjeu puisque l'analyse du cycle de vie n'est pas l'outil le plus approprié pour évaluer les risques associés à la contamination potentielle des aquifères. Les impacts étant de nature très localisée, ils dépendent de la géologie du sol et de facteurs spécifiques aux sites. Or, les modèles employés en ACV pour l'évaluation des impacts aux sols et aux eaux souterraines sont basés sur des facteurs de caractérisation génériques et couvrant un nombre limité de substances. Ce faisant, les résultats ACV ne peuvent en aucun cas se substituer à une analyse de risques.

2 Modèle d'étude ACV

Ce chapitre présente le modèle d'étude définissant le cadre méthodologique auquel doivent se conformer les phases subséquentes de l'ACV. Il s'applique tout autant au profil environnemental prospectif du gaz de schiste qu'à sa comparaison avec d'autres filières énergétiques.

2.1 Objectifs de l'étude et application envisagée

Les **objectifs de ce volet ACV de l'étude** sont d' :

- 1) Établir le profil environnemental prospectif du gaz de schiste exploité au Québec, par le biais d'une analyse du cycle de vie d'un projet complet, allant des travaux préliminaires à la fermeture définitive du site.
- 2) Effectuer une analyse comparative (de type attributionnelle) du profil environnemental du gaz de schiste québécois avec d'autres filières énergétiques dans des utilisations spécifiques de chauffage et de transport.

Dans le cadre de l'évaluation environnementale stratégique sur le gaz de schiste, les résultats de cette étude sont prévus à des fins de divulgation publique par le MDDEFP, afin de combler le manque d'information sur les impacts appréhendés résultant de l'implantation de cette industrie au Québec. Il est à noter que l'analyse comparative réalisée dans cette étude se veut une comparaison à petite échelle, pour alimenter la réflexion sur les sources énergétiques, sans pour autant prétendre répondre à la question « quels seraient les impacts environnementaux potentiels si le Québec se lançait dans l'exploitation du gaz de schiste sur son territoire » que seule une analyse de cycle de vie conséquentielle pourrait traiter.

Conformément aux normes ISO, la revue critique ACV s'avère une étape importante et obligatoire pour assurer la validité complète des résultats avant certaines communications publiques, telles que les déclarations environnementales de produits, suivant les normes ISO 14 020, ou les affirmations comparatives rendues publiques, suivant les normes ISO 14 040.

En ce qui a trait à cette étude, une revue critique a été réalisée par un comité d'experts indépendants. Se référer à la section 2.7 pour plus de détail sur le processus de revue critique.

2.2 Profil environnemental prospectif du gaz de schiste québécois

La première analyse effectuée vise à évaluer les impacts environnementaux potentiels attribuables au cycle de vie complet d'un projet de gaz de schiste au Québec.

2.2.1 Fonction étudiée et unité fonctionnelle

Le système à l'étude est évalué sur la base de sa **fonction** : « *produire et distribuer une quantité d'énergie* ».

L'**unité fonctionnelle**, c.-à-d. la référence quantitative à laquelle se rapportent les calculs d'inventaire et d'évaluation des impacts se définit comme suit :

« 1 mégajoule de gaz de schiste, tel qu'il pourrait être produit et distribué au Québec dans les années à venir ».

Un pouvoir calorifique supérieur de 37,4 MJ/m³ (CAPP, 2003) ayant été considéré, le flux de référence du système est donc de 0,027 m³ de gaz de schiste produit et distribué.

2.2.2 Description des options évaluées

Puisque l'exploitation du gaz de schiste n'a pas actuellement lieu au Québec, il convient d'évaluer plusieurs options de production couvrant différentes réalités qui pourront être rencontrées. Sur la base des scénarios de développement du gaz de schiste au Québec retenus par le Comité de l'évaluation environnementale stratégique sur le gaz de schiste (CÉESGS, 2012b)¹ et considérant des émissions fugitives dites « faibles » et « élevées » définies à l'aide de la revue de la littérature dont les résultats ont été présentés au Tableau 1-3, quatre options de production et d'émission d'un puits de gaz de schiste québécois ont été élaborées (Tableau 2-1).

Tableau 2-1 : Options de production et d'émissions d'un puits de gaz de schiste

Option	Type de scénario	Nombre de sites*	Production totale de gaz par puits (sur 25 ans)	Émissions fugitives
1	à petite échelle	166	8,50 x 10 ⁷ m ³ (3 bcf)	faibles (1% ou 0,03 bcf)
2	à petite échelle	166	8,50 x 10 ⁷ m ³ (3 bcf)	élevées (3% ou 0,09 bcf)
3	à grande échelle	1 500	7,08 x 10 ⁷ m ³ (2,5 bcf)	faibles (1% ou 0,025 bcf)
4	à grande échelle	1 500	7,08 x 10 ⁷ m ³ (2,5 bcf)	élevées (3% ou 0,075 bcf)

* Le nombre de sites est uniquement considéré dans le bilan GES (Chapitre 4).

Les émissions fugitives prises en compte incluent le méthane émis à l'air à toutes les étapes du cycle de vie de l'exploration et de l'exploitation du gaz de schiste, de même qu'une fraction restée imbrûlée suite à l'envoi de gaz en torchère. Comme mentionné plus haut, une analyse de sensibilité incluant des émissions fugitives de 0,5 % a également été réalisée pour tenir compte des résultats des plus récentes publications.

L'hypothèse concernant la production totale de gaz par puits a une influence directe sur le profil environnemental d'un MJ de gaz de schiste, car tous les impacts potentiels liés aux opérations sont ramenés sur la base d'une unité de gaz extraite. Ainsi, plus le volume extrait est élevé et plus les impacts environnementaux évalués par MJ de gaz seront faibles.

Par ailleurs, le fait que l'industrie exploite le gaz de schiste à petite ou à grande échelle a une influence sur l'approvisionnement. Il a été considéré que la production à petite échelle impliquait du transport sur de longues distances (3 500 km) pour les équipements spécialisés de forage et de fracturation notamment. Au contraire, dans le cas des options dites « à grande échelle », il a été posé que le déploiement de l'industrie au Québec rendait possible le développement d'une industrie locale, réduisant le transport des équipements et des pièces à 30 km. Un autre aspect affecté par l'exploitation à grande échelle touche la production d'eaux usées, dont le volume pourrait devenir trop important pour être acheminé aux usines de traitement municipales. L'industrie gazière devrait alors mettre en place des systèmes centralisés de prélèvement et de traitement de l'eau (van Durme et coll., 2012). Le profil du gaz

¹ Ce document définit des scénarios de développement « à petite échelle » (scénario de développement 3) et « à grande échelle » (scénario de développement 5).

de schiste modélisé dans la présente étude inclut le traitement des eaux de reflux en usine. Les données génériques employées ne permettent cependant pas de distinguer s'il s'agit d'installations municipales ou industrielles. Une analyse préliminaire (non présentée ici) a permis de constater que les résultats et conclusions du profil environnemental du gaz de schiste présentés au chapitre 3 ne sont pas affectés par l'ajout d'infrastructures de traitement supplémentaires. Par conséquent, toutes les options ont été modélisées de la même façon, incluant des infrastructures de traitement et des opérations proportionnelles aux volumes d'eau traités.

Le profil environnemental du gaz de schiste a donc été établi en considérant ces quatre options. Des analyses de sensibilité sur la production des puits et sur le taux d'émissions fugitives ont été réalisées par ailleurs.

2.2.3 Traitement des fonctions secondaires et règles d'imputation

Aucun processus multifonctionnel n'a été modélisé. Il est notamment considéré que les puits ne produisent que du gaz de schiste et aucun autre coproduit. Par conséquent, aucune règle d'imputation n'a été employée.

2.2.4 Frontières du système « gaz de schiste »

Les frontières des systèmes servent à identifier les étapes, processus et flux qui seront considérés dans l'ACV. Elles incluent toutes les activités pertinentes à l'atteinte des objectifs de l'étude et donc, nécessaires à la réalisation de la fonction étudiée.

Les paragraphes qui suivent présentent une description générale des frontières du système « gaz de schiste », ainsi que les considérations géographiques et temporelles associées.

2.2.4.1 Processus inclus à la modélisation

La Figure 2-1 schématise les étapes requises pour l'implantation de la filière du gaz de schiste au Québec, tel que défini par le « Projet type concernant les activités liées au gaz de schiste au Québec » (van Durme et coll., 2012). Les processus et flux inclus et exclus de l'analyse sont également résumés au Tableau 2-2. L'approvisionnement et la gestion des rejets ont été répartis entre les étapes du cycle de vie afin de simplifier la lecture du tableau.

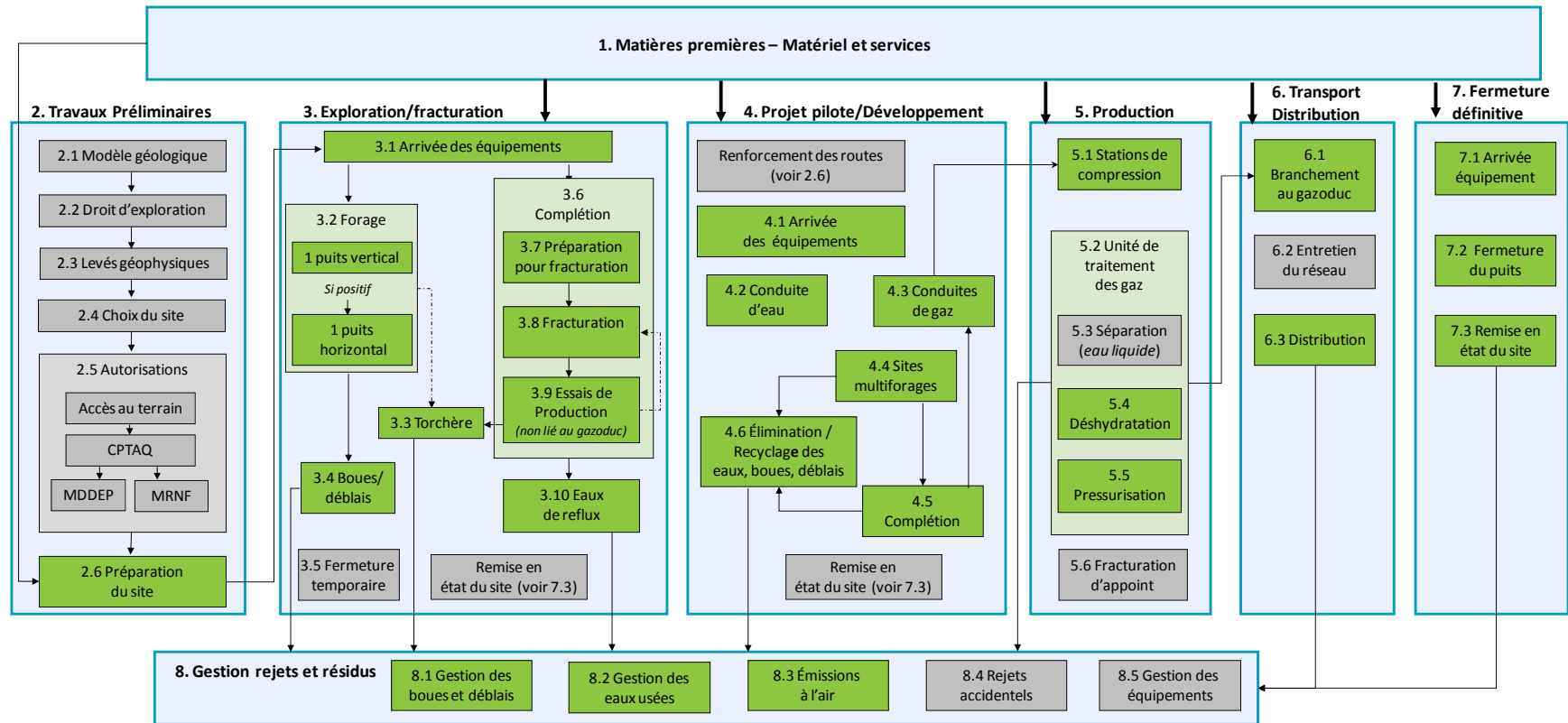


Figure 2-1 : Frontières du système pour l'évaluation du profil environnemental du gaz de schiste au Québec.

(Les boîtes en vert et en gris font références aux processus inclus et exclus respectivement)

Adapté de van Durme et coll. (2012)

**Tableau 2-2 : Processus inclus et exclus des frontières
du profil environnemental du gaz de schiste**

Processus	Détails
2. Travaux préliminaires	
2.1 Modèle géologique à 2.5 Autorisation	<i>Exclus, car concerne principalement du travail de bureau et des prises de mesures sur le terrain. Impacts considérés négligeables</i>
2.6 Préparation du site	Occupation et transformation de l'usage des terres incluses.
	Infrastructure et opérations de la machinerie incluses (combustibles et émissions).
	Production et transport des matériaux pour la construction de la route et du site inclus.
3. Exploration	
3.1 Arrivée des équipements	Inclut les infrastructures des équipements passifs (réservoirs, roulotte, torchère) le transport de tous les équipements (passifs et actifs) nécessaires au forage (3.2) et à la complétion (3.6).
3.2 Forage (2 puits d'exploration)	Inclut les infrastructures et l'opération de la foreuse et des autres équipements au diesel (génératrices, moteur, chaudière) sur site (combustibles et émissions)
	Production des composantes et transport du liquide de forage inclus.
	Inclut les infrastructures et l'opération des pompes pour les boues de forage (combustibles et émissions).
	Production et transport des matériaux pour le puits (tuyaux d'acier et ciment de coffrage) inclus. Note : il est considéré que 5 % des puits en exploration ne seront jamais exploités, basé sur les évaluations de Gonzalez et coll. (2012).
3.3 Torchère	Émissions de combustion du gaz naturel incluses. Note : le gaz émis lors de la phase de forage se retrouve en émissions fugitives, mais lors des essais de production, il est envoyé à la torchère.
3.4 Traitement des boues et déblais de forage	Transport des boues de forage et déblais du site au lieu de gestion.
	Gestion des boues et déblais par enfouissement (8.1 à la Figure 2-1)
3.5 Fermeture temporaire	<i>Exclue. Considérée sans impact supplémentaire.</i>
3.6 Complétion	Comprend les étapes 3.7 à 3.9
3.7 Préparation pour la fracturation	Production et transport des explosifs et de la solution acide inclus.
	Inclut l'infrastructure et l'énergie nécessaires au pompage de la solution acide (combustibles et émissions)
3.8 Fracturation	Production et transport du liquide de fracturation inclus.
	Inclut l'infrastructure et l'énergie nécessaires au pompage du liquide de fracturation inclus (combustibles et émissions)
3.9 Essais de production	Durant cette étape, le gaz naturel est extrait du sol. Aucun autre impact considéré que ceux liés aux émissions fugitives (8.3) et au gaz envoyé à la torchère (3.3)
3.10 Eaux de reflux	Transport par camion des eaux de reflux du site à l'usine de traitement.
	Traitement (station de traitement des eaux usées municipale ou industrielle, la modélisation ne permettant pas de faire la distinction) (8.2 à la Figure 2-1)
	Inclut les émissions de polluants à l'eau de surface, en considérant une efficacité de traitement de 50% par rapport à la caractérisation des eaux de reflux.

Processus	Détails
	Note : une proportion des liquides injectés (de forage, de fracturation et la solution acide) restent dans le sol.
Émissions fugitives	Les émissions fugitives de gaz naturel pour l'étape d'exploration sont incluses (8.3 à la Figure 2-1)
4. Projet pilote/développement	
4.1 Arrivée des équipements	Inclut le transport de tous les équipements (passifs et actifs) nécessaires au forage et à la complétion des puits (4.4).
4.2 Conduites d'eau	Conduite pour amener l'eau de fracturation jusqu'au site. Inclut les matériaux et leur transport.
4.3 Conduites de gaz	Conduite pour transporter le gaz du site à la station de traitement (30 km par hypothèse). Inclut les matériaux et leur transport.
4.4 Sites multiformages	Comprend le forage de 6 puits supplémentaires. Toutes les activités décrites à l'étape 3.2 sont incluses.
4.5 Complétion	Comprend la préparation à la fracturation et la fracturation. Toutes les activités décrites aux étapes 3.7 et 3.8 sont incluses.
	Durant cette étape, le gaz naturel est extrait du sol. Il est toutefois à noter que l'extraction du gaz est une étape de production au sens légal. Note : le gaz émis lors de la phase de forage se retrouve en émissions fugitives. Durant l'étape d'opération du puits, le gaz naturel est extrait du sol et envoyé sur le réseau, vers la station de compression (5.1). Il est néanmoins considéré que 2 % du gaz est envoyé à la torchère (3.3). Pour cette portion, les émissions de combustion du gaz naturel sont incluses.
4.6 Élimination/ recyclage des eaux, boues, déblais	Comprend le transport et la gestion des boues et déblais de forage, de même que les eaux de reflux composées principalement du liquide de fracturation. Toutes les activités décrites aux étapes 3.4 et 3.10 sont incluses. En phase de développement, une partie des boues et des eaux de reflux sont recyclées sur site. Un taux de réutilisation a été considéré dans les étapes 4.4 et 4.5.
Émissions fugitives	Les émissions fugitives de gaz naturel pour l'étape de production sont incluses (8.3 à la Figure 2-1)
5. Production	
5.1 Station de compression	Les compresseurs permettent de pressuriser le gaz (de 100 -200 psi au puits à 900 psi à la sortie de la station). L'infrastructure et l'opération des compresseurs au gaz naturel sont incluses.
	Principales émissions de combustion des compresseurs incluses (CO ₂ , NO _x , particules, SO _x , CO).
5.3 Séparation (eau liquide)	<i>Exclu car considérée non nécessaire vu la pureté du gaz de schiste au Québec (van Durme et coll. 2012).</i>
5.4 Déshydratation	Production et transport du triéthylène glycol inclus, de même que l'émission à l'air d'une partie du triéthylène glycol. Le reste est considéré recirculé.
	Énergie pour le traitement du gaz : il est considéré que le gaz naturel est utilisé pour produire l'électricité nécessaire. La combustion du gaz en turbine et les émissions qui y sont liées sont considérées.
5.5 Pressurisation	Inclut à l'étape 5.1.
5.6 Fracturation d'appoint	<i>Exclu car peu fréquent (van Durme et coll., 2012). Une analyse de sensibilité sur le nombre de fracturations a cependant été réalisée (sous-section 0) et peut inclure les fracturations d'appoint.</i>

Processus	Détails
6. Transmission/distribution	
6.1 Branchement au gazoduc	Conduite pour amener le gaz de la station de pompage au réseau de distribution. Inclut les matériaux et leur transport.
6.2 Entretien du réseau	<i>Exclu. Les impacts potentiels de l'entretien du réseau attribuables au transport du gaz de schiste uniquement sont considérés négligeables par rapport à ceux de l'ensemble du cycle de vie considéré.</i>
6.3 Distribution	Maintien de la pression à 900 psi. L'infrastructure et l'opération des compresseurs au gaz naturel sont incluses.
	Principales émissions de combustion des compresseurs incluses (CO ₂ , NO _x , particules, SO _x , CO).
	<i>La portion du réseau de distribution appartenant à Gaz métro est exclue, car la part attribuable au gaz de schiste est considérée négligeable par rapport au gaz naturel total distribué.</i>
Émissions fugitives	Les émissions fugitives de gaz naturel pour l'étape de distribution sont incluses (8.3 à la Figure 2-1)
7. Fermeture définitive	
7.1 Arrivée équipement	Inclus. Par hypothèse, cette étape a été posée identique à 4.1 (pire cas, car moins d'équipement pour la fermeture que pour le forage et la fracturation)
7.2 Fermeture du puits	Cette étape inclut le retrait des tuyaux des puits, et leur remplissage par de la boue.
	Énergie d'extraction des tuyaux incluse.
	Transport des tuyaux du site au lieu de gestion. Par hypothèse, les tuyaux des puits sont considérés envoyés à l'enfouissement (non recyclables après leur utilisation).
	Excavation et transport de terre pour la production de boue.
	Inclut l'infrastructure et l'opération des pompes pour l'injection de boue (combustibles et émissions).
	Production et transport du ciment inclus.
7.3 Remise en état du site	Transformation des terres : retour à une utilisation agricole.
Toutes les étapes	
<i>Services auxiliaires</i>	<i>Les activités administratives et autres services sont exclus de l'analyse (considérés négligeables).</i>
<i>Émissions accidentelles</i>	<i>Exclues des frontières de l'étude.</i>

Il est à noter qu'aucun critère d'inclusion ou de coupure n'a été appliqué pour la présente étude : toutes les données disponibles ont été intégrées au modèle.

2.2.4.2 Frontières géographiques et temporelles

Le profil environnemental évalué correspond à des scénarios de développement hypothétiques, visant à étudier l'exploration et la production de gaz de schiste québécois dans les années à venir (en supposant que des puits soient exploités à des fins commerciales). Le contexte prospectif de l'étude ne permet pas de déterminer une année de référence en particulier.

2.3 Comparaison du gaz de schiste québécois à d'autres filières énergétiques

La seconde analyse effectuée vise à comparer le gaz de schiste, dont le profil environnemental a été établi précédemment, avec d'autres sources énergétiques dans des utilisations spécifiques liées :

- à la **production de chaleur en chaudière**. Près de 40% de l'énergie consommée par le secteur commercial et institutionnel est produite à partir de gaz naturel (Office de l'efficacité énergétique, 2010a), notamment pour le chauffage.
- au **déplacement d'un autobus**. La *Politique sur le transport routier des marchandises 2009 -2014* du Ministère du Transport du Québec (MTQ, 2009) désigne le gaz naturel comme étant la seule source d'énergie alternative pour le transport. Des autobus roulant au gaz naturel sont déjà en fonction dans certaines villes canadiennes (Canadian Natural Gas Vehicle Alliance, 2013)

Ailleurs dans le monde, le gaz naturel est également utilisé pour produire de l'électricité. Cependant, le contexte énergétique québécois, largement dominé par l'hydroélectricité à la fois propre et peu coûteuse, rend cette utilisation peu probable.

Note

L'analyse attributionnelle réalisée dans cette étude se veut une comparaison à petite échelle, pour alimenter la réflexion sur les sources énergétiques, sans pour autant prétendre répondre à la question « quels seraient les impacts environnementaux potentiels si le Québec se lançait dans l'exploitation du gaz de schiste sur son territoire » que seule une analyse de cycle de vie conséquente pourrait traiter.

Cette analyse comparative ne doit en aucun cas servir à conclure à l'avantage d'une filière énergétique sur une autre dans le contexte global du Québec. La modification des systèmes de chauffage ou de transport à grande échelle n'a pas été évaluée. Notamment, les impacts liés à l'implantation d'un système d'approvisionnement en gaz naturel pour les autobus et au remplacement de flottes d'appareils n'ont pas été évalués.

Les filières énergétiques retenues pour la comparaison sont présentées au Tableau 2-3.

Tableau 2-3 : Filières énergétiques et types d'utilisations comparés

Filières	Types d'utilisations	
	Chaleur en chaudière (1 MJ)	Déplacement d'un autobus (1 km)
Gaz de schiste. Tel que présenté à la section 2.2. Couvre les quatre options définies à la sous-section 2.2.2.	X	X
Pétrole (mazout ou diesel). Raffiné au Québec pour produire du mazout pour une utilisation en chaudière et du diesel pour l'utilisation en autobus.	X	X
Électricité. Le mélange d'approvisionnement électrique distribué par Hydro-Québec (pour les fins de l'analyse prospective, le mélange énergétique de 2012 excluant l'énergie nucléaire de la centrale Gentilly a été utilisée).	X	

2.3.1 Fonctions étudiées et unités fonctionnelles

Les systèmes étudiés sont évalués sur la base de leur **fonction** : « *fournir de la chaleur avec une chaudière* » ou « *déplacer un autobus sur une distance donnée* ».

L'**unité fonctionnelle** choisie pour comparer les systèmes se définit comme suit :

« *Fournir 1 mégajoule de chaleur avec une chaudière pour le chauffage de commerces ou d'institutions au Québec (au gaz de schiste, au mazout ou à l'électricité)* »

ou

« *Déplacer un autobus sur 1 km au Québec (au gaz de schiste ou au diesel)* ».

Considérant la performance de chaque système, il est posé que l'unité fonctionnelle ci-haut est remplie par la production du nombre suivant de chaque système (Tableau 2-4).

Tableau 2-4 : Flux de référence et performance des chaudières et autobus modélisés pour l'étape d'utilisation

Filière	Chaleur en chaudière (1MJ)		Transport en autobus(1 km)	
	Performance*	Flux de référence	Performance**	Flux de référence
Gaz de schiste	85 % d'efficacité PCS : 37,4 MJ/m ³	0,02815 m ³	11,22 MJ/km PCS : 37,4 MJ/m ³	0,30000 m ³
Pétrole	85 % d'efficacité PCS : 41,9 MJ/kg	0,02298 kg	11,23 MJ/km PCS : 43,8 MJ/kg	0,26278 kg
Électricité	100 % d'efficacité	1 MJ	--	--

* Pour la comparaison, des chaudières répondant minimalement aux exigences de haute efficacité ENERGY STAR ont été considérées. Tant pour le gaz naturel que pour le mazout, ce type de chaudière possède une AFUE (efficacité annuelle de l'utilisation de combustible) d'au moins 85 % (Ressources Naturelles Canada, 2009). L'énergie est présentée sous forme de pouvoir calorifique supérieur (PCS). Sources : Gaz naturel (CAPP, 2003); mazout léger n°2 et diesel (PCS tirés du Règlement sur la déclaration obligatoire de certaines émissions de contaminants dans l'atmosphère (Gouvernement du Québec, 2013), considérant des densités de 919 et 875 kg/m³ respectivement (Engineering toolbox, Internet).

** La consommation des autobus au diesel et au gaz naturel est tirée du modèle MOVES (U.S. EPA, 2010b).

2.3.2 Traitement des fonctions secondaires et règles d'imputation

Comme pour le profil environnemental du gaz de schiste, aucun processus multifonctionnel n'a été modélisé pour les autres filières énergétiques. Par conséquent, aucune règle d'imputation n'a été employée.

2.3.3 Frontières des systèmes comparés

Les paragraphes qui suivent présentent une description générale des frontières des systèmes évalués, ainsi que les considérations géographiques et temporelles associées.

2.3.3.1 Processus inclus à la modélisation

Le Tableau 2-5 présente les processus inclus dans l'analyse comparative des différentes filières énergétiques employées à des fins de chauffage et de transport. Plus de détail concernant la modélisation des systèmes est disponible à l'annexe C.

Tableau 2-5 : Processus inclus et exclus des frontières de l'ACV comparative du gaz de schiste québécois à d'autres filières énergétiques

Processus	Détails
Exploration	
Gaz de schiste	Les infrastructures, les matériaux et l'énergie nécessaires au forage vertical sont inclus, de même que les émissions liées aux torchères et les émissions fugitives (voir Tableau 2-2).
Pétrole	Les infrastructures, les matériaux et l'énergie nécessaires au forage vertical sont inclus.
Électricité	<i>Non applicable</i>
Production / extraction	
Gaz de schiste	Les infrastructures, les matériaux et l'énergie nécessaires aux opérations d'extraction, de déshydratation sont inclus (voir Tableau 2-2).
Pétrole	Les infrastructures, les matériaux et l'énergie nécessaires aux opérations d'extraction et de raffinage sont inclus.
Électricité	Inclut la production d'électricité par Hydro-Québec, de même que les achats de producteurs privés et les importations d'électricité associées au marché (voir le <i>Grid mix</i> détaillé au Tableau 2-6). Les infrastructures, les matériaux et l'énergie nécessaires à l'opération des équipements de production d'électricité sont inclus.
Transmission / distribution	
Gaz de schiste	Les infrastructures (gazoduc), l'énergie de pompage et les émissions fugitives sont incluses (voir Tableau 2-2).
Pétrole	Les infrastructures (oléoduc), l'énergie de pompage, le transport maritime et les émissions fugitives et ventilées sont incluses.
Électricité	Les infrastructures de transmission et distribution de même que la consommation et les émissions de SF ₆ pendant la transmission sont inclus. Les pertes en ligne sont également considérées.
Utilisation – production de chaleur avec une chaudière. Pour toutes les filières, cette étape inclut l'infrastructure de la chaudière.	
Gaz de schiste	Inclut la consommation de gaz naturel et les émissions de combustion.
Pétrole – mazout	Inclut la consommation de mazout et les émissions de combustion.
Électricité	Inclut la consommation d'électricité.
Utilisation – déplacement d'un autobus. Pour toutes les filières, cette étape inclut l'infrastructure de l'autobus, la construction et l'entretien des routes, ainsi que les émissions liées à l'abrasion des pneus.	
Gaz de schiste	Inclut la combustion du gaz naturel dans un autobus, de même que l'ajout d'acier simulant la différence de la taille du réservoir suite au changement de technologie (diesel vers gaz naturel)
Pétrole - diesel	Inclut la consommation de diesel et les émissions de combustion.
Électricité	<i>Non applicable</i>

Comme pour le profil du gaz de schiste, aucun critère d'inclusion n'a été appliqué pour cette analyse : toutes les données disponibles ont été utilisées.

2.3.3.2 Frontières géographiques et temporelles

Comme pour le profil environnemental du gaz de schiste, l'ACV comparant diverses filières énergétique a été réalisée dans un contexte prospectif se voulant représentatif des années à venir.

Il a donc été considéré que les technologies de chaudières et d'autobus modélisées à partir de données génériques ne changeraient pas de manière importante au cours des prochaines années.

2.4 Sources, hypothèses et données d'inventaire du cycle de vie (ICV)

Les données requises à l'ACV concernent les matières premières utilisées, l'énergie consommée ainsi que les rejets générés à chaque étape du cycle de vie étudié.

La collecte de données est une étape importante. La qualité des résultats d'une ACV dépend de la qualité des données utilisées pour effectuer l'évaluation.

La collecte de données a été menée de manière différente pour chacune des filières :

Amont (production, transmission et distribution)

- **Gaz de schiste** : Les données proviennent en majorité du « Projet type concernant les activités liées au gaz de schiste au Québec » (van Durme et coll., 2012). Des données complémentaires provenant des compagnies gazières actives dans le secteur des gaz de schiste au Québec (compilées et agrégées par le MDDEFP pour des raisons de confidentialité) et de la base de données *ecoinvent* ont également utilisés.
- **Pétrole (mazout et diesel)** : données génériques provenant de la base de données *ecoinvent* avec des adaptations pour tenir compte du mélange d'approvisionnement énergétique québécois (pour les opérations de raffinage qui ont lieu au Québec).
- **Électricité** : pour représenter le contexte québécois des années à venir, le mélange d'approvisionnement (production, importations et achats combinés) d'Hydro-Québec (2012) a été utilisé, duquel la proportion d'énergie nucléaire en provenance de la centrale Gentilly a été retirée.

Utilisation (en chaudière ou dans les autobus)

- **Chauffage avec une chaudière** : données génériques provenant de la base de données *ecoinvent* avec des adaptations pour tenir compte de l'efficacité des chaudières ENERGY STAR et du mélange d'approvisionnement électrique québécois en phase d'utilisation.
- **Déplacement d'un autobus** : données génériques provenant de la base de données *ecoinvent* pour les émissions associées à l'abrasion des pneus et le modèle de calcul d'émissions MOVES 2010b (U.S. EPA, 2010b) des véhicules routiers pour les émissions atmosphériques des autobus au diesel et au gaz naturel, combiné dans le cas de l'autobus au gaz naturel, au module de données « Operation, passenger car, natural gas/CH » pour les émissions non couvertes par le modèle américain (dioxyde de soufre, ammoniac et hydrocarbures individuels).

La base de données *ecoinvent* utilisée est la version 2.2. Cette base de données européenne est particulièrement reconnue par la communauté scientifique internationale, car elle surpasse de loin les autres bases de données commerciales tant du point de vue quantitatif (nombre de

processus inclus) que qualitatif (qualité des procédés de validation, complétude des données, etc.).

L'utilisation de données européennes pour représenter l'Amérique du Nord peut introduire un biais dans certains cas. Cependant, il est estimé que la cohérence et la complétude de cette base de données en font une option préférable à d'autres données disponibles pour la plupart des processus. En outre, bien qu'*ecoinvent* soit d'origine européenne, elle contient des informations qui représentent plusieurs régions du monde.

Dans la mesure du possible, les modules de données génériques employés dans le cadre de cette étude ont été adaptés de manière à augmenter leur représentativité des produits et du contexte analysés. Plus particulièrement, pour toutes les activités ayant lieu au Québec, les modules génériques ont été adaptés en remplaçant les mélanges d'approvisionnement énergétique (*grid mix*) européens par :

- Le *grid mix* québécois, pour les processus d'avant-plan, c.-à-d. la consommation d'électricité lors de la production du gaz et de sa transmission/distribution. Pour représenter le contexte québécois des années à venir, le mélange d'approvisionnement (production, importations et achats combinés) d'Hydro-Québec (2012) a été utilisé, duquel la proportion d'énergie nucléaire en provenance de la centrale Gentilly a été retirée ;
- Le *grid mix* nord-américain² pour tous les processus d'arrière-plan, c.-à-d. tous les processus directement et indirectement liés aux processus d'avant-plan (par ex. les différents produits chimiques entrant dans la composition du liquide de fracturation). Le *grid mix* nord-américain est ici plus approprié considérant que l'approvisionnement et la gestion des déchets générés aux diverses étapes du cycle de vie peuvent avoir lieu n'importe où, et plus probablement en Amérique du Nord.

Ainsi, tous les processus d'avant-plan ayant lieu au Québec ou ailleurs au Canada (incluant les divers transports) font appel à des processus d'arrière-plan adaptés au contexte énergétique nord-américain. Le Tableau 2-6 présente le détail des *grid mix* utilisés.

Tableau 2-6 : Mélange d'approvisionnement énergétiques utilisés

Mode de génération électrique	Québec (2012 sans Gentilly) *	Amérique du Nord
Charbon	0,01%	44,7%
Pétrole	0,01%	4,4%
Gaz naturel	0,08%	17,3%
Nucléaire	0,24%	19,3%
Hydroélectrique	97,84%	13,6%
Éolien	1,22%	0,3%
Biomasse	0,06%	< 0,1%
Biogaz / déchet	0,07%	< 0,1%
Photovoltaïque	--	< 0,1%

Sources : Québec : Hydro-Québec (2012); Amérique du Nord : Itten et coll. (2013) et IEA (2009).

Notes : le total peut différer de 100% à cause de l'arrondissement. Les modes de génération électriques pour lesquels la fraction indiquée est < 0,1% ont été négligés dans la modélisation.

² Le mélange d'approvisionnement électrique moyen pour l'Amérique du Nord a été établi à partir des *grid mix* du Canada, des États-Unis et du Mexique (Itten et coll., 2013), pondérés en fonction de la consommation énergétique de chaque pays publiée par l'IEA (International Energy Agency) (IEA, 2009).

- * La répartition entre les modes de génération électrique du Québec diffère de celle publiée par Hydro-Québec (2012), du fait que la part d'énergie nucléaire provenant de Gentilly (3 906 GWh sur un total de 213 301 GWh en 2012 (Hydro-Québec, 2013) a été retirée.

Mentionnons également que toutes les données utilisées ont été :

1. Évaluées quant à leur représentativité temporelle, géographique et technologique ;
2. Collectées de manière à ce qu'elles soient les moins agrégées possible ;
3. Documentées conformément aux meilleures pratiques disponibles.

L'Annexe C présente le détail des données et hypothèses utilisées.

Le logiciel SimaPro 7.3, développé par PRé Consultants (www.pre.nl), a été utilisé pour faire la modélisation du système et réaliser le calcul de l'inventaire.

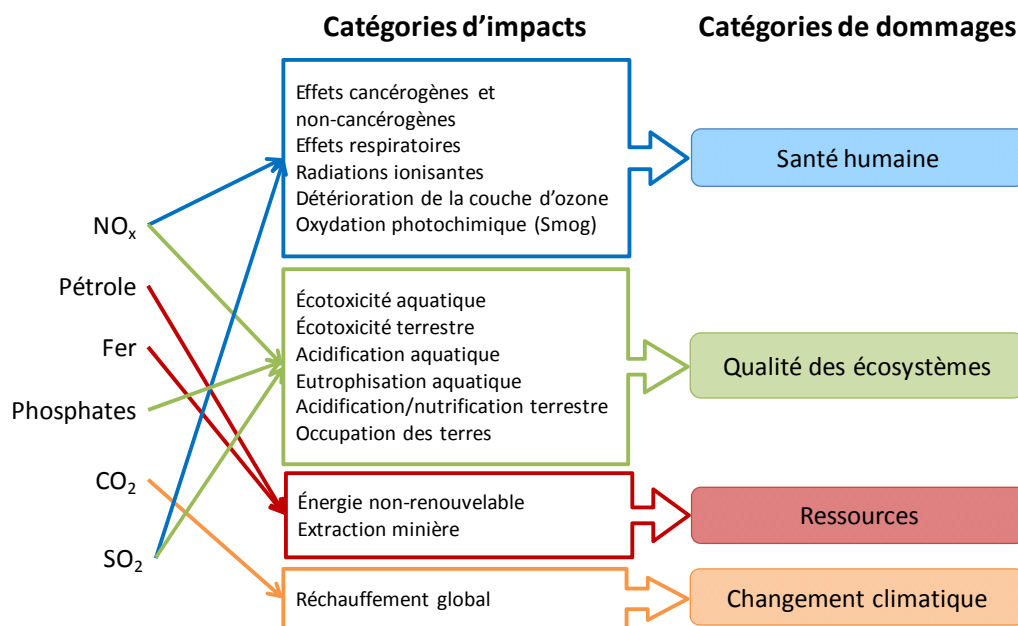
2.5 Évaluation des impacts environnementaux (ÉICV)

La méthode européenne IMPACT 2002+ (Jolliet et coll., 2003, reconnue internationalement, a été choisie pour effectuer l'évaluation des impacts du cycle de vie. Une version modifiée de la méthode IMPACT 2002+, qui inclut tous les indicateurs d'impacts dans les indicateurs de dommages (Figure 2-2) tel que décrit à l'Annexe B-1, a été employée.

Cette méthode, bien que développée pour le contexte européen, a été préférée aux méthodes ÉICV nord-américaines existantes (LUCAS, TRACI) dû au caractère complet des catégories de problème incluses, à la mise à jour fréquente des facteurs de caractérisation et à l'agrégation des catégories de problème en quatre catégories de dommage, ce qui simplifie la compréhension des résultats par des non initiés à l'ACV.

L'évaluation des impacts associés aux émissions de GES sortants des frontières du système a également été réalisée à partir de la méthode « IPCC 2007 » (GIEC, 2007) pour la catégorie *Changement climatique*³. La méthode du Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC ou IPCC en anglais) a été choisie parce qu'elle considère un potentiel de réchauffement global **sur 100 ans**, ce qui correspond aux recommandations du Protocole de Kyoto (United Nations, 1998). Plus de détail sur les facteurs de réchauffement global employés sont donnés à la section 4.3, dans le bilan GES.

³ La sélection d'un horizon de temps pour le calcul des GES demeure, en ACV, sujet à débat. Deux écoles de pensées (100 ans ou 500 ans) coexistent. Dans le cadre du présent projet, il a été choisi de ne favoriser aucune des deux approches et de présenter les impacts potentiels de l'indicateur *Changement climatique* selon les deux horizons de temps.



Des centaines d'autres. . .

Figure 2-2 : Catégories de dommage et catégories d'impacts de la méthode IMPACT 2002+.

Une description de la méthode IMPACT 2002+ employée est fournie à l'Annexe B.

L'agrégation des impacts environnementaux selon quatre catégories de dommage fournit des résultats plus simples à comprendre et à interpréter pour les non-initiés à l'ACV, en plus de permettre une évaluation rapide des principaux enjeux environnementaux potentiels associés aux scénarios à l'étude.

Les catégories de dommage peuvent se résumer ainsi :

- **Santé humaine** : cette catégorie prend en compte les substances ayant des effets toxiques (cancérogènes et non cancérogènes) et respiratoires, produisant des radiations ionisantes et qui contribuent à la destruction de la couche d'ozone. Afin d'évaluer le facteur de dommage, la gravité de la maladie potentiellement causée par ces substances est exprimée en DALY - *Disabled Adjusted Life Years*, unité reflétant le dommage à la santé humaine.
- **Qualité des écosystèmes** : cette catégorie regroupe les impacts liés à la toxicité aquatique et terrestre, à l'acidification et à l'eutrophisation aquatique, à l'acidification et à la nutrification terrestre et à l'occupation des terres. Elle est quantifiée en fraction d'espèces potentiellement disparues, sur une surface donnée et durant une certaine période de temps, par kilogramme de substance émise (PDF*m²*an/kg).
- **Changement climatique** : le potentiel de chaque gaz à effet de serre (GES) est calculé en kilogrammes de dioxyde de carbone équivalent (kg CO₂ éq.), basé sur les données sur le forçage radiatif infrarouge. La méthode IMPACT 2002+ évalue les effets potentiels des émissions sur une période de 500 ans. Les résultats obtenus pour la catégorie *Changement climatique* ne sont donc pas comparables à ceux obtenus par d'autres méthodes considérant un potentiel de réchauffement global sur 100 ans. Pour

permettre une comparaison avec les bilans GES publiés dans la littérature, les résultats de cette catégorie ont également été évalués sur un horizon de 100 ans par une autre méthode tel que discuté plus haut.

- **Ressources** : cette catégorie prend en compte l'utilisation de ressources énergétiques non renouvelables et l'extraction de minéraux, quantifiés en mégajoules d'énergie (MJ).

Mentionnons que :

- Il existe un indicateur *Utilisation de l'eau* basé uniquement sur les flux d'inventaire et qui permet de comparer les volumes prélevés de l'environnement, sans donner d'information quant au dommage causé par cette utilisation. Cet indicateur n'a cependant pas été retenu pour la présente étude, car l'eau prélevée lors des opérations sur site pour l'exploration et l'exploitation du gaz de schiste ne peut être agrégée avec les flux d'eau inclus dans les données d'inventaire d'arrière-plan. En effet, la base de données *ecoinvent* (v.2.2) employée ne répertorie pas les flux d'eau de manière complète et cohérente entre les processus. Il en découlerait donc une évaluation globale potentiellement erronée.
- Les résultats de l'ÉICV présentent des impacts environnementaux potentiels et non réels. Il s'agit d'expressions relatives (à l'unité fonctionnelle notamment) qui ne permettent pas de prédire les impacts finaux ou le risque sur les milieux récepteurs et le dépassement des normes ou marges de sécurité.
- Ces catégories ne couvrent pas tous les impacts environnementaux possibles associés aux activités humaines. Plusieurs types d'impacts, dont le bruit, les odeurs, la qualité de l'air intérieur et les champs électromagnétiques ne font pas partie de la présente analyse.
- Aucune normalisation des résultats par rapport à une base de référence n'a été effectuée. De même, aucune pondération des catégories de dommage pour ramener les résultats à un score unique n'a été réalisée (voir l'annexe A pour plus de détail sur les notions de pondération et de normalisation).

Tout comme pour l'inventaire, le logiciel SimaPro 7.3 a été utilisé pour faire le calcul des impacts potentiels associés aux émissions inventoriées. C'est lui qui procède à la classification des flux élémentaires entre les diverses catégories d'impact et au calcul des résultats d'indicateurs de dommages.

D'autres évaluations basées sur les méthodes ReCiPe (Goedkoop et coll., 2009) et IMPACT World+ (www.impactworldplus.org/en/presentation.php) ont été réalisées en analyse de sensibilité afin de vérifier si la variabilité des modèles de caractérisation avait une influence significative sur les conclusions et donc, de tester la robustesse des résultats obtenus à partir d'IMPACT 2002+.

Il est à noter que la méthode IMPACT World+ est relativement nouvelle. Elle a officiellement été lancée en mai 2013 suite à une année de tests. Elle n'est cependant pas encore officiellement documentée dans son ensemble.

2.6 Interprétation

Cette dernière phase de l'ACV permet de discuter les résultats obtenus suite à l'évaluation des impacts du cycle de vie (ÉICV) et de les mettre en perspective. Les résultats présentés au

chapitre 3 sont appuyées sur une analyse complète et approfondie des données d'inventaire et de l'ÉICV. Cela comprend notamment :

- Une évaluation de la qualité des données;
- Une analyse de cohérence et de complétude;
- Des analyses de sensibilité et des analyses de scénarios;
- Des analyses d'incertitudes.

La méthodologie employée pour l'analyse et l'interprétation des données est résumée dans les sous-sections qui suivent. Mais d'abord, une précision est donnée quant à l'analyse de l'inventaire.

2.6.1 Analyse de l'inventaire du cycle de vie (AICV)

Les résultats d'inventaire en termes de quantités de matières et d'énergie associées aux systèmes à l'étude ne sont pas présentés dans le corps de ce rapport. L'analyse exhaustive des entrants et sortants n'améliore généralement pas la compréhension des enjeux. En effet, les résultats d'inventaire contiennent trop d'informations et ne permettent pas en soi de conclure. Pour que l'AICV soit pertinente, elle doit être faite en parallèle avec l'évaluation des impacts. Ainsi, en accord avec la norme ISO 14 044, l'ÉICV présentée et discutée au chapitre 3 constitue l'interprétation des résultats d'inventaire, en ayant pour but de mieux en comprendre la portée environnementale.

2.6.2 Évaluation de la qualité des données d'inventaire

La fiabilité des résultats et des conclusions de l'ACV dépend de la qualité des données d'inventaire qui sont utilisées. Il est donc important de s'assurer que ces données respectent certaines exigences spécifiées en accord avec l'objectif de l'étude.

Selon la norme ISO, les exigences relatives à la qualité des données devraient au minimum en assurer la **validité**, ce qui est équivalent ici à leur représentativité quant à l'âge, la provenance géographique et la performance technologique. Ainsi, les données utilisées devraient être représentatives :

- De la période définie par l'unité fonctionnelle, soit le contexte prospectif des années à venir ;
- Du contexte géographique dans lequel s'inscrivent les systèmes à l'étude, soit globalement le Québec;
- Des caractéristiques technologiques relatives aux processus de production et d'utilisation des filières énergétiques comparées.

Bien qu'aucune méthode particulière ne soit actuellement prescrite par l'ISO, deux critères ayant une influence sur la qualité de l'inventaire ont été choisis pour évaluer les données :

- **Fiabilité** : concerne les sources, les méthodes d'acquisition et les procédures de vérification des données. Une donnée jugée fiable est une donnée vérifiée et mesurée sur le terrain. Ce critère se réfère principalement à la quantification des flux.
- **Représentativité** : traite des corrélations géographique et technologique. Est-ce que l'ensemble des données reflète la réalité? Une donnée est jugée représentative lorsque la technologie est en relation directe avec le champ d'étude. Ce critère se rapporte principalement au choix des processus servant à modéliser le système.

Une description plus détaillée des critères et l'évaluation de la qualité des données sont présentées à l'Annexe D.

En parallèle à l'évaluation de la qualité des données utilisées, une estimation de la contribution des processus (c.-à-d. dans quelle mesure les processus modélisés avec ces données contribuent à l'impact global du système à l'étude) a été effectuée. En effet, une donnée de qualité inférieure peut très bien convenir dans le cas d'un processus dont la contribution est minime. Par contre, des données de bonne qualité sont souhaitées pour les processus qui influencent grandement les conclusions de l'étude.

2.6.3 Analyse de cohérence et de complétude

Pour le profil environnemental du gaz de schiste, une attention a été portée afin que le système soit représenté de manière conforme à la définition des objectifs et du champ de l'étude.

La **complétude** a été assurée grâce à une définition attentive des frontières du système analysé. Quelques processus ont été exclus de l'analyse, car rarement applicable au contexte québécois ou du fait qu'ils sont liés à des activités de bureau n'apparaissant pas comme d'importantes sources d'impacts environnementaux. En ce qui a trait aux émissions accidentelles, elles ne font simplement pas partie des frontières de l'étude, comme c'est généralement le cas en ACV. Elles pourraient présenter ou non des impacts importants, mais il n'est pas possible de les estimer.

Les flux pour lequel les valeurs sont variables ou incertaines ont été modélisés en prenant en compte une plage de valeurs plutôt qu'une valeur déterministe. Les analyses de Monte Carlo ont ainsi permis d'ajouter des barres d'erreur aux résultats, intégrant ainsi l'incertitude sur les données d'inventaire. Des analyses de sensibilité ont également été effectuées pour vérifier comment les paramètres importants ou incertains affectent les conclusions. Enfin, les résultats de l'évaluation des impacts ont également été validés par d'autres méthodes ÉICV.

Pour l'analyse comparative, la définition des frontières, les méthodes employées et les hypothèses ont été appliquées de manière similaire à l'avant-plan (processus d'utilisation dans les applications de chauffage et de transport) pour tous les systèmes étudiés. Cependant, du fait de la diversité des sources de données employées pour représenter la production (amont) des filières énergétiques, il existe une possibilité que les systèmes comparés représentent des incohérences dans leur arrière-plan, malgré les efforts consentis pour les rendre comparables.

De manière générale, il est néanmoins considéré qu'il y a **cohérence** entre les systèmes étudiés au regard de leur frontières et de leur représentativité technologique, temporelle et géographique.

2.6.4 Analyses de sensibilité

Plusieurs paramètres utilisés lors de la modélisation des systèmes présentent une certaine incertitude. Les résultats obtenus sont liés à ces paramètres et leur incertitude est transférée aux conclusions tirées. C'est pourquoi, comme discuté à la sous-section 2.6.5, la quasi-totalité des paramètres et flux modélisés dans le système se sont vus attribuer une incertitude, ce qui a permis de prendre en compte la variabilité globale du modèle dans l'interprétation des résultats.

Il est cependant intéressant d'analyser la robustesse et la sensibilité des conclusions à certains paramètres particulièrement variables. Des analyses de sensibilité ont donc été effectuées sur les paramètres suivants :

- **Variabilité des émissions fugitives** : La présente étude est basée sur les données du *Projet type* (van Durme et coll., 2012), qui définit de bonnes pratiques de l'industrie sur le terrain en ce qui a trait aux émissions fugitives du gaz de schiste (p.ex., le gaz est envoyé à la torchère lors d'essai de production). La littérature rapporte cependant des émissions fugitives variant de 0,5 à 8 % de la production totale. De plus, il existe une réelle variabilité de production d'un puits à un autre : alors que l'industrie rapporte une production moyenne de $8,50 \times 10^7$ m³/puits, plusieurs études évaluent la production à des valeurs inférieures (jusqu'à $2,38 \times 10^7$ m³/puits). Cette analyse de sensibilité vise à établir les conséquences associées à une augmentation des émissions fugitives, dans un contexte de production variable.
- **Volume de production d'un puits** : Tel que présenté précédemment (Tableau 1-3), il existe une variabilité réelle du volume de production d'un puits. Sachant que l'hypothèse concernant la production totale de gaz par puits a une influence directe sur le profil environnemental d'un MJ de gaz de schiste, cette analyse de sensibilité vise à évaluer l'influence d'une baisse de production importante d'un puits, passant de $8,50 \times 10^7$ m³/puits (valeur de base pour les scénarios à petite échelle) à $2,38 \times 10^7$ m³/puits (valeur minimale recensée dans la littérature (Hughes, 2011) et correspondant à une baisse de 72 %) sur les résultats obtenus.
- **Traitement des eaux de reflux et des boues de forage** : Dans le cas de base, il a été considéré que :
 - a) du liquide de fracturation injecté, 44 % remonte en surface pour former les eaux de reflux (moyenne des 12 puits québécois, van Durme et coll., 2012). De la même manière, 80% du liquide de forage injecté remonte à la surface sous forme de boues (calcul basé sur les résidus de forages et la masse totale des liquides de forages, van Durme et coll., 2012).
 - b) en phase exploratoire, la totalité des eaux de reflux et des boues de forage est récupérée et envoyée en traitement. Durant l'étape de projet pilote/développement, les eaux de reflux et les boues de forage sont réutilisées pour fracturer d'autres puits. À la toute fin, 20% des eaux de reflux et des boues de forage du dernier puits fracturé est envoyé au traitement (hypothèses considérant les informations fournies par l'industrie gazière du Québec. Voir Annexe C-2).
 - c) 50 % des composés contenus dans les eaux de reflux sont éliminés par le traitement (basé sur Rozell et Reaven (2012) qui estiment que 30 à 100 % des contaminants sont relâchés après le traitement). Le reste est considéré émis à l'eau de surface.
 - d) par hypothèse, tous les liquides de forage et de fracturation qui restent dans le sous-sol sont considérés sans impact environnemental, du fait de la grande profondeur.

Deux analyses alternatives devaient initialement être réalisées. La première modifiant l'efficacité du traitement des eaux de reflux (item c) ci-haut) et la seconde considérant que tous les liquides de forage et de fracturation qui restent dans le sous-sol (item d) ci-haut) seraient éventuellement en contact avec un aquifère et donc émis à l'eau (pire cas).

Ces analyses ne sont cependant pas présentées, car les substances contenues dans les liquides de forage et de fracturation (voir Annexe C-2) sont peu ou pas caractérisées par les méthodes d'évaluation des impacts existantes (tant IMPACT 2002+ que IMPACT Wolrd+ ou ReCiPe). Au total, en excluant l'eau, le sable et les billes de verre, seuls 32 % et 49 % des substances composant respectivement le liquide de forage et de fracturation peuvent se voir attribuer un facteur de caractérisation. Sans ces derniers, il n'est pas possible de convertir les émissions à l'eau en des effets sur les indicateurs *Qualité des écosystèmes* et *Santé humaine*. Une analyse préliminaire (non présentée) a d'ailleurs montré que les résultats étaient insensibles aux hypothèses de traitement des liquides de fracturation et de forage. Il s'agit d'une limite de cette étude et des ACV en général ; les analyses de risques sont toujours plus appropriées pour évaluer des impacts locaux de cette nature.

- **Variation du nombre de fracturations et de la quantité de liquide de fracturation utilisée** : Dans le cas de base évalué, un nombre défini de fracturations a été modélisé. Dans la réalité, il existe cependant une grande variabilité liée aux conditions spécifiques de terrain. Les puits peuvent ainsi être fracturés à une seule ou plusieurs reprises durant leur vie utile. La quantité de liquide employé par fracturation constitue un autre paramètre incertain, qui varie d'un site à l'autre. Afin de couvrir un large spectre de possibilités, quatre options de fracturation ont été comparés (Tableau 2-7).

Tableau 2-7 : Options de fracturation comparées

Options	Nombre de fracturations en exploration	Nombre de fracturations en projet pilote / développement	Quantité de liquide de fracturation (m ³ /fracturation)
Meilleur cas	1	1	877
Cas de base	3	12	1 670
Cas de base avec liquide de fracturation X 2	3	12	3 377
Pire cas	8	18	3 377

Les analyses de sensibilité sont présentées à la section 3.4.

Il est à noter qu'aucune analyse de sensibilité n'a été effectuée dans le but d'affiner les frontières des systèmes. Tous les processus modélisés ont également été pris en considération dans l'analyse.

2.6.5 Analyse d'incertitude

L'incertitude inhérente au modèle ACV est de deux ordres :

- L'incertitude sur les données d'inventaire, évaluée à l'aide d'une analyse de type Monte-Carlo ;
- L'incertitude sur les modèles de caractérisation, qui traduisent l'inventaire en indicateurs environnementaux.

Incertitude sur les données d'inventaire : analyse Monte-Carlo

Une analyse d'incertitude de type Monte-Carlo a été réalisée à l'aide du logiciel SimaPro 7.3 afin de tester la robustesse des résultats. Elle constitue une étude de propagation de la variabilité des données d'inventaire lors des calculs, avec un nombre d'itérations fixé à 1 000.

Au total, 72 % des données d'inventaire ont une distribution statistique associée.

a) Incertitude sur les données d'inventaire

Sur les milliers de flux élémentaires individuels inventoriés dans les processus élémentaires des scénarios étudiés, la très grande majorité provient de la banque de données *ecoinvent*. Ceux-ci présentent pour la plupart une variabilité qui prend la forme d'une distribution *lognormale* autour de la valeur centrale spécifiée (et utilisée dans les calculs déterministes), caractérisée par son écart-type. Ces variabilités ne sont toutefois pas déterminées statistiquement à l'aide de mesures concrètes, mais estimées par l'application d'une *matrice pedigree* décrivant la qualité d'une donnée selon son origine, son mode de collecte et sa représentativité géographique, temporelle et technologique (Weidema et Suhr Wesnæs, 1996).

b) Incertitude sur les données collectées

De par la nature prospective de la filière, les données collectées pour la filière gaz de schiste présentent une certaine incertitude. Afin de la prendre en compte, la variabilité de la grande majorité des données collectées a été représentée dans le modèle par une distribution *lognormale*, dont l'écart-type a été estimé à l'aide de cette même *matrice pedigree*. Certaines données ont en outre été associées à une distribution statistique uniforme ou triangulaire, bornée par des valeurs minimales et maximales obtenues des sources de données consultées.

La simulation Monte-Carlo est utilisée selon deux approches :

1. Quand appliquée sur un système seul, elle calcule la valeur moyenne ainsi que les valeurs minimum et maximum représentant un intervalle de confiance de 95 %. Ces résultats permettent d'ajouter des barres d'erreur sur les graphiques du chapitre 3.
2. Elle procède à la soustraction des deux systèmes que l'on souhaite comparer. Ainsi, les résultats indiquent la probabilité qu'une option ait des indicateurs plus élevés que l'autre.

Il faut noter que lorsque l'incertitude est calculée selon la première approche sur plusieurs systèmes à comparer, il en résulte une surestimation de la plage d'erreur. En effet, dans un mode comparatif, deux systèmes qui seraient identiques à un seul flux près ne devraient pas se voir attribuer la totalité de l'incertitude de leur inventaire, mais seulement l'incertitude du flux qui les distingue. C'est pourquoi la seconde approche est préférable pour les comparaisons, car elle ne tient pas compte des flux communs aux systèmes.

Dans la présente étude, il a néanmoins été choisi d'employer la première approche pour évaluer et présenter l'incertitude des données d'inventaire, parce qu'elle est plus facile à comprendre par les lecteurs. Ainsi, lorsque les barres d'erreur montrent une différence significative entre deux systèmes, la conclusion est toujours correcte. Par contre, lorsque deux systèmes sont identifiés comme non différents, une analyse selon la seconde approche Monte-Carlo peut fournir une information supplémentaire à savoir dans quelle proportion des cas une option est préférable à l'autre.

Incertitude sur les modèles de caractérisation

Cette seconde forme d'incertitude ne peut être quantifiée à l'aide d'une analyse statistique. Comme mentionné à la section 2.5, une analyse comparative des résultats obtenus avec différentes méthodes d'évaluation — ReCiPe et IMPACT World+ — a permis de vérifier si la variabilité des modèles de caractérisation avait une influence significative sur les conclusions et de tester la robustesse des résultats obtenus à partir d'IMPACT 2002+.

2.7 Revue critique

Parce que les résultats de cette étude sont voués à une divulgation publique, une revue critique a été réalisée par un comité d'experts indépendants, composé d'un spécialiste ACV et d'autres spécialistes des domaines impliqués dans l'étude.

Le comité de revue critique ayant été formé est composé de quatre membres (Tableau 2-8).

Tableau 2-8 : Membres constituants du comité de revue critique

Nom	Organisme d'attache	Implication / Champ d'expertise
Gontran Bage, ing., Ph.D.	Raymond Chabot Grant Thornton	Président du comité de revue / Spécialiste ACV, développement durable et gestion des gaz à effet de serre
Qussai Samak, Ph.D.	Université de Montréal	Réviseur externe / Expert en énergie
Jean-Marc Carpentier, B.Sc.	Indépendant	Réviseur externe / Expert indépendant en matière d'énergie
Victor Poudelet, ing.jr, M.Sc.A.	Raymond Chabot Grant Thornton	Réviseur externe / ACV, développement durable et gestion des gaz à effet de serre

Conformément aux normes ISO 14 040 et 14 044 (2006a, b), les objectifs de la revue critique étaient d'assurer que :

- Les méthodes utilisées par le CIRAIG pour réaliser l'analyse du cycle de vie sont :
 - cohérentes avec la norme internationale ISO 14040 ;
 - valables d'un point de vue technique et scientifique ;
 - appropriées et raisonnables par rapport à l'objectif de l'étude ;
- Les interprétations du CIRAIG reflètent les limitations identifiées et l'objectif de l'étude ;
- Le rapport détaillé est transparent et cohérent.

Le processus de revue critique a été réalisé en trois temps :

1. Révision du rapport final de l'étude par le comité de révision;
2. Correction, par le CIRAIG, et précision des éléments soulevés par les réviseurs;
3. Dépôt du rapport final révisé au mandataire.

Le rapport de revue critique et les réponses aux éléments soulevés seront présentés à l'Annexe F.

3 Résultats et discussion

Ce chapitre couvre les deux dernières phases de l'ACV : c'est-à-dire l'évaluation des impacts du cycle de vie (ÉICV) des systèmes étudiés et l'interprétation des résultats, conformément au cadre méthodologique présenté aux sections 2.5 et 2.6. Il présente le profil environnemental prospectif du gaz de schiste québécois, comprenant une analyse de contribution des différentes étapes liées à son exploitation, de même qu'une analyse comparative du gaz de schiste avec d'autres filières énergétiques dans des utilisations de chauffage en chaudière et de transport en autobus. Différentes études de sensibilités et une analyse de la qualité des données complètent le chapitre.

Les résultats présentés comprennent les quatre catégories de dommages (*Santé humaine, Qualité des écosystèmes, Changement climatique, Ressources*) de la méthode d'évaluation IMPACT 2002+.

Les résultats bruts de l'ÉICV sont disponibles à l'Annexe E.

3.1 Profil environnemental prospectif du gaz de schiste

Le premier objectif de l'étude était d'établir le profil environnemental prospectif du gaz de schiste exploité au Québec. Les résultats d'indicateurs d'IMPACT 2002+ cités plus haut ont servi à identifier les processus et paramètres qui contribuent le plus aux impacts potentiels (c.-à-d. à identifier les points chauds du cycle de vie du gaz de schiste).

La Figure 3-1 présente d'abord le profil environnemental du gaz de schiste, en considérant les quatre options de production et d'émissions définies au Tableau 2-1. Pour rappel, les options sont :

1. Production à petite échelle, faibles émissions fugitives (1%)
2. Production à petite échelle, émissions fugitives élevées (3%)
3. Production à grande échelle, faibles émissions fugitives (1%)
4. Production à grande échelle, émissions fugitives élevées (3%)

Le profil environnemental est présenté sur la base d'un mégajoule (MJ) de gaz de schiste, au réseau de distribution. Il inclut donc tout le cycle de production, mais exclut l'étape d'utilisation du gaz.

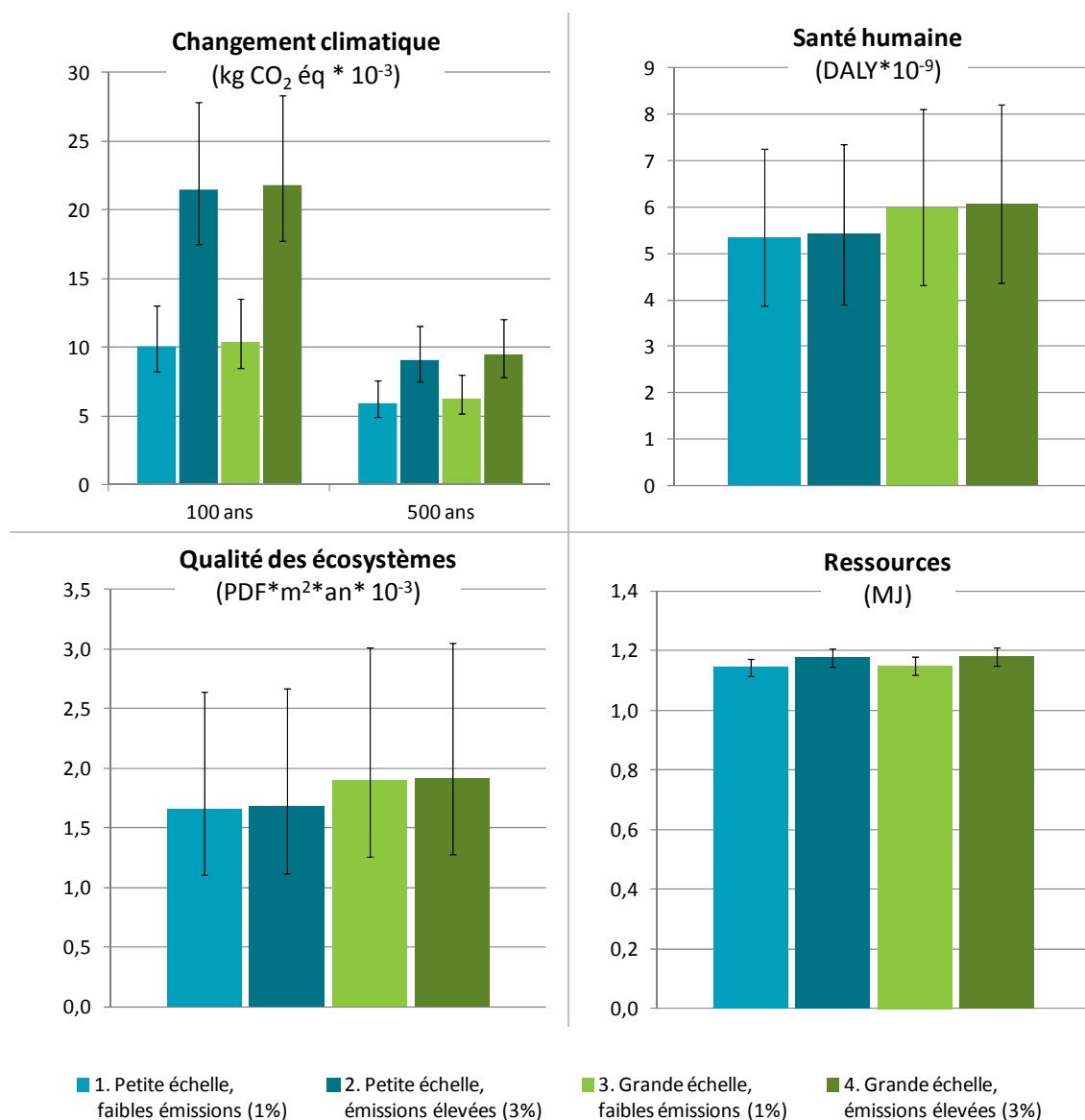


Figure 3-1 : Profil environnemental prospectif d'un mégajoule (MJ) de gaz de schiste québécois (méthode IMPACT 2002+).

Il ressort de cette première analyse que :

- Compte tenu de l'incertitude associée aux données d'inventaire, seul l'indicateur *Changement climatique* permet de distinguer les options comparées. Pour les autres catégories évaluées, il n'est pas possible de conclure quant à l'avantage environnemental d'une option par rapport aux autres.
- Pour l'indicateur *Changement climatique*, les conclusions sont les mêmes selon les horizons de temps de 100 ou de 500 ans et favorisent les options ayant un faible taux d'émissions fugitives. En effet, en passant de 1 à 3 % d'émissions fugitives (composées de méthane), les impacts potentiels évalués par cet indicateur sont augmentés de 53 %. Il s'agit donc d'un paramètre extrêmement sensible, qui affecte de manière importante la performance environnementale de l'exploitation des gaz de schiste, mais qui est difficile, voire impossible à évaluer avec précision. Par ailleurs, l'indicateur *Changement*

climatique est peu influencé par l'échelle de production modélisée — incluant le nombre de puits en opération, leur production de gaz sur l'ensemble de leur vie utile et les distances de transport des matières premières et équipements. À noter que des analyses de sensibilité portant sur l'influence des émissions fugitives et de la production des puits sont présentées à la section 3.4.

En négligeant l'incertitude, il peut en outre être noté que :

- l'indicateur *Ressource* est affecté de façon marginale par les options de production et d'émissions fugitives évaluées. Bien que le fait de passer d'une petite à une grande échelle de production ait pour effet de réduire les distances de transport des matières premières et des équipements et qu'une production par puits de 17 % moindre ait été considérée, la différence entre les options est d'au plus 3 %.
- les indicateurs *Santé humaine* et *Qualité des écosystèmes* favorisent les options ayant une production par puits plus élevée (ce qui, dans la modélisation effectuée, est le cas des options « à petite échelle »), puisque les résultats sont ramenés par MJ de gaz produit. Par ailleurs, ces catégories de dommage ne sont pas affectées par le taux d'émissions fugitives.

3.1.1 Analyse de contribution des étapes liées à la production du gaz de schiste

Pour déterminer l'importance relative des différentes étapes de production du gaz de schiste sur son cycle de vie, une analyse de contribution de ces étapes à l'impact total a été réalisée

Les profils des quatre options évaluées étant similaires (voir Annexe E), seuls les résultats de la première option (petite échelle, faible émissions) sont présentés ici. En outre, pour simplifier la présentation graphique, les résultats en valeurs relatives ont été utilisés. Le lecteur intéressé par les résultats en valeurs absolues peut se référer au détail de l'Annexe E.

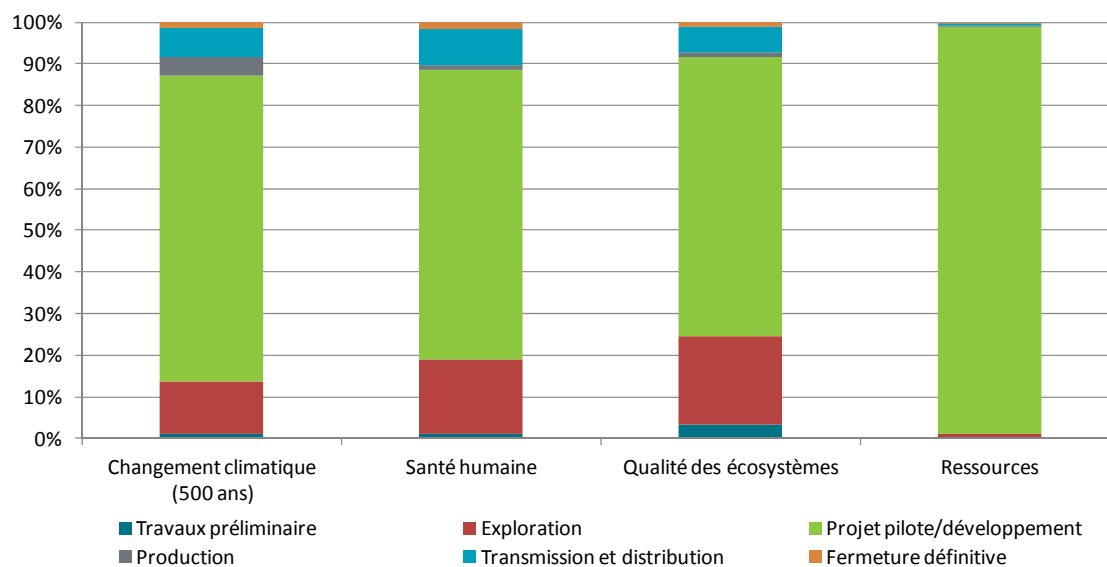


Figure 3-2 : Contribution environnementale relative des étapes du cycle de vie de la production du gaz de schiste (méthode IMPACT 2002+).

Il apparaît à la Figure 3-2 que les étapes d'exploration, de développement et de transmission se répartissent les impacts potentiels du cycle de vie du gaz de schiste, alors que les travaux préliminaires, la production et la fermeture définitive montrent des contributions plus

marginales. Il ressort également que l'indicateur *Ressource* est presque entièrement dominé par l'étape de projet pilote/développement.

Les paragraphes qui suivent présentent une analyse plus détaillée des étapes d'exploration (Figure 3-3), de projet pilote/développement (Figure 3-4), de production (Figure 3-5) et de transmission/distribution (Figure 3-6).

Étant donné le nombre important d'activités incluses dans les étapes d'exploration et d'exploitation, les activités liées au forage (opération de la machinerie, production et transport du liquide et des matériaux de forage) et à la fracturation (préparation, production et transport du liquide de fracturation et des explosifs et opération de la machinerie) ont été regroupées à la Figure 3-3 et à la Figure 3-4, dans le but d'en faciliter la lecture. La discussion fait cependant la distinction entre ces différentes activités, afin de cibler plus précisément les principaux contributeurs aux indicateurs environnementaux évalués.

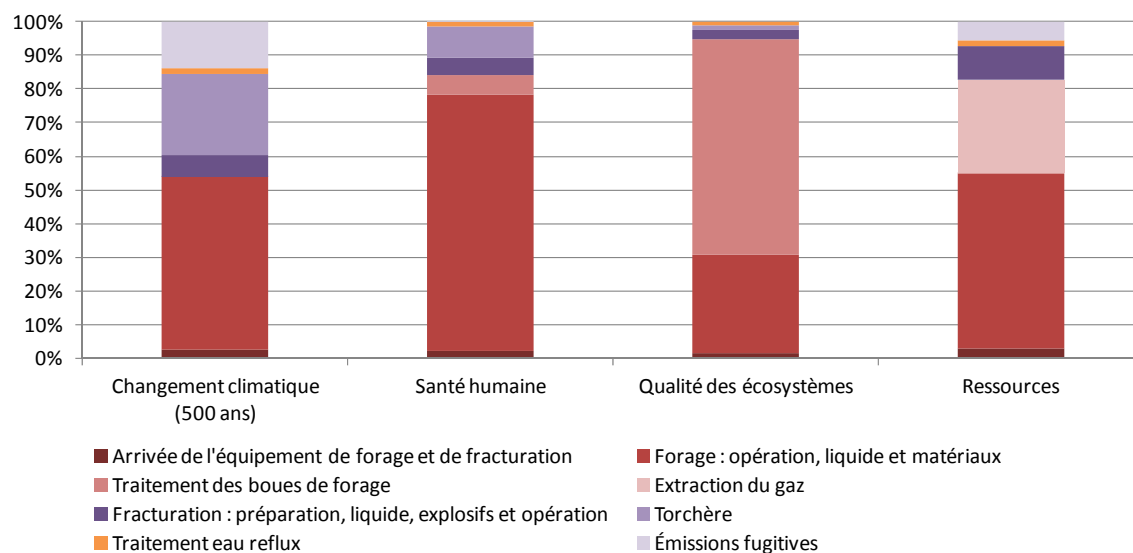


Figure 3-3 : Contribution environnementale relative détaillée de l'étape d'exploration du gaz de schiste (méthode IMPACT 2002+).

Le forage est l'activité qui influe le plus sur l'étape d'exploration. Cependant, selon l'indicateur environnemental, différentes activités contribuent à l'impact potentiel évalué. Les plus importantes sont :

- Pour l'indicateur *Changement climatique* ce sont principalement l'opération de la machinerie de forage (21 %), la production des matériaux pour les puits (26 %) (principalement les tuyaux d'acier), les émissions de combustion à la torchère (24 %) et les émissions fugitives (14 %) qui sont en cause. La production et le transport des liquides de forage et de fracturation comptent également pour 5 % de l'indicateur chacun.
- En *Santé humaine*, 76 % des impacts potentiels sont attribuables au forage, dont 49 % sont liés à l'opération de la machinerie (émissions de combustion), 24 % aux matériaux (principalement les tuyaux d'acier des puits) et 3 % au liquide de forage. Les émissions de la torchère (9 %), l'enfouissement des boues de forage (6 %) et les activités de fracturation (5 %) contribuent également à cette catégorie.

- L'indicateur *Qualité des écosystèmes* est principalement influencé par deux activités. D'abord le forage (29 %), dont l'opération de la machinerie (8 %) et la production et le transport des matériaux pour les puits (18 %) (surtout les tuyaux d'acier). Ensuite, l'enfouissement des boues de forage (64 %), à cause de l'émission au sol des métaux contenus dans les boues⁴. Enfin, la production et le transport des liquides de forage et de fracturation, de même que la combustion des gaz en torchère contribuent faiblement (à moins de 3% chacun) au résultat de la catégorie *Qualité des écosystèmes*.
- L'utilisation des *Ressources* est fortement affectée par le forage (21 % pour le diesel servant à l'opération de la machinerie, 25% pour les matériaux des puits (surtout les tuyaux d'acier) et 5 % pour le liquide de forage). L'extraction de la ressource « gaz naturel » compte pour 28 % de l'indicateur, alors que les émissions fugitives et la production du liquide de fracturation comptent respectivement pour 6 et 9 % du résultat.

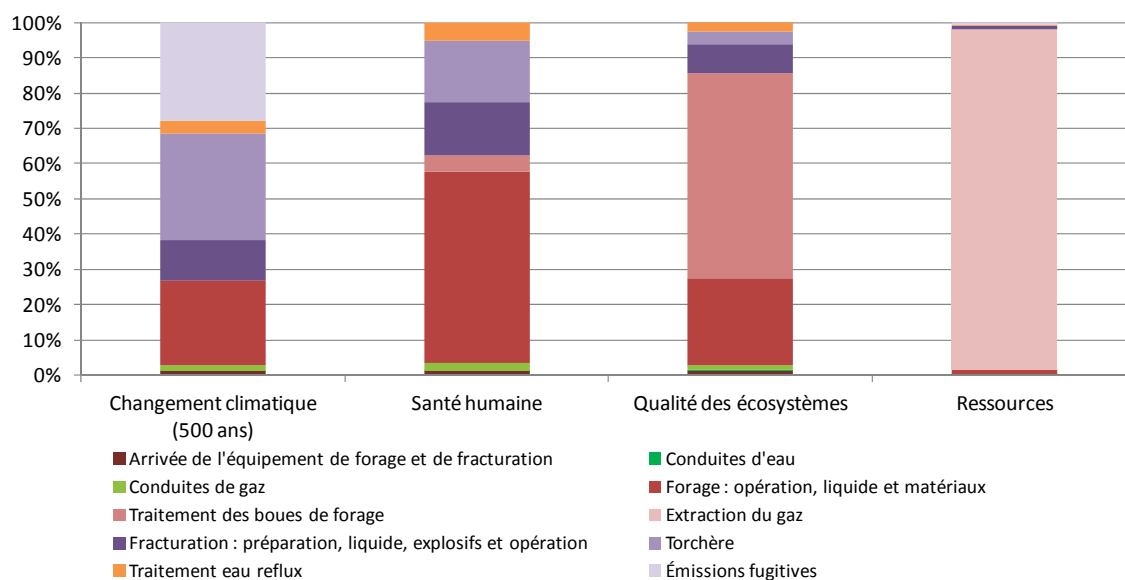


Figure 3-4 : Contribution environnementale relative détaillée de l'étape de développement/projet pilote du gaz de schiste (méthode IMPACT 2002+).

L'étape du projet pilote consiste à mettre en place un plus grand nombre de puits sur les sites qui se sont montrés intéressants lors de l'étape d'exploration. Comme pour l'exploration, cette étape est fortement influencée par les activités de forage. Les opérations de fracturation prennent par ailleurs une plus grande importance ; conséquence directe de la différence du nombre de fracturation par site (6 fracturations par site lors de l'exploration et 96 fracturations par site lors du développement).

⁴ Il est à noter que la méthode IMPACT 2002+ utilise des modèles de caractérisation qui ont tendance à surestimer l'impact potentiel des métaux émis au sol, engendrant d'importantes incertitudes pour cet indicateur. En outre, les boues ne sont généralement pas considérées comme dangereuses; à certains endroits les déblais de forage sont même valorisés par épandage, vu leur contenu élevé en carbonate de calcium (Molgat, 2013). Il est donc possible que l'enfouissement des boues de forage n'affecte pas autant l'indicateur *Qualité des écosystèmes*. L'analyse de sensibilité réalisée avec d'autres méthodes d'évaluation des impacts (sous-section 3.4.1) montre cependant que les conclusions générales ne sont pas modifiées par cette incertitude.

De manière plus détaillée, on constate que :

- L'indicateur *Changement climatique* est influencé par les activités de forage (10 % pour l'opération de la machinerie et 13 % pour la production et le transport des tuyaux d'acier pour les puits), les émissions de combustion à la torchère (30 %) et les émissions fugitives (28 %). La production et le transport des liquides de fracturation comptent également pour 9 % de l'indicateur et le traitement des eaux de reflux pour 4 %.
- En *Santé humaine*, 54 % des impacts potentiels sont attribuables au forage (dont 36 % à l'opération de la machinerie et 18 % à la production et au transport des tuyaux d'acier pour les puits) ; 17 % aux émissions de la torchère ; 15 % à la fracturation (dont 8 % pour l'opération de la machinerie et 7 % pour le liquide de fracturation). Enfin, le traitement des eaux de reflux et l'enfouissement des boues de forage comptent respectivement pour 5 et 4 % de l'indicateur.
- Comme précédemment, l'indicateur *Qualité des écosystèmes* est principalement influencé par l'enfouissement des boues de forage (58 %) et les activités de forage (25 %), dont l'opération de la machinerie (7 %) et la production et le transport des tuyaux d'acier des puits (17 %). La production et le transport du liquide de fracturation contribue également à 6 % de cette catégorie.
- Pour l'utilisation des *Ressources*, c'est presque uniquement l'extraction du gaz naturel qui est en cause (97%). Les émissions fugitives de même que la production et le transport des tuyaux d'acier et des liquides de forage et de fracturation complètent le bilan avec 1 % chacun.

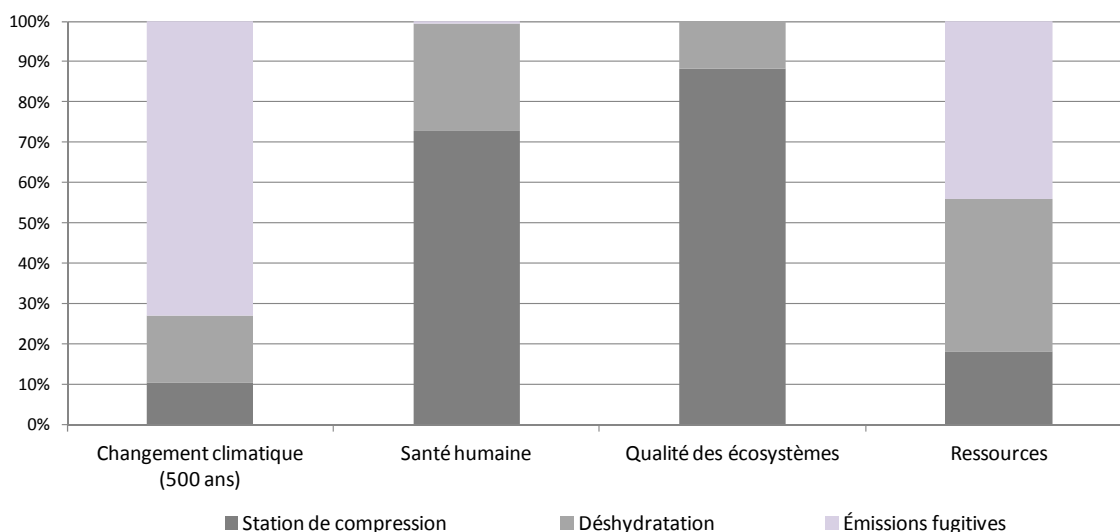


Figure 3-5 : Contribution environnementale relative détaillée de l'étape de production du gaz de schiste (méthode IMPACT 2002+).

L'étape de production consiste essentiellement à préparer le gaz selon les spécifications du distributeur. Les activités de compression et de déshydratation sont donc les seules à se partager les impacts, avec les émissions fugitives. De manière plus détaillée, on constate que :

- Pour l'indicateur *Changement climatique*, la grande majorité de l'impact potentiel est attribuable aux émissions fugitives de méthane lors de la compression (73 %), alors que 10 % est dû aux émissions des compresseurs de la station et 17 % aux opérations de

déshydratation. Cette importante prépondérance des émissions fugitives tient du fait que le méthane (CH_4) à un potentiel de réchauffement global (PRG_{500}) 7,6 fois plus élevé que le dioxyde de carbone (CO_2) produit lors de la combustion de carburants.

- Les indicateurs *Santé humaine* et *Qualité des écosystèmes* sont dominés par les émissions des compresseurs (73 et 88 % respectivement), alors que le méthane contenu dans les émissions fugitives n'influence pas ces catégories.
- Les impacts potentiels liés à l'utilisation des *Ressources* sont à 18 % attribuables aux émissions des compresseurs et à 38 % à l'étape de déshydratation (combustion de gaz naturel pour la production d'énergie et utilisation de triéthylène glycol pour le procédé). Le reste (44 %) est associé à la perte de ressource due aux émissions fugitives.

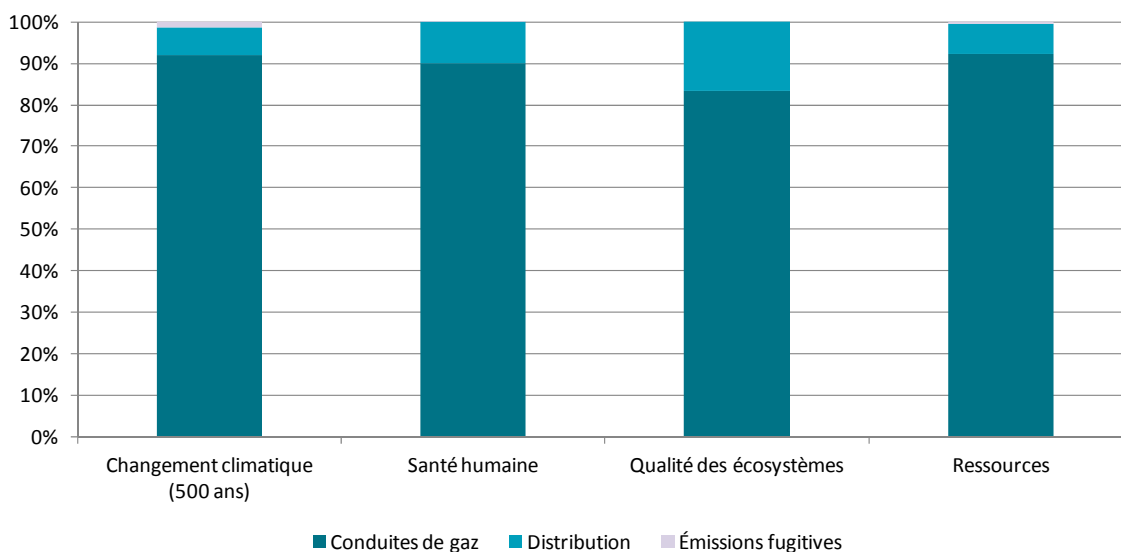


Figure 3-6 : Contribution environnementale relative détaillée de l'étape de distribution/transmission du gaz de schiste (méthode IMPACT 2002+).

Enfin, l'étape de transmission et distribution comprend l'installation des conduites de gaz de la station de compression jusqu'au réseau de distribution, le maintien de la pression dans ce réseau et une faible part d'émissions fugitives. De manière plus détaillée, on constate que :

- Pour l'indicateur *Changement climatique*, la majeure partie de l'impact potentiel est associé à la production et au transport des matériaux pour l'installation des conduites de gaz (92 %), alors que 7 % est liée aux émissions des compresseurs dans le réseau de distribution. Le reste (1 %) est attribuable aux émissions fugitives.
- Les indicateurs *Santé humaine* et *Qualité des écosystèmes* sont dominés par la production et le transport des matériaux pour l'installation des conduites de gaz (90 et 83 % respectivement). Le reste des impacts potentiels (10 et 17 % respectivement) sont associés aux émissions des compresseurs du réseau de distribution.
- Les impacts potentiels liés à l'utilisation des *Ressources* sont à 92 % attribuables à la production et au transport des matériaux pour l'installation des conduites de gaz, alors que les émissions des compresseurs et les émissions fugitives sont respectivement responsables de 7 et 1 % des impacts potentiels.

Globalement, on retient que...

- Seul l'indicateur *Changement climatique* permet de distinguer les options de production et d'émissions comparées. Pour les autres catégories évaluées, il n'est pas possible de conclure quant à l'avantage environnemental d'une option par rapport aux autres.
- Le **taux d'émissions fugitives** est un paramètre extrêmement sensible, qui affecte de manière importante la performance environnementale de l'exploitation des gaz de schiste sur le plan des changements climatiques (i.e. émissions de gaz à effet de serre), mais qui est difficile, voire impossible à évaluer avec précision.
- L'étape qui contribue le plus au cycle de vie de la production du gaz de schiste est celle du **projet pilote - développement**, qui consiste à forer et à fracturer un grand nombre de puits sur les sites qui se sont montrés intéressants lors de l'étape d'exploration. L'étape **d'exploration** affecte également le profil environnemental du gaz de schiste. Ensemble, ces deux étapes contribuent de 86 à 99 % des impacts potentiels évalués.
- Les **travaux préliminaires**, la **production** (préparation du gaz avant sa distribution) et la **fermeture définitive** du site contribuent de manière marginale aux impacts potentiels évalués.
- L'étape de **transmission-distribution** (incluant la production, le transport et l'installation des conduites de gaz pour relier la station de compression au réseau de distribution) affecte modérément (< 10 %) le profil environnemental du gaz de schiste.

De manière plus détaillée, les activités qui contribuent le plus aux étapes d'exploration et de développement sont :

- Les opérations de forage des puits, impliquant la combustion de diesel pour la machinerie et la production et le transport des tuyaux d'acier.
- Pour l'indicateur *Changement climatique* : les émissions de combustion à la torchère et les émissions fugitives.
- Pour l'indicateur *Qualité des écosystèmes* : l'enfouissement des boues de forage, à cause des métaux émis au sol. Ce résultat doit cependant être considéré avec prudence, vu les incertitudes liées au modèle de caractérisation employé.
- Pour l'indicateur *Ressources* : l'extraction du gaz naturel, qui constitue une ressource non renouvelable.

3.2 Analyse comparative avec d'autres filières énergétique dans des utilisations spécifiques

Le deuxième objectif de l'étude était de comparer le gaz de schiste québécois avec d'autres filières énergétiques dans des utilisations spécifiques de chauffage et de transport.

Note

Comme spécifié dans le modèle d'étude, l'analyse attributionnelle présentée dans cette section se veut une comparaison à petite échelle, pour alimenter la réflexion sur les sources énergétiques, sans pour autant prétendre répondre à la question « quels seraient les impacts environnementaux potentiels si le Québec se lançait dans l'exploitation du gaz de schiste sur son territoire » que seule une analyse de cycle de vie conséquente pourrait traiter. En ce sens, La modification des systèmes de chauffage ou de transport à grande échelle n'a pas été évaluée notamment, les impacts liés à l'implantation d'un système d'approvisionnement en gaz naturel pour les autobus et au remplacement de flottes d'appareils.

Cette analyse comparative ne doit en aucun cas servir à conclure à l'avantage d'une filière énergétique sur une autre dans le contexte global du Québec.

3.2.1 Production de chaleur en chaudière

Cette première analyse comparative a été effectuée sur la base d'un mégajoule de chaleur produit avec différentes chaudières servant au chauffage de commerces ou d'institutions, tel que défini par l'unité fonctionnelle.

La Figure 3-7 présente donc la comparaison du chauffage en chaudière à partir de gaz de schiste (selon les quatre options de production et d'émission évaluées) et de deux sources énergétiques comparées : le mazout raffiné au Québec et l'électricité du Québec.

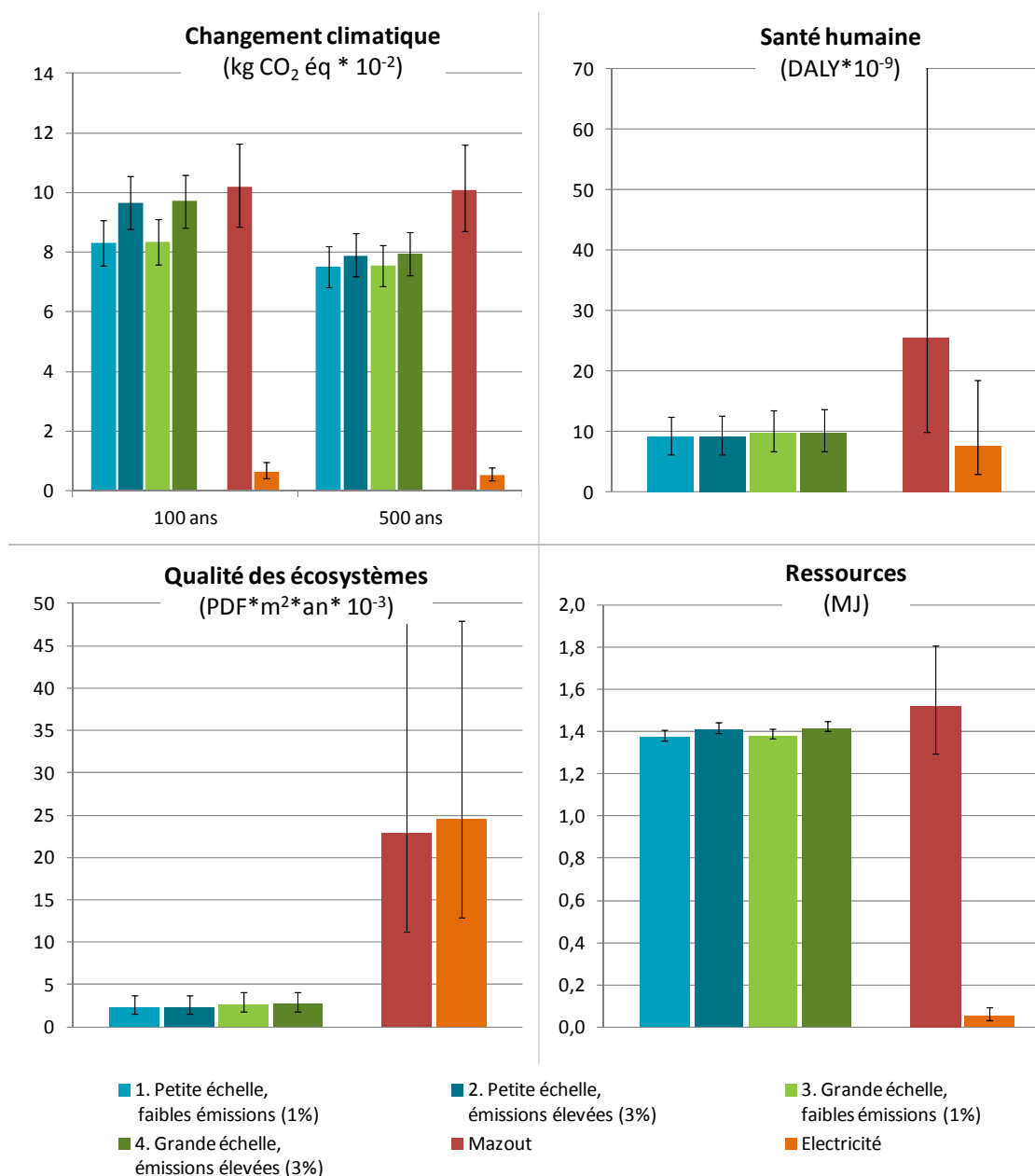


Figure 3-7 : Analyse comparative des différentes filières énergétiques – Production de 1 MJ de chaleur avec une chaudière (méthode IMPACT 2002+).

Les résultats montrent que, comme source de chaleur dans UNE chaudière, la comparaison entre le **gaz de schiste et le mazout** est variable :

- Pour l'indicateur *Changement climatique*, les conclusions varient selon l'horizon de temps considéré. Avec les facteurs sur 500 ans, le mazout présente plus d'impact potentiel que le gaz de schiste, peu importe l'option de production et d'émissions considérée. Par contre, lorsque les potentiels de réchauffement global sur 100 ans sont employés, un taux d'émissions fugitives de 3 % rend le gaz de schiste équivalent au mazout.

- En *Santé humaine*, le mazout est défavorisé, à cause des émissions de combustion ayant lieu directement à la chaudière, mais également dans toute la chaîne de production du carburant en amont (contribution de 36 et 69 % respectivement, principalement à cause des émissions de SO₂, NO_x et de particules).
- Pour la *Qualité des écosystèmes*, le chauffage au mazout présente clairement plus d'impacts potentiels, à cause des métaux émis à l'air lors de la combustion en chaudière et des métaux contenus dans les boues de forage, qui sont considérés émis au sol lors de leur traitement. Il faut rappeler que les modèles d'évaluation employés pour caractériser les émissions toxiques ont tendance à surestimer les impacts potentiels des métaux émis au sol. Les incertitudes quant aux résultats de l'indicateur *Qualité des écosystèmes* sont donc importantes. Cependant, l'analyse de sensibilité réalisée avec différentes méthodes d'évaluation des impacts (sous-section 3.4.1) confirme que la filière mazout est défavorisée par rapport aux deux types de gaz naturel pour une utilisation en chaudière.
- sont équivalents selon l'indicateur *Ressources* compte tenu des incertitudes.

Comme source de chaleur dans UNE chaudière, la comparaison de l'**électricité québécoise et du gaz de schiste** montre que :

- l'électricité québécoise est clairement préférable selon les catégories *Changement climatique* et *Ressources*, représentant des impacts de 93 % et de 96 % moindres respectivement.
- Il n'est pas possible de trancher pour l'indicateur *Santé humaine*, la différence entre leurs résultats étant inférieure aux incertitudes des données et modèles.
- L'indicateur *Qualité des écosystèmes* défavorise le chauffage électrique. Cet indicateur est fortement influencé (à 84 %) par l'étape de distribution d'électricité, à cause de la lixiviation des produits de préservation des poteaux de bois (chrome et cuivre) et de la production des câbles de distribution. Les métaux émis (Cr, Cu) par le réseau de transmission influencent également cet indicateur, mais dans une moindre mesure (13 %). Encore une fois, l'incertitude sur les modèles d'évaluation employés affecte fortement les résultats de l'indicateur *Qualité des écosystèmes*. L'analyse de sensibilité réalisée avec différentes méthodes d'évaluation des impacts (sous-section 3.4.1) montre d'ailleurs que la tendance défavorisant la filière électrique n'est pas observée avec les autres méthodes testées.

La Figure 3-8 présente la contribution environnementale de l'étape de production du gaz de schiste (« amont » tel que défini par le profil environnemental présenté précédemment) par rapport à l'étape d'utilisation en chaudière (incluant à la fois les infrastructures, l'opération et les émissions de combustion).

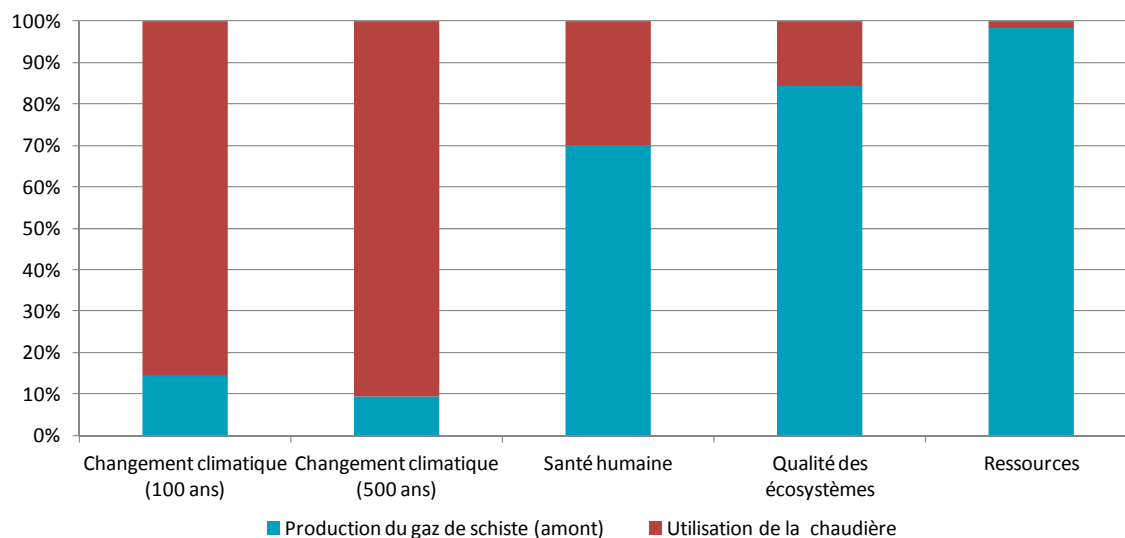


Figure 3-8 : Contribution environnementale de la production du gaz de schiste et de son utilisation en chaudière (méthode IMPACT 2002+).

(Résultats considérant l'option de production de gaz de schiste à petite échelle et de faibles émissions fugitives).

Il est possible d'observer que :

- pour l'indicateur *Changement climatique* (100 ans et 500 ans), c'est l'étape d'utilisation qui contribue le plus à l'impact potentiel (87 et 93 % respectivement), principalement à cause des émissions de combustion du gaz dans la chaudière.
- la quasi-totalité des impacts potentiels liés à l'indicateur *Ressources* (98 %) sont liés à l'amont, soit l'extraction du gaz de schiste (une ressource non renouvelable). En contrepartie, la consommation de ressources liée à l'étape d'utilisation en chaudière comprend uniquement les matériaux et combustibles pour la production des infrastructures, de même que la consommation d'électricité pour son fonctionnement.
- la production du gaz de schiste domine les catégories *Santé humaine* et *Qualité des écosystèmes*, mais l'étape d'utilisation y contribue néanmoins pour 30 et 12 % des impacts potentiels totaux respectifs, à cause des émissions de combustion.

3.2.2 Déplacement d'un autobus sur 1 km

Cette seconde analyse comparative a été effectuée sur la base du déplacement d'un autobus sur une distance de 1 km, tel que défini par l'unité fonctionnelle.

La Figure 3-9 présente donc la comparaison du transport à partir de gaz de schiste (selon les quatre options de production et d'émission évaluées) et du diesel raffiné au Québec.

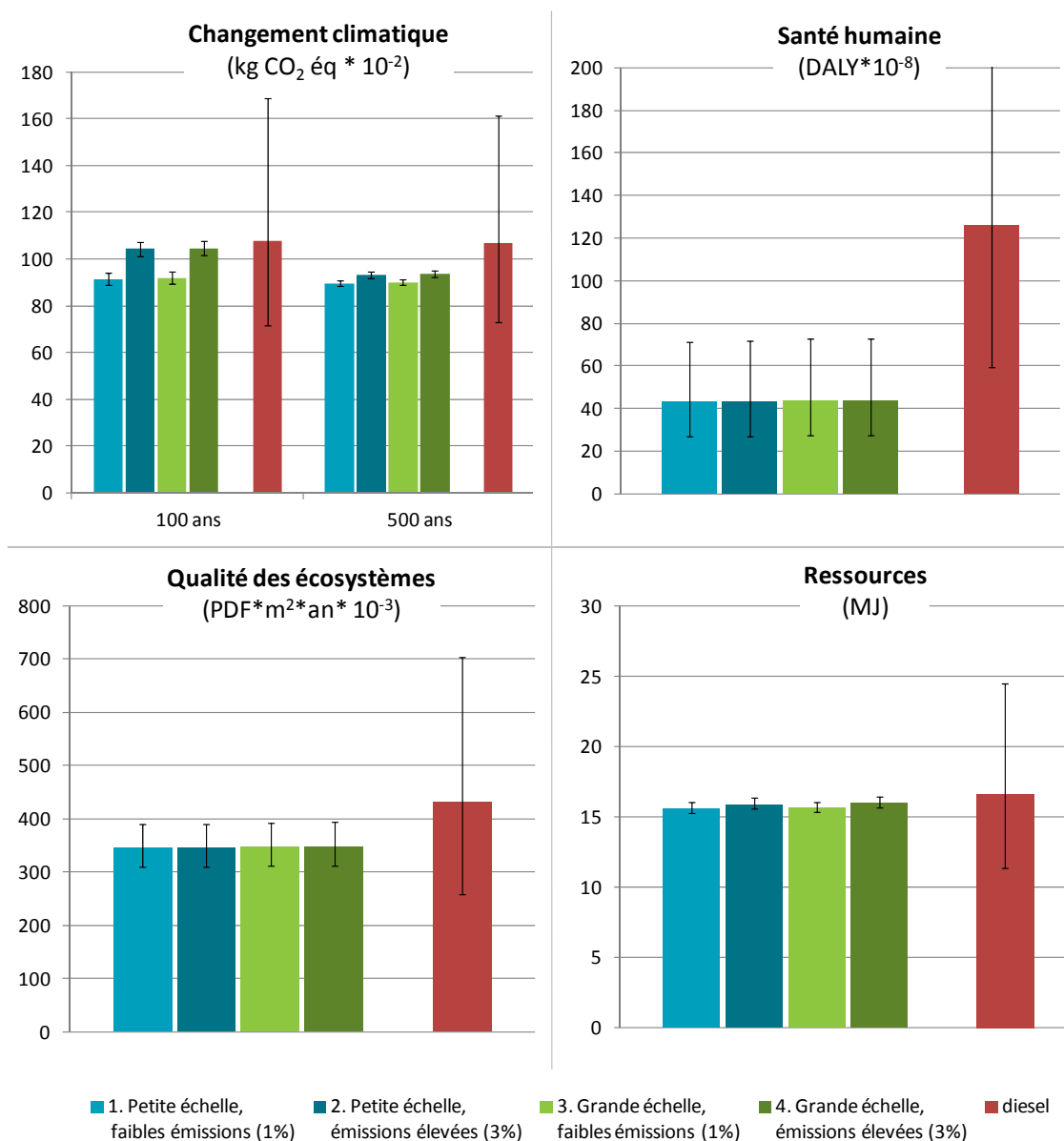


Figure 3-9 : Analyse comparative des différentes filières énergétiques – Déplacement d'un autobus sur 1 km (méthode IMPACT 2002+).

Les résultats montrent que, pour le déplacement d'UN autobus :

- **la comparaison entre le gaz de schiste et le diesel est variable :**
 - Pour l'indicateur *Changement climatique*, étant donné les incertitudes, il n'est pas possible de conclure quant à l'avantage d'une filière. En ne tenant pas compte des barres d'erreur, les conclusions varient selon l'horizon de temps

considéré. Avec les facteurs sur 500 ans, le diesel présente plus d'impact potentiel que le gaz de schiste, peu importe l'option de production et d'émissions considérée. Par contre, lorsque les potentiels de réchauffement global sur 100 ans sont employés, les options impliquant un faible taux d'émissions fugitives de gaz de schiste deviennent préférables à l'utilisation de diesel.

- En *Santé humaine*, le diesel est défavorisé, à cause des émissions lors de la combustion de l'autobus – principalement le monoxyde d'azote (NO), qui compte pour près de 60 % de l'indicateur et qui est totalement absent des émissions modélisées pour un autobus au gaz naturel.
- Pour la *Qualité des écosystèmes*, en ne tenant pas compte des barres d'erreur, l'autobus au diesel présente plus d'impacts potentiels, à cause des émissions de métaux à l'air lors de son opération, de même que des métaux contenus dans les boues de forage, qui sont considérés émis au sol lors de leur traitement. Comme mentionné précédemment, les incertitudes quant aux résultats de l'indicateur *Qualité des écosystèmes* sont importantes. Cependant, l'analyse de sensibilité réalisée avec différentes méthodes d'évaluation des impacts (sous-section 3.4.1) confirme que la filière diesel est défavorisée par rapport aux deux types de gaz naturel pour une utilisation en autobus.
- sont équivalents selon l'indicateur *Ressources* compte tenu des incertitudes sur les données d'inventaire et sur les modèles de caractérisation.

La Figure 3-10 présente la contribution environnementale de l'étape de production du gaz de schiste (« amont » tel que défini par le profil environnemental présenté précédemment) par rapport à son utilisation (incluant à la fois les infrastructures, l'opération et les émissions de combustion liées au déplacement d'un autobus).

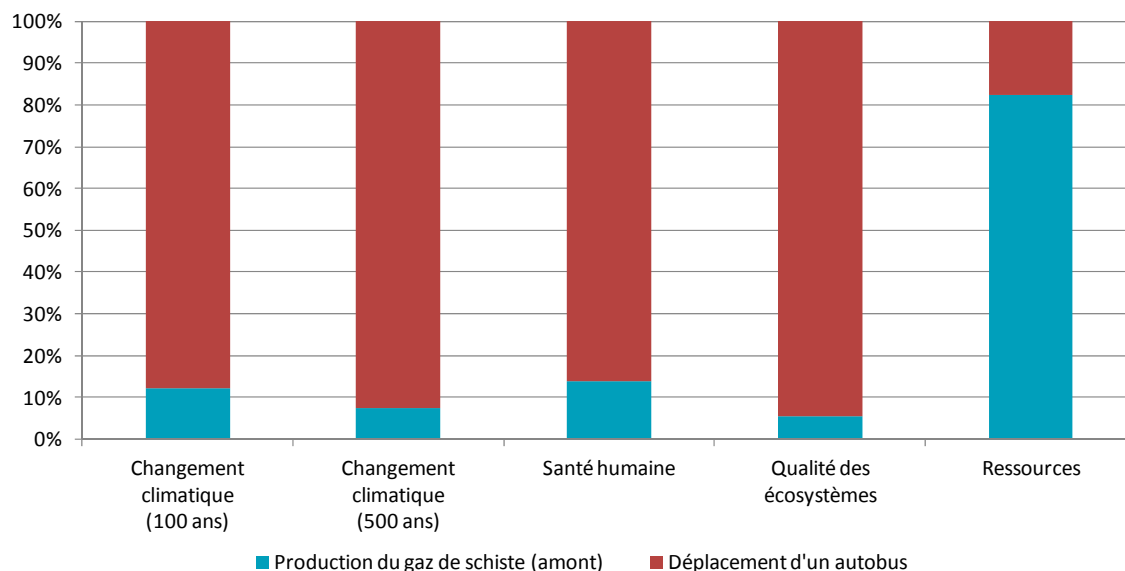


Figure 3-10 : Contribution environnementale de la production du gaz de schiste (amont) et son utilisation à des fins de transport (méthode IMPACT 2002+).
(Résultats considérant une production à petite échelle et de faibles émissions fugitives).

Il est possible d'observer que :

- pour l'indicateur *Changement climatique* (100 ans et 500 ans), c'est l'étape d'utilisation qui contribue le plus à l'impact potentiel (88 et 93 % respectivement), à cause des émissions de combustion du gaz dans les autobus.
- une part importante des impacts potentiels liés à l'indicateur *Ressources* (82 %) sont liés à l'amont, soit l'extraction du gaz de schiste (une ressource non renouvelable). En contrepartie, la consommation de ressources liée à l'étape d'utilisation en autobus sert à la production de l'autobus (4 %) et de l'infrastructure routière (12 %).
- contrairement à l'analyse précédente où la production (amont) du gaz de schiste dominait sur sa combustion en chaudière, c'est l'étape d'utilisation du gaz dans les autobus qui domine les catégories *Santé humaine* et *Qualité des écosystèmes* (86 et 95 % respectivement) Celle-ci comprend la combustion du gaz, mais également l'usure des pneus, de même que la production et l'entretien du véhicule et du réseau routier.

3.3 Qualité des données d'inventaire

Les résultats de l'analyse de la qualité des données d'inventaire sont résumés à l'Annexe D du présent rapport.

Toutes les informations provenant du Projet type (van Durme et coll., 2012) ou ayant été fournies au CIRAIG par le BCES dans le cadre du présent projet (Annexe C) ont été considérées comme étant des données fiables et représentatives pour le cas à l'étude, puisqu'elles ont été colligées et adaptées spécifiquement afin de réaliser une étude prospective de l'exploration et de l'exploitation du gaz de schiste au Québec.

L'étape de projet pilote/développement, qui contribue le plus aux impacts potentiels du gaz de schiste, est représentée par des données jugées suffisantes. Seul le traitement des boues et déblais y a une très forte contribution et une qualité de donnée pouvant être améliorée. Or, cette grande contribution n'est liée qu'à l'indicateur *Qualité des écosystèmes*, pour lequel il existe d'importantes incertitudes. Il n'est donc pas apparu essentiel de modéliser la fin de vie des boues et déblais avec plus de précision.

Pour l'étape d'exploration (deuxième plus grand contributeur au cycle de vie du gaz de schiste), outre le traitement des boues et déblais déjà discuté, la quantité de gaz envoyé à la torchère est inconnue, alors que ses émissions de combustion lors des essais de production comptent pour 24 % de l'indicateur *Changement climatique* pour cette étape. Afin de compenser cette incertitude, une plage de valeurs probables a été employée et les résultats présentés avec les barres d'erreur incluent donc la variabilité de ce flux.

Les autres processus identifiés comme moins certains contribuent peu à l'impact global.

Enfin, les paramètres clés dont la valeur est incertaine, comme les émissions fugitives et la production des puits, ont également fait l'objet d'analyses en sensibilité afin de voir l'effet des hypothèses retenues sur les conclusions de l'étude.

3.4 Analyses de sensibilité

Le profil environnemental et l'analyse comparative ont été réalisés à partir de données d'inventaires basés sur les meilleures estimations représentatives d'une situation moyenne,

représentée par le *Projet type* (van Durme et coll., 2012). Il existe cependant une variabilité intrinsèque aux données d'inventaires utilisées. Cette section vise à établir la robustesse des conclusions obtenues dans cette étude en considérant cette variabilité.

Les résultats détaillés des analyses de sensibilité réalisées sont présentés à l'Annexe E.

3.4.1 Évaluation des impacts avec la méthode ReCiPe et IMPACT World +

Comme mentionné précédemment, l'évaluation des impacts a été réalisée avec une deux autres méthodes, ReCiPe et IMPACT World+, afin de vérifier si la variabilité des modèles de caractérisation avait une influence significative sur les conclusions et donc, de tester la robustesse des résultats obtenus à partir d'IMPACT 2002+.

Il est à noter que toutes les méthodes d'évaluation des impacts actuellement disponibles utilisent une modélisation de l'indicateur *Changement climatique* basé sur l'approche du GIEC, avec un horizon de temps de 100 ou 500 ans, comme présenté plus haut. Il n'a donc pas été jugé pertinent de présenter une comparaison pour cette catégorie d'impact. Par ailleurs, la méthode IMPACT World+ ne compte pas d'indicateur *Ressources* pouvant être comparée à IMPACT 2002+.

La Figure 3-11 présente le profil environnemental du gaz de schiste selon les trois méthodes d'impact retenues.

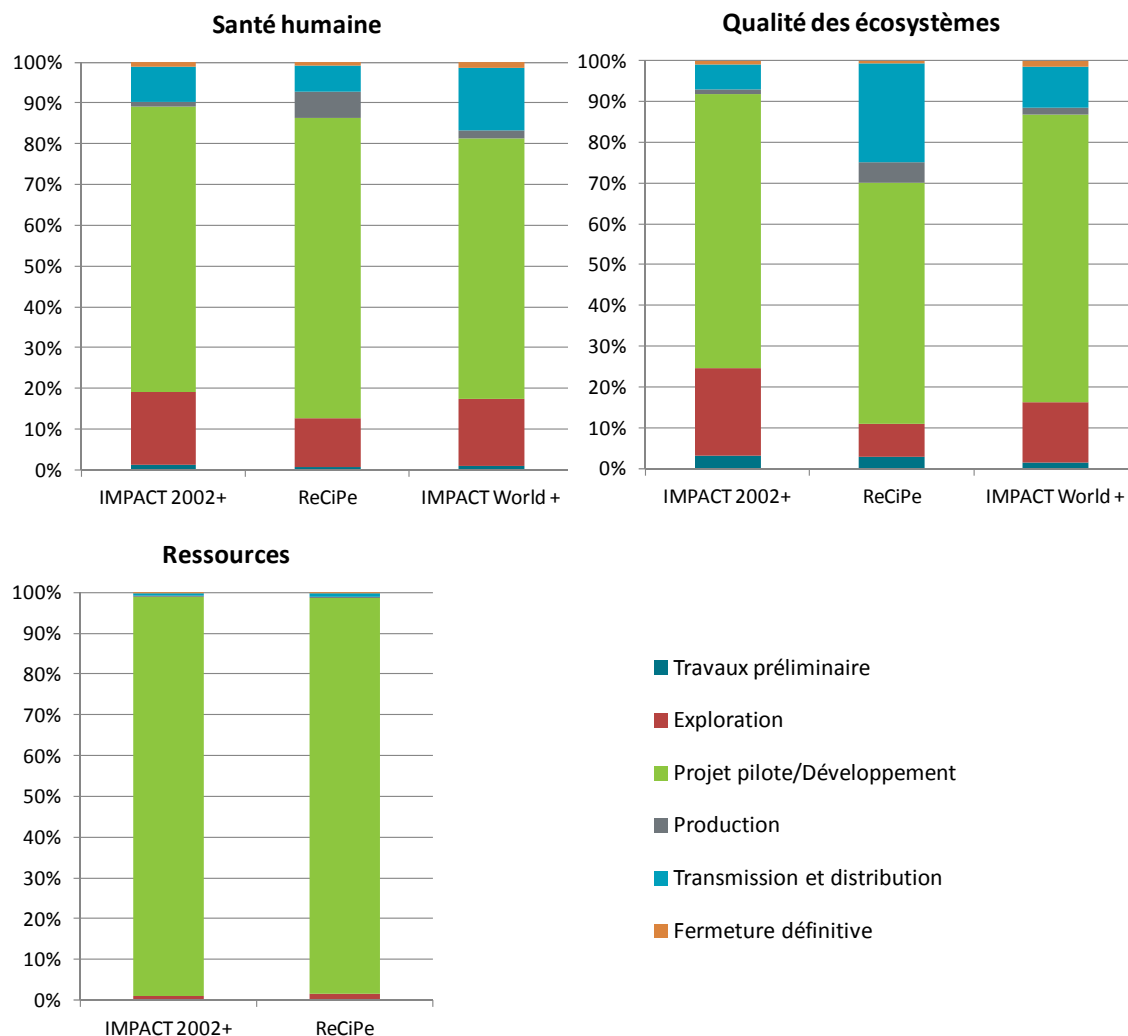


Figure 3-11 : Contribution environnementale relative des étapes du cycle de vie de la production du gaz de schiste (méthodes IMPACT 2002+, ReCiPe (H) et IMPACT World+).

En ce qui concerne les principaux contributeurs au profil environnemental du gaz de schiste, les résultats obtenus par la méthode ReCiPe et IMPACT World+ confirment ceux obtenus avec la méthode IMPACT 2002+, les tendances étant les mêmes pour les différents indicateurs évalués. De plus, le classement des étapes du cycle de vie les plus contributrices reste identique, à savoir : 1) Projet pilote/ développement; 2) Exploration; 3) Transmission/distribution et 4) production. Pour toutes les méthodes, les étapes de travaux préliminaires et de fermeture définitive contribuent marginalement aux indicateurs environnementaux.

Les résultats apportent cependant certaines nuances, dues à sa façon différente de modéliser les impacts potentiels. Il en ressort notamment que, selon ReCiPe, l'indicateur *Qualité des écosystèmes* est plus fortement influencé par l'étape de transmission/distribution et moins par les étapes d'exploration et de projet pilote/développement. La différence tient majoritairement à la façon différente de modéliser les émissions de métaux au sol lors de l'enfouissement des boues de forage. Dans les méthodes IMPACT 2002+ et IMPACT World+, tous les métaux émis sont considérés disponibles, ce qui a pour effet de surestimer leurs impacts potentiels. Malgré cela, les conclusions restent inchangées.

La Figure 3-12 présente l'analyse comparative des différentes filières énergétiques pour la production de chaleur en chaudière, selon les méthodes ReCiPe et IMPACT World+.

La comparaison des filières énergétiques pour la production de chaleur en chaudière montre les mêmes tendances que celles précédemment observées avec la méthode IMPACT 2002+, à savoir que :

- en *Santé humaine* et *Qualité des écosystèmes*, la filière mazout présente plus d'impacts potentiels que les autres options;
- l'utilisation d'une chaudière électrique présente un bénéfice marqué sur le plan de l'utilisation des *Ressources*.

Les résultats apportent cependant certaines nuances, dues à sa façon différente de modéliser les impacts potentiels liés à la *Qualité des écosystèmes* :

- Les impacts relatifs au mazout se voient largement diminués, passant d'une différence d'un ordre de grandeur à une différence inférieure à un facteur 2. Encore une fois, il s'agit de la modélisation des métaux (émis à l'air et au sol) durant le cycle de vie du mazout et de sa combustion.
- Tant IMPACT World+ que ReCiPe concluent que le chauffage en chaudière électrique est présente moins d'impacts potentiels que le gaz de schiste. Cette inversion est encore une fois due à la modélisation des métaux émis au sol.

Malgré ces différences, les conclusions restent inchangées.

La Figure 3-13 présente pour sa part l'analyse comparative pour le déplacement d'un autobus sur 1 km.

La comparaison des filières énergétiques pour le déplacement d'un autobus montre les mêmes tendances que celles précédemment observées avec la méthode IMPACT 2002+.

Les résultats apportent cependant une nuance en *Santé humaine*, où les impacts relatifs au diesel se voient largement diminués, passant d'une différence de 66 à 18 %. Cette différence est due à la façon différente de modéliser les impacts potentiels : alors qu'IMPACT 2002+ attribue un effet important au monoxyde d'azote dans l'évaluation de cet indicateur (plus spécifiquement sur les *effets respiratoires*), les méthodes IMPACT World+ et ReCiPe n'incluent pas cette substance parmi celles qui affectent leurs indicateurs *Santé humaine*.

Malgré cette différence, les conclusions restent inchangées.

En conclusion, il est possible d'affirmer que globalement, l'analyse de sensibilité avec les méthodes ÉICV ReCiPe (H) et IMPACT World+ confirme les résultats de l'étude et atteste de leur robustesse.

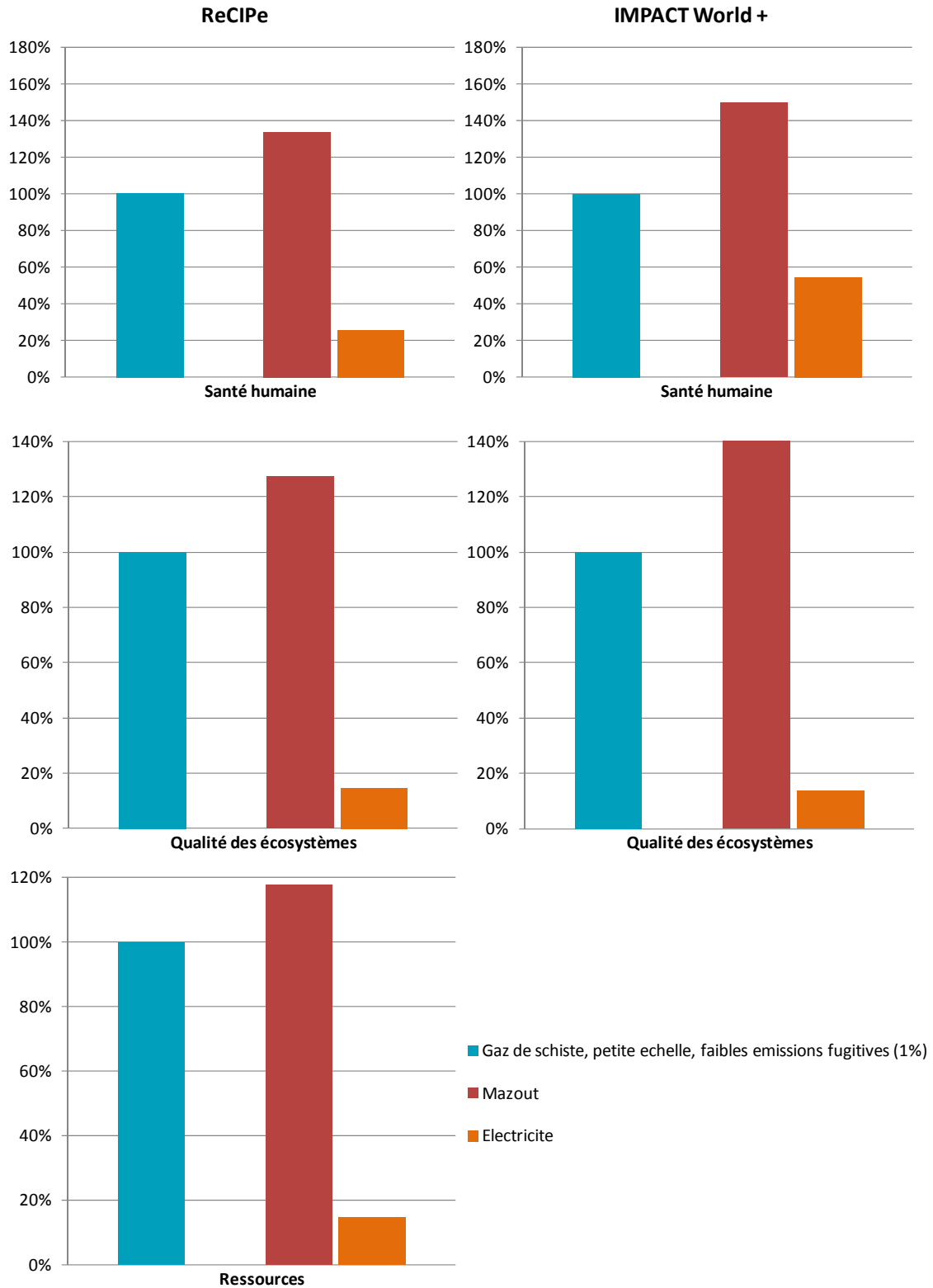


Figure 3-12 : Analyse comparative des différentes filières énergétiques – Production de 1 MJ de chaleur dans une chaudière (méthodes ReCiPe (H) et IMPACT World+).
 Le gaz de schiste sert de base comparative (valeur=100%).

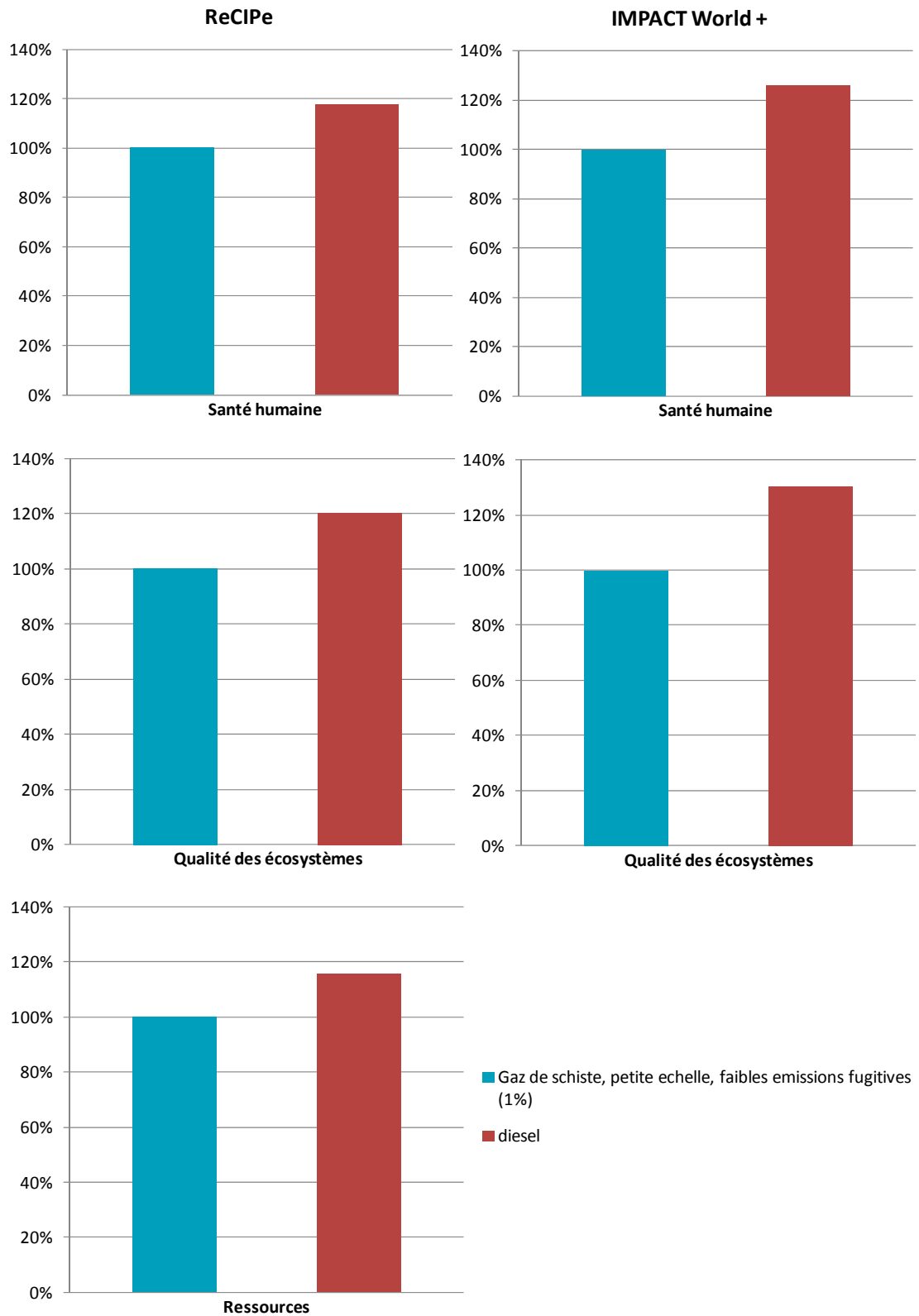


Figure 3-13 : Analyse comparative des différentes filières énergétiques – Déplacement d’un autobus sur 1 km (méthodes ReCIPE (H) et IMPACT World+).
Le gaz de schiste sert de base comparative (valeur=100%).

3.4.2 Variabilité des émissions fugitives

Rappel : La présente étude est basée sur les données du Projet type (van Durme et coll., 2012), qui définit de bonnes pratiques de l'industrie sur le terrain en ce qui a trait aux émissions fugitives du gaz de schiste (p.ex., le gaz est envoyé à la torchère lors d'essai de production). La littérature rapporte cependant des émissions fugitives variant de 0,5 à 8 % de la production totale. Bien que les plus récentes études fassent état d'émissions fugitives plus faible, la valeur de 8% a tout de même été considérée puisqu'elle ne peut être totalement écartée. De plus, il existe une réelle variabilité de production d'un puits à un autre : alors que l'industrie rapporte une production moyenne de $8,50 \times 10^7 \text{ m}^3/\text{puits}$, plusieurs études évaluent la production à des valeurs inférieures (jusqu'à $2,38 \times 10^7 \text{ m}^3/\text{puits}$). Cette analyse de sensibilité vise à établir les conséquences associées à une augmentation des émissions fugitives, dans un contexte de production variable.

Puisque les émissions fugitives ont surtout des conséquences sur l'indicateur *Changement climatique*, cette analyse de sensibilité ne considère que les facteurs de caractérisation du GIEC pour un horizon de temps de 100 ans. La Figure 3-14 présente les émissions de GES associées à la production d'un mégajoule de gaz, en fonction de différentes valeurs de production d'un puits et de différents taux d'émissions fugitives (allant de 0,5 à 8 %).

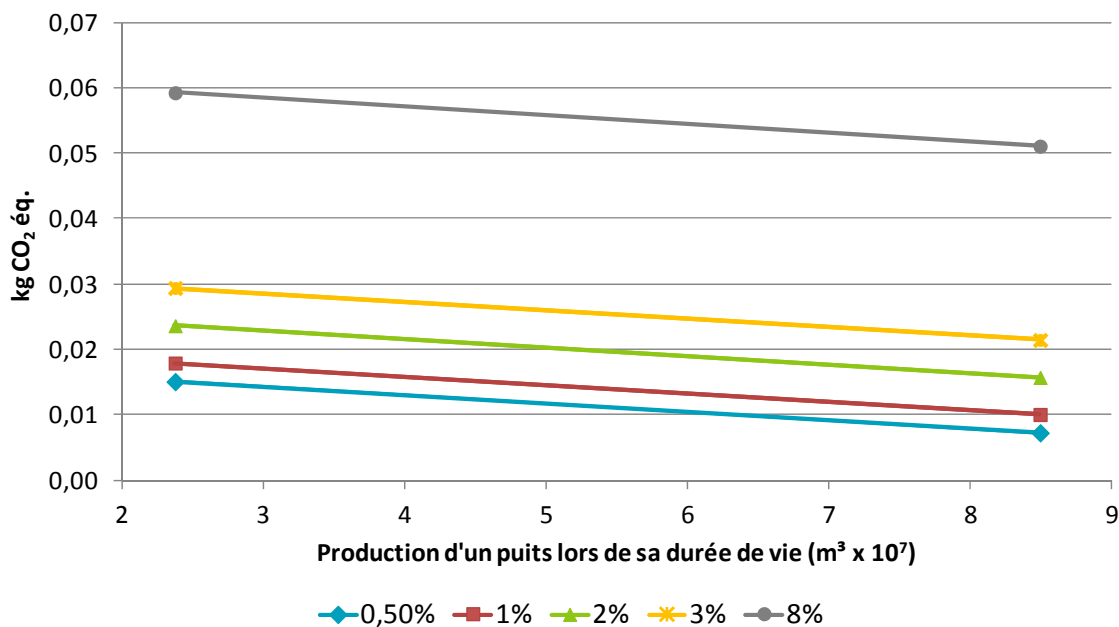


Figure 3-14 : Effet du taux d'émissions fugitives sur le profil environnemental du gaz de schiste québécois – Production de 1 MJ de gaz (méthode « GIEC 2007 », 100 ans).

À l'issue de cette analyse, il ressort que :

- le taux d'émissions fugitives considérées a une influence considérable sur le profil d'un mégajoule de gaz de schiste. Selon la productivité du puits, le fait de passer de 1 à 3% d'émissions fugitives, tel que posé dans les options de base, augmente l'indicateur *Changement climatique* d'un facteur allant de 1,6 à 2,1 (pour une production faible à élevée respectivement).

- Le taux d'émissions fugitives de 8 %, correspondant au maximum répertorié dans la littérature, se traduirait par une augmentation de ce même indicateur de 3,3 à 5,1 fois par rapport à un taux de fuites de 1 %.
- Un taux d'émissions fugitives de 0,5 %, correspondant aux plus faibles taux mentionnés dans les publications récentes, se traduirait par une diminution de l'indicateur *Changement climatique* par un facteur de 1,2 à 1,4 par rapport à un taux de fuite de 1 %. Ce résultat a été intégré à la discussion dans le bilan GES présenté au chapitre 4.

3.4.3 Volume de production d'un puits

Rappel : Tel que présenté précédemment (Tableau 1-3), il existe une variabilité réelle du volume de production d'un puits. Sachant que l'hypothèse concernant la production totale de gaz par puits a une influence directe sur le profil environnemental d'un MJ de gaz de schiste, cette analyse de sensibilité vise à évaluer l'influence d'une baisse de production importante d'un puits, passant de $8,50 \times 10^7$ m³/puits (valeur de base pour les scénarios à petite échelle) à $2,38 \times 10^7$ m³/puits (valeur minimale recensée dans la littérature (Hughes, 2011) et correspondant à une baisse de 72 %) sur les résultats obtenus.

L'analyse a été réalisée sur le profil environnemental du gaz de schiste, de même que sur les comparaisons dans les utilisations de chauffage et de transport.

La Figure 3-15 montre que pour l'option 1 (scénario à petite échelle, faible émissions fugitives), un puits ayant une faible productivité présente des performances environnementales beaucoup moins intéressantes. Considérant la production de gaz minimale répertoriée, les impacts potentiels d'un mégajoule de gaz de schiste sont augmentés de 130 % pour l'indicateur *Changement climatique*, de 220 % en *Santé humaine* et 145 % en *Qualité des écosystèmes*. L'indicateur *Ressources* est peu affecté (11 % de plus), étant donné que les résultats sont rapportés sur une base énergétique et que le gaz naturel extrait est le principal contributeur à cette catégorie.

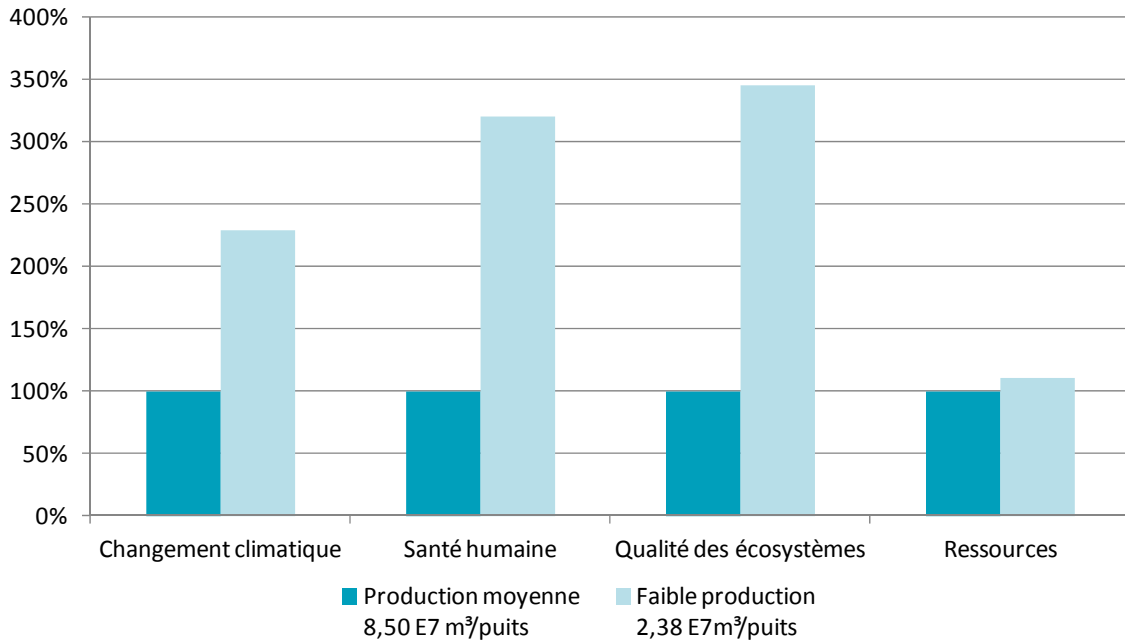


Figure 3-15 : Effet de la baisse de production des puits sur le profil environnemental du gaz de schiste — Production de 1 MJ de gaz (IMPACT 2002+).

Résultats considérant une production à petite échelle et de faibles émissions fugitives. Le cas de base sert de référence (valeur = 100 %).

Dans un contexte d'utilisation pour le chauffage en chaudière (Figure 3-16), la diminution de la production d'un puits est un paramètre qui, en ne tenant pas compte des incertitudes, augmente les impacts potentiels du gaz de schiste dans les catégories d'impact *Santé humaine* et *Qualité des écosystèmes*, mais n'engendre pas d'inversion des conclusions obtenues.

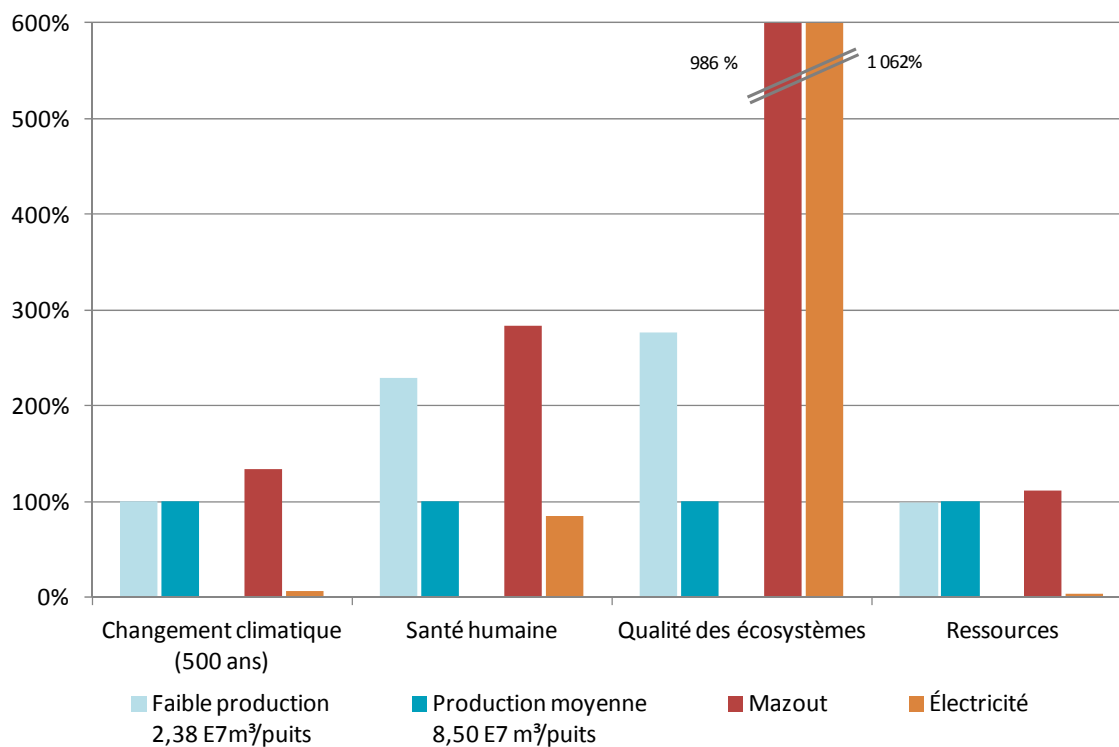


Figure 3-16 : Effet de la baisse de production des puits de gaz de schiste sur l'analyse comparative des différentes filières énergétiques –Production de 1 MJ de chaleur dans une chaudière (IMPACT 2002+).

Résultats considérant une production à petite échelle et de faibles émissions fugitives. Le gaz de schiste, production moyenne, sert de base comparative (valeur=100%).

La Figure 3-17 montre tout comme pour la production de chaleur, une diminution de la production d'un puits augmente les impacts potentiels liés au déplacement d'un autobus sur 1 km. Les conclusions demeurent cependant inchangées.

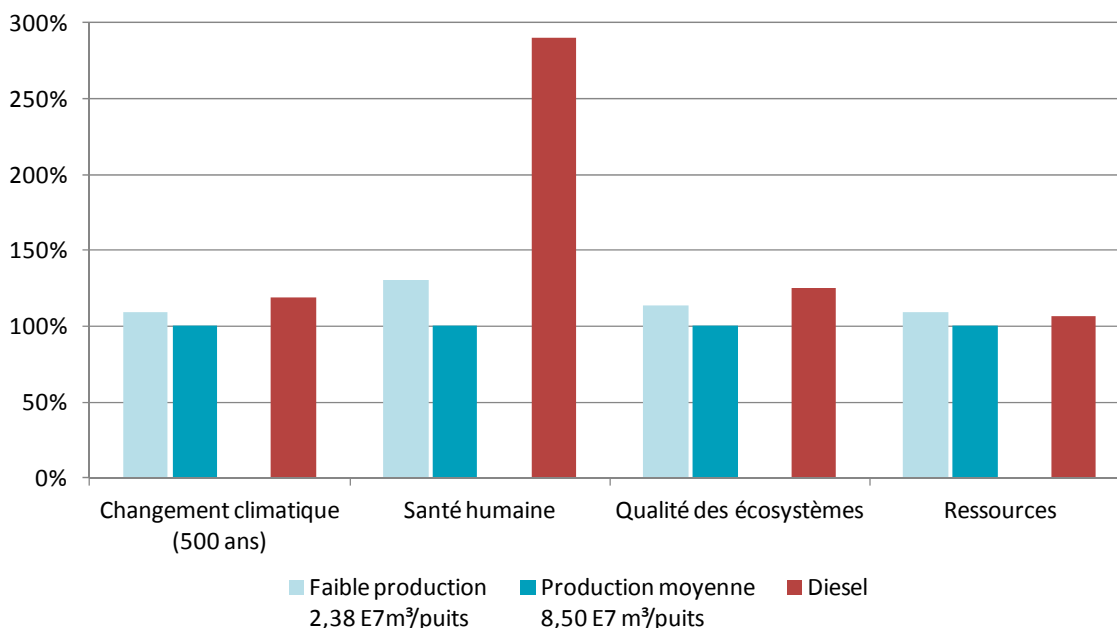


Figure 3-17 : Effet de la baisse de production des puits de gaz de schiste sur l'analyse comparative de différentes filières énergétiques – Déplacement d'un autobus sur 1 km (IMPACT 2002+).

Résultats considérant une production à petite échelle et de faibles émissions fugitives. Le gaz de schiste, production moyenne, sert de base comparative (valeur=100%).

3.4.4 Variation du nombre de fracturations et de la quantité de liquide par fracturations

Rappel : Dans le cas de base évalué, un nombre défini de fracturations a été modélisé. Dans la réalité, il existe cependant une grande variabilité liée aux conditions spécifiques de terrain. Les puits peuvent ainsi être fracturés à une seule ou plusieurs reprises durant leur vie utile. La quantité de liquide employé par fracturation constitue un autre paramètre incertain, qui varie d'un site à l'autre. Afin de couvrir un large spectre de possibilités, quatre options de fracturation ont été comparés :

- **Meilleur cas** (1 fracturation en exploration ; 1 fracturation en développement ; 877 m³)
- **Cas de base** (3 fracturation en exploration ; 12 fracturations en développement ; 1 670 m³)
- **Cas de base avec double liquide de fracturation** (3 fracturation en exploration ; 12 fracturations en développement ; 3 377 m³)
- **Pire cas** (8 fracturation en exploration ; 18 fracturations en développement ; 3 377 m³)

La Figure 3-18 compare ces options de fracturation, sur la base d'un mégajoule de gaz de schiste produit.

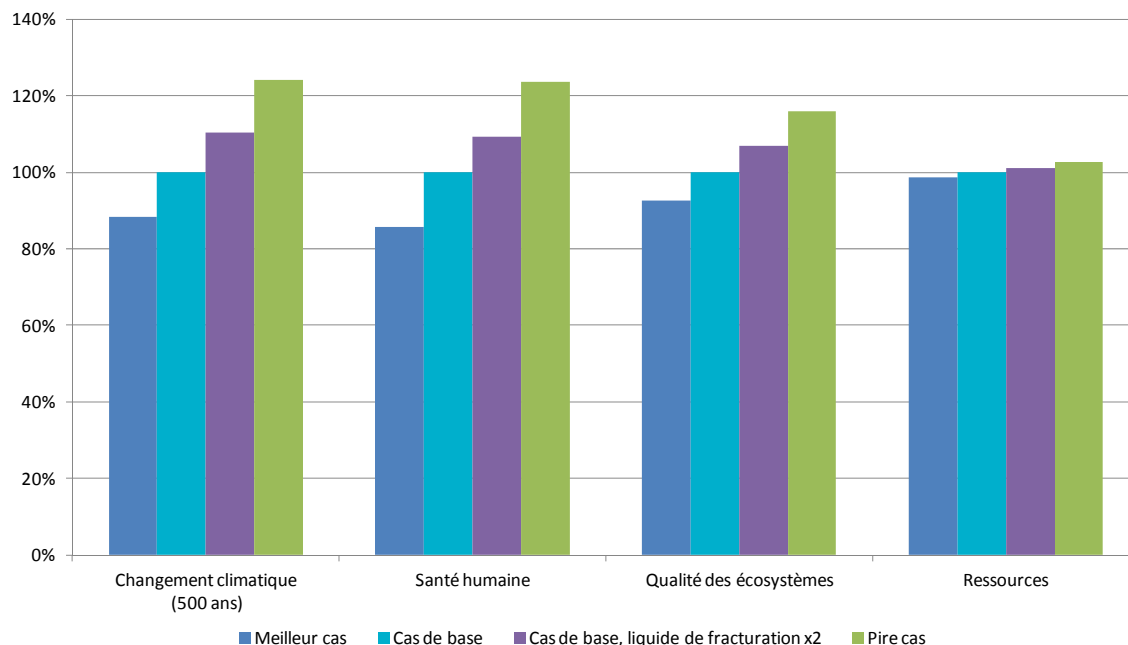


Figure 3-18 : Effet du nombre de fracturations et de la quantité de liquide par fracturation sur le profil environnemental du gaz de schiste — Production de 1 MJ de gaz (IMPACT 2002+).

Résultats considérant une production à petite échelle et de faibles émissions fugitives. Le cas de base sert de référence (valeur = 100 %).

Le fait d'augmenter ou de réduire le nombre de fracturation et le volume de liquide employé entraîne une variation approximative de $\pm 20\%$ par rapport au cas de base pour toutes les catégories d'impact, à l'exception de l'indicateur *Ressources* qui est peu affecté ($\pm 2\%$), étant donné que les résultats sont rapportés sur une base énergétique et que la quantité de gaz naturel extrait est le principal contributeur à cette catégorie. Ces variations ne sont pas suffisantes pour modifier les conclusions de l'analyse comparative dans les applications de chauffage et de transport.

Cette analyse permet également d'estimer que la fracturation d'appoint, exclue des frontières de l'étude car peu fréquente, mais pouvant être approximée par une augmentation du volume de liquide de fracturation, entraîne des changements marginaux aux impacts potentiels. En effet, dans la présente analyse, une augmentation de 100 % du volume de liquide employé pour toutes les fracturations se traduit par une variation de l'ordre de 7-10 % des impacts potentiels (à l'exception de l'indicateur *Ressources*). Or, selon toutes probabilités, une fracturation d'appoint nécessite moins de liquide de fracturation, sur un nombre limité de fracturation.

3.5 Applications et limites de l'ACV

Cette étude vise à établir le profil ACV de la production du gaz de schiste au Québec. Toutes conclusions tirées de cette étude hors de son contexte original doivent être évitées.

De plus, ses conclusions doivent être interprétées en tenant compte des limites de l'étude, dont les principales sont :

1. La qualité des données d'inventaire

- Les données employées pour modéliser le profil du gaz de schiste au Québec sont prospectives, donc incertaines.
- Les analyses comparatives se basent sur des données issues de sources différentes. Il existe une possibilité que les systèmes comparés représentent des incohérences dans leur arrière-plan, malgré les efforts consentis pour les rendre comparables.
- Certains processus liés au cycle de vie du gaz de schiste n'ont pu être modélisés, notamment pour les activités de bureau liées aux travaux préliminaires.
- Les rejets accidentels ont été exclus de l'étude, comme c'est généralement le cas en ACV. Il est impossible de déterminer l'impact environnemental potentiel qu'ils représentent.
- Certains flux (matières premières ou émissions) ont été modélisés à l'aide de données substitutives dans la base de données *ecoinvent*. Notamment pour les liquides de forage de fracturation.
- Des données génériques européennes provenant de la base de données *ecoinvent* ont été utilisées. Ces données peuvent donc influencer la validité des résultats dans un contexte nord-américain et québécois.

2. L'absence d'évaluation de certains impacts

Plusieurs problématiques spécifiques au gaz de schiste ne sont pas captées par l'ACV et peuvent donc limiter l'interprétation des résultats. Ce fait est particulièrement important lorsqu'il s'agit de problématiques s'appliquant au gaz de shale, mais pas aux autres filières énergétiques. Les impacts non évalués incluent :

- Les retombées sociales et économiques;
- Les impacts aux biens humains (p.ex. détérioration des bâtiments);
- La pénurie d'eau ;
- Le risque géologique (p.ex. séismes) ainsi que les vibrations ;
- La pollution liée à des accidents exceptionnels ou à des mauvaises pratiques ;
- Le bruit et les odeurs (liés au passage des camions par exemple) ;
- La pollution lumineuse liée à l'éclairage intensif des sites lors des travaux;
- La problématique de la migration du gaz naturel, des liquides de forage et du liquide de fracturation des profondeurs vers la surface par les fissures du roc résultant en une contamination des aquifères souterrains. De plus, il n'existe aucun test toxicologique évaluant les effets de l'ingestion du gaz naturel dissous dans l'eau.
- La problématique de la migration du gaz naturel des profondeurs vers la surface par les fissures du roc et résultant en une émission de gaz naturel à l'atmosphère. Il a également été considéré dans la présente étude qu'aucune fuite de gaz ne surviendrait après la fermeture définitive des puits. Sur une longue période de temps (centaines d'années), il est cependant plausible que les bouchons de ciment installés sur les puits ne soient plus étanches et laissent passer le gaz.

3. L'incertitude quant à la modélisation des impacts environnementaux

Il est important de comprendre que l'ACV diffère de l'analyse de risque. Contrairement à cette dernière, conduite dans un contexte réglementaire et qui utilise une approche conservatrice, l'ACV tente de fournir la meilleure estimation possible (Udo-de-Haes et coll., 2002). En effet, l'évaluation des impacts du cycle de vie tente de représenter le cas le plus probable, c.-à-d. que

les modèles utilisés, soit les modèles de transport et de devenir des contaminants dans l'environnement et d'effet toxique sur les récepteurs biologiques, ne tentent pas de maximiser l'exposition et le dommage environnemental (approche du pire scénario) mais bien d'en représenter un cas moyen.

Il convient également de rappeler que les résultats de l'ACV présentent des impacts environnementaux potentiels et non réels.

De plus, les méthodes d'impacts (et plus spécifiquement IMPACT 2002+) sont reconnues pour avoir certaines incertitudes inhérentes :

- Les méthodes d'impacts ne couvrent pas toutes les substances inventoriées. L'interprétation des résultats de la caractérisation ne peut se baser que sur les résultats obtenus, c'est-à-dire sur les substances pour lesquelles il existe, dans la base de données des méthodes, des facteurs de caractérisation qui convertissent les flux élémentaires inventoriés en unités d'indicateurs d'impact et de dommage. Or plusieurs flux élémentaires n'ont pu être convertis en scores d'impact puisqu'aucun facteur de caractérisation n'était disponible. Ils n'ont donc pas été considérés lors de la phase d'évaluation des impacts potentiels. C'est le cas des émissions de substances liées aux liquides de forage et de fracturation.
- Les catégories d'impact « cancérigène », « non-cancérigène » (deux catégories d'impacts influençant l'indicateur *Santé humaine*) et « écotoxicité » (influençant l'indicateur *Qualité des écosystèmes*) ne sont pas des mesures du risque associé aux systèmes évalués. En effet, les différentes émissions sont agrégées dans le temps et l'espace afin de constituer un inventaire dans lequel un seul flux est associé à chacune des substances répertoriées (c.-à-d. la masse totale émise par l'ensemble des processus qui la produisent). Il n'est donc pas possible de connaître le lieu, ni le moment où ont lieu les émissions et donc, d'identifier la quantité à laquelle est exposée une région donnée, l'information sur laquelle repose l'appréciation du risque pour une population donnée.
- Les modèles d'évaluation des émissions toxiques employées pour caractériser les métaux ont été « adaptés » de modèles développés pour la caractérisation des composés organiques. Ils ne tiennent pas compte de la spéciation des composés, fonction des conditions environnementales spécifiques du lieu d'émission (tous les métaux sont considérés comme 100% biodisponibles). De ce fait, l'impact potentiel des métaux émis au sol est actuellement surestimé pour les catégories « écotoxicité terrestre/aquatique » et « toxicité humaine cancérigène/non-cancérigène » incluses dans la Qualité des écosystèmes.
- La modélisation de l'impact de la contamination de l'eau n'est pas bien évaluée puisque, d'une part, les données sont très lacunaires et, d'autre part, les méthodes de caractérisation sont limitées.

4. L'incertitude due aux conséquences de l'exploitation du gaz de schiste sur le marché économique mondial

Cette étude ne tient pas compte des conséquences liées à l'exploitation du gaz de schiste au Québec, tels que les effets sur les marchés de l'énergie ou les impacts associés à l'implantation d'infrastructures supplémentaires pour répondre aux besoins de ce marché émergent. Par exemple, cette étude n'a pas pris en considération la construction de stations de traitement spécifiques aux eaux de reflux.

4 Bilan prospectif de gaz à effets de serre

La catégorie d'impact *Changement climatique* évaluée dans le profil environnemental du gaz de schiste sur un horizon de temps de 100 ans et de 500 ans correspond à un bilan de gaz à effet de serre sur l'ensemble du cycle de vie d'un produit, tel que défini par les directives de comptabilisation d'un produit du *GHG Protocol* (WRI/WCSD, 2011). Il inclut donc les émissions de GES directement liées aux activités d'exploration et d'exploitation du gaz de schiste, de même que celles provenant de sources qui ne sont pas contrôlées par l'entreprise gazière (principalement les étapes en amont de la chaîne d'approvisionnement, correspondant aux émissions de types 2 et 3 définis par le *GHG Protocol* (WRI/WCSD, 2004)).

Les bilans GES incluant toute la chaîne de valeur (soit les émissions de types 1, 2 et 3) ne sont cependant pas dénués d'incertitudes et peuvent mener à des erreurs d'interprétation. Deux raisons sont généralement fournies par les industriels afin d'éviter de réaliser un bilan GES global (University of Sydney, 2008) :

- L'impossibilité de faire des comparaisons entre les entreprises. Le *GHG protocol* (WRI/WCSD, 2004) laissant à la discrétion des entreprises d'inclure le niveau de détail « désiré » dans leur chaîne d'approvisionnement, les bilans effectués par deux entreprises ayant le même produit peuvent aisément arriver à des conclusions différentes suite à des choix de frontières divergents.
- Double comptage. Le *GHG protocol* (WRI/WCSD, 2004) a défini les bilans de type 1 (émissions directes) et de type 2 (émissions liées à la production de chaleur, de vapeur ou d'électricité) afin d'éviter que des compagnies différentes ne comptabilisent plusieurs fois la même émissions. En effet, un bilan global comprenant les émissions de type 3 peut inclure les émissions comprises dans les émissions de types 1 ou 2 d'une autre compagnie, induisant ainsi un double comptage.

Un bilan GES limité aux émissions de types 1 et 2, c.-à-d. qui ne considère que les émissions de GES directement liées aux opérations d'exploration et d'exploitation du gaz de schiste et les émissions indirectes de GES liées à la production de l'électricité employée, a donc été réalisé (aucune autre source de chaleur ou de vapeur ne faisant partie du profil modélisé).

Ce volet doit donc être considéré comme un complément au profil environnemental présenté à la section 3.1, présenté sous l'angle de la comptabilisation GES des entreprises gazières.

4.1 Objectif et frontières du bilan

Le **but de ce volet de l'étude** était d'effectuer un bilan prospectif de gaz à effet de serre pour la filière du gaz de schiste au Québec et d'en identifier les plus grands contributeurs.

Le bilan de GES présenté inclut les émissions directes associées aux opérations sur le site d'exploration et d'extraction du gaz de schiste, ainsi que les émissions reliées à la génération d'électricité consommée pour les opérations.

Plus spécifiquement, le bilan de GES évalue :

1. Les émissions fugitives du site (ex: CH₄); émissions dues à l'utilisation de machines ou équipements à combustion (machines de forage, génératrices, etc.).

2. Les émissions dues au transport à l'extérieur du site (matériaux, réactifs, déchets solides et liquides le cas échéant) mais limité aux frontières du Québec.
3. Les émissions indirectes dues à la consommation d'électricité sur le site.
4. Les émissions dues au traitement du gaz (dans le scénario le plus probable, à l'extérieur du site).

Les processus et flux inclus et exclus du bilan GES sont résumés au Tableau 4-1. Les cases grisées indiquent les éléments qui sont exclus tant du bilan GES que de l'analyse du cycle de vie présentée plus haut. Les cases en bleu pâle font référence aux éléments qui étaient inclus dans l'ACV, mais qui sont exclus des frontières du bilan GES.

Tableau 4-1 : Processus inclus et exclus des frontières du bilan GES

Processus	Détails
2. Travaux préliminaires	
2.1 Modèle géologique à 2.5 Autorisation	<i>Exclus, car concerne principalement du travail de bureau et des prises de mesures sur le terrain. Impacts considérés négligeables</i>
2.6 Préparation du site	Occupation et transformation de l'usage des terres incluses.
	Opérations de la machinerie incluse (émissions). <i>Les infrastructures et la production des combustibles sont cependant exclues.</i>
	<i>Production et transport des matériaux pour la construction de la route et du site exclus du bilan GES</i>
3. Exploration	
3.1 Arrivée des équipements	<i>Exclut les infrastructures des équipements passifs (réservoirs, roulotte, torchère) le transport de tous les équipements (passifs et actifs) nécessaires au forage (3.2) et à la complétion (3.6).</i>
3.2 Forage (2 puits d'exploration)	Inclut l'opération de la foreuse et des autres équipements au diesel (génératrices, moteur, chaudière) sur site (émissions). <i>Les infrastructures et la production des combustibles sont cependant exclues.</i>
	<i>Production des composantes et transport du liquide de forage exclus.</i>
	Inclut l'opération des pompes pour les boues de forage (émissions). <i>Les infrastructures et la production des combustibles sont cependant exclues.</i>
	<i>Production et transport des matériaux pour le puits (tuyaux d'acier et ciment de coffrage) exclus.</i>
3.3 Torchère	Émissions de combustion du gaz naturel incluses. Note : le gaz émis lors de la phase de forage se retrouve en émissions fugitives, mais lors des essais de production, il est envoyé à la torchère.
3.4 Traitement des boues et déblais de forage	Transport des boues de forage et déblais du site au lieu de gestion (émissions seulement)
	<i>Gestion des boues et déblais par enfouissement (8.1 à la Figure 2-1) exclu.</i>
3.5 Fermeture temporaire	<i>Exclue. Considérée sans impact supplémentaire.</i>
3.6 Complétion	Comprend les étapes 3.7 à 3.9

Processus	Détails
3.7 Préparation pour la fracturation	<i>Production et transport des explosifs et de la solution acide exclus.</i>
	Inclut l'énergie nécessaire au pompage de la solution acide (émissions). <i>Les infrastructures et la production des combustibles sont cependant exclues.</i>
3.8 Fracturation	<i>Production et transport du liquide de fracturation exclus.</i>
	Inclut l'énergie nécessaire au pompage du liquide de fracturation (émissions). <i>Les infrastructures et la production des combustibles sont cependant exclues.</i>
3.9 Essais de production	Durant cette étape, le gaz naturel est extrait du sol. Aucun autre impact considéré que ceux liés aux émissions fugitives (8.3) et au gaz envoyé à la torchère (3.3)
3.10 Eaux de reflux	Transport par camion des eaux de reflux du site à l'usine de traitement (émissions seulement).
	<i>Traitement exclu (station de traitement des eaux usées municipale ou industrielle, la modélisation ne permettant pas de faire la distinction) (8.2 à la Figure 2-1)</i>
	<i>Exclut les émissions de polluants à l'eau de surface</i>
Émissions fugitives	Les émissions fugitives de gaz naturel pour l'étape d'exploration sont incluses (8.3 à la Figure 2-1)
4. Projet pilote/développement	
4.1 Arrivée des équipements	<i>Exclut le transport de tous les équipements (passifs et actifs) nécessaires au forage et à la complétion des puits (4.4).</i>
4.2 Conduites d'eau	<i>Conduite pour amener l'eau de fracturation jusqu'au site. Inclut les matériaux et leur transport.</i>
4.3 Conduites de gaz	<i>Conduite pour transporter le gaz du site à la station de traitement (30 km par hypothèse). Exclut les matériaux et leur transport.</i>
4.4 Sites multiforages	Comprend le forage de 6 puits supplémentaires. Toutes les activités incluses à l'étape 3.2 sont incluses ici.
4.5 Complétion	Comprend la préparation à la fracturation et la fracturation. Toutes les activités incluses aux étapes 3.7 et 3.8 sont incluses ici.
	Durant cette étape, le gaz naturel est extrait du sol. Il est toutefois à noter que l'extraction du gaz est une étape de production au sens légal. Note : le gaz émis lors de la phase de forage se retrouve en émissions fugitives. Durant l'étape d'opération du puits, le gaz naturel est extrait du sol et envoyé sur le réseau, vers la station de compression (5.1). Il est néanmoins considéré que 2 % du gaz est envoyé à la torchère (3.3). Pour cette portion, les émissions de combustion du gaz naturel sont incluses.
4.6 Élimination/ recyclage des eaux, boues, déblais	Comprend le transport des boues et déblais de forage, de même que les eaux de reflux composées principalement du liquide de fracturation. Toutes les activités incluses aux étapes 3.4 et 3.10 sont incluses ici. En phase de développement, une partie des boues et des eaux de reflux sont recyclées sur site. Un taux de réutilisation a été considéré dans les étapes 4.4 et 4.5.
Émissions fugitives	Les émissions fugitives de gaz naturel pour l'étape d'exploitation sont incluses (8.3 à la Figure 2-1)
5. Production	
5.1 Station de compression	<i>Les compresseurs permettent de pressuriser le gaz (de 100 -200 psi au puits à 900 psi à la sortie de la station). Les infrastructures des compresseurs au gaz naturel sont exclues.</i>
	Principales émissions de combustion des compresseurs incluses (CO ₂ , NO _x , particules,

Processus	Détails
	SO _x , CO).
5.3 Séparation (eau liquide)	<i>Exclue car considérée non nécessaire vu la pureté du gaz de schiste au Québec.</i>
5.4 Déshydratation	L'émission à l'air d'une partie du triéthylène glycol est incluse. <i>La production et le transport du triéthylène glycol est cependant exclus</i>
	Énergie pour le traitement du gaz : il est considéré que le gaz naturel est utilisé pour produire l'électricité nécessaire. Les émissions qui y sont liées sont considérées. <i>Les infrastructures et la production des combustibles sont cependant exclues.</i>
5.5 Pressurisation	Inclut à l'étape 5.1.
5.6 Fracturation d'appoint	<i>Exclu car peu fréquent (van Durme et coll., 2012). Une analyse de sensibilité sur le nombre de fracturations a cependant été réalisée (sous-section 0) et peut inclure les fracturations d'appoint.</i>
Émissions fugitives	Les émissions fugitives de gaz naturel pour l'étape de production sont incluses (8.3 à la Figure 2-1)
6. Transmission/distribution	
6.1 Branchement au gazoduc	<i>Exclut les matériaux et le transport des conduites pour amener le gaz de la station de pompage au réseau de distribution.</i>
6.2 Entretien du réseau	<i>Exclu. Les impacts potentiels de l'entretien du réseau attribuables au transport du gaz de schiste uniquement sont considérés négligeables par rapport à ceux de l'ensemble du cycle de vie considéré.</i>
6.3 Distribution	<i>Exclue du bilan GES.</i>
Émissions fugitives	<i>Les émissions fugitives de gaz naturel pour l'étape de distribution sont exclues.</i>
7. Fermeture définitive	
7.1 Arrivée équipement	<i>Exclu du bilan GES.</i>
7.2 Fermeture du puits	Cette étape inclut le retrait des tuyaux des puits, et leur remplissage par de la boue.
	Énergie d'extraction des tuyaux incluse (émissions).
	Inclut le transport des tuyaux du site au lieu de gestion (émissions seulement). Par hypothèse, les tuyaux des puits sont considérés envoyés à l'enfouissement (non recyclables après leur utilisation).
	<i>Exclut l'excavation et le transport de terre pour la production de boue.</i>
	Inclut l'opération des pompes pour l'injection de boue (émissions). <i>Les infrastructures et la production des combustibles sont cependant exclues.</i>
	<i>Production et transport du ciment vers le site exclu.</i>
7.3 Remise en état du site	Transformation des terres : retour à une utilisation agricole.
Toutes les étapes	
Services auxiliaires	<i>Les activités administratives et autres services sont exclus de l'analyse (considérés négligeables).</i>
Émissions accidentelles	<i>Exclues des frontières de l'étude.</i>

Enfin, le bilan GES qui suit n'est pas présenté sur la base du mégajoule d'énergie comme c'était le cas dans le profil environnemental, mais plutôt sur la base d'un site moyen d'exploitation.

Rappelons qu'un site, tel que décrit dans le *Projet type* (van Durme et coll. 2012), comprend huit puits opérant pendant 25 années⁵ et que les options analysées considèrent une production totale sur sa durée de vie de $8,50 \times 10^7$ m³/puits (si à petite échelle) ou de $7,08 \times 10^7$ m³/puits (si l'industrie se développait à grande échelle au Québec), de même que des émissions fugitives allant de 1 % de la production (faibles) à 3 % (élevées).

4.2 Sources, hypothèses et données d'inventaire du bilan de GES

Les données utilisées sont les mêmes que pour l'établissement du profil environnemental (détail à la section 2.3). Seuls les processus inclus diffèrent.

Le logiciel SimaPro 7.3, développé par PRé Consultants (www.pre.nl), a été utilisé pour faire la modélisation du système et réaliser le calcul de l'inventaire.

4.3 Évaluation des impacts environnementaux liés aux émissions de GES

Le potentiel de réchauffement global sur 100 ans (PRG₁₀₀) de différents GES est fourni par le Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC) pour plus d'une soixantaine de gaz, dont les familles de HFC, PFC, éthers halogénés, etc. À titre informatif, les principaux gaz reliés à la combustion de carburants sont présentés au Tableau 4-2, avec les plus récentes valeurs de PRG₁₀₀, tirées du quatrième rapport d'évolution du GIEC (2007).

Comme il l'est mentionné dans le rapport du GIEC (2007), les PRG₁₀₀ du méthane et du monoxyde de carbone n'incluent pas l'effet sur le réchauffement global du CO₂ issu de l'oxydation de ces gaz, ceci afin d'éviter un double comptage puisque le carbone est déjà inclus dans les inventaires nationaux de GES. Cette problématique ne s'applique cependant pas en ACV et dans les bilans GES (axés entreprise ou produit), car on y utilise une approche basée sur les émissions plutôt que sur les inventaires. Pour être cohérent, il faut donc ajouter l'effet de l'oxydation en CO₂ du méthane et du monoxyde de carbone d'origine fossile. L'évaluation des impacts associés aux émissions de GES a donc été réalisée à partir de ces facteurs, auxquels a été ajoutée la quantité de CO₂ issue de la transformation du méthane et du monoxyde de carbone dans l'atmosphère.

Tableau 4-2 : Potentiel de réchauffement global sur 100 ans (PRG₁₀₀)

Substance	PRG ₁₀₀ (kg CO ₂ éq / kg)	Oxydation en CO ₂ (kg CO ₂ / kg)*	PRG ₁₀₀ total (kg CO ₂ éq / kg)
Dioxyde de carbone (CO ₂) fossile	1	--	1
Méthane (CH ₄) fossile	25	+ 2,75	27,75
Monoxyde de carbone (CO)	--	+ 1,57	1,57
Protoxyde d'azote (N ₂ O)	298	--	298

* La quantité de CO₂ issue de l'oxydation du CH₄ et du CO est obtenue sur une base stœchiométrique, en considérant que 100% des gaz seront éventuellement oxydés en CO₂. Muñoz et coll. (2013) utilisent un PRG₁₀₀ de 27,75 kg CO₂ éq./kg CH₄. Dans le cas du CO, son oxydation rapide dans l'air ne laisse aucun doute sur sa transformation complète en CO₂ sur une période de 100 ans.

⁵ Toutes les informations ayant servi à la modélisation peuvent être trouvées à l'Annexe C.

Pour des fins de comparaisons avec les résultats publiés dans la littérature, le bilan GES du gaz de schiste québécois a également été évalué en utilisant les PRG₁₀₀ (plutôt que les PRG₁₀₀ total) ne considérant pas l'oxydation du méthane (CH₄) et du monoxyde de carbone (CO) en CO₂. Les résultats ainsi obtenus sont présentés à la fin de la section 4.4.

4.4 Résultats du bilan GES

Les résultats sont d'abord présentés à l'échelle d'un site, puis à l'échelle de la province. Des analyses de sensibilités sont ensuite présentées.

4.4.1 Évaluation par site et analyse de contribution

En premier lieu, une évaluation prospective des émissions de GES pour les quatre options de production et d'émissions définies au Tableau 2-1 a été réalisée, sur la base d'un site moyen d'exploitation, tel que décrit précédemment (Figure 4-1).

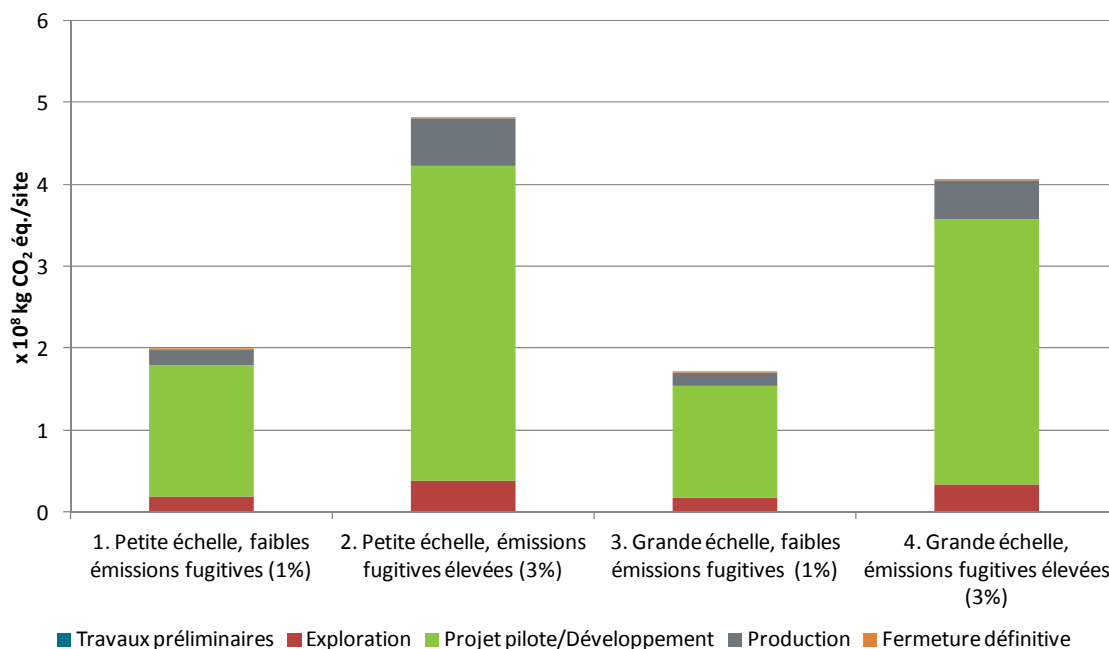


Figure 4-1 : Bilan prospectif des émissions des GES pour un site d'exploitation de gaz de schiste au Québec, selon quatre options de production et d'émissions fugitives (méthode « GIEC 2007 », 100 ans).

Cette analyse permet d'observer que :

- Tout comme l'indicateur *Changement climatique* dans l'analyse du cycle de vie complet du gaz de schiste (sur la base d'un MJ - Figure 3-1), le bilan GES d'un site favorise les options ayant un faible taux d'émissions fugitives. Cette constatation est en lien direct avec l'importante contribution de ces émissions au bilan total, tel que présenté à la Figure 4-2.
- La quantité de gaz de schiste produite par puits a également une influence sur le bilan prospectif d'un site, bien que moindre que les émissions fugitives. En effet, les options à « grande échelle » ont une productivité ($7,08 \times 10^7$ m³/puits) inférieure à celle des

options à « petite échelle » ($8,50 \times 10^7 \text{ m}^3/\text{puits}$) et génèrent moins de GES pour un taux d'émissions fugitives donné. Ce résultat est fort probablement dû à une diminution des émissions fugitives liées, puisque ces dernières ont été calculées en fonction de la production d'un puits.

- L'étape de projet pilote/développement est responsable de 80 % des émissions de GES (toutes options confondues), alors que les étapes d'exploration et de production sont toutes deux responsables de près de 10 % des émissions de GES.
- Les étapes de travaux préliminaires et de fermeture s'avèrent marginales, alors que l'étape de transmission/distribution définie pour l'analyse du cycle de vie a été exclue des frontières du bilan GES.

La Figure 4-2 présente les principaux contributeurs au bilan GES des étapes d'exploration, de projet pilote/développement et de production.

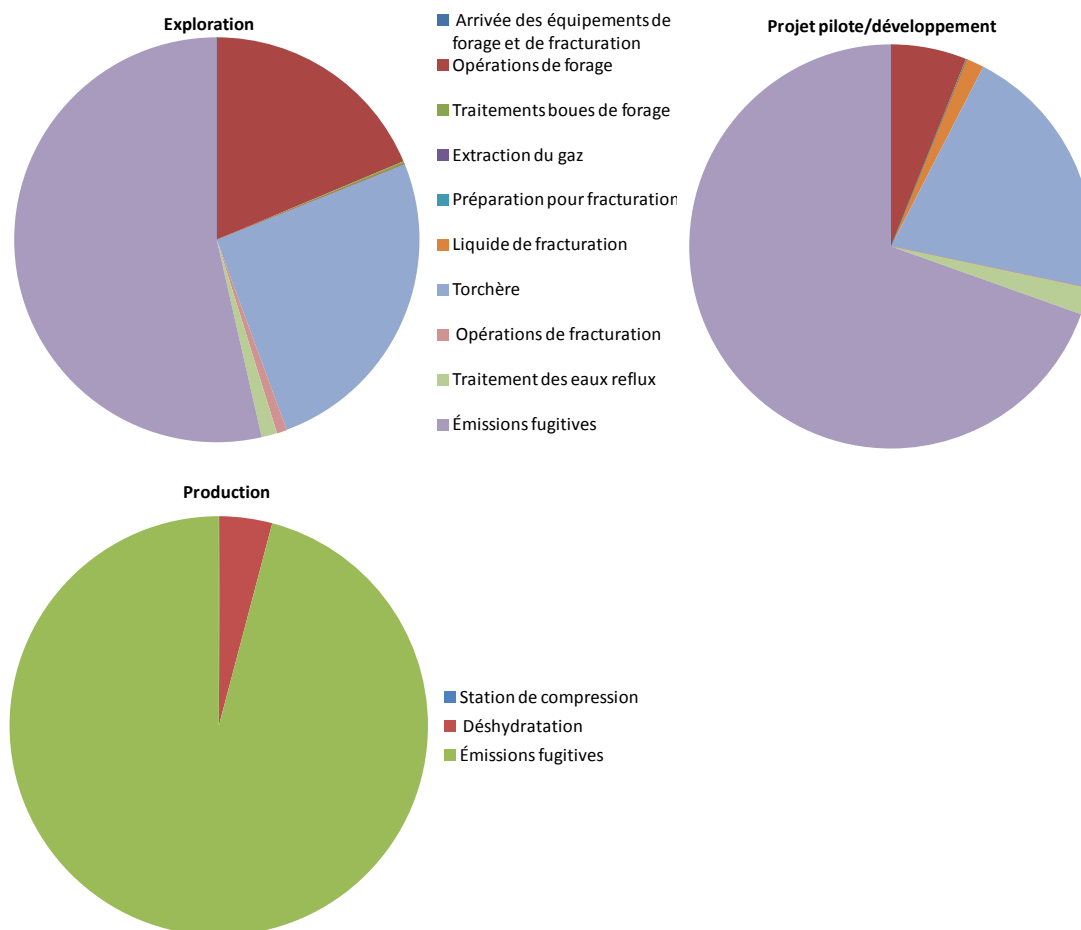


Figure 4-2 : Analyse de contribution des étapes d'exploration, de projet pilote/développement et de production au bilan GES (méthode « GIEC 2007 », 100 ans).

Cette analyse permet d'observer que :

- les émissions fugitives sont les plus grands contributeurs au bilan GES ; ils représentent respectivement 54, 70 et 96 % des étapes d'exploration, de projet pilote/développement et de production.

- Les opérations de forage (19 et 6 %) ainsi que les émissions à la torchère (25 et 21 %) s'avèrent également d'importants contributeurs aux étapes d'exploration et de projet pilote/développement.

Afin de lier les résultats du bilan GES à ceux obtenus pour l'ensemble du cycle de vie et présentés dans le profil du gaz de schiste, la Figure 4-3 présente la contribution des émissions de GES directement liées aux opérations d'exploration et d'exploitation du gaz de schiste et les émissions indirectes de GES liées à la production d'électricité (émissions de types 1 et 2) par rapport au bilan GES global incluant les émissions de type 3.

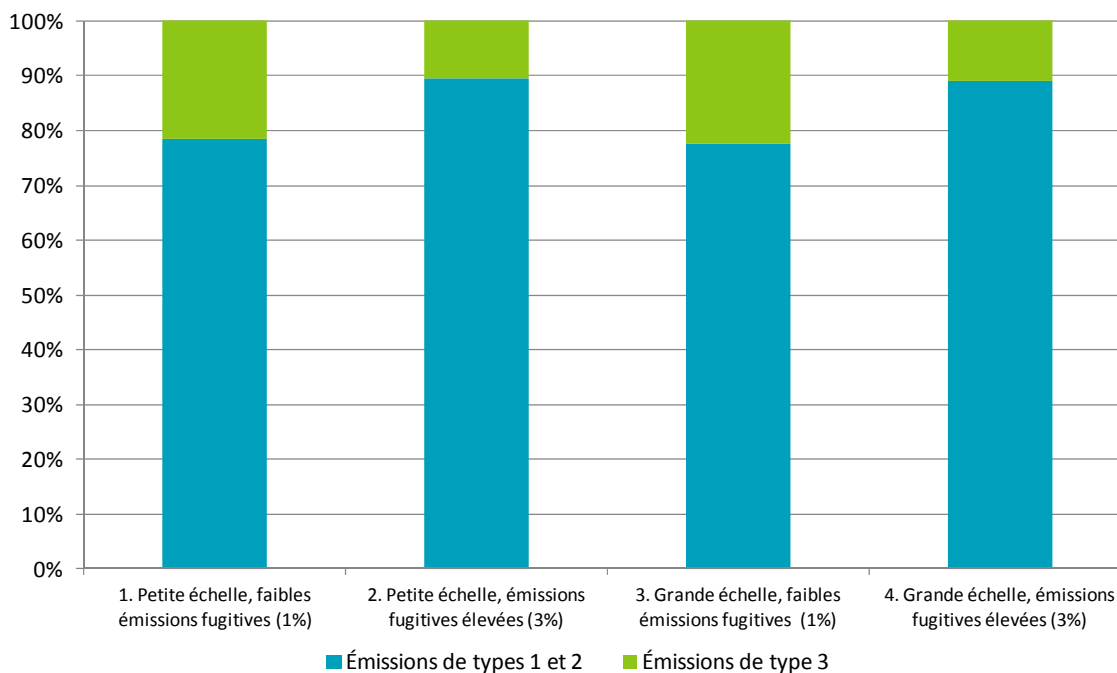


Figure 4-3 : Contribution des émissions de types 1 et 2 au bilan GES global (méthode « GIEC 2007 », 100 ans).

Cette analyse permet d'observer qu'en faisant un bilan GES des émissions de types 1 et 2 (c.-à-d. qui ne considère que les émissions de GES directement liées aux opérations d'exploration et d'exploitation du gaz de schiste et les émissions indirectes de GES liées à la production d'électricité), on comptabilise de 80 à 90 % des émissions GES totales (incluant les émissions de type 3).

4.4.2 Évaluation pour l'ensemble du Québec

Finalement, un bilan prospectif des émissions de GES attribuables à l'exploitation du gaz de schiste sur l'ensemble du territoire du Québec a également été tenté, en considérant un nombre de sites de 166 (dans le cas d'une production à petite échelle) et de 1 500 (si l'industrie se développait à grande échelle au Québec)⁶ et une durée de vie de 25 ans. La Figure 4-4 présente la comparaison des quatre options de production et d'émissions, sur la base du Québec dans son ensemble. Il en ressort que l'option à grande échelle et considérant des émissions fugitives de 3 % émet 18 fois plus de GES que l'option à petite échelle, faibles

⁶ Valeurs obtenues à partir des scénarios de développement économique (CÉESGS, 2012b).

émissions ; 8 fois plus que l'option à petite échelle, émissions élevées et 2 fois plus que l'option à grande échelle et à faibles émissions.

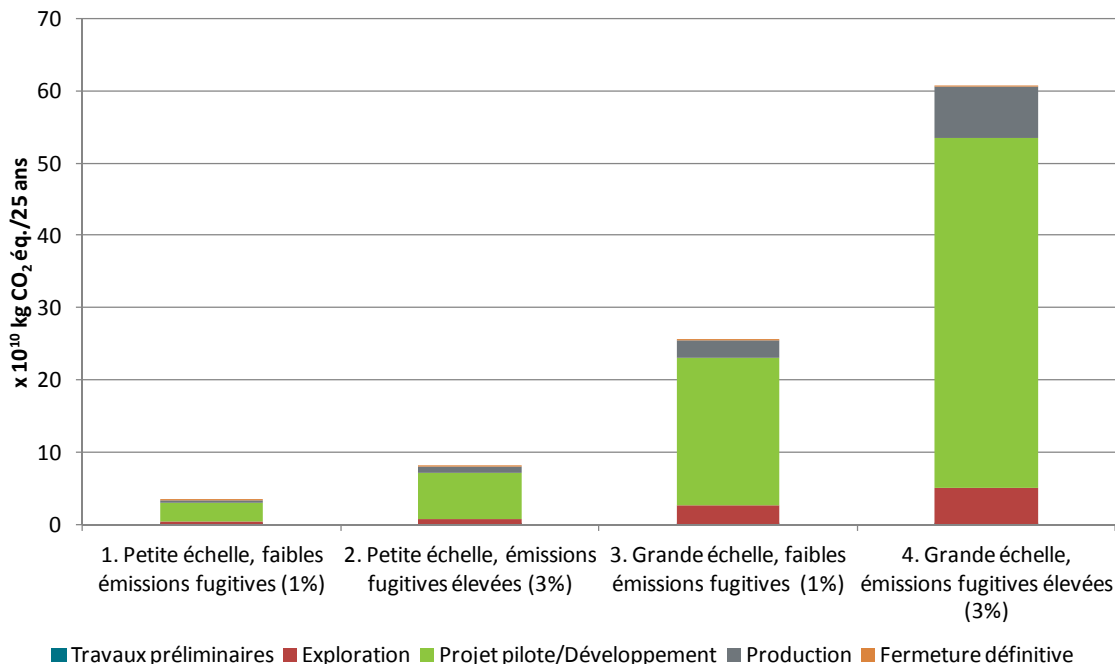


Figure 4-4 : Bilan prospectif des émissions des GES pour l'exploitation de gaz de schiste dans l'ensemble du Québec, selon quatre options de production et d'émissions (méthode « GIEC 2007 », 100 ans).

L'utilisation des facteurs PRG₁₀₀ (plutôt que les PRG₁₀₀ total), qui ne considèrent pas l'oxydation du CH₄ et du CO en CO₂, a pour effet de réduire de 7 % le bilan GES des options 1 et 3 (considérant des émissions fugitives de 1 %), et de réduire de 9 % le bilan GES des options 2 et 4 (considérant des émissions fugitives de 3 %). Cette proportion est la même que le bilan soit fait sur la base d'un mégajoule, d'un site ou de la province dans son ensemble.

4.4.3 Analyse de sensibilité

Rappel : La littérature rapporte des émissions fugitives variant de 0,5 à 8 % de la production totale.

Une analyse de sensibilité prenant en considération un taux d'émissions fugitives de 0,5 % (pour tenir compte des performances des installations plus récentes et du contexte prospectif de l'analyse) et de 8% (la valeur maximale répertoriée dans la littérature) a été réalisée.

Le taux d'émissions fugitives considéré est sans surprise un paramètre très sensible du bilan GES, étant donné sa forte contribution aux étapes d'exploration, de développement et de production (Figure 4-2).

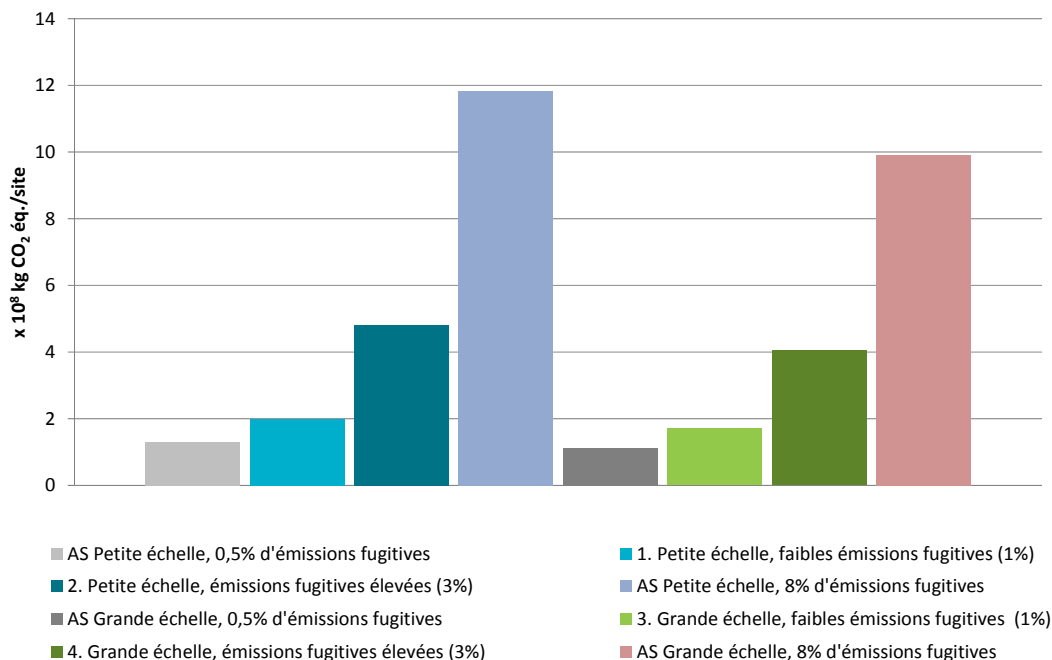


Figure 4-5 : Effet du taux d'émissions fugitives sur le bilan prospectif des émissions des GES pour un site d'exploitation de gaz de schiste au Québec (méthode « GIEC 2007 », 100 ans).

Comme présenté à la Figure 4-5, le fait de considérer des émissions fugitives de 0,5 % sur tout le cycle de vie du gaz de schiste québécois a pour effet de réduire les émissions de GES :

- de 35 % comparativement à l'option à petite échelle, avec 1 % d'émissions fugitives ;
- de 73 % comparativement à l'option à petite échelle, avec 3 % d'émissions fugitives ;
- de 34 % comparativement à l'option à grande échelle, avec 1 % d'émissions fugitives ;
- de 72 % comparativement à l'option à grande échelle, avec 3 % d'émissions fugitives.

Alors que le fait de considérer des émissions fugitives de 8 % sur tout le cycle de vie du gaz de schiste québécois a pour effet d'augmenter les émissions de GES :

- de 492 % comparativement à l'option à petite échelle, avec 1 % d'émissions fugitives ;
- de 146 % comparativement à l'option à petite échelle, avec 3 % d'émissions fugitives ;
- de 480 % comparativement à l'option à grande échelle, avec 1 % d'émissions fugitives ;
- de 145 % comparativement à l'option à grande échelle, avec 3 % d'émissions fugitives.

Globalement, on retient que...

- Les **émissions fugitives** représentent le principal contributeur du bilan de GES, comptant pour 62 à 84 % des émissions d'un site.
- Un bilan GES incluant uniquement les émissions de types 1 et 2 (c.-à-d. liées aux opérations d'exploration et d'exploitation du gaz de schiste ou liées à la production d'électricité utilisée) couvre de 80 à 90 % des émissions inventoriées par un bilan GES global comprenant les émissions de type 3.

Considérant l'exploitation du gaz de schiste sur l'ensemble du territoire du Québec :

- l'option à grande échelle et considérant des émissions fugitives de 3 % émet 18 fois plus de GES que l'option à petite échelle, faibles émissions ; 8 fois plus que l'option à petite échelle, émissions élevées et 2 fois plus que l'option à grande échelle et à faibles émissions.
- Le nombre de sites exploités et le taux d'émissions fugitives considérés sont donc des paramètres clés dans l'évaluation du bilan GES prospectif du gaz de schiste pour l'ensemble du territoire québécois.

5 Mise en perspective

Une comparaison des résultats obtenus dans la présente étude avec ceux de la littérature est proposée.

Dans ce chapitre, pour fin de comparaison, les valeurs de la présente étude ont été calculées à partir des facteurs PRG₁₀₀ (plutôt que les PRG₁₀₀ total), qui ne considèrent pas l'oxydation du CH₄ et du CO en CO₂.

5.1.1 Émissions de GES – comparaison avec les émissions québécoises

Si l'exploitation du gaz de schiste était introduite au Québec, les émissions de GES de cette filière représenteraient des augmentations du bilan GES annuel québécois de 1,3 %, 3,0 %, 10,4 % et 23,3 % respectivement, pour les quatre options de production et d'émissions évaluées, sur une base de tonnes CO₂.

Ces augmentations ont été calculées sur la base de l'Inventaire québécois des émissions de GES en 2010 (MDDEFP, 2013)⁷ et en considérant :

- que la quantité totale de gaz naturel consommée dans la province reste constante (équivalente à celle de 2011), seule sa provenance étant modifiée;
- que la production excédentaire (dépassant la consommation totale dans la province) est consommée à l'extérieur des frontières de la province; les émissions de GES liées à la combustion de cette partie du gaz de schiste sont donc exclues du calcul, mais celles liées à la production y sont incluses;
- un amortissement sur 25 ans des émissions totales de GES liées au cycle de vie du gaz de schiste.

En considérant un amortissement sur 25 ans, la production annuelle d'un puits de gaz serait de :

- $4,5 \times 10^9$ m³ pour l'alternative 1, à petite échelle, avec 1 % d'émissions fugitives ;
- $4,4 \times 10^9$ m³ pour l'alternative 2, à petite échelle, avec 3 % d'émissions fugitives ;
- $3,4 \times 10^{10}$ m³ pour l'alternative 3, à grande échelle, avec 1 % d'émissions fugitives ;
- $3,3 \times 10^{10}$ m³ pour l'alternative 4, à grande échelle, avec 3 % d'émissions fugitives

Sachant que la consommation de gaz naturel était près de 6×10^9 m³ en 2011 (Université Laval, 2013), les alternatives 1 et 2 auraient une production légèrement inférieure à la consommation de gaz naturel du Québec, tandis que les alternatives 3 et 4 auraient une production excédentaire à la consommation de gaz naturel du Québec.

⁷ Selon ce rapport, le Québec produit 82,5 millions de tonnes CO₂ par année, calculé à partir des valeurs de PRG₁₀₀ de 1996 (Roy, 2013). Contrairement aux PRG₁₀₀ datant de 2007 employés dans la présente étude (voir Tableau 4-2), l'Inventaire québécois (MDDEFP, 2013) a donc employé des potentiels de réchauffement climatique ne considérant pas l'oxydation du CH₄ et du CO et un facteur de 21 kg CO₂ eq/kg CH₄, plutôt que 25 kg CO₂ eq/kg CH₄.

Afin de permettre le calcul de l'augmentation du bilan GES québécois lié à l'exploitation du gaz de schiste au Québec, le bilan de carbone évalué au chapitre 4 a été recalculé avec les PRG₁₀₀ de 1996 (voir Annexe E). Le CIRAIG considère cependant que ces valeurs sont dépassées et elles n'ont été utilisées qu'à des fins de comparaison avec l'Inventaire québécois (MDDEFP, 2013).

5.1.2 Émissions de GES – comparaison avec la littérature

À ce jour, il n'existe pas d'évaluation des impacts potentiels de la filière du gaz de schiste, que ce soit au Québec ou ailleurs dans le monde. Toutefois, de nombreuses études ont estimé les émissions de GES de 1 MJ de gaz naturel produit, sur un horizon de 100 ans. Weber et Clavin (2012) ont recensé ces différentes études et ont synthétisés leurs résultats dans un même graphique (voir Figure 5-1).

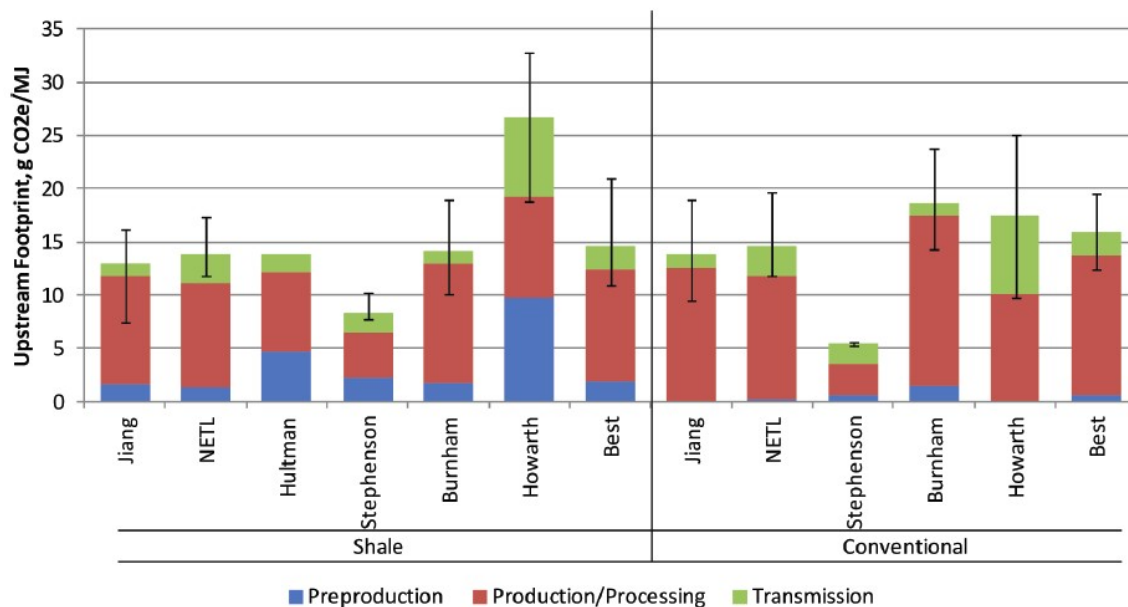


Figure 5-1 : Résumé des bilans GES publiés (horizon de 100 ans) — par MJ de gaz de schiste ou de gaz naturel conventionnel produit.

Tiré de Weber et Clavin (2012).

Le profil environnemental réalisé dans le cadre de la présente étude (Figure 3-1) montrait des émissions de 7 à 18 g CO₂ éq./MJ de gaz produit (sur un horizon de 100 ans, en excluant l'oxydation du CH₄ et du CO en CO₂). Ces résultats sont similaires à ceux obtenus par les études américaines, ces dernières ayant obtenu des valeurs variant entre 8 et 27 g CO₂ éq./MJ. Ces résultats semblent donc indiquer la robustesse des conclusions de cette étude, du moins pour l'indicateur *Changement climatique*.

5.1.3 Contamination des aquifères souterrains par les liquides de fracturation

La contamination des aquifères souterrains par le liquide de fracturation, les liquides de forage et le gaz naturel demeurent une problématique environnementale régulièrement mentionnée lorsqu'il est question de l'exploitation du gaz de schiste.

Pour le moment, aucune corrélation entre la contamination des aquifères souterrains et l'exploitation des gaz de schiste n'a été élaborée. Bien que des cas de contamination aient été répertoriés, ils ont été associés à des bris d'équipements ou à de mauvaises pratiques de l'industrie (Osborn et coll. 2011; DiGiulio et coll., 2011); deux éléments qui n'ont pas été traités dans cette étude.

La littérature fait état d'un risque de migration du liquide de fracturation, des liquides de forage et du gaz naturel, sur un horizon de temps allant d'un siècle à un millénaire (Myers, 2012a) et ce, même s'il existe une couche de roc de plusieurs kilomètres entre les aquifères souterrains et

la profondeur totale du puits, telle que retrouvée au Québec. L'étude de Myers a cependant fait l'objet de nombreux débats (Saiers et Barth, 2012; Myers, 2012b; Cohen et coll., 2012; Myers, 2012c; Carter et coll. 2013).

La présente étude devait initialement évaluer en analyse de sensibilité les conséquences d'une contamination maximale des aquifères souterrains par le liquide de fracturation et les liquides de forage (le gaz naturel n'étant pas considéré puisqu'il n'existe pas de résultats liant l'ingestion de gaz naturel à des effets toxicologiques ou écotoxicologiques (Minnesota Department of Health, 2013)). Cependant, comme mentionné à la sous-section 2.6.4, cette analyse n'a pas été présentée car les substances contenues dans les liquides de forage et de fracturation sont peu ou pas caractérisées par les méthodes d'évaluation des impacts du cycle de vie existantes.

Cette étude ne peut donc pas apporter de réponses satisfaisantes à cette problématique environnementale.

6 Conclusions et recommandations

Le présent rapport établit le profil environnemental prospectif du gaz de schiste québécois, le compare à d'autres filières énergétiques existantes pour deux utilisations et présente un bilan de GES avec une perspective de déclaration d'entreprise.

Il en ressort que les paramètres influençant le plus les résultats sont le taux d'émissions fugitives estimé et le nombre de puits en opération. L'analyse comparative réalisée n'avait pas pour objectif de déterminer l'intérêt d'exploiter les gaz de schiste au Québec, mais plutôt de vérifier comment le gaz de schiste se positionne par rapport à d'autres sources énergétiques pour des fonctions de transport ou de chauffage.

Cependant, il existe toujours un risque à comparer des filières énergétiques dont les conséquences sont relativement bien connues avec une filière énergétique en développement. En effet, de nombreuses incertitudes ne peuvent être chiffrées suite au manque d'information inhérente à une technologie en développement. Le meilleur exemple demeure l'incapacité des experts à évaluer la productivité d'un puits sur sa durée de vie. Tel que montré dans cette étude, les impacts potentiels associés au profil environnemental du gaz de schiste pourraient varier, selon la catégorie d'impact, de 111 à 345 % en changeant la production d'un puits de la production maximale à la production minimale.

Il est également à noter que l'analyse du cycle de vie et le bilan de GES possèdent des limites importantes associées à la qualité des données utilisées (p.ex. l'absence de substances dans la modélisation des boues de forages et du liquide de fracturation); à l'impossibilité d'évaluer certains impacts environnementaux (p.ex. l'augmentation des risques sismiques et les effets au bien humain); à l'incertitude de la modélisation des impacts environnementaux; et aux conséquences de l'exploitation du gaz de schiste sur le marché énergétique mondial.

Toutes ces limites ne peuvent être résolues ou améliorées à court terme, puisque la présente étude a tout de même utilisé une majorité de données primaires (bien que prospectives), spécifiquement collectées pour représenter l'exploitation du gaz de schiste au Québec, et du fait que les méthodes d'évaluation des impacts incorporant les développements méthodologiques les plus récents (ReCiPe et IMPACT World+) ont été utilisées en analyse de sensibilité.

Il serait cependant intéressant, même essentiel, qu'une analyse de cycle de vie conséquente plus large soit réalisée. Celle-ci viserait à évaluer les effets de l'introduction du gaz de schiste québécois sur le marché global de l'énergie, notamment en identifiant les producteurs d'énergie et les consommateurs affectés. À cette fin, il existe actuellement un modèle économique détaillé du système énergétique canadien développé par le GERAD (Groupe d'études et de recherche en analyse des décisions) qui répond à plusieurs besoins en ACV conséquente prospective. Il pourrait fournir des informations très utiles sur les conséquences indirectes liées au développement de la filière gaz de schiste et donc d'en quantifier les impacts indirects.

7 Références

- ALVAREZ, R. A.; PACALA, S. W.; WINEBRAKE, J. J.; CHAMEIDES, W. L.; HAMBURG, S. P. (2012). Greater focus needed on methane leakage from natural gas infrastructure. *Proceedings of the National Academy of Sciences*, p. 6
- BURNHAM, A., HAN, J., CLARK, C. E., WANG, M., DUNN, J. B., PALOU-RIVERA, I. (2012). Life-Cycle Greenhouse Gas Emissions of Shale Gas, Natural Gas, Coal, and Petroleum. *Environmental science & technology*, 46, p. 619-627.
- CANADIAN NATURAL GAS VEHICLE ALLIANCE (2013). Transit Buses. Early Adoption Leaders. En ligne: <http://www.cngva.org/en/home/vehicles-stations/transit-buses.aspx> [page consultée le 15 juillet 2013].
- CAPP (2003). Calculating Greenhouse Gas Emissions. April 2003. Canadian Association of Petroleum Producers. 61 pages. En ligne: <http://membernet.capp.ca/raw.asp?NOSTAT=YES&dt=PDF&dn=55904> [page consultée le 15 juillet 2013].
- CARTER, K.M., KRESIC, N., MULLER, P., VITTORIO, L.F. (2013). Technical Rebuttal to Article Claiming a Link between Hydraulic Fracturing and Groundwater Contamination. Pennsylvania Council of Professional Geologists, 13 pages. En ligne : <http://www.pcpge.org/Resources/Documents/Shale%20Gas/PAGS%20PCPG%20Rebuttal%20to%20Frac%20Induced%20GW%20Contamination%20Article%201.pdf> [page consultée le 15 juillet 2013].
- CATHLES, L., BROWN, L., TAAM, M., HUNTER, A. (2012). A commentary on 'The greenhouse gas footprint of natural gas in shale formations' by R W Howarth, R Santoro, and Anthony Ingraffea *Climatic Change*, 113, p. 86-91.
- CÉESGS (2012a). Plan de réalisation de l'évaluation environnementale stratégique sur le gaz de schiste. Rapport du Comité de l'évaluation environnementale stratégique sur le gaz de schiste. Version finale, avril 2012, 84 pages. En ligne: <http://ees-gazdeschiste.gouv.qc.ca/wordpress/wp-content/uploads/2012/05/plan-realisation-EES-final-avril-2012.pdf> [page consultée le 8 mai 2013].
- CÉESGS (2012b). L'industrie du gaz de schiste dans les Basses-Terres du Saint-Laurent: scénarios de développement. Rapport du Comité de l'évaluation environnementale stratégique sur le gaz de schiste. Version finale, novembre 2012, 35 pages. En ligne: <http://ees-gazdeschiste.gouv.qc.ca/wordpress/wp-content/uploads/2012/11/Rapport-etude-P-1-CEES.pdf> [page consultée le 8 mai 2013].
- COHEN, H.A., PARRAT, T., ANDREWS, C.B. (2012) Discussion of Papers – Comment on: Potential Contaminant Pathways from Hydraulically Fractured Shale to Aquifers. *Groundwater*, 2012. 51(3): p. 317-319. En ligne : <http://onlinelibrary.wiley.com/doi/10.1111/gwat.12015/pdf> [Page consultée le 15 juillet 2013].
- DAVIS, R.J. (2011). Methane contamination of drinking water caused by hydraulic fracturing remains unproven. *Proceedings of the National Academy of Sciences*, 108(43), E871.
- DIGIULIO, D.C., WILKIN, R.T., MILLER, C., OBERLEY, G. (2011) Investigation of ground water contamination near Pavillion, Wyoming. Draft Report, U.S. EPA, Office of Research and Development, 121 pages. En ligne : http://www.epa.gov/region8/superfund/wy/pavillion/EPA_ReportOnPavillion_Dec-8-2011.pdf [page consultée le 15 juillet 2013].

- ENGINEERING TOOLBOX (Internet). Fuels – Densities and Specific Volumes. En ligne : http://www.engineeringtoolbox.com/fuels-densities-specific-volumes-d_166.html [page consultée le 15 juillet 2013]
- GIEC (2007). Changes in Atmospheric Constituents and in Radiative Forcing. In: Climate Change 2007: The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Fourth Assessment Report (AR4) of the Intergovernmental Panel on Climate Change, pp. 129-235. Disponible sur : http://www.ipcc.ch/publications_and_data/ar4/wg1/en/contents.html [page consultée le 3 juin 2013]. Plus précisément : Global Warming Potential (Table 2-14) : http://www.ipcc.ch/publications_and_data/ar4/wg1/en/tssts-2-5.html [page consultée le 3 juin 2013]
- GONZÁLEZ, P., BERNARD, J.-T., TRABELSI, S. BEAUDOIN, G. (2012). Le développement de l'exploitation des shales du Barnett, du Marcellus, du Haynesville et du Montney. Université Laval. Document réalisé dans le cadre de l'évaluation environnementale stratégique sur le gaz de schiste, 72 pages. En ligne : http://ees-gazdeschiste.gouv.qc.ca/wordpress/wp-content/uploads/2012/10/Rapport-etude-P-1_b_UL.pdf [page consultée le 15 juillet 2013].
- GOVERNEMENT DU QUÉBEC (2013). Règlement sur la déclaration obligatoire de certaines émissions de contaminants dans l'atmosphère. Document à jour le 1^{er} juillet 2012. En ligne : <http://www2.publicationsduquebec.gouv.qc.ca/dynamicSearch/telecharge.php?type=3&file=/Q2/Q2R15.HTM> [page consultée le 15 juillet 2013].
- HOWARTH, R., SANTORO, R., INGRAFFEA, A. (2011). Methane and the greenhouse-gas footprint of natural gas from shale formations. *Climatic Change letters*, 106(4), p 679-690.
- HOWARTH, R., SANTORO, R., INGRAFFEA, A. (2012). Venting and leaking of methane from shale gas development: response to Cathles et coll. *Climatic Change*, 113(2), p 537-549.
- HUGHUES, J.D. (2011). Life cycle greenhouse gas emissions from shale gas compared to coal: an analysis of two conflicting studies, 23 pages.
- HYDRO-QUÉBEC (2012). Faits sur l'électricité d'Hydro-Québec : Approvisionnements énergétiques et émissions atmosphériques – 2012. Fiche d'information. En ligne : http://www.hydroquebec.com/developpement-durable/pdf/approvisionnement_energetiques_et_emissions_atmospheriques_d_hydro_quebec_2012.pdf [page consultée le 25 mai 2013].
- HYDRO-QUÉBEC (2013). Rapport annuel 2012. 126 pages. En ligne : http://www.hydroquebec.com/publications/fr/rapport_annuel/pdf/rapport-annuel-2012.pdf [page consultée le 15 juillet 2013].
- IEA (2009). Electricity /Heat in Canada, United-States and Mexico in 2009. En ligne : pour le Canada : http://www.iea.org/stats/electricitydata.asp?COUNTRY_CODE=CA, pour les États-Unis : http://www.iea.org/stats/electricitydata.asp?COUNTRY_CODE=US, pour le Mexique : http://www.iea.org/stats/electricitydata.asp?COUNTRY_CODE=MX [pages consultées le 15 juillet 2013].
- ISO (2006a). ISO 14040: Management environnemental — Analyse du cycle de vie — Principes et cadre, Organisation internationale de normalisation, 24 p.
- ISO (2006b). ISO 14044: Management environnemental — Analyse du cycle de vie — Exigences et lignes directrices, Organisation internationale de normalisation, 56 p.
- ITTEN, R., FRISCHKNECHT, R. STUCKI, M. (2013). Life cycle inventories of Electricity Mixes and Grid. ESU-Services pour le Paul Scherrer Institut. 229 pages. En ligne: <http://www.esu-services.ch/fileadmin/download/publicLCI/itten-2012-electricity-mix.pdf> [page consultée le 15 juillet 2013].

- JIANG, M., GRIFFIN, M. W., HENDRICKSON, C., JARAMILLO, P., VANBRIESEN, J., VENKATESH, A. (2011). Life cycle greenhouse gas emissions of Marcellus shale gas. *Environmental reasearch letter*. 6(3), p 9
- JOLLIET, O., MARGNI, M., CHARLES, R., HUMBERT, S., PAYET, J., REBITZER, G. et ROSENBAUM, R. (2003). IMPACT 2002+: A New Life Cycle Impact Assessment Methodology. *International Journal of Life Cycle Assessment* 8(6) p.324-330.
- KARGBO, D.M., WILHELM, R.G., CAMPBELL, D.J. (2010). Natural gas plays in the Marcellus shale: challenges and potential opportunities. *Environmental science & technology*, 44, pp. 5679-5684. Version en ligne : <http://www.chemungcounty.com/usr/ACNE/R3%20Hydrofracing%5B1%5D.pdf> [page consultée le 8 mai 2013].
- KRESSE, T.M., WARNER, N.R., HAYS, P.D., DOWN, A., VENGOSH, A., JACKSON, R.B. (2011). Shallow Groundwater Quality and Geochemistry in the Fayetteville Shale Gas-Production Area, North-Central Arkansas. US Geological Survey, Little Rock, AR. 42 pages. En ligne: <http://pubs.usgs.gov/sir/2012/5273/> [page consultée le 15 juillet 2013].
- LECHTENBÖHMER, S., ALTMANN, M., CAPITO, S., MATRA, Z., WEINDRORF, W., ZITTEL, W. (2011). Impacts of shale gas and shale oil extraction on the environment and on human health. Study. European Parliament. Directorate General for Internal Policies. Policy department A: Economic and Scientific Policy. June 2011, 91 pages. En ligne : <http://www.europarl.europa.eu/document/activities/cont/201107/20110715ATT24183/20110715ATT24183EN.pdf> [page consultée le 8 mai 2013].
- MDDEP (2010). Les enjeux environnementaux de l'exploration et de l'exploitation gazières dans les Basses-Terres du Saint-Laurent, Ministère du Développement durable de l'Environnement et des Parcs du Québec, octobre 2010, 57 pages. En ligne : http://www.bape.gouv.qc.ca/sections/mandats/Gaz_de_schiste/documents/DB1.pdf [page consultée le 8 mai 2013].
- MDDEFP (2013), Inventaire québécois des émissions de gaz à effet de serre en 2010 et leur évolution depuis 1990, Direction des politiques de la qualité de l'atmosphère, p. 20.
- MINNESOTA DEPARTMENT OF HEALTH (2013). Methane in well water, p. 2.
- MOLGAT, M. (2013). Communication personnelle. Information sur la gestion des boues et déblais de forage de l'industrie du gaz de schiste. 26 juin 2013. Réunion entre le comité de l'évaluation environnementale stratégique sur le gaz de schiste et le CIRAIG.
- MTQ (2009). Politique sur le transport routier des marchandises 2009-2014. Ministères des transports du Québec. Direction du transport routier des marchandises. 83 pages. En ligne : http://www.mtq.gouv.qc.ca/portal/page/portal/Librairie/Publications/fr/camionnage/pol_transp_ort_march_camionnage.pdf [page consultée le 27 mai 2013].
- MUNOZ, I., RIGARLSFORD, G., MILÀ i CANALS, L., KING, H., (2013) Accounting for greenhouse gas emissions from the degradation of chemicals in the environment, *The international journal of Life Cycle Assessment*, 18(1), p.252-262.
- MYERS, T. (2012a). Potential Contaminant Pathways from Hydraulically Fractured Shale to Aquifers. *Groundwater*, 2012. 50(6): p. 872-882. En ligne : <http://nofracking.com/static/media/PDF/Fracking-Aquifers.pdf> [page consultée le 27 mai 2013].
- MYERS, T. (2012b). Discussion of Papers - Author's Reply to Comments by Saiers and Barth on: Potential Contaminant Pathways from Hydraulically Fractured Shale to Aquifers. *Groundwater*, 2012. 50(6): p. 828-830. En ligne : <http://onlinelibrary.wiley.com/doi/10.1111/j.1745-6584.2012.00991.x/pdf> [page consultée le 15 juillet 2013].
- MYERS, T. (2012c). Discussion of Papers - Author's Reply to Comments by Cohen et al. on: Potential Contaminant Pathways from Hydraulically Fractured Shale to Aquifers. *Groundwater*, 2012. 51(3):

- p. 319-321. En ligne : <http://onlinelibrary.wiley.com/doi/10.1111/gwat.12016/pdf> [page consultée le 15 juillet 2013].
- O'CONNOR, D. (2013). GHG Emissions and Life Cycle Analysis of the Shale Gas Industry. Présentation donnée à *Americana 2013*, 19-21 mars 2013, Montréal, Canada.
- O'SULLIVAN, F., PALTSEV, S. (2012), Shale gas production: potential versus actual greenhouse gas emissions. *Environmental research letter*, 7(4). p. 6
- OFFICE DE L'EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE (2010). Secteur commercial et institutionnel - Québec. Tableau1 : Consommation d'énergie secondaire et émissions de GES par source d'énergie. Ressource naturelles Canada. En ligne : http://oe.e.rncan.gc.ca/organisme/statistiques/bnce/apd/evolution_com_qc.cfm?attr=0 [page consultée le 27 mai 2013].
- OFFICE DE L'EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE (2010b). Secteur industriel - Québec. Tableau1 : Consommation d'énergie secondaire et émissions de GES par source d'énergie. Ressource naturelles Canada. En ligne : http://oe.e.rncan.gc.ca/organisme/statistiques/bnce/apd/evolution_agg_qc.cfm [page consultée le 27 mai 2013].
- OSBORN, S.G.; VENGOSH, A.; WARNER, N.R.; JACKSON, R. B.(2011). Methane contamination of drinking water accompanying gas-well drilling and hydraulic fracturing. *Proceedings of the National Academy of Sciences*,. p. 5
- RESSOURCES NATURELLES CANADA (2009). Chaudières. Chaudières au gaz, mazout et électriques. En ligne: <http://oe.e.rncan.gc.ca/equipement/chauffage/4635> [page consultée le 15 juillet 2013].
- ROUSSEL, N. P., SHARMA, M.M. (2013). Selecting candidate wells for refracturing using production data. *SPE Production & Operations*, 28(1), pp. 36-45
- ROY, A. (2013) Communication personnelle. Information sur la bilan carbone du Québec. 27 septembre 2013. Échange téléphonique entre Annie Roy, Coordinatrice équipe Avis et Expertises, Direction des programmes, Bureau des changements climatiques, Ministère du Développement durable, de l'Environnement, de la Faune et des Parcs et Pierre-Olivier Roy, analyste au CIRAI.
- ROZELL, D.J., REAVEN, S.J. (2012). Water Pollution Risk Associated with Natural Gas Extraction from the Marcellus Shale. *Risk analysis*, 32(8), p.1382-1393.
- SABA, T., ORZECZOWSKI, M. (2011) Lack of data to support a relationship between methane contamination of drinking water wells and hydraulic fracturing. *Proceedings of the National Academy of Sciences*, 108(37), E663
- SAIERS, J.E., BARTH, E. (2012). Discussion of Papers – Comment on: Potential Contaminant Pathways from Hydraulically Fractured Shale to Aquifers. *Groundwater*, 2012. 50(6): p. 826–828. En ligne : <http://onlinelibrary.wiley.com/doi/10.1111/j.1745-6584.2012.00990.x/pdf> [Page consultée le 15 juillet 2013].
- SCHMIDT, C.H. (2011). Blind rush? Shale Gas Boom Proceeds Amid Human Health Questions. *Environmental Health Perspectives*, 119(8), pp. a348-a353. Version en ligne : <http://www.ncbi.nlm.nih.gov/pmc/articles/PMC3237379/> [page consultée le 8 mai 2013].
- SCHON, S.C. (2011). Hydraulic fracturing not responsible for methane migration. *Proceedings of the National Academy of Sciences*, 108(37), E664.
- SKONE, T. J. (2011). Life Cycle Greenhouse Gas Analysis of Natural Gas Extraction & Delivery in the United States. National energy technology laboratory, Ed. US Department of Energy: Cornell University, May 12, 2011.p.45
- STATISTIQUE CANADA (2007). Electric Power Generation, Transmission and Distribution. Catalogue no. 57-202-X. 44 pages. En ligne: <http://www.statcan.gc.ca/pub/57-202-x/57-202-x2007000-eng.pdf> [page consultée le 15 juillet 2013].

- STATISTIQUE CANADA (2012). Population by year, by province and territory. En ligne: <http://www.statcan.gc.ca/tables-tableaux/sum-som/l01/cst01/demo02a-eng.htm>, [page consultée le 13 juin 2013].
- STEPHENSON, T.; VALLE, J. E.; RIERA-PALOU, X. (2011). Modeling the Relative GHG Emissions of Conventional and Shale Gas Production. *Environmental science & technology*, 45, p. 10757–10764.
- UNIVERSITÉ LAVAL, 2013. Contexte énergétique du Québec. En ligne: http://www.ihgeds.ulaval.ca/contexteenergie0.html#Uk1y_hD0hsJ [page consultée le 22 septembre 2013].
- U.S. EPA (2010a). Greenhouse gas emissions reporting from the petroleum and natural gas industry - Background technical support document; United States Environmental Protection Agency, Climate Change Division, Washington DC. 144 pages. En ligne: http://www.epa.gov/ghgreporting/documents/pdf/2010/Subpart-W_TSD.pdf [page consultée le 8 mai 2013].
- U.S. EPA (2010b). MOVES (Motor Vehicle Emission Simulator). En ligne : <http://www.epa.gov/otag/models/moves/index.htm#generalinfo> [page consultée le 8 mai 2013].
- U.S. EPA (2013). Inventory of U.S. Greenhouse Gas Emissions and Sinks : 1990-2011. Report EPA 430-R-13-001, U.S. Environmental Protection Agency, Washington DC, 505 pages. En ligne : <http://www.epa.gov/climatechange/emissions/usinventoryreport.html> [page consultée le 15 juillet 2013].
- UDO-DE-HAES, H.A., FINNVEDEN, G. et GOEDKOOP, M. (2002). Life-Cycle Impact Assessment: Striving towards Best Practice, Society of Environmental Toxicology & Chemist, 272 p.
- UNITED NATIONS (1998). Report of the Conference of the Parties on its Third Session, held at Kyoto from 1 to 11 December 1997. Addendum Part Two: Action Taken by the Conference of the Parties at its Third Session. Framework Convention on Climate Change, FCCC/CP/1997/7/Add.1, 25 March 1998, 60 pages.
- UNIVERSITY OF SYDNEY (2008). Dealing with Scope 3. Information sheet 17. Centre for Integrated Sustainability Analysis. 3 pages. En ligne: http://www.isa.org.usyd.edu.au/research/InformationSheets/ISATBInfo17_new.pdf [page consultée le 8 mai 2013].
- VAN DURME, G., MARTINEAU, G., MICHAUD, R. (2012). Projet type concernant les activités liées au gaz de schiste au Québec. Document synthèse réalisé par le Centre interuniversitaire de recherche sur le cycle de vie des produits, procédés et services (CIRAIG), Département de génie chimique, Polytechnique Montréal. Août 2012, 51 pages. En ligne : http://ees-gazdeschiste.gouv.qc.ca/wordpress/wp-content/uploads/2012/09/Pi116b_Rapport-Projet-type_avec-annexe-31aout2012.pdf [page consultée le 8 mai 2013].
- WANG, S. H., LUO, X. L., HURT, R. S., HUGHES, R., (2013). What we learned from a study of re-fracturing in Barnett shale: an investigation of completion/fracturing, and production of re-fractured wells. *6th International Petroleum Technology Conference, Mar 26 - 28, 2013 2013, Beijing, China*. 18 p.
- WEBER, C. L.; CLAVIN, C. (2012). Life Cycle Carbon Footprint of Shale Gas: Review of Evidence and Implications. *Environmental science & technology*, 46, p. 5688-5695.
- WEIDEMA, B.P. et SUHR WESNÆS, M. (1996). Data quality management for life cycle inventories - an example of using data quality indicators. *Journal of Cleaner Production* 4(3-4) p.167-174.
- WOOD, R., GILBERT, P., SHARMINA, M., ANDERSON, K. (2011). Shale gas: a provisional assessment of climate change and environmental impacts. Research report by the Tyndall Centre for Climate Change Research, University of Manchester, 87 pages. En ligne :

-
- http://www.tyndall.ac.uk/sites/default/files/tyndall-coop_shale_gas_report_final.pdf [page consultée le 8 mai 2013].
- WORLD COAL ASSOCIATION (2012). Coal Statistics. En ligne : www.worldcoal.org/resources/coal-statistics [page consultée le 27 mai 2013].
- WRI/ WBCSD (2004). A Corporate Accounting and Reporting Standard. Revised Edition. Greenhous Gas Protocol. World Resources Institute and World Business Council for Sustainable Development. 116 pages. En ligne: <http://www.ghgprotocol.org/files/ghgp/public/ghg-protocol-revised.pdf> [consulté le 3 mars 2013].
- WRI/ WBCSD (2011). Product Life Cycle Accounting and Reporting Standard. Greenhous Gas Protocol. World Resources Institute and World Business Council for Sustainable Development. September 2011. 146 pages. En ligne: <http://www.ghgprotocol.org/standards/product-standard> [consulté le 3 mars 2013].

Glossaire

Aquifère	Une formation géologique ou une roche suffisamment poreuse ou fissurée et perméable pour contenir une nappe d'eau souterraine mobilisable.
Boue de forage*	Mélange d'eau, d'argile et de certains produits chimiques qui assure la remontée des déblais, maintient les parois du puits [...] et refroidit le trépan tout en le lubrifiant.
Complétion	Toutes les étapes nécessaires pour passer d'un forage à un puits producteur de gaz. Cela comprend notamment la perforation du tubage de production et la stimulation du puits.
Déblais de forage*	Débris solides arrachés à la formation rocheuse et ramenés à la surface au cours du forage.
Eau de reflux	Fluide de fracturation qui remonte à la surface suite à la fracturation. La composition des eaux de reflux diffère de celle du fluide de fracturation en raison des interactions chimiques qui ont eu lieu dans le sous-sol. Appelée « <i>flowback</i> » en anglais.
Eau de formation	Eau provenant du sous-sol et remontant à la surface avec les eaux de reflux. Le schiste d'Utica est généralement sec, il ne produit donc que peu, voire pas, d'eau de formation.
Eau de production	Eau sous forme de vapeur contenue dans le gaz sortant du puits. Il s'agit d'un mélange d'eau de reflux et d'eau de formation
Essai de production*	Opération consistant à laisser le gaz naturel remonter librement par le puits de façon à évaluer le potentiel de production et la rentabilité économique de ce dernier. Dans un gisement de schiste, cette étape suit la fracturation.
Évent*	Système de sécurité d'évacuation des gaz destiné à éviter les surpressions dangereuses
Fermeture définitive*	Cessation des travaux de forage, de complétion ou de modification d'un puits avec l'intention de cesser toute activité et de ne plus poursuivre les travaux dans un puits, lequel est désigné puits abandonné.
Fermeture temporaire*	Interruption des travaux de forage, de complétion ou de modification d'un puits avec l'intention de reporter à une date ultérieure la poursuite des travaux.
Forage*	Action de forer un trou dans une ou plusieurs formations géologiques. On y entend aussi l'ensemble des techniques permettant de creuser un puits gazier.
Fracturation hydraulique	Méthode pour stimuler un puits. En bref, cela consiste à envoyer un liquide sous haute pression dans le forage afin de fracturer la roche et libérer le gaz.
Levé sismique	Opération géophysique consistant à utiliser une source sismique pour produire artificiellement des ondes acoustiques qui se propagent dans la terre et sont réfléchies ou réfractées par les couches souterraines, puis enregistrées.
Migration de gaz*	Écoulement non contrôlé de gaz dans le sol ou dans l'eau souterraine provenant du puits gazier.
Résidus de forage*	Toute substance solide ou liquide, à l'exception de l'effluent final, rejetée par les activités de forage dont les fluides usés de forage, les boues et les déblais de forage.
Réseau de collecte	Réseau de conduites allant de la tête du puits à l'unité de traitement des gaz.
Réseau de transport	Réseau de conduites allant de l'unité de traitement des gaz au réseau de distribution.
Réseau de distribution	Réseau de conduites allant du réseau de transport au consommateur.
Site	Dans le cadre de ce rapport, un site fait référence à l'espace au sol aménagé pour recevoir tous les équipements nécessaires pour le forage et la complétion du puits ainsi que pour l'extraction du gaz de schiste. La taille du site varie au cours de la vie du puits.
Stimulation	Toute action ou ensemble d'actions visant à libérer le gaz emprisonné dans la roche.

Tête de puits*	Équipement de surface muni d'un assemblage de vannes, utilisé pour assurer le contrôle des fluides remontant par le puits.
Traitement du gaz*	Opération effectuée sur le gaz naturel à la sortie du puits visant à le séparer des autres fluides remontant à la surface, à le purifier ou à le conditionner pour son stockage et son transport.

* Ces définitions sont issues du *Règlement sur le pétrole, le gaz naturel et les réservoirs souterrains* et des travaux sur le projet de *Directive sur les hydrocarbures*.

Annexe A : Méthodologie de l'Analyse du cycle de vie (ACV)

A.1	TERMES ET DÉFINITIONS	2
A.2	PHASE I DE L'ACV : DÉFINITION DES OBJECTIFS ET DU CHAMP DE L'ÉTUDE	4
A.3	PHASE II DE L'ACV : ANALYSE DE L'INVENTAIRE DU CYCLE DE VIE	5
A.3.1	<i>Description des catégories de données</i>	6
A.3.2	<i>Recueil des données</i>	8
A.3.3	<i>Validation des données</i>	8
A.3.4	<i>Mise en rapport des données avec le processus élémentaire</i>	9
A.3.5	<i>Mise en rapport des données avec l'unité fonctionnelle</i>	9
A.4	PHASE III DE L'ACV : ÉVALUATION DES IMPACTS DU CYCLE DE VIE	10
A.4.1	<i>Sélection des catégories d'impacts et des modèles de caractérisation</i>	11
A.4.2	<i>Classification et caractérisation des résultats d'inventaire</i>	13
A.4.3	<i>Éléments optionnels</i>	14
A.5	PHASE IV DE L'ACV : INTERPRÉTATION	15
A.6	RÉFÉRENCES	16

La méthodologie ACV est régie par l'Organisation internationale de normalisation (ISO), en particulier la série de normes ISO 14 040. Les sections suivantes présentent quelques termes et définitions, de même que les principaux aspects méthodologiques de chacune des quatre phases de l'ACV.

A.1 Termes et définitions

Analyse de sensibilité : procédure systématique pour estimer les effets sur les résultats d'une étude des choix concernant les méthodes et les données.

Analyse d'incertitude : procédure systématique permettant de rechercher, puis de quantifier, l'incertitude introduite dans les résultats d'un inventaire du cycle de vie par les effets cumulés de l'imprécision du modèle, de l'incertitude sur les intrants et de la variabilité des données.

Analyse du cycle de vie (ACV) : compilation et évaluation des intrants, des extrants et des impacts environnementaux potentiels d'un système de produits au cours de son cycle de vie.

Analyse du cycle de vie axée sur les attributs (ACV-A) : analyse visant à attribuer à un système de produits la juste part des impacts dont il est responsable.

Analyse du cycle de vie axée sur les conséquences (ACV-C) : analyse visant à évaluer les conséquences d'un système de produits (ou d'une décision affectant ce système) sur d'autres systèmes.

Catégorie d'impact : classe représentant les points environnementaux étudiés à laquelle les résultats de l'inventaire du cycle de vie peuvent être affectés.

Contrôle de cohérence : procédé, mis en œuvre avant d'arriver aux conclusions, permettant de vérifier que les hypothèses, les méthodes et les données sont appliquées de manière cohérente tout au long de l'étude, et conformément à la définition des objectifs et du champ de l'étude.

Contrôle de complétude : procédé permettant de vérifier si les informations des phases précédentes d'une analyse du cycle de vie suffisent pour arriver à des conclusions conformément à la définition des objectifs et du champ de l'étude.

Contrôle de sensibilité : procédé permettant de vérifier que les informations obtenues à partir d'une analyse de sensibilité sont pertinentes pour établir des conclusions et donner des recommandations.

Émissions : émissions dans l'air et rejets dans l'eau et le sol.

Entrant : voir « Intrant »

Évaluation des impacts du cycle de vie (ÉICV) : phase de l'analyse du cycle de vie destinée à comprendre et évaluer l'ampleur et l'importance des impacts potentiels d'un système de produits sur l'environnement au cours de son cycle de vie.

Extrant : flux de produit, de matière ou d'énergie sortant d'un processus élémentaire (NOTE Les produits et les matières comprennent des matières premières, des produits intermédiaires, des coproduits et des émissions).

Facteur de caractérisation : facteur établi à partir d'un modèle de caractérisation qui est utilisé pour convertir les résultats de l'inventaire du cycle de vie en unité commune d'indicateur de catégorie.

Flux de produits : produits entrant ou sortant d'un système de produits en direction d'un autre.

Flux de référence : mesure des extrants des processus, dans un système de produits donné, nécessaire pour remplir la fonction telle qu'elle est exprimée par l'unité fonctionnelle.

Flux élémentaire : matière ou énergie entrant dans le système étudié, qui a été puisée dans l'environnement sans transformation humaine préalable, ou matière ou énergie sortant du système étudié, qui est rejetée dans l'environnement sans transformation humaine ultérieure.

Flux énergétique : intrant ou extrant d'un processus élémentaire ou d'un système de produits, exprimé en unités d'énergie (NOTE Le flux énergétique entrant peut être appelé intrant, et le flux énergétique sortant, extrant).

Flux intermédiaire : flux de produit, de matière ou d'énergie intervenant entre des processus élémentaires du système de produits étudié.

Frontière du système : ensemble de critères qui spécifient quels processus élémentaires font partie d'un système de produits.

Indicateur de catégorie d'impact : représentation quantifiable d'une catégorie d'impact (NOTE L'expression condensée «indicateur de catégorie» est parfois utilisée).

Interprétation du cycle de vie : phase de l'analyse du cycle de vie au cours de laquelle les résultats de l'analyse de l'inventaire ou de l'évaluation de l'impact, ou des deux, sont évalués en relation avec les objectifs et le champ définis pour l'étude afin de dégager des conclusions et des recommandations.

Intrant : flux de produit, de matière ou d'énergie entrant dans un processus élémentaire (NOTE Les produits et les matières comprennent des matières premières, des produits intermédiaires et des coproduits).

Inventaire du cycle de vie (ICV) : phase de l'analyse du cycle de vie impliquant la compilation et la quantification des intrants et des extrants, pour un système de produits donné au cours de son cycle de vie.

Matière première : matière première ou secondaire utilisée pour réaliser un produit.

Processus élémentaire : plus petite partie prise en compte dans l'inventaire du cycle de vie pour laquelle les données d'entrée et de sortie sont quantifiées.

Processus : ensemble d'activités corrélées ou interactives qui transforme des intrants en extrants

Revue critique : processus destiné à s'assurer de la cohérence entre une analyse du cycle de vie et les principes et exigences spécifiés par les Normes internationales traitant de l'analyse du cycle de vie.

Sortant : voir « Extrant »

Système de produits : ensemble de processus élémentaires comportant des flux de produits et des flux élémentaires, remplissant une ou plusieurs fonctions définies, qui sert de modèle au cycle de vie d'un produit.

Unité fonctionnelle : performance quantifiée d'un système de produits destinée à être utilisée comme unité de référence dans une analyse du cycle de vie.

Vérification des résultats : élément de la phase d'interprétation du cycle de vie permettant d'établir la confiance dans les résultats de l'étude de l'analyse du cycle de vie (NOTE La vérification comprend le contrôle de complétude, de sensibilité, de cohérence et toute autre validation pouvant être requise conformément à la définition des objectifs et du champ de l'étude).

A.2 Phase I de l'ACV : Définition des objectifs et du champ de l'étude

La première phase de l'ACV, appelée définition des objectifs et du champ de l'étude, présente essentiellement la raison de l'étude et la façon dont celle-ci sera conduite afin d'atteindre cette fin (c.-à-d. le modèle d'étude définissant le cadre méthodologique auquel doivent se conformer les phases subséquentes de l'ACV).

L'application envisagée et le public cible doivent d'abord être clairement définis puisqu'ils vont fixer la profondeur et l'ampleur de l'étude.

Selon l'ISO, les ACV s'effectuent en mettant au point des modèles qui décrivent les éléments clés des systèmes physiques. Le système de produits¹ représente les activités humaines considérées dans l'étude et l'évaluation des impacts est basée sur des modèles (mécanismes environnementaux) qui lient les interventions environnementales de ces activités et leurs effets potentiels sur l'environnement.

L'ISO définit un **système de produits** comme un ensemble de processus élémentaires liés par des flux de matière et d'énergie qui remplissent une ou plusieurs fonctions. Dans ce sens, le sujet d'une ACV est caractérisé par ses fonctions et non seulement en termes de ses produits finaux. Ceci permet la comparaison de produits qui n'ont pas la même performance fonctionnelle par unité de produit (p. ex. une tasse de Styromousse à usage unique et une tasse en céramique qui est réutilisée plusieurs fois), puisque la quantification de la performance fonctionnelle, au moyen de l'**unité fonctionnelle**, fournit une référence à partir de laquelle sont mathématiquement normalisés les entrants et les sortants des systèmes comparés (p. ex. boire 2 tasses de café par jour durant un an). La spécification de l'unité fonctionnelle est le point de départ de la définition des frontières du système de produits puisqu'elle indique quels sont les processus élémentaires qui doivent être inclus pour remplir cette fonction. Plus la définition de l'unité fonctionnelle est précise, plus les frontières du système sont restrictives.

Un **processus élémentaire**, tel que défini par l'ISO, est la plus petite partie d'un système de produits pour laquelle sont recueillies des données (c.-à-d. il peut représenter un procédé chimique spécifique ou une usine complète incluant de nombreux sous-procédés). Un processus élémentaire est caractérisé par ses entrants et sortants, si le processus élémentaire représente plus d'un sous-procédé, leurs entrants et sortants sont alors agrégés ensemble.

Selon l'ISO, les processus élémentaires sont liés aux écosystèmes naturels (ou écosphère) par des **flux élémentaires** et aux systèmes économiques (ou technosphère, c.-à-d. la part de l'écosphère qui a été transformée par les activités humaines) par des **flux de produits** (Figure A-1). On distingue également les **flux de produits intermédiaires**, entre les processus du système de produits étudié. Ainsi, les flux élémentaires sont puisés directement de ou émis directement dans l'environnement et donc, contribuent aux catégories d'impacts, tandis que les flux de produits (matière, énergie ou service, incluant les coproduits, sous-produits et déchets) sont plutôt utilisés pour déterminer l'intensité des processus modélisés.

¹ Le terme « produits » utilisé seul peut comprendre non seulement des systèmes de produits mais aussi des systèmes de services.

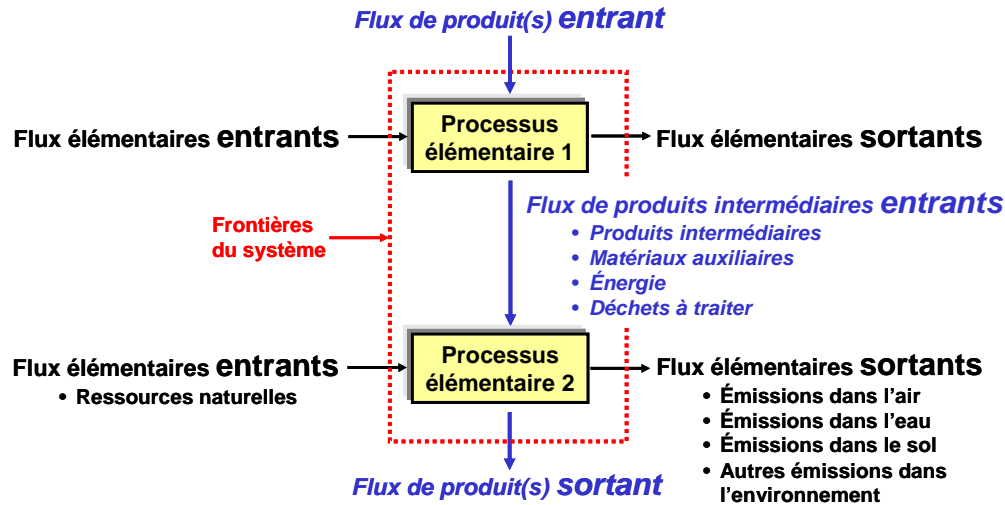


Figure A-1 : Frontières et processus élémentaires d'un système de produits.

L'utilisation d'un diagramme de procédés illustrant les processus élémentaires et leurs interrelations (flux de matières et d'énergie) permet le suivi des frontières du système de produits.

Selon l'ISO, dans l'idéal il convient de modéliser le système de produits de telle sorte que les entrants et les sortants à ses frontières soient des flux élémentaires. Dans de nombreux cas, il n'y a cependant ni assez de temps, ni assez de données, ni assez de ressources pour effectuer une étude aussi complète. Des décisions doivent être prises concernant les processus élémentaires et les flux élémentaires² qui doivent être initialement inclus dans l'étude. L'ISO stipule également qu'il n'est pas nécessaire de quantifier des entrants et des sortants qui ne changeront pas de façon significative les conclusions globales de l'étude, elle suggère aussi des critères pour l'inclusion des flux (p. ex. contribution au-dessus d'un certain seuil aux bilans de masse ou d'énergie ou pertinence environnementale).

La liste de tous les processus élémentaires et flux élémentaires à modéliser peut être corrigée avec l'acquisition de nouvelles informations, les décisions menant à ce raffinement des frontières du système devant être clairement présentées.

Une fois que la liste des processus élémentaires inclus dans le système de produits est complétée et afin de construire l'inventaire du système et de poursuivre avec l'évaluation des impacts potentiels, les données pertinentes concernant ces processus (c.-à-d. les entrants et les sortants) doivent être collectées. Cependant, avant de faire cette collecte, les exigences relatives à leur qualité (couverture temporelle, géographique et technologique, précision et complétude), leurs sources (spécifiques ou génériques), leur type (mesurées, calculées ou estimées), leur nature (déterministe ou probabiliste), et leur niveau d'agrégation doivent être déterminées afin de respecter les objectifs de l'étude.

A.3 Phase II de l'ACV : Analyse de l'inventaire du cycle de vie

La seconde phase de l'ACV, appelée l'analyse de l'inventaire du cycle de vie (AICV), est la quantification des flux élémentaires pertinents qui traversent les frontières du système de produits.

² Puisque les flux élémentaires quantifiés sont les données d'entrée de l'évaluation des impacts, le choix des impacts à évaluer va affecter le choix des flux élémentaires à suivre.

La procédure de calcul utilisée pour compléter l'inventaire est présentée à la Figure A-2.

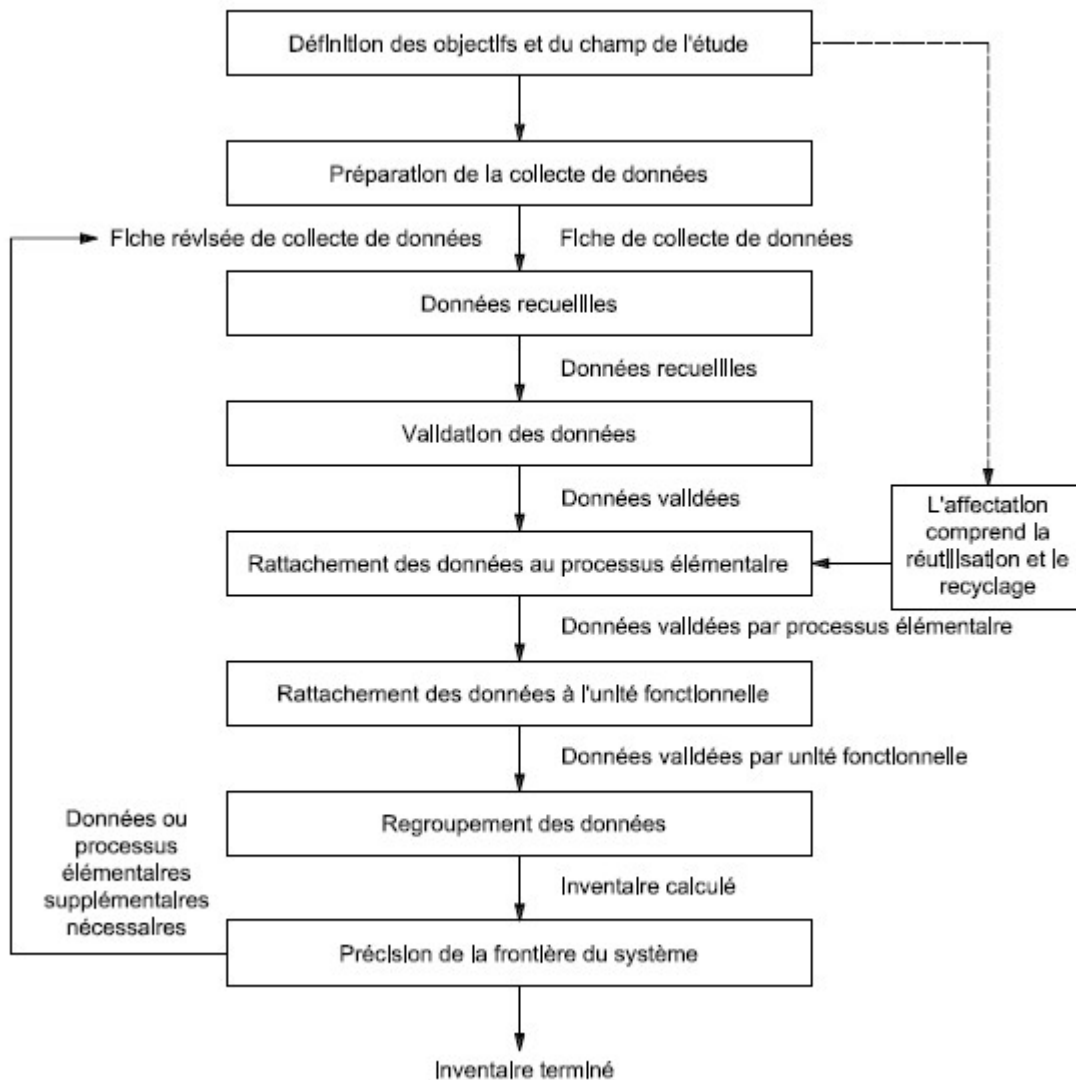


Figure A-2: Procédure de calcul de l'inventaire.

(tiré de ISO 14 044, 2006)

A.3.1 Description des catégories de données

Les données utilisées dans le cadre de l'AICV vie peuvent être classifiées selon leur source (spécifique ou générique), leur type (mesurées, calculées ou estimées), leur nature (déterministe ou probabiliste) et leur niveau d'agrégation.

A.3.1.1 Classification selon la source

Données spécifiques ou primaires

Les données spécifiques sont collectées à partir des installations associées aux processus élémentaires inclus dans les frontières du système. L'analyste responsable de leur collecte a un accès direct aux

données lors de leur collecte ou a un contrôle direct sur le processus de collecte (c.-à-d. la méthodologie employée). Autrement que pour caractériser les installations incluses dans l'étude, ce type de données n'est pas recommandé à cause de son manque de représentativité, à moins que 1) aucune autre source de données ne soit disponible ou 2) un nombre suffisant d'installations du même secteur industriel fournissent des données afin de calculer des moyennes industrielles représentatives (ces dernières peuvent ainsi devenir des données génériques pour d'autres études).

Données génériques ou secondaires

Les données génériques sont obtenues de sources publiées (c.-à-d. bases de données commerciales, littérature spécialisée). L'analyste n'a pas accès aux données lors de leur collecte. Ces données ne sont généralement pas accompagnées de métadonnées³ suffisantes pour obtenir de l'information sur la méthodologie de collecte et sur la variabilité des données.

A.3.1.2 Classification selon le type

Données mesurées

Les données mesurées proviennent d'installations réelles et sont issues d'un programme de surveillance continue (c.-à-d. monitoring) ou d'un programme d'échantillonnage ponctuel. Il est donc potentiellement possible d'obtenir des informations sur leur variabilité et leur distribution.

Données calculées

Les données calculées résultent de l'utilisation de modèles afin de représenter des procédés ou des phénomènes. Leur qualité dépend donc de la validité des modèles. Ces données peuvent être validées et/ou suppléées par des données mesurées.

Données estimées

Les données estimées incluent celles basées sur le jugement professionnel ou les règles du pouce. Elles ne sont utilisées que lorsqu'aucun autre type de données n'est disponible.

A.3.1.3 Classification selon la nature

Données déterministes

Les données déterministes sont représentées par des valeurs uniques (c.-à-d. mesure, résultat de calcul ou estimation) pour chacun des paramètres caractérisés (c.-à-d. flux). Il n'est donc pas possible de connaître la précision et la variabilité des valeurs rapportées.

Données probabilistes

Les données probabilistes sont représentées par des plages de valeurs ou des fonctions de distribution de probabilités (p. ex. triangulaire, normale, log-normale) pour chacun des paramètres caractérisés (c.-à-d. flux). Elles rendent ainsi compte de l'imprécision et de la variabilité de la valeur d'un paramètre et permettent éventuellement d'analyser, lors de la phase d'interprétation, l'incertitude des résultats obtenus lors des phases d'analyse de l'inventaire et d'évaluation des impacts.

³ Informations accompagnant la donnée d'inventaire et qui donne des renseignements à propos de la donnée (par ex. son origine, la méthodologie utilisée lors de sa collecte, les frontières du processus élémentaire décrit).

A.3.1.4 Classification selon le niveau d'agrégation

Le niveau d'agrégation des données fait référence au nombre de processus élémentaires qui sont représentés par une même donnée. Lorsque complètement désagrégées, les données décrivant une étape spécifique du cycle de vie ou un système de produits sont disponibles pour chaque processus individuel inclus dans l'étape ou le système. À l'inverse, ces mêmes données peuvent être complètement agrégées en une seule donnée, qui à elle seule décrit l'étape ou le système considéré (tous les flux élémentaires d'une même substance sont sommés en un seul flux). Il y a donc une perte d'information avec l'augmentation du niveau d'agrégation puisqu'il n'est plus possible de connaître la contribution individuelle de chacun des processus élémentaires agrégés. Il est parfois difficile d'établir le niveau d'agrégation (et la liste des processus agrégés) des données génériques disponibles dans les bases de données commerciales.

A.3.2 Recueil des données

Selon la complexité du système de produits étudié (c.-à-d. le nombre et la nature des processus élémentaires inclus dans ses frontières), la quantité de données qui doivent être recueillies est souvent considérable. Le recours à des bases de données d'inventaire commerciales facilite ce processus, en fournissant des données sur plusieurs processus élémentaires (p. ex. production de matériaux et d'énergie, transports). Ces bases de données sont majoritairement européennes et donc, ne sont pas vraiment représentatives du contexte canadien. Elles peuvent toutefois être adaptées à celui-ci si les données qu'elles contiennent sont suffisamment désagrégées et si les informations nécessaires pour le faire sont disponibles⁴. La méthodologie utilisée pour faire la collecte des données doit être clairement présentée.

A.3.3 Validation des données

Les données recueillies pour chaque processus élémentaire peuvent être validées en 1) les évaluant en relation avec les exigences déterminées durant la définition de l'objectif et du champ de l'étude quant à leur qualité, et 2) réalisant des bilans de masse ou d'énergie ou des analyses comparatives des facteurs d'émission. Si des anomalies évidentes sont identifiées, des données alternatives conformes aux exigences préalablement établies sont nécessaires.

La disponibilité et la qualité des données pertinentes (p. ex. lacunes dans les données, moyennes génériques au lieu de données spécifiques) vont limiter l'exactitude de l'ACV. Il y a présentement un manque de données d'inventaire spécifiques nord américaines, ce qui va affecter les résultats d'études faites au Canada.

⁴ Des données décrivant la production de certains matériaux en Europe peuvent faire référence à d'autres processus de production de matériaux (par ex. pour des produits intermédiaires ou auxiliaires) ou d'énergie ou des processus de transport. Les données décrivant ces autres processus élémentaires peuvent être remplacés avec des données décrivant les mêmes processus, si disponibles, provenant d'une source plus spécifique au contexte canadien ou nord américain, augmentant ainsi la représentativité géographique des données européennes.

L'absence d'un format de documentation unique⁵, pouvant parfois résulter en une très faible documentation accompagnant les données provenant des bases de données d'inventaire commerciales, peut aussi entraver la collecte et la validation des données en rendant difficile l'évaluation de leur qualité et leur capacité à satisfaire aux exigences établies.

Selon l'ISO, le traitement des données manquantes et des oublis entraîne en règle générale : une valeur de donnée « non zéro » qui est justifiée; une valeur de donnée « zéro » si elle se justifie; ou une valeur calculée sur la base des valeurs communiquées provenant des processus élémentaires faisant appel à une technologie similaire.

A.3.4 Mise en rapport des données avec le processus élémentaire

Une fois que les entrants et les sortants de chaque processus élémentaire ont été identifiés, ils sont quantifiés par rapport à un flux de référence déterminé pour chacun des processus (p. ex. 1 kg de matière ou 1 MJ d'énergie). L'ISO stipule que si un processus élémentaire a plus d'un produit (p. ex. une raffinerie pétrolière produit un mélange d'hydrocarbures pétroliers commerciaux) ou entrant (p. ex. un site d'enfouissement sanitaire reçoit des déchets municipaux qui sont un mélange de différents produits), ou s'il recycle des produits intermédiaires ou des déchets en matières premières, les flux de matières et d'énergie ainsi que les émissions dans l'environnement qui leur sont associés, doivent être imputés aux différents co-produits ou co-entrants selon des règles clairement présentées lors de la définition de l'objectif et du champ de l'étude. L'ISO suggère également une série de principes et de procédures afin réaliser cette imputation.

Les règles d'imputation prescrites par l'ISO sont données ci-après en ordre de priorité.

1. Il convient, dans la mesure du possible, d'éviter l'imputation en :
 - subdivisant les processus multifonctionnels en deux ou plusieurs sous-processus (lorsque certains sous-processus sont spécifiques à un seul des coproduits) ;
 - élargissant les frontières, de manière à inclure les fonctions de d'autres systèmes (potentiellement) substituées par les coproduits (et en attribuant au système étudié un crédit environnemental correspondant à l'impact évité des fonctions substituées).
2. Lorsque l'imputation ne peut être évitée, il convient de diviser les flux entrants et sortants des processus multifonctionnels entre les différents coproduits de manière à refléter des relations physiques sous-jacentes entre eux (p. ex. masse ou énergie).
3. Lorsqu'une relation physique ne peut être établie, il convient de répartir les flux entrants et sortants de manière à refléter d'autres relations entre eux (p. ex. la valeur économique des coproduits).

A.3.5 Mise en rapport des données avec l'unité fonctionnelle

Les entrants et les sortants de tous les processus élémentaires inclus dans le système de produits sont alors normalisés par rapport à l'unité fonctionnelle et agrégés. Selon l'ISO, le niveau d'agrégation doit

⁵ Un tel format permettrait un niveau de documentation suffisant et uniforme pour les données génériques provenant des bases de données d'inventaire commerciales. La norme ISO 14 048 (2002), traitant de cette question, est un pas dans la bonne direction.

être suffisant pour répondre aux objectifs de l'étude, et les catégories de données (c.-à-d. substances individuelles ou groupes de ressources naturelles ou d'émissions dans l'environnement) ne devraient être agrégées seulement si elles concernent des substances équivalentes et des impacts similaires sur l'environnement.

A.4 Phase III de l'ACV : Évaluation des impacts du cycle de vie

La troisième phase de l'ACV, appelée l'évaluation des impacts du cycle de vie (ÉICV), est l'interprétation des résultats de l'analyse de l'inventaire du cycle de vie du système de produits étudié afin d'en comprendre la signification environnementale.

L'analyse de l'inventaire permet la quantification des échanges entre le système de produits et l'environnement. Selon le champ d'étude, l'information obtenue sera plus ou moins importante (c.-à-d. des centaines de flux de ressources naturelles et d'émissions dans l'environnement peuvent être quantifiés) et son utilisation pratique peut s'avérer difficile. Durant la phase d'ÉICV, certains enjeux environnementaux, appelés catégories d'impacts, sont modélisés et des indicateurs de catégories sont utilisés pour condenser et expliquer les résultats de la phase d'inventaire.

Selon l'ISO, le cadre méthodologique de l'ÉICV présente des éléments obligatoires et des éléments optionnels (Figure A-3).

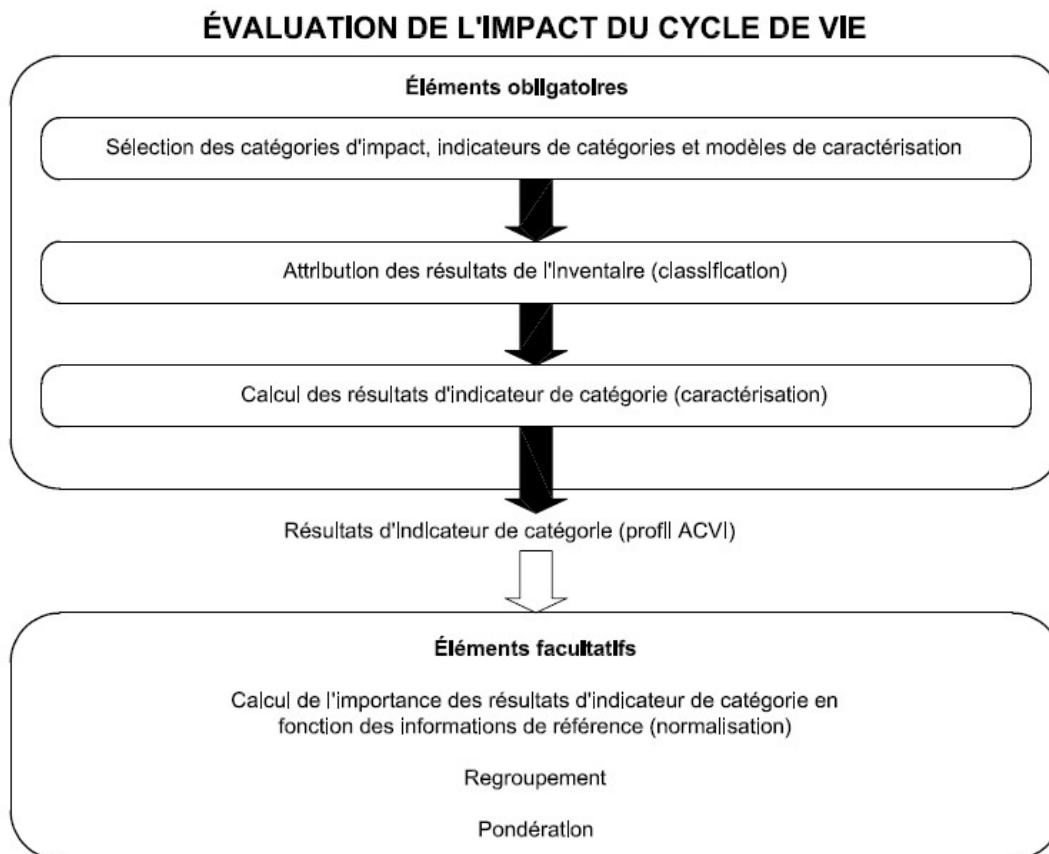


Figure A-3: Éléments de la phase d'ÉICV.
(Tiré de ISO 14 040, 2006)

A.4.1 Sélection des catégories d'impacts et des modèles de caractérisation

La première étape est la sélection de **catégories d'impacts** représentant les points environnementaux à problème considérés durant l'étude. Chaque catégorie est identifiée par un **impact final** (c.-à-d. un attribut ou aspect de l'environnement naturel, de la santé humaine ou des ressources naturelles). Un **mécanisme environnemental** (c.-à-d. chaîne de causalité) est alors établi pour relier les résultats d'inventaire aux impacts finaux et un **indicateur de catégorie** est choisi à un endroit quelconque du mécanisme pour agir comme une représentation quantifiable de la catégorie. Par exemple, la Figure A-4 illustre le mécanisme environnemental pour la catégorie d'impact « Réchauffement global ».

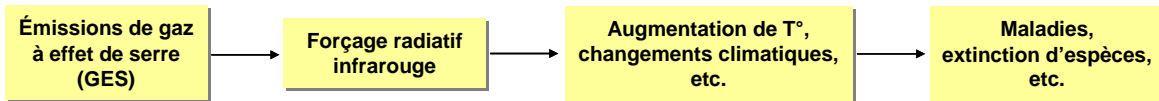


Figure A-4 : Mécanisme environnemental pour la catégorie d'impact « Réchauffement global ».

Un **modèle de caractérisation** est alors développé afin d'en tirer des **facteurs de caractérisation**, qui seront ensuite utilisés pour convertir les résultats d'inventaire pertinents en résultats d'indicateur de catégorie selon leur contribution relative à la catégorie d'impact. Par exemple, pour la catégorie « Réchauffement global », les facteurs de caractérisation représentent le potentiel de réchauffement global de chacun des gaz à effet de serre (en kg de CO₂-équivalents/kg de gaz) et peuvent être calculés à partir du modèle de l'*Intergovernmental Panel on Climate Change* (IPCC). Les résultats d'inventaire convertis en une unité commune peuvent alors être agrégés en un seul **résultat d'indicateur de catégorie** pour chaque catégorie d'impact. Un exemple des termes utilisés dans le cadre de l'ÉICV pour la catégorie « Réchauffement global » est présenté au Tableau A-1.

Tableau A-1 : Exemple des termes utilisés dans le cadre de l'ÉICV

Terme	Exemple	Unité
Catégorie d'impact	Réchauffement global	--
Résultats de l'inventaire	Quantité de gaz à effet de serre (GES) par unité fonctionnelle	kg de gaz
Modèle de caractérisation	Modèle de base sur 100 ans élaboré par l' <i>Intergovernmental Panel on Climate Change</i> (IPCC)	--
Indicateur de catégorie	Forçage radiatif infrarouge	W/m ²
Facteurs de caractérisation	Potentiel de réchauffement global (GWP ₁₀₀) pour chaque GES	kg d'équivalents CO ₂ / kg de gaz
Résultat d'indicateur de catégorie	Somme des résultats d'inventaire caractérisés (c.-à-d. multipliés par leur facteur de caractérisation respectif)	kg d'équivalents CO ₂ / unité fonctionnelle
Impacts finaux par catégorie	Maladies, extinction d'espèces, etc.	--
Pertinence environnementale	Le forçage radiatif infrarouge est une donnée indirecte pour des effets potentiels sur le climat, dépendant de l'absorption de chaleur atmosphérique intégrée engendrée par les émissions de la répartition dans le temps de l'absorption de chaleur.	--

(adapté de ISO 14 044, 2006)

Selon l'ISO, il convient que :

- Les catégories d'impacts, les indicateurs de catégorie et les modèles de caractérisation soient acceptés à l'échelle internationale, c'est-à-dire qu'ils soient basés sur un accord international ou approuvés par un organisme international compétent ;
- Le choix des catégories d'impacts reflète un ensemble complet de points environnementaux en rapport avec le système de produits étudié, tout en tenant compte de l'objectif et du champ de l'étude ;
- Le modèle de caractérisation pour chaque indicateur de catégorie soit scientifiquement et techniquement valable, et fondé sur un mécanisme environnemental distinct, identifiable et/ou une observation empirique reproductible ;
- Les choix de valeurs et les hypothèses faites lors du choix des catégories d'impacts, des indicateurs de catégorie et des modèles de caractérisation soient minimisés.

Les catégories d'impacts souvent considérées en ACV sont les suivantes :

- Réchauffement global
- Appauvrissement de la couche d'ozone
- Acidification
- Eutrophisation
- Smog photochimique

- Toxicité humaine
- Écotoxicité
- Utilisation des ressources abiotiques
- Utilisation des terres
- Utilisation de l'eau

Cependant, puisqu'il n'y a pas encore une seule méthode ÉICV qui est généralement acceptée, il n'existe pas une liste de catégories d'impacts unique, généralement reconnue et utilisée (Udo de Haes *et al.*, 2002). Couramment, un compromis doit être atteint entre les applications envisagées des résultats et l'applicabilité et la praticabilité du choix des catégories et des modèles associés.

Comme pour les banques de données d'inventaire, la plupart des méthodes ÉICV sont européennes et introduisent un biais lorsque le contexte canadien est considéré. Ceci est particulièrement important pour les catégories d'impacts régionales (smog photochimique, eutrophisation, acidification) et locales (toxicité humaine, écotoxicité, utilisation des terres). Ces catégories étant en effet influencées par les conditions environnementales du milieu récepteur, les modèles de caractérisation utilisés devraient normalement prendre en compte ces caractéristiques⁶. Pour ces catégories d'impacts, le CIRAI a développé une méthode ÉICV canadienne, LUCAS (Toffoletto *et al.*, 2007), basée sur la méthode américaine TRACI (*Tool for the Reduction and Assessment of Chemical and other environmental Impacts*) (Bare *et al.*, 2003). Cette méthode a l'avantage d'utiliser des modèles de caractérisation adaptés au contexte nord-américain.

Il est par ailleurs à noter que la méthode IMPACT 2002+ (Jolliet *et al.*, 2003) propose des facteurs de caractérisation de la toxicité humaine pour chaque continent. Et, comme présenté par Rochat *et al.* (2006), bien que les substances émises dans différents continents soient associées à des impacts pouvant différer jusqu'à deux ordres de grandeurs, l'impact relatif (c.-à-d. le « *ranking* ») des substances demeure le même pour la plupart. Les auteurs concluent donc que :

- Des facteurs de caractérisation génériques calculés à l'échelle d'un continent, tels que proposés par la plupart des méthodes ÉICV, sont normalement valables, sur une base comparative, pour d'autres continents ;
- Des facteurs de caractérisation spécifiques aux milieux récepteurs doivent être utilisés lorsque l'étude s'intéresse aux résultats absolus ou lorsque la comparaison vise des scénarios impliquant des émissions dans des milieux récepteurs très différents.

A.4.2 Classification et caractérisation des résultats d'inventaire

Une fois que les catégories d'impacts ont été sélectionnées, les flux élémentaires inventoriés sont affectés (c.-à-d. classés) à ces catégories selon leurs effets prédits. Certains peuvent être exclusivement affectés à une seule catégorie alors que d'autres peuvent être affectés à plus d'une catégorie lorsque sont considérés des mécanismes d'effets parallèles ou en série.

Les résultats d'inventaire affectés sont ensuite convertis grâce aux facteurs de caractérisation appropriés et aux unités communes des indicateurs de catégorie, et les résultats convertis pour chaque catégorie

⁶ Les modèles de caractérisation utilisés pour les impacts ayant des répercussions à l'échelle globale (c.-à-d. le réchauffement global, l'appauvrissement de la couche d'ozone, l'utilisation des ressources abiotiques et de l'eau) sont les mêmes quel que soit le lieu d'émission ou d'extraction des ressources.

sont agrégés pour obtenir un résultat d'indicateur sous forme numérique. L'ensemble des résultats d'indicateur forme le **profil d'ÉICV**.

Concernant ce profil, deux éléments doivent être spécialement notés :

1. L'amplitude calculée des impacts considérés ne représente qu'une potentialité puisqu'elle est basée sur des modèles décrivant les mécanismes environnementaux et donc une simplification de la réalité⁷.
2. Les substances non définies (c.-à-d. celles qui n'ont pas de facteur de caractérisation dû à un manque d'information, comme les données (éco)toxicologiques par exemple) qui ne sont pas incluses dans les calculs augmentent l'incertitude des résultats.

A.4.3 Éléments optionnels

Selon l'ISO, l'objectif du calcul de l'amplitude des résultats d'indicateur de catégorie par rapport à une information de référence (c.-à-d. **normalisation**) est de mieux comprendre l'amplitude relative de chaque résultat d'indicateur du système de produits étudié. L'information de référence peut être :

1. les émissions ou utilisations de ressources totales pour une zone géographique donnée qui peut être mondiale, régionale, nationale ou locale;
2. les émissions ou utilisation de ressources totales pour une zone donnée (mondiale, régionale ou locale) par habitant ou mesure similaire;
3. un scénario de référence, tel un autre système de produits donné.

Cette étape optionnelle peut s'avérer utile pour un contrôle de cohérence par exemple. Elle présente également l'avantage de convertir tous les résultats d'indicateur de catégorie dans une même unité (p. ex. équivalent personne), un pré requis pour les éléments optionnels suivants.

Selon l'ISO :

1. le **groupement** consiste à affecter les catégories d'impacts en une ou plusieurs séries telles que prédéfinies dans la définition de l'objectif et du champ de l'étude, et il peut impliquer un tri sur une base nominale (p. ex. par caractéristiques telles que les émissions et ressources ou échelles spatiales mondiales, régionales et locales) et/ou un classement par rapport à une hiérarchie donnée (p. ex. priorité élevée, moyenne et basse);
2. la **pondération** est le processus de conversion des résultats d'indicateur des différentes catégories d'impacts en utilisant des facteurs numériques. Elle peut inclure l'agrégation de résultats d'indicateurs pondérés en un score unique.

Ces éléments optionnels impliquent des choix de valeurs et ainsi, différents individus, organismes et sociétés peuvent avoir des préférences différentes et peuvent, par conséquent, obtenir des résultats de groupement et de pondération différents à partir des mêmes résultats d'indicateurs caractérisés.

La méthodologie (c.-à-d. sélection des catégories d'impacts, des indicateurs de catégories, des modèles de caractérisation et des éléments optionnels) utilisée pour réaliser l'évaluation des impacts potentiels doit être clairement présentée durant la définition de l'objectif et du champ de l'étude.

⁷ La divergence entre les prédictions des modèles et la réalité est accrue pour la plupart du fait qu'ils sont basés sur le contexte européen. Ceci est particulièrement important pour les impacts régionaux et locaux tels l'acidification et l'écotoxicité.

A.5 Phase IV de l'ACV : Interprétation

Les objectifs de la quatrième phase de l'ACV, appelée interprétation, sont d'analyser les résultats, d'établir des conclusions, d'expliquer les limites et de fournir des recommandations en se basant sur les résultats des phases précédentes de l'étude et de rapporter les résultats de l'interprétation du cycle de vie de manière transparente de façon à respecter les exigences de l'application telles que décrites dans l'objectif et le champ de l'étude.

Idéalement, l'interprétation se fait de façon interactive avec les trois autres phases de l'ACV, avec les phases de définition de l'objectif et du champ de l'étude et d'interprétation du cycle de vie formant le cadre de l'étude et les phases d'analyse de l'inventaire et d'évaluation des impacts fournissant les informations relatives au système de produits.

Selon l'ISO, l'interprétation du cycle de vie comporte trois éléments :

1. l'identification des points significatifs à partir des résultats des phases d'analyse de l'inventaire et d'évaluation des impacts en liaison avec les objectifs et le champ de l'étude;
2. la vérification, qui prend en compte les contrôles de complétude, de sensibilité et de cohérence;
3. les conclusions, les recommandations et la rédaction d'un rapport.

La vérification a pour objectifs d'établir et de renforcer la confiance dans les résultats de l'étude, ainsi que leur fiabilité. Le **contrôle de complétude** a pour objectif de garantir que toutes les informations et données pertinentes nécessaires à l'interprétation sont disponibles et complètes. Le **contrôle de sensibilité** a pour objectif de vérifier la fiabilité des résultats et des conclusions en déterminant s'ils sont affectés par des incertitudes dans les données et les divers choix méthodologiques (p. ex. les critères d'inclusion, les méthodes d'imputation ou les indicateurs de catégorie). Le **contrôle de cohérence** a pour objectif de déterminer si les hypothèses, les méthodes et les données sont cohérentes avec l'objectif et le champ de l'étude et si elles ont été appliquées de façon constante durant toute l'étude, et dans le cas d'une comparaison entre diverses alternatives, aux systèmes de produits comparés.

L'interprétation des résultats est également entravée par la nature déterministe des données d'inventaire et d'évaluation des impacts généralement disponibles, puisque celle-ci empêche l'analyse statistique et quantitative de l'incertitude des résultats associée à l'utilisation de telles données. Ceci affecte le niveau de confiance que l'on peut avoir en ces résultats déterministes; les conclusions et recommandation qui en seront tirées pourraient manquer de nuance, voire être erronées, du fait qu'il est impossible de quantifier la variabilité de ces résultats ou de déterminer s'il y a une différence significative d'impacts entre deux alternatives. La méthodologie (c.-à-d. les types de contrôles) qui sera utilisée pour conduire l'interprétation des résultats doit être clairement présentée durant la définition de l'objectif et du champ de l'étude.

A.6 Références

- BARE, J., NORRIS, G.B., PENNINGTON, D.W., MCKONE, T. (2003). TRACI – The tool for the Reduction and assessment of chemical and other environmental impacts. *Journal of Industrial Ecology*, 6(3-4), pp. 49-78.
- ISO 14 040 (2006). « Management environnemental – Analyse du cycle de vie - Principes et cadre », Organisation internationale de normalisation, 24 p.
- ISO 14 044 (2006). Management environnemental – Analyse du cycle de vie – Interprétation du cycle de vie, Organisation internationale de normalisation, 19 p.
- ISO 14 048 (2002). « Management environnemental -- Analyse du cycle de vie -- Format de documentation de données », Organisation internationale de normalisation, 45 p.
- Jolliet, O., MARGNI, M., CHARLES, R., HUMBERT, S., PAYET, J., REBITZER, G., ROSENBAUM, R. (2003). IMPACT 2002+: A New Life Cycle Impact Assessment Methodology, *International Journal of Life Cycle Assessment* 8(6), pp. 324-330.
- ROCHAT, D., MARGNI, M., *et al.* (2006). Continent-specific intake fractions and characterization factors for toxic emissions: Does it make a difference? *International Journal of Life Cycle Assessment* 11 pp. 55-63.
- TOFFOLETTO, L., BULLE, C., GODIN, J., REID, C. et DESCHÊNES, L. (2007). LUCAS - A new LCIA Method Used for a Canadian-Specific Context. *International Journal of LCA*, 12(2), pp. 93-102.
- UDO DE HAES, H., JOLLIET, O., FINNVEDEN, G., HAUSCHILD, M., KREWITT, W., MÜLLER-WENK, R. (1999). “Best Available Practice Regarding Impact Categories and Category Indicators in Life Cycle Impact Assessment – Part II” Background document for the Second Working Group on Life Cycle Impact Assessment of SETAC-Europe, *International Journal of LCA*, 4 (3), pp. 167-174.
- UDO DE HAES, H., JOLLIET, O., FINNVEDEN, G., GOEDKOOP, M., HAUSCHILD, M., HERTWICH, E., HOFSTETTER, P., KLÖPFFER, W., KREWITT, W., LINDEIJER, E., MUELLER-WENK, R., OLSON, S., PENNINGTON, D., POTTING, J. et STEEN, B. (2002). “Life Cycle Impact Assessment: Striving Towards Best Practice” Published by the Society of Environmental Toxicology and Chemistry (SETAC), Pensacola, FL, USB. 272 p.

Annexe B :
Méthode ÉICV IMPACT 2002+

IMPACT 2002+, version 2.15

La méthode IMPACT 2002+ utilisée par le CIRAIG correspond à la version 2.10 (Jolliet et al., 2003 et illustrée sur www.sph.umich.edu/riskcenter/jolliet/impact2002+.htm), modifiée afin que les catégories d'impact Eutrophisation aquatique et Acidification aquatique soient intégrées à l'indicateur de dommages Qualité des écosystèmes. Les facteurs de caractérisation employés sont détaillés dans Humbert et al. (2012). La présente annexe résume les grandes lignes de la méthode employée.

IMPACT 2002+ (Jolliet et al. 2003) is a European Life Cycle Impact Assessment (LCIA) method, peer-reviewed and internationally recognized. It proposes an approach oriented towards both midpoint impact and damage categories.

Figure B-1 shows the overall structure of the IMPACT 2002+ framework linking life cycle inventory data results via 14 midpoint impact indicators to 4 damage categories. It presents the version 2.15 of the method, as used by CIRAIG.

A plain arrow indicates a relevant impact pathway that is known and quantitatively modeled based on natural science. Impact pathways between midpoint and damage categories which are assumed to exist, but that are not modeled quantitatively due to missing knowledge are represented by dotted arrows.

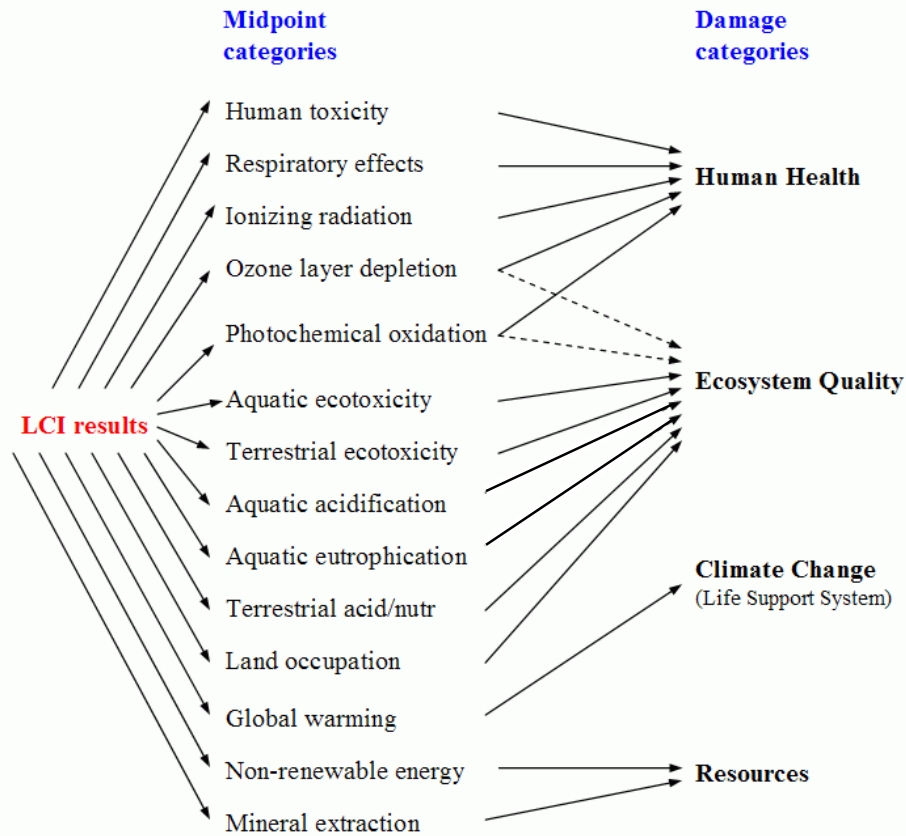


Figure B-1: Overall scheme of IMPACT 2002+ (version 2.15 used by CIRAIG), linking the life cycle inventory results (LCI) and the damage categories, via the midpoint categories.

The following shortly describes the main assessment characteristics for midpoint categories.

1. **Human Toxicity** measures the impact on human life related to carcinogen and non-carcinogens toxic effects caused by pollutants emitted into the environment and eventually reaching the humans through air inhalation, drinking water and food ingestion. Carcinogen and non-carcinogens can, in some cases, be represented as two distinct indicators.
2. **Respiratory Inorganics** (also called “winter smog”) are air pollutants such as primary or secondary fine particles ($PM_{2.5}$) that affect human lungs. These pollutants are massively released by heavy industries, combustion processes and road traffic. Agriculture is also an important source of ammonia (NH_3), which can lead to the production of fine particles.
3. **Ionizing Radiation** measures the impact on human life caused by substances emitting ionizing radiations. These substances are mainly released by the nuclear energy sector.
4. **Ozone Layer Depletion** measures the potential in reducing the stratospheric ozone layer and thus the increase in ultraviolet (UV) light reaching the earth. These have various impacts on human health such as skin cancer and cataract, and can also damage terrestrial life and aquatic ecosystems. Pollutants destroying the ozone

layer, such as CFCs, are emitted by some specific industrial processes, in need, for example, for powerful cooling systems.

5. **Photochemical Oxidation** measures the effects on human health (and eventually on crop growth) associated with tropospheric ozone formation (also called summer smog formation). Pollutants responsible for tropospheric ozone such as NO_x and Volatiles Organic Carbons (VOCs) are mainly emitted by road traffic and industrial activities.
6. **Aquatic Ecotoxicity** measures the effects on fresh water ecosystems in term of loss in biodiversity caused by toxic emissions, such as heavy metals, emitted into the environment.
7. **Terrestrial Ecotoxicity** measures the effects on terrestrial ecosystems in term of loss in biodiversity caused by toxic emissions, such as heavy metals, emitted into the environment.
8. **Aquatic Acidification** literally refers to processes increasing the acidity in aquatic systems that may lead to declines in fish populations and disappearances of species. These substances such as airborne nitrogen (NO_x and NH₃) and sulfur oxides (SO_x) are mainly emitted by heavy oil and coal combustion for electricity production, and by road traffic.
9. **Aquatic Eutrophication** measures the potential of nutrient enrichment of the aquatic environment, which generates a growth of biomass that pushes this ecosystem population out of balance: decrease of oxygen leads to further fish kills and disappearance of bottom fauna. These nutrients are mainly associated with phosphorus and nitrogen compounds in detergents and fertilizers.
10. **Terrestrial Acidification and Nutrification** measure the potential change in nutrient level and acidity in the soil leading to a change of the natural condition for plant growth and competition. A reduction of species is observed with an excess of nutrients and a decrease in forest health by soil acidification (effect on biodiversity). Acidifying and nutrifying substances such as NO_x, SO_x and NH₃ are massively released by heavy industries and road traffic.
11. **Land Occupation** measures the reduction of biodiversity caused by the use of land. Agriculture (farming) and deforestation are the main contributors to this category.
12. **Global Warming** covers a range of potential impacts resulting from a change in the global climate. It is the measured heat-trapping effect of a greenhouse gas (GHG) released in the atmosphere. CO₂ emitted by fossil fuel combustion is the main GHG.
13. **Primary Non-Renewable Energy** measures the amount of energy extracted from the earth contained in the fossil energy carrier (coal, oil and natural gas) or uranium ore. These resources are subject to depletion. Electricity, heat and fuel production and consumption are the main consumer of fossil fuels and uranium ore.
14. **Mineral Extraction** measures the surplus of energy associated with the additional effort required to extract minerals from lower concentration ore mines.

These fourteen midpoint indicators are grouped to the following 4 damage indicators (Table B-1 and B-2):

1. **Climate Change (kg CO₂ eq)**

From the authors' point of view, the modeling up to the damage of the impact of climate change on ecosystem quality and human health is not accurate enough to derive reliable

damage characterization factors. The interpretation, therefore, directly takes place at midpoint level, which can be interpreted as damage on life support systems that deserve protection for their own sake. The global warming is considered as a stand-alone endpoint category with units of [kg-eq CO₂], which is normalized in the next step. The assumed time horizon is also 500 years to account for both short-term and long-term effects as there is little evidence that global warming effects will decrease in the future.

2. Human Health (DALY)

Human Health impact can be caused by the release of substances that effect humans through acute toxicity, cancer-based toxicity, respiratory effects, increases in UV radiation and other causes. The evaluation of the overall impact of a system on human health is made following the Human Health endpoint in the IMPACT 2002+ method (Jolliet et al., 2003), in which substances are evaluated based on their ability to cause each of a variety of damages to human health (including mortality and morbidity). This category is expressed in Disability-adjusted life years (DALY), a unit used by the World Health Organization (WHO).

3. Ecosystem Quality (PDF*m²*yr)

Ecosystem Quality can be impaired by the release of substances that cause acidification, eutrophication, toxicity to wildlife, land occupation, and a variety of other types of impact. An evaluation of the overall impact of a system on ecosystem quality has been made following the Ecosystem Quality endpoint IMPACT 2002+ method (Jolliet et al. 2003), in which substances are evaluated based on their ability to cause each of a variety of damages to wildlife species. This category is measured in potentially disappeared fraction of species on a certain surface and over a given time (PDF*m²*yr)

4. Resources (MJ primary)

Resources depletion is caused when non-renewable resources are used or when renewable resources are used at a rate greater than they can be renewed. Various materials can be given greater importance based on their abundance and difficulty to obtain. An evaluation of the overall impact of a system on resource depletion has been made following the Resources endpoint in the IMPACT 2002+ method (Jolliet et al., 2003), which combines non-renewable primary energy use and mineral extraction. Non-renewable primary energy use accounts for the consumption of fossil and nuclear resources and excludes sources of renewable energy at all stages of the life cycle and in all upstream processes. Mineral extraction is an estimate of the increased amount of energy that will be required to obtain additional incremental amounts of substances from the earth due to removal of resources inventoried for each system (based on the Eco-indicator 99 method). Non-renewable primary energy use accounts for the consumption of fossil and nuclear resources but excludes sources of renewable energy at all stages of the life cycle and in all upstream processes (however, non-renewable energy needed to produce renewable energy is considered). This metric is expressed in megajoules (MJ).

Table B-1: Number of substances covered, source and units of IMPACT 2002+ (v2.1).

Midpoint category	Reference	Midpoint reference substance	Damage unit	Damage unit
Human toxicity (carcinogens + non-carcinogens)	IMPACT 2002	kg chloroethylene _{eq}	Human Health	DALY
Respiratory (inorganics)	Ecoindicator 99	kg chloroethylene _{eq}		
Ionizing radiations	Ecoindicator 99	kg PM2.5 _{eq}		
Ozone layer depletion	USEPA and Ecoindicator 99	Bq Carbon-14 _{eq}		
Photochemical oxidation	Ecoindicator 99	kg CFC-11 _{eq}		
Aquatic ecotoxicity	IMPACT 2002	kg ethylene _{eq}	Ecosystem Quality	PDF·m ² ·yr
Terrestrial ecotoxicity	IMPACT 2002	kg triethylene glycol _{eq} into water		
Terrestrial acidification/nitrification	Ecoindicator 99	kg triethylene glycol _{eq} into soil		
Land occupation	Ecoindicator 99	m ² organic arable land		
Aquatic acidification	CML 2002	kg SO ₂ _{eq}		
Aquatic eutrophication	CML 2002	kg PO ₄ ⁻⁻⁻ _{eq}	Climate Change (life supporting functions)	kg CO ₂ _{eq} into air
Global warming	IPCC 2007 (500 yr)	kg CO ₂ _{eq}		
Non-renewable energy	Ecoinvent	MJ/kg crude oil _{eq}	Resource depletion	MJ primary non-renewable energy
Mineral extraction	Ecoindicator 99	MJ/kg iron _{eq}		

Table B-2: Units of midpoint impact categories and conversion factors between the midpoint categories and the damage categories of IMPACT 2002+ (v2.15).

Midpoint category	Damage Factor	Unit
Carcinogens	2.80 ^{E-6}	DALY/kg chloroethylene _{eq}
Non-carcinogens	2.80 ^{E-6}	DALY/kg chloroethylene _{eq}
Respiratory (inorganics)	7.00E-4	DALY/kg PM2.5 _{eq}
Ionizing radiations	2.10E-10	DALY/Bq Carbon-14 _{eq}
Ozone layer depletion	1.05E-3	DALY/kg CFC-11 _{eq}
Photochemical oxidation	2.13E-6	DALY/kg ethylene _{eq}
Aquatic ecotoxicity	5.02E-5	PDF·m ² ·yr/kg triethylene glycol _{eq} into water
Terrestrial ecotoxicity	7.91E-3	PDF·m ² ·yr/kg triethylene glycol _{eq} into soil
Terrestrial acidification/nitrification	1.04	PDF·m ² ·yr/kg SO ₂ _{eq}
Aquatic acidification	8.82E-3	PDF·m ² ·yr /kg SO ₂ _{eq}
Aquatic eutrophication	11.4	PDF·m ² ·yr /kg PO ₄ ⁻⁻⁻ _{eq}
Land occupation	1.09	PDF·m ² ·yr/m ² organic arable land
Global warming	1	kg CO ₂ _{eq} /kg CO ₂ _{eq}
Non-renewable energy	45.8	MJ/kg crude oil _{eq}
Mineral extraction	5.10E-2	MJ/kg iron _{eq}

Bibliography

- ecoinvent Centre (2005). ecoinvent data v1.2, Final reports ecoinvent 2000 No. 1-16. ISBN 3-905594-38-2. Swiss Centre for Life Cycle Inventories, Dübendorf, CH.
- Goedkoop M., Effting S., et al. (2000). The Eco-indicator 99: A damage oriented method for Life Cycle Impact Assessment. Amersfoort, The Netherland, PRé Consultants B.V.: 22.
- Guinée J.B., Gorée M., Heijungs R., Huppes G., Kleijn R., Koning A. d., Oers L. v., Wegener Sleeswijk A., Suh S., Udo de Haes H.A., Bruijn H. d., Duin R. v., Huijbregts M.A.J. (2002), Handbook on Life Cycle Assessment – Operational Guide to the ISO Standards. Dordrecht, Kluwer Academic Publishers, 2002.
- Humbert, S., M. Margni and O. Jolliet (2005). IMPACT 2002+ User Guide: Draft for versiono 2.1. Lausanne, Switzerland, EPFL: 33.
- Humbert, S. De Schryver, A., Bengoa, X, Margni, M., Jolliet, O. (2012). IMPACT 2002+: User Guide. Draft for version Q2.21 (version adapted by Quantis). 45 pages. On line: http://www.quantis-intl.com/pdf/IMPACT2002_UserGuide_for_vQ2.21.pdf [last consulted May 31st, 2013].
- Jolliet O, Margni M, Charles R, Humbert S, Payet J, Rebitzer G and Rosenbaum R. (2003). "IMPACT 2002+: A New Life Cycle Impact Assessment Methodology." Int Journal of LCA, 8 (6) p. 324-330.

Annexe C-1 :
Données et hypothèses

Paramètres généraux

Nom	Valeur	Unité/Comment.	Distribution	SD^2	Min	Max
Qc	1	Switch pour le bilan GES: QC est inclus dans le Bilan GES	Undefined	0	0	0
Int	1	Switch pour le bilan GES: Int n'est pas inclus dans le Bilan GES; doit être mis à 0	Undefined	0	0	0
Nbr_fracturation_exploi	12	(1,3,1,1,1,na) Nombre de fracturations par puits en exploitation; base 12 ; Projet type	Triangle	0	1	18
Nbr_fracturation_explora	3	(1,3,1,1,1,na) Nombre de fracturations par puits en exploitation; base 3 ; Projet type	Triangle	0	1	8
nb_puits_explo	2	(1,3,1,1,1,na) Nombre de puits en exploration; Projet type	Lognormal	1,07	0	0
nb_puits_exploi	6	Nombre de puits supplémentaires en phase d'exploitation (Total de 8); Projet type	Lognormal	1,07	0	0
trp_alb_qc	3500	km; distance entre l'Alberta et le Québec	Lognormal	1,5	0	0
hiver	1	Switch pour inclure l'hiver = 0 ou 1	Undefined	0	0	0
med	1	Inclure le scénario moyen pour les intrants de forage: 0 ou 1 (inclus)	Undefined	0	0	0
pire	0	Inclure le pire scénario pour les intrants de forage: 0 ou 1 (inclus)	Undefined	0	0	0
qte_fluide	1670	(4,3,1,2,1,na) m3/fracturation; valeur base 1670 => valeur min=877 valeur max=3377	Triangle	0	877	3377
pourcent_em_fugitive	0,03	fraction totale d'émission fugitives; donnée en fonction de la production d'un puits production d'un puits; 8.49E7 pour alternatives 1 et 2 ;7.08E7 pour alternatives 3 et 4; basée sur les scénarios de développements économiques	Undefined	0	0	0
sc_production_puits	2,38E+07	(4,5,1,2,4,na)Donnée provenant du MDDEFP; 5% des puits en exploration ne vont pas en production... 2 puits par	Undefined	0	0	0
site_et_abandon	1,025	site en exploration donc 5%/2	Lognormal	1,62	0	0
largeur_site	90	(4,3,1,2,1,na)m, Source: Projet type	Triangle	0	50	140
longueur_site	110	m, Source: Projet type	Triangle	0	25	165
duree_occupation	25	ans. Source: Projet type	Triangle	0	3	50
Density_diesel	875	kg/m3; http://www.engineeringtoolbox.com/fuels-densities-specific-volumes-d_166.html	Undefined	0	0	0
aller_retour	2	Inclut le transport de l'équipement aller-retour	Undefined	0	0	0
Energy_content_diesel	39	MJ/L; Source: hypertextbook.com/facts/2006/TatyanaNektalova.shtml	Undefined	0	0	0
trp_regional	30	(5,na,na,na,na,na) km; Hypothèse	Lognormal	1,5	0	0
Density_gravier	1682	kg/m3; www.simetric.co.uk/si_materials.htm	Undefined	0	0	0
Density_sable	1602	kg/m3; www.simetric.co.uk/si_materials.htm	Undefined	0	0	0
Density_ciment	1500	kg/m3; www.simetric.co.uk/si_materials.htm	Undefined	0	0	0
trp_local	20	km; Hypothèse	Lognormal	1,5	0	0
trp_moyen_regional	50	km; Hypothèse	Lognormal	1,5	0	0
pourcent_reflux	0,44	(4,3,1,2,1,na) Fraction de reflux/fracturation; Projet type	Triangle	0	0,27	0,73
M_boues_intrant_med	4,08E+05	(2,3,1,2,1,na)kg; données du MDDEFP sur les intrants des boues	Lognormal	1,09	0	0
M_boues_intrant_pire	1,47E+06	kg; données du MDDEFP sur les intrants des boues	Lognormal	1,09	0	0
Density_steel	7800	kg/m3; Source: hypertextbook.com/facts/2004/KarenSutherland.shtml	Undefined	0	0	0
echelle	3500	km; développement locale petite échelle 3500 km; développement locale à grande échelle 30 km	Lognormal	1,5	0	0
pourcent_boues	0,8	Fraction de reflux/puits	Undefined	0	0	0
Density_HCl	1190	kg/m3	Undefined	0	0	0
Density_natural_gas	0,9	kg/m3	Undefined	0	0	0
Pourcent_em_fug_exploration	0,22	fraction des émissions fugitives totales ayant lieu durant l'exploration; Basée sur Burnham et al. 2012	Undefined	0	0	0
Pourcent_em_fug_exploitation	0,66	fraction des émissions fugitives totales ayant lieu durant l'exploitation; Basée sur Burnham et al. 2012	Undefined	0	0	0
Pourcent_em_fug_production	0,11	fraction des émissions fugitives totales ayant lieu durant la production; Basée sur Burnham et al. 2012 fraction des émissions fugitives totales ayant lieu durant la transmission/distribution; Basée sur CERI et CAPP;	Undefined	0	0	0
Pourcent_em_fug_transmission	0,003	distance entre Qc et Alberta	Undefined	0	0	0
fract_torchere_exploi	0,02	fraction du gaz durant l'exploitation qui va à la torchère; proviens du MDDEFP	Undefined	0	0	0
Pourcent_reutiliser_boues	0,6666	Fraction des intrants de boues réutilisés; calcul basé sur les informations du MDDEFP	Undefined	0	0	0
Pourcent_reutiliser_reflux	0,385	Fraction des intrants du liquide de fracturation réutilisés; calcul basé sur les informations du MDDEFP	Undefined	0	0	0
Density_water	1000	kg/m3	Undefined	0	0	0
Density_triethylene_glycol	1100	kg/m3	Undefined	0	0	0
Energy_content_nat_gas	37,4	MJ/m3	Undefined	0	0	0
trp_regional_loin	150	km; hypothèse	Lognormal	1,5	0	0
trp_regional_medium_loin	70	km; hypothèse	Lognormal	1,5	0	0
density_mud	1200	kg/m3; données du MDDEFP	Undefined	0	0	0
M_sol_acide	4,95	(2,3,1,2,1,na)m3/fracturation; Projet type	Triangle	0	2	8
M_explosif	4,4	kg/puits; Projet type	Triangle	0	0,85	9,3
Eff_traitement	0,5	Efficacité du traitement d'un centre municipal de traitement; basé sur Rozel et Reaven 2012 => efficacité du traitement va de 0 à 70% d ; de base l'efficacité du traitement est de 50%	Triangle	0	0	0,7

AS_boues_eaux	0 pour analyse de sensibilité; switch pour émissions aux nappes phréatiques sur le long terme	Undefined	0	0	0
E_pompe_boues	1,52E-02 kWh/kg boues pompés; donnée calculée sur la base d'information du MDDEFP	Undefined	0	0	0
puits_et_abandon	1,05 Nombre de puits abandonné	Undefined	0	0	0

Database Calculated parameters

Nom	Valeur	Unité/Comment.
Em_fugitive_exploitation	$(nb_puits_explo+nb_puits_explo)*(Pourcent_em_fug_exploitation*sc_em_fugitive)*Qc = 3,77E6$	m3 par site
Em_fugitive_production	$(nb_puits_explo+nb_puits_explo)*(Pourcent_em_fug_production*sc_em_fugitive)*Qc = 6,28E5$	m3 par site
Em_fugitive_transmission	$(nb_puits_explo+nb_puits_explo)*(Pourcent_em_fug_transmission*sc_em_fugitive)*Int = 1,71E4$	m3 par site
sc_fraction_chaudiere	$1/(((nb_puits_explo+nb_puits_explo)*sc_production_puits-Em_fugitive_exploitation-Em_fugitive_production)*Energy_content_nat_gas) = 1,44E-10$	MJ-1
sc_em_fugitive	$pourcent_em_fugitive*sc_production_puits = 7,14E5$	m3. par puits. Prise en compte d'un scénario (alternative) considérant 1 ou 3% d'émissions fugitives

Profil du gaz de schiste

No	Nom	Processus ecoinvent	Qté	Unité	Distribution	Commentaires /hypothèses / Référence
Bilan total amont, par site			1 site		Considérant la totalité de la production sur le cycle de vie d'un site.	
	2.6 Préparation du site		$1 * \text{site_et_abandon} * \text{Qc} = 1,02$	p	Undefined	
	3.1 Arrivée de l'équipement de forage et de fracturation		$1 * \text{site_et_abandon} * \text{Qc} = 1,02$	p	Undefined	
	3.2 Forage		$1 * \text{site_et_abandon} * \text{Qc} = 1,02$	p	Undefined	
		$(\text{nb_puits_explo} * (\text{M_boues_intrans_med} * \text{med} + \text{M_boues_intrans_pire} * \text{pire}) * \text{Qc}) * (1 * \text{puits_et_abandon}) =$				
	3.4 Traitements boues de forage		8,57E5	kg	Undefined	
	3.6 Completion		$1 * \text{puits_et_abandon} * (\text{nb_puits_explo} * \text{Nbr_fracturation_explora}) = 6,3$	p	Undefined	
	3.10 Traitement eaux reflux emission fugitives		$1 * \text{puits_et_abandon} * (\text{nb_puits_explo} * \text{Nbr_fracturation_explora}) * (\text{pourcent_reflux} * \text{qte_fluide}) * \text{Qc} = 4,63\text{E}3$	m3	Undefined	
		$\text{nb_puits_explo} * (\text{Pourcent_em_fug_exploration} * \text{sc_em_fugitive}) * \text{puits_et_abandon} * \text{Qc} = 3,3\text{E}5$		m3	Undefined	
	4.1 Arrivée de l'équipement de forage et de fracturation (sans réservoir et roulotte)		$1 * \text{int} = 1$	p	Undefined	
	4.2 Conduites d'eau		$1 * \text{int} = 1$	p	Undefined	
	4.3 Conduites de gaz		$1 * \text{int} = 1$	p	Undefined	
	4.4 a multi Forage_exploi		1	p	Undefined	
	4.4 b Completion		$\text{Nbr_fracturation_explo} * (\text{nb_puits_explo} + \text{nb_puits_explo}) = 96$	p	Undefined	
	4.4 c Traitement eaux reflux_exploi emission fugitives_exploitation		$((\text{nb_puits_explo} + \text{nb_puits_explo}) * \text{Nbr_fracturation_explo}) * (\text{pourcent_reflux} * \text{qte_fluide}) * \text{Qc} = 7,05\text{E}4$	m3	Undefined	
			$\text{Em_fugitive_exploitation} = 3,77\text{E}6$	m3	Undefined	
	5.1 Station de compression		$(\text{nb_puits_explo} + \text{nb_puits_explo}) * \text{sc_production_puits} * \text{Qc} - \text{Em_fugitive_exploitation} = 1,87\text{E}8$	m3	Undefined	
	5.4 Déshydratation		$(\text{nb_puits_explo} + \text{nb_puits_explo}) * \text{sc_production_puits} * \text{Qc} - \text{Em_fugitive_exploitation} = 1,87\text{E}8$	m3	Undefined	
	emission fugitives_prod		$\text{Em_fugitive_production} = 6,28\text{E}5$	m3	Undefined	
	6.1 Conduites de gaz		$1 * \text{int} = 1$	p	Undefined	
		$((\text{nb_puits_explo} + \text{nb_puits_explo}) * \text{sc_production_puits} - \text{Em_fugitive_exploitation} - \text{Em_fugitive_production}) * \text{int}$				
	6.3 Distribution		$= 1,86\text{E}8$	m3	Undefined	
	emission fugitives_transmis		$\text{Em_fugitive_transmission} * \text{int} = 1,71\text{E}4$	m3	Undefined	
	7.1 Arrivée des équipements (identique à 4.1)		$1 * \text{int} = 1$	p	Undefined	
	7.2 Fermeture du site_avec energie extraction tuyaux		$(\text{nb_puits_explo} + \text{nb_puits_explo}) * \text{Qc} * \text{puits_et_abandon} = 8,4$	p	Undefined	
	7.3 Remise en état du site		$1 * \text{Qc} * \text{site_et_abandon} = 1,02$	p	Undefined	
Bilan total amont, par m³			gaz_achemine = 1,87E8 m³			
	bilan total_ament					fraction = 1 p
<i>Paramètre locaux</i>						
	cons_CH4		2,24E-02	m³	Undefined	Provient de 5.1
	gaz_traite		28316	m3	Undefined	Undefined
	gaz_achemine		$((\text{nb_puits_explo} + \text{nb_puits_explo}) * \text{sc_production_puits}) - (\text{Em_fugitive_exploitation} - \text{Em_fugitive_production} -$			
	total		$\text{Em_fugitive_transmission}) = 1,87\text{E}8$			
	fraction		$(\text{cons_CH4} / \text{gaz_traite} + 1) * \text{gaz_achemine} = 1,87\text{E}8$			
			$1 + (\text{cons_CH4} / \text{gaz_traite} * \text{gaz_achemine} / \text{total}) = 1$			
Bilan total amont, par MJ			gaz_achemine*Energy_content_nat_gas = 7E9 MJ			
	bilan total_ament					fraction = 1 p
<i>Paramètre locaux</i>						
	cons_CH4		2,24E-02	m³	Undefined	Provient de 5.1
	gaz_traite		28316	m3	Undefined	Undefined
	gaz_achemine		$((\text{nb_puits_explo} + \text{nb_puits_explo}) * \text{sc_production_puits}) - (\text{Em_fugitive_exploitation} - \text{Em_fugitive_production} -$			
	total		$\text{Em_fugitive_transmission}) = 1,87\text{E}8$			
	fraction		$(\text{cons_CH4} / \text{gaz_traite} + 1) * \text{gaz_achemine} = 1,87\text{E}8$			
			$1 + (\text{cons_CH4} / \text{gaz_traite} * \text{gaz_achemine} / \text{total}) = 1$			

2. Travaux préliminaires

No	Nom	Processus ecoinvent	Qté	Unité	Distribution	SDA2	Min	Max	Commentaires / hypothèses / Référence
2.6. Préparation du site									
	Occupation, arable		largeur_site*longueur_site*duree_occupation*Qc = 2.48E5	m2a	Undefined				Occupation d'un site; Projet type
	Transformation, from arable		largeur_site*longueur_site*Qc = 9.9E3	m2	Undefined				Transformation pour un site; Hypothèse sur le type de terre précédent l'occupation
	Transformation, to artificial land, Temperate forests biome		largeur_site*longueur_site*Qc = 9.9E3	m2	Undefined				Transformation pour un site; Hypothèse sur la transformation en un certain type de sol
	2.6.1 Operation de la machinerie pour l'aménagement du site et la construction route		$1^*Qc = 1$		p	Undefined			
	2.6.2 matériaux routes d'accès (1 site)		$1^*int = 1$		p	Undefined			
	2.6.3 matériaux pour la préparation du site		$1^*int = 1$		p	Undefined			
2.6.1 Operation de la machinerie pour l'aménagement du site et la construction route									
	Diesel, at refinery/RER U AmN CIRAIG		diesel_machine/1000*Density_diesel*int = 8.75E4	kg	Undefined	0	0	0	Quantité de diesel dans la machinerie
	Diesel, burned in building machine/GLO U AmN CIRAIG without fuel consumption		diesel_machine*Energy_content_diesel*Qc = 3.87E6	MJ	Undefined	0	0	0	(na,na,na,na,na,na) Combustion du diesel par la machinerie. Le diesel du processus a été retiré
	Transport, 53' dry van (Class 8) /AM U AmN CIRAIG		(masse_bulldozer+masse_chargeuse+masse_compacteur+masse_dechiqueteuse+masse_ebra ncheuse+masse_excavatrice)*trp_regional*aller_retour*int = 9.03E6	kgkm	Undefined	0	0	0	Transport de l'équipement aller/retour sur le site. Dry van 53' utilisé comme proxy pour les 0 camions servant à transporter la machinerie.
	<i>Paramètre locaux</i>								
	diesel_machine		99350	L	Lognormal	1,22	0	0	(4,3,1,3,1,na) L; Source Projet Type
	masse_brancheuse		1590	kg	Lognormal	1,26	0	0	(4,4,1,5,na,na)kg/http://www.mmarquis.qc.ca/fr/produits-et-services/details.cfm?ProduitID=28
	masse_excavatrice		75009	kg	Lognormal	1,26	0	0	kg/http://www.locationhewitt.ca/fr/equipement-location/excavatrice/mini_excavatrices/
	masse_compacteur		32734	kg	Lognormal	1,26	0	0	kg; http://france.cat.com/machines/compacteurs
	masse_dechiqueteuse		12000	kg	Lognormal	1,26	0	0	godet-dechiqueteuse-a-54,0,1,11.htm
	masse_bulldozer		16000	kg	Lognormal	1,26	0	0	kg; http://www.metavic.ca/francais/chargeuses/cha_m95.html
	masse_chargeuse		13200	kg	Lognormal	1,26	0	0	kg; http://www.metavic.ca/francais/chargeuses/cha_m95.html
2.6.2 matériaux routes d'accès (1 site)									
	Gravel, unspecified, at mine/CH U AmN CIRAIG		(M_gravier_constr+M_gravier_renfor)*int = 1.31E7	kg	Undefined	0	0	0	Pour renforcement de route: 5000 m3 transformé en kg
	Sand, at mine/CH U AmN CIRAIG		(M_sable_const+M_gravier_renfor)*int = 9.82E6	kg	Undefined	0	0	0	1100 m3 transformé en kg
	Cement, unspecified, at plant/CH U AmN CIRAIG		M_ciment*int = 1.5E5	kg	Undefined	0	0	0	100 m3 transformé en kg
	Textile, jute, at plant/IN U AmN CIRAIG		M_geotextile = 1.8E3	kg	Undefined	0	0	0	(na,na,na,na,5,na)Proxy pour geotextile
	Plywood, outdoor use, at plant/RER U AmN CIRAIG		V_tapis_chene = 55.5	m3	Undefined	0	0	0	(na,na,na,na,5,na)Proxy pour tapis de chene
	Transport, 53' dry van (Class 8) /AM U AmN CIRAIG		(M_gravier_renfor*trp_local+M_gravier_constr*trp_regional)*int = 3.09E8	kgkm	Undefined	0	0	0	transport gravier
	Transport, 53' dry van (Class 8) /AM U AmN CIRAIG		(M_sable_const*trp_regional+M_sable_renfor*trp_local)*int = 7.75E7	kgkm	Undefined	0	0	0	transport sable
	Transport, 53' dry van (Class 8) /AM U AmN CIRAIG		M_ciment*trp_local*int = 3E6	kgkm	Undefined	0	0	0	transport ciment
	Transport, 53' dry van (Class 8) /AM U AmN CIRAIG		M_ciment_recycl*trp_moyen_regional*int = 6.75E6	kgkm	Undefined	0	0	0	transport ciment recycle
	Transport, 53' dry van (Class 8) /AM U AmN CIRAIG		M_geotextile*trp_regional_loin = 2.71E5	kgkm	Undefined	0	0	0	transport geotextile
	Transport, 53' dry van (Class 8) /AM U AmN CIRAIG		M_tapis_chene*trp_regional_moyen_loin = 2.91E6	kgkm	Undefined	0	0	0	transport tapis de chene
	<i>Paramètre locaux</i>								
	vol_sable_renfor		1100	m3	Triangle	0	2200		m³; Projet type
	vol_gravier_renfor		5000	m3	Triangle	0	10000		(2,3,1,2,na,na)m³; Projet type
	vol_ciment		100	m3	Lognormal	1,09			m³; Projet type
	vol_gravier_const		2785	m3	Triangle	0	10037		m³; Projet type
	vol_sable_const		880	m3	Triangle	0	2208		m³; Projet type
	vol_ciment_recycl		90	m3	Triangle	0	190		m³; Projet type
	Area_geotextile		2820	m2	Lognormal	1,09			m2; Projet type
	Density_geotextile		640	g/m2	Lognormal	1,09			g/m2; http://www.geo-textiles.ru/en/pages/geotextile.html
	longueur_route		500	m	Lognormal	1,09			m; Projet type
	largeur_route		3	m	Lognormal	1,09			m; Projet type
	epaisseur_chene		0,037	m	Lognormal	1,09			m; http://www.perfectaplywood.com/pages/menuFR/produits/dimensions.html
	density_oak		750	kg/m3	Undefined				kg/m3; http://www.engineeringtoolbox.com/wood-density-d_40.html
	<i>Paramètres calculés</i>								
	M_gravier_renfor		vol_gravier_renfor*Density_gravier = 8.41E6	kg					
	M_sable_renfor		vol_sable_renfor*Density_sable = 1.76E6	kg					
	M_ciment		vol_ciment*Density_ciment = 1.5E5	kg					
	M_gravier_constr		vol_gravier_const*Density_gravier = 4.68E6	kg					
	M_ciment_recycl		vol_ciment_recycl*Density_ciment = 1.35E5	kg					
	M_sable_const		vol_sable_const*Density_sable = 1.41E6	kg					
	M_geotextile		Area_geotextile*Density_geotextile/1000 = 1.8E3	kg					
	V_tapis_chene		epaisseur_chene*largeur_route*longueur_route = 55.5	m3					
	M_tapis_chene		V_tapis_chene*density_oak = 4.16E4	kg					
2.6.3 matériaux pour la préparation du site									
	Gravel, unspecified, at mine/CH U AmN CIRAIG		M_gravier*int = 1.68E6	kg	Undefined	0	0	0	
	Sand, at mine/CH U AmN CIRAIG		M_sable*int = 4.33E6	kg	Undefined	0	0	0	
	Cement, unspecified, at plant/CH U AmN CIRAIG		M_ciment*int = 4.5E5	kg	Undefined	0	0	0	
	Textile, jute, at plant/IN U AmN CIRAIG		M_geotextile = 1.09E4	kg	Undefined	0	0	0	(na,na,na,na,5,na)Proxy geotextile
	Plywood, outdoor use, at plant/RER U AmN CIRAIG		V_tapis_chene = 466	m3	Undefined	0	0	0	(na,na,na,na,5,na)Proxy tapis chene
	Transport, 53' dry van (Class 8) /AM U AmN CIRAIG		M_gravier*trp_local*int = 3.36E7	kgkm	Undefined	0	0	0	transport gravier
	Transport, 53' dry van (Class 8) /AM U AmN CIRAIG		M_sable*trp_local*int = 8.65E7	kgkm	Undefined	0	0	0	transport sable
	Transport, 53' dry van (Class 8) /AM U AmN CIRAIG		M_ciment*trp_local*int = 9E6	kgkm	Undefined	0	0	0	transport ciment
	Transport, lorry >32t, EUROS/RER U AmN CIRAIG		M_ciment_recyl*trp_moyen_regional*int = 1.13E7	kgkm	Undefined	0	0	0	transport ciment recycle

Transport, 53' dry van (Class 8) /AM U AmN CIRAIG	M_geotextile*trp_regional_loin = 1.63E6	kgkm	Undefined	0	0	0	transport geotextile
Transport, 53' dry van (Class 8) /AM U AmN CIRAIG	M_tapis_chene*trp_regional_medium_loin = 2.45E7	kgkm	Undefined	0	0	0	transport tapis chene
<i>Paramètre locaux</i>							
vol_sable	2700	m3	Triangle	190		4400	m3; projet type
vol_ciment	300	m3	Triangle	0		570	m3; projet type
vol_ciment_recycl	150	m3	Triangle	0		600	m3; projet type
vol_gravier	1000	m3	Triangle	0		2200	m3; projet type
Area_geotextile	17000	m2	Lognormal	1,09			m2; projet type
Density_geotextile	0,64	kg/m2	Lognormal	1,09			kg/m2 ; http://www.geo-textiles.ru/en/pages/geotextile.html
Epaisseur_tapis_chene	0,037	m	Lognormal	1,09			m; http://www.perfectplywood.com/pages/menuFR/produits/dimensions.html
Nbre_tapis_chene	1050	p	Lognormal	1,09			unite ; Projet type
Density_oak	7,50E+02	kg/m3	Undefined				kg/m3; http://www.engineeringtoolbox.com/wood-density-d_40.html
<i>Paramètres calculés</i>							
M_sable	vol_sable*Density_sable = 4.33E6	kg					
M_ciment	vol_ciment*Density_ciment = 4.5E5	kg					
M_ciment_recycl	vol_ciment_recycl*Density_ciment = 2.25E5	kg					
M_gravier	vol_gravier*Density_gravier = 1.68E6	kg					
M_geotextile	Area_geotextile*Density_geotextile = 1.09E4	kg					
V_tapis_chene	3*4*Epaisseur_tapis_chene*Nbre_tapis_chene = 466	m3					
M_tapis_chene	V_tapis_chene*Density_oak = 3.5E5	kg					

3. Exploration

Toutes les données identifiées de source "MDDEFP" sont des données de l'industrie gazière (principalement québécoise) colligées et agrégées par le MDDEFP pour en protéger la confidentialité.

No	Nom	Processus ecoinvent	Qté	Unité	Distribution	SD^2	Min	Max	Commentaires / hypothèses / Référence
3.1 Arrivé de l'équipement de forage et de fracturation			1 p						
	Reinforcing steel, at plant/RER U AmN CIRAIG		M equip_passif*int = 5.63E4	kg	Undefined				Proxy pour représenter l'infrastructure des équipements passifs tels que les réservoirs, silos, roulotte, torchère. Hyp: les équipements sont constitués majoritairement d'acier non allié.
	Steel product manufacturing, average metal working/RER U AmN CIRAIG		M equip_passif*int = 5.63E4	kg	Undefined				Fabrication des équipements passifs.
	Lorry 28t/RER/ U AmN CIRAIG		U equip_total/(Duree equip*Nombre equip_u) = 0.00019	p	Undefined				Proxy pour représenter l'infrastructure des divers camions utilisés.
	Transport, 53' dry van (Class 8) /AM U AmN CIRAIG		M equip_total*echelle*aller_retour = 2.97E9	kgkm	Undefined				Transport des équipements sur site.
<i>Paramètre locaux</i>									
	M_foreuse		353181,8182	kg	Lognormal	1,24			(4,4,1,3,na,na)kg; http://www.xapacificgroup.com/en/product/product.asp?bid=1
	M_generatrice		10740	kg	Lognormal	1,24			http://www.dieselgenerators.com/perkins_350_newage.php
	M_moteur		2200	kg	Lognormal	1,24			http://www.cumminsdielespecs.com/67.html
	M_res_diesel		7640	kg	Lognormal	1,24			http://www.fuelproof.co.uk/bulkstorage/bulk_horizontal.htm
	M_res_eau		8309,09	kg	Lognormal	1,24			http://www.hansontank.com/water-pressure-tanks.html
	M_res_boues		28000	kg	Lognormal	1,24			http://www.petrochem.com/index.php?option=com_content&view=article&id=33&Itemid=130
	M_tour_lumiere		1488	kg	Lognormal	1,24			http://www.m-p-llc.com/products/lighttowers/series3000/mit3060.html
	M_chaudiere		331,82	kg	Lognormal	1,24			http://www.chromalox.com/productcatalog/Industrial+Heating+Products+and+Systems/Boilers+and+Steam+Generators/Steam+Boilers+Optional+Equipment/product-details.aspx?p=350
	M_roulotte		3636,36	kg	Lognormal	1,24			http://www.hiemstratrailer.ca/RV-Inventory.asp?type=tent+trailer
	M_chargeur_frontal		935	kg	Lognormal	1,24			http://www.quicke.nu/Int/Dimension/Frontloaders.ept
	M_silos		2045,45	kg	Lognormal	1,24			http://www.cementsilos.com/pdf/DSSCatalog.pdf
	M_sep_gaz		34,09	kg	Lognormal	1,24			http://www.echometer.com/products/gasseparators/brochure.htm
	M_cuve_suppl		4154,54	kg	Lognormal	1,24			kg; même masse qu'un réservoir d'eau
	M_torchere		1000	kg	Lognormal	1,24			Enorme estimation
	U_camion_pompe		2,40E+01	h	Lognormal	1,24			h; Projet type
	U_camion_test_pression		24	h	Lognormal	1,24			h; Projet type
	U_camion_diagraphies		1,60E+01	h	Lognormal	1,24			h; Projet type
	U_camion_carottage		24	h	Lognormal	1,24			h; Projet type
	U_camion_fishing_op		12	h	Lognormal	1,24			h; Projet type
	Nombre equip_u		5	p	Undefined				Nombre d'équipement utilisé
<i>Paramètres calculés</i>									
	M equip_total	M_chargeur_frontal+M_chaudiere+M_cuve_suppl+M_foreuse+M_generatrice+M_moteur+M_res_boues+M_res_diesel+M_res_eau+M_roulotte+M_torchere+M_sep_gaz+M_silos+M_tour_lumiere = 4.24E5		kg					
	U equip_total	U_camion_carottage+U_camion_diagraphies+U_camion_fishing_op+U_camion_pompe+U_camion_test_pression = 100		h					
	Duree equip	12*365*24 = 1.05E5		h					Hyp: Durée de vie des équipements =12 ans, pour une utilisation de 365 jours, 24 h
	M equip_passif1	M_res_diesel+M_res_eau+M_res_boues+M_tour_lumiere+M_roulotte+M_silos = 5.11E4		kg					Masse des équipements qui ne consomment pas de carburant.
	M equip_passif2	M_cuve_suppl+M_torchere = 5.15E3		kg					
	M equip_passif	M equip_passif1+M equip_passif2 = 5.63E4		kg					
3.2 Forage			1 p						
	3.2.1 Opération forage		nb_puits_explo*Qc = 2	p	Undefined				2 puits en exploration; Projet type
	3.2.2 Liquide de forage		nb_puits_explo*M_boues_intrant_med*med*int = 8.16E5	kg	Undefined				Scénario avec intrants de forage moyen
	3.2.2 Liquide de forage_pire_scenario		nb_puits_explo*M_boues_intrant_pire*pire*int = 0	kg	Undefined				Scénario avec intrants de forage pire
	3.2.5 matériaux forage		nb_puits_explo*int = 2	p	Undefined				2 puits en exploration; Projet type
3.2.1 Opération forage			1 p						
	Diesel, burned in diesel-electric generating set/GLO U AmN CIRAIG	(Foreuse_diesel+trois_generatrice_diesel+deux_moteur_diesel+hiver*deux_chaudiere_diesel		+hiver*quatre_remorque_bureau)*Qc = 6.04E6	kWh	Undefined			(na,na,na,na,na) infrastructure et consommation de diesel pour les machines de forages (actifs); le transport de la machinerie a déjà été inclus dans le 3.1
	Diesel, burned in diesel-electric generating set/GLO U AmN CIRAIG_projet	E_pompe_boues*M_boues = 6,2E3		kWh	Undefined				kWh; énergie nécessaire au pompage des boues
<i>Paramètre locaux</i>									
	Foreuse_diesel		3600000	kWh	Lognormal	1,22			(4,3,1,2,na,na)kWh
	trois_generatrice_diesel		864000	kWh	Lognormal	1,22			kWh
	deux_moteur_diesel		889000	kWh	Lognormal	1,22			kWh
	deux_chaudiere_diesel		672000	kWh	Lognormal	1,22			kWh

quatre_remorque_bureau	10640 kWh	Lagnormal	1,22	kWh
Energie	1,52E-02 kWh/kg boues	Undefined		calcul basé sur les données du MDDEFP
M_boues	(M_boues_intrant_med*med+M_boues_intrant_pire*pire) = 4,08ES kg			

3.2.2 Liquide de forage		1 kg	Correspond à une composition moyenne pour le liquide de forage (production et émissions à l'eau)	
Production				
Barite, at plant/RER U AmN CIRAIG	M_barite = 0.697 kg	Undefined		
Petroleum coke, at refinery/RER U AmN CIRAIG	M_MFrigmate_hydrocarbur_petrole = 3.67E-5 kg	Undefined		Proxy pour MF Frigmate
Potassium carbonate, at plant/GLO U AmN CIRAIG	M_potassium_silicate = 0.188 kg	Undefined		(na,na,na,na,5,na)Proxy pour potassium silicate (na,na,na,na,5,na)Proxy pour Flexfirm KA = famille des anhydrous potassium powder
Potassium carbonate, at plant/GLO U AmN CIRAIG	M_Flexfirm_Ka = 0.000888 kg	Undefined		
Sawdust, Scandinavian softwood (plant-debarked), u=70%, at plant/NORDEL	M_sawdust = 0.002 m3	Undefined		
Glass, virgin/RER U AmN CIRAIG	M_glass_beads = 0.00315 kg	Undefined		
Tap water, at user/RER U AmN CIRAIG	M_water_forMForganoseal = 0.00949 kg	Undefined		
Calcium nitrate, as N, at regional storehouse/RER U AmN CIRAIG	M_calcium_nitrate = 0.00617 kg	Undefined		
Sodium hydroxide, 50% in H2O, production mix, at plant/RER U AmN CIRAIG	M_sodium_hydroxide = 0.00137 kg	Undefined		
Tap water, at user/RER U AmN CIRAIG	M_defoamX_water = 0.00641 kg	Undefined		
Sodium hypochlorite, 15% in H2O, at plant/RER U AmN CIRAIG	M_NaOCl = 0.00118 kg	Undefined		
Calcium chloride, CaCl2, at plant/RER U AmN CIRAIG	M_calcium_chloride = 0 kg	Undefined		
Lime, hydrated, packed, at plant/CH U AmN CIRAIG	M_lime_hydrated = 0.00119 kg	Undefined		
Lime, hydrated, packed, at plant/CH U AmN CIRAIG	M_calcium_carbonate = 0.0194 kg	Undefined		
Gypsum, mineral, at mine/CH U AmN CIRAIG	M_gypse = 0.00266 kg	Undefined		
Bentonite, at mine/DE U AmN CIRAIG	M_bentonite = 0.031 kg	Undefined		
Limestone, at mine/CH U AmN CIRAIG	M_limestone = 0.00481 kg	Undefined		
Lignite, at mine/RER U AmN CIRAIG	M_lignite = 0.000951 kg	Undefined		
Tap water, at user/RER U AmN CIRAIG	M_MFrigmate_water = 0.000597 kg	Undefined		
Tap water, at user/RER U AmN CIRAIG	M_MFSilfoc_water = 0.000593 kg	Undefined		
Sodium carbonate from ammonium chloride production, at plant/GLO U Am	M_sodium_carbonate = 0.000505 kg	Undefined		
Ash, bagasse, at fermentation plant/BR U AmN CIRAIG	M_ash = 0.00042 kg	Undefined		
Hydrochloric acid, from the reaction of hydrogen with chlorine, at plant/RER	M_Silsoap_HCl = 1.01E-5 kg	Undefined		
Tap water, at user/RER U AmN CIRAIG	M_Silsoap_water = 0.000383 kg	Undefined		
Biocides, for paper production, unspecified, at plant/RER U CIRAIG Partage	M_biocide = 0.000318 kg	Undefined		
Ethylene glycol, at plant/RER U AmN CIRAIG	M_corinox_ethylene_glycol = 3.8E-5 kg	Undefined		
Sodium sulphate, powder, production mix, at plant/RER U AmN CIRAIG	M_corinox_sodium_sulphite = 1.42E-5 kg	Undefined		
Tap water, at user/RER U AmN CIRAIG	M_corinox_water = 0.000138 kg	Undefined		
Potassium carbonate, at plant/GLO U AmN CIRAIG	M_potassium_carbonate = 0.000184 kg	Undefined		
Ethylene glycol, at plant/RER U AmN CIRAIG	M_drilldetergent_ethylene_glycol = 2.48E-5 kg	Undefined		
Tap water, at user/RER U	M_drilldetergent_water = 8.54E-5 kg	Undefined		
Formic acid, at plant/RER U AmN CIRAIG	M_K2_acide_formique = 1.84E-5 kg	Undefined		
Tap water, at user/RER U AmN CIRAIG	M_K2_water = 3.22E-5 kg	Undefined		
Tap water, at user/RER U AmN CIRAIG	M_defoamer_water = 2.91E-5 kg	Undefined		
Hydrochloric acid, 30% in H2O, at plant/RER U AmN CIRAIG	M_HCl = 2.92E-5 kg	Undefined		
Glycerine, from vegetable oil, at esterification plant/FR U AmN CIRAIG	M_MFvisTM = 0.00446 kg	Undefined		(na,na,na,na,5,na)Proxy pour MF-Vis-Tm; xanthum gum= vegetable gum= un élément visqueux-glycérine
Vegetable oil methyl ester, production FR, at service station/CH U AmN CIR	M_CF_Desco_IL_Deflocculant = 0.00133 kg	Undefined		(na,na,na,na,5,na)Proxy pour CF Desco II Deflocculant; methyl ester
Husked nuts harvesting, at farm/PH U AmN CIRAIG	M_walnut = 0.00231 kg	Undefined		(na,na,na,na,5,na)Proxy pour walnut
Chemicals organic, at plant/GLO U AmN CIRAIG	M_MF_organoseal = 0.000189 kg	Undefined		(na,na,na,na,5,na)Proxy pour organoseal
Cyclohexanol, at plant/RER U AmN CIRAIG	M_DefoamX_2_ethyl_hexanol = 0.000181 kg	Undefined		(na,na,na,na,5,na)Proxy pour 2-ethyl-hexanol
DDGS, from corn, at distillery/US U AmN CIRAIG	M_DefoamX_light_distillate = 0.000274 kg	Undefined		(na,na,na,na,5,na)Proxy pour light hydrated distillate
Modified starch, at plant/RER U AmN CIRAIG	M_aqua_star = 0.00108 kg	Undefined		(na,na,na,na,5,na)Proxy pour Aqua Star
Sodium phosphate, at plant/RER U AmN CIRAIG	M_TKPP = 0.00125 kg	Undefined		(na,na,na,na,5,na)Proxy pour TKPP = Tetrapotassium Pyrophosphate
Ethanol from ethylene, at plant/RER U AmN CIRAIG	M_buthoxyethanol = 3.34E-5 kg	Undefined		(na,na,na,na,5,na)Proxy pour buthoxyethanol
Styrene-acrylonitrile copolymer, SAN, at plant/RER U AmN CIRAIG	M_MF_Silfoc = 3.12E-5 kg	Undefined		(na,na,na,na,5,na)Proxy pour MF Silfoc un Acrylamide copolymer
Lubricating oil, at plant/RER U AmN CIRAIG	M_lubra_glide = 0.000664 kg	Undefined		(na,na,na,na,5,na)Proxy pour Lubra glide
Natural rubber based sealing, at plant/DE U AmN CIRAIG	M_ultra_seal = 0.000264 kg	Undefined		(na,na,na,na,5,na)Proxy pour ultra seal= cellulosic fibers, combined with a blend of organic polymers and lubricity enhancers
Hydrogen fluoride, at plant/GLO U AmN CIRAIG	M_Silsoap_hydrofluoric_acid = 1.01E-5 kg	Undefined		
Lubricating oil, at plant/RER U AmN CIRAIG	M_Lubri_glide = 0.000269 kg	Undefined		(na,na,na,na,5,na)Proxy pour Lub glide
Acetic acid, 98% in H2O, at plant/RER U	M_citric_acid = 0.000283 kg	Undefined		(na,na,na,na,5,na)Proxy pour acide citrique
Lubricating oil, at plant/RER U AmN CIRAIG	M_sil_glide = 0.000876 kg	Undefined		(na,na,na,na,5,na)Proxy pour Sil glide
Lubricating oil, at plant/RER U AmN CIRAIG	M_radia_green = 0.00073 kg	Undefined		(na,na,na,na,5,na)Proxy pour Radia Green
Cyclohexane, at plant/RER U AmN CIRAIG	M_K2_hexanediamine = 4.13E-5 kg	Undefined		(na,na,na,na,5,na)Proxy pour 1,6 Hexanediamine
Phenol, at plant/RER U AmN CIRAIG	M_defoamer_silicon_nonylphenol_ethoxy = 1.53E-6 kg	Undefined		(na,na,na,na,5,na)Proxy pour nonylphenol_ethoxy
Cellulose fibre, inclusive blowing in, at plant/CH U AmN CIRAIG	M_cellophane = 3.48E-5 kg	Undefined		(na,na,na,na,5,na)proxy pour cellophane
Acrylic filler, at plant/RER U AmN CIRAIG	M_acrylates = 1.22E-5 kg	Undefined		(na,na,na,na,5,na)proxy pour acrylates
Transport, 53' dry van (Class 8) /AM U AmN CIRAIG	echelle = 3.5E3 kgkm	Undefined		
Émissions à l'eau (pour analyse de sensibilité)				
Barite	M_barite*(1-pourcent_boues)*AS_boues_eaux*int = 0,139	kg	Undefined	
Hydrocarbons, C10-C50, non aromatic	M_MFrigmate_hydrocarbur_petrole*(1-pourcent_boues)*AS_boues_eaux*int = 7,34E-6	kg	Undefined	Petroleum distillates. Caractérisé I2002+

Potassium bicarbonate	M_potassium_silicate*(1-pourcent_boues)*AS_boues_eaux*int = 0,0375	kg	Undefined	
Potassium bicarbonate	M_Flexfirm_Ka*(1-pourcent_boues)*AS_boues_eaux*int = 0,000178	kg	Undefined	
Silicon dioxide	M_glass_beads*(1-pourcent_boues)*AS_boues_eaux*int = 0,000629	kg	Undefined	
Particules, > 10 um	M_sawdust*(1-pourcent_boues)*AS_boues_eaux*int = 0,0004	kg	Undefined	
Water	M_water_forMForganoseal/Density_water*(1-pourcent_boues)*AS_boues_eaux*int = 1,9E-6	m3	Undefined	
Calcium	M_calcium_nitrate*(1-pourcent_boues)*AS_boues_eaux*int = 0,00123	kg	Undefined	
Sodium hydroxide	M_sodium_hydroxide*(1-pourcent_boues)*AS_boues_eaux*int = 0,000274	kg	Undefined	
Water	M_defoamX_water*(1-pourcent_boues)*AS_boues_eaux*int = 0,000128	m3	Undefined	
Sodium hypochlorite	M_NaOCl*(1-pourcent_boues)*AS_boues_eaux*int = 0,000235	kg	Undefined	
Chlorides, unspecified	M_calcium_chloride*(1-pourcent_boues)*AS_boues_eaux*int = 0	kg	Undefined	
Calcium carbonate	M_lime_hydrated*(1-pourcent_boues)*AS_boues_eaux*int = 0,000238	kg	Undefined	
Calcium carbonate	M_calcium_carbonate*(1-pourcent_boues)*AS_boues_eaux*int = 0,00389	kg	Undefined	
Bentonite	M_bentonite*(1-pourcent_boues)*AS_boues_eaux*int = 0,0062	kg	Undefined	Caractérisé IW+
Water	M_MFrigmate_water/Density_water*(1-pourcent_boues)*AS_boues_eaux*int = 1,19E-7	m3	Undefined	
Water	M_MFSilfloc_water/Density_water*(1-pourcent_boues)*AS_boues_eaux*int = 1,19E-7	m3	Undefined	
Chemicals, unspecified	M_biocide*(1-pourcent_boues)*AS_boues_eaux*int = 6,37E-5	kg	Undefined	
Ethylene glycol	M_corinox_ethylene_glycol*(1-pourcent_boues)*AS_boues_eaux*int = 7,59E-6	kg	Undefined	Ethylène glycol caractérisé !
Sodium lauryl sulfate	M_corinox_sodium_sulphite*(1-pourcent_boues)*AS_boues_eaux*int = 2,85E-6	kg	Undefined	Caractérisé
Water	M_corinox_water/Density_water*(1-pourcent_boues)*AS_boues_eaux*int = 2,75E-8	m3	Undefined	
Potassium bicarbonate	M_potassium_carbonate*(1-pourcent_boues)*AS_boues_eaux*int = 3,67E-5	kg	Undefined	
Ethylene glycol	M_drilldetergent_ethylene_glycol*(1-pourcent_boues)*AS_boues_eaux*int = 4,96E-6	kg	Undefined	caractérisé
Water	M_drilldetergent_water/Density_water*(1-pourcent_boues)*AS_boues_eaux*int = 1,71E-8	m3	Undefined	
Formic acid	M_K2_acide_formique*(1-pourcent_boues)*AS_boues_eaux*int = 3,67E-6	kg	Undefined	caractérisé IW+
Water	M_K2_water/Density_water*(1-pourcent_boues)*AS_boues_eaux*int = 6,43E-9	m3	Undefined	
Water	M_defoamer_water/Density_water*(1-pourcent_boues)*AS_boues_eaux*int = 5,82E-9	m3	Undefined	
Hydrogen chloride	M_HCl*(1-pourcent_boues)*AS_boues_eaux*int = 5,83E-6	kg	Undefined	caractérisé I2002+ /IW+
Glycerol	M_MFvisTM*(1-pourcent_boues)*AS_boues_eaux*int = 0,000892	kg	Undefined	
Hydrocarbons, C10-C50, non aromatic	M_CF_Desco_II_Deflocculant*(1-pourcent_boues)*AS_boues_eaux*int = 0,000265	kg	Undefined	Oils non fossil Caractérisé I2002+
Organic compounds (unspecified)	M_MF_organoseal*(1-pourcent_boues)*AS_boues_eaux*int = 3,78E-5	kg	Undefined	
Cyclohexanol	M_DefoamX_2_ethyl_hexanol*(1-pourcent_boues)*AS_boues_eaux*int = 3,62E-5	kg	Undefined	caractérisé IW+
Ethanol	M_buthoxyethanol*(1-pourcent_boues)*AS_boues_eaux*int = 6,68E-6	kg	Undefined	caractérisé
Styrene	M_MF_Silfloc*(1-pourcent_boues)*AS_boues_eaux*int = 6,25E-6	kg	Undefined	
Hydrocarbons, C10-C50, non aromatic	M_lubra_glide*(1-pourcent_boues)*AS_boues_eaux*int = 0,000133	kg	Undefined	Oils non fossil Caractérisé I2002+
Hydrogen fluoride	M_Silsoap_hydrofluoric_acid*(1-pourcent_boues)*AS_boues_eaux*int = 2,02E-6	kg	Undefined	caractérisé
Hydrocarbons, C10-C50, non aromatic	M_lubri_glide*(1-pourcent_boues)*AS_boues_eaux*int = 5,38E-5	kg	Undefined	
Acetic acid	M_citric_acid*(1-pourcent_boues)*AS_boues_eaux*int = 5,66E-5	kg	Undefined	caractérisé
Hydrocarbons, C10-C50, non aromatic	M_sil_glide*(1-pourcent_boues)*AS_boues_eaux*int = 0,000175	kg	Undefined	Oils non fossil Caractérisé I2002+
Hydrocarbons, C10-C50, non aromatic	M_radia_green*(1-pourcent_boues)*AS_boues_eaux*int = 0,000146	kg	Undefined	Oils non fossil Caractérisé I2002+
Cyclohexane	M_K2_hexanediamine = 4,13E-5	kg	Undefined	caractérisé IW+
Phenol	M_defoamer_silicon_nonylpheno_ethoxyle = 1,53E-6	kg	Undefined	caractérisé
Cellulose, nitrate	M_cellophane*(1-pourcent_boues)*AS_boues_eaux*int = 6,96E-6	kg	Undefined	
Acrylic acid	M_acrylates*(1-pourcent_boues)*AS_boues_eaux*int = 2,45E-6	kg	Undefined	caractérisé

Paramètre locaux

M_barite	0,697 kg	Lognormal	1,09	(2,3,1,2,na,na) kg; données provenant du MDDEFP
M_calcium_chloride	0 kg	Lognormal	1,09	kg; données provenant du MDDEFP
M_bentonite	0,031 kg	Lognormal	1,09	kg; données provenant du MDDEFP
M_limestone	0,004807 kg	Lognormal	1,09	kg; données provenant du MDDEFP
M_gypse	0,00266 kg	Lognormal	1,09	kg; données provenant du MDDEFP
M_MFrigmate_hydrocarbur_e_petrole	3,67E-05 kg	Lognormal	1,09	kg; données provenant du MDDEFP
M_sawdust	0,001998 kg	Lognormal	1,09	kg; données provenant du MDDEFP
M_glass_beads	0,003146 kg	Lognormal	1,09	kg; données provenant du MDDEFP
M_water_forMForganoseal	0,0094897 kg	Lognormal	1,09	kg; données provenant du MDDEFP
M_calcium_nitrate	0,00617 kg	Lognormal	1,09	kg; données provenant du MDDEFP
M_sodium_hydroxide	0,00137 kg	Lognormal	1,09	kg; données provenant du MDDEFP
M_defoamX_water	0,000641 kg	Lognormal	1,09	kg; données provenant du MDDEFP
M_NaOCl	0,00117599 kg	Lognormal	1,09	kg; données provenant du MDDEFP
M_lignite	0,0009514 kg	Lognormal	1,09	kg; données provenant du MDDEFP
M_MFrigmate_water	0,000597 kg	Lognormal	1,09	kg; données provenant du MDDEFP
M_MFSilfloc_water	0,00059341 kg	Lognormal	1,09	kg; données provenant du MDDEFP
M_sodium_carbonate	0,00050523 kg	Lognormal	1,09	kg; données provenant du MDDEFP
M_ash	0,00042 kg	Lognormal	1,09	kg; données provenant du MDDEFP
M_Silsoap_HCl	1,01E-05 kg	Lognormal	1,09	kg; données provenant du MDDEFP
M_Silsoap_water	0,000383 kg	Lognormal	1,09	kg; données provenant du MDDEFP
M_corinox_ethylene_glycol	3,80E-05 kg	Lognormal	1,09	kg; données provenant du MDDEFP
M_corinox_sodium_sulphite	1,42E-05 kg	Lognormal	1,09	kg; données provenant du MDDEFP
M_corinox_water	0,00013764 kg	Lognormal	1,09	kg; données provenant du MDDEFP
M_biocide	0,00031845 kg	Lognormal	1,09	kg; données provenant du MDDEFP
M_potassium_carbonate	0,00018372 kg	Lognormal	1,09	kg; données provenant du MDDEFP

M_drilldetergent_ethylene_glycol	2,48E-05 kg	Lognormal	1,09	kg; données provenant du MDDEFP
M_drilldetergent_water	8,54E-05 kg	Lognormal	1,09	kg; données provenant du MDDEFP
M_K2_acide_formique	1,84E-05 kg	Lognormal	1,09	kg; données provenant du MDDEFP
M_K2_water	3,22E-05 kg	Lognormal	1,09	kg; données provenant du MDDEFP
M_defoamer_water	2,91E-05 kg	Lognormal	1,09	kg; données provenant du MDDEFP
M_HCl	2,92E-05 kg	Lognormal	1,09	kg; données provenant du MDDEFP
M_calcium_carbonate	0,01944 kg	Lognormal	1,09	kg; données provenant du MDDEFP
M_MFvisTM	0,004462 kg	Lognormal	1,09	kg; données provenant du MDDEFP
M_potassium_silicate	0,18769 kg	Lognormal	1,09	kg; données provenant du MDDEFP
M_CF_Desco_II_Deflocculant	0,001326 kg	Lognormal	1,09	kg; données provenant du MDDEFP
M_walnut	0,002305 kg	Lognormal	1,09	kg; données provenant du MDDEFP
M_lime_hydrated	0,001188 kg	Lognormal	1,09	kg; données provenant du MDDEFP
M_MF_organosol	0,000189 kg	Lognormal	1,09	kg; données provenant du MDDEFP
M_DefoamX_2_ethyl_hexanol	0,0001808 kg	Lognormal	1,09	kg; données provenant du MDDEFP
M_DefoamX_light_distillate	0,000274 kg	Lognormal	1,09	kg; données provenant du MDDEFP
M_aqua_star	0,00108 kg	Lognormal	1,09	kg; données provenant du MDDEFP
M_Flexfirm_Ka	0,000888 kg	Lognormal	1,09	kg; données provenant du MDDEFP
M_TKPP	0,0012477 kg	Lognormal	1,09	kg; données provenant du MDDEFP
M_butoxyethanol	3,34E-05 kg	Lognormal	1,09	kg; données provenant du MDDEFP
M_MF_silfloc	3,12E-05 kg	Lognormal	1,09	kg; données provenant du MDDEFP
M_lubra_glide	0,00066433 kg	Lognormal	1,09	kg; données provenant du MDDEFP
M_ultra_seal	0,000264 kg	Lognormal	1,09	kg; données provenant du MDDEFP
M_Silsoap_hydrofluoric_acid	1,01E-05 kg	Lognormal	1,09	kg; données provenant du MDDEFP
M_Lubri_glide	0,000269 kg	Lognormal	1,09	kg; données provenant du MDDEFP
M_citric_acid	0,00028323 kg	Lognormal	1,09	kg; données provenant du MDDEFP
M_sil_glide	0,00087598 kg	Lognormal	1,09	kg; données provenant du MDDEFP
M_radia_green	0,00072998 kg	Lognormal	1,09	kg; données provenant du MDDEFP
M_K2_hexanediamine	4,13E-05 kg	Lognormal	1,09	kg; données provenant du MDDEFP
M_cellaphone	3,48E-05 kg	Lognormal	1,09	kg; données provenant du MDDEFP
M_defoamer_silicon_nonylphenol_ethoxye	1,53E-06 kg	Lognormal	1,09	kg; données provenant du MDDEFP
M_acrylates	1,22E-05 kg	Lognormal	1,09	kg; données provenant du MDDEFP

3.2.5 matériaux forage

1 kg

Drawing of pipes, steel/RER U AmN CIRAIG	$(V_pipe_interm+V_pipe_prod+V_pipe_surf)*Density_steel*int = 8.75E5$	kg	Undefined	0	0	0	(na,na,na,na,3,na)
Steel, low-alloyed, at plant/RER U AmN CIRAIG	$(V_pipe_interm+V_pipe_prod+V_pipe_surf)*Density_steel*int = 8.75E5$	kg	Undefined	0	0	0	Matériaux pour tuyaux (intérieur du puits)
Cement, unspecified, at plant/CH U AmN CIRAIG	$M_ciment*int = 97$	ton	Undefined	0	0	0	
Transport, 53' dry van (Class 8) /AM U AmN CIRAIG	$(V_pipe_interm+V_pipe_prod+V_pipe_surf)*Density_steel*echelle*int = 3.06E9$	kgkm	Undefined	0	0	0	Transport des pipes de Ab au Qc
Transport, 53' dry van (Class 8) /AM U AmN CIRAIG	$M_ciment*trp_regional*int = 2.91E3$	tkm	Undefined	0	0	0	Transport ciment

Paramètre locaux

long_pipe_surf	346	m	Triangle	1,13	101	572	(3,3,1,2,1,na)m; projet type
diam_pipe_surf	0,304	m	Triangle	1,13	0,222	0,375	m; projet type
long_pipe_interm	1885	m	Triangle	1,13	772	2453	m; projet type
diam_pipe_interm	0,214	m	Triangle	1,13	0,202	0,269	m; projet type
long_pipe_prod	2176	m	Triangle	1,13	827	3405	m; projet type
diam_pipe_prod	0,163	m	Triangle	1,13	0,114	0,165	m; projet type
epaisseur_pipe_surf	0,09	m	Lognormal	1,13	0	0	m; hypothèse; source: www.steeltubeinstitute.org/pdf/brochures/metric_dimsec.pdf
M_ciment	97	ton	Triangle	1,13	18	195	ton; projet type

Paramètres calculés

V_pipe_surf	$(diam_pipe_surf-diam_pipe_surf-epaisseur_pipe_surf)^2*Pi*long_pipe_surf = 8.8$	m3
V_pipe_interm	$(diam_pipe_interm-diam_pipe_interm-epaisseur_pipe_surf)^2*Pi*long_pipe_interm = 48$	m3
V_pipe_prod	$(diam_pipe_prod-diam_pipe_prod-epaisseur_pipe_surf)^2*Pi*long_pipe_prod = 55.4$	m3

3.4 Traitement des boues

1 kg

Transport, 53' dry van (Class 8) /AM U AmN CIRAIG	$pourcent_boues*trp_boues*Qc = 30.4$	kgkm	Undefined				80% de la boue qui remonte à la surface, perte de 20%. Boues de forage, enfouissement au Qc sur 38 km
Transport, 53' dry van (Class 8) /AM U AmN CIRAIG	$(1.10E-2*med+3.07E-3*pire)*trp_moyen_regional*Qc = 0.55$	kgkm	Undefined				Transport des cuttings sur 50 km au Qc
Transport, 53' dry van (Class 8) /AM U AmN CIRAIG	$(1.47E-3*med+4.09E-4*pire)*trp_moyen_regional*Qc = 0.0735$	kgkm	Undefined				Transport du ciment, enfouissement au Qc sur 50 km
Disposal, drilling waste, 71.5% water, to residual material landfill/CH U AmN	$(1.1E-2*med+3.07E-3*pire)+(1.47E-3*med+4.09E-4*pire)*Qc = 0.0125$	kg	Undefined				Gestion des déblais et du ciment
Disposal, drilling waste, 71.5% water, to residual material landfill/CH U AmN	$1*Qc = 1$	kg	Undefined				Gestion des boues de forage
Paramètre locaux							
trp_boues	38	km	Triangle		18	58	km; Projet type

Disposal, drilling waste, 71.5% water, to residual material landfill/CH U AmN CIRAIG.ca

1 kg

Residual material landfill facility/CH/I U AmN CIRAIG	2,08E-09 p	Lognormal	1				demand per kilogram waste. uncertainty is heeded in the module
Process-specific burdens, residual material landfill/CH U AmN CIRAIG	1,00E+00 kg	Lognormal	1				demand per kilogram waste. uncertainty is heeded in the module
Émissions au sol							
Silver	$M_argent = 0$ kg	Undefined					
Arsenic	$M_arsenic = 2.99E-6$ kg	Undefined					
Barium	$M_barium = 0.00356$ kg	Undefined					
Cadmium	$M_cadmium = 1E-7$ kg	Undefined					

Chromium	M_chromium = 2.69E-5 kg	Undefined
Cobalt	M_cobalt = 8.57E-6 kg	Undefined
Copper	M_cuivre = 4.41E-5 kg	Undefined
Lead	M_plomb = 1.16E-5 kg	Undefined
Tin	M_etain = 2.43E-6 kg	Undefined
Manganese	M_manganese = 0.000374 kg	Undefined
Mercury	M_mercure = 7E-8 kg	Undefined
Molybdenum	M_molybdenum = 2.43E-6 kg	Undefined
Nickel	M_nickel = 3.1E-5 kg	Undefined
Petroleum oil	M_petrol = 5.6E-5 kg	Undefined
Selenium	M_selenium = 5.3E-7 kg	Undefined
Zinc	M_zinc = 5.65E-5 kg	Undefined
Silver	M_argent2 = 1.02E-5 kg	Undefined

Paramètre locaux

M_argent	0 kg	Undefined	1	0	0	kg; données du MDDEFP
M_arsenic	2,99E-06 kg	Triangle	1	1,60E-06	4,80E-06	kg; données du MDDEFP
M_barium	3,56E-03 kg	Triangle	1	2,40E-05	9,80E-03	kg; données du MDDEFP
M_cadmium	1,00E-07 kg	Triangle	1	0	7,00E-07	kg; données du MDDEFP
M_chromium	2,69E-05 kg	Triangle	1	1,20E-05	6,00E-05	kg; données du MDDEFP
M_cobalt	8,57E-06 kg	Triangle	1	3,00E-06	1,30E-05	kg; données du MDDEFP
M_cuivre	4,41E-05 kg	Triangle	1	7,00E-06	8,30E-05	kg; données du MDDEFP
M_plomb	1,16E-05 kg	Triangle	1	0	3,40E-05	kg; données du MDDEFP
M_manganese	3,74E-04 kg	Triangle	1	9,50E-05	5,70E-04	kg; données du MDDEFP
M_mercure	7,00E-08 kg	Triangle	1	0	2,60E-07	kg; données du MDDEFP
M_molybdenum	2,43E-06 kg	Triangle	1	0	6,00E-06	kg; données du MDDEFP
M_nickel	3,10E-05 kg	Triangle	1	1,00E-05	3,80E-05	kg; données du MDDEFP
M_selenium	5,30E-07 kg	Triangle	1	0	9,00E-07	kg; données du MDDEFP
M_argent2	1,02E-05 kg	Triangle	1	0	5,10E-05	kg; données du MDDEFP
M_etain	2,43E-06 kg	Triangle	1	0	7,00E-06	kg; données du MDDEFP
M_zinc	5,65E-05 kg	Triangle	1	2,10E-05	1,30E-04	kg; données du MDDEFP
M_petrol	5,60E-05 kg	Triangle	1	0	2,30E-04	kg; données du MDDEFP
M_eau	260 kg	Triangle	1	160	410	kg; données du MDDEFP

3.6 Complétion

		1 fracturation			
Gas, natural/m3	(Gaz_torchere/nbr_fracturation_explora)*nombre_jour*Qc = 3.01E5 m3	Undefined			Qté de gaz extrait
3.6.1 (3.7) Préparation pour fracturation_ produits nettoyants	M_sol_acide*Qc = 4.95 m3	Undefined			Qté de produits nettoyants/fracturation
3.6.2 (3.8) liquide de fracturation	qte_fluide*int = 1.67E3 m3	Undefined			Qté de fluides/fracturation
3.6.3 (3.8) explosifs	M_explosif/(nbr_fracturation_explora)*int = 1.47 kg	Undefined			Qté d'explosifs/fracturation
3.6.5 (3.8) Opération fracturation	1*Qc = 1 p	Undefined			
3.6.4 (3.9) torchere_autre option	(Gaz_torchere/nbr_fracturation_explora)*nombre_jour*Qc = 3.01E5 m3	Undefined			Essai de production

Paramètre locaux

Gaz_torchere	2,20E+04 m3/jour	Triangle	1,09	1400	85000	(2,3,1,2,na,na)m3/jour; projet type
nombre_jour	4,10E+01 jour	Triangle	1,09	7	137	jours; projet type

3.6.1 (3.7) Préparation pour fracturation_ produits nettoyants

		1 m3			
Hydrochloric acid, 30% in H2O, at plant/RER U AmN CIRAIG	Density_HCl*prop_HCl*int = 179 kg	Undefined			HCl des produits nettoyants
Tap water, at user/CH U AmN CIRAIG	Density_HCl*prop_eau*int = 1.01E3 kg	Undefined			Eau des produits nettoyants
Diesel, burned in diesel-electric generating set/GLO U AmN CIRAIG	E_pompe*Qc = 52.6 kWh	Undefined			Consommation de diesel nécessaire pour pomper les produits nettoyants
Transport, 53' dry van (Class 8) /AM U AmN CIRAIG	Density_HCl*echelle = 4.17E6 kgkm	Undefined			

Paramètre locaux

E_camion_pompe	8,78E+04 kWh	Lognormal	1,09			(2,3,1,2,na,na)kWh pour pomper 1670 m3 de liquide de fracturation; Projet type
prop_HCl	1,50E-01 fraction	Undefined				Fraction de HCl dans la solution
prop_eau	8,50E-01 fraction	Undefined				Fraction de d'eau dans la solution

Paramètres calculés

E_pompe	E_camion_pompe/qte_fluide = 52.6 kWh/m3					
---------	---	--	--	--	--	--

3.6.2 (3.8) liquide de fracturation

		1 m3			Production et traitement	
Production						
Tap water, at user/RER U AmN CIRAIG	Density_water*Pourcent_eau*int = 900 kg	Undefined				
Sand, at mine/CH U AmN CIRAIG	M_sable*int = 184 kg	Undefined			données du MDDEP	
Hydrochloric acid, 30% in H2O, at plant/RER U AmN CIRAIG	M_HCl*int = 0.534 kg	Undefined			Données du MDDEP: Solution 15% = solution 30%/2	
3-methyl-1-butyl acetate, at plant/RER U AmN CIRAIG	M_trisodium_nitriotriacetate = 10 kg	Undefined			(na,na,na,na,5,na)Proxy trisodium nitriotriacetate	
Naphtha, at refinery/RER U AmN CIRAIG	M_naphta_jour*int = 0.307 kg	Undefined			densité: 767.5	
Benzyl alcohol, at plant/RER U AmN CIRAIG	M_alcool_propargylique = 0.0583 kg	Undefined			(na,na,na,na,5,na)Proxy alcool propargylique	
Formaldehyde, production mix, at plant/RER U AmN CIRAIG	M_formaldehyde*int = 0.122 kg	Undefined			données du MDDEP	
Phenol, at plant/RER U AmN CIRAIG	M_alkylphenol_oxalkyle = 0.44 kg	Undefined			(na,na,na,na,5,na)Proxy pour alkylphenol oxalkyle	
Fatty acids, from vegetarian oil, at plant/RER U AmN CIRAIG	M_acide_huile_tall*int = 0 kg	Undefined			(na,na,na,na,5,na)Proxy huile de tall	
Benzyl chloride, at plant/RER U AmN CIRAIG	M_benzyle_quaternaire*int = 0.165 kg	Undefined			Données du MDDEP: 2L/m3 fluide	
Naphtha, at refinery/RER U AmN CIRAIG	M_naphtalene*int = 0.0697 kg	Undefined			(na,na,na,na,5,na)Proxy naphtalene	
Isopropanol, at plant/RER U AmN CIRAIG	M_isopropanol*int = 0.943 kg	Undefined			Données du MDDEP 6L/m3 fluide	
Methanol, at plant/GLO U AmN CIRAIG	M_methanol*int = 0.142 kg	Undefined			Données du MDDEP 6L/m3 fluide	
Ethoxylated alcohols, unspecified, at plant/RER U AmN CIRAIG	M_alcool_ethoxye*int = 0.368 kg	Undefined			Données du MDDEP 2L/m3 fluide	

Alkylbenzene sulfonate, linear, petrochemical, at plant/RER U AmN CIRAIG	M_benzene_sulfonate*int = 0.25 kg	Undefined	Densité 500 kg/m3
Dipropylene glycol monomethyl ether, at plant/RER U AmN CIRAIG	M_dipropylene_glycol*int = 1.4 kg	Undefined	Density 1020 kg/m3
Alkylbenzene sulfonate, linear, petrochemical, at plant/RER U AmN CIRAIG	M_acide_benzene_sulfonique*int = 1.18 kg	Undefined	(na,na,na,na,5,na)Proxy acide_benzene_sulfonique
Methylcyclohexane, at plant/RER U AmN CIRAIG	M_octamethylcyclotetrasiloxane*int = 0.095 kg	Undefined	(na,na,na,na,5,na)Proxy pour octamethylcyclotetrasiloxane
Petroleum coke, at refinery/RER U AmN CIRAIG	M_distillat_petrole*int = 0.106 kg	Undefined	(na,na,na,na,5,na)Proxy distillat pétrole
Chemicals organic, at plant/GLO U AmN CIRAIG	M_terpene*int = 0 kg	Undefined	(na,na,na,na,5,na)Proxy pour terpene; organic chemical substances from vegetation (mainly conifers)
Ethanol from ethylene, at plant/RER U AmN CIRAIG	M_alcool*int = 0 kg	Undefined	
Ethoxylated alcohols, unspecified, at plant/RER U AmN CIRAIG	M_alkyl_alkoxyate*int = 0 kg	Undefined	(na,na,na,na,5,na)Proxy pour alkyl alkoxyate
Diethylene glycol, at plant/RER U AmN CIRAIG	M_glycol*int = 0 kg	Undefined	(na,na,na,na,5,na)Proxy pour glycol
Isopropanol, at plant/RER U AmN CIRAIG	M_isopropanol_et2*int = 1.73 kg	Undefined	
Ammonium chloride, at plant/GLO U AmN CIRAIG	M_trimetyl_octadecyl_ammonium_chloride*int = 2.69 kg	Undefined	(na,na,na,na,5,na)Proxy pour _trimetyl_octadecyl_ammonium_chloride
Xylene, at plant/RER U AmN CIRAIG	M_sodium_xylene_sulfonate*int = 3.72 kg	Undefined	(na,na,na,na,5,na)Proxy sodium xylene sulfonate
Formaldehyde, production mix, at plant/RER U AmN CIRAIG	M_formaldehyde_et2*int = 0.000367 kg	Undefined	
Acetic acid, 98% in H2O, at plant/RER U AmN CIRAIG	M_acide_acetique*int = 0.00315 kg	Undefined	
Methanol, at plant/GLO U AmN CIRAIG	M_methanol_et2*int = 0.0158 kg	Undefined	
Diethanolamine, at plant/RER U AmN CIRAIG	M_ethanolamine*int = 0.00303 kg	Undefined	(na,na,na,na,5,na)Proxy ethanolamine
Ammonium chloride, at plant/GLO U AmN CIRAIG	M_ammonium_chloride*int = 0.00459 kg	Undefined	
Sodium persulfate, at plant/GLO U AmN CIRAIG	M_sodium_persulfate*int = 2.5 kg	Undefined	
Sodium hypochlorite, 15% in H2O, at plant/RER U AmN CIRAIG	M_sodium_hypochlorite*int = 0.0139 kg	Undefined	
Triethanolamine, at plant/RER U AmN CIRAIG	M_triethanolamine*int = 0.311 kg	Undefined	
Diethanolamine, at plant/RER U AmN CIRAIG	M_diethanolamine*int = 0.0409 kg	Undefined	
Isopropanol, at plant/RER U AmN CIRAIG	M_isopropanol_et2*int = 0.118 kg	Undefined	
Chemicals organic, at plant/GLO U AmN CIRAIG	M_dimonene*int = 0.168 kg	Undefined	(na,na,na,na,5,na)Limonene=terpene cyclic
Propylene glycol, liquid, at plant/RER U AmN CIRAIG	M_propylene_glycol*int = 0.104 kg	Undefined	
Triethylene glycol, at plant/RER U AmN CIRAIG	M_triethylene_glycol*int = 0.132 kg	Undefined	
Ethoxylated alcohols, unspecified, at plant/RER U AmN CIRAIG	M_alcool_ethoxye_et2*int = 0.184 kg	Undefined	
Vegetable oil, from waste cooking oil, at plant/CH U AmN CIRAIG	M_huile_ricin*int = 0.192 kg	Undefined	(na,na,na,na,5,na)Proxy pour huile de ricin
Transport, 53' dry van (Class 8) /AM U AmN CIRAIG	Pourcent_eau*Densite_water*trp_regional*int = 2.7E4 kgkm	Undefined	Transport de l'eau
Transport, 53' dry van (Class 8) /AM U AmN CIRAIG	trp_regional*M_sable*int = 5.53E3 kgkm	Undefined	Transport du sable
Transport, 53' dry van (Class 8) /AM U AmN CIRAIG	(echelle)*M_total_etape1_prod*int = 5.63E4 kgkm	Undefined	Transport additif chimique phase 1
Transport, 53' dry van (Class 8) /AM U AmN CIRAIG	(echelle)*M_total_etape2_prod*int = 4.22E4 kgkm	Undefined	Transport additif chimique phase 2

Émissions à l'eau (pour analyse de sensibilité)

Water	Pourcent_eau*(1-pourcent_reflux)*AS_boues_eaux*int = 0,504	m3	Undefined	
Silicon dioxide	M_sable*(1-pourcent_reflux)*AS_boues_eaux*int = 103	kg	Undefined	Sable
Hydrogen chloride	M_HCl*(1-pourcent_reflux)*AS_boues_eaux*int = 0,299	kg	Undefined	caractérisé
3-Methyl-1-butanol	M_trisodium_nitriolriacetate*(1-pourcent_reflux)*AS_boues_eaux*int = 5,6	kg	Undefined	
Petroleum naphtha, heavy alkylate	M_naphta_lourd*(1-pourcent_reflux)*AS_boues_eaux*int = 0,172	kg	Undefined	
Benzyl alcohol	M_alcoo_propargylique*(1-pourcent_reflux)*AS_boues_eaux*int = 0,0326	kg	Undefined	
Formaldehyde	M_formaldehyde*(1-pourcent_reflux)*AS_boues_eaux*int = 0,0684	kg	Undefined	caractérisé
Phenol	M_alkylphenol_oxalkyle*(1-pourcent_reflux)*AS_boues_eaux*int = 0,246	kg	Undefined	caractérisé
Fatty acids as C	M_acide_huile_tall*(1-pourcent_reflux)*AS_boues_eaux*int = 0	kg	Undefined	
Benzyl chloride	M_benzyle_quaternaire*(1-pourcent_reflux)*AS_boues_eaux*int = 0,0924	kg	Undefined	caractérisé
Naphthalene	M_naphtalene*(1-pourcent_reflux)*AS_boues_eaux*int = 0,039	kg	Undefined	caractérisé
Isopropanol	M_isopropanol*(1-pourcent_reflux)*AS_boues_eaux*int = 0,528	kg	Undefined	
Methanol	M_methanol*(1-pourcent_reflux)*AS_boues_eaux*int = 0,0798	kg	Undefined	caractérisé
Alcohol ethoxylate	M_alcool_ethoxye*(1-pourcent_reflux)*AS_boues_eaux*int = 0,206	kg	Undefined	
Alkylbenzenesulfonic acid, sodium salt c10-c13	M_benzene_sulfonate*(1-pourcent_reflux)*AS_boues_eaux*int = 0,14	kg	Undefined	
Dipropylene glycol methyl ether	M_dipropylene_glycol*(1-pourcent_reflux)*AS_boues_eaux*int = 0,784	kg	Undefined	
Alkylbenzenesulfonic acid, sodium salt c10-c13	M_acide_benzene_sulfonique*(1-pourcent_reflux)*AS_boues_eaux*int = 0,662	kg	Undefined	
Methylcyclohexane	M_octamethylcyclotetrasiloxane*(1-pourcent_reflux)*AS_boues_eaux*int = 0,0532	kg	Undefined	
Hydrocarbons, C10-C50, non aromatic	M_distillat_petrole*(1-pourcent_reflux)*AS_boues_eaux*int = 0,0592	kg	Undefined	Caractérisé I2002+
Organic compounds (unspecified)	M_terpene*(1-pourcent_reflux)*AS_boues_eaux*int = 0	kg	Undefined	
Ethanol	M_alcool*(1-pourcent_reflux)*AS_boues_eaux*int = 0	kg	Undefined	caractérisé
Alcohol ethoxylate	M_alkyl_alkoxyate*(1-pourcent_reflux)*AS_boues_eaux*int = 0	kg	Undefined	
Diethylene glycol	M_glycol*(1-pourcent_reflux)*AS_boues_eaux*int = 0	kg	Undefined	caractérisé
Isopropanol	M_isopropanol_et2*(1-pourcent_reflux)*AS_boues_eaux*int = 0,968	kg	Undefined	
Chlorides, unspecified	M_trimetyl_octadecyl_ammonium_chloride*(1-pourcent_reflux)*AS_boues_eaux*int = 1,51	kg	Undefined	
Xylene	M_sodium_xylene_sulfonate*(1-pourcent_reflux)*AS_boues_eaux*int = 2,08	kg	Undefined	caractérisé
Formaldehyde	M_formaldehyde_et2*(1-pourcent_reflux)*AS_boues_eaux*int = 0,000205	kg	Undefined	caractérisé
Acetic acid	M_acide_acetique*(1-pourcent_reflux)*AS_boues_eaux*int = 0,00176	kg	Undefined	caractérisé
Methanol	M_methanol_et2*(1-pourcent_reflux)*AS_boues_eaux*int = 0,00887	kg	Undefined	caractérisé
Diethanolamine	M_ethanolamine*(1-pourcent_reflux)*AS_boues_eaux*int = 0,0017	kg	Undefined	
Chlorides, unspecified	M_sodium_hypochlorite*(1-pourcent_reflux)*AS_boues_eaux*int = 0,00777	kg	Undefined	
Sodium hypochlorite	M_sodium_hypochlorite*(1-pourcent_reflux)*AS_boues_eaux*int = 0,00777	kg	Undefined	
Triethanolamine	M_triethanolamine*(1-pourcent_reflux)*AS_boues_eaux*int = 0,174	kg	Undefined	caractérisé
Diethanolamine	M_diethanolamine*(1-pourcent_reflux)*AS_boues_eaux*int = 0,0229	kg	Undefined	
Isopropanol	M_isopropanol_et2*(1-pourcent_reflux)*AS_boues_eaux*int = 0,066	kg	Undefined	
Organic compounds (unspecified)	M_dimonene*(1-pourcent_reflux)*AS_boues_eaux*int = 0,0942	kg	Undefined	
Propylene glycol	M_propylene_glycol*(1-pourcent_reflux)*AS_boues_eaux*int = 0,0582	kg	Undefined	caractérisé
Triethylene glycol	M_triethylene_glycol*(1-pourcent_reflux)*AS_boues_eaux*int = 0,0739	kg	Undefined	caractérisé
Alcohol ethoxylate	M_alcoo_ethoxye_et2*(1-pourcent_reflux)*AS_boues_eaux*int = 0,103	kg	Undefined	
Hydrocarbons, C10-C50, non aromatic	M_huile_ricin*(1-pourcent_reflux)*AS_boues_eaux*int = 0,108	kg	Undefined	Caractérisé 2002+

Paramètre local

Pourcent_eau	0,9	kg	Undefined		kg; données provenant du MDDEFP
M_sable	184,43	kg	Lognormal	1,09	(2,3,1,2,na,na); kg; données provenant du MDDEFP
M_HCl	0,5344	m3	Lognormal	1,09	m3; données provenant du MDDEFP
M_trisodium_nitratetriacetate	10	kg	Lognormal	1,09	kg; données provenant du MDDEFP
M_naphta_lourd	0,307	kg	Lognormal	1,09	kg; données provenant du MDDEFP
M_alcoa_propargylique	0,05829	kg	Lognormal	1,09	kg; données provenant du MDDEFP
M_formaldehyde	0,1222	kg	Lognormal	1,09	kg; données provenant du MDDEFP
M_alkylphenoal_oxalkyle	0,44	kg	Lognormal	1,09	kg; données provenant du MDDEFP
M_acide_huile_tall	0	kg	Lognormal	1,09	kg; données provenant du MDDEFP
M_benzyle_quaternaire	0,165	kg	Lognormal	1,09	kg; données provenant du MDDEFP
M_naphthalene	0,06972	kg	Lognormal	1,09	kg; données provenant du MDDEFP
M_isopropanol	0,9432	kg	Lognormal	1,09	kg; données provenant du MDDEFP
M_methanol	0,1425	kg	Lognormal	1,09	kg; données provenant du MDDEFP
M_alcoa_ethoxyle	0,368	kg	Lognormal	1,09	kg; données provenant du MDDEFP
M_benzene_sulfonate	0,25	kg	Lognormal	1,09	kg; données provenant du MDDEFP
M_dipropylene_glycol	1,40025	kg	Lognormal	1,09	kg; données provenant du MDDEFP
M_acide_benzene_sulfonique	1,1825	kg	Lognormal	1,09	kg; données provenant du MDDEFP
M_octamethylcyclotetrasiloxane	0,095	kg	Lognormal	1,09	kg; données provenant du MDDEFP
M_distillat_petrole	0,10572	kg	Lognormal	1,09	kg; données provenant du MDDEFP
M_terpene	0	kg	Lognormal	1,09	kg; données provenant du MDDEFP
M_alcool	0	kg	Lognormal	1,09	kg; données provenant du MDDEFP
M_alkyl_alkoxylate	0	kg	Lognormal	1,09	kg; données provenant du MDDEFP
M_glycol	0	kg	Lognormal	1,09	kg; données provenant du MDDEFP
M_isopropanol_et2	1,7292	kg	Lognormal	1,09	kg; données provenant du MDDEFP
M_trimetyl_octadecyl_ammonium_chloride	2,6922	kg	Lognormal	1,09	kg; données provenant du MDDEFP
M_sodium_xylene_sulfonate	3,7207	kg	Lognormal	1,09	kg; données provenant du MDDEFP
M_dibromo_3_nitropropinamide	0,019	kg	Lognormal	1,09	kg; données provenant du MDDEFP
M_formaldehyde_et2	0,00036689	kg	Lognormal	1,09	kg; données provenant du MDDEFP
M_acide_acetique	0,00315	kg	Lognormal	1,09	kg; données provenant du MDDEFP
M_methanol_et2	0,01584	kg	Lognormal	1,09	kg; données provenant du MDDEFP
M_ethanolamine	0,00303	kg	Lognormal	1,09	kg; données provenant du MDDEFP
M_ammonium_chloride	0,00459	kg	Lognormal	1,09	kg; données provenant du MDDEFP
M_sodium_persulfate	2,496	kg	Lognormal	1,09	kg; données provenant du MDDEFP
M_triethanolamine	0,3107	kg	Lognormal	1,09	kg; données provenant du MDDEFP
M_diethanolamine	0,04087	kg	Lognormal	1,09	kg; données provenant du MDDEFP
M_isopropanol_et22	0,1179	kg	Lognormal	1,09	kg; données provenant du MDDEFP
M_dilimonene	0,16822	kg	Lognormal	1,09	kg; données provenant du MDDEFP
M_propylene_glycol	0,104	kg	Lognormal	1,09	kg; données provenant du MDDEFP
M_triethylene_glycol	0,132	kg	Lognormal	1,09	kg; données provenant du MDDEFP
M_alcoa_ethoxyle_et2	0,184	kg	Lognormal	1,09	kg; données provenant du MDDEFP
M_huile_ricin	0,1922	kg	Lognormal	1,09	kg; données provenant du MDDEFP
M_sodium_hypochlorite	0,013875	kg	Lognormal	1,09	kg; données provenant du MDDEFP
M_total_etape1_prod	16,08	kg	Lognormal	1,09	kg; données provenant du MDDEFP
M_total_etape2_prod	12,05	kg	Lognormal	1,09	kg; données provenant du MDDEFP

3.6.3 (3.8) explosifs

		1 kg			
Explosives, toxev, at plant/CH U AmN CIRAIG		1*int = 1	kg	Undefined	Masse d'explosif
Transport, 53' dry van (Class 8) /AM U AmN CIRAIG		1*trp_moyen_regional*int = 50	kgkm	Undefined	Transport d'explosif

3.6.5 (3.8) Opération fracturation

		1 fracturation			
Diesel, burned in diesel-electric generating set/GLO U AmN CIRAIG		E_camion_pompe*Qe = 8.79E4	kWh	Undefined	(na,na,na,na,3,na)

Paramètre locaux

E_camion_pompe		87880	kWh	Lognormal	1,09	(2,3,1,2,na,na)kWh/fracturation; 13 camions, Pompage du liquide de fracturation
----------------	--	-------	-----	-----------	------	---

3.6.4 (3.9) torchere_autre_option

		1 m3			
Natural gas, sweet, burned in production flare/MJ/GLO U AmN CIRAIG_etud		36	MJ	Undefined	Combustion; le gaz naturel extrait du sol a été retiré; seul les émissions de la combustion sont considérés

Natural gas, sweet, burned in production flare/m3/GLO U AmN CIRAIG_etude

		1 MJ				
Emissions à l'air						
Methane, fossil		0,00000697	kg	Lognormal	1,51	0 (1,3,1,3,1,3); environmental report for Norway.
Carbon dioxide, fossil		0,0681	kg	Lognormal	1,09	0 (1,3,1,3,1,3); environmental report for Norway.
Carbon monoxide, fossil		0,000015	kg	Lognormal	5,09	0 (3,4,3,1,4); Literature data
NMVOC, non-methane volatile organic compounds, unspecified origin		0,00000828	kg	Lognormal	2,01	0 (1,3,1,3,1,3); environmental report for Norway.
Nitrogen oxides		0,000337	kg	Lognormal	1,51	0 (1,3,1,3,1,3); environmental report for Norway.
Particulates, < 2.5 um		0,00000546	kg	Lognormal	2,03	0 (2,4,2,1,1,4); Literature data
Mercury		5,56E-09	kg	Lognormal	1,69	0 (4,1,3,3,3,5); data calculated on the basis of gas composition
Radon-222		0,0111	kBq	Lognormal	3,15	0 (4,1,3,3,3,5); data calculated on the basis of gas composition
Heat, waste		1,12	MJ	Lognormal	1,09	0 (1,3,1,3,1,3); environmental report for Norway.

4. Projet pilote - Développement

Toutes les données identifiées de source "MDDEFP" sont des données de l'industrie gazière (principalement québécoise) colligées et agrégées par le MDDEFP pour en protéger la confidentialité.

No	Nom	Processus ecoinvent	Qté	Unité	Distribution	SD ²	Min	Max	Commentaires / hypothèses / référence
4.1 Arrivée de l'équipement									
1 puits									
		Reinforcing steel, at plant/RER U AmN CIRAIG	M_equip_passif*int*0 = 0 kg		Undefined				Proximité pour représenter l'infrastructure des équipements passifs tels que les réservoirs, silos, roulotte, torche. Hyp: les équipements sont constitués majoritairement d'acier non allié.
		Steel product manufacturing, average metal working/RER U AmN CIRAIG	M_equip_passif*int*0 = 0 kg		Undefined				Fabrication des équipements passifs.
		Lorry 28t/RER/I U AmN CIRAIG	U_equip_total/(Duree_equip*Nombre_equip_u) = 0.00019 p		Undefined				Proximité pour représenter l'infrastructure des divers camions utilisés.
		Transport, 53' dry van (Class 8) /AM U AmN CIRAIG	M_equip_total*echelle*aller_retour = 2.97E9 kgkm		Undefined				Transport des équipements sur site.
Paramètre locaux									
	M_foreuse		353181,8182 kg		Lognormal		1,24		(4,4,1,3,na,na)kg; http://www.xpacificgroup.com/en/product/product.asp?bid=1
	M_generatrice		10740 kg		Lognormal		1,24		kg; http://www.dieselgenerators.com/perkins_350_newage.php
	M_moteur		2200 kg		Lognormal		1,24		kg; http://www.cumminsDieselspecs.com/67.html
	M_res_diesel		7640 kg		Lognormal		1,24		kg; http://www.fuelproof.co.uk/bulkstorage/bulk_horizontal.htm
	M_res_eau		8309,09 kg		Lognormal		1,24		kg; http://www.hansontank.com/water-pressure-tanks.html
	M_res_boues		28000 kg		Lognormal		1,24		kg;
	M_tour_lumiere		1488 kg		Lognormal		1,24		kg; http://www.m-p-llc.com/products/lighttowers/series3000/mlt3060.html
	M_chaudiere		331,82 kg		Lognormal		1,24		http://www.chromalox.com/productcatalog/Industrial+Heating+Products+and+Systems/Boilers+
	M_roulotte		3636,36 kg		Lognormal		1,24		kg; http://www.hiemstratotrailer.ca/RV-inventory.asp?sttype=tent+trailer
	M_chargeur_frontal		935 kg		Lognormal		1,24		kg; http://www.quicke.nu/Intl/Dimension/Frontloaders.ept
	M_silos		2045,45 kg		Lognormal		1,24		kg; http://www.cementsilos.com/pdf/DSSCatalog.pdf
	M_sep_gaz		34,09 kg		Lognormal		1,24		kg; http://www.echometer.com/products/gasseparators/brochure.htm
	M_cuve_suppl		4154,54 kg		Lognormal		1,24		kg; même masse qu'un réservoir d'eau
	M_torchiere		1000 kg		Lognormal		1,24		Énorme estimation
	U_camion_pompe		2,40E+01 h		Lognormal		1,24		h; Projet type
	U_camion_test_pression		24 h		Lognormal		1,24		h; Projet type
	U_camion_diagraphies		1,60E+01 h		Lognormal		1,24		h; Projet type
	U_camion_carottage		24 h		Lognormal		1,24		h; Projet type
	U_camion_fishing_op		12 h		Lognormal		1,24		h; Projet type
	Nombre_equip_u		5 p		Undefined		0		Nombre d'équipement utilisé
Paramètres calculés									
	M_equip_total		M_chargeur_frontal+M_chaudiere+M_cuve_suppl+M_foreuse+M_generatrice+M_moteur+M_res_boue s+M_res_diesel+M_res_eau+M_roulotte+M_torchiere+M_sep_gaz+M_silos+M_tour_lumiere = 4.24E5 kg						
	U_equip_total		U_camion_carottage+U_camion_diagraphies+U_camion_fishing_op+U_camion_pompe+U_camion_test _pression = 100 h						
	Duree_equip		12*365*24 = 1.05E5 h						Hyp: Durée de vie des équipements = 12 ans, pour une utilisation de 365 jours, 24 h
	M_equip_passif1		M_res_diesel+M_res_eau+M_res_boues+M_tour_lumiere+M_roulotte+M_silos = 5.11E4 kg						kg. Masse des équipements qui ne consomment pas de carburant.
	M_equip_passif2		M_cuve_suppl+M_torchiere = 5.15E3 kg						
	M_equip_passif		M_equip_passif1+M_equip_passif2 = 5.63E4 kg						
4.2 Conduite d'eau									
1 p									
		Water works/CH/I U AmN CIRAIG	ratio*int = 0.0032 p		Undefined				(na,na,na,na,4,na) Infrastructure
		Transport, 53' dry van (Class 8) /AM U AmN CIRAIG	M_tuyau*echelle = 1.75E9 kgkm		Undefined				
Paramètre locaux									
	duree_vie_tuyau		70 ans		Lognormal		1,22		(4,3,1,2,na,na)ans
	acheminement_tuyau		644546 m3/yr		Lognormal		1,21		(4,na,na,na,na,na) m3/yr; proviens de la donnée ecoinvent
	M_tuyau		501118 kg		Undefined				(4,na,na,na,na,na) kg; provient de la donnée ecoinvent
Paramètres calculés									
	Qte_liquide_fracturation		Nbr_fracturation_exploi*(nb_puits_explo+nb_puits_exploi)*qte_fluide*0.9 = 1.44E5 m3						m3 d'eau; 0,9 proviens de la composition du liquide de fracturation
	ratio		Qte_liquide_fracturation/acheminement_tuyau*1/duree_vie_tuyau = 0.0032 p						Quantité d'infrastructure => (m3/fracturation) / (m3/yr)=yr/fracturation => (yr/fracturation) / (yr) = 1/fracturation
4.3 Conduite de gaz									
1 p									
		Pipeline, natural gas, high pressure distribution network/RER/I U AmN CIRAIG	trp_regional*Qc = 30	km	Undefined				Conduite de gaz vers le site de traitement; hypothèse sur la distance
		Transport, 53' dry van (Class 8) /AM U AmN CIRAIG	M_pipeline*echelle = 4.76E7	kgkm	Undefined				Masse de pipelng pour 1 km
Paramètre locaux									
	M_pipeline		1,36E+04 kg		Lognormal		1,24		(4,3,1,5,na,na)kg; provient du processus ecoinvent "pipeline"
4.4 Sites multiforages									
1 p									
	3.2.1	Opération forage	nb_puits_exploi*Qc = 6	p	Undefined				6 puits supplémentaires en exploitation; Projet type
	3.2.2	Liquide de forage	(1-Pourcent_reutiliser_boues)*nb_puits_exploi*(M_boues_intrant_med*med)*int = 8.16E5	kg	Undefined				Intrants de forages scénario moyen
	3.2.2	Liquide de forage_pire_scenario	(1-Pourcent_reutiliser_boues)*nb_puits_exploi*(M_boues_intrant_pire)*int = 0	kg	Undefined				Intrants de forages pire scénario
	3.4	Traitements boues de forage	nb_puits_exploi*(M_boues_intrant_med*med+M_boues_intrant_pire)*Qc = 2.45E6	kg	Undefined				
	3.2.5	matériaux forage	nb_puits_exploi*int = 6	p	Undefined				
4.5 Complétion									
1 p									
		From nature	(sc_production_puits/Nbr_fracturation_exploi)*Qc = 1,98E6 m3		Undefined				Qté de gaz extrait lors de la phase de développement / fracturation
	3.6.1 (3.7)	Préparation pour fracturation_ produits nettoyants	M_sol_acide*Qc = 4.95 m3		Undefined				Qté de produits nettoyants/ fracturation
	3.6.2 (3.8)	liquide de fracturation	(1-Pourcent_reutiliser_reflux)*qte_fluide*int = 1.03E3 m3		Undefined				Une proportion du liquide de reflux est réutilisée sur site
	3.6.3 (3.8)	explosifs	M_explosif/(nb_puits_exploi)*int = 0,367 kg		Undefined				
	3.6.5 (3.8)	Opération fracturation	1*Qc = 1 p		Undefined				
	3.6.4 (3.9)	torchiere_autre option	(sc_production_puits/Nbr_fracturation_exploi)*Qc*fract_torchiere_exploi = 3,97E4 m3		Undefined				
4.6 Traitement eaux fracturations									
1 p									
		Transport, 53' dry van (Class 8) /AM U AmN CIRAIG	Density_water*(Fraction_autre_site*trp_regional+Fraction_traitement*trp_regional)*Qc = 3E4 kgkm		Undefined				Transport du fluide de fracturation hors du site :Hypothèse Fluide = eau
		Treatment, sewage, to wastewater treatment, class 5/CH U AmN CIRAIG	Fraction_traitement*int = 0.2 m3		Undefined				Traitement

Emissions à l'eau					
Arsenic	$M_{arsenic} * Eff_{traitement} * Fraction_{traitement} * int = 1E-6$ kg	Undefined		Émissions après traitement	
Nitrogen	$M_{azote} * Eff_{traitement} * Fraction_{traitement} * int = 0.00119$ kg	Undefined		Émissions après traitement	
Barium	$M_{barium} * Eff_{traitement} * Fraction_{traitement} * int = 0.000176$ kg	Undefined		Émissions après traitement	
BOD5, Biological Oxygen Demand	$M_{DBO} * Eff_{traitement} * Fraction_{traitement} * int = 0.0206$ kg	Undefined		Émissions après traitement	
Boron	$M_{bore} * Eff_{traitement} * Fraction_{traitement} * int = 0.000237$ kg	Undefined		Émissions après traitement	
Calcium	$M_{calcium} * Eff_{traitement} * Fraction_{traitement} * int = 0.00768$ kg	Undefined		Émissions après traitement	
Chloride	$M_{chlorure} * Eff_{traitement} * Fraction_{traitement} * int = 0.217$ kg	Undefined		Émissions après traitement	
COD, Chemical Oxygen Demand	$M_{DCO} * Eff_{traitement} * Fraction_{traitement} * int = 0.753$ kg	Undefined		Émissions après traitement	
Copper	$M_{cuivre} * Eff_{traitement} * Fraction_{traitement} * int = 1E-7$ kg	Undefined		Émissions après traitement	
Tin	$M_{etain} * Eff_{traitement} * Fraction_{traitement} * int = 8.3E-5$ kg	Undefined		Émissions après traitement	
Iron	$M_{fer} * Eff_{traitement} * Fraction_{traitement} * int = 0.000488$ kg	Undefined		Émissions après traitement	
Fluoride	$M_{fluorure} * Eff_{traitement} * Fraction_{traitement} * int = 0.00015$ kg	Undefined		Émissions après traitement	
Lead	$M_{plomb} * Eff_{traitement} * Fraction_{traitement} * int = 5E-7$ kg	Undefined		Émissions après traitement	
Magnesium	$M_{magnesium} * Eff_{traitement} * Fraction_{traitement} * int = 0.00312$ kg	Undefined		Émissions après traitement	
Mercury	$M_{mercure} * Eff_{traitement} * Fraction_{traitement} * int = 2E-8$ kg	Undefined		Émissions après traitement	
Nickel	$M_{nickel} * Eff_{traitement} * Fraction_{traitement} * int = 1.7E-6$ kg	Undefined		Émissions après traitement	
Nitrate	$M_{Nitrate} * Eff_{traitement} * Fraction_{traitement} * int = 0.000266$ kg	Undefined		Émissions après traitement	
Phenol	$M_{phenol} * Eff_{traitement} * Fraction_{traitement} * int = 1.2E-6$ kg	Undefined		Émissions après traitement	
Potassium	$M_{potassium} * Eff_{traitement} * Fraction_{traitement} * int = 0.00178$ kg	Undefined		Émissions après traitement	
Sodium, ion	$M_{sodium} * Eff_{traitement} * Fraction_{traitement} * int = 0.231$ kg	Undefined		Émissions après traitement	
Sulfate	$M_{sulfate} * Eff_{traitement} * Fraction_{traitement} * int = 0.00857$ kg	Undefined		Émissions après traitement	
Sulfur	$M_{sulfure} * Eff_{traitement} * Fraction_{traitement} * int = 0.023$ kg	Undefined		Émissions après traitement	
Toluene	$M_{toluene} * Eff_{traitement} * Fraction_{traitement} * int = 1E-6$ kg	Undefined		Émissions après traitement	
Petrol	$M_{hydrocarbure} * Eff_{traitement} * Fraction_{traitement} * int = 0.761$ kg	Undefined		Émissions après traitement	
Paramètre locaux					
M_{azote}	1,19E-02 kg	Lognormal	1,09	(2,3,2,2,na,na) kg; données provenant du MDDFP	
$M_{arsenic}$	1,00E-05 kg	Lognormal	1,09	kg; données provenant du MDDFP	
M_{barium}	1,76E-03 kg	Lognormal	1,09	kg; données provenant du MDDFP	
M_{DBO}	2,06E-01 kg	Lognormal	1,09	kg; données provenant du MDDFP	
M_{bore}	2,37E-03 kg	Lognormal	1,09	kg; données provenant du MDDFP	
$M_{calcium}$	7,68E-02 kg	Lognormal	1,09	kg; données provenant du MDDFP	
$M_{chlorure}$	2,17 kg	Lognormal	1,09	kg; données provenant du MDDFP	
M_{DCO}	7,53 kg	Lognormal	1,09	kg; données provenant du MDDFP	
M_{cuivre}	1,00E-06 kg	Lognormal	1,09	kg; données provenant du MDDFP	
M_{etain}	8,30E-04 kg	Lognormal	1,09	kg; données provenant du MDDFP	
M_{fer}	4,88E-03 kg	Lognormal	1,09	kg; données provenant du MDDFP	
$M_{fluorure}$	1,50E-03 kg	Lognormal	1,09	kg; données provenant du MDDFP	
M_{plomb}	5,00E-06 kg	Lognormal	1,09	kg; données provenant du MDDFP	
$M_{magnesium}$	3,12E-02 kg	Lognormal	1,09	kg; données provenant du MDDFP	
$M_{mercure}$	2,00E-07 kg	Lognormal	1,09	kg; données provenant du MDDFP	
M_{nickel}	1,70E-05 kg	Lognormal	1,09	kg; données provenant du MDDFP	
$M_{Nitrate}$	2,66E-03 kg	Lognormal	1,09	kg; données provenant du MDDFP	
M_{phenol}	1,20E-05 kg	Lognormal	1,09	kg; données provenant du MDDFP	
$M_{potassium}$	1,78E-02 kg	Lognormal	1,09	kg; données provenant du MDDFP	
M_{sodium}	2,31 kg	Lognormal	1,09	kg; données provenant du MDDFP	
$M_{sulfate}$	8,57E-02 kg	Lognormal	1,09	kg; données provenant du MDDFP	
$M_{cyanure}$	1,00E-05 kg	Lognormal	1,09	kg; données provenant du MDDFP	
$M_{phosphore}$	0,02 kg	Lognormal	1,09	kg; données provenant du MDDFP	
$M_{sulfure}$	0,23 kg	Lognormal	1,09	kg; données provenant du MDDFP	
M_{zinc}	0,7 kg	Lognormal	1,09	kg; données provenant du MDDFP	
$M_{toluene}$	1,00E-05 kg	Lognormal	1,09	kg; données provenant du MDDFP	
$M_{hydrocarbure}$	7,61 kg	Lognormal	1,09	kg; données provenant du MDDFP	
$fraction_{autre_site}$	0,8 fraction	Undefined		Fraction; fraction du fluide allant vers d'autres sites; données provenant du MDDFP	
$fraction_{traitement}$	0,2 fraction	Undefined		Fraction; fraction du fluide allant en traitement; données provenant du MDDFP	

5. Production

No	Nom	Processus ecoinvent	Qté	Unité	Distribution	SD ²	Min	Max	Commentaires /hypothèses / Référence
5.1 Station de compression			gaz traite=2,83E4 m3						
		Gas turbine, 10MWe, at production plant/RER/I U AmN CI	duree*int = 0,00011 p		Undefined				Infrastructure des compresseurs
	bilan total_amont_m3		cons_CH4/Density_natural_gas*int = 0,0248 m3		Undefined				Gaz naturel nécessaire au fonctionnement des compresseurs. Il est posé que le gaz de shale sert à l'alimentation des compresseurs.
	Émissions à l'air (high pop)								
	Carbon monoxide, fossil		Em_CO*nb_compresseur = 0,000476 kg		Undefined				Émissions liées aux compresseurs, modèle NONROAD
	Nitrogen oxides		Em_NOx*nb_compresseur = 0,000108 kg		Undefined				Émissions liées aux compresseurs
	Particulates		Em_PM*nb_compresseur = 6,07E-6 kg		Undefined				Émissions liées aux compresseurs
	Carbon dioxide, fossil		Em_CO2*nb_compresseur = 0,713 kg		Undefined				Émissions liées aux compresseurs
	Methane, fossil		Em_CH4*nb_compresseur = 0,000187 kg		Undefined				Émissions liées aux compresseurs
	Ethane		Em_ethane*nb_compresseur = 2,29E-6 kg		Undefined				Émissions liées aux compresseurs
	Paramètres locaux								
	Em_CO		4,76E-04 kg		Lognormal		1,51		(2,3,1,2,4,na)kg, Non road model pour 160 hp pendant 24h/28316m3; 95% efficacité;
	Em_NOx		1,08E-04 kg		Lognormal		1,51		kg, Non road model pour 160 hp pendant 24h/28316m3; 95% efficacité;
	Em_PM		6,07E-06 kg		Lognormal		1,51		kg, Non road model pour 160 hp pendant 24h/28316m3; 95% efficacité;
	Em_CO2		7,13E-01 kg		Lognormal		1,51		kg, Non road model pour 160 hp pendant 24h/28316m3; 95% efficacité;
	nb_compresseur		1,00E+00 kg		Undefined				
	cons_CH4		2,24E-02 kg		Undefined				kg, Non road model pour 160 hp pendant 24h/28316m3; 95% efficacité;
	Em_CH4		1,87E-04 kg		Undefined				kg, Non road model pour 160 hp pendant 24h/28316m3; 95% efficacité;
	Em_ethane		2,29E-06 kg		Undefined				kg, Non road model pour 160 hp pendant 24h/28316m3; 95% efficacité;
	gaz_traite		28316 kg		Undefined				m3
	duree		1/(duree_occupation*365) = 0,00011 d-1						d-1; hypothèse compresseur pendant 25 ans
5.4 Déshydratation			1 m3						
		Natural gas, burned in gas turbine/GLO U AmN CIRAIG	Energie_traitement = 0.0206 MJ		Undefined				Énergie de la déshydratation
		Triethylene glycol, at plant/RER U AmN CIRAIG	M_glycol*int = 0.000124 kg		Undefined				Quantité de glycol nécessaire
	Émissions à l'air								
		Triethylene glycol	M_glycol_emis*Qc = 7.46E-8 kg		Undefined				Émissions de glycol à l'air
	Paramètre local								
	V_glycol		1,13E-07 m3		Lognormal		1,09		m3/m3 extrait; proviens d'une simulation
	E_traitement		0,00055 m3		Lognormal		1,09		http://www.tegdehydration.prosim.net/index3.html
	V_glycol_emis		6,78E-11 m3		Lognormal		1,09		m3/m3 extrait; discussion avec Kerry Guy
									m3/m3 extrait; proviens d'une simulation
									http://www.tegdehydration.prosim.net/index3.html
	Paramètres calculés								
	M_glycol		V_glycol*Density_triethylene_glycol = 0.000124 kg						
	Energie_traitement		Energy_content_nat_gas*E_traitement = 0.0206 MJ						
	M_glycol_emis		V_glycol_emis*Density_triethylene_glycol = 7.46E-8 kg						

6. Distribution

No	Nom	Processus ecoinvent	Qté Unité	Distribution	SD^2	Min	Max	Commentaires / hypothèses / Référence
6.1 conduites de gaz			1 site					
		Pipeline, natural gas, high pressure distribution network/RER/I U AmN CIRAIG	trp_regional_loin*Qc = 150 km	Undefined				Quantité de pipeline à installer
		Transport, 53' dry van (Class 8) /AM U AmN CIRAIG	M_pipeline*(trp_regional+echelle)*int = 4,8E7 kgkm	Undefined				Masse de pipeline pour 1 km
<i>Paramètre locaux</i>								
		M_pipeline	13600 kg/km	Lognormal		1,24		(4,3,1,5,na,na) kg/km; provient du processus ecoinvent "pipeline"
6.3 Distribution			gaz_traite=2,83E4 m3					
		Gas turbine, 10MWe, at production plant/RER/I U AmN CIRAIG_Qc	duree*int = 0,00011 p	Undefined				Infrastructure des compresseurs
		Natural gas, high pressure, at consumer/Québec S AmN CIRAIG	consom_CH4*Energy_content_nat_gas*int = 0,167 MJ	Undefined				gaz naturel conventionnel
<i>Émissions à l'air</i>								
		Carbon monoxide, fossil	Em_CO*nb_compresseur = 1.78E-5 kg	Undefined				Émissions des compresseurs
		Nitrogen oxides	Em_NOx*nb_compresseur = 5.51E-5 kg	Undefined				Émissions des compresseurs
		Particulates	Em_PM*nb_compresseur = 3.96E-6 kg	Undefined				Émissions des compresseurs
		Sulfur dioxide	Em_SO2*nb_compresseur = 1.39E-5 kg	Undefined				Émissions des compresseurs
		Carbon dioxide, fossil	Em_CO2*nb_compresseur = 0.00688 kg	Undefined				Émissions des compresseurs
<i>Paramètre locaux</i>								
		Em_CO	9,51E-05 kg	Lognormal		1,51		(3,3,1,2,3,na)kg, Non road model pour 32 hp/28316.847 m3; 95% efficacité; 24 h
		Em_NOx	2,16E-05 kg	Lognormal		1,51		kg, Non road model pour 32 hp/28316.847 m3; 95% efficacité; 24 h
		Em_PM	1,21E-06 kg	Lognormal		1,51		kg, Non road model pour 32 hp/28316.847 m3; 95% efficacité; 24 h
		Em_CO2	1,43E-01 kg	Lognormal		1,51		kg, Non road model pour 32 hp/28316.847 m3; 95% efficacité; 24 h
		distance	150 kg	Lognormal		1,5		(5,na,na,na,na,na)km
		nb_compresseur	1 kg	Undefined				eq. à tous les compresseurs le long du trajet
		Em_CH4	3,73E-05 kg	Undefined				kg, Non road model pour 32 hp/28316.847 m3; 95% efficacité; 24 h
		Em_ethane	4,57E-06 kg	Undefined				kg, Non road model pour 32 hp/28316.847 m3; 95% efficacité; 24 h
		consom_CH4	4,47E-03 kg	Undefined				kg, Non road model pour 32 hp/28316.847 m3; 95% efficacité; 24 h
		gaz_traite	28316,847 m³	Undefined				m3
		duree	1/(duree_occupation*365) = 0,00011 d-1					

Annexe C-2 : Données et hypothèses

C.1	LA PRODUCTION DU GAZ DE SCHISTE AU QUÉBEC	2
C.1.1	<i>Vue d'ensemble</i>	2
C.1.2	<i>Liquides de forage</i>	5
C.1.3	<i>Liquide de fracturation</i>	7
C.1.4	<i>Traitement du gaz</i>	10
C.1.5	<i>Distribution</i>	11
C.1.6	<i>Fermeture définitive</i>	12
C.1.7	<i>Références</i>	12
C.2	MODÉLISATION DE L'ÉTAPE D'UTILISATION À DES FINS DE CHAUFFAGE ET DE TRANSPORT	14

Cette annexe présente les données requises afin de modéliser les processus en amont du cycle de vie (c'est-à-dire hors combustion) pour le gaz de schiste.

C.1 La production du gaz de schiste au Québec

Afin de modéliser la production du gaz de schiste au Québec, les données colligées lors du projet type ou des scénarios de développement économiques ont été majoritairement utilisés. Pour de plus ample informations, veuillez-vous référer à ces documents.

Les données des tableaux ici-bas, fournissent un complément des informations requises pour cette étude. Ces données s'avèrent nécessaire dans les circonstances où le projet type ou les scénarios de développement économiques ne contenaient pas les données requises ou fournissaient des informations contradictoires. À l'exception des données tirées de sources publiées (spécifiquement identifiées), toutes les données présentées ici proviennent des compagnies gazières actives dans le secteur des gaz de schiste au Québec et se veulent représentatives du contexte québécois. Les données sont soit issues de mesures sur les sites / puits québécois existants, soit estimées par les entreprises sur base de leur expérience dans d'autres régions (principalement aux États-Unis). Ces informations industrielles, de nature confidentielle, ont été compilées par le Bureau de coordination sur les évaluations stratégiques (BCES) et fournies au CIRAIG de manière agrégée.

C.1.1 Vue d'ensemble

Le Tableau C-1 ci-dessous présente les caractéristiques des puits de gaz de schiste au Québec et le Tableau C-2 une description des différentes alternatives employées dans cette étude.

Une particularité importante réside dans la composition du gaz. Le gaz du schiste d'Utica est composé à environ 98 % de méthane. Il ne contient (presque) pas de CO₂, soufre, eau, fractions lourdes (éthylène,...). Il ne doit donc pas être traité (hormis une déshydratation).

Tableau C-1 : Caractéristiques du gaz et des puits québécois

Caractéristiques	Quantité			Unité	Commentaires
	Dét.	Min	Max		
Composition du gaz	98% méthane; 1,2% éthane; 0,2% CO ₂ ; 0,6% autre			%	Source : Projet type
Durée de vie d'un puits	25	3	50	ans	Pour se conformer aux estimations de l'entreprise, la valeur moyenne de 25 ans a été utilisée. Source : Scénarios de développement
Nombre de puits par site en exploration	2			puits	Source : Scénario de développement
Nombre de puits par site en projet pilote/développement	8	1	18	puits	Source : Projet type
Nombre de fracturation pour la phase d'exploration	3				
Nombre de fracturation pour la phase d'exploitation	12				
Site en exploration qui sont abandonnées avant d'aller en production	2,5%				Basée sur l'étude de Gonzalez et coll. (2012), d'où il a été estimé que 5 % des puits explorés d'un bassin n'iront pas en projet pilote/développement
Gaz envoyé à la torchère en exploration	100%				100% de l'essai de production
Gaz envoyé à la torchère en projet pilote/développement	2,3%				2,3% de la production d'un puits

Tableau C-2 : Description des alternatives

Caractéristiques	Quantité	Unité	Commentaires	Sources de données
Distance de transport pour les équipements et entrants de matériaux- Alternative 1 et 2	3500	km	Distance approximative entre l'Alberta et le Québec	Projet type
Distance de transport pour les équipements et entrants de matériaux- Alternative 3 et 4	30	km		Hypothèse
Production d'un puits pour les alternatives 1 et 2	3	bcf		Scénario de développement économique
Production d'un puits pour les alternatives 3 et 4	2.5	bcf		Scénario de développement économique
Nombre de site dans la province de Québec pour les alternatives 1 et 2	166	sites		Scénario de développement économique
Nombre de site dans la province de Québec pour les alternatives 3 et 4	1500	sites		Scénario de développement économique
Proportion des émissions fugitives lors de la phase d'exploration	0,22		Calcul basé sur les valeurs d'émissions fugitives et de production de Burnham et al.	Burnham et al.
Proportion des émissions fugitives lors de la phase de projet pilote/développement	0,66		Calcul basé sur les valeurs d'émissions fugitives et de production de Burnham et al.	Burnham et al.
Proportion des émissions fugitives lors de production	0,11		Calcul basé sur les valeurs d'émissions fugitives et de production de Burnham et al.	Burnham et al.
Proportion des émissions fugitives lors de la phase de distribution et transmissions	0,003		Calcul basé sur les pertes de gaz sur 1 km (2.17E-5 g gaz perdu/m ³ gaz) et en considérant que la distribution se fait sur 150 km (projet type)	CERI et CAPP

C.1.2 Liquides de forage

Le Tableau C-3 présente la caractérisation moyenne des liquides de forage intrants utilisés lors de forage exploratoire au Québec. Il présente également les valeurs pour le pire cas utilisé lors d'une analyse de sensibilité. Les données sont issues de cinq compagnies gazières qui ont opéré au Québec entre 2006 et 2011. Le BCES a compilé et agrégé les informations reçues sous différents formats.

Le Tableau C-4 présente les scénarios de fin de vie pour les boues de forage tandis que les Tableau C-5 présente la caractérisation des boues de forages (sortant), issue d'une moyenne établie à partir des données d'entreprises gazières du Québec pour 27 puits.

Tableau C-3 : Caractérisation des liquides de forage (intrants du puits)

Caractéristiques	Quantité		Unité
	Dét.	Max	
2K7 WSP	6	49	x 1 kg
Acide Chloridrique	1	1	x 20 litres
Acide Citrique	5	16	x 25 kg
Acrylates	0	1	x 20 litres
Alkapam A-1103D, A-1703, A-1703D	5	15	x 25 kg
Alkapam C-1803/Synerfloc C-1803	1	5	x 25 kg
Amnodrill	0	22	x 20 litres
Aqua Star	19	57	x 22,72 kg
Barite	7120	20440	x 40 kg
Bentonite	317	469	x 40 kg
Bicarbonate soda	8	30	x 25 kg
BIOCIDE	7	13	x 20 litres
Bleach NaOCl	22	21	x20 litres
Calcium Carbonate	318	1185	x 25 kg
Calcium nitrate	32	39	x80 kg
Caustic soda	22	85	x25 kg
Cellophane	1	10	x 11,36 kg
CF Desco II Deflocculant	48	136	x 11.34 kg
Chlorure de calcium	0	10000	x 40kg
Corinox- Ethylene glycol	4	28	x 20 litres
Defoamer silicon- Nonylphénol éthoxylé	13	26	x 20 litres
Defoamer silicon- silicon emulsion	1	4	x 20 litres
Defoamer silicon- water	12	70	
DefoamX- 2-ethyl-hexanol	22	36	x 20 litres
Drilling Detergent- Ethylene glycol	2	7	x20 litres
Drillpac LV/HV polymer	4	31	x22.7 kg
DrisPac	0	12	x 22,72 kg
Dyna Det	0	2	x 20 litres
Fed Seal	1	10	x 22,72 kg
Flexfirm KA	20	160	x 18 ,14 kg
Flowzan biopolymer	11	90	x11.35kg
Glass Beads	51	179	x 25 kg
Gypsum	44	120	x 25 kg
HYPERD...AF247RD	24	33	x 25 kg sac
K2- 1,6 Hexanediamine	2	15	x 20 litres
Kelzan XCD Polymer	10	36	x 25 kg
Lignite	17	47	x 22.68 kg
Lime hydrated	24	125	x 20 kg

Caractéristiques	Quantité		Unité
	Dét.	Max	
Limestone	79	235	x 25 kg
Lubra Glide	12	70	x 22,6 kg
Lubri Glide	6	44	x 20 litres
Magma Fiber	4	28	x 11,35 kg
Magnafloc 24	6	12	x 25 kg
MF Organoseal	33	170	x 119,2 litres
MF RIGMATE TM- 2-Buthoxyéthanol	14	29	x 20 litres
MF Sifloc	13	26	x 20 litres
MF SILS	4	17	x 20 litres
MF STAR TM	66	102	x 25 kg
MF-PAC-R TM	60	61	x 22.68 kg
MF-VIS-TM	73	191	x 25 kg
Millzan xcd	0	3	x 25 kg
Newedge	1	6	x22.68kg
Potassium Carbonate	3	8	x 25 kg
Potassium Silicate	55	85	m ³
Radia Green	3	10	x 119,2 litres
SAAP	4	11	x 25 kg
Sawdust	112	175	x 7,3 kg
Sil Glide	3	15	x 119,2 litres
Sil Soap- Hydrofluoric acid	8	27	x 20 litres
Soda ASH	7	14	x25 kg
Soltex Additive	1	4	x22.68kg
TKPP	20	46	x 25 kg
Ultra Seal	10	76	x 11,36 kg
Wallnut	41	90	x 22,75 kg
Wax	1	7	x 20 litres
XanVis	0	15	x 25 kg
Zetag 7692	0	1	x 25 kg

Tableau C-4 : Scénario de fin de vie des boues de forage (sortants du puits)

Caractéristiques	Quantité	Commentaire
Pourcentage de récupération de la boue à la surface	80%	Calcul (Basé sur les valeurs de boues de forage remontant à la surface du projet type et la masse totale des liquides de forage)
Réutilisation des boues de forage pour un autre puits en exploration	0%	Par hypothèse
Réutilisation des boues de forage pour un autre puits en projet pilote/développement	80%	Toutes les boues qui remontent à la surface (réduction des coûts d'approvisionnement et de traitement)
Fin de vie des boues de forages en exploration	Enfouissement	Projet type
Fin de vie des boues de forages en projet pilote/développement	Enfouissement	Projet type

Tableau C-5 : Caractérisation des boues de forage (sortants du puits)

Caractéristiques	Quantité			Unité
	Dét.	Min	Max	
Argent	0	0	0	mg/kg
Arsenic	2,99	1,6	4,8	mg/kg
Barium	3561	24	9800	mg/kg
Cadmium	0,1	0	0,7	mg/kg
Chromium	26,86	12	60	mg/kg
Cobalt	8,57	3	13	mg/kg
Cuivre	44,14	7	83	mg/kg
Plomb	11,57	0	34	mg/kg
Manganese	373,57	95	570	mg/kg
Mercuré	0,07	0	0,26	mg/kg
Molybdenum	2,43	0	6	mg/kg
Nickel	31	10	38	mg/kg
Selenium	0,53	0	0,9	mg/kg
Argent	10,2	0	51	mg/kg
Étain	2,43	0	7	mg/kg
Zinc	56,5	21	130	mg/kg
Hydrocarbures pétrolés (C10-C50)	56	0	230	mg/kg
Eau (% d'humidité)	26	16	41	% d'humidité

C.1.3 Liquide de fracturation

Le Tableau C-6 présente la caractérisation moyenne du liquide de fracturation utilisé lors de forage exploratoire au Québec alors que les Tableaux C-7 et C-8 présentent, respectivement, les scénarios de fin de vie pour les eaux de reflux et la caractérisation des eaux de reflux.

Comme pour les liquides de forage, les données sont issues de cinq compagnies gazières qui ont opéré au Québec entre 2006 et 2011. Le BCES a compilé et agrégé les informations reçues sous différents formats.

Tableau C-6 : Caractérisation du liquide de fracturation (intrants du puits)

Caractéristiques	Quantité	
	Conc /additifs	conc additif/solution
HCl	10m ³	15%
Trisodium nitrilotriacetate	95-100%	10 kg/m ³
naphtha lourd	10-30%	2L/m ³
alcool propargylique	1-5%	2L/m ³
formaldéhyde	5-10%	2L/m ³
alkylphenol oxyalkylé	10-30%	2L/m ³
acide d'huile de tall	5-10%	2L/m ³
dérivés de quinoline chlorure	5-10%	2L/m ³
naphtalene	1-5%	2L/m ³
isopropanol	10-30%	6L/m ³
méthanol	1-5%	6L/m ³
alcool éthoxylé	10-30%	2L/m ³
dérivé de benzène sulfonate	7-13 %	5L/m ³
dipropylène glycol	15-40%	5L/m ³
acide benzène sulfonique alkyl dérivé	15-40%	5L/m ³

Caractéristiques	Quantité	
	Conc /additifs	conc additif/solution
Octamethylcyclotetrasiloxane	100%	0,1L/m ³
distillat de pétrole C9-C16	10-30%	0.6L/m ³
terpène	N.D	2L/m ³
alcool	N.D	2L/m ³
alkyl alkoxylate	N.D	2L/m ³
glycol	N.D	2L/m ³
isopropanol	10-30%	11L/m ³
triméthyl octadécyl ammonium chloride	15-40%	11L/m ³
sodium xylène sulfonate	15-40%	11L/m ³
dibromo-3 nitrilopropionamide	60-100%	0,01 kg/m ³
formaldéhyde	0,1-1 %	0,1L/m ³
acide acétique	1-5 %	0,1L/m ³
méthanol	10-30%	0,1L/m ³
éthanolamine	1-5 %	0,1L/m ³
ammonium chloride	1-5%	0,1L/m ³
sodium persulfate 60-100%	60-100%	1,3 Kg/m ³
sodium hypochlorite	10-15%	0,1 L/m ³
Triéthanolamine	40-70%	0,5 L/m ³
Diéthanolamine	5 - 10%	0,5 L/m ³
isopropanol	10-20%	1L/m ³
d-limonène	10-30%	1L/m ³
propylène glycol	5-15%	1L/m ³
triéthylène glycol	8-16%	1L/m ³
alcool éthoxylé	10-30%	1L/m ³
huile de ricin éthoxylé	10-30%	1L/m ³
sable 50/140	62 t	
sable 40/70	120 t	
sable 30/50	126 t	

Tableau C-7 : Scénario de fin de vie des eaux de reflux (sortants du puits)

Caractéristiques	Quantité			Commentaire
	Dét.	Min	Max	
Pourcentage du liquide de fracturation remontant à la surface	44%			Source : Projet type
Réutilisation des eaux de reflux pour un autre puits en projet pilote/développement	Non			
Réutilisation des eaux de reflux pour un autre puits en projet pilote/développement	Oui			
Transport vers usine d'épuration municipale en exploration	100%			100% de ce qui est remonté à la surface est dirigé vers l'usine d'épuration.
Transport vers usine d'épuration municipale en projet pilote/développement	20%			20% de ce qui est remonté du dernier puits sur un site est dirigé vers l'usine d'épuration
Transport vers un autre site en projet pilote/développement	80%			
Efficacité du retrait des polluants par l'usine d'épuration municipale	50%	0%	70%	Source : Rozell et Reavan, 2012. Le pourcentage indique la proportion de polluants éliminés. Les polluants restants sont émis à l'eau

Tableau C-8 : Caractérisation des eaux de reflux (sortants du puits)

Caractéristiques	Quantité			Unité
	Dét.	Min	Max	
Aluminium	0	0	0	mg/L
Azote ammoniacal (N)	3,86	0,16	14,00	mg/L
Azote total Kjeldahl	8,03	4,20	17,00	mg/L
Antimoine	0	0	0	mg/L
Argent	0	0	0	mg/L
Arsenic	0,01	0	0,02	mg/L
Barium	1,76	0	3,00	mg/L
Beryllium	0	0	0	mg/L
Bismuth	0	0	0	mg/L
DBO5	206	4	480	mg/L
Bore	2,37	0	12,00	mg/L
Cadmium	0	0	0	mg/L
Calcium	76,8	0	155	mg/L
Chlorure	2171	330	4730	mg/L
Chrome	0	0	0,02	mg/L
Cobalt	0	0	0	mg/L
COT	107,5	25,0	190,0	mg/L
Couleur vraie	67	23	110	UVC
DCO	7526	95	3200	mg/L
Cuivre	0,001	0	0,01	mg/L
Étain	0,83	0	5,00	mg/L
Fer	4,88	0	27,00	mg/L
Fluorures	1,50	0	3,00	mg/L
Plomb	0,005	0	0,05	mg/L
Magnésium	31,33	0	153,00	mg/L

Caractéristiques	Quantité			Unité
	Dét.	Min	Max	
Manganèse	0	0	0	mg/L
Molybdène	0	0	0	mg/L
Mercure	0	0	0	mg/L
Nickel	0,02	0	0,07	mg/L
Nitrite-nitrate	2,66	0	36,00	mg/L
pH	8,19	7,48	9,74	
Phénols non-chlorés*	0,06	0	0,16	mg/L
Phénol chloré	0,01	0	0,01	mg/L
Phénols total (colorimetry)	0,01	0	0,34	mg/L
Potassium	17,83	7,00	34,00	mg/L
Selenium	0	0	0	mg/L
Sodium	2307	952	3260	mg/L
Sulfates	85,7	30,0	170,0	mg/L
Solides en suspension	48,2	20,0	99,0	mg/L
Cyanure total	0,01	0	0,04	mg/L
Phosphore total	0,02	0	0,13	mg/L
Sulfure total	0,23	0	1,70	mg/L
Thallium	0	0	0	mg/L
Titane	0	0	0	mg/L
Uranium	0	0	0	mg/L
Vanadium	0	0	0	mg/L
Zinc	0,70	0	7,50	mg/L
Solides dissous totaux	5675	2480	7190	mg/L
Benzène	0	0	0,01	mg/L
Toluène	0,01	0	0,01	mg/L
Ethylbenzene	0	0	0	mg/L
Xylene	0	0	0	mg/L
Hydrocarbure C10-50	7,61	0,34	35,30	mg/L
Sommation PCDD et PCDF (TEF)	0,30	0,00	1,14	pg/L
BPC totaux	0	0	0	

C.1.4 Traitement du gaz

Comme indiqué plus haut, en raison de sa composition très pure, le gaz de schiste extrait au Québec n'a pas besoin de traitement hormis une déshydratation. Il s'agira probablement d'une déshydratation au glycol.

Le Tableau C-9 présente les valeurs nécessaires à la modélisation de la station de compression alors que le Tableau C-10 en fait de même pour le traitement de déshydratation du gaz.

Tableau C-9 : Station de compression

Caractéristiques	Sources de données	Quantité			Unité	Commentaire
		Dét.	Min	Max		
Puissance requise par les compresseurs	Pete Coldham	160	130	190	HP/MMcfd	Valeur moyenne sur la durée de vie d'un puits; en début de vie du puits, le gaz ne nécessite pas de compression
Compresseur fonctionne au	Hypothèse	Gaz de schiste				Des compresseurs au gaz sont utilisés. L'hypothèse a été faite que ces compresseurs sur le site fonctionnaient au gaz de schiste
Efficacité des compresseurs	Pete Coldham	95%				
Consommation et émissions des compresseurs	modèle NONROAD					Considérant un compresseur de 160 hp, 95% efficacité; opération sur 24 h

Tableau C-10 : Déshydratation

Caractéristiques	Sources de données	Quantité			Unité	Commentaire
		Dét.	Min	Max		
Énergie de déshydratation – Énergie (gaz)	Kerry Guy	0,00055	0,0005	0,0006	m ³ /m ³ gaz extrait	
Quantité d'eau dans le gaz	Lee et al. 2011	1100			mg/m ³ gaz	
Quantité d'eau acceptée pour le transport dans le pipeline	Lee et al. 2011	80	64	112	mg/m ³ gaz	
Triéthylène glycol	Calcul	1,13E-7			m ³ /m ³ gaz extrait	Mise à l'échelle des valeurs de ProSim selon la quantité d'eau à retirer
Émissions de triéthylène glycol à l'atmosphère	Calcul	6,78E-11			m ³ /m ³ gaz extrait	
Perte de pression	ProSim	négligeable				

C.1.5 Distribution

Le Tableau C-11 présente les valeurs requises à la modélisation du maintien de la pression par les compresseurs lors de la distribution (150 km).

Tableau C-11 : Compression pour la distribution

Caractéristiques	Sources de données	Quantité	Commentaire
Compresseur fonctionne au gaz naturel conventionnel	hypothèse		Des compresseurs au gaz sont utilisés. L'hypothèse a été faite que ces compresseurs à l'extérieur du site fonctionnaient au gaz naturel conventionnel
Efficacité des compresseurs	Pete Coldham	95%	
Consommation et Émissions des compresseurs	Modèle NONROAD		Considérant un compresseur de 32 hp, 95% efficacité; opération sur 24 h

C.1.6 Fermeture définitive

Le Tableau C-12 présente les valeurs utilisées pour la fermeture définitive.

Tableau C-12 : Fermeture définitive

Caractéristiques	Sources de données	Quantité	Unité	Commentaire
Boues	Étude de NY	De la boue doit couler dans tout le tube de forage		
Retrait des tuyaux	Étude de NY	Oui		
Retrait du ciment de coffrage	Étude de NY	Non		
Longueur du bouchon de ciment	Étude de NY	50	pi	Un bouchon de ciment de 50 pieds doit être coulé à la surface

C.1.7 Références

Le Tableau C-13 présente les références utilisées pour la modélisation de la filière gaz de schiste. La première colonne indique les noms abrégés utilisés plus haut.

Tableau C-13 : Références utilisées pour la modélisation du gaz de schiste

Nom abrégé	Titre	Auteur	Date
Projet type	Projet type concernant les activités liées au gaz de schiste au Québec	Van Durme <i>et al.</i>	2012
Scénario de développement économique	L'industrie du gaz de schiste dans les Basses-Terres du Saint-Laurent : scénarios de développement	CÉES	2012
Kerry Guy	Appel téléphonique	ACPP	Février 2011
Étude de NY	Draft Supplemental Generic Environmental Impact Statement on the Oil, Gas and Solution Mining Regulatory Program	New York State Department of Environmental Conservation	Septembre 2009
Pete Coldham	Appel téléphonique	Questerre Energy	Février 2011
Reportage Découvertes	Émission "Découverte" de Radio Canada – Le gaz de schiste	Radio Canada	14 novembre 2010
ACPP	Calculating Greenhouse Gas Emissions	ACPP	2003

Nom abrégé	Titre	Auteur	Date
CERI	Analyse du cycle de vie comparative pour la production d'électricité de base en Ontario	Jazayeri <i>et al.</i>	2008
ProSim	Natural gas dehydration unit with triethylene glycol. En ligne: www.tegdehydration.prosim.net/index3.html	ProSim	2010
Lee et al.	A Critical Evaluation of Unconventional Gas Recovery from the Marcellus Shale, Northeastern United States	Lee <i>et al.</i>	2011
Rozell et Reaven	Water Pollution Risk Associated with Natural Gas Extraction from the Marcellus Shale	Rozell et Reaven	2012
NONROAD	NONROAD Model (nonroad engines, equipment, and vehicles)	US EPA	2008
Burnham et al.	Life-Cycle Greenhouse Gas Emissions of Shale Gas, Natural Gas, Coal, and Petroleum	Burnham <i>et al.</i>	2012
Gonzalez et al.	Le développement de l'exploitation des shales du Barnett, du Marcellus, du Haynesville et du Montney	Gonzalez et al.	2012

C.2 Modélisation de l'étape d'utilisation à des fins de chauffage et de transport

Les processus suivants, adaptés de la banque de données *ecoinvent* v2.2, ont été employés pour modéliser la production de chaleur et le transport d'un autobus (Tableau C-14).

Tableau C-14 : Processus de production de chaleur et de déplacement d'un autobus

Processus utilisé	Utilisation / énergie	Commentaire
Heat, shale gas, at industrial furnace >100kW	Chauffage / gaz de schiste	Copie de "Heat, natural gas, at industrial furnace > 100kW/RER", avec: <ul style="list-style-type: none"> • Consommation électrique du processus modifiée pour l'électricité québécoise (grid mix 2012, sans Gentilly) • Approvisionnement en gaz de schiste.
Heat, light fuel oil, at industrial furnace 1MW/RER	Chauffage / Mazout	Processus <i>ecoinvent</i> avec Consommation électrique du processus modifiée pour l'électricité québécoise (grid mix 2012, sans Gentilly)
Heat, at electric boiler 1600 kW/QC	Chauffage / Électricité	Processus créé pour le projet, incluant: <ul style="list-style-type: none"> • Une bouilloire de 5260 kg en acier (durée de vie de 12 ans, chauffant 8200 gal/h) • La consommation électrique (3600 kWh/MJ – efficacité de 100%) • le recyclage de la bouilloire en fin de vie (approche <i>cut off</i>).
Transport, regular bus/CH	Transport / Diesel	Processus <i>ecoinvent</i> avec: <ul style="list-style-type: none"> • Pour l'opération de l'autobus, la consommation de diesel et les émissions atmosphériques liées à la combustion de carburant remplacées par les données fournies par le modèle MOVES 2010b de l'EPA. • Consommation électrique de tous les processus associés modifiée pour l'électricité québécoise (grid mix 2012, sans Gentilly),
Transport, regular bus/CH - CNG	Transport / gaz de schiste	Copie de "Transport, regular bus/CH", avec: <ul style="list-style-type: none"> • Pour l'opération de l'autobus, la consommation de gaz naturel et les émissions atmosphériques liées à la combustion de carburant remplacées par les données fournies par le modèle MOVES 2010b de l'EPA. • Consommation électrique de tous les processus associés modifiée pour l'électricité québécoise (grid mix 2012, sans Gentilly).

Annexe D :
Évaluation de la qualité des données d'inventaire

D.1 Critères d'évaluation de la qualité des données

Le Tableau D-1 présente les critères de qualification des données utilisés. Ces critères concernent la fiabilité et la représentativité des données.

Tableau D-1 : Critères de qualification des données (quantités et processus)

Pointages	Critères de qualification de la <u>fiabilité</u> des données (quantités)
1	Données vérifiées mesurées ou calculées sur le terrain - <i>Cette donnée remplit le critère « fiabilité/précision » requis pour le cas à l'étude</i>
2	Données vérifiées, en partie issues d'hypothèses ou Données non vérifiées issues de mesures (documents fournis par le mandataire ou littérature) – <i>cette donnée est jugée suffisamment précise/fiable par l'équipe d'analystes pour le cas à l'étude</i>
3	Données non vérifiées, en partie issues d'hypothèses ou Estimation de qualité (effectuée par un expert) – <i>cette donnée est jugée utilisable par l'équipe d'analystes, mais sa fiabilité/précision pourrait être améliorée</i>
4	Données estimées de façon grossière - <i>Cette donnée ne remplit pas le critère « fiabilité/précision » requis pour le cas à l'étude</i>
Pointages	Critères de qualification de la <u>représentativité</u> des données (processus)
1	Données de terrain (du cadre à l'étude), de laboratoire - <i>Cette donnée remplit le critère « représentativité » requis pour le cas à l'étude</i>
2	Bonne représentativité géographique et/ou technologique du processus sélectionné – <i>cette donnée est jugée suffisamment représentative par l'équipe d'analystes pour le cas à l'étude</i>
3	Données relatives au même procédé ou matériau, mais se référant à une technologie différente (ex. : processus représentatif disponible dans la banque ecoinvent) – <i>Cette donnée est jugée utilisable par l'équipe d'analystes, mais sa représentativité pourrait être améliorée</i>
4	Représentativité géographique et/ou technologique inadéquate. La donnée recherchée n'est pas facilement accessible, utilisation d'un autre processus comme approximation - <i>Cette donnée ne remplit pas le critère « représentativité » requis pour le cas à l'étude</i>

D.2 Résultats – analyse de qualité des données

Le Tableau D-3 présente un résumé de l'évaluation de la qualité des données.

La qualité des données « fiabilité » fait référence à la quantification des flux (matière et énergie, distances de transport, quantités de rejets). La qualité des données « représentativité » fait plutôt référence à la validité géographique et technologique et la complétude des modules de données (processus) génériques sélectionnés. Enfin, la contribution potentielle à l'impact réfère à l'influence du processus ou du paramètre évalué sur les résultats (établit sur sa contribution moyenne aux différentes catégories de dommage à l'étude). Pour simplifier la lecture, un code de couleur a été ajouté et est présenté au Tableau D-2.

Tableau D-2 : Critères de contribution et de qualité des données

Contribution		Qualité	
0-5%	Contribution potentiellement faible ou négligeable	1	Remplit le critère pour le cas à l'étude
6-10%	Contribution potentiellement influente	2	Jugée suffisamment représentative
11-50%	Forte contribution potentielle	3	Jugée utilisable, mais pouvant être améliorée
51-100%	Très forte contribution potentielle	4	Ne remplit pas le critère pour le cas à l'étude

Rappelons que de manière générale, une note de « 1 » correspond à une très bonne évaluation, alors qu'une note de « 4 » correspond à une donnée qui devrait être améliorée afin de remplir les différents critères de qualité. Ainsi, les processus pour lesquels la qualité des données est considérée comme étant limitée ou insuffisante sont surlignées en rouge (note « 4 ») et les processus pouvant être améliorés sont en orangé (note « 3 »).

En ce qui a trait à la contribution, une plage de valeurs est présentée. Elle indique la contribution minimale et maximale du processus évalué en fonction des quatre catégories de dommages considérées (c.-à-d. *Santé humaine, Qualité des écosystèmes, Changement climatique, Ressources*). La contribution globale du processus évalué (couleur de la case) a été établie en fonction de sa contribution maximale, tout indicateur confondu.

Tableau D-3 : Contribution des processus et qualité des données

Étape du cycle de vie / Processus	Contribution à l'impact global	Qualité		
		Fiabilité	Représentativité	
		(Quantité)	(processus)	
2. Travaux préliminaires	0-3%	2	2	
3. Exploration	1-21%	2	2	
4. Projet pilote/développement	67-98%	2	2	
5. Production	0-5%	2	2	
6. Distribution	1-9%	2	2	
7. Fermeture définitive	0-1%	2	2	
2. Travaux préliminaires	100%			
2.6 Préparation du site				
Occupation et transformation des terres	0-21%	2	2	seul QÉ > 0%
Opérations	4-45%	2	2	
Matériaux pour la route	10-21%	2	2	
Matériaux pour le site	39-64%	2	2	
3. Exploration	100%			
3.1 Arrivée équipement	2-3%	3	3	
3.2 Forage				
Opération	8-49%	2	2	
Liquides de forage	3-5%	2	3	
Matériaux de forage	18-26%	2	2	
Torçère		4	2	
3.4 Traitement des boues et déblais	0-64%	2	3	seul QÉ > 6%
3.6 Complétion				
Produits nettoyants	0-0,1%	2	2	
Explosifs	0-0%	2	2	
Liquide de fracturation	2-9%	2	3	
Opérations	0-2%	2	2	
Extraction de la ressource	0-28%	2	2	seul R > 0%
3.9 Essai de production (torçère)	0-24%	2	2	seul CC > 10%
3.10 Traitement des eaux de reflux	1-1,5%	2	3	
Émissions fugitives	0-14%	2	2	seul CC > 6%

Tableau D-3 : Contribution des processus et qualité des données (suite)

Étape du cycle de vie / Processus	Contribution à l'impact global	Qualité	
		Fiabilité	Représentativité
		(Quantité)	(processus)
4. Projet pilote/développement	100%		
4.1 Arrivée des équipements	0-1%	2	2
4.2 Conduites d'eau	0-0,2%	3	2
4.3 Conduites de gaz	0-2%	3	2
4.4 Sites multiformages			
Opération	1-36%	2	2
Liquide de forage	0-1%	2	3
Matériaux de forage	1-18%	2	2
Torchère		4	2
4.5 Complétion			
Produits nettoyants	0-0,3%	2	2
Explosifs	0-0%	2	2
Liquide de fracturation	1-9%	2	3
Opérations	0-8%	2	2
Torchère	0-30%	2	2
4.6 Élimination des eaux/boues/déblais			
Traitement des boues et déblais	0-58%	2	3
Traitement des eaux de reflux	0-5%	2	3
Émissions fugitives	0-28%	2	2
5. Production	100%		
5.1 Station de compression (et 5.5 Pressurisation)			
Opérations (émissions)	0-0,2%	2	2
Infrastructure	10-88%	2	2
5.3 Séparation (eau liquide)	Exclu du système (pas au Qc)		
5.4 Déshydratation			
Triéthylène glycol	4-13%	2	2
Énergie pour la déshydratation	6-25%	2	2
Émissions de triéthylène glycol	0-0%	2	2
Émissions fugitives	0-73%	2	2
6. Distribution	100%		
6.1 Branchement au gazoduc	83-92%	3	2
6.2 Entretien du réseau	Exclu du système (négligeable vu la contribution du gaz de shale)		
6.3 Distribution	7-17%	2	2
Émissions fugitives	0-1%	2	2
7. Fermeture définitive	100%		
7.1 Arrivée des équipements	63-80%	4	2
7.2 Fermeture du puits			
Retrait des tuyaux	0-1%	2	2
Transport des tuyaux	15-31%	3	2
Disposition des tuyaux (enfouissement)	3-5%	3	4
Ciment l'obturation	1-3%	2	2
Boue pour le remplissage	0-0,5%	3	4
7.3 Remise en état du site	0%	2	2

seul SH > 10%

seul CC > 1%

Annexe E :
Résultats bruts

Résultats bruts - Sima Pro

Bilan global amont - production du gaz de schiste (/MJ)

IPCC 100 ans

Alternative 1 - Amont

Calculation: Analyze
 Results: Impact assessment
 Product: 1 MJ bilan total_ament_MJ (of project Pi116c_MDDEP_detaille)
 Method: IMPACT 2002+ (2.15) V2.15 / IMPACT 2002+
 Indicator: Damage assessment
 Unit: %
 Skip categories: Never
 Exclude infrastructure processes: No
 Exclude long-term emissions: No
 Per impact category: No
 Sorted on item: Damage category
 Sort order: Ascending

Damage category	Unit	Total	bilan total_	bilan total_ament_avec énergie extraction fermeture
Climate change	kg CO2 eq	5,93E-03	0,00E+00	0,005933
Human health	DALY	5,36E-09	0	5,36E-09
Ecosystem quality	PDF*m2*yi	1,66E-03	0,00E+00	1,66E-03
Resources	MJ primary	1,14E+00	0	1,143466
Water withdrawal	m3	8,16E-05	0	8,16E-05
Turbined water	m3	0,0076166	0	0,007617

Calculation Analyze
 Results: Impact assessment
 Product: 1 MJ bilan total_ament_MJ (of project Pi116c_MDDEP_detaille)
 Method: IPCC 2007 GWP 100a_avec degradation CO2 V1.02
 Indicator: Characterization
 Unit: %
 Skip catege: Never
 Exclude inf: No
 Exclude lon: No
 Sorted on i: Impact category
 Sort order: Ascending

Impact cat:	Unit	Total	bilan total_	bilan total_ament
IPCC GWP	:kg CO2 eq	1,00E-02	0	1,00E-02

Alternative 2 - Amont

Calculation: Analyze
 Results: Impact assessment
 Product: 1 MJ bilan total_ament_MJ (of project Pi116c_MDDEP_detaille)
 Method: IMPACT 2002+ (2.15) V2.15 / IMPACT 2002+
 Indicator: Damage assessment
 Unit: %
 Skip categories: Never
 Exclude infrastructure processes: No
 Exclude long-term emissions: No
 Per impact category: No
 Sorted on item: Damage category
 Sort order: Ascending

Damage category	Unit	Total	bilan total_	bilan total_ament_avec énergie extraction fermeture
Climate change	kg CO2 eq	0,0090872	0	9,09E-03
Human health	DALY	5,42E-09	0	5,42E-09
Ecosystem quality	PDF*m2*yi	0,0016757	0	1,68E-03
Resources	MJ primary	1,1743579	0	1,174358
Water withdrawal	m3	8,25E-05	0	8,25E-05
Turbined water	m3	0,0076954	0	0,007695

Calculation Analyze
 Results: Impact assessment
 Product: 1 MJ bilan total_ament_MJ (of project Pi116c_MDDEP_detaille)
 Method: IPCC 2007 GWP 100a_avec degradation CO2 V1.02
 Indicator: Characterization
 Unit: %
 Skip catege: Never
 Exclude inf: No
 Exclude lon: No
 Sorted on i: Impact category
 Sort order: Ascending

Impact cat:	Unit	Total	bilan total_	bilan total_ament
IPCC GWP	:kg CO2 eq	2,14E-02	0	2,14E-02

Alternative 3 - Amont

Calculation: Analyze
 Results: Impact assessment
 Product: 1 MJ bilan total_ament_MJ (of project Pi116c_MDDEP_detaille)
 Method: IMPACT 2002+ (2.15) V2.15 / IMPACT 2002+
 Indicator: Damage assessment
 Unit: %
 Skip categories: Never
 Exclude infrastructure processes: No
 Exclude long-term emissions: No
 Per impact category: No
 Sorted on item: Damage category
 Sort order: Ascending

Damage category	Unit	Total	bilan total_	bilan total_ament_avec énergie extraction fermeture
Climate change	kg CO2 eq	0,0062823	0	6,28E-03

Calculation Analyze
 Results: Impact assessment
 Product: 1 MJ bilan total_ament_MJ (of project Pi116c_MDDEP_detaille)
 Method: IPCC 2007 GWP 100a_avec degradation CO2 V1.02
 Indicator: Characterization
 Unit: %
 Skip catege: Never
 Exclude inf: No
 Exclude lon: No
 Sorted on i: Impact category
 Sort order: Ascending

Impact cat:	Unit	Total	bilan total_	bilan total_ament
IPCC GWP	:kg CO2 eq	1,04E-02	0	1,04E-02

Human health	DALY	5,99E-09	0	5,99E-09
Ecosystem quality	PDF*m2*yr	0,0018946	0	1,89E-03
Resources	MJ primary	1,1492323	0	1,149232
Water withdrawal	m3	9,58E-05	0	9,58E-05
Turbined water	m3	0,0088581	0	0,008858

Alternative 4 - Amont

Calculation: Analyze
 Results: Impact assessment
 Product: 1 MJ bilan total_amont_MJ (of project Pi116c_MDDEP_detaille)
 Method: IMPACT 2002+ (2.15) V2.15 / IMPACT 2002+
 Indicator: Damage assessment
 Unit: %
 Skip categories: Never
 Exclude infrastructure processes: No
 Exclude long-term emissions: No
 Per impact category: No
 Sorted on item: Damage category
 Sort order: Ascending

Damage category	Unit	Total	bilan total_bilan total_amont_avec énergie extraction fermeture
Climate change	kg CO2 eq	0,0094401	0
Human health	DALY	6,06E-09	0
Ecosystem quality	PDF*m2*yr	0,0019151	0
Resources	MJ primary	1,1801886	0
Water withdrawal	m3	9,68E-05	0
Turbined water	m3	0,0089508	0

Calculation Analyze
 Results: Impact assessment
 Product: 1 MJ bilan total_amont_MJ (of project Pi116c_MDDEP_detaille)
 Method: IPCC 2007 GWP 100a_avec degradation CO2 V1.02
 Indicator: Characterization
 Unit: %
 Skip category: Never
 Exclude inf: No
 Exclude lon: No
 Sorted on: Impact category

Impact cat	Unit	Total	bilan total_bilan total_amont
IPCC GWP : kg CO2 eq		2,18E-02	0

Utilisation en chaudière

Alternative 1 - Chaudière

Calculation: Analyze
 Results: Impact assessment
 Product: 1 MJ Heat, shale gas, at industrial furnace >100kW/RER U AmN CIRAIG copie (of project Pi116c_MDDEP_detaille)
 Method: IMPACT 2002+ (2.15) V2.15 / IMPACT 2002+
 Indicator: Damage assessment
 Unit: %
 Skip categories: Never
 Exclude infrastructure processes: No
 Exclude long-term emissions: No
 Per impact category: No
 Sorted on item: Damage category
 Sort order: Ascending

Damage category	Unit	Total	Heat, shale Gas, burned in industrial furnace >100kW/RER U AmN CIRAIG copie
Climate change	kg CO2 eq	0,0751597	0
Human health	DALY	8,99E-09	0
Ecosystem quality	PDF*m2*yr	0,0023106	0
Resources	MJ primary	1,3698913	0
Water withdrawal	m3	0,0001079	0
Turbined water	m3	0,0404306	0

Calculation Analyze
 Results: Impact assessment
 Product: 1 MJ bilan_total_chaudiere (of project Pi116c_MDDEP_detaille)
 Method: IPCC 2007 GWP 100a_avec degradation CO2 V1.02
 Indicator: Characterization
 Unit: %
 Skip category: Never
 Exclude inf: No
 Exclude lon: No
 Sorted on: Impact category
 Sort order: Ascending

Impact cat	Unit	Heat, shale gas, at industrial furnace >100kW/RER U AmN CIRAIG copie
IPCC GWP : kg CO2 eq		0,083068

Alternative 2 - Chaudière

Calculation: Analyze
 Results: Impact assessment
 Product: 1 MJ Heat, shale gas, at industrial furnace >100kW/RER U AmN CIRAIG copie (of project Pi116c_MDDEP_detaille)
 Method: IMPACT 2002+ (2.15) V2.15 / IMPACT 2002+
 Indicator: Damage assessment
 Unit: %
 Skip categories: Never
 Exclude infrastructure processes: No
 Exclude long-term emissions: No
 Per impact category: No

Calculation Analyze
 Results: Impact assessment
 Product: 1 MJ Heat, shale gas, at industrial furnace >100kW/RER U AmN CIRAIG copie (of project Pi116c_MDDEP_detaille)
 Method: IPCC 2007 GWP 100a_avec degradation CO2 V1.02
 Indicator: Characterization
 Unit: %
 Skip category: Never
 Exclude inf: No
 Exclude lon: No
 Sorted on: Impact category

Sorted on item:	Damage category	Sort order: Ascending		
Sort order:	Ascending			
Damage category	Unit	Total	Heat, shale	Shale gas, burned in industrial furnace >100kW/RER U AmN CIRAIG cop
Climate change	kg CO2 eq	0,0789195	0	0,07892
Human health	DALY	9,066E-09	0	9,07E-09
Ecosystem quality	PDF*m2*yi	0,002332	0	0,002332
Resources	MJ primary	1,4067182	0	1,406718
Water withdrawal	m3	0,000109	0	0,000109
Turbined water	m3	0,0405246	0	0,040525

Alternative 3 - Chaudière

Calculation:	Analyze			
Results:	Impact assessment			
Product:	1 MJ Heat, shale gas, at industrial furnace >100kW/RER U AmN CIRAIG copie (of project Pi116c_MDDEP_de	Calculation Analyze		
Method:	IMPACT 2002+ (2.15) V2.15 / IMPACT 2002+	Results: Impact assessment		
Indicator:	Damage assessment	Product: 1 MJ Heat, shale gas, at industrial furnace >100kW/RER U AmN CIRAIG copie (of project Pi116c_MDDEP_detaille)		
Unit:	%	Method: IPCC 2007 GWP 100a_avec degradation CO2 V1.02		
Skip categories:	Never	Indicator: Characterization		
Exclude infrastructure processes:	No	Unit: %		
Exclude long-term emissions:	No	Skip categ: Never		
Per impact category:	No	Exclude inf: No		
Sorted on item:	Damage category	Exclude lon: No		
Sort order:	Ascending	Sorted on i: Impact category		
		Sort order: Ascending		
Damage category	Unit	Total	Heat, shale	Shale gas, burned in industrial furnace >100kW/RER U AmN CIRAIG copie
Climate change	kg CO2 eq	0,0755759	0	0,075576
Human health	DALY	9,751E-09	0	9,75E-09
Ecosystem quality	PDF*m2*yi	0,0025929	0	0,002593
Resources	MJ primary	1,3767666	0	1,376767
Water withdrawal	m3	0,0001248	0	0,000125
Turbined water	m3	0,041911	0	0,041911

Alternative 4 - Chaudière

Calculation:	Analyze			
Results:	Impact assessment			
Product:	1 MJ Heat, shale gas, at industrial furnace >100kW/RER U AmN CIRAIG copie (of project Pi116c_MDDEP_detaille)	Calculation Analyze		
Method:	IMPACT 2002+ (2.15) V2.15 / IMPACT 2002+	Results: Impact assessment		
Indicator:	Damage assessment	Product: 1 MJ Heat, shale gas, at industrial furnace >100kW/RER U AmN CIRAIG copie (of project Pi116c_MDDEP_detaille)		
Unit:	%	Method: IPCC 2007 GWP 100a_avec degradation CO2 V1.02		
Skip categories:	Never	Indicator: Characterization		
Exclude infrastructure processes:	No	Unit: %		
Exclude long-term emissions:	No	Skip categ: Never		
Per impact category:	No	Exclude inf: No		
Sorted on item:	Damage category	Exclude lon: No		
Sort order:	Ascending	Sorted on i: Impact category		
		Sort order: Ascending		
Damage category	Unit	Total	Heat, shale	Shale gas, burned in industrial furnace >100kW/RER U AmN CIRAIG cop
Climate change	kg CO2 eq	0,0793403	0	0,07934
Human health	DALY	9,835E-09	0	9,83E-09
Ecosystem quality	PDF*m2*yi	0,0026174	0	0,002617
Resources	MJ primary	1,4136699	0	1,41367
Water withdrawal	m3	0,000126	0	0,000126
Turbined water	m3	0,0420215	0	0,042022

Chaudière: mazout, électricité

Calculation:	Compare			
Results:	Impact assessment			
Product 3:	1 MJ Heat, light fuel oil, at industrial furnace 1MW/RER U AmN CIRAIG copie	Calculation Compare		
Product 4:	Heat, at electric boiler 1600 kW/QC	Results: Impact assessment		
Method:	IMPACT 2002+ (2.15) V2.15 / IMPACT 2002+	Product 1: 1 MJ Hard coal, burned in industrial furnace 1-10MW/RER U AmN CIRAIG_etude (of project Pi116c_MDDEP_detaille)		
Indicator:	Damage assessment	Product 2: 1 MJ Heat, natural gas, at industrial furnace >100kW/RER U AmN CIRAIG_base (of project Pi116c_MDDEP_detaille)		
Unit:	%	Product 3: 1 MJ Heavy fuel oil, burned in industrial furnace 1MW, non-modulating/RER U AmN CIRAIG_etude (of project Pi116c_MDDEP_detaille)		
Skip categories:	Never	Method: IPCC 2007 GWP 100a V1.02		
Exclude infrastructure processes:	No	Indicator: Characterization		

Exclude long-term emissions: No
 Per impact category: No
 Sorted on item: Damage category
 Sort order: Ascending

Damage category	Unit	Heat, light Heat, at electric boiler 1600 kW/QC	
Climate change	kg CO2 eq	0,100905	0,00533
Human health	DALY	2,55E-08	7,68E-09
Ecosystem quality	PDF*m2*yr	0,022772	0,024534
Resources	MJ primary	1,520587	0,053821
Water withdrawal	m3	0,000352	0,0001
Turbined water	m3	0,062173	6,058966

Unit: %
 Skip categ Never
 Exclude inf No
 Exclude lon No
 Sorted on i Impact category
 Sort order: Ascending

Impact cat	Unit	Heat, light Heat, at electric boiler 1600 kW/QC	
IPCC GWP	: kg CO2 eq	0,101966	0,00626

Utilisation en autobus

Alternative 1 - Autobus

Calculation: Analyze
 Results: Impact assessment
 Product: 1 km Transport, regular bus/CH U AmN CIRAIG copie Shale gas (of project Pi116c_MDDEP_detaille)
 Method: IMPACT 2002+ (2.15) V2.15 / IMPACT 2002+
 Indicator: Damage assessment
 Unit: %
 Skip categories: Never
 Exclude infrastructure processes: No
 Exclude long-term emissions: No
 Per impact category: No
 Sorted on item: Damage category
 Sort order: Ascending

Damage category	Unit	Total
Climate change	kg CO2 eq	0,8945754
Human health	DALY	4,34E-07
Ecosystem quality	PDF*m2*yr	0,3441307
Resources	MJ primary	15,580716
Water withdrawal	m3	0,0043933
Turbined water	m3	4,6171114

Calculation Analyze
 Results: Impact assessment
 Product: 1 km Transport, regular bus/CH U AmN CIRAIG copie Shale gas (of project Pi116c_MDDEP_detaille)
 Method: IPCC 2007 GWP 100a_avec degradation CO2 V1.02
 Indicator: Characterization
 Unit: %
 Skip categ Never
 Exclude inf No
 Exclude lon No
 Sorted on i Impact category
 Sort order: Ascending

Impact cat	Unit	Total
IPCC GWP	: kg CO2 eq	0,91422

Alternative 2 - Autobus

Calculation: Analyze
 Results: Impact assessment
 Product: 1 km Transport, regular bus/CH U AmN CIRAIG copie Shale gas (of project Pi116c_MDDEP_detaille)
 Method: IMPACT 2002+ (2.15) V2.15 / IMPACT 2002+
 Indicator: Damage assessment
 Unit: %
 Skip categories: Never
 Exclude infrastructure processes: No
 Exclude long-term emissions: No
 Per impact category: No
 Sorted on item: Damage category
 Sort order: Ascending

Damage category	Unit	Total
Climate change	kg CO2 eq	0,9300854
Human health	DALY	4,34E-07
Ecosystem quality	PDF*m2*yr	0,3443325
Resources	MJ primary	15,92853
Water withdrawal	m3	0,0044033
Turbined water	m3	4,6179996

Calculation Analyze
 Results: Impact assessment
 Product: 1 km Transport, regular bus/CH U AmN CIRAIG copie Shale gas (of project Pi116c_MDDEP_detaille)
 Method: IPCC 2007 GWP 100a_avec degradation CO2 V1.02
 Indicator: Characterization
 Unit: %
 Skip categ Never
 Exclude inf No
 Exclude lon No
 Sorted on i Impact category
 Sort order: Ascending

Impact cat	Unit	Total
IPCC GWP	: kg CO2 eq	1,042469

Alternative 3 - Autobus

Calculation: Analyze
 Results: Impact assessment
 Product: 1 km Transport, regular bus/CH U AmN CIRAIG copie Shale gas (of project Pi116c_MDDEP_detaille)
 Method: IMPACT 2002+ (2.15) V2.15 / IMPACT 2002+
 Indicator: Damage assessment

Unit: %
 Skip categories: Never
 Exclude infrastructure processes: No
 Exclude long-term emissions: No
 Per impact category: No
 Sorted on item: Damage category
 Sort order: Ascending

Damage category	Unit	Total
Climate change	kg CO2 eq	0,8985061
Human health	DALY	4,41E-07
Ecosystem quality	PDF*m2*yi	0,3467965
Resources	MJ primary	15,64565
Water withdrawal	m3	0,0045529
Turbined water	m3	4,6310933

Calculation Analyze
 Results: Impact assessment
 Product: 1 km Transport, regular bus/CH U AmN CIRAIG copie Shale gas (of project Pi116c_MDDEP_detaille)
 Method: IPCC 2007 GWP 100a_avec degradation CO2 V1.02
 Indicator: Characterization
 Unit: %
 Skip category Never
 Exclude inf No
 Exclude lon No
 Sorted on i Impact category
 Sort order: Ascending

Impact cat	Unit	Total
IPCC GWP	:kg CO2 eq	0,918264

Alternative 4 - Autobus

Calculation: Analyze
 Results: Impact assessment
 Product: 1 km Transport, regular bus/CH U AmN CIRAIG copie Shale gas (of project Pi116c_MDDEP_detaille)
 Method: IMPACT 2002+ (2.15) V2.15 / IMPACT 2002+
 Indicator: Damage assessment
 Unit: %
 Skip categories: Never
 Exclude infrastructure processes: No
 Exclude long-term emissions: No
 Per impact category: No
 Sorted on item: Damage category
 Sort order: Ascending

Damage category	Unit	Total
Climate change	kg CO2 eq	0,9340598
Human health	DALY	4,42E-07
Ecosystem quality	PDF*m2*yi	0,347028
Resources	MJ primary	15,994186
Water withdrawal	m3	0,0045647
Turbined water	m3	4,6321371

Calculation Analyze
 Results: Impact assessment
 Product: 1 km Transport, regular bus/CH U AmN CIRAIG copie Shale gas (of project Pi116c_MDDEP_detaille)
 Method: IPCC 2007 GWP 100a_avec degradation CO2 V1.02
 Indicator: Characterization
 Unit: %
 Skip category Never
 Exclude inf No
 Exclude lon No
 Sorted on i Impact category
 Sort order: Ascending

Impact cat	Unit	Total
IPCC GWP	:kg CO2 eq	1,046557

Autobus: diesel

Calculation: Compare
 Results: Impact assessment
 Product 1: 1 km Transport, regular bus/CH U AmN CIRAIG copie
 Method: IMPACT 2002+ (2.15) V2.15 / IMPACT 2002+
 Indicator: Damage assessment
 Unit: %
 Skip categories: Never
 Exclude infrastructure processes: No
 Exclude long-term emissions: No
 Per impact category: No
 Sorted on item: Damage category
 Sort order: Ascending

Damage category	Unit	Transport, regular bus/CH U AmN CIRAIG copie
Climate change	kg CO2 eq	1,0664255
Human health	DALY	1,26E-06
Ecosystem quality	PDF*m2*yi	0,4307177
Resources	MJ primary	16,642193
Water withdrawal	m3	0,0066482
Turbined water	m3	3,8052715

Calculation Compare
 Results: Impact assessment
 Product 1: 1 km Transport, regular bus/CH U AmN CIRAIG copie
 Method: IPCC 2007 GWP 100a_avec degradation CO2 V1.02
 Indicator: Characterization
 Unit: %
 Skip category Never
 Exclude inf No
 Exclude lon No
 Sorted on i Impact category
 Sort order: Ascending

Impact cat	Unit	Transport, regular bus/CH U AmN CIRAIG copie
IPCC GWP	:kg CO2 eq	1,075565

Profil du gaz de schiste - contribution des activités aux différentes étapes du cycle de vie

2. Travaux préliminaires

Calculation: Analyze

Results: Impact assessment
 Product: 1 p 2.0 Travaux préliminaire (of project Pi116c_MDDEP_detaill

Calculation: Analyze
 Results: Impact assessment
 Product: 1 p 2.6 Préparation du site (of project Pi116c_MDDEP_detaill

Damage category	Unit	Total	2.0 Travaux	2.6 Préparation du site
Climate change	kg CO2 eq	1489330	0	1489330
Human health	DALY	1,6200455	0	1,620046
Ecosystem quality	PDF*m2*yi	1362130,2	0	1362130
Resources	MJ primary	18869666	0	18869666
Water withdrawal	m3	69704,66	0	69704,66
Turbined water	m3	3264104	0	3264104

Damage cate	Unit	Total	2.6 Prépar	2.6.1 Oper	2.6.2 maté	2.6.3 matéri	2.6.3 matériaux pour la préparation du site
Climate chan	kg CO2 eq	1453005	0	369156,9	309498,5	774349,4	
Human healt	DALY	1,580532	0	0,707345	0,257466	0,615722	
Ecosystem q	PDF*m2*yi	1328908	284625	55610,97	139437,2	849234,4	
Resources	MJ primary	18409431	0	5420036	3700966	9288429	
Water withdr	m3	68004,55	0	1503,388	37623,11	28878,05	
Turbined wat	m3	3184492	0	144766,4	896154,4	2143571	

3. Exploration

Calculation: Analyze
 Results: Impact assessment
 Product: 1 p 3.0 Exploration (of project Pi116c_MDDEP_detaill

Damage category	Unit	Total	3.0 Explora	3.1 Arrivée	3.2.1 Opér	3.2.2 Liqui	3.2.5 mater	3.4 Traitem	3.6 extractio	3.6.1 (3.7)	3.6.2 (3.8)	3.6.3 (3.8)	3.6.4 (3.9)	3.6.5 (3.8)	3.10 Traite	emission fugitives
Climate change	kg CO2 eq	19227424	0	495517,7	3986382	908902,9	4929268	60644,38	0	18723,49	1045382	20,36516	4650346	173948,6	275380,6	2682908
Human health	DALY	24,358621	0	0,522875	11,86529	0,770648	5,870202	1,489624	0	0,02055	6,64E-01	1,49E-05	2,308679	0,51775	0,323976	0,004519
Ecosystem quality	PDF*m2*yi	8988217,8	0	147737,2	695654,6	264267,7	1651155	5772966	0	5474,401	185953,3	4,232391	142835,3	30355,38	91814,37	0
Resources	MJ primary	2,77E+08	0	7920478	58735331	15152105	69995033	1055355	76336260	309008	25428590	255,2368	0	2562957	4092871	15807191
Water withdrawal	m3	344206,43	0	7160,726	14370,27	108060,1	150677,4	522,5567	0	570,3111	61148,82	0,346897	0	627,057	1068,776	0
Turbined water	m3	36409518	0	1104206	1007077	3580652	28175391	31240,28	0	49792,43	2290110	186,0098	0	43944,53	126919,4	0

4. Projet pilote / développement

Calculation: Analyze
 Results: Impact assessment
 Product: 1 p 4.0 Projet pilote/Developpement (of project Pi116c_MDDEP_detaill

Damage category	Unit	Total	4.0 Projet p	4.1 Arrivé	4.2 Condui	4.3 Condui	3.2.1 Opér	3.2.2 Liqui	3.2.5 materia	3.4 Traitem	4.4 extracti	3.6.1 (3.7)	3.6.2 (3.8)	3.6.3 (3.8)	3.6.5 (3.8)	3.6.4 (3.9)	4.4 c Traite	emission fugitives_exploitation
Climate change	kg CO2 eq	1,11E+08	0	1138193	181962,1	1930246	11389663	865794,9	14083622	173269,7	0	285310,3	9796725	310,3262	2650645	33349329	4163410	30661805
Human health	DALY	94,846459	0	1,003875	0,198554	2,092234	33,90084	0,734098	16,772005	4,256068	0	0,313139	6,227212	0,000227	7,889531	16,55638	4,850656	0,051641
Ecosystem quality	PDF*m2*yi	28335752	0	331144,9	57452,78	425373,2	1987585	251733,9	4717587	16494189	0	83419,44	1742648	64,49357	462558,3	1024324	757672,4	0
Resources	MJ primary	2,81E+10	0	18068654	2850917	31880683	1,68E+08	14433462	2,00E+08	3015301	2,72E+10	4,71E+06	2,38E+08	3889,322	39054589	0	61966849	1,81E+08
Water withdrawal	m3	1278915,6	0	26477,24	1514,314	68320,92	41057,92	102935	430506,95	1493,019	0	8690,454	573051,8	5,286043	9555,154	0	15307,61	0
Turbined water	m3	1,21E+08	0	4867335	157193	4339634	2877364	3410827	80501116	89257,94	0	758741,8	21461598	2834,435	669630,9	0	1772951	0

5. Production

Calculation: Analyze
 Results: Impact assessment
 Product: 1 p 5.0 Production (of project Pi116c_MDDEP_detaille)
 Method: IMPACT 2002+ (2.15) V2.15 / IMPACT 2002+
 Indicator: Damage assessment
 Unit: %
 Skip categories: Never
 Exclude infrastructure processes: No
 Exclude long-term emissions: No
 Per impact category: No
 Sorted on item: Damage category
 Sort order: Ascending

Damage category	Unit	Total	5.0 Product	5.1 Station	5.4 Déshyd	emission fugitives_prod
Climate change	kg CO2 eq	7003724,1	0	728685	1164738	5110301
Human health	DALY	1,5862859	0	1,15347	0,424209	0,008607
Ecosystem quality	PDF*m2*yi	477398,02	0	421519,1	55878,9	0
Resources	MJ primary	68459780	0	12491598	25859246	30108936
Water withdrawal	m3	16852,977	0	8384,82	8468,157	0
Turbined water	m3	5602454,3	0	4615482	986972,5	0

6. Transmission/distribution

Calculation: Analyze
 Results: Impact assessment
 Product: 1 p 6.0 Transmission (of project Pi116c_MDDEP_detaille)
 Method: IMPACT 2002+ (2.15) V2.15 / IMPACT 2002+
 Indicator: Damage assessment
 Unit: %
 Skip categories: Never
 Exclude infrastructure processes: No
 Exclude long-term emissions: No
 Per impact category: No
 Sorted on item: Damage category
 Sort order: Ascending

Damage category	Unit	Total	6.0 Transm	6.1 Conduil	6.3 Distribu	emission fugitives_transmis
Climate change	kg CO2 eq	10486459	0	9632953	714133,9	139371,8
Human health	DALY	11,592675	0	10,44056	1,151878	0,000235
Ecosystem quality	PDF*m2*yi	2542021,2	0	2121026	420995,1	0
Resources	MJ primary	1,72E+08	0	1,59E+08	12457167	821152,8
Water withdrawal	m3	349838,02	0	341464,5	8373,568	0
Turbined water	m3	26293707	0	21683629	4610077	0

7. Fermeture définitive

Calculation: Analyze
 Results: Impact assessment
 Product: 1 p 7.0 Fermeture (of project Pi116c_MDDEP_detaille)
 Method: IMPACT 2002+ (2.15) V2.15 / IMPACT 2002+
 Indicator: Damage assessment
 Unit: %
 Skip categories: Never
 Exclude infrastructure processes: No
 Exclude long-term emissions: No
 Per impact category: No
 Sorted on item: Damage category
 Sort order: Ascending

Damage category	Unit	Total	7.0 Fermeti	7.1 Arrivée	7.2 Fermet	7.3 Remise en état du site
Climate change	kg CO2 eq	1667934,3	0	1138193	529741,4	0
Human health	DALY	1,6007176	0	1,003875	0,596843	0
Ecosystem quality	PDF*m2*yi	411463,31	0	331144,9	80318,39	0
Resources	MJ primary	26172268	0	18068654	8103613	0
Water withdrawal	m3	31289,727	0	26477,24	4812,489	0
Turbined water	m3	5174622,8	0	4867335	307287,9	0

Calculation: Analyze
 Results: Impact assessment
 Product: 1 m3 5.1 Station de compression (of project Pi116c_MDDEP_detaille)
 Method: IMPACT 2002+ (2.15) V2.15 / IMPACT 2002+
 Indicator: Damage assessment
 Unit: %
 Skip categories: Never
 Exclude infrastructure processes: No
 Exclude long-term emissions: No
 Per impact category: No
 Sorted on item: Damage category
 Sort order: Ascending

Damage category	Unit	Total	5.1 Station	Gas turbine, 10MWe, at production plant/RER/I U AmN CIRAIG_Qc
Climate change	kg CO2 eq	0,001083	2,53E-05	0,001058
Human health	DALY	1,71E-09	3,63E-13	1,71E-09
Ecosystem quality	PDF*m2*yi	0,000625	2,18E-08	0,000625
Resources	MJ primary	0,018569	0	0,018569
Water withdrawal	m3	1,26E-05	0	1,26E-05
Turbined water	m3	0,006035	0	0,006035

Calculation: Analyze
 Results: Impact assessment
 Product: 1 m3 6.3 Distribution (of project Pi116c_MDDEP_detaille)
 Method: IMPACT 2002+ (2.15) V2.15 / IMPACT 2002+
 Indicator: Damage assessment
 Unit: %
 Skip categories: Never
 Exclude infrastructure processes: No
 Exclude long-term emissions: No
 Per impact category: No
 Sorted on item: Damage category
 Sort order: Ascending

Damage category	Unit	Total	6.3 Distribu	Gas turbine, 10MWe, at production plant/RER/I U AmN CIRAIG
Climate change	kg CO2 eq	0,001179	5,05E-06	0,001174
Human health	DALY	1,81E-09	7,27E-14	1,81E-09
Ecosystem quality	PDF*m2*yi	0,00064	4,36E-09	0,00064
Resources	MJ primary	0,020537	0	0,020537
Water withdrawal	m3	1,65E-05	0	1,65E-05
Turbined water	m3	0,00413	0	0,00413

Calculation: Analyze
 Results: Impact assessment
 Product: 1 p 7.2 Fermeture du site (of project Pi116c_MDDEP_detaille)
 Method: IMPACT 2002+ (2.15) V2.15 / IMPACT 2002+
 Indicator: Damage assessment
 Unit: %
 Skip categories: Never
 Exclude infrastructure processes: No
 Exclude long-term emissions: No
 Per impact category: No
 Sorted on item: Damage category
 Sort order: Ascending

Damage category	Unit	Total	7.2 Fermet	Cement, ur Transport, Transport, Sand, at mi Diesel, buri Disposal, st
Climate change	kg CO2 eq	64602,62	0	5327,159 51525,64 19,10314 348,6923 471,9865 577,0366 6332,996
Human health	DALY	0,072786	0	0,00152 0,059883 2,15E-05 0,000393 0,000579 0,001718 0,008671
Ecosystem quality	PDF*m2*yi	9794,925	0	264,5881 7406,965 6,103265 111,4038 100,0699 100,6974 1805,098
Resources	MJ primary	988245,5	0	24175,56 767165,2 311,1498 5679,462 7508,001 8502,054 174904,1
Water withdrawal	m3	586,8888	0	28,98902 186,7855 0,146463 2,673414 177,6937 2,080125 188,5206
Turbined water	m3	37474,13	0	7157,347 21485,84 15,19566 277,3684 2136,986 145,7764 6255,621

Profil environnemental - Gaz de schiste

Alternative 1- Amont

Changement climatique (100 ans)		Travaux prélim	Exploration	Projet pilote/déve	Production	Transmissio	Fermeture définitive
Changement climatique (500 ans)	kg CO2 eq	0,99%	12,74%	73,31%	4,64%	6,95%	1,38%
Santé humaine	DALY	1,19%	17,86%	69,53%	1,16%	8,50%	1,76%
Qualité des écosystèmes	PDF*m2*yr	3,23%	21,31%	67,18%	1,13%	6,03%	1,13%
Ressources	MJ primary	0,07%	0,97%	98,02%	0,24%	0,60%	0,11%

Alternative 2- Amont

Climate change		2.0 Travaux pré	3.0 Exploratio	4.0 Projet pilote/d	5.0 Product	6.0 Transmi	7.0 Fermeture définitiv
Climate change	kg CO2 eq	0,65%	10,78%	75,40%	7,54%	4,71%	0,91%
Human health	DALY	1,19%	17,85%	69,56%	1,16%	8,48%	1,76%
Ecosystem quality	PDF*m2*yr	3,23%	21,32%	67,20%	1,12%	6,01%	1,13%
Resources	MJ primary	0,07%	1,08%	97,69%	0,45%	0,61%	0,11%

Alternative 3- Amont

Climate change		2.0 Travaux pré	3.0 Exploratio	4.0 Projet pilote/d	5.0 Product	6.0 Transmi	7.0 Fermeture définitiv
Climate change	kg CO2 eq	1,12%	13,11%	72,30%	4,38%	7,75%	1,35%
Human health	DALY	1,27%	17,98%	69,13%	1,04%	8,95%	1,64%
Ecosystem quality	PDF*m2*yr	3,39%	21,32%	67,20%	0,99%	6,15%	0,96%
Resources	MJ primary	0,08%	1,05%	97,81%	0,24%	0,71%	0,12%

Alternative 4- Amont

Climate change		2.0 Travaux pré	3.0 Exploratio	4.0 Projet pilote/d	5.0 Product	6.0 Transmi	7.0 Fermeture définitiv
Climate change	kg CO2 eq	0,75%	11,10%	74,64%	7,25%	5,34%	0,91%
Human health	DALY	1,27%	17,97%	69,16%	1,04%	8,93%	1,63%
Ecosystem quality	PDF*m2*yr	3,39%	21,33%	67,22%	0,98%	6,13%	0,96%
Resources	MJ primary	0,08%	1,16%	97,49%	0,44%	0,71%	0,12%

Profil environnemental - Gaz de schiste: Analyse de contribution

Phase d'exploration (3.0)

	Valeurs relatives								Valeurs absolues (/MJ)							
	Arrivée de l'équipement de forage et de fracturation	Forage : opération, des matériaux	Traitement des boues de forage	Extraction du gaz	Fracturation : préparation, liquide, explosifs	Traitement de l'eau	Torchère	Émissions fugitives	Arrivée de l'équipement de forage et de fracturation	Forage : opération, des matériaux	Traitement des boues de forage	Extraction du gaz	Fracturation : préparation, liquide, explosifs	Traitement de l'eau	Torchère	Émissions fugitives
Changement climatique (500 ans)	2,58%	51,10%	0,32%	0,00%	6,44%	24,19%	1,43%	13,95%	1,53E-04	3,03E-03	1,87E-05	0,00E+00	3,82E-04	1,44E-03	8,50E-05	8,28E-04
Santé humaine	2,15%	75,97%	6,12%	0,00%	4,94%	9,48%	1,33%	0,02%	1,15E-10	4,07E-09	3,28E-10	0,00E+00	2,64E-10	5,08E-10	7,12E-11	9,94E-13
Qualité des écosystèmes	1,64%	29,05%	64,23%	0,00%	2,47%	1,59%	1,02%	0,00%	2,72E-05	4,82E-04	1,06E-03	0,00E+00	4,09E-05	2,63E-05	1,69E-05	0,00E+00
Ressources	2,86%	51,87%	0,38%	27,52%	10,20%	0,00%	1,48%	5,70%	3,26E-02	5,93E-01	4,35E-03	3,15E-01	1,17E-01	0,00E+00	1,69E-02	6,52E-02

Projet pilote/développement (4.0)

	Arrivée de l'équipement de forage et de fracturation	Conduites d'eau	Conduites de gaz	Forage : opération, des matériaux	Traitement des boues de forage	Extraction du gaz	Fracturation : préparation, liquide, explosifs	Traitement de l'eau	Torchère	Émissions fugitives
	Changement climatique (500 ans)	1,03%	0,16%	1,74%	23,80%	0,16%	0,00%	11,51%	30,13%	3,76%
Santé humaine	1,06%	0,21%	2,21%	54,20%	4,49%	0,00%	15,21%	17,46%	5,11%	0,05%
Qualité des écosystèmes	1,17%	0,20%	1,50%	24,55%	58,21%	0,00%	8,08%	3,61%	2,67%	0,00%
Ressources	0,06%	0,01%	0,11%	1,36%	0,01%	96,58%	1,00%	0,00%	0,22%	0,64%

Production (5.0)

	Station de compression	Déshydratation	Émissions fugitives
Changement climatique (500 ans)	10,40%	16,63%	72,97%
Santé humaine	72,72%	26,74%	0,54%
Qualité des écosystèmes	88,30%	11,70%	0,00%
Ressources	18,25%	37,77%	43,98%

Distribution (6.0)

	Conduites de gaz	Distribution	Émissions fugitives
Changement climatique (500 ans)	91,86%	6,81%	1,33%
Santé humaine	90,06%	9,94%	0,00%
Qualité des écosystèmes	83,44%	16,56%	0,00%
Ressources	92,30%	7,23%	0,48%

Analyse comparative des filières énergétiques - Chauffage avec une chaudière

Damage category	Unit	Gaz de sha				Gaz de shale: Alternative 4	
		Gaz de sha	Gaz de sha	Gaz de sha	Gaz de shale: grande échelle,	émis: Mazout	Electricité
IPCC 100		8,306845	9,664748	8,349656	9,7080354	10,19657	0,626005
Climate change	kg CO2 eq	7,52E+00	7,89E+00	7,56E+00	7,93E+00	1,01E+01	0,533034
Human health	DALY	8,99E+00	9,07E+00	9,75E+00	9,83E+00	2,55E+01	7,68E+00
Ecosystem quality	PDF*m2*yi	2,31E+00	2,33E+00	2,59E+00	2,62E+00	2,28E+01	24,53431
Resources	MJ primary	1,37E+00	1,41E+00	1,38E+00	1,41E+00	1,52E+00	0,053821

Comparaisons	Électricité			
	/Alt 1	/Alt 2	/Alt 3	/Alt 4
IPCC 100	7,5%	6,5%	7,5%	6,4%
Climate change	7,1%	6,8%	7,1%	6,7%
Human health	85%	85%	79%	78%
Ecosystem quality	1062%	1052%	946%	937%
Resources	4%	4%	4%	4%

Incertitudes

max	shale				pétrole		électricité		min	shale				pétrole		électricité	
	shale 1	shale 2	shale 3	shale 4	pétrole	électricité	shale 1	shale 2		shale 3	shale 4	pétrole	électricité				
IPCC 100 ans	9,07E+00	1,06E+01	9,12E+00	1,06E+01	11,64043	0,983452	7,56E+00	8,79E+00	7,59E+00	8,83E+00	8,864634	0,407565					
Climate change	8,21E+00	8,62E+00	8,25E+00	8,66E+00	1,16E+01	7,82E-01	6,84E+00	7,18E+00	6,87E+00	7,22E+00	8,69E+00	3,63E-01					
Human health	1,25E+01	1,26E+01	1,36E+01	1,37E+01	7,54E+01	1,86E+01	6,24E+00	6,29E+00	6,77E+00	6,83E+00	9,89E+00	2,91E+00					
Ecosystem quality	3,65E+00	3,69E+00	4,10E+00	4,14E+00	4,96E+01	4,79E+01	1,55E+00	1,57E+00	1,74E+00	1,76E+00	1,12E+01	1,29E+01					
Resources	1,41E+00	1,44E+00	1,41E+00	1,45E+00	1,80E+00	9,31E-02	1,36E+00	1,39E+00	1,36E+00	1,40E+00	1,29E+00	3,26E-02					

max graph

Cimate change (IPCC 100 ans)	7,65E-01	8,90E-01	7,69E-01	8,94E-01	1,44E+00	3,57E-01
Climate change (500 ans)	6,92E-01	7,27E-01	6,96E-01	7,31E-01	1,51E+00	2,49E-01
Human health	3,51E+00	3,54E+00	3,80E+00	3,84E+00	4,99E+01	1,09E+01
Ecosystem quality	1,34E+00	1,36E+00	1,51E+00	1,52E+00	2,68E+01	2,34E+01
Resources	3,54E-02	3,64E-02	3,56E-02	3,66E-02	2,84E-01	3,93E-02

min graph

Cimate change (IPCC 100 ans)	7,52E-01	8,74E-01	7,55E-01	8,78E-01	1,33E+00	2,18E-01
Climate change (500 ans)	6,80E-01	7,14E-01	6,84E-01	7,18E-01	1,40E+00	1,70E-01
Human health	2,75E+00	2,77E+00	2,98E+00	3,01E+00	1,56E+01	4,77E+00
Ecosystem quality	7,59E-01	7,66E-01	8,52E-01	8,60E-01	1,16E+01	1,17E+01
Resources	1,18E-02	1,21E-02	1,19E-02	1,22E-02	2,27E-01	2,12E-02

Graphique - Contribution des étapes amont et utilisation

	Production			Utilisation de la chaudi total		
Cimate change (IPCC 100 ans)		1,06E-02	7,25E-02			8,31E-02
Climate change (500 ans)		6,23E-03	6,89E-02			7,52E-02
Human health		5,62E-09	3,37E-09			8,99E-09
Ecosystem quality		1,74E-03	5,70E-04			2,31E-03

Resources	1,20E+00	1,69E-01	1,37E+00
Cimate change (IPCC 100 ans)	12,70%	87,30%	
Climate change (500 ans)	8,29%	91,71%	
Human health	62,56%	37,44%	
Ecosystem quality	75,34%	24,66%	
Resources	87,64%	12,36%	

Analyse comparative des filières énergétiques - Déplacement d'un autobus

	Alternative	Alternative	Alternative	Alternative 4	Diesel
Climate change (100 ans)	91,42204	104,2469	91,82638	104,6557	107,5565
Climate change	kg CO2 eq	89,45754	93,00854	89,85061	93,405977
Human health	DALY	4,34E+01	4,34E+01	4,41E+01	4,42E+01
Ecosystem quality	PDF*m2*yi	344,1307	344,3325	346,7965	347,028
Resources	MJ primary	15,58072	15,92853	15,64565	15,994186

Incertitudes max	shale 1	shale 2	shale 3	shale 4	pétrole	min	shale 1	shale 2	shale 3	shale 4	pétrole
	94,27527	107,5003	94,69222	107,9219	168,6314	88,80659	101,2645	89,19935	101,6616	71,34404	
Climate change	9,10E+01	9,46E+01	9,14E+01	9,50E+01	1,61E+02	8,85E+01	9,20E+01	8,88E+01	9,24E+01	7,31E+01	
Human health	7,14E+01	7,16E+01	7,26E+01	7,28E+01	2,50E+02	2,70E+01	2,70E+01	2,74E+01	2,75E+01	5,92E+01	
Ecosystem quality	3,90E+02	3,91E+02	3,93E+02	3,94E+02	7,04E+02	3,10E+02	3,10E+02	3,13E+02	3,13E+02	2,58E+02	
Resources	1,60E+01	1,64E+01	1,61E+01	1,64E+01	2,45E+01	1,53E+01	1,56E+01	1,54E+01	1,57E+01	1,14E+01	

max graph

Cimate change (IPCC 100 ans)	2,853224	3,253478	2,865843	3,266238	6,11E+01
Climate change (500 ans)	1,499288	1,558802	1,505876	1,565463	5,45E+01
Human health	28,06539	28,11145	28,53027	28,58151	1,25E+02
Ecosystem quality	46,21419	46,24129	46,5722	46,60328	2,74E+02
Resources	0,440964	0,450807	0,442801	0,452666	7,84E+00

min graph

2,62E+00	2,98E+00	2,63E+00	2,99E+00	36,2125
1,00E+00	1,04E+00	1,00E+00	1,04E+00	33,57058
1,64E+01	1,64E+01	1,67E+01	1,67E+01	66,58579
3,38E+01	3,39E+01	3,41E+01	3,41E+01	172,6896
2,94E-01	3,01E-01	2,95E-01	3,02E-01	5,26108

Graphique - Contribution des étapes amont et utilisation

	Amont	Déplacement d'un autobus sur 1 k Total	
Cimate change (IPCC 100 ans)	1,13E-01	8,01E-01	9,14E-01
Climate change (500 ans)	6,67E-02	8,28E-01	8,95E-01
Human health	6,02E-08	3,74E-07	4,34E-07
Ecosystem quality	1,86E-02	3,26E-01	3,44E-01

Resources	1,28E+01	2,73E+00	1,56E+01
-----------	----------	----------	----------

	Production du gaz de schiste (amont)	Déplacement d'un autobus sur 1 km
Cimate change (IPCC 100 ans)	12,35%	87,65%
Climate change (500 ans)	7,45%	92,55%
Human health	13,88%	86,12%
Ecosystem quality	5,41%	94,59%
Resources	82,47%	17,53%

Bilan Carbone

Résultats incluant uniquement les émissions de scopes 1 et 2

Par site

	IPCC 100a	IPCC 100a	IPCC 100a
	avec oxy	sans oxy	sans oxy
	2007	2007	1996
Alt 1	2,00E+08	1,86E+08	1,66E+08
Alt 2	4,81E+08	4,39E+08	3,78E+08
Alt 3	1,71E+08	1,59E+08	1,42E+08
Alt 4	4,05E+08	3,70E+08	3,20E+08

Différence d'exclure l'oxydation du CH4 et CO en CO2 (2007):

Alt 1	Alt 2	Alt 3	Alt 4
93,03%	91,31%	93,20%	91,40%

Pour la province du Québec

	IPCC 100a	IPCC 100a	IPCC 100a
	avec oxy	sans oxy	sans oxy
	2007	2007	1996
Alt 1	3,32E+10	3,08E+10	2,75E+10
Alt 2	7,98E+10	7,28E+10	6,28E+10
Alt 3	2,56E+11	2,39E+11	2,14E+11
Alt 4	6,07E+11	5,55E+11	4,80E+11

total QC 82500000 ton CO2 par année

Contribution au bilan de GES

du Qc (basée sur les valeurs de 1996, sans oxydation en CO2)

Alt 1	Alt 2	Alt 3	Alt 4
1,33%	3,04%	10,36%	23,25%

Analyse de contribution- Par site

PRP CH4= 27.75 avec oxydation en CO2
Année de référence 2007

	Alt 1	Alt 2	Alt 3	Alt 4
2.0 Travaux préliminaires	295306,4	295306,4	295306,4	295306,4
3.0 Exploration	18342307	37934595	16715385	33053830
4.0 Projet pilote/Developpement	1,61E+08	3,85E+08	1,37E+08	3,24E+08
5.0 Production	19460418	56768418	16228476	47340447
6.0 Transmission	0	0	0	0
7.0 Fermeture	775274,3	775274,3	775274,3	775274,3
Total	2E+08	4,81E+08	1,71E+08	4,05E+08

PRP CH4= 25 sans oxydation en CO2
Année de référence 2007

Par MJ

	IPCC 100a	IPCC 100a	IPCC 100a
	avec oxy	sans oxy	sans oxy
	2007	2007	1996
Alt 1	7,91E-03	7,35E-03	6,56E-03
Alt 2	1,92E-02	1,76E-02	1,51E-02
Alt 3	8,10E-03	7,55E-03	6,76E-03
Alt 4	1,94E-02	1,78E-02	1,53E-02

Différence d'exclure l'oxydation du CH4 et CO en CO2 (2007):

Alt 1	Alt 2	Alt 3	Alt 4
93,03%	91,31%	93,20%	91,40%

Par puits

(représente une approximation, n'est pas présentée dans le rapport;
basé sur 1 puits en projet pilote + 0.25 (2puits exploration/8 puits d'un site)
*conséquences des fracturations de la phase d'exploration)

	IPCC 100a	IPCC 100a	IPCC 100a
	avec oxy	sans oxy	sans oxy
	2007	2007	1996
Alt 1	2,40E+07	2,24E+07	2,00E+07
Alt 2	5,67E+07	5,18E+07	4,48E+07
Alt 3	2,06E+07	1,91E+07	1,73E+07
Alt 4	4,78E+07	4,37E+07	3,79E+07

Analyse de contribution- Par puits

(représente une approximation, n'est pas présentée dans le rapport;
basé sur 1 puits en projet pilote + 0.25 (2puits exploration/8 puits d'un site)
*conséquences des fracturations de la phase d'exploration)

PRP CH4= 27.7 avec oxydation en CO2
Année de référence 2007

	Alt 1	Alt 2	Alt 3	Alt 4
2.0 Travaux préliminaires	295306,39	295306,4	295306,4	295306,4
3.0 Exploration	629703,55	629703,6	629703,6	629703,6
4.0 Projet pilote/Developpement	20563230	48552213	17545503	40886139
5.0 Production	2432552,3	7096052	2028560	5917556
6.0 Transmission	0	0	0	0
7.0 Fermeture	96909,284	96909,28	96909,28	96909,28
Total	24017702	56670184	20595982	47825614

	Alt 1	Alt 2	Alt 3	Alt 4
2.0 Travaux préliminaires	293606,9	293606,9	293606,9	293606,9
3.0 Exploration	17316795	34967505	15851100	30570420
4.0 Projet pilote/Developpement	1,50E+08	3,52E+08	1,28E+08	2,96E+08
5.0 Production	17610223	51219993	14685557	42713492
6.0 Transmission	0	0	0	0
7.0 Fermeture	771067,8	771067,8	771067,8	771067,8
Total	1,86E+08	4,39E+08	1,59E+08	3,7E+08

PRP CH4= 21 sans oxydation en CO2
Année de référence 1996

	Alt 1	Alt 2	Alt 3	Alt 4
2.0 Travaux préliminaires	2,95E+05	295205,9	295205,9	295205,9
3.0 Exploration	15956173	30782770	14724990	27089218
4.0 Projet pilote/Developpement	1,34E+08	3,03E+08	1,14E+08	2,56E+08
5.0 Production	14921213	43151710	12443132	35985172
6.0 Transmission	0	0	0	0
7.0 Fermeture	773368,1	773368,1	773368,1	773368,1
Total	1,66E+08	3,78E+08	1,43E+08	3,20E+08

PRP CH4= 25 sans oxydation en CO2
Année de référence 2007

	Alt 1	Alt 2	Alt 3	Alt 4
2.0 Travaux préliminaires	293606,85	293606,9	293606,9	293606,9
3.0 Exploration	628979,2	628979,2	628979,2	628979,2
4.0 Projet pilote/Developpement	19144989	44360289	16358019	37385619
5.0 Production	2201277,9	6402499	1835695	5339187
6.0 Transmission	0	0	0	0
7.0 Fermeture	96383,478	96383,48	96383,48	96383,48
Total	22365236	51781758	19212683	43743775

PRP CH4= 21 sans oxydation en CO2
Année de référence 1996

	Alt 1	Alt 2	Alt 3	Alt 4
2.0 Travaux préliminaires	295205,86	295205,9	295205,9	295205,9
3.0 Exploration	2517198,3	2517198	2517198	2517198
4.0 Projet pilote/Developpement	17156217	38337069	14704307	32367491
5.0 Production	1865151,6	5393964	1555391	4498147
6.0 Transmission	0	0	0	0
7.0 Fermeture	96671,007	96671,01	96671,01	96671,01
Total	21930444	46640108	19168774	39774713

Synthèse des émissions de GES par site (plate-forme) en kg CO2é pour les quatre scénarios de développement de la filière de production de gaz de shale

Pour un PRP* de 27.75, AVEC l'oxydation du CH4 et CO en CO2

2.0 Travaux: 3.0 Explora 4.0 Projet | 5.0 Produc 6.0 Transm 7.0 Fermeture

Alt 1	295306,4	18342307	1,61E+08	19460418	0	775274,3
Alt 2	295306,4	37934595	3,85E+08	56768418	0	775274,3
Alt 3	295306,4	16715385	1,37E+08	16228476	0	775274,3
Alt 4	295306,4	33053830	3,24E+08	47340447	0	775274,3

Resultats en kg CO2 eq

Pour un PRP* de 25, SANS l'oxydation du CH4 et CO en CO2

2.0 Travaux: 3.0 Explora 4.0 Projet | 5.0 Produc 6.0 Transm 7.0 Fermeture

Alt 1	293606,9	17316795	1,50E+08	17610223	0	771067,8
Alt 2	293606,9	34967505	3,52E+08	51219993	0	771067,8

Synthèse des émissions de GES par puits en kg CO2é pour les quatre scénarios de développement de la filière de production de gaz

(1 puits en exploitation, fracturé 12 fois et inclut 25% de la valeur des processus liés à la fracturation (forage du puits exclus) d'un puits d'exploration, fracturé 3 fois)

Pour un PRP* de 27.75, AVEC l'oxydation du CH4 et CO en CO2

2.0 Travaux : 3.0 Exploratic 4.0 Projet pi 5.0 Produc 6.0 Transm 7.0 Fermeture

Alt 1	295306,39	629703,55	20563230	2432552	0	96909,28
Alt 2	295306,39	629703,55	48552213	7096052	0	96909,28
Alt 3	295306,39	629703,55	17545503	2028560	0	96909,28
Alt 4	295306,39	629703,55	40886139	5917556	0	96909,28

Resultats en kg CO2 eq

Pour un PRP* de 25, SANS l'oxydation du CH4 et CO en CO2

2.0 Travaux : 3.0 Exploratic 4.0 Projet pi 5.0 Produc 6.0 Transm 7.0 Fermeture

Alt 1	293606,85	628979,2	19144989	2201278	0	96383,48
Alt 2	293606,85	628979,2	44360289	6402499	0	96383,48

Alt 3	293606,9	15851100	1,28E+08	14685557	0	771067,8
Alt 4	293606,9	30570420	2,96E+08	42713492	0	771067,8

Resultats en kg CO2 eq

Pour PRP* de 21**, SANS l'oxydation du CH4 et CO en CO2

2.0 Travaux: 3.0 Explora 4.0 Projet | 5.0 Produc 6.0 Transm 7.0 Fermeture

Alt 1	2,95E+05	15956173	1,34E+08	14921213	0	773368,1
Alt 2	295205,9	30782770	3,03E+08	43151710	0	773368,1
Alt 3	295205,9	14724990	1,14E+08	12443132	0	773368,1
Alt 4	295205,9	27089218	2,56E+08	35985172	0	773368,1

Resultats en kg CO2 eq

*PRP = potentiel de réchauffement planétaire

**un PRP de 21 est utilisé aux fins de comparer les émissions de GES avec le bilan québécois le plus récent de 2010 qui utilisait un PRP de 21

Alt 3	293606,85	628979,2	16358019	1835695	0	96383,48
Alt 4	293606,85	628979,2	37385619	5339187	0	96383,48

Resultats en kg CO2 eq

Pour PRP* de 21**, SANS l'oxydation du CH4 et CO en CO2

2.0 Travaux 3.0 Exploratic 4.0 Projet pi 5.0 Produc 6.0 Transm 7.0 Fermeture

Alt 1	295205,86	2517198,3	17156217	1865152	0	96671,01
Alt 2	295205,86	2517198,3	38337069	5393964	0	96671,01
Alt 3	295205,86	2517198,3	14704307	1555391	0	96671,01
Alt 4	295205,86	2517198,3	32367491	4498147	0	96671,01

Resultats en kg CO2 eq

*PRP = potentiel de réchauffement planétaire

**un PRP de 21 est utilisé aux fins de comparer les émissions de GES avec le bilan québécois le plus récent de 2010 qui utilisait un PRP de 21

**Annexe F :
Revue critique**

Rapport

Ministère du Développement
durable, de l'Environnement,
de la Faune et des Parcs

Revue critique de l'analyse
du cycle de vie du gaz de
schiste au Québec

TROUVER
l'équilibre
GAGNER en
performance





Raymond Chabot Grant Thornton

Le 11 juillet 2013

Monsieur Charles Lamontagne
Directeur par intérim du Bureau de coordination sur les évaluations stratégiques
Bureau de coordination sur les évaluations stratégiques
Ministère du Développement durable, de l'Environnement,
de la Faune et des Parcs
675, boul. René-Lévesque Est, 8^e étage, boîte 03
Québec (Québec) G1R 5V7

Raymond Chabot Grant Thornton & Cie
Société en nom collectif

Bureau 1900
Tour de la Banque Nationale
600, rue De La Gauchetière Ouest
Montréal (Québec) H3B 4L8

Téléphone : 514 878-2691
Télécopieur : 514 878-2127
www.rcgt.com

Objet : Premier rapport de revue critique de l'analyse du cycle de vie du gaz de schiste au Québec

Monsieur Lamontagne,

Le comité de revue critique que je préside a complété la revue de l'étude d'analyse de cycle de vie (ACV) et du bilan carbone prospectifs que le CIRAIG a réalisée pour le compte du Ministère du Développement durable, de l'Environnement, de la Faune et des Parcs (MDDEFP). La revue critique d'une étude ACV est un exercice ayant pour objectif d'assurer que l'étude et son rapport répondent aux exigences de la norme ISO 14044. Notre travail ne consiste pas à approuver ou non la divulgation de l'étude à un public externe. Cette décision revient aux mandataires de l'étude.

À la suite de plusieurs lectures du rapport de l'étude ACV dans sa version du mois de juin 2013 et à des réunions entre les membres du comité de revue critique, ces derniers sont unanimes sur les modifications et corrections à apporter à cette étude afin de la rendre conforme à la norme ISO 14044. Vous trouverez dans ce rapport des commentaires généraux de même que des commentaires plus spécifiques que le comité de revue critique adresse aux auteurs de l'étude. Les commentaires sont codifiés selon que des corrections sont requises, recommandées ou suggérées et que ces corrections ont une incidence directe, indirecte ou aucune incidence sur la conformité de l'étude à la norme ISO 14044. Finalement, ce rapport se termine par une analyse de la conformité de l'étude et de son rapport à la norme ISO 14044 (Annexe 1).

De manière générale, le comité salue le travail d'importance qu'ont réalisé les auteurs de l'étude. Le comité reconnaît la difficulté de réaliser une telle étude dans un contexte prospectif et où l'accès à des données représentatives au contexte de l'étude peut être complexe. Toutefois, des éléments d'importance ont été relevés dans cette étude en lien avec les sources de données, la modélisation des systèmes et les conclusions qui sont tirées des résultats. Selon le comité, ces éléments sont susceptibles d'entraîner une mauvaise interprétation des résultats de l'étude, voire une mauvaise utilisation des conclusions de l'étude.

Tout d'abord, le comité considère que les résultats de l'étude présentent un risque quant à leur acceptation par le public en raison de certaines sources de données employées et dont la fiabilité a été questionnée ou encore qui ont été mises à jour depuis leurs publications. Également, d'un point de vue externe, l'abondance des données provenant directement du MDDEFP ou du Comité de l'évaluation stratégique sur les gaz de schiste peut influencer la perception de la robustesse des résultats de l'étude.

De plus, le comité est d'avis que l'analyse comparative des différentes filières énergétiques aurait dû être réalisée à l'aide d'une analyse conséquentielle telle que mentionnée dans la conclusion de l'étude par ses auteurs. L'absence d'une telle perspective limite l'interprétation des résultats à un cadre théorique et ne permet pas de représenter la situation réelle du marché énergétique. L'utilisation de l'ACV standard comme employée dans cette étude permet d'établir le profil environnemental de l'exploitation du gaz de schiste et ainsi répondre au premier objectif de l'étude. Toutefois, en raison du caractère dynamique et multisource de la distribution de l'énergie, cette approche ne permet pas de comparer adéquatement différentes filières énergétiques, comparaison qui est le deuxième objectif visé par cette étude. À titre d'exemple, l'utilisation accrue de gaz, de source traditionnelle ou autre, pourrait modifier le volume d'hydroélectricité consommé au Québec, et pourrait alors être revendu comme surplus dans d'autres juridictions ou pour d'autres usages en remplacement d'une électricité à plus forte teneur en carbone. Cette dynamique entre les différents marchés énergétiques pourrait avoir une incidence notamment sur les émissions de gaz à effet de serre qui doivent être considérées alors au-delà du simple contexte québécois.

Finalement, compte tenu des éléments mentionnés ci-dessus, le comité est d'avis que les résultats présentés dans l'étude sont trop précis par rapport aux marges d'incertitudes de l'étude et que les interprétations qui en sont tirées sont trop fortes. Les auteurs de l'étude devraient nuancer l'interprétation des résultats et revoir les conclusions qu'ils tirent de l'étude.

Compte tenu de ces points et des autres présentés dans notre rapport, le comité de revue critique juge que l'étude dans sa première version ne répond pas aux exigences de la norme ISO 14044. Néanmoins, le comité est confiant qu'il est possible de répondre de manière satisfaisante à ces commentaires, ce qui rendrait l'étude conforme à cette norme.

Veuillez agréer, Monsieur Lamontagne, nos salutations les plus distinguées.

Raymond Chabot Grant Thornton & cie

Société en nom collectif
Conseillers en administration

Johanne Gélinas



Président du comité de revue critique
Directeur- Développement durable et
gestion des GES

Gontran Bage, ing., Ph.D.

Table des matières

1.	Décision du comité de revue critique.....	1
1.1	Résumé de la décision du comité.....	1
1.2	Composition du comité de revue critique.....	1
2.	Codification des commentaires	2
3.	Commentaires généraux	3
4.	Commentaires spécifiques.....	7
	ANNEXE 1 ÉVALUATION DE LA CONFORMITE A LA NORME ISO 14044	12

Rapport de revue critique

TROUVER
l'équilibre
GAGNER en
performance

1. Décision du comité de revue critique

1.1 Résumé de la décision du comité

TITRE DE L'ÉTUDE RÉVISÉE	Analyse du cycle de vie et du bilan des gaz à effet de serre prospectifs du gaz de schiste au Québec
DATE DU RAPPORT	Juin 2013
AUTEUR DE L'ÉTUDE	CIRAIG
COMMANDITAIRE	Ministère du Développement durable, de l'Environnement, de la Faune et des Parcs
DATE DE LA REVUE CRITIQUE	Juillet 2013
DÉCISION DU COMITÉ DE REVUE CRITIQUE	<input type="checkbox"/> Étude est conforme aux exigences de la norme ISO 14044 <input type="checkbox"/> Étude requiert des <u>corrections mineures</u> conformément aux exigences de la norme ISO 14044 <input checked="" type="checkbox"/> Étude requiert des <u>corrections majeures</u> conformément aux exigences de la norme ISO 14044

1.2 Composition du comité de revue critique

PRÉSIDENT DU COMITÉ DE REVUE CRITIQUE	Gontran Bage, ing., Ph.D. Directeur en développement durable et gestion des gaz à effet de serre, Raymond Chabot Grant Thornton
RÉVISEURS	Kussaï Samak, Ph.D. Expert en énergie, professeur adjoint, Université de Montréal Jean-Marc Carpentier, B. Sc. Analyste en énergie Victor Poudalet, ing.jr, M.Sc.A. Conseiller en développement durable et gestion des gaz à effet de serre, Raymond Chabot Grant Thornton

Conformément à la section 6.3 de la norme ISO 14044, une étude doit faire l'objet d'une revue critique par un comité des parties prenantes si les résultats de l'étude peuvent être utilisés en support à une affirmation comparative destinée à être divulguée au public. Dans ce contexte, le travail des réviseurs est de s'assurer que l'étude est transparente et cohérente, que les données utilisées sont appropriées et en relation avec les objectifs de l'étude, que l'interprétation des résultats est en accord avec ces objectifs, que l'interprétation des résultats reflète les limites de l'étude telles qu'identifiées par ses auteurs, et que les méthodes employées par les auteurs de l'étude sont scientifiquement valables, adéquates par rapport aux objectifs de l'étude et en accord avec la norme ISO 14044. Il est important de rappeler qu'une décision du comité quant au respect par l'étude des exigences de la norme ISO 14044 ne signifie pas que le comité endosse la divulgation des résultats. Une telle divulgation reste sous la décision et la responsabilité des propriétaires de l'étude.

2. Codification des commentaires

Afin de guider les auteurs de l'étude dans les corrections à apporter à l'étude selon les commentaires des réviseurs, ces commentaires ont été codifiés selon la légende suivante :

- une correction, une modification, une adaptation ou une justification est obligatoire. Cet aspect de l'étude a une incidence sur la conformité de l'étude à la norme ISO 14044 et sur les résultats de l'étude;
- une correction, une modification, une adaptation ou une justification est recommandée. Cet aspect peut avoir une incidence indirecte sur la conformité de l'étude à la norme ISO 14044 et pourrait influencer les résultats de l'étude;
- une correction, une modification, une adaptation ou une justification est suggérée, mais non obligatoire. Cet aspect n'a pas ou peu d'incidence sur la conformité de l'étude à la norme ISO 14044 et ne devrait pas influencer les résultats de l'étude.

3. Commentaires généraux

3.1 Un des mandats de l'étude, en page v., est de réaliser une *analyse comparative du gaz de schiste avec d'autres filières énergétiques dans une utilisation spécifique* [...]. Cette analyse entraîne donc la comparaison de filières énergétiques qui seraient mutuellement exclusives pour répondre à un besoin énergétique spécifique. Chaque filière (ou système énergétique) est présentée ici de façon indépendante (gaz de schiste, gaz naturel, pétrole, électricité), comme autant de choix autonomes complets pour répondre à un besoin énergétique spécifique (chaleur ou transport).

Les frontières des systèmes comparés incluent les étapes d'exploration, de production, de distribution et d'utilisation des filières énergétiques. Si une telle analyse peut se révéler fort intéressante sur le plan théorique, il faut certainement résister à la tentation d'en tirer des conclusions concrètes trop rapidement.

Ainsi, on suppose que pour répondre à un besoin énergétique particulier, on mettra en place une source de production d'énergie impliquant certaines opérations, de l'exploration jusqu'à l'utilisation de ladite énergie. Mais cela ne reflète pas la réalité du portrait énergétique québécois et canadien. En effet, il n'est plus possible, dans le marché énergétique d'aujourd'hui, de s'en tenir à des « verticales » autonomes allant d'une seule source de production à un seul usage.

En fait, les filières énergétiques sont habituellement séparées en deux segments bien définis : le segment « production », situé en amont du marché et le segment « utilisation », situé en aval de celui-ci. Le marché, surtout pour les hydrocarbures, agit en quelque sorte comme une boîte noire qui empêche de plus en plus d'établir une adéquation formelle entre l'énergie utilisée et sa source de production. Puisque toutes les molécules d'hydrocarbures sont parfaitement identiques tout en étant de sources variées, la notion de « traçabilité » n'existe pas dans le monde énergétique de plus en plus intégré qui est le nôtre.





Par exemple, le gaz de schiste qui ne serait pas produit au Québec ne serait pas nécessairement remplacé par du gaz naturel conventionnel provenant de l'Alberta (ou inversement). Au contraire, Gaz Métro cherche de plus en plus à se donner des options complémentaires au gaz de l'Ouest canadien acheminé par TransCanada Pipeline Limited (TCPL). Selon son dernier *Plan d'approvisionnement gazier Horizon 2013-2015* (autorisé par la Régie de l'énergie), Gaz Métro concentre la majorité de ses achats au point gazier de Dawn, dans le sud de l'Ontario. Ce carrefour est aussi connecté à plusieurs bassins de gaz de schiste du nord-est américain. C'est ainsi que Gaz Métro importe déjà du gaz de schiste pour le distribuer dans son réseau au Québec. Il faut également tenir compte du déclin des sources d'approvisionnement gazier de l'Ouest canadien qui est une tendance qui s'accroîtra fort probablement à cause des besoins grandissants de chaleur pour le secteur des productions de pétrole à partir des sables bitumineux, qui génère une augmentation des prix d'approvisionnement. Une comparaison devrait plutôt être faite entre le gaz de schiste produit au Québec et celui produit aux États-Unis où ce type de gaz compte déjà pour près de 40 % de la production totale de gaz naturel.

De la même façon, il n'est pas réaliste de présenter une comparaison entre le gaz de schiste et l'hydroélectricité produite au Québec. En effet, le système de production d'électricité du Québec est excédentaire par rapport aux besoins des consommateurs québécois. C'est ainsi qu'une consommation accrue de gaz naturel (incluant les gaz de schiste) pourrait tout simplement

réduire la consommation locale d'électricité. Cette hydroélectricité propre pourrait alors être exportée vers les marchés périphériques où elle déplacerait de l'électricité d'origine thermique qui est produite par des centrales qui brûlent probablement du charbon ou du gaz de schiste avec un rendement d'environ 35 %. Vue sous cet angle, l'utilisation de plus de gaz naturel au Québec améliore nécessairement le bilan de GES régional.


Cet élément est fondamental puisqu'il peut facilement infirmer les principales conclusions de l'étude. On dit en effet, en 5.1.1 que : « Si la production de gaz de schiste était introduite au Québec, les émissions de GES de cette filière représenteraient des augmentations du bilan GES annuel canadien de 0,2, 0,5, 1,5 et 3,5 % respectivement, pour les quatre alternatives de production et d'émissions évaluées, sur une base de tonnes CO₂ per capita ». Plus loin : « Ces mêmes quatre alternatives d'émissions résulteraient en une augmentation respective de 0,4 %, 0,9 %, 2,9 % et 6,9 % du bilan GES annuel québécois sur une base de tonnes CO₂ per capita ».


Le comité de revue critique est en accord avec le dernier paragraphe du sommaire voulant qu'une analyse du cycle de vie conséquente serait essentielle. En effet, le comité considère qu'une étude conséquente aurait été plus appropriée pour comparer adéquatement les impacts environnementaux de l'exploitation du gaz de schiste avec d'autres filières énergétiques, dans le contexte énergétique global du Québec. Selon les membres du comité, l'étude présentée dans le rapport du CIRAIG n'est pas en mesure de répondre à l'objectif 2) de l'ACV (section 2.1, page 8) dans la mesure où il n'y aurait pas d'intégration du volet conséquente dans l'étude.


- 3.2 Tel que mentionné à la section 3.5 de l'étude, elle comporte plusieurs limites. Le comité de revue critique est d'avis que ces limites devraient être mises dans une note au lecteur au début de l'étude afin de le mettre en garde et afin d'éviter que les interprétations qui sont faites des résultats ne soient dissociées de ces limites. Autant le rapport que le sommaire présentent des interprétations assez tranchées (ex. : « *Le gaz de schiste est équivalent au gaz naturel conventionnel.* », page vii, ou « *l'électricité est préférable à l'utilisation du gaz de schiste* »). Ces interprétations ne peuvent être prises en dehors du contexte et des limites de l'étude. Il est donc nécessaire selon le comité de revue critique, pour la crédibilité de l'étude, que les lecteurs sachent, dès le début du rapport, les limites de cette étude et leurs influences sur les conclusions qui sont tirées de l'étude. 
- 3.3 Considérant les limites de l'étude comparative énoncées ci-dessus, le comité de revue critique considère les conclusions de l'analyse comparative trop tranchées, tant dans le sommaire qu'au fil du rapport. Les auteurs devraient les nuancer afin d'éviter tout risque de biais d'interprétation. 
- 3.4 Les auteurs mentionnent en page 14 que « certains processus ont été exclus à cause d'un manque de données ou d'une impossibilité de modéliser un cas générique représentatif. Il n'est par ailleurs pas possible de connaître l'effet de l'exclusion de ces éléments sur les résultats ». Le comité de revue critique estime que des affirmations de cette nature dans le rapport, bien que justifiées d'un point de vue méthodologique, ouvrent la porte à une remise en question de l'ensemble des résultats puisqu'aucune analyse de sensibilité n'est faite sur l'exclusion de ces processus afin de démontrer que ce choix n'entraîne pas de conséquence significative sur les résultats. 
- 3.5 Plusieurs affirmations dans la modélisation du système du gaz de schiste ne sont pas supportées par la littérature scientifique et touchent, dans certains cas, à des enjeux sensibles du dossier du gaz de schiste au Québec. L'absence de références crédibles pour ces affirmations affecte la qualité et la crédibilité de l'ensemble de l'étude. Les éléments ci-dessous, sans être limitatifs, 


devraient être accompagnés de références :


- 5 % des puits en exploration ne seront jamais exploités (page 12).
- Pureté du gaz de schiste permettant d'exclure les processus de séparation eau liquide de l'analyse des contributions aux impacts (tableau D-3).
- Le liquide de fracturation modélisé est uniquement constitué de composés organiques (page 57).

3.6 Les auteurs font référence aux publications de Howarth et coll. (2011, 2012) à plusieurs reprises au sein du rapport, ainsi que celle de O'Sullivan et Paltsev (2012). Cependant, cette dernière critique ouvertement la première et mentionne qu'elle a été remise en cause par plusieurs autres auteurs (DOE 2011, Cathles et al 2012). Le comité de revue critique considère que l'utilisation de l'étude de Howarth et coll. (2012) risque d'entraîner une remise en question de la crédibilité de l'étude et de ses résultats. Le comité suggère aux auteurs et aux mandataires d'évaluer l'influence de ces données sur les résultats afin de décider de leur prise en compte ou non au sein des hypothèses de l'étude. 

3.7 Le comité de revue critique se questionne quant à la probabilité d'occurrence des différentes voies de contamination des aquifères souterrains énoncées dans la section 1.2.2. Une revue de littérature non exhaustive a été réalisée pour définir les hypothèses relatives aux enjeux environnementaux sur les émissions fugitives (1.2.1). Il aurait été attendu des auteurs un exercice similaire pour définir les hypothèses relatives aux enjeux environnementaux reliés à la contamination des aquifères souterrains, tenant compte des pluralités d'usages existants ainsi qu'aux particularités géologiques des gisements exploitables (1.2.2). Cette revue de littérature est d'autant plus pertinente pour supporter ces hypothèses que c'est un enjeu sensible dans le débat sociopolitique portant sur les gaz de schiste au Québec 

3.8 L'étude se termine par une série de limites, notamment en lien avec la qualité des données d'inventaire. Ces limites sont justes et représentatives des hypothèses faites et de la collecte de données réalisée. Le comité de revue critique considère toutefois que ces limites pourraient être utilisées contre les résultats de l'étude et ses conclusions. Le fait que le liquide de forage ait été modélisé à partir de données substitutives, que les données sont prospectives et donc incertaines, que certains processus sont exclus, sont autant de limites qui pourraient être utilisées pour réduire la portée des résultats et conclusions de cette étude. Le comité de revue critique considère qu'il est pertinent de mentionner ces limites et que de ne pas l'avoir fait aurait été une erreur. Il souhaite toutefois attirer l'attention des auteurs de l'étude et de son mandataire sur les conséquences possibles de ces limites. 









3.9 Afin de permettre une comparaison adéquate des émissions de GES entre les différentes études de la littérature et cette étude, les auteurs devraient éviter d'accroître le potentiel de réchauffement global (PRG) du méthane en y ajoutant le taux de dégradation du CH₄ en CO₂. À la connaissance du comité de revue critique, les études de la littérature considérées dans la présente étude ne font pas cette correction. 













3.10 Seulement environ 3,6 % de l'énergie consommée au Québec dans le secteur commercial et institutionnel provient du mazout léger. Toutefois, dans le secteur industriel, cette proportion monte à plus de 4,8 % et qu'elle est de 4,1 % pour le mazout lourd (le mazout lourd est pratiquement inexistant dans le secteur commercial et institutionnel). Le cadre de l'étude ne devrait-il pas plutôt être pour fournir de la chaleur dans le secteur industriel en comparant le gaz 

de schiste au gaz naturel conventionnel, au mazout léger et au mazout lourd?

- 3.11 La présentation des résultats lors de l'analyse de contribution (section 3.1.1) est effectuée à l'aide de valeurs relatives à l'étape de cycle de vie dont elles font partie. Cependant, la succession de valeurs et de figures (3-2 à 3-6) risque d'entraîner une confusion chez le lecteur. Les valeurs relatives devraient être mises en perspective par rapport à la valeur totale de la catégorie d'impact, afin que le lecteur puisse se rendre compte plus facilement de l'ordre de grandeur de chaque contribution. L'emploi de valeur absolue à certains moments peut permettre d'éviter certaines confusions. Une présentation des résultats en valeurs absolues, sous forme de tableaux au début de la section 3.1, permettrait d'éclaircir également la lecture des résultats.
- 3.12 Dans l'annexe C-2, la source de données de chaque paramètre est donnée. La majorité des données proviennent de *Communications avec le MDDEFP*. Bien que le comité de revue critique comprenne le caractère confidentiel de certaines de ces données, il tient à souligner que ce type d'affirmation peut entraîner une remise en question de la qualité des données d'inventaire et des paramètres. Certaines précisions sur leur collecte ou leur définition pourraient être données (nombre d'entreprises contactées, représentativité, etc.), telles que le fait van Durme et coll. dans la définition du projet type. Pour la caractérisation des liquides de forage (tableau C-3), l'information a été déposée dans le cadre des travaux de la commission d'enquête et d'audiences publiques du BAPE. Cette information est disponible dans la section « documents déposés » de la Commission sur le site du BAPE. Cette information ne couvre certainement pas toutes les données nécessaires à l'étude, mais le comité est d'avis que la mention de cette référence viendrait diversifier les sources de données utilisées et ajouterait de la crédibilité à l'étude.
- 3.13 Pour les alternatives à grande échelle, il devrait être considéré que les usines de traitement d'eaux usées municipales ne suffiront pas à traiter les eaux de reflux et les boues de forage. Cela impliquera donc la construction de nouveaux équipements dédiés à cette industrie. Le cycle de vie de ces équipements devrait être pris en compte dans l'évaluation des alternatives à grandes échelles, imputées selon la durée de vie de tels équipements.

4. Commentaires spécifiques

- 4.1 Page vi Indiquer quelle alternative de production et d'émission est concernée par les résultats présentés en bas de la page vi pour éviter une confusion. 
- 4.2 Page vii La formulation de l'interprétation des résultats de l'analyse comparative pour des utilisations spécifiques, dans le sommaire de l'étude, peut porter à confusion si les premières phrases des deux sous-points sont sorties de leur contexte (« Le gaz de schiste est équivalent au gaz naturel conventionnel. » et « Le gaz de schiste tend à être favorisé par rapport au mazout »). Il est recommandé de reformuler ces phrases afin de nuancer leur énoncé, en indiquant la catégorie d'impact concernée par l'affirmation, au sein de la même phrase. Ce commentaire est valable pour la page 42 également. 
- 4.3 Page viii Ventiler les quatre types d'émissions considérées par le bilan GES en précisant celles qui sont de type 1 (émissions directes) et de type 2 (émissions indirectes) pour en faciliter la compréhension. 
- 4.4 Page ix Reformuler ou supprimer la première phrase du second paragraphe de la section « Conclusions et recommandations » afin d'éviter toute perception possible de biais d'interprétation en raison de la formulation « ...tirer une conclusion à l'avantage du gaz de schiste... ». 
- 4.5 Page ix Dire que « le gaz de schiste augmenterait le bilan total annuel de GES canadien per capita de 0,2 à 3,5 % » met clairement en question l'utilité pratique de cette conclusion. Avec un ratio de plus de 17 entre la valeur maximale et la valeur minimale de cet écart, le comité recommande aux auteurs de mentionner que l'évaluation d'une telle augmentation n'est pas possible à l'intérieur d'une marge d'erreur permettant un niveau sensé de certitude. 
- 4.6 Page 2 Une mise à jour de la source US EPA (2010a) est parue en avril 2013. Le titre du document est "Overview of Updates to the Natural Gas Sector Emissions Calculations for the Inventory of U.S. Greenhouse Gas Emissions and Sinks: 1990-2011". Les auteurs devraient intégrer cette nouvelle source dans leur propre étude ou fournir une explication cohérente pour en justifier son exclusion et l'absence d'influence sur les résultats de l'étude. Cette mise à jour démontre notamment que les émissions fugitives de méthane auraient considérablement diminué en raison de l'utilisation de meilleurs systèmes de contrôle des émissions et des fuites. Une telle mise à jour aurait donc une influence sur les taux de fuites de 1 % à 3 % considérés dans l'étude. De plus, en considérant une telle amélioration, et partant du point que l'étude est prospective, il y aurait lieu de chercher à questionner l'évolution des paramètres dans le temps. 
- 4.7 Page 8 Les flux de référence pour la première analyse visant la production d'un mégajoule de gaz de schiste ne sont pas présentés dans le rapport (section 2.2). 
- 4.8 Page 8 En raison de l'inclusion dans les frontières du profil environnemental prospectif de l'étape de distribution (cf. p 14), la fonction étudiée devrait être « Produire et **distribuer** une quantité d'énergie » et l'unité fonctionnelle devrait être « 1 mégajoule de gaz de schiste, tel qu'il pourrait être **produit et distribué** au Québec dans les années à venir ». Le comité est conscient que cette correction pourrait avoir une influence sur les données utilisées pour 

- l'étude.
- 4.9 Page 12 Citer la source relative à l'hypothèse « 5 % des puits en exploration ne seront jamais exploités » (Étape 3.2) 
- 4.10 Page 15 L'emploi d'une référence tirée d'une émission de télévision devrait être évité. Les auteurs sont invités à approfondir leurs recherches pour employer une référence donnant plus de crédibilité au point qu'ils veulent mettre de l'avant. 
- 4.11 Page 15 Tableau 2-3 « ... le mélange énergétique de 2012 excluant l'énergie nucléaire de la centrale Gentilly a été utilisé.» (correction du verbe) 
- 4.12 Page 16 Les auteurs basent les systèmes de production de chaleur sur une efficacité de 95 %, et ce, autant pour les systèmes fonctionnant au mazout qu'au gaz naturel et au gaz de schiste. Les auteurs devraient préciser, notamment à l'aide de références, l'étendue de l'efficacité de la conversion thermique pour les combustibles utilisés au Québec et justifier la valeur moyenne de conversion qui est retenue pour l'étude. 
- 4.13 Page 16 Les références pour les pouvoirs calorifiques supérieurs devraient être fournies. Les valeurs des PCS devraient être uniformisées avec celles employées par le MDDEFP dans d'autres documents, dont le Règlement sur la déclaration obligatoire de certaines émissions de contaminants dans l'atmosphère. 
- 4.14 Page 19 Il est fait mention que la proportion d'énergie nucléaire en provenance de la centrale Gentilly a été retirée du mélange énergétique québécois. Pourtant, au Tableau 2-6, il reste 0,24 % de production d'énergie de source nucléaire. La référence mentionnée pour le mélange d'approvisionnement québécois ne permet pas de distinguer si le 2,06 % d'énergie d'origine nucléaire est attribuable uniquement à Gentilly. Les auteurs devraient préciser l'approche employée pour conserver 0,24 % d'énergie nucléaire dans le mélange énergétique du Québec ainsi que la référence permettant de quantifier la part de la centrale Gentilly. 
- 4.15 Page 19 Les références pour les sources d'énergie dans le mélange d'approvisionnement albertain et pour l'Amérique du Nord doivent être précisées. 
- 4.16 Page 20 Suite à la soustraction de la part de Gentilly dans le profil énergétique du Québec, les valeurs des autres modes de génération ont été réévaluées (les valeurs sont différentes de la référence) dans le tableau 2-6. Il faudrait le mentionner dans la note en dessous du tableau, en plus de la précision sur l'arrondissement des chiffres. 
- 4.17 Page 22 L'annexe B-2 présentant la comparaison entre les trois méthodes d'évaluation des impacts, Impact 2002+, Impact World+ et ReCiPe n'est pas présente dans le rapport. 
- 4.18 Page 25 Corriger la phrase « $2,38 \times 10^7$ m³/puits (valeur **minimale** recensée dans la littérature... » et en préciser la référence. 
- 4.19 Page 25 Préciser la source dont les hypothèses a), b), c), et d), relatives au traitement des eaux de reflux et liquide de fracturation résiduel, sont extraites. 
- 4.20 Page 26 La contamination possible des nappes phréatiques par le liquide de fracturation et les boues de forage est un enjeu d'importance dans le dossier du gaz de schiste au Québec. L'analyse de sensibilité devrait être non pas sur le scénario de production à petite échelle et faibles émissions, mais sur le scénario de production à grande échelle et émissions 

- élevées. Cette analyse de sensibilité aurait pu également être élaborée en considérant les projections de l'industrie, selon leurs propres scénarios et leurs plans d'affaires.
- 4.21 Page 37 Le point que seul l'indicateur de changements climatiques permet de distinguer les alternatives comparées (p. 31) devrait être rappelé dans les conclusions préliminaires de la section « Globalement, on retient que... »
- 4.22 Page 39 Au premier sous point de la comparaison entre le gaz de schiste et le mazout, il est question dans le texte non pas de mazout, mais plutôt de diesel.
- 4.23 Page 49 Revoir la structure de la première phrase du dernier point : « Tant IMPACT World+ que ReCiPe concluent que le chauffage en chaudière électrique **est** présente moins d'impacts potentiels que le gaz de schiste. »
- 4.24 Page 51 Expliquer à quoi sont dues, dans la modélisation ou les modèles de caractérisation des impacts, les deux différences présentées pour les résultats.
- 4.25 Page 57 Le fait que la méthodologie ne permette pas de prendre en considération les impacts sur la santé humaine et la qualité des écosystèmes, les composants du liquide de fracturation devrait être mis beaucoup plus en évidence. Il est normal de ne pas observer de modification significative (moins de 1 %) dans les résultats si les principales composantes affectées dans l'analyse ne sont pas considérées dans le modèle d'évaluation des impacts. Dans un tel contexte, les auteurs de l'étude n'auraient pas dû réaliser cette analyse de sensibilité (traitement des eaux de reflux et des boues de forage) et mentionner que l'analyse de ce paramètre (efficacité du traitement des eaux de reflux ou le fait que tout le liquide de fracturation qui reste dans le sous-sol entrera en contact avec un aquifère) ne peut être faite en raison de l'incapacité des modèles ACV à considérer ces composantes. Le risque dans la présentation actuelle des résultats est qu'un lecteur ne retienne uniquement l'absence significative de variation dans les résultats sans y ajouter la précaution qui est faite un paragraphe plus loin.
- 4.26 Page 57 Le mot à utiliser dans le deuxième paragraphe doit être plutôt « prudence », et non « précaution ». Il faut éviter l'usage du terme "précaution" à cause de sa caractéristique controversée en lien avec son sens et son utilité, à moins qu'on évoque le terme dans son sens retenu dans la *Loi sur le développement durable du Québec*, sens qui lie tout le monde, sans égard à son bien-fondé.
- 4.27 Page 63 Les auteurs sont invités à revoir le texte du bilan prospectif des gaz à effets de serre afin de corriger l'emploi de la terminologie « Scope » par « Type » et de corriger sa signification. Un bilan GES de Type 3 n'est pas un bilan global des émissions de GES comme il est mentionné en page 63. Un bilan global inclut toutes les émissions des Types 1, 2 et 3. Le Type 3 porte exclusivement sur les émissions hors du contrôle de l'entreprise gazière dans ce cas et n'étant pas associées à la production de chaleur, vapeur ou d'électricité importée par cette dernière. De la même manière, au deuxième point de la première partie de la page 63, les bilans de Type 2 ne sont pas des bilans des émissions directes et des émissions indirectes liés à l'utilisation d'électricité. Finalement, il y a lieu de mentionner que les émissions de Type 2 ne sont pas des émissions indirectes liées à l'utilisation d'électricité, mais des émissions indirectes liées à l'importation d'électricité, de vapeur ou de chaleur. La production et l'utilisation d'une de ces énergies par l'entreprise gazière génèreraient une émission incluse dans le Type 1.

- 4.28 Page 63 Les auteurs sont invités à préciser que le bilan GES est réalisé selon une unité fonctionnelle différente que celle utilisée par l'ACV (nombre de sites vs quantité d'énergie), dans la section 4.1, afin d'éviter toute confusion, ou interprétation erronée, de la part du lecteur. ●
- 4.29 Page 67 Les auteurs sont invités à préciser la pertinence de présenter le potentiel de réchauffement global du méthane biogénique dans le tableau 4-2 s'il n'est pas utilisé dans l'étude. ○
- 4.30 Page 67 Des références sont requises pour les taux de dégradation de CH₄ et de CO en CO₂. ○
- 4.31 Page 67 Le taux de dégradation en CO₂ du méthane, si on se base sur la stœchiométrie de la conversion du méthane vers du dioxyde de carbone, devrait être de 2,75 kg CO₂/kg CH₄ et non 2,25, donnant un PRG₁₀₀ de 27,75 kg CO₂ eq/kg CH₄ (tableau 4-2). Une vérification de l'ensemble des résultats et des conclusions est requise. ○
- 4.32 Page 67 L'emploi de l'expression « Facteur de réchauffement global » et de l'abréviation RG devrait être évité. Le texte devrait être uniformisé pour « Potentiel de réchauffement global » et PRG. ○
- 4.33 Page 69 Corriger la légende des graphiques « émissions fugitives ». ○
- 4.34 Page 69 Corriger le texte pour utiliser adéquatement les références au type de bilan GES (types 1, 2 et 3). ○
- 4.35 Page 72 Le titre de la section 5.1.1 devrait être « Émissions de GES – comparaison avec les émissions canadiennes et québécoises » ○
- 4.36 Page 72 Au dernier paragraphe de la section 5.1.1, il faudrait lire « ... totales de GES sur 25 ans, que le Québec produit 81,8 millions de tonnes de CO₂ par année... ». ○

Annexe

TROUVER
l'équilibre
GAGNER en
performance

Annexe 1

Évaluation de la conformité à la norme ISO 14044

1— EXIGENCES GÉNÉRALES

1.A- Les résultats et conclusions de l'ACV doivent être communiqués de manière complète et précise au public concerné sans parti pris	<input type="checkbox"/> Exigence respectée <input checked="" type="checkbox"/> Exigence partiellement respectée <input type="checkbox"/> Exigence non respectée <input type="checkbox"/> Exigence non applicable	Selon les commentaires énoncés ci-dessus, certaines phrases du rapport et plus particulièrement au sein des sections énonçant les résultats, doivent être reformulées afin d'éviter tout biais de compréhension.
1.B- Les résultats, données, méthodes, hypothèses et limites doivent être transparents et présentés de manière suffisamment détaillée pour permettre au lecteur de comprendre les complexités et les compromis inhérents à l'ACV	<input type="checkbox"/> Exigence respectée <input checked="" type="checkbox"/> Exigence partiellement respectée <input type="checkbox"/> Exigence non respectée <input type="checkbox"/> Exigence non applicable	Le choix des données utilisées à partir des études publiées et le poids relatif que l'étude en a accordé ne sont pas suffisamment clair, particulièrement pour l'étude très controversée de Howarth et al., et la non-prise en compte de la dernière révision de l'inventaire d'émission du EPA. Certaines hypothèses et données gagneraient à être supportées par des références de la littérature (voir commentaires ci-dessus).
1.C- Le rapport doit permettre d'utiliser les résultats et l'interprétation de manière cohérente avec les objectifs de l'étude	<input type="checkbox"/> Exigence respectée <input checked="" type="checkbox"/> Exigence partiellement respectée <input type="checkbox"/> Exigence non respectée <input type="checkbox"/> Exigence non applicable	Les différences des taux d'émissions fugitives entre le gaz de schiste et le gaz conventionnel sont fort tributaires de la qualité des pratiques et influencent directement les résultats de manière significative. De plus, le fait de ne pas avoir réalisé d'analyse conséquente ne permet pas de valider, selon le comité, l'objectif 2), celui de réaliser une étude comparative de différentes filières énergétiques (voir commentaire 3.1).

2- EXIGENCES SPÉCIFIQUES POUR LES ÉTUDES AVEC DIVULGATION

2.A ASPECTS GÉNÉRAUX

2.A.1- Identification du commanditaire et réalisateur de l'étude ACV

<input checked="" type="checkbox"/> Exigence respectée	Page couverture
<input type="checkbox"/> Exigence partiellement respectée	Commanditaire : Ministère du Développement durable de l'Environnement, de la Faune et des Parcs
<input type="checkbox"/> Exigence non respectée	Réalisateur : CIRAIG
<input type="checkbox"/> Exigence non applicable	

2.A.2- Date du rapport

<input checked="" type="checkbox"/> Exigence respectée	Page couverture
<input type="checkbox"/> Exigence partiellement respectée	Juin 2013
<input type="checkbox"/> Exigence non respectée	
<input type="checkbox"/> Exigence non applicable	

2.A.3- Indication précisant que l'étude a été réalisée en conformité avec les exigences de la norme ISO 14044

2- EXIGENCES SPÉCIFIQUES POUR LES ÉTUDES AVEC DIVULGATION

<input checked="" type="checkbox"/> Exigence respectée	Page 1
<input type="checkbox"/> Exigence partiellement respectée	« Cette étude a été réalisée en accord avec les exigences des normes ISO 14 040 et 14 044 pour un rapport public. »
<input type="checkbox"/> Exigence non respectée	
<input type="checkbox"/> Exigence non applicable	

2.B OBJECTIF DE L'ÉTUDE

2.B.1- Raisons ayant conduit à l'étude

<input checked="" type="checkbox"/> Exigence respectée	Page 1
<input type="checkbox"/> Exigence partiellement respectée	
<input type="checkbox"/> Exigence non respectée	
<input type="checkbox"/> Exigence non applicable	

2.B.2- Applications envisagées de l'étude

<input checked="" type="checkbox"/> Exigence respectée	Page 1 et Page 8
<input type="checkbox"/> Exigence partiellement respectée	a) Profil environnemental prospectif du gaz de schiste produit au Québec, b) analyse comparative de la filière du gaz de schiste avec d'autres filières énergétiques dans des utilisations de chauffage et de transport ; c) bilan de gaz à effet de serre associé à l'exploitation éventuelle d'un site de gaz de schiste au Québec.
<input type="checkbox"/> Exigence non respectée	
<input type="checkbox"/> Exigence non applicable	

2.B.3- Public concerné

<input checked="" type="checkbox"/> Exigence respectée	Page 8
<input type="checkbox"/> Exigence partiellement respectée	« Les résultats de cette étude sont prévus à des fins de divulgation publique par le MDDEFP ».
<input type="checkbox"/> Exigence non respectée	
<input type="checkbox"/> Exigence non applicable	

2.B.4- Indication précisant si l'étude va appuyer des affirmations comparatives destinées à être divulguées au public

<input checked="" type="checkbox"/> Exigence respectée	Page 28
<input type="checkbox"/> Exigence partiellement respectée	« Parce que les résultats de cette étude doivent être divulgués publiquement et sont destinés à supporter une affirmation comparative ... ».
<input type="checkbox"/> Exigence non respectée	
<input type="checkbox"/> Exigence non applicable	

2.C CHAMP DE L'ÉTUDE

2.C.1 FONCTION

2.C.1- La fonction est clairement définie

<input checked="" type="checkbox"/> Exigence respectée	Page 8 et Page 15
<input type="checkbox"/> Exigence partiellement respectée	Analyse 1 : « Produire une quantité d'énergie ».
<input type="checkbox"/> Exigence non respectée	Analyse 2 : « Fournir de la chaleur avec une chaudière » ou « Déplacer un autobus sur une distance donnée ».
<input type="checkbox"/> Exigence non applicable	

2.C.1.i- Des indications quant aux caractéristiques de performance de la fonction sont données

<input checked="" type="checkbox"/> Exigence respectée	Analyse 1 : Tableau 2.1
<input type="checkbox"/> Exigence partiellement respectée	Analyse 2 : Tableau 2.4
<input type="checkbox"/> Exigence non respectée	
<input type="checkbox"/> Exigence non applicable	

2.C.1.ii- Toute omission de fonctions supplémentaires dans les comparaisons est traitée

2- EXIGENCES SPÉCIFIQUES POUR LES ÉTUDES AVEC DIVULGATION

<input checked="" type="checkbox"/> Exigence respectée <input type="checkbox"/> Exigence partiellement respectée <input type="checkbox"/> Exigence non respectée <input type="checkbox"/> Exigence non applicable	<p>Analyse 1 : Page 9 « ... les puits ne produisent que du gaz de schiste et aucun coproduit. Par conséquent, aucune règle d'imputation n'a été employée ».</p> <p>Analyse 2 : Page 16 : « La filière énergétique du gaz naturel conventionnel évaluée comporte des fonctions diverses. Outre la production du gaz, ce système permet de générer des sous-produits ... ».</p>
--	---

2.C.2 UNITÉ FONCTIONNELLE

2.C.2 - L'unité fonctionnelle est clairement définie

<input checked="" type="checkbox"/> Exigence respectée <input type="checkbox"/> Exigence partiellement respectée <input type="checkbox"/> Exigence non respectée <input type="checkbox"/> Exigence non applicable	<p>Analyse 1 : Page 8 : « 1 mégajoule de gaz de schiste, tel qu'il pourrait être produit au Québec dans les années à venir ».</p> <p>Analyse 2, Page 15 : « Fournir 1 mégajoule de chaleur avec une chaudière pour le chauffage de commerces ou d'institutions au Québec » ou « Déplacer un autobus sur 1 km au Québec ».</p>
--	---

2.C.2.i –Le choix de l'unité fonctionnelle est cohérent avec les objectifs et le champ de l'étude

<input checked="" type="checkbox"/> Exigence respectée <input type="checkbox"/> Exigence partiellement respectée <input type="checkbox"/> Exigence non respectée <input type="checkbox"/> Exigence non applicable	
--	--

2.C.2.ii –Les flux de référence pour chaque scénario sont clairement établis et en accord avec la définition de l'unité fonctionnelle

<input type="checkbox"/> Exigence respectée <input type="checkbox"/> Exigence partiellement respectée <input checked="" type="checkbox"/> Exigence non respectée <input type="checkbox"/> Exigence non applicable	<p>Analyse 1 : Les flux de référence ne sont pas présentés dans le rapport.</p> <p>Analyse 2 : Tableau 2-4.</p>
--	---

2.C.3 FRONTIÈRES DU SYSTÈME

2.C.3 –Les frontières du système doivent être clairement définies

<input checked="" type="checkbox"/> Exigence respectée <input type="checkbox"/> Exigence partiellement respectée <input type="checkbox"/> Exigence non respectée <input type="checkbox"/> Exigence non applicable	<p>Tableau 2-1 Tableau 2-5 Figure 2-1</p>
--	---

2.C.3.i –Les omissions d'étapes du cycle de vie, de processus ou de données sont clairement discutées

<input type="checkbox"/> Exigence respectée <input checked="" type="checkbox"/> Exigence partiellement respectée <input type="checkbox"/> Exigence non respectée <input type="checkbox"/> Exigence non applicable	<p>Tableau 2-2 et Page 14.</p> <p>Tableau 2-5 et Pages 18 et 24.</p> <p>On mentionne que certains processus sont exclus sans traiter davantage des incidences de ces exclusions.</p> <p>Il est fait mention que toutes les données disponibles ont été utilisées, mais on n'explique pas ce qu'il en est des données non utilisées, ou qui n'étaient pas disponibles.</p>
--	---

2.C.3.ii –Les intrants et extrants énergétiques et matériels sont définis et quantifiés

<input checked="" type="checkbox"/> Exigence respectée <input type="checkbox"/> Exigence partiellement respectée <input type="checkbox"/> Exigence non respectée <input type="checkbox"/> Exigence non applicable	<p>Annexe C.1</p>
--	-------------------

2- EXIGENCES SPÉCIFIQUES POUR LES ÉTUDES AVEC DIVULGATION

2.C.3.iii –Les hypothèses sur la production d'énergie sont présentées et adéquates par rapport aux frontières du système de l'étude

- Exigence respectée
- Exigence partiellement respectée
- Exigence non respectée
- Exigence non applicable

Tableau 2-6, pages 19 et 20.
 Les références sont absentes pour les mélanges d'approvisionnement énergétiques utilisés au tableau 2-6.
 On mentionne que l'énergie nucléaire a été retirée du calcul, mais il en reste 0,24 % dans le mélange québécois.

2.C.4 CRATER D'ALLOCATION

2.C.4- Les critères d'allocation (massique, énergétique et environnemental) et les hypothèses pour l'introduction initiale des intrants et des extrants sont définis

- Exigence respectée
- Exigence partiellement respectée
- Exigence non respectée
- Exigence non applicable

Analyse 1 : Page 14 : « Aucun critère d'inclusion ou de coupure n'a été appliqué pour la présente étude ».
 Analyse 2 : Page 16 : « une imputation économique a été utilisée afin de refléter la part de responsabilité de la production de gaz naturel ... ».

2.C.4.i-L'effet de la sélection des critères d'allocation sur les résultats est discuté

- Exigence respectée
- Exigence partiellement respectée
- Exigence non respectée
- Exigence non applicable

Analyse 1 : Aucun critère employé.
 Analyse 2 : Aucune justification pour le choix du critère d'allocation n'est donnée et aucun argumentaire sur l'effet d'un autre type de critère (ex. : massique).

2.D INVENTAIRE DU CYCLE DE VIE

2.D.1- La méthodologie utilisée pour la collecte de données est expliquée

- Exigence respectée
- Exigence partiellement respectée
- Exigence non respectée
- Exigence non applicable

Pages 18 et 19

2.D.2- Une description qualitative et quantitative des processus élémentaires est faite

- Exigence respectée
- Exigence partiellement respectée
- Exigence non respectée
- Exigence non applicable

Les processus élémentaires utilisés ne sont pas décrits.

2.D.3- Les sources de la documentation consultée sont données

- Exigence respectée
- Exigence partiellement respectée
- Exigence non respectée
- Exigence non applicable

Pages 18 et 19 : les noms des industries ou associations industrielles sont donnés, mais il n'y a pas de référence pour ces données.
 Annexe C : La source de la majorité des données est identifiée comme étant : « Communication avec le MDDEFP ». Il y aurait lieu de raffiner cette source.

2.D.4- Le mode de calcul de l'inventaire est présenté

- Exigence respectée
- Exigence partiellement respectée
- Exigence non respectée
- Exigence non applicable

Page 20 : « Le logiciel SimaPro 7.3, développé par PRé Consultants ... ».

2- EXIGENCES SPÉCIFIQUES POUR LES ÉTUDES AVEC DIVULGATION

2.D.5- La qualité des données utilisées est évaluée

- | | |
|---|---------------|
| <input checked="" type="checkbox"/> Exigence respectée | Section 2.6.2 |
| <input type="checkbox"/> Exigence partiellement respectée | Annexe D |
| <input type="checkbox"/> Exigence non respectée | |
| <input type="checkbox"/> Exigence non applicable | |

2.D.6- Une explication est fournie sur la manière dont les données manquantes sont traitées

- | | |
|---|---|
| <input checked="" type="checkbox"/> Exigence respectée | Si l'ensemble des données d'un processus est manquant, le processus est exclu de l'étude. Sinon, l'utilisation d'une base de données générique est employée afin d'approximer les données manquantes. |
| <input type="checkbox"/> Exigence partiellement respectée | |
| <input type="checkbox"/> Exigence non respectée | |
| <input type="checkbox"/> Exigence non applicable | |

2.D.7- Une analyse de sensibilité est faite afin de raffiner les frontières du système

- | | |
|--|--|
| <input type="checkbox"/> Exigence respectée | Aucune analyse de sensibilité sur les frontières n'a été faite. Ceci n'est pas une erreur en soi, mais les auteurs devraient clairement mentionner dans le texte qu'il n'y a pas ce type d'analyse pour justifier le choix des frontières. |
| <input checked="" type="checkbox"/> Exigence partiellement respectée | |
| <input type="checkbox"/> Exigence non respectée | |
| <input type="checkbox"/> Exigence non applicable | |

2.D.8- Les règles d'allocation sont documentées et justifiées

- | | |
|--|--|
| <input type="checkbox"/> Exigence respectée | Page 16 : La règle d'allocation pour l'analyse 2 est mentionnée, mais aucune justification n'est donnée quant à ce choix par rapport aux autres règles d'allocation possibles. |
| <input checked="" type="checkbox"/> Exigence partiellement respectée | |
| <input type="checkbox"/> Exigence non respectée | |
| <input type="checkbox"/> Exigence non applicable | |

2.D.9- Les règles d'allocation sont appliquées de manière uniforme

- | | |
|---|--|
| <input checked="" type="checkbox"/> Exigence respectée | |
| <input type="checkbox"/> Exigence partiellement respectée | |
| <input type="checkbox"/> Exigence non respectée | |
| <input type="checkbox"/> Exigence non applicable | |

2.E ÉVALUATION DES IMPACTS DU CYCLE DE VIE

2.E.1- Les modes opératoires, les calculs et les résultats de l'évaluation du cycle de vie sont présentés

- | | |
|---|--|
| <input checked="" type="checkbox"/> Exigence respectée | Respecté dans l'ensemble des résultats présentés au chapitre 3 et dans l'annexe E. |
| <input type="checkbox"/> Exigence partiellement respectée | |
| <input type="checkbox"/> Exigence non respectée | |
| <input type="checkbox"/> Exigence non applicable | |

2.E.2- Les résultats de l'ÉICV respectent les objectifs et le champ de l'étude

- | | |
|---|---|
| <input checked="" type="checkbox"/> Exigence respectée | Respecté dans l'ensemble des résultats présentés au chapitre 3. |
| <input type="checkbox"/> Exigence partiellement respectée | |
| <input type="checkbox"/> Exigence non respectée | |
| <input type="checkbox"/> Exigence non applicable | |

2.E.3- La relation entre les résultats de l'ÉICV et les objectifs et le champ de l'étude est discutée

- | | |
|---|---|
| <input checked="" type="checkbox"/> Exigence respectée | Respecté dans l'ensemble des résultats présentés au chapitre 3. |
| <input type="checkbox"/> Exigence partiellement respectée | |
| <input type="checkbox"/> Exigence non respectée | |
| <input type="checkbox"/> Exigence non applicable | |

2- EXIGENCES SPÉCIFIQUES POUR LES ÉTUDES AVEC DIVULGATION

2.E.4- La relation entre les résultats de l'ÉICV et les résultats de l'inventaire est discutée

- Exigence respectée
- Exigence partiellement respectée
- Exigence non respectée
- Exigence non applicable

Des liens sont faits entre les résultats et les processus les plus importants.

2.E.5- Les catégories d'impacts et les catégories d'indicateurs sont définies, justifiées et référencées

- Exigence respectée
- Exigence partiellement respectée
- Exigence non respectée
- Exigence non applicable

Page 21
Annexe B

2.E.6- Une description de tous les modèles de caractérisation, des facteurs de caractérisation et des méthodes utilisées, y compris toutes les hypothèses et les limites, est donnée

- Exigence respectée
- Exigence partiellement respectée
- Exigence non respectée
- Exigence non applicable

Page 21
Annexe B

2.E.7- Une description de tous les choix de valeurs utilisés en rapport avec les catégories d'impact, les modèles de caractérisation, les facteurs de caractérisation, la normalisation, le regroupement, la pondération et ailleurs dans l'ÉICV est faite de même qu'une justification de leur utilisation et de leur influence sur les résultats, les conclusions et recommandations

- Exigence respectée
- Exigence partiellement respectée
- Exigence non respectée
- Exigence non applicable

Page 22 : « Aucune normalisation des résultats par rapport à une base de référence n'a été effectuée. De même, aucune pondération des catégories de dommage pour ramener les résultats à un score unique n'a été réalisée. »

2.E.8- Une indication est faite que les résultats de l'ÉICV soient des expressions relatives et qu'ils ne prédisent pas les effets sur les impacts finaux par catégorie, le dépassement des seuils, les marges de sécurité ou les risques

- Exigence respectée
- Exigence partiellement respectée
- Exigence non respectée
- Exigence non applicable

Page 22 : « Les résultats de l'ÉICV présentent des impacts environnementaux potentiels et non réels. »

2.F INTERPRÉTATION DU CYCLE DE VIE

2.F.1- Les résultats sont clairement présentés et interprétés

- Exigence respectée
- Exigence partiellement respectée
- Exigence non respectée
- Exigence non applicable

L'emploi de graphique présentant toujours des résultats en valeur relative ne permet pas d'apprécier l'importance de chaque processus à un impact donné. Le lecteur doit faire l'exercice de combiner différents graphiques ensemble.

2.F.2- Les hypothèses et les limites associées à l'interprétation des résultats sont présentées en relation avec la méthodologie et les données

2- EXIGENCES SPÉCIFIQUES POUR LES ÉTUDES AVEC DIVULGATION

<input checked="" type="checkbox"/> Exigence respectée <input type="checkbox"/> Exigence partiellement respectée <input type="checkbox"/> Exigence non respectée <input type="checkbox"/> Exigence non applicable	Respecté dans l'ensemble des résultats présentés au chapitre 3.
2.F.3- Les résultats sont interprétés en fonction d'une évaluation de la qualité des données	
<input checked="" type="checkbox"/> Exigence respectée <input type="checkbox"/> Exigence partiellement respectée <input type="checkbox"/> Exigence non respectée <input type="checkbox"/> Exigence non applicable	Annexe D
2.F.4- L'interprétation fait état d'une transparence totale en termes de choix de valeurs, de justifications et d'appréciations d'experts	
<input checked="" type="checkbox"/> Exigence respectée <input type="checkbox"/> Exigence partiellement respectée <input type="checkbox"/> Exigence non respectée <input type="checkbox"/> Exigence non applicable	Respecté dans l'ensemble des résultats présentés au chapitre 3.

2.G REVUE CRITIQUE

2.G.1- Les noms et les affiliations des réviseurs sont clairement identifiés	
<input type="checkbox"/> Exigence respectée <input type="checkbox"/> Exigence partiellement respectée <input type="checkbox"/> Exigence non respectée <input checked="" type="checkbox"/> Exigence non applicable	Non applicable comme il s'agit de la version prérevue critique. Ceci devra être ajouté au rapport final.
2.G.2- Le(s) rapport(s) du comité de revue critique est (sont) annexé(s) au rapport de l'étude	
<input type="checkbox"/> Exigence respectée <input type="checkbox"/> Exigence partiellement respectée <input type="checkbox"/> Exigence non respectée <input checked="" type="checkbox"/> Exigence non applicable	Non applicable comme il s'agit de la version prérevue critique. Ceci devra être ajouté au rapport final.
2.G.3- Les réponses des auteurs aux commentaires du comité de revue critique sont annexées au rapport de l'étude	
<input type="checkbox"/> Exigence respectée <input type="checkbox"/> Exigence partiellement respectée <input type="checkbox"/> Exigence non respectée <input checked="" type="checkbox"/> Exigence non applicable	Non applicable comme il s'agit de la version prérevue critique. Ceci devra être ajouté au rapport final.

3- EXIGENCES ADDITIONNELLES EN MATIÈRE DE COMMUNICATION DANS LE CAS D'UNE AFFIRMATION COMPARATIVE DESTINÉE À ÊTRE DIVULGUÉE AU PUBLIC

3.A.- Une analyse des flux de matière et d'énergie est faite afin d'en justifier leurs inclusions ou exclusions	
<input checked="" type="checkbox"/> Exigence respectée <input type="checkbox"/> Exigence partiellement respectée <input type="checkbox"/> Exigence non respectée <input type="checkbox"/> Exigence non applicable	Une telle analyse n'a pas été faite, mais il n'y a pas suffisamment de flux exclus pour que ceci nuise au respect de l'exigence de la norme.

3- EXIGENCES ADDITIONNELLES EN MATIÈRE DE COMMUNICATION DANS LE CAS D'UNE AFFIRMATION COMPARATIVE DESTINÉE À ÊTRE DIVULGUÉE AU PUBLIC

3.B - Une évaluation de la précision, de la complétude et de la représentativité des données utilisées est faite

- Exigence respectée
- Exigence partiellement respectée
- Exigence non respectée
- Exigence non applicable

Une analyse de la représentativité des données a été faite durant la collecte de ces dernières afin de pouvoir leur attribuer une incertitude. De plus, en page 24, les auteurs décrivent une analyse de la complétude qui a été faite tout au long de l'étude.

3.C.- Une description de l'équivalence des systèmes comparés est faite

- Exigence respectée
- Exigence partiellement respectée
- Exigence non respectée
- Exigence non applicable

Les sections 2.2 et 2.3 définissent les systèmes et leur équivalence entre eux en termes de fonction et de quantité pour répondre à l'unité fonctionnelle. Toutefois, il y a lieu d'ajouter les flux de référence pour l'analyse 1.

3.D.- Le processus de revue critique est décrit

- Exigence respectée
- Exigence partiellement respectée
- Exigence non respectée
- Exigence non applicable

Section 2.7.

3.E.- Une évaluation de la complétude de l'ÉICV est faite

- Exigence respectée
- Exigence partiellement respectée
- Exigence non respectée
- Exigence non applicable

Les auteurs mentionnent en page 24 qu'il y a eu une telle analyse tout au long de l'étude.

3.F.- Une mention est faite de l'acceptation internationale des indicateurs de catégorie utilisée, de même qu'une justification de leur utilisation

- Exigence respectée
- Exigence partiellement respectée
- Exigence non respectée
- Exigence non applicable

Section 2.5 « La méthode européenne IMPACT 2002+, reconnue internationalement... ».

3.G - Une explication est donnée quant à la validité scientifique et technique de même que la pertinence environnementale des indicateurs de catégories utilisés

- Exigence respectée
- Exigence partiellement respectée
- Exigence non respectée
- Exigence non applicable

Les auteurs font référence à un article scientifique de Jolliet et al., 2003, présentant la méthode Impact 2002+.

3.H - Les résultats d'une analyse d'incertitude et d'une analyse de sensibilité sont présentés

- Exigence respectée
- Exigence partiellement respectée
- Exigence non respectée
- Exigence non applicable

Les résultats de l'analyse d'incertitude sont présentés tout au long du chapitre 3 tandis que des sections spécifiques de ce chapitre présentent les analyses de sensibilité définies à la section 2.6.4.

3- EXIGENCES ADDITIONNELLES EN MATIÈRE DE COMMUNICATION DANS LE CAS D'UNE AFFIRMATION COMPARATIVE DESTINÉE À ÊTRE DIVULGUÉE AU PUBLIC

3.1 - Si des différences sont trouvées par rapport aux résultats d'autres études similaires, une évaluation de la signification de ces différences est faite

- Exigence respectée
- Exigence partiellement respectée
- Exigence non respectée
- Exigence non applicable

Une mise en perspective des résultats pour la catégorie Changements climatiques est faite par rapport à des résultats tirés d'autres études.

Réponses aux réviseurs

Revue critique de l'analyse du cycle de vie du gaz de schiste au Québec

Auteurs CIRAIG
Geneviève Martineau, ing., M.Sc.A.
Pierre-Olivier Roy, Ph.D.

Date Août 2013

Le présent document présente les réponses du CIRAIG aux commentaires des réviseurs sur le rapport « Analyse du cycle de vie et bilan des gaz à effet de serre prospectifs du gaz de schiste au Québec ».

Les réponses sont présentées dans l'ordre, et identifiées par les numéros de commentaires du comité de revue (rapport du 11 juillet 2013). Se référer à ce rapport pour connaître la teneur des questions et commentaires.

No	Réponse du CIRAIG – Commentaires généraux
1	<p>Suite à des échanges tenus avec le comité de révision et le MDDEFP, le CIRAIG a choisi d'apporter certaines modifications au volet de l'étude portant sur l'analyse comparative du gaz de schiste avec d'autres filières énergétiques dans des utilisations spécifiques.</p> <p>D'abord, toutes les comparaisons avec le gaz naturel conventionnel de l'Alberta ont été retirées, puisque cette source d'approvisionnement risque de ne pas représenter l'approvisionnement futur (situation prospective) considérée dans le cadre de l'étude. Il en va de même avec l'analyse de sensibilité sur le charbon.</p> <p>Ensuite, le CIRAIG est conscient que seule une analyse de cycle de vie conséquente pourrait répondre à la question « quels seraient les impacts environnementaux potentiels si le Québec se lançait dans l'exploitation du gaz de schiste sur son territoire ». Cette analyse ne fait cependant pas partie du mandat qui a été confié au CIRAIG dans ce projet. Il a été clairement spécifié dans les objectifs que l'analyse comparative effectuée est de type attributionnelle et non pas conséquente.</p> <p>L'analyse comparative présentée ne peut définitivement pas être extrapolée pour en tirer des conclusions à grande échelle, mais elle a néanmoins été réalisée en suivant les règles de l'art en termes d'ACV attributionnelle. Aussi, afin de répondre au souhait du MDDEP de publier des résultats comparatifs, mais de réduire au mieux les risques d'une utilisation erronée des résultats et conclusions de l'analyse comparative, il a été décidé de :</p> <ul style="list-style-type: none"> • ne pas présenter les résultats comparatifs dans le sommaire de l'étude et dans la conclusion • mettre une note de mise en garde quant à l'utilisation des données dans le modèle d'étude et dans le chapitre des résultats. • de retirer les encadrés « Globalement on retient que... » pour l'analyse comparative. <p>En ce qui a trait au commentaire liés au bilan GES, seul le bilan territorial québécois a été considéré. Les hypothèses ayant mené à l'évaluation de l'augmentation des émissions québécoises de GES ont été précisées (section 5.1.1). De plus, la partie comparant au bilan GES canadien a été retirée, puisque dans ce cas, le remplacement d'une source énergétique par une autre est plus difficilement évaluable.</p>
2	<p>Puisque les résultats de la partie comparative de l'étude ont été retirés du sommaire, et que des mises en garde ont été ajoutées dans les chapitres du modèle d'étude et des résultats, il a été jugé par les auteurs que la description des limites présentées dans la conclusion du sommaire était suffisante pour mettre le lecteur en contexte (en plus de celles détaillées dans la section portant sur les limites).</p>

No	Réponse du CIRAIG – Commentaires généraux
3	Les résultats et conclusions ont été nuancés. Les encadrés « Globalement on retient que... » ont également été retirés de l'analyse comparative.
4	La phrase a été retirée. Les processus exclus sont justifiés de manière spécifique dans le tableau 2-2. Par ailleurs, pour les émissions accidentelles, elles sont maintenant identifiées comme étant exclues des frontières de l'étude.
5	Des sources ont été précisées à différents endroits dans le rapport.
6	Les études de Howarth et coll. (2011, 2012) sont citées à deux endroits dans l'étude, soit dans la revue de littérature, résumant les résultats des études estimant les émissions fugitives (tableaux 1-2 et 1-3) et dans l'analyse de sensibilité portant sur la variabilité des émissions fugitives. Le CIRAIG ne croit pas que le fait de faire une analyse de sensibilité sur une plage de valeurs plus ou moins large peut remettre en question la crédibilité de l'étude, bien au contraire. La phrase citant les études de Howarth n'étant cependant pas essentielle à la mise en contexte de l'analyse de sensibilité, elle a simplement été retirée.
7	Une brève revue bibliographique concernant la contamination des eaux souterraines a été ajoutée à la sous-section 1.2.2.
8	Cet item est considéré comme un commentaire ne requérant pas de modification.
9	Le calcul des résultats du bilan GES en excluant la dégradation du CH ₄ et du CO en CO ₂ a été ajouté au rapport. La comparaison des résultats de l'étude avec les ceux publiés dans la littérature utilisent maintenant les valeurs de PRG100 généralement utilisées.
10	Les chaudières du secteur commercial et institutionnel ont été choisies pour permettre la comparaison avec le chauffage en chaudière électrique, qui ne s'applique pas au secteur industriel à notre connaissance.
11	Un tableau de valeurs absolues a été tenté pour répondre à la demande des réviseurs. Il prend cependant des proportions démesurées, car il doit contenir les valeurs pour chacune des étapes et sous-étapes du cycle de vie de l'exploration et de l'exploitation du gaz de schiste, et ce pour les quatre alternatives de productions et d'émissions analysées. En effet, si la contribution des étapes(en %) est similaire pour les quatre alternatives, il n'en est pas de mêmes pour les valeurs absolues. Il a par conséquent été décidé de laisser les valeurs relatives. Le lecteur intéressé à connaître les valeurs absolues peut se référer à l'Annexe E. Une phrase a été ajoutée au début de la sous-section 3.1.1 à cet effet.
12	L'annexe C-2 contient les informations complémentaires au Projet type (van Durme et coll. 2012). Les informations identifiées comme provenant du MDDEFP touchent principalement la caractérisation des liquides de fracturation et de forage. Une note en début d'annexe a été ajoutée pour préciser que toutes les informations liées à ces caractérisations proviennent de cinq compagnies gazières actives dans le secteur du gaz de schiste au Québec. Le MDDEFP a uniquement servi d'intermédiaire afin d'agrèger les données de nature confidentielles. Les tableaux ont également été modifiés pour éviter la redondance de sources. À noter que les documents publics disponibles sur le site du BAPE contiennent les mêmes informations, mais agrégées différemment et n'incluant pas les données industrielles les plus récentes.
13	Il est vrai que l'exploitation à grande échelle implique l'installation d'infrastructures de traitement des eaux usées spécifiques à l'industrie. Aucune information quant à la répartition de ces infrastructures (taille et nombre d'usines sur le Québec dans son ensemble) n'a cependant été obtenue. Dans la modélisation de base, une infrastructure générique d'usine de traitement d'eaux usées de petite taille (capacité annuelle de 163 000 m ³ , durée de vie de 30 ans) a été utilisée. À des fins de vérification, une analyse de sensibilité a été réalisée en ajoutant un nombre variable d'usines supplémentaires (aussi d'une capacité annuelle de 163 000 m ³ , mais d'une durée de vie de 25 ans pour correspondre à la longévité des puits) pour les alternatives à grande échelle. Il en est ressorti que l'ajout de 25 installations (« Wastewater treatment plant, class 5 » de <i>ecoinvent</i>) modifiait le profil d'un MJ de gaz de schiste d'au plus 0,28%. Une note de bas de page a été ajoutée à la section 2.3 décrivant les alternatives évaluées pour spécifier cet aspect.

No	Réponse du CIRAIG – Commentaires spécifiques
1	Modification effectuée.
2	Les résultats de l'analyse comparative ont été retirés du sommaire, éliminant toute possibilité de confusion à leur propos. La formulation des résultats comparatifs au chapitre 3 a également été nuancée.
3	Modification effectuée.
4	Modification effectuée.
5	Il n'est pas question ici d'une marge d'erreur, mais d'une plage liée aux quatre alternatives de productions et d'émissions considérées. Il est clair qu'une différence importante existe entre l'alternative à grande échelle (1 500 sites) et considérant des émissions fugitives de 3 % et celle impliquant la petite échelle de production (166 sites) et un taux d'émissions de 1 %. Le CIRAIG juge néanmoins intéressant pour le lecteur de connaître à quoi les bilans GES évalués correspondent par rapport au bilan annuel québécois. Une phrase a été ajoutée dans le sommaire et dans l'encadré « Globalement on retient que... » du Bilan GES : « Le nombre de sites exploités et le taux d'émissions fugitives considérés sont donc des paramètres clés dans l'évaluation du bilan GES prospectif du gaz de schiste au Québec. En considérant les importantes variations possibles, ... »
6	Une note précisant que la revue de littérature a été réalisée au moment de démarrer l'étude, en mars 2013 a été ajoutée avant le tableau 1-1. Un paragraphe a également été ajouté à la suite du tableau pour indiquer que de nouveaux rapports sont publiés sur une base régulière. Les études de l'EPA (2013) et de O'Connor (2013) indiquant toutes les deux une diminution potentielle des émissions fugitives, l'analyse de sensibilité sur le taux d'émissions fugitives a été modifiée pour prendre en compte la valeur de 0,5%.
7	Modification effectuée.
8	Modification effectuée.
9	Modification effectuée.
10	Modification effectuée.
11	Modification effectuée.
12	L'efficacité des chaudières a été modifiée pour correspondre aux exigences minimales ENERGY STAR tel que spécifié par Ressources Naturelles Canada.
13	Le pouvoir calorifique supérieur (PCS) du gaz naturel est donné sous forme de plage (entre 36,3 et 40,98 MJ/m ³) dans le <i>Règlement sur la déclaration obligatoire de certaines émissions de contaminants dans l'atmosphère</i> . Le PCS du gaz naturel retenu dans le cadre de l'étude étant de 37,4 MJ/m ³ , il est inclut dans la plage précisée. La source a été précisée. Pour le diesel et le mazout, le PCS a été modifié pour correspondre aux valeurs précisées dans le règlement. Les résultats ont été modifiés en conséquence.
14	Une précision a été ajoutée au tableau « Mélange d'approvisionnement énergétiques utilisés ».
15	Modification effectuée. Le mélange d'approvisionnement albertain a été retiré comme il s'appliquait uniquement au système gaz naturel conventionnel.
16	Modification effectuée.
17	L'annexe étant jugée trop technique, il a été choisi de la retirer. La phrase du rapport a été effacée.
18	Modification effectuée.
19	Modification effectuée.
20	L'analyse de sensibilité sur le traitement des eaux de reflux et des boues de forage a été retirée étant donné l'incapacité des méthodes de caractérisation à évaluer l'impact associé aux substances émises.
21	Le point a été ajouté à l'encadré « Globalement on retient que ... »
22	Correction effectuée.

No	Réponse du CIRAIG – Commentaires spécifiques
23	Correction effectuée.
24	Modification effectuée.
25	Une vérification approfondie de la modélisation et de la caractérisation des flux élémentaires par les méthodes d'évaluation (IMPACT 2002+, IMPACT World+ et ReCiPe) a été réalisée. Dans l'état actuel des choses, les substances composant les liquides de forage et de fracturation ne possèdent majoritairement pas de facteurs de caractérisation (FC). Les substances pouvant être substituées par d'autres composés de même nature sont également peu nombreuses. Au total, en excluant l'eau, le sable et les billes de verre, 32% et 49% des substances composant respectivement le liquide de forage et de fracturation peuvent se voir attribuer un FC. Puisqu'aucune différence n'est obtenue dans l'analyse de sensibilité en incluant ces émissions à l'eau, le CIRAIG est d'accord avec les réviseurs qu'il est préférable de ne pas présenter les résultats. Un paragraphe expliquant cette limite de l'étude a été ajouté à la description de l'analyse de sensibilité « Traitement des eaux de reflux et des boues de forage » à la sous-section 2.6.4.
26	Correction effectuée (le mot « précaution » a été remplacé à deux endroits dans le rapport).
27	Tel que suggéré, la terminologie du bilan GES a été corrigée (incluant dans le sommaire).
28	Une précision quant à la base de présentation du bilan GES a été ajoutée sous le tableau 4-1. Le texte qui introduisait initialement les résultats de la figure 4-1 y a également été déplacé pour compléter l'explication.
29	Le potentiel de réchauffement global du méthane biogénique a été retiré du tableau 4-2, puisqu'il n'est pas utilisé dans l'étude.
30	Sous le tableau 4-2, une note a été ajoutée.
31	La valeur qui devrait se lire au tableau 4-2 est bien 2,75 kg CO ₂ /kg CH ₄ . Cette erreur de typographie n'a aucune répercussion sur les résultats et conclusions, la modélisation ayant été réalisée avec la bonne valeur.
32	Le texte a été uniformisé pour faire référence partout au « potentiel de réchauffement global » (PRG).
33	Correction effectuée.
34	Correction effectuée.
35	Modification effectuée.
36	Corrections effectuées.

Tableau des exigences spécifiques pour les études avec divulgation :

2.D.2 : Une description qualitative et quantitative des processus élémentaires est faite. Les réviseurs ont indiqué que les processus élémentaires utilisés ne sont pas décrits. Il est de l'avis du CIRAIG que l'annexe C-1 présente le détail des processus élémentaires utilisés dans la modélisation du système gaz de schiste.

2.D.7 : Une analyse de sensibilité est faite afin de raffiner les frontières du systèmes. Une phrase à la fin de la sous-section 2.6.4 précise : « Il est à noter qu'aucune analyse de sensibilité n'a été effectuée dans le but d'affiner les frontières des systèmes »

En plus des modifications effectuées à la suite des commentaires formulés par les réviseurs, les changements suivants ont également été apportés au rapport :

- Les études citées dans les tableaux du chapitre 1 ont été classées en ordre alphabétique d'auteurs.

- Sommaire et sous le tableau 2-1 (Alternatives de production et d'émissions) : il a été précisé que les émissions fugitives incluent le CH₄ émis à l'air et partie non brûlée à la torchère.
- La présentation de O'Connor (2013) a été ajoutée à la suite du Tableau 1-1 et dans les références.
- Les publications de Wang et coll. ainsi que Roussel et Sharma ont également été ajoutés à la suite du Tableau 1-1 et dans les références
- tableau 2-1 (Alternatives de production et d'émissions), il a été précisé que la production totale de gaz par puits est sur 25 ans.
- Tableaux 2-3 et 4-1 « Processus inclus et exclus des frontières » : Étape 6.2 Le texte a été modifié suite à un échange avec François Tanguay du Comité d'évaluation environnementale stratégique. « par manque de données » a été retiré, car Gaz Metro dispose d'un bilan de l'entretien de leur réseau. Par contre, il est convenu que la contribution de l'entretien du réseau attribuable au transport du gaz de schiste uniquement sera peu contributive. De plus, Gaz métró est incapable de connaître la quantité de gaz de schiste qui passe dans ses conduites (François Tanguay).
- Tableaux 2-3 et 4-1 : Étape 3.10 Traitement des eaux de reflux : il a été précisé que la modélisation ne permet pas de faire la distinction entre le traitement en usine municipale ou en usine industrielle.
- Section 2.5 Évaluation des impacts environnementaux : des précisions ont été ajoutées pour clarifier l'évaluation de l'indicateur *Changement climatique* selon un horizon de 100 ans et de 500 ans.
- Discussion de la Figure 3-3, note de bas de page : une précision a été ajoutée relativement à l'importance des boues de forage en Qualité des écosystèmes : à certains endroits, les déblais sont valorisés par épandage, vu leur contenu élevé en carbonate de calcium (barite).
- Section 5.1.3 : il a été précisé que les résultats de Myers (2012) ont été remis en question par d'autres auteurs.

Rapport

Ministère du Développement
durable, de l'Environnement,
de la Faune et des Parcs

Revue critique de l'analyse
du cycle de vie du gaz de
schiste au Québec

TROUVER
l'équilibre
GAGNER en
performance





Raymond Chabot Grant Thornton

Le 16 août 2013

Monsieur Charles Lamontagne
Directeur par intérim du Bureau de coordination sur les évaluations stratégiques
Bureau de coordination sur les évaluations stratégiques
Ministère du Développement durable, de l'Environnement,
de la Faune et des Parcs
675, boul. René-Lévesque Est, 8^e étage, boîte 03
Québec (Québec) G1R 5V7

Raymond Chabot Grant Thornton & Cie
Société en nom collectif

Bureau 1900
Tour de la Banque Nationale
600, rue De La Gauchetière Ouest
Montréal (Québec) H3B 4L8

Téléphone : 514 878-2691
Télécopieur : 514 878-2127
www.rcgt.com

Objet : Deuxième rapport de revue critique de l'analyse du cycle de vie du gaz de schiste au Québec

Monsieur Lamontagne,

Il me fait plaisir de vous transmettre le deuxième et dernier rapport de revue critique de l'analyse du cycle de vie (ACV) et du bilan des gaz à effet de serre prospectifs du gaz de schiste au Québec que le CIRAIG a réalisée pour le compte du Ministère du Développement durable, de l'Environnement, de la Faune et des Parcs (MDDEFP). Le comité de revue critique que je préside a pris connaissance de la seconde version de cette étude, version du mois août 2013, et des commentaires des auteurs de l'étude en réponse aux questions que nous vous avons acheminées suite à la revue critique de la première version de cette étude (version du mois de juin 2013).

Je tiens premièrement à souligner le travail que les auteurs de l'étude ont fait pour arriver à cette seconde version. L'interprétation des résultats reflète davantage le cadre de l'étude et est en lien avec les limites et les hypothèses de cette dernière.

La revue critique d'une étude ACV est un exercice ayant pour objectif d'assurer que l'étude et son rapport répondent aux exigences de la norme ISO 14044. Le comité de revue critique est d'avis que cette deuxième version de l'étude répond à ces exigences et considère alors que les auteurs de l'étude peuvent remettre ce rapport au MDDEFP.

Toutefois, nous avons relevé un certain nombre d'éléments, en lien avec nos premiers commentaires, que nous suggérons aux auteurs de modifier avant la transmission de l'étude. Néanmoins, ces éléments n'ayant pas d'incidence majeure sur l'interprétation des résultats et sur la conformité de l'étude à la norme ISO 14044, le comité de revue critique laisse les auteurs libres d'apporter ces corrections ou non avant de remettre l'étude au MDDEFP. Ces éléments sont présentés au chapitre deux du présent rapport de revue critique.

Je vous rappelle que le travail du comité de revue critique indépendant ne consiste pas à approuver ou non la divulgation de l'étude à un public externe. Cette décision revient, dans ce cas particulier, au MDDEFP. De plus, ce rapport de revue critique, tout comme le premier rapport de notre comité et les réponses des auteurs de l'étude à ce premier rapport doivent faire partie intégrante du rapport final de cette étude ACV. Finalement, j'attire également votre attention sur les limites de l'étude qui sont clairement détaillées dans le rapport. L'usage qui sera fait des résultats de cette étude devra prendre en considération ces limites.

Veuillez agréer, Monsieur Lamontagne, nos salutations les plus distinguées.

Raymond Chabot Grant Thornton & cie



Société en nom collectif
Conseillers en administration

Président du comité de revue critique
Directeur- Développement durable et
gestion des GES

Johanne Gélinas

Gontran Bage, ing., Ph.D.

Table des matières

1.	Décision du comité de revue critique.....	1
1.1	Résumé de la décision du comité.....	1
1.2	Composition du comité de revue critique.....	1
2.	Suggestions d'amélioration à l'étude.....	2
	ANNEXE 1 ÉVALUATION DE LA CONFORMITE A LA NORME ISO 14044	1

Rapport de revue critique

TROUVER
l'équilibre
GAGNER en
performance

1. Décision du comité de revue critique

1.1 Résumé de la décision du comité

TITRE DE L'ÉTUDE RÉVISÉE	Analyse du cycle de vie et du bilan des gaz à effet de serre prospectifs du gaz de schiste au Québec
DATE DU RAPPORT	Août 2013
AUTEUR DE L'ÉTUDE	CIRAIG
COMMANDITAIRE	Ministère du Développement durable, de l'Environnement, de la Faune et des Parcs
DATE DE LA REVUE CRITIQUE	Août 2013
DÉCISION DU COMITÉ DE REVUE CRITIQUE	<input checked="" type="checkbox"/> Étude est conforme aux exigences de la norme ISO 14044 <input type="checkbox"/> Étude requiert des <u>corrections mineures</u> conformément aux exigences de la norme ISO 14044 <input type="checkbox"/> Étude requiert des <u>corrections majeures</u> conformément aux exigences de la norme ISO 14044

1.2 Composition du comité de revue critique

PRÉSIDENT DU COMITÉ DE REVUE CRITIQUE	Gontran Bage, ing., Ph.D. Directeur en développement durable et gestion des gaz à effet de serre, Raymond Chabot Grant Thornton
RÉVISEURS	Oussai Samak, Ph.D. Expert en énergie, professeur adjoint, Université de Montréal Jean-Marc Carpentier, B. Sc. (Physique) Expert indépendant en matière d'énergie Victor Poudelet, ing.jr, M.Sc.A. Conseiller en développement durable et gestion des gaz à effet de serre, Raymond Chabot Grant Thornton

Conformément à la section 6.3 de la norme ISO 14044, une étude doit faire l'objet d'une revue critique par un comité des parties prenantes si les résultats de l'étude peuvent être utilisés en support à une affirmation comparative destinée à être divulguée au public. Dans ce contexte, le travail des réviseurs est de s'assurer que l'étude est transparente et cohérente, que les données utilisées sont appropriées et en relation avec les objectifs de l'étude, que l'interprétation des résultats est en accord avec ces objectifs, que l'interprétation des résultats reflète les limites de l'étude telles qu'identifiées par ses auteurs, et que les méthodes employées par les auteurs de l'étude sont scientifiquement valables, adéquates par rapport aux objectifs de l'étude et en accord avec la norme ISO 14044. Il est important de rappeler qu'une décision du comité quant au respect par l'étude des exigences de la norme ISO 14044 ne signifie pas que le comité endosse la divulgation des résultats. Une telle divulgation reste sous la décision et la responsabilité des propriétaires de l'étude.

2. Suggestions d'amélioration à l'étude

Le comité de revue critique indépendant a jugé que la version 2 de cette étude satisfaisait aux exigences de la norme ISO 14044. Le comité prend acte des changements apportés à l'étude suite aux remarques et recommandations transmises en lien avec sa première version. Néanmoins, le comité souhaite proposer quelques modifications supplémentaires à cette version de l'étude en vue d'en assurer la clarté.

- Les émissions de gaz à effet de serre (GES) en lien avec le gaz de schiste au Québec constituent explicitement un des livrables de l'étude, et sont un élément parmi plusieurs qui ont une incidence sur les changements climatiques. Il est suggéré de mentionner au début de l'étude que les émissions de gaz à effet de serre sont liées aux « changements climatiques » en tant que catégorie d'impact dans la méthodologie de l'étude, et de remplacer par la suite ce terme par le terme « émissions de gaz à effet de serre ».
- La transformation du CO en CO₂ est de l'oxydation et non pas une dégradation du monoxyde de carbone en dioxyde de carbone. Le comité de revue est d'avis qu'il faut remplacer le terme « dégradation » par le terme « oxydation » en lien avec la transformation du méthane et du monoxyde de carbone dans l'atmosphère.
- Le comité est d'avis que les auteurs de l'étude doivent expliquer davantage les raisons justifiant la sélection de certaines études parmi celles présentées au tableau 1-2 pour évaluer au tableau 1-3 les émissions fugitives sur le cycle de vie d'un puits. Trois des cinq études retenues au tableau 1-3 présentent des émissions fugitives se situant dans la limite supérieure extrême des émissions rapportées dans la littérature et ont été remises en question par une majorité d'études disponibles, notamment par la publication du *US EPA* de mars 2013.
- Bien que les auteurs aient ajouté un paragraphe faisant référence à cette publication du *US EPA* de mars 2013, précisant que les émissions fugitives des puits étaient revues à la baisse notamment en raison d'une amélioration des techniques, les auteurs devraient, sans nécessairement refaire l'étude, expliquer l'incidence de cette conclusion du *US EPA* sur les résultats et conclusions de l'étude si cette mise à jour de l'*EPA* avait été prise en considération dans l'analyse.
- Le mot « compare » dans la colonne commentaire du tableau 1-1 devrait plutôt être « comparé » pour dire que le gaz de schiste est « comparé » à ...
- En page 3, il faut utiliser la virgule plutôt que le point pour représenter une valeur avec une décimale (2,3 %).
- Le nom de l'auteur de la publication « Life cycle greenhouse gas emissions from shale gas compared to coal: an analysis of two conflicting studies » est David Hughes et non pas Hugues.
- L'emploi du mot « alternative » pour désigner une autre solution possible est un anglicisme. Les auteurs pourraient parler de « Quatre options de production ».
- Il est suggéré de présenter les résultats des émissions de GES en pourcentage d'augmentation potentiel plutôt que de rapporter ces augmentations per capita. Il n'est pas courant d'avoir recours à ce type de

dénominateur dans la divulgation des GES étant donné le fait que la notion d'émissions per capita ne constitue pas un facteur opératoire en lien avec la problématique des changements climatiques.

- Tout au long de l'étude, les deux valeurs principales pour les émissions fugitives des puits sont de 1 % et 3 % du gaz produit, ce qui est en accord avec les plus récentes études. Toutefois, dans la section sur les GES, les auteurs poussent une analyse de sensibilité jusqu'à des émissions fugitives de 8 %. Pour être en accord avec le texte ajouté à la fin de la mise en contexte au sujet des nouvelles publications revoyant à la baisse ces émissions fugitives, le comité ne voit pas la pertinence de maintenir une analyse de sensibilité avec une valeur supérieure aussi élevée.
- Le bilan GES étant fait selon une approche attributionnelle et non conséquentielle, il y aurait lieu de mentionner que les augmentations de GES attribuables à l'exploitation des gaz de schiste au Québec auraient lieu dans un contexte où le bilan actuel des GES au Québec ne serait pas modifié, c'est-à-dire que l'utilisation des ressources énergétiques au Québec serait similaire à la situation actuelle et donc que les gaz de schiste exploités seraient dédiés en totalité à l'exportation.

Annexe

TROUVER
l'équilibre
GAGNER en
performance

Annexe 1

Évaluation de la conformité à la norme ISO 14044

1— EXIGENCES GÉNÉRALES

1.A- Les résultats et conclusions de l'ACV doivent être communiqués de manière complète et précise au public concerné sans parti pris

- Exigence respectée
- Exigence partiellement respectée
- Exigence non respectée
- Exigence non applicable

1.B- Les résultats, données, méthodes, hypothèses et limites doivent être transparents et présentés de manière suffisamment détaillée pour permettre au lecteur de comprendre les complexités et les compromis inhérents à l'ACV

- Exigence respectée
- Exigence partiellement respectée
- Exigence non respectée
- Exigence non applicable

1.C- Le rapport doit permettre d'utiliser les résultats et l'interprétation de manière cohérente avec les objectifs de l'étude

- Exigence respectée
- Exigence partiellement respectée
- Exigence non respectée
- Exigence non applicable

Comme les auteurs spécifient clairement que la comparaison est faite d'un point de vue attributionnel et non conséquentiel, les résultats répondent à cet objectif.

2- EXIGENCES SPÉCIFIQUES POUR LES ÉTUDES AVEC DIVULGATION

2.A ASPECTS GÉNÉRAUX

2.A.1- Identification du commanditaire et réalisateur de l'étude ACV

- Exigence respectée
- Exigence partiellement respectée
- Exigence non respectée
- Exigence non applicable

Page couverture
Commanditaire : Ministère du Développement durable de l'Environnement,
de la Faune et des Parcs
Réalisateur : CIRAIG

2.A.2- Date du rapport

- Exigence respectée
- Exigence partiellement respectée
- Exigence non respectée
- Exigence non applicable

Page couverture
Août 2013

2- EXIGENCES SPÉCIFIQUES POUR LES ÉTUDES AVEC DIVULGATION

2.A.3- Indication précisant que l'étude a été réalisée en conformité avec les exigences de la norme ISO 14044

<input checked="" type="checkbox"/> Exigence respectée	Page 1 « Cette étude a été réalisée en accord avec les exigences des normes ISO 14 040 et 14 044 pour un rapport public. »
<input type="checkbox"/> Exigence partiellement respectée	
<input type="checkbox"/> Exigence non respectée	
<input type="checkbox"/> Exigence non applicable	

2.B OBJECTIF DE L'ÉTUDE

2.B.1- Raisons ayant conduit à l'étude

<input checked="" type="checkbox"/> Exigence respectée	Page 1
<input type="checkbox"/> Exigence partiellement respectée	
<input type="checkbox"/> Exigence non respectée	
<input type="checkbox"/> Exigence non applicable	

2.B.2- Applications envisagées de l'étude

<input checked="" type="checkbox"/> Exigence respectée	Page 1 et Page 10 a) Profil environnemental prospectif du gaz de schiste produit au Québec, b) analyse comparative attributionnelle de la filière du gaz de schiste avec d'autres filières énergétiques dans des utilisations de chauffage et de transport ; c) bilan de gaz à effet de serre associé à l'exploitation éventuelle d'un site de gaz de schiste au Québec.
<input type="checkbox"/> Exigence partiellement respectée	
<input type="checkbox"/> Exigence non respectée	
<input type="checkbox"/> Exigence non applicable	

2.B.3- Public concerné

<input checked="" type="checkbox"/> Exigence respectée	Page 10 « Les résultats de cette étude sont prévus à des fins de divulgation publique par le MDDEFP ».
<input type="checkbox"/> Exigence partiellement respectée	
<input type="checkbox"/> Exigence non respectée	
<input type="checkbox"/> Exigence non applicable	

2.B.4- Indication précisant si l'étude va appuyer des affirmations comparatives destinées à être divulguées au public

<input checked="" type="checkbox"/> Exigence respectée	Page 30 « Parce que les résultats de cette étude sont voués à une divulgation publique, ... ».
<input type="checkbox"/> Exigence partiellement respectée	
<input type="checkbox"/> Exigence non respectée	
<input type="checkbox"/> Exigence non applicable	

2.C CHAMP DE L'ÉTUDE

2.C.1 FONCTION

2.C.1- La fonction est clairement définie

<input checked="" type="checkbox"/> Exigence respectée	Page 10 et Page 18 Analyse 1 : « Produire et distribuer une quantité d'énergie ». Analyse 2 : « Fournir de la chaleur avec une chaudière » ou « Déplacer un autobus sur une distance donnée ».
<input type="checkbox"/> Exigence partiellement respectée	
<input type="checkbox"/> Exigence non respectée	
<input type="checkbox"/> Exigence non applicable	

2.C.1.i- Des indications quant aux caractéristiques de performance de la fonction sont données

<input checked="" type="checkbox"/> Exigence respectée	Analyse 1 : Tableau 2.1 Analyse 2 : Tableau 2.4
<input type="checkbox"/> Exigence partiellement respectée	
<input type="checkbox"/> Exigence non respectée	
<input type="checkbox"/> Exigence non applicable	

2- EXIGENCES SPÉCIFIQUES POUR LES ÉTUDES AVEC DIVULGATION

2.C.1.ii- Toute omission de fonctions supplémentaires dans les comparaisons est traitée

- Exigence respectée
- Exigence partiellement respectée
- Exigence non respectée
- Exigence non applicable

Analyse 1 : Page 12 « ... les puits ne produisent que du gaz de schiste et aucun autre coproduit. Par conséquent, aucune règle d'imputation n'a été employée ».

Analyse 2 : Page 18 : «... aucun processus multifonctionnel n'a été modélisé pour les autres filières énergétiques. Par conséquent, aucune règle d'imputation n'a été employée ».

2.C.2 UNITÉ FONCTIONNELLE

2.C.2- L'unité fonctionnelle est clairement définie

- Exigence respectée
- Exigence partiellement respectée
- Exigence non respectée
- Exigence non applicable

Analyse 1 : Page 10 : « 1 mégajoule de gaz de schiste, tel qu'il pourrait être produit au Québec dans les années à venir ».

Analyse 2, Page 18 : « Fournir 1 mégajoule de chaleur avec une chaudière pour le chauffage de commerces ou d'institutions au Québec (au gaz de schiste, au mazout ou à l'électricité) » ou « Déplacer un autobus sur 1 km au Québec (au gaz de schiste ou au diesel) ».

2.C.2.i- Le choix de l'unité fonctionnelle est cohérent avec les objectifs et le champ de l'étude

- Exigence respectée
- Exigence partiellement respectée
- Exigence non respectée
- Exigence non applicable

2.C.2.ii- Les flux de référence pour chaque scénario sont clairement établis et en accord avec la définition de l'unité fonctionnelle

- Exigence respectée
- Exigence partiellement respectée
- Exigence non respectée
- Exigence non applicable

Analyse 1 : Page 11
 Analyse 2 : Tableau 2-4.

2.C.3 FRONTIÈRES DU SYSTÈME

2.C.3- Les frontières du système doivent être clairement définies

- Exigence respectée
- Exigence partiellement respectée
- Exigence non respectée
- Exigence non applicable

Tableau 2-2
 Tableau 2-5
 Figure 2-1

2.C.3.i- Les omissions d'étapes du cycle de vie, de processus ou de données sont clairement discutées

- Exigence respectée
- Exigence partiellement respectée
- Exigence non respectée
- Exigence non applicable

Tableau 2-2 et page 16
 Tableau 2-5 et pages 19 et 26.

2.C.3.ii- Les intrants et extrants énergétiques et matériels sont définis et quantifiés

- Exigence respectée
- Exigence partiellement respectée
- Exigence non respectée
- Exigence non applicable

Annexe C.1

2- EXIGENCES SPÉCIFIQUES POUR LES ÉTUDES AVEC DIVULGATION

2.C.3.iii- Les hypothèses sur la production d'énergie sont présentées et adéquates par rapport aux frontières du système de l'étude

- Exigence respectée
- Exigence partiellement respectée
- Exigence non respectée
- Exigence non applicable

Tableau 2-6, pages 21 et 22.

2.C.4 CRITÈRE D'ALLOCATION

2.C.4- Les critères d'allocation (massique, énergétique et environnemental) et les hypothèses pour l'introduction initiale des intrants et des extrants sont définis

- Exigence respectée
- Exigence partiellement respectée
- Exigence non respectée
- Exigence non applicable

Analyse 1 : Page 16 : « Aucun critère d'inclusion ou de coupure n'a été appliqué pour la présente étude ».

Analyse 2 : Page 19 : « Aucun critère d'inclusion ou de coupure n'a été appliqué pour la présente étude ».

2.C.4.i- L'effet de la sélection des critères d'allocation sur les résultats est discuté

- Exigence respectée
- Exigence partiellement respectée
- Exigence non respectée
- Exigence non applicable

Analyse 1 : Aucun critère employé.

Analyse 2 : Aucun critère employé.

2.D INVENTAIRE DU CYCLE DE VIE

2.D.1- La méthodologie utilisée pour la collecte de données est expliquée

- Exigence respectée
- Exigence partiellement respectée
- Exigence non respectée
- Exigence non applicable

Pages 20 et 21

2.D.2- Une description qualitative et quantitative des processus élémentaires est faite

- Exigence respectée
- Exigence partiellement respectée
- Exigence non respectée
- Exigence non applicable

Les processus élémentaires sont répertoriés et quantifiés à l'annexe C-1.

2.D.3- Les sources de la documentation consultée sont données

- Exigence respectée
- Exigence partiellement respectée
- Exigence non respectée
- Exigence non applicable

2.D.4- Le mode de calcul de l'inventaire est présenté

- Exigence respectée
- Exigence partiellement respectée
- Exigence non respectée
- Exigence non applicable

Page 22 : « Le logiciel SimaPro 7.3, développé par PRé Consultants ... ».

2- EXIGENCES SPÉCIFIQUES POUR LES ÉTUDES AVEC DIVULGATION

2.D.5- La qualité des données utilisées est évaluée

- | | |
|---|---------------|
| <input checked="" type="checkbox"/> Exigence respectée | Section 2.6.2 |
| <input type="checkbox"/> Exigence partiellement respectée | Annexe D |
| <input type="checkbox"/> Exigence non respectée | |
| <input type="checkbox"/> Exigence non applicable | |

2.D.6- Une explication est fournie sur la manière dont les données manquantes sont traitées

- | | |
|---|---|
| <input checked="" type="checkbox"/> Exigence respectée | Si l'ensemble des données d'un processus est manquant, le processus est exclu de l'étude. Sinon, l'utilisation d'une base de données générique est employée afin d'approximer les données manquantes. |
| <input type="checkbox"/> Exigence partiellement respectée | |
| <input type="checkbox"/> Exigence non respectée | |
| <input type="checkbox"/> Exigence non applicable | |

2.D.7- Une analyse de sensibilité est faite afin de raffiner les frontières du système

- | | |
|---|---|
| <input checked="" type="checkbox"/> Exigence respectée | Comme toutes les données disponibles ont été utilisées et qu'il n'y a pas eu recours à des critères d'inclusion, il n'est pas requis de faire une analyse de sensibilité pour raffiner les frontières du système. |
| <input type="checkbox"/> Exigence partiellement respectée | |
| <input type="checkbox"/> Exigence non respectée | |
| <input type="checkbox"/> Exigence non applicable | |

2.D.8- Les règles d'allocation sont documentées et justifiées

- | | |
|---|---|
| <input type="checkbox"/> Exigence respectée | Aucune règle d'allocation n'a été employée. |
| <input type="checkbox"/> Exigence partiellement respectée | |
| <input type="checkbox"/> Exigence non respectée | |
| <input checked="" type="checkbox"/> Exigence non applicable | |

2.D.9- Les règles d'allocation sont appliquées de manière uniforme

- | | |
|---|---|
| <input type="checkbox"/> Exigence respectée | Aucune règle d'allocation n'a été employée. |
| <input type="checkbox"/> Exigence partiellement respectée | |
| <input type="checkbox"/> Exigence non respectée | |
| <input checked="" type="checkbox"/> Exigence non applicable | |

2.E ÉVALUATION DES IMPACTS DU CYCLE DE VIE

2.E.1- Les modes opératoires, les calculs et les résultats de l'évaluation du cycle de vie sont présentés

- | | |
|---|--|
| <input checked="" type="checkbox"/> Exigence respectée | Respecté dans l'ensemble des résultats présentés au chapitre 3 et dans l'annexe E. |
| <input type="checkbox"/> Exigence partiellement respectée | |
| <input type="checkbox"/> Exigence non respectée | |
| <input type="checkbox"/> Exigence non applicable | |

2.E.2- Les résultats de l'ÉICV respectent les objectifs et le champ de l'étude

- | | |
|---|---|
| <input checked="" type="checkbox"/> Exigence respectée | Respecté dans l'ensemble des résultats présentés au chapitre 3. |
| <input type="checkbox"/> Exigence partiellement respectée | |
| <input type="checkbox"/> Exigence non respectée | |
| <input type="checkbox"/> Exigence non applicable | |

2.E.3- La relation entre les résultats de l'ÉICV et les objectifs et le champ de l'étude est discutée

- | | |
|---|---|
| <input checked="" type="checkbox"/> Exigence respectée | Respecté dans l'ensemble des résultats présentés au chapitre 3. |
| <input type="checkbox"/> Exigence partiellement respectée | |
| <input type="checkbox"/> Exigence non respectée | |
| <input type="checkbox"/> Exigence non applicable | |

2- EXIGENCES SPÉCIFIQUES POUR LES ÉTUDES AVEC DIVULGATION

2.E.4- La relation entre les résultats de l'ÉICV et les résultats de l'inventaire est discutée

- Exigence respectée
- Exigence partiellement respectée
- Exigence non respectée
- Exigence non applicable

Des liens sont faits entre les résultats et les processus les plus importants.

2.E.5- Les catégories d'impacts et les catégories d'indicateurs sont définies, justifiées et référencées

- Exigence respectée
- Exigence partiellement respectée
- Exigence non respectée
- Exigence non applicable

Pages, 22 à 24
Annexe B

2.E.6- Une description de tous les modèles de caractérisation, des facteurs de caractérisation et des méthodes utilisées, y compris toutes les hypothèses et les limites, est donnée

- Exigence respectée
- Exigence partiellement respectée
- Exigence non respectée
- Exigence non applicable

Pages 23 et 24
Annexe B

2.E.7- Une description de tous les choix de valeurs utilisés en rapport avec les catégories d'impact, les modèles de caractérisation, les facteurs de caractérisation, la normalisation, le regroupement, la pondération et ailleurs dans l'ÉICV est faite de même qu'une justification de leur utilisation et de leur influence sur les résultats, les conclusions et recommandations

- Exigence respectée
- Exigence partiellement respectée
- Exigence non respectée
- Exigence non applicable

Page 24 : « Aucune normalisation des résultats par rapport à une base de référence n'a été effectuée. De même, aucune pondération des catégories de dommage pour ramener les résultats à un score unique n'a été réalisée. »

2.E.8- Une indication est faite que les résultats de l'ÉICV soient des expressions relatives et qu'ils ne prédisent pas les effets sur les impacts finaux par catégorie, le dépassement des seuils, les marges de sécurité ou les risques

- Exigence respectée
- Exigence partiellement respectée
- Exigence non respectée
- Exigence non applicable

Page 24 : « Les résultats de l'ÉICV présentent des impacts environnementaux potentiels et non réels. »

2.F INTERPRÉTATION DU CYCLE DE VIE

2.F.1- Les résultats sont clairement présentés et interprétés

- Exigence respectée
- Exigence partiellement respectée
- Exigence non respectée
- Exigence non applicable

L'emploi de graphique présentant toujours des résultats en valeur relative ne permet pas d'apprécier l'importance de chaque processus à un impact donné. Le lecteur doit faire l'exercice de combiner différents graphiques ensemble. Toutefois, ce choix est justifié par les auteurs en raison de la complexité de représenter tous les résultats en mode absolu. Les résultats en valeur absolue sont disponibles à l'annexe E.

2- EXIGENCES SPÉCIFIQUES POUR LES ÉTUDES AVEC DIVULGATION

2.F.2- Les hypothèses et les limites associées à l'interprétation des résultats sont présentées en relation avec la méthodologie et les données

- Exigence respectée
- Exigence partiellement respectée
- Exigence non respectée
- Exigence non applicable

Respecté dans l'ensemble des résultats présentés au chapitre 3.

2.F.3- Les résultats sont interprétés en fonction d'une évaluation de la qualité des données

- Exigence respectée
- Exigence partiellement respectée
- Exigence non respectée
- Exigence non applicable

Annexe D

2.F.4- L'interprétation fait état d'une transparence totale en termes de choix de valeurs, de justifications et d'appréciations d'experts

- Exigence respectée
- Exigence partiellement respectée
- Exigence non respectée
- Exigence non applicable

Respecté dans l'ensemble des résultats présentés au chapitre 3.

2.G REVUE CRITIQUE

2.G.1- Les noms et les affiliations des réviseurs sont clairement identifiés

- Exigence respectée
- Exigence partiellement respectée
- Exigence non respectée
- Exigence non applicable

Pages iii et 30

2.G.2- Le(s) rapport(s) du comité de revue critique est (sont) annexé(s) au rapport de l'étude

- Exigence respectée
- Exigence partiellement respectée
- Exigence non respectée
- Exigence non applicable

Série des annexes F.

2.G.3- Les réponses des auteurs aux commentaires du comité de revue critique sont annexées au rapport de l'étude

- Exigence respectée
- Exigence partiellement respectée
- Exigence non respectée
- Exigence non applicable

Série des annexes F.

3- EXIGENCES ADDITIONNELLES EN MATIÈRE DE COMMUNICATION DANS LE CAS D'UNE AFFIRMATION COMPARATIVE DESTINÉE À ÊTRE DIVULGUÉE AU PUBLIC

3.A- Une analyse des flux de matière et d'énergie est faite afin d'en justifier leurs inclusions ou exclusions

- Exigence respectée
- Exigence partiellement respectée
- Exigence non respectée
- Exigence non applicable

Une telle analyse n'a pas été faite, mais il n'y a pas suffisamment de flux exclus pour que ceci nuise au respect de l'exigence de la norme.

3- EXIGENCES ADDITIONNELLES EN MATIÈRE DE COMMUNICATION DANS LE CAS D'UNE AFFIRMATION COMPARATIVE DESTINÉE À ÊTRE DIVULGUÉE AU PUBLIC

<p>3.B- Une évaluation de la précision, de la complétude et de la représentativité des données utilisées est faite</p> <p><input checked="" type="checkbox"/> Exigence respectée <input type="checkbox"/> Exigence partiellement respectée <input type="checkbox"/> Exigence non respectée <input type="checkbox"/> Exigence non applicable</p>	<p>Une analyse de la représentativité des données a été faite durant la collecte de ces dernières afin de pouvoir leur attribuer une incertitude. De plus, en page 26, les auteurs décrivent une analyse de la complétude qui a été faite tout au long de l'étude.</p>
<p>3.C- Une description de l'équivalence des systèmes comparés est faite</p> <p><input checked="" type="checkbox"/> Exigence respectée <input type="checkbox"/> Exigence partiellement respectée <input type="checkbox"/> Exigence non respectée <input type="checkbox"/> Exigence non applicable</p>	<p>Les sections 2.2 et 2.3 définissent les systèmes et leur équivalence entre eux en termes de fonction et de quantité pour répondre à l'unité fonctionnelle.</p>
<p>3.D- Le processus de revue critique est décrit</p> <p><input checked="" type="checkbox"/> Exigence respectée <input type="checkbox"/> Exigence partiellement respectée <input type="checkbox"/> Exigence non respectée <input type="checkbox"/> Exigence non applicable</p>	<p>Section 2.7.</p>
<p>3.E- Une évaluation de la complétude de l'ÉICV est faite</p> <p><input checked="" type="checkbox"/> Exigence respectée <input type="checkbox"/> Exigence partiellement respectée <input type="checkbox"/> Exigence non respectée <input type="checkbox"/> Exigence non applicable</p>	<p>Les auteurs mentionnent en page 26 qu'il y a eu une telle analyse tout au long de l'étude.</p>
<p>3.F- Une mention est faite de l'acceptation internationale des indicateurs de catégorie utilisée, de même qu'une justification de leur utilisation</p> <p><input checked="" type="checkbox"/> Exigence respectée <input type="checkbox"/> Exigence partiellement respectée <input type="checkbox"/> Exigence non respectée <input type="checkbox"/> Exigence non applicable</p>	<p>Section 2.5 « La méthode européenne IMPACT 2002+, reconnue internationalement... ».</p>
<p>3.G- Une explication est donnée quant à la validité scientifique et technique de même que la pertinence environnementale des indicateurs de catégories utilisés</p> <p><input checked="" type="checkbox"/> Exigence respectée <input type="checkbox"/> Exigence partiellement respectée <input type="checkbox"/> Exigence non respectée <input type="checkbox"/> Exigence non applicable</p>	<p>Les auteurs font référence à un article scientifique de Joliet et al., 2003, présentant la méthode Impact 2002+.</p>
<p>3.H- Les résultats d'une analyse d'incertitude et d'une analyse de sensibilité sont présentés</p> <p><input checked="" type="checkbox"/> Exigence respectée <input type="checkbox"/> Exigence partiellement respectée <input type="checkbox"/> Exigence non respectée <input type="checkbox"/> Exigence non applicable</p>	<p>Les résultats de l'analyse d'incertitude sont présentés tout au long du chapitre 3 tandis que des sections spécifiques de ce chapitre présentent les analyses de sensibilité définies à la section 2.6.4.</p>

3- EXIGENCES ADDITIONNELLES EN MATIÈRE DE COMMUNICATION DANS LE CAS D'UNE AFFIRMATION COMPARATIVE DESTINÉE À ÊTRE DIVULGUÉE AU PUBLIC

3.1- Si des différences sont trouvées par rapport aux résultats d'autres études similaires, une évaluation de la signification de ces différences est faite

- Exigence respectée
- Exigence partiellement respectée
- Exigence non respectée
- Exigence non applicable

Une mise en perspective des résultats pour la catégorie Changements climatiques est faite par rapport à des résultats tirés d'autres études.

Réponses aux réviseurs

Revue critique de l'analyse du cycle de vie du gaz de schiste au Québec

Auteurs CIRAIG
Pierre-Olivier Roy, Ph.D.
Geneviève Martineau, ing., M.Sc.A.

Date Août 2013

Le présent document présente les réponses du CIRAIG aux commentaires des réviseurs sur le rapport « Analyse du cycle de vie et bilan des gaz à effet de serre prospectifs du gaz de schiste au Québec ».

Les réponses sont présentées dans l'ordre, et identifiées par les numéros de commentaires du comité de revue (rapport du 16 août 2013). Se référer à ce rapport pour connaître la teneur des commentaires.

No	Réponse du CIRAIG – Commentaires spécifiques
1	La précision a été apportée dans la mesure du possible. Cependant, lorsqu'il était question de l'indicateur « changement climatique », aucun changement n'a été apporté puisqu'il s'agit de la nomenclature utilisée par la méthode d'évaluation des impacts du cycle de vie.
2	Modification effectuée
3	Aucun principe d'exclusion n'a été utilisé. Toutes les études recensées dans la catégorie « bilan de gaz à effet de serre » du Tableau 1-1 ont été détaillées dans le Tableau 1-2. Toutes les études du Tableau 1-2 rapportant des valeurs sur le cycle de vie ont été reprises au Tableau 1-3. Une note a été ajoutée à cet effet avant le Tableau 1-3. Il existe deux exceptions à cette règle : Cathles et coll. n'ont cité aucune source pour étayer leur estimation; une valeur de 0,2 % de la production d'un puits est fournie sans aucune autre explication. L'étude de l'EPA n'est pas spécifique au gaz de schiste mais à l'ensemble de l'industrie gazière. Une note sous le Tableau 1-3 a été ajoutée à cet effet. Note : les documents de Howarth et coll. ou Hughes ne sont pas mentionnés explicitement dans le document de l'US EPA (2013)
4	L'incidence de cette étude est relativement marginale. En effet, l'estimation des émissions fugitives seraient maintenant de 1,5% plutôt que 2,4% de la production d'un puits pour la totalité de l'industrie gazière aux États-Unis. Cette diminution provient, entre autres, de la comptabilisation d'une plus grande quantité de données et d'une révision des calculs (à partir de ces données). Toutefois, une valeur de 1,5% demeure comprise dans l'intervalle de valeurs utilisées par les options de production (1 et 3 %). De plus en analyse de sensibilité, des valeurs allant de 0,5 à 8 % ont été évaluées. Aucune modification n'a donc été apportée à l'étude.
5	Modification effectuée
6	Modification effectuée
7	Modification effectuée
8	Modification effectuée
9	Bien que le bilan GES du Canada soit exprimé <i>per capita</i> , nous avons maintenant exprimé le bilan GES en

No	Réponse du CIRAIG – Commentaires spécifiques
	% d'augmentation.
10	<p>Bien que les nouvelles études semblent vouloir revoir les estimations des émissions fugitives à la baisse, une valeur de 8 % a tout de même été répertoriée par les études de Howarth et coll. ainsi que Hughes</p> <p>Une nouvelle étude effectuée par le NOAA (en date d'août 2013), utilisant une autre technique d'estimation, fait état d'un taux d'émission de 6,2 à 11,7 %. Dans le contexte où un taux d'émission fugitive élevé (tel que 8 %) ne peut être totalement écarté, il a été choisi de laisser cette valeur dans l'analyse de sensibilité.</p> <p>Une note dans le rappel précédent la Figure 3-14 a été ajoutée à cet effet.</p>
11	Une note à cet effet se trouve déjà dans le rapport