



CIRAIG^{MC}

Centre international de référence sur le
cycle de vie des produits, procédés et services

RAPPORT TECHNIQUE FINAL POUR PUBLICATION

PROFIL ENVIRONNEMENTAL DU GAZ NATUREL DISTRIBUÉ AU QUÉBEC

JUILLET 2020

Préparé pour

Énergir

À l'attention de M. Philippe Lanthier
Conseiller en développement durable
1717 rue du Havre,
Montréal, QC,
H2K 2X3



**POLYTECHNIQUE
MONTRÉAL**

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

Fondé en 2001, 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 un des plus importants centres d'expertise en cycle de vie sur le plan international. Il collabore avec de nombreux centres de recherche à travers le monde et participe activement à l'Initiative sur le cycle de vie du Programme des Nations Unies sur l'Environnement (PNUE) et de la Société de Toxicologie et de Chimie de l'Environnement (SETAC).

Le CIRAIG a développé une expertise reconnue en matière d'outils du cycle de vie incluant l'analyse environnementale du cycle de vie (ACV) et l'analyse sociale du cycle de vie (ASCV). Complétant cette expertise, ses travaux de recherche portent également sur l'analyse des coûts du cycle de vie (ACCV) et d'autres outils incluant les empreintes carbone et eau. Ses activités comprennent des projets de recherche appliquée touchant plusieurs secteurs d'activités clés dont l'énergie, l'aéronautique, l'agroalimentaire, la gestion des matières résiduelles, les pâtes et papiers, les mines et métaux, les produits chimiques, les télécommunications, le secteur financier, la gestion des infrastructures urbaines, le transport ainsi que de la conception de produits « verts ».

AVERTISSEMENT

Les auteurs sont responsables du choix et de la présentation des résultats. Les opinions exprimées dans ce document sont celles des membres de l'équipe de projet et n'engagent aucunement le CIRAIG, Polytechnique Montréal ou l'ESG-UQÀM.

À l'exception des documents du CIRAIG, comme le présent rapport, toute utilisation du nom du CIRAIG, de Polytechnique Montréal ou de l'ESG-UQÀM lors de communication destinée à une divulgation publique associée à ce rapport doit faire l'objet d'un consentement préalable écrit d'un représentant dûment mandaté du CIRAIG, de Polytechnique Montréal ou de l'ESG-UQÀM.

CIRAIG

Centre international de référence sur le cycle de vie des produits, procédés et services
Polytechnique Montréal
Département de génie chimique
3333 Chemin Queen-Mary, suite 310
Montréal (Québec) Canada
H3V 1A2

www.ciraig.org

Équipe de travail

Réalisation

Estelle Louineau, M. Ing.

Rédaction du rapport et modélisation

Pierre-Olivier Roy, Ph.D., Lead Energy

Modélisation et rédaction du rapport

Jean-François Ménard, B. Ing

Support technique et révision

Collaboration

Sophie Fallaha, ing., M. Sc.A

Directrice exécutive, CIRAIG

Coordination du projet

Direction de projet

Pr Réjean Samson, ing., Ph.D.

Directeur général, CIRAIG

Sommaire

Certains considèrent le gaz naturel comme une énergie de transition vers les énergies renouvelables du fait de ses émissions de combustion (plus particulièrement les gaz à effet de serre (GES)), moins importantes que celles d'autres énergies fossiles. D'autres mettent plutôt en avant les problématiques d'émissions fugitives de méthane¹ et d'autres impacts environnementaux qui lui sont associés. Ce faisant, ils jettent un doute sur le possible rôle du gaz naturel comme énergie de transition vers les énergies renouvelables.

Au Québec, le gaz naturel est principalement utilisé pour la génération de chaleur (résidentielle, commerciale et industrielle). Le gaz naturel joue également un rôle relativement marginal dans le secteur des transports, mais pourrait être amené à devenir un plus grand acteur dans le futur. Le gaz naturel est également utilisé comme intrant dans divers procédés chimiques et pétrochimiques – de telles utilisations ne sont toutefois pas considérées dans ce rapport.

Une activité importante d'Énergir est la distribution du gaz naturel aux secteurs résidentiel, industriel, institutionnel et commercial. En effet, Énergir distribue près de 97 % du gaz naturel consommé au Québec. Depuis novembre 2016, Énergir s'approvisionne principalement aux carrefours gaziers de Dawn, de Parkway et d'Empress. Dawn est un point de transit situé en Ontario pour du gaz naturel en provenance des États-Unis et de l'Ouest canadien, tandis qu'Empress est situé en Alberta et transporte uniquement du gaz issu des gisements de l'Ouest canadien. Le carrefour gazier de Parkway situé en Ontario permet quant à lui le passage du gaz naturel provenant de Dawn ou d'Empress vers le Québec.

En ce sens, Énergir souhaite en apprendre davantage sur :

- 1) les impacts environnementaux, et plus spécifiquement les émissions de GES, de sa chaîne d'approvisionnement ;
- 2) la comparaison des impacts environnementaux, et plus spécifiquement des émissions de GES, de sa chaîne d'approvisionnement avec d'autres filières énergétiques – notamment les produits pétroliers – pour la génération de chaleur, le transport routier et le transport maritime ;
- 3) le potentiel de réduction des impacts environnementaux de sa chaîne d'approvisionnement, et plus particulièrement des émissions de GES, par un changement des pratiques d'approvisionnement (choix de producteurs limitant leurs émissions fugitives et augmentation du taux de gaz naturel renouvelable).

Ces informations permettront à Énergir de prendre des décisions et/ou d'informer ses clients et/ou le grand public.

¹ Les émissions fugitives sont définies par l'agence de la protection de l'environnement américaine (US EPA) comme « les émissions intentionnelles et non intentionnelles des systèmes d'extraction, de traitement et de livraison des combustibles fossiles » (US EPA, 2010a). Les émissions *intentionnelles* désignent les émissions liées au fonctionnement d'un équipement ou d'un système (p.ex. une valve de sécurité relâchant du gaz si la pression est trop élevée). Les émissions *non intentionnelles* résultent 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 (US EPA, 2010a).

Objectif 1 : Impacts environnementaux de la chaîne d'approvisionnement du gaz naturel distribué par Énergir

Une fois injecté dans le réseau, le gaz naturel produit à divers endroits se mélange et il devient impossible de retracer l'origine du gaz naturel qui est consommé à un instant précis. Par conséquent, pour avoir une estimation de l'approvisionnement du gaz naturel d'Énergir, une série d'hypothèses, basées sur des données annuelles d'approvisionnement aux différents carrefours gaziers d'Énergir, l'État de l'Énergie au Québec en 2019, des données de production gazière de Ressources naturelles Canada et des données de production de l'Agence américaine de l'énergie (EIA) ont été posées.

Cette évaluation de l'approvisionnement de gaz naturel dans le réseau de distribution d'Énergir, présentée au Tableau S-1, s'avère par conséquent excessivement incertaine.

L'approvisionnement en gaz naturel d'Énergir tel qu'évalué estime qu'environ 80% du gaz naturel distribué au Québec provient de l'Alberta et de la Colombie-Britannique. En conséquence, il apparaît que les parts d'approvisionnement en gaz naturel fossile provenant de l'Alberta et de la Colombie-Britannique sont les deux principaux contributeurs aux résultats de tous les indicateurs environnementaux du cycle de vie de l'approvisionnement gazier (voir Tableau S-1).

En se basant sur ces hypothèses, les informations provenant de la littérature et les données provenant d'Énergir, il a été considéré que le taux d'émissions fugitives du gaz naturel distribué au Québec est de 0,93%.

Tableau S-1 : Estimation du mix gazier (ligne bleue), impacts environnementaux (colonne bleue) et contributions au résultat de chaque indicateur, par source d’approvisionnement du gaz naturel distribué par Énergir

Indicateur	Unité	Total	É,-U, Marcellus	É,-U, Barnett	É,-U, Haynesville	É,-U, Fayetteville	É,-U, Woodford	É,-U, Autres	Alberta	Colombie- Britannique	Biogaz	GNR
Mix gazier modélisé		100%	10,44%	2,35%	3,20%	0,43%	1,06%	2,52%	53,40%	26,06%	0,50%	0,04%
Changement climatique, court terme	kg éq, CO ₂	1,35E-02	7,93%	3,02%	2,13%	0,47%	0,99%	2,34%	54,42%	28,64%	0,13%	-0,07%
Changement climatique, long terme	kg éq, CO ₂	9,5E-03	7,63%	2,68%	1,87%	0,46%	1,02%	2,41%	54,88%	28,59%	0,49%	-0,03%
Occupation des terres	m ² de terre arable	1,3E-04	9,56%	2,82%	1,65%	0,46%	0,83%	2,48%	53,19%	27,46%	0,99%	0,56%
Transformation des terres	m ² de terre arable	5,4E-06	9,40%	2,78%	1,59%	0,46%	0,79%	2,54%	54,04%	28,10%	0,09%	0,19%
Utilisation d’énergie fossile	MJ	1,2E+00	10,44%	2,40%	3,11%	0,43%	1,05%	2,53%	53,65%	26,36%	0,01%	0,00%
Utilisation des ressources minérales	kg	7,9E-04	9,10%	2,74%	1,85%	0,45%	0,85%	2,43%	53,36%	28,89%	0,29%	0,05%
Rareté de l’eau	m ³ éq, mondial	7,6E-03	9,77%	2,92%	1,66%	0,48%	0,81%	2,45%	52,24%	29,42%	0,20%	0,05%
Acidification de l’eau douce	kg éq, SO ₂	3,2E-05	7,72%	2,26%	1,31%	0,37%	0,69%	2,75%	59,22%	25,10%	0,48%	0,11%
Acidification terrestre	kg éq, SO ₂	3,4E-05	7,80%	2,29%	1,32%	0,37%	0,69%	2,74%	58,94%	25,22%	0,46%	0,16%
Eutrophisation de l’eau douce	kg éq, PO ₄ P-lim	1,3E-05	6,94%	1,88%	0,86%	0,30%	0,62%	2,71%	57,97%	28,31%	0,37%	0,05%
Eutrophisation marine	kg éq, N N-lim	9,3E-07	8,82%	2,64%	1,55%	0,43%	0,77%	2,58%	55,62%	27,39%	0,14%	0,05%
Écotoxicité de l’eau douce	CTUe	4,1E+01	7,89%	2,18%	1,12%	0,36%	0,71%	2,64%	56,59%	28,41%	0,67%	-0,57%
Formation de particules	kg éq, PM _{2,5}	3,3E-09	11,23%	3,22%	1,78%	0,52%	1,01%	3,02%	65,60%	30,72%	0,43%	-17,52%
Formation d’oxydant photochimique	kg éq, NMVOC	4,6E-05	8,31%	2,54%	1,55%	0,41%	0,74%	2,65%	57,18%	26,45%	0,18%	0,00%
Toxicité humaine, substances cancérigènes	CTUh	1,6E-09	8,85%	2,63%	1,64%	0,43%	0,80%	2,47%	53,95%	29,05%	0,16%	0,01%
Toxicité humaine, substances non cancérigènes	CTUh	2,2E-09	8,91%	2,57%	1,52%	0,43%	0,81%	2,50%	53,90%	28,68%	0,61%	0,07%
Radiations ionisantes	Bq éq, C-14	3,0E-02	17,27%	4,49%	1,53%	0,70%	1,46%	2,14%	46,32%	25,43%	0,52%	0,13%
Appauvrissement de la couche d’ozone	kg éq, CFC-11	6,7E-10	9,61%	2,83%	1,62%	0,46%	0,84%	2,49%	53,65%	28,31%	0,11%	0,09%

Pour l'indicateur *Changement climatique*, les émissions fugitives, les niveaux de production des puits et la composition du gaz naturel sont les paramètres influençant le plus les résultats obtenus pour l'approvisionnement en gaz naturel fossile². Les variations de ces paramètres induisent un écart de près de 50% (sur l'approvisionnement uniquement) entre les résultats du gisement de Haynesville (résultat le plus faible) et du gisement de Barnett (résultat le plus élevé) lorsque les résultats sont rapportés par MJ d'énergie (voir Figure S-1). Le gisement d'Haynesville présente en effet la production moyenne la plus élevée à 110 Mm³/puits. À l'inverse, les gisements de gaz naturel de Barnett, de Fayetteville, d'Alberta et de Colombie-Britannique présentent généralement des résultats d'indicateurs plus élevés du fait de leur production moyenne plus faible évaluée entre 45 et 50 Mm³/puits. Les émissions fugitives du gisement de Barnett sont également rapportées (dans la littérature) comme étant supérieures.

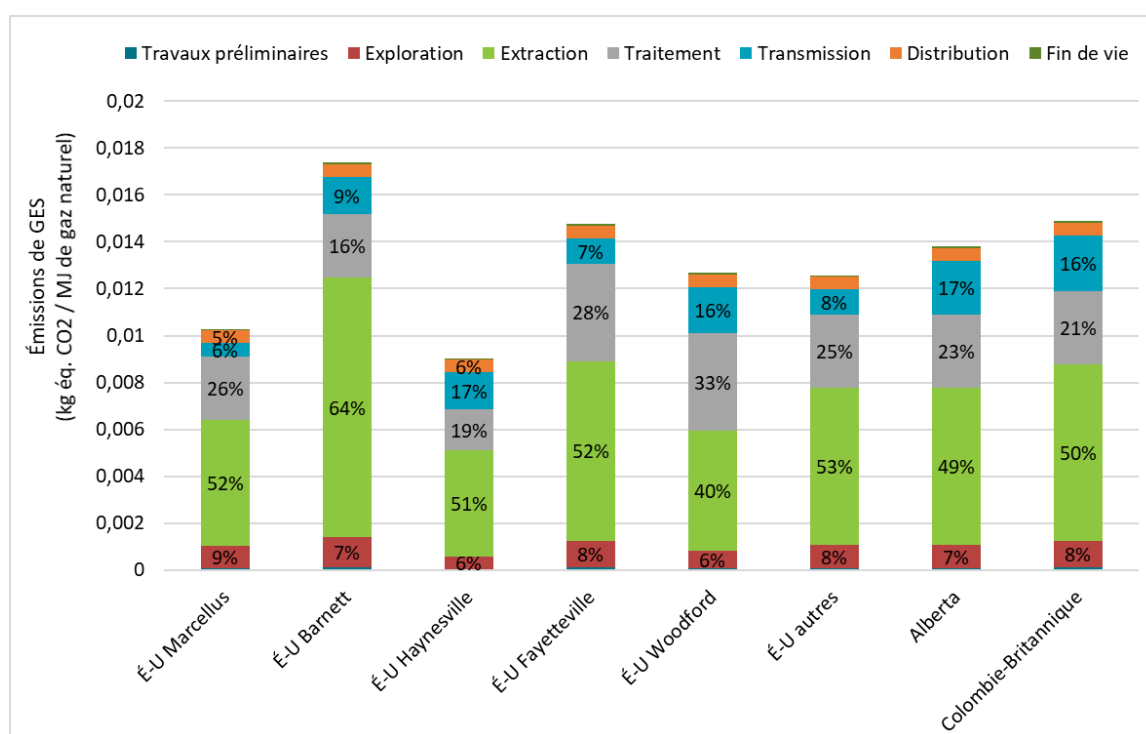


Figure S-1 : Émissions de GES générées par l'approvisionnement en gaz naturel des systèmes de gaz naturel fossile – méthode IMPACT World+, indicateur *Changement climatique*, court terme (PRG³ 100 ans)

D'autres indicateurs environnementaux ont également été investigués et sont présentés à la section 6.

² L'unité étant le [impact]/MJ, plus un puits est productif, plus la part des impacts environnementaux de ses opérations et des infrastructures attribuée à 1 MJ est faible.

³ Pouvoir de Réchauffement Global (PRG), voir section 5.8.

Objectif 2 : Comparaison des impacts environnementaux avec d'autres filières pour la génération de chaleur, le transport routier et le transport maritime

Le Tableau S-2 présente la comparaison des résultats obtenus sur l'indicateur *Changement climatique, court terme* par l'approvisionnement présenté plus tôt, le mazout léger et lourd, le diesel et le diesel marin.

Tableau S-2 : Résultats de l'indicateur *Changement climatique, court terme* (PRG 100 ans) du gaz naturel distribué au Québec comparé à certains produits pétroliers

Utilisation	Génération de chaleur	Transport routier	Transport maritime	Approvisionnement
Unité	kg éq. CO ₂ / MJ chaleur	kg éq. CO ₂ / tkm	kg éq. CO ₂ / MJ d'énergie finale	kg éq. CO ₂ / MJ de gaz naturel ou de produits pétroliers
Gaz naturel distribué au Québec	0.075 (68%)	0.072 (84%)	0.22 (77%)	0.0135 (80%)
Produits pétroliers				
Mazout léger	0.11 (100%)	-	-	0.016 (94%)
Diesel	-	0.087 (100%)	-	0.017 (100%)
Mazout lourd	-	-	0.28 (100%)	0.017 (100%)
Diesel marin	-	-	0.26 (91%)	0.015 (88%)

En fonction des hypothèses sur l'approvisionnement gazier, les émissions de GES induites par l'utilisation du gaz naturel distribué par Énergir ont été évaluées (ces valeurs demeurent incertaines, particulièrement, en raison des hypothèses posées pour déterminer le mix gazier dans le réseau de distribution d'Énergir), il est possible d'observer que le résultat de l'indicateur *Changement climatique* du gaz naturel distribué au Québec est inférieur à celui des produits pétroliers. **Ces conclusions peuvent toutefois être modifiées par une augmentation des émissions fugitives de méthane lors de la phase d'approvisionnement ou par une différence d'efficacité plus élevée entre les systèmes de gaz naturel et les systèmes des produits pétroliers.**

D'autres indicateurs environnementaux ont également été investigués et sont présentés à la section 7.

Objectif 3 : Réduction potentielle des impacts environnementaux par un changement des pratiques d’approvisionnement

Ce rapport a également permis de mettre en lumière deux façons de diminuer le bilan GES du gaz naturel distribué au Québec :

- Un approvisionnement auprès de producteurs ayant démontré une capacité à limiter leurs émissions fugitives de méthane tout au long de la chaîne d’approvisionnement ;
- Une production et distribution accrue de gaz naturel renouvelable (GNR).

Approvisionnement auprès de producteurs limitant leurs émissions fugitives :

Actuellement, en se basant sur les données de la littérature et des données provenant d’Énergir, le taux d’émissions fugitives du gaz naturel distribué au Québec est évalué à 0,93%. Pourtant, certains producteurs de gaz naturel de divers programmes ont été audités avec un taux d’émissions fugitives équivalent à 0,55% sur leur chaîne d’approvisionnement. Par conséquent, un approvisionnement auprès de producteurs de ces programmes permettrait de diminuer les émissions GES du gaz naturel distribué au Québec. Le Tableau S-3 présente les réductions potentielles des émissions de GES en fonction d’une part grandissante d’approvisionnement venant de ces producteurs (ayant démontré une capacité à limiter leurs émissions fugitives de méthane à 0,55%).

Tableau S-3 : Réduction potentielle des émissions de GES du gaz naturel distribué au Québec par une augmentation de la part d’approvisionnement venant de producteurs limitant leurs émissions fugitives à 0.55% - méthode IMPACT World+, indicateur *Changement climatique, court terme (PRG 100 ans)*

Part de l’approvisionnement venant de producteurs limitant leurs émissions fugitives de méthane à 0.55% [%]	Émissions de GES de la part d’approvisionnement venant de producteurs limitant leurs émissions fugitives à 0.55% [g éq. CO ₂ /MJ]	Émissions de GES de la part d’approvisionnement inchangée (donc à 0.93% d’émissions fugitives) [g éq. CO ₂ /MJ]	Émissions de GES totales [g éq. CO ₂ /MJ]	Réduction des émissions de GES par rapport à l’approvisionnement actuel [%]
0%	-	13.5	13.5	
1%	0.093	13.4	13.5	0.3%
5%	0.463	12.9	13.3	1.6%
10%	0.926	12.2	13.1	3.2%
15%	1.389	11.5	12.9	4.7%
20%	1.852	10.8	12.7	6.3%
50%	4.631	6.8	11.4	15.8%
100%	9.262	-	9.3	31.6%

Augmentation de la part de GNR dans l'approvisionnement :

Pour une même quantité d'énergie fournie à partir de gaz naturel fossile ou de GNR, les résultats obtenus sont différents car le carbone émis par la combustion de GNR est biogénique⁴ et que des crédits sont attribués au GNR afin de traduire les activités évitées du fait de sa production.

Note : L'approche cycle de vie considère un crédit pour les émissions évitées (et ce sans égard au lieu où elles se seraient produites), mais ne l'attribue aucunement à un acteur de la chaîne d'approvisionnement dans un contexte règlementaire de comptabilisation des GES.

En effet, la production de GNR permet d'éviter le torchage du biogaz récupéré dans les sites d'enfouissement (car celui-ci est envoyé dans le réseau gazier plutôt que d'être brûlé sur place), d'éviter de la production d'engrais chimique et/ou d'éviter la gestion usuelle du fumier animal (puisque le méthane est récupéré). Par conséquent, l'injection d'une plus grande quantité de GNR dans le réseau de distribution d'Énergir permet une réduction des résultats d'indicateurs environnementaux sur le cycle de vie. Le Tableau S-4 illustre la réduction potentielle du bilan GES du gaz naturel distribué par Énergir induite par un passage du taux d'injection de GNR de 0,54% (situation actuelle) à 10%.

Tableau S-4 : Réduction potentielle des émissions de GES du gaz naturel distribué au Québec par une augmentation de la part de GNR dans l'approvisionnement - méthode IMPACT World+, indicateur *Changement climatique, court terme* (PRG 100 ans)

Utilisation	GNR/biogaz injecté	Gaz naturel (0,54% de biogaz/GNR)	Fumier animal	Eaux usées	Lieux d'enfouissement	Matières organiques résidentielles
Chaleur (1 MJ)	Unité	gramme d'équivalent CO ₂ / MJ de chaleur				
	1%	75,2	71,9	74,3	74,5	74,1
	% réduction		4%	1%	1%	1%
	5%		57,5	70,5	71,7	69,7
	% réduction		24%	6%	5%	7%
	10%		39,4	65,9	68,1	64,1
	% réduction		48%	12%	9%	15%
Transport de marchandises (1 tonne-km)	Unité	gramme d'équivalent CO ₂ / tonne-km transportée				
	1%	72,5	70,32	71,85	71,98	71,75
	% réduction		3%	1%	1%	1%
	5%		60,85	69,14	69,85	68,60
	% réduction		16%	5%	4%	5%
	10%		49,01	65,75	67,18	64,66
	% réduction		32%	9%	7%	11%
Transport maritime (1 MJ)	Unité	gramme d'équivalent CO ₂ / MJ d'énergie finale				
	1%	218,3	210,91	216,23	216,68	215,88
	% réduction		3%	1%	1%	1%
	5%		179,22	208,15	210,62	206,26
	% réduction		18%	5%	4%	5%
	10%		139,60	198,05	203,05	194,24
	% réduction		36%	9%	7%	11%

⁴ Note : Le PRG100 du CO₂ biogénique est de 0 kg éq. CO₂/kg CO₂ tandis que celui du CO₂ fossile est de 1 kg éq. CO₂/kg CO₂. Le PRG100 du méthane biogénique est de 34 kg éq. CO₂/kg CH₄ tandis que celui du méthane fossile est de 36 kg éq. CO₂/kg CH₄.

Malgré les réductions obtenues sur la catégorie d'impact *Changement climatique, court terme*, l'augmentation de la part de GNR dans l'approvisionnement engendre néanmoins une augmentation des résultats sur d'autres catégories d'impact.

Interprétation des résultats : limites de l'étude

Les principales limites de cette étude incluent le fait que l'étude se concentre sur certains systèmes de gaz naturel et de produits pétroliers, pour certaines utilisations au Québec (et ne présente pas l'ensemble des usages de ces énergies). Par conséquent, les résultats ne doivent pas être extrapolés à d'autres systèmes ni d'autres contextes géographiques. Par ailleurs, les résultats d'indicateurs environnementaux mentionnés sont globaux. Il est également important de rappeler que les analyses de cycle de vie, celle-ci incluse, ne se substituent en aucun cas à une analyse de risque et ne renseignent pas sur les incidents potentiels, les dangers associés aux diverses filières énergétiques investiguées ou aux problématiques spécifiques locales. Enfin, ce rapport étudie uniquement les impacts environnementaux et ne considère pas de questions économiques, sociales ou techniques et se limite aux indicateurs investigués. La section 11.2 « Applications et limites de l'ACV » présente la liste complète des limitations de l'étude.

Conclusion

Bien que cette étude ne puisse statuer avec certitude que le gaz naturel représente bel et bien une énergie de transition, elle fournit d'importants éléments pouvant alimenter la discussion en établissant les profils environnementaux de diverses utilisations (génération de chaleur, transport routier des marchandises, transport maritime) au Québec ainsi que ceux du gaz naturel fossile produit en Amérique du Nord, du gaz naturel renouvelable (GNR) produit à partir du fumier animal, des eaux usées, des lieux d'enfouissement et des matières organiques résidentielles québécoises, et de divers produits pétroliers.

TABLE DES MATIÈRES

ÉQUIPE DE TRAVAIL	3
SOMMAIRE	4
LISTE DES TABLEAUX	16
LISTE DES FIGURES	26
LISTE DES ACRONYMES ET ABBRÉVIATIONS	30
1 MISE EN CONTEXTE.....	31
1.1 GENÈSE DE L'ÉTUDE.....	31
1.2 OBJECTIFS DE L'ÉTUDE.....	31
2 DESCRIPTION SOMMAIRE DES ACTIVITÉS SPÉCIFIQUES MODÉLISÉES	33
2.1 GAZ NATUREL FOSSILE ET PRODUCTION DE GAZ NATUREL RENOUVELABLE	34
2.1.1 Gaz naturel fossile conventionnel terrestre et marin.....	34
2.1.2 Gaz naturel fossile non conventionnel : gaz de schiste (« shale gas »).....	34
2.1.3 Gaz naturel fossile non conventionnel : gaz de réservoir étanche (« tight gas »)	34
2.1.4 Gaz naturel fossile non conventionnel : méthane de houille (« coalbed methane » ou CBM) 34	
2.1.5 Biogaz et gaz naturel renouvelable (GNR).....	35
2.1.6 Traitement du gaz naturel	35
2.1.7 Transmission du gaz naturel.....	36
2.2 PRODUITS PÉTROLIERS.....	36
2.2.1 Pétrole brut conventionnel terrestre et maritime.....	36
2.2.2 Pétrole brut provenant des sables bitumineux (« oil sands »).....	36
2.2.3 Raffinage du pétrole brut	37
3 APPROVISIONNEMENT ET UTILISATION DU GAZ NATUREL AU QUÉBEC.....	38
3.1 PROVENANCE ET TYPE DU GAZ NATUREL CONSOMMÉ AU QUÉBEC	38
3.2 ESTIMATION DE L'APPROVISIONNEMENT DE GAZ NATUREL DU RÉSEAU DE DISTRIBUTION D'ÉNERGIR	43
3.3 UTILISATION DU GAZ NATUREL AU QUÉBEC	46
3.4 ÉMISSIONS DE GAZ À EFFET DE SERRE	47
4 APPROVISIONNEMENT EN PRODUITS PÉTROLIERS DU QUÉBEC.....	49
5 MODÈLE D'ÉTUDE ET MÉTHODOLOGIE ACV	51
5.1 OBJECTIFS DE L'ÉTUDE ET APPLICATION ENVISAGÉE	51
5.2 FONCTION ET UNITÉ FONCTIONNELLE DU PROFIL ENVIRONNEMENTAL	51
5.3 TRAITEMENT DES FONCTIONS SECONDAIRES ET RÈGLES D'IMPUTATION.....	51
5.4 PROCESSUS DE COLLECTE DE DONNÉES	52
5.5 FRONTIÈRES GÉOGRAPHIQUES ET TEMPORELLES	52
5.6 DESCRIPTION DES SYSTÈMES	53

5.7	DONNÉES ET HYPOTHÈSES.....	59
5.7.1	<i>Données et hypothèses pour les systèmes de gaz naturel fossile</i>	<i>59</i>
5.7.2	<i>Données et hypothèses pour la modélisation du mix gazier distribué par Énergir.....</i>	<i>60</i>
5.7.3	<i>Données et hypothèses pour les systèmes de gaz naturel fossile</i>	<i>61</i>
5.7.4	<i>Données et hypothèses pour les systèmes de gaz naturel renouvelable</i>	<i>66</i>
5.7.5	<i>Données et hypothèses pour la liquéfaction ou la compression des systèmes de gaz naturel fossile ou renouvelable</i>	<i>72</i>
5.7.6	<i>Données et hypothèses pour les systèmes de produits pétroliers.....</i>	<i>73</i>
5.7.7	<i>Données et hypothèses pour l'utilisation de l'électricité pour la génération de chaleur résidentielle.....</i>	<i>76</i>
5.7.8	<i>Données et hypothèses pour l'utilisation des systèmes de gaz naturel et de produits pétroliers</i>	<i>76</i>
5.8	ÉVALUATION DES IMPACTS ENVIRONNEMENTAUX DU CYCLE DE VIE (ÉICV)	80
5.9	INTERPRÉTATION.....	81
5.9.1	<i>Analyse de l'inventaire.....</i>	<i>81</i>
5.9.2	<i>Évaluation de la qualité des données d'inventaire</i>	<i>81</i>
5.9.3	<i>Analyse de cohérence et de complétude</i>	<i>82</i>
5.9.4	<i>Analyses de sensibilité</i>	<i>83</i>
5.10	REVUE CRITIQUE	84
6	RÉSULTATS D'INDICATEURS ENVIRONNEMENTAUX DE L'APPROVISIONNEMENT EN GAZ NATUREL D'ÉNERGIR	85
6.1	RÉSULTATS D'INDICATEURS ENVIRONNEMENTAUX DE L'APPROVISIONNEMENT EN GAZ NATUREL D'ÉNERGIR	85
6.2	ANALYSE DE CONTRIBUTION DE L'APPROVISIONNEMENT EN GAZ NATUREL FOSSILE	87
6.3	ANALYSE DE CONTRIBUTION DE L'APPROVISIONNEMENT EN GAZ NATUREL RENOUVELABLE ET EN BIOGAZ	93
6.4	CONCLUSIONS SUR LE PREMIER OBJECTIF DE L'ÉTUDE.....	100
7	RÉSULTATS D'INDICATEURS ENVIRONNEMENTAUX DU GAZ NATUREL DISTRIBUÉ PAR ÉNERGIR POUR LES TROIS UTILISATIONS À L'ÉTUDE	101
7.1	RESULTATS D'INDICATEURS ENVIRONNEMENTAUX DU GAZ NATUREL DISTRIBUÉ PAR ÉNERGIR POUR LES TROIS UTILISATIONS À L'ÉTUDE	101
7.2	ANALYSE DE CONTRIBUTION DES SYSTÈMES DE GAZ NATUREL FOSSILE.....	105
7.3	ANALYSE DE CONTRIBUTION DES SYSTÈMES DE BIOGAZ ET DE GAZ NATUREL RENOUVELABLE	112
8	COMPARAISON DES RÉSULTATS D'INDICATEURS ENVIRONNEMENTAUX DU GAZ NATUREL DISTRIBUÉ PAR ÉNERGIR AVEC D'AUTRES FILIÈRES ÉNERGÉTIQUES POUR LES TROIS UTILISATIONS À L'ÉTUDE	125
8.1	GENERATION DE CHALEUR EN RÉGION DESSERVIE PAR LE RÉSEAU DE DISTRIBUTION D'ÉNERGIR : COMPARAISON AVEC LE MAZOUT	125
8.2	GENERATION DE CHALEUR HORS DU RÉSEAU DE DISTRIBUTION D'ÉNERGIR : COMPARAISON AVEC LE MAZOUT LOURD, LE MAZOUT LÉGER, LE PROPANE ET LE DIESEL.....	129
8.3	GENERATION DE CHALEUR RÉSIDENIELLE : COMPARAISON AVEC L'ÉLECTRICITÉ QUÉBÉCOISE	132

8.4	TRANSPORT ROUTIER DE MARCHANDISES : COMPARAISON AVEC LE DIESEL	132
8.5	TRANSPORT MARITIME : COMPARAISON AVEC LE MAZOUT LOURD ET LE DIESEL MARIN	137
8.6	CONCLUSIONS SUR LE SECOND OBJECTIF DE L'ÉTUDE.....	141
9	ANALYSE DES SCÉNARIOS D'AMÉLIORATION DES PRATIQUES D'APPROVISIONNEMENT	142
9.1	CHOIX DE PRODUCTEURS LIMITANT LEURS ÉMISSIONS FUGITIVES : CIBLE DE ONE FUTURE / OIL AND GAS CLIMATE INITIATIVE (OGCI).....	142
9.2	INJECTION DE GNR DANS L'APPROVISIONNEMENT GAZIER ACTUEL	143
9.3	GAZ NATUREL RENOUVELABLE : LA NOTION D'ACHAT VOLONTAIRE	145
9.4	CONCLUSIONS SUR LE TROISIEME OBJECTIF DE L'ÉTUDE	151
10	ANALYSES DE SENSIBILITÉ SUR LES RÉSULTATS D'INDICATEURS ENVIRONNEMENTAUX DU GAZ NATUREL DISTRIBUÉ PAR ÉNERGIR	152
10.1	ANALYSE DE SENSIBILITÉ : MÉTHODE D'ÉVALUATION DES IMPACTS DU CYCLE DE VIE	152
10.2	ANALYSE DE SENSIBILITÉ : HORIZON TEMPOREL DE L'INDICATEUR DE CHANGEMENT CLIMATIQUE	154
10.3	ANALYSE DE SENSIBILITÉ : MODIFICATION DE L'APPROVISIONNEMENT	154
10.4	ANALYSE DE SENSIBILITÉ : VARIATION DU TAUX DE PRODUCTION D'UN Puits DE GAZ NATUREL NON CONVENTIONNEL	156
10.5	ANALYSE DE SENSIBILITÉ : FUITES DE MÉTHANE APRÈS LA FERMETURE DES Puits DE GAZ NATUREL	157
10.6	ANALYSE DE SENSIBILITÉ : ÉMISSIONS FUGITIVES DE MÉTHANE.....	159
10.7	ANALYSE DE SENSIBILITÉ : CRÉDITS ACCORDÉS AU GNR.....	161
10.8	ANALYSE DE SENSIBILITÉ : MODIFICATION DU POUVOIR CALORIFIQUE INFÉRIEUR DU GAZ NATUREL	162
11	QUALITÉ DES DONNÉES, LIMITES ET RECOMMANDATIONS	164
11.1	QUALITÉ DES DONNÉES	164
11.2	APPLICATIONS ET LIMITES DE L'ACV	165
11.3	RECOMMANDATIONS ET PERSPECTIVES	166
12	CONCLUSION	167
	RÉFÉRENCES.....	170
	ANNEXE A : VARIABILITÉ DE LA COMPOSITION DU GAZ NATUREL DANS LE MONDE	175
	ANNEXE B : PRÉVISIONS DE L'ALBERTA ENERGY REGULATOR QUANT À LA PRODUCTION DE GAZ NATUREL AU CANADA	176
	ANNEXE C : CONTRIBUTION ACTUELLE ET ANTICIPÉE DES DIFFÉRENTS GISEMENTS À LA PRODUCTION AMÉRICAINE DE GAZ NATUREL	177
	ANNEXE D : TENDANCES EN MATIÈRE D'ESTIMATION DES ÉMISSIONS FUGITIVES	178
	<i>Évaluation des émissions fugitives : premières approximations (2010 – 2012).</i>	<i>180</i>
	<i>Évaluation des émissions fugitives basée sur des mesures de terrains (2012 –2015).</i>	<i>183</i>
	<i>Évaluation des émissions fugitives : harmonisation des premières estimations (2014).</i>	<i>186</i>
	<i>Évaluation des émissions fugitives basée sur des mesures de la concentration atmosphérique : 2012-2016.....</i>	<i>187</i>

Dichotomie des résultats entre l'approche par « mesures directes sur le terrain » et l'approche « mesure de la concentration atmosphérique » : 2014 - 2018 189

Dichotomie des résultats entre l'approche par « mesures directes sur le terrain » et l'approche « mesure de la concentration atmosphérique » - la fin du débat? : 2018 - 191

ANNEXE E : DESCRIPTION DE LA MÉTHODE IMPACT WORLD+ 196

ANNEXE F : MÉTHODOLOGIE DE L'ANALYSE DU CYCLE DE VIE (ACV) 197

F.1	TERMES ET DÉFINITIONS	197
F.2	PHASE I DE L'ACV : DÉFINITION DES OBJECTIFS ET DU CHAMP DE L'ÉTUDE	199
F.3	PHASE II DE L'ACV : ANALYSE DE L'INVENTAIRE DU CYCLE DE VIE	201
F.3.1	DESCRIPTION DES CATÉGORIES DE DONNÉES	202
F.3.1.1	CLASSIFICATION SELON LA SOURCE.....	202
F.3.1.2	CLASSIFICATION SELON LE TYPE	203
F.3.1.3	CLASSIFICATION SELON LA NATURE	203
F.3.1.4	CLASSIFICATION SELON LE NIVEAU D'AGRÉGATION	204
F.3.2	RECUEIL DES DONNÉES	204
F.3.3	VALIDATION DES DONNÉES.....	204
F.3.4	MISE EN RAPPORT DES DONNÉES AVEC LE PROCESSUS ÉLÉMENTAIRE	205
F.3.5	MISE EN RAPPORT DES DONNÉES AVEC L'UNITÉ FONCTIONNELLE	206
F.4	PHASE III DE L'ACV : ÉVALUATION DES IMPACTS DU CYCLE DE VIE	206
F.4.1	SÉLECTION DES CATÉGORIES D'IMPACTS ET DES MODÈLES DE CARACTÉRISATION	207
F.4.2	CLASSIFICATION ET CARACTÉRISATION DES RÉSULTATS D'INVENTAIRE	210
F.4.3	ÉLÉMENTS OPTIONNELS.....	210
F.5	PHASE IV DE L'ACV : INTERPRÉTATION	211
F.6	REFERENCES DE L'ANNEXE	212

ANNEXE G – PARTIE 1 : DÉTAILS DU MODÈLE SIMAPRO 214

ANNEXE G – PARTIE 2 : DÉTAILS DE LA MODÉLISATION DES CRÉDITS POUR LE BIOGAZ ET LE GNR..... 254

ANNEXE G – PARTIE 3 : RÉSULTATS BRUTS 270

ANNEXE H : GRILLE DE COMMENTAIRES DE LA REVUE CRITIQUE 360

ANNEXE I : AVIS FINAL DE LA REVUE CRITIQUE 418

Liste des tableaux

Tableau S-1 : Estimation du mix gazier (ligne bleue), impacts environnementaux (colonne bleue) et contributions au résultat de chaque indicateur, par source d’approvisionnement du gaz naturel distribué par Énergir	6
Tableau S-2 : Résultats de l’indicateur <i>Changement climatique, court terme</i> (PRG 100 ans) du gaz naturel distribué au Québec comparé à certains produits pétroliers	8
Tableau S-3 : Réduction potentielle des émissions de GES du gaz naturel distribué au Québec par une augmentation de la part d’approvisionnement venant de producteurs limitant leurs émissions fugitives à 0.55% - méthode IMPACT World+, indicateur <i>Changement climatique, court terme</i> (PRG 100 ans)	9
Tableau S-4 : Réduction potentielle des émissions de GES du gaz naturel distribué au Québec par une augmentation de la part de GNR dans l’approvisionnement - méthode IMPACT World+, indicateur <i>Changement climatique, court terme</i> (PRG 100 ans)	10
Tableau 3-1 : Variation historique des points d’achat de gaz naturel pour Énergir (Energir, 2019)	38
Tableau 3-2 : Évaluation du mix gazier américain alimentant le carrefour de Dawn	45
Tableau 3-3 : Estimation de l’approvisionnement gazier d’Énergir en 2018.	45
Tableau 5-1 : Propriétés générales du gaz naturel fossile distribué au Québec	59
Tableau 5-2 : Modélisation du mix gazier présent dans le réseau de distribution d’Énergir	60
Tableau 5-3 : Hypothèses et sources de données générales pour les systèmes de gaz naturel fossile non conventionnel (données non régionalisées). Note : les valeurs entre parenthèses présentent la variabilité.	62
Tableau 5-4 : Hypothèse, données et sources régionalisées pour les systèmes de gaz naturel fossile non conventionnel	64
Tableau 5-5 : Composition et pouvoir calorifique des systèmes de biogaz et de gaz naturel renouvelable	67
Tableau 5-6 : Principales données et hypothèses pour la production de biogaz.	68
Tableau 5-7 : Principales données et hypothèses pour la production de gaz naturel renouvelable à partir du biogaz.	71
Tableau 5-8 : Données, hypothèses et sources de données associées à la compression ou liquéfaction du gaz naturel fossile OU renouvelable	72
Tableau 5-9 : Principales propriétés des produits pétroliers	73

Tableau 5-10 : Principales données et hypothèses pour les systèmes des produits pétroliers	74
Tableau 5-11 : Principales données et hypothèses pour l'utilisation de sources d'énergie	77
Tableau 5-12 : Membres du comité de revue critique	84
Tableau 6-1 : Estimation du mix gazier (ligne bleue), impacts environnementaux (colonne bleue) et contributions au résultat de chaque indicateur, par source d'approvisionnement du gaz naturel distribué par Énergir	86
Tableau 6-2 : Contributions aux indicateurs environnementaux des étapes d'approvisionnement pour le gaz naturel fossile provenant du gisement de Marcellus – méthode IMPACT World+.	90
Tableau 6-3 : Contributions des étapes d'approvisionnement du biogaz produit à partir de lieux d'enfouissement aux indicateurs environnementaux – méthode IMPACT World+	96
Tableau 6-4 : Contributions aux indicateurs environnementaux des étapes d'approvisionnement des systèmes de gaz naturel renouvelable – méthode IMPACT World+	97
Tableau 6-5 : Contribueurs de l'étape de production de gaz naturel renouvelable – système du fumier animal – méthode IMPACT World+.	98
Tableau 6-6 : Contribueurs de l'étape de traitement du gaz naturel renouvelable – système du fumier animal – méthode IMPACT World+.	99
Tableau 7-1 : Rappel de l'approvisionnement modélisé pour mise en perspective des résultats d'indicateurs environnementaux.	101
Tableau 7-2 : Résultats d'indicateurs environnementaux pour la génération d'1 MJ de chaleur à partir du gaz naturel distribué au Québec, et contribution de chacun des gisements – méthode IMPACT World+.	102
Tableau 7-3 : Résultats d'indicateurs environnementaux pour le transport routier d'1 tonne de marchandises sur 1 km à partir du gaz distribué au Québec, et contribution de chacun des gisements – méthode IMPACT World+.	103
Tableau 7-4 : Résultats d'indicateurs environnementaux pour générer 1 MJ d'énergie finale pour un navire, à partir du gaz naturel distribué au Québec, et contribution de chacun des gisements – méthode IMPACT World+.	104
Tableau 7-5 : Résultats normalisés d'indicateurs environnementaux pour la génération de chaleur par les systèmes de gaz naturel fossile – méthode IMPACT World+.	107
Tableau 7-6 : Résultats d'indicateurs environnementaux du transport de 1 tonne de marchandises sur 1 km pour les systèmes de gaz naturel fossile – méthode IMPACT World+	109

Tableau 7-7 : Résultats d'indicateurs environnementaux pour la génération d'énergie finale pour le transport maritime pour les systèmes de gaz naturel fossile – méthode IMPACT World+	111
Tableau 7-8 : Résultats normalisés d'indicateurs environnementaux pour la génération de chaleur par les systèmes de gaz naturel renouvelable (crédits exclus) – méthode IMPACT World+.	114
Tableau 7-9 : Crédits considérés pour la génération de chaleur par les systèmes de gaz naturel renouvelable – méthode IMPACT World+. Pour chaque indicateur, les résultats sont normalisés par rapport au résultat le plus élevé hors crédit (voir Tableau 7-8).	115
Tableau 7-10 : Résultats d'indicateurs environnementaux du transport de 1 tonne de marchandises sur 1 km pour les systèmes de gaz naturel renouvelable (sans les émissions évitées) – méthode IMPACT World+	118
Tableau 7-11 : Crédits considérés pour le transport de 1 tonne de marchandise sur 1 km pour les systèmes de gaz naturel renouvelable, normalisés par rapport aux impacts du scénario en générant le plus – méthode IMPACT World+	119
Tableau 7-12 : Impacts environnementaux générés pour fournir 1 MJ d'énergie finale à un navire pour les systèmes de gaz naturel renouvelable (sans les émissions évitées) – méthode IMPACT World+	122
Tableau 7-13 : Crédits considérés pour fournir 1 MJ d'énergie finale à un navire pour les systèmes de gaz naturel renouvelable, normalisés par rapport aux impacts du scénario en générant le plus (avec émissions évitées) – méthode IMPACT World+	123
Tableau 8-1 : Comparaison des valeurs obtenues avec celles de la littérature pour la génération de chaleur	127
Tableau 8-2 : Comparaison des indicateurs environnementaux pour la génération de chaleur (orange = résultat d'indicateur maximal) : résultat normalisé, pour chaque indicateur, selon le résultat maximal	128
Tableau 8-3 : Comparaison des valeurs obtenues avec des valeurs de la littérature pour la génération de chaleur en région éloignée	131
Tableau 8-4 : Comparaison des valeurs obtenues avec des valeurs de la littérature pour le transport routier de marchandises	135
Tableau 8-5 : Comparaison des indicateurs environnementaux pour le transport routier de marchandises (orange = résultat d'indicateur maximal) : résultat normalisé, pour chaque indicateur, selon le résultat maximal	136
Tableau 8-6 : Comparaison des valeurs obtenues avec des valeurs de la littérature pour le transport maritime	139

Tableau 8-7 : Comparaison des indicateurs environnementaux pour le transport maritime (vert = résultat d'indicateur minimum, orange = résultat d'indicateur maximal) : résultat normalisé, pour chaque indicateur, selon le résultat maximal	140
Tableau 9-1 : Émissions fugitives du mix de gaz naturel distribué par Énergir	142
Tableau 9-2 : Effet de l'augmentation de la part d'approvisionnement à plus faible taux d'émissions fugitives	143
Tableau 9-3 : Bilan GES en fonction de diverses quantités de GNR injecté dans le réseau de distribution d'Énergir	144
Tableau 9-4 : Bilan environnemental où du GNR serait fournir à 100% à un client particulier d'Énergir – Génération de 1 MJ de chaleur – IMPACT World+	148
Tableau 9-5 : Bilan environnemental où du GNR serait fourni à 100% à un client particulier d'Énergir – Transport routier de 1 tonne de marchandise sur 1 km – IMPACT World+	149
Tableau 9-6 : Bilan environnemental où du GNR serait fourni à 100% à un client particulier d'Énergir – Génération de 1 MJ d'énergie finale à un navire – IMPACT World+	150
Tableau 10-1 : Analyse de sensibilité – méthode d'évaluation des impacts pour l'approvisionnement de 1 MJ de gaz naturel – ReCiPe.	153
Tableau 10-2 : Influence du passage de l'horizon temporel de 100 ans à 20 ans sur l'évaluation des émissions de gaz à effet de serre (kg éq. CO ₂ /MJ de gaz naturel)	154
Tableau 10-3 : Variation des hypothèses d'approvisionnement de gaz naturel d'Énergir	155
Tableau 10-4 : Variation de l'indicateur <i>Changement climatique</i> en fonction de l'approvisionnement de gaz naturel	156
Tableau 10-5 : Influence de l'ajout d'émissions fugitives de méthane après la fermeture des puits sur les émissions de GES évaluées pour les étapes d'approvisionnement des systèmes de gaz naturel fossile (kg éq. CO ₂ /MJ de gaz naturel).	158
Tableau 10-6 : Influence de l'ajout d'émissions fugitives de méthane après la fermeture des puits sur les émissions de GES évaluées pour les diverses utilisations (kg éq. CO ₂ /MJ de chaleur ou tkm ou MJ énergie finale).	159
Tableau 10-7 : Influence de l'ajout d'émissions fugitives de méthane sur les émissions de GES évaluées pour les diverses utilisations (kg éq. CO ₂ /MJ de chaleur ou tkm ou MJ énergie finale).	161
Tableau A-1 : Variabilité de la composition du gaz naturel	175
Tableau G-1 : Liste des paramètres utilisés dans le modèle	215

Tableau G-2 : Détail des processus utilisés pour modéliser le gaz naturel fossile (cas de l'Alberta)	218
Tableau G-3 : Détail des processus utilisés pour modéliser le gaz naturel renouvelable	250
Tableau G-4 : Résultats bruts obtenus pour l'approvisionnement, selon le mix gazier modélisé. Unité fonctionnelle (UF) : 1 MJ de gaz naturel produit.	271
Tableau G-5 : Résultats bruts obtenus pour l'approvisionnement depuis le gisement du Marcellus, détaillés selon les étapes du cycle de vie. Unité fonctionnelle (UF) : 1 MJ de gaz naturel produit.	273
Tableau G-6 : Résultats bruts obtenus pour l'approvisionnement depuis le gisement de Barnett, détaillés selon les étapes du cycle de vie. Unité fonctionnelle (UF) : 1 MJ de gaz naturel produit.	274
Tableau G-7 : Résultats bruts obtenus pour l'approvisionnement depuis le gisement d'Haynesville, détaillés selon les étapes du cycle de vie. Unité fonctionnelle (UF) : 1 MJ de gaz naturel produit.	275
Tableau G-8 : Résultats bruts obtenus pour l'approvisionnement depuis le gisement de Fayetteville, détaillés selon les étapes du cycle de vie. Unité fonctionnelle (UF) : 1 MJ de gaz naturel produit.	276
Tableau G-9 : Résultats bruts obtenus pour l'approvisionnement depuis le gisement de Woodford, détaillés selon les étapes du cycle de vie. Unité fonctionnelle (UF) : 1 MJ de gaz naturel produit.	278
Tableau G-10 : Résultats bruts obtenus pour l'approvisionnement depuis les autres gisements des États-Unis, détaillés selon les étapes du cycle de vie. Unité fonctionnelle (UF) : 1 MJ de gaz naturel produit.	279
Tableau G-11 : Résultats bruts obtenus pour l'approvisionnement depuis l'Alberta, détaillés selon les étapes du cycle de vie. Unité fonctionnelle (UF) : 1 MJ de gaz naturel produit.	280
Tableau G-12 : Résultats bruts obtenus pour l'approvisionnement depuis la Colombie- Britannique, détaillés selon les étapes du cycle de vie. Unité fonctionnelle (UF) : 1 MJ de gaz naturel produit.	282
Tableau G-13 : Résultats bruts obtenus pour l'approvisionnement à partir de biogaz issu de lieux d'enfouissement, détaillés selon les étapes du cycle de vie. Unité fonctionnelle (UF) : 1 MJ de gaz naturel produit.	284
Tableau G-14 : Résultats bruts obtenus pour l'approvisionnement à partir de GNR issu de fumier animal, détaillés selon les étapes du cycle de vie. Unité fonctionnelle (UF) : 1 MJ de gaz naturel produit.	285

Tableau G-15 : Résultats bruts obtenus pour l’approvisionnement à partir de GNR issu d’eaux usées, détaillés selon les étapes du cycle de vie. Unité fonctionnelle (UF) : 1 MJ de gaz naturel produit.	286
Tableau G-16 : Résultats bruts obtenus pour l’approvisionnement à partir de GNR issu de lieux d’enfouissement, détaillés selon les étapes du cycle de vie. Unité fonctionnelle (UF) : 1 MJ de gaz naturel produit.	287
Tableau G-17 : Résultats bruts obtenus pour l’approvisionnement à partir de GNR issu de matières organiques résidentielles, détaillés selon les étapes du cycle de vie. Unité fonctionnelle (UF) : 1 MJ de gaz naturel produit.	288
Tableau G-18 : Résultats bruts obtenus pour la génération de chaleur, selon le mix gazier modélisé. Unité fonctionnelle (UF) : 1 MJ de chaleur fournie.	289
Tableau G-19 : Résultats bruts obtenus pour la génération de chaleur à partir de gaz naturel issu du gisement du Marcellus, détaillés selon les étapes du cycle de vie. Unité fonctionnelle (UF) : 1 MJ de gaz chaleur fournie.	291
Tableau G-20 : Résultats bruts obtenus pour la génération de chaleur à partir de gaz naturel issu du gisement de Barnett, détaillés selon les étapes du cycle de vie. Unité fonctionnelle (UF) : 1 MJ de gaz chaleur fournie.	292
Tableau G-21 : Résultats bruts obtenus pour la génération de chaleur à partir de gaz naturel issu du gisement d’Haynesville, détaillés selon les étapes du cycle de vie. Unité fonctionnelle (UF) : 1 MJ de gaz chaleur fournie.	294
Tableau G-22 : Résultats bruts obtenus pour la génération de chaleur à partir de gaz naturel issu du gisement de Fayetteville, détaillés selon les étapes du cycle de vie. Unité fonctionnelle (UF) : 1 MJ de gaz chaleur fournie.	295
Tableau G-23 : Résultats bruts obtenus pour la génération de chaleur à partir de gaz naturel issu du gisement de Woodford, détaillés selon les étapes du cycle de vie. Unité fonctionnelle (UF) : 1 MJ de gaz chaleur fournie.	297
Tableau G-24 : Résultats bruts obtenus pour la génération de chaleur à partir de gaz naturel issu des autres gisements des États-Unis, détaillés selon les étapes du cycle de vie. Unité fonctionnelle (UF) : 1 MJ de gaz chaleur fournie.	298
Tableau G-25 : Résultats bruts obtenus pour la génération de chaleur à partir de gaz naturel issu de l’Alberta, détaillés selon les étapes du cycle de vie. Unité fonctionnelle (UF) : 1 MJ de gaz chaleur fournie.	300
Tableau G-26 : Résultats bruts obtenus pour la génération de chaleur à partir de gaz naturel issu de la Colombie-Britannique, détaillés selon les étapes du cycle de vie. Unité fonctionnelle (UF) : 1 MJ de gaz chaleur fournie.	301

Tableau G-27 : Résultats bruts obtenus pour la génération de chaleur à partir de biogaz issu de lieux d'enfouissement détaillés selon les étapes du cycle de vie. Unité fonctionnelle (UF) : 1 MJ de gaz chaleur fournie.	303
Tableau G-28 : Résultats bruts obtenus pour la génération de chaleur à partir de GNR issu de fumier animal détaillés selon les étapes du cycle de vie. Unité fonctionnelle (UF) : 1 MJ de gaz chaleur fournie.	304
Tableau G-29 : Résultats bruts obtenus pour la génération de chaleur à partir de GNR issu d'eaux usées détaillés selon les étapes du cycle de vie. Unité fonctionnelle (UF) : 1 MJ de gaz chaleur fournie.	305
Tableau G-30 : Résultats bruts obtenus pour la génération de chaleur à partir de GNR issu de lieux d'enfouissement détaillés selon les étapes du cycle de vie. Unité fonctionnelle (UF) : 1 MJ de gaz chaleur fournie.	306
Tableau G-31 : Résultats bruts obtenus pour la génération de chaleur à partir de GNR issu de matières organiques résidentielles détaillés selon les étapes du cycle de vie. Unité fonctionnelle (UF) : 1 MJ de gaz chaleur fournie.	307
Tableau G-32 : Résultats bruts obtenus pour le transport routier, selon le mix gazier modélisé. Unité fonctionnelle (UF) : 1 tkm de marchandises transportées.	308
Tableau G-33 : Résultats bruts obtenus pour le transport routier à partir de gaz naturel issu du gisement du Marcellus, détaillés selon les étapes du cycle de vie. Unité fonctionnelle (UF) : 1 tkm de marchandises transportées.	309
Tableau G-34 : Résultats bruts obtenus pour le transport routier à partir de gaz naturel issu du gisement de Barnett, détaillés selon les étapes du cycle de vie. Unité fonctionnelle (UF) : 1 tkm de marchandises transportées.	311
Tableau G-35 : Résultats bruts obtenus pour le transport routier à partir de gaz naturel issu du gisement d'Haynesville, détaillés selon les étapes du cycle de vie. Unité fonctionnelle (UF) : 1 tkm de marchandises transportées.	313
Tableau G-36 : Résultats bruts obtenus pour le transport routier à partir de gaz naturel issu du gisement de Fayetteville, détaillés selon les étapes du cycle de vie. Unité fonctionnelle (UF) : 1 tkm de marchandises transportées.	315
Tableau G-37 : Résultats bruts obtenus pour le transport routier à partir de gaz naturel issu du gisement de Woodford, détaillés selon les étapes du cycle de vie. Unité fonctionnelle (UF) : 1 tkm de marchandises transportées.	317
Tableau G-38 : Résultats bruts obtenus pour le transport routier à partir de gaz naturel issu des autres gisements des États-Unis, détaillés selon les étapes du cycle de vie. Unité fonctionnelle (UF) : 1 tkm de marchandises transportées.	319

Tableau G-39 : Résultats bruts obtenus pour le transport routier à partir de gaz naturel issu de l'Alberta, détaillés selon les étapes du cycle de vie. Unité fonctionnelle (UF) : 1 tkm de marchandises transportées.	321
Tableau G-40 : Résultats bruts obtenus pour le transport routier à partir de gaz naturel issu de la Colombie-Britannique, détaillés selon les étapes du cycle de vie. Unité fonctionnelle (UF) : 1 tkm de marchandises transportées.	322
Tableau G-41 : Résultats bruts obtenus pour le transport routier à partir de biogaz issu de lieux d'enfouissement, détaillés selon les étapes du cycle de vie. Unité fonctionnelle (UF) : 1 tkm de marchandises transportées.	325
Tableau G-42 : Résultats bruts obtenus pour le transport routier à partir de GNR issu de fumier animal, détaillés selon les étapes du cycle de vie. Unité fonctionnelle (UF) : 1 tkm de marchandises transportées.	326
Tableau G-43 : Résultats bruts obtenus pour le transport routier à partir de GNR issu d'eaux usées, détaillés selon les étapes du cycle de vie. Unité fonctionnelle (UF) : 1 tkm de marchandises transportées.	327
Tableau G-44 : Résultats bruts obtenus pour le transport routier à partir de GNR issu de lieux d'enfouissement, détaillés selon les étapes du cycle de vie. Unité fonctionnelle (UF) : 1 tkm de marchandises transportées.	329
Tableau G-45 : Résultats bruts obtenus pour le transport routier à partir de GNR issu de matières organiques résidentielles, détaillés selon les étapes du cycle de vie. Unité fonctionnelle (UF) : 1 tkm de marchandises transportées.	330
Tableau G-46 : Résultats bruts obtenus pour le transport maritime, selon le mix gazier modélisé. Unité fonctionnelle (UF) : 1 MJ d'énergie finale fournie à un navire.	332
Tableau G-47 : Résultats bruts obtenus pour le transport maritime, à partir de gaz naturel issu du gisement du Marcellus. Unité fonctionnelle (UF) : 1 MJ d'énergie finale fournie à un navire.	333
Tableau G-48 : Résultats bruts obtenus pour le transport maritime, à partir de gaz naturel issu du gisement de Barnett. Unité fonctionnelle (UF) : 1 MJ d'énergie finale fournie à un navire.	335
Tableau G-49 : Résultats bruts obtenus pour le transport maritime, à partir de gaz naturel issu du gisement d'Haynesville. Unité fonctionnelle (UF) : 1 MJ d'énergie finale fournie à un navire.	336
Tableau G-50 : Résultats bruts obtenus pour le transport maritime, à partir de gaz naturel issu du gisement de Fayetteville. Unité fonctionnelle (UF) : 1 MJ d'énergie finale fournie à un navire.	337

Tableau G-51 : Résultats bruts obtenus pour le transport maritime, à partir de gaz naturel issu du gisement de Woodford. Unité fonctionnelle (UF) : 1 MJ d'énergie finale fournie à un navire.	339
Tableau G-52 : Résultats bruts obtenus pour le transport maritime, à partir de gaz naturel issu des autres gisements des États-Unis. Unité fonctionnelle (UF) : 1 MJ d'énergie finale fournie à un navire.	340
Tableau G-53 : Résultats bruts obtenus pour le transport maritime, à partir de gaz naturel issu de l'Alberta. Unité fonctionnelle (UF) : 1 MJ d'énergie finale fournie à un navire.	341
Tableau G-54 : Résultats bruts obtenus pour le transport maritime, à partir de gaz naturel issu de la Colombie-Britannique. Unité fonctionnelle (UF) : 1 MJ d'énergie finale fournie à un navire.	343
Tableau G-55 : Résultats bruts obtenus pour le transport maritime, à partir de biogaz issu de lieux d'enfouissement. Unité fonctionnelle (UF) : 1 MJ d'énergie finale fournie à un navire.	344
Tableau G-56 : Résultats bruts obtenus pour le transport maritime, à partir de GNR issu de fumier animal. Unité fonctionnelle (UF) : 1 MJ d'énergie finale fournie à un navire.	345
Tableau G-57 : Résultats bruts obtenus pour le transport maritime, à partir de GNR issu d'eaux usées. Unité fonctionnelle (UF) : 1 MJ d'énergie finale fournie à un navire.	346
Tableau G-58 : Résultats bruts obtenus pour le transport maritime, à partir de GNR issu de lieux d'enfouissement. Unité fonctionnelle (UF) : 1 MJ d'énergie finale fournie à un navire.	347
Tableau G-59 : Résultats bruts obtenus pour le transport maritime, à partir de GNR issu de matières organiques résidentielles. Unité fonctionnelle (UF) : 1 MJ d'énergie finale fournie à un navire.	349
Tableau G-60 : Résultats bruts obtenus pour la génération de chaleur à partir de mazout. Unité fonctionnelle (UF) : 1 MJ de chaleur fournie.	350
Tableau G-61 : Résultats bruts obtenus pour la génération de chaleur hors du réseau de distribution d'Énergir. Unité fonctionnelle (UF) : 1 MJ de chaleur fournie.	351
Tableau G-62 : Résultats bruts obtenus pour la génération de chaleur résidentielle à partir d'électricité. Unité fonctionnelle (UF) : 1 MJ de chaleur fournie.	353
Tableau G-63 : Résultats bruts obtenus pour le transport routier à partir de diesel. Unité fonctionnelle (UF) : 1 tkm de marchandises transportées.	353
Tableau G-64 : Résultats bruts obtenus pour le transport maritime à partir du mazout lourd et du diesel marin. Unité fonctionnelle (UF) : 1 MJ d'énergie finale fournie à un navire.	354

Tableau G-65 : Résultats bruts obtenus avec la méthode ReCiPe, pour l'analyse de sensibilité sur la méthode d'évaluation des impacts. Unité fonctionnelle (UF) : 1 MJ de gaz produit. 355

Tableau G-66 : Résultats bruts obtenus avec le PRG20, pour l'analyse de sensibilité sur l'indicateur. Unité fonctionnelle (UF) : 1 MJ de gaz produit. 356

Tableau G-67 : Résultats bruts obtenus pour l'analyse de sensibilité sur l'approvisionnement. 356

Tableau G-68 : Résultats bruts obtenus pour l'analyse de sensibilité sur les niveaux de production des puits de gaz naturel fossile. Unité fonctionnelle (UF) : 1 MJ de gaz naturel produit. 357

Tableau G-69 : Résultats bruts obtenus pour l'analyse de sensibilité sur les fuites de méthane après la fermeture des puits de gaz naturel. Unité fonctionnelle (UF) : 1 MJ de gaz naturel produit. 357

Tableau G-70 : Résultats bruts obtenus pour l'analyse de sensibilité sur les émissions fugitives de méthane. Unité fonctionnelle (UF) : 1 MJ de gaz naturel produit. 358

Tableau G-71 : Résultats bruts obtenus pour l'analyse de sensibilité sur les crédits accordés au GNR. Unité fonctionnelle (UF) : 1 MJ de gaz naturel produit. 358

Tableau G-72 : Résultats bruts obtenus pour l'analyse de sensibilité sur le PCI. Unité fonctionnelle (UF) : 1 MJ de gaz naturel produit. 358

Liste des figures

Figure S-1 : Émissions de GES générées par l’approvisionnement en gaz naturel des systèmes de gaz naturel fossile – méthode IMPACT World+, indicateur <i>Changement climatique, court terme</i> (PRG 100 ans)	7
Figure 2-1 : Géologie des différents types de ressources en gaz naturel fossile. Source : Office national de l’énergie du Canada.	33
Figure 3-1 : Sources d’approvisionnement gazier au Québec Source : État de l’Énergie au Québec, 2019.	39
Figure 3-2 : Production de gaz naturel journalière en 2018 (Régie de l’énergie du Canada, 2019).	40
Figure 3-3 : Production de gaz naturel journalière aux États-Unis (EIA, 2015).	41
Figure 3-4 : Localisation des principaux bassins de gaz naturel non conventionnel en Amérique du Nord.	42
Figure 3-5 : Flux de gaz naturel aux États-Unis anticipés pour la période 2013-2025.	44
Figure 3-6 : Consommation passée, présente et prospective de gaz naturel au Québec – scénario de référence (Régie de l’énergie du Canada, 2017).	46
Figure 4-1 : Évolution de la provenance des importations en pétrole brut au Québec, 1990 à 2018 (HEC Montréal, 2019).	49
Figure 4-2 : Approvisionnement des raffineries du Québec par type de brut en 2018 (Régie de l’énergie du Canada, 2019).	50
Figure 5-1 : Frontières des systèmes de gaz naturel fossile – sans étape d’utilisation.....	55
Figure 5-2 : Frontières des systèmes de gaz naturel renouvelable provenant d’un digesteur anaérobie (GNR provenant du fumier animal, des matières organiques résidentielles et des eaux usées) – sans étape d’utilisation	56
Figure 5-3 : Frontières du système de GNR provenant de lieux d’enfouissement – sans étape d’utilisation. Le biogaz provenant de lieux d’enfouissement est obtenu de la même façon, mais ne subit pas de traitement.	57
Figure 5-4 : Frontières des systèmes des produits pétroliers	58
Figure 6-1 : Émissions de GES générées par l’approvisionnement en gaz naturel des systèmes de gaz naturel fossile – méthode IMPACT World+, indicateur de changement climatique à court terme	87

Figure 6-2 : Bilan GES de l’approvisionnement en gaz naturel fossile aux États-Unis selon la source d’information.	89
Figure 6-3 : Contributeurs de l’étape d’extraction de gaz naturel fossile provenant du gisement du Marcellus – méthode IMPACT World+.	92
Figure 6-4 : Émissions de GES générées par l’approvisionnement des systèmes de gaz naturel renouvelable et de biogaz – méthode IMPACT World+, indicateur de changement climatique à court terme.	94
Figure 6-5 : Bilan GES de l’approvisionnement en gaz naturel renouvelable tiré de la littérature (California Air Resource Board, 2018).....	95
Figure 7-1 : Émissions de GES provenant de la génération de 1 MJ de chaleur pour les systèmes de gaz naturel fossile – méthode IMPACT World+, indicateur de changements climatiques à court terme.....	105
Figure 7-2 : Émissions de GES pour la génération d’énergie permettant le transport de 1 tonne de marchandises par camion lourd sur 1 km pour les systèmes de gaz naturel fossile – méthode IMPACT World+, indicateur de changement climatique à court terme .	108
Figure 7-3 : Émissions de GES provenant de la génération de 1 MJ d’énergie finale pour un navire pour les systèmes de gaz naturel fossile – méthode IMPACT World+, indicateur de changement climatique à court terme.	110
Figure 7-4 : Émissions de GES provenant de la génération de chaleur pour les systèmes de biogaz et de gaz naturel renouvelable – méthode IMPACT World+, indicateur de changement climatique à court terme	113
Figure 7-5 : Émissions de GES pour la génération d’énergie permettant le transport d’une tonne de marchandises par camion lourd sur 1 km pour les systèmes de gaz naturel renouvelable – méthode IMPACT World+, indicateur de changement climatique à court terme	117
Figure 7-6 : Émissions de GES provenant de la génération de 1 MJ d’énergie finale pour un navire pour les systèmes de biogaz et de gaz naturel renouvelable – méthode IMPACT World+, indicateur de changement climatique à court terme	121
Figure 8-1 : Émissions de GES pour la génération de chaleur - rapportées à 1 MJ de chaleur...	125
Figure 8-2 : Variation des émissions de GES pour la génération de chaleur en fonction de l’efficacité des systèmes considérés	126
Figure 8-3 : Émissions de GES pour la génération de chaleur en région éloignée - rapportées à 1 MJ de chaleur.....	129
Figure 8-4 : Émissions de GES pour la génération de chaleur résidentielle - rapportées à 1 MJ de chaleur générée.	132

Figure 8-5 : Émissions de GES pour le transport de marchandises - rapportées au transport de 1 tonne de marchandise sur 1 km (1 tkm).....	133
Figure 8-6 : Variation des émissions de GES pour le transport routier des marchandises en fonction de l'efficacité des systèmes considérés	134
Figure 8-7 : Émissions de GES pour le transport maritime - rapportées à 1 MJ d'énergie finale pour un navire	137
Figure 8-8 : Variation des émissions de GES pour le transport maritime en fonction de l'efficacité des systèmes considérés.....	138
Figure 9-1 : Comparaison des diverses filières énergétique pour l'indicateur <i>Changement climatique, court terme</i> en achat volontaire pour la génération de 1 MJ de chaleur – IMPACT World +.....	146
Figure 9-2 : Comparaison des diverses filières énergétique pour l'indicateur <i>Changement climatique, court terme</i> en achat volontaire pour le transport d'une tonne de marchandise par camion lourd – IMPACT World +.....	146
Figure 9-3 : Comparaison des diverses filières énergétique pour l'indicateur <i>Changement climatique, court terme</i> en achat volontaire pour la génération de 1 MJ d'énergie finale – IMPACT World +.....	147
Figure 10-1 : Émissions de GES pour les étapes d'approvisionnement des systèmes de gaz naturel fossile, prenant en compte la variation potentielle de la production des puits pour les gisements considérés.....	157
Figure 10-2 : Émissions de GES pour les étapes d'approvisionnement, rapportées à 1 MJ de gaz naturel, pour les systèmes de gaz naturel fossile selon divers taux d'émissions fugitives.....	160
Figure 10-3 : Émissions de GES pour les étapes d'approvisionnement, rapportées à 1 MJ de gaz naturel, pour les systèmes de GNR pour les cas de crédits les plus probables, d'aucun crédit et de crédits maximums	162
Figure 10-4 : Variation des émissions GES selon le Pouvoir Calorifique Inférieur (PCI) utilisé. ...	163
Figure B-1 : Production de gaz naturel journalière au Canada entre 2016 et 2027 (Alberta Energy Regulator, 2018)	176
Figure D-1 : Émissions de gaz à effet de serre selon diverses études (adapté de Webber et Clavin, 2012).	180
Figure D-2 : Production d'un puits de gaz de schiste (adapté de O'Sullivan et Palstev, 2012). (Total représente l'ensemble des puits recensés – indépendamment de la région)	184
Figure D-3: Résultats harmonisés de Heath et coll. (2014).	187

Figure D-4 : Évaluation de l'inventaire national des émissions anthropogéniques de méthane aux États-Unis (gauche) et comparaison avec l'inventaire EDGAR (milieu et droite). .	189
Figure D-5 : Résultats de l'étude de Penn State University (2017)	191
Figure D-6 : Réconciliation des deux approches (Alvarez et coll., 2018)	192
Figure D-7 Variations temporelles des émissions fugitives selon les deux approches (Vaughn et coll., 2018).....	192
Figure E-8 : Extrait de la documentation d'IMPACT World+ (Bulle et al., 2019).....	196

Liste des acronymes et abbréviations

ACV	Analyse du Cycle de Vie
CBM	Méthane de houille (coalbed methane)
CH ₄	Méthane
CO ₂	Dioxyde de carbone
CSS	Stimulation cyclique de la vapeur
É.-U.	États-Unis
EIA	Energy Information Agency
g éq. CO ₂	Gramme d'équivalent CO ₂
GES	Gaz à effet de serre
GIEC	Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat
GNC	Gaz naturel comprimé
GNL	Gaz naturel liquéfié
GNR	Gaz naturel renouvelable
kg éq. CO ₂	Kilogramme d'équivalent CO ₂
LGN	Liquides de gaz naturel
MERN	Ministère des Ressources Naturelles du Québec
MJ	Mégajoule
PCI	Pouvoir Calorifique Inférieur
PCS	Pouvoir Calorifique Supérieur
PRG	Potentiel de Réchauffement Global
PTG	Augmentation potentielle de température moyenne globale
SAGD	Drainage par gravité assistée par la vapeur
tkm	Tonne-kilomètre
US EPA	Agence de protection de l'environnement américaine

1 Mise en contexte

1.1 Genèse de l'étude

Certains considèrent le gaz naturel comme une énergie de transition, car les émissions de CO₂ lors de sa combustion sont moins importantes que celles d'autres énergies fossiles. D'autres mettent plutôt de l'avant les impacts occasionnés lors de la production du gaz naturel tels que les émissions fugitives de méthane⁵, l'épuisement des ressources, la contamination des eaux de surface ou l'augmentation de l'incidence des séismes qui lui sont associés (Roy et coll., 2013). Ce faisant, ils jettent un doute sur le rôle du gaz naturel dans la transition énergétique vers les énergies renouvelables.

La question des émissions fugitives de méthane est délicate puisque les études ne convergent pas dans leurs conclusions. Ainsi, elles peuvent rapporter des taux d'émissions fugitives de la chaîne d'approvisionnement du gaz naturel⁶ variant entre 0,1 et 12% de la production d'un puits de gaz naturel.

Une activité importante d'Énergir est la distribution du gaz naturel aux secteurs résidentiel, industriel, commercial et institutionnel. Énergir souhaite s'informer sur les impacts environnementaux de sa chaîne d'approvisionnement afin de prendre des décisions et/ou d'informer ses clients et/ou le grand public. L'organisation cherche à améliorer ses pratiques d'approvisionnement en documentant les variations géographiques ainsi que les meilleures pratiques actuelles. Par ailleurs, Énergir désire fournir un portrait représentatif de la situation québécoise, puisqu'actuellement les études publiées (portant sur le gaz naturel) font majoritairement référence à des cas de figure américains ou européens.

1.2 Objectifs de l'étude

Les trois objectifs du projet sont d'évaluer :

- 1) les impacts environnementaux, et plus spécifiquement les émissions de GES, de la chaîne d'approvisionnement d'Énergir ;
- 2) la comparaison des impacts environnementaux, et plus spécifiquement des émissions de GES, de la chaîne d'approvisionnement d'Énergir avec d'autres filières énergétiques – notamment les produits pétroliers – pour la génération de chaleur, le transport routier et le transport maritime ;
- 3) le potentiel de réduction des impacts environnementaux de la chaîne d'approvisionnement d'Énergir, et plus particulièrement des émissions de GES, par un changement des pratiques d'approvisionnement (choix de producteurs limitant leurs émissions fugitives et augmentation du taux de gaz naturel renouvelable).

⁵ Les émissions fugitives sont définies par l'agence de la protection de l'environnement américaine (É.-U. EPA) comme « les émissions intentionnelles et non intentionnelles des systèmes d'extraction, de traitement et de livraison des combustibles fossiles » (US EPA, 2010a). Les émissions *intentionnelles* désignent les émissions liées au fonctionnement d'un équipement ou d'un système (p. ex. une valve de sécurité relâchant du gaz si la pression est trop élevée). Les émissions *non intentionnelles* résultent 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 (US EPA, 2010a).

⁶ Incluant les étapes d'exploration, d'exploitation, de traitement du gaz, de transmission et de distribution

Afin d'y répondre, le CIRAIG propose de réaliser :

- 1) Le profil environnemental du gaz naturel exploité en Amérique du Nord en considérant son cycle de vie complet, soit en incluant l'extraction du gaz naturel, la purification, la transmission, la distribution et diverses utilisations (génération de chaleur et carburant pour les transports) du gaz naturel – pouvant inclure des étapes supplémentaires telles que la compression (pour le transport routier de marchandises), la liquéfaction (pour le transport maritime et le gaz porté⁷), le transport maritime vers divers marchés (gaz porté) et la regazéification (gaz porté);
- 2) Le profil environnemental du gaz naturel renouvelable produit au Québec en considérant son cycle de vie complet, soit en incluant la production du gaz naturel renouvelable, la purification, la distribution et diverses utilisations (génération de chaleur et carburant pour les transports) du gaz naturel – pouvant inclure des étapes supplémentaires telles que la compression (pour le transport routier de marchandises), la liquéfaction (pour le transport maritime et le gaz porté), le transport maritime vers divers marchés (gaz porté) et la regazéification (gaz porté);
- 3) Une analyse comparative des impacts environnementaux potentiels entre le gaz naturel (fossile ou renouvelable) et les produits pétroliers (mazout léger, mazout lourd, diesel et diesel marin) pour la génération de chaleur, le transport routier de marchandises et le transport maritime au Québec. Une comparaison avec l'électricité québécoise est également considérée pour la génération de chaleur résidentielle.

⁷ La mention de gaz porté fait référence au gaz naturel comprimé ou liquéfié distribué hors du réseau de distribution dans des régions éloignées comme la Côte-Nord du Québec.

2 Description sommaire des activités spécifiques modélisées

Le gaz naturel fossile est un hydrocarbure formé il y a des milliers d'années, suite à la décomposition des plantes et des animaux. La chaleur intense et la pression causées par l'enfouissement de ces matières organiques a conduit à la création de gaz naturel fossile.

Le gaz naturel fossile est appelé « conventionnel » lorsqu'il peut être extrait soit sous l'effet naturel de la pression, soit par des mécanismes de pompage. Cela s'oppose aux sources de gaz naturel dites « non conventionnelles » comme le gaz de schiste (« shale gas »), le gaz de réservoir étanche (« tight gas ») et le méthane de houille (« coalbed methane » ou « CBM ») qui nécessitent des technologies et techniques complexes (par exemple la fracturation hydraulique) pour leur extraction.

Tous ces types de gaz naturel sont illustrés sur la figure ci-dessous.

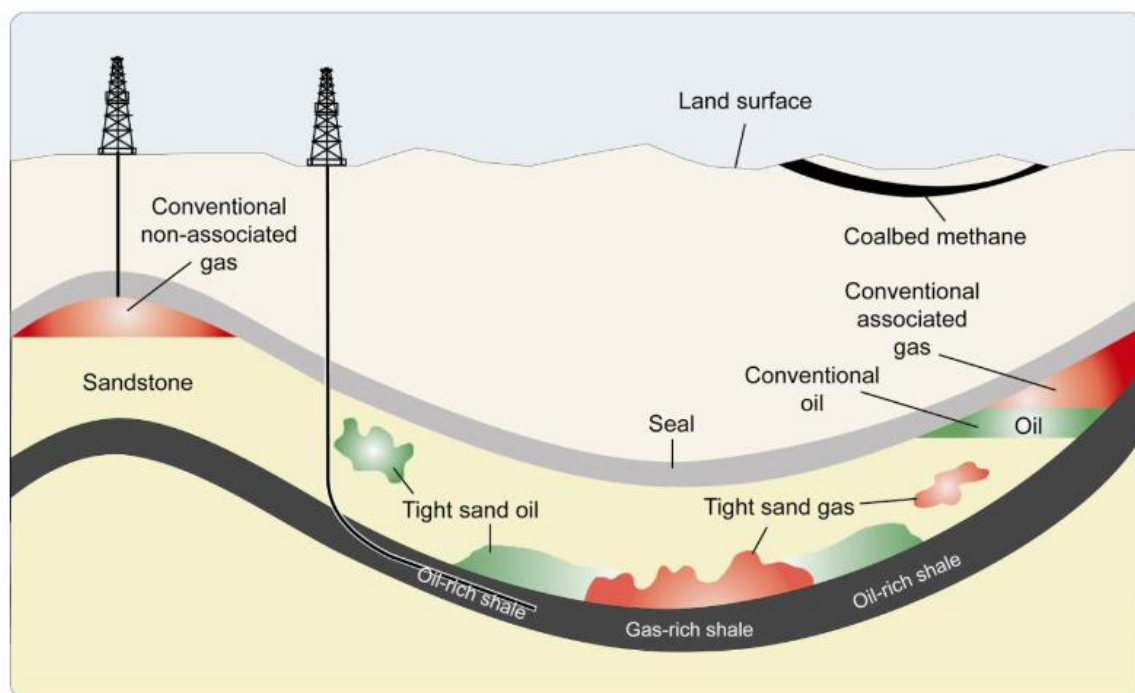


Figure 2-1 : Géologie des différents types de ressources en gaz naturel fossile.

Source : Office national de l'énergie du Canada⁸.

Cette section décrit les activités d'extraction, de traitement et de transport du gaz naturel qui ont été modélisées.

⁸ Source : <https://www.cer-rec.gc.ca/nrg/sttsc/crdlndptlmpdct/rprt/tghtdvlpmntwcsb2011/tghtdvlpmntwcsb2011-eng.pdf>

2.1 Gaz naturel fossile et production de gaz naturel renouvelable

2.1.1 Gaz naturel fossile conventionnel terrestre et marin

Pour extraire le gaz naturel d'un puits conventionnel, il est nécessaire de forer la croûte terrestre jusqu'au réservoir de gaz naturel. Le réservoir de gaz naturel est une poche naturelle localisée dans une formation rocheuse dans laquelle des processus biologiques et géologiques, au fil du temps, ont créé du gaz naturel et/ou du pétrole. Ces processus sont très lents et s'accomplissent sur plusieurs milliers (voir millions) d'années. Une fois le réservoir percé, des tuyaux sont posés dans le puits et sont entourés de ciment pour empêcher la contamination du sol et de l'eau en cas de rupture de la conduite. Au début de l'exploitation, le gaz naturel remonte vers la surface du fait de la différence de pression entre le réservoir et la surface. Avec le temps, il peut être nécessaire d'installer des pompes pour extraire davantage de gaz naturel.

Le gaz naturel peut se trouver dans un réservoir contenant également du pétrole. On dit alors que le gaz naturel est associé.

2.1.2 Gaz naturel fossile non conventionnel : gaz de schiste (« shale gas »)

Le gaz de schiste est du gaz naturel qui a été piégé, non pas dans un réservoir, mais plutôt dans les pores du schiste – une structure géologique. Les techniques ont été raffinées au cours des dernières années pour accéder à ce gaz naturel par fracturation hydraulique.

La fracturation hydraulique consiste à percer un puits vertical, puis, à partir d'une certaine profondeur, un puits horizontal. Des tuyaux sont déposés dans le puits et sont ensuite entourés de ciment pour empêcher la contamination du sol et de l'eau en cas de rupture de la conduite. L'extrémité de cette dernière est détruite – par des explosifs, des préperforations ou autres. Des liquides de fracturation hautement pressurisés, généralement constitués d'eau, de sable et de certains agents chimiques, sont ensuite injectés dans la conduite, ouvrant ainsi les pores de la formation rocheuse et permettant la circulation du gaz de schiste vers la surface. Le sable et les agents chimiques sont utilisés pour garder les pores ouverts. Au début de l'exploitation, le gaz de schiste remonte à la surface du fait de la différence de pression entre la formation rocheuse et la surface. Avec le temps, une refracturation peut être nécessaire pour extraire plus de gaz de schiste.

Le gaz naturel peut se retrouver en présence de pétrole. On dit alors que le gaz naturel est associé.

2.1.3 Gaz naturel fossile non conventionnel : gaz de réservoir étanche (« tight gas »)

Le gaz de réservoir étanche est extrait de la même façon que le gaz de schiste. Seule la formation géologique où est « emprisonné » le gaz naturel diffère. En effet, le gaz de réservoir étanche se retrouve plutôt dans du sable colmaté ou du calcaire.

Le gaz naturel peut se retrouver en présence de pétrole. On dit alors que le gaz naturel est associé.

2.1.4 Gaz naturel fossile non conventionnel : méthane de houille (« coalbed methane » ou CBM)

Le méthane de houille est extrait de la même façon que le gaz de schiste. Seule la formation géologique où est « emprisonné » le gaz naturel diffère. En effet, le méthane de houille se trouve généralement plus près de la surface et en présence de charbon.

Ce charbon peut être extrait ou non. L'extraction du méthane de houille peut être vue comme une mesure de sécurité avant l'extraction du charbon puisqu'elle permet d'éviter les coups de grisou.

2.1.5 Biogaz et gaz naturel renouvelable (GNR)

Le biogaz est généré par la décomposition (accélérée ou non) de matière organique sous conditions anaérobies (c'est-à-dire en l'absence d'oxygène). Les matières organiques présentement utilisés pour produire du biogaz sont les eaux usées, les matières organiques résidentielles, les matières résiduelles des lieux d'enfouissement et le fumier animal. Les résidus forestiers sont également considérés comme sources de matières organiques à moyen ou long terme, mais ce type de matière première n'a pas été évalué dans cette étude.

Le biogaz est constitué majoritairement de méthane (CH_4) et de dioxyde de carbone (CO_2). À la différence du gaz naturel fossile et renouvelable qui sont composés à plus de 95% de méthane, le biogaz a une teneur en méthane d'environ 45%. Le biogaz peut donc être brûlé en l'état ou traité pour en augmenter le taux de méthane en retirant le CO_2 du mélange. Le résultat de ce traitement est appelé « gaz naturel renouvelable » (GNR) ou encore « biométhane ». Dans le cas où il est traité, le biogaz peut ainsi être considéré comme un produit intermédiaire du GNR.

Le biogaz et le gaz naturel renouvelable sont généralement produits localement et peuvent être utilisés directement comme source énergétique ou injectés dans le réseau gazier. Aucun forage et aucune contamination des eaux n'est attribuable à ce type de gaz naturel.

La particularité du biogaz et du gaz naturel renouvelable est que le carbone émis lors de leur combustion est dit « biogénique » (et non fossile comme c'est le cas pour la combustion de gaz naturel fossile). Ce terme fait référence au fait qu'au cours de sa vie, la biomasse absorbe et séquestre une certaine quantité de CO_2 déjà présente dans l'atmosphère. Lorsque cette biomasse est brûlée ou se décompose, on peut alors considérer que ce CO_2 , dit biogénique, est simplement renvoyé à l'atmosphère. D'un point de vue calculatoire, il est alors considéré que l'émission de ce CO_2 biogénique ne contribue pas au changement climatique : son résultat pour l'indicateur *Changement climatique, court terme* (donc sur un horizon temporel de 100 ans) est nul.

Ce type de gaz naturel n'est pas produit conjointement au pétrole.

2.1.6 Traitement du gaz naturel

Le gaz naturel extrait peut être constitué d'un mélange de méthane, de propane, d'éthane, de butane, de pentane, d'hexane, de dioxyde de carbone, d'azote, de sulfure d'hydrogène et d'eau.

L'Annexe A présente la composition du gaz naturel retrouvé dans diverses régions du monde. Dans le cadre de cette étude, les compositions albertaine et américaine sont utilisées. L'Annexe A présente également la composition du gaz naturel issu d'autres régions du monde afin d'en illustrer la variabilité.

Parmi les substances contenues dans le gaz naturel, certaines doivent être éliminées afin d'obtenir du gaz naturel standardisé (EIA, 2006). Pour ce faire, les usines de traitement du gaz naturel sont généralement construites dans les régions productrices de gaz. Une usine peut traiter le gaz provenant de plusieurs puits d'une même région (EIA, 2006). Le gaz naturel est transporté des sites d'extraction aux usines de traitement par l'intermédiaire d'un réseau de gazoducs à basse pression et de faible diamètre.

À l'usine de traitement, la vapeur d'eau est d'abord éliminée du gaz en utilisant des méthodes d'absorption ou d'adsorption. La déshydratation au glycol est un exemple d'absorption, pour lequel l'affinité chimique du glycol pour l'eau est utilisée afin d'absorber la vapeur.

Le gaz naturel est ensuite traité pour éliminer le soufre et le dioxyde de carbone. Le gaz naturel provenant des puits contient souvent de grandes quantités de ces deux composés (il est alors appelé « gaz acide »). L'élimination du soufre et du dioxyde de carbone du gaz est similaire au processus d'absorption précédemment décrit.

Le gaz naturel est enfin traité pour éliminer les autres hydrocarbures, plus lourds que le méthane (c'est-à-dire l'éthane, le propane, le butane, le pentane et l'hexane). La récupération de ces derniers, appelés liquides de gaz naturel (LGN), est généralement effectuée avec la méthode d'absorption ou par le procédé d'expansion cryogénique. La méthode d'absorption est similaire à la méthode d'absorption d'eau. La méthode d'expansion cryogénique consiste à faire chuter la température du gaz afin de provoquer la condensation des autres hydrocarbures pour qu'ils puissent être séparés du gaz naturel. La méthode d'absorption est généralement utilisée pour éliminer les hydrocarbures les plus lourds, tandis que les hydrocarbures les plus légers sont éliminés en utilisant le processus d'expansion cryogénique.

2.1.7 Transmission du gaz naturel

Le transport du gaz naturel entre les zones de production et les zones d'utilisation est réalisé au moyen de gazoducs à haute pression. Les exigences de pression dans les gazoducs sont maintenues au moyen de stations de compression. L'énergie requise au fonctionnement des compresseurs est généralement tirée d'une petite quantité de gaz naturel, prélevée à même le gazoduc. L'électrification des compresseurs est également possible.

2.2 Produits pétroliers

Les produits pétroliers tels que l'essence, le diesel, le mazout léger, le mazout lourd, le naphta, etc. sont tous issus du raffinage du pétrole brut provenant de la décomposition de la biomasse (végétale et animale) préhistorique selon divers processus géophysiques.

2.2.1 Pétrole brut conventionnel terrestre et maritime

Pour extraire le pétrole brut d'un puits conventionnel, il est nécessaire de forer la croûte terrestre jusqu'au réservoir de pétrole. Le réservoir de pétrole est une poche naturelle localisée dans une formation rocheuse dans laquelle des processus biologiques et géologiques, au fil du temps, ont créé du gaz naturel et/ou du pétrole. Ce processus est très lent et s'accomplit sur plusieurs milliers (voir millions) d'années. Une fois le réservoir percé, des tuyaux sont posés dans le puits et sont entourés de ciment pour empêcher la contamination du sol et de l'eau en cas de rupture de la conduite. Au début de l'exploitation, le pétrole remonte vers la surface du fait de la différence de pression entre le réservoir et la surface. Avec le temps, il peut être nécessaire d'installer des pompes, ou d'injecter du CO₂ ou de l'eau sous haute pression et température pour extraire davantage de pétrole. Le pétrole peut se trouver dans un réservoir contenant également du gaz naturel. On dit alors que le pétrole est associé.

2.2.2 Pétrole brut provenant des sables bitumineux (« oil sands »)

Les sables bitumineux sont un mélange naturel de sable, d'eau et de bitume (pétrole trop lourd ou épais pour s'écouler naturellement). Les sables bitumineux se trouvent, au Canada, dans trois

régions d'Alberta et de Saskatchewan : Athabasca, Cold Lake et Peace River. Ces trois régions couvrent une superficie totale de plus de 142 000 kilomètres carrés. Les sables bitumineux sont situés en surface près de Fort McMurray, mais plus profondément sous terre dans d'autres régions. Par conséquent, diverses techniques sont employées pour extraire le pétrole brut.

Environ 20% des réserves de sables bitumineux sont localisées près de la surface. Dans ces cas, il est possible de les extraire à l'aide de pelles mécaniques et de camions. Cette technique se nomme « mine de surface ».

Le reste des réserves est situé trop en profondeur pour pouvoir être extrait par des moyens mécaniques. Deux méthodes dites « in situ » sont alors employées : le drainage par gravité assistée par la vapeur (SAGD) et la stimulation cyclique de la vapeur (CSS). La méthode SAGD consiste à pomper la vapeur sous terre à travers un puits horizontal pour liquéfier le bitume, qui est ensuite pompé à la surface par un deuxième puits de récupération. Avec le CSS, la vapeur est envoyée dans un puits vertical pour tremper ou liquéfier le bitume, qui est ensuite pompé à la surface via le même puits. Cette technique est répétée jusqu'à ce que le pétrole brut soit retiré.

Toutefois, le bitume (pétrole brut) issu des sables bitumineux s'avère corrosif pour le réseau de transmission. En conséquence, il doit être dilué (généralement avec du naphta) ou recevoir un premier traitement (« upgrading ») sur le terrain afin d'obtenir du pétrole brut synthétique.

2.2.3 Raffinage du pétrole brut

Une fois le pétrole brut récolté et transporté dans une raffinerie, il subit, généralement, trois processus : la séparation, la conversion et la purification.

Le processus de séparation est réalisé dans des tours de distillation où le pétrole brut est chauffé. Les produits se séparent alors en fonction des différences de température entre le bas et le haut de la tour. Les produits obtenus sont du propane près du sommet, du diesel au milieu et des lubrifiants en bas de la tour.

L'étape suivante est la conversion, qui consiste généralement à appliquer un catalyseur à certaines des huiles les plus lourdes pour obtenir plus d'essence, de diesel et de propane.

La dernière étape du processus est la purification et a pour objectif d'éliminer le soufre.

3 Approvisionnement et utilisation du gaz naturel au Québec

Cette section cherche à fournir des informations sur la provenance et la consommation du gaz naturel au Québec.

3.1 Provenance et type du gaz naturel consommé au Québec

Énergir distribue près de 97 % du gaz naturel consommé au Québec, ses données sont donc utilisées pour modéliser l'approvisionnement du Québec. Énergir s'approvisionne principalement aux carrefours gaziers de Dawn, Parkway et d'Empress (voir tableau ci-dessous).

Tableau 3-1 : Variation historique des points d'achat de gaz naturel pour Énergir (Énergir, 2019)

Point d'achat	Type d'achat	2014	2015	2016	2017	2018	Moyenne historique	Moyenne historique par point d'achat
Empress (%)	Réseau ⁹	6,1	15,4	13,6	14,9	12,2	12,44	49,18
	Achat direct ¹⁰	55	58,7	63,1	6,9	0,0	36,74	
Dawn (%)	Réseau	33,6	23,6	21,8	21,4	26,3	25,34	48,04
	Achat direct	0	0	0	54,1	59,4	22,7	
Parkway (%)	Réseau	0	0	0	1	0,8	0,36	0,36
	Achat direct	0	0	0	0	0	0	
Territoire Énergir (%)	Réseau	0,1	0	0	0	0	0	2,38
	GNR réseau ¹¹	N/A	0,1	0,1	0,01	0,04	0,03	
	Achat direct – fossile	5,20	1,68	0,90	1,18	0,65	1,92	
	Achat direct – biogaz ¹²	N/A	0,6	0,5	0,5	0,5	0,42	

⁹ Le type d'achat « réseau » fait référence au gaz naturel acheté par Énergir auprès de courtiers et distribué sur son réseau de distribution.

¹⁰ Le type d'achat « achat direct » fait référence à la situation où les clients d'Énergir se procurent eux-mêmes du gaz naturel, directement auprès d'un fournisseur. Dans ce cas, Énergir se charge d'acheminer le gaz naturel depuis les lieux d'approvisionnement jusqu'à son territoire (couvert par son droit exclusif de distribution). Certains clients se chargent de faire transporter le gaz naturel jusqu'au réseau de distribution d'Énergir.

¹¹ En 2018, le GNR distribué provenait d'une usine produisant du GNR à partir d'eaux usées et de résidus alimentaires (nommées matières organiques résidentielles dans la suite du rapport). Par hypothèse, il a été considéré que les deux intrants étaient utilisés à la hauteur de 50% chaque.

¹² En 2018, 100% du biogaz acheté provenait de lieux d'enfouissement.

Note : Il se peut que la somme annuelle ne soit pas être égale à 100% du fait des valeurs arrondies fournies par Énergir.

Comme illustré par la Figure 3-1, le carrefour gazier d'Empress est connecté aux bassins d'approvisionnement en gaz naturel fossile de l'Ouest canadien. Le carrefour gazier de Dawn est quant à lui connecté à plusieurs grands bassins d'approvisionnement en Amérique du Nord : le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien, les Rocheuses américaines, le « Mid-Continent », le bassin du Marcellus et le bassin du golfe du Mexique (voir Figure 3-1). Empress quant à lui contient du gaz naturel venant de l'Ouest canadien. Le carrefour gazier de Parkway permet le passage du gaz naturel provenant de Dawn ou d'Empress vers le Québec.

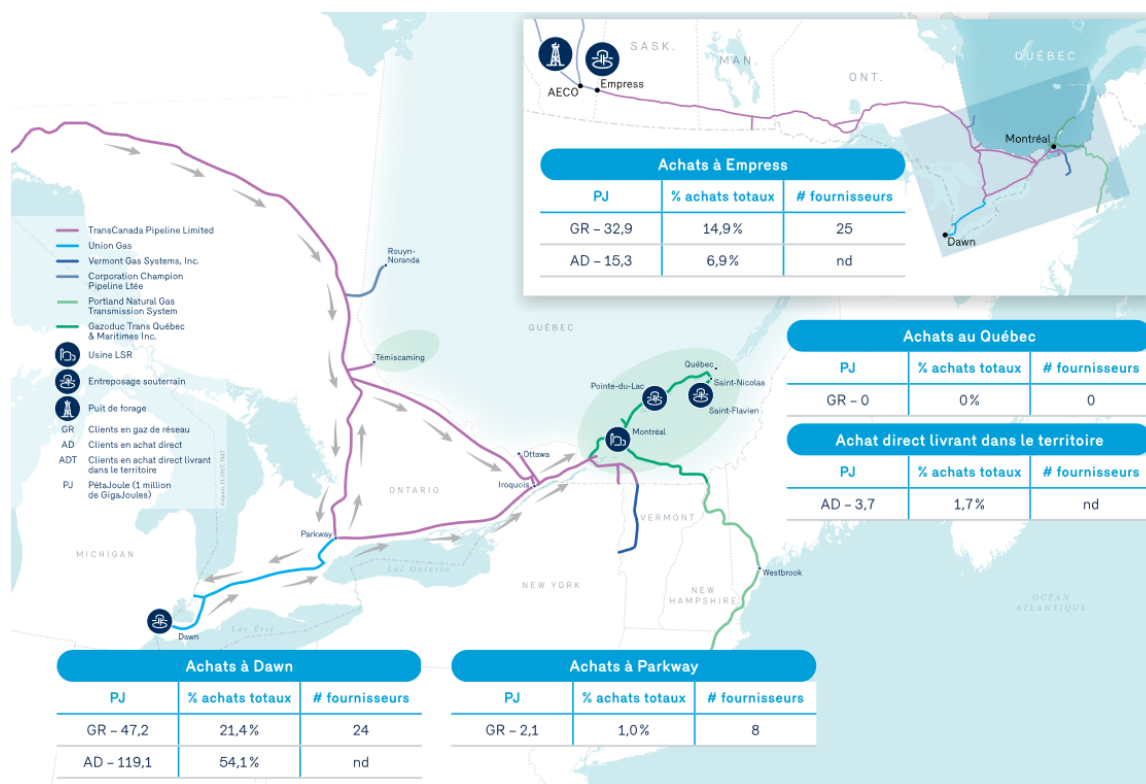


Figure 3-1 : Sources d'approvisionnement gazier au Québec
Source : État de l'Énergie au Québec, 2019¹³.

Pour ce qui est des types de gaz naturel, la Figure 3-2 présente la production journalière de gaz naturel au Canada en 2018. Ces informations sont issues des données de la Régie de l'énergie du Canada¹⁴.

¹³ Source : https://energie.hec.ca/wp-content/uploads/2018/12/EEQ2019_WEB.pdf

¹⁴ Source : <https://apps.cer-rec.gc.ca/ftppndc/dflt.aspx?GoCTemplateCulture=en-CA>

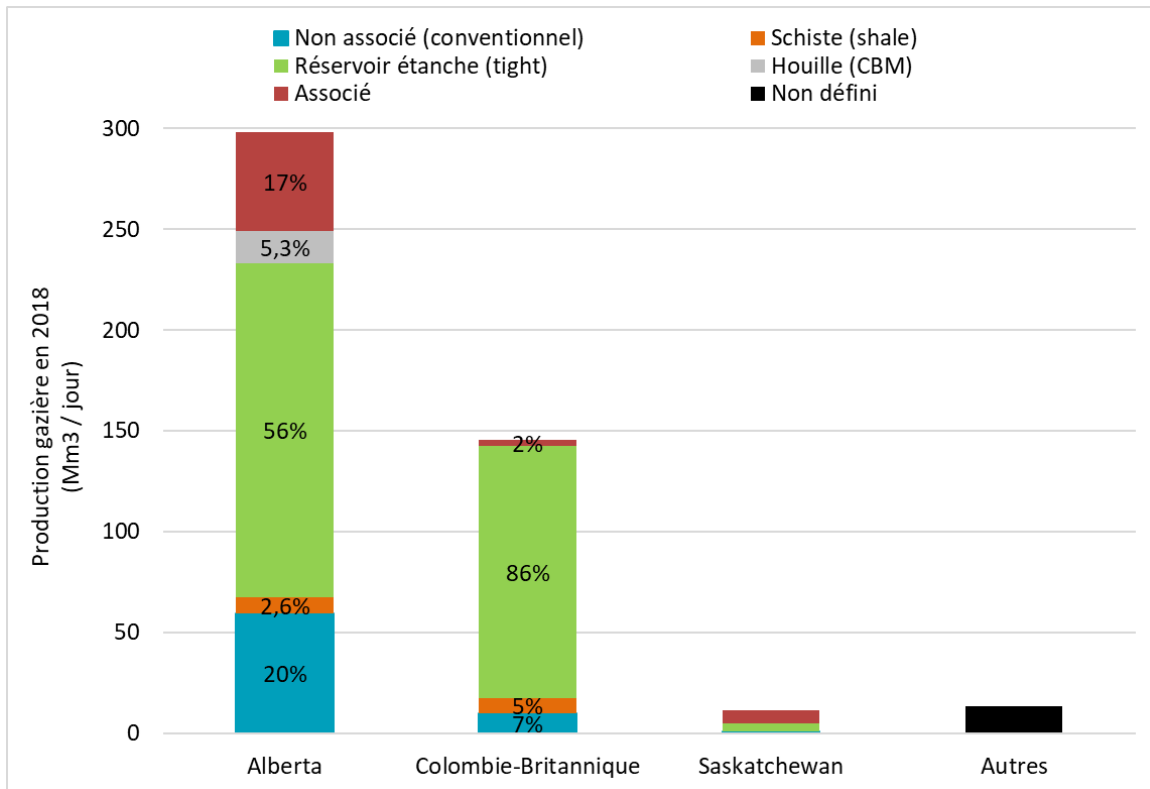


Figure 3-2 : Production de gaz naturel journalière en 2018 (Régie de l'énergie du Canada, 2019).

Note : Le gaz de schiste (shale), de réservoir étanche (tight) et de houille (CBM) sont considérés comme du gaz non conventionnel. Le gaz non associé représente du gaz conventionnel tandis que le gaz associé à la production pétrolière peut être un gaz naturel conventionnel ou non-conventionnel.

Tel que mis en évidence sur la Figure 3-2 :

- L'Alberta et la Colombie-Britannique représentent la presque totalité de la production gazière canadienne.
- L'Alberta produit près de 63% de gaz naturel non conventionnel, dont la majorité (56%) est du gaz de réservoir étanche. L'Alberta produit également du gaz naturel conventionnel (non associé) à hauteur de près de 20%. Considérant la grande proportion de gaz naturel non conventionnel dans le gaz naturel non associé, on peut supposer que le gaz naturel associé provient également de sources non conventionnelles.
- La Colombie-Britannique produit près de 100% de gaz naturel non conventionnel, dont la majorité (86%) est du gaz de réservoir étanche.
- Les autres provinces sont des producteurs gaziers de faible importance.

Pour ce qui est des types de gaz naturel issu des gisements aux États-Unis, la Figure 3-3 présente la production journalière de gaz naturel aux États-Unis, passée et anticipée jusqu'en 2040.

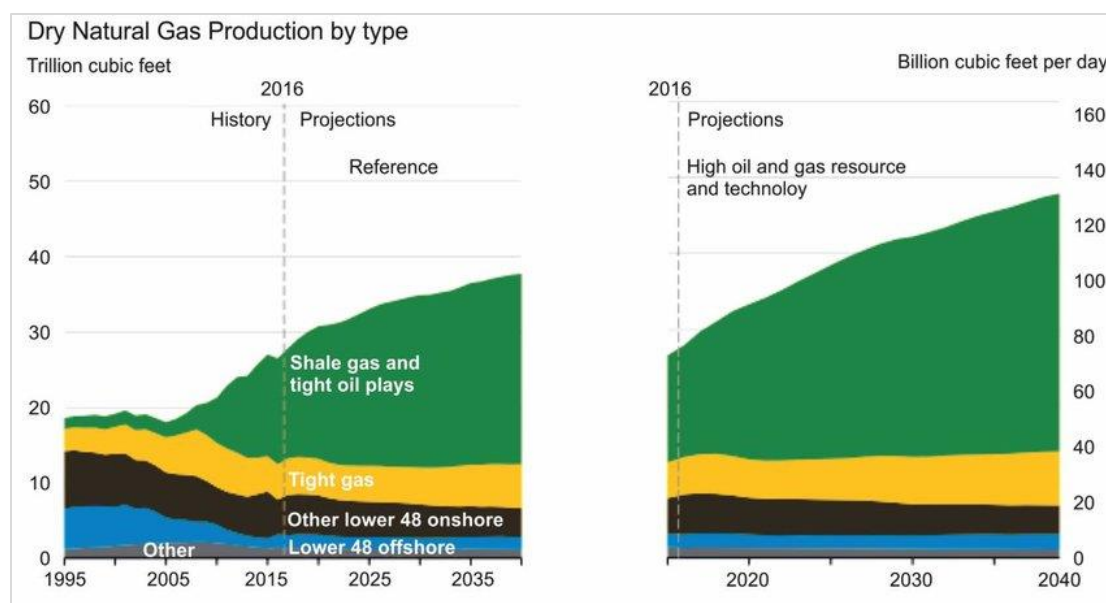


Figure 3-3 : Production de gaz naturel journalière aux États-Unis (EIA, 2015).¹⁵

La Figure 3-3 indique ainsi que 60% du gaz naturel actuellement extrait aux États-Unis est du gaz de schiste et que cette dominance s'accroîtra jusqu'à l'horizon 2040.

La région produisant le plus de gaz de schiste est le bassin de Marcellus (EIA, 2018), mais celui-ci va cependant perdre quelque peu de son importance dans le futur d'après les prévisions de l'EIA (Energy Information Agency). Les figures illustrant ces tendances sont disponibles à l'Annexe C. La figure suivante présente les divers gisements de gaz naturel non conventionnel en Amérique du Nord.

¹⁵ « Lower 48 » fait référence aux États-Unis en excluant les états de l'Alaska et d'Hawaï. En vert, l'EIA fait référence au shale gas et au gaz naturel produits en association avec le pétrole de schiste. La couleur jaune représente le tight gas sans association.



Figure 3-4 : Localisation des principaux bassins de gaz naturel non conventionnel en Amérique du Nord.

3.2 Estimation de l'approvisionnement de gaz naturel du réseau de distribution d'Énergir

Une fois dans le réseau, le gaz naturel produit à divers endroits se mélange et il devient impossible de retracer l'origine géographique ni le type du gaz naturel.

Par conséquent, il est nécessaire de réaliser un certain nombre d'hypothèses en se basant sur la littérature afin d'avoir un aperçu de l'approvisionnement en gaz naturel d'Énergir.

Note : Cette évaluation de l'approvisionnement de gaz naturel dans le réseau de distribution d'Énergir est excessivement incertaine.

D'après les données de Ressources Naturelles Canada¹⁶ pour 2017, 97% des importations canadiennes de gaz proviennent des États-Unis. Dans le cadre de cette étude, les importations sont donc supposées provenir à 100% des États-Unis.

- Par conséquent, cette étude considère que 100% du gaz naturel consommé au Québec provient du Canada et des États-Unis.

D'après cette même source, 20% de la consommation canadienne de gaz naturel provient des États-Unis.

- Par conséquent, cette étude considère que 20% du gaz naturel consommé au Canada provient des États-Unis et que 80% provient du Canada. Il est également assumé que cette proportion est applicable à chacune des provinces canadiennes.

Les données de la Régie de l'énergie du Canada¹⁷ indiquent également que 98% du gaz produit au Canada en 2018 provient de l'Ouest canadien : 65% d'Alberta et 32% de Colombie-Britannique. Pour simplifier les calculs, les 2% de production restants sont répartis proportionnellement entre l'Alberta et la Colombie-Britannique.

- Par conséquent, cette étude considère que 67% de la production gazière canadienne provient de l'Alberta et que 33% provient de la Colombie-Britannique.

L'estimation de la provenance du gaz américain se base quant à elle sur les travaux de l'EIA et plus particulièrement leurs données de production gazière pour l'année 2019¹⁸. Les données sont fournies par gisement de production et permettent donc d'estimer leur part dans la production globale gazière des États-Unis (voir première colonne du Tableau 3-2). Ces données de production ne nous renseignent cependant pas sur la probabilité que la production de chacun de ces gisements alimente le carrefour gazier de Dawn. Afin de déterminer quels gisements alimentent le carrefour de Dawn, les projections d'Enbridge sont donc utilisées (voir Figure 3-5).

¹⁶ Source : <https://www.rncan.gc.ca/science-donnees/donnees-analyse/donnees-analyse-energetiques/faits-saillants-sur-lenergie/faits-gaz-naturel/20078>

¹⁷ Source : <https://www.cer-rec.gc.ca/nrg/sttstc/ntrlgs/stt/mrktblntrlgsprdcn-fra.html>

¹⁸ Source : <https://www.eia.gov/naturalgas/data.php#production>



Figure 3-5 : Flux de gaz naturel aux États-Unis anticipés pour la période 2013-2025¹⁹.

Selon ces prévisions, seul le gaz naturel des bassins des Rocheuses américaines (Niobrara-Codell dans la région du Colorado) et le gaz naturel en milieu marin provenant du Golfe du Mexique et du Permian ne remonterait pas vers le Nord pour approvisionner la région du carrefour gazier de Dawn.

- Par conséquent, cette étude considère que les données de production américaine reflètent l’approvisionnement américain du carrefour de Dawn, à l’exception des gisements de la région des Rocheuses (notamment du gisement de Niobrara) et du Permian qui sont exclus de la modélisation.

L’approvisionnement gazier du Québec en provenance des États-Unis est ainsi évalué comme présenté au Tableau 3-2.

¹⁹ Source : <https://www.slideshare.net/Enbridge/2014-enbridge-day-gas-pipelines-and-processing>

Tableau 3-2 : Évaluation du mix gazier américain alimentant le carrefour de Dawn

	Production américaine par gisement	Production pouvant potentiellement alimenter le carrefour gazier de Dawn	Production des États-Unis utilisée dans la modélisation (mise à l'échelle)
Marcellus	32%	32%	39%
Permian	14%	0%	0%
Utica	11%	11%	13%
Haynesville	13%	13%	16%
Eagle Ford	6%	6%	8%
Barnett	3%	3%	4%
Woodford	4%	4%	5%
Bakken	3%	3%	3%
Niobrara-Codell	3%	0%	0%
Mississippian	4%	4%	5%
Fayetteville	2%	2%	2%
Autres	4%	4%	4%
Total	100%	82%	100%

En combinant cet approvisionnement américain avec les données de production canadienne et les données d'achat de 2018 présentées plus tôt, l'approvisionnement gazier d'Énergir est estimé pour 2018 comme présenté au Tableau 3-3.

Tableau 3-3 : Estimation de l'approvisionnement gazier d'Énergir en 2018.

Origine du gaz naturel	Part dans l'approvisionnement gazier d'Énergir évalué pour 2018
Alberta	53,40%
Colombie-Britannique	26,06%
Marcellus	7,75%
Utica	2,69%
Haynesville	3,20%
Eagle Ford	1,54%
Barnett	0,81%
Woodford	1,06%
Bakken	0,68%
Mississippian	0,98%
Fayetteville	0,43%
Autres gisements fossiles américains	0,86%
GNR provenant des eaux usées	0,02%
GNR provenant de résidus alimentaires	0,02%
Biogaz provenant de lieux d'enfouissement	0,50%
Total	100%

3.3 Utilisation du gaz naturel au Québec

La Régie de l'énergie du Canada collige des informations passées et présentes, et propose des prévisions sur l'exploitation et l'utilisation du gaz naturel, selon divers scénarios.

Ces données et prévisions sont représentées à la Figure 3-6 qui illustre ainsi l'évolution des usages du gaz naturel au Québec de 2005 à 2040 selon leur scénario de référence.

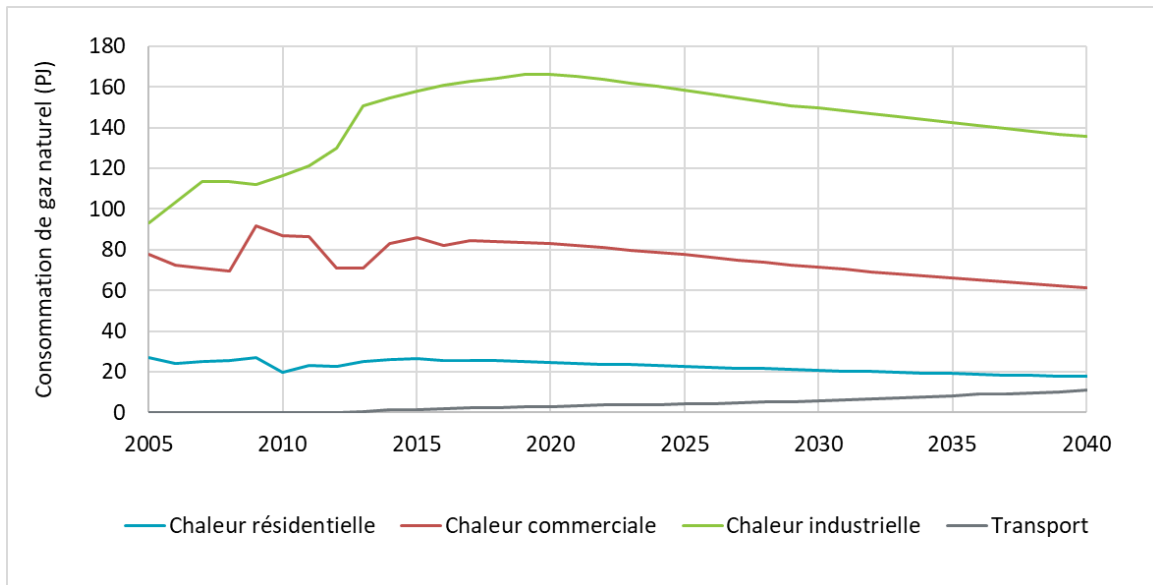


Figure 3-6 : Consommation passée, présente et prospective de gaz naturel au Québec – scénario de référence²⁰ (Régie de l'énergie du Canada, 2017).

Tel qu'illustré :

- Le gaz naturel a été (et sera) principalement utilisé pour la génération de chaleur industrielle, commerciale et résidentielle.
- Le gaz naturel a été relativement peu utilisé par le secteur des transports jusqu'à présent, mais il est attendu que cet usage se développe d'ici 2040.

²⁰ Pour l'évaluation prospective, le scénario de référence considère une série d'hypothèses décrivant l'évolution temporelle. Les hypothèses de ce scénario de référence sont présentées ici : <http://www.cer-rec.gc.ca/nrg/ntgrtd/fttr/2019/ssmptns/index-eng.html>

3.4 Émissions de gaz à effet de serre

Les émissions de gaz à effet sont la plupart du temps considérées comme étant la problématique environnementale la plus importante lorsqu'il est question de l'industrie gazière (fossile).

Le gaz naturel fossile est certes reconnu pour être le combustible fossile aux plus faibles émissions de GES lors de sa combustion, mais une attention est portée aux émissions fugitives de méthane sur le cycle de vie complet du gaz naturel, soit de son extraction jusqu'à sa combustion.

Les émissions fugitives sont définies par l'Agence de protection de l'environnement américaine (US EPA) comme :

« les émissions intentionnelles et non intentionnelles des systèmes d'extraction, de traitement et de livraison des combustibles fossiles » (US EPA, 2010a).

- Les émissions *intentionnelles* désignent les émissions liées au fonctionnement d'un équipement ou d'un système (p. ex. une valve de sécurité relâchant du gaz si la pression est trop élevée) (US EPA, 2010a).
- Les émissions *non intentionnelles* résultent de l'usure, d'une rupture ou d'un dommage encouru par une pièce d'équipement (US EPA, 2010a).
- Les émissions intentionnelles sont généralement plus importantes que les émissions non intentionnelles (US EPA, 2010a).

L'attention particulière accordée aux émissions fugitives de méthane provient du fait que celui-ci est un gaz à effet de serre dont le potentiel de réchauffement global est plus important que celui du dioxyde de carbone (CO₂).

Le potentiel de réchauffement global (PRG) est un indicateur développé pour permettre la comparaison, sur une base commune, des impacts de différents gaz à effet de serre (GES) sur le réchauffement climatique. Le PRG d'une certaine quantité de GES est exprimé en kilogrammes d'équivalent CO₂ (kg éq. CO₂) et représente l'impact de cette quantité de gaz sur le réchauffement climatique, par rapport à l'impact d'un kilogramme de CO₂. La conversion en kilogrammes d'équivalent CO₂ permet ainsi de regrouper les émissions des différents GES sous une même unité et donc de comparer des systèmes ayant des émissions différentes.

La période habituellement considérée pour les calculs du potentiel de réchauffement global est de 100 ans. Le PRG 100, comme il est communément appelé, a été adopté par consensus politique lors des premières discussions sur le climat dans les années 90. Il suscite toutefois des débats aujourd'hui au sein de la communauté scientifique. En effet, les GES qui ont une courte durée de vie atmosphérique ont des PRG 100 faibles puisque leur effet se termine avant la fin de la période. Le PRG 100 ne met alors pas en évidence le fait que leur présence dans l'atmosphère a accéléré les phénomènes associés aux changements climatiques. Pour ces GES à courte durée de vie, certains considèrent qu'un horizon de 20 ans serait préférable. Par exemple, pour le méthane (CH₄), le PRG 100 est évalué entre 28 et 36 kg éq. CO₂/kg CH₄, soit beaucoup moins que son PRG sur 20 ans (PRG 20) qui est de 84 à 87 kg éq. CO₂/kg CH₄ (GIEC, 2013).

Plusieurs études sur les émissions fugitives de méthane ont été réalisées, généralement aux États-Unis et basées sur les informations disponibles au moment où elles ont été réalisées. Cependant, la méthodologie ayant rapidement évolué, ces études ont produit des résultats et des conclusions divergents, en particulier en ce qui concerne les émissions des gaz de schiste.

Cette évolution (normale) tend vers une phase de réconciliation. En effet, au fil du temps, quatre grandes tendances se dégagent :

- **Les premières approximations (2010-2012) :** une série d'études basées sur un nombre limité de données de terrain. Par conséquent, diverses hypothèses ont été posées quant aux pratiques sur le terrain et aux niveaux de production des divers sites. Le niveau d'émissions fugitives évalué sur le cycle de vie varie alors entre 2 et 9% de la production d'un puits/site. **Ces études ont permis de mettre en lumière une problématique potentielle qui se devait d'être vérifiée.**
- **Les mesures de terrain (2012-2015) :** En raison du manque de données des premières études, une vaste campagne d'études basées sur des mesures et des pratiques de terrain sur de multiples sites ont été réalisées. **Les résultats de ces études révisaient généralement à la baisse les premières estimations d'émissions fugitives** de méthane. Le niveau d'émissions fugitives sur le cycle de vie évalué par ces études se situe généralement entre 1 et 2% avec un niveau d'émissions sur le site d'extraction de près de 0.5% de la production de gaz naturel.
- **Les études par mesure de la concentration atmosphérique et/ou observations satellites (2012-2016) :** En raison du manque de données des premières études, une vaste campagne d'études basées sur des mesures de la concentration atmosphérique ont été réalisées. Contrairement à l'approche par mesures directes de terrain, ces études mesurent la concentration atmosphérique environnante d'un site d'extraction (ou d'opération) et tentent d'attribuer la responsabilité des concentrations atmosphériques mesurées aux divers sites selon des modèles atmosphériques. **Les résultats de ces études révisaient généralement à la hausse les premières estimations d'émissions fugitives** de méthane. Le niveau d'émissions fugitives sur le cycle de vie moyen évalué par ces études se situe aux alentours de 9% à 12%.
- **Dichotomie et réconciliation entre les mesures de terrains et les mesures de concentration atmosphérique (2015-maintenant) :** Qui dit vrai ? Les études basées sur la concentration atmosphérique sont-elles trop incertaines en attribuant de façon erronée la responsabilité des émissions de méthane mesurées à des sites d'extraction du gaz naturel ? Captent-elles au contraire des émissions non considérées par l'approche basée sur des mesures directes auprès de sources d'émissions identifiées au préalable ? Pendant plusieurs années la question demeure sans réponse, alimentant l'incertitude sur la question du gaz naturel. **Ce n'est que fin 2017 que des études ont pu offrir une réconciliation au profit des études basées sur les mesures directes sur le terrain.**

Les quatre tendances en matière d'estimation des émissions fugitives sont détaillées à l'Annexe D.

Ainsi, bien qu'il reste encore des « supers émetteurs », des sources d'incertitudes, des pratiques variables et du travail à réaliser pour minimiser les émissions fugitives de méthane, les plus récents travaux laissent sous-entendre que les émissions de GES du gaz non conventionnel sont globalement similaires à celles du gaz naturel conventionnel.

4 Approvisionnement en produits pétroliers du Québec

Cette section cherche à fournir des informations sur la provenance du pétrole brut associé aux produits pétroliers raffinés au Québec.

D'après le bilan énergétique du Québec, issu de l'État de l'Énergie du Québec 2019²¹, publié par la Chaire de gestion du secteur de l'énergie (HEC Montréal, 2019), en 2018 la totalité du pétrole brut utilisé au Québec était importée. La figure ci-dessous illustre l'évolution de sa provenance depuis 1990.

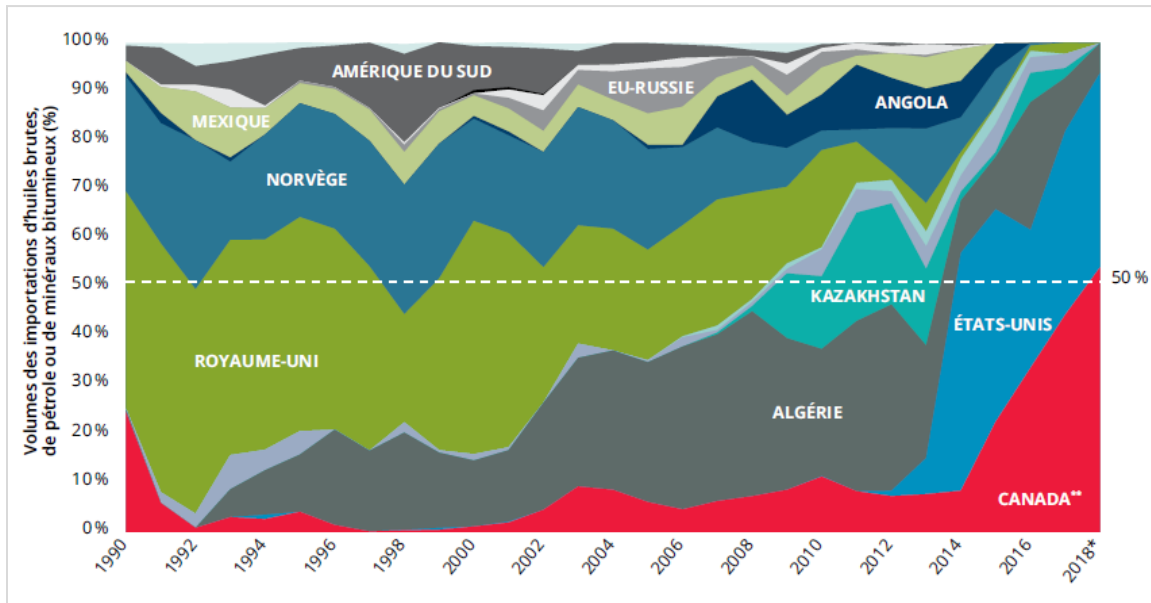


Figure 4-1 : Évolution de la provenance des importations en pétrole brut au Québec, 1990 à 2018 (HEC Montréal, 2019).

Ainsi, en 2018, 54 % du pétrole brut consommé au Québec provenait de l'Ouest canadien, 40 % des États-Unis et 6% de l'Algérie. La ligne 9B d'Enbridge, en service depuis 2015 et d'une capacité de 300 000 barils de pétrole par jours, tient un rôle important dans les importations depuis les États-Unis et l'Ouest canadien.

Au Canada, en 2019, la production de pétrole brut est estimée par la Régie de l'énergie du Canada à : 39% de pétrole provenant des sables bitumineux sans « upgrading » (essentiellement du bitume naturel), 24% du pétrole provenant de sable bitumineux avec « upgrading » (essentiellement du brut synthétique), 17% de pétrole brut conventionnel léger, 11% de pétrole brut conventionnel lourd et 9% de condensats.

Aux États-Unis, en mai 2019, 69% du pétrole produit était du pétrole de schiste (« shale oil »), dont la composition se rapproche du pétrole léger conventionnel, 15,7% de la production venait du golfe du Mexique, 7,6% étaient catégorisés comme « Autres », 3,9% venaient de l'Alaska et

²¹ Source : https://energie.hec.ca/wp-content/uploads/2018/12/EEQ2019_WEB.pdf

3,7% de la Californie (Oil sands magazine, 2019a). La production totale des États-Unis est ainsi à 88% du pétrole brut léger et à 12% du pétrole brut intermédiaire (EIA, 2015).

Toutefois, la production de pétrole brut au Canada et aux États-Unis ne reflète pas nécessairement les chaînes d'approvisionnement québécoises. En effet, en 2018 les types de pétrole brut raffiné par les raffineries québécoises étaient, selon la Régie de l'énergie du Canada, les suivants : 56% de pétrole classique léger, 35% de synthétiques léger, 7% de bitume naturel et 2% de pétrole classique lourd.

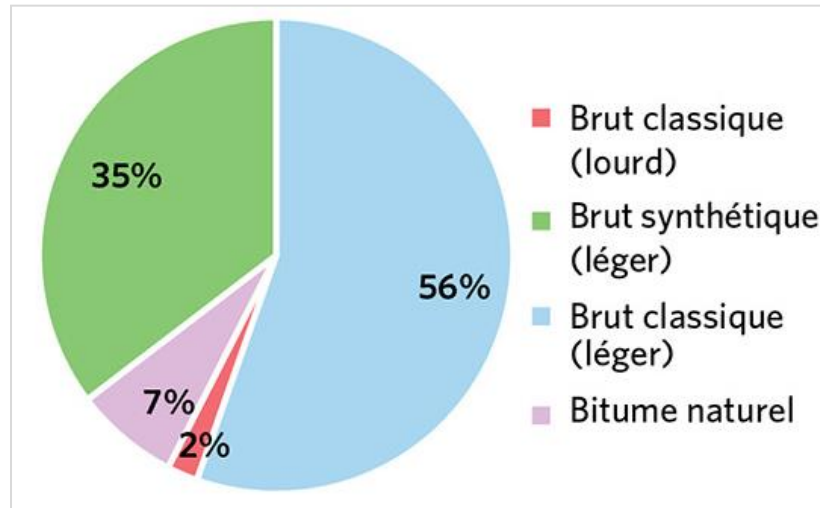


Figure 4-2 : Approvisionnement des raffineries du Québec par type de brut en 2018 (Régie de l'énergie du Canada, 2019).

En réconciliant ces diverses sources d'information, il est possible de construire un approvisionnement à la fois par type de pétrole et selon la provenance du pétrole brut :

- Considérant l'absence de pétrole brut lourd dans la production pétrolière des États-Unis, il est supposé que la totalité du pétrole brut lourd intrant dans les raffineries québécoises (soit 2% des intrants) provient de l'Ouest canadien.
- Considérant l'absence de pétrole brut en provenance des sables bitumineux dans la production pétrolière États-Unis, on suppose que les produits qui en sont issus – soit le brut synthétique (35%) et le bitume naturel (7%) – proviennent également de l'Ouest canadien.
- Enfin, la provenance du pétrole brut classique (léger) est déterminée en fonction de la Figure 4-1 soit 40% des États-Unis, 6% de l'Algérie et le reste du mix provenant de l'Ouest canadien soit 10%.

5 Modèle d'étude et méthodologie ACV

Ce chapitre présente le modèle d'étude définissant le cadre méthodologique auquel doivent se conformer les phases subséquentes de l'analyse du cycle de vie (ACV).

5.1 Objectifs de l'étude et application envisagée

Le **but de cette analyse du cycle de vie** est de dresser le profil environnemental du gaz naturel distribué par Énergir pour diverses utilisations, à savoir la production de chaleur, le transport routier de marchandises et le transport maritime.

La description des systèmes étudiés est présentée à la section 5.6.

Énergir prévoit de divulguer publiquement les résultats de cette étude.

5.2 Fonction et unité fonctionnelle du profil environnemental

Afin de pallier les différences de caractéristiques de performance des systèmes étudiés, une ACV réalise la comparaison sur la base de la ou les fonctions remplies par ces systèmes.

Dans le cas présent, les systèmes étudiés remplissent la **fonction** : « générer de l'énergie sous forme de chaleur, ou pour la mobilité ».

L'**unité fonctionnelle**, c'est-à-dire la quantité de cette fonction à laquelle se rapportent les calculs de l'inventaire et l'évaluation des impacts du cycle de vie, a été définie comme suit, pour chacune des utilisations à l'étude :

« Générer 1 MJ de chaleur industrielle, résidentielle, commerciale ou institutionnelle au Québec en 2018 »

« Générer l'énergie nécessaire afin de transporter 1 tonne de marchandises par camion lourd sur 1 km au Québec en 2018 »

« Générer 1 MJ d'énergie finale pour un navire au Québec en 2018 »

Le gaz naturel considéré présente, sous forme gazeuse, un contenu énergétique égal à 35,5 MJ/m³ (pouvoir calorifique inférieur)²².

5.3 Traitement des fonctions secondaires et règles d'imputation

La présence de processus multifonctionnels dans un système doit être traitée avec précaution puisque ceux-ci affectent la performance fonctionnelle globale du système et l'équivalence fonctionnelle des systèmes comparés. L'équivalence fonctionnelle est une condition nécessaire à la comparaison de ces derniers sur une même base.

Lorsqu'un processus est multifonctionnel (p. ex. il génère plus d'un produit ou il participe au recyclage de matières résiduelles menant à la mise sur le marché de matières secondaires), il est nécessaire de répartir ses intrants et sortants entre ses différentes fonctions. Il s'agit en quelque

²² Voir Tableau 6-1

sorte d'attribuer à chaque fonction sa part de responsabilité quant aux intrants et sortants du processus.

Il est à noter qu'aucune règle d'imputation particulière n'a été employée à l'exception des produits pétroliers pour lesquels les règles d'imputation de la base de donnéesecoinvent ont été considérées. Le traitement par défaut des aspects de multifonctionnalité présents dans la base de données d'inventaire du cycle de vie *ecoinvent* a été conservé.

5.4 Processus de collecte de données

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

Cette étude a été réalisée de manière à privilégier les **données primaires**, représentant les processus spécifiques impliqués, disponibles et facilement accessibles. Ainsi Énergir a fourni les données suivantes :

- Les émissions de son réseau de distribution (dont les émissions fugitives) ;
- Les émissions associées à l'opération de son installation de liquéfaction.

Les données manquantes, incomplètes ou non facilement accessibles ont quant à elles été complétées par des **données secondaires**, c'est-à-dire issues de la base de données d'inventaire du cycle de vie *ecoinvent*, de la base de données interne du CIRAIG, de bases de données publiques, d'une revue de littérature et de l'avis d'experts.

La modélisation des processus a été réalisée au moyen de données secondaires tirées de la base de données d'inventaire du cycle de vie *ecoinvent* version 3.4 (approche cut-off) (www.ecoinvent.org/). Cette base de données 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.).

Mentionnons aussi 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.

5.5 Frontières géographiques et temporelles

Conformément à l'unité fonctionnelle sélectionnée, la présente étude constitue une ACV représentative des contextes américain et canadien pour l'extraction et le transport du gaz naturel, ainsi que du contexte québécois pour l'utilisation.

Par ailleurs, il est à noter que tous les processus nécessaires à la réalisation de l'unité fonctionnelle sont compris dans les frontières des systèmes, peu importe où et quand ils ont lieu.

5.6 Description des systèmes

Les frontières des systèmes servent à identifier les étapes, processus et flux 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 sections suivantes décrivent les frontières des systèmes ainsi que les principales sources de données, hypothèses et jeux de données utilisés pour modéliser ces derniers. Le détail de la modélisation (quantification des flux et jeux de données utilisés) est également fourni à l'Annexe E du présent rapport.

Mentionnons également que les divers processus directement associés au cycle de vie des produits étudiés forment l'**avant-plan** des systèmes, tandis que tous les processus d'approvisionnement et de gestion des rejets impliqués par les processus d'avant-plan constituent l'**arrière-plan**.

Pour tous les systèmes, les processus « amont » identifiables sont inclus de manière à fournir la vue la plus complète possible. Par exemple, dans le cas d'un transport, non seulement les émissions liées à la combustion de carburant sont considérées, mais aussi les processus et matières nécessaires à la production de ce carburant. De cette manière, les chaînes de production de tous les intrants sont remontées jusqu'à l'extraction des ressources naturelles.

Le logiciel SimaPro 8.5, développé par PRé Consultants (<https://www.pre-sustainability.com/>), a été utilisé pour faire la modélisation des systèmes et réaliser le calcul de l'inventaire du cycle de vie.

La Figure 5-1 schématise les frontières des divers systèmes de gaz naturel fossile, sans l'étape d'utilisation puisque celle-ci varie selon l'unité fonctionnelle considérée. Les frontières incluent les étapes de travaux préliminaires, d'exploration, d'extraction, de traitement, de transmission et de liquéfaction du gaz naturel.

La phase d'utilisation inclut pour les infrastructures (c.-à-d., le système de combustion, les infrastructures de combustion, les infrastructures de transport, les infrastructures de ravitaillement (port, station-service) et leur fin de vie) ainsi que les émissions de combustions.

Dans le cas des divers types de GNR, les frontières des systèmes s'étendent aux scénarios et/ou aux produits évités. En effet, la principale différence entre les systèmes de GNR et ceux de gaz naturel fossile est la considération pour les premiers d'activités évitées donnant lieu à des crédits environnementaux. Les impacts environnementaux de ces actions évitées, entre autres via leurs émissions de gaz à effet de serre, sont donc considérées comme des crédits pour les systèmes concernés et soustraites des contributions (positives) des activités associées à la production et l'utilisation du GNR. La Figure 5-2 présente les frontières, sans l'étape d'utilisation, pour les systèmes de GNR provenant d'un digesteur anaérobie (donc pour le fumier animal, les matières organiques résidentielles et les eaux usées). Dans le cas du fumier animal, le processus de digestion anaérobie permet d'éviter les émissions de méthane générées par le fumier animal s'il avait été traité dans un étang de digestion à la ferme.

Note : Bien que le GNR à partir de fumier animal n'entre pas dans le gaz naturel distribué au Québec, une telle production entrera en fonction sous peu. Le système de fumier animal est donc présenté en anticipation.

La Figure 5-3 représente quant à elle les frontières du système du GNR provenant de lieux d'enfouissement. Dans le cas des lieux d'enfouissement, on considère que le torchage du biogaz collecté est évité.

Note : L'approche cycle de vie considère un crédit pour les émissions évitées (et ce sans égard au lieu où elles se seraient produites), mais ne l'attribue aucunement à un acteur de la chaîne d'approvisionnement dans un contexte règlementaire de comptabilisation des GES.

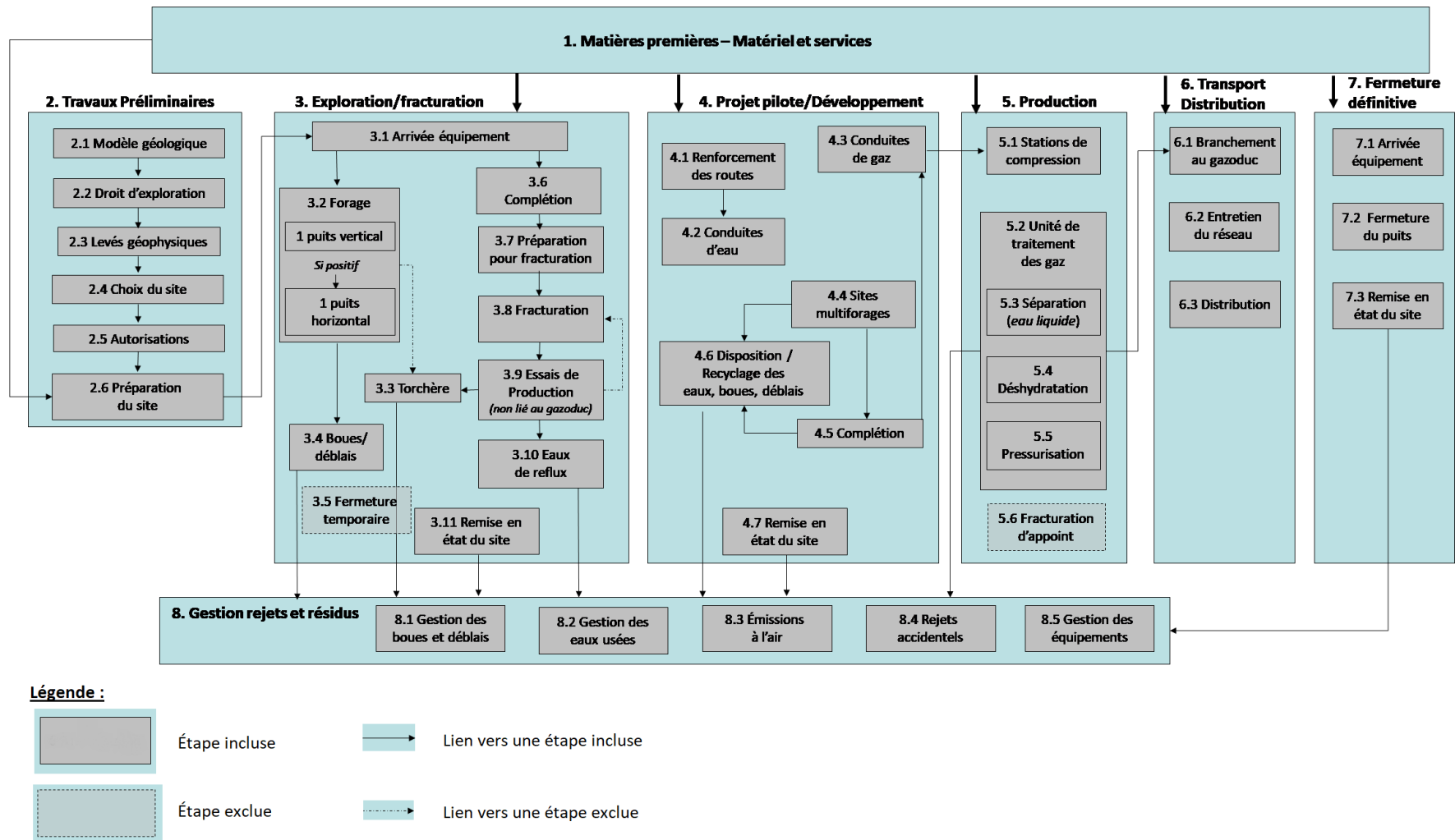


Figure 5-1 : Frontières des systèmes de gaz naturel fossile – sans étape d'utilisation

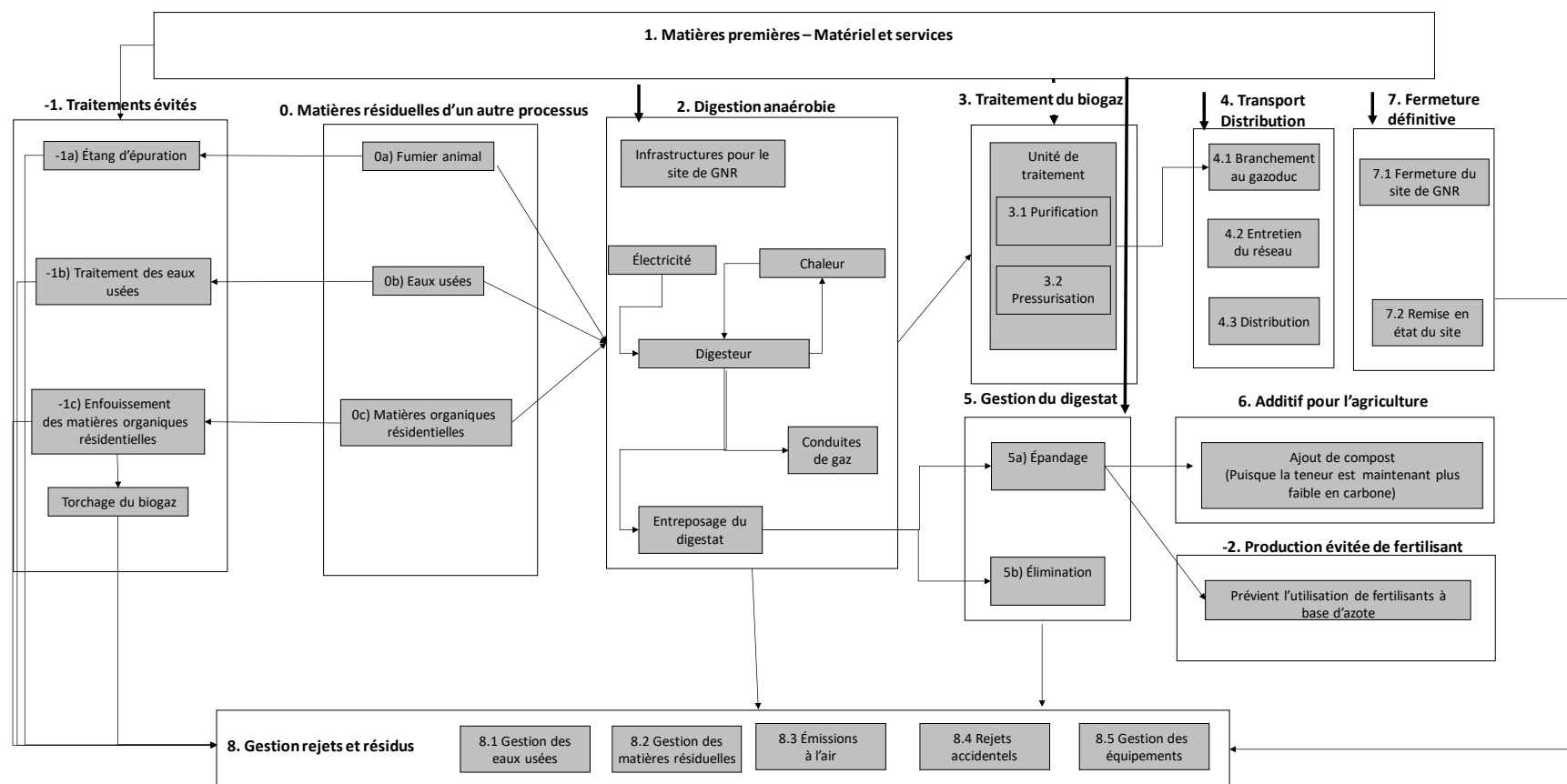


Figure 5-2 : Frontières des systèmes de gaz naturel renouvelable provenant d'un digesteur anaérobie (GNR provenant du fumier animal, des matières organiques résidentielles et des eaux usées) – sans étape d'utilisation

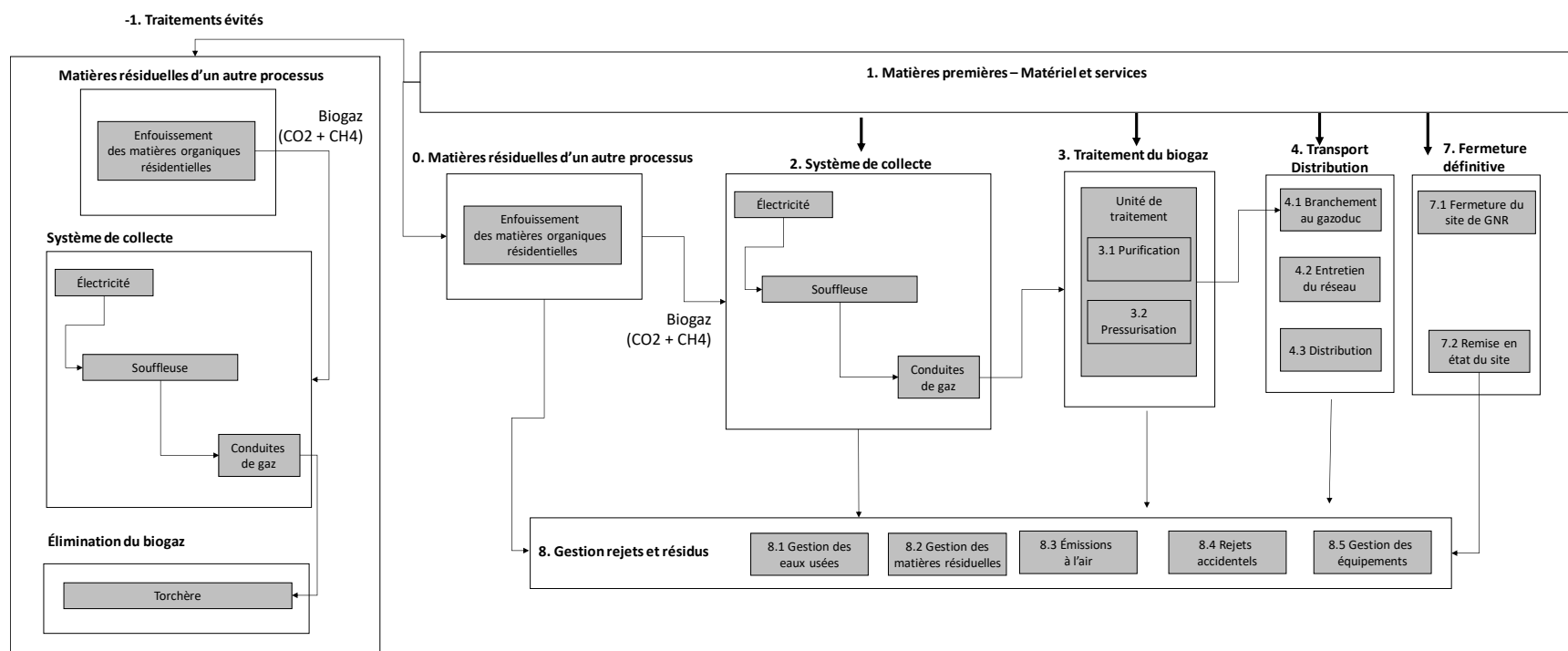


Figure 5-3 : Frontières du système de GNR provenant de lieux d'enfouissement – sans étape d'utilisation. Le biogaz provenant de lieux d'enfouissement est obtenu de la même façon, mais ne subit pas de traitement.

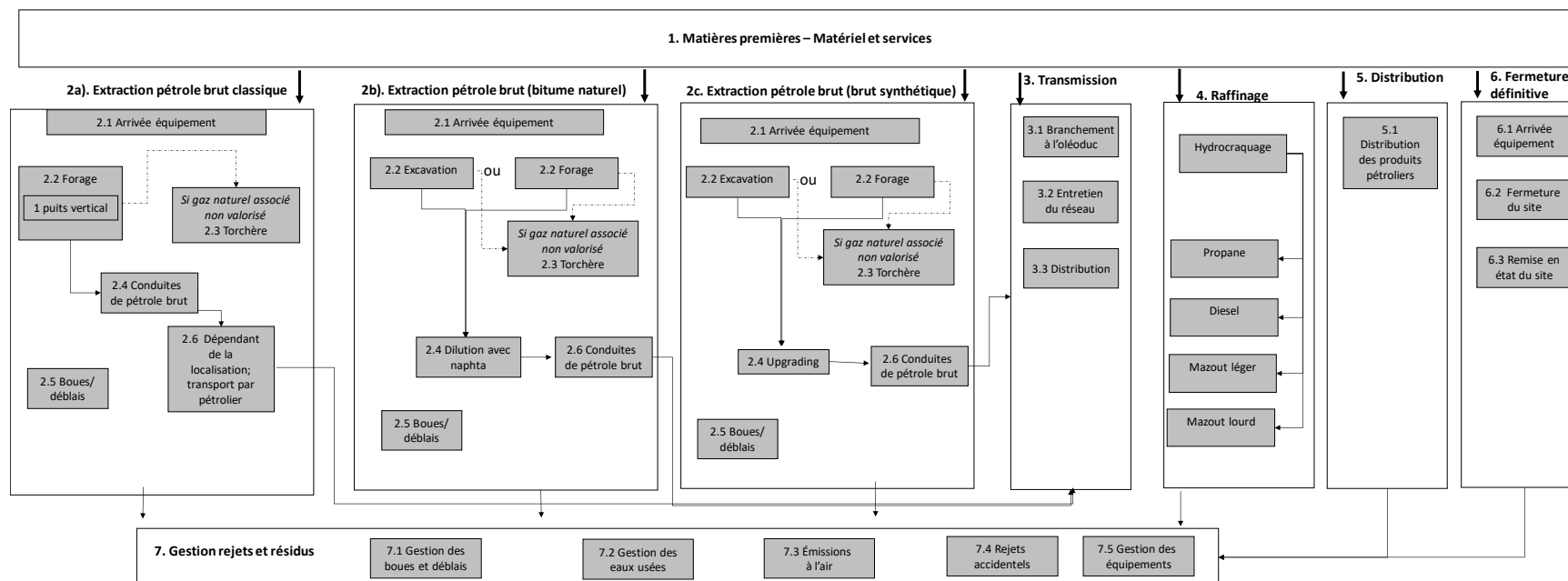


Figure 5-4 : Frontières des systèmes des produits pétroliers

5.7 Données et hypothèses

Afin de modéliser ces systèmes, certaines données et hypothèses sont requises. Celles influençant le plus les résultats des systèmes sont résumées dans les tableaux ci-dessous. Pour plus de détail, consulter l'Annexe G.

5.7.1 Données et hypothèses pour les systèmes de gaz naturel fossile

Le Tableau 5-1 présente les propriétés générales du gaz naturel fossile distribué par Énergir.

Tableau 5-1 : Propriétés générales du gaz naturel fossile distribué au Québec

Propriété	Composition (% mol)	Masse molaire (g/mol)	Composition massique (% masse)	Masse volumique (kg/m ³)	Composition volumique (% vol.)	Pouvoir calorifique inférieur (MJ/m ³)	Pouvoir calorifique supérieur (MJ/m ³)
Référence	Énergir ²³	Tableau périodique	Calcul	Engineering toolbox ²⁴	Calcul	Engineering toolbox ^{25,26}	Engineering toolbox ^{27,28}
Méthane	95,67	16	92	0,67	95,85	35,9	39,8
Éthane	1,62	28	3	1,26	1,51	64,1	66,4
Propane	0,14	44	0	1,88	0,14	93,2	95,8
Dioxyde de carbone	0,64	44	2	1,84	0,64	-	-
Diazote	1,84	28	3	1,16	1,86	-	-
Gaz naturel (total)	100%	16,6 g/mol	100%	0,70 kg/m³	100%	35,50 MJ/m³	39,28 MJ/m³

Il est à noter que les propriétés du gaz naturel peuvent varier dans le temps, en fonction des variations de sa composition. Énergir rapporte en effet des valeurs de pouvoir calorifique supérieur (PCS) oscillant entre 36 et 41,34 MJ/m³. Par calcul, le pouvoir calorifique inférieur (PCI) varie donc entre 32,5 et 37,4 MJ/m³.

²³ Source : <https://www.energir.com/fr/grandes-entreprises/gaz-naturel-quebec/proprietes-du-gaz-naturel/>

²⁴ Source : https://www.engineeringtoolbox.com/gas-density-d_158.html

²⁵ Source : https://www.engineeringtoolbox.com/fuels-higher-calorific-values-d_169.html

²⁶ Source : https://www.engineeringtoolbox.com/heating-values-fuel-gases-d_823.html

²⁷ Source : https://www.engineeringtoolbox.com/fuels-higher-calorific-values-d_169.html

²⁸ Source : https://www.engineeringtoolbox.com/heating-values-fuel-gases-d_823.html

5.7.2 Données et hypothèses pour la modélisation du mix gazier distribué par Énergir

La littérature contient des données de production et d'émissions fugitives pour un nombre limité de gisements gaziers. Par conséquent, l'approvisionnement gazier présenté à la Figure 3-1 sera modélisé à l'aide de proxys pour tenter de représenter du mieux possible les variations géographiques.

Du fait de leur proximité géographique, il est supposé que le niveau de production et les pratiques sur le terrain sont similaires entre les gisements de Barnett et de Eagle Ford. Pour des raisons similaires, le gisement d'Utica est modélisé comme celui Marcellus. Le tableau suivant résume la part de l'approvisionnement gazier tel que modélisé.

Tableau 5-2 : Modélisation du mix gazier présent dans le réseau de distribution d'Énergir

Origine du gaz naturel	Part estimée dans l'approvisionnement (voir Tableau 3-3)	Disponibilité de données spécifiques au gisement non conventionnel ?	Gisement proxy	Part de l'approvisionnement gazier d'Énergir modélisé pour 2018
Alberta	53,40%	Non	Moyenne nord-américaine	53,40%
Colombie-Britannique	26,06%	Non	Moyenne nord-américaine	26,06%
Marcellus	7,75%	Oui	Marcellus	10,44%
Utica	2,69%	Non	Marcellus	(inclus dans Marcellus)
Haynesville	3,20%	Oui	Haynesville	3,20%
Eagle Ford	1,54%	Non	Barnett	(inclus dans Barnett)
Barnett	0,81%	Oui	Barnett	2,35%
Woodford	1,06%	Oui	Woodford	1,06%
Bakken	0,68%	Non	Considéré comme autre	(inclus dans Autres gisements américains)
Mississippian	0,98%	Non	Considéré comme autre	(inclus dans Autres gisements américains)
Fayetteville	0,43%	Oui	Fayetteville	0,43%
Autres gisements américains	0,86%	Non	Moyenne nord-américaine	2,53%
GNR provenant des eaux usées	0,02%	N/A	N/A	0,02%
GNR provenant de résidus alimentaires	0,02%	N/A	N/A	0,02%
Biogaz provenant de lieux d'enfouissement	0,50%	N/A	N/A	0,50%
Total	100%			100%

5.7.3 Données et hypothèses pour les systèmes de gaz naturel fossile

Le Tableau 5-3 présente les **principales sources de données et hypothèses** qui ont servi à la modélisation du gaz naturel fossile distribué par Énergir, et ce, quel que soit les régions d'exploitation. Toutes les données utilisées par la modélisation sont présentées à l'Annexe G.

Le Tableau 5-4 présente les **principales sources de données et hypothèses** qui ont servi à la modélisation du gaz naturel fossile distribué par Énergir en fonction des régions de production. Ce tableau résume les émissions fugitives considérées dans l'étude.

Tableau 5-3 : Hypothèses et sources de données générales pour les systèmes de gaz naturel fossile non conventionnel (données non régionalisées). Note : les valeurs entre parenthèses présentent la variabilité.

	Valeur/source de donnée	Type de donnée	Commentaires
Gaz naturel non-conventionnel – étape d’exploration			
Nombre de puits par site (-)	2 (1-8)	Primaire	Basé sur des sondages réalisés dans le cadre de l’ÉES sur le gaz de schiste (Van Durme et coll., 2012)
Nombre de fracturation par puits (-)	3 (1-8)	Primaire	
Puits abandonnés (%)	2 (0-5)	Primaire	
Liquide de fracturation (m³/fracturation)	1670 (877-3377)	Primaire	
Recette des liquides de fracturation	Variée	Primaire	
Qualité de l’eau utilisée pour les liquides de fracturation	Eau recyclée sur le terrain	Hypothèse	
Boues de forage (kg/puits)	4,1×10 ⁵ (ÉT^2=1,09)	Primaire	
Recette des boues de forage	Variée	Primaire	
Retour des liquides (%/puits)	44 (27-73)	Primaire	
Gaz envoyé à la torchère lors de l’exploration (%)	100	Primaire	
Efficacité de la torchère (%)	98	Primaire	Données fournies par TOTAL (2016) Corroborées par les sondages réalisés dans le cadre de l’ÉES sur le gaz de schiste (van Durme et coll. 2012)
Explosifs (kg/puits)	4,4 (0,85-9,3)	Primaire	Basé sur des sondages réalisés dans le cadre de l’ÉES sur le gaz de schiste (van Durme et coll. 2012)
Gaz naturel non-conventionnel – étape d’extraction (valeurs différentes de l’étape d’exploration)			
Nombre de fracturation par puits (-)	12 (1-18)	Primaire	Basé sur des sondages réalisés dans le cadre de l’ÉES sur le gaz de schiste (van Durme et coll. 2012)
Nombre de puits additionnel sur site	6 (1-6)	Primaire	Basé sur des sondages réalisés dans le cadre de l’ÉES sur le gaz de schiste (van Durme et coll. 2012)
Gaz envoyé à la torchère lors de l’exploitation (%)	0,02	Hypothèse	Données fournies par TOTAL (2016) Corroborées par les sondages réalisés dans le cadre de l’ÉES sur le gaz de schiste (van Durme et coll. 2012)
Gaz envoyé au traitement (%)	99,98	Calculé	

	Valeur/source de donnée	Type de donnée	Commentaires
Gaz naturel non- conventionnel – étape de traitement			
Retrait saumure (barril/Mpi ³)	12,5 (5-20)	Littérature	(NY State department of environmental conservation, 2011)
Compresseurs	Basé sur les données du US EPA (rapport AP-42)	Littérature	Énergie et émissions associées à la pressurisation du gaz de 100-200 psi au puits jusqu'à 900 psi pour la transmission (van Durme et coll. 2012). Efficacité du compresseur estimé à 95 % (van Durme et coll. 2012)
Déshydratation	Basé sur des simulations publiées de ProSim	Littérature	Inclus la production de triethylene glycol, ses émissions et l'énergie requise Simulation ProSim (2015): Fraction d'eau en entrée est de 0,06% et en sortie 0,002%
Procédé amine	Basé sur des simulations publiées d'Aspentech	Littérature	Inclus électricité, production d'amine, chaleur et émissions. Simulation AspenTech (Aspentech, 2014) Basé sur la composition de CO ₂ à l'entrée et sortie CO ₂ retiré émis à l'atmosphère.
Procédé "Turbo-expander"	Basé sur des données GHGenius	Littérature	Électricité, chaleur, et émissions associées à l'extraction de l'azote
Transmission			
Compresseurs	Basé sur les données du US EPA (rapport AP-42)	Littérature	Énergie et émissions afin de maintenir la pression dans le gazoduc : compresseurs de 3590 hp (4 par station) avec efficacité de 95%. Une station est requise à tous les 120 km (en moyenne) et peut transporter près de 700 MMpc/jour ²⁹
Distribution			
Compresseurs	Basé sur les données du US EPA (rapport AP-42)	Littérature	Énergie et émissions afin de maintenir la pression dans le gazoduc : compresseurs de 3590 hp (4 par station) avec efficacité de 95%. Une station est requise à tous les 120 km (en moyenne) – distance approximative considérée sur le réseau : 1000 km

²⁹ Source : https://www.eia.gov/pub/oil_gas/natural_gas/analysis_publications/ngcompressor/ngcompressor.pdf

Tableau 5-4 : Hypothèse, données et sources régionalisées pour les systèmes de gaz naturel fossile non conventionnel

Origine du gaz	Gaz naturel fossile américain						Gaz naturel fossile canadien		Références
	Marcellus	Barnett	Haynesville	Fayetteville	Woodford	Autres	Alberta	Colombie - Britannique	
Production de gaz naturel non conventionnel									
Production par puits (Mm ³)	60	45	110	50	75	50	50	50	Basée sur les données de l'étude de O'Sullivan et Paltsev (2012) pour les bassins du Marcellus, Barnett, Fayetteville, Woodford et Haynesville. Les autres données utilisées ont été calculées à l'aide de la production moyenne des puits et le nombre de puits par gisements considéré par l'étude de O'Sullivan et Paltsev (2012)
Distance de transport pour la transmission									
Distance parcourue aux États-Unis (km)	700	2300	2300	2300	2300	2300	-	-	Distance approximative calculée à l'aide de Google Maps
Distance parcourue au Canada (km)	830	830	830	830	830	830	3600	3800	Distance approximative calculée à l'aide de Canada Distance Calculator ³⁰
Émissions fugitives par étape du cycle de vie (% de la Récupération Ultime Estimée)									
Forage	0,11% (0,03-0,26%)	0,15% (0,04-0,35%)	0,06% (0,02-0,14%)	0,13% (0,04-0,31%)	0,09% (0,02-0,21%)	0,13% (0,04-0,31%)	0,13% (0,04-0,31%)	0,13% (0,04-0,31%)	Basé sur l'étude de Caulton et coll. (2014), sur le temps requis pour forer un puits (van Durme et coll., 2012) et exprimé selon la production d'un puits
Torchère	0,06%	0,08%	0,03%	0,07%	0,05%	0,07%	0,07%	0,07%	Basé sur les niveaux de torchage évalué lors de l'évaluation environnementale stratégique sur le az de schiste (van Durme et coll. 2012)

³⁰ Ressource en ligne : https://distancecalculator.globefeed.com/Canada_Distance_Calculator.asp

Origine du gaz	Gaz naturel fossile américain						Gaz naturel fossile canadien		Références
	Marcellus	Barnett	Haynesville	Fayetteville	Woodford	Autres	Alberta	Colombie - Britannique	
Exploration (équipements)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	Basé sur le niveau de production des puits ET les données de Allen et coll. (2013) pour les régions du nord-est des États-Unis, des montagnes Rocheuses, du Golfe du Mexique et du milieu du continent (« mid-continent ») - utilisé par l'EDF
Extraction (équipements)	0,17% [0,03-0,49]	0,63% [0,03-2,63]	0,26% [0,02-2,63]	0,33% [0,07-0,73]	0,21% [0,05-0,73]	0,31% [0,03-1,15]	0,31% [0,03-1,15]	0,31% [0,03-1,15]	
« Gathering »	0,2%	0,3%	0,3%	0,2%	0,2%	0,2%	0,2%	0,2%	Basé sur les données de Mitchell (2015) – utilisé par l'EDF
Traitement	0,15% [0,1 – 0,26]								Basé sur les données de l'EPA, citée par Burnham et coll. (2012) et validé par diverses études du Environmental defense fund (EDF) (voir Alvarez et coll., 2018)
Transmission aux États-Unis	0,0952% [0,0952-0,21]								Basée sur les données GHGenius
Transmission au Canada	0,04% [0,04-0,09]								Basée sur les données d'une étude détaillée de MarcoGas et validé par GHGenius
Transmission distance totale	0,07% [0,07-0,12]	0,08% [0,08]	0,08% [0,08-0,16]	0,08% [0,08-0,16]	0,08% [0,08-0,16]	0,08%, [0,08-0,17]	0,04% [0,04-0,09]	0,04% [0,04-0,09]	Proportion calculée en fonction de la transmission de chaque pays et la distance parcourue
Distribution	0,044% [0,041-0,048]								Données provenant d'Énergir. Note : une valeur de 0.22% (basé sur des données américaines) est généralement rapportée dans diverses études portant sur le gaz naturel
Total	0.80% (0.6-1.44%)	1.44% (0.64-3.87%)	0.92% (0.64-3.57%)	1.00% (0.64-1.77%)	0.82% (0.54-1.67%)	1.12% (0.66-2.42%)	0.94% (0.5-2.1%)	0.94% (0.5-2.1%)	Somme des valeurs précédentes

5.7.4 Données et hypothèses pour les systèmes de gaz naturel renouvelable

Le Tableau 5-5 présente les propriétés générales associées au gaz naturel renouvelable.

Les données spécifiées dans les divers tableaux de cette section provenant de la littérature proviennent de ces publications :

Fumier animal :

- Life Cycle Environmental Impacts of Electricity from Biogas Produced by Anaerobic Digestion (2016)
- Review of life cycle assessment for biogas production in Europe (2016)
- Environmental impacts of biogas deployment – Part I: life cycle inventory for evaluation of production process emissions to air

Eaux usées :

- Life cycle assessment of advanced anaerobic digestion process configurations for sewage sludge – a UK perspective
- Life cycle assessment of a medium commercial scale biogas plant and nutritional assessment of effluent slurry (2017)
- Review of life cycle assessment for biogas production in Europe (2016)
- Environmental impacts of biogas deployment – Part I: life cycle inventory for evaluation of production process emissions to air

Lieux d'enfouissement :

- Specifications for landfill gas operations and maintenance at the city of Albuquerque's Cerro Colorado landfill.
- GREET model (2018)

Matières organiques résidentielles :

- Life cycle assessment of food waste-based biogas generation (2015)
- Life-cycle modeling and environmental impact assessment of commercial-scale biogas production (2012)
- Review of life cycle assessment for biogas production in Europe (2016)
- Environmental impacts of biogas deployment – Part I: life cycle inventory for evaluation of production process emissions to air

Tableau 5-5 : Composition et pouvoir calorifique des systèmes de biogaz et de gaz naturel renouvelable

		Composition (% vol)	Pouvoir calorifique inférieure [MJ/m³]	Pouvoir calorifique supérieure [MJ/m³]
Biogaz issu de la digestion anaérobie	Référence	Swedish gas center, 2012	Engineering toolbox ³¹³²	Engineering toolbox
	Méthane, biogénique	65 [60-70]	35,9	39,8
	Hydrogène	0	10.2	12.1
	Dioxyde de carbone, biogénique	35 [30-40]	-	-
	Diazote	0.2	-	-
	Oxygène	0	-	-
	Biogaz (total)	100%	23.3 [21-25]	25.8 [24-28]
Biogaz issu de lieux d'enfouissement	Référence	Swedish gas center, 2012	Engineering toolbox	Engineering toolbox
	Méthane, biogénique	45 [35-65]	35,9	39,8
	Hydrogène	0 [0-5]	10.2	12.1
	Dioxyde de carbone, biogénique	40 [15-40]	-	-
	Diazote	15 [5-40]	-	-
	Oxygène	1 [0-5]	-	-
	Biogaz (total)	100%	16.2 [13-23]	17.9 [14.5-26]
Gaz naturel renouvelable	Référence	Ressources Naturelles Canada, 2019	Engineering toolbox	Engineering toolbox
	Méthane, biogénique	97.46 [97.1-97.82]	35,9	39,8
	Hydrogène	-	10.2	12.1
	Dioxyde de carbone, biogénique	0.78 [0.3-1.26]	-	-
	Diazote	1.735 [0.91-2.56]	-	-
	Oxygène	0.02 [0.01-0.03]	-	-
	Gaz naturel renouvelable (total)	100%	35 [34.8 – 35.1]	38.8 [38.6-38.9]

Les Tableau 5-6 et Tableau 5-7 présentent respectivement, les données et hypothèses utilisées pour la production de biogaz et la production de gaz naturel renouvelable.

³¹ Source : https://www.engineeringtoolbox.com/fuels-higher-calorific-values-d_169.html

³² Source : https://www.engineeringtoolbox.com/heating-values-fuel-gases-d_823.html

Tableau 5-6 : Principales données et hypothèses pour la production de biogaz.

			Valeur	Type de données	Commentaires
Digesteur anaérobie	Fumier animal	Quantité de matière organique intrante (kg/m ³ de biogaz)	37,18	ecoinvent	N'affecte pas les résultats d'impact potentiel outre pour le calcul de la quantité de digestat produit
		Digestat produit (kg/m ³ de biogaz)	36.0	Calcul	Obtenu par calcul de bilan de masse
		Digestat épandu (%)	100	Hypothèse	Le fumier de l'étang à boue destiné à l'épandage (situation sans digestion anaérobie) n'est pas considéré significativement différent, en termes de contenu, du digestat provenant de la digestion anaérobie. Aucune perte significative n'est alors considérée.
		NaOH consommée (kg/ m ³ de biogaz)	0.000107	Littérature	Données provenant de 5 sites de Fuzi et coll. (2016)
		Électricité consommée (kWh/ m ³ de biogaz)	0.39	Littérature	Données provenant de 5 sites de Fuzi et coll. (2016) Électricité québécoise consommée
		Chaleur consommée (kWh/m ³)	1.51	Littérature	Données provenant de 5 sites de Fuzi et coll. (2016) Hypothèse d'autoconsommation via une unité de « Combined head and power » (CHP)
		Scénario évité : Émissions de méthane biogénique évité (m ³ CH ₄ /ton fumier)	2.45 [0.24-7.34]	Littérature	Émissions de méthane provenant d'étang à ciel ouvert. Les émissions de méthane varient en fonction du fumier de certains animaux et le temps de traitement du fumier. La valeur moyenne entre les vaches et les cochons et entre 180 et 270 jours a été considérés.
	Eaux usées	Quantité de matière organique intrante (kg/m ³ de gaz)	41,7	Littérature	Données provenant du modèle GREET (2016)
		Digestat produit (kg/m ³ de biogaz)	2.22	Littérature	Données provenant du modèle GREET (2016) ³³
		Digestat envoyé à l'enfouissement (%)	45%	Littérature	Le digestat peut être considéré comme étant soit un déchet à éliminer ou un co-produit tout dépendant de la qualité du digestat. Le modèle GREET (2016) considère que 55% du digestat sera appliquée aux champs et 45% sera enfoui
		Digestat épandu (%)	55%		
		NaOH consommée (kg/ m ³ de biogaz)	0.000107	Littérature	Données provenant de 5 sites de Fuzi et coll. (2016)
		Électricité consommée (kWh/ m ³ de biogaz)	0.44	Littérature	Données provenant du modèle GREET (2016) ³⁴ Électricité québécoise consommée
		Chaleur consommée (kWh/m ³)	1.42	Littérature	Données provenant du modèle GREET (2016) Hypothèse d'autoconsommation via une unité de « Combined head and power » (CHP)
		Ajout d'additif : Ajout de compost (kg/MJ)	0.019	Littérature/calcul	Addition de compost. Le modèle GREET (2016) considère que le digestat comporte 35% de carbone.
		Scénario évité : Quantité de fertilisant azoté évité	5.0 x 10 ⁻⁵	Littérature/calcul	Substitution de fertilisant azoté sous ecoinvent évité. Le modèle GREET (2016) considère que le digestat comporte 4.1% d'azote.
		Scénario évité : traitement des boues à l'enfouissement	50%	Littérature	

³³Source : <https://greet.es.anl.gov/files/sludge-2016>³⁴Source : <https://greet.es.anl.gov/files/sludge-2016>

			Valeur	Type de données	Commentaires
Matières organiques résidentielles	Scénario évité : traitement des boues à l'incinération	50%	Littérature	Le gouvernement du Québec mentionne que les boues sont soit traitées par enfouissement ou par incinération à la hauteur de 50%, respectivement ³⁵	
	Quantité de matière organique intrante (kg/m³ de gaz)	4,9	Littérature	N'affecte pas les résultats d'impact potentiel outre pour le calcul de la quantité de digestat produit Basé sur les données du Swedish Gas center	
	Digestat produit (kg/m³ de biogaz)	4.2	Littérature	Obtenu par calcul de bilan de masse	
	Digestat envoyé à l'enfouissement (%)	45%	Littérature	Le digestat peut être considéré comme étant soit un déchet à éliminer ou un co-produit tout dépendant de la qualité du digestat. Le modèle GREET (2016) considère que 55% du digestat sera appliquée aux champs et 45% sera enfoui	
	Digestat épandu (%)	55%			
	NaOH consommée (kg/ m³ de biogaz)	0.000107	Littérature	Données provenant de 5 sites de Fuzi et coll. (2016)	
	Électricité consommée (kWh/ m³ de biogaz)	0.36	Littérature	Données provenant de 5 sites de Fuzi et coll. (2016) Électricité québécoise consommée	
	Chaleur consommée (kWh/m3)	1.51	Littérature	Hypothèse d'autoconsommation via une unité de « Combined head and power » (CHP)	
	Scénario évité : Quantité de fertilisant azoté évité (kg/m3 biogaz)	0.0067	Littérature/calcul	Substitution de fertilisant azoté sous ecoinvent évité. Calcul basé sur des données Européenne stipulant que la quantité d'azote dans le digestat est généralement de 3 kg/m3 de digestat. En assumant une masse volumique de 1030 kg/m3 ³⁶ pour le digestat, nous calculons la quantité de fertilisant azoté.	
	Ajout d'additif : Ajout de compost (kg/MJ GNR)	0.003	Littérature/calcul	Addition de compost. Le modèle GREET (2016) considère que le digestat comporte 35% de carbone.	
	Scénario évité : production de biogaz dans un lieu d'enfouissement et envoyer à la torchère (m³ de biogaz torché/m³ de biogaz envoyé au traitement)	0,85	Calcul	L'alternative considérée pour le traitement des matières organiques résidentielles est l'enfouissement. Recyc-Québec ³⁷ estime qu'un lieu d'enfouissement, même avec un système de captage du biogaz et de torchage, émettra tout de même près de 25% d'émissions fugitives. L'EPA ³⁸ estime quant à eux qu'un lieu d'enfouissement captera entre 60 et 90% dépendamment de la conception du système de capture. Une approche conservatrice a été considérée dans ce contexte et une efficacité relativement élevée du système de capture a été considérée (85%). Efficacité de la torchère est de 98%	
	Scénario évité : production de biogaz dans un lieu d'enfouissement et émis à l'atmosphère (m³ de biogaz émis à l'atmosphère/m³ de biogaz envoyé au traitement)	0,15	Calcul		

³⁵ Source : <http://www.environnement.gouv.qc.ca/matieres/articles/boues-epuration/faq-recyclage-municipales.htm>

³⁶ Source : <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960852415007348>

³⁷ Source : <https://www.recyc-quebec.gouv.qc.ca/municipalites/matieres-organiques/recyclage-residus-verts-alimentaires/implanter-optimiser-collecte/bilan-emissions-ges>

³⁸ Source : <https://www.epa.gov/lmop/benefits-landfill-gas-energy-projects>

			Valeur	Type de données	Commentaires
Biogaz	Lieux d'enfouissement	Quantité de matière organique intrante (kg/m ³ de gaz)	N/A	-	
		Consommation électrique	0.037 [0.025-0.049]	Littérature	Valeur moyenne entre deux sources de la littérature City of Albuquerque et modèle GREET Électricité québécoise consommée
		Scénario évité : Torchage (m ³ de biogaz torché/m ³ de biogaz envoyé au traitement)	1,0	Hypothèse	Chaque m3 de biogaz qui est envoyé sur le réseau est un m3 de biogaz qui n'aura pas été envoyé à la torchère Efficacité de la torchère est de 98%

Tableau 5-7 : Principales données et hypothèses pour la production de gaz naturel renouvelable à partir du biogaz.

	Unité	Valeur	Type de données	Commentaires
Quantité de biogaz – Biogaz issu de digestion anaérobie	m ³ /m ³ GNR	1.55 [1.5-3.92]	Littérature	
Quantité de biogaz – Biogaz issu de lieux d'enfouissement	m ³ /m ³ GNR	2.4 [1.5-3.92]	Littérature	
Électricité consommée	kWh/m ³ GNR	0.862 [0.5-1.38]	Littérature	Électricité québécoise consommée
Charbon activé	kg/m ³ GNR	0.001 [0-0.002]	Littérature	
Émissions méthane , biogénique	kg/m ³ GNR	0.668 [kg/m ³] x (Biogaz intrant [m ³] x Méthane intrant [%vol]) – GNR sortante [m ³] x Méthane sortant [%vol]) * 0.005 [-]		Formule basée sur la composition intrante et sortante du biogaz. De plus, par règlements, au Québec, il est défendu de ventiler du méthane directement à l'atmosphère. Par conséquent, les unités de traitement sont équipées d'oxydateur thermique qui sous haute température brûle et décompose les composés organiques volatils (COV) et le méthane en dioxyde de carbone et de l'eau. L'efficacité du processus est évaluée à 99,5% (Gulf Coast Environmental systems, 2019) signifiant que 0,5% des émissions possibles de méthane à l'atmosphère. Il est à noter que le processus opérant à haute température signifie que le procédé doit d'abord atteindre une température d'opération provenant de la combustion de biogaz ou d'une source externe de carburant. Il a été impossible de déterminer la quantité d'énergie nécessaire. Mais considérant qu'une fois en opération l'unité est en mesure de traiter près de 60 000 scfm. Par conséquent, il est assumé que la quantité de biogaz ou de chaleur de sources externes est relativement faible lorsque ramenée à 1 m³ de GNR produit. La masse volumique provient du site web Engineering toolbox
Émissions dioxyde de carbone, biogénique	kg/m ³ GNR	1.842 [kg/m ³] x (Biogaz intrant [m ³] x Carbon dioxyde intrant [%vol]) – GNR sortante [m ³] x Carbon dioxyde sortant [%vol]) + 0.668 [kg/m ³] x (Biogaz intrant [m ³] x Méthane intrant [%vol]) – GNR sortante [m ³] x Méthane sortant [%vol]) * 0.995 [-]		Formule basée sur la composition intrante et sortante du biogaz La masse volumique provient du site web Engineering toolbox
Émissions hydrogène	kg/m ³ GNR	0.0899 [kg/m ³] x (Biogaz intrant [m ³] x Hydrogène intrant [%vol]) – GNR sortante [m ³] x Hydrogène sortant [%vol])		Formule basée sur la composition intrante et sortante du biogaz La masse volumique provient du site web Engineering toolbox
Émissions diazote	kg/m ³ GNR	1.165 [kg/m ³] x (Biogaz intrant [m ³] x Diazote intrant [%vol]) – GNR sortante [m ³] x Diazote sortant [%vol])		Formule basée sur la composition intrante et sortante du biogaz La masse volumique provient du site web Engineering toolbox
Émissions, oxygène	kg/m ³ GNR	1.331 [kg/m ³] x (Biogaz intrant [m ³] x Oxygène intrant [%vol]) – GNR sortante [m ³] x Oxygène sortant [%vol])		Formule basée sur la composition intrante et sortante du biogaz La masse volumique provient du site web Engineering toolbox

5.7.5 Données et hypothèses pour la liquéfaction ou la compression des systèmes de gaz naturel fossile ou renouvelable

Le Tableau 5-8 présente les données et hypothèses pour la liquéfaction et la compression du gaz naturel fossile ou renouvelable.

Tableau 5-8 : Données, hypothèses et sources de données associées à la compression ou liquéfaction du gaz naturel fossile OU renouvelable

	Valeur/source de donnée	Type de donnée	Commentaires
Liquéfaction du gaz naturel (GNL)	Ecoinvent	Base de données	Inclus les infrastructures, les intrants autres que la consommation énergétique et les autres sortants autres que les émissions
Liquéfaction du gaz naturel (GNL) – consommation énergétique (MJ/m ³ gaz naturel)	0,12	Données primaires	Données fournies par Énergir
Liquéfaction du gaz naturel (GNL) – émissions CO ₂ (kg/m ³ gaz naturel)	0,061	Données primaires	Données fournies par Énergir
Liquéfaction du gaz naturel (GNL) – émissions CH ₄ (kg/m ³ gaz naturel)	0,0033	Données primaires	Données fournies par Énergir
Liquéfaction du gaz naturel (GNL) – émissions N ₂ O (kg/m ³ gaz naturel)	5,1E-7	Données primaires	Données fournies par Énergir
Compression (GNC ³⁹) – consommation énergétique (MJ électricité/m ³ gaz naturel)	0,3	Littérature	Basé sur les données de GHGenius

³⁹ Gaz naturel comprimé (GNC)

5.7.6 Données et hypothèses pour les systèmes de produits pétroliers

Le Tableau 5-9 présente les principales propriétés des produits pétroliers. Le Tableau 5-10 présente les principales hypothèses et données utilisées pour la modélisation des systèmes de produits pétroliers.

Tableau 5-9 : Principales propriétés des produits pétroliers

	Masse volumique [kg/m ³]	Pouvoir calorifique inférieure [MJ/kg]	Pouvoir calorifique supérieure [MJ/kg]
Référence	Engineering toolbox ⁴⁰	Engineering toolbox ⁴¹	Engineering toolbox ⁴²
Diesel	850	42,6	45,6
Mazout lourd	905 [800-1010]	39,0	41,8
Mazout léger	875 [810-940]	40,6	44,0
Diesel marin	862 [825-900]	42,8	45,9
Propane	1,7	46,4	50,4

⁴⁰ Source : https://www.engineeringtoolbox.com/fuels-densities-specific-volumes-d_166.html

⁴¹ Source : https://www.engineeringtoolbox.com/fuels-higher-calorific-values-d_169.html

⁴² Source : https://www.engineeringtoolbox.com/fuels-higher-calorific-values-d_169.html

Tableau 5-10 : Principales données et hypothèses pour les systèmes des produits pétroliers

		Type de données	Commentaires
Approvisionnement de pétrole brut aux raffineries québécoises			
Approvisionnement américain – conventionnel	40%	Calcul basé sur des hypothèses et des informations provenant de la littérature	Voir section 5
Approvisionnement algérien – conventionnel	6%		
Approvisionnement canadien – conventionnel	10%		
Approvisionnement canadien – sable bitumineux dilué (30% naphta)	7%		
Approvisionnement canadien – sable bitumineux synthétique	35%		
Approvisionnement canadien – brut lourd	2%		
Production de pétrole brut			
Approvisionnement américain – conventionnel	ecoinvent	Base de données	Inclus les intrants, sortants, infrastructures, rejets et émissions. Les émissions de méthane y sont évaluées à 0.0011 m3/kg de pétrole brut Émissions globales de GES 0.31 kgCO2 eq/kg soit près de 41 kg CO2 éq./bbl
Approvisionnement algérien – conventionnel	ecoinvent		Inclus les intrants, sortants, infrastructures, rejets et émissions. Les émissions de méthane y sont évaluées à 0.004 m3/kg de pétrole brut Émissions globales de GES 0.38 kgCO2 eq/kg soit près de 50 kg CO2 éq./bbl
Approvisionnement canadien – conventionnel	ecoinvent		Inclus les intrants, sortants, infrastructures, rejets et émissions. Les émissions de méthane y sont évaluées à 0.0010 m3/kg de pétrole brut Émissions globales de GES 0.31 kgCO2 éq./kg soit près de 41 kg CO2 éq./bbl
Approvisionnement canadien – brut lourd	Hypothèse	Hypothèse	Le pétrole brut a été approximé comme étant du bitume provenant des sables bitumineux
Technique pour la production des sables bitumineux			
Sable bitumineux de surface	20%	Littérature	(CAPP, 2019)
Sables bitumineux issus de méthodes in situ : « Steam Assisted Gravity Drainage (SAGD) »	75%	Calcul basé sur les régions et le niveau de production (voir commentaires)	Le choix entre le SAGD ou le CSS est dicté par la géologie du réservoir (Oil sands magazine, 2019b). Le réservoir de Cold Lake se prête généralement mieux au CSS tandis que la région de l’Athabasca répond mieux au SAGD (Oil sands magazine, 2019b). Considérant qu’en 2017, la région de l’Athabasca produisait 1 140 000 barils/jour et la région de Cold Lake produisait 373 000 barils/jour (Oil sands magazine, 2019c), on suppose que 75% du pétrole provenant des sables bitumineux in situ est produit à partir de SAGD et 25% à partir du CSS.
Sables bitumineux issus de méthodes in situ : « Cyclic Steam Stimulation (CSS) »	25%		
Production de sables bitumineux – sable bitumineux de surface			
Électricité consommée (kWh/m3 bitume)	60	Littérature	Paramètre d’entrées du modèle Ghost et Ghost-SE de l’université de Calgary (Sleep et coll., 2018)
Gaz naturel consommé (m3/m3 bitume)	50		
Diesel consommé (MJ/m3 bitume)	383		
Méthane émis (kg/m3 bitume)	0.4		

		Type de données	Commentaires
CO2 émis (kg/m3 bitume)	7.5	Littérature	Paramètre d'entrées du modèle Ghost et Ghost-SE de l'université de Calgary (Sleep et coll., 2018)
Processus de forage	Approximation	Hypothèse	Assumé comme étant similaire à celui pour un puits de gaz naturel non conventionnel – mis à l'échelle pour un profondeur de 80 m
Production de sables bitumineux – SAGD			
Électricité consommée (kWh/m3 bitume)	151	Littérature	Paramètre d'entrées du modèle Ghost et Ghost-SE de l'université de Calgary (Charpentier et coll., 2011; Orellana et coll., 2017)
Gaz naturel consommé (m3/m3 bitume)	117		
Eau consommée (kg/m3 bitume)	3.5		
Méthane émis (kg/m3 bitume)	0.026		
CO2 émis (kg/m3 bitume)	3.85		
Processus de forage	Approximation	Hypothèse	Assumé comme étant similaire à celui pour un puits de gaz naturel non conventionnel
Production de sables bitumineux – CSS			
Électricité consommée (kWh/m3 bitume)	187	Littérature	Paramètre d'entrées du modèle Ghost-SE de l'université de Calgary (Orellana et coll., 2017)
Gaz naturel consommé (m3/m3 bitume)	117		
Eau consommée (kg/m3 bitume)	3.5		
Méthane émis (kg/m3 bitume)	0.06		
CO2 émis (kg/m3 bitume)	3.25		
Processus de forage	Approximation	Hypothèse	Assumé comme étant similaire à celui pour un puits de gaz naturel non conventionnel
Transport du pétrole brut			
Distance (km)	3600		
Pipeline	ecoinvent	Base de données	Infrastructure et émissions des compresseurs
Production de produits pétroliers			
Production de diesel/diesel marin	ecoinvent + modèle PRELIM	Base de données et modèle de raffinerie	PRELIM, développé par l'Université de Calgary, est un outil permettant de modéliser le processus de raffinerie. L'évaluation est réalisée via un bilan énergétique et massique, en se basant sur divers cocktails de brut pour diverses configurations de raffinerie. Les données de consommation énergétique (quantité et processus) de la raffinerie de la base de données <i>ecoinvent</i> ont été mises à jour suivant les résultats de ce modèle.
Production de mazout lourd	ecoinvent + modèle PRELIM	Base de données et modèle de raffinerie	
Production de mazout léger	ecoinvent + modèle PRELIM	Base de données et modèle de raffinerie	
Production de propane	ecoinvent	Base de données	

5.7.7 Données et hypothèses pour l'utilisation de l'électricité pour la génération de chaleur résidentielle

La génération de chaleur à partir du gaz naturel sera comparée à la génération de chaleur résidentielle par électricité. Deux systèmes de génération de chaleur ont été considérées :

- Thermopompe : le processus *ecoinvent* de génération de chaleur a été utilisé. Un changement de l'approvisionnement électrique a été réalisé. Le processus *ecoinvent* utilise 0,0992 kWh/MJ de chaleur.
- Plinthe électrique : des données techniques⁴³ provenant de manufacturier ont été utilisés pour modéliser ce système de chauffage. Les données de manufacturier présentent une efficacité de près de 100%. Par conséquent, 1 MJ d'électricité équivaut à 1 MJ de chaleur.

Ces deux systèmes utilisent des données d'approvisionnement d'électricité québécoise, directement tirées de la base de données *ecoinvent*.

Note : Une mise à jour de l'empreinte environnementale de l'approvisionnement d'électricité québécoise est actuellement en cours. Ce nouveau bilan environnemental du kWh diffèrera de celui actuellement implémenté sous *ecoinvent*. En effet, ce dernier prendra en compte :

- Le bouquet électrique : le nouveau bilan prend en considération les données les plus à jour ;
- Les émissions GES des réservoirs hydroélectrique : le nouveau bilan utilise les données mises à jour avec l'outil G-RES ;
- L'évaporation de l'eau des réservoirs : le nouveau bilan inclut les données mises à jour.

Les données mises à jour n'étant pas encore disponibles, elles n'ont pas pu être utilisées dans ce rapport. Cet aspect est repris dans la section décrivant les limitations de l'étude.

5.7.8 Données et hypothèses pour l'utilisation des systèmes de gaz naturel et de produits pétroliers

Le Tableau 5-11 présente les principales données et hypothèses associées à l'utilisation des sources d'énergie pour la génération de chaleur, le transport routier des marchandises et le transport maritime.

⁴³ Source : <https://cadetheat.com/image/catalog/downloads/pro--product-support/electric-baseboard/Baseboard-specsheet.pdf>

Tableau 5-11 : Principales données et hypothèses pour l'utilisation de sources d'énergie

	Valeur	Type de données	Commentaires
Génération de chaleur			
Efficacité – gaz naturel fossile	85%	Littérature/hypothèse	Basé sur une fourchette d'efficacité de diverses bouilloires/fournaises. Varient généralement entre 80%-90%
Consommation de gaz naturel fossile (m³/MJ de chaleur)	0.033	Calcul	Basé sur le PCI et l'efficacité
Émissions de CO ₂ (kg/MJ chaleur) – lors de l'utilisation	0.069 [0.67-0.071]	Calcul basé sur les valeurs d'ecoinvent	Moyenne technologique entre des chaudières et bouilloires
Émissions de CH ₄ (kg/MJ chaleur) – lors de l'utilisation	2.47×10^{-6} [2.39 – 2.55 x 10 ⁻⁶]	Calcul basé sur les valeurs d'ecoinvent	
Efficacité – gaz naturel renouvelable	85%	Littérature/hypothèse	Basé sur une fourchette d'efficacité de divers bouilloires/fournaises. Varient généralement entre 80%-90%
Consommation de gaz naturel renouvelable (m³/MJ de chaleur)	0.033	Calcul	Basé sur le PCI et l'efficacité
Émissions de CO ₂ (kg/MJ chaleur) – lors de l'utilisation	0.069 [0.67-0.071]	Calcul basé sur les valeurs d'ecoinvent	Moyenne technologique entre des chaudières et bouilloires
Émissions de CH ₄ (kg/MJ chaleur) – lors de l'utilisation	2.47×10^{-6} [2.39 – 2.55 x 10 ⁻⁶]	Calcul basé sur les valeurs d'ecoinvent	
Efficacité – mazout lourd	85%	Littérature/hypothèse	Basé sur une fourchette d'efficacité de diverses bouilloires/fournaises. Varient généralement entre 80%-90%
Consommation de mazout lourd (kg/MJ de chaleur)	0.029	Calcul	Basé sur le PCI et l'efficacité
Émissions de CO ₂ (kg/MJ chaleur) – lors de l'utilisation	0.095	Calcul basé sur les valeurs d'ecoinvent	
Émissions de CH ₄ (kg/MJ chaleur) – lors de l'utilisation	3.63×10^{-6}	Calcul basé sur les valeurs d'ecoinvent	
Efficacité – mazout léger	85%	Littérature/hypothèse	Basé sur une fourchette d'efficacité de diverses bouilloires/fournaises. Varient généralement entre 80%-90%
Consommation de mazout léger (kg/MJ de chaleur)	0.028	Calcul	Basé sur le PCI et l'efficacité
Émissions de CO ₂ (kg/MJ chaleur) – lors de l'utilisation	0.09	Calcul basé sur les valeurs d'ecoinvent	
Émissions de CH ₄ (kg/MJ chaleur) – lors de l'utilisation	1.21×10^{-6}	Calcul basé sur les valeurs d'ecoinvent	
Efficacité – diesel	85%	Littérature/hypothèse	Basé sur une fourchette d'efficacité de diverses bouilloires/fournaises. Varient généralement entre 80%-90%
Consommation de diesel (kg/MJ de chaleur)	0.027	Calcul	Basé sur le PCI et l'efficacité
Émissions de CO ₂ (kg/MJ chaleur) – lors de l'utilisation	0.09	Calcul basé sur les valeurs d'ecoinvent	Extrapolé du mazout léger
Génération de chaleur			
Émissions de CH ₄ (kg/MJ chaleur) – lors de l'utilisation	1.23×10^{-6}	Calcul basé sur les valeurs d'ecoinvent	Extrapolé du mazout léger
Efficacité – propane	85%	Littérature/hypothèse	Basé sur une fourchette d'efficacité de diverses bouilloires/fournaises. Varient généralement entre 80%-90%
Consommation de propane (kg/MJ de chaleur)	0.025	Calcul	Basé sur le PCI et l'efficacité
Émissions de CO ₂ (kg/MJ chaleur) – lors de l'utilisation	0.078	Calcul basé sur les valeurs d'ecoinvent	
Émissions de CH ₄ (kg/MJ chaleur) – lors de l'utilisation	2.42×10^{-6}	Calcul basé sur les valeurs d'ecoinvent	

	Valeur	Type de données	Commentaires
Transport routier des marchandises			
Transport de marchandises – gaz naturel fossile ou renouvelable	Ecoinvent	Base de données	Basé sur le processus ecoinvent du transport par diesel. Comprends la maintenance, les infrastructures du camion et routières, leur fin de vie ainsi que les autres émissions (p. ex. associé au freinage). La consommation de gaz naturel et les émissions de combustions (NOx, CO, CO ₂ , SOx, CH ₄ , N ₂ O) ont été amendées en se basant sur les données de la littérature
Consommation de gaz naturel fossile (m ³ /tkm) – gaz naturel liquéfié	0.021	Littérature	Basé sur la consommation de carburant et la masse des marchandises transportées de Tong et coll. 2015 – 40.2 L diesel éq./100 km avec une charge de 20 tonnes
Consommation de gaz naturel fossile (m ³ /tkm) – gaz naturel comprimé	0.021	Littérature	Basé sur la consommation de carburant et la masse des marchandises transportées de Tong et coll. 2015 – 40.2 L diesel éq./100 km avec une charge de 20 tonnes
Émissions de CO ₂ (% d'augmentation comparativement au diesel)	-10%	Calcul basé sur les valeurs d'ecoinvent / littérature	Variation entre les émissions de combustion (moyenne) provenant de divers types de motorisation alimentés au gaz naturel et au diesel provenant de CARB
Émissions de CH ₄ (% d'augmentation comparativement au diesel)	+2093%		
Émissions de NOx (% d'augmentation comparativement au diesel)	-82%		
Émissions de CO (% d'augmentation comparativement au diesel)	+455%		
Émissions de N ₂ O (% d'augmentation comparativement au diesel)	-70%		
Émissions de SOx (% d'augmentation comparativement au diesel)	-100%		
Consommation de gaz naturel renouvelable (m ³ /tkm) – GNL	0.021	Littérature	Basé sur la consommation de carburant et la masse des marchandises transportées de Tong et coll. 2015 – 40.2 L diesel éq./100 km avec une charge de 20 tonnes
Consommation de gaz naturel renouvelable (m ³ /tkm) – GNC	0.021	Littérature	Basé sur la consommation de carburant et la masse des marchandises transportées de Tong et coll. 2015 – 40.2 L diesel éq./100 km avec une charge de 20 tonnes
Émissions de CO ₂ biogénique (% d'augmentation comparativement au diesel)	-10%	Calcul basé sur les valeurs d'ecoinvent /littérature	Variation entre les émissions de combustion (moyenne) provenant de divers types de motorisation alimentés au gaz naturel et au diesel provenant de CARB
Émissions de CH ₄ biogénique (% d'augmentation comparativement au diesel)	+2093%		
Émissions de NOx (% d'augmentation comparativement au diesel)	-82%		
Émissions de CO biogénique (% d'augmentation comparativement au diesel)	+455%		
Émissions de N ₂ O (% d'augmentation comparativement au diesel)	-70%		
Émissions de SOx (% d'augmentation comparativement au diesel)	-100%		
Transport de marchandises – diesel	Ecoinvent	Base de données	Comprends la maintenance, les infrastructures du camion et routières, leur fin de vie ainsi que les émissions de combustion (mis à l'échelle de la consommation de carburant) et les autres émissions (p. ex. associé au freinage)
Consommation de diesel (kg/tkm)	0,017	Littérature	Basé sur la consommation de carburant de GHGenius (39 L/100 km) et la masse des marchandises transportées de Tong et coll. 2015 (20 tonnes)
Émissions de CO ₂ (kg/tkm)	0.046	Calcul basé sur les valeurs d'ecoinvent /littérature	Valeur d'émissions mises à l'échelle de la consommation de carburant : 0.015 plutôt que 0.019 kg/tkm
Émissions de CH ₄ (kg/tkm)	3.22×10^{-8}		
Émissions de NOx (kg/tkm)	2.1×10^{-5}		
Émissions de CO (kg/tkm)	4.18×10^{-5}		
Émissions de N ₂ O (kg/tkm)	2.5×10^{-6}		
Émissions de SOx (kg/tkm)	2.5×10^{-7}		

	Valeur	Type de données	Commentaires
Transport maritime			
Consommation de gaz naturel fossile (m ³ / MJ énergie finale)	0.046	Calcul	Basé sur le PCI et l'efficacité
Efficacité	42%	Littérature	Basé sur les données d'efficacité de Bengston et coll. 2011
Transport maritime	ecoinvent	Calcul basé sur les valeurs d'ecoinvent	Comprend les infrastructures navale et portuaire, leur fin de vie, la maintenance et les émissions
Émissions de CO ₂ (kg/ MJ énergie finale)	0.13		
Émissions de CH ₄ (kg/ MJ énergie finale)	1.0 x 10 ⁻⁵		
Consommation de gaz naturel renouvelable (m ³ / MJ énergie finale)	0.045	Calcul	Basé sur le PCI et l'efficacité
Efficacité	42%	Littérature	Basé sur les données d'efficacité de Bengston et coll. 2011
Transport maritime	ecoinvent	Calcul basé sur les valeurs d'ecoinvent	Comprend les infrastructures navale et portuaire, leur fin de vie, la maintenance et les émissions Émissions de CO ₂ , CH ₄ et CO sont biogéniques
Émissions de CO ₂ biogénique (kg/ MJ énergie finale)	0.13		
Émissions de CH ₄ biogénique (kg/ MJ énergie finale)	1.0 x 10 ⁻⁵		
Consommation de mazout lourd (kg/MJ énergie finale)	0.04		
Efficacité	44%	Littérature	Basé sur les données d'efficacité de Bengston et coll. 2011
Transport maritime	ecoinvent	Calcul basé sur les valeurs d'ecoinvent	Comprend les infrastructures navale et portuaire, leur fin de vie, la maintenance et les émissions
Émissions de CO ₂ (kg/ MJ énergie finale)	0.17		
Émissions de CH ₄ (kg/ MJ énergie finale)	3.4 x 10 ⁻⁶		
Consommation de diesel marin (kg/ MJ énergie finale)	0.036	Calcul	Basé sur le PCI et l'efficacité
Efficacité	44%	Littérature	Basé sur les données d'efficacité de Bengston et coll. 2011
Transport maritime	ecoinvent	Calcul basé sur les valeurs d'ecoinvent	Comprend les infrastructures naval et portuaire, leur fin de vie, la maintenance et les émissions
Émissions de CO ₂ (kg/ MJ énergie finale)	0.11		
Émissions de CH ₄ (kg/ MJ énergie finale)	8.6 x 10 ⁻⁷		

Note : Seules les émissions de CO₂ et de CH₄ ont été présentées au tableau précédent, à la demande d'Énergir. Cependant, toutes les émissions à l'atmosphère ont été considérées lors de la modélisation ACV.

5.8 Évaluation des impacts environnementaux du cycle de vie (ÉICV)

La méthode appliquée pour évaluer les impacts environnementaux potentiels des systèmes étudiés est la méthode IMPACT World+, qui intègre plusieurs développements de pointe. Cette méthode est la mise à jour des méthodes IMPACT 2002+, LUCAS et EDIP. La méthode est régionalisée contrairement aux méthodes d'évaluation d'impact ReCiPe, CML ou ILCD qui tiennent plutôt compte du contexte européen.

Seul le niveau « midpoint » comprenant 18 catégories d'impact a été évalué avec une emphase sur l'indicateur *Changement climatique, court terme* (utilisant les potentiels de réchauffement globaux (PRG) du GIEC pour un horizon de 100 ans).

Il est à noter que la méthode IMPACT World+ considère deux indicateurs de changement climatique – le potentiel de réchauffement global (PRG) et l'augmentation potentielle de température moyenne globale (PTG). La présente étude se penche particulièrement sur le potentiel de réchauffement global (PRG) à un horizon de 100 ans (c'est-à-dire l'indicateur nommé *Changement climatique, court terme* dans les tableaux et figures de l'étude). Il est à noter que l'indicateur *Changement climatique, long terme* de la méthode IMPACT World+ correspond au PTG à un horizon de 100 ans (le PTG100 est en effet considéré représentatif des impacts à long terme car il est environ proportionnel au PRG500 et bien moins incertain que ce dernier)¹. Une analyse de sensibilité est également réalisée avec le PRG sur un horizon temporel de 20 ans. Il est à noter que le PRG20 du méthane est de 86 kg éq. CO₂/kg et son PRG100 de 36 kg éq. CO₂/kg.

Une description de la méthode IMPACT World + est fournie à l'Annexe E.

Mentionnons que :

- **Les résultats de l'ÉICV représentent 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, ni le risque sur les milieux récepteurs, ni le dépassement de normes ou de seuils de sécurité. Les résultats d'indicateurs ne se substituent en aucun cas à une analyse de risque et ne renseignent pas sur les incidents potentiels ou les dangers associés.**
- Ces catégories ne couvrent pas tous les impacts environnementaux possibles associés aux activités humaines. **Plusieurs types d'impacts, dont ceux liés aux nuisances sonores et olfactives, aux espèces en voie de disparition, à la qualité de l'air intérieur et aux champs électromagnétiques ne font pas partie de la présente analyse.**
- Aucune normalisation des résultats vis-à-vis d'une base de référence n'a été effectuée. Une évaluation aux catégories de dommages ou aux aires de protection n'a pas été effectuée. De même, aucune pondération des catégories de dommages pour agréger les résultats en un score unique n'a été réalisée (voir Annexe G pour plus de détail sur les notions de normalisation et de pondération).

¹ Tel qu'illustré par la Table 2 de la documentation de la méthode IMPACT World+ disponible à l'adresse : <https://link.springer.com/article/10.1007/s11367-019-01583-0>

Tout comme pour l'inventaire, le logiciel SimaPro 8.5 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'impacts et au calcul des résultats d'indicateurs.

5.9 Interprétation

Cette dernière phase de l'ACV permet de discuter les résultats obtenus à la suite de l'évaluation des indicateurs d'impacts du cycle de vie et de les mettre en perspective. Les résultats présentés au chapitre 6 sont appuyés sur une analyse complète et approfondie des données d'inventaire et de l'évaluation des indicateurs d'impacts du cycle de vie. Cela comprend notamment :

- Une évaluation de la qualité des données ;
- Une analyse de cohérence et de complétude ;
- Des analyses de sensibilité et 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. Une précision est préalablement donnée quant à l'analyse de l'inventaire.

5.9.1 Analyse de l'inventaire

En accord avec la norme ISO 14 044, l'évaluation des indicateurs d'impacts du cycle de vie présentée et discutée au chapitre 6 constitue l'interprétation des résultats d'inventaire du cycle de vie. Une analyse de contribution permet également d'identifier les flux d'inventaire dominant les résultats d'indicateurs.

5.9.2 Évaluation de la qualité des données d'inventaire

La fiabilité des résultats et des conclusions de la modélisation du cycle de vie dépend de la qualité des données d'inventaire. Il est important de veiller à ce que les informations répondent à certaines exigences conformes aux objectifs de l'étude.

Bien que l'ISO ne propose pas de méthode d'évaluation de la qualité des données, nous avons suivi une approche similaire à celle utilisée par *ecoinvent*. Cette approche possède cinq critères pour décrire l'incertitude / la qualité des données. Chacun de ces critères est ensuite subdivisé en cinq niveaux d'évaluation de la qualité :

Fiabilité

- 1) Données vérifiées sur la base de mesures
- 2) Données vérifiées sur la base d'hypothèses ou de données non vérifiées basées sur des mesures
- 3) Données non vérifiées partiellement basées sur des estimations qualifiées
- 4) Estimation qualifiée (par exemple par un expert industriel)
- 5) Estimation non qualifiée

Complétude

- 1) Données représentatives de tous les sites pour le marché considéré
- 2) Données représentatives de > 50% des sites pertinents pour le marché considéré
- 3) Données représentatives de certains (< 50%) sites pertinents pour le marché considéré

- 4) Données représentatives d'un seul site pertinent pour le marché considéré
- 5) Représentativité inconnue

Corrélation temporelle

- 1) Données de moins de 3 ans
- 2) Données de moins de 6 ans
- 3) Données de moins de 10 ans
- 4) Données de moins de 15 ans
- 5) Âge inconnu ou de plus de 15 ans

Corrélation géographique

- 1) Données de la zone étudiée
- 2) Données moyennes d'une zone dans laquelle la zone étudiée est incluse
- 3) Données d'une zone avec des conditions de production similaires
- 4) Données d'une zone avec des conditions de production légèrement similaires
- 5) Données provenant de zones inconnues ou distinctement différentes

Corrélation technologique

- 1) Données des entreprises, des processus et des matériaux à l'étude
- 2) Données provenant de processus et de matériel à l'étude, mais provenant de différentes entreprises
- 3) Données provenant de processus et de matériel à l'étude, mais de technologies différentes
- 4) Données sur les processus ou les matériaux associés
- 5) Données sur les processus connexes à l'échelle du laboratoire ou de différentes technologies

Une donnée de la plus haute qualité n'obtiendrait que des "1" pour tous les critères, tandis qu'une donnée de la qualité la plus basse n'obtiendrait que des "5".

Afin de fournir un score sur la qualité des données :

- Lorsqu'un processus est basé sur des données *ecoinvent*, l'évaluation des critères faite par *ecoinvent* a été conservée sauf pour le critère de corrélation géographique si des données « européennes » ou du « reste du monde » ont été adaptées pour le Québec.
- Lorsqu'un nouveau processus est créé, la qualité des données a été évaluée grâce au jugement expert du praticien.

Parallèlement à l'évaluation de la qualité des données, une estimation de la contribution des processus (c'est-à-dire dans quelle mesure le processus modélisé contribue au score d'impact global du système étudié) a été effectuée. Des données de basse qualité peuvent être appropriées dans le cas d'un processus dont la contribution est minimale. Au contraire, des données de haute qualité devraient être collectées pour les processus ayant une grande influence sur les conclusions de l'étude.

5.9.3 Analyse de cohérence et de complétude

Tout au long de l'étude, une attention a été portée à ce que les systèmes soient représentés d'une manière compatible avec l'objectif et la portée de l'étude. En outre, lors de la collecte des données et de la définition et la modélisation des systèmes, les hypothèses et les méthodes ont été appliquées de manière similaire à tous les systèmes. Il existe une cohérence entre les systèmes

étudiés en ce qui concerne les sources de données, leur précision et leur représentativité technologique, temporelle et géographique.

La complétude a été assurée grâce à une définition minutieuse des frontières des systèmes analysés. En l'absence de données, des analyses de sensibilité ont été réalisées pour vérifier l'effet des hypothèses et des approximations utilisées.

5.9.4 Analyses de sensibilité

Plusieurs paramètres ont été utilisés pour modéliser les systèmes étudiés. Chacun des paramètres présente un certain degré d'incertitude, notamment en ce qui concerne les hypothèses et les choix méthodologiques. Les résultats obtenus sont liés à ces paramètres et leur incertitude est transférée aux conclusions.

Des analyses de sensibilité ont été effectuées sur les paramètres suivants :

- **Méthode d'évaluation des impacts du cycle de vie** : Une deuxième évaluation basée sur la méthode ReCiPe (Goedkoop *et coll.*, 2009), version 2016 1.02, a été réalisée dans le but de vérifier si la variabilité des modèles de caractérisation avait une influence significative sur les conclusions, et donc de tester la robustesse des résultats.
- **Méthode d'évaluation de l'impact sur les changements climatiques** : Une évaluation avec les PRG 20, présentés dans le cinquième rapport du GIEC (2013), a également été réalisée.
- **Variation de l'approvisionnement en gaz naturel du Québec** : Les résultats d'indicateurs dépendent de l'estimation de l'approvisionnement en gaz naturel d'Énergir. Cette estimation est excessivement incertaine et tributaire d'une série d'hypothèses basées sur la littérature, puisqu'une fois sur le réseau gazier il est impossible de retracer l'origine du gaz naturel. Par conséquent, cette analyse de sensibilité évalue la variabilité de l'indicateur *Changement climatique, court terme* pour un approvisionnement en provenance de 100% de l'Alberta, 100% du Marcellus et diverses configurations d'approvisionnement entre les carrefours gaziers de Dawn et d'Empress. Il est à noter que l'hypothèse selon laquelle 20% du gaz naturel consommé au Canada vient des États-Unis est maintenue, à l'exception des scénarios où l'approvisionnement se fait 100% depuis l'Alberta et 100% depuis le Marcellus.
- **Variation du taux de production d'un puits de gaz non conventionnel** : La production d'un puits de gaz non conventionnel considéré reflète la médiane de la distribution statistique provenant de la littérature regroupant plusieurs centaines de puits de gaz naturel. Toutefois, il existe une importante variabilité au sein de cette distribution statistique. Cette analyse de sensibilité évalue donc l'influence des variations potentielles de la production d'un puits non conventionnel de gaz naturel sur les résultats.
- **Fuites de méthane après la fermeture des puits de gaz naturel** : Bien que les fuites de méthane après la fermeture des puits pourraient être interprétées comme étant des incidents, elles pourraient survenir. Une étude a ainsi été menée par le Ministère des Ressources naturelles du Québec (MERN, 2013) sur les puits de gaz de schiste forés au Québec entre 2006 et 2010, dont l'opération a été suspendue. Cette étude a révélé que 19 des 31 puits recensés (soit 61% d'entre eux) présentaient des fuites, et que ces fuites étaient attribuables au délai entre le début de la cimentation et le moment où celle-ci devient efficace. Selon cette étude, les fuites détectées à un puits de gaz temporairement fermé variaient entre 2 et 190 m³ de gaz / jour. Cette analyse de sensibilité considère que

les fuites de méthane pourraient atteindre 96 m³ de gaz / jour (soit la moyenne de l'écart trouvé) sur une période de 20 ans (période arbitraire).

- **Émissions fugitives de méthane** : Les données d'émissions fugitives utilisées dans ce rapport représentent les taux d'émissions les plus probables. Cependant, certains producteurs ont annoncé des taux d'émissions fugitives supérieurs. L'analyse de sensibilité considère donc des taux d'émissions variant jusqu'à 5% et présente un bilan GES du gaz naturel fossile selon le taux d'émissions fugitives.
- **Les crédits accordés aux gaz naturels renouvelables** : Le crédit accordé impacte très fortement les résultats d'indicateurs et s'avère être très variable d'une étude à l'autre (du fait de la technologie et des hypothèses choisies). Des scénarios sans crédit ainsi que des scénarios considérant des crédits plus élevés que ceux de la section 6 ont été évalués afin de quantifier l'influence des crédits sur les résultats. Les crédits plus élevés ont été déterminés en considérant les variations potentielles maximales des paramètres des systèmes de biogaz et de GNR.

Note : L'approche cycle de vie considère un crédit pour les émissions évitées (et ce sans égard au lieu où elles se seraient produites), mais ne l'attribue aucunement à un acteur de la chaîne d'approvisionnement dans un contexte réglementaire de comptabilisation des GES.

5.10 Revue critique

Conformément aux normes ISO, les revues critiques d'ACV sont facultatives lorsque les résultats sont voués à un usage interne par le mandataire. Cependant, une telle revue est une étape importante et obligatoire pour assurer la validité des résultats avant certaines communications publiques, telle 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 expert ACV externe et/ou un comité d'experts.

Le comité de revue critique était composé des membres suivants (Tableau 5-12).

Tableau 5-12 : Membres du comité de revue critique

Nom	Organisme d'attache	Implication / Champ d'expertise
Ben Amor	LIRIDE	Président du comité de revue critique
Annie Levasseur	ETS	Expert ACV et calcul empreinte carbone
Christian Turpin	Hydro-Québec	Expert énergie

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 les normes internationales 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.

La grille de commentaires ainsi que l'avis final issus de la revue critique sont présentés à la fin de ce document.

6 Résultats d'indicateurs environnementaux de l'approvisionnement en gaz naturel d'Énergir

Cette section vise à répondre au premier objectif de l'étude, celui-ci étant d'évaluer les impacts environnementaux, et plus spécifiquement les émissions de GES, de la chaîne d'approvisionnement d'Énergir.

L'ensemble des résultats d'indicateurs environnementaux est ainsi présenté dans la première sous-section du chapitre. Les deux sous-sections lui faisant suite permettent de comprendre l'origine de ces résultats.

6.1 Résultats d'indicateurs environnementaux de l'approvisionnement en gaz naturel d'Énergir

Cette sous-section décrit les résultats d'indicateurs environnementaux, présentés au Tableau 6-1.

L'approvisionnement en gaz naturel d'Énergir tel qu'évalué estime qu'environ 80% du gaz naturel distribué au Québec provient de l'Alberta et de la Colombie-Britannique. En conséquence, il apparaît que les parts d'approvisionnement en gaz naturel fossile provenant de l'Alberta et de la Colombie-Britannique sont les deux principaux contributeurs aux résultats de tous les indicateurs environnementaux du cycle de vie de l'approvisionnement gazier (voir Tableau S-1). Leur contribution varie entre 72% et 86% selon l'indicateur.

Tableau 6-1 : Estimation du mix gazier (ligne bleue), impacts environnementaux (colonne bleue) et contributions au résultat de chaque indicateur, par source d’approvisionnement du gaz naturel distribué par Énergir

Indicateur	Unité	Total	É.-U. Marcellus	É.-U. Barnett	É.-U. Haynesville	É.-U. Fayetteville	É.-U. Woodford	É.-U. Autres	Alberta	Colombie- Britannique	Biogaz	GNR
Mix gazier modélisé		100%	10,44%	2,35%	3,20%	0,43%	1,06%	2,52%	53,40%	26,06%	0,50%	0,04%
Changement climatique, court terme	kg éq, CO ₂	1,35E-02	7,93%	3,02%	2,13%	0,47%	0,99%	2,34%	54,42%	28,64%	0,13%	-0,07%
Changement climatique, long terme	kg éq, CO ₂	9,5E-03	7,63%	2,68%	1,87%	0,46%	1,02%	2,41%	54,88%	28,59%	0,49%	-0,03%
Occupation des terres	m ² de terre arable	1,3E-04	9,56%	2,82%	1,65%	0,46%	0,83%	2,48%	53,19%	27,46%	0,99%	0,56%
Transformation des terres	m ² de terre arable	5,4E-06	9,40%	2,78%	1,59%	0,46%	0,79%	2,54%	54,04%	28,10%	0,09%	0,19%
Utilisation d’énergie fossile	MJ	1,2E+00	10,44%	2,40%	3,11%	0,43%	1,05%	2,53%	53,65%	26,36%	0,01%	0,00%
Utilisation des ressources minérales	kg	7,9E-04	9,10%	2,74%	1,85%	0,45%	0,85%	2,43%	53,36%	28,89%	0,29%	0,05%
Rareté de l’eau	m ³ éq, mondial	7,6E-03	9,77%	2,92%	1,66%	0,48%	0,81%	2,45%	52,24%	29,42%	0,20%	0,05%
Acidification de l’eau douce	kg éq, SO ₂	3,2E-05	7,72%	2,26%	1,31%	0,37%	0,69%	2,75%	59,22%	25,10%	0,48%	0,11%
Acidification terrestre	kg éq, SO ₂	3,4E-05	7,80%	2,29%	1,32%	0,37%	0,69%	2,74%	58,94%	25,22%	0,46%	0,16%
Eutrophisation de l’eau douce	kg éq, PO ₄ P-lim	1,3E-05	6,94%	1,88%	0,86%	0,30%	0,62%	2,71%	57,97%	28,31%	0,37%	0,05%
Eutrophisation marine	kg éq, N N-lim	9,3E-07	8,82%	2,64%	1,55%	0,43%	0,77%	2,58%	55,62%	27,39%	0,14%	0,05%
Écotoxicité de l’eau douce	CTUe	4,1E+01	7,89%	2,18%	1,12%	0,36%	0,71%	2,64%	56,59%	28,41%	0,67%	-0,57%
Formation de particules	kg éq, PM _{2,5}	3,3E-09	11,23%	3,22%	1,78%	0,52%	1,01%	3,02%	65,60%	30,72%	0,43%	-17,52%
Formation d’oxydant photochimique	kg éq, NMVOC	4,6E-05	8,31%	2,54%	1,55%	0,41%	0,74%	2,65%	57,18%	26,45%	0,18%	0,00%
Toxicité humaine, substances cancérogènes	CTUh	1,6E-09	8,85%	2,63%	1,64%	0,43%	0,80%	2,47%	53,95%	29,05%	0,16%	0,01%
Toxicité humaine, substances non cancérogènes	CTUh	2,2E-09	8,91%	2,57%	1,52%	0,43%	0,81%	2,50%	53,90%	28,68%	0,61%	0,07%
Radiations ionisantes	Bq éq, C-14	3,0E-02	17,27%	4,49%	1,53%	0,70%	1,46%	2,14%	46,32%	25,43%	0,52%	0,13%
Appauvrissement de la couche d’ozone	kg éq, CFC-11	6,7E-10	9,61%	2,83%	1,62%	0,46%	0,84%	2,49%	53,65%	28,31%	0,11%	0,09%

Note : « É.-U. autres » représente la moyenne de l’industrie (sur les gisements connus), attribuée aux gisements pour lesquels des informations spécifiques ne sont pas disponibles.

6.2 Analyse de contribution de l’approvisionnement en gaz naturel fossile

L’objectif de cette section est de pousser plus loin l’analyse de contribution pour les différents systèmes du gaz naturel fossile. Pour une utilisation donnée, certaines étapes (utilisation et certaines infrastructures) sont identiques pour tous les systèmes. Afin de mettre en évidence les différences de résultats selon le gisement, cette analyse ne prend donc en compte que les étapes d’approvisionnement en gaz naturel (incluant la fin de vie des puits).

La Figure 6-1 présente les émissions de gaz à effet de serre par MJ de gaz naturel, soit 0,028 m³ distribué (en considérant un contenu calorifique de 35,5 MJ/m³ comme mentionné à la section 5.2), induites par les étapes d’approvisionnement, pour chacun des gisements étudiés. Les contributions de plus de 5% sont précisées.

Note : Les résultats de cette sous-section sont mis à l’échelle d’1 MJ de gaz naturel, ils ne correspondent donc pas à la quantité de gaz naturel requise pour chacune des trois utilisations étudiées (respectivement fournir 1 MJ de chaleur, permettre le transport d’1 tkm de marchandises et fournir 1 MJ d’énergie finale à un navire). L’objectif de cette sous-section est d’illustrer et d’expliquer les différences relatives dans l’approvisionnement.

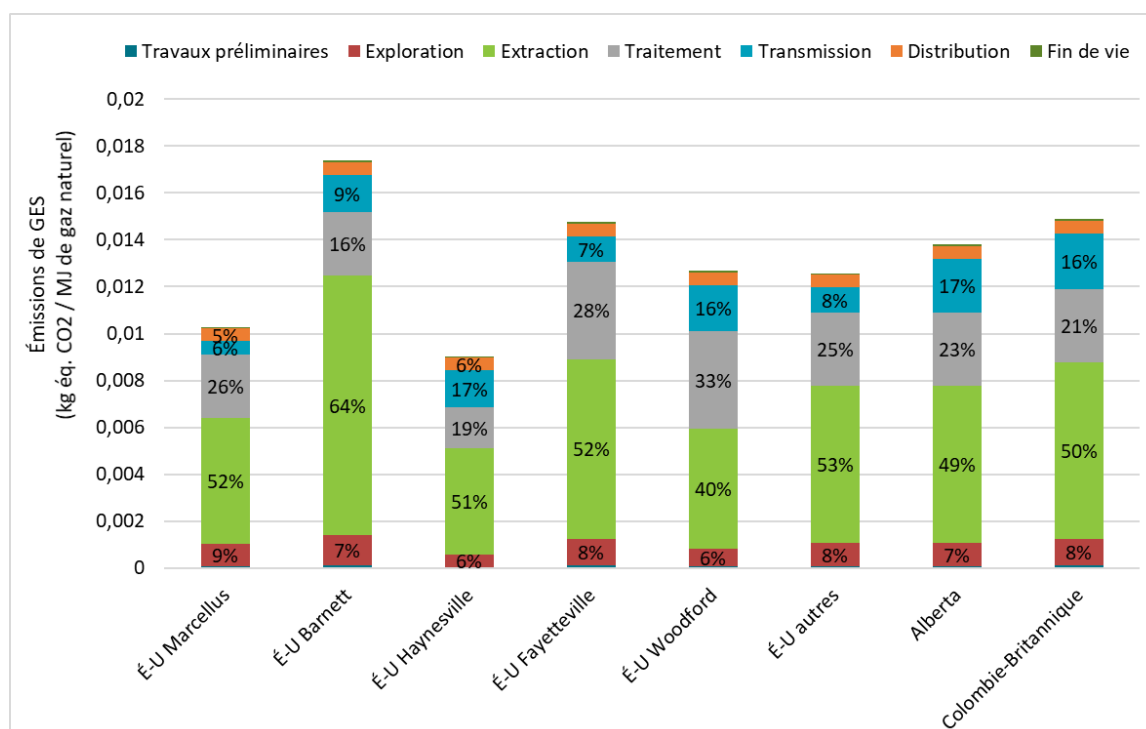


Figure 6-1 : Émissions de GES générées par l’approvisionnement en gaz naturel des systèmes de gaz naturel fossile – méthode IMPACT World+, indicateur de changement climatique à court terme

Les étapes d’approvisionnement d’un système de gaz naturel fossile génèrent de 0,0090 à 0,017 kg équ. CO₂/MJ de gaz naturel.

Les systèmes d'approvisionnement du gaz naturel fossile se distinguent essentiellement par leur :

- Niveau de production de gaz naturel à un puits (tous indicateurs confondus) ;
- Niveau d'émissions fugitives sur le site et lors de la transmission vers le Québec (indicateurs liés aux *Changement climatique*) ;
- Composition du gaz naturel au puits nécessitant un processus de traitement plus ou moins intense d'un gisement à l'autre (tous indicateurs confondus).

En raison de la base de comparaison (i.e. 1 MJ de gaz naturel produit), plus un gisement comportera des puits productifs, plus la part des impacts attribuée à 1 MJ sera faible. Par conséquent, à impacts environnementaux égaux en absolu, un gisement qui est deux fois plus productif qu'un autre engendrera des résultats d'indicateurs deux fois plus faibles sur la base d'1 MJ produit. Ainsi, le gisement d'Haynesville est celui dont la production est la plus élevée (110 Mm³/puits) et donc celui obtenant généralement les plus faibles résultats d'indicateurs pour plusieurs catégories d'impacts. À l'inverse, les gisements de Barnett (dont la production est estimée à 45 Mm³), de Fayetteville, d'Alberta et de Colombie-Britannique (ayant tous une production d'environ 50 Mm³) présentent les plus faibles volumes de production et sont ceux qui obtiennent de façon récurrente les résultats les plus élevés.

Le gisement de Barnett présente des émissions fugitives plus importantes que les bassins de Fayetteville, d'Alberta et de Colombie-Britannique et, par conséquent, présente des résultats plus élevés que les trois autres pour les catégories d'impact *Changement climatique court et long terme*.

Pour tous les gisements étudiés, l'extraction est l'étape la plus contributrice aux émissions de GES des étapes d'approvisionnement. Sa contribution varie de 0,0045 à 0,0126 kg éq. CO₂/MJ de gaz naturel, soit de 32% à 64%, selon le gisement.

Le second contributeur, représentant entre 16% et 38% des émissions des étapes d'approvisionnement, est l'étape de traitement. Les variations sont dues à la composition et donc à l'intensité du traitement du gaz. Il est à noter que dans le cas du gisement d'Haynesville sa contribution est similaire à celle de l'étape de transmission.

Dans tous les cas, le troisième contributeur est l'étape de transmission, avec une contribution variant entre 6% et 17%. Dans le cas du gisement de Marcellus, l'étape de transmission ne représente que 6% des émissions de GES, car, s'agissant du gisement le plus proche du lieu de consommation (Québec), ce système requiert moins de compresseurs et génère donc moins d'émissions fugitives sur le tronçon considéré.

Les émissions de l'étape d'exploration représentent quant à elles de 6% à 9%, les variations étant dues au niveau de production, puisque les émissions durant l'exploration sont proportionnelles à celles de l'extraction.

La contribution de l'étape de distribution est supposée identique pour tous les systèmes et évaluée à 0,6 g éq. CO₂/MJ de gaz naturel, ce qui représente 3% à 6% des émissions de GES des étapes d'approvisionnement.

Pour tous les systèmes, les travaux préliminaires sont responsables de 1% des émissions de GES des étapes d'approvisionnement.

La fin de vie représente quant à elle 0,4% à 1% des émissions de GES des étapes d'approvisionnement, en notant que la fin de vie est supposée identique dans les cas des gisements d'Alberta et de Colombie-Britannique.

Ces valeurs sont cohérentes avec les valeurs trouvées dans la littérature, à l'exception de l'étude de Howarth et coll. (2011) aujourd'hui largement discréditée, tel qu'illustré à la Figure 6-2. Les travaux actuels permettent toutefois une plus grande granulométrie des résultats présentés dans la littérature.

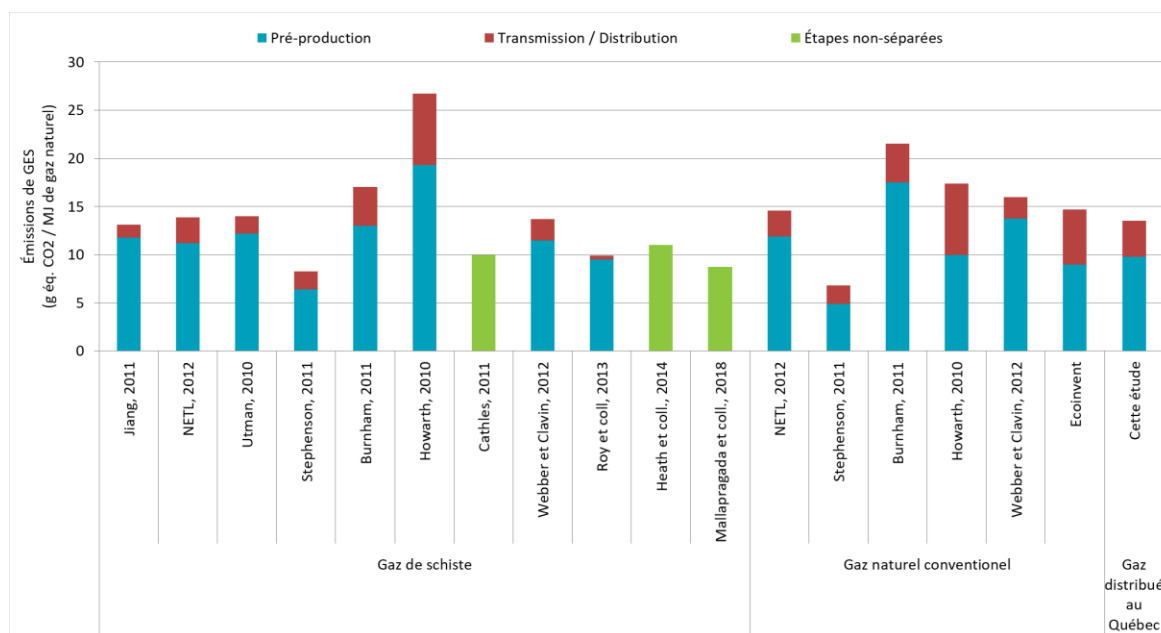


Figure 6-2 : Bilan GES de l'approvisionnement en gaz naturel fossile aux États-Unis selon la source d'information.

Le Tableau 6-2 présente les contributions des diverses étapes d'approvisionnement à l'ensemble des catégories d'impacts de la méthode IMPACT World+ pour le cas du gisement du Marcellus. Ce gisement est utilisé comme exemple représentatif des autres systèmes de gaz naturel afin de simplifier le rapport.

Tableau 6-2 : Contributions aux indicateurs environnementaux des étapes d’approvisionnement pour le gaz naturel fossile provenant du gisement de Marcellus – méthode IMPACT World+.

Catégorie d’impact	Total	Travaux préliminaires	Exploration	Extraction	Traitement	Transmission	Distribution	Fin de vie
Changement climatique, court terme	100%	1%	9%	52%	26%	1%	6%	5%
Changement climatique, long terme	100%	1%	10%	52%	25%	1%	6%	4%
Occupation des terres	100%	40%	7%	37%	13%	1%	1%	1%
Transformation des terres	100%	-12%	5%	86%	7%	14%	0%	0%
Utilisation d’énergie fossile	100%	0%	1%	97%	2%	0%	0%	0%
Utilisation des ressources minérales	100%	1%	19%	62%	11%	1%	3%	4%
Rareté de l’eau	100%	2%	4%	88%	3%	2%	1%	1%
Acidification de l’eau douce	100%	1%	14%	63%	17%	1%	2%	2%
Acidification terrestre	100%	2%	14%	63%	17%	1%	2%	2%
Eutrophisation de l’eau douce	100%	1%	10%	40%	45%	1%	1%	2%
Eutrophisation marine	100%	2%	15%	71%	8%	2%	1%	1%
Écotoxicité de l’eau douce	100%	1%	11%	45%	38%	2%	1%	2%
Formation de particules	100%	3%	12%	53%	27%	1%	2%	2%
Formation d’oxydant photochimique	100%	2%	16%	68%	9%	1%	2%	2%
Toxicité humaine, substances cancérogènes	100%	0%	19%	61%	14%	1%	2%	3%
Toxicité humaine, substances non cancérogènes	100%	1%	17%	56%	22%	1%	1%	2%
Radiations ionisantes	100%	1%	7%	32%	57%	1%	1%	1%
Appauvrissement de la couche d’ozone	100%	2%	14%	66%	14%	1%	1%	2%

Tel qu'observé, l'étape d'extraction est la plus contributrice aux résultats d'indicateurs pour la plupart des catégories d'impacts, avec une contribution variant de 32% à 97%, à l'exception des catégories suivantes :

- *Occupation des terres*, les travaux préliminaires ayant une contribution de 40%.
- *Eutrophisation de l'eau douce*, l'étape de traitement ayant une contribution de 45%, principalement liée aux émissions de phosphore dans l'eau.
- *Radiations ionisantes*, l'étape de traitement ayant une contribution de 57%, liée à sa forte consommation d'électricité et la proportion d'énergie nucléaire dans le bouquet électrique de la région considérée.

L'étape de traitement contribue de manière variable aux différentes catégories, sa contribution allant de 2% pour la catégorie *Utilisation d'énergie fossile*, à 57% pour les *Radiations ionisantes*.

En ce qui concerne l'étape d'exploration, sa contribution varie de 1% pour la catégorie *Utilisation des ressources fossiles*, à 19% pour *Utilisation des ressources minérales* et *Toxicité humaine, substances cancérigènes*.

Les étapes des travaux préliminaires, de transmission, de distribution et de fin de vie ont des contributions inférieures ou près de 5% pour toutes les catégories à l'exception de *Occupation des terres* et *Transformation des terres*.

L'impact négatif de l'étape des travaux préliminaires pour la catégorie *Transformation des terres* est dû à la méthode IMPACT World+ qui considère la transformation d'un terrain agricole en un terrain « artificiel » comme étant bénéfique. Cet effet est annulé lors de la remise en état du territoire lors de la fin de vie des puits.

L'étape d'extraction étant la principale contributrice dans la grande majorité des cas, il semble intéressant d'étudier les éléments qui y contribuent. La Figure 6-3 détaille ainsi les contributions des 13 éléments inclus à cette étape.

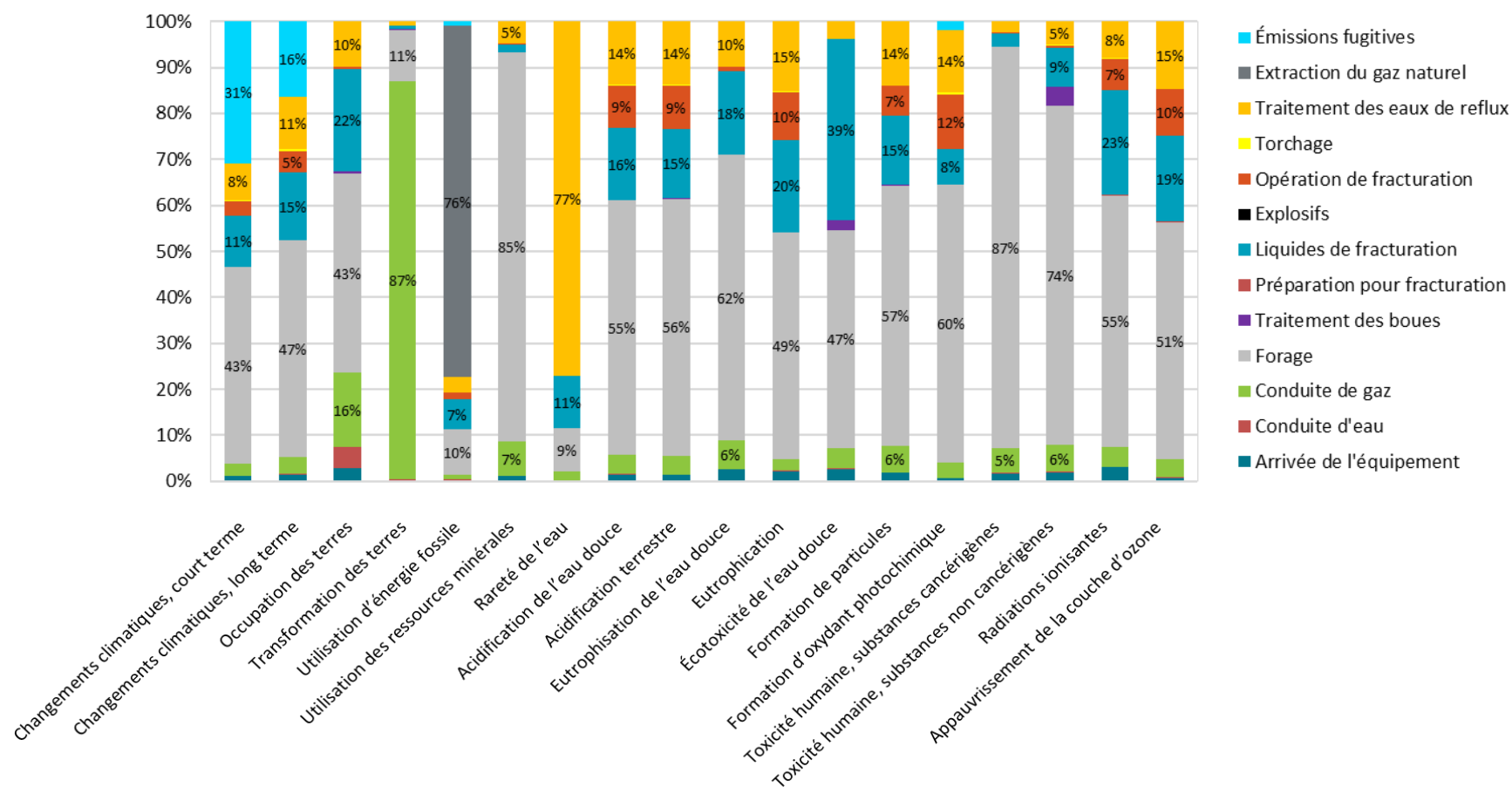


Figure 6-3 : Contributeurs de l'étape d'extraction de gaz naturel fossile provenant du gisement du Marcellus – méthode IMPACT World+.

Les éléments identifiés comme principaux contributeurs, et ce de manière récurrente, sont le forage, les liquides de fracturation, le traitement des eaux de reflux et les opérations de fracturation. D'autres contributeurs sont mis de l'avant pour certaines catégories telles *Changement climatique* (émissions fugitives), *Transformation des terres* (conduite de gaz) et *Utilisation d'énergie fossile* (gaz naturel extrait).

Le forage (identifié en gris sur la Figure 6-3) s'avère en effet être l'élément le plus contributeur pour 15 des 18 catégories d'impacts (c'est-à-dire toutes sauf *Transformation des terres*, *Utilisation d'énergie fossile* et *Rareté de l'eau*), avec une contribution variant entre 43% et 87%.

Les liquides de fracturation (représentés en bleu sur la Figure 6-3) sont le second contributeur pour les catégories : *Occupation des terres*, *Rareté de l'eau*, *Acidification terrestre et aquatique*, *Eutrophisation aquatique*, *Écotoxicité aquatique*, *Formation de particules*, *Toxicité humaine due aux substances non cancérigènes*, *Radiation ionisante* et *Appauvrissement de la couche d'ozone*. Sa contribution aux résultats obtenus pour la phase d'extraction varie de 9% à 39%, le minimum étant obtenu pour *Toxicité humaine, substances non cancérigènes* et le maximum pour *Écotoxicité de l'eau douce*.

Le traitement des eaux de reflux a une contribution de 77% pour la catégorie *Rareté de l'eau*, et de 5% à 15% pour les autres catégories, à l'exception de *Transformation des terres* et *Utilisation d'énergie fossile*.

Les opérations de fracturations (en rouge sur la Figure 6-3) sont le troisième plus important contributeur pour les catégories : *Acidification terrestre et aquatique*, *Eutrophisation marine*, *Formation de particules* et *Formation d'oxydant photochimique*, *Radiations ionisantes* et *Appauvrissement de la couche d'ozone*. Leur contribution aux résultats de la phase d'extraction varie entre 7% et 12%.

Pour la catégorie *Transformation des terres*, l'élément le plus contributeur est la conduite de gaz (87%), pour *Utilisation d'énergie fossile* il s'agit du gaz naturel extrait (76%) et pour *Rareté de l'eau*, le traitement des eaux de reflux (77%).

6.3 Analyse de contribution de l'approvisionnement en gaz naturel renouvelable et en biogaz

Cette section présente l'analyse de contribution pour les différents systèmes de gaz naturel renouvelable. Pour une utilisation donnée, la phase d'utilisation est la même pour tous les systèmes. Afin de mettre en évidence les différences de résultats selon la source de GNR, cette analyse exclut donc l'étape d'utilisation.

La Figure 6-4 présente les émissions de gaz à effet de serre par MJ de GNR ou de biogaz, soit respectivement 0,028 m³ et 0,062 m³ distribués (puisque leurs contenus calorifiques sont de 35 MJ/m³ et 16,2 MJ/m³ comme mentionné à la section 5.2). Ces émissions incluent les étapes d'approvisionnement, pour chacune des sources étudiées.

Note : Les résultats de cette sous-section sont mis à l'échelle d'1 MJ de biogaz ou de gaz naturel renouvelable, ils ne correspondent donc pas à la quantité de gaz naturel requise pour les utilisations étudiées (respectivement fournir 1 MJ de chaleur, permettre le transport d'1 tkm de marchandises et fournir 1 MJ d'énergie finale à un navire). L'objectif de cette sous-section est d'illustrer et d'expliquer les différences relatives dans l'approvisionnement.

Note : La filière de GNR produit à partir de fumier animal est présentée à titre indicatif uniquement. Bien qu'elle ne soit pas actuellement présente dans le gaz naturel distribué au Québec, des projets de GNR actuellement en construction auront recours à cette filière.

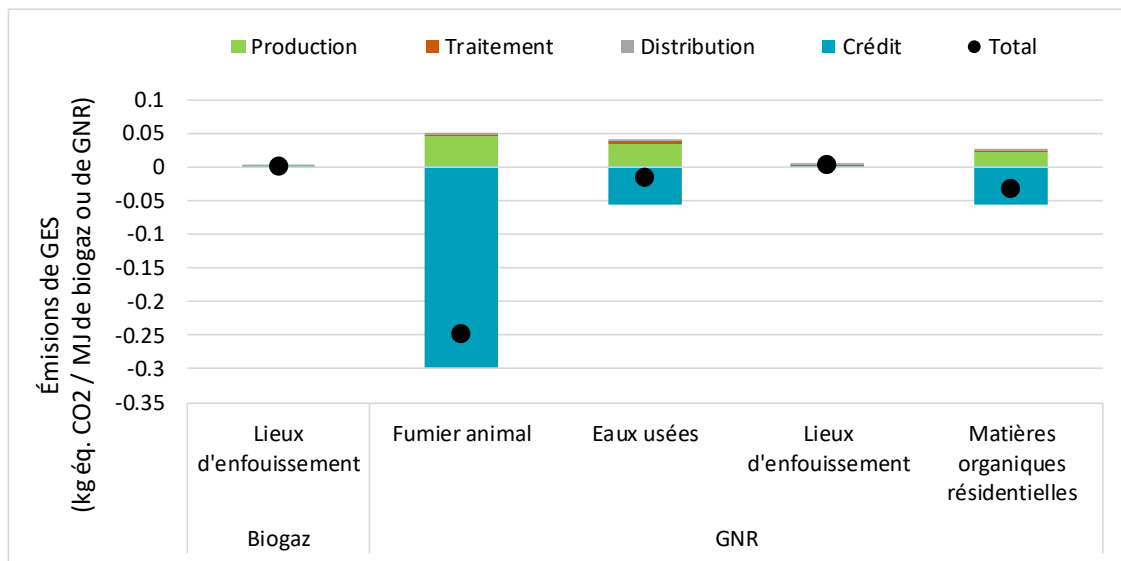


Figure 6-4 : Émissions de GES générées par l'approvisionnement des systèmes de gaz naturel renouvelable et de biogaz – méthode IMPACT World+, indicateur de changement climatique à court terme.

Note : L'approche cycle de vie considère un crédit pour les émissions évitées (et ce sans égard au lieu où elles se seraient produites), mais ne l'attribue aucunement à un acteur de la chaîne d'approvisionnement dans un contexte règlementaire de comptabilisation des GES.

Selon le type de gaz naturel renouvelable, les émissions évitées (crédit) peuvent être plus importantes que les émissions générées, et donc le résultat peut être net négatif. C'est particulièrement le cas pour le GNR issu du fumier animal. C'est également le cas pour le GNR provenant de matières organiques résidentielles ainsi que, dans une moindre mesure, le GNR provenant des lieux d'enfouissement, mais où le crédit est approximativement équivalent aux étapes de production du GNR.

Pour le GNR produit à partir du fumier animal, des eaux usées, des résidus résidentiels et des lieux d'enfouissement, les principaux contributeurs aux émissions de GES sont les étapes de production du gaz (entre 2% et 93% des émissions hors crédit) et de traitement du gaz (entre 6% et 83% des émissions hors crédit). Dans tous les cas, la contribution de l'étape de distribution du gaz représente de 1-15 % des émissions générées.

La Figure 6-5 présente les valeurs recensées dans la littérature pour chacun des systèmes de GNR.

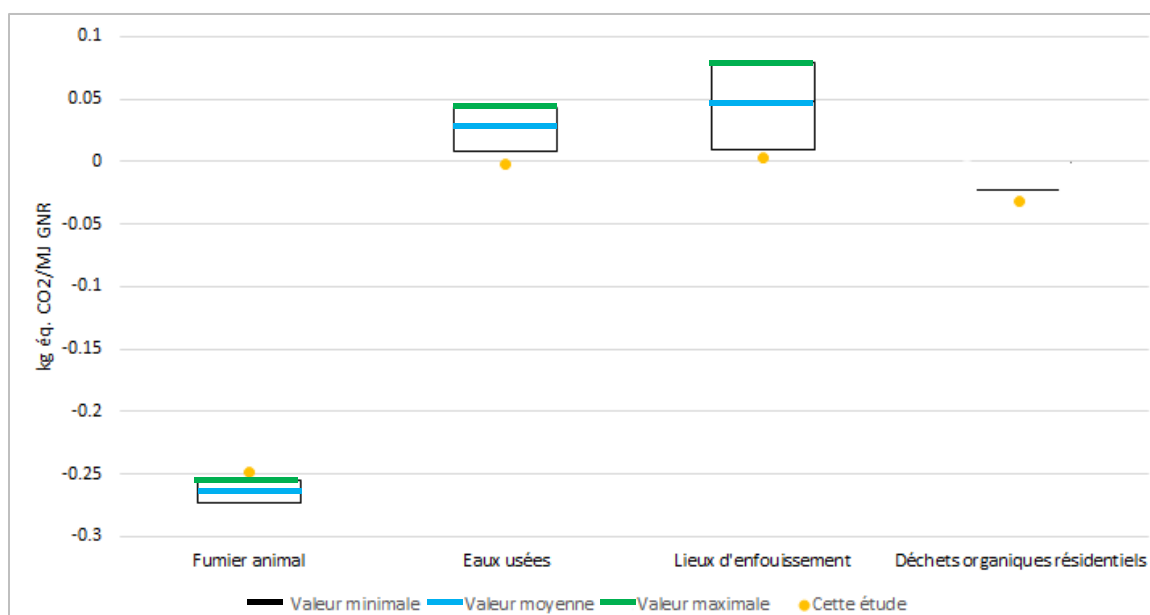


Figure 6-5 : Bilan GES de l'approvisionnement en gaz naturel renouvelable tiré de la littérature (California Air Resource Board, 2018).

Tel qu'illustré, aucun des résultats obtenus dans le cadre de cette étude se retrouvent dans l'intervalle des valeurs de la littérature. Diverses raisons peuvent expliquer cette variabilité :

- Pour le fumier animal, le crédit très variable des émissions de méthane du fumier animal aux étangs d'épuration (voir analyse de sensibilité) joue sur la variabilité du résultat final. Considérant cette variabilité, non représentée par les valeurs de la littérature de cette figure, nous jugeons nos résultats valides.
- Pour le GNR produit à partir d'eaux usées, les résultats de la littérature sont très variables et dépendent essentiellement des hypothèses de travail considérées, notamment le crédit considéré pour le traitement des boues d'épuration évitées (enfouissement avec émissions possibles, à divers degrés, de méthane biogénique à l'atmosphère ou incinération).
- Pour le GNR produit à partir des matières organiques résidentielles, il est difficile de conclure puisqu'une seule autre étude a été recensée dans la littérature.
- Pour ce qui est du GNR produit à partir des lieux d'enfouissement, les résultats de la littérature sont très variables et dépendent essentiellement des hypothèses de travail considérées, notamment le crédit considéré pour le torchage du biogaz, ou encore la source d'énergie utilisée (gaz naturel ou électricité) pour les équipements ou le système de traitement utilisé qui limite (ou non) les émissions de méthane biogénique. Dans cette étude, le fait d'utiliser de l'électricité québécoise, à bas carbone, limite les émissions de GES pour la production de GNR faisant en sorte que le crédit environnemental de la torchère ramène les émissions de GES à environ 0 (seule l'étape de distribution demeure).

Le tableau suivant présente les contributions des différentes étapes d'approvisionnement aux catégories d'impacts de la méthode IMPACT World+. Le code de couleur est indicatif de la contribution de l'étape considérée aux impacts de la catégorie donnée. Plus la couleur tire vers le vert, plus la contribution est faible.

Tableau 6-3 : Contributions des étapes d’approvisionnement du biogaz produit à partir de lieux d’enfouissement aux indicateurs environnementaux – méthode IMPACT World+

Catégorie d’impact	Total	Production	Distribution	Crédit
Changement climatique, court terme	100%	4%	96%	-19%
Changement climatique, long terme	100%	8%	92%	-11%
Occupation des terres	100%	83%	17%	0%
Transformation des terres	100%	54%	46%	0%
Utilisation d’énergie fossile	100%	10%	90%	0%
Utilisation des ressources minérales	100%	6%	94%	0%
Rareté de l’eau	100%	75%	25%	0%
Acidification de l’eau douce	100%	9%	91%	0%
Acidification terrestre	100%	10%	90%	0%
Eutrophisation de l’eau douce	100%	10%	90%	0%
Eutrophisation marine	100%	11%	89%	0%
Écotoxicité de l’eau douce	100%	32%	68%	0%
Formation de particules	100%	7%	93%	0%
Formation d’oxydant photochimique	100%	6%	94%	-4%
Toxicité humaine, substances cancérigènes	100%	4%	96%	0%
Toxicité humaine, substances non cancérigènes	100%	12%	88%	0%
Radiations ionisantes	100%	62%	38%	0%
Appauvrissement de la couche d’ozone	100%	8%	92%	0%

Note : Le crédit comporte les mêmes procédés que pour la production de biogaz en plus du torchage du biogaz. Par conséquent, les résultats des deux étapes s’annulent généralement.

Tel qu’illustré par le tableau ci-dessus, la distribution s’avère être le premier contributeur aux résultats d’indicateurs environnementaux de l’approvisionnement en biogaz pour 14 des 18 indicateurs. Pour ces 14 indicateurs, la distribution représente 68% à 96% du résultat.

Il est à noter que cette phase de distribution est la même que pour le gaz naturel fossile. Autrement dit, les résultats d’indicateurs environnementaux sont les mêmes en absolu, mais ils représentent une bien plus grande part du résultat de l’approvisionnement en biogaz que de celui du gaz naturel fossile (pour lequel la contribution de la distribution ne dépasse pas 6%, voir Tableau 6-2). Cela signifie donc que les résultats d’impacts (en absolu) obtenus par le biogaz sont bien plus faibles que ceux de l’approvisionnement en gaz naturel fossile.

Pour les quatre indicateurs faisant exception à cette observation (c’est-à-dire *Occupation* et *Transformation des terres*, *Rareté de l’eau* et *Radiations ionisantes*), la production est l’étape la plus contributrice aux résultats (54% à 75%).

Tableau 6-4 : Contributions aux indicateurs environnementaux des étapes d’approvisionnement des systèmes de gaz naturel renouvelable – méthode IMPACT World+

Catégorie d’impact	Fumier animal					Eaux usées				
	Total	Production	Traitement	Distribution	Crédit	Total	Production	Traitement	Distribution	Crédit
Changement climatique, court terme	100%	93%	6%	1%	-598%	100%	91%	7%	1%	-143%
Changement climatique, long terme	100%	92%	7%	1%	-266%	100%	90%	9%	1%	-134%
Occupation des terres	100%	79%	21%	0%	0%	100%	88%	11%	0%	-10%
Transformation des terres	100%	66%	33%	0%	0%	100%	96%	4%	0%	-10%
Utilisation d’énergie fossile	100%	49%	48%	3%	0%	100%	91%	8%	1%	-19%
Utilisation des ressources minérales	100%	30%	66%	4%	0%	100%	57%	40%	2%	-21%
Rareté de l’eau	100%	43%	56%	1%	0%	100%	55%	44%	1%	-7%
Acidification de l’eau douce	100%	54%	45%	1%	0%	100%	89%	10%	0%	0%
Acidification terrestre	100%	79%	20%	1%	0%	100%	91%	9%	0%	0%
Eutrophisation de l’eau douce	100%	20%	79%	1%	0%	100%	56%	44%	1%	-1%
Eutrophisation marine	100%	88%	11%	0%	0%	100%	90%	9%	0%	-103%
Écotoxicité de l’eau douce	100%	21%	78%	1%	0%	100%	50%	50%	0%	-1187%
Formation de particules	100%	74%	25%	1%	0%	100%	89%	10%	0%	-14420%
Formation d’oxydant photochimique	100%	67%	31%	3%	-318%	100%	87%	12%	1%	-108%
Toxicité humaine, substances cancérigènes	100%	36%	59%	5%	0%	100%	60%	37%	3%	-123%
Toxicité humaine, substances non cancérigènes	100%	50%	50%	1%	0%	100%	43%	57%	1%	-52%
Radiations ionisantes	100%	42%	57%	1%	0%	100%	75%	24%	0%	-10%
Appauvrissement de la couche d’ozone	100%	75%	24%	2%	0%	100%	96%	4%	0%	-27%

Catégorie d’impact	Lieux d’enfouissement					Matières organiques résidentielles				
	Total	Production	Traitement	Distribution	Crédit	Total	Production	Traitement	Distribution	Crédit
Changement climatique, court terme	100%	2%	83%	15%	-5%	100%	87%	10%	2%	-227%
Changement climatique, long terme	100%	1%	96%	3%	-1%	100%	82%	16%	2%	-127%
Occupation des terres	100%	6%	93%	1%	0%	100%	78%	22%	0%	-10%
Transformation des terres	100%	4%	94%	2%	0%	100%	96%	4%	0%	-4%
Utilisation d’énergie fossile	100%	2%	92%	7%	0%	100%	55%	43%	3%	-16%
Utilisation des ressources minérales	100%	1%	94%	5%	0%	100%	64%	34%	2%	-1%
Rareté de l’eau	100%	12%	86%	2%	0%	100%	56%	44%	1%	-3%
Acidification de l’eau douce	100%	0%	98%	1%	0%	100%	60%	39%	1%	0%
Acidification terrestre	100%	0%	98%	1%	0%	100%	83%	17%	0%	0%
Eutrophisation de l’eau douce	100%	0%	98%	1%	0%	100%	25%	74%	1%	0%
Eutrophisation marine	100%	1%	95%	4%	0%	100%	90%	9%	0%	-2%
Écotoxicité de l’eau douce	100%	1%	98%	1%	0%	100%	36%	64%	1%	-2%
Formation de particules	100%	1%	97%	3%	0%	100%	79%	20%	1%	-3237%
Formation d’oxydant photochimique	100%	1%	95%	5%	0%	100%	73%	25%	2%	-62%
Toxicité humaine, substances cancérigènes	100%	1%	92%	7%	0%	100%	57%	40%	3%	-2%
Toxicité humaine, substances non cancérigènes	100%	0%	98%	1%	0%	100%	50%	49%	1%	-1%
Radiations ionisantes	100%	6%	93%	2%	0%	100%	46%	53%	1%	-7%
Appauvrissement de la couche d’ozone	100%	1%	91%	8%	0%	100%	65%	32%	3%	-26%

Comme observé pour la catégorie d'impact *Changement climatique court terme*, les étapes de production et de traitement du gaz sont les principaux contributeurs et ont une contribution combinée comprise entre 85% et 99%. Les pourcentages restants sont dus à l'étape de distribution qui est identique pour tous les systèmes.

Les étapes de production et de traitement étant les principaux contributeurs, il semble intéressant d'analyser plus en détail les activités qui y contribuent. Les tableaux Tableau 6-5 et Tableau 6-6 détaillent ainsi les contributions des éléments inclus à ces étapes pour le cas du GNR produit à partir du fumier animal, basé sur le même modèle que pour les eaux usées et les matières organiques résidentielles. Pour cette étape de production, les éléments contributeurs sont les émissions directes, la production des infrastructures (digesteur), d'électricité et de chaleur, le transport du fumier et la production d'hydroxyde de sodium (NaOH) nécessaire au procédé pour équilibrer le pH. Pour l'étape de traitement, les éléments contributeurs sont les émissions directes, la production des infrastructures et la production d'électricité.

Tableau 6-5 : Contributeurs de l'étape de production de gaz naturel renouvelable – système du fumier animal – méthode IMPACT World+.

Catégorie d'impact	Total	Émissions	Digesteur	Électricité	Chaleur	Transport fumier	NaOH
Changement climatique, court terme	100%	95%	2%	1%	0%	1%	0%
Changement climatique, long terme	100%	94%	3%	1%	0%	2%	0%
Occupation des terres	100%	0%	87%	11%	0%	2%	0%
Transformation des terres	100%	0%	78%	14%	0%	8%	0%
Utilisation d'énergie fossile	100%	0%	49%	12%	0%	39%	0%
Utilisation des ressources minérales	100%	0%	81%	12%	0%	7%	0%
Rareté de l'eau	100%	0%	13%	85%	0%	2%	0%
Acidification de l'eau douce	100%	51%	26%	4%	6%	13%	0%
Acidification terrestre	100%	85%	8%	1%	2%	4%	0%
Eutrophisation de l'eau douce	100%	0%	78%	9%	0%	13%	0%
Eutrophisation marine	100%	87%	5%	1%	3%	4%	0%
Écotoxicité de l'eau douce	100%	0%	61%	30%	0%	8%	0%
Formation de particules	100%	71%	19%	2%	1%	7%	0%
Formation d'oxydant photochimique	100%	30%	28%	4%	15%	22%	0%
Toxicité humaine, substances cancérigènes	100%	0%	75%	11%	6%	9%	0%
Toxicité humaine, substances non cancérigènes	100%	0%	20%	3%	75%	3%	0%
Radiations ionisantes	100%	0%	32%	50%	0%	18%	0%
Appauvrissement de la couche d'ozone	100%	0%	66%	4%	0%	30%	1%

Les émissions directes et les infrastructures du digesteur sont les principaux contributeurs de l'étape de production pour la plupart des catégories d'impacts. En effet, la contribution des émissions représente de 51% à 95% des résultats pour les catégories *Changement climatique*

(court terme et long terme), Acidification de l'eau douce et terrestre, Eutrophisation marine ainsi que Formation de particules.

La contribution du digesteur représente quant à elle 49% à 87% des résultats pour *Occupation et Transformation des terres*, *Utilisation d'énergie fossile*, *Utilisation des ressources minérales*, *Eutrophisation de l'eau douce*, *Écotoxicité de l'eau douce*, *Toxicité humaine due aux substances cancérigènes* et *Appauvrissement de la couche d'ozone*.

Pour le reste des catégories, l'électricité a une contribution de 85% pour la catégorie *Rareté de l'eau* (du fait des barrages hydroélectriques) et de 50% pour *Radiations ionisantes* (du fait de la présence d'énergie nucléaire dans le bouquet électrique québécois due aux importations depuis l'Ontario). Enfin, la production de chaleur est responsable de 75% du résultat pour la catégorie *Toxicité humaine due aux substances non cancérigènes*.

La contribution du transport du fumier est en deçà de 39% pour toutes les catégories et celle de l'hydroxyde de sodium ne dépasse pas 1%.

Tableau 6-6 : Contributeurs de l'étape de traitement du gaz naturel renouvelable – système du fumier animal – méthode IMPACT World+.

Catégorie d'impact	Total	Émissions	Infrastructures	Électricité	Charbon activé
Changement climatique, court terme	100%	4%	72%	21%	4%
Changement climatique, long terme	100%	1%	73%	22%	4%
Occupation des terres	100%	0%	45%	55%	0%
Transformation des terres	100%	0%	63%	37%	1%
Utilisation d'énergie fossile	100%	0%	81%	15%	4%
Utilisation des ressources minérales	100%	0%	93%	7%	0%
Rareté de l'eau	100%	0%	11%	89%	0%
Acidification de l'eau douce	100%	0%	91%	6%	3%
Acidification terrestre	100%	0%	90%	6%	3%
Eutrophisation de l'eau douce	100%	0%	96%	3%	1%
Eutrophisation marine	100%	1%	88%	10%	2%
Écotoxicité de l'eau douce	100%	0%	91%	8%	1%
Formation de particules	100%	0%	89%	7%	3%
Formation d'oxydant photochimique	100%	0%	85%	12%	3%
Toxicité humaine, substances cancérigènes	100%	0%	93%	7%	1%
Toxicité humaine, substances non cancérigènes	100%	0%	96%	3%	0%
Radiations ionisantes	100%	0%	49%	50%	1%
Appauvrissement de la couche d'ozone	100%	0%	84%	14%	2%

Les infrastructures sont ainsi responsables de plus de 49% des impacts pour 16 des 18 catégories d'impacts du fait de la construction. Les émissions directes sont très faibles, contribuant à 4% ou moins des résultats obtenus sur chaque catégorie. Cela est dû à la nature biogénique du CO₂ émis et à la présence d'un système d'élimination des émissions de méthane biogénique (pour le transformer en CO₂ biogénique). L'électricité est quant à elle le premier contributeur aux résultats de *Rareté de l'eau* et d'*Occupation des terres* du fait de la présence d'hydroélectricité dans le bouquet énergétique québécois.

6.4 Conclusions sur le premier objectif de l'étude

- Puisque 80% du gaz naturel distribué au Québec est estimé provenir de l'Alberta ou de la Colombie-Britannique, le gaz provenant de ces deux régions est responsable de plus de 72% de chacun des 18 résultats d'indicateurs environnementaux de l'approvisionnement d'Énergir.
- L'empreinte carbone d'un mégajoule de gaz naturel distribué par Énergir (hors phase d'utilisation) est évaluée à 13,5 grammes d'équivalent CO₂.
- Pour la partie de l'approvisionnement venant de gisements fossiles (soit 99,46% en 2018) :
 - La phase d'extraction est le premier contributeur à la plupart des résultats d'indicateurs environnementaux. Dans le cas des émissions de GES, elle représente 40% à 64% du résultat selon le gisement.
 - L'étape de traitement contribue de manière variable (2% à 57%) aux différentes catégories d'impact. Dans le cas des émissions de GES, elle représente 16% à 33% du résultat selon le gisement.
 - L'étape d'exploration contribue également de manière variable (1% à 19%) aux différentes catégories d'impact. Dans le cas des émissions de GES, elle représente 6% à 9% du résultat selon le gisement.
 - Les variations de résultats observées entre les gisements s'expliquent principalement par leurs niveaux de production, leurs émissions fugitives et la composition du gaz (induisant des intensités de traitement différentes).
- Concernant l'approvisionnement en gaz naturel renouvelable et en biogaz (soit 0,54% en 2018) :
 - Pour le biogaz, la distribution est le premier contributeur pour 14 des 18 indicateurs environnementaux. Sa contribution varie de 17% à 96% selon l'indicateur. Le crédit attribué compense le résultat d'impact de la phase de production du biogaz, et ce pour tous les indicateurs. Dans le cas du changement climatique, le crédit est plus élevé que le résultat de la phase de production.
 - Pour le GNR : la production (à partir de fumier animal, d'eaux usées et de matières résiduelles organiques) est le principal contributeur aux catégories d'impacts.
 - La valeur des crédits est incertaine et cette étude ne l'attribue à aucun acteur spécifique de la chaîne d'approvisionnement dans un contexte réglementaire de comptabilisation des GES.

7 Résultats d'indicateurs environnementaux du gaz naturel distribué par Énergir pour les trois utilisations à l'étude

Cette section présente les résultats d'indicateurs environnementaux pour les trois utilisations du gaz naturel distribué au Québec étudiées :

- la génération d'1 MJ chaleur,
- le transport routier de 1 tkm marchandises et
- l'utilisation d'1 MJ d'énergie finale par un navire.

Attention : Les résultats d'indicateurs dépendent de l'estimation de l'approvisionnement en gaz naturel d'Énergir (voir section 3.2). Cette estimation est excessivement incertaine et tributaire d'une série d'hypothèses basées sur la littérature, puisqu'une fois sur le réseau gazier il est impossible de retracer l'origine du gaz naturel avec exactitude.

La première sous-section de ce chapitre présente les résultats généraux obtenus sur l'ensemble des indicateurs environnementaux, pour chacune des trois utilisations.

Les deux sous-sections suivantes présentent les analyses de contribution aux résultats d'indicateurs pour le gaz naturel fossile et le gaz naturel renouvelable.

7.1 Résultats d'indicateurs environnementaux du gaz naturel distribué par Énergir pour les trois utilisations à l'étude

L'ensemble des résultats d'indicateurs environnementaux est présenté aux tableaux 7-1, 7-2 et 7-3 (un tableau par utilisation à l'étude). Les contributions aux résultats sont différenciées selon l'origine du gaz naturel. Ces contributions sont fortement corrélées à la part d'approvisionnement provenant de chaque origine.

Afin de faciliter la mise en perspective des résultats avec cet approvisionnement, le tableau suivant résume les parts d'approvisionnement associées aux différentes origines présentées dans les tableaux de résultats. Ce tableau reprend les valeurs du Tableau 5-2.

Tableau 7-1 : Rappel de l'approvisionnement modélisé pour mise en perspective des résultats d'indicateurs environnementaux.

Origine	É.-U. Marcellus	É.-U. Barnett	É.-U. Haynesville	É.-U. Fayetteville	É.-U. Woodford	É.-U. autres	Alberta	Colombie-Britannique	Biogaz	GNR
Part estimée dans l'approvisionnement	10,44%	2,35%	3,20%	0,43%	1,06%	2,52%	53,40%	26,06%	0,50%	0,04%

Note : « É.-U. autres » représente la moyenne de l'industrie (sur les gisements connus), attribuée aux gisements pour lesquels des informations spécifiques ne sont pas disponibles.

Tableau 7-2 : Résultats d'indicateurs environnementaux pour la génération d'1 MJ de chaleur à partir du gaz naturel distribué au Québec, et contribution de chacun des gisements – méthode IMPACT World+.

Catégorie d'impact	Unité	Total	É.-U. Marcellus	É.-U. Barnett	É.-U. Haynesville	É.-U. Fayetteville	É.-U. Woodford	É.-U. ⁴⁵ Autres	Alberta	Colombie-Britannique	Biogaz	GNR
			Contributions au total (valeurs arrondies, aucune contribution n'est strictement nulle)									
Changement climatique, court terme	kg éq, CO ₂	7,5E-02	10,03%	2,48%	3,02%	0,44%	1,05%	2,51%	53,82%	26,64%	0,03%	-0,01%
Changement climatique, long terme	kg éq, CO ₂	7,1E-02	10,11%	2,41%	3,04%	0,43%	1,06%	2,50%	53,85%	26,53%	0,08%	0,00%
Occupation des terres	m ² de terre arable	1,5E-04	9,65%	2,76%	1,83%	0,46%	0,86%	2,46%	53,12%	27,25%	1,07%	0,57%
Transformation des terres	m ² de terre arable	5,6E-06	9,42%	2,77%	1,62%	0,46%	0,80%	2,53%	54,01%	28,05%	0,12%	0,22%
Utilisation d'énergie fossile	MJ	1,2E+00	10,44%	2,40%	3,11%	0,43%	1,05%	2,53%	53,65%	26,36%	0,01%	0,01%
Utilisation des ressources minérales	Kg	8,1E-04	9,13%	2,73%	1,88%	0,45%	0,85%	2,36%	53,37%	28,84%	0,33%	0,06%
Rareté de l'eau	m ³ éq, mondial	8,7E-03	9,84%	2,85%	1,85%	0,47%	0,84%	2,44%	52,34%	28,99%	0,31%	0,05%
Acidification de l'eau douce	kg éq, SO ₂	4,1E-05	8,33%	2,28%	1,74%	0,38%	0,77%	2,67%	57,86%	25,31%	0,55%	0,11%
Acidification terrestre	kg éq, SO ₂	4,5E-05	8,42%	2,30%	1,77%	0,39%	0,78%	2,66%	57,60%	25,41%	0,53%	0,15%
Eutrophisation de l'eau douce	kg éq, PO ₄ P-lim	1,3E-05	6,99%	1,88%	0,90%	0,30%	0,62%	2,68%	57,87%	28,26%	0,43%	0,06%
Eutrophisation marine	kg éq, N N-lim	1,4E-06	9,35%	2,54%	2,09%	0,43%	0,87%	2,54%	54,88%	26,95%	0,29%	0,05%
Écotoxicité de l'eau douce	CTUe	4,3E+01	7,98%	2,19%	1,19%	0,36%	0,72%	2,60%	56,48%	28,33%	0,77%	-0,62%
Formation de particules	kg éq, PM _{2,5}	3,8E-09	11,34%	3,15%	2,04%	0,52%	1,04%	2,96%	65,07%	30,64%	0,51%	-17,25%
Formation d'oxydant photochimique	kg éq, NMVOC	7,0E-05	9,03%	2,47%	2,11%	0,41%	0,85%	2,58%	55,89%	26,31%	0,32%	0,02%
Toxicité humaine, substances cancérigènes	CTUh	1,7E-09	8,89%	2,63%	1,69%	0,43%	0,81%	2,42%	53,95%	28,97%	0,20%	0,01%
Toxicité humaine, substances non cancérigènes	CTUh	2,3E-09	9,00%	2,56%	1,62%	0,43%	0,82%	2,46%	53,83%	28,51%	0,70%	0,07%
Radiations ionisantes	Bq éq, C-14	3,2E-02	16,86%	4,36%	1,63%	0,68%	1,43%	2,12%	46,71%	25,46%	0,60%	0,15%
Appauvrissement de la couche d'ozone	kg éq, CFC-11	6,8E-10	9,62%	2,82%	1,64%	0,46%	0,84%	2,45%	53,65%	28,29%	0,13%	0,10%

⁴⁵ **Note** : « É.-U. autres » représente la moyenne de l'industrie (sur les gisements connus), attribuée aux gisements pour lesquels des informations spécifiques ne sont pas disponibles.

Tableau 7-3 : Résultats d'indicateurs environnementaux pour le transport routier d'1 tonne de marchandises sur 1 km à partir du gaz distribué au Québec, et contribution de chacun des gisements – méthode IMPACT World+.

Catégorie d'impact	Unité	Total	É.-U. Marcellus	É.-U. Barnett	É.-U. Haynesville	É.-U. Fayetteville	É.-U. Woodford	É.-U. Autres ⁴⁶	Alberta	Colombie- Britannique	Biogaz	GNR
			Contributions au total (valeurs arrondies, aucune contribution n'est strictement nulle)									
Changement climatique, court terme	kg éq, CO ₂	7,3E-02	10,14%	2,45%	3,07%	0,43%	1,05%	2,51%	53,72%	26,50%	0,13%	0,00%
Changement climatique, long terme	kg éq, CO ₂	6,9E-02	10,20%	2,39%	3,08%	0,43%	1,06%	2,51%	53,75%	26,42%	0,17%	0,01%
Occupation des terres	m ² de terre arable	5,0E-03	10,42%	2,36%	3,17%	0,43%	1,05%	2,52%	53,39%	26,09%	0,51%	0,05%
Transformation des terres	m ² de terre arable	1,9E-05	10,23%	2,44%	2,87%	0,43%	1,00%	2,53%	53,53%	26,48%	0,42%	0,07%
Utilisation d'énergie fossile	MJ	1,2E+00	10,44%	2,38%	3,14%	0,43%	1,05%	2,53%	53,58%	26,28%	0,15%	0,01%
Utilisation des ressources minérales	kg	1,8E-03	10,01%	2,48%	2,77%	0,43%	0,99%	2,47%	53,40%	26,98%	0,43%	0,04%
Rareté de l'eau	m ³ éq, mondial	1,1E-02	10,11%	2,64%	2,43%	0,45%	0,93%	2,48%	52,82%	27,75%	0,35%	0,04%
Acidification de l'eau douce	kg éq, SO ₂	1,0E-04	9,83%	2,33%	2,77%	0,41%	0,97%	2,57%	54,72%	25,85%	0,49%	0,06%
Acidification terrestre	kg éq, SO ₂	1,1E-04	9,85%	2,34%	2,78%	0,42%	0,97%	2,57%	54,65%	25,88%	0,49%	0,07%
Eutrophisation de l'eau douce	kg éq, PO ₄ P-lim	2,7E-05	9,25%	2,19%	2,40%	0,38%	0,91%	2,58%	54,96%	26,83%	0,46%	0,04%
Eutrophisation marine	kg éq, N N-lim	2,6E-06	10,01%	2,43%	2,77%	0,43%	0,98%	2,53%	53,99%	26,42%	0,40%	0,04%
Écotoxicité de l'eau douce	CTUe	1,1E+02	9,74%	2,30%	2,63%	0,41%	0,96%	2,55%	54,27%	26,71%	0,55%	-0,13%
Formation de particules	kg éq, PM _{2,5}	1,6E-08	10,56%	2,48%	2,99%	0,44%	1,05%	2,59%	55,23%	26,76%	0,49%	-2,58%
Formation d'oxydant photochimique	kg éq, NMVOC	2,0E-04	10,08%	2,38%	2,92%	0,42%	1,00%	2,54%	54,05%	26,13%	0,44%	0,03%
Toxicité humaine, substances cancérigènes	CTUh	2,9E-09	9,79%	2,47%	2,56%	0,43%	0,95%	2,48%	53,64%	27,29%	0,36%	0,03%
Toxicité humaine, substances non cancérigènes	CTUh	5,0E-09	9,96%	2,42%	2,67%	0,43%	0,98%	2,51%	53,56%	26,89%	0,54%	0,05%
Radiations ionisantes	Bq éq, C-14	2,2E-01	11,14%	2,57%	3,03%	0,46%	1,10%	2,48%	52,68%	26,00%	0,50%	0,05%
Appauvrissement de la couche d'ozone	kg éq, CFC-11	5,0E-09	10,36%	2,40%	3,05%	0,43%	1,04%	2,52%	53,42%	26,28%	0,46%	0,04%

⁴⁶ **Note** : « É.-U. autres » représente la moyenne de l'industrie (sur les gisements connus), attribuée aux gisements pour lesquels des informations spécifiques ne sont pas disponibles.

Tableau 7-4 : Résultats d'indicateurs environnementaux pour générer 1 MJ d'énergie finale pour un navire, à partir du gaz naturel distribué au Québec, et contribution de chacun des gisements – méthode IMPACT World+.

Catégorie d'impact	Unité	Total	É.-U. Marcellus	É.-U. Barnett	É.-U. Haynesville	É.-U. Fayetteville	É.-U. Woodford	É.-U. Autres ⁴⁷	Alberta	Colombie- Britannique	Biogaz	GNR
			Contributions au total (valeurs arrondies, aucune contribution n'est strictement nulle)									
Changement climatique, court terme	kg éq, CO ₂	2,2E-01	10,07%	2,46%	3,04%	0,44%	1,05%	2,51%	53,76%	26,53%	0,15%	0,00%
Changement climatique, long terme	kg éq, CO ₂	2,0E-01	10,14%	2,40%	3,05%	0,43%	1,06%	2,50%	53,80%	26,44%	0,18%	0,01%
Occupation des terres	m ² de terre arable	1,3E-03	9,71%	2,35%	2,66%	0,42%	0,95%	2,38%	55,64%	25,13%	0,60%	0,17%
Transformation des terres	m ² de terre arable	2,2E-05	10,19%	2,71%	2,32%	0,47%	0,93%	2,63%	52,04%	28,33%	0,26%	0,14%
Utilisation d'énergie fossile	MJ	3,7E+00	10,44%	2,39%	3,12%	0,43%	1,05%	2,53%	53,63%	26,31%	0,09%	0,01%
Utilisation des ressources minérales	kg	2,2E-03	9,17%	2,69%	1,97%	0,44%	0,86%	2,36%	53,65%	28,44%	0,36%	0,06%
Rareté de l'eau	m ³ éq, mondial	2,7E-02	9,89%	2,74%	2,09%	0,46%	0,88%	2,44%	52,93%	28,23%	0,29%	0,04%
Acidification de l'eau douce	kg éq, SO ₂	3,8E-04	9,85%	2,33%	2,80%	0,41%	0,98%	2,56%	54,69%	25,83%	0,50%	0,06%
Acidification terrestre	kg éq, SO ₂	4,2E-04	9,88%	2,33%	2,81%	0,42%	0,98%	2,56%	54,62%	25,85%	0,49%	0,06%
Eutrophisation de l'eau douce	kg éq, PO ₄ P-lim	1,1E-04	9,43%	2,21%	2,53%	0,39%	0,93%	2,57%	54,74%	26,68%	0,47%	0,04%
Eutrophisation marine	kg éq, N N-lim	1,1E-05	10,08%	2,41%	2,85%	0,43%	0,99%	2,53%	53,94%	26,31%	0,43%	0,04%
Écotoxicité de l'eau douce	CTUe	4,8E+02	9,88%	2,31%	2,74%	0,41%	0,98%	2,54%	54,13%	26,55%	0,54%	-0,09%
Formation de particules	kg éq, PM _{2,5}	4,0E-08	10,57%	2,52%	2,89%	0,45%	1,04%	2,61%	56,13%	26,96%	0,49%	-3,66%
Formation d'oxydant photochimique	kg éq, NMVOC	5,5E-04	9,97%	2,39%	2,84%	0,42%	0,99%	2,54%	54,28%	26,11%	0,44%	0,03%
Toxicité humaine, substances cancérogènes	CTUh	6,9E-09	9,48%	2,52%	2,26%	0,43%	0,90%	2,46%	53,76%	27,84%	0,32%	0,02%
Toxicité humaine, substances non cancérogènes	CTUh	1,2E-08	9,74%	2,45%	2,44%	0,43%	0,94%	2,49%	53,67%	27,21%	0,57%	0,05%
Radiations ionisantes	Bq éq, C-14	9,6E-01	10,98%	2,52%	3,06%	0,45%	1,09%	2,49%	52,87%	25,99%	0,50%	0,05%
Appauvrissement de la couche d'ozone	kg éq, CFC-11	4,6E-09	10,11%	2,52%	2,61%	0,44%	0,97%	2,49%	53,69%	26,82%	0,30%	0,05%

⁴⁷ **Note** : « É.-U. autres » représente la moyenne de l'industrie (sur les gisements connus), attribuée aux gisements pour lesquels des informations spécifiques ne sont pas disponibles.

Bien que le profil environnemental du gaz naturel varie selon le gisement d'origine (voir analyses de contributions subséquentes), il est surtout corrélé au mix gazier distribué par Énergir. Ainsi, le gaz issu des gisements de Fayetteville et de Woodford a une faible contribution puisqu'ils ne représentent que 0,4% et 1%, respectivement, du mix gazier, alors que le gaz albertain, représentant près de 54% du mix gazier, a une contribution de plus de 50% pour toutes les catégories d'impacts et pour chacune des utilisations.

En ce qui concerne la catégorie *Changement climatique, court terme* (calculé avec le PRG100), les résultats obtenus sont respectivement :

- **0,075 kg éq. CO₂ / MJ de chaleur générée au Québec**
- **0,073 kg éq. CO₂ / tkm transportée au Québec**
- **0,22 kg éq. CO₂ / MJ d'énergie finale utilisée par un navire au Québec.**

Les analyses de contributions qui suivent permettent d'en apprendre davantage sur les causes des émissions associées à chacune des étapes du cycle de vie.

7.2 Analyse de contribution des systèmes de gaz naturel fossile

La Figure 7-1 présente les émissions de gaz à effet de serre générées pour fournir 1 MJ de chaleur à partir du gaz naturel fossile provenant des gisements identifiés précédemment. Les émissions sont présentées pour les différentes étapes du cycle de vie (voir légende) et les contributions de plus de 5% sont précisées.

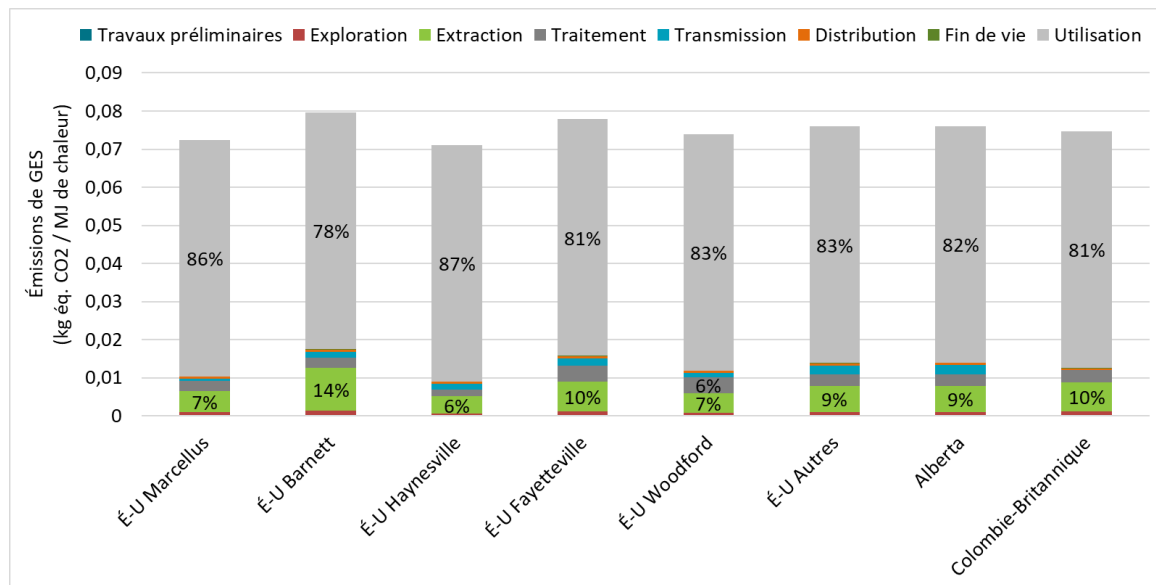


Figure 7-1 : Émissions de GES provenant de la génération de 1 MJ de chaleur pour les systèmes de gaz naturel fossile – méthode IMPACT World+, indicateur de changements climatiques à court terme.

Les émissions de gaz à effet de serre se situent entre 0,071 et 0,081 kg éq. CO₂/MJ de chaleur générée. Pour tous les gisements, l'étape la plus contributrice est l'utilisation, représentant 77% à 87% des émissions totales du fait de la combustion du gaz naturel. Cette étape d'utilisation est identique pour tous les scénarios. Les différences observées entre les systèmes viennent donc des

étapes d'approvisionnement du gaz naturel fossile, notamment de son extraction, à l'origine de 5% à 15% des émissions de gaz à effet de serre.

En ce qui concerne les autres catégories d'impacts de la méthode IMPACT World+, le Tableau 7-5 présente les résultats d'indicateurs pour la génération de chaleur pour les systèmes de gaz naturel fossile. Pour chaque catégorie (donc chaque ligne du tableau), les résultats sont normalisés par rapport au résultat le plus élevé (fixé à 100%).

Tableau 7-5 : Résultats normalisés d'indicateurs environnementaux pour la génération de chaleur par les systèmes de gaz naturel fossile – méthode IMPACT World+.

Catégorie d'impact	É.-U. Marcellus	É.-U. Barnett	É.-U. Haynesville	É.-U. Fayetteville	É.-U. Woodford	É.-U. autres	Alberta	Colombie- Britannique
Changement climatique, court terme	91%	100%	89%	97%	94%	94%	95%	97%
Changement climatique, long terme	95%	100%	93%	99%	98%	97%	98%	99%
Occupation des terres	79%	100%	49%	91%	69%	83%	85%	89%
Transformation des terres	76%	100%	43%	91%	64%	85%	86%	91%
Utilisation d'énergie fossile	98%	100%	95%	99%	97%	98%	98%	99%
Utilisation des ressources minérales	75%	100%	50%	90%	69%	80%	86%	95%
Rareté de l'eau	78%	100%	48%	91%	66%	80%	81%	92%
Acidification de l'eau douce	74%	90%	50%	82%	67%	98%	100%	90%
Acidification terrestre	75%	91%	51%	84%	68%	98%	100%	90%
Eutrophisation de l'eau douce	62%	74%	26%	65%	54%	98%	100%	100%
Eutrophisation marine	83%	100%	60%	93%	76%	93%	95%	96%
Écotoxicité de l'eau douce	70%	86%	34%	77%	63%	95%	97%	100%
Formation de particules	81%	100%	48%	90%	73%	87%	91%	88%
Formation d'oxydant photochimique	82%	100%	63%	92%	76%	97%	99%	96%
Toxicité humaine, substances cancérigènes	76%	100%	47%	90%	69%	86%	90%	99%
Toxicité humaine, substances non cancérigènes	79%	100%	46%	91%	71%	89%	92%	100%
Radiations ionisantes	87%	100%	27%	86%	73%	45%	47%	53%
Appauvrissement de la couche d'ozone	77%	100%	43%	89%	66%	81%	84%	90%

Note : Le code de couleur identifie le résultat relatif (en fonction des alternatives évaluées) minimal et maximal.

Note : « É.-U. autres » représente la moyenne de l'industrie (sur les gisements connus), attribuée aux gisements pour lesquels des informations spécifiques ne sont pas disponibles.

La Figure 7-2 présente les émissions de gaz à effet de serre générées pour produire l'énergie nécessaire afin de transporter 1 tonne de marchandises sur 1 km à partir du gaz naturel fossile provenant des gisements étudiés. Les émissions sont présentées pour les différentes étapes du cycle de vie (voir légende) et les contributions de plus de 5% sont précisées.

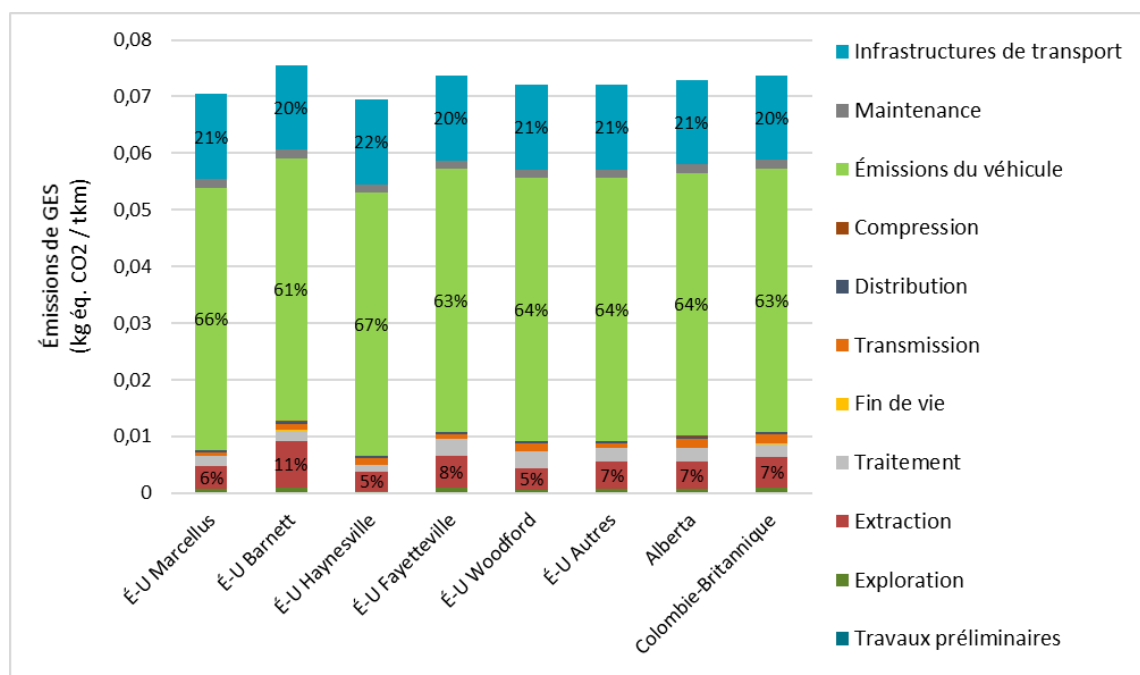


Figure 7-2 : Émissions de GES pour la génération d'énergie permettant le transport de 1 tonne de marchandises par camion lourd sur 1 km pour les systèmes de gaz naturel fossile – méthode IMPACT World+, indicateur de changement climatique à court terme

Transporter 1 tonne de marchandises sur un kilomètre génère de 0,069 à 0,076 kg éq. CO₂ selon le système de gaz naturel fossile évalué. Les étapes d'utilisation (émissions du véhicule) et les infrastructures de transport sont identiques pour tous les systèmes. Les gisements se distinguent donc uniquement par les étapes d'approvisionnement du gaz naturel.

Le Tableau 7-6 présente les résultats d'indicateurs pour toutes les catégories d'impacts. Pour chaque catégorie, les résultats sont normalisés par rapport au résultat le plus élevé (fixé à 100%).

Tableau 7-6 : Résultats d'indicateurs environnementaux du transport de 1 tonne de marchandises sur 1 km pour les systèmes de gaz naturel fossile – méthode IMPACT World+

Catégorie d'impact	É.-U. Marcellus	É.-U. Barnett	É.-U. Haynesville	É.-U. Fayetteville	É.-U. Woodford	É.-U. autres	Alberta	Colombie- Britannique
Changement climatique, court terme	93%	100%	92%	97%	95%	95%	97%	98%
Changement climatique, long terme	96%	100%	94%	99%	98%	98%	99%	100%
Occupation des terres	99%	100%	99%	100%	99%	100%	100%	100%
Transformation des terres	94%	100%	86%	98%	91%	96%	97%	98%
Utilisation d'énergie fossile	99%	100%	97%	99%	98%	99%	99%	99%
Utilisation des ressources minérales	91%	100%	82%	96%	89%	93%	95%	98%
Rareté de l'eau	86%	100%	68%	94%	79%	87%	88%	95%
Acidification de l'eau douce	92%	97%	85%	95%	90%	99%	100%	97%
Acidification terrestre	92%	97%	85%	95%	90%	99%	100%	97%
Eutrophisation de l'eau douce	86%	90%	73%	87%	83%	99%	100%	100%
Eutrophisation marine	93%	100%	84%	97%	90%	97%	98%	98%
Écotoxicité de l'eau douce	91%	96%	80%	93%	89%	98%	99%	100%
Formation de particules	96%	100%	88%	98%	94%	97%	98%	97%
Formation d'oxydant photochimique	95%	100%	90%	98%	94%	99%	100%	99%
Toxicité humaine, substances cancérigènes	89%	100%	76%	95%	86%	94%	96%	100%
Toxicité humaine, substances non cancérigènes	92%	100%	81%	97%	90%	96%	97%	100%
Radiations ionisantes	98%	100%	87%	97%	95%	90%	90%	91%
Appauvrissement de la couche d'ozone	97%	100%	93%	99%	96%	98%	98%	99%

Note : Le code de couleur identifie le résultat relatif (uniquement en fonction des alternatives évaluées au tableau précédent) minimal et maximal.

Note : « É.-U. autres » représente la moyenne de l'industrie (sur les gisements connus), attribuée aux gisements pour lesquels des informations spécifiques ne sont pas disponibles.

La Figure 7-3 présente les émissions de gaz à effet de serre générées pour la mise à disposition de 1 MJ d'énergie finale pour un navire⁴⁸ à partir du gaz naturel fossile. Les émissions sont présentées par gisement et pour les différentes étapes du cycle de vie (voir légende). Comparativement aux deux premières utilisations du gaz naturel étudiées, le cas du transport maritime requiert une étape supplémentaire de liquéfaction. Les contributions de plus de 5% sont également précisées.

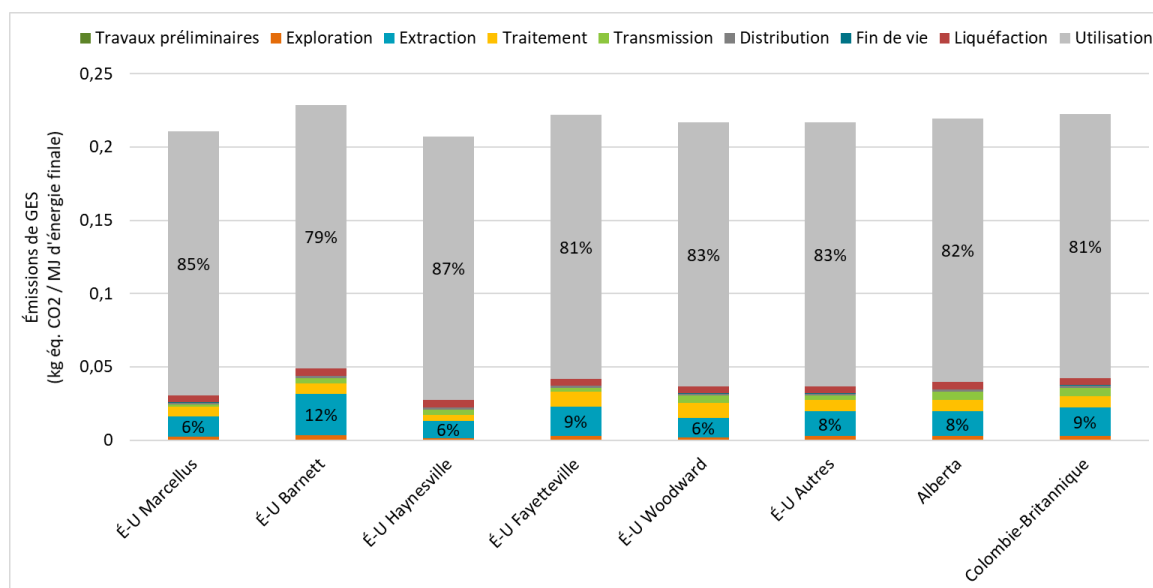


Figure 7-3 : Émissions de GES provenant de la génération de 1 MJ d'énergie finale pour un navire pour les systèmes de gaz naturel fossile – méthode IMPACT World+, indicateur de changement climatique à court terme.

La génération d'un mégajoule d'énergie finale pour le transport maritime génère des émissions de gaz à effet de serre comprises entre 0,21 et 0,23 kg éq. CO₂ selon le gisement exploité.

L'étape la plus contributrice est celle d'utilisation qui représente 77% à 84% des émissions selon le gisement d'où provient le gaz naturel. Le second contributeur est l'étape d'extraction dont la contribution varie entre 3,8% et 11%, à l'exception du cas du gisement d'Uinta pour lequel il s'agit de l'étape de liquéfaction. Pour tous les gisements étudiés, la liquéfaction représente environ 5% des émissions de gaz à effet de serre.

Les résultats d'indicateurs pour les autres catégories d'impacts de la méthode IMPACT World+ sont présentés au Tableau 7-7.

⁴⁸ On parle ici d'énergie mécanique à l'hélice.

Tableau 7-7 : Résultats d'indicateurs environnementaux pour la génération d'énergie finale pour le transport maritime pour les systèmes de gaz naturel fossile – méthode IMPACT World+

Catégorie d'impact	É.-U. Marcellus	É.-U. Barnett	É.-U. Haynesville	É.-U. Fayetteville	É.-U. Woodford	É.-U. autres	Alberta	Colombie- Britannique
Changement climatique, court terme	92%	100%	91%	97%	95%	95%	96%	97%
Changement climatique, long terme	95%	100%	93%	99%	98%	97%	99%	99%
Occupation des terres	89%	96%	80%	93%	86%	91%	100%	93%
Transformation des terres	85%	100%	63%	94%	76%	90%	84%	94%
Utilisation d'énergie fossile	98%	100%	96%	99%	98%	99%	99%	99%
Utilisation des ressources minérales	77%	100%	54%	91%	71%	82%	88%	95%
Rareté de l'eau	81%	100%	56%	92%	71%	83%	85%	93%
Acidification de l'eau douce	92%	97%	85%	95%	90%	99%	100%	97%
Acidification terrestre	93%	97%	86%	95%	91%	99%	100%	97%
Eutrophisation de l'eau douce	88%	92%	77%	89%	86%	99%	100%	100%
Eutrophisation marine	94%	100%	87%	98%	92%	98%	99%	99%
Écotoxicité de l'eau douce	93%	97%	84%	95%	91%	99%	99%	100%
Formation de particules	94%	100%	84%	97%	92%	96%	98%	96%
Formation d'oxydant photochimique	94%	100%	87%	97%	92%	99%	100%	99%
Toxicité humaine, substances cancérigènes	85%	100%	66%	93%	80%	91%	94%	100%
Toxicité humaine, substances non cancérigènes	89%	100%	73%	96%	86%	95%	96%	100%
Radiations ionisantes	98%	100%	89%	98%	96%	92%	92%	93%
Appauvrissement de la couche d'ozone	90%	100%	76%	96%	86%	92%	94%	96%

Note : Le code de couleur identifie le résultat relatif (uniquement en fonction des alternatives évaluées au tableau précédent) minimal et maximal.

Note : « É.-U. autres » représente la moyenne de l'industrie (sur les gisements connus), attribuée aux gisements pour lesquels des informations spécifiques ne sont pas disponibles.

Pour tous les systèmes à l'étude, les tendances générales sont les mêmes :

- La phase d'utilisation s'avère être le principal contributeur (79% à 87%) aux émissions de GES;
- Les infrastructures apparaissent comme un contributeur important pour le transport routier de marchandises et le transport maritime mais pas pour la génération de chaleur;
- La phase d'utilisation et les infrastructures étant communs pour tous les gisements, les systèmes de gaz naturel fossile ne se distinguent donc uniquement que par leur approvisionnement.
- Rappel : Les systèmes d'approvisionnement du gaz naturel fossile se distinguent par leur :
 - Niveau de production de gaz naturel à un puits ;
 - Niveau d'émissions fugitives sur le site et lors de la transmission vers le Québec ;
 - Composition du gaz naturel au puits nécessitant un processus de traitement plus ou moins intense.

Ainsi, le gisement d'Haynesville est celui dont la production est la plus élevée (110 Mm³/puits) et donc celui obtenant les plus faibles résultats d'indicateurs pour plusieurs catégories d'impacts. À l'inverse, les gisements de Barnett, de Fayetteville, d'Alberta et de Colombie-Britannique présentent les plus faibles volumes de production (45 à 50 Mm³/puits) et sont ceux qui obtiennent de façon récurrente les résultats les plus élevés.

Le gisement de Barnett présente des émissions fugitives plus importantes que les bassins de Fayetteville, d'Alberta et de Colombie-Britannique et, par conséquent, présente des résultats plus élevés que les trois autres pour les catégories d'impact *Changement climatique court et long terme*.

Le résultat pour la catégorie *Radiations ionisantes* dépend fortement de la part de nucléaire dans le bouquet électrique du lieu étudié. Ainsi, l'Alberta et la Colombie-Britannique dont les bouquets électriques sont dominés respectivement par le gaz naturel et l'hydroélectricité obtiennent des résultats représentant de l'ordre de 50% de ceux pour le gisement induisant le plus de radiations (Barnett).

7.3 Analyse de contribution des systèmes de biogaz et de gaz naturel renouvelable

La Figure 7-4 présente les émissions de GES générés et évités (crédits) pour la génération de 1 MJ de chaleur à partir de biogaz et de GNR. Les émissions générées sont présentées pour les différentes étapes du cycle de vie (voir légende). Le résultat net, c'est-à-dire la somme des émissions générées de laquelle on soustrait les crédits, est représenté par un cercle noir.

Note : Un résultat net négatif signifie que les émissions évitées sont plus importantes que celles générées.

Note : L'approche cycle de vie considère un crédit pour les émissions évitées (et ce sans égard au lieu où elles se seraient produites), mais ne l'attribue aucunement à un acteur de la chaîne d'approvisionnement dans un contexte règlementaire de comptabilisation des GES.

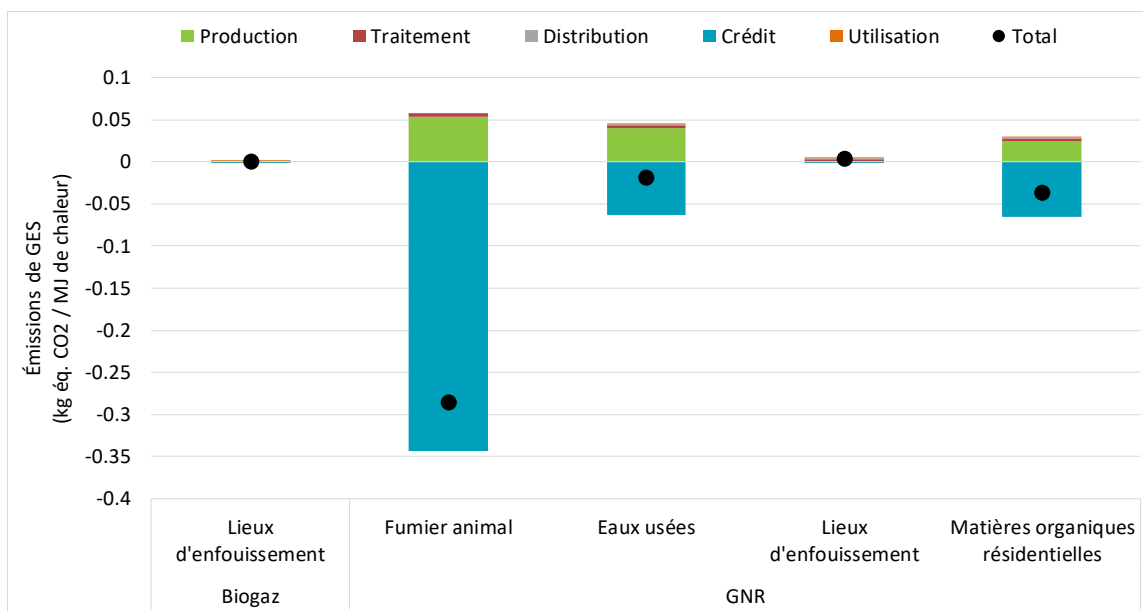


Figure 7-4 : Émissions de GES provenant de la génération de chaleur pour les systèmes de biogaz et de gaz naturel renouvelable – méthode IMPACT World+, indicateur de changement climatique à court terme

Dans tous les cas, le crédit considéré est tel que le résultat net est négatif et varie, selon le type de gaz naturel renouvelable, entre -0,29 et +0.0042 kg éq. CO₂/MJ de chaleur générée. Le principal contributeur aux émissions générées est l'étape de production du GNR, représentant 2% à 93% des émissions. Le second contributeur est l'étape de traitement (6-78%). À elles deux, ces étapes représentent de 79 à 98% des émissions.

Le Tableau 7-8 compare les impacts générés pour les catégories d'impacts de la méthode IMPACT World+ et ne considère pas les crédits. Pour chaque catégorie, les résultats sont normalisés par rapport au résultat le plus élevé (fixé à 100%). Le Tableau 7-9 compare ensuite l'impact des crédits considérés sur les catégories d'impacts de la méthode IMPACT World+. Les résultats sont normalisés par rapport aux mêmes valeurs qu'au Tableau 7-8.

Tableau 7-8 : Résultats normalisés d'indicateurs environnementaux pour la génération de chaleur par les systèmes de gaz naturel renouvelable (crédits exclus) – méthode IMPACT World+.

Catégorie d'impact	Biogaz	Gaz naturel renouvelable			
	Lieux d'enfouissement	Fumier animal	Eaux usées	Lieux d'enfouissement	Matières organiques résidentielles
Changement climatique, court terme	3%	100%	77%	8%	50%
Changement climatique, long terme	2%	100%	78%	27%	41%
Occupation des terres	1%	55%	100%	10%	49%
Transformation des terres	1%	12%	92%	4%	100%
Utilisation d'énergie fossile	2%	18%	100%	8%	19%
Utilisation des ressources minérales	6%	55%	90%	38%	100%
Rareté de l'eau	18%	82%	100%	42%	96%
Acidification de l'eau douce	7%	28%	100%	26%	29%
Acidification terrestre	6%	46%	100%	22%	51%
Eutrophisation de l'eau douce	3%	56%	100%	44%	56%
Eutrophisation marine	15%	86%	100%	22%	94%
Écotoxicité de l'eau douce	3%	64%	100%	49%	73%
Formation de particules	4%	44%	100%	18%	48%
Formation d'oxydant photochimique	26%	53%	100%	41%	57%
Toxicité humaine, substances cancérigènes	9%	63%	100%	40%	86%
Toxicité humaine, substances non cancérigènes	4%	100%	88%	51%	95%
Radiations ionisantes	3%	44%	100%	22%	44%
Appauvrissement de la couche d'ozone	1%	17%	100%	4%	12%

Note : Le code de couleur identifie le résultat relatif (en fonction des alternatives évaluées) minimal et maximal.

Tableau 7-9 : Crédits considérés pour la génération de chaleur par les systèmes de gaz naturel renouvelable – méthode IMPACT World+. Pour chaque indicateur, les résultats sont normalisés par rapport au résultat le plus élevé hors crédit (voir Tableau 7-8).

Catégorie d'impact	Biogaz	Gaz naturel renouvelable			
	Lieux d'enfouissement	Fumier animal	Eaux usées	Lieux d'enfouissement	Matières organiques résidentielles
Changement climatique, court terme	0%	-595%	-109%	0%	-112%
Changement climatique, long terme	0%	-265%	-104%	0%	-51%
Occupation des terres	0%	0%	-10%	0%	-5%
Transformation des terres	0%	0%	-9%	0%	-4%
Utilisation d'énergie fossile	0%	0%	-19%	0%	-3%
Utilisation des ressources minérales	0%	0%	-19%	0%	-1%
Rareté de l'eau	0%	0%	-6%	0%	-2%
Acidification de l'eau douce	0%	0%	0%	0%	0%
Acidification terrestre	0%	0%	0%	0%	0%
Eutrophisation de l'eau douce	0%	0%	-1%	0%	0%
Eutrophisation	0%	0%	-88%	0%	-2%
Écotoxicité de l'eau douce	0%	0%	-1167%	0%	-1%
Formation de particules	0%	0%	-13974%	0%	-1467%
Formation d'oxydant photochimique	0%	-92%	-82%	0%	-21%
Toxicité humaine, substances cancérigènes	0%	0%	-119%	0%	-2%
Toxicité humaine, substances non cancérigènes	0%	0%	-44%	0%	-1%
Radiations ionisantes	0%	0%	-10%	0%	-3%
Appauvrissement de la couche d'ozone	0%	0%	-27%	0%	-3%

Note : Pour chaque catégorie d'impact, la valeur de normalisation est la même qu'au Tableau 7-8.

Note : Une valeur négative est présentée en vert.

Les résultats des tableaux précédents mettent en évidence que le biogaz et le gaz naturel renouvelable produits à partir des lieux d'enfouissement sont ceux obtenant les résultats d'indicateurs les plus proches de 0% sur l'ensemble des catégories d'impact (voir Tableau 7-8). Les émissions évitées pour le GNR produit à partir du fumier animal (voir Tableau 7-9) expliquent que ce dernier soit minimal pour les catégories d'impact *Changement climatique*. Les crédits attribuables au GNR à partir des eaux usées et des matières organiques résidentielles leurs permettent d'obtenir les résultats d'indicateurs les plus faibles pour de nombreuses catégories d'impact.

La Figure 7-5 présente les émissions de GES générées et évitées (crédits) pour fournir l'énergie nécessaire afin de transporter 1 tonne de marchandise sur 1 km à partir du GNR provenant des quatre sources envisagées. Les émissions générées sont présentées pour les différentes étapes du cycle de vie (voir légende). Le résultat net, c'est-à-dire la somme des émissions générées moins les crédits, est représenté par un cercle noir.

Note : Un résultat net négatif signifie que les émissions évitées (crédits) sont plus importantes que celles générées.

Note : L'approche cycle de vie considère un crédit pour les émissions évitées (et ce sans égard au lieu où elles se seraient produites), mais ne l'attribue aucunement à un acteur de la chaîne d'approvisionnement dans un contexte règlementaire de comptabilisation des GES.

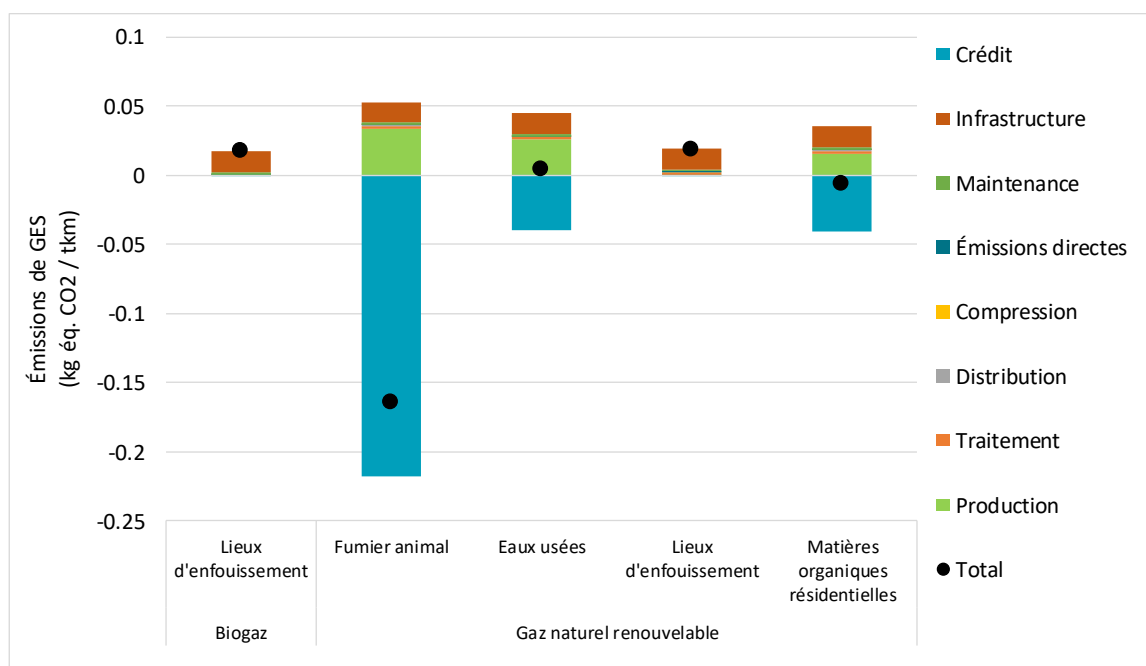


Figure 7-5 : Émissions de GES pour la génération d'énergie permettant le transport d'une tonne de marchandises par camion lourd sur 1 km pour les systèmes de gaz naturel renouvelable – méthode IMPACT World+, indicateur de changement climatique à court terme

Le résultat net, pour les quatre types de gaz naturel renouvelable étudié, varie entre -0,16 et +0,019 kg éq. CO₂/tkm parcourue. Les émissions générées comptabilisées sont dues aux étapes de production du GNR et aux infrastructures de transport. La première est responsable de 0,2% à 64% des émissions et la seconde de 28% à 77%. À elles deux, ces étapes représentent entre 77 et 92% des émissions. Le reste des émissions est principalement dû à l'étape d'utilisation, représentant environ 0,5% à 1,4% des émissions, la maintenance sur les véhicules de transport (2,8-7,4%) et le traitement du biogaz provenant des lieux d'enfouissement (environ 11%).

Le Tableau 7-10 présente les résultats d'indicateurs pour les autres catégories d'impacts de la méthode IMPACT World+. Pour chaque catégorie, les résultats sont normalisés par rapport au résultat le plus élevé (fixé à 100%).

Le Tableau 7-11 compare ensuite l'impact des crédits considérés sur les catégories d'impacts de la méthode IMPACT World+. Les résultats sont normalisés par rapport aux mêmes valeurs qu'au Tableau 7-10.

Tableau 7-10 : Résultats d'indicateurs environnementaux du transport de 1 tonne de marchandises sur 1 km pour les systèmes de gaz naturel renouvelable (sans les émissions évitées)– méthode IMPACT World+

Catégorie d'impact	Biogaz	Gaz naturel renouvelable			
	Lieux d'enfouissement	Fumier animal	Eaux usées	Lieux d'enfouissement	Matières organiques résidentielles
Changement climatique, court terme	33%	100%	84%	36%	66%
Changement climatique, long terme	39%	100%	86%	54%	63%
Occupation des terres	71%	87%	100%	74%	85%
Transformation des terres	42%	49%	95%	44%	100%
Utilisation d'énergie fossile	63%	69%	100%	66%	70%
Utilisation des ressources minérales	60%	81%	96%	74%	100%
Rareté de l'eau	47%	88%	100%	62%	97%
Acidification de l'eau douce	44%	56%	100%	55%	57%
Acidification terrestre	39%	65%	100%	49%	68%
Eutrophisation de l'eau douce	54%	79%	100%	73%	79%
Eutrophisation	49%	92%	100%	54%	97%
Écotoxicité de l'eau douce	49%	81%	100%	74%	86%
Formation de particules	51%	71%	100%	58%	74%
Formation d'oxydant photochimique	76%	84%	100%	81%	86%
Toxicité humaine, substances cancérigènes	65%	86%	100%	77%	95%
Toxicité humaine, substances non cancérigènes	48%	100%	94%	73%	97%
Radiations ionisantes	64%	79%	100%	71%	79%
Appauvrissement de la couche d'ozone	63%	69%	100%	64%	67%

Note : Le code de couleur identifie le résultat relatif (uniquement en fonction des alternatives évaluées au tableau précédent) minimal et maximal.

Tableau 7-11 : Crédits considérés pour le transport de 1 tonne de marchandise sur 1 km pour les systèmes de gaz naturel renouvelable, normalisés par rapport aux impacts du scénario en générant le plus – méthode IMPACT World+

Catégorie d'impact	Biogaz	Gaz naturel renouvelable			
	Lieux d'enfouissement	Fumier animal	Eaux usées	Lieux d'enfouissement	Matières organiques résidentielles
Changement climatique, court terme	0%	-409%	-75%	0%	-77%
Changement climatique, long terme	0%	-166%	-66%	0%	-32%
Occupation des terres	0%	0%	-3%	0%	-1%
Transformation des terres	0%	0%	-5%	0%	-3%
Utilisation d'énergie fossile	0%	0%	-7%	0%	-1%
Utilisation des ressources minérales	0%	0%	-8%	0%	0%
Rareté de l'eau	0%	0%	-4%	0%	-1%
Acidification de l'eau douce	0%	0%	0%	0%	0%
Acidification terrestre	0%	0%	0%	0%	0%
Eutrophisation de l'eau douce	0%	0%	-1%	0%	0%
Eutrophisation	0%	0%	-53%	0%	-1%
Écotoxicité de l'eau douce	0%	0%	-608%	0%	-1%
Formation de particules	0%	0%	-7119%	0%	-747%
Formation d'oxydant photochimique	0%	-30%	-27%	0%	-7%
Toxicité humaine, substances cancérigènes	0%	0%	-46%	0%	-1%
Toxicité humaine, substances non cancérigènes	0%	0%	-24%	0%	-1%
Radiations ionisantes	0%	0%	-4%	0%	-1%
Appauvrissement de la couche d'ozone	0%	0%	-10%	0%	-1%

Note : Pour chaque catégorie d'impact, la valeur de normalisation est la même qu'au Tableau 7-10.

Note : Une valeur négative est présentée en vert.

Enfin, la troisième et dernière utilisation du gaz naturel étudiée est l'usage comme carburant pour le transport maritime.

La Figure 7-6 présente les émissions de gaz à effet de serre générées et évitées (crédits) pour fournir 1 MJ d'énergie finale à un navire à partir du biogaz et du GNR provenant des quatre sources envisagées. Les émissions générées sont présentées pour les différentes étapes du cycle de vie (voir légende). Comparativement aux deux premières utilisations du GNR étudiées, le cas du transport maritime requiert une étape supplémentaire de liquéfaction, illustrée sur la Figure 7-6. Le résultat net, c.-à-d. la somme des émissions générées moins les crédits, est représenté par un cercle noir.

Note : Un résultat net négatif signifie que les émissions évitées (crédits) sont plus importantes que celles générées.

Note : L'approche cycle de vie considère un crédit pour les émissions évitées (et ce sans égard au lieu où elles se seraient produites), mais ne l'attribue aucunement à un acteur de la chaîne d'approvisionnement dans un contexte réglementaire de comptabilisation des GES.

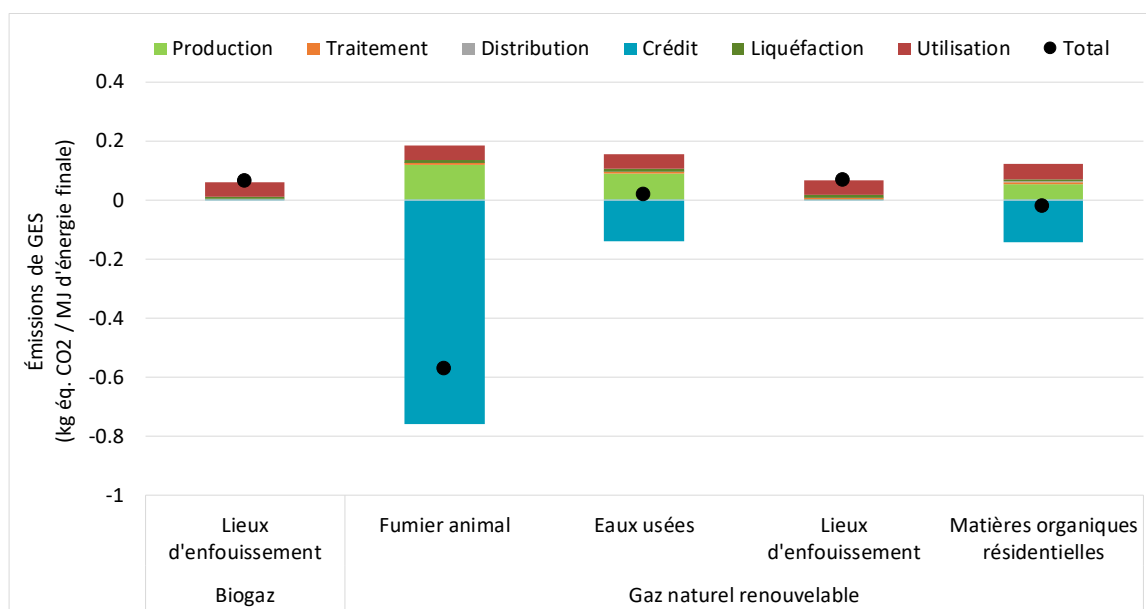


Figure 7-6 : Émissions de GES provenant de la génération de 1 MJ d'énergie finale pour un navire pour les systèmes de biogaz et de gaz naturel renouvelable – méthode IMPACT World+, indicateur de changement climatique à court terme

Le résultat d'émissions net pour la génération de 1 MJ d'énergie finale pour un navire varie entre -0,57 et +0,067 kg éq. CO₂ / MJ d'énergie finale selon le système de GNR ou de biogaz. L'étape d'utilisation génère plus d'émissions (0,05 kg éq. CO₂/MJ d'énergie finale) que pour les deux premières utilisations étudiées. Cette étape d'utilisation est dominée par les infrastructures portuaires et le navire lui-même (qui représentent plus de 97% des émissions de l'utilisation).

Le Tableau 7-12 présente les résultats d'indicateurs pour les autres catégories de la méthode IMPACT World+. Pour chaque catégorie, les résultats sont normalisés par rapport au résultat le plus élevé (fixé à 100%).

Le Tableau 7-13 compare ensuite l'impact des crédits considérés sur les catégories d'impacts de la méthode IMPACT World+. Les résultats sont normalisés par rapport aux mêmes valeurs qu'au Tableau 7-12.

Tableau 7-12 : Impacts environnementaux générés pour fournir 1 MJ d'énergie finale à un navire pour les systèmes de gaz naturel renouvelable (sans les émissions évitées) – méthode IMPACT World+

Catégorie d'impact	Biogaz	Gaz naturel renouvelable			
	Lieux d'enfouissement	Fumier animal	Eaux usées	Lieux d'enfouissement	Matières organiques résidentielles
Changement climatique, court terme	33%	100%	84%	36%	65%
Changement climatique, long terme	36%	100%	86%	52%	61%
Occupation des terres	13%	60%	100%	20%	54%
Transformation des terres	11%	21%	93%	14%	100%
Utilisation d'énergie fossile	45%	54%	100%	49%	54%
Utilisation des ressources minérales	17%	61%	91%	46%	100%
Rareté de l'eau	29%	85%	100%	49%	96%
Acidification de l'eau douce	46%	58%	100%	57%	59%
Acidification terrestre	42%	67%	100%	52%	70%
Eutrophisation de l'eau douce	60%	82%	100%	77%	82%
Eutrophisation	57%	93%	100%	60%	97%
Écotoxicité de l'eau douce	57%	84%	100%	78%	88%
Formation de particules	41%	65%	100%	50%	68%
Formation d'oxydant photochimique	71%	81%	100%	77%	83%
Toxicité humaine, substances cancérigènes	50%	80%	100%	67%	92%
Toxicité humaine, substances non cancérigènes	35%	100%	92%	67%	96%
Radiations ionisantes	70%	83%	100%	76%	83%
Appauvrissement de la couche d'ozone	21%	34%	100%	24%	30%

Note : Le code de couleur identifie le résultat relatif (uniquement en fonction des alternatives évaluées au tableau précédent) minimal et maximal.

Tableau 7-13 : Crédits considérés pour fournir 1 MJ d'énergie finale à un navire pour les systèmes de gaz naturel renouvelable, normalisés par rapport aux impacts du scénario en générant le plus (avec émissions évitées) – méthode IMPACT World+

Catégorie d'impact	Biogaz	Gaz naturel renouvelable			
	Lieux d'enfouissement	Fumier animal	Eaux usées	Lieux d'enfouissement	Matières organiques résidentielles
Changement climatique, court terme	0%	-410%	-75%	0%	-77%
Changement climatique, long terme	0%	-173%	-68%	0%	-33%
Occupation des terres	0%	0%	-9%	0%	-4%
Transformation des terres	0%	0%	-8%	0%	-4%
Utilisation d'énergie fossile	0%	0%	-11%	0%	-2%
Utilisation des ressources minérales	0%	0%	-17%	0%	-1%
Rareté de l'eau	0%	0%	-6%	0%	-2%
Acidification de l'eau douce	0%	0%	0%	0%	0%
Acidification terrestre	0%	0%	0%	0%	0%
Eutrophisation de l'eau douce	0%	0%	0%	0%	0%
Eutrophisation	0%	0%	-45%	0%	-1%
Écotoxicité de l'eau douce	0%	0%	-516%	0%	0%
Formation de particules	0%	0%	-8580%	0%	-901%
Formation d'oxydant photochimique	0%	-36%	-33%	0%	-8%
Toxicité humaine, substances cancérigènes	0%	0%	-65%	0%	-1%
Toxicité humaine, substances non cancérigènes	0%	0%	-30%	0%	-1%
Radiations ionisantes	0%	0%	-3%	0%	-1%
Appauvrissement de la couche d'ozone	0%	0%	-21%	0%	-2%

Note : Pour chaque catégorie d'impact, la valeur de normalisation est la même qu'au Tableau 7-12.

Note : Une valeur négative est présentée en vert.

A contrario des systèmes de gaz naturel fossile étudiés précédemment, la contribution de l'étape d'utilisation n'est généralement pas le principal contributeur pour l'indicateur *Changement climatique*. Ceci s'explique par le fait que le CO₂ généré par la combustion du GNR est biogénique. En effet, par convention le PRG du CO₂ biogénique est nul, donc sa contribution aux résultats des indicateurs de changements climatiques l'est aussi. Cette convention s'appuie sur le fait que le CO₂ biogénique est renvoyé à l'atmosphère après avoir été absorbé temporairement par la biomasse (il n'y a donc pas d'ajout net de CO₂ dans l'atmosphère).

8 Comparaison des résultats d'indicateurs environnementaux du gaz naturel distribué par Énergir avec d'autres filières énergétiques pour les trois utilisations à l'étude

Cette section a pour objectif de répondre au second objectif de l'étude, c'est-à-dire de comparer les impacts environnementaux, et plus spécifiquement les émissions de GES, de la chaîne d'approvisionnement d'Énergir avec d'autres filières énergétiques – notamment les produits pétroliers – pour la génération de chaleur, le transport routier et le transport maritime.

8.1 Génération de chaleur en région desservie par le réseau de distribution d'Énergir : comparaison avec le mazout

La Figure 8-1 présente la comparaison de divers systèmes de gaz naturel avec l'utilisation de mazout pour la génération de chaleur industrielle, commerciale, institutionnelle et résidentielle.

Le gaz naturel (fossile ou renouvelable), dans ce contexte, est sous forme gazeuse.

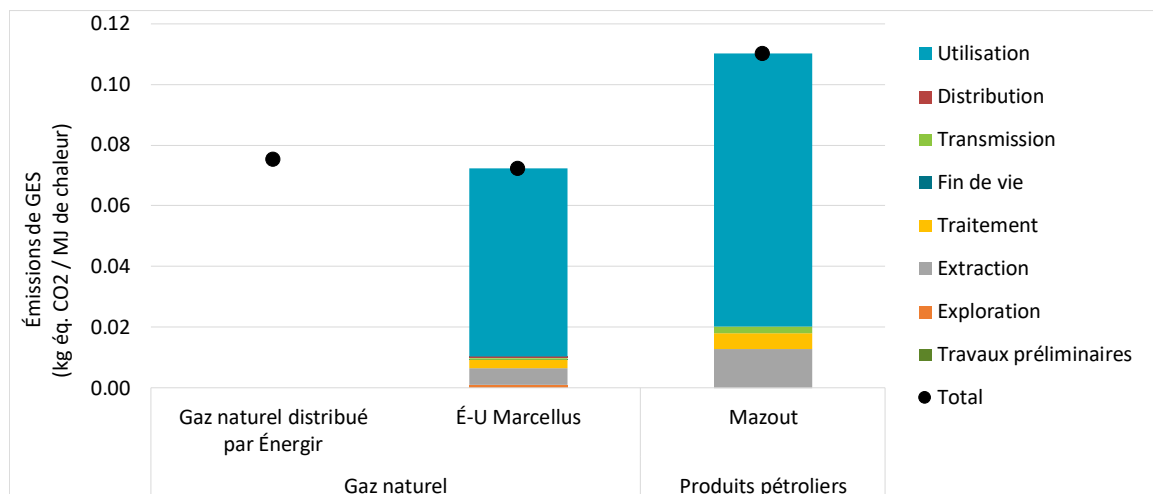


Figure 8-1 : Émissions de GES pour la génération de chaleur - rapportées à 1 MJ de chaleur.

Note : Seul le résultat total du gaz naturel distribué par Énergir est présenté en raison des nombreuses hypothèses entourant le mix gazier. Le détail du gaz naturel provenant du Marcellus est présenté à titre d'illustration du cas du gaz naturel fossile.

Les émissions de GES induites par la génération de chaleur s'avèrent 32% plus faibles avec le gaz naturel distribué par Énergir qu'avec du mazout. Ces conclusions pourraient toutefois être modifiées par une augmentation des émissions fugitives de méthane lors de la phase d'approvisionnement. En effet, si les émissions fugitives atteignent 5,56%, alors le gaz naturel distribué par Énergir serait équivalent aux produits pétroliers. Ce cas de figure semble peu probable considérant la variabilité des émissions fugitives de méthane du gaz naturel fossile investiguée (0,51% à 2,07%).

Une différence d'efficacité plus élevée que ce qui a été considéré dans cette étude pour les systèmes de gaz naturel et les systèmes des produits pétroliers pourrait également modifier les

conclusions. En effet, la figure suivante montre que le gaz naturel distribué demeurera avantageux tant que la différence d'efficacité entre les systèmes de gaz naturel et de mazout est inférieure à environ 30 %.

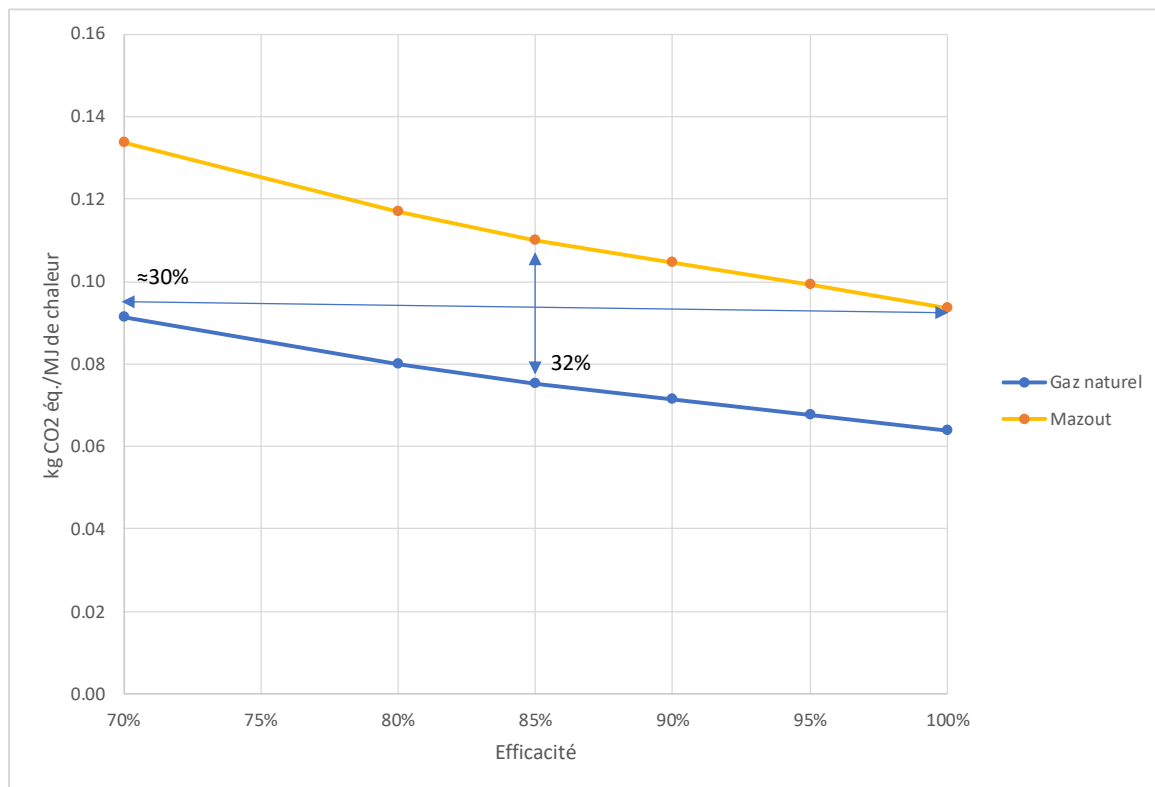


Figure 8-2 : Variation des émissions de GES pour la génération de chaleur en fonction de l'efficacité des systèmes considérés

Le Tableau 8-1 présente la comparaison des valeurs obtenues dans cette étude avec celles provenant de la base de données de l'ADEME. Ce tableau cherche à valider les résultats obtenus ou, le cas échéant, à présenter des études ayant des résultats différents. Il est important de noter que les données de l'ADEME se limitent à l'évaluation des émissions directes des opérations (scope 1 – excluant donc les émissions associées à la consommation d'électricité et à la production et l'approvisionnement de substances nécessaires aux opérations). De plus, l'évaluation de l'ADEME est réalisée dans un contexte géographique européen et non nord-américain. Par conséquent, certaines émissions considérées dans cette étude ne sont pas nécessairement prises en compte par l'ADEME et certaines hypothèses, notamment sur l'efficacité, peuvent différer.

Globalement, toutefois, le Tableau 8-1 illustre que les résultats des diverses filières sont assez similaires pour valider les données, et donc les conclusions, de cette étude pour la génération de chaleur.

Tableau 8-1 : Comparaison des valeurs obtenues avec celles de la littérature pour la génération de chaleur

		Cette étude avec les infrastructures	Cette étude sans les infrastructures	Cette étude avec les infrastructures	Cette étude sans les infrastructures	Ademe (2019)
		kg éq. CO ₂ /MJ		kg éq. CO ₂ /kWh		
Mazout	Total	0,11	0,11	0,40	0,40	0,32
	Approvisionnement	0,02	0,02	0,07	0,07	0,06
	Combustion	0,09	0,09	0,32	0,32	0,27
Gaz naturel fossile⁴⁹	Total	0,07	0,07	0,26	0,26	0,24
	Approvisionnement	0,01	0,01	0,04	0,04	0,04
	Combustion	0,06	0,06	0,22	0,22	0,21

Note : Les infrastructures nécessaires pour la combustion n'engendrent pas de résultats d'indicateurs significatifs et n'affectent ainsi que peu le résultat d'indicateur

⁴⁹ Les résultats présentés pour le gaz naturel fossile sont ceux du gisement du Marcellus puisque les émissions de GES qui lui sont associées sont relativement similaires à celles du gaz naturel distribué par Énergir sans toutefois être soumises aux incertitudes associées à l'évaluation du mix gazier.

Le Tableau 8-2 présente la comparaison de tous les indicateurs environnementaux pour la génération de chaleur. Il met en évidence qu'aucune des deux options (gaz naturel ou mazout) n'est préférable pour toutes les catégories d'impacts environnementaux à la fois.

Tableau 8-2 : Comparaison des indicateurs environnementaux pour la génération de chaleur (orange = résultat d'indicateur maximal) : résultat normalisé, pour chaque indicateur, selon le résultat maximal

Catégorie d'impact	Gaz naturel distribué au Québec	Mazout
Changement climatique, court terme	68%	100%
Changement climatique, long terme	65%	100%
Occupation des terres	100%	61%
Transformation des terres	66%	100%
Utilisation d'énergie fossile	61%	100%
Utilisation des ressources minérales	100%	41%
Rareté de l'eau	100%	17%
Acidification de l'eau douce	34%	100%
Acidification terrestre	35%	100%
Eutrophisation de l'eau douce	100%	53%
Eutrophisation marine	51%	100%
Écotoxicité de l'eau douce	100%	77%
Formation de particules	41%	100%
Formation d'oxydant photochimique	49%	100%
Toxicité humaine, substances cancérigènes	100%	40%
Toxicité humaine, substances non cancérigènes	87%	100%
Radiations ionisantes	27%	100%
Appauvrissement de la couche d'ozone	2%	100%

8.2 Génération de chaleur hors du réseau de distribution d'Énergir : comparaison avec le mazout lourd, le mazout léger, le propane et le diesel

La Figure 8-3 présente la comparaison entre le gaz naturel fossile du Marcellus, le gaz naturel distribué par Énergir, le mazout lourd, le mazout léger, le diesel et le propane pour la génération de chaleur en région éloignée.

Pour ce faire, il a été supposé que le gaz naturel est comprimé ou liquéfié à Montréal puis transporté par voie routière à partir de Montréal. Pour le GNL, le transport est réalisé dans un camion permettant le maintien de la température désirée et sur une distance de 1000 km. Des hypothèses similaires sont faites pour les produits pétroliers et le propane – un transport routier, à partir de Montréal, sur une distance de 1000 km.

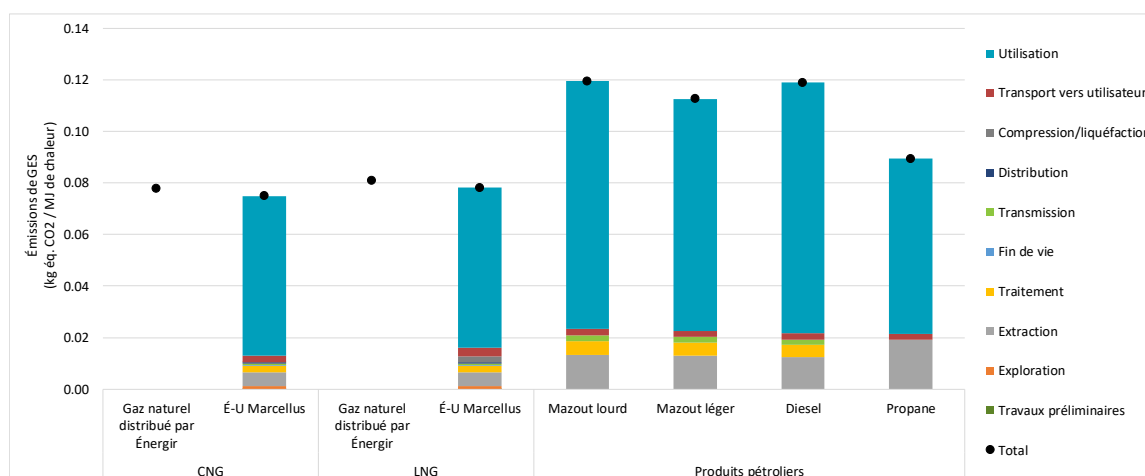


Figure 8-3 : Émissions de GES pour la génération de chaleur en région éloignée - rapportées à 1 MJ de chaleur.

Note : Seul le résultat total du gaz naturel distribué par Énergir est présenté en raison des nombreuses hypothèses entourant le mix gazier. Le détail du gaz naturel provenant du Marcellus est présenté afin de représenter le gaz naturel fossile.

Tel qu'illustré, la liquéfaction/compression et le transport routier pour rejoindre les utilisateurs en régions éloignées n'altèrent pas significativement les résultats pour la génération de chaleur. Le bilan GES du gaz naturel comprimé (CNG) augmente en effet de 4%⁵⁰ avec la compression et le transport tandis qu'il augmente de 8% avec la liquéfaction et le transport longue distance. Les résultats des produits pétroliers augmentent également (et dans des proportions similaires) en raison du transport longue distance. Étant données ces variations, les observations réalisées sur les régions desservies par le réseau de distribution sont relativement maintenues pour les régions éloignées.

L'avantage du CNG comparativement au mazout lourd, au mazout léger, au diesel et au propane est respectivement de l'ordre de 35%, 31%, 35% et 13%. L'avantage du LNG comparativement au

⁵⁰ Comparativement au système de génération de chaleur sur le réseau de distribution d'Énergir.

mazout lourd, au mazout léger, au diesel et au propane est respectivement de l'ordre de 32%, 28%, 32% et 9%.

Le Tableau 8-3 présente maintenant la comparaison des valeurs obtenues dans cette étude avec celles provenant de la base de données de l'ADEME.

Rappel : Les données de l'ADEME se limitent à l'évaluation des émissions directes des opérations (scope 1 – excluant donc les émissions associées à la consommation d'électricité, et à la production et l'approvisionnement de substances nécessaires aux opérations).

De plus, l'évaluation de l'ADEME est réalisée dans un contexte géographique européen et non nord-américain. Les émissions associées au transport additionnel sur 1000 km sont donc exclues de l'évaluation de l'ADEME. Par conséquent, certaines émissions considérées dans cette étude ne sont pas nécessairement prises en compte par l'ADEME et certaines hypothèses, notamment sur l'efficacité, peuvent différer. Cela explique que les résultats de cette étude soient systématiquement plus élevés (de 17% à 26%) que les résultats de l'ADEME. En raison de la similitude relative des résultats des diverses filières, il est considéré que les valeurs obtenues dans cette étude sont validées, et donc les conclusions également.

Tableau 8-3 : Comparaison des valeurs obtenues avec des valeurs de la littérature pour la génération de chaleur en région éloignée

		Cette étude avec les infrastructures	Cette étude sans les infrastructures	Cette étude avec les infrastructures	Cette étude sans les infrastructures	Ademe (2019)
		kg éq. CO ₂ /MJ		kg éq. CO ₂ /kWh		
Diesel	Total	0,119	0,119	0,429	0,429	-
	Approvisionnement	0,022	0,022	0,078	0,078	-
	Combustion	0,097	0,097	0,351	0,351	-
Propane	Total	0,089	0,089	0,322	0,322	0,26
	Approvisionnement	0,021	0,021	0,077	0,077	0,0274
	Combustion	0,068	0,068	0,245	0,245	0,233
Mazout lourd	Total	0,120	0,120	0,430	0,430	0,325
	Approvisionnement	0,023	0,023	0,084	0,084	0,0453
	Combustion	0,096	0,096	0,346	0,346	0,28
Mazout léger	Total	0,113	0,113	0,405	0,405	0,324
	Approvisionnement	0,023	0,023	0,081	0,081	0,0579
	Combustion	0,090	0,090	0,324	0,324	0,266

Note : Les infrastructures nécessaires pour la combustion ne sont pas significatives et n'affectent ainsi que peu le résultat d'indicateur.

8.3 Génération de chaleur résidentielle : comparaison avec l'électricité québécoise

La Figure 8-4 compare les émissions de GES entre le gaz naturel et l'électricité québécoise pour la génération de chaleur résidentielle.

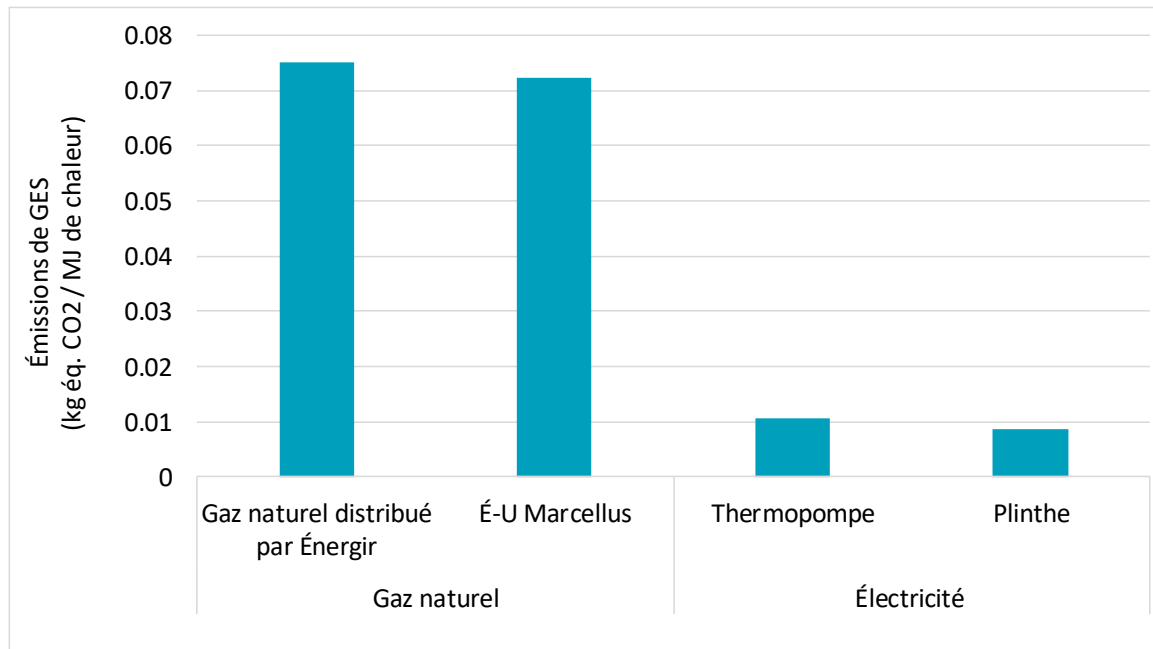


Figure 8-4 : Émissions de GES pour la génération de chaleur résidentielle - rapportées à 1 MJ de chaleur générée.

Tel qu'observé, le recours à l'électricité québécoise permet de diminuer significativement les émissions de GES comparativement au gaz naturel fossile. En effet, la thermopompe et les plinthes électriques induisent des émissions de GES respectivement 89% et 86% plus faibles que le gaz naturel distribué par Énergir.

8.4 Transport routier de marchandises : comparaison avec le diesel

La Figure 8-5 présente la comparaison entre le gaz naturel fossile du Marcellus, le gaz naturel distribué par Énergir, et le diesel pour le transport d'une tonne de marchandises sur 1 km.

Note : Dans ce contexte, le gaz naturel est comprimé.

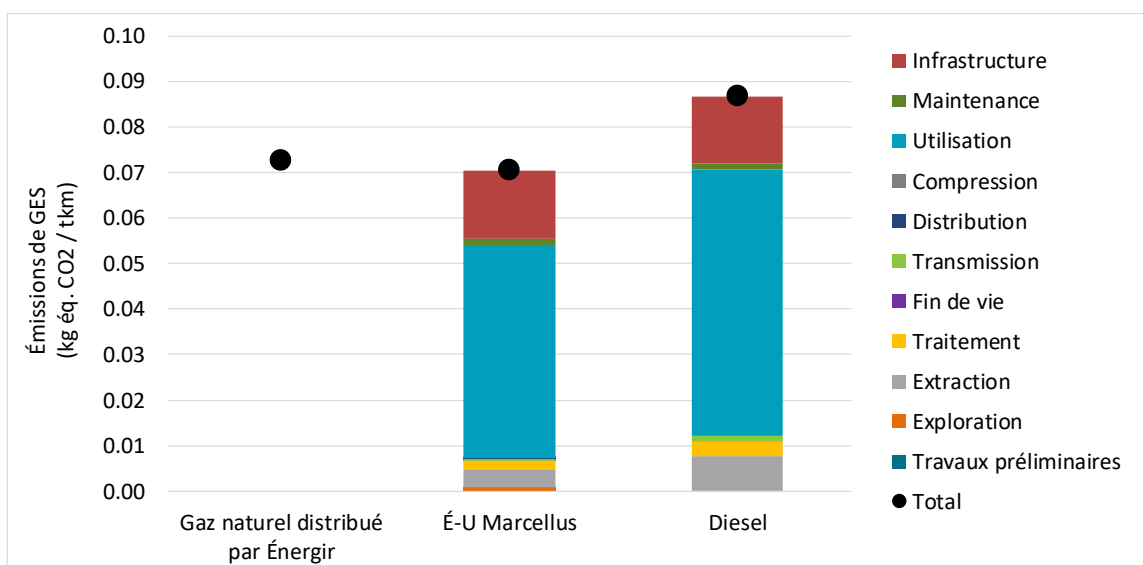


Figure 8-5 : Émissions de GES pour le transport de marchandises - rapportées au transport de 1 tonne de marchandise sur 1 km (1 tkm).

Note : Seul le résultat total du gaz naturel distribué par Énergir est présenté en raison des nombreuses hypothèses entourant le mix gazier. Le détail du gaz naturel provenant du Marcellus est présenté à titre d'illustration du cas du gaz naturel fossile.

Il apparaît que le bilan GES obtenu pour le transport de marchandises utilisant le gaz naturel distribué par Énergir est 16% plus faible que pour le diesel.

Ces conclusions pourraient toutefois être modifiées par une augmentation des émissions fugitives de méthane lors de la phase d'approvisionnement. En effet, si les émissions fugitives atteignent 3,3%, alors le gaz naturel distribué par Énergir serait équivalent au diesel. Ce cas de figure est légèrement supérieur à la limite de la variabilité des émissions fugitives de méthane du gaz naturel distribué par Énergir (0,51 – 2,07%).

La différence d'efficacité énergétique spécifique entre un moteur à gaz naturel donné et un moteur diesel particulier peut également modifier les conclusions obtenues. En effet, la figure suivante montre que le gaz naturel distribué demeurera avantageux tant que la différence d'efficacité entre le système de gaz naturel et le diesel reste inférieure à 18 % (par exemple si la consommation de gaz naturel est de 40 L diesel éq./100 km, le gaz naturel demeurera préférable au diesel tant que la consommation de diesel restera au-dessus de 33 L/100 km).

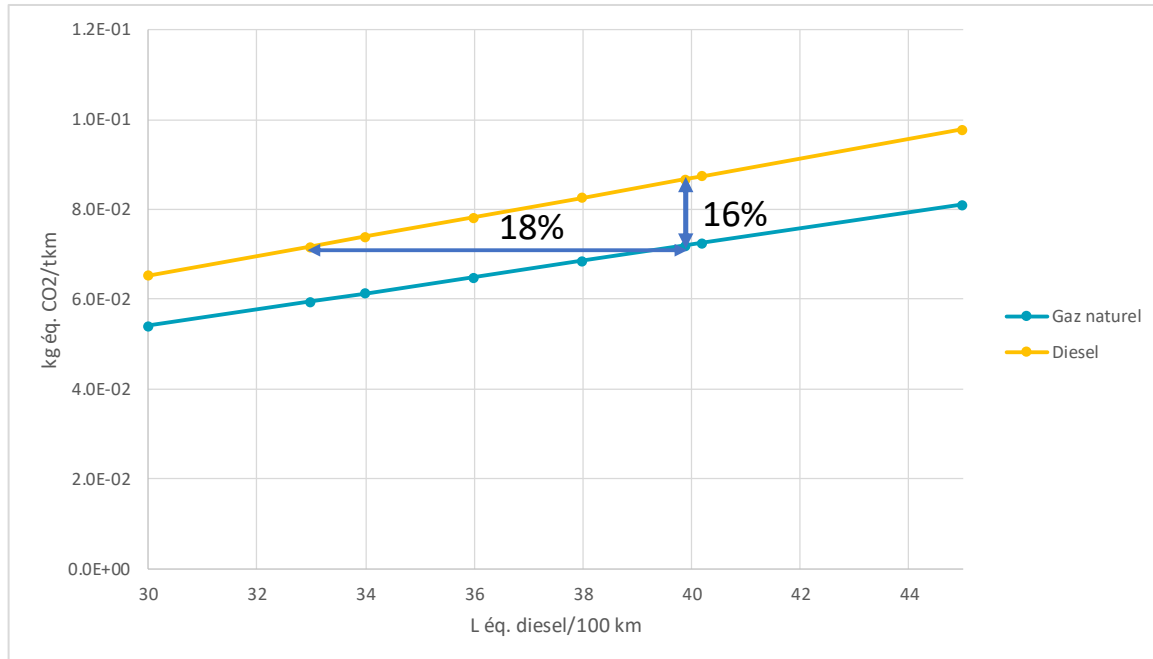


Figure 8-6 : Variation des émissions de GES pour le transport routier des marchandises en fonction de l'efficacité des systèmes considérés

Les données de l'Annexe H présentent les valeurs d'émissions, telles que publiées par CARB¹ pour les année-modèles 2018 à 2020 des moteurs à gaz naturel et des moteurs diesel. Une analyse comparative de ces données permet d'établir que la plage de réduction des émissions GES, à l'échappement (le contributeur le plus important sur le cycle de vie), pour le transport de marchandises, est en moyenne de 10% entre l'utilisation du gaz naturel et l'utilisation du diesel. Toutefois, en couplant les pires émissions du gaz naturel avec les meilleures émissions du diesel, on obtient une augmentation de 3,4% des émissions. En couplant les pires émissions du diesel avec les meilleures émissions du gaz naturel, on obtient une diminution de près de 22%. Cette variabilité dans la réduction de GES, est propre à l'efficacité énergétique intrinsèque à chaque moteur. Cette plage pourrait être également ajustée selon les valeurs d'émissions qui seraient publiées à la suite de la certification et à la commercialisation de moteurs à gaz naturel comportant des évolutions technologiques² rehaussant leur efficacité énergétique (NREL, 2019)⁵¹.

Le Tableau 8-4 présente la comparaison des valeurs obtenues dans cette étude avec celles provenant de la base de données européenne de l'ADEME, de la base de données AFLEET des États-Unis et de l'article scientifique de Tong et coll. (2015). Ce tableau cherche donc à valider les résultats obtenus ou, le cas échéant, à présenter des études ayant des résultats différents. Il est important de noter que les données de l'ADEME se limitent à l'évaluation des émissions directes (scope 1) et que la base de données AFLEET et l'article de Tong et coll. (2015) ont une approche cycle de vie. De plus, certaines hypothèses, notamment sur la consommation de carburant ou de marchandise transportée, peuvent différer. Globalement, toutefois, les résultats des diverses filières sont assez similaires pour valider les données, et donc les conclusions, de cette étude pour le transport routier des marchandises.

⁵¹ Source : <https://www.nrel.gov/news/press/2019/nrel-announces-new-projects-to-advance-medium-and-heavy-duty-natural-gas-vehicle-technologies.html>

Tableau 8-4 : Comparaison des valeurs obtenues avec des valeurs de la littérature pour le transport routier de marchandises

		Cette étude avec les infrastructures	Cette étude sans les infrastructures	AFLEET (2019)	AFLEET ⁵² (2019)	Tong et coll. (2015) ⁵³	Cette étude avec les infrastructures	Cette étude sans les infrastructures	Ademe (2019)
		kg éq. CO ₂ /tkm		kg éq. CO ₂ /km	kg éq. CO ₂ /tkm		kg éq. CO ₂ /kWh		
Diesel	Total	0,087	0,071	1,19	0,059	0,065	0,437	0,355	0,322
	Approvisionnement	0,012	0,012	-	-	0,015	0,061	0,061	0,068
	Combustion	0,058	0,058	-	-	0,050	0,294	0,294	0,254
GNC provenant de gaz naturel fossile	Total	0,070	0,051	1,05	0,05	0,050	0,348	0,264	0,246
	Approvisionnement	0,008	0,008	-	-	0,018	0,038	0,038	0,042
	Combustion	0,046	0,046	-	-	0,032	0,229	0,229	0,204

Note : Le total de la colonne « avec les infrastructures » n'égale pas la somme de l'approvisionnement et de la combustion puisqu'elle considère les infrastructures en plus.

⁵² En se basant sur les données de marchandises transportées (en kg) utilisées dans cette étude.

⁵³ Les valeurs rapportées ont été obtenues par lecture graphique et comportent donc une certaine incertitude.

Le Tableau 8-5 présente la comparaison de tous les indicateurs environnementaux pour le transport routier de marchandises. Il illustre qu'aucune des deux options (gaz naturel ou diesel) n'est préférable pour toutes les catégories d'impacts environnementaux à la fois.

Tableau 8-5 : Comparaison des indicateurs environnementaux pour le transport routier de marchandises (orange = résultat d'indicateur maximal) : résultat normalisé, pour chaque indicateur, selon le résultat maximal

Catégorie d'impact	GN distribué au Québec	Diesel
Changement climatique, court terme	84%	100%
Changement climatique, long terme	81%	100%
Occupation des terres	100%	97%
Transformation des terres	96%	100%
Utilisation d'énergie fossile	80%	100%
Utilisation des ressources minérales	100%	77%
Rareté de l'eau	100%	54%
Acidification de l'eau douce	92%	100%
Acidification terrestre	91%	100%
Eutrophisation de l'eau douce	100%	79%
Eutrophisation marine	80%	100%
Écotoxicité de l'eau douce	100%	92%
Formation de particules	39%	100%
Formation d'oxydant photochimique	90%	100%
Toxicité humaine, substances cancérigènes	100%	70%
Toxicité humaine, substances non cancérigènes	63%	100%
Radiations ionisantes	83%	100%
Appauvrissement de la couche d'ozone	19%	100%

Note : Le code de couleur identifie le résultat relatif (uniquement en fonction des alternatives évaluées) maximal.

8.5 Transport maritime : comparaison avec le mazout lourd et le diesel marin

La Figure 8-7 présente la comparaison entre le gaz naturel fossile du Marcellus, le gaz naturel distribué par Énergir, le mazout lourd et le diesel marin comme source d'énergie pour un navire.

Note : Dans ce contexte, le gaz naturel (fossile ou renouvelable) est liquéfié.

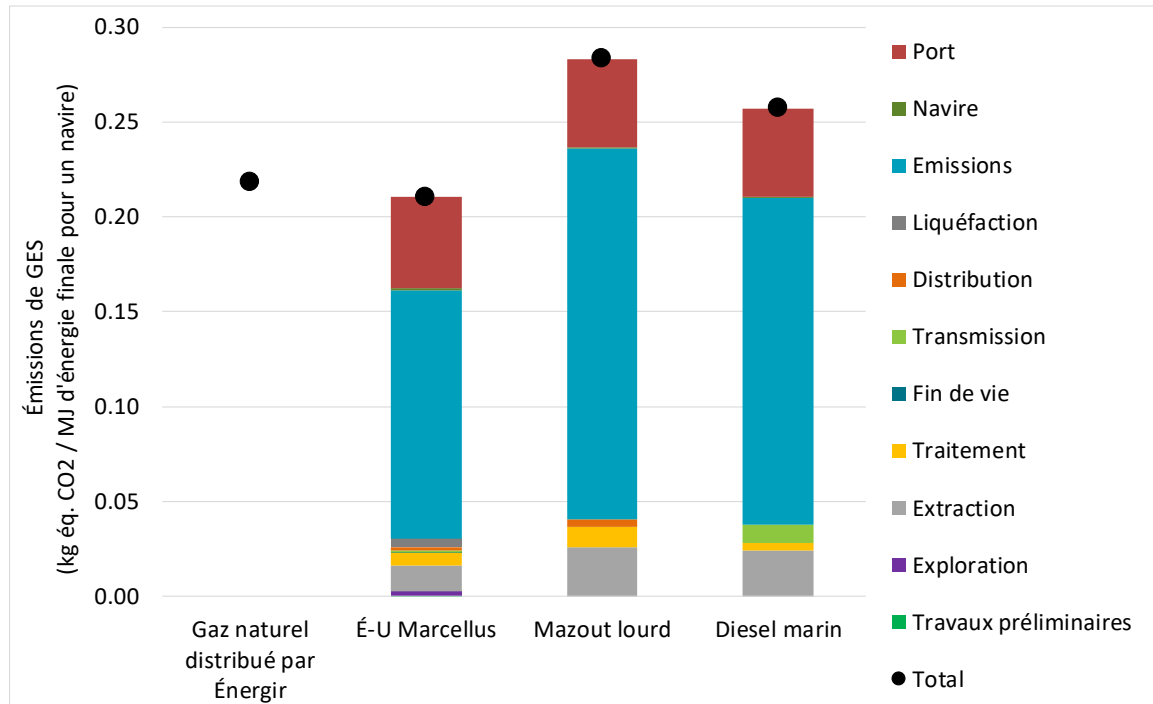


Figure 8-7 : Émissions de GES pour le transport maritime - rapportées à 1 MJ d'énergie finale pour un navire

Note : Seul le résultat total du gaz naturel distribué par Énergir est présenté en raison des nombreuses hypothèses entourant le mix gazier. Le détail du gaz naturel provenant du Marcellus est présenté à titre d'illustration du cas du gaz naturel fossile.

Il apparaît que les émissions de GES générées pour fournir 1 MJ d'énergie à un navire sont respectivement 23% et 15% plus faibles avec le gaz naturel distribué par Énergir qu'avec du mazout lourd et du diesel marin. Ces conclusions pourraient toutefois être modifiées par une augmentation des émissions fugitives de méthane lors de la phase d'approvisionnement. En effet, si les émissions fugitives du gaz naturel distribué par Énergir atteignent 12,3% (diesel marin) et 20,0% (mazout lourd), alors le gaz naturel distribué serait équivalent aux produits pétroliers. Ce cas de figure semble très improbable considérant la variabilité des émissions fugitives de méthane des divers gisements de gaz naturel investigués (0,51 – 2,07%).

Une différence d'efficacité plus élevée que ce qui a été considéré dans cette étude pour les systèmes de gaz naturel et les systèmes des produits pétroliers pourrait modifier les conclusions également. En effet, la figure suivante montre que le gaz naturel distribué demeurera avantageux tant que la différence d'efficacité est inférieure à 15% entre le système de gaz naturel et le diesel marin, et inférieure à 23% entre le système de gaz naturel et celui de mazout lourd.

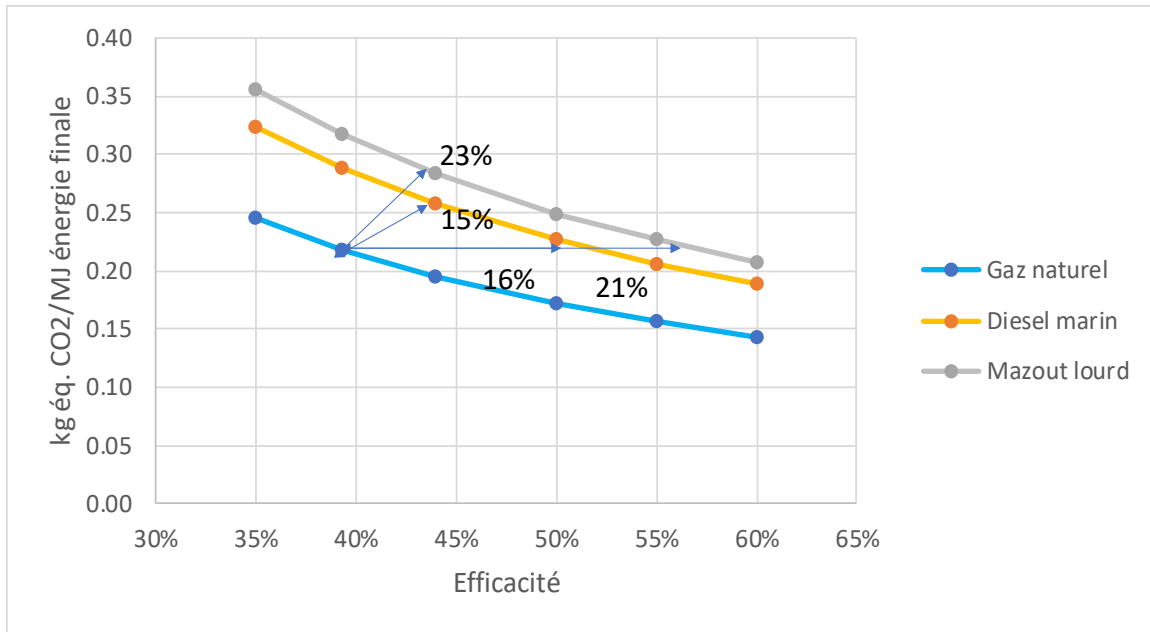


Figure 8-8 : Variation des émissions de GES pour le transport maritime en fonction de l'efficacité des systèmes considérés

Le Tableau 8-6 présente la comparaison des valeurs obtenues dans cette étude avec celles provenant de la base de données européenne de l'ADEME, le rapport de la NGVA (2014) et l'article scientifique de Bengston et coll. (2011). Ce tableau cherche donc à valider les résultats obtenus ou, le cas échéant, à présenter des études ayant des résultats différents. Il est important de noter que les données de l'ADEME se limitent à l'évaluation des émissions directes (scope 1) et que les études de la NGVA et l'article de Bengston et coll. (2015) ont une vision cycle de vie. De plus, certaines hypothèses, notamment sur la consommation de carburant ou le type de navire, peuvent différer. Globalement, toutefois, les résultats des diverses filières sont assez similaires pour valider les données, et donc les conclusions, de cette étude pour le transport maritime.

Le Tableau 8-7 présente la comparaison de tous les indicateurs environnementaux pour le transport maritime. Il met en évidence qu'aucune des options n'est préférable pour toutes les catégories d'impacts environnementaux à la fois.

Tableau 8-6 : Comparaison des valeurs obtenues avec des valeurs de la littérature pour le transport maritime

		Cette étude avec les infrastructures marines	Cette étude sans les infrastructures marines	Cette étude avec les infrastructures marines	Cette étude sans les infrastructures marines	Bengtsson et coll. (2011)	NGVA (2014)	Cette étude avec les infrastructures marines	Cette étude sans les infrastructures marines	ADEME (2019)
		kg éq. CO ₂ /MJ		kg éq. CO ₂ /kWh				Kg éq. CO ₂ /kg carburant		
Mazout lourd	Total	0,283	0,236	1,020	0,849	0,76	0,74	4,89	4,07	-
	Approvisionnement	0,041	0,041	0,146	0,146	-	-	0,701	0,701	0,503
	Combustion	0,195	0,195	0,703	0,703	-	-	3,37	3,369	3,14
Diesel marin	Total	0,257	0,210	0,926	0,756	-	-	4,51	3,68	3,85
	Approvisionnement	0,038	0,038	0,137	0,137	-	-	0,67	0,67	0,676
	Combustion	0,172	0,172	0,619	0,619	-	-	3,01	3,01	3,17
GNL provenant du gaz naturel fossile	Total	0,210	0,161	0,757	0,581	0,68	0,62	3,75	2,91	-
	Approvisionnement	0,031	0,031	0,110	0,110	-	-	0,63	0,63	0,7
	Combustion	0,131	0,131	0,470	0,470	-	-	2,27	2,27	2,81

Note : le total de la colonne « avec les infrastructures » n'égal pas la somme de l'approvisionnement et de la combustion puisqu'elle considère les infrastructures en plus.

Tableau 8-7 : Comparaison des indicateurs environnementaux pour le transport maritime (vert = résultat d'indicateur minimum, orange = résultat d'indicateur maximal) : résultat normalisé, pour chaque indicateur, selon le résultat maximal

Catégorie d'impact	Gaz naturel distribué au Québec	Mazout lourd	Diesel marin
Changement climatique, court terme	77%	100%	91%
Changement climatique, long terme	74%	100%	91%
Occupation des terres	100%	89%	79%
Transformation des terres	54%	100%	59%
Utilisation d'énergie fossile	49%	100%	57%
Utilisation des ressources minérales	100%	52%	34%
Rareté de l'eau	100%	59%	36%
Acidification de l'eau douce	19%	100%	74%
Acidification terrestre	19%	100%	74%
Eutrophisation de l'eau douce	100%	92%	80%
Eutrophisation marine	16%	100%	86%
Écotoxicité de l'eau douce	100%	94%	86%
Formation de particules	31%	100%	68%
Formation d'oxydant photochimique	15%	100%	83%
Toxicité humaine, substances cancérigènes	100%	65%	53%
Toxicité humaine, substances non cancérigènes	87%	100%	66%
Radiations ionisantes	62%	100%	69%
Appauvrissement de la couche d'ozone	4%	100%	55%

Note : Le code de couleur identifie le résultat relatif (uniquement en fonction des alternatives évaluées) minimal et maximal.

8.6 Conclusions sur le second objectif de l'étude

- Avec les hypothèses du scénario de base de cette étude, l'utilisation du gaz naturel distribué par Énergir obtient une empreinte carbone plus faible que les produits pétroliers étudiés. Plus précisément :
 - Pour la génération de chaleur (industrielle, commerciale, institutionnelle ou résidentielle) en région desservie par le réseau de distribution d'Énergir, le gaz naturel distribué par Énergir obtient un bilan GES **32%** plus faible que le mazout.
 - Pour le transport routier de marchandises, le bilan GES obtenu par le gaz naturel distribué par Énergir est **16%** plus faible que celui du diesel.
 - Pour le transport maritime, le bilan GES est respectivement **23%** et **15%** plus faible avec le gaz naturel distribué par Énergir qu'avec du mazout lourd ou du diesel marin.
- Cependant, une augmentation des émissions fugitives de méthane et/ou une modification des efficacités des systèmes peut inverser ces conclusions. Plus précisément :
 - Pour la génération de chaleur, si les émissions fugitives dépassent 5,6% (situation peu réaliste) ou si le système de gaz naturel est 30% moins efficace que celui du mazout, alors les bilans GES du gaz naturel et du mazout deviennent équivalents.
 - Pour le transport routier de marchandises, si les émissions fugitives dépassent 3,3% (valeur légèrement au-dessus de l'intervalle estimé) ou si le système de gaz naturel est 18% moins efficace que celui du diesel, alors les bilans GES du gaz naturel et du diesel deviennent équivalents.
 - Pour le transport maritime, si les émissions fugitives dépassent 20% (situation très peu réaliste) ou si le système de gaz naturel est 21% moins efficace que celui du mazout lourd, alors les bilans GES du gaz naturel et du mazout lourd deviennent équivalents. Si les émissions fugitives dépassent 12% (situation très peu réaliste) ou si le système de gaz naturel est 15% moins efficace que celui du diesel marin, alors les bilans GES du gaz naturel et du diesel marin deviennent équivalents.
- Pour la génération de chaleur résidentielle, l'utilisation du gaz naturel distribué par Énergir obtient une empreinte carbone **près de 90%** plus élevée que les plinthes électriques et la thermopompe.

9 Analyse des scénarios d'amélioration des pratiques d'approvisionnement

Cette dernière section d'analyse vise à étudier les impacts environnementaux potentiels de différents scénarios d'approvisionnement pour Énergir.

9.1 Choix de producteurs limitant leurs émissions fugitives : cible de ONE Future / Oil and Gas Climate initiative (OGCI)

ONE Future Coalition est un regroupement de compagnies productrices du gaz naturel qui ont uni leurs efforts afin de réduire volontairement leurs émissions fugitives de méthane sur la totalité de la chaîne d'approvisionnement. Le regroupement s'était donné pour objectif de réduire ses émissions fugitives de méthane à 1% d'ici 2025. En 2017, la coalition a enregistré une valeur de 0,552%.

Le Tableau 9-1 présente les émissions fugitives ainsi que les émissions totales générées pour la distribution de 1 MJ de gaz naturel par Énergir. Les hypothèses sur le mix de gaz naturel distribué par Énergir et les émissions fugitives par gisement sont également indiquées dans les lignes supérieures du tableau.

Cette analyse de scénario n'affecte que les émissions de gaz à effet de serre et, par conséquent, seules les variations de l'indicateur *Changement climatique, court terme* sont évaluées.

Tableau 9-1 : Émissions fugitives du mix de gaz naturel distribué par Énergir

Gisement	É.-U. Marcellus	É.-U. Barnett	É.-U. Haynesville	É.-U. Fayetteville	É.-U. Woodford	É.-U. autres	Alberta	Colombie- Britannique	Biogaz	GNR
Part du gisement dans le mix	9,1%	2,0%	2,8%	0,4%	0,9%	2,2%	55,1%	26,87%	0,5%	0,04%
Émissions fugitives par gisement	0,80%	1,44%	0,92%	1,00%	0,82%	0,54%	0,94%	0,94%	-	-
Émissions fugitives du gaz naturel distribué	0,93%									
Émissions de GES du gaz naturel distribué	13,5 g éq. CO ₂ / MJ gaz naturel									

Ainsi, le taux d'émissions fugitives et les émissions de GES moyennes associés à l'approvisionnement d'Énergir sont plus élevés que ceux de ONE Future.

Par conséquent, il serait possible de diminuer l'empreinte carbone du gaz naturel distribué au Québec si l'approvisionnement était réalisé auprès de producteurs ayant de meilleures pratiques que la moyenne actuelle. Cette analyse de sensibilité cherche donc à évaluer la diminution théorique d'un bilan GES du gaz naturel distribué au Québec en assurant un approvisionnement grandissant chez des producteurs gaziers plus performants en matière de gestion des émissions fugitives.

Le Tableau 9-2 présente ainsi une évaluation des émissions de GES pour la distribution de 1 MJ de gaz naturel, en se basant sur une diminution des émissions fugitives lors de la production (en se

basant sur les données fournies par ONE Future) ainsi que le pourcentage de réduction que cela représente vis-à-vis du résultat du Tableau 9-1.

Tableau 9-2 : Effet de l'augmentation de la part d'approvisionnement à plus faible taux d'émissions fugitives

Proportion initiative One future	Émissions de GES de l'approvisionnement ONE Future [g éq. CO ₂ /MJ]	Émissions de GES de l'approvisionnement actuel d'Énergir [g éq. CO ₂ /MJ]	Total [g éq. CO ₂ /MJ]	% de réduction
0%	-	13,5	13,5	
1%	0,093	13,4	13,5	0,3%
5%	0,463	12,9	13,3	1,6%
10%	0,926	12,2	13,1	3,2%
15%	1,389	11,5	12,9	4,7%
20%	1,852	10,8	12,7	6,3%
50%	4,631	6,8	11,4	15,8%
100%	9,262	-	9,3	31,6%

Tel qu'illustré, une augmentation de la part d'approvisionnement ayant un plus faible taux d'émissions fugitives (0,55% - et basé sur un taux de production de 50 Mm³/puits) permet une diminution maximale de près de 32% du bilan du gaz naturel distribué par Énergir. Cette réduction de 32% est obtenue si la totalité de l'approvisionnement se fait auprès de producteurs limitant leurs émissions fugitives à 0,55%.

9.2 Injection de GNR dans l'approvisionnement gazier actuel

Cette section vise à étudier les conséquences d'un ajout de gaz naturel renouvelable dans le réseau de distribution d'Énergir sur le bilan GES.

D'après les résultats présentés plus tôt, l'utilisation de GNR permet la réduction des émissions de GES liées à l'utilisation du gaz naturel (fossile) au Québec. En effet, pour chaque utilisation étudiée, les émissions de GES pour tous les types de GNR sont inférieures à celles pour le gaz naturel fossile, et ce pour tous les gisements dont il peut provenir. Plus que d'être inférieures, les émissions nettes de GES pour le GNR peuvent être négatives du fait des crédits considérés.

Les pourcentages de GNR introduits dans le réseau sont les suivants :

- 1% : le niveau de GNR/biogaz approximatif en 2020 (État de l'Énergie au Québec, 2020) ;
- 5% : le niveau de GNR/biogaz visé par règlement dans le réseau gazier à l'horizon 2025 (État de l'énergie, 2020) ;
- 10% : le potentiel approximatif estimé de GNR/biogaz actuellement disponible au Québec en se basant sur la biométhanisation et le captage (Deloitte et WSP, 2018) ;

Dans chaque cas, on suppose qu'un seul type de GNR est introduit dans le réseau et que le reste est du gaz naturel fossile (Note : Les parts de chaque gisement dans l'approvisionnement fossile considéré sont les mêmes que celles présentées au Tableau 7-1).

Tableau 9-3 : Bilan GES en fonction de diverses quantités de GNR injecté dans le réseau de distribution d'Énergir

Utilisation	GNR/biogaz injecté	Gaz naturel (0,54% de biogaz/GNR)	Fumier animal	Eaux usées	Lieux d'enfouissement	Matières organiques résidentielles	Produits pétroliers	Plinthe électrique	Thermopompe
Chaleur (1 MJ)	Unité	gramme d'équivalent CO ₂ / MJ de chaleur							
	1%	75,2	71,9	74,3	74,5	74,1	Mazout : 110,1	7,5	9,2
	% réduction		4%	1%	1%	1%			
	5%		57,5	70,5	71,7	69,7			
	% réduction		24%	6%	5%	7%			
	10%		39,4	65,9	68,1	64,1			
	% réduction		48%	12%	9%	15%			
Transport de marchandises (1 tonne-km)	Unité	gramme d'équivalent CO ₂ / tonne-km transportée							
	1%	72,5	70,32	71,85	71,98	71,75	Diesel : 86,7	N/A	N/A
	% réduction		3%	1%	1%	1%			
	5%		60,85	69,14	69,85	68,60			
	% réduction		16%	5%	4%	5%			
	10%		49,01	65,75	67,18	64,66			
	% réduction		32%	9%	7%	11%			
Transport maritime (1 MJ)	Unité	gramme d'équivalent CO ₂ / MJ d'énergie finale							
	1%	218,3	210,91	216,23	216,68	215,88	Mazout lourd : 283 Diesel marin : 257	N/A	N/A
	% réduction		3%	1%	1%	1%			
	5%		179,22	208,15	210,62	206,26			
	% réduction		18%	5%	4%	5%			
	10%		139,60	198,05	203,05	194,24			
	% réduction		36%	9%	7%	11%			

Note : Le pourcentage de réduction est lié au cas de base du gaz naturel distribué au Québec (cas considérant 0,54% de biogaz et de GNR)

Note : L'approche cycle de vie considère un crédit pour les émissions évitées (et ce sans égard au lieu où elles se seraient produites), mais ne l'attribue aucunement à un acteur de la chaîne d'approvisionnement dans un contexte réglementaire de comptabilisation des GES.

Les pourcentages de réduction dépendent de l'importance du crédit accordé à chaque type de GNR. Autrement dit, plus le crédit est élevé plus le bilan GES de la filière est faible et plus l'injection de GNR permettra une diminution du bilan GES du gaz naturel distribué par Énergir. Par conséquent, le bilan GES est plus significativement diminué en privilégiant le fumier animal, puis les matières organiques résidentielles, les lieux d'enfouissement et les eaux usées.

Ainsi, le GNR produit à partir du fumier animal permet d'atteindre une diminution de plus de 32% (comparativement au cas de base représentant l'approvisionnement de 2018) des émissions de GES s'il est introduit dans l'approvisionnement à hauteur de 10%, et ce pour les trois utilisations étudiées.

9.3 Gaz naturel renouvelable : la notion d'achat volontaire

D'un point de vue réglementaire et contractuel, certains clients d'Énergir ont un approvisionnement gazier à 100% issu de GNR (à travers une traçabilité contractuelle des attributs environnementaux du GNR dans le SPEDE).

Cette analyse cherche donc à comparer les filières énergétiques dans un tel contexte. Par conséquent, le biogaz ou le GNR sont maintenant considérés à 100% en achat volontaire et sont donc soustraits du gaz naturel distribué par Énergir. À noter, que dans un cas réel, les clients peuvent opter pour divers pourcentages de GNR. Les gisements de gaz naturel fossile ont été mis à l'échelle pour que leurs contributions soient maintenues après le retrait du GNR et du biogaz. Toutes les autres filières énergétiques demeurent inchangées.

Les figures Figure 9-1, Figure 9-2 et Figure 9-3 présentent cette comparaison des filières énergétiques pour l'indicateur *Changement climatique, court terme* tandis que les tableaux suivants présentent les résultats d'indicateurs pour les autres catégories d'impact.

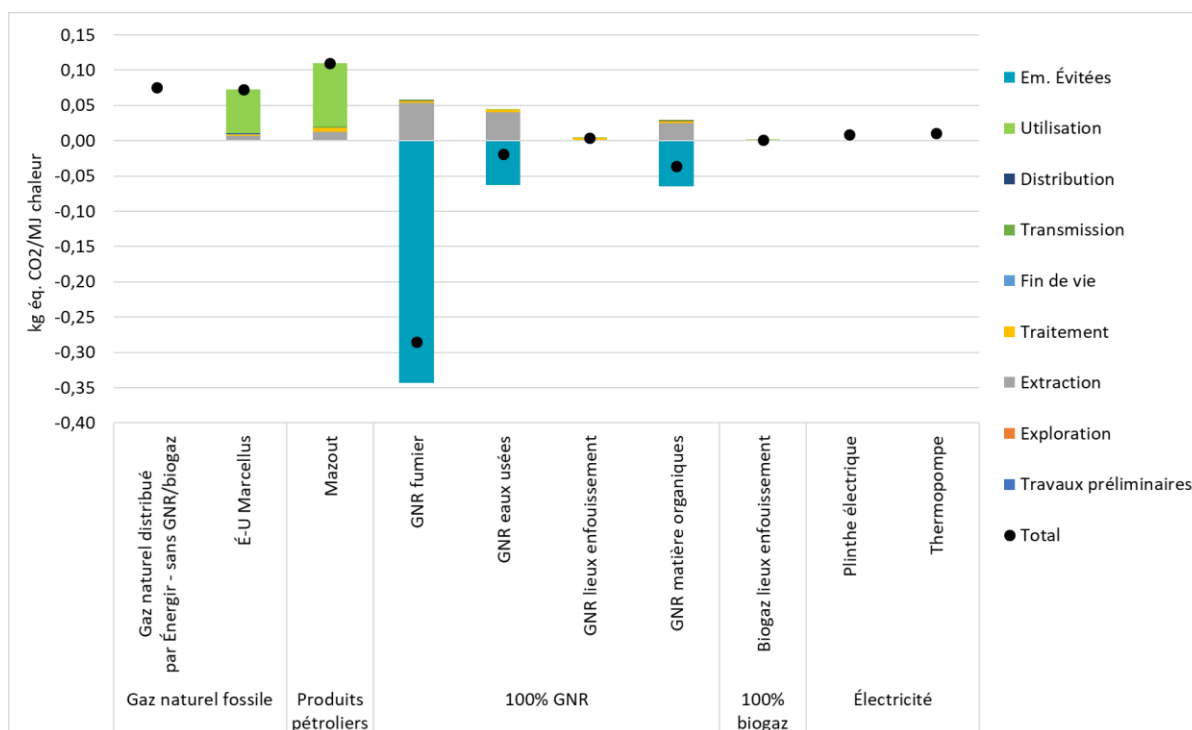


Figure 9-1 : Comparaison des diverses filières énergétique pour l'indicateur *Changement climatique, court terme en achat volontaire pour la génération de 1 MJ de chaleur* – IMPACT World +

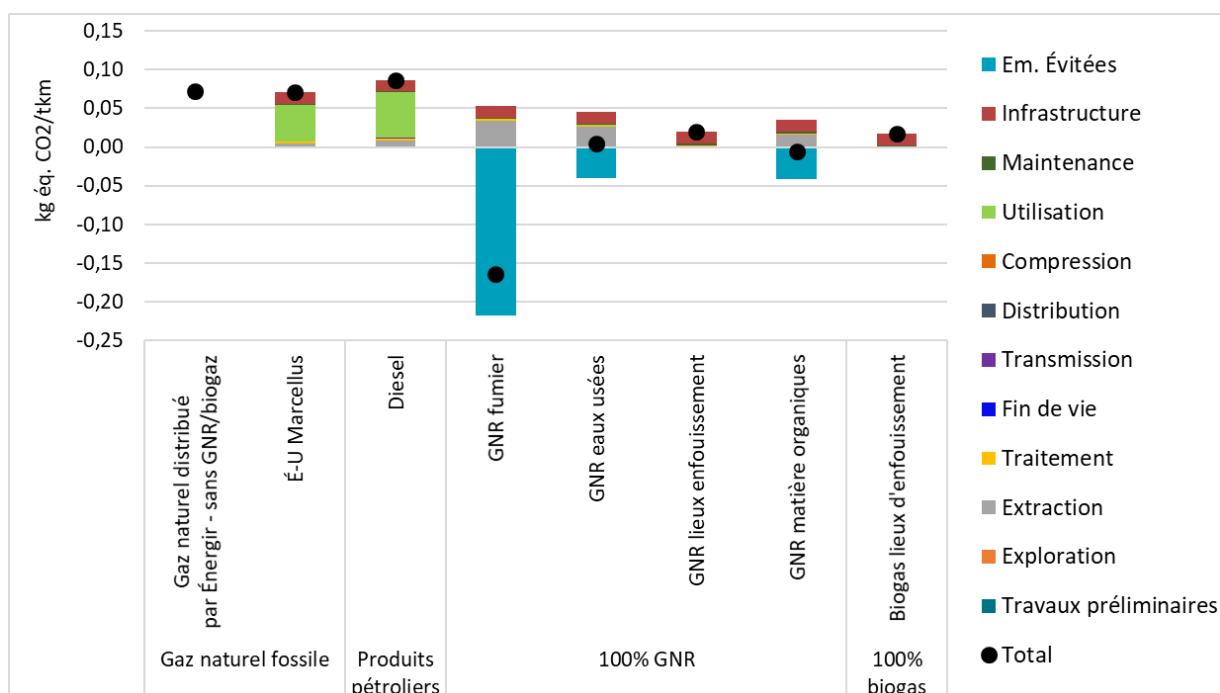


Figure 9-2 : Comparaison des diverses filières énergétique pour l'indicateur *Changement climatique, court terme en achat volontaire pour le transport d'une tonne de marchandise par camion lourd* – IMPACT World +

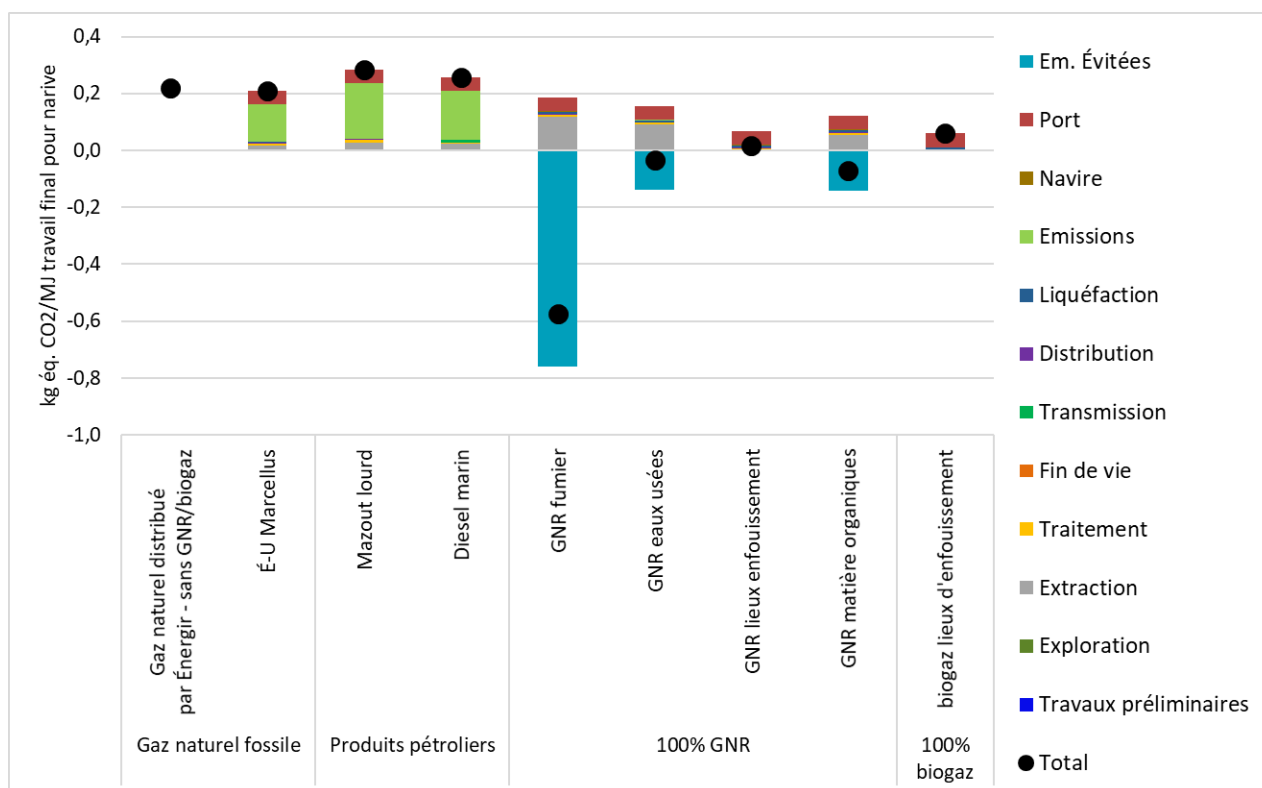


Figure 9-3 : Comparaison des diverses filières énergétique pour l'indicateur Changement climatique, court terme en achat volontaire pour la génération de 1 MJ d'énergie finale – IMPACT World +

Tableau 9-4 : Bilan environnemental où du GNR serait fournir à 100% à un client particulier d'Énergir – Génération de 1 MJ de chaleur – IMPACT World+

	Gaz naturel fossile (0% biogaz ou GNR)	Biogaz 100% Lieux d'enfouissement	GNR 100% Fumier animal	GNR 100% Eaux usées	GNR 100% Lieux d'enfouissement	GNR 100% Matières organiques résidentielles	Produits pétroliers - mazout	Plinthe électrique	Thermo pompe
1 MJ de chaleur									
Changement climatique, court terme	7.56E-02	1.47E-03	-2.86E-01	-1.86E-02	4.24E-03	-3.60E-02	1.10E-01	7.50E-03	9.18E-03
Changement climatique, long terme	7.16E-02	9.29E-04	-6.91E-02	-1.09E-02	1.11E-02	-4.34E-03	1.09E-01	7.12E-03	4.19E-03
Occupation des terres	1.48E-04	4.48E-05	1.74E-03	2.86E-03	3.21E-04	1.38E-03	9.10E-05	2.23E-03	3.31E-04
Transformation des terres	5.60E-06	2.72E-07	4.06E-06	2.80E-05	1.34E-06	3.23E-05	8.52E-06	5.37E-06	8.76E-07
Utilisation d'énergie fossile	1.21E+00	5.56E-03	5.79E-02	2.65E-01	2.78E-02	5.15E-02	1.97E+00	4.76E-02	1.43E-02
Utilisation des ressources minérales	8.15E-04	8.29E-05	7.81E-04	1.00E-03	5.41E-04	1.40E-03	3.36E-04	4.09E-04	1.62E-04
Rareté de l'eau	8.69E-03	2.32E-03	1.04E-02	1.19E-02	5.30E-03	1.19E-02	1.51E-03	4.84E-02	7.15E-03
Acidification de l'eau douce	4.12E-05	1.17E-05	4.80E-05	1.73E-04	4.52E-05	5.08E-05	1.20E-04	1.08E-05	1.07E-05
Acidification terrestre	4.48E-05	1.32E-05	1.02E-04	2.21E-04	4.77E-05	1.12E-04	1.27E-04	1.34E-05	1.15E-05
Eutrophisation de l'eau douce	1.31E-05	6.70E-07	1.42E-05	2.51E-05	1.12E-05	1.41E-05	6.93E-06	3.61E-06	7.34E-06
Eutrophisation marine	1.40E-06	5.43E-07	3.13E-06	4.26E-07	8.06E-07	3.37E-06	2.77E-06	3.45E-07	2.00E-07
Écotoxicité de l'eau douce	4.33E+01	4.03E+00	8.64E+01	-1.44E+03	6.63E+01	9.72E+01	3.32E+01	6.28E+01	4.56E+01
Formation de particules	4.50E-09	8.94E-10	9.41E-09	-3.00E-06	3.91E-09	-3.07E-07	9.44E-09	1.83E-09	1.15E-09
Formation d'oxydant photochimique	7.06E-05	2.86E-05	-4.32E-05	1.95E-05	4.55E-05	4.08E-05	1.43E-04	1.30E-05	5.58E-06
Toxicité humaine, substances cancérigènes	1.70E-09	1.54E-10	1.04E-09	-3.14E-10	6.69E-10	1.40E-09	6.79E-10	4.58E-10	3.36E-10
Toxicité humaine, substances non cancérigènes	2.32E-09	2.61E-10	6.35E-09	2.78E-09	3.24E-09	5.94E-09	2.67E-09	1.20E-09	2.38E-09
Radiations ionisantes	3.23E-02	5.56E-03	7.85E-02	1.62E-01	3.86E-02	7.30E-02	1.20E-01	2.46E-01	3.97E-02
Appauvrissement de la couche d'ozone	6.80E-10	3.90E-11	7.08E-10	3.08E-09	1.77E-10	3.65E-10	3.60E-08	2.70E-10	6.31E-09

Note : Le code de couleur permet d'illustrer, pour chaque catégorie d'impact, les options obtenant respectivement le résultat d'indicateur le plus faible (vert) et le plus élevé (orange).

Tableau 9-5 : Bilan environnemental où du GNR serait fourni à 100% à un client particulier d'Énergir – Transport routier de 1 tonne de marchandise sur 1 km – IMPACT World+

	Gaz naturel fossile (0% biogaz ou GNR)	Biogaz 100% Lieux d'enfouissement	GNR 100% Fumier animal	GNR 100% Eaux usées	GNR 100% Lieux d'enfouissement	GNR 100% Matières organiques résidentiel-les	Produits pétroliers - diesel
	1 tkm						
Changement climatique, court terme	7.28E-02	1.77E-02	-1.64E-01	4.82E-03	1.93E-02	-6.23E-03	8.67E-02
Changement climatique, long terme	6.89E-02	1.63E-02	-2.81E-02	8.78E-03	2.27E-02	1.29E-02	8.51E-02
Occupation des terres	4.98E-03	4.90E-03	5.97E-03	6.68E-03	5.07E-03	5.75E-03	4.83E-03
Transformation des terres	1.94E-05	1.55E-05	1.79E-05	3.30E-05	1.62E-05	3.58E-05	2.02E-05
Utilisation d'énergie fossile	1.22E+00	3.52E-01	3.85E-01	5.16E-01	3.66E-01	3.81E-01	1.53E+00
Utilisation des ressources minérales	1.80E-03	1.26E-03	1.70E-03	1.84E-03	1.55E-03	2.09E-03	1.38E-03
Rareté de l'eau	1.10E-02	5.82E-03	1.10E-02	1.19E-02	7.71E-03	1.19E-02	5.92E-03
Acidification de l'eau douce	1.02E-04	7.91E-05	1.02E-04	1.81E-04	1.00E-04	1.04E-04	1.11E-04
Acidification terrestre	1.09E-04	8.53E-05	1.41E-04	2.17E-04	1.07E-04	1.48E-04	1.20E-04
Eutrophisation de l'eau douce	2.73E-05	1.82E-05	2.67E-05	3.36E-05	2.48E-05	2.67E-05	2.15E-05
Eutrophisation marine	2.58E-06	1.91E-06	3.55E-06	1.83E-06	2.07E-06	3.70E-06	3.21E-06
Écotoxicité de l'eau douce	1.10E+02	8.09E+01	1.33E+02	-8.32E+02	1.20E+02	1.40E+02	1.01E+02
Formation de particules	1.64E-08	1.38E-08	1.91E-08	-1.89E-06	1.57E-08	-1.81E-07	4.06E-08
Formation d'oxydant photochimique	1.97E-04	1.62E-04	1.16E-04	1.56E-04	1.73E-04	1.70E-04	2.19E-04
Toxicité humaine, substances cancérigènes	2.92E-09	1.79E-09	2.35E-09	1.49E-09	2.11E-09	2.58E-09	2.03E-09
Toxicité humaine, substances non cancérigènes	5.02E-09	3.50E-09	7.36E-09	5.09E-09	5.38E-09	7.09E-09	7.99E-09
Radiations ionisantes	2.16E-01	1.96E-01	2.42E-01	2.95E-01	2.17E-01	2.39E-01	2.61E-01
Appauvrissement de la couche d'ozone	5.00E-09	4.53E-09	4.96E-09	6.46E-09	4.62E-09	4.74E-09	2.61E-08

Note : Le code de couleur permet d'illustrer, pour chaque catégorie d'impact, les options obtenant respectivement le résultat d'indicateur le plus faible (vert) et le plus élevé (orange).

Tableau 9-6 : Bilan environnemental où du GNR serait fourni à 100% à un client particulier d'Énergir – Génération de 1 MJ d'énergie finale à un navire – IMPACT World+

	Gaz naturel fossile (0% biogaz ou GNR)	Biogaz 100% Lieux d'enfouis- sement	GNR 100% Fumier animal	GNR 100% Eaux usées	GNR 100% Lieux d'enfouis- sement	GNR 100% Matières organiques résidentiel- les	Produits pétroliers (Mazout lourd/diesel marin)	
	1 MJ énergie utile							
Changement climatique, court terme	2.19E-01	6.07E-02	-5.74E-01	1.63E-02	6.68E-02	-2.22E-02	2.83E-01	2.57E-01
Changement climatique, long terme	2.05E-01	5.10E-02	-1.04E-01	2.48E-02	7.34E-02	3.93E-02	2.75E-01	2.51E-01
Occupation des terres	1.34E-03	1.01E-03	4.76E-03	7.24E-03	1.62E-03	3.97E-03	1.20E-03	1.07E-03
Transformation des terres	2.22E-05	9.00E-06	1.74E-05	7.03E-05	1.14E-05	7.99E-05	4.08E-05	2.43E-05
Utilisation d'énergie fossile	3.68E+00	5.82E-01	6.98E-01	1.16E+00	6.31E-01	6.84E-01	7.50E+00	4.25E+00
Utilisation des ressources minérales	2.24E-03	6.22E-04	2.17E-03	2.66E-03	1.64E-03	3.53E-03	1.16E-03	7.66E-04
Rareté de l'eau	2.73E-02	9.29E-03	2.72E-02	3.04E-02	1.59E-02	3.04E-02	1.62E-02	9.76E-03
Acidification de l'eau douce	3.80E-04	3.04E-04	3.84E-04	6.60E-04	3.78E-04	3.90E-04	1.96E-03	1.45E-03
Acidification terrestre	4.15E-04	3.34E-04	5.30E-04	7.94E-04	4.10E-04	5.52E-04	2.18E-03	1.62E-03
Eutrophisation de l'eau douce	1.14E-04	8.32E-05	1.13E-04	1.37E-04	1.06E-04	1.13E-04	1.04E-04	9.05E-05
Eutrophisation marine	1.12E-05	8.98E-06	1.47E-05	8.72E-06	9.56E-06	1.52E-05	6.99E-05	6.05E-05
Écotoxicité de l'eau douce	4.82E+02	3.84E+02	5.66E+02	-2.80E+03	5.22E+02	5.90E+02	4.53E+02	4.14E+02
Formation de particules	4.11E-08	3.20E-08	5.09E-08	-6.60E-06	3.87E-08	-6.48E-07	1.28E-07	8.70E-08
Formation d'oxydant photochimique	5.47E-04	4.41E-04	2.82E-04	4.21E-04	4.78E-04	4.68E-04	3.55E-03	2.96E-03
Toxicité humaine, substances cancérigènes	6.96E-09	3.35E-09	5.31E-09	2.31E-09	4.48E-09	6.10E-09	4.53E-09	3.70E-09
Toxicité humaine, substances non cancérigènes	1.23E-08	7.31E-09	2.08E-08	1.29E-08	1.39E-08	1.99E-08	1.42E-08	9.37E-09
Radiations ionisantes	9.64E-01	8.97E-01	1.06E+00	1.24E+00	9.70E-01	1.05E+00	1.57E+00	1.08E+00
Appauvrissement de la couche d'ozone	4.64E-09	2.45E-09	3.93E-09	9.18E-09	2.75E-09	3.17E-09	1.28E-07	7.01E-08

Note : Le code de couleur permet d'illustrer, pour chaque catégorie d'impact, les options obtenant respectivement le résultat d'indicateur le plus faible (vert) et le plus élevé (orange).

Il est possible d'observer que :

- Le retrait du biogaz et du GNR du gaz naturel distribué par Énergir affecte peu les résultats de ses indicateurs environnementaux – les conclusions obtenues précédemment sont donc maintenues par rapport aux produits pétroliers et à l'électricité ;
- L'achat volontaire de GNR et du biogaz permet la plus grande diminution des émissions de GES parmi toutes les options considérées – incluant l'électricité ;
- Le recours au biogaz provenant de lieux d'enfouissement présente les résultats d'indicateurs les plus faibles pour 8 à 11 catégories d'impacts (selon l'utilisation) ;
- Le recours au GNR provenant des eaux usées présente les résultats d'indicateurs les plus faibles pour 3 à 4 catégories d'impacts (selon l'utilisation) ;
- Les produits pétroliers présentent généralement les résultats d'indicateur les plus élevés pour 6 à 9 catégories d'impacts (selon l'utilisation).

9.4 Conclusions sur le troisième objectif de l'étude

- S'approvisionner auprès de producteurs limitant leurs émissions fugitives à 0,55% pourrait générer une réduction de l'empreinte carbone de l'approvisionnement (hors phase d'utilisation) allant jusqu'à 32% (valeur obtenue si 100% de l'approvisionnement se fait auprès de ces producteurs).
- Les résultats obtenus sur les autres indicateurs environnementaux ne seraient pas affectés par un changement de producteurs (en supposant que seules leurs émissions fugitives diffèrent des autres producteurs).
- L'injection de gaz naturel renouvelable (GNR) permet de réduire l'empreinte carbone de l'approvisionnement d'Énergir, en partie du fait des crédits accordés. Ainsi, les réductions de GES sont tributaires de la source de GNR. Voir la section 10.7 pour plus de détails sur l'influence des crédits.
- Le GNR issu de fumier animal étant celui disposant du plus grand crédit, il permet la réduction la plus importante de l'empreinte carbone (plus de 36% de réduction pour les trois utilisations étudiées lorsqu'il est injecté à hauteur de 10% dans le réseau).
- Les résultats obtenus sur les autres indicateurs environnementaux ne varient pas tous dans la même façon lorsque la part de GNR dans l'approvisionnement augmente.
- L'achat volontaire de biogaz ou de GNR permet les plus grandes réductions d'émissions de GES parmi les filières énergétiques investiguées.

10 Analyses de sensibilité sur les résultats d'indicateurs environnementaux du gaz naturel distribué par Énergir

Les paramètres utilisés dans le modèle présentent un certain degré d'incertitude. Une variation des valeurs de ces paramètres – dans un intervalle plausible – peut influencer sur les résultats et les conclusions. L'objectif de cette section est donc de faire varier certains des paramètres afin de déterminer si les conclusions de l'étude sont remises en cause.

10.1 Analyse de sensibilité : méthode d'évaluation des impacts du cycle de vie

Cette analyse de sensibilité vise à déterminer si les conclusions changeraient en utilisant une autre méthode d'évaluation des impacts qu'IMPACTWorld+. La méthode utilisée pour cette analyse est donc ReCiPe (version 2016 1.02 Hiérarchiste).

Une comparaison numérique directe des résultats obtenus par les deux méthodes serait hasardeuse puisqu'elles se basent sur des modèles d'évaluation des impacts différents. De plus, certaines catégories d'impacts présentes dans IMPACTWorld+ ne sont pas considérées par la méthode ReCiPe.

Le Tableau 10-1 présente ainsi les résultats d'indicateurs environnementaux obtenus avec les méthodes IMPACTWorld+ (IW+) et ReCiPe, pour les étapes d'approvisionnement (rapportées à 1 MJ de gaz naturel), pour un système de gaz naturel fossile (gisement de Marcellus) et les systèmes de GNR. Pour chaque catégorie d'impact, les résultats sont normalisés par rapport au résultat le plus élevé (fixé à 100%).

Il est possible d'observer un changement de conclusions (c'est-à-dire des situations où les scénarios obtenant respectivement le résultat le plus élevé et le plus faible ne sont pas les mêmes pour les deux méthodes) pour les catégories d'impact suivantes :

- *Utilisation des ressources minérales* : bien que la catégorie d'impact porte le même nom dans les deux méthodes, elle ne considère pas la même liste de substances. Par exemple, la méthode IMPACT World+ inclut un facteur de caractérisation pour l'uranium, alors que cette substance n'est pas considérée par ReCiPe.
- *Écotoxicité de l'eau douce* : IMPACT World+ et ReCiPe partagent le même modèle de base pour évaluer cette catégorie d'impact (le modèle USEtox). Par conséquent, les différences observées viennent de l'implémentation des méthodes (sur une ou plusieurs substances) dans le logiciel ACV utilisé. Les substances en cause n'ont pas été identifiées mais sont liées à la production de fertilisant chimique ou de compost.
- *Formation d'oxydant photochimique* : la méthode ReCiPe n'a pas de facteur de caractérisation pour le méthane (qu'il soit fossile ou biogénique) pour cette catégorie d'impact alors que la méthode IMPACT World+ en propose un. Par conséquent, l'évitement d'émissions à l'atmosphère permet de générer un crédit environnemental pour cette catégorie d'impact avec IMPACT World+ mais pas avec ReCiPe.

Par conséquent, il est possible d'attester de la robustesse des conclusions obtenues précédemment.

Tableau 10-1 : Analyse de sensibilité – méthode d'évaluation des impacts pour l'approvisionnement de 1 MJ de gaz naturel – ReCiPe.

Catégorie d'impact	Gaz naturel fossile – Marcellus		GNR – Fumier animal		GNR – Eaux usées		GNR – Lieux d'enfouissement		GNR – Matières organiques résidentielles	
	IW+	ReCiPe	IW+	ReCiPe	IW+	ReCiPe	IW+	ReCiPe	IW+	ReCiPe
Changement climatique, court terme	100%	100%	-2363%	-2363%	35%	35%	28%	28%	-548%	-548%
Changement climatique, long terme	100%	N/A	-849%	N/A	47%	N/A	33%	N/A	-213%	N/A
Occupation des terres	8%	8%	100%	100%	70%	68%	21%	21%	70%	68%
Transformation des terres	21%	N/A	16%	N/A	99%	N/A	5%	N/A	100%	N/A
Utilisation d'énergie fossile	100%	100%	4%	4%	3%	3%	2%	2%	4%	4%
Utilisation des ressources minérales	65%	59%	65%	84%	98%	98%	46%	60%	100%	100%
Rareté de l'eau	26%	6%	94%	95%	100%	100%	54%	54%	97%	91%
Acidification de l'eau douce	63%	N/A	100%	N/A	75%	N/A	46%	N/A	92%	N/A
Acidification terrestre	29%	24%	100%	100%	79%	80%	21%	18%	87%	86%
Eutrophisation de l'eau douce	63%	60%	100%	100%	46%	49%	80%	81%	97%	98%
Eutrophisation marine	30%	84%	100%	100%	-791%	-2775%	12%	78%	84%	94%
Écotoxicité de l'eau douce	36%	39%	93%	100%	-65%	81%	73%	78%	100%	94%
Formation de particules	41%	67%	100%	100%	80%	81%	26%	38%	88%	92%
Formation d'oxydant photochimique	100%	100%	-222%	68%	30%	23%	29%	27%	-4%	59%
Toxicité humaine, substances cancérigènes	100%	100%	66%	65%	63%	62%	42%	42%	79%	79%
Toxicité humaine, substances non cancérigènes	33%	33%	100%	100%	79%	89%	50%	81%	84%	92%
Radiations ionisantes	64%	65%	100%	100%	63%	60%	58%	61%	89%	90%
Appauvrissement de la couche d'ozone	87%	0.24%	100%	100%	21%	-0.02%	26%	0.28%	55%	0.45%

Note : Le code de couleur est indicatif des résultats les plus élevés (en gris) et les plus faibles (en vert) pour chaque catégorie d'impact et pour chaque méthode.

10.2 Analyse de sensibilité : horizon temporel de l'indicateur de changement climatique

Tout au long de l'étude, la méthode d'évaluation des émissions de gaz à effet de serre employée se basait sur un horizon temporel de 100 ans. L'objectif de cette section est d'étudier les variations de résultats engendrées lorsque cet horizon est réduit à 20 ans.

Cette analyse de sensibilité n'affecte que les émissions de GES et, par conséquent, seules les variations de l'indicateur *Changement climatique, court terme* sont évaluées.

Pour des raisons de lisibilité, seul le gaz naturel fossile provenant du gisement du Marcellus est investigué comme système de gaz naturel fossile. Les résultats sont présentés au Tableau 10-2 et représentent les émissions de gaz à effet de serre pour les étapes d'approvisionnement (utilisation exclue).

Tableau 10-2 : Influence du passage de l'horizon temporel de 100 ans à 20 ans sur l'évaluation des émissions de gaz à effet de serre (kg éq. CO₂/MJ de gaz naturel)

Horizon temporel	Systèmes de gaz naturel fossile	Systèmes de gaz naturel renouvelable			
	Marcellus	Fumier animal	Eaux usées	Lieux d'enfouissement	Matières organiques résidentielles
100 ans	0.0101	-0.2485	-0.0089	0.0034	-0.0035
20 ans	0.0171	-0.6529	-0.0818	0.0045	-0.0826

Pour les systèmes de gaz naturel fossile, le résultat d'indicateur est affecté par le changement de valeur du PRG du méthane qui passe de 36 à 86 kg éq. CO₂/kg CH₄ lorsque l'horizon temporel passe de 100 ans à 20 ans. Pour le méthane biogénique, son PRG passe de 34 à 84 kg éq. CO₂/kg CH₄ lorsque l'horizon temporel passe de 100 ans à 20 ans.

Par conséquent, les indicateurs sont affectés par ces changements de PRG. Considérant que les émissions de méthane fossile ont lieu tout au long de son cycle de vie alors que les émissions de méthane biogénique sont particulièrement présentes pour le crédit associé au GNR, les conclusions obtenues demeurent inchangées mais, l'avantage du GNR comparativement au gaz naturel fossile augmente.

Note : L'approche cycle de vie considère un crédit pour les émissions évitées (et ce sans égard au lieu où elles se seraient produites), mais ne l'attribue aucunement à un acteur de la chaîne d'approvisionnement dans un contexte réglementaire de comptabilisation des GES.

10.3 Analyse de sensibilité : modification de l'approvisionnement

L'approvisionnement en gaz naturel d'Énergir est basé sur une série d'hypothèses (notamment sur l'approvisionnement aux carrefours gaziers de Dawn et d'Empress) qui ont potentiellement une importance sur les résultats d'indicateurs. Cette analyse de sensibilité cherche donc à évaluer les variations aux résultats d'indicateurs en fonction de la source d'approvisionnement.

Le Tableau 10-3 présente la variation potentielle des hypothèses d'approvisionnement. Il est à noter que l'hypothèse selon laquelle 20% du gaz naturel consommé au Canada vient des États-

Unis n'a pas été modifiée, à l'exception du scénario où l'approvisionnement gazier proviendrait entièrement du Marcellus.

Tableau 10-3 : Variation des hypothèses d'approvisionnement de gaz naturel d'Énergir

Scénario \ Origine	É.-U. Marcellus	É.-U. Barnett	É.-U. Haynesville	É.-U. Fayetteville	É.-U. Woodford	É.-U. Autres	Alberta	Colombie- Britannique	Biogaz	GNR
Part du gisement dans le mix – cas de base	10,44%	2,35%	3,20%	0,43%	1,06%	2,52%	53,40%	26,06%	0,50%	0,04%
AS- 100% Alberta	0%	0%	0%	0%	0%	0%	100%	0%	0%	0%
AS- 100% Marcellus	100%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
50% Alberta, 50% Marcellus	50%	0%	0%	0%	0%	0%	50%	0%	0%	0%
AS – 10% Empress, 90% Dawn	9,40%	2,11%	2,88%	0,39%	0,95%	2,27%	54,74%	26,72%	0,50%	0,04%
AS – 20% Empress, 80% Dawn	8,35%	1,88%	2,56%	0,34%	0,85%	2,02%	56,09%	27,37%	0,50%	0,04%
AS – 30% Empress, 70% Dawn	6,58%	1,48%	2,02%	0,27%	0,67%	1,59%	58,37%	28,49%	0,50%	0,04%
AS – 40% Empress, 60% Dawn	5,01%	1,13%	1,54%	0,21%	0,51%	1,21%	60,39%	29,47%	0,50%	0,04%
AS – 50% Empress, 50% Dawn	3,29%	0,74%	1,01%	0,13%	0,33%	0,80%	62,60%	30,56%	0,50%	0,04%
AS – 60% Empress, 40% Dawn	2,00%	0,45%	0,61%	0,08%	0,20%	0,48%	64,26%	31,36%	0,50%	0,04%
AS – 70% Empress, 30% Dawn	0,99%	0,22%	0,30%	0,04%	0,10%	0,24%	65,57%	32,00%	0,50%	0,04%
AS – 80% Empress, 20% Dawn	0,40%	0,09%	0,12%	0,02%	0,04%	0,10%	66,32%	32,37%	0,50%	0,04%
AS – 90% Empress, 10% Dawn	0,10%	0,02%	0,03%	0,00%	0,01%	0,02%	66,71%	32,56%	0,50%	0,04%

Le Tableau 10-4 présente la variation des résultats de l'indicateur *Changement climatique* aux diverses modifications d'hypothèses portant sur la variabilité de l'approvisionnement gazier.

Tableau 10-4 : Variation de l'indicateur *Changement climatique* en fonction de l'approvisionnement de gaz naturel

	Génération de chaleur	Transport routier	Transport maritime	Approvisionnement de gaz naturel
Unité	kg éq. CO ₂ /MJ chaleur	kg éq. CO ₂ /tkm	kg éq. CO ₂ /MJ énergie finale	kg éq. CO ₂ /MJ gaz naturel
Cas de base	0,075	0,072	0,22	0,0135
AS – 100% Alberta	0,076	0,073	0,22	0,0138
AS – 100% Marcellus	0,072	0,070	0,21	0,0103
AS – 50% Alberta, 50% Marcellus	0,074	0,072	0,215	0,0120
AS – 10% Empress, 90% Dawn	0,075	0,072	0,22	0,0136
AS – 20% Empress, 80% Dawn	0,075	0,072	0,22	0,0136
AS – 30% Empress, 70% Dawn	0,076	0,073	0,22	0,0137
AS – 40% Empress, 60% Dawn	0,076	0,073	0,22	0,0138
AS – 50% Empress, 50% Dawn	0,076	0,073	0,22	0,0139
AS – 60% Empress, 40% Dawn	0,076	0,073	0,22	0,0140
AS – 70% Empress, 30% Dawn	0,076	0,073	0,22	0,0140
AS – 80% Empress, 20% Dawn	0,076	0,073	0,22	0,0141
AS – 90% Empress, 10% Dawn	0,076	0,073	0,22	0,0141

Comme observé, les hypothèses sur l'approvisionnement du gaz naturel ne modifient que légèrement (de moins de 5% pour tous les scénarios envisagés et toutes les utilisations étudiées) le bilan global sur l'indicateur *Changement climatique* pour la génération de chaleur, le transport routier de marchandises, le transport maritime et l'approvisionnement de gaz naturel.

Le rapport mentionne à plusieurs reprises que l'évaluation de l'approvisionnement est incertaine, c'est-à-dire que l'approvisionnement réel pourrait varier de l'estimation obtenue. L'analyse de sensibilité vient d'attester que cette variabilité potentielle n'affecterait pas les résultats de l'étude au point d'en modifier les conclusions.

10.4 Analyse de sensibilité : variation du taux de production d'un puits de gaz naturel non conventionnel

La production d'un puits de gaz non conventionnel considérée jusqu'à maintenant reflète la médiane de la distribution statistique provenant de la littérature regroupant plusieurs centaines de puits de gaz naturel. Toutefois, il existe d'importantes variations à l'intérieur de cette distribution statistique. Cette analyse de sensibilité cherche à évaluer l'influence des variations potentielles de la production d'un puits non conventionnel de gaz naturel.

Cette analyse de sensibilité affecte tous les indicateurs environnementaux, et ce selon la même tendance pour chacun des gisements. Par conséquent, pour des raisons de simplification, seules les variations de l'indicateur *Changement climatique, court terme* sont présentées.

La Figure 10-1 présente les plages de variabilité des émissions de GES des étapes d'approvisionnement, rapportées à 1 MJ de gaz naturel, pour les systèmes de gaz naturel fossile,

prenant en compte les variations potentielles de la production des puits pour les gisements considérés.

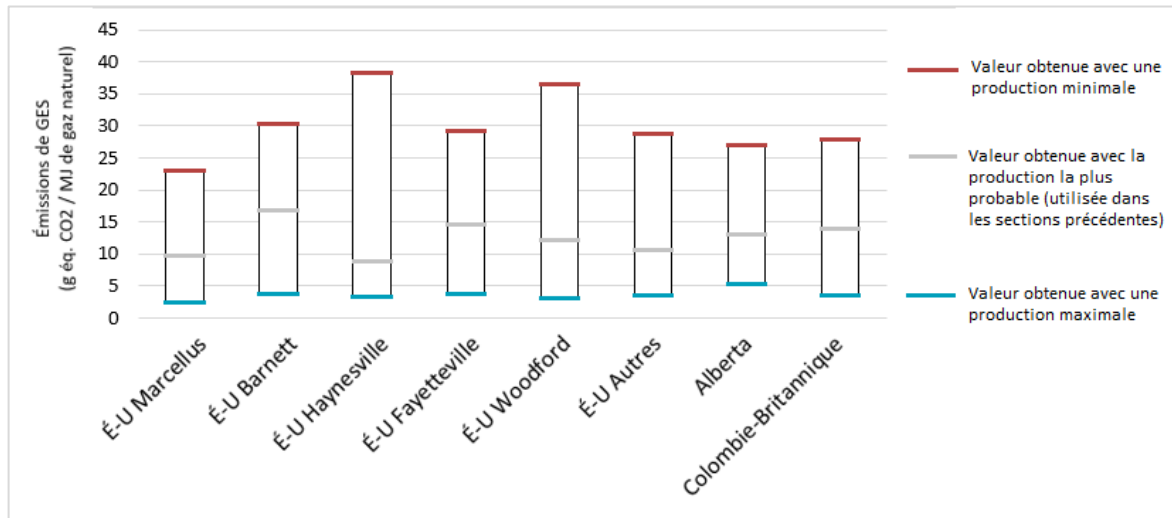


Figure 10-1 : Émissions de GES pour les étapes d'approvisionnement des systèmes de gaz naturel fossile, prenant en compte la variation potentielle de la production des puits pour les gisements considérés.

Il est possible d'observer que la différenciation des gisements de gaz naturel fossile s'explique en grande partie par le taux de production des puits considéré.

10.5 Analyse de sensibilité : fuites de méthane après la fermeture des puits de gaz naturel

Bien que les fuites de méthane après la fermeture des puits pourraient être considérées comme étant des incidents – et donc non prises en compte en ACV – ces fuites pourraient survenir.

Selon une étude du MERN, les fuites détectées après fermeture temporaire d'un puits varient entre 2 et 190 m³ de gaz/jour. Des fuites ont été recensées sur 60% des puits investigués – ces puits n'avaient pas été définitivement fermés. Une étude plus récente en Colombie-Britannique, annonce plutôt l'existence de fuites post-fermetures sur 10% des puits (Wisen et coll., 2019). L'état des puits n'a cependant pas été mentionné. Au Canada, un puits définitivement fermé doit passer un test de bullage et le résultat de fuites doit être de zéro. De plus amples informations seraient requises pour inclure ces émissions post-fermeture autrement que comme des incidents potentiels (c'est-à-dire comme des événements systématiques devant être pris en compte dans un scénario de base d'analyse du cycle de vie). Elles sont donc étudiées dans cette analyse de sensibilité mais non considérées dans les sections traitant des résultats principaux.

Cette analyse de sensibilité considère ainsi des fuites de méthane de 96 m³ de gaz/jour (soit la moyenne des valeurs extrêmes trouvées par le MERN) sur une période de 20 ans (période arbitraire). L'indicateur utilisé est le PRG sur un horizon de 100 ans.

Cette analyse de sensibilité n'affecte que les émissions de GES et, par conséquent, seules les variations de l'indicateur *Changement climatique, court terme* sont évaluées.

Les résultats sont présentés au Tableau 10-5.

Tableau 10-5 : Influence de l'ajout d'émissions fugitives de méthane après la fermeture des puits sur les émissions de GES évaluées pour les étapes d'approvisionnement des systèmes de gaz naturel fossile (kg éq. CO₂/MJ de gaz naturel).

Gisement	É.-U. Marcellus	É.-U. Barnett	É.-U. Haynesville	É.-U. Fayetteville	É.-U. Woodford	É.-U. autres	Alberta	Colombie- Britannique	GN distribué par Énergir
	100% d'approvisionnement								
Scénario de base	0.0103	0.0174	0.0090	0.0148	0.0127	0.0126	0.0138	0.0149	0.0135
Avec une valeur moyenne de 96 m ³ /jour pendant 20 ans Ajout de 1,8 x 10 ⁷ kg éq. CO ₂ ⁵⁴									
Avec ajout d'émissions	0.0186	0.0285	0.0135	0.0247	0.0193	0.0225	0.0237	0.0248	0.0231
Facteur de différence	+81%	+64%	+50%	+67%	+52%	+79%	+72%	+67%	+70%
Avec une valeur minimale de 2 m ³ /jour pendant 20 ans Ajout de 3,7 x 10 ⁵ kg éq. CO ₂ ⁵⁵									
Avec ajout d'émissions	0.0105	0.0176	0.0091	0.0150	0.0128	0.0128	0.0140	0.0151	0.0137
Facteur de différence	+2%	+1%	+1%	+1%	+1%	+2%	+2%	+1%	+1%
Avec une valeur maximale de 190 m ³ /jour pendant 20 ans Ajout de 3,5 x 10 ⁷ kg éq. CO ₂ ⁵⁶									
Avec ajout d'émissions	0.0267	0.0393	0.0180	0.0345	0.0258	0.0323	0.0335	0.0346	0.0324
Facteur de différence	+160%	+126%	+99%	+133%	+104%	+157%	+143%	+132%	+139%

Comme attendu, les fuites de méthane post-fermeture des puits augmentent les résultats d'indicateur du gaz naturel distribué par Énergir (utilisation exclue) pour la catégorie *Changement climatique, court terme*. La variation est comprise entre +1% et +160% selon le gisement d'où provient le gaz naturel et l'envergure des fuites de méthane.

Alors que le tableau précédent évaluait l'effet des émissions fugitives post-fermeture sur l'approvisionnement de gaz naturel, le Tableau 10-6 évalue l'effet de la présence de ces mêmes émissions post-fermeture sur la comparaison des systèmes d'utilisation énergétique (c'est-à-dire la génération de chaleur, le transport routier de marchandises et le transport maritime).

⁵⁴ Cette valeur est obtenue par le calcul suivant : 96 m³/jour x 0,7 kg CH₄/m³ x 365 jours/an x 20 ans x 36 kg éq. CO₂/kg CH₄

⁵⁵ Cette valeur est obtenue par le calcul suivant : 2 m³/jour x 0,7 kg CH₄/m³ x 365 jours/an x 20 ans x 36 kg éq. CO₂/kg CH₄

⁵⁶ Cette valeur est obtenue par le calcul suivant : 190 m³/jour x 0,7 kg CH₄/m³ x 365 jours/an x 20 ans x 36 kg éq. CO₂/kg CH₄

Tableau 10-6 : Influence de l'ajout d'émissions fugitives de méthane après la fermeture des puits sur les émissions de GES évaluées pour les diverses utilisations (kg éq. CO₂/MJ de chaleur ou tkm ou MJ énergie finale).

Utilisation	Chaleur		Transport routier de marchandises		Transport maritime	
	Gaz naturel distribué par Énergir	Mazout	Gaz naturel distribué par Énergir	Diesel	Gaz naturel distribué par Énergir	Mazout lourd / Diesel marin
96 m ³ /jour pendant 20 ans	0.0847	0.11	0.082	0.087	0.23	0.28 / 0.26
2 m ³ /jour pendant 20 ans	0.0754		0.073		0.22	
190 m ³ /jour pendant 20 ans	0.0941		0.091		0.24	

Il apparaît que les conclusions de l'étude demeurent inchangées lorsque l'on compare le gaz naturel distribué par Énergir et les divers produits pétroliers à l'exception du cas du transport routier de marchandises en considérant les émissions post-fermeture à leur valeur maximale. Il est toutefois impossible à ce stade de juger de la plausibilité ou de l'occurrence systématique ou non de ces fuites de méthane post-fermeture.

10.6 Analyse de sensibilité : émissions fugitives de méthane

Cette analyse de sensibilité se penche sur la question du taux d'émissions fugitives de l'approvisionnement du gaz naturel fossile, c'est-à-dire sur les étapes d'exploration, d'extraction, de traitement et de distribution.

Cette analyse de sensibilité n'affecte que les émissions de GES et, par conséquent, seules les variations de l'indicateur *Changement climatique, court terme* est évalué.

Dans les sections précédentes de l'étude, les taux utilisés étaient ceux représentant les meilleures informations disponibles. Cependant, il existe une certaine variabilité de ces taux et en particulier, certains acteurs du secteur gazier présentent des émissions supérieures. L'objectif est donc ici d'évaluer les bilans d'émissions de GES de ces émetteurs.

Sachant que dans le cas de base les taux d'émissions fugitives totaux étaient compris entre 0,82% et 1,44%, les valeurs considérées ici varient de 2% à 5%.

Tableau de rappel : Émissions fugitives considérées dans le cas de base, selon le gisement de gaz naturel

Origine du gaz	Gaz naturel fossile américain						Gaz naturel fossile canadien	
	Marcellus	Barnett	Haynesville	Fayetteville	Woodford	Autres	Alberta	Colombie - Britannique
Total des émissions fugitives	0.80% (0.6-1.44%)	1.44% (0.64-3.87%)	0.92% (0.64-3.57%)	1.00% (0.64-1.77%)	0.82% (0.54-1.67%)	1.12% (0.66-2.42%)	0.94% (0.5-2.1%)	0.94% (0.5-2.1%)

La Figure 10-2 présente les émissions de GES des étapes d’approvisionnement, rapportées à 1 MJ de gaz naturel, pour les systèmes de gaz naturel fossile selon divers taux d’émissions fugitives.

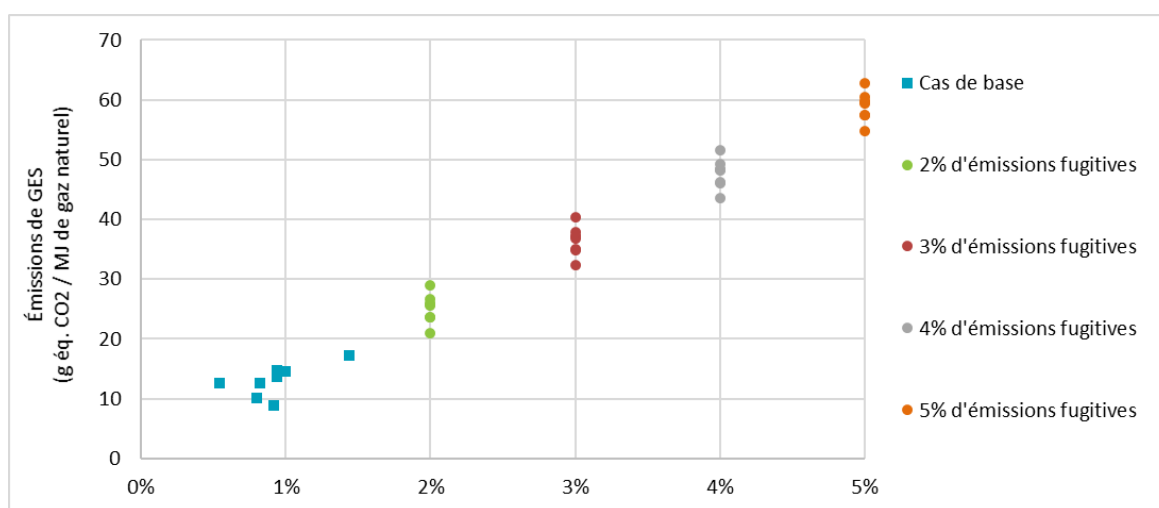


Figure 10-2 : Émissions de GES pour les étapes d’approvisionnement, rapportées à 1 MJ de gaz naturel, pour les systèmes de gaz naturel fossile selon divers taux d’émissions fugitives.

Note : Les points dispersés du cas de base (en bleu) correspondent aux valeurs d’émissions fugitives et du bilan carbone associées à chaque gisement de gaz naturel (voir tableau de rappel en haut de cette page). Pour les valeurs d’émissions testées dans cette analyse (en vert, rouge, gris et orange), les émissions fugitives sont considérées identiques pour tous les gisements (de 2% à 5%).

Dans le cas de base, les résultats obtenus variaient entre 9,0 et 17,4 g éq. CO₂/MJ de gaz naturel. Le passage à 2% d’émissions fugitives mène à des résultats variants entre 21 et 27 g éq. CO₂/MJ de gaz naturel. On note que la dispersion des résultats est moindre du fait de l’harmonisation des taux d’émissions entre les systèmes.

De même, lorsque les émissions fugitives atteignent 3% de la production, les résultats augmentent jusqu’à 32 à 39 g éq. CO₂/MJ de gaz naturel. Ils atteignent 43 à 49 g éq. CO₂/MJ pour des émissions fugitives de 4%, et enfin 54 à 60 g éq. CO₂/MJ pour des émissions fugitives de 5%.

Pour chacune des utilisations envisagées, il existe donc un taux d'émissions fugitives pour lequel le bilan GES du gaz naturel distribué au Québec atteint la même valeur que celui des produits pétroliers. Ces valeurs d'équivalence sont présentées au Tableau 10-7.

Note : Ces émissions peuvent inclure des émissions fugitives post-fermeture.

Tableau 10-7 : Influence de l'ajout d'émissions fugitives de méthane sur les émissions de GES évaluées pour les diverses utilisations (kg éq. CO₂/MJ de chaleur ou tkm ou MJ énergie finale).

Utilisation	Taux d'émission fugitives pour atteindre l'équivalence avec les produits pétroliers
Génération de chaleur	5,5%
Transport routier des marchandises	3,3%
Transport maritime	12% (mazout lourd) / 20% (diesel marin)

Comme mentionné plus tôt, seul le point d'équivalence pour le transport routier de marchandises se situe près de valeurs d'émissions fugitives rapportées dans la littérature (0,51 – 2,07%).

10.7 Analyse de sensibilité : crédits accordés au GNR

Cette analyse de sensibilité concerne les crédits c'est-à-dire les émissions évitées accordées aux systèmes de gaz naturel renouvelable et de biogaz. En effet, ces crédits sont très variables et influencent fortement les résultats obtenus pour ces systèmes.

Note : L'approche cycle de vie considère un crédit pour les émissions évitées (et ce sans égard au lieu où elles se seraient produites), mais ne l'attribue aucunement à un acteur de la chaîne d'approvisionnement dans un contexte règlementaire de comptabilisation des GES.

L'objectif de cette section est donc d'étudier l'influence des crédits sur les résultats obtenus pour les systèmes de GNR (l'effet du crédit du biogaz peut être considéré similaire à celui du GNR issu des lieux d'enfouissement). Ont été considérés : le cas de base avec le crédit le plus probable, le cas où aucun crédit n'est attribué, et le cas où les crédits maximums envisageables sont accordés. Ces crédits maximums correspondent aux émissions évitées du fumier le plus émetteur de GES pour le système du fumier animal, à un cas où le digestat des eaux usées et des matières organiques résidentielles pourrait remplacer (après changement de réglementation) le fumier animal le plus émetteur, et à une situation où la totalité des émissions des lieux d'enfouissements sont envoyées à l'atmosphère (aucune capture, cette pratique étant toutefois contraire à la réglementation québécoise actuelle).

Cette analyse de sensibilité peut affecter d'autres indicateurs mais affecte spécialement l'indicateur *Changement climatique* et, par conséquent, seules les variations de l'indicateur *Changement climatique, court terme* sont évaluées.

La Figure 10-3 présente les émissions de GES des étapes d'approvisionnement, rapportées à 1 MJ de gaz naturel, des systèmes de GNR pour les cas de crédits les plus probables, d'aucun crédit et de crédits maximums.

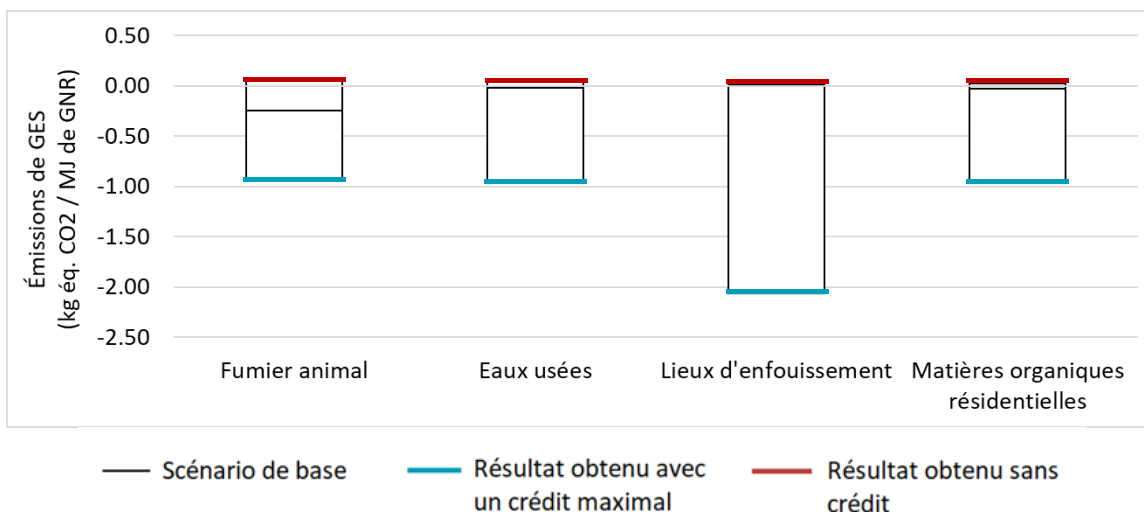


Figure 10-3 : Émissions de GES pour les étapes d'approvisionnement, rapportées à 1 MJ de gaz naturel, pour les systèmes de GNR pour les cas de crédits les plus probables, d'aucun crédit et de crédits maximums

Comme illustré, les résultats varient fortement selon les crédits accordés. En effet, dans le cas de base, les résultats nets variaient entre -0,29 et 0,022 kg éq. CO₂/MJ de gaz naturel. Le retrait des crédits mène à des résultats variants de 0,003 à 0,050 kg éq. CO₂/MJ de gaz naturel. La variation est encore plus importante lorsque des crédits maximums sont accordés, avec des résultats nets compris entre -2,1 et -0,66 kg éq. CO₂/MJ de gaz naturel.

10.8 Analyse de sensibilité : Modification du pouvoir calorifique inférieur du gaz naturel

Une valeur de 35,5 MJ/m³ (PCI) a été utilisée dans le scénario de base pour des raisons de cohérence avec la base de données *ecoinvent*. Toutefois, ce pouvoir calorifique du gaz naturel peut varier entre 32,5 et 37,4 MJ/m³. L'objectif de cette analyse de sensibilité est donc d'étudier l'influence d'une variation du PCI sur les résultats d'indicateurs obtenus. **Cette analyse de sensibilité affecte tous les indicateurs de la même façon. Par conséquent, pour des raisons de simplification, seules les variations de l'indicateur *Changement climatique, court terme* sont présentées** (voir Figure 10-4).

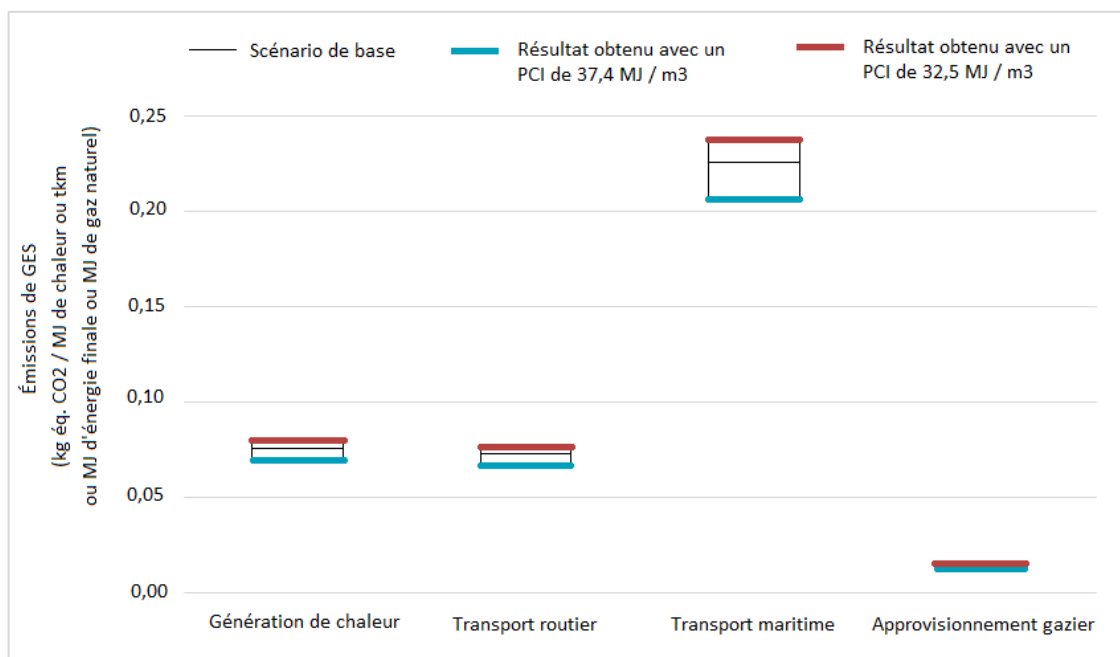


Figure 10-4 : Variation des émissions GES selon le Pouvoir Calorifique Inférieur (PCI) utilisé.

Comme illustré, changer le pouvoir calorifique utilisé dans cette étude ferait varier tous les résultats obtenus dans ce rapport de +5% (si une valeur de 32,5 MJ/m³ est utilisée) à -8% (avec une valeur de 37,4 MJ/m³).

Ces variations ne sont pas suffisantes pour modifier les conclusions lors d'une comparaison avec les systèmes pétroliers.

11 Qualité des données, limites et recommandations

11.1 Qualité des données

Les résultats de l'analyse de la qualité des données d'inventaire sont résumés au tableau suivant. À partir de cette analyse, il a été possible de conclure que dans l'ensemble, les données employées pour l'étude sont jugées acceptables.

Tableau 11-1 : Qualité des données d'inventaire

Processus	Contribution	Fiabilité	Complétude	Corrélation temporelle	Corrélation géographique	Corrélation technologique	Source
Gaz naturel fossile							
Production du gaz naturel fossile	9%-98%	2	3	3	3	2	Expert
Traitement	3-55%	3	5	5	3	3	Expert
Transmission	0-3%	1	3	1	3	2	Expert
Distribution	0-3%	1	1	1	1	1	Expert
Gaz naturel renouvelable							
GNR issue du fumier animal	19-81%	3	3	2	3	3	Expert
GNR issue des eaux usées	41-96%	3	3	2	3	3	Expert
GNR issue des lieux d'enfouissement	42-100%	3	3	2	3	3	Expert
GNR issue des matières organiques résidentielles	27-97%	3	3	2	3	3	Expert
Traitement du biogaz	0-77%	2	1	4	4	1	ecoinvent
Distribution	0-5%	1	1	1	1	1	Expert
Compression du gaz naturel							
Compression	0-12%	3	3	3	3	3	Expert
Liquéfaction du gaz naturel							
Liquéfaction	0-12%	1	1	1	1	1	Expert
Extraction pétrole brut							
Conventionnel américain	0-97%	3	3	3	3	3	Expert
Conventionnel canadien	0-97%	3	3	3	3	3	Expert
Conventionnel algérien	0-97%	3	3	3	3	3	Expert
Sable bitumineux	0-97%	3	3	3	3	3	Expert
Production de produits pétroliers							
Diesel	2-67%	3	3	3	3	3	Expert
Mazout léger	2-67%	3	3	3	3	3	Expert
Mazout lourd	2-67%	3	3	3	3	3	Expert
Propane	2-67%	3	3	3	3	3	Expert
Utilisation du gaz naturel							
Génération de chaleur	1-90%	1	1	4	5	3	ecoinvent
Camion lourd	9-81%	3	3	3	3	1	ecoinvent
Navire	9-88%	1	1	5	1	1	ecoinvent
Utilisation des produits pétroliers							
Génération de chaleur	0-92%	3	3	4	5	3	ecoinvent
Camion lourd	17-94%	2	2	3	4	1	ecoinvent
Navire	4-96%	1	1	5	1	1	ecoinvent

Rappel : Une donnée de la plus haute qualité n'obtiendrait que des "1" pour tous les critères, tandis qu'une donnée de la qualité la plus basse n'obtiendrait que des "5".

Il apparaît que :

- Les problèmes de qualité des données sont principalement liés à la corrélation temporelle - données d'âge inconnu (traitement du gaz naturel à partir d'un modèle théorique) ou de plus de 15 ans (navire). Une amélioration de la qualité de ces données ne pourrait être que bénéfique. Néanmoins, les données sont jugées de qualité suffisante aux fins de cette étude.
- Des efforts supplémentaires de collecte de données pourraient être envisagés en particulier pour l'étape de traitement du gaz naturel. Cependant, même si le processus est basé sur des données de qualité inférieure, cette étape contribue généralement peu aux résultats globaux d'indicateurs, particulièrement lorsque l'étape d'utilisation est incluse, et par conséquent, l'amélioration des données pour modéliser ces processus ne devrait pas modifier les conclusions générales de cette étude.

11.2 Applications et limites de l'ACV

Tous les résultats et conclusions tirés du contexte original de cette étude doivent être évités – une extrapolation des résultats à d'autres contextes, d'autres technologies ou en des temps différents peuvent influencer suffisamment les résultats pour inverser certaines conclusions.

Les résultats de l'étude peuvent être utilisés pour :

- Identifier les forces et les faiblesses de chaque chaîne d'approvisionnement en gaz naturel;
- Identifier les efforts d'amélioration pour les futures études.

Les principales limites de cette étude sont :

- Les résultats d'indicateurs sont des expressions relatives et ne permettent pas de prévoir les impacts réels, le dépassement des seuils, les marges de sécurité ou les risques ;
- L'étude se limite aux systèmes de gaz naturel étudiés. Les résultats ne devraient pas être extrapolés à d'autres contextes géographiques, à moins de considérer une incertitude extrême ;
- L'interprétation des résultats d'indicateurs ne peut être basée que sur les résultats obtenus, c'est-à-dire les substances pour lesquelles un facteur de caractérisation existe dans la méthode d'évaluation des impacts du cycle de vie ;
- L'indicateur de la rareté de l'eau n'a pas été régionalisé dans ce rapport. Une régionalisation des flux d'eau fournirait un meilleur aperçu de l'impact associé à cet indicateur. En l'état, l'indicateur représente un prélèvement d'eau sans qu'il soit associé à un endroit particulier sur la planète.
- Pour la comparaison entre le gaz naturel et l'électricité, la donnée ACV de l'approvisionnement d'électricité québécoise est actuellement en processus de mise à jour. La donnée n'ayant pas encore été validée, elle n'a pas été utilisée dans la présente étude. Cette étude considère donc la dernière donnée disponible et révisée.
- Contrairement à une évaluation des risques environnementaux menée dans un contexte réglementaire et utilisant une approche conservatrice, cette étude cherche à fournir la meilleure estimation possible (Udo de Haes et coll., 2002). Elle essaie donc de représenter l'occurrence la plus probable, et les modèles utilisés ne tentent pas de maximiser l'exposition et les dommages environnementaux ;

- Les résultats d'indicateurs environnementaux ne se substituent en aucun cas à une analyse de risque et ne nous renseignent pas sur les incidents potentiels ou les dangers associés. En ce sens, les risques spécifiques aux espèces en voies de disparition ne sont pas pris en compte.
- Les catégories d'impacts environnementaux représentent une évaluation globale. Toutefois, il est possible que localement ou régionalement, il y ait une augmentation des impacts environnementaux comparativement à ce qu'ils étaient avant.

11.3 Recommandations et perspectives

Le CIRAIG est confiant dans la validité de l'évaluation pour la plupart des processus, soit parce que les données sont jugées de qualité satisfaisante, soit parce que les processus ont de faibles contributions aux résultats.

Lorsque l'on considère les processus en amont de l'étape d'utilisation, l'étape d'extraction est le contributeur le plus important aux résultats d'indicateurs d'impacts pour les systèmes de gaz naturel. Le CIRAIG estime que l'évaluation de ce processus est saine. Une certaine variabilité est attendue - notamment en termes du taux d'émissions fugitives et de la production d'un puits. Une telle variabilité a cependant été prise en compte en analyse de sensibilité.

L'étape de traitement du gaz naturel repose sur un modèle théorique (basé sur la composition du gaz naturel) dont la modélisation pourrait être améliorée, en termes de complétude et de corrélation temporelle, par des mesures directes. Cependant, compte tenu de la faible contribution du processus, particulièrement lorsque l'étape d'utilisation est incluse, une modélisation basée sur des mesures directes ne devrait pas inverser les conclusions de cette étude.

12 Conclusion

Bien que cette étude ne puisse statuer avec certitude que le gaz naturel représente bel et bien une énergie de transition, elle fournit d'importants éléments pouvant alimenter la discussion. Elle établit en effet les profils environnementaux de diverses utilisations (génération de chaleur, transport routier de marchandises, transport maritime) du gaz naturel distribué au Québec. Elle présente également les profils environnementaux du gaz naturel fossile produit en Amérique du Nord, du gaz naturel renouvelable (GNR) produit à partir du fumier animal, d'eaux usées, de lieux d'enfouissement et de matières organiques résidentielles québécoises, et de divers produits pétroliers.

Ces informations permettront à Énergir de prendre des décisions et/ou d'informer ses clients et/ou le grand public.

Plus spécifiquement, Énergir souhaite en apprendre davantage sur :

- 1) les impacts environnementaux, et plus spécifiquement les émissions de GES, de sa chaîne d'approvisionnement ;
- 2) la comparaison des impacts environnementaux, et plus spécifiquement des émissions de GES, de sa chaîne d'approvisionnement avec d'autres filières énergétiques – notamment les produits pétroliers – pour la génération de chaleur, le transport routier et le transport maritime ;
- 3) le potentiel de réduction des impacts environnementaux de sa chaîne d'approvisionnement, et plus particulièrement des émissions de GES, par un changement des pratiques d'approvisionnement (choix de producteurs limitant leurs émissions fugitives et augmentation du taux de gaz naturel renouvelable).

La suite de cette section revient sur les principales observations faites en réponse à chacun de ces objectifs.

Objectif 1 : Impacts environnementaux de la chaîne d'approvisionnement du gaz naturel distribué par Énergir

Une fois injecté dans le réseau, le gaz naturel produit à divers endroits se mélange et il devient impossible de retracer l'origine du gaz naturel qui est consommé à un instant précis. Par conséquent, pour avoir une estimation de l'approvisionnement du gaz naturel d'Énergir, une série d'hypothèses, basées sur des données annuelles d'approvisionnement aux différents carrefours gaziers d'Énergir, l'État de l'Énergie au Québec en 2019, des données de production gazière de Ressources naturelles Canada et des données de production de l'Agence américaine de l'énergie (EIA) ont été posées.

Cette évaluation de l'approvisionnement de gaz naturel dans le réseau de distribution d'Énergir, s'avère par conséquent excessivement incertaine.

L'approvisionnement en gaz naturel d'Énergir tel qu'évalué estime qu'environ 80% du gaz naturel distribué au Québec provient de l'Alberta et de la Colombie-Britannique. En conséquence, il apparaît que les parts d'approvisionnement en gaz naturel fossile provenant de l'Alberta et de la Colombie-Britannique sont les deux principaux contributeurs aux résultats de tous les indicateurs environnementaux du cycle de vie de l'approvisionnement gazier.

En se basant sur ces hypothèses, les informations provenant de la littérature et les données provenant d'Énergir, il a été considéré que le taux d'émissions fugitives du gaz naturel distribué au Québec est de 0,93%.

Pour l'indicateur *Changement climatique*, les émissions de GES sont évaluées à 13,5 grammes d'équivalent CO₂ par mégajoule de gaz naturel distribué par Énergir (hors phase d'utilisation).

Toujours pour l'indicateur *Changement climatique*, **les émissions fugitives, les niveaux de production des puits et la composition du gaz naturel sont les paramètres influençant le plus les résultats obtenus pour l'approvisionnement en gaz naturel fossile**⁵⁷. Les variations de ces paramètres induisent un écart de près de 50% (sur l'approvisionnement uniquement) entre les résultats du gisement de Haynesville (résultat le plus faible) et du gisement de Barnett (résultat le plus élevé) lorsque les résultats sont rapportés par MJ d'énergie. Le gisement d'Haynesville présente en effet la production moyenne la plus élevée à 110 Mm³/puits. À l'inverse, les gisements de gaz naturel de Barnett, de Fayetteville, d'Alberta et de Colombie-Britannique présentent généralement des résultats d'indicateurs plus élevés du fait de leur production moyenne plus faible évaluée entre 45 et 50 Mm³/puits. Les émissions fugitives du gisement de Barnett sont également rapportées (dans la littérature) comme étant supérieures.

Objectif 2 : Comparaison des impacts environnementaux avec d'autres filières pour la génération de chaleur, le transport routier et le transport maritime

Les émissions de GES induites par l'utilisation du gaz naturel distribué par Énergir ont été évaluées en fonction d'hypothèses sur l'approvisionnement gazier (ces valeurs demeurent incertaines, particulièrement en raison des hypothèses posées pour évaluer le mix gazier du réseau de distribution d'Énergir). Cette évaluation a permis d'observer que le résultat de l'indicateur *Changement climatique* du gaz naturel distribué au Québec est inférieur à celui des produits pétroliers de : 32% pour la génération de chaleur (en comparaison avec le mazout), 16% pour le transport routier de marchandises (en comparaison avec le diesel) et 15% à 23% pour le transport maritime (en comparaison avec le diesel marin et le mazout lourd). **Ces conclusions peuvent toutefois être modifiées par une augmentation des émissions fugitives de méthane lors de la phase d'approvisionnement ou par une différence d'efficacité plus élevée entre les systèmes de gaz naturel et les systèmes des produits pétroliers.**

Objectif 3 : Réduction potentielle des impacts environnementaux par un changement des pratiques d'approvisionnement

Ce rapport a également permis de mettre en lumière deux façons de diminuer le bilan GES du gaz naturel distribué au Québec :

- Un approvisionnement auprès de producteurs ayant démontré une capacité à limiter leurs émissions fugitives de méthane tout au long de la chaîne d'approvisionnement ;

⁵⁷ L'unité étant le [impact]/MJ, plus un puits est productif, plus la part des impacts environnementaux de ses opérations et des infrastructures attribuée à 1 MJ est faible.

- Une production et distribution accrue de gaz naturel renouvelable (GNR).

Approvisionnement auprès de producteurs limitant leurs émissions fugitives :

Actuellement, en se basant sur les données de la littérature et des données provenant d'Énergir, le taux d'émissions fugitives du gaz naturel distribué au Québec est évalué à 0,93%. Pourtant, certains producteurs de gaz naturel de divers programmes ont été audités avec un taux d'émissions fugitives équivalent à 0,55% sur leur chaîne d'approvisionnement. Par conséquent, un approvisionnement auprès de producteurs de ces programmes permettrait de diminuer les émissions GES du gaz naturel distribué au Québec. Cette réduction potentielle est évaluée au maximum à 32% (valeur obtenue si 100% de l'approvisionnement est issu de producteurs limitant leurs émissions fugitives à 0,55%).

Augmentation de la part de GNR dans l'approvisionnement :

Pour une même quantité d'énergie fournie à partir de gaz naturel fossile ou de GNR, les résultats obtenus sont différents car le carbone émis par la combustion de GNR est biogénique⁵⁸ et que des crédits sont attribués au GNR afin de traduire les activités évitées du fait de sa production.

Note : L'approche cycle de vie considère un crédit pour les émissions évitées (et ce sans égard au lieu où elles se seraient produites), mais ne l'attribue aucunement à un acteur de la chaîne d'approvisionnement dans un contexte règlementaire de comptabilisation des GES.

En effet, la production de GNR permet d'éviter le torchage du biogaz récupéré dans les sites d'enfouissement (car celui-ci est envoyé dans le réseau gazier plutôt que d'être brûlé sur place), d'éviter de la production d'engrais chimique et/ou d'éviter la gestion usuelle du fumier animal (puisque le méthane est récupéré). Par conséquent, l'injection d'une plus grande quantité de GNR dans le réseau de distribution d'Énergir permet une réduction du bilan GES.

Malgré les réductions obtenues sur la catégorie d'impact *Changement climatique, court terme*, l'augmentation de la part de GNR dans l'approvisionnement engendre néanmoins une augmentation des résultats sur d'autres catégories d'impact.

Interprétation des résultats : limites de l'étude

Les principales limites de cette étude incluent le fait que l'étude se concentre sur certains systèmes de gaz naturel et de produits pétroliers, pour certaines utilisations au Québec (et ne présente pas l'ensemble des usages de ces énergies). Par conséquent, les résultats ne doivent pas être extrapolés à d'autres systèmes ni d'autres contextes géographiques. Par ailleurs, les résultats d'indicateurs environnementaux mentionnés sont globaux. Il est également important de rappeler que les analyses de cycle de vie, celle-ci incluse, ne se substituent en aucun cas à une analyse de risque et ne renseignent pas sur les incidents potentiels, les dangers associés aux diverses filières énergétiques investiguées ou aux problématiques spécifiques locales. Enfin, ce rapport étudie uniquement les impacts environnementaux et ne considère pas de questions économiques, sociales ou techniques et se limite aux indicateurs investigués. La section 11.2 « Applications et limites de l'ACV » présente la liste complète des limitations de l'étude.

⁵⁸ **Note** : Le PRG100 du CO₂ biogénique est de 0 kg éq. CO₂/kg CO₂ tandis que celui du CO₂ fossile est de 1 kg éq. CO₂/kg CO₂. Le PRG100 du méthane biogénique est de 34 kg éq. CO₂/kg CH₄ tandis que celui du méthane fossile est de 36 kg éq. CO₂/kg CH₄.

Références

- ALBERTA ENERGY REGULATOR (2018) Natural gas methodology. <http://www.aer.ca/providing-information/data-and-reports/statistical-reports/natural-gas-methodology>
- ALLEN, TORRES, THOMAS, SULLIVAN, HARRISON, HENDLER, HERNDON, KOLB, FRASER, HILL, LAMB, MISKIMINS, SAWYER, SEINFELD. (2013). Measurements of methane emissions at natural gas production sites in the United States. PNAS
- ALVAREZ, et al. (2018) Assessment of methane emissions from the U.S. oil and gas supply chain. Science
- BARKLEY, LAUVAUX, DAVIS, et coll. (2017). Quantifying methane emissions from natural gas production in north-eastern Pennsylvania. Atmospheric Chemistry and Physics 17(22): 13941-13966
- BRANDT, HEATH, KORT, O'SULLIVAN, PÉTRON, JORDAAN, TANS, WILCOX, GOPSTEIN, ARENT, WOFSY, BROWN, BRADLEY, STUCKY, EARDLEY, HARRISS. (2014). Methane Leaks from North American Natural Gas Systems. Science, 343, p. 733-735
- BULLE, C., MARGNI, M., PATOUILLARD, L. et al. IMPACT World+: a globally regionalized life cycle impact assessment method. Int J Life Cycle Assess 24, 1653–1674 (2019). <https://doi.org/10.1007/s11367-019-01583-0>
- BULLIN, K., KROUSKOP, P., (2009). Composition variety complicates processing plans for US shale gas. [En ligne]. <http://www.bre.com/portals/0/technicalarticles/Keith%20Bullin%20-%20Composition%20Variety%20US%20Shale%20Gas.pdf>. [page consultée le 11 juin 2014]
- 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.
- CALIFORNIA AIR RESOURCE BOARD (2018). LCFS pathway certified carbon intensities. <https://ww2.arb.ca.gov/resources/documents/lcfs-pathway-certified-carbon-intensities>
- CANADIAN ASSOCIATION OF PETROLEUM PRODUCERS (2019). Données en ligne disponibles à l'adresse : <https://www.capp.ca/canadian-oil-and-natural-gas/oil-sands>
- 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.
- CAULTON, D.R., SHEPSON, P.B., SANTORO, R.L., SPARKS, J.P., HOWARTH, R.W., INGRAFFEA, A. R., CAMBALIZA, O.L., SWEENEY, C., KARION, A., DAVIS, K.J., STIRM B.H., MONTZKA, S.A., MILLER, B.R. (2014) Methane emission from a shale gas field. Proceedings of the National Academy of Sciences Apr 2014, 111 (17) 6237-6242
- COMITÉ DE L'ÉVALUATION ENVIRONNEMENTALE STRATÉGIQUE SUR LE GAZ DE SCHISTE. (2014) Rapport synthèse : Évaluation environnementale stratégique sur le gaz de schiste. 292 p.
- DELOITTE et WSP. (2018). Production québécoise de gaz naturel renouvelable (GNR) : un levier pour la transition énergétique – Évaluation du potentiel technico-économique au Québec (2018-2030). <https://www.recyc-quebec.gouv.qc.ca/sites/default/files/documents/etude-production-gaz-naturel-renouvelable.pdf>
- ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION (EIA). (2006). Natural Gas Processing: The Crucial Link Between Natural Gas Production and Its Transportation to Market. [Online] http://www.dnr.louisiana.gov/assets/docs/oilgas/naturalgas/ngprocess_20060131.pdf

- ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION (2015). U.S. Crude Oil Production to 2025: Updated Projection of Crude Types. En ligne : <https://www.eia.gov/analysis/petroleum/crudetypes/>
- ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION (2017). Données en lignes disponibles à l'adresse : <https://www.eia.gov/naturalgas/weekly/>
- ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION (2018). Données en lignes disponibles à l'adresse : <https://www.eia.gov/naturalgas/data.php#production>
- ENERGIR. (2019) Communications personnelles.
- ENGINEERING TOOLBOX (Internet). Fuels – Densities and Specific Volumes. En ligne : http://www.engineeringtoolbox.com/fuels-densities-specific-volumes-d_166.html
- 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
- FUZI, A., BACENETTI, J., FIALA, M., AZAPAGIC, A. (2016) Life Cycle Environmental Impacts of Electricity from Biogas Produced by Anaerobic Digestion. *Front. Bioeng. Biotechnol.*
- GIEC (2013). Climate Change 2014: Synthesis Report. Contribution of Working Groups I, II and III to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change
- GOEDKOOP, M., HEIJUNGS, R. HUIJBREGTS, M., DE SCHRYVER, A., STRUIJS, J., VAN ZELM, R. 2009. A life cycle impact assessment method which comprises harmonised category indicators at the midpoint and the endpoint level.
- HEATH, G.A., O'DONOUGHUE, P.O., ARENT, D.J., BAZILIAN, M., (2014). Harmonization of shale gas LCAs. *Proceedings of the National Academy of Sciences* Aug 2014, 111 (31) E3167-E3176; DOI:10.1073/pnas.1309334111
- HEC Montréal (Chaire de gestion du secteur de l'énergie). (2019). État de l'énergie au Québec. En ligne : http://energie.hec.ca/wp-content/uploads/2018/12/EEQ2019_WEB.pdf
- HIJAZI, O., MUNRO, S., ZERHUSEN, B., EFFENBERGER, M., (2016) Review of life cycle assessment for biogas production in Europe. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. Volume 54. Pp 1291-1300
- 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.
- JIANG, M., GRIFFIN, M. W., HENDRICKSON, C., JARAMILLO, P., VANBRIESEN, J., VENKATESH, A. (2011). Life cycle greenhouse gas emissions of Marcellus shale gas. *Environmental research letter*. 6(3), p 9
- JIANG, M., HENDRICKSON, C.T., VANBRIESEN, J.M., (2014). Life Cycle Water Consumption and Wastewater Generation Impacts of a Marcellus Shale Gas Well. *Environmental Science & Technology*
- KARION, SWEENEY, PÉTRON, FROST, HARDESTY, KOFLER, MILLER, NEWBERGER, WOLTER, BANTA, BREWER, DLUGOKENCKY, LANG, MONTZKA, SCHNELL, TANS, TRAINER, ZAMORA. (2013). Methane emissions estimate from airborne measurements over a western United States natural gas field. American Geophysical Union

- LABUTONG, N., MOSLYE, J., SMITH, R., WILLARD, J., (2012). Life-cycle modeling and environmental impact assessment of commercial-scale biogas production. [https://deepblue.lib.umich.edu/bitstream/handle/2027.42/90871/Swedish Biogas MP 2012.pdf?sequence=1&isAllowed=y](https://deepblue.lib.umich.edu/bitstream/handle/2027.42/90871/Swedish_Biogas_MP_2012.pdf?sequence=1&isAllowed=y)
- LAMB, CAMBALIZA et al., (2016) Direct and indirect measurements and modeling of methane emissions in Indianapolis, Indiana. *Environ. Sci. Technol.* 50, 8910–8917 (2016). doi:10.1021/acs.est.6b01198
- MARCHESE, A.J., T. L. VAUGHN, D. J. ZIMMERLE, D. M. MARTINEZ, L. L. WILLIAMS, A. L. ROBINSON, A. L. MITCHELL, R. SUBRAMANIAN, D. S. TKACIK, J. R. ROSCIOLI, S. C. HERNDON (2015), Methane emissions from United States natural gas gathering and processing. *Environ. Sci. Technol.* 49, 10718–10727.
- MCKAIN et al., Methane emissions from natural gas infrastructure and use in the urban region of Boston, Massachusetts. 48 *Proc. Natl. Acad. Sci. U.S.A.* 112, 1941–1946 (2015). doi:10.1073/pnas.1416261112 Medline 15. B. K.
- MITCHELL et al., (2015) Measurements of methane emissions from natural gas gathering facilities and processing plants: Measurement results. *Environ. Sci. Technol.* 49, 3219–3227 doi:10.1021/es5052809
- MILLER, WOFSY, MICHALAK, KORT, ANDREWS, BIRAUD, DLUGOKENCKY, ELUSZKIEWICZ, FISCHER, JANSSENS-MENHOUT, MILLER, MILLER, MONTZKA, NEHRKORN, SWEENEY, (2013) Anthropogenic emissions of methane in the United States. Proceedings of the National Academies of Sciences
- MILLS, N., PEARCE, P., FARROW, J., THORPE, R., KIRKBY, N. (?) Life cycle assessment of advanced anaerobic digestion process configurations for sewage sludge – a UK perspective. <https://pdfs.semanticscholar.org/f6ac/dad6479b130bf29f91ad05a29c66bef1ae4f.pdf>
- NATURAL RESOURCES CANADA (2017). Données en ligne disponibles à l'adresse : <https://www.nrcan.gc.ca/natural-gas-facts/20067#L5>
- NEB (2017). Canada's Energy Future 2017: Energy Supply and Demand Projections to 2040. <https://www.neb-one.gc.ca/nrg/ntgrtd/fttr/2017/index-eng.html>
- NREL. (2019). En ligne : <https://www.nrel.gov/news/press/2019/nrel-announces-new-projects-to-advance-medium-and-heavy-duty-natural-gas-vehicle-technologies.html>
- 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 NATIONAL DE L'ÉNERGIE (2019). Production estimative de pétrole brut et d'équivalents au Canada. En ligne : <https://www.cer-rec.gc.ca/nrg/sttstc/crdlndptrlmprdct/stt/stmtdprdcn-eng.html>
- OIL SANDS MAGAZINE (2019a). Données en ligne disponibles à l'adresse : <https://www.oilsandsmagazine.com/energy-statistics/usa#Inventories>
- OIL SANDS MAGAZINE (2019b). In-Situ Bitumen Extraction. En ligne : <https://www.oilsandsmagazine.com/technical/in-situ>
- OIL SANDS MAGAZINE (2019c). Données en ligne disponibles à l'adresse : <https://www.oilsandsmagazine.com/projects/thermal-in-situ#deposit>

- PEISCHL et al., Quantifying atmospheric methane emissions from the Haynesville, Fayetteville, and northeastern Marcellus shale gas production regions. *J. Geophys. Res. D Atmospheres* 120, 2119–2139 (2015). doi:10.1002/2014JD022697
- POESCHL, M., WARD, S., OWENDE, P., (2012) Environmental impacts of biogas deployment – Part I: life cycle inventory for evaluation of production process emissions to air. *Journal of Cleaner Production*. Volume 24, pp 168-183
- RÉGIE DE L'ÉNERGIE DU CANADA. (2017) En ligne : <http://www.cer-rec.gc.ca/nrg/ntgrtd/fttr/2019/ssmptns/index-eng.html>
- RÉGIE DE L'ÉNERGIE DU CANADA. (2019) En ligne : <https://www.cer-rec.gc.ca/nrg/index-fra.html>
- ROY, P.-O., MARTINEAU, G., MÉNARD, J.-F. (2013). Analyse du cycle de vie et bilan des gaz à effet de serre prospectifs du gaz de schiste au Québec. Rapport déposée dans le cadre de l'Évaluation environnementale stratégique du gaz de schiste au Québec.
- SCHNEISING et al., (2014), Remote sensing of fugitive methane emissions from oil and gas production in North American tight geologic formations. *Earth's Future*, 2: 548-558. doi:10.1002/2014EF000265
- 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
- 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.
- TURNER et al., (2016). A large increase in U.S. methane emissions over the past decade inferred from satellite data and surface observations, *Geophys. Res. Lett.*, 43, 2218–2224, doi: 10.1002/2016GL067987.
- 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.
- UNION GAS (2014). Chemical composition of natural gas. [En ligne] www.uniongas.com/about-us/about-natural-gas/Chemical-Composition-of-Natural-Gas.
- 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
- 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.
- WISEN, J., CHESNAUX, R., WERRING, J., WENDLING, G., BAUDRON, P., BARBECOT, F. (2019) A portrait of wellbore leakage in northeastern British Columbia, Canada. <https://www.pnas.org/content/117/2/913>
- XU, C., SHI W., HONG, J., ZHANG, F., CHEN, W. (2015). Life cycle assessment of food waste-based biogas generation. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. Volume 49 pp. 169-177
- YASAR, A., RASHEED, R., TABINDA, A. B., TAHIR, A., SARWAR, F. (2017) Life cycle assessment of a medium commercial scale biogas plant and nutritional assessment of effluent slurry. Volume 67, pp 364-371

D. J. ZIMMERLE et al., (2015). Methane emissions from the natural gas transmission and storage system in the United States. Environ. Sci. Technol. 49, 9374–9383 (2015).

Annexe A : Variabilité de la composition du gaz naturel dans le monde

Tableau A-1 : Variabilité de la composition du gaz naturel

Région	Bassin	Fraction (% mol)							Source
		Méthane	Éthane	Propane	CO ₂	N ₂	H ₂ S	Autres	
Alberta	N/A	82.8	4.5	2.7	10.0			≈ 0	Alberta Energy Regulator (2018)
Texas	Barnett	86.8	6.7	2.0	1.7	2.9	0	-	Bullin et coll. (2009)
New York, Pennsylvanie, Virginia	Marcellus	85.2	11.3	2.9	0.4	0.3	N/D	-	Bullin et coll. (2009)
Arkansas	Fayetteville	97.1	1.0	0.0	1.0	0.7	N/D	-	Bullin et al. (2009)
Illinois, Indiana, Kentucky	New Albany	89.9	1.1	1.1	7.9	0.0	N/D	-	Bullin et coll. (2009)
Michigan	Antrium	62.0	4.2	1.1	3.8	29.0	N/D	-	Bullin et coll. (2009)
Louisiane, Texas	Haynesville	95.0	0.1	0.0	4.8	0.1	N/D	-	Bullin et coll. (2009)
Utica américain	Utica	80.3	12.5	4.1	0.1	0.3	≈ 0	2.7	SEA (2014)
Utica du Québec	Utica	98.0	1.2	0.0	0.2	0.0	≈ 0	0	Van Durme et coll. (2012)
Mer du Nord	Alwynn	86.0	5.8	2.5	3.4	0.55	0	1.7	Roy et coll. (2016)
Coalbed methane Australien	N/A	95.1	0.05		1.2	3.65	0	0	Roy et coll. (2016)
Indonésie	South Mahakam	87.0	3.7	2.7	4.3	0.3	0	2.0	Roy et coll. (2016)
Yémen	N/A	90.1	5.7	2.5	0.3	0.1	0	1.4	Roy et coll. (2016)

Annexe B : Prévisions de l'Alberta Energy Regulator quant à la production de gaz naturel au Canada

Table S5.1 Natural gas production and wells placed on production highlights

	2016	2017	2018	2019	2027
Marketable production (10 ⁶ m ³ /d)					
Conventional	273.2	276.3	276.0	280.8	234.6
CBM	17.8	17.0	16.2	15.5	11.4
Shale	7.8	8.3	8.3	8.4	9.0
Total	298.8	301.6	300.5	304.7	255.0
Number of wells placed on production					
Vertical	130	215	225	290	725
Horizontal					
HMSF ^a	649	880	885	935	945
Other	88	95	95	100	105
Subtotal	737	975	980	1 035	1 050
Total	867	1 190	1 205	1 325	1 775

^a Horizontal wells reported as being completed with hydraulic multistage fracturing (HMSF) technology.
2017 values are estimated.

**Figure B-1 : Production de gaz naturel journalière au Canada entre 2016 et 2027
(Alberta Energy Regulator, 2018)**

Annexe C : Contribution actuelle et anticipée des différents gisements à la production américaine de gaz naturel

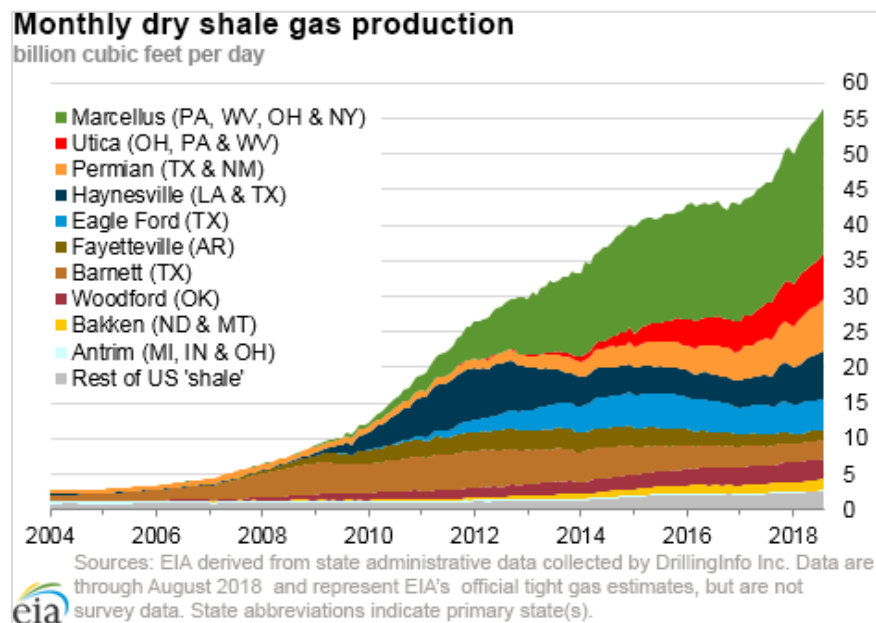


Figure C-1 : Production de gaz naturel journalière aux États-Unis (EIA, 2018) ⁵⁹

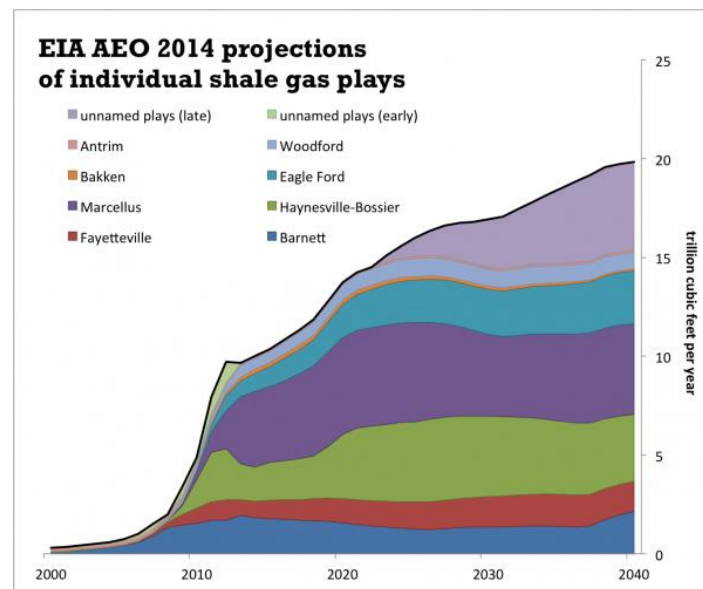


Figure C-2 : Projection de la production annuelle de gaz de schiste aux États-Unis selon l'EIA (image tirée d'une source tierce) ⁶⁰

⁵⁹ Source : <https://www.eia.gov/naturalgas/data.php#production>

⁶⁰ Source : http://wellwiki.org/wiki/EIA%E2%80%99s_projections_for_individual_shale_gas_plays

Annexe D : Tendances en matière d'estimation des émissions fugitives

Ce document de travail revisite et analyse d'un point de vue critique les diverses études qui ont été réalisées depuis 2012.

Au fil du temps, quatre grandes tendances se dégagent :

- **Les premières approximations (2010 – 2012)** : une série d'études basées sur un nombre limité de données de terrains. Par conséquent, diverses hypothèses ont été postulées quant aux pratiques sur le terrain et au niveau de production des divers sites. Le niveau d'émissions fugitives sur le cycle de vie varie entre 2 et 9% de la production d'un puits/site. **Ces études ont permis de mettre en lumière une problématique potentielle qui se devait d'être vérifiée.**
- **Les mesures de terrains (2012-2015)** : en raison du manque de données des premières études, une vaste campagne d'études basées sur des mesures et des pratiques de terrains sur de multiples sites ont été réalisées. **Les résultats de ces études révisaient généralement à la baisse les premières estimations d'émissions fugitives** de méthane. Le niveau d'émissions fugitives sur le cycle de vie se situe entre 1 et 2% avec un niveau d'émissions sur site de près de 0.5% de la production de gaz naturel.
- **Les études par mesure de la concentration atmosphérique et/ou d'observations satellites (2012-2016)** : en raison du manque de données des premières études, une vaste campagne d'études basées sur des mesures de la concentration atmosphérique ont été réalisées. **Les résultats de ces études révisaient généralement à la hausse les premières estimations d'émissions fugitives** de méthane. Le niveau d'émissions fugitives sur le cycle de vie moyen se situe aux alentours de 9% à 12%.
- **Dichotomie et réconciliation entre les mesures de terrains et les mesures de concentration atmosphérique (2015-maintenant)** : qui dit vrai? Les études basées sur la concentration atmosphérique sont-elles trop incertaines en attribuant de façon erronée la responsabilité des émissions de méthane mesurées à des sites d'extraction du gaz naturel, ou au contraire captent-elles des émissions non considérées par l'approche basée sur des mesures directes qui identifie au préalable les sources d'émissions? Pendant plusieurs années la question demeure sans réponse alimentant l'incertitude sur la question du gaz naturel. **Ce n'est que fin 2017 que des études ont pu offrir une réconciliation au profit des études basées sur les mesures directes.**

Ce qui suit détaille chacune de ces tendances.

Le potentiel de réchauffement global (PRG) est un indicateur développé pour permettre la comparaison – sur une base commune – des impacts sur le réchauffement global de différents gaz à effet de serre (GES). Il s'agit d'une mesure de la quantité d'énergie qu'une tonne d'un GES émis dans l'atmosphère absorbera sur une période donnée, par rapport à 1 tonne de dioxyde de carbone (CO₂). Les résultats sont exprimés en kilogrammes d'équivalent CO₂ (kg éq. CO₂). Les PRG permettent de regrouper les émissions des différents GES et de comparer des systèmes ayant des profils d'émission de GES différents.

La période habituellement considérée pour les calculs d'émissions de GES du potentiel de réchauffement global est de 100 ans. Le PRG 100, comme il est communément appelé, a été adopté par consensus politique lors des premières discussions sur le climat dans les années 90. La sélection de l'horizon de temps de 100 ans suscite toutefois des débats aujourd'hui au sein de la communauté scientifique. En effet, les GES qui ont une courte durée de vie atmosphérique, liée au phénomène d'oxydation, ont des PRG inférieurs puisque leur effet prend fin avant la fin de la période de 100 ans, tandis que ceux du CO₂ s'échelonnent sur une période bien plus longue (et donc le dénominateur du calcul du PRG ne cesse de grandir avec le temps). Pour ces GES à courte durée de vie, certains arguent qu'un horizon de 20 ans serait préférable pour mieux prendre en compte leur effet sur l'accélération des phénomènes associés aux changements climatiques. Par exemple, pour le méthane (CH₄), le PRG 100 est de 28-36 kg éq. CO₂/kg CH₄, soit beaucoup moins élevé que son PRG sur 20 ans (PRG 20) qui est de 84-87 kg éq. CO₂/kg CH₄ (IPCC, 2013).

Bien que le gaz naturel soit reconnu pour être le combustible fossile aux plus faibles émissions de GES lors de sa combustion, une attention a récemment été portée aux émissions fugitives de méthane sur le cycle de vie complet du gaz naturel, soit de son extraction jusqu'à sa combustion.

Les émissions fugitives sont définies par l'Agence de protection de l'environnement américaine (US EPA) comme :

« les émissions intentionnelles et non intentionnelles des systèmes d'extraction, de traitement et de livraison des combustibles fossiles » (US EPA, 2010a).

- Les émissions *intentionnelles* désignent les émissions liées au fonctionnement d'un équipement ou d'un système (p.ex. une valve de sécurité relâchant du gaz si la pression est trop élevée).
- Les émissions *non intentionnelles* résultent 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.

Cette attention particulière accordée aux émissions fugitives de méthane provient du fait que celui-ci est un gaz à effet de serre plus puissant que le dioxyde de carbone issu de sa combustion.

Une difficulté supplémentaire est soulevée lorsqu'une analyse est effectuée portant sur les émissions fugitives. En effet, plusieurs études ont été réalisées, généralement aux États-Unis et basées sur les informations disponibles à ce moment, et ont produit des résultats et des conclusions différents. En ce sens, il existe trois périodes rapprochées où la méthodologie a rapidement évolué et les estimations des émissions fugitives, particulièrement associées au gaz de schiste, ont été modifiées.

Évaluation des émissions fugitives : premières approximations (2010 – 2012).

Plusieurs études répertoriées entre 2010 et 2012 ont comparé les émissions de GES du gaz naturel conventionnel (terrestre) avec le gaz de schiste. La figure suivante résume ces études.

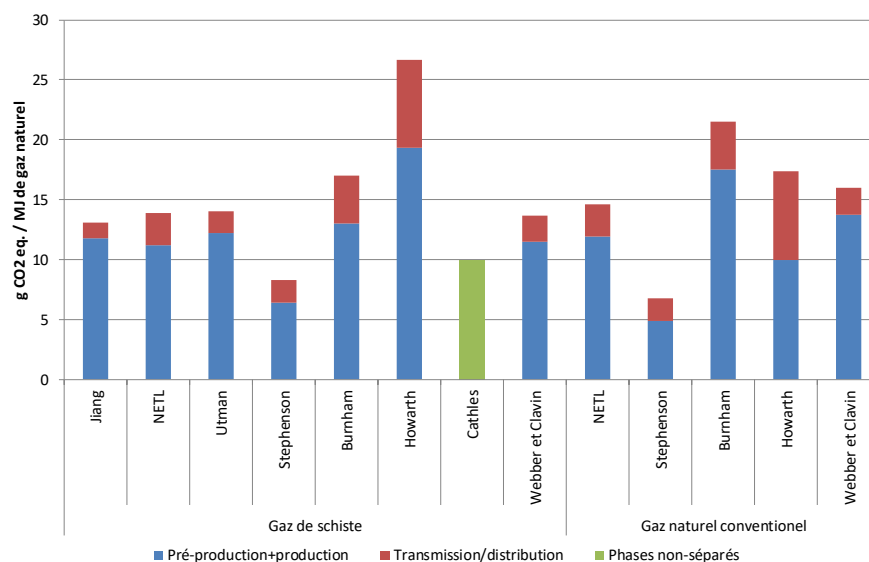


Figure D-1 : Émissions de gaz à effet de serre selon diverses études (adapté de Webber et Clavin, 2012).

Pour ces diverses études, les émissions fugitives variaient entre 0,56% et 8% de la production d'un puits de gaz de schiste – la moyenne étant située à près de 2% de la production d'un puits.

Bien que ces études soient considérées comme pionnières sur le sujet, ces dernières études ont été critiquées par la communauté d'acteurs industriels et scientifiques en raison de l'absence de données de terrains et d'hypothèse discutables – particulièrement l'étude de Howarth et coll. (2012). En effet, cette dernière étude concluait qu'en raison des émissions fugitives, le gaz naturel pouvait être jusqu'à deux fois pire que le charbon. Toutefois, plusieurs éléments de l'étude ont été critiqués :

- La comparaison entre le gaz naturel et le charbon a été effectuée en considérant un horizon de temps de 20 ans (dans l'article initial) plutôt que de 100 ans tel que généralement considéré afin de considérer les effets du changement climatique sur le plus long terme. Considérer une échéance aussi courte pénalise les émissions de méthane alors que plusieurs experts jugent que seul le CO₂ dictera les conditions climatiques futures de l'humanité.
- Howarth et coll. ont considéré que tout le gaz naturel qui ne rendait pas à l'utilisateur était émis à l'atmosphère. Les auteurs estiment que la capture ou le torchage du gaz naturel est rare – ils s'appuient sur diverses sources pour appuyer leurs faits. Après vérification, Cathles (2012) conclut que les sources mentionnées ne supportent en rien les affirmations de Howarth et coll. De plus, le NETL explique que 62% du gaz qui ne se rendait pas à l'utilisateur était utilisé pour faire fonctionner divers équipements.
- La comparaison entre le charbon et le gaz naturel a été réalisée sur la base de la génération de chaleur – une comparaison tendancieuse considérant que le charbon aux États-Unis est principalement utilisé pour la génération d'électricité. Par conséquent,

- l'étude limite l'avantage associé à l'efficacité accrue d'une centrale au gaz (entre 50 et 60%) comparativement à une centrale au charbon (typiquement aux alentours de 40%).
- Par conséquent, en considérant la génération d'électricité plutôt que de chaleur aux États-Unis, le bilan carbone du gaz naturel devrait diminuer puisqu'il n'y a pas lieu de considérer l'étape de distribution à ce moment.
 - Howarth et coll. diminue l'importance des efforts et des opportunités afin de diminuer les émissions fugitives existantes. En effet, Cathles (2012) rapporte qu'il y aurait des opportunités pour diminuer les émissions fugitives par un facteur 10 avec les technologies existantes. Toutefois, Howarth et coll. cite en parallèle les améliorations potentielles de l'industrie du charbon.

Toutes les études de cette période (2010 à 2012) ont déploré le manque de données liées à l'exploitation du gaz de schiste, tant pour les opérations sur site que pour les étapes subséquentes. En ce sens, la plupart des études, tentant d'évaluer les émissions fugitives en fonction des données de la US EPA, donnent des résultats similaires et ne se distinguent que par deux hypothèses, soit : la production d'un puits et le scénario de gestion des émissions fugitives. Ces hypothèses sont mises de l'avant aux tableaux suivants :

Tableau D-1 : Évaluation des émissions fugitives en valeur absolue (cycle de vie) – hypothèse du niveau de production d'un puits

Auteurs (année)	Émissions fugitives [% de la production]	Production totale d'un puits [bcf]	Émissions fugitives d'un puits [10 ⁻² bcf]
Howarth et coll. (2011)	3,6 à 7,9 %	1,24	4,5-9,8
Skone (2011)	2,3 %	3	6,9
Hugues (2011)	3,31 à 8,8 %	0,84 à 3	7,4-9,9*
Jing et coll. (2011)	2 %	2,74	5,5
Burnham et coll. (2012)	2,01 % (0,71 à 5,23 %)	1,59	3,2 (1,1 – 8,3)
Howarth et coll. (2012)	3,3 à 7,6 %	1,24	4,1-9,4

Tableau D-2 : Évaluation des émissions fugitives en valeur absolue (préproduction) - scénario de gestion des émissions fugitives

Auteurs (année)	Émissions fugitives [% de la prod.]	Production totale d'un puits [bcf]	Scénario	Émissions fugitives selon le scénario [10 ⁻² bcf]	Émissions fugitives si 100% est émis [10 ⁻² bcf]
EPA (2010)	N/D	N/D	51% brûlé, 49% émis	0,46	0,94
Howarth et coll. (2011)	1,9 % (0,6-3,2 %)	1,24	100 % émis	2,4 (0,7-4,0)	2,4 (0,7-4,0)
Burnham et coll. (2012)	0,46 % (0,006 à 2,75 %)	1,59	51 % brûlé, 49 % émis	0,73 (0,09-4,4)	1,5 (0,19 à 8,9)
Stephenson et coll. (2011)	0,46 %	2	51 % brûlé, 49 % émis	0,92	1,9
Howarth et coll. (2012)	1,6 % (0,5-2,7 %)	1,24	85 % émis, 15 % brûlé	2,0 (0,6-3,4)	2,4 (0,7-4,0)
O'Sullivan et coll. (2012)	0,08-0,15 %* 0,06-0,12 %**	1,8* 2,5**	70 % récupéré, 15 % brûlé, 15 % émis	0,14-0,27* 0,15-0,30**	1,0-1,8 * 1,0 – 2,0**

*puits opéré sur 15 ans ; **puits opéré sur 30 ans

Même les données de la U.S. EPA (2010) sont discutables. En effet, ces travaux ont estimé les émissions fugitives au moyen d'une valeur moyenne absolue, calculée à partir de données provenant de quatre sites « prototypes » aux États-Unis. Ces sites visaient à capter le maximum de gaz naturel émis par un puits lors de l'étape de la préproduction, c'est-à-dire lors des activités ayant lieu avant que le gaz ne soit extrait pour envoi au réseau de distribution. Par hypothèse, il a alors été considéré que le gaz capté correspondait à 90 % du gaz de schiste pouvant être émis à l'atmosphère si aucun scénario de gestion des émissions fugitives n'était mis en place. Les quatre valeurs obtenues ont par la suite été arrondies à la centaine, au millier ou à la dizaine de milliers supérieurs (selon la donnée) afin de considérer la variabilité de l'industrie.

Le suivant résume les sources de données, hypothèses et résultats obtenus par ces diverses études.

Tableau D-3 : Études estimant les émissions fugitives de méthane

Auteurs (année)	Organisme	Gaz évalué	Principales sources de données	Scénario	Production d'un puits (Mm³)	Émissions fugitives (% de la production)	
						Cycle de vie	Préproduction
U.S. Environmental Protection Agency (2010, 2012)	US EPA	Gaz conventionnel et non conventionnel (dont schiste)	Données de l'industrie	49 % émis 51 % brûlé,	S.O.	2,4 %	-
Skone (2011)	NETL	Gaz de schiste	S.O.	85 % émis, 15 % brûlé	85	2,3 %	-
Hughes (2011); corrigeant les valeurs de Skone (2011)	Post Carbon Institute	Gaz de schiste	Skone (2011) et US EPA (2010)	85 % émis, 15 % brûlé	24 à 85	3,31 à 8,8 %	-
Jing et coll. (2011)	Carnegie Mellon University	Gaz de schiste	NY DEC (2011)	76 % brûlé, 14 % émis	78	2 %	-
Stephenson et coll. (2011)	Shell	Gaz de schiste	EIA (2007) et US EPA (2010)	51 % brûlé, 49 % émis	57	-	0,46 %
Howarth et coll. (2011)	Université de Cornell	Gaz non conventionnel (dont schiste)	US EPA (2010), GAO (2010)	100 % émis	35	3,6 à 7,9 %	1,9 % (0,6-3,2 %)
Howarth et coll. (2012)				85 % émis, 15 % brûlé		3,3 à 7,6 %	1,6 % (0,5-2,7 %)
Burnham et coll. (2012)	Argonne National Laboratory	Gaz de schiste	US EPA (2010 et 1996)	51 % brûlé, 49 % émis	45	2,01 % (0,71 - 5,23 %)	0,46 % (0,006 à 2,75 %)
Cathles et coll. (2012)	Université de Cornell	Gaz non conventionnel (dont schiste)	S.O.	S.O.	S.O.	≈ 2,2 %	≈ 0,2 %
O'Connor (2013)	(S&T) ² Consultants Inc.	Gaz conventionnel et non conventionnel (dont schiste)	US EPA (2010)	S.O.	S.O.	0,56 %	-

Note : Les résultats colligés sont basés sur diverses hypothèses et estimations depuis 2010 et reposent sur un nombre limité de sites.

Évaluation des émissions fugitives basée sur des mesures de terrains (2012 –2015).

Vers la fin de 2012, l'enjeu de disponibilité des données diminue. En effet, O'Sullivan et Paltsev (2012) ont pu accéder à des données d'exploitation provenant de 3 948 puits aux États-Unis en 2010. Ils ont ainsi pu évaluer le niveau de production des puits ainsi que les émissions fugitives potentielles et réelles (c.-à-d. en considérant les bonnes pratiques des industries sur le terrain).

La figure suivante présente le niveau de production de puits dans divers bassins de production.

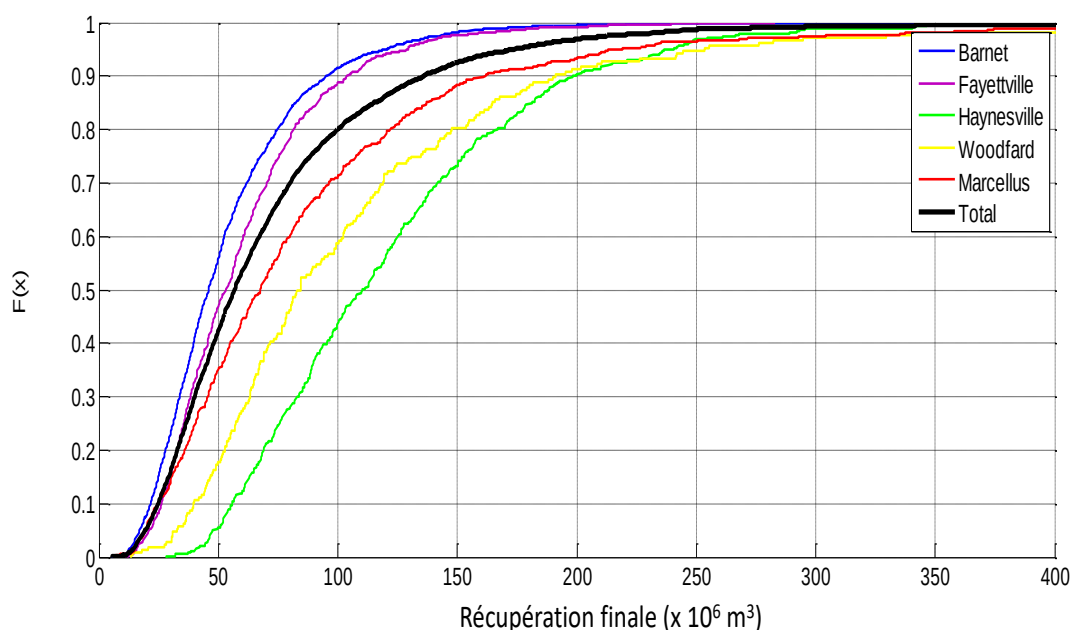


Figure D-2 : Production d'un puits de gaz de schiste (adapté de O'Sullivan et Palstev, 2012). (Total représente l'ensemble des puits recensés – indépendamment de la région)

Les valeurs moyennes d'émissions fugitives alors obtenues, selon le contexte géographique et pour une exploitation de 15 ans, sont présentées :

Tableau D-4 : Évaluation des émissions fugitives moyennes de l'étude de O'Sullivan et coll. (2012)

Bassin de production	Nombre de puits	Moyenne des émissions fugitives par puits (Mg CH ₄ /puits)	Production moyenne d'un puits [x1000 m ³ /jour] (production pendant 15 ans)	Émissions fugitives [% de la production] (production pendant 15 ans)
Barnett	1785	35.1	50.9	0.54%
Fayetteville	870	38.0	56.6	0.52%
Haynesville	509	151.3	118.9	0.99%
Marcellus	208	53.1	93.4	0.53%
Woodford	576	62.6	76.4	0.52%

En 2013, Allen et coll. ont publié les résultats d'une campagne d'échantillonnage de différents équipements qui s'avéraient être des sources d'émissions fugitives sur un site d'exploitation de gaz de schiste dans diverses régions aux États-Unis. À partir de ces mesures, provenant de près de 500 puits, ils ont estimé les émissions fugitives nationales et les ont comparées aux valeurs calculées par la US EPA datant de 2011 (telles que rapportées dans l'étude de la US EPA de 2013). Les résultats obtenus par l'étude de Allen et coll. (2013) montrent une diminution de près de

250 Gg de CH₄ comparativement à l'inventaire national de la US EPA. La différence enregistrée proviendrait essentiellement d'émissions fugitives provenant des eaux de reflux lors de la complétion.

Tableau D-5 : Inventaire d'émissions fugitives selon divers bassins américains

	Région				Commentaire
	Appalaches	Golfe du Mexique	Milieu du continent	Montagnes rocheuses des États-Unis	
Sur site – données basées sur l'étude de Allen et coll. (2013)					
Pompe à injection chimique (m³/puits)	0	14214 (8241-20186)	5061 (3661-6461)	0	Equipment opérationnel pendant la vie du puits (15 ans)
Pompe à injection chimique (% RUE ⁶¹)	0	0.032 [0.009-0.081]	0.005 [0.002-0.013]	0	Basé sur la production de puits. Montagne rocheuse exprimée par la moyenne américaine
Contrôleurs pneumatiques (m³/puits)	22269 (14669-29868)	40395 (30145-50645)	21030 (9912-32148)	635 (0-1314)	Equipment opérationnel pendant la vie du puits (15 ans)
Contrôleurs pneumatiques (% RUE)	0.037 [0.006-0.12]	0.09 [0.032-0.20]	0.02 [0.005-0.064]	0.001 [0-0.005]	Basé sur la production de puits. Montagne rocheuse exprimée par la moyenne américaine
Fuites d'équipements (m³/puits)	21878 (8706-35050)	11609 (4911-18306)	10269 (4911-15627)	7813 (2009-13618)	Equipment opérationnel pendant la vie du puits (15 ans)
Fuites d'équipements (% RUE)	0.036 [0.003-0.14]	0.026 [0.005-0.073]	0.01 [0.002-0.031]	0.016 [0.001-0.054]	Basé sur la production de puits. Montagne rocheuse exprimée par la moyenne américaine
Dégazage des liquides (« <i>Liquid unloading</i> ») (m³/puits)	57766	217991 (19368-567894)	127425	1398 (807-2242)	Equipment opérationnel pendant la vie du puits (15 ans)
Dégazage des liquides (« <i>Liquid unloading</i> ») (% RUE)	0.096 [0.023-0.23]	0.48 [0.02-2.27]	0.13 [0.06-0.25]	0.003 [0.001-0.009]	Basé sur la production de puits. Montagne rocheuse exprimée par la moyenne américaine

Les investigations ne se sont pas uniquement limitées au lieu de production - toute la chaîne d'approvisionnement, soit le traitement, la transmission et la distribution, était incluse :

- Marchese et coll. (2015) ont effectué des mesures à 114 systèmes de collecte de gaz naturel et 16 centres de traitements dans treize états américains. Il a alors été calculé que les émissions fugitives de ces deux étapes représentaient près de 0.47% (±0.05%) en considérant les niveaux de production (c.-à-d. RUE) de 2012. Il a été montré que 90% de ces émissions provenaient des opérations routinières tandis que le reste était associé aux opérations de maintenance.
- Mitchell et coll. (2015) a analysé un plus en profondeur les données recueillies par Marchese et coll. (2015), particulièrement pour la partie de traitement du gaz, et arrivant

⁶¹ RUE = Récupération ultime estimée

- à la conclusion que cette étape représente près de 0.15% en considérant les niveaux de production (c.-à-d. RUE) de 2012.
- Zimmerle et coll. (2015) ont estimé les émissions de méthane liées à la transmission et à l'entreposage de gaz naturel aux États-Unis. Ils ont utilisé des nouvelles données collectées en 2012 provenant de 2 292 mesures sur site supplémentées par des données d'émissions de 677 installations et des données d'activité de 922 installations. Les émissions fugitives de certains compresseurs et installations «super-émetteurs» se sont avérées les principaux contributeurs aux émissions de GES. Ils ont estimé que le secteur émet de 1 220 à 1 950 Gg CH₄ / an (intervalle de confiance de 95%) soient un bilan légèrement inférieur à celui de la U.S. EPA (1 680 à 2 690] Gg CH₄/ an).
 - Lamb et coll. (2015) ont quant à eux investigué 13 réseaux de distribution de gaz naturel aux États-Unis. Le facteur d'émission obtenu est basé sur des mesures directes de 230 fuites de méthane souterraines et 229 installations de dosage. Lorsque combiné aux émissions de maintenance, le taux d'émissions fugitives environnait les 0.1% à 0.22%. Ces niveaux d'émissions représentaient une diminution significative (36 à 70%) des émissions de méthane de la U.S. EPA pour 2011 – montrant les efforts accrus ds dernières années pour prévenir les fuites de méthane sur les réseaux de distribution.
 - Mckain et coll. (2015) ont investigué plus particulièrement la région de Boston, où il est reconnu que le réseau de distribution est un plus grand émetteur en raison d'une plus grande proportion de fonte. Ils ont alors trouvé pour cette région un taux d'émissions fugitives environnant les $2.7 \pm 0.6\%$ soit une valeur bien plus élevée que retrouvée sur d'autres réseaux de distribution (voir étude de Lamb et coll. 2015).

Il s'en dégage que les mesures directes diminuent généralement les premières estimations d'émissions fugitives, mais qu'il faut tout de même faire attention – notamment aux super-émetteurs.

Évaluation des émissions fugitives : harmonisation des premières estimations (2014).

En 2014, Heath et coll. ont harmonisé les hypothèses, les bases de comparaison et les limites des systèmes des premières études – en fonction des données maintenant disponibles - afin de mettre à jour les estimations des émissions de GES pour le gaz naturel conventionnel et le gaz de schiste.

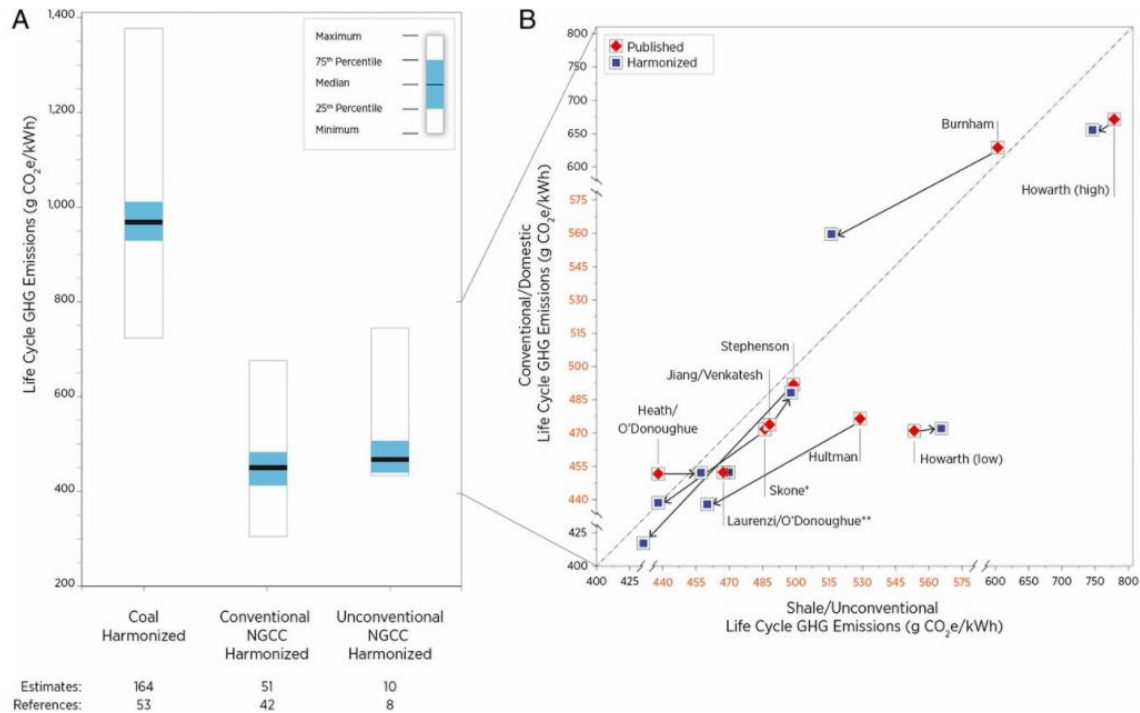


Figure D-3: Résultats harmonisés de Heath et coll. (2014).

Les résultats harmonisés montrent :

- Généralement, une diminution des émissions de GES provenant des études publiées entre 2010 et 2012.
- Que les émissions de GES pour le gaz de schiste et le gaz naturel conventionnel utilisés dans une centrale électrique sont équivalentes et représentent près de la moitié des émissions de GES d'une centrale électrique au charbon.
- Les hypothèses d'émission faites pour le déchargement de liquides (« *liquid unloading* », c.-à-d., le retrait des eaux de reflux qui sont remontées à la surface après injection dans le puits) et la production finale d'un puits étaient les principaux contributeurs aux résultats.

Évaluation des émissions fugitives basée sur des mesures de la concentration atmosphérique : 2012-2016

Parallèlement, une autre approche est employée afin d'estimer les émissions fugitives en provenance de puits/sites d'extraction de gaz naturel.

Le *National Oceanic and Atmospheric Administration Earth System Research Laboratory* (NOAA) des États-Unis, rapporte des mesures de concentration atmosphérique de différents gaz au-dessus d'un site de forage afin d'en évaluer les émissions fugitives. L'échantillonnage est réalisé à l'aide de hautes tours (« *tall tower site* ») ou d'avions.

Au Colorado (Petron et coll., 2012) et en Utah (Toleffson, 2013), le NOAA a déployé un vaste réseau de tours d'échantillonnage permettant de mesurer, par exemple, les concentrations atmosphériques de dioxyde de carbone (CO₂), de monoxyde de carbone (CO), de méthane (CH₄)

et de protoxyde d'azote (N₂O). Cette approche comporte cependant une incertitude associée au lien entre l'émission réelle au sol et l'émission estimée par la mesure de la concentration en altitude.

Dans le cadre de l'étude de Karion et coll. (2013), un avion équipé d'instruments de mesure a effectué plusieurs allers-retours au-dessus d'un site d'exploitation de gaz naturel afin de prendre des mesures atmosphériques. Ces mesures ont par la suite été utilisées pour effectuer des bilans de masse permettant de calculer la différence entre les concentrations de méthane d'une parcelle d'air à une autre - approche permettant de déterminer le taux d'émissions fugitives reliées à une exploitation.

Ces trois études ont été qualifiées par leurs auteurs d'approche de « validation de principe » (« *proof of concept* »). Toutefois, ce type d'approche montre systématiquement des émissions fugitives plus élevées que l'approche d'inventaire basée sur des mesures directes de terrain. En effet, les émissions fugitives estimées oscillaient entre 2 et 12 %, mais avec des moyennes d'émissions fugitives équivalentes à 4, 9 et 9 %, respectivement pour les trois études mentionnées (comparativement à approximativement 2% avec l'approche des premières estimations).

Une autre étude, celle de Miller et coll. (2013), a également opté pour une approche basée sur des mesures de la concentration atmosphérique. Cette étude abordait la problématique en adoptant une perspective nationale à l'évaluation des émissions anthropogéniques aux États-Unis. L'étude est basée sur 4 984 observations à partir de tours de mesure et 7 710 observations à partir d'avions. Les résultats de cette étude ont été confrontés aux résultats de l'inventaire national de la US EPA et de l'inventaire EDGAR v4.2 (un inventaire mondial des émissions de différentes substances développé par le Joint Research Center (JRC) de la Commission européenne, mais basé sur les inventaires nationaux). Les résultats de l'étude de Miller et coll. (2013), en partie repris à la Figure D-4 D-4, sont supérieurs par un facteur 1,5 et 1,7 aux inventaires de la US EPA et EDGAR, respectivement. Toutefois, cette étude conclut que ce sont les émissions liées aux activités de forage, d'extraction et de traitement du gaz qui expliquent la différence d'un facteur $4,9 \pm 2,6$ observée avec l'inventaire EDGAR pour le secteur du Centre-Sud des États-Unis.

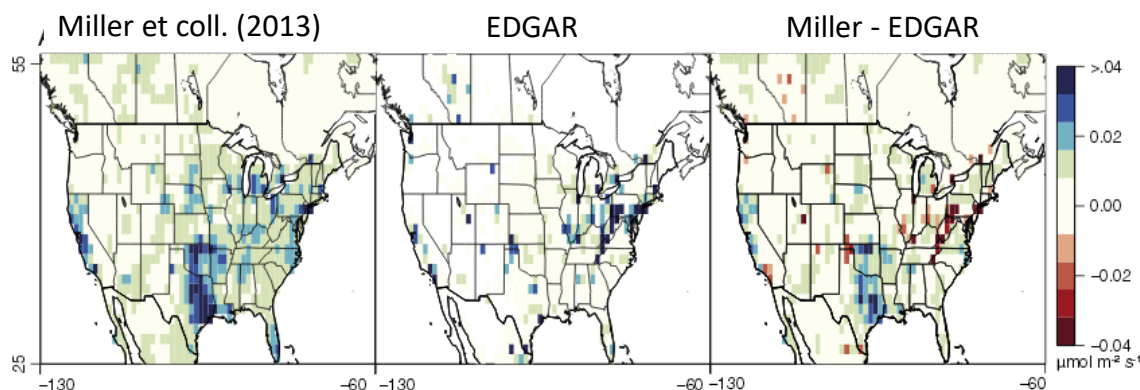


Figure D-4 : Évaluation de l'inventaire national des émissions anthropogéniques de méthane aux États-Unis (gauche) et comparaison avec l'inventaire EDGAR (milieu et droite).

Source : Miller et coll. (2013)

Schneising et coll. (2014) ont quant à eux utilisé une approche basée sur des observations en provenance de satellites. Avec ces observations, ils ont recalculé à l'aide de bilans de masse les émissions régionales de méthane dans les régions du Bakken et de Eagle Ford et en sont venus à la conclusion que les émissions de méthane représentaient près de $10.1\% \pm 7.3\%$ et $9.1\% \pm 6.2\%$, respectivement, de la production dans ces régions.

Turner et coll. (2016)⁶² ont utilisé une approche similaire où ils ont analysé les données de satellites et d'observation de surface de 2002 à 2014. Ils en concluent que les émissions de méthane ont augmenté de 30% durant cette période, mais ils ne peuvent attribuer cette hausse à une source ou une industrie particulière. Cette augmentation des émissions de méthane aux États-Unis serait la cause de l'augmentation mondiale de la concentration atmosphérique de méthane.

Dichotomie des résultats entre l'approche par « mesures directes sur le terrain » et l'approche « mesure de la concentration atmosphérique » : 2014 - 2018

La dichotomie entre les résultats obtenus par les deux approches – qui devraient théoriquement arriver aux mêmes résultats – soulève des questions quant aux raisons pouvant expliquer ces différences :

- L'approche « mesures directes sur le terrain » prend-elle en compte tous les processus émetteurs?
- L'approche « mesure de la concentration atmosphérique » est-elle trop incertaine?

Allen et coll. (2013) ont partiellement étudié cette dichotomie en comparant les résultats de leur campagne de mesure avec la concentration atmosphérique régionale pour 20 sites (comptant au total 83 puits). Cette comparaison montre que pour:

⁶² <https://agupubs.onlinelibrary.wiley.com/doi/full/10.1002/2016GL067987>

- 12 sites, les estimations des émissions fugitives basées sur la concentration atmosphérique sont plus élevées que les mesures directes. Le facteur de différence moyen est de 2,7 (base : mesures directes).
- 7 sites, les estimations des émissions fugitives par mesures directes sont supérieures à celles basées sur la concentration atmosphérique. Le facteur de différence moyen est de 0,48 (base : mesures directes).

L'incapacité à concilier les deux approches a également été soulignée par Brandt et coll. (2014). Les résultats obtenus par les deux approches suggèrent que les émissions fugitives provenant d'un site de développement de gaz (groupe de puits) seraient supérieures aux valeurs figurant dans le rapport 2013 de l'US EPA. Cependant, l'étude de Brandt et coll. (2014) se contente d'expliquer les limites des deux approches et ne fait aucune recommandation quant à la méthode permettant d'expliquer au mieux la réalité.

Caulton et coll. (2014) semblent avoir été les premiers à montrer qu'il était possible de réconcilier les deux approches. En effet, à l'aide de mesures par avion dans la région du Marcellus au mois de juin 2012, ils ont obtenu un taux d'émission de méthane, sur une zone de près de 2 800 km², variant entre 2.0–14 g CH₄ s⁻¹ km⁻² – un résultat qui n'était pas statistiquement différent de celui obtenu par des mesures directes équivalent à 2.3–4.6 g CH₄ s⁻¹ km⁻². Ils ont toutefois identifié des taux d'émissions beaucoup plus élevés (34 g CH₄/s par puits) pour sept sites en forage. Ces taux d'émissions sont deux à trois ordres de grandeur supérieurs aux ceux avancés par la US EPA pour cette étape d'opération.

Peischl et coll. (2015) ont également pris des mesures de méthane à bord d'un avion en 2013 dans le bassin d'Haynesville, dans l'est du Texas et au nord-ouest de la Louisiane, et dans le bassin du Marcellus, dans le nord-est de la Pennsylvanie. Les émissions de méthane au cours d'une journée ont été évaluées à $(8,0 \pm 2,7) \times 10^7$ g CH₄/h dans la région de Haynesville $(3,9 \pm 1,8) \times 10^7$ g CH₄/h dans la région de Fayetteville et $(1,5 \pm 0,6) \times 10^7$ g CH₄/h pour la région de Marcellus. Le tout représente des émissions fugitives équivalentes à 1,0-2,1% dans la région de Haynesville, de 1,0 à 2,8% dans la région de Fayetteville et de 0,18 à 0,41% dans la région de Marcellus.

Plus récemment, une étude de Penn State University (2017) a évalué les émissions fugitives de méthane des puits non conventionnels et des stations de collecte dans la région de Marcellus (plus précisément entre 41,1 et 42,2 °N et 75,3 et 77,6 °W) avec deux approches de concentration atmosphérique différentes:

- Mesures de la concentration de CH₄ collectées par dix vols sur une période de plus de trois semaines en mai 2015. Un modèle utilisant des bilans de masse a été utilisé pour identifier les sources d'émissions de méthane (approche typique du NOAA).
- Un inventaire des émissions de CH₄ a été compilé et utilisé comme intrant dans le modèle de transport atmosphérique. Les concentrations de CH₄ ont été modélisées pour chaque vol afin de créer la meilleure corrélation entre les mesures atmosphériques et les prévisions du modèle.

Les résultats obtenus sont présentés à la figure suivante.

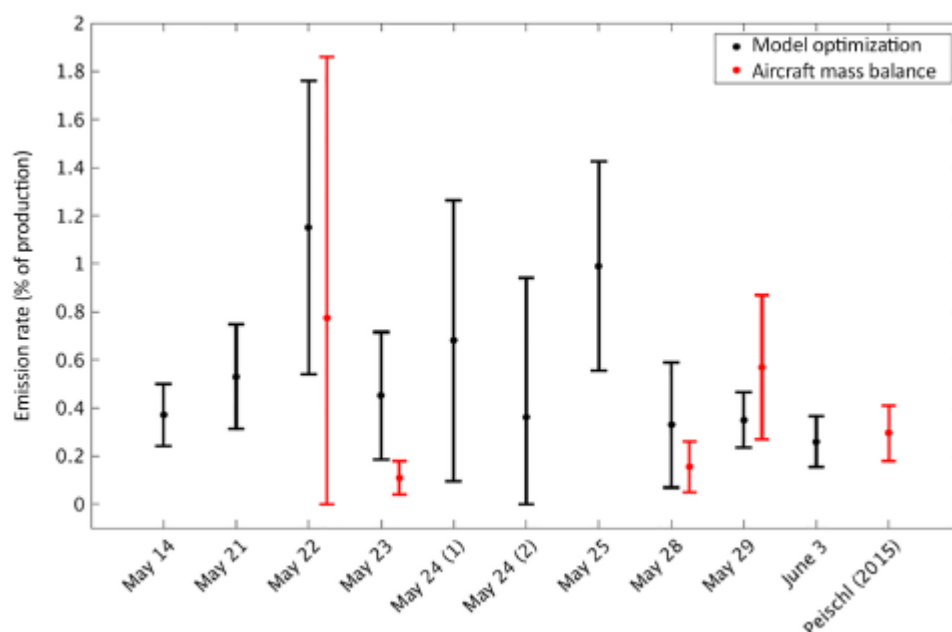


Figure D-5 : Résultats de l'étude de Penn State University (2017)

La première approche a produit un taux d'émission à un puits moyen de 0,36% de la production totale, avec un intervalle de confiance (à 95%) de 0,27 à 0,45%. L'autre approche établit ces émissions à 0,40% de la production totale, avec un intervalle de confiance de 0,08 à 0,72%.

Ces taux d'émission sont inférieurs aux taux rapportés par d'autres études de concentrations atmosphériques et sont équivalents aux estimations des études basées sur les mesures directes.

Bien que non vérifiés, des résultats d'émissions fugitives aussi faibles peuvent être expliqués par l'utilisation de systèmes de récupération de vapeur avancés.

Dichotomie des résultats entre l'approche par « mesures directes sur le terrain » et l'approche « mesure de la concentration atmosphérique » - la fin du débat? : 2018 -

Enfin, en juin 2018, l'Environmental Defense Fund (EDF – Alvarez et coll., 2018) a publié une étude réconciliant les deux approches de façon statistique (figure suivante), montrant une variation relative entre les approches dans un intervalle de $\pm 10\%$ à l'exception des bassins Uinta et West Arokoma.

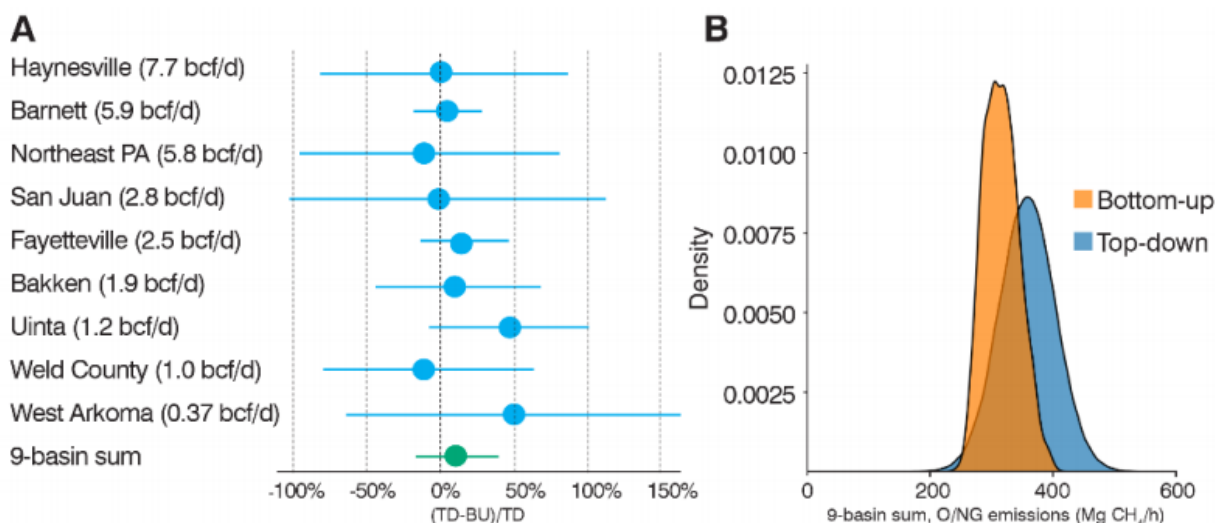


Figure D-6 : Réconciliation des deux approches (Alvarez et coll., 2018)

En ce sens, ces travaux permettaient une réconciliation vers l'approche bottom-up plutôt que vers l'approche top-down signifiant une diminution drastique des émissions fugitives considérées par cette approche. Bien qu'il existe encore des différences entre les approches, **les émissions fugitives par l'approche top-down ne devrait plus être considéré comme étant entre 8 et 12 % mais plutôt aux alentours de 2 %**. Ces émissions fugitives sont plus près des émissions fugitives selon l'approche bottom-up généralement évaluée entre 1 et 1.5 %.

En parallèle, des travaux de l'université du Colorado ont permis une meilleure compréhension des différences entre les approches. Les résultats de l'étude sont présentés à la Figure D-7. Il est possible d'y observer la fenêtre de mesure de l'approche top-down comparativement à l'inventaire de l'approche bottom-up sur une base horaire.

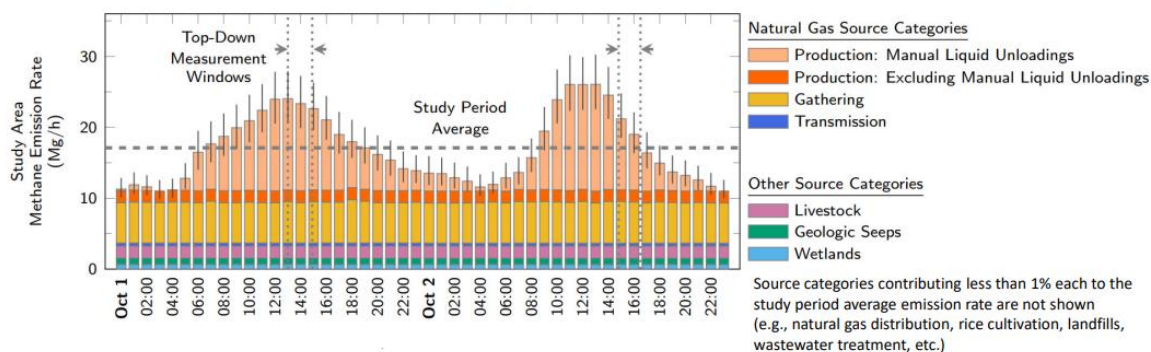


Figure D-7 Variations temporelles des émissions fugitives selon les deux approches (Vaughn et coll., 2018)

Tel qu'observé, la fenêtre de mesures de l'approche top-down ont été réalisés lors d'une période où les émissions temporelles de l'approche bottom-up était dans les plus élevés lors de la première journée et plus près de la moyenne lors de la seconde. Par conséquent, il est normal que l'approche top-down produisent des résultats très variables selon le moment de la journée où les mesures sont prises.

Références de l'annexe

- ALBERTA ENERGY REGULATOR (2018) Natural gas methodology. <http://www.aer.ca/providing-information/data-and-reports/statistical-reports/natural-gas-methodology>
- ALLEN, TORRES, THOMAS, SULLIVAN, HARRISON, HENDLER, HERNDON, KOLB, FRASER, HILL, LAMB, MISKIMINS, SAWYER, SEINFELD. (2013). Measurements of methane emissions at natural gas production sites in the United States. PNAS
- ALVAREZ, et al. (2018) Assessment of methane emissions from the U.S. oil and gas supply chain. Science
- BARKLEY, LAUVAUX, DAVIS, et coll. (2017). Quantifying methane emissions from natural gas production in north-eastern Pennsylvania. Atmospheric Chemistry and Physics 17(22): 13941-13966
- BRANDT, HEATH, KORT, O'SULLIVAN, PÉTRON, JORDAAN, TANS, WILCOX, GOPSTEIN, ARENT, WOFSY, BROWN, BRADLEY, STUCKY, EARDLEY, HARRISS. (2014). Methane Leaks from North American Natural Gas Systems. Science, 343, p. 733-735
- BULLIN, K., KROUSKOP, P., (2009). Composition variety complicates processing plans for US shale gas. [En ligne]. <http://www.bre.com/portals/0/technicalarticles/Keith%20Bullin%20-%20Composition%20Variety%20US%20Shale%20Gas.pdf>. [page consultée le 11 juin 2014]
- 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.
- 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.
- COMITÉ DE L'ÉVALUATION ENVIRONNEMENTALE STRATÉGIQUE SUR LE GAZ DE SCHISTE. (2014) Rapport synthèse : Évaluation environnementale stratégique sur le gaz de schiste. 292 p.
- CAULTON, D.R., SHEPSON, P.B., SANTORO, R.L., SPARKS, J.P., HOWARTH, R.W., INGRAFFEA, A. R., CAMBALIZA, O.L., SWEENEY, C., KARION, A., DAVIS, K.J., STIRM B.H., MONTZKA, S.A., MILLER, B.R. (2014) Methane emission from a shale gas field. Proceedings of the National Academy of Sciences Apr 2014, 111 (17) 6237-6242
- ENGINEERING TOOLBOX (Internet). Fuels – Densities and Specific Volumes. En ligne : http://www.engineeringtoolbox.com/fuels-densities-specific-volumes-d_166.html
- HEATH, G.A., O'DONOUGHUE, P.O., ARENT, D.J., BAZILIAN, M., (2014). Harmonization of shale gas LCAs. Proceedings of the National Academy of Sciences Aug 2014, 111 (31) E3167-E3176; DOI:10.1073/pnas.1309334111
- 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.
- JIANG, M., GRIFFIN, M. W., HENDRICKSON, C., JARAMILLO, P., VANBRIESEN, J., VENKATESH, A. (2011). Life cycle greenhouse gas emissions of Marcellus shale gas. Environmental research letter. 6(3), p 9

- JIANG, M., HENDRICKSON, C.T., VANBRIESEN, J.M., (2014). Life Cycle Water Consumption and Wastewater Generation Impacts of a Marcellus Shale Gas Well. *Environmental Science & Technology*
- KARION, SWEENEY, PÉTRON, FROST, HARDESTY, KOFLER, MILLER, NEWBERGER, WOLTER, BANTA, BREWER, DLUGOKENCKY, LANG, MONTZKA, SCHNELL, TANS, TRAINER, ZAMORA. (2013). Methane emissions estimate from airborne measurements over a western United States natural gas field. American Geophysical Union
- Lamb, Cambaliza, Davis, Edburg, Ferrara. Floerchinger, Heimbürger, S. Herndon, T. Lauvaux, T. Lavoie, D. R. Lyon, N. Miles, K. R. Prasad, S. Richardson, J. R. Roscioli, O. E. Salmon, P. B. Shepson, B. H. Stirm, J. Whetstone, (2016) Direct and indirect measurements and modeling of methane emissions in Indianapolis, Indiana. *Environ. Sci. Technol.* 50, 8910–8917 (2016). doi:10.1021/acs.est.6b01198
- Marchese, A.J., T. L. Vaughn, D. J. Zimmerle, D. M. Martinez, L. L. Williams, A. L. Robinson, A. L. Mitchell, R. Subramanian, D. S. Tkacik, J. R. Roscioli, S. C. Herndon (2015), Methane emissions from United States natural gas gathering and processing. *Environ. Sci. Technol.* 49, 10718–10727.
- K. McKain, A. Down, S. M. Raciti, J. Budney, L. R. Hutyla, C. Floerchinger, S. C. Herndon, T. Nehrkorn, M. S. Zahniser, R. B. Jackson, N. Phillips, S. C. Wofsy, Methane emissions from natural gas infrastructure and use in the urban region of Boston, Massachusetts. 48 *Proc. Natl. Acad. Sci. U.S.A.* 112, 1941–1946 (2015). doi:10.1073/pnas.1416261112 Medline 15. B. K.
- Mitchell, A.L. D. S. Tkacik, J. R. Roscioli, S. C. Herndon, T. I. Yacovitch, D. M. Martinez, T. L. Vaughn, L. L. Williams, M. R. Sullivan, C. Floerchinger, M. Omara, R. 49 Subramanian, D. Zimmerle, A. J. Marchese, A. L. Robinson, (2015) Measurements of methane emissions from natural gas gathering facilities and processing plants: Measurement results. *Environ. Sci. Technol.* 49, 3219–3227 doi:10.1021/es5052809
- MILLER, WOFSY, MICHALAK, KORT, ANDREWS, BIRAUD, DLUGOKENCKY, ELUSZKIEWICZ, FISCHER, JANSSENS-MENHOUT, MILLER, MILLER, MONTZKA, NEHRKORN, SWEENEY, (2013) Anthropogenic emissions of methane in the United States. *Proceedings of the National Academies of Sciences*
- NEB (2017). Canada's Energy Future 2017: Energy Supply and Demand Projections to 2040. <https://www.neb-one.gc.ca/nrg/ntgrtd/ft/2017/index-eng.html>
- 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
- J. Peischl, T. B. Ryerson, K. C. Aikin, J. A. de Gouw, J. B. Gilman, J. S. Holloway, B. M. Lerner, R. Nadkarni, J. A. Neuman, J. B. Nowak, M. Trainer, C. Warneke, D. D. Parrish, Quantifying atmospheric methane emissions from the Haynesville, Fayetteville, and northeastern Marcellus shale gas production regions. *J. Geophys. Res. D Atmospheres* 120, 2119–2139 (2015). doi:10.1002/2014JD022697
- Schneising, O. , Burrows, J. P., Dickerson, R. R., Buchwitz, M. , Reuter, M. and Bovensmann, H. (2014), Remote sensing of fugitive methane emissions from oil and gas production in North American tight geologic formations. *Earth's Future*, 2: 548-558. doi:10.1002/2014EF000265
- 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

- 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.
- Turner, A. J., D. J. Jacob, J. Benmergui, S. C. Wofsy, J. D. Maasakkers, A. Butz, O. Hasekamp, and S. C. Biraud (2016), A large increase in U.S. methane emissions over the past decade inferred from satellite data and surface observations, *Geophys. Res. Lett.*, 43, 2218–2224, doi: 10.1002/2016GL067987.
- UNION GAS. (2014) Chemical composition of natural gas. [En ligne] www.uniongas.com/about-us/about-natural-gas/Chemical-Composition-of-Natural-Gas.
- 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
- 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.
- D. J. Zimmerle, L. L. Williams, T. L. Vaughn, C. Quinn, R. Subramanian, G. P. Duggan, B. Willson, J. D. Opsomer, A. J. Marchese, D. M. Martinez, A. L. Robinson, Methane emissions from the natural gas transmission and storage system in the United States. *Environ. Sci. Technol.* 49, 9374–9383 (2015).

Annexe E : Description de la méthode IMPACT World+

La documentation complète de la méthode est disponible en libre accès à l'adresse : <https://link.springer.com/article/10.1007/s11367-019-01583-0>

La figure principale, illustrant les différents niveaux d'indicateurs, est reprise ci-dessous.

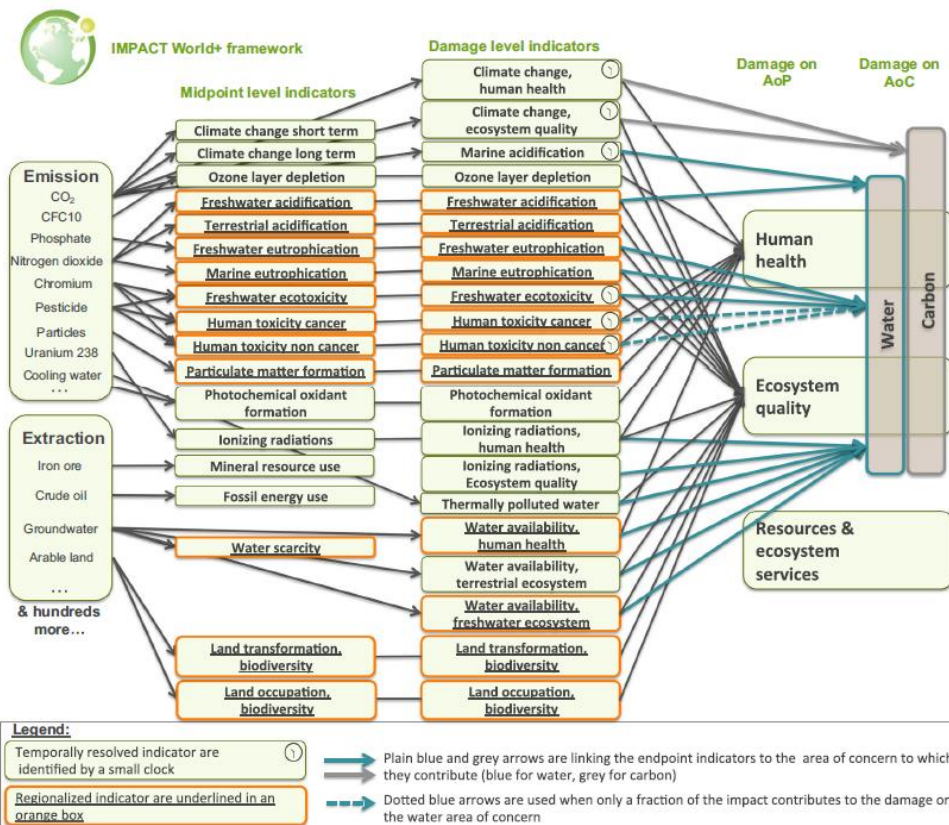


Fig. 1 IMPACT World+ LCIA framework (recommended impact categories only). Impact categories are represented by the corresponding indicators at midpoint and/or at damage level. At damage level, impact categories can be aggregated according to AoP or AoC. The

comprehensive list of impact indicators within each group of impact categories at midpoint and damage level is described in Table 1 and the detailed framework including the interim impact categories is available in supporting information, section 4

Figure E-8 : Extrait de la documentation d'IMPACT World+ (Bulle et al., 2019)

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

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.

F.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.

Intrant : 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 intrant 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 intrant 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 intrant 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 intrant 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).

F.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 produits⁶³ 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 intrants 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

⁶³ Le terme « produits » utilisé seul peut comprendre non seulement des systèmes de produits, mais aussi des systèmes de services.

élémentaire est caractérisé par ses intrants et sortants, si le processus élémentaire représente plus d'un sous-procédé, leurs intrants 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 F-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.

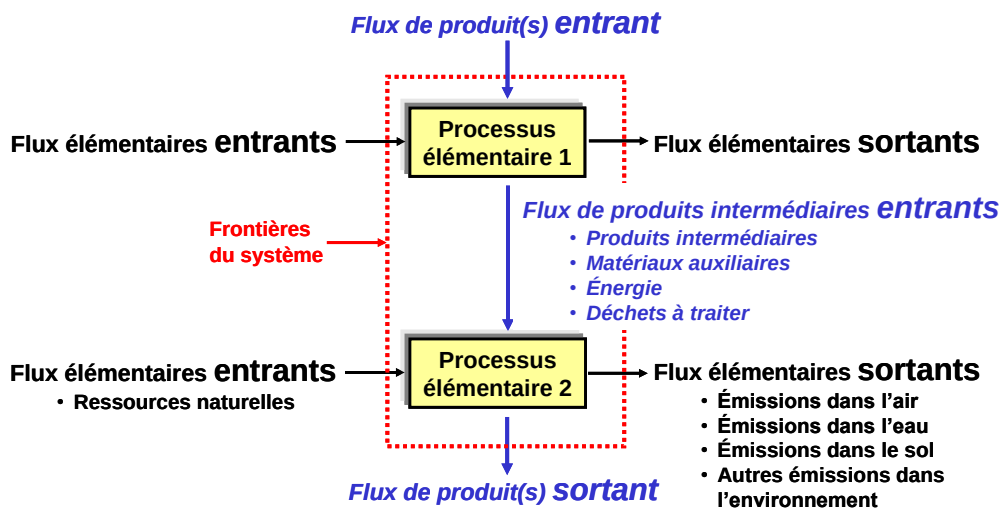


Figure F-1 : Frontières et processus élémentaires d'un système de produits.

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 intrants 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 élémentaires⁶⁴ qui doivent être initialement inclus dans l'étude. L'ISO stipule également qu'il n'est pas nécessaire de quantifier des intrants 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).

⁶⁴ 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 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 intrants 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.

F.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.

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

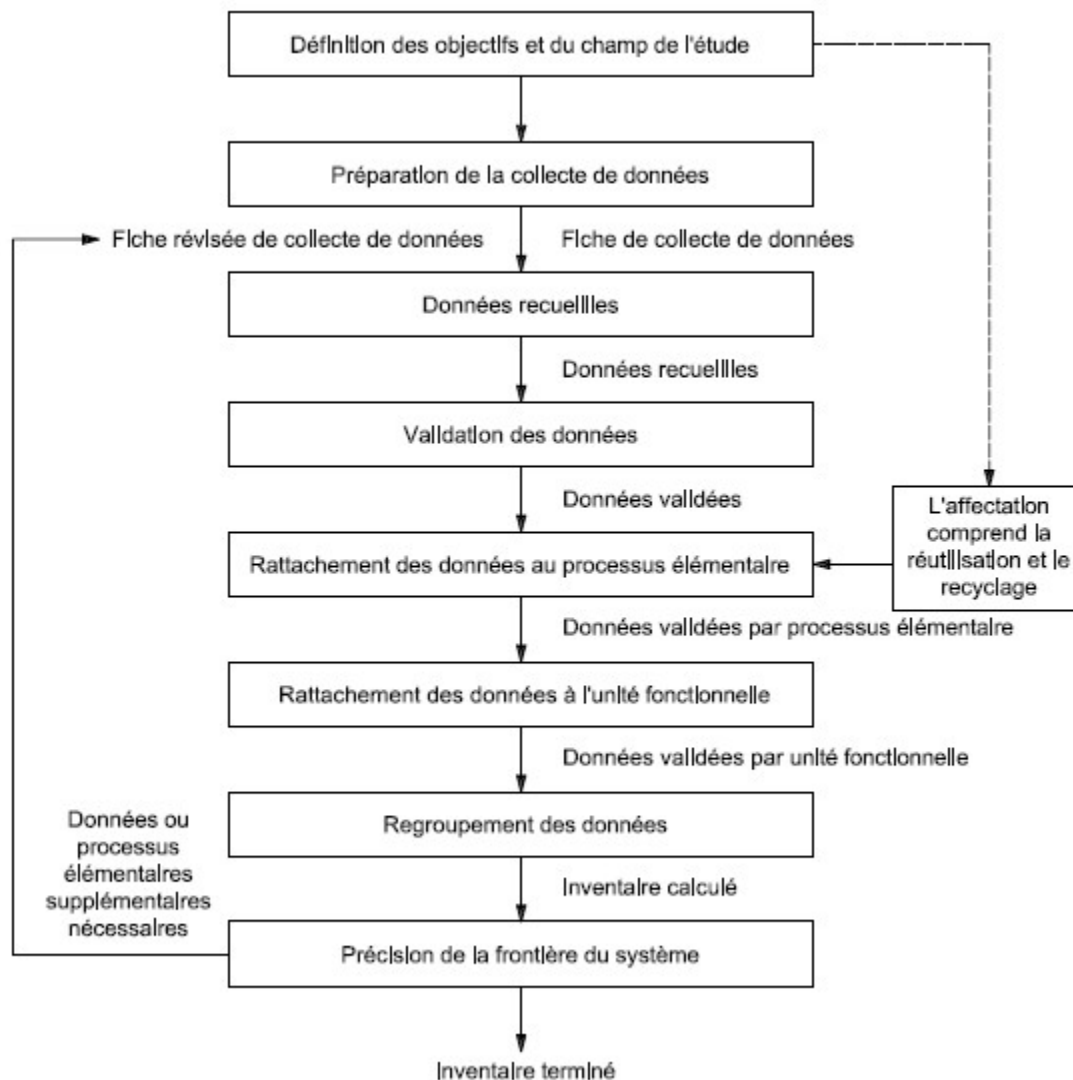


Figure F-2 : Procédure de calcul de l'inventaire.

(tiré de ISO 14 044, 2006)

F.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.

F.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 métadonnées⁶⁵ suffisantes pour obtenir de l'information sur la méthodologie de collecte et sur la variabilité des données.

F.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.

F.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

⁶⁵ Informations accompagnant la donnée d'inventaire et qui donne des renseignements à propos de la donnée (par exemple son origine, la méthodologie utilisée lors de sa collecte, les frontières du processus élémentaire décrit).

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.

F.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.

F.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 disponibles⁶⁶. La méthodologie utilisée pour faire la collecte des données doit être clairement présentée.

F.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

⁶⁶ Des données décrivant la production de certains matériaux en Europe peuvent faire référence à d'autres processus de production de matériaux (par exemple 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.

un manque de données d'inventaire spécifiques nord américaines, ce qui va affecter les résultats d'études faites au Canada.

L'absence d'un format de documentation unique⁶⁷, 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.

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

Une fois que les intrants 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 intrant (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-intrants 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 intrants 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 intrants et sortants de manière à refléter d'autres relations entre eux (p. ex. la valeur économique des coproduits).

⁶⁷ 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.

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

Les intrants 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 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.

F.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 F-3).

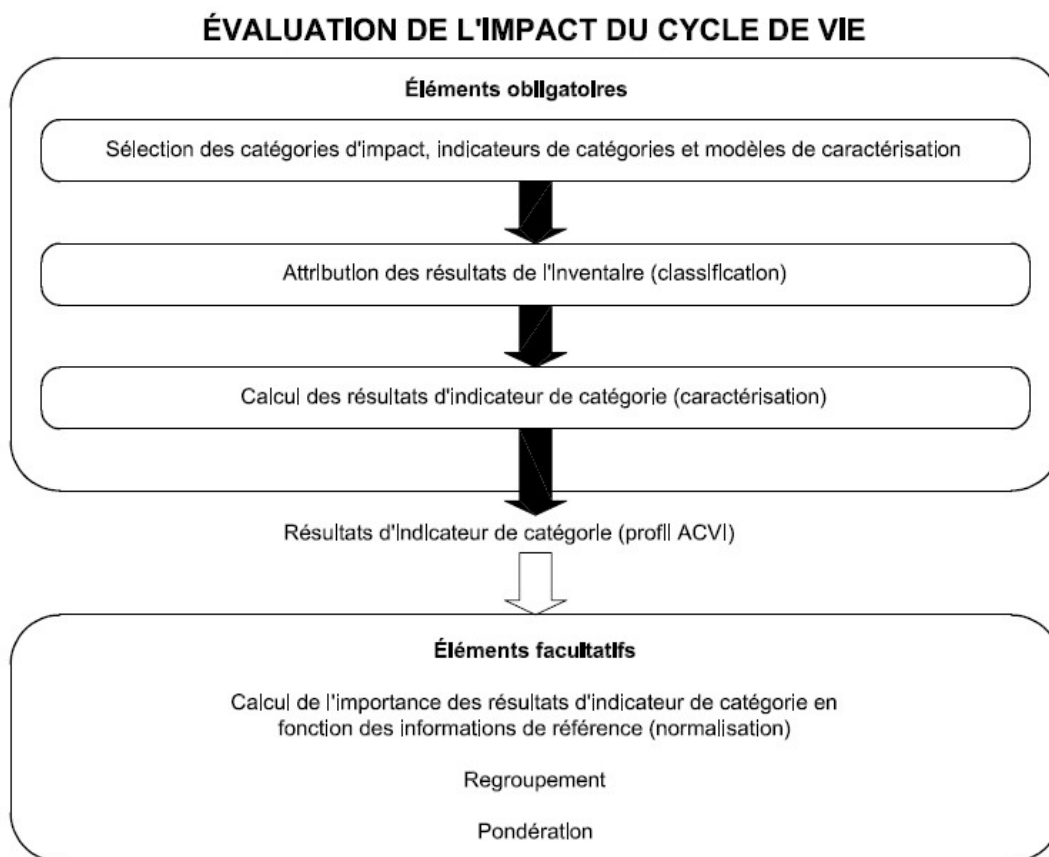


Figure F-3 : Éléments de la phase d'ÉICV.

(Tiré de ISO 14 040, 2006)

F.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 ».

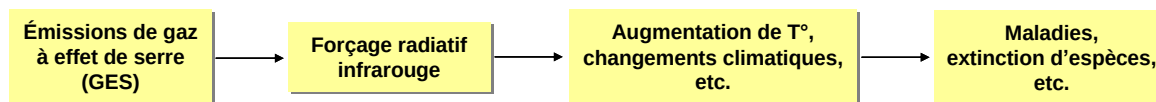


Figure F-4 : Mécanisme environnemental pour la catégorie d'impact « Réchauffement global ».

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 F-1.

Tableau F-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 caractéristiques⁶⁸. Pour ces catégories d'impacts, le CIRAIG a développé une méthode ÉICV canadienne, LUCAS (Toffoletto *et coll.*, 2007), basée sur la méthode américaine TRACI (*Tool for the Reduction and Assessment of Chemical and other environmental Impacts*) (Bare *et coll.*, 2003). Cette méthode a l'avantage d'utiliser des modèles de caractérisation adaptés au contexte nord-américain.

⁶⁸ 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.

Il est par ailleurs à noter que la méthode IMPACT 2002+ (Jolliet *et coll.*, 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.

F.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 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 réalité⁶⁹.
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.

F.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;

⁶⁹ 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.

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.

F.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.

F.6 Références de l'annexe

- 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., KLÖPPER, 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 G – Partie 1 : Détails du modèle Simapro

Cette première partie de l'annexe G présente les paramètres définis ainsi que le processus créés sous Simapro.

Tableau G-1 : Liste des paramètres utilisés dans le modèle

Nom du paramètre	Valeur	Distribution	SD2 or 2SD	Min	Max	Commentaire
sc_production_puits	6,00E+07	Undefined	1	0	0	Production des gisements de gaz naturel fossile. Cette valeur doit être changée pour modéliser chacun des gisements.
explo_fugi	5,11E+02	Triangle	1	2,33E+01	8,70E+04	Émissions fugitives lors de l'exploration. Cette valeur doit être changée pour modéliser chacun des gisements. La valeur utilisée pour l'Alberta est 9.32E2 et celle pour les États-Unis 5.11E2
explo_fugi	8,15E+05	Triangle	1	1,06E+04	3,93E+07	Émissions fugitives lors de l'exploitation. Cette valeur doit être changée pour modéliser chacun des gisements. La valeur utilisée pour l'Alberta est 1.25E6 et celle pour les États-Unis 8.15E5
nb_puits_explo	2	Lognormal	1,07	0	0	Nombre de puits en exploration. Source : Projet type
nb_puits_exploi	6	Lognormal	1,07	0	0	Nombre de puits supplémentaire en phase d'exploitation (total de 8). Source : Projet type
Nbr_fracturation_explora	3	Triangle	1	1	8	Nombre de fracturations par puits en exploration. Le scénario de base considère 3 fracturations. Source : Projet type

Nom du paramètre	Valeur	Distribution	SD2 or 2SD	Min	Max	Commentaire
Nbr_fracturation_exploi	12	Triangle	1	1	18	Nombre de fracturations par puits en exploitation. Le scénario de base considère 12 puits. Source : Projet type
site_et_abandon	1,05	Lognormal	1,62	0	0	Nombre de puits en exploration requis pour obtenir un puits en production. 5% des puits en exploration ne vont pas en production. Source : MDDEFP
duree_occupation	15	Triangle	1	3	50	Durée d'occupation des sites en années. Source : Projet type
Qc	1	Undefined	1	0	0	Ce paramètre est une switch utilisée pour le bilan GES : si Qc=1, les émissions de type 1 et 2 sont incluses dans le bilan GES.
Int	1	Undefined	1	0	0	Ce paramètre est une switch utilisée pour le bilan GES : si Int=1, les émissions de type 3 sont incluses dans le bilan GES.
trp_alb_qc	3500	Lognormal	1,5	0	0	Distance entre l'Alberta et le Québec en kilomètres.
hiver	0	Undefined	1	0	0	Ce paramètre est une switch utilisée pour inclure l'hiver.
med	1	Undefined	1	0	0	Ce paramètre est une switch utilisée pour inclure le scénario moyen pour les intrants de forage.

Nom du paramètre	Valeur	Distribution	SD2 or 2SD	Min	Max	Commentaire
pire	0	Undefined	1	0	0	Ce paramètre est une switch utilisée pour inclure le pire scénario pour les intrants de forage.
qte_fluide	1670	Triangle	1	877	3377	Quantité de liquides de fracturation utilisée, en m3 par fracturation. Le scénario de base utilise une valeur de 1670. Les valeurs minimale et maximale sont respectivement de 877 et 3377.
pourcent_em_fugitive	0,0201	Undefined	1	0	0	Fraction totale d'émissions fugitives. La valeur est exprimée en fonction de la production d'un puits. Le scénario de base utilise 0.0201
largeur_site	90	Triangle	1	50	140	Largeur du site en mètres. Source: Projet type
longueur_site	110	Triangle	1	25	165	Longueur du site en mètres. Source: Projet type

Tableau G-2 : Détail des processus utilisés pour modéliser le gaz naturel fossile (cas de l'Alberta)

Gaz naturel fossile d'Alberta		1 m3	
Inputs from technosphere:			
materials/fuels	Amount	Unit	Comment
Bilan d'extraction non-conventionnelle en Alberta	0,85	m3	Inclut les étapes 2, 3, 4 et 7 de la figure 5.1 du rapport, pour la part de gaz extraite selon des méthodes non-conventionnelles.
Natural gas, high pressure {CA-AB} natural gas production	0,15	m3	Inclut les étapes 2, 3, 4 et 7 de la figure 5.1 du rapport, pour la part de gaz extraite selon des méthodes conventionnelles.
5. Production	1	m3	Correspond à l'étape 5 de la figure 5.1 du rapport.
6. Transmission de l'Alberta au Québec	1	m3	Correspond à une partie de l'étape 6 de la figure 5.1 du rapport.
6. Distribution au Québec	1	m3	Correspond à une partie de l'étape 6 de la figure 5.1 du rapport.
Bilan d'extraction non-conventionnelle en Alberta		4,80E+08 m3	
Inputs from technosphere:			
materials/fuels	Amount	Unit	
2. Travaux préliminaires		1 p	
3. Exploration/fracturation		1 p	
4. Projet pilote/Développement		1 p	
7. Fermeture définitive		1 p	
2. Travaux préliminaires		1 p	
Inputs from technosphere:			
materials/fuels	Amount	Unit	

2.6 Préparation du site

$1 \cdot \text{site\_et\_abandon} \cdot Q_c = 1.05$ p

2.6 Préparation du site 1 p pour un site de forage

Inputs from nature	Sub-compartment	Amount	Unit
		$\text{largeur\_site} \cdot \text{longueur\_site} \cdot \text{durée\_occupation}$	
Occupation, annual crop	land	$\cdot Q_c = 1.49E5$	m2a
Transformation, from annual crop	land	$\text{largeur\_site} \cdot \text{longueur\_site} \cdot Q_c = 9.9E3$	m2
Transformation, to artificial land, Temperate forests biome	land	$\text{largeur\_site} \cdot \text{longueur\_site} \cdot Q_c = 9.9E3$	m2
Inputs from technosphere: materials/fuels	Amount	Unit	
2.6.1 Opération de la machinerie pour l'aménagement du site et la construction des routes	$1 \cdot \text{test\_env} = 1$	p	
2.6.2 Matériaux pour les routes d'accès	$1 \cdot \text{test\_env} = 1$	p	
2.6.3 Matériaux pour la préparation du site	$1 \cdot \text{test\_env} = 1$	p	

2.6.1 Opération de la machinerie pour l'aménagement du site et la construction des routes 1 p

Inputs from technosphere: materials/fuels	Amount	Unit	Comment

Diesel {GLO} market group for Cut-off, U	8,69E+04 kg	Quantité de diesel dans la machinerie
Diesel, burned in building machine {GLO} processing Cut-off, U-without diesel consumption	3,87E+06 MJ	Combustion du diesel par la machinerie. Le diesel du processus a été retiré.
Transport, freight, lorry >32 metric ton, EURO6 {GLO} market for Cut-off, U	9,03E+06 kgkm	Transport de l'équipement aller-retour sur le site.

2.6.2 Matériaux pour les routes d'accès		1 p	Pour un site
Inputs from technosphere:			
materials/fuels	Amount	Unit	Comment
Gravel, round {RoW} gravel and sand quarry operation Cut-off, U	1,31E+07	kg	Pour renforcement de route : 5000 m3, converti en kg
Sand {RoW} gravel and quarry operation Cut-off, U	9,82E+06	kg	1100 m3 converti en kg
Cement, unspecified {RoW} market for cement, unspecified Cut-off, U	1,50E+05	kg	100 m3 converti en kg
Textile, jute {RoW} production Cut-off, U	1,80E+03	kg	Proxy pour geotextile
Plywood, for outdoor use {RoW} production Cut-off, U	55,5	m3	Proxy pour tapis de chene
Transport, freight, lorry >32 metric ton, EURO6 {RoW} transport, freight, lorry >32 metric ton, EURO6 Cut-off, U	3,09E+08	kgkm	transport gravier
Transport, freight, lorry >32 metric ton, EURO6 {RoW} transport, freight, lorry >32 metric ton, EURO6 Cut-off, U	7,75E+07	kgkm	transport sable
Transport, freight, lorry >32 metric ton, EURO6 {RoW} transport, freight, lorry >32 metric ton, EURO6 Cut-off, U	3,00E+06	kgkm	transport ciment

Transport, freight, lorry >32 metric ton, EURO6 {RoW} transport, freight, lorry >32 metric ton, EURO6 Cut-off, U	6,75E+06	kgkm	transport ciment recycle
Transport, freight, lorry >32 metric ton, EURO6 {RoW} transport, freight, lorry >32 metric ton, EURO6 Cut-off, U	2,71E+05	kgkm	transport geotextile
Transport, freight, lorry >32 metric ton, EURO6 {RoW} transport, freight, lorry >32 metric ton, EURO6 Cut-off, U	2,91E+06	kgkm	transport tapis de chene

2.6.3 Matériaux pour la préparation du site

		1	p	Matériaux pour le site
Inputs from technosphere:				
materials/fuels	Amount		Unit	Comment
Gravel, round {RoW} gravel and sand quarry operation Cut-off, U		1,68E+06	kg	
Sand {RoW} gravel and quarry operation Cut-off, U		4,33E+06	kg	
Cement, unspecified {RoW} market for cement, unspecified Cut-off, U		4,50E+05	kg	
Textile, jute {RoW} production Cut-off, U		1,09E+04	kg	Proxy pour geotextile
Plywood, for outdoor use {RoW} production Cut-off, U		466	m3	Proxy pour tapis de chene
Transport, freight, lorry >32 metric ton, EURO6 {RoW} transport, freight, lorry >32 metric ton, EURO6 Cut-off, U		3,36E+07	kgkm	transport gravier
Transport, freight, lorry >32 metric ton, EURO6 {RoW} transport, freight, lorry >32 metric ton, EURO6 Cut-off, U		8,65E+07	kgkm	transport sable

Transport, freight, lorry >32 metric ton, EURO6 {RoW} transport, freight, lorry >32 metric ton, EURO6 Cut-off, U	9,00E+06 kgkm	transport ciment
Transport, freight, lorry >32 metric ton, EURO6 {RoW} transport, freight, lorry >32 metric ton, EURO6 Cut-off, U	1,13E+07 kgkm	transport ciment recycle
Transport, freight, lorry >32 metric ton, EURO6 {RoW} transport, freight, lorry >32 metric ton, EURO6 Cut-off, U	1,63E+06 kgkm	transport geotextile
Transport, freight, lorry >32 metric ton, EURO6 {RoW} transport, freight, lorry >32 metric ton, EURO6 Cut-off, U	2,45E+07 kgkm	transport tapis chene

3. Exploration/fracturation

1 p

Inputs from technosphere:

materials/fuels	Amount	Unit	Comment
3.1 Arrivée de l'équipement de forage et de fracturation	1,05	p	par 1 site et une fraction de site abandonnée
3.2 Forage	2,1	p	par puits (1 site et fraction de site abandonnée)
3.3/3.9 Torchère	3,01E+05	m3	nombre de fracturation par site. Correspond au traitement des boues de forage.
3.4 Boues/déblais	8,36E+05	kg	
3.6 Complétion	3,01E+05	p	par nombre de fracturation
3.7 Préparation pour fracturation	31,2	m3	nombre de fracturation. Correspond aux produits nettoyants.
3.8 Liquide de fracturation	1,05E+04	m3	nombre de fracturation
3.8 Explosifs	9,24	kg	nombre de fracturation
3.8 Opération fracturation	6,3	p	nombre de fracturation
3.10 Traitement eaux reflux	4,63E+03	m3	nombre de fracturation
Émissions fugitives	939	m3	par site

3.1 Arrivée de l'équipement de forage et de fracturation		1 p	pour un puits
Inputs from technosphere: materials/fuels	Amount	Unit	Comment
Reinforcing steel {RoW} production Cut-off, U	5,63E+04	kg	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.
Metal working, average for steel product manufacturing {RoW} processing Cut-off, U	5,63E+04	kg	Fabrication des équipements passifs.
Lorry, 28 metric ton {RoW} production Cut-off, U	0,00019	p	Proxy pour représenter l'infrastructure des divers camions utilisés.
Transport, freight, lorry >32 metric ton, EURO6 {RoW} transport, freight, lorry >32 metric ton, EURO6 Cut-off, U	8,47E+07	kgkm	Transport des équipements sur site.
3.2 Forage		1 p	Pour le forage de 1 puits
Inputs from technosphere: materials/fuels	Amount	Unit	Comment
3.2.1 Opération forage		1 p	
3.2.2 Liquide de forage	4,08E+05	kg	Scénario avec intrants de forage moyen
3.2.5 Matériaux de forage		1 p	
3.2.1 Opération forage		1 p	pour 1 puits
Inputs from technosphere: materials/fuels	Amount	Unit	Comment
Diesel, burned in diesel-electric generating set {GLO} market for Cut-off, U	5,35E+06	kWh	infrastructure et consommation de diesel pour les machines de forages (actifs); le transport de la

			machinerie a déjà été inclus dans l'arrivée des équipements
Diesel, burned in diesel-electric generating set {GLO} market for Cut-off, U	6,20E+03 kWh		énergie nécessaire au pompage des boues
Émissions fugitives	6,53E+04 m3		

Émissions fugitives	1 m3		
Inputs from nature	Sub-compartment	Amount	Unit
Gas, natural/m3	in ground		1 m3
Emissions to air	Sub-compartment	Amount	Unit
Methane, fossil	high. pop.		0,9 kg

3.2.2 Liquide de forage	1 kg		
Inputs from technosphere:			
materials/fuels	Amount	Unit	Comment
Barite {GLO} market for Cut-off, U	0,697	kg	
Petroleum coke {GLO} market for Cut-off, U	3,67E-05	kg	Proxy pour MF Frigate
Potassium carbonate {GLO} market for Cut-off, U	0,188	kg	Proxy pour potassium silicate
Potassium carbonate {GLO} market for Cut-off, U	0,000888	kg	Proxy pour Flexfirm KA (famille des anhydrous potassium powder)
Saw dust, wet, measured as dry mass {GLO} market for Cut-off, U	0,002	kg	
Glass fibre {GLO} market for Cut-off, U	0,00315	kg	
Tap water {GLO} market group for Cut-off, U	0,00949	kg	

Calcium nitrate {GLO} market for Cut-off, U	0,00617 kg
Calcium nitrate {GLO} market for Cut-off, U	0,00137 kg
Tap water {GLO} market group for Cut-off, U	0,000641 kg
Sodium hypochlorite, without water, in 15% solution state {GLO} market for Cut-off, U	0,00118 kg
Calcium chloride {GLO} market for Cut-off, U	0 kg
Lime, hydrated, packed {GLO} market for Cut-off, U	0,00119 kg
Lime, hydrated, packed {GLO} market for Cut-off, U	0,0194 kg
Gypsum, mineral {GLO} market for Cut-off, U	0,00266 kg
Bentonite {GLO} market for Cut-off, U	0,031 kg
Limestone, crushed, washed {RoW} market for limestone, crushed, washed Cut-off, U	0,00481 kg
Lignite {RoW} market for Cut-off, U	0,000951 kg
Tap water {GLO} market group for Cut-off, U	0,000597 kg
Tap water {GLO} market group for Cut-off, U	0,000593 kg
Sodium {GLO} market for Cut-off, U	0,000505 kg
Soda ash, dense {GLO} market for Cut-off, U	0,00042 kg

Hydrochloric acid, without water, in 30% solution state {GLO} tetrafluoroethane production Cut-off, U	1,01E-05 kg	
Tap water {GLO} market group for Cut-off, U	0,000383 kg	
Chemical, organic {GLO} market for Cut-off, U	0,000318 kg	proxy for biocides
Ethylene glycol {GLO} market for Cut-off, U	3,80E-05 kg	
Sodium sulfate, anhydrite {RoW} market for Cut-off, U	1,42E-05 kg	
Tap water {GLO} market group for Cut-off, U	0,000138 kg	
Potassium carbonate {GLO} market for Cut-off, U	0,000184 kg	
Ethylene glycol {GLO} market for Cut-off, U	2,48E-05 kg	
Tap water {GLO} market group for Cut-off, U	8,54E-05 kg	
Formic acid {RoW} market for Cut-off, U	1,84E-05 kg	
Tap water {GLO} market group for Cut-off, U	3,22E-05 kg	
Tap water {GLO} market group for Cut-off, U	2,91E-05 kg	
Hydrochloric acid, without water, in 30% solution state {GLO} tetrafluoroethane production Cut-off, U	2,92E-05 kg	
Glycerine {GLO} market for Cut-off, U	0,00446 kg	Proxy pour MF-Vis-Tm; xanthum gum = vegetable gum = élément visqueux = glycerine
Vegetable oil methyl ester {GLO} market for Cut-off, U	0,00133 kg	Proxy pour CF Desco II Deflocculant; methyl ester

Coconut, dehusked {GLO} market for coconut, dehusked Cut-off, U	0,00231 kg	Proxy pour wallnut
Chemical, organic {GLO} market for Cut-off, U	0,000189 kg	Proxy pour organoseal
Cyclohexanol {GLO} market for Cut-off, U	0,000181 kg	Proxy pour 2-ethyl-hexanol
Distiller's Dried Grains with Solubles {GLO} market for Cut-off, U	0,000274 kg	Proxy pour light hydrated distillate
Maize starch {GLO} market for Cut-off, U	0,00108 kg	Proxy pour Aqua Star
Sodium phosphate {GLO} market for Cut-off, U	0,00125 kg	Proxy pour TKPP = Tetrapotassium Pyrophosphate
Ethanol, without water, in 99.7% solution state, from fermentation {RoW} dewatering of ethanol from biomass, from 95% to 99.7% solution state Cut-off, U	3,34E-05 kg	Proxy pour buthoxyethanol
Styrene-acrylonitrile copolymer {GLO} market for Cut-off, U	3,12E-05 kg	Proxy pour MF Silfloc un Acrylamide copolymer
Lubricating oil {GLO} market for Cut-off, U	0,000664 kg	Proxy pour Lubra glide
Seal, natural rubber based {GLO} market for Cut-off, U	0,000264 kg	Proxy pour ultra seal= cellulosic fibers, combined with a blend of organic polymers and lubricity enhancers
Hydrogen fluoride {GLO} market for Cut-off, U	1,01E-05 kg	
Lubricating oil {GLO} market for Cut-off, U	0,000269 kg	Proxy for Lub glide
Acetic acid, without water, in 98% solution state {GLO} market for Cut-off, U	0,000283 kg	Proxy pour acide citrique
Lubricating oil {GLO} market for Cut-off, U	0,000876 kg	Proxy pour Sil glide

Lubricating oil {GLO} market for Cut-off, U	0,00073	kg	Proxy pour Radia Green
Cyclohexane {GLO} market for Cut-off, U	4,13E-05	kg	Proxy pour 1,6 Hexanediamine
Phenol {GLO} market for Cut-off, U	1,53E-06	kg	Proxy pour nonylphenol_ethoxyle

3.2.5 Matériaux de forage 1 p pour 1 puits

Inputs from technosphere: materials/fuels	Amount	Unit	Comment
Drawing of pipe, steel {GLO} market for Cut-off, U	8,75E+05	kg	
Steel, low-alloyed {GLO} market for Cut-off, U	8,75E+05	kg	Matériaux pour tuyaux (intérieur du puits)
Cement, unspecified {RoW} market for cement, unspecified Cut-off, U	97	ton	

3.3/3.9 Torchère 1,00E+00 m3

Inputs from technosphere: electricity/heat	Amount	Unit	Comment
Natural gas, sweet, burned in production flare/m3/GLO U AmN CIRAIG_etude	1,00E+00	m3	Combustion; le gaz naturel extrait du sol a été retiré; seules les émissions de la combustion sont considérées

3.4 Boues/déblais 1 kg

Inputs from technosphere: materials/fuels	Amount	Unit	Comment
Transport, freight, lorry >32 metric ton, EURO6 {GLO} market for Cut-off, U	30,4	kgkm	Représente uniquement le traitement des boues de forage; les quantités de ciment et de cuttings ont été ajoutées par ailleurs. 80% de la boue qui remonte à la surface, perte de 20%

Transport, freight, lorry >32 metric ton, EURO6 {GLO} market for Cut-off, U	0,55	kgkm	Transport des cuttings sur 50 km au Qc
Transport, freight, lorry >32 metric ton, EURO6 {GLO} market for Cut-off, U	0,0735	kgkm	Transport du ciment, enfouissement au Qc sur 50 km
Disposal, drilling waste, 71.5% water, to residual material landfill/CH U AmN CIRAIG_caract_boues	1	kg	Gestion des boues de forage
3.6 Complétion	1	p	par fracturation
Inputs from technosphere:			
materials/fuels	Amount	Unit	Comment
3.7 Préparation pour fracturation	4,95	m3	Qté de produits nettoyants/fracturation
3.8 Liquide de fracturation	1,67E+03	m3	Qté de fluides/fracturation
3.8 Explosifs	1,47	kg	Qté d'explosifs/fracturation
3.8 Opération fracturation	1	p	
3.3/3.9 Torchère	3,01E+05	m3	Essai de production
3.7 Préparation pour fracturation	1,00E+00	m3	par fracturation. Correspond aux produits nettoyants.
Inputs from technosphere:			
materials/fuels	Amount	Unit	Comment
Hydrochloric acid, without water, in 30% solution state {GLO} tetrafluoroethane production Cut-off, U	1,79E+02	kg	HCl des produits nettoyants
Tap water {GLO} market group for Cut-off, U	1,01E+03	kg	Eau des produits nettoyants
Diesel, burned in diesel-electric generating set {GLO} market for Cut-off, U	5,26E+01	kWh	Consommation de diesel nécessaire pour pomper les produits nettoyants
3.8 Liquide de fracturation	1,00E+00	m3	

Inputs from technosphere:

materials/fuels	Amount	Unit	
Tap water {GLO} market group for Cut-off, U	9,00E+02	kg	
Sand {GLO} market for Cut-off, U	1,84E+02	kg	données du MDDEP
Hydrochloric acid, without water, in 30% solution state {GLO} tetrafluoroethane production Cut-off, U	5,34E-01	kg	Données du MDDEP: Solution 15% = solution 30%/2
3-methyl-1-butyl acetate {GLO} market for Cut-off, U	1,00E+01	kg	Proxy trisodium nitrilotriacetate
Naphtha {RoW} market for Cut-off, U	3,07E-01	kg	densité: 767.5
Benzyl alcohol {GLO} market for Cut-off, U	5,83E-02	kg	Proxy alcool propargylique
Formaldehyde {GLO} market for Cut-off, U	1,22E-01	kg	données du MDDEP
Phenol {GLO} market for Cut-off, U	4,40E-01	kg	Proxy pour alkylphenol oxyalkyle
Fatty acid {GLO} market for Cut-off, U	0,00E+00	kg	Proxy huile de tall
Benzyl chloride {GLO} market for Cut-off, U	1,65E-01	kg	Données du MDDEP: 2L/m3 fluide
Naphtha {RoW} market for Cut-off, U	6,97E-02	kg	Proxy naphtalene
Isopropanol {GLO} market for Cut-off, U	9,43E-01	kg	Données du MDDEP 6L/m3 fluide
Methanol {GLO} market for Cut-off, U	1,42E-01	kg	Données du MDDEP 6L/m3 fluide
Ethoxylated alcohol (AE7) {GLO} market for Cut-off, U	3,68E-01	kg	Données du MDDEP 2L/m3 fluide
Alkylbenzene sulfonate, linear, petrochemical {GLO} market for Cut-off, U	2,50E-01	kg	Densité 500 kg/m3
Dipropylene glycol monomethyl ether {GLO} market for Cut-off, U	1,40E+00	kg	Density 1020 kg/m3

Alkylbenzene sulfonate, linear, petrochemical {GLO} market for Cut- off, U	1,18E+00 kg	Proxy acide_benzene_sulfonique
Methylcyclohexane {GLO} market for Cut-off, U	9,50E-02 kg	Proxy pour octamethylcyclotetrasiloxane
Petroleum coke {GLO} market for Cut- off, U	1,06E-01 kg	Proxy distillat pétrole
Chemical, organic {GLO} market for Cut-off, U	0,00E+00 kg	Proxy pour terpene; organic chemical substances from vegetation (mainly conifers)
Ethanol, without water, in 99.7% solution state, from ethylene {GLO} market for Cut-off, U	0,00E+00 kg	
Ethoxylated alcohol (AE7) {GLO} market for Cut-off, U	0,00E+00 kg	Proxy pour alkyl alkoxyate
Diethylene glycol {GLO} market for Cut- off, U	0,00E+00 kg	Proxy pour glycol
Isopropanol {GLO} market for Cut-off, U	1,73E+00 kg	
Ammonium chloride {GLO} market for Cut-off, U	2,69E+00 kg	Proxy pour _trimetyl_octadecyl_ammonium_chloride
Xylene {GLO} market for Cut-off, U	3,72E+00 kg	Proxy sodium xylene sulfonate
Formaldehyde {GLO} market for Cut- off, U	3,67E-04 kg	
Acetic acid, without water, in 98% solution state {GLO} market for Cut-off, U	3,15E-03 kg	
Methanol {GLO} market for Cut-off, U	1,58E-02 kg	
Diethanolamine {GLO} market for Cut- off, U	3,03E-03 kg	Proxy ethanolamine
Ammonium chloride {GLO} amination of chlorosilane Cut-off, U	4,59E-03 kg	

Sodium persulfate {GLO} market for Cut-off, U	2,50E+00	kg	
Sodium hypochlorite, without water, in 15% solution state {GLO} market for Cut-off, U	1,39E-02	kg	
Triethanolamine {GLO} market for Cut- off, U	3,11E-01	kg	
Diethanolamine {GLO} market for Cut- off, U	4,09E-02	kg	
Isopropanol {GLO} market for Cut-off, U	1,18E-01	kg	
Chemical, organic {GLO} market for Cut-off, U	1,68E-01	kg	Limonene=terpene cyclic
Propylene glycol, liquid {GLO} market for Cut-off, U	1,04E-01	kg	
Triethylene glycol {GLO} market for Cut-off, U	1,32E-01	kg	
Ethoxylated alcohol (AE7) {GLO} market for Cut-off, U	1,84E-01	kg	
Used vegetable cooking oil {GLO} market for Cut-off, U	1,92E-01	kg	Proxy pour huile de ricin

3.8 Explosifs 1 kg

Inputs from technosphere:		
materials/fuels	Amount	Unit
Explosive, tovox {GLO} market for Cut- off, U		1 kg

3.8 Opération fracturation 1 p

Inputs from technosphere:		
electricity/heat	Amount	Unit

Diesel, burned in diesel-electric
generating set {GLO}| market for | Cut-
off, U

87900 kWh

3.10 Traitement eaux reflux

1 m3

Inputs from technosphere:

electricity/heat

Amount

Unit

Comment

Transport, freight, lorry 16-32 metric ton,
EURO6 {GLO}| market for | Cut-off, U

3,00E+04 kgkm

Transport du fluide de fracturation hors du site ;
Hypothèse : Fluide = eau

Emissions to water

Sub-compartment

Amount

Unit

Comment

Nitrogen

0,00595 kg

Émissions après traitement

Arsenic

5,00E-06 kg

Émissions après traitement

Barium

0,00088 kg

Émissions après traitement

BOD5, Biological Oxygen Demand

0,103 kg

Émissions après traitement

Boron

0,00119 kg

Émissions après traitement

Calcium

0,0384 kg

Émissions après traitement

Chloride

1,08 kg

Émissions après traitement

COD, Chemical Oxygen Demand

3,77 kg

Émissions après traitement

Copper

5,00E-07 kg

Émissions après traitement

Tin

0,000415 kg

Émissions après traitement

Iron

0,00244 kg

Émissions après traitement

Fluoride

0,00075 kg

Émissions après traitement

Lead

2,50E-06 kg

Émissions après traitement

Magnesium

0,0156 kg

Émissions après traitement

Mercury

1,00E-07 kg

Émissions après traitement

Nickel

8,50E-06 kg

Émissions après traitement

Nitrate

0,00133 kg

Émissions après traitement

Phenol

6,00E-06 kg

Émissions après traitement

Potassium	0,0089	kg	Émissions après traitement
Sodium	1,16	kg	Émissions après traitement
Sulfate	0,0428	kg	Émissions après traitement
Sulfur	0,115	kg	Émissions après traitement
Toluene	5,00E-06	kg	Émissions après traitement
Hydrocarbons, C10-C50, non aromatic	3,81	kg	Émissions après traitement

4. Projet pilote/Développement

1 p

Inputs from technosphere:

materials/fuels	Amount	Unit	Comment
4.1 Renforcement des routes		1 p	
4.2 Conduites d'eau		1 p	par site
4.3 Conduites de gaz		1 p	par site
3.2 Forage		6 p	par puits
3.4 Traitements boues de forage	2,45E+06	kg	
3.7 Préparation pour fracturation	475	m3	
3.8 Liquide de fracturation	9,86E+04	m3	
3.8 Explosifs	141	kg	
3.8 Opération fracturation	96	p	
3.3/3.9 Torchère	9,60E+04	m3	
4.5 Complétion	4,80E+08	m3	production d'un puits * nbre de puits
4.6 Traitement eaux reflux	7,05E+04	m3	
Émissions fugitives	1,25E+06	m3	

4.1 Renforcement des routes

1 p

Inputs from technosphere:

materials/fuels	Amount	Unit

Metal working, average for steel product manufacturing {GLO}| market for | Cut-off, U

$M\_equip\_total * int * test\_env$ kg

Lorry, 28 metric ton {GLO}| market for | Cut-off, U

$U\_equip\_total * int / (Duree\_equip * Nombre\_equip\_u) * test\_env$ p

4.2 Conduites d'eau 1,00E+00 p

Inputs from technosphere:

materials/fuels

Amount

Unit

Comment

Water works, capacity 6.23E10l/year {GLO}| market for | Cut-off, U

$ratio * int * test\_env$

p

Infrastructure

4.3 Conduites de gaz 1,00E+00 p

Inputs from technosphere:

materials/fuels

Amount

Unit

Comment

Pipeline, natural gas, high pressure distribution network {GLO}| market for | Cut-off, U

$trp\_regional * Qc * test\_env$

km

Conduite de gaz vers le site de traitement; hypothèse sur la distance

4.5 Complétion 1,00E+00 m3

Inputs from nature

Sub compartment

Amount

Unit

Gas, natural/m3

in ground

1 m3

4.6 Traitement eaux reflux 1,00E+00 m3

Inputs from technosphere:

materials/fuels

Amount

Unit

$Density\_water * (Fraction\_autre\_site * trp\_regional + Fraction\_traitement * trp\_regional) * Qc * test\_env$

kgkm

Transport du fluide de fracturation hors du site

Wastewater treatment facility, capacity 5E9l/year {RoW} market for wastewater treatment facility, capacity 5E9l/year Cut-off, U	$1/(163000*25)*\text{nombre\_usines}*\text{test\_env}$	p
Emissions to water	Amount	Unit
Arsenic	$M_{\text{arsenic}}*\text{Eff\_traitement}*\text{Fraction\_traitement}$	kg
Nitrogen	$M_{\text{azote}}*\text{Eff\_traitement}*\text{Fraction\_traitement}$	kg
Barium	$M_{\text{barium}}*\text{Eff\_traitement}*\text{Fraction\_traitement}$	kg
BOD5, Biological Oxygen Demand	$M_{\text{DBO}}*\text{Eff\_traitement}*\text{Fraction\_traitement}$	kg
Boron	$M_{\text{bore}}*\text{Eff\_traitement}*\text{Fraction\_traitement}$	kg
Calcium	$M_{\text{calcium}}*\text{Eff\_traitement}*\text{Fraction\_traitement}$	kg
Chloride	$M_{\text{chlorure}}*\text{Eff\_traitement}*\text{Fraction\_traitement}$	kg
COD, Chemical Oxygen Demand	$M_{\text{DCO}}*\text{Eff\_traitement}*\text{Fraction\_traitement}$	kg
Copper	$M_{\text{cuivre}}*\text{Eff\_traitement}*\text{Fraction\_traitement}$	kg
Tin	$M_{\text{etain}}*\text{Eff\_traitement}*\text{Fraction\_traitement}$	kg
Iron	$M_{\text{fer}}*\text{Eff\_traitement}*\text{Fraction\_traitement}$	kg
Fluoride	$M_{\text{fluorure}}*\text{Eff\_traitement}*\text{Fraction\_traitement}$	kg

Lead	$M_{\text{plomb}} * \text{Eff\_traitement} * \text{Fraction\_traitement}$	kg	
Magnesium	$M_{\text{magnesium}} * \text{Eff\_traitement} * \text{Fraction\_traitement}$	kg	
Mercury	$M_{\text{mercure}} * \text{Eff\_traitement} * \text{Fraction\_traitement}$	kg	
Nickel	$M_{\text{nickel}} * \text{Eff\_traitement} * \text{Fraction\_traitement}$	kg	
Nitrate	$M_{\text{Nitrate}} * \text{Eff\_traitement} * \text{Fraction\_traitement}$	kg	
Phenol	$M_{\text{phenol}} * \text{Eff\_traitement} * \text{Fraction\_traitement}$	kg	
Potassium	$M_{\text{potassium}} * \text{Eff\_traitement} * \text{Fraction\_traitement}$	kg	
Sodium	$M_{\text{sodium}} * \text{Eff\_traitement} * \text{Fraction\_traitement}$	kg	
Sulfate	$M_{\text{sulfate}} * \text{Eff\_traitement} * \text{Fraction\_traitement}$	kg	
Sulfur	$M_{\text{sulfure}} * \text{Eff\_traitement} * \text{Fraction\_traitement}$	kg	
Toluene	$M_{\text{toluene}} * \text{Eff\_traitement} * \text{Fraction\_traitement}$	kg	
Hydrocarbons, C10-C50, non aromatic	$M_{\text{hydrocarbure}} * \text{Eff\_traitement} * \text{Fraction\_traitement}$	kg	
Waste to treatment	Amount	Unit	Comment
Treatment, sewage, to wastewater treatment, class 5/CH U AmN	$\text{Fraction\_traitement} * \text{test\_env} * 0$	m3	Traitement

Input parameters	Amount	Comment
M_azote	1,19E-02	kg; données provenant du MDDFP
M_arsenic	1,00E-05	kg; données provenant du MDDFP
M_barium	1,76E-03	kg; données provenant du MDDFP
M_DBO	2,06E-01	kg; données provenant du MDDFP
M_bore	2,37E-03	kg; données provenant du MDDFP
M_calcium	7,68E-02	kg; données provenant du MDDFP
M_chlorure	2,17E+00	kg; données provenant du MDDFP
M_DCO	7,53E+00	kg; données provenant du MDDFP
M_cuivre	1,00E-06	MDDFP

M_etain	8,30E-04	kg; données provenant du MDDFP
M_fer	4,88E-03	kg; données provenant du MDDFP
M_fluorure	1,50E-03	kg; données provenant du MDDFP
M_plomb	5,00E-06	kg; données provenant du MDDFP
M_magnesium	3,12E-02	kg; données provenant du MDDFP
M_mercure	2,00E-07	kg; données provenant du MDDFP
M_nickel	1,70E-05	kg; données provenant du MDDFP
M_Nitrate	2,66E-03	kg; données provenant du MDDFP
M_phenol	1,20E-05	kg; données provenant du MDDFP
M_potassium	1,78E-02	kg; données provenant du MDDFP

M_sodium	2,31E+00	kg; données provenant du MDDFP
M_sulfate	8,57E-02	kg; données provenant du MDDFP
M_cyanure	1,00E-05	kg; données provenant du MDDFP
M_phosphore	2,00E-02	kg; données provenant du MDDFP
M_sulfure	2,30E-01	kg; données provenant du MDDFP
M_zinc	7,00E-01	kg; données provenant du MDDFP
M_toluene	1,00E-05	kg; données provenant du MDDFP
M_hydrocarbure	7,61E+00	Fraction; fraction du fluide allant vers d'autres sites; données provenant du MDDFP
fraction_autre_site	8,00E-01	Fraction; fraction du fluide allant en traitement; données provenant du MDDFP
fraction_traitement	2,00E-01	
nombre_usines	1,00E+00	
7. Fermeture définitive	1,00E+00	p

Inputs from technosphere:

materials/fuels	Amount	Unit	Comment
7.1 Arrivée des équipements (identique à 4.1)	1,00E+00	p	par site
7.2 Fermeture du puits	2,10E+00	p	par site
7.3 Remise en état du site	1,05E+00	p	par site

7.1 Arrivée des équipements (identique à 4.1)

1,00E+00 p pour 1 site

Inputs from technosphere:

materials/fuels	Amount	Unit
4.1 Arrivé de l'équipement de forage et de fracturation	1,00E+00	p

7.2 Fermeture du puits

1,00E+00 p pour 1 puits

Inputs from technosphere:

materials/fuels	Amount	Unit	Comment
Cement, unspecified {RoW} market for cement, unspecified Cut-off, U	6,62E+03	kg	Plug de ciment
Sand {GLO} market for Cut-off, U	1,21E+05	kg	Proxy pour la boue
Diesel, burned in diesel-electric generating set {GLO} market for Cut-off, U	1,84E+03	kWh	Pompage des boues
Disposal, building, reinforcement steel, to final disposal/CH U AmN CIRAIG_projet	8,75E+05	kg	Proxy grossier pour évaluer l'importance de l'énergie d'extraction des tuyaux

7.3 Remise en état du site

1,00E+00 p Amount

Inputs from nature	Sub-compartment	Amount	Unit	Comment
Transformation, from artificial areas	land	9,90E+03	m2	Hypothèse inverse de la préparation du site

Transformation, to annual crop	land	9,90E+03 m2	Hypothèse inverse de la préparation du site

5. Production		1,00E+00 m3

Inputs from technosphere:		
materials/fuels	Amount	Unit
5a) Production	2,09E-09	p

5a) Production		1 p

Inputs from technosphere:			
materials/fuels	Amount	Unit	Comment
5.1 Station de compression	4,79E+08	m3	par site
5.2 Séparation liquide gaz	1	p	par site
5.4 Déshydratation	4,79E+08	m3	par site
5.5a Purification par procédé amine	4,79E+08	m3	par site
5.5b Purification par distillation	4,79E+08	m3	par site; extrapolation de compresseurs de 20 HP vers 160 HP
Émissions fugitives	7,20E+05	m3	par site

5.1 Station de compression		2,83E+04 m3

Inputs from technosphere:			
materials/fuels	Amount	Unit	Comment
Gas turbine, 10MW electrical {GLO} market for Cut-off, U	0,000183	p	Infrastructure des compresseurs Gaz naturel nécessaire au fonctionnement des compresseurs. Il est supposé que le gaz de schiste sert à l'alimentation des compresseurs. Contient les étapes 2, 3, 4, 5, 7 et la transmission de l'étape 6.
Bilan amont	0,0248	m3	
Émissions fugitives	0,228	m3	

Emissions to air	Sub-compartment	Amount	Unit	Comment
Carbon monoxide, fossil	high. pop.	0,000476	kg	Émissions liées aux compresseurs, modèle NONROAD
Nitrogen oxides	high. pop.	0,000108	kg	Émissions liées aux compresseurs
Particulates	high. pop.	6,07E-06	kg	Émissions liées aux compresseurs
Carbon dioxide, fossil	high. pop.	0,713	kg	Émissions liées aux compresseurs
Methane, fossil	high. pop.	0	kg	Émissions liées aux compresseurs
Ethane	high. pop.	2,29E-06	kg	Émissions liées aux compresseurs

5.2 Séparation liquide gaz

1 p

Inputs from technosphere:

materials/fuels

Amount

Unit

Comment

Liquid storage tank, chemicals, organics

{GLO}| market for | Cut-off, U

0,3 p

Le réservoir a une durée de vie de 50 ans.

5.4 Déshydratation

1 m3

m3 de gaz extrait. Il est considéré que la différence de triéthylène glycol est réutilisée en boucle.

Inputs from technosphere:

electricity/heat

Amount

Unit

Comment

Natural gas, burned in gas motor, for storage {GLO}| market for | Cut-off, U

0,0206 MJ

Énergie de la déshydratation

Triethylene glycol {GLO}| market for | Cut-off, U

0,000124 kg

Quantité de glycol nécessaire

5.5a Purification par procédé amine

1 m3

Inputs from technosphere:

materials/fuels

Amount

Unit

Comment

Diethanolamine {GLO}| market for | Cut-off, U

1,36E-06 kg

Natural gas processing plant {GLO} market for Cut-off, U	3,94E-13	p	The plant treats 4.23E10 m3/year during 60 years
Electricity, medium voltage {CA-AB} market for Cut-off, U	5,94E-06	kWh	

Emissions to air	Sub-compartment	Amount	Unit	Comment
Carbon dioxide, fossil			3,78 g	Hypothèse, le CO2 retiré est émis à l'atmosphère

5.5b Purification par distillation 1,96E+04 m3

Co-products	Amount	Unit	
ethane	833	kg	
propane	826	kg	
N2	1,41E+03	kg	

Inputs from technosphere: materials/fuels	Amount	Unit	Comment
Heat, district or industrial, natural gas {RoW} heat production, natural gas, at industrial furnace >100kW Cut-off, U	33,9	MJ	
Gas turbine, 10MW electrical {GLO} market for Cut-off, U	0,000205	p	Infrastructure des compresseurs
Electricity, medium voltage {CA-AB} market for Cut-off, U	6,06E+03	MJ	

Natural gas, high pressure {CA-AB}| natural gas production 1 m3

Inputs from nature	Sub-compartment	Amount	Unit
Gas, natural/m3	in ground	0,98190653	m3

Inputs from technosphere:

materials/fuels	Amount	Unit
Natural gas, high pressure {CA-AB} market for Cut-off, U	0,01735739	m3
Onshore well, oil/gas {GLO} market for Cut-off, U	1,98E-06	m
Methanol {GLO} market for Cut-off, U	3,50E-05	kg
Onshore natural gas field infrastructure {GLO} market for Cut-off, U	6,54E-10	p
Ethylene glycol {GLO} market for Cut- off, U	1,78E-06	kg
Natural gas processing plant {GLO} market for Cut-off, U	3,86E-13	p
Chemical, inorganic {GLO} market for chemicals, inorganic Cut-off, U	5,20E-06	kg
Chemical, organic {GLO} market for Cut-off, U	3,42E-06	kg
Diesel {RoW} market for Cut-off, U	5,87E-06	kg
Soda ash, light, crystalline, heptahydrate {GLO} market for Cut-off, U	2,07E-06	kg

Inputs from technosphere:

electricity/heat	Amount	Unit
Electricity, medium voltage {CA-AB} market for Cut-off, U	0,029588614	kWh

Emissions to air	Sub-compartment	Amount	Unit
Ethane	low. pop.	0,000165	kg
Sulfur dioxide	low. pop.	0,001142862	kg
Methane, fossil	low. pop.	0,000390403	kg

Carbon dioxide, fossil	low. pop.	0,01363008	kg
NMVOC, non-methane volatile organic compounds, unspecified origin	low. pop.	0,000402328	kg
Nitrogen, atmospheric		0,000235191	kg
Nitrogen oxides	low. pop.	0,001067556	kg
Radon-222	low. pop.	0,000327564	kBq
Mercury	low. pop.	1,64E-10	kg
Propane	low. pop.	7,60E-05	kg
Carbon monoxide, fossil	low. pop.	0,001181467	kg
Particulates, < 2.5 um	low. pop., long-term	2,35E-05	kg
Hydrogen sulfide	low. pop., long-term	4,90E-05	kg
Dinitrogen monoxide		3,98E-07	kg
Helium		5,30E-07	kg
Hydrogen		2,66E-08	kg

Emissions to water	Sub-compartment	Amount	Unit
COD, Chemical Oxygen Demand		2,67E-07	kg
TOC, Total Organic Carbon		6,54E-07	kg
Phenol		4,64E-10	kg
Sulfur		2,35E-11	kg
Triethylene glycol		1,19E-07	kg
Nitrogen		6,80E-12	kg
Nitrogen	river	5,42E-07	kg
COD, Chemical Oxygen Demand	river	2,67E-07	kg
Sulfur	river	2,35E-11	kg
TOC, Total Organic Carbon	river	6,54E-07	kg
DOC, Dissolved Organic Carbon	river	6,54E-07	kg
BOD5, Biological Oxygen Demand	river	2,67E-07	kg
Phenol	river	4,64E-10	kg

Triethylene glycol	river	1,19E-07	kg
Oils, unspecified	river	8,80E-09	kg
Methanol	river	3,94E-08	kg
AOX, Adsorbable Organic Halogen as Cl	river	1,81E-13	kg
Ammonium, ion		9,29E-10	kg
BOD5, Biological Oxygen Demand		2,67E-07	kg
DOC, Dissolved Organic Carbon		6,54E-07	kg

Outputs to technosphere: Waste and emissions to treatment

	Amount	Unit
Spent antifreezer liquid {GLO} market for Cut-off, U	8,47E-08	kg
Waste mineral oil {RoW} market for waste mineral oil Cut-off, U	3,54E-05	kg
Waste emulsion paint {RoW} market for waste emulsion paint Cut-off, U	4,14E-07	kg
Municipal solid waste {RoW} market for Cut-off, U	2,97E-05	kg
Hazardous waste, for underground deposit {GLO} market for Cut-off, U	3,75E-05	kg
Waste wood, untreated {RoW} market for waste wood, untreated Cut-off, U	6,40E-06	kg
Average incineration residue {GLO} market for Cut-off, U	2,13E-08	kg
Spent solvent mixture {RoW} market for spent solvent mixture Cut-off, U	6,95E-07	kg
Waste textile, soiled {GLO} market for Cut-off, U	1,36E-07	kg

6. Transmission de l'Alberta au Québec		1-0.0001 = 1	m3
Inputs from technosphere:			
materials/fuels	Amount	Unit	
Gas turbine, 10MW electrical {GLO} market for Cut-off, U	1.0E-10*facteur = 1.2E-9	p	
Pipeline, natural gas, long distance, high capacity, onshore {GLO} market for Cut-off, U	1/(1.16E6*24*365*40)*dist_1 = 8.86E-9	km	
Émissions fugitives	emission_here*dist_1/(dist_system) = 1.45E-5	m3	
Emissions to air	Sub-compartment	Amount	Unit
Carbon dioxide, fossil		0.0051988*facteur = 0.0624	kg
Carbon monoxide		3.12E-6*facteur = 3.74E-5	kg
Nitrogen oxides		1.873E-6*facteur = 2.25E-5	kg
Particulates, < 2.5 um		3.924E-11*3.80*facteur/1000 = 1.79E-12	kg
Ethane		3.943E-11*3.80*facteur/1000 = 1.8E-12	kg
6. Distribution au Québec		1	m3

Inputs from technosphere: materials/fuels	Amount	Unit
Gas turbine, 10MW electrical {GLO} market for Cut-off, U	1,00E-10	p
Émissions fugitives	$\frac{\text{emission\_here}}{0,9 \cdot \text{dist\_1}} \cdot \text{dist\_system}$	m3
Emissions to air	Amount	Unit
Carbon dioxide, fossil	$3,077\text{E-}9 \cdot \text{facteur} / 1000$	kg
Carbon monoxide, fossil	$4,383\text{E-}6 \cdot \text{facteur} / 1000$	kg
Nitrogen oxides	$6,985\text{E-}10 \cdot \text{facteur} / 1000$	kg
Particulates, < 2.5 um	$3,924\text{E-}11 \cdot \text{facteur} / 1000$	kg
Ethane	$3,943\text{E-}11 \cdot \text{facteur} / 1000$	kg

Tableau G-3 : Détail des processus utilisés pour modéliser le gaz naturel renouvelable

Biogas - anaerobic digestion - food		1	m3
Inputs from technosphere: materials/fuels	Amount	Unit	
Anaerobic digestion plant, for sewage sludge {GLO} market for Cut-off, U	2,86E-07	p	
	0.158*0+0.357 =		
Electricity, low voltage {CA-QC} market for Cut-off, U	0.357	kWh	
CHP-heat	1,51	kWh	
Digester sludge {GLO} digester sludge, Recycled			
Content cut-off Cut-off, U	-0,01484	kg	
Sodium hydroxide, without water, in 50% solution state {GLO} market for Cut-off, U	0.106776469/100 0 = 0.000107	kg	
Emissions to air	Sub-compartment	Amount	U
Methane, biogenic		0.014*0.9 = 0.0126	ni
Ammonia			t
			kg
			0,00058 kg
Biogas - anaerobic digestion - waste management		1	m3
Inputs from technosphere: materials/fuels	Amount	Unit	
Blower and heat exchange unit, decentralized, 180-250 m3/h {GLO} market for Cut-off, U	1,00E-07	p	
Electricity, medium voltage {CA-QC} market for Cut-off, U	0,037079	kWh	
Biogas - anaerobic digestion - wastewater		1	m3
Inputs from technosphere: materials/fuels	Amount	Unit	
Anaerobic digestion plant, for sewage sludge {GLO} market for Cut-off, U	2,86E-07	p	

	0.158*0+0.4377 =	
Electricity, low voltage {CA-QC} market for Cut-off, U	0.438	kWh
CHP-heat	1,42	kWh
Digester sludge {GLO} digester sludge, Recycled		
Content cut-off Cut-off, U	0	kg
Sodium hydroxide, without water, in 50% solution state	0.106776469/100	
{GLO} market for Cut-off, U	0 = 0.000107	kg
Digester sludge {GLO} digester sludge, Recycled		
Content cut-off Cut-off, U	-35,99	kg

U
ni

Emissions to air	Sub-compartment	Amount	
Methane, biogenic		$(0.01+5.12E-5+6.54E-7)*0.9 = 0.00905$	kg
Ammonia			0,00058 kg

Biogas {CH}| anaerobic digestion of manure | Cut-off, U-QC

1 m3

Inputs from technosphere: materials/fuels	Amount	Unit
Digester sludge {GLO} digester sludge, Recycled		
Content cut-off Cut-off, U	-35,9998	kg
Electricity, low voltage {CA-QC} market for Cut-off, U	0,385965	kWh
CHP-heat	2,46	kWh
Manure, liquid, cattle {GLO} market for Cut-off, U	20,45199	kg
Manure, liquid, swine {GLO} market for Cut-off, U	12,27119	kg
Manure, solid, cattle {GLO} market for Cut-off, U	4,462252	kg
Sodium hydroxide, without water, in 50% solution state	0.106776469/100	
{GLO} market for Cut-off, U	0 = 0.000107	kg

	Sub-compartment	Amount	Unit
Emissions to air			
Ammonia	low. pop.	$0.154503955600591*0+0.0007 = 0.0007$	kg
Carbon dioxide, biogenic	low. pop.		0,26476 kg
Dinitrogen monoxide	low. pop.		0,001915 kg
Hydrogen sulfide	low. pop.		4,13E-05 kg
Methane, biogenic	low. pop.	$0.0394165605332391*0+0.014*0.9 = 0.0126$	kg

Methane, 96% by volume {CH ₄ } biogas purification to methane 96 vol-% - AD			
		1	m ³
Inputs from technosphere: materials/fuels	Amount		Unit
Chemical factory, organics {GLO} market for Cut-off, U		4,00E-10	p
Electricity, medium voltage {CA-QC} market for Cut-off, U	$0.862*quebec = 0.862$		kWh
Activated carbon, granular {GLO} market for activated carbon, granular Cut-off, U		0,001	kg

	Sub-compartment	Amount	Unit
Emissions to air			
Methane, biogenic	low. pop.	$0.668*((biogasinput*inmethane)-(outmethane))*0.005 = 0.00011$	kg
Hydrogen	low. pop.	$0.0899*((biogasinput*inh2)-(outh2)) = 0$	kg
Carbon dioxide, biogenic	low. pop.	$1.842*((biogasinput*inco2)-(outco2))+0.668*((biogasinput*inmethane)-(outmethane))*0.995 = 1.01$	kg
Nitrogen, atmospheric	low. pop.	$1.165*((biogasinput*inn2)-(outn2)) = 0.00361$	kg
Oxygen	low. pop.	$1.331*((biogasinput*ino2)-(outo2)) = 0$	kg

Hydrogen sulfide	low. pop.	$1.434 * ((\text{biogasinput} * \text{inh2s}) - (\text{outh2s})) = 1.11\text{E-}5$	kg
Ammonia	low. pop.	$0.717 * ((\text{biogasinput} * \text{innh3}) - (\text{outnh3})) = 1.11\text{E-}6$	kg
Sulfur dioxide	low. pop.	$0.00055158 * 0 = 0$	kg

Methane, 96% by volume {CH₄} | biogas purification to methane 96 vol-% - LFG

	1	m ³	
Inputs from technosphere: materials/fuels	Amount	Unit	
Biogas {GLO} market for Cut-off, U	$1.5 * 0 = 0$	m ³	
Chemical factory, organics {GLO} market for Cut-off, U	$4,00\text{E-}10$	p	
Electricity, medium voltage {CA-QC} market for Cut-off, U	$0.862 * \text{quebec} = 0.862$	kWh	
Activated carbon, granular {GLO} market for activated carbon, granular Cut-off, U	$0,001$	kg	

			U ni t
Emissions to air	Sub-compartment	Amount	
		$0.668 * ((\text{biogasinput} * \text{inmethane}) - (\text{outmethane})) * 0.005 =$	
Methane, biogenic	low. pop.	0.000352	kg
Hydrogen	low. pop.	$0.0899 * ((\text{biogasinput} * \text{inh2}) - (\text{outh2})) = 0$	kg
		$1.842 * ((\text{biogasinput} * \text{inco2}) - (\text{outco2})) + 0.668 * ((\text{biogasinput} * \text{inmethane}) - (\text{outmethane})) * 0.995 = 1.82$	kg
Carbon dioxide, biogenic	low. pop.	$1.165 * ((\text{biogasinput} * \text{inn2}) - (\text{outn2})) = 0.419$	kg
Nitrogen, atmospheric	low. pop.	$1.331 * ((\text{biogasinput} * \text{ino2}) - (\text{outo2})) = 0$	kg
Oxygen	low. pop.	$1.434 * ((\text{biogasinput} * \text{inh2s}) - (\text{outh2s})) = 3.44\text{E-}6$	kg
Hydrogen sulfide	low. pop.	$0.717 * ((\text{biogasinput} * \text{innh3}) - (\text{outnh3})) = 8.6\text{E-}8$	kg
Ammonia	low. pop.	$0.00055158 * 0 = 0$	kg
Sulfur dioxide	low. pop.		

Annexe G – Partie 2 : Détails de la modélisation des crédits pour le biogaz et le GNR

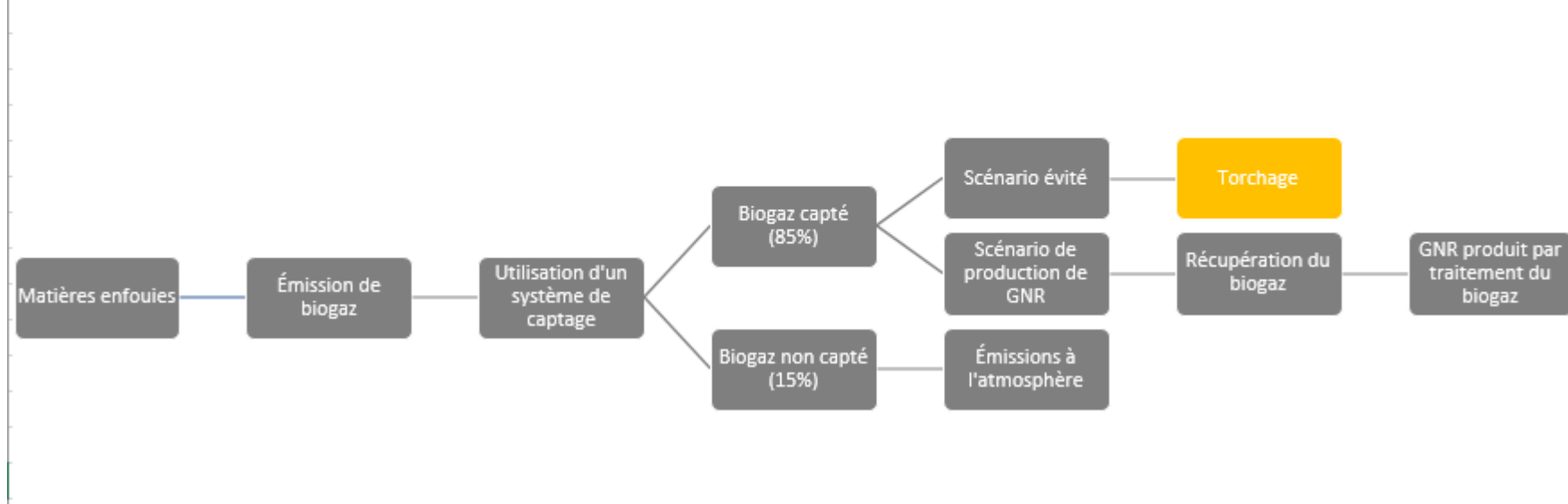
Biogaz obtenu aux lieux d'enfouissement

Description du crédit

Les lieux d'enfouissement disposent de systèmes de captage du biogaz.

En temps normal, le biogaz capté est torché.

Lorsqu'on récupère ce biogaz, on évite le torchage.



Paramètres utilisés

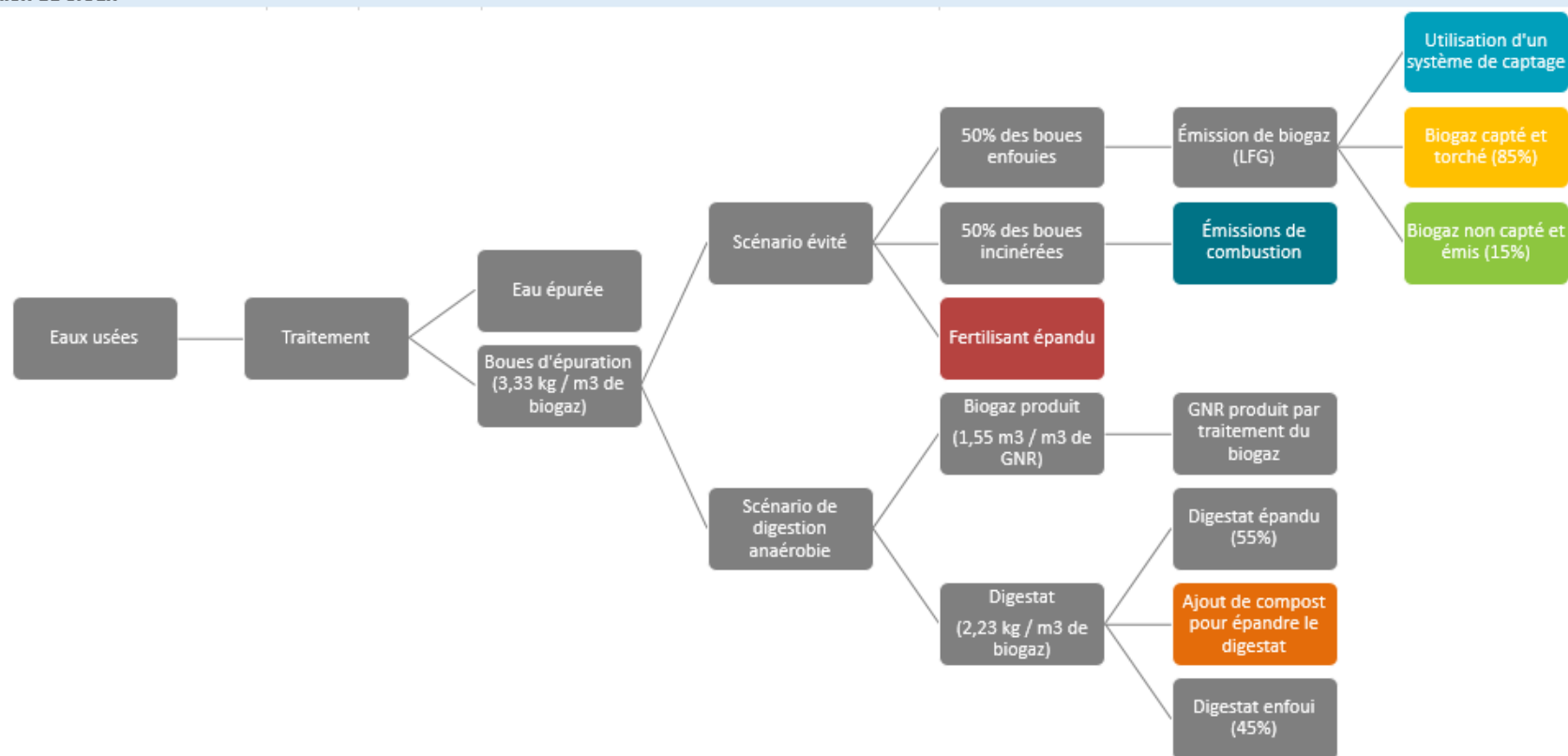
Efficacité du torchage	0,99989	Source : ecoinvent et données de littérature récentes

Résultats tous indicateurs - IMPACT World + v1.28

Impact category	Unit	Crédit par m3 de biogaz	Crédit par m3 de GNR (si biogaz traité en GNR)
Climate change, short term	kg CO2 eq	-3,79E-03	-5,87E-03
Climate change, long term	kg CO2 eq	-1,23E-03	-1,90E-03
Fossil and nuclear energy use	MJ deprived	0,00E+00	0,00E+00
Mineral resources use	kg deprived	0,00E+00	0,00E+00
Photochemical oxidant formation	kg NMVOC eq	-1,13E-06	-1,74E-06
Ozone Layer Depletion	kg CFC-11 eq	0,00E+00	0,00E+00
Freshwater ecotoxicity	CTUe	0,00E+00	0,00E+00
Human toxicity cancer	CTUh	0,00E+00	0,00E+00
Human toxicity non cancer	CTUh	0,00E+00	0,00E+00
Water scarcity	m3 world-eq	0,00E+00	0,00E+00
Freshwater acidification	kg SO2 eq	0,00E+00	0,00E+00
Terrestrial acidification	kg SO2 eq	0,00E+00	0,00E+00
Freshwater eutrophication	kg PO4 P-lim eq	0,00E+00	0,00E+00
Marine eutrophication	kg N N-lim eq	0,00E+00	0,00E+00
Land transformation, biodiversity	m2 arable land	0,00E+00	0,00E+00
Land occupation, biodiversity	m2 arable land	0,00E+00	0,00E+00
Particulate matter formation	kg PM2.5 eq	0,00E+00	0,00E+00
Ionizing radiations	Bq C-14 eq	0,00E+00	0,00E+00

GNR obtenu par le traitement des eaux usées

Description du crédit



Comme illustré, le crédit contient plusieurs éléments :

	Le crédit pour l'épandage de fertilisant évité : la masse d'azote épandue doit être la même dans les deux scénarios (enfouissement des boues et production de GNR). Cet azote est apporté par le digestat épandu dans le cas de la production de GNR.
	L'impact de la production de compost : le digestat ne contient plus de carbone, c'est essentiellement un mélange d'azote et de phosphore. On doit donc ajouter du compost qui, lui, contient du carbone, pour pouvoir épandre. Le taux de carbone à ajouter n'a pas été évalué avec précision. Il a été supposé qu'on voulait atteindre le contenu carbone initial des boues d'épuration.
	Le crédit pour le torçage des émissions qui auraient été captées suite à l'enfouissement des boues : on considère la masse de boues utilisées et son contenu carbone pour avoir la quantité de carbone dans les émissions évitées. Les parts de CO2 et de CH4 parmi ce carbone émis sont tirées de la composition moyenne des gaz issus de lieux d'enfouissement.
	Le crédit pour la non utilisation du système de captage des émissions qui aurait eu lieu suite à l'enfouissement des boues : puisqu'on utilise une partie des boues, cette partie ne sera pas enfouie et ce non enfouissement ne générera pas de biogaz à capturer.
	Le crédit pour les émissions non captées dues à l'enfouissement des boues d'épuration : parmi les émissions qui auraient été générées suite à l'enfouissement des boues, une partie n'aurait pas été captée et aurait été émise directement à l'atmosphère.
	Le crédit pour l'incinération de boues d'épuration évitée

Données utilisées				
Nom	Valeur	Unité	Source	Commentaires
Pourcentage de boues enfouies dans le scénario évité	50%	N/A	http://www.environnement.gouv.qc.ca/matieres/articles/boues-epuration/faq-recyclage-municipales.htm	
Taux de solides dans les boues d'épuration	8%	% masse humide	"Lifecycle Analysis of Renewable Natural Gas and Hydrocarbon Fuels from Wastewater Treatment Plants' Sludge" (Lee et al., 2016)	Ceci correspond au ratio masse sèche / masse humide des boues d'épuration
Taux de solides volatiles parmi les solides des boues d'épuration	61%	% masse sèche	"Lifecycle Analysis of Renewable Natural Gas and Hydrocarbon Fuels from Wastewater Treatment Plants' Sludge" (Lee et al., 2016)	Les solides volatiles sont les solides organiques (donc la part des solides contenant le carbone, l'azote etc.)
Contenu en azote des solides des boues d'épuration	5,2%	% masse sèche	"Lifecycle Analysis of Renewable Natural Gas and Hydrocarbon Fuels from Wastewater Treatment Plants' Sludge" (Lee et al., 2016)	Hypothèse : le contenu azote du digestat est identique à celui des solides contenus dans les eaux usées.
Contenu carbone des solides des boues d'épuration	35,6%	% masse sèche	"Lifecycle Analysis of Renewable Natural Gas and Hydrocarbon Fuels from Wastewater Treatment Plants' Sludge" (Lee et al., 2016)	
Masse de digestat produit avec le système "Meso-1"	1	kg de digestat / kg de solides volatiles	"Lifecycle Analysis of Renewable Natural Gas and Hydrocarbon Fuels from Wastewater Treatment Plants' Sludge" (Lee et al., 2016)	
Masse de digestat produit avec le système "Meso-1 with TH"	1,19	kg de digestat / kg de solides volatiles	"Lifecycle Analysis of Renewable Natural Gas and Hydrocarbon Fuels from Wastewater Treatment Plants' Sludge" (Lee et al., 2016)	
Masse humide de boues d'épurations utilisées (dans le cas d'étude de la littérature)	1,02	tonnes (masse humide)	Cas d'étude	
Conversion massique	1000	kg / tonne	N/A	
Biogaz produit par tonne de solides dans les boues d'épuration	300	m3 de biogaz / tonne de	"Basic data on biogas" (Swedish gas center, 2012)	
Part du digestat épandable	55%	% massique	Modèle GREET, 2016	Le reste du digestat n'est pas de qualité suffisante pour être épandu. Il est donc enfoui. Puisque le digestat ne contient pas de carbone (c'est principalement de l'azote et du phosphore), il n'y a pas d'émissions de GES associées à son enfouissement, d'où le fait qu'il n'apparaisse pas dans le
Efficacité de la capture du biogaz sur un site d'enfouissement	85%	N/A	Recyc-Québec estime qu'un lieu d'enfouissement, même avec un système de captage du biogaz et de torchage, émettra tout de même près de 25% d'émissions fugitives. L'EPA estime quant à eux qu'un lieu d'enfouissement captera entre 60 et 90% dépendamment de la conception du système de capture. Une approche conservatrice a été considérée dans ce contexte et une efficacité relativement élevée du système de capture a été considérée (85%).	Une valeur de 75% est conseillée par "Inventory of U.S. Greenhouse Gas Emissions and Sinks, 1990-2018 (US EPA, 2020) Lien : https://www.epa.gov/sites/production/files/2020-04/documents/us-ghg-inventory-2020-main-text.pdf Le calculateur du gouvernement du Canada prend également 75%
Volume de biogaz requis pour obtenir 1 m3 de GNR après traitement	1,55	m3 de biogaz / m3 de GNR	Littérature	
Contenu en méthane du biogaz issu de lieux d'enfouissement	45%	% du volume de biogaz	"Basic data on biogas" (Swedish gas center, 2012)	
Contenu carbone du compost	100%	% massique	Hypothèse	
DOCF (degradable carbon actually decomposed) : part du carbone enfouis qui se décompose réellement en gaz	50%	% of DOC (degradable organic carbon i.e. carbone contenu dans la masse	Good Practice Guidance and Uncertainty Management in National Greenhouse Gas Inventories (IPCC, 2006) Lien : https://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/gp/french/lpggaum_fr.html	

Paramètres calculés utilisés					
Nom	Valeur	Unité	Source	Commentaires	
Masse de digestat produit (dans le cas d'étude de la littérature)	1,10	kg de digestat / kg de solides volatiles	Calculé		
Taux de solides volatiles dans les boues d'épuration (masse humide)	4,88%	% masse humide	Calculé		
Masse de solides volatiles (dans le cas d'étude de la littérature)	49,78	kg de solides volatiles	Calculé		
Masse de digestat requise (dans le cas d'étude de la littérature)	54,50	kg de digestat	Calculé		
Masse sèche de boues d'épuration utilisée (dans le cas d'étude de la littérature)	0,082	kg de boues (masse sèche)	Calculé		
Volume de gaz produit (dans le cas d'étude de la littérature)	24,48	m3 de biogaz	Calculé		
Digestat produit par m3 de biogaz produit	2,23	kg de digestat / m3 de biogaz	Calculé		
Boues utilisées (masse sèche) par m3 de biogaz produit	3,33	kg de boues utilisées (masse sèche) / m3 de	Calculé		
Matière azotée obtenue par m3 de biogaz produit	0,116	kg de matière azotée / m3 de biogaz	Calculé	Hypothèse : le contenu azote du digestat est identique à celui des solides contenus dans les	
Matière azotée épandable obtenue par m3 de biogaz produit	0,064	kg de matière azotée épandable / m3 de	Calculé		
Matière azotée épandable obtenue par m3 de GNR produit	0,099	kg de matière azotée épandable / m3 de GNR	Calculé		
Masse de carbone non-enfoui (enfouissement évité)	0,593	kg de carbone non-enfoui / m3 de biogaz	Calculé		
Masse de carbone non-émis à l'atmosphère (capté ou non-capté)	0,148	kg de carbone non-émis / m3 de biogaz produit	Calculé		
Évaluation de la composition massique du biogaz issu des sites d'enfouissement (on suppose que la composition est valable pour des boues d'épuration enfouies) :					
Substance	Composition volumique du biogaz issu de lieux d'enfouissement (Source : Swedish gas center, 2012)	Composition volumique mise à l'échelle	Masse volumique des substances à 20 degrés Celsius et 1 atm (kg/m3) (Source : https://www.engineeringtoolbox.com/gas-density-d_158.html)	Composition massique du biogaz issu de lieux d'enfouissement	Répartition massique parmi les gaz contenant du carbone (kg / kg de CH4 et CO2 confondus)
Méthane, biogénique	45%	45%	0,668	25%	23%
Hydrogène	0%	0%		0%	
Dioxyde de carbone, biogénique	40%	40%	1,842	60%	71%
Diazote	15%	15%	1,165	14%	
Oxygène	1%	1%	1,331	1%	
Total biogaz issu de lieux d'enfouissement (évité)	101%	100%	1,21	100%	

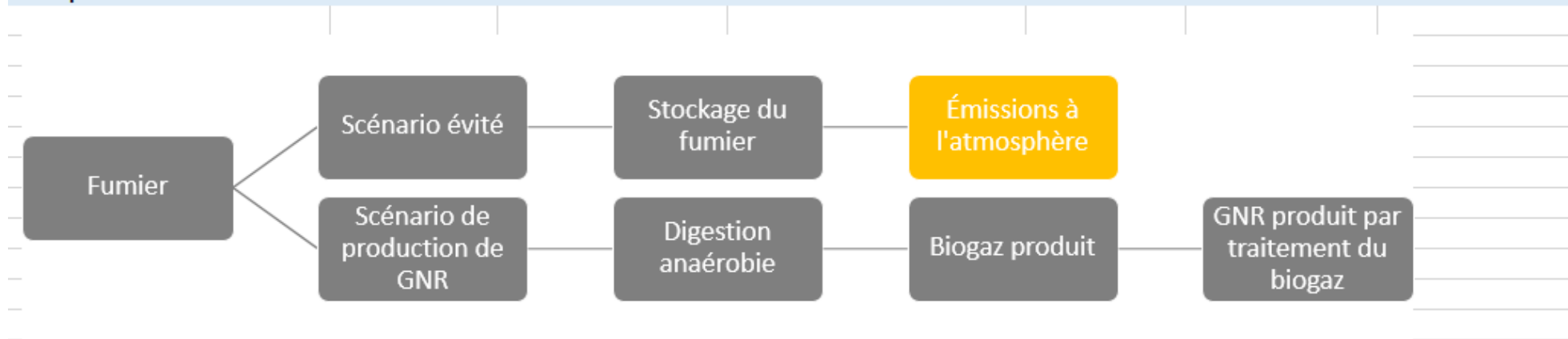
Évaluation des émissions d'enfouissement évitées par la production d'1 m3 de biogaz :							Hypothèse : Tout le gaz capté est torché.
Substance	Masses molaires (g/mol)	Masse de carbone contenue par masse de gaz (kg de carbone dans un gaz / kg de gaz émis)	Répartition du carbone émis entre les différents gaz (kg carbone dans un gaz / kg totaux de carbone émis)	Masse de gaz émise par l'enfouissement d'1 kg de carbone (kg de gaz émis / kg de carbone enfouis)	Masse de gaz émise par l'enfouissement évitée par la production d'1 m3 de biogaz issu d'eaux usées (kg de gaz / m3 de biogaz produit)	Masse de gaz NON CAPTÉ évité par la production d'1 m3 de biogaz issu d'eaux usées (kg de gaz / m3 de biogaz produit)	Masse de gaz capté et TORCHÉ évité par la production d'1 m3 de biogaz issu d'eaux usées (kg de gaz / m3 de biogaz produit)
C	12						
H	1						
O	16						
CH4	16	0,75	53%	0,35	0,21	0,03	0,18
CO2	44	0,27	47%	0,86	0,51	0,08	0,44
Mélange de CH4 et de CO2 du biogaz issu de lieux d'enfouissement	36	0,41					
Biogaz issu de lieux d'enfouissement (toutes substances incluses)				1,44	0,65	0,13	0,72
Validation : La littérature utilise l'hypothèse de 50% CH4 et 50% CO2. Source : « GHG Emissions Estimation Methodology for Selected Biogenic Source Categories », (RTI International, 2010) Lien : https://www3.epa.gov/ttnchie1/cfpac/ghg/GHG_Biogenic_Report_draft_Dec1410.pdf							
Résultat – Changement climatique court terme							
CRÉDIT TOTAL par m3 de GNR	1,9215	kg éq. CO2 / m3 de					
Crédit pour l'épandage de fertilisant	0,0272	kg éq. CO2 / m3 de					
Impact de la production de compost	0,00212	kg éq. CO2 / m3 de					
Crédit pour boues enfouies puis biogaz capté et torché	0,0010	kg éq. CO2 / m3 de GNR					
Crédit pour non utilisation de système de capture sur le lieu d'enfouissement des boues	0,0010	kg éq. CO2 / m3 de GNR					
Crédit pour boues enfouies puis biogaz non capté	1,6533	kg éq. CO2 / m3 de GNR					
Crédit pour incinération évitée de boues d'enfouissement	0,2411	kg éq. CO2 / m3 de GNR					

Résultats – Tous indicateurs pour 1 m3 de GNB

Impact category	Unit	Fertilisant évité	Production de compost	Torchage évité	Utilisation de système de capture évitée	Émissions non captées évitées	Incinération de boues	TOTAL
Climate change, short term	kg CO2 eq (s	-2,72E-02	2,12E-03	-1,04E-03	-1,01E-03	-1,65E+00	-2,41E-01	-1,92E+00
Climate change, long term	kg CO2 eq (l	-2,65E-02	2,07E-03	-3,38E-04	-9,60E-04	-5,35E-01	-2,34E-01	-7,95E-01
Fossil and nuclear energy use	MJ deprived	-4,29E-01	3,35E-02	0,00E+00	-7,25E-03	0,00E+00	-1,50E+00	-1,90E+00
Mineral resources use	kg deprived	-6,49E-04	5,07E-05	0,00E+00	-5,70E-05	0,00E+00	-7,42E-03	-8,07E-03
Photochemical oxidant formation	kg NMVOC eq	-1,79E-04	1,40E-05	-3,10E-07	-1,81E-06	-4,91E-04	-1,64E-03	-2,30E-03
Ozone Layer Depletion	kg CFC-11e	-5,95E-09	4,65E-10	0,00E+00	-3,68E-11	0,00E+00	-2,89E-08	-3,45E-08
Freshwater ecotoxicity	CTUe	-5,59E+01	4,37E+00	0,00E+00	-8,70E+00	0,00E+00	-4,78E+04	-4,78E+04
Human toxicity cancer	CTUh	-1,18E-09	9,24E-11	0,00E+00	-6,69E-11	0,00E+00	-5,88E-08	-6,00E-08
Human toxicity non cancer	CTUh	-2,96E-09	2,32E-10	0,00E+00	-1,77E-10	0,00E+00	-8,28E-08	-8,57E-08
Water scarcity	m3 world-eq	-3,02E-03	2,36E-04	0,00E+00	-5,63E-03	0,00E+00	-1,06E-02	-1,90E-02
Freshwater acidification	kg SO2 eq	-2,89E-10	2,26E-11	0,00E+00	-4,75E-12	0,00E+00	-2,63E-09	-2,90E-09
Terrestrial acidification	kg SO2 eq	-2,44E-07	1,91E-08	0,00E+00	-4,38E-09	0,00E+00	-2,24E-06	-2,47E-06
Freshwater eutrophication	kg PO4 P-lim	-9,21E-07	7,20E-08	0,00E+00	-3,90E-09	0,00E+00	-8,06E-06	-8,91E-06
Marine eutrophication	kg NN-lim e	-3,28E-06	2,56E-07	0,00E+00	-4,86E-08	0,00E+00	-9,50E-05	-9,81E-05
Land transformation, biodiversity	m2 arable la	-7,52E-06	5,88E-07	0,00E+00	-3,42E-05	0,00E+00	-1,66E-05	-5,78E-05
Land occupation, biodiversity	m2 arable la	-1,16E-03	9,10E-05	0,00E+00	-3,34E-03	0,00E+00	-1,52E-03	-5,93E-03
Particulate matter formation	kg PM2.5 eq	-1,45E-05	1,14E-06	0,00E+00	-2,60E-07	0,00E+00	-7,80E-05	-9,17E-05
Ionizing radiations	Bq C-14 eq	-2,15E-01	1,68E-02	0,00E+00	-3,00E-02	0,00E+00	-2,70E-01	-4,98E-01

GNR obtenu à partir de fumier

Description du crédit



Le scénario évité modélisé considère que le fumier aurait été stocké et que les émissions générées auraient simplement été émises à l'atmosphère (pas de captage).

Données utilisées

Nom	Valeur	Unité	Source	Commentaires	
Production de méthane par stockage de fumier animal (scénario évité)	Voir tableau ci-dessous	m3 CH4 / m3 manure	"Methane emissions from dairy cow and swine manure slurries stored at 10°C and 15°C" (Massé et al., 2003)		
Manure type	Solid content (%)	Storage time of 180 days		Storage time of 272 days	
		At 10°C	At 15°C	At 10°C	At 15°C
Dairy cow	9,20%	0,24	0,28	0,26	0,33
	4,20%	0,27	0,39	0,28	3,77
Swine	11,30%	2,84	5,2	3,81	7,43
	4,90%	0,94	4,57	1,32	7,34

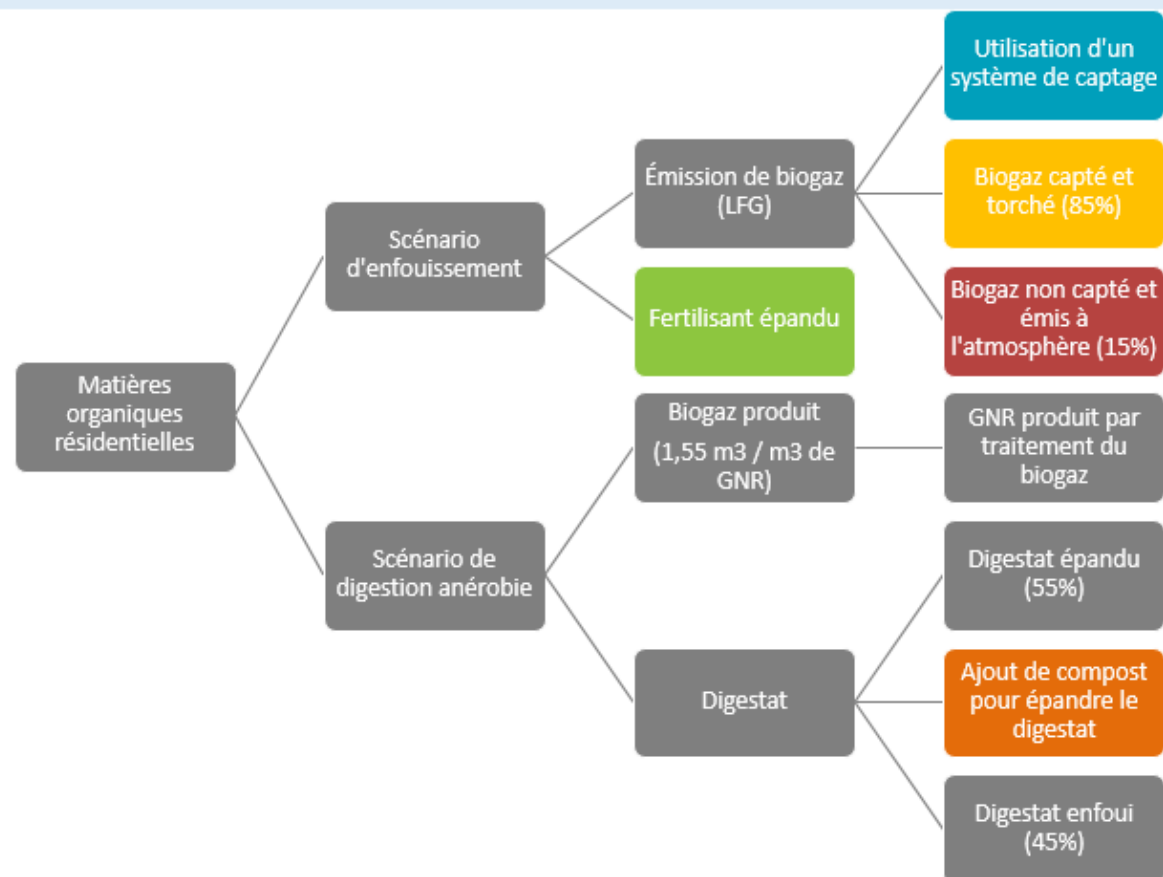
Production de méthane par stockage de fumier animal (pour calcul masse volumique)	Voir tableau ci-dessous	L CH4 / kg VS manure	"Methane emissions from dairy cow and swine manure slurries stored at 10°C and 15°C" (Massé et al., 2003)			
Manure type	Solid content (%)	Storage time of 180 days		Storage time of 272 days		
		At 10°C	At 15°C	At 10°C	At 15°C	
Dairy cow	9,20%	3,09	3,64	3,42	4,32	
	4,20%	7,95	11,53	8,36	112,8	
Swine	11,30%	34,13	62,62	45,82	89,49	
	4,90%	26,19	127,8	36,99	205,1	
Données de production de biogaz par digestion anaérobie	Voir tableau ci-dessous	ton or m3 / MWh d'élect	"Life Cycle Environmental Impacts of Electricity from Biogas Produced by Anaerobic Digestion" (Fusi et al., 2016).			
		Plant 1	Plant 2	Plant 3	Plant 4	Plant 5
Inputs (ton)	Pig slurry	8,4	6	7,3	0	0
	Cow slurry	0	0	0	0	21
	Maize silage	0,9	2,25	0,8	2,45	0
	Tomato peel and	1,5	0	0	0	0
	Ear maize silage	0	0	0,66	0	0
Output (m3)	Biogaz	280	278	289	252	285
Masse volumique du méthane à 20 degrés Celsius et 1 atm	0,668	kg/m3	https://www.engineeringtoolbox.com/gas-density-d_158.html			
Volume de biogaz issu de digestion anaérobie requis pour obtenir 1 m3 de GNR après traitement	1,55	m3 de biogaz / m3 de GNR	Littérature			

Paramètres calculés et calculs intermédiaires					
Nom	Valeur	Unité	Source		
Production moyenne de méthane lors du stockage de fumier animal (scénario évité)	2,45	m3 CH4 évité / m3 manure	Calculé		
Taux de production de méthane à partir de maïs	102,86	m3 CH4 produit / ton maïs	Calculé		
Taux de production de méthane à partir de cow slurry	13,57	m3 CH4 produit / ton cow slurry	Calculé		
Taux de production de méthane à partir de pig slurry	7,76	m3 CH4 produit / ton pig slurry	Calculé		
Taux de production moyen de méthane à partir de fumier	10,67	m3 CH4 produit / ton slurry	Calculé		
Quantité de fumier requise pour obtenir 1 m3 de méthane par digestion anaérobie	93,75	kg / m3 CH4 produit	Calculé		
Masse volumique de l'eau	1000,00	kg/m3			
Masse volumique du fumier :	voir tableau ci-dessous	kg VS / m3			
Manure type	Solid content (%)	Storage time of 180 days		Storage time of 272 days	
		At 10°C	At 15°C	At 10°C	At 15°C
Dairy cow	9,20%	7,8E+01	7,7E+01	7,6E+01	7,6E+01
	4,20%	3,4E+01	3,4E+01	3,3E+01	3,3E+01
Swine	11,30%	8,3E+01	8,3E+01	8,3E+01	8,3E+01
	4,90%	3,6E+01	3,6E+01	3,6E+01	3,6E+01
Masse volumique du fumier :	voir tableau ci-de	kg / m3			
Manure type	Solid content (%)	Storage time of 180 days		Storage time of 272 days	
		At 10°C	At 15°C	At 10°C	At 15°C
Dairy cow	9,20%	8,4E+02	8,4E+02	8,3E+02	8,3E+02
	4,20%	8,1E+02	8,1E+02	8,0E+02	8,0E+02
Swine	11,30%	7,4E+02	7,3E+02	7,4E+02	7,3E+02
	4,90%	7,3E+02	7,3E+02	7,3E+02	7,3E+02
Masse volumique moyenne du fumier	775,43	kg/m3	Calculé		
Émissions évitées par la production de biogaz	0,20	kg CH4 évité / m3 biogaz produit	Calculé		

Résultats - tous indicateurs, pour 1m3			
Impact category	Unit	Crédit par m3 de biogaz	Crédit par m3 de GNR
Climate change, short term	kg CO2 eq (s	-6,74E+00	-1,04E+01
Climate change, long term	kg CO2 eq (l	-2,18E+00	-3,38E+00
Fossil and nuclear energy use	MJ deprived	0,00E+00	0,00E+00
Mineral resources use	kg deprived	0,00E+00	0,00E+00
Photochemical oxidant formation	kg NMVOC eq	-2,00E-03	-3,10E-03
Ozone Layer Depletion	kg CFC-11 e	0,00E+00	0,00E+00
Freshwater ecotoxicity	CTUe	0,00E+00	0,00E+00
Human toxicity cancer	CTUh	0,00E+00	0,00E+00
Human toxicity non cancer	CTUh	0,00E+00	0,00E+00
Water scarcity	m3 world-eq	0,00E+00	0,00E+00
Freshwater acidification	kg SO2 eq	0,00E+00	0,00E+00
Terrestrial acidification	kg SO2 eq	0,00E+00	0,00E+00
Freshwater eutrophication	kg PO4 P-lim	0,00E+00	0,00E+00
Marine eutrophication	kg N N-lim e	0,00E+00	0,00E+00
Land transformation, biodiversity	m2 arable la	0,00E+00	0,00E+00
Land occupation, biodiversity	m2 arable la	0,00E+00	0,00E+00
Particulate matter formation	kg PM2.5 eq	0,00E+00	0,00E+00
Ionizing radiations	Bq C-14 eq	0,00E+00	0,00E+00

GNR obtenu par le traitement de matières organiques résidentielles

Description du crédit



Comme illustré, le crédit contient plusieurs éléments :

	Le crédit pour l'épandage de fertilisant évité : la masse d'azote épandue doit être la même dans les deux scénarios (enfouissement des matières organiques et production de GNR). Cet azote est apporté par le digestat épandu dans le cas de la production de GNR.
	L'impact de la production de compost : le digestat ne contient plus de carbone, c'est essentiellement un mélange d'azote et de phosphore. On doit donc ajouter du compost qui, lui, contient du carbone, pour pouvoir épandre. Le taux de carbone à ajouter n'a pas été évalué avec précision. Il a été supposé qu'on voulait atteindre le contenu carbone initial des matières organiques.
	Le crédit pour le torchage des émissions qui auraient été captées suite à l'enfouissement des matières organiques : on considère la masse de matières organiques utilisées et son contenu carbone pour avoir la quantité de carbone dans les émissions évitées. Les parts de CO ₂ et de CH ₄ parmi ce carbone émis sont tirées de la composition moyenne des gaz issus de lieux d'enfouissement.
	Le crédit pour la non utilisation du système de captage des émissions qui aurait eu lieu suite à l'enfouissement des matières organiques : puisqu'on utilise une partie des matières organiques, cette partie ne sera pas enfouie et ce non enfouissement ne générera pas de biogaz à capter.
	Le crédit pour les émissions non captées dues à l'enfouissement des matières organiques résidentielles : parmi les émissions qui auraient été générées suite à l'enfouissement des boues, une partie n'aurait pas été captée et aurait été émise directement à l'atmosphère.

Données utilisées				
Nom	Valeur	Unité	Source	Commentaires
Efficacité de la capture du biogaz sur un site d'enfouissement	85%	N/A	Recyc-Québec estime qu'un lieu d'enfouissement, même avec un système de captage du biogaz et de torchage, émettra tout de même près de 25% d'émissions fugitives. L'EPA estime quant à eux qu'un lieu d'enfouissement captera entre 60 et 90% dépendamment de la conception du système de capture. Une approche conservatrice a été considérée dans ce contexte et une efficacité relativement élevée du système de capture a été considérée (85%).	Une valeur de 75% est conseillée par "Inventory of U.S. Greenhouse Gas Emissions and Sinks, 1990-2018 (US EPA, 2020) Lien : https://www.epa.gov/sites/production/files/2020-04/documents/us-ghg-inventory-2020-main-text.pdf Le calculateur du gouvernement du Canada prend également 75%
Volume de biogaz issu de digestion anaérobie requis pour obtenir 1 m3 de GNR après traitement	1,55	m3 de biogaz / m3 de GNR	Littérature	
Taux de méthane dans le LFG (biogaz issu de lieux	45%	m3 CH4 / m3 biogaz	"Basic data on biogas" (Swedish gas center, 2012)	
Taux de CO2 dans le LFG (biogaz issu de lieux d'enfouissement)	40%	m3 CH4 / m3 biogaz	"Basic data on biogas" (Swedish gas center, 2012)	
Biogaz produit par digestion anaérobie de résidus alimentaires	618	m3 de biogaz / tonne de résidus alimentaires (masse sèche)	"Basic data on biogas" (Swedish gas center, 2012)	
Conversion massique	1000	kg / tonne	N/A	
Taux de solides dans les résidus alimentaires	29,57%	masse sèche / masse humide	"Effect of Carbon to Nitrogen Ratio of Food Waste on Biogas Methane Production in a Batch Mesophilic Anaerobic Digester" (Tanimu et al., 2014). Lien : http://www.ijimt.org/papers/497-H1008.pdf	Cette valeur n'est finalement pas utilisée dans le calcul. Je la laisse tout de même car elle pourrait être utile.
Taux de solides volatiles dans les résidus alimentaires	94,26%	kg de solides volatiles / kg de masse sèche	"Effect of Carbon to Nitrogen Ratio of Food Waste on Biogas Methane Production in a Batch Mesophilic Anaerobic Digester" (Tanimu et al., 2014). Lien : http://www.ijimt.org/papers/497-H1008.pdf	Les résidus alimentaires considérés dans l'article considèrent un C:N ratio de 16,5. Cela est cohérent avec la valeur de 15 annoncée par "Technical Document on Municipal Solid Waste Organics Processing" (Environnement Canada, 2013) Lien : https://www.ec.gc.ca/gdd-mw/3E8CF6C7-F214-4BA2-A1A3-163978EE9D6E/13-047-ID-458-PDF_accessible_ANG_R2-reduced%20size.pdf
Masse de solides volatiles dans les résidus alimentaires	52,20	g/L (masse humide de résidus alimentaires)	"Effect of Carbon to Nitrogen Ratio of Food Waste on Biogas Methane Production in a Batch Mesophilic Anaerobic Digester" (Tanimu et al., 2014). Lien : http://www.ijimt.org/papers/497-H1008.pdf	Les résidus alimentaires considérés dans l'article considèrent un C:N ratio de 16,5. Cela est cohérent avec la valeur de 15 annoncée par "Technical Document on Municipal Solid Waste Organics Processing" (Environnement Canada, 2013) Lien : https://www.ec.gc.ca/gdd-mw/3E8CF6C7-F214-4BA2-A1A3-163978EE9D6E/13-047-ID-458-PDF_accessible_ANG_R2-reduced%20size.pdf
Contenu carbone des résidus alimentaires	23,99	g/L (masse humide de résidus alimentaires)	"Effect of Carbon to Nitrogen Ratio of Food Waste on Biogas Methane Production in a Batch Mesophilic Anaerobic Digester" (Tanimu et al., 2014). Lien : http://www.ijimt.org/papers/497-H1008.pdf	Les résidus alimentaires considérés dans l'article considèrent un C:N ratio de 16,5. Cela est cohérent avec la valeur de 15 annoncée par "Technical Document on Municipal Solid Waste Organics Processing" (Environnement Canada, 2013) Lien : https://www.ec.gc.ca/gdd-mw/3E8CF6C7-F214-4BA2-A1A3-163978EE9D6E/13-047-ID-458-PDF_accessible_ANG_R2-reduced%20size.pdf
Contenu azote des résidus alimentaires	1,45	g/L (masse humide de résidus alimentaires)	"Effect of Carbon to Nitrogen Ratio of Food Waste on Biogas Methane Production in a Batch Mesophilic Anaerobic Digester" (Tanimu et al., 2014). Lien : http://www.ijimt.org/papers/497-H1008.pdf	Les résidus alimentaires considérés dans l'article considèrent un C:N ratio de 16,5. Cela est cohérent avec la valeur de 15 annoncée par "Technical Document on Municipal Solid Waste Organics Processing" (Environnement Canada, 2013) Lien : https://www.ec.gc.ca/gdd-mw/3E8CF6C7-F214-4BA2-A1A3-163978EE9D6E/13-047-ID-458-PDF_accessible_ANG_R2-reduced%20size.pdf

Part du digestat épanable	55%	% massique	Modèle GREET, 2016	Le reste du digestat n'est pas de qualité suffisante pour être épanché. Il est donc enfoui. Puisque le digestat ne contient pas de carbone (c'est principalement de l'azote et du phosphore), il n'y a pas d'émissions de GES associées à son enfouissement, d'où le fait qu'il n'apparaisse pas dans le crédit.
DOCF (degradable carbon actually decomposed) : part du carbone enfouis qui se décompose réellement en gaz	50%	% of DOC (degradable organic carbon i.e. carbone contenu dans la masse sèche)	Good Practice Guidance and Uncertainty Management in National Greenhouse Gas Inventories (IPCC, 2006) Lien : https://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/gp/french/gpgaum_fr.html	
Paramètres calculés et calculs intermédiaires				
Nom	Valeur	Unité	Source	Commentaires
Résidus alimentaires utilisés pour produire 1 m3 de biogaz	1,62	kg de résidus alimentaires	Calculé	
Taux de carbone parmi les solides volatiles des résidus alimentaires	46%	kg de carbone / kg de sc	Calculé	
Contenu carbone des résidus alimentaires (masse sèche)	43%	kg de carbone / kg de m	Calculé	On suppose que l'ajout de compost doit porter le digestat au même taux de carbone que les résidus alimentaires initiaux.
Masse de carbone des résidus alimentaires utilisée par m3 de biogaz produit	0,70	kg de carbone / m3 de bio	Calculé	
Taux d'azote parmi les solides volatiles des résidus alimentaires	3%	kg d'azote / kg de solide	Calculé	
Contenu en azote des résidus alimentaires (masse sèche)	3%	kg d'azote / kg de masse	Calculé	
Masse d'azote contenue dans les résidus alimentaires utilisés	0,042	kg d'azote / m3 de biogaz	Calculé	
Substance	Composition volumique du biogaz issu de lieux d'enfouissement (Source : Swedish gas center, 2012)	Composition volumique mise à l'échelle	Masse volumique des substances à 20 degrés Celsius et 1 atm (kg/m3) (Source : https://www.engineeringtoolbox.com/gas-density-d_158.html)	Composition massique du biogaz issu de lieux d'enfouissement
Méthane, biogénique	65%	65%	0,668	40%
Hydrogène	0%	0%		0%
Dioxyde de carbone, biogénique	35%	35%	1,842	60%
Diazote	0%	0%	1,165	0%
Oxygène	0%	0%	1,331	0%
Total biogaz issu de digestion anaérobie (produit)	100%	100%	1,08	100%

Évaluation de la composition massique du biogaz issu des sites d'enfouissement (on suppose que la composition est valable pour des boues d'épuration enfouies) :							
Substance	Composition volumique du biogaz issu de lieux d'enfouissement (Source : Swedish gas center, 2012)	Composition volumique mise à l'échelle	Masse volumique des substances à 20 degrés Celsius et 1 atm (kg/m3) (Source : https://www.engineeringtoolbox.com/gas-density-d_158.html)	Composition massique du biogaz issu de lieux d'enfouissement	Répartition massique parmi les gaz contenant du carbone (kg / kg de CH4 et CO2 confondus)		
Méthane, biogénique	45%	45%	0,668	25%	29%		
Hydrogène	0%	0%		0%			
Dioxyde de carbone, biogénique	40%	40%	1,842	60%	71%		
Diazote	15%	15%	1,165	14%			
Oxygène	1%	1%	1,331	1%			
Total biogaz issu de lieux d'enfouissement (évité)	101%	100%	1,21	100%			
Évaluation des émissions d'enfouissement évités par la production d'1 m3 de biogaz :							Hypothèse : Tout le gaz capté est torché.
Substance	Masses molaires (g/mol)	Masse de carbone contenue par masse de gaz (kg de carbone dans un gaz / kg de gaz émis)	Répartition du carbone émis entre les différents gaz (kg carbone dans un gaz / kg totaux de carbone émis)	Masse de gaz émise par l'enfouissement d'1kg de carbone (kg de gaz émis / kg de carbone enfouis)	Masse de gaz émise par l'enfouissement évitée par la production d'1m3 de biogaz issu d'eaux usées (kg de gaz / m3 produit)	Masse de gaz NON CAPTÉ évité par la production d'1m3 de biogaz issu d'eaux usées (kg de gaz / m3 de biogaz produit)	Masse de gaz capté et TORCHÉ évité par la production d'1m3 de biogaz issu d'eaux usées (kg de gaz / m3 de biogaz produit)
C	12						
H	1						
O	16						
CH4	16	0,75	53%	0,35	0,25	0,037	0,21
CO2	44	0,27	47%	0,86	0,61	0,09	0,51
Mélange de CH4 et de CO2 du biogaz issu de lieux d'enfouissement	36	0,41					
Biogaz issu de lieux d'enfouissement (toutes				1,44	1,01	0,15	0,86
Validation : La littérature utilise l'hypothèse de 50% de CO2 et 50% de CH4. Source : « GHG Emissions Estimation Methodology for Selected Biogenic Source Categories », (RTI International, 2010) Lien : https://www3.epa.gov/ttnchie1/efpac/ghg/GHG_Biogenic_Report_draft_Dec1410.pdf							
Masse de digestat obtenue par la production d'1 m3 de biogaz	0,54	kg de digestat produit / m3 de biogaz produit	Calculé				

Résultats - Changements climatiques							
CRÉDIT TOTAL par m3 de GNR produit	1,9731	kg éq. CO2 / m3 de GNR					
Crédit pour torchage évité du LFG	0,0012	kg éq. CO2 / m3 de GNR					
Crédit pour utilisation évitée du système de captage	0,0012	kg éq. CO2 / m3 de GNR					
Crédit pour émissions non captées évitées du LFG	1,9532	kg éq. CO2 / m3 de GNR					
Crédit pour l'utilisation de fertilisant	0,0181	kg éq. CO2 / m3 de GNR					
Impact de la production de compost	0,0006	kg éq. CO2 / m3 de GNR					
Résultats - Tous indicateurs pour 1 m3 de GNR - Méthode IMPACT World+ v1.28							
Impact category	Unit	Fertilisant évité	Production de compost	Torchage évité	Utilisation de système de capt	Émissions non captées évitée	TOTAL
Climate change, short term	kg CO2 eq (s	-1,81E-02	6,26E-04	-1,23E-03	-1,20E-03	-1,95E+00	-1,97E+00
Climate change, long term	kg CO2 eq (l	-1,76E-02	6,10E-04	-3,99E-04	-1,13E-03	-6,32E-01	-6,50E-01
Fossil and nuclear energy use	MJ deprived	-2,85E-01	9,88E-03	0,00E+00	-8,56E-03	0,00E+00	-2,84E-01
Mineral resources use	kg deprived	-4,32E-04	1,49E-05	0,00E+00	-6,74E-05	0,00E+00	-4,84E-04
Photochemical oxidant formation	kg NMVOC eq	-1,19E-04	4,13E-06	-3,66E-07	-2,14E-06	-5,80E-04	-6,98E-04
Ozone Layer Depletion	kg CFC-11 e	-3,96E-09	1,37E-10	0,00E+00	-4,35E-11	0,00E+00	-3,87E-09
Freshwater ecotoxicity	CTUe	-3,72E+01	1,29E+00	0,00E+00	-1,03E+01	0,00E+00	-4,62E+01
Human toxicity cancer	CTUh	-7,86E-10	2,72E-11	0,00E+00	-7,90E-11	0,00E+00	-8,38E-10
Human toxicity non cancer	CTUh	-1,97E-09	6,82E-11	0,00E+00	-2,09E-10	0,00E+00	-2,11E-09
Water scarcity	m3 world-eq	-2,01E-03	6,95E-05	0,00E+00	-6,65E-03	0,00E+00	-8,59E-03
Freshwater acidification	kg SO2 eq	-1,92E-10	6,66E-12	0,00E+00	-5,61E-12	0,00E+00	-1,91E-10
Terrestrial acidification	kg SO2 eq	-1,62E-07	5,62E-09	0,00E+00	-5,17E-09	0,00E+00	-1,62E-07
Freshwater eutrophication	kg PO4 P-lim	-6,13E-07	2,12E-08	0,00E+00	-4,61E-09	0,00E+00	-5,96E-07
Marine eutrophication	kg N N-lim e	-2,18E-06	7,56E-08	0,00E+00	-5,74E-08	0,00E+00	-2,16E-06
Land transformation, biodiversity	m2 arable la	-5,00E-06	1,73E-07	0,00E+00	-4,04E-05	0,00E+00	-4,53E-05
Land occupation, biodiversity	m2 arable la	-7,75E-04	2,68E-05	0,00E+00	-3,94E-03	0,00E+00	-4,69E-03
Particulate matter formation	kg PM2.5 eq	-9,68E-06	3,35E-07	0,00E+00	-3,07E-07	0,00E+00	-9,65E-06
Ionizing radiations	Bq C-14 eq	-1,43E-01	4,95E-03	0,00E+00	-3,55E-02	0,00E+00	-1,73E-01

Annexe G – Partie 3 : Résultats bruts

Cette partie de l'annexe G présente les résultats bruts utilisés dans cette étude, c'est-à-dire :

- Les résultats obtenus pour l'approvisionnement gazier et les trois utilisations à l'étude
- Les résultats obtenus pour les sources énergétiques non-gazières évaluées
- Les analyses de sensibilité

Tableau G-4 : Résultats bruts obtenus pour l'approvisionnement, selon le mix gazier modélisé. Unité fonctionnelle (UF) : 1 MJ de gaz naturel produit.

Indicateur	Unité	Total	É.-U. Marcellus	É.-U. Barnett	É.-U. Haynesville	É.-U. Fayetteville	É.-U. Woodford	É.-U. Autres	Alberta	Colombie- Britannique	Biogaz	GNR
Mix gazier modélisé	%	100%	10,44%	2,35%	3,20%	0,43%	1,06%	2,52%	53,40%	26,06%	0,50%	0,04%
Changement climatique, court terme	kg éq. CO2	1,35E-02	1,1E-03	4,1E-04	2,9E-04	6,3E-05	1,3E-04	3,2E-04	7,4E-03	3,9E-03	1,7E-05	-9,6E-06
Changement climatique, long terme	kg éq. CO2	9,5E-03	7,3E-04	2,6E-04	1,8E-04	4,4E-05	9,7E-05	2,3E-04	5,2E-03	2,7E-03	4,7E-05	-2,7E-06
Occupation des terres	m2 de terre arable	1,3E-04	1,3E-05	3,7E-06	2,2E-06	6,1E-07	1,1E-06	3,3E-06	7,0E-05	3,6E-05	1,3E-06	7,3E-07
Transformation des terres	m2 de terre arable	5,4E-06	5,1E-07	1,5E-07	8,6E-08	2,5E-08	4,3E-08	1,4E-07	2,9E-06	1,5E-06	5,0E-09	1,0E-08
Utilisation d'énergie fossile	MJ	1,2E+00	1,2E-01	2,9E-02	3,7E-02	5,1E-03	1,2E-02	3,0E-02	6,4E-01	3,1E-01	1,2E-04	5,5E-05
Utilisation des ressources minérales	kg	7,9E-04	7,2E-05	2,2E-05	1,5E-05	3,5E-06	6,7E-06	1,9E-05	4,2E-04	2,3E-04	2,3E-06	4,1E-07
Rareté de l'eau	m3 éq. mondial	7,6E-03	7,4E-04	2,2E-04	1,3E-04	3,6E-05	6,1E-05	1,8E-04	3,9E-03	2,2E-03	1,5E-05	3,5E-06
Acidification de l'eau douce	kg éq. SO2	3,2E-05	2,4E-06	7,1E-07	4,1E-07	1,2E-07	2,2E-07	8,7E-07	1,9E-05	7,9E-06	1,5E-07	3,5E-08
Acidification terrestre	kg éq. SO2	3,4E-05	2,7E-06	7,8E-07	4,5E-07	1,3E-07	2,4E-07	9,3E-07	2,0E-05	8,6E-06	1,6E-07	5,4E-08

Indicateur	Unité	Total	É.-U. Marcellus	É.-U. Barnett	É.-U. Haynesville	É.-U. Fayetteville	É.-U. Woodford	É.-U. Autres	Alberta	Colombie- Britannique	Biogaz	GNR
Eutrophisation de l'eau douce	kg éq. PO4 P-lim	1,3E-05	8,9E-07	2,4E-07	1,1E-07	3,9E-08	7,9E-08	3,5E-07	7,4E-06	3,6E-06	4,7E-08	6,7E-09
Eutrophisation marine	kg éq. N N-lim	9,3E-07	8,2E-08	2,5E-08	1,5E-08	4,0E-09	7,2E-09	2,4E-08	5,2E-07	2,6E-07	1,3E-09	4,8E-10
Écotoxicité de l'eau douce	CTUe	4,1E+01	3,3E+00	9,0E-01	4,6E-01	1,5E-01	2,9E-01	1,1E+00	2,3E+01	1,2E+01	2,8E-01	-2,3E-01
Formation de particules	kg éq. PM2.5	3,3E-09	3,7E-10	1,1E-10	5,8E-11	1,7E-11	3,3E-11	9,9E-11	2,2E-09	1,0E-09	1,4E-11	-5,8E-10
Formation d'oxydant photochimique	kg éq. NMVOC	4,6E-05	3,8E-06	1,2E-06	7,2E-07	1,9E-07	3,4E-07	1,2E-06	2,6E-05	1,2E-05	8,2E-08	1,2E-09
Toxicité humaine, substances cancérigènes	CTUh	1,6E-09	1,4E-10	4,3E-11	2,7E-11	7,0E-12	1,3E-11	4,1E-11	8,8E-10	4,8E-10	2,7E-12	1,7E-13
Toxicité humaine, substances non cancérigènes	CTUh	2,2E-09	1,9E-10	5,6E-11	3,3E-11	9,3E-12	1,8E-11	5,4E-11	1,2E-09	6,2E-10	1,3E-11	1,5E-12
Radiations ionisantes	Bq éq. C-14	3,0E-02	5,2E-03	1,4E-03	4,6E-04	2,1E-04	4,4E-04	6,5E-04	1,4E-02	7,7E-03	1,6E-04	4,0E-05
Appauvrissement de la couche d'ozone	kg éq. CFC-11	6,7E-10	6,4E-11	1,9E-11	1,1E-11	3,1E-12	5,6E-12	1,7E-11	3,6E-10	1,9E-10	7,3E-13	6,0E-13

Tableau G-5 : Résultats bruts obtenus pour l'approvisionnement depuis le gisement du Marcellus, détaillés selon les étapes du cycle de vie.
Unité fonctionnelle (UF) : 1 MJ de gaz naturel produit.

Indicateur	Unité	Travaux préliminaires	Exploration	Extraction	Traitement	Fin de vie	Transmission	Distribution
Changement climatique, court terme	kg éq. CO2	9,76E-05	9,45E-04	5,38E-03	2,67E-03	6,88E-05	5,79E-04	5,47E-04
Changement climatique, long terme	kg éq. CO2	9,37E-05	7,33E-04	3,64E-03	1,73E-03	6,30E-05	4,30E-04	2,84E-04
Occupation des terres	m2 de terre arable	4,79E-05	8,32E-06	4,42E-05	1,57E-05	1,40E-06	1,18E-06	1,47E-06
Transformation des terres	m2 de terre arable	-6,06E-07	2,54E-07	4,19E-06	3,57E-07	6,69E-07	1,57E-08	1,52E-08
Utilisation d'énergie fossile	MJ	9,82E-04	8,70E-03	1,16E+00	1,80E-02	6,87E-04	8,04E-04	1,51E-03
Utilisation des ressources minérales	kg	9,90E-06	1,31E-04	4,26E-04	7,55E-05	4,90E-06	1,83E-05	2,45E-05
Rareté de l'eau	m3 éq. mondial	1,49E-04	2,72E-04	6,18E-03	2,34E-04	1,36E-04	3,88E-05	5,22E-05
Acidification de l'eau douce	kg éq. SO2	3,49E-07	3,34E-06	1,47E-05	3,95E-06	2,62E-07	3,57E-07	3,97E-07
Acidification terrestre	kg éq. SO2	4,02E-07	3,66E-06	1,60E-05	4,21E-06	2,82E-07	3,88E-07	4,29E-07
Eutrophisation de l'eau douce	kg éq. PO4 P-lim	6,19E-08	8,56E-07	3,39E-06	3,86E-06	9,23E-08	1,04E-07	1,28E-07
Eutrophisation marine	kg éq. N N-lim	1,21E-08	1,21E-07	5,59E-07	6,18E-08	1,44E-08	1,06E-08	1,06E-08
Écotoxicité de l'eau douce	CTUe	2,82E-01	3,37E+00	1,42E+01	1,18E+01	6,78E-01	3,97E-01	4,69E-01
Formation de particules	kg éq. PM2.5	9,72E-11	4,26E-10	1,88E-09	9,38E-10	4,58E-11	6,48E-11	8,25E-11
Formation d'oxydant photochimique	kg éq. NMVOC	5,86E-07	6,00E-06	2,51E-05	3,40E-06	2,70E-07	6,18E-07	7,73E-07
Toxicité humaine, substances cancérigènes	CTUh	3,24E-12	2,66E-10	8,43E-10	1,91E-10	1,48E-11	3,01E-11	4,02E-11

Indicateur	Unité	Travaux préliminaires	Exploration	Extraction	Traitement	Fin de vie	Transmission	Distribution
Toxicité humaine, substances non cancérogènes	CTUh	9,29E-12	3,10E-10	1,04E-09	4,12E-10	2,03E-11	2,62E-11	3,15E-11
Radiations ionisantes	Bq éq. C-14	5,07E-04	3,66E-03	1,61E-02	2,83E-02	5,11E-04	3,77E-04	4,97E-04
Appauvrissement de la couche d'ozone	kg éq. CFC-11	1,13E-11	8,56E-11	4,06E-10	8,60E-11	4,76E-12	8,26E-12	1,10E-11

Tableau G-6 : Résultats bruts obtenus pour l'approvisionnement depuis le gisement de Barnett, détaillés selon les étapes du cycle de vie.
Unité fonctionnelle (UF) : 1 MJ de gaz naturel produit.

Indicateur	Unité	Travaux préliminaires	Exploration	Extraction	Traitement	Fin de vie	Transmission	Distribution
Changement climatique, court terme	kg éq. CO2	1,30E-04	1,26E-03	1,11E-02	2,71E-03	9,18E-05	1,57E-03	5,47E-04
Changement climatique, long terme	kg éq. CO2	1,25E-04	9,78E-04	6,27E-03	1,77E-03	8,40E-05	1,40E-03	2,84E-04
Occupation des terres	m2 de terre arable	6,39E-05	1,11E-05	5,89E-05	1,63E-05	1,87E-06	3,82E-06	1,47E-06
Transformation des terres	m2 de terre arable	-8,08E-07	3,39E-07	5,58E-06	3,68E-07	8,92E-07	5,09E-08	1,52E-08
Utilisation d'énergie fossile	MJ	1,31E-03	1,16E-02	1,18E+00	1,81E-02	9,16E-04	2,63E-03	1,51E-03
Utilisation des ressources minérales	kg	1,32E-05	1,75E-04	5,68E-04	7,76E-05	6,53E-06	5,95E-05	2,45E-05
Rareté de l'eau	m3 éq. mondial	1,99E-04	3,62E-04	8,25E-03	2,36E-04	1,82E-04	1,26E-04	5,22E-05
Acidification de l'eau douce	kg éq. SO2	4,65E-07	4,46E-06	1,96E-05	3,97E-06	3,50E-07	1,16E-06	3,97E-07
Acidification terrestre	kg éq. SO2	5,37E-07	4,88E-06	2,13E-05	4,24E-06	3,76E-07	1,26E-06	4,29E-07
Eutrophisation de l'eau douce	kg éq. PO4 P-lim	8,25E-08	1,14E-06	4,52E-06	3,88E-06	1,23E-07	3,39E-07	1,28E-07
Eutrophisation marine	kg éq. N N-lim	1,61E-08	1,62E-07	7,45E-07	6,24E-08	1,92E-08	3,45E-08	1,06E-08

Indicateur	Unité	Travaux préliminaires	Exploration	Extraction	Traitement	Fin de vie	Transmission	Distribution
Écotoxicité de l'eau douce	CTUe	3,76E-01	4,49E+00	1,89E+01	1,19E+01	9,04E-01	1,29E+00	4,69E-01
Formation de particules	kg éq. PM2.5	1,30E-10	5,68E-10	2,50E-09	9,43E-10	6,10E-11	2,11E-10	8,25E-11
Formation d'oxydant photochimique	kg éq. NMVOC	7,81E-07	8,01E-06	3,45E-05	3,45E-06	3,60E-07	2,01E-06	7,73E-07
Toxicité humaine, substances cancérigènes	CTUh	4,32E-12	3,55E-10	1,12E-09	1,96E-10	1,98E-11	9,78E-11	4,02E-11
Toxicité humaine, substances non cancérigènes	CTUh	1,24E-11	4,13E-10	1,39E-09	4,17E-10	2,71E-11	8,51E-11	3,15E-11
Radiations ionisantes	Bq éq. C-14	6,76E-04	4,88E-03	2,15E-02	2,83E-02	6,81E-04	1,23E-03	4,97E-04
Appauvrissement de la couche d'ozone	kg éq. CFC-11	1,50E-11	1,14E-10	5,41E-10	8,69E-11	6,34E-12	2,68E-11	1,10E-11

Tableau G-7 : Résultats bruts obtenus pour l'approvisionnement depuis le gisement d'Haynesville, détaillés selon les étapes du cycle de vie.
Unité fonctionnelle (UF) : 1 MJ de gaz naturel produit.

Indicateur	Unité	Travaux préliminaires	Exploration	Extraction	Traitement	Fin de vie	Transmission	Distribution
Changement climatique, court terme	kg éq. CO2	5,32E-05	5,16E-04	4,55E-03	1,74E-03	3,75E-05	1,56E-03	5,47E-04
Changement climatique, long terme	kg éq. CO2	5,11E-05	4,00E-04	2,58E-03	8,41E-04	3,44E-05	1,39E-03	2,84E-04
Occupation des terres	m2 de terre arable	2,61E-05	4,54E-06	2,41E-05	6,76E-06	7,63E-07	3,78E-06	1,47E-06
Transformation des terres	m2 de terre arable	-3,30E-07	1,39E-07	2,28E-06	1,70E-07	3,65E-07	5,04E-08	1,52E-08
Utilisation d'énergie fossile	MJ	5,36E-04	4,74E-03	1,14E+00	4,86E-03	3,75E-04	2,60E-03	1,51E-03
Utilisation des ressources minérales	kg	5,40E-06	7,14E-05	2,32E-04	6,21E-05	2,67E-06	5,89E-05	2,45E-05
Rareté de l'eau	m3 éq. mondial	8,15E-05	1,48E-04	3,37E-03	7,28E-05	7,44E-05	1,25E-04	5,22E-05

Indicateur	Unité	Travaux préliminaires	Exploration	Extraction	Traitement	Fin de vie	Transmission	Distribution
Acidification de l'eau douce	kg éq. SO2	1,90E-07	1,82E-06	8,04E-06	1,20E-06	1,43E-07	1,15E-06	3,97E-07
Acidification terrestre	kg éq. SO2	2,20E-07	2,00E-06	8,75E-06	1,27E-06	1,54E-07	1,25E-06	4,29E-07
Eutrophisation de l'eau douce	kg éq. PO4 P-lim	3,37E-08	4,67E-07	1,85E-06	5,88E-07	5,03E-08	3,35E-07	1,28E-07
Eutrophisation marine	kg éq. N N-lim	6,57E-09	6,61E-08	3,06E-07	2,27E-08	7,83E-09	3,42E-08	1,06E-08
Écotoxicité de l'eau douce	CTUe	1,54E-01	1,84E+00	7,73E+00	2,58E+00	3,70E-01	1,27E+00	4,69E-01
Formation de particules	kg éq. PM2.5	5,30E-11	2,32E-10	1,02E-09	1,98E-10	2,50E-11	2,08E-10	8,25E-11
Formation d'oxydant photochimique	kg éq. NMVOC	3,19E-07	3,27E-06	1,42E-05	1,69E-06	1,47E-07	1,99E-06	7,73E-07
Toxicité humaine, substances cancérigènes	CTUh	1,77E-12	1,45E-10	4,60E-10	8,94E-11	8,09E-12	9,67E-11	4,02E-11
Toxicité humaine, substances non cancérigènes	CTUh	5,07E-12	1,69E-10	5,71E-10	1,62E-10	1,11E-11	8,42E-11	3,15E-11
Radiations ionisantes	Bq éq. C-14	2,77E-04	2,00E-03	8,78E-03	1,39E-03	2,79E-04	1,21E-03	4,97E-04
Appauvrissement de la couche d'ozone	kg éq .CFC-11	6,15E-12	4,67E-11	2,22E-10	2,27E-11	2,59E-12	2,65E-11	1,10E-11

Tableau G-8 : Résultats bruts obtenus pour l'approvisionnement depuis le gisement de Fayetteville, détaillés selon les étapes du cycle de vie.
Unité fonctionnelle (UF) : 1 MJ de gaz naturel produit.

Indicateur	Unité	Travaux préliminaires	Exploration	Extraction	Traitement	Fin de vie	Transmission	Distribution
Changement climatique, court terme	kg éq. CO2	1,17E-04	1,13E-03	7,66E-03	4,17E-03	8,26E-05	1,06E-03	5,47E-04
Changement climatique, long terme	kg éq. CO2	1,12E-04	8,79E-04	4,80E-03	3,23E-03	7,56E-05	8,95E-04	2,84E-04

Indicateur	Unité	Travaux préliminaires	Exploration	Extraction	Traitement	Fin de vie	Transmission	Distribution
Occupation des terres	m2 de terre arable	5,75E-05	9,99E-06	5,30E-05	1,61E-05	1,68E-06	2,43E-06	1,47E-06
Transformation des terres	m2 de terre arable	-7,27E-07	3,05E-07	5,02E-06	4,07E-07	8,03E-07	3,25E-08	1,52E-08
Utilisation d'énergie fossile	MJ	1,18E-03	1,04E-02	1,17E+00	1,59E-02	8,24E-04	1,68E-03	1,51E-03
Utilisation des ressources minérales	kg	1,19E-05	1,57E-04	5,11E-04	7,99E-05	5,88E-06	3,79E-05	2,45E-05
Rareté de l'eau	m3 éq. mondial	1,79E-04	3,26E-04	7,42E-03	2,13E-04	1,64E-04	8,04E-05	5,22E-05
Acidification de l'eau douce	kg éq. SO2	4,18E-07	4,01E-06	1,77E-05	3,74E-06	3,15E-07	7,38E-07	3,97E-07
Acidification terrestre	kg éq. SO2	4,83E-07	4,39E-06	1,92E-05	3,99E-06	3,38E-07	8,03E-07	4,29E-07
Eutrophisation de l'eau douce	kg éq. PO4 P-lim	7,42E-08	1,03E-06	4,06E-06	3,38E-06	1,11E-07	2,16E-07	1,28E-07
Eutrophisation marine	kg éq. N N-lim	1,45E-08	1,45E-07	6,70E-07	6,37E-08	1,72E-08	2,20E-08	1,06E-08
Écotoxicité de l'eau douce	CTUe	3,38E-01	4,04E+00	1,70E+01	1,09E+01	8,14E-01	8,21E-01	4,69E-01
Formation de particules	kg éq. PM2.5	1,17E-10	5,11E-10	2,25E-09	8,36E-10	5,49E-11	1,34E-10	8,25E-11
Formation d'oxydant photochimique	kg éq. NMVOC	7,03E-07	7,20E-06	3,04E-05	3,35E-06	3,24E-07	1,28E-06	7,73E-07
Toxicité humaine, substances cancérigènes	CTUh	3,89E-12	3,19E-10	1,01E-09	1,85E-10	1,78E-11	6,23E-11	4,02E-11
Toxicité humaine, substances non cancérigènes	CTUh	1,11E-11	3,72E-10	1,25E-09	4,19E-10	2,43E-11	5,43E-11	3,15E-11
Radiations ionisantes	Bq éq. C-14	6,09E-04	4,39E-03	1,93E-02	2,30E-02	6,13E-04	7,81E-04	4,97E-04
Appauvrissement de la couche d'ozone	kg éq .CFC-11	1,35E-11	1,03E-10	4,87E-10	7,75E-11	5,71E-12	1,71E-11	1,10E-11

Tableau G-9 : Résultats bruts obtenus pour l'approvisionnement depuis le gisement de Woodford, détaillés selon les étapes du cycle de vie.
Unité fonctionnelle (UF) : 1 MJ de gaz naturel produit.

Indicateur	Unité	Travaux préliminaires	Exploration	Extraction	Traitement	Fin de vie	Transmission	Distribution
Changement climatique, court terme	kg éq. CO2	7,81E-05	7,56E-04	5,11E-03	4,15E-03	5,51E-05	1,98E-03	5,47E-04
Changement climatique, long terme	kg éq. CO2	7,50E-05	5,86E-04	3,21E-03	3,22E-03	5,04E-05	1,80E-03	2,84E-04
Occupation des terres	m2 de terre arable	3,83E-05	6,66E-06	3,54E-05	1,54E-05	1,12E-06	4,89E-06	1,47E-06
Transformation des terres	m2 de terre arable	-4,85E-07	2,04E-07	3,35E-06	3,94E-07	5,35E-07	6,52E-08	1,52E-08
Utilisation d'énergie fossile	MJ	7,86E-04	6,96E-03	1,15E+00	1,58E-02	5,50E-04	3,37E-03	1,51E-03
Utilisation des ressources minérales	kg	7,92E-06	1,05E-04	3,41E-04	7,73E-05	3,92E-06	7,62E-05	2,45E-05
Rareté de l'eau	m3 éq. mondial	1,20E-04	2,17E-04	4,95E-03	2,09E-04	1,09E-04	1,62E-04	5,22E-05
Acidification de l'eau douce	kg éq. SO2	2,79E-07	2,67E-06	1,18E-05	3,71E-06	2,10E-07	1,48E-06	3,97E-07
Acidification terrestre	kg éq. SO2	3,22E-07	2,93E-06	1,28E-05	3,95E-06	2,25E-07	1,61E-06	4,29E-07
Eutrophisation de l'eau douce	kg éq. PO4 P-lim	4,95E-08	6,85E-07	2,71E-06	3,36E-06	7,38E-08	4,34E-07	1,28E-07
Eutrophisation marine	kg éq. N N-lim	9,64E-09	9,70E-08	4,47E-07	6,30E-08	1,15E-08	4,42E-08	1,06E-08
Écotoxicité de l'eau douce	CTUe	2,25E-01	2,70E+00	1,13E+01	1,08E+01	5,43E-01	1,65E+00	4,69E-01
Formation de particules	kg éq. PM2.5	7,77E-11	3,41E-10	1,50E-09	8,30E-10	3,66E-11	2,70E-10	8,25E-11
Formation d'oxydant photochimique	kg éq. NMVOC	4,68E-07	4,80E-06	2,03E-05	3,29E-06	2,16E-07	2,58E-06	7,73E-07
Toxicité humaine, substances cancérigènes	CTUh	2,59E-12	2,13E-10	6,74E-10	1,78E-10	1,19E-11	1,25E-10	4,02E-11

Indicateur	Unité	Travaux préliminaires	Exploration	Extraction	Traitement	Fin de vie	Transmission	Distribution
Toxicité humaine, substances non cancérogènes	CTUh	7,43E-12	2,48E-10	8,36E-10	4,12E-10	1,62E-11	1,09E-10	3,15E-11
Radiations ionisantes	Bq éq. C-14	4,06E-04	2,93E-03	1,29E-02	2,30E-02	4,08E-04	1,57E-03	4,97E-04
Appauvrissement de la couche d'ozone	kg éq. CFC-11	9,02E-12	6,85E-11	3,25E-10	7,63E-11	3,81E-12	3,44E-11	1,10E-11

Tableau G-10 : Résultats bruts obtenus pour l'approvisionnement depuis les autres gisements des États-Unis, détaillés selon les étapes du cycle de vie.
Unité fonctionnelle (UF) : 1 MJ de gaz naturel produit.

Indicateur	Unité	Travaux préliminaires	Exploration	Extraction	Traitement	Fin de vie	Transmission	Distribution
Changement climatique, court terme	kg éq. CO2	9,95E-05	9,65E-04	6,71E-03	3,13E-03	7,02E-05	1,06E-03	5,47E-04
Changement climatique, long terme	kg éq. CO2	9,56E-05	7,47E-04	4,31E-03	2,21E-03	6,43E-05	8,95E-04	2,84E-04
Occupation des terres	m2 de terre arable	4,89E-05	8,49E-06	4,72E-05	1,75E-05	1,43E-06	2,43E-06	1,47E-06
Transformation des terres	m2 de terre arable	-6,18E-07	2,60E-07	4,71E-06	3,68E-07	6,83E-07	3,25E-08	1,52E-08
Utilisation d'énergie fossile	MJ	1,00E-03	8,87E-03	1,16E+00	1,65E-02	7,01E-04	1,68E-03	1,51E-03
Utilisation des ressources minérales	kg	1,01E-05	1,34E-04	4,52E-04	7,64E-05	4,99E-06	3,79E-05	2,45E-05
Rareté de l'eau	m3 éq. mondial	1,52E-04	2,77E-04	6,34E-03	2,36E-04	1,39E-04	8,04E-05	5,22E-05
Acidification de l'eau douce	kg éq. SO2	3,56E-07	3,41E-06	2,29E-05	5,94E-06	2,68E-07	7,38E-07	3,97E-07
Acidification terrestre	kg éq. SO2	4,10E-07	3,73E-06	2,46E-05	6,17E-06	2,87E-07	8,03E-07	4,29E-07
Eutrophisation de l'eau douce	kg éq. PO4 P-lim	6,31E-08	8,73E-07	4,23E-06	7,97E-06	9,41E-08	2,16E-07	1,28E-07

Indicateur	Unité	Travaux préliminaires	Exploration	Extraction	Traitement	Fin de vie	Transmission	Distribution
Eutrophisation marine	kg éq. N N-lim	1,23E-08	1,24E-07	6,85E-07	7,49E-08	1,47E-08	2,20E-08	1,06E-08
Écotoxicité de l'eau douce	CTUe	2,87E-01	3,44E+00	1,64E+01	2,05E+01	6,92E-01	8,21E-01	4,69E-01
Formation de particules	kg éq. PM2.5	9,91E-11	4,35E-10	2,50E-09	5,49E-10	4,67E-11	1,34E-10	8,25E-11
Formation d'oxydant photochimique	kg éq. NMVOC	5,97E-07	6,12E-06	3,42E-05	4,47E-06	2,75E-07	1,28E-06	7,73E-07
Toxicité humaine, substances cancérigènes	CTUh	3,31E-12	2,72E-10	8,95E-10	2,83E-10	1,51E-11	6,23E-11	4,02E-11
Toxicité humaine, substances non cancérigènes	CTUh	9,47E-12	3,16E-10	1,12E-09	5,69E-10	2,07E-11	5,43E-11	3,15E-11
Radiations ionisantes	Bq éq. C-14	5,17E-04	3,74E-03	1,68E-02	2,27E-03	5,21E-04	7,81E-04	4,97E-04
Appauvrissement de la couche d'ozone	kg éq. CFC-11	1,15E-11	8,73E-11	4,50E-10	6,38E-11	4,85E-12	1,71E-11	1,10E-11

Tableau G-11 : Résultats bruts obtenus pour l'approvisionnement depuis l'Alberta, détaillés selon les étapes du cycle de vie.
Unité fonctionnelle (UF) : 1 MJ de gaz naturel produit.

Indicateur	Unité	Travaux préliminaires	Exploration	Extraction	Traitement	Fin de vie	Transmission	Distribution
Changement climatique, court terme	kg éq. CO2	9,95E-05	9,65E-04	6,71E-03	3,13E-03	7,02E-05	2,28E-03	5,47E-04
Changement climatique, long terme	kg éq. CO2	9,56E-05	7,47E-04	4,31E-03	2,21E-03	6,43E-05	2,11E-03	2,84E-04
Occupation des terres	m2 de terre arable	4,89E-05	8,49E-06	4,72E-05	1,75E-05	1,43E-06	5,76E-06	1,47E-06
Transformation des terres	m2 de terre arable	-6,18E-07	2,60E-07	4,71E-06	3,68E-07	6,83E-07	7,68E-08	1,52E-08
Utilisation d'énergie fossile	MJ	1,00E-03	8,87E-03	1,16E+00	1,65E-02	7,01E-04	3,94E-03	1,51E-03

Indicateur	Unité	Travaux préliminaires	Exploration	Extraction	Traitement	Fin de vie	Transmission	Distribution
Utilisation des ressources minérales	kg	1,01E-05	1,34E-04	4,52E-04	7,64E-05	4,99E-06	8,97E-05	2,45E-05
Rareté de l'eau	m3 éq. mondial	1,52E-04	2,77E-04	6,34E-03	2,36E-04	1,39E-04	1,90E-04	5,22E-05
Acidification de l'eau douce	kg éq. SO2	3,56E-07	3,41E-06	2,29E-05	5,94E-06	2,68E-07	1,75E-06	3,97E-07
Acidification terrestre	kg éq. SO2	4,10E-07	3,73E-06	2,46E-05	6,17E-06	2,87E-07	1,90E-06	4,29E-07
Eutrophisation de l'eau douce	kg éq. PO4 P-lim	6,31E-08	8,73E-07	4,23E-06	7,97E-06	9,41E-08	5,11E-07	1,28E-07
Eutrophisation marine	kg éq. N N-lim	1,23E-08	1,24E-07	6,85E-07	7,49E-08	1,47E-08	5,20E-08	1,06E-08
Écotoxicité de l'eau douce	CTUe	2,87E-01	3,44E+00	1,64E+01	2,05E+01	6,92E-01	1,94E+00	4,69E-01
Formation de particules	kg éq. PM2.5	9,91E-11	4,35E-10	2,50E-09	5,49E-10	4,67E-11	3,17E-10	8,25E-11
Formation d'oxydant photochimique	kg éq. NMVOC	5,97E-07	6,12E-06	3,42E-05	4,47E-06	2,75E-07	3,03E-06	7,73E-07
Toxicité humaine, substances cancérigènes	CTUh	3,31E-12	2,72E-10	8,95E-10	2,83E-10	1,51E-11	1,47E-10	4,02E-11
Toxicité humaine, substances non cancérigènes	CTUh	9,47E-12	3,16E-10	1,12E-09	5,69E-10	2,07E-11	1,28E-10	3,15E-11
Radiations ionisantes	Bq éq. C-14	5,17E-04	3,74E-03	1,68E-02	2,27E-03	5,21E-04	1,85E-03	4,97E-04
Appauvrissement de la couche d'ozone	kg éq. CFC-11	1,15E-11	8,73E-11	4,50E-10	6,38E-11	4,85E-12	4,04E-11	1,10E-11

Tableau G-12 : Résultats bruts obtenus pour l'approvisionnement depuis la Colombie-Britannique, détaillés selon les étapes du cycle de vie.
Unité fonctionnelle (UF) : 1 MJ de gaz naturel produit.

Indicateur	Unité	Travaux préliminaires	Exploration	Extraction	Traitement	Fin de vie	Transmission	Distribution
Changement climatique, court terme	kg éq. CO2	1,17E-04	1,13E-03	7,51E-03	3,13E-03	7,02E-05	2,37E-03	5,47E-04
Changement climatique, long terme	kg éq. CO2	9,56E-05	8,79E-04	4,75E-03	2,21E-03	6,43E-05	2,20E-03	2,84E-04
Occupation des terres	m2 de terre arable	4,89E-05	9,99E-06	5,30E-05	1,75E-05	1,43E-06	6,00E-06	1,47E-06
Transformation des terres	m2 de terre arable	-6,18E-07	3,05E-07	5,02E-06	3,68E-07	6,83E-07	8,00E-08	1,52E-08
Utilisation d'énergie fossile	MJ	1,00E-03	1,04E-02	1,17E+00	1,65E-02	7,01E-04	4,10E-03	1,51E-03
Utilisation des ressources minérales	kg	1,01E-05	1,57E-04	5,11E-04	7,64E-05	4,99E-06	9,35E-05	2,45E-05
Rareté de l'eau	m3 éq. mondial	1,52E-04	3,26E-04	7,42E-03	2,36E-04	1,39E-04	1,98E-04	5,22E-05
Acidification de l'eau douce	kg éq. SO2	3,56E-07	4,01E-06	1,77E-05	5,94E-06	2,68E-07	1,82E-06	3,97E-07
Acidification terrestre	kg éq. SO2	4,10E-07	4,39E-06	1,92E-05	6,17E-06	2,87E-07	1,98E-06	4,29E-07
Eutrophisation de l'eau douce	kg éq. PO4 P-lim	6,31E-08	1,03E-06	4,06E-06	7,97E-06	9,41E-08	5,32E-07	1,28E-07
Eutrophisation marine	kg éq. N N-lim	1,23E-08	1,45E-07	6,70E-07	7,49E-08	1,47E-08	5,42E-08	1,06E-08
Écotoxicité de l'eau douce	CTUe	2,87E-01	4,04E+00	1,70E+01	2,05E+01	6,92E-01	2,02E+00	4,69E-01
Formation de particules	kg éq. PM2.5	9,91E-11	5,11E-10	2,25E-09	5,49E-10	4,67E-11	3,31E-10	8,25E-11
Formation d'oxydant photochimique	kg éq. NMVOC	5,97E-07	7,20E-06	3,04E-05	4,47E-06	2,75E-07	3,15E-06	7,73E-07
Toxicité humaine, substances cancérigènes	CTUh	3,31E-12	3,19E-10	1,01E-09	2,83E-10	1,51E-11	1,54E-10	4,02E-11

Indicateur	Unité	Travaux préliminaires	Exploration	Extraction	Traitement	Fin de vie	Transmission	Distribution
Toxicité humaine, substances non cancérigènes	CTUh	9,47E-12	3,72E-10	1,25E-09	5,69E-10	2,07E-11	1,34E-10	3,15E-11
Radiations ionisantes	Bq éq. C-14	5,17E-04	4,39E-03	1,93E-02	2,27E-03	5,21E-04	1,93E-03	4,97E-04
Appauvrissement de la couche d'ozone	kg éq .CFC-11	1,15E-11	1,03E-10	4,87E-10	6,38E-11	4,85E-12	4,21E-11	1,10E-11

Tableau G-13 : Résultats bruts obtenus pour l’approvisionnement à partir de biogaz issu de lieux d’enfouissement, détaillés selon les étapes du cycle de vie. Unité fonctionnelle (UF) : 1 MJ de gaz naturel produit.

Indicateur	Unité	Production	Distribution	Crédit
Changement climatique, court terme	kg éq. CO2	5,5642E-05	1,20E-03	-2,34E-04
Changement climatique, long terme	kg éq. CO2	5,2728E-05	6,21E-04	-7,57E-05
Occupation des terres	m2 de terre arable	1,6026E-05	3,21E-06	0,00E+00
Transformation des terres	m2 de terre arable	3,8749E-08	3,34E-08	0,00E+00
Utilisation d’énergie fossile	MJ	0,00036046	3,31E-03	0,00E+00
Utilisation des ressources minérales	kg	3,134E-06	5,37E-05	0,00E+00
Rareté de l’eau	m3 éq. mondial	0,00034714	1,14E-04	0,00E+00
Acidification de l’eau douce	kg éq. SO2	8,708E-08	8,69E-07	0,00E+00
Acidification terrestre	kg éq. SO2	1,0999E-07	9,40E-07	0,00E+00
Eutrophisation de l’eau douce	kg éq. PO4 P-lim	2,9596E-08	2,81E-07	0,00E+00
Eutrophisation marine	kg éq. N N-lim	2,7683E-09	2,33E-08	0,00E+00
Écotoxicité de l’eau douce	CTUe	0,47784953	1,03E+00	0,00E+00
Formation de particules	kg éq. PM2.5	1,4653E-11	1,81E-10	0,00E+00
Formation d’oxydant photochimique	kg éq. NMVOC	9,9513E-08	1,69E-06	-6,95E-08
Toxicité humaine, substances cancérigènes	CTUh	3,6743E-12	8,80E-11	0,00E+00
Toxicité humaine, substances non cancérigènes	CTUh	9,7047E-12	6,91E-11	0,00E+00
Radiations ionisantes	Bq éq. C-14	0,00177087	1,09E-03	0,00E+00
Appauvrissement de la couche d’ozone	kg éq. CFC-11	2,0213E-12	2,40E-11	0,00E+00

Tableau G-14 : Résultats bruts obtenus pour l'approvisionnement à partir de GNR issu de fumier animal, détaillés selon les étapes du cycle de vie. Unité fonctionnelle (UF) : 1 MJ de gaz naturel produit.

Indicateur	Unité	Production	Traitement	Distribution	Crédit
Changement climatique, court terme	kg éq. CO2	4,66E-02	2,75E-03	5,47E-04	-2,98E-01
Changement climatique, long terme	kg éq. CO2	3,35E-02	2,51E-03	2,84E-04	-9,66E-02
Occupation des terres	m2 de terre arable	1,18E-03	3,14E-04	1,47E-06	0,00E+00
Transformation des terres	m2 de terre arable	2,23E-06	1,13E-06	1,52E-08	0,00E+00
Utilisation d'énergie fossile	MJ	2,41E-02	2,36E-02	1,51E-03	0,00E+00
Utilisation des ressources minérales	kg	1,99E-04	4,41E-04	2,45E-05	0,00E+00
Rareté de l'eau	m3 éq. mondial	3,25E-03	4,21E-03	5,22E-05	0,00E+00
Acidification de l'eau douce	kg éq. SO2	1,75E-05	1,47E-05	3,97E-07	0,00E+00
Acidification terrestre	kg éq. SO2	6,19E-05	1,57E-05	4,29E-07	0,00E+00
Eutrophisation de l'eau douce	kg éq. PO4 P-lim	2,44E-06	9,51E-06	1,28E-07	0,00E+00
Eutrophisation marine	kg éq. N N-lim	2,01E-06	2,59E-07	1,06E-08	0,00E+00
Écotoxicité de l'eau douce	CTUe	1,55E+01	5,72E+01	4,69E-01	0,00E+00
Formation de particules	kg éq. PM2.5	5,65E-09	1,87E-09	8,25E-11	0,00E+00
Formation d'oxydant photochimique	kg éq. NMVOC	1,86E-05	8,56E-06	7,73E-07	-8,87E-05
Toxicité humaine, substances cancérigènes	CTUh	3,11E-10	5,13E-10	4,02E-11	0,00E+00
Toxicité humaine, substances non cancérigènes	CTUh	2,67E-09	2,67E-09	3,15E-11	0,00E+00
Radiations ionisantes	Bq éq. C-14	2,81E-02	3,76E-02	4,97E-04	0,00E+00
Appauvrissement de la couche d'ozone	kg éq. CFC-11	4,53E-10	1,44E-10	1,10E-11	0,00E+00

Tableau G-15 : Résultats bruts obtenus pour l'approvisionnement à partir de GNR issu d'eaux usées, détaillés selon les étapes du cycle de vie. Unité fonctionnelle (UF) : 1 MJ de gaz naturel produit.

Indicateur	Unité	Production	Traitement	Distribution	Crédit
Changement climatique, court terme	kg éq. CO2	3,52E-02	2,75E-03	5,47E-04	-5,49E-02
Changement climatique, long terme	kg éq. CO2	2,55E-02	2,51E-03	2,84E-04	-3,80E-02
Occupation des terres	m2 de terre arable	2,42E-03	3,14E-04	1,47E-06	-2,65E-04
Transformation des terres	m2 de terre arable	2,56E-05	1,13E-06	1,52E-08	-2,63E-06
Utilisation d'énergie fossile	MJ	2,59E-01	2,36E-02	1,51E-03	-5,46E-02
Utilisation des ressources minérales	kg	6,24E-04	4,41E-04	2,45E-05	-2,32E-04
Rareté de l'eau	m3 éq. mondial	5,21E-03	4,21E-03	5,22E-05	-7,04E-04
Acidification de l'eau douce	kg éq. SO2	1,26E-04	1,47E-05	3,97E-07	-8,29E-11
Acidification terrestre	kg éq. SO2	1,66E-04	1,57E-05	4,29E-07	-7,07E-08
Eutrophisation de l'eau douce	kg éq. PO4 P-lim	1,21E-05	9,51E-06	1,28E-07	-2,55E-07
Eutrophisation marine	kg éq. N N-lim	2,46E-06	2,59E-07	1,06E-08	-2,80E-06
Écotoxicité de l'eau douce	CTUe	5,75E+01	5,72E+01	4,69E-01	-1,37E+03
Formation de particules	kg éq. PM2.5	1,63E-08	1,87E-09	8,25E-11	-2,63E-06
Formation d'oxydant photochimique	kg éq. NMVOC	6,43E-05	8,56E-06	7,73E-07	-7,99E-05
Toxicité humaine, substances cancérigènes	CTUh	8,46E-10	5,13E-10	4,02E-11	-1,71E-09
Toxicité humaine, substances non cancérigènes	CTUh	2,02E-09	2,67E-09	3,15E-11	-2,45E-09
Radiations ionisantes	Bq éq. C-14	1,16E-01	3,76E-02	4,97E-04	-1,51E-02
Appauvrissement de la couche d'ozone	kg éq. CFC-11	3,50E-09	1,44E-10	1,10E-11	-9,86E-10

Tableau G-16 : Résultats bruts obtenus pour l'approvisionnement à partir de GNR issu de lieux d'enfouissement, détaillés selon les étapes du cycle de vie. Unité fonctionnelle (UF) : 1 MJ de gaz naturel produit.

Indicateur	Unité	Production	Traitement	Distribution	Crédit
Changement climatique, court terme	kg éq. CO2	6,18E-05	2,99E-03	5,47E-04	-1,68E-04
Changement climatique, long terme	kg éq. CO2	5,49E-05	9,14E-03	2,84E-04	-5,43E-05
Occupation des terres	m2 de terre arable	1,67E-05	2,41E-04	1,47E-06	0,00E+00
Transformation des terres	m2 de terre arable	4,04E-08	9,47E-07	1,52E-08	0,00E+00
Utilisation d'énergie fossile	MJ	3,75E-04	2,12E-02	1,51E-03	0,00E+00
Utilisation des ressources minérales	kg	3,26E-06	4,27E-04	2,45E-05	0,00E+00
Rareté de l'eau	m3 éq. mondial	3,62E-04	2,64E-03	5,22E-05	0,00E+00
Acidification de l'eau douce	kg éq. SO2	9,07E-08	2,96E-05	3,97E-07	0,00E+00
Acidification terrestre	kg éq. SO2	1,15E-07	3,05E-05	4,29E-07	0,00E+00
Eutrophisation de l'eau douce	kg éq. PO4 P-lim	3,08E-08	9,29E-06	1,28E-07	0,00E+00
Eutrophisation marine	kg éq. N N-lim	2,88E-09	2,42E-07	1,06E-08	0,00E+00
Écotoxicité de l'eau douce	CTUe	4,98E-01	5,47E+01	4,69E-01	0,00E+00
Formation de particules	kg éq. PM2.5	1,53E-11	2,72E-09	8,25E-11	0,00E+00
Formation d'oxydant photochimique	kg éq. NMVOC	1,04E-07	1,56E-05	7,73E-07	-4,98E-08
Toxicité humaine, substances cancérigènes	CTUh	3,83E-12	4,95E-10	4,02E-11	0,00E+00
Toxicité humaine, substances non cancérigènes	CTUh	1,01E-11	2,62E-09	3,15E-11	0,00E+00
Radiations ionisantes	Bq éq. C-14	1,84E-03	2,93E-02	4,97E-04	0,00E+00
Appauvrissement de la couche d'ozone	kg éq. CFC-11	2,11E-12	1,33E-10	1,10E-11	0,00E+00

Tableau G-17 : Résultats bruts obtenus pour l’approvisionnement à partir de GNR issu de matières organiques résidentielles, détaillés selon les étapes du cycle de vie. Unité fonctionnelle (UF) : 1 MJ de gaz naturel produit.

Indicateur	Unité	Production	Traitement	Distribution	Crédit
Changement climatique, court terme	kg éq. CO2	2,17E-02	2,57E-03	5,47E-04	-5,64E-02
Changement climatique, long terme	kg éq. CO2	1,20E-02	2,34E-03	2,84E-04	-1,86E-02
Occupation des terres	m2 de terre arable	1,02E-03	2,93E-04	1,47E-06	-1,34E-04
Transformation des terres	m2 de terre arable	2,82E-05	1,05E-06	1,52E-08	-1,29E-06
Utilisation d’énergie fossile	MJ	2,82E-02	2,20E-02	1,51E-03	-8,11E-03
Utilisation des ressources minérales	kg	7,78E-04	4,11E-04	2,45E-05	-1,38E-05
Rareté de l’eau	m3 éq. mondial	5,02E-03	3,93E-03	5,22E-05	-2,45E-04
Acidification de l’eau douce	kg éq. SO2	2,09E-05	1,37E-05	3,97E-07	-5,47E-12
Acidification terrestre	kg éq. SO2	7,19E-05	1,47E-05	4,29E-07	-4,62E-09
Eutrophisation de l’eau douce	kg éq. PO4 P-lim	3,03E-06	8,88E-06	1,28E-07	-1,70E-08
Eutrophisation marine	kg éq. N N-lim	2,29E-06	2,42E-07	1,06E-08	-6,18E-08
Écotoxicité de l’eau douce	CTUe	3,00E+01	5,34E+01	4,69E-01	-1,32E+00
Formation de particules	kg éq. PM2.5	6,69E-09	1,74E-09	8,25E-11	-2,76E-07
Formation d’oxydant photochimique	kg éq. NMVOC	2,35E-05	7,99E-06	7,73E-07	-1,99E-05
Toxicité humaine, substances cancérigènes	CTUh	6,81E-10	4,79E-10	4,02E-11	-2,39E-11
Toxicité humaine, substances non cancérigènes	CTUh	2,55E-09	2,49E-09	3,15E-11	-6,03E-11
Radiations ionisantes	Bq éq. C-14	3,08E-02	3,51E-02	4,97E-04	-4,95E-03
Appauvrissement de la couche d’ozone	kg éq .CFC-11	2,75E-10	1,34E-10	1,10E-11	-1,10E-10

Tableau G-18 : Résultats bruts obtenus pour la génération de chaleur, selon le mix gazier modélisé.
Unité fonctionnelle (UF) : 1 MJ de chaleur fournie.

Indicateur	Unité	Total	É.-U. Marcellus	É.-U. Barnett	É.-U. Haynesville	É.-U. Fayetteville	É.-U. Woodford	É.-U. Autres	Alberta	Colombie- Britannique	Biogaz	GNR
Mix gazier modélisé	%	100%	10,44%	2,35%	3,20%	0,43%	1,06%	2,52%	53,40%	26,06%	0,50%	0,04%
Changement climatique, court terme	kg éq. CO2	7,25E-02	7,57E-03	1,70E-03	2,32E-03	3,12E-04	7,69E-04	1,83E-03	3,87E-02	1,89E-02	3,63E-04	2,90E-05
Changement climatique, long terme	kg éq. CO2	6,87E-02	7,17E-03	1,61E-03	2,20E-03	2,95E-04	7,28E-04	1,73E-03	3,67E-02	1,79E-02	3,43E-04	2,75E-05
Occupation des terres	m2 de terre arable	4,98E-03	5,20E-04	1,17E-04	1,59E-04	2,14E-05	5,28E-05	1,26E-04	2,66E-03	1,30E-03	2,49E-05	1,99E-06
Transformation des terres	m2 de terre arable	1,94E-05	2,03E-06	4,56E-07	6,21E-07	8,34E-08	2,06E-07	4,89E-07	1,04E-05	5,06E-06	9,70E-08	7,76E-09
Utilisation d'énergie fossile	MJ	1,22E+00	1,27E-01	2,86E-02	3,90E-02	5,23E-03	1,29E-02	3,07E-02	6,50E-01	3,17E-01	6,09E-03	4,87E-04
Utilisation des ressources minérales	kg	1,79E-03	1,87E-04	4,22E-05	5,74E-05	7,72E-06	1,90E-05	4,52E-05	9,58E-04	4,68E-04	8,97E-06	7,18E-07
Rareté de l'eau	m3 éq. mondial	1,10E-02	1,15E-03	2,58E-04	3,52E-04	4,73E-05	1,16E-04	2,77E-04	5,87E-03	2,86E-03	5,49E-05	4,40E-06
Acidification de l'eau douce	kg éq. SO2	1,02E-04	1,06E-05	2,39E-06	3,25E-06	4,37E-07	1,08E-06	2,56E-06	5,43E-05	2,65E-05	5,08E-07	4,07E-08
Acidification terrestre	kg éq. SO2	1,10E-04	1,14E-05	2,57E-06	3,50E-06	4,71E-07	1,16E-06	2,76E-06	5,85E-05	2,85E-05	5,48E-07	4,38E-08

Indicateur	Unité	Total	É.-U. Marcellus	É.-U. Barnett	É.-U. Haynesville	É.-U. Fayetteville	É.-U. Woodford	É.-U. Autres	Alberta	Colombie- Britannique	Biogaz	GNR
Eutrophisation de l'eau douce	kg éq. PO4 P-lim	2,72E-05	2,84E-06	6,40E-07	8,72E-07	1,17E-07	2,89E-07	6,87E-07	1,45E-05	7,10E-06	1,36E-07	1,09E-08
Eutrophisation marine	kg éq. N N-lim	2,58E-06	2,69E-07	6,06E-08	8,25E-08	1,11E-08	2,73E-08	6,50E-08	1,38E-06	6,72E-07	1,29E-08	1,03E-09
Écotoxicité de l'eau douce	CTUe	1,10E+02	1,15E+01	2,58E+00	3,52E+00	4,73E-01	1,16E+00	2,77E+00	5,87E+01	2,86E+01	5,49E-01	4,40E-02
Formation de particules	kg éq. PM2.5	1,60E-08	1,67E-09	3,76E-10	5,12E-10	6,88E-11	1,70E-10	4,03E-10	8,55E-09	4,17E-09	8,00E-11	6,40E-12
Formation d'oxydant photochimique	kg éq. NMVOC	1,97E-04	2,06E-05	4,63E-06	6,30E-06	8,47E-07	2,09E-06	4,96E-06	1,05E-04	5,13E-05	9,85E-07	7,88E-08
Toxicité humaine, substances cancérigènes	CTUh	2,91E-09	3,04E-10	6,84E-11	9,32E-11	1,25E-11	3,09E-11	7,34E-11	1,56E-09	7,59E-10	1,46E-11	1,16E-12
Toxicité humaine, substances non cancérigènes	CTUh	5,02E-09	5,24E-10	1,18E-10	1,61E-10	2,16E-11	5,32E-11	1,27E-10	2,68E-09	1,31E-09	2,51E-11	2,01E-12
Radiations ionisantes	Bq éq. C-14	2,16E-01	2,26E-02	5,08E-03	6,91E-03	9,29E-04	2,29E-03	5,44E-03	1,15E-01	5,63E-02	1,08E-03	8,64E-05
Appauvrissement de la couche d'ozone	kg éq. .CFC-11	5,00E-09	5,22E-10	1,17E-10	1,60E-10	2,15E-11	5,30E-11	1,26E-10	2,67E-09	1,30E-09	2,50E-11	2,00E-12

Tableau G-19 : Résultats bruts obtenus pour la génération de chaleur à partir de gaz naturel issu du gisement du Marcellus, détaillés selon les étapes du cycle de vie. Unité fonctionnelle (UF) : 1 MJ de gaz chaleur fournie.

Indicateur	Unité	Travaux préliminaires	Exploration	Extraction	Traitement	Fin de vie	Transmission	Distribution	Utilisation
Changement climatique, court terme	kg éq. CO2	9,83E-05	9,52E-04	5,42E-03	2,69E-03	6,93E-05	5,83E-04	5,51E-04	6,20E-02
Changement climatique, long terme	kg éq. CO2	9,44E-05	7,38E-04	3,67E-03	1,75E-03	6,35E-05	4,33E-04	2,86E-04	6,20E-02
Occupation des terres	m2 de terre arable	4,83E-05	8,38E-06	4,45E-05	1,58E-05	1,41E-06	1,18E-06	1,48E-06	1,76E-05
Transformation des terres	m2 de terre arable	-6,10E-07	2,56E-07	4,22E-06	3,60E-07	6,74E-07	1,58E-08	1,53E-08	1,15E-07
Utilisation d'énergie fossile	MJ	9,89E-04	8,76E-03	1,17E+00	1,81E-02	6,92E-04	8,10E-04	1,52E-03	1,03E-03
Utilisation des ressources minérales	kg	9,98E-06	1,32E-04	4,29E-04	7,60E-05	4,93E-06	1,85E-05	2,47E-05	1,59E-05
Rareté de l'eau	m3 éq. mondial	1,51E-04	2,74E-04	6,23E-03	2,35E-04	1,37E-04	3,91E-05	5,26E-05	1,05E-03
Acidification de l'eau douce	kg éq. SO2	3,51E-07	3,37E-06	1,48E-05	3,98E-06	2,64E-07	3,59E-07	4,00E-07	9,36E-06
Acidification terrestre	kg éq. SO2	4,05E-07	3,69E-06	1,61E-05	4,24E-06	2,84E-07	3,90E-07	4,32E-07	1,06E-05
Eutrophisation de l'eau douce	kg éq. PO4 P-lim	6,23E-08	8,62E-07	3,41E-06	3,89E-06	9,30E-08	1,05E-07	1,29E-07	1,99E-07
Eutrophisation marine	kg éq. N N-lim	1,21E-08	1,22E-07	5,63E-07	6,23E-08	1,45E-08	1,07E-08	1,07E-08	4,60E-07
Écotoxicité de l'eau douce	CTUe	2,84E-01	3,39E+00	1,43E+01	1,19E+01	6,83E-01	4,00E-01	4,73E-01	1,54E+00
Formation de particules	kg éq. PM2.5	9,79E-11	4,29E-10	1,89E-09	9,45E-10	4,61E-11	6,53E-11	8,32E-11	6,06E-10

Indicateur	Unité	Travaux préliminaires	Exploration	Extraction	Traitement	Fin de vie	Transmission	Distribution	Utilisation
Formation d'oxydant photochimique	kg éq. NMVOC	5,90E-07	6,05E-06	2,53E-05	3,42E-06	2,72E-07	6,23E-07	7,79E-07	2,39E-05
Toxicité humaine, substances cancérigènes	CTUh	3,26E-12	2,68E-10	8,49E-10	1,92E-10	1,49E-11	3,03E-11	4,05E-11	4,82E-11
Toxicité humaine, substances non cancérigènes	CTUh	9,36E-12	3,12E-10	1,05E-09	4,15E-10	2,04E-11	2,64E-11	3,18E-11	1,38E-10
Radiations ionisantes	Bq éq. C-14	5,11E-04	3,69E-03	1,62E-02	2,85E-02	5,14E-04	3,80E-04	5,01E-04	1,92E-03
Appauvrissement de la couche d'ozone	kg éq. CFC-11	1,14E-11	8,62E-11	4,09E-10	8,66E-11	4,79E-12	8,32E-12	1,11E-11	6,74E-12

Tableau G-20 : Résultats bruts obtenus pour la génération de chaleur à partir de gaz naturel issu du gisement de Barnett, détaillés selon les étapes du cycle de vie. Unité fonctionnelle (UF) : 1 MJ de gaz chaleur fournie.

Indicateur	Unité	Travaux préliminaires	Exploration	Extraction	Traitement	Fin de vie	Transmission	Distribution	Utilisation
Changement climatique, court terme	kg éq. CO2	1,31E-04	1,27E-03	1,12E-02	2,73E-03	9,24E-05	1,59E-03	5,51E-04	6,20E-02
Changement climatique, long terme	kg éq. CO2	1,26E-04	9,85E-04	6,31E-03	1,78E-03	8,47E-05	1,41E-03	2,86E-04	6,20E-02
Occupation des terres	m2 de terre arable	6,44E-05	1,12E-05	5,94E-05	1,64E-05	1,88E-06	3,85E-06	1,48E-06	1,76E-05
Transformation des terres	m2 de terre arable	-8,14E-07	3,42E-07	5,63E-06	3,71E-07	8,99E-07	5,13E-08	1,53E-08	1,15E-07
Utilisation d'énergie fossile	MJ	1,32E-03	1,17E-02	1,19E+00	1,82E-02	9,23E-04	2,65E-03	1,52E-03	1,03E-03
Utilisation des ressources minérales	kg	1,33E-05	1,76E-04	5,72E-04	7,82E-05	6,58E-06	5,99E-05	2,47E-05	1,59E-05

Indicateur	Unité	Travaux préliminaires	Exploration	Extraction	Traitement	Fin de vie	Transmission	Distribution	Utilisation
Rareté de l'eau	m3 éq. mondial	2,01E-04	3,65E-04	8,31E-03	2,38E-04	1,83E-04	1,27E-04	5,26E-05	1,05E-03
Acidification de l'eau douce	kg éq. SO2	4,68E-07	4,49E-06	1,98E-05	4,00E-06	3,53E-07	1,17E-06	4,00E-07	9,36E-06
Acidification terrestre	kg éq. SO2	5,41E-07	4,92E-06	2,15E-05	4,27E-06	3,78E-07	1,27E-06	4,32E-07	1,06E-05
Eutrophisation de l'eau douce	kg éq. PO4 P-lim	8,31E-08	1,15E-06	4,55E-06	3,91E-06	1,24E-07	3,41E-07	1,29E-07	1,99E-07
Eutrophisation marine	kg éq. N N-lim	1,62E-08	1,63E-07	7,50E-07	6,28E-08	1,93E-08	3,48E-08	1,07E-08	4,60E-07
Écotoxicité de l'eau douce	CTUe	3,78E-01	4,53E+00	1,90E+01	1,20E+01	9,11E-01	1,30E+00	4,73E-01	1,54E+00
Formation de particules	kg éq. PM2.5	1,31E-10	5,72E-10	2,52E-09	9,50E-10	6,15E-11	2,12E-10	8,32E-11	6,06E-10
Formation d'oxydant photochimique	kg éq. NMVOC	7,87E-07	8,07E-06	3,48E-05	3,47E-06	3,62E-07	2,03E-06	7,79E-07	2,39E-05
Toxicité humaine, substances cancérigènes	CTUh	4,35E-12	3,58E-10	1,13E-09	1,97E-10	1,99E-11	9,85E-11	4,05E-11	4,82E-11
Toxicité humaine, substances non cancérigènes	CTUh	1,25E-11	4,16E-10	1,40E-09	4,20E-10	2,73E-11	8,58E-11	3,18E-11	1,38E-10
Radiations ionisantes	Bq éq. C-14	6,82E-04	4,92E-03	2,16E-02	2,85E-02	6,86E-04	1,23E-03	5,01E-04	1,92E-03
Appauvrissement de la couche d'ozone	kg éq. CFC-11	1,51E-11	1,15E-10	5,46E-10	8,76E-11	6,39E-12	2,70E-11	1,11E-11	6,74E-12

Tableau G-21 : Résultats bruts obtenus pour la génération de chaleur à partir de gaz naturel issu du gisement d'Haynesville, détaillés selon les étapes du cycle de vie. Unité fonctionnelle (UF) : 1 MJ de gaz chaleur fournie.

Indicateur	Unité	Travaux préliminaires	Exploration	Extraction	Traitement	Fin de vie	Transmission	Distribution	Utilisation
Changement climatique, court terme	kg éq. CO2	5,36E-05	5,20E-04	4,59E-03	1,75E-03	3,78E-05	1,57E-03	5,51E-04	6,20E-02
Changement climatique, long terme	kg éq. CO2	5,15E-05	4,03E-04	2,60E-03	8,47E-04	3,46E-05	1,40E-03	2,86E-04	6,20E-02
Occupation des terres	m2 de terre arable	2,63E-05	4,57E-06	2,43E-05	6,81E-06	7,69E-07	3,81E-06	1,48E-06	1,76E-05
Transformation des terres	m2 de terre arable	-3,33E-07	1,40E-07	2,30E-06	1,72E-07	3,68E-07	5,08E-08	1,53E-08	1,15E-07
Utilisation d'énergie fossile	MJ	5,40E-04	4,78E-03	1,15E+00	4,90E-03	3,77E-04	2,62E-03	1,52E-03	1,03E-03
Utilisation des ressources minérales	kg	5,44E-06	7,19E-05	2,34E-04	6,25E-05	2,69E-06	5,93E-05	2,47E-05	1,59E-05
Rareté de l'eau	m3 éq. mondial	8,21E-05	1,49E-04	3,40E-03	7,33E-05	7,50E-05	1,26E-04	5,26E-05	1,05E-03
Acidification de l'eau douce	kg éq. SO2	1,92E-07	1,84E-06	8,10E-06	1,21E-06	1,44E-07	1,15E-06	4,00E-07	9,36E-06
Acidification terrestre	kg éq. SO2	2,21E-07	2,01E-06	8,81E-06	1,28E-06	1,55E-07	1,25E-06	4,32E-07	1,06E-05
Eutrophisation de l'eau douce	kg éq. PO4 P-lim	3,40E-08	4,70E-07	1,86E-06	5,92E-07	5,07E-08	3,38E-07	1,29E-07	1,99E-07
Eutrophisation marine	kg éq. N N-lim	6,62E-09	6,66E-08	3,08E-07	2,29E-08	7,89E-09	3,44E-08	1,07E-08	4,60E-07
Écotoxicité de l'eau douce	CTUe	1,55E-01	1,85E+00	7,79E+00	2,60E+00	3,73E-01	1,28E+00	4,73E-01	1,54E+00
Formation de particules	kg éq. PM2.5	5,34E-11	2,34E-10	1,03E-09	1,99E-10	2,52E-11	2,10E-10	8,32E-11	6,06E-10

Indicateur	Unité	Travaux préliminaires	Exploration	Extraction	Traitement	Fin de vie	Transmission	Distribution	Utilisation
Formation d'oxydant photochimique	kg éq. NMVOC	3,22E-07	3,30E-06	1,43E-05	1,70E-06	1,48E-07	2,01E-06	7,79E-07	2,39E-05
Toxicité humaine, substances cancérigènes	CTUh	1,78E-12	1,46E-10	4,63E-10	9,00E-11	8,15E-12	9,75E-11	4,05E-11	4,82E-11
Toxicité humaine, substances non cancérigènes	CTUh	5,10E-12	1,70E-10	5,75E-10	1,64E-10	1,11E-11	8,49E-11	3,18E-11	1,38E-10
Radiations ionisantes	Bq éq. C-14	2,79E-04	2,01E-03	8,85E-03	1,40E-03	2,81E-04	1,22E-03	5,01E-04	1,92E-03
Appauvrissement de la couche d'ozone	kg éq. CFC-11	6,19E-12	4,70E-11	2,23E-10	2,29E-11	2,61E-12	2,67E-11	1,11E-11	6,74E-12

Tableau G-22 : Résultats bruts obtenus pour la génération de chaleur à partir de gaz naturel issu du gisement de Fayetteville, détaillés selon les étapes du cycle de vie. Unité fonctionnelle (UF) : 1 MJ de gaz chaleur fournie.

Indicateur	Unité	Travaux préliminaires	Exploration	Extraction	Traitement	Fin de vie	Transmission	Distribution	Utilisation
Changement climatique, court terme	kg éq. CO2	1,18E-04	1,14E-03	7,71E-03	4,20E-03	8,32E-05	1,06E-03	5,51E-04	6,20E-02
Changement climatique, long terme	kg éq. CO2	1,13E-04	8,86E-04	4,84E-03	3,25E-03	7,62E-05	9,01E-04	2,86E-04	6,20E-02
Occupation des terres	m2 de terre arable	5,79E-05	1,01E-05	5,34E-05	1,62E-05	1,69E-06	2,45E-06	1,48E-06	1,76E-05
Transformation des terres	m2 de terre arable	-7,33E-07	3,08E-07	5,06E-06	4,10E-07	8,09E-07	3,27E-08	1,53E-08	1,15E-07
Utilisation d'énergie fossile	MJ	1,19E-03	1,05E-02	1,18E+00	1,61E-02	8,30E-04	1,69E-03	1,52E-03	1,03E-03
Utilisation des ressources minérales	kg	1,20E-05	1,58E-04	5,15E-04	8,05E-05	5,92E-06	3,82E-05	2,47E-05	1,59E-05

Indicateur	Unité	Travaux préliminaires	Exploration	Extraction	Traitement	Fin de vie	Transmission	Distribution	Utilisation
Rareté de l'eau	m3 éq. mondial	1,81E-04	3,29E-04	7,48E-03	2,14E-04	1,65E-04	8,10E-05	5,26E-05	1,05E-03
Acidification de l'eau douce	kg éq. SO2	4,21E-07	4,04E-06	1,78E-05	3,77E-06	3,17E-07	7,44E-07	4,00E-07	9,36E-06
Acidification terrestre	kg éq. SO2	4,87E-07	4,42E-06	1,93E-05	4,02E-06	3,41E-07	8,09E-07	4,32E-07	1,06E-05
Eutrophisation de l'eau douce	kg éq. PO4 P-lim	7,48E-08	1,03E-06	4,10E-06	3,41E-06	1,12E-07	2,18E-07	1,29E-07	1,99E-07
Eutrophisation marine	kg éq. N N-lim	1,46E-08	1,47E-07	6,75E-07	6,42E-08	1,74E-08	2,22E-08	1,07E-08	4,60E-07
Écotoxicité de l'eau douce	CTUe	3,41E-01	4,07E+00	1,71E+01	1,10E+01	8,20E-01	8,27E-01	4,73E-01	1,54E+00
Formation de particules	kg éq. PM2.5	1,17E-10	5,15E-10	2,27E-09	8,42E-10	5,53E-11	1,35E-10	8,32E-11	6,06E-10
Formation d'oxydant photochimique	kg éq. NMVOC	7,08E-07	7,26E-06	3,07E-05	3,38E-06	3,26E-07	1,29E-06	7,79E-07	2,39E-05
Toxicité humaine, substances cancérigènes	CTUh	3,92E-12	3,22E-10	1,02E-09	1,86E-10	1,79E-11	6,28E-11	4,05E-11	4,82E-11
Toxicité humaine, substances non cancérigènes	CTUh	1,12E-11	3,75E-10	1,26E-09	4,22E-10	2,45E-11	5,47E-11	3,18E-11	1,38E-10
Radiations ionisantes	Bq éq. C-14	6,13E-04	4,43E-03	1,95E-02	2,32E-02	6,17E-04	7,87E-04	5,01E-04	1,92E-03
Appauvrissement de la couche d'ozone	kg éq. CFC-11	1,36E-11	1,03E-10	4,91E-10	7,81E-11	5,75E-12	1,72E-11	1,11E-11	6,74E-12

Tableau G-23 : Résultats bruts obtenus pour la génération de chaleur à partir de gaz naturel issu du gisement de Woodford, détaillés selon les étapes du cycle de vie. Unité fonctionnelle (UF) : 1 MJ de gaz chaleur fournie.

Indicateur	Unité	Travaux préliminaires	Exploration	Extraction	Traitement	Fin de vie	Transmission	Distribution	Utilisation
Changement climatique, court terme	kg éq. CO2	7,86E-05	7,62E-04	5,15E-03	4,18E-03	5,55E-05	1,99E-03	5,51E-04	6,20E-02
Changement climatique, long terme	kg éq. CO2	7,55E-05	5,90E-04	3,23E-03	3,24E-03	5,08E-05	1,81E-03	2,86E-04	6,20E-02
Occupation des terres	m2 de terre arable	3,86E-05	6,71E-06	3,56E-05	1,55E-05	1,13E-06	4,93E-06	1,48E-06	1,76E-05
Transformation des terres	m2 de terre arable	-4,88E-07	2,05E-07	3,38E-06	3,97E-07	5,39E-07	6,57E-08	1,53E-08	1,15E-07
Utilisation d'énergie fossile	MJ	7,91E-04	7,01E-03	1,16E+00	1,59E-02	5,54E-04	3,39E-03	1,52E-03	1,03E-03
Utilisation des ressources minérales	kg	7,98E-06	1,06E-04	3,43E-04	7,79E-05	3,95E-06	7,68E-05	2,47E-05	1,59E-05
Rareté de l'eau	m3 éq. mondial	1,20E-04	2,19E-04	4,98E-03	2,11E-04	1,10E-04	1,63E-04	5,26E-05	1,05E-03
Acidification de l'eau douce	kg éq. SO2	2,81E-07	2,69E-06	1,19E-05	3,74E-06	2,12E-07	1,49E-06	4,00E-07	9,36E-06
Acidification terrestre	kg éq. SO2	3,24E-07	2,95E-06	1,29E-05	3,98E-06	2,27E-07	1,62E-06	4,32E-07	1,06E-05
Eutrophisation de l'eau douce	kg éq. PO4 P-lim	4,99E-08	6,90E-07	2,73E-06	3,39E-06	7,44E-08	4,37E-07	1,29E-07	1,99E-07
Eutrophisation marine	kg éq. N N-lim	9,71E-09	9,77E-08	4,51E-07	6,35E-08	1,16E-08	4,45E-08	1,07E-08	4,60E-07
Écotoxicité de l'eau douce	CTUe	2,27E-01	2,72E+00	1,14E+01	1,09E+01	5,47E-01	1,66E+00	4,73E-01	1,54E+00
Formation de particules	kg éq. PM2.5	7,83E-11	3,43E-10	1,51E-09	8,36E-10	3,69E-11	2,72E-10	8,32E-11	6,06E-10

Indicateur	Unité	Travaux préliminaires	Exploration	Extraction	Traitement	Fin de vie	Transmission	Distribution	Utilisation
Formation d'oxydant photochimique	kg éq. NMVOC	4,72E-07	4,84E-06	2,05E-05	3,32E-06	2,17E-07	2,60E-06	7,79E-07	2,39E-05
Toxicité humaine, substances cancérigènes	CTUh	2,61E-12	2,15E-10	6,79E-10	1,80E-10	1,19E-11	1,26E-10	4,05E-11	4,82E-11
Toxicité humaine, substances non cancérigènes	CTUh	7,48E-12	2,50E-10	8,43E-10	4,15E-10	1,64E-11	1,10E-10	3,18E-11	1,38E-10
Radiations ionisantes	Bq éq. C-14	4,09E-04	2,95E-03	1,30E-02	2,31E-02	4,12E-04	1,58E-03	5,01E-04	1,92E-03
Appauvrissement de la couche d'ozone	kg éq. CFC-11	9,08E-12	6,90E-11	3,27E-10	7,69E-11	3,83E-12	3,46E-11	1,11E-11	6,74E-12

Tableau G-24 : Résultats bruts obtenus pour la génération de chaleur à partir de gaz naturel issu des autres gisements des États-Unis, détaillés selon les étapes du cycle de vie. Unité fonctionnelle (UF) : 1 MJ de gaz chaleur fournie.

Indicateur	Unité	Travaux préliminaires	Exploration	Extraction	Traitement	Fin de vie	Transmission	Distribution	Utilisation
Changement climatique, court terme	kg éq. CO2	1,00E-04	9,72E-04	6,76E-03	3,15E-03	7,07E-05	1,06E-03	5,51E-04	6,20E-02
Changement climatique, long terme	kg éq. CO2	9,63E-05	7,53E-04	4,34E-03	2,22E-03	6,48E-05	9,01E-04	2,86E-04	6,20E-02
Occupation des terres	m2 de terre arable	4,93E-05	8,55E-06	4,76E-05	1,76E-05	1,44E-06	2,45E-06	1,48E-06	1,76E-05
Transformation des terres	m2 de terre arable	-6,23E-07	2,61E-07	4,75E-06	3,71E-07	6,88E-07	3,27E-08	1,53E-08	1,15E-07
Utilisation d'énergie fossile	MJ	1,01E-03	8,94E-03	1,17E+00	1,66E-02	7,06E-04	1,69E-03	1,52E-03	1,03E-03
Utilisation des ressources minérales	kg	1,02E-05	1,35E-04	4,55E-04	7,69E-05	5,03E-06	3,82E-05	2,47E-05	1,59E-05

Indicateur	Unité	Travaux préliminaires	Exploration	Extraction	Traitement	Fin de vie	Transmission	Distribution	Utilisation
Rareté de l'eau	m3 éq. mondial	1,54E-04	2,79E-04	6,39E-03	2,38E-04	1,40E-04	8,10E-05	5,26E-05	1,05E-03
Acidification de l'eau douce	kg éq. SO2	3,58E-07	3,44E-06	2,31E-05	5,99E-06	2,70E-07	7,44E-07	4,00E-07	9,36E-06
Acidification terrestre	kg éq. SO2	4,14E-07	3,76E-06	2,47E-05	6,22E-06	2,90E-07	8,09E-07	4,32E-07	1,06E-05
Eutrophisation de l'eau douce	kg éq. PO4 P-lim	6,36E-08	8,79E-07	4,27E-06	8,03E-06	9,49E-08	2,18E-07	1,29E-07	1,99E-07
Eutrophisation marine	kg éq. N N-lim	1,24E-08	1,25E-07	6,91E-07	7,54E-08	1,48E-08	2,22E-08	1,07E-08	4,60E-07
Écotoxicité de l'eau douce	CTUe	2,89E-01	3,46E+00	1,66E+01	2,06E+01	6,97E-01	8,27E-01	4,73E-01	1,54E+00
Formation de particules	kg éq. PM2.5	9,98E-11	4,38E-10	2,52E-09	5,53E-10	4,70E-11	1,35E-10	8,32E-11	6,06E-10
Formation d'oxydant photochimique	kg éq. NMVOC	6,02E-07	6,17E-06	3,44E-05	4,50E-06	2,77E-07	1,29E-06	7,79E-07	2,39E-05
Toxicité humaine, substances cancérigènes	CTUh	3,33E-12	2,74E-10	9,01E-10	2,86E-10	1,52E-11	6,28E-11	4,05E-11	4,82E-11
Toxicité humaine, substances non cancérigènes	CTUh	9,54E-12	3,18E-10	1,13E-09	5,73E-10	2,09E-11	5,47E-11	3,18E-11	1,38E-10
Radiations ionisantes	Bq éq. C-14	5,21E-04	3,76E-03	1,69E-02	2,29E-03	5,25E-04	7,87E-04	5,01E-04	1,92E-03
Appauvrissement de la couche d'ozone	kg éq. CFC-11	1,16E-11	8,80E-11	4,54E-10	6,43E-11	4,89E-12	1,72E-11	1,11E-11	6,74E-12

Tableau G-25 : Résultats bruts obtenus pour la génération de chaleur à partir de gaz naturel issu de l'Alberta, détaillés selon les étapes du cycle de vie. Unité fonctionnelle (UF) : 1 MJ de gaz chaleur fournie.

Indicateur	Unité	Travaux préliminaires	Exploration	Extraction	Traitement	Fin de vie	Transmission	Distribution	Utilisation
Changement climatique, court terme	kg éq. CO2	1,00E-04	9,72E-04	6,76E-03	3,15E-03	7,07E-05	2,30E-03	5,51E-04	6,20E-02
Changement climatique, long terme	kg éq. CO2	9,63E-05	7,53E-04	4,34E-03	2,22E-03	6,48E-05	2,12E-03	2,86E-04	6,20E-02
Occupation des terres	m2 de terre arable	4,93E-05	8,55E-06	4,76E-05	1,76E-05	1,44E-06	5,80E-06	1,48E-06	1,76E-05
Transformation des terres	m2 de terre arable	-6,23E-07	2,61E-07	4,75E-06	3,71E-07	6,88E-07	7,74E-08	1,53E-08	1,15E-07
Utilisation d'énergie fossile	MJ	1,01E-03	8,94E-03	1,17E+00	1,66E-02	7,06E-04	3,97E-03	1,52E-03	1,03E-03
Utilisation des ressources minérales	kg	1,02E-05	1,35E-04	4,55E-04	7,69E-05	5,03E-06	9,04E-05	2,47E-05	1,59E-05
Rareté de l'eau	m3 éq. mondial	1,54E-04	2,79E-04	6,39E-03	2,38E-04	1,40E-04	1,92E-04	5,26E-05	1,05E-03
Acidification de l'eau douce	kg éq. SO2	3,58E-07	3,44E-06	2,31E-05	5,99E-06	2,70E-07	1,76E-06	4,00E-07	9,36E-06
Acidification terrestre	kg éq. SO2	4,14E-07	3,76E-06	2,47E-05	6,22E-06	2,90E-07	1,91E-06	4,32E-07	1,06E-05
Eutrophisation de l'eau douce	kg éq. PO4 P-lim	6,36E-08	8,79E-07	4,27E-06	8,03E-06	9,49E-08	5,15E-07	1,29E-07	1,99E-07
Eutrophisation marine	kg éq. N N-lim	1,24E-08	1,25E-07	6,91E-07	7,54E-08	1,48E-08	5,24E-08	1,07E-08	4,60E-07
Écotoxicité de l'eau douce	CTUe	2,89E-01	3,46E+00	1,66E+01	2,06E+01	6,97E-01	1,96E+00	4,73E-01	1,54E+00
Formation de particules	kg éq. PM2.5	9,98E-11	4,38E-10	2,52E-09	5,53E-10	4,70E-11	3,20E-10	8,32E-11	6,06E-10

Indicateur	Unité	Travaux préliminaires	Exploration	Extraction	Traitement	Fin de vie	Transmission	Distribution	Utilisation
Formation d'oxydant photochimique	kg éq. NMVOC	6,02E-07	6,17E-06	3,44E-05	4,50E-06	2,77E-07	3,05E-06	7,79E-07	2,39E-05
Toxicité humaine, substances cancérigènes	CTUh	3,33E-12	2,74E-10	9,01E-10	2,86E-10	1,52E-11	1,49E-10	4,05E-11	4,82E-11
Toxicité humaine, substances non cancérigènes	CTUh	9,54E-12	3,18E-10	1,13E-09	5,73E-10	2,09E-11	1,29E-10	3,18E-11	1,38E-10
Radiations ionisantes	Bq éq. C-14	5,21E-04	3,76E-03	1,69E-02	2,29E-03	5,25E-04	1,86E-03	5,01E-04	1,92E-03
Appauvrissement de la couche d'ozone	kg éq. CFC-11	1,16E-11	8,80E-11	4,54E-10	6,43E-11	4,89E-12	4,08E-11	1,11E-11	6,74E-12

Tableau G-26 : Résultats bruts obtenus pour la génération de chaleur à partir de gaz naturel issu de la Colombie-Britannique, détaillés selon les étapes du cycle de vie. Unité fonctionnelle (UF) : 1 MJ de gaz chaleur fournie.

Indicateur	Unité	Travaux préliminaires	Exploration	Extraction	Traitement	Fin de vie	Transmission	Distribution	Utilisation
Changement climatique, court terme	kg éq. CO2	1,18E-04	1,14E-03	7,57E-03	3,15E-03	7,07E-05	2,39E-03	5,51E-04	6,20E-02
Changement climatique, long terme	kg éq. CO2	9,63E-05	8,86E-04	4,79E-03	2,22E-03	6,48E-05	2,21E-03	2,86E-04	6,20E-02
Occupation des terres	m2 de terre arable	4,93E-05	1,01E-05	5,34E-05	1,76E-05	1,44E-06	6,04E-06	1,48E-06	1,76E-05
Transformation des terres	m2 de terre arable	-6,23E-07	3,08E-07	5,06E-06	3,71E-07	6,88E-07	8,06E-08	1,53E-08	1,15E-07
Utilisation d'énergie fossile	MJ	1,01E-03	1,05E-02	1,18E+00	1,66E-02	7,06E-04	4,13E-03	1,52E-03	1,03E-03
Utilisation des ressources minérales	kg	1,02E-05	1,58E-04	5,15E-04	7,69E-05	5,03E-06	9,42E-05	2,47E-05	1,59E-05

Indicateur	Unité	Travaux préliminaires	Exploration	Extraction	Traitement	Fin de vie	Transmission	Distribution	Utilisation
Rareté de l'eau	m3 éq. mondial	1,54E-04	3,29E-04	7,48E-03	2,38E-04	1,40E-04	2,00E-04	5,26E-05	1,05E-03
Acidification de l'eau douce	kg éq. SO2	3,58E-07	4,04E-06	1,78E-05	5,99E-06	2,70E-07	1,83E-06	4,00E-07	9,36E-06
Acidification terrestre	kg éq. SO2	4,14E-07	4,42E-06	1,93E-05	6,22E-06	2,90E-07	1,99E-06	4,32E-07	1,06E-05
Eutrophisation de l'eau douce	kg éq. PO4 P- lim	6,36E-08	1,03E-06	4,10E-06	8,03E-06	9,49E-08	5,36E-07	1,29E-07	1,99E-07
Eutrophisation marine	kg éq. N N- lim	1,24E-08	1,47E-07	6,75E-07	7,54E-08	1,48E-08	5,46E-08	1,07E-08	4,60E-07
Écotoxicité de l'eau douce	CTUe	2,89E-01	4,07E+00	1,71E+01	2,06E+01	6,97E-01	2,04E+00	4,73E-01	1,54E+00
Formation de particules	kg éq. PM2.5	9,98E-11	5,15E-10	2,27E-09	5,53E-10	4,70E-11	3,33E-10	8,32E-11	6,06E-10
Formation d'oxydant photochimique	kg éq. NMVOC	6,02E-07	7,26E-06	3,06E-05	4,50E-06	2,77E-07	3,18E-06	7,79E-07	2,39E-05
Toxicité humaine, substances cancérigènes	CTUh	3,33E-12	3,22E-10	1,02E-09	2,86E-10	1,52E-11	1,55E-10	4,05E-11	4,82E-11
Toxicité humaine, substances non cancérigènes	CTUh	9,54E-12	3,75E-10	1,26E-09	5,73E-10	2,09E-11	1,35E-10	3,18E-11	1,38E-10
Radiations ionisantes	Bq éq. C-14	5,21E-04	4,43E-03	1,95E-02	2,29E-03	5,25E-04	1,94E-03	5,01E-04	1,92E-03
Appauvrissement de la couche d'ozone	kg éq .CFC- 11	1,16E-11	1,03E-10	4,91E-10	6,43E-11	4,89E-12	4,24E-11	1,11E-11	6,74E-12

Tableau G-27 : Résultats bruts obtenus pour la génération de chaleur à partir de biogaz issu de lieux d'enfouissement détaillés selon les étapes du cycle de vie. Unité fonctionnelle (UF) : 1 MJ de gaz chaleur fournie.

Indicateur	Unité	Production	Traitement	Distribution	Crédit	Utilisation
Changement climatique, court terme	kg éq. CO2	6,40E-05	0,00E+00	1,38E-03	-2,69E-04	2,93E-04
Changement climatique, long terme	kg éq. CO2	6,06E-05	0,00E+00	7,14E-04	-8,70E-05	2,41E-04
Occupation des terres	m2 de terre arable	1,84E-05	0,00E+00	3,69E-06	0,00E+00	2,26E-05
Transformation des terres	m2 de terre arable	4,46E-08	0,00E+00	3,84E-08	0,00E+00	1,89E-07
Utilisation d'énergie fossile	MJ	4,15E-04	0,00E+00	3,81E-03	0,00E+00	1,33E-03
Utilisation des ressources minérales	kg	3,60E-06	0,00E+00	6,18E-05	0,00E+00	1,75E-05
Rareté de l'eau	m3 éq. mondial	3,99E-04	0,00E+00	1,31E-04	0,00E+00	1,79E-03
Acidification de l'eau douce	kg éq. SO2	1,00E-07	0,00E+00	1,00E-06	0,00E+00	1,06E-05
Acidification terrestre	kg éq. SO2	1,26E-07	0,00E+00	1,08E-06	0,00E+00	1,20E-05
Eutrophisation de l'eau douce	kg éq. PO4 P-lim	3,40E-08	0,00E+00	3,23E-07	0,00E+00	3,13E-07
Eutrophisation marine	kg éq. N N-lim	3,18E-09	0,00E+00	2,68E-08	0,00E+00	5,13E-07
Écotoxicité de l'eau douce	CTUe	5,50E-01	0,00E+00	1,18E+00	0,00E+00	2,30E+00
Formation de particules	kg éq. PM2.5	1,69E-11	0,00E+00	2,08E-10	0,00E+00	6,69E-10
Formation d'oxydant photochimique	kg éq. NMVOC	1,14E-07	0,00E+00	1,95E-06	-7,99E-08	2,66E-05
Toxicité humaine, substances cancérigènes	CTUh	4,23E-12	0,00E+00	1,01E-10	0,00E+00	4,87E-11
Toxicité humaine, substances non cancérigènes	CTUh	1,12E-11	0,00E+00	7,94E-11	0,00E+00	1,70E-10
Radiations ionisantes	Bq éq. C-14	2,04E-03	0,00E+00	1,25E-03	0,00E+00	2,27E-03
Appauvrissement de la couche d'ozone	kg éq. CFC-11	2,32E-12	0,00E+00	2,77E-11	0,00E+00	9,03E-12

Tableau G-28 : Résultats bruts obtenus pour la génération de chaleur à partir de GNR issu de fumier animal détaillés selon les étapes du cycle de vie. Unité fonctionnelle (UF) : 1 MJ de gaz chaleur fournie.

Indicateur	Unité	Production	Traitement	Distribution	Crédit	Utilisation
Changement climatique, court terme	kg éq. CO2	5,36E-02	3,16E-03	6,29E-04	-3,43E-01	2,93E-04
Changement climatique, long terme	kg éq. CO2	3,85E-02	2,88E-03	3,26E-04	-1,11E-01	2,41E-04
Occupation des terres	m2 de terre arable	1,35E-03	3,61E-04	1,69E-06	0,00E+00	2,26E-05
Transformation des terres	m2 de terre arable	2,56E-06	1,30E-06	1,75E-08	0,00E+00	1,89E-07
Utilisation d'énergie fossile	MJ	2,77E-02	2,71E-02	1,74E-03	0,00E+00	1,33E-03
Utilisation des ressources minérales	kg	2,29E-04	5,07E-04	2,82E-05	0,00E+00	1,75E-05
Rareté de l'eau	m3 éq. mondial	3,74E-03	4,84E-03	6,00E-05	0,00E+00	1,79E-03
Acidification de l'eau douce	kg éq. SO2	2,01E-05	1,69E-05	4,56E-07	0,00E+00	1,06E-05
Acidification terrestre	kg éq. SO2	7,12E-05	1,81E-05	4,93E-07	0,00E+00	1,20E-05
Eutrophisation de l'eau douce	kg éq. PO4 P-lim	2,81E-06	1,09E-05	1,48E-07	0,00E+00	3,13E-07
Eutrophisation marine	kg éq. N N-lim	2,31E-06	2,98E-07	1,22E-08	0,00E+00	5,13E-07
Écotoxicité de l'eau douce	CTUe	1,78E+01	6,58E+01	5,40E-01	0,00E+00	2,30E+00
Formation de particules	kg éq. PM2.5	6,50E-09	2,15E-09	9,49E-11	0,00E+00	6,69E-10
Formation d'oxydant photochimique	kg éq. NMVOC	2,14E-05	9,84E-06	8,89E-07	-1,02E-04	2,66E-05
Toxicité humaine, substances cancérigènes	CTUh	3,57E-10	5,90E-10	4,62E-11	0,00E+00	4,87E-11
Toxicité humaine, substances non cancérigènes	CTUh	3,07E-09	3,07E-09	3,62E-11	0,00E+00	1,70E-10
Radiations ionisantes	Bq éq. C-14	3,24E-02	4,33E-02	5,71E-04	0,00E+00	2,27E-03
Appauvrissement de la couche d'ozone	kg éq. CFC-11	5,21E-10	1,66E-10	1,26E-11	0,00E+00	9,03E-12

Tableau G-29 : Résultats bruts obtenus pour la génération de chaleur à partir de GNR issu d'eaux usées détaillés selon les étapes du cycle de vie. Unité fonctionnelle (UF) : 1 MJ de gaz chaleur fournie.

Indicateur	Unité	Production	Traitement	Distribution	Crédit	Utilisation
Changement climatique, court terme	kg éq. CO2	4,05E-02	3,16E-03	6,29E-04	-6,31E-02	2,93E-04
Changement climatique, long terme	kg éq. CO2	2,94E-02	2,88E-03	3,26E-04	-4,37E-02	2,41E-04
Occupation des terres	m2 de terre arable	2,78E-03	3,61E-04	1,69E-06	-3,04E-04	2,26E-05
Transformation des terres	m2 de terre arable	2,95E-05	1,30E-06	1,75E-08	-3,02E-06	1,89E-07
Utilisation d'énergie fossile	MJ	2,98E-01	2,71E-02	1,74E-03	-6,28E-02	1,33E-03
Utilisation des ressources minérales	kg	7,17E-04	5,07E-04	2,82E-05	-2,67E-04	1,75E-05
Rareté de l'eau	m3 éq. mondial	5,99E-03	4,84E-03	6,00E-05	-8,09E-04	1,79E-03
Acidification de l'eau douce	kg éq. SO2	1,45E-04	1,69E-05	4,56E-07	-9,54E-11	1,06E-05
Acidification terrestre	kg éq. SO2	1,91E-04	1,81E-05	4,93E-07	-8,13E-08	1,20E-05
Eutrophisation de l'eau douce	kg éq. PO4 P-lim	1,40E-05	1,09E-05	1,48E-07	-2,93E-07	3,13E-07
Eutrophisation marine	kg éq. N N-lim	2,83E-06	2,98E-07	1,22E-08	-3,22E-06	5,13E-07
Écotoxicité de l'eau douce	CTUe	6,61E+01	6,58E+01	5,40E-01	-1,57E+03	2,30E+00
Formation de particules	kg éq. PM2.5	1,87E-08	2,15E-09	9,49E-11	-3,02E-06	6,69E-10
Formation d'oxydant photochimique	kg éq. NMVOC	7,40E-05	9,84E-06	8,89E-07	-9,18E-05	2,66E-05
Toxicité humaine, substances cancérigènes	CTUh	9,73E-10	5,90E-10	4,62E-11	-1,97E-09	4,87E-11
Toxicité humaine, substances non cancérigènes	CTUh	2,32E-09	3,07E-09	3,62E-11	-2,82E-09	1,70E-10
Radiations ionisantes	Bq éq. C-14	1,33E-01	4,33E-02	5,71E-04	-1,74E-02	2,27E-03
Appauvrissement de la couche d'ozone	kg éq. CFC-11	4,03E-09	1,66E-10	1,26E-11	-1,13E-09	9,03E-12

Tableau G-30 : Résultats bruts obtenus pour la génération de chaleur à partir de GNR issu de lieux d'enfouissement détaillés selon les étapes du cycle de vie. Unité fonctionnelle (UF) : 1 MJ de gaz chaleur fournie.

Indicateur	Unité	Production	Traitement	Distribution	Crédit	Utilisation
Changement climatique, court terme	kg éq. CO2	7,11E-05	3,44E-03	6,29E-04	-1,93E-04	2,93E-04
Changement climatique, long terme	kg éq. CO2	6,31E-05	1,05E-02	3,26E-04	-6,24E-05	2,41E-04
Occupation des terres	m2 de terre arable	1,92E-05	2,77E-04	1,69E-06	0,00E+00	2,26E-05
Transformation des terres	m2 de terre arable	4,64E-08	1,09E-06	1,75E-08	0,00E+00	1,89E-07
Utilisation d'énergie fossile	MJ	4,32E-04	2,43E-02	1,74E-03	0,00E+00	1,33E-03
Utilisation des ressources minérales	kg	3,75E-06	4,91E-04	2,82E-05	0,00E+00	1,75E-05
Rareté de l'eau	m3 éq. mondial	4,16E-04	3,03E-03	6,00E-05	0,00E+00	1,79E-03
Acidification de l'eau douce	kg éq. SO2	1,04E-07	3,41E-05	4,56E-07	0,00E+00	1,06E-05
Acidification terrestre	kg éq. SO2	1,32E-07	3,51E-05	4,93E-07	0,00E+00	1,20E-05
Eutrophisation de l'eau douce	kg éq. PO4 P-lim	3,54E-08	1,07E-05	1,48E-07	0,00E+00	3,13E-07
Eutrophisation marine	kg éq. N N-lim	3,32E-09	2,78E-07	1,22E-08	0,00E+00	5,13E-07
Écotoxicité de l'eau douce	CTUe	5,72E-01	6,29E+01	5,40E-01	0,00E+00	2,30E+00
Formation de particules	kg éq. PM2.5	1,75E-11	3,13E-09	9,49E-11	0,00E+00	6,69E-10
Formation d'oxydant photochimique	kg éq. NMVOC	1,19E-07	1,79E-05	8,89E-07	-5,73E-08	2,66E-05
Toxicité humaine, substances cancérigènes	CTUh	4,40E-12	5,69E-10	4,62E-11	0,00E+00	4,87E-11
Toxicité humaine, substances non cancérigènes	CTUh	1,16E-11	3,02E-09	3,62E-11	0,00E+00	1,70E-10
Radiations ionisantes	Bq éq. C-14	2,12E-03	3,37E-02	5,71E-04	0,00E+00	2,27E-03
Appauvrissement de la couche d'ozone	kg éq. CFC-11	2,42E-12	1,52E-10	1,26E-11	0,00E+00	9,03E-12

Tableau G-31 : Résultats bruts obtenus pour la génération de chaleur à partir de GNR issu de matières organiques résidentielles détaillés selon les étapes du cycle de vie. Unité fonctionnelle (UF) : 1 MJ de gaz chaleur fournie.

Indicateur	Unité	Production	Traitement	Distribution	Crédit	Utilisation
Changement climatique, court terme	kg éq. CO2	2,49E-02	2,95E-03	6,29E-04	-6,48E-02	2,93E-04
Changement climatique, long terme	kg éq. CO2	1,38E-02	2,69E-03	3,26E-04	-2,14E-02	2,41E-04
Occupation des terres	m2 de terre arable	1,18E-03	3,37E-04	1,69E-06	-1,54E-04	2,26E-05
Transformation des terres	m2 de terre arable	3,24E-05	1,21E-06	1,75E-08	-1,49E-06	1,89E-07
Utilisation d'énergie fossile	MJ	3,25E-02	2,53E-02	1,74E-03	-9,33E-03	1,33E-03
Utilisation des ressources minérales	kg	8,95E-04	4,73E-04	2,82E-05	-1,59E-05	1,75E-05
Rareté de l'eau	m3 éq. mondial	5,77E-03	4,52E-03	6,00E-05	-2,82E-04	1,79E-03
Acidification de l'eau douce	kg éq. SO2	2,40E-05	1,58E-05	4,56E-07	-6,29E-12	1,06E-05
Acidification terrestre	kg éq. SO2	8,26E-05	1,69E-05	4,93E-07	-5,32E-09	1,20E-05
Eutrophisation de l'eau douce	kg éq. PO4 P-lim	3,49E-06	1,02E-05	1,48E-07	-1,96E-08	3,13E-07
Eutrophisation marine	kg éq. N N-lim	2,64E-06	2,78E-07	1,22E-08	-7,11E-08	5,13E-07
Écotoxicité de l'eau douce	CTUe	3,45E+01	6,14E+01	5,40E-01	-1,52E+00	2,30E+00
Formation de particules	kg éq. PM2.5	7,70E-09	2,00E-09	9,49E-11	-3,17E-07	6,69E-10
Formation d'oxydant photochimique	kg éq. NMVOC	2,70E-05	9,19E-06	8,89E-07	-2,29E-05	2,66E-05
Toxicité humaine, substances cancérigènes	CTUh	7,83E-10	5,51E-10	4,62E-11	-2,75E-11	4,87E-11
Toxicité humaine, substances non cancérigènes	CTUh	2,93E-09	2,87E-09	3,62E-11	-6,93E-11	1,70E-10
Radiations ionisantes	Bq éq. C-14	3,54E-02	4,04E-02	5,71E-04	-5,70E-03	2,27E-03
Appauvrissement de la couche d'ozone	kg éq. CFC-11	3,16E-10	1,55E-10	1,26E-11	-1,27E-10	9,03E-12

Tableau G-32 : Résultats bruts obtenus pour le transport routier, selon le mix gazier modélisé.
Unité fonctionnelle (UF) : 1 tkm de marchandises transportées.

Indicateur	Unité	Total	É.-U. Marcellus	É.-U. Barnett	É.-U. Haynesville	É.-U. Fayetteville	É.-U. Woodford	É.-U. Autres	Alberta	Colombie- Britannique	Biogaz	GNR
Mix gazier modélisé	%	100%	10,44%	2,35%	3,20%	0,43%	1,06%	2,52%	53,40%	26,06%	0,50%	0,04%
Changement climatique, court terme	kg éq. CO2	7,25E-02	7,57E-03	1,70E-03	2,32E-03	3,12E-04	7,69E-04	1,83E-03	3,87E-02	1,89E-02	3,63E-04	2,90E-05
Changement climatique, long terme	kg éq. CO2	6,87E-02	7,17E-03	1,61E-03	2,20E-03	2,95E-04	7,28E-04	1,73E-03	3,67E-02	1,79E-02	3,43E-04	2,75E-05
Occupation des terres	m2 de terre arable	4,98E-03	5,20E-04	1,17E-04	1,59E-04	2,14E-05	5,28E-05	1,26E-04	2,66E-03	1,30E-03	2,49E-05	1,99E-06
Transformation des terres	m2 de terre arable	1,94E-05	2,03E-06	4,56E-07	6,21E-07	8,34E-08	2,06E-07	4,89E-07	1,04E-05	5,06E-06	9,70E-08	7,76E-09
Utilisation d'énergie fossile	MJ	1,22E+00	1,27E-01	2,86E-02	3,90E-02	5,23E-03	1,29E-02	3,07E-02	6,50E-01	3,17E-01	6,09E-03	4,87E-04
Utilisation des ressources minérales	kg	1,79E-03	1,87E-04	4,22E-05	5,74E-05	7,72E-06	1,90E-05	4,52E-05	9,58E-04	4,68E-04	8,97E-06	7,18E-07
Rareté de l'eau	m3 éq. mondial	1,10E-02	1,15E-03	2,58E-04	3,52E-04	4,73E-05	1,16E-04	2,77E-04	5,87E-03	2,86E-03	5,49E-05	4,40E-06
Acidification de l'eau douce	kg éq. SO2	1,02E-04	1,06E-05	2,39E-06	3,25E-06	4,37E-07	1,08E-06	2,56E-06	5,43E-05	2,65E-05	5,08E-07	4,07E-08
Acidification terrestre	kg éq. SO2	1,10E-04	1,14E-05	2,57E-06	3,50E-06	4,71E-07	1,16E-06	2,76E-06	5,85E-05	2,85E-05	5,48E-07	4,38E-08
Eutrophisation de l'eau douce	kg éq. PO4 P-lim	2,72E-05	2,84E-06	6,40E-07	8,72E-07	1,17E-07	2,89E-07	6,87E-07	1,45E-05	7,10E-06	1,36E-07	1,09E-08
Eutrophisation marine	kg éq. N N-lim	2,58E-06	2,69E-07	6,06E-08	8,25E-08	1,11E-08	2,73E-08	6,50E-08	1,38E-06	6,72E-07	1,29E-08	1,03E-09
Écotoxicité de l'eau douce	CTUe	1,10E+02	1,15E+01	2,58E+00	3,52E+00	4,73E-01	1,16E+00	2,77E+00	5,87E+01	2,86E+01	5,49E-01	4,40E-02

Indicateur	Unité	Total	É.-U. Marcellus	É.-U. Barnett	É.-U. Haynesville	É.-U. Fayetteville	É.-U. Woodford	É.-U. Autres	Alberta	Colombie- Britannique	Biogaz	GNR
Formation de particules	kg éq. PM2.5	1,60E-08	1,67E-09	3,76E-10	5,12E-10	6,88E-11	1,70E-10	4,03E-10	8,55E-09	4,17E-09	8,00E-11	6,40E-12
Formation d'oxydant photochimique	kg éq. NMVOC	1,97E-04	2,06E-05	4,63E-06	6,30E-06	8,47E-07	2,09E-06	4,96E-06	1,05E-04	5,13E-05	9,85E-07	7,88E-08
Toxicité humaine, substances cancérigènes	CTUh	2,91E-09	3,04E-10	6,84E-11	9,32E-11	1,25E-11	3,09E-11	7,34E-11	1,56E-09	7,59E-10	1,46E-11	1,16E-12
Toxicité humaine, substances non cancérigènes	CTUh	5,02E-09	5,24E-10	1,18E-10	1,61E-10	2,16E-11	5,32E-11	1,27E-10	2,68E-09	1,31E-09	2,51E-11	2,01E-12
Radiations ionisantes	Bq éq. C-14	2,16E-01	2,26E-02	5,08E-03	6,91E-03	9,29E-04	2,29E-03	5,44E-03	1,15E-01	5,63E-02	1,08E-03	8,64E-05
Appauvrissement de la couche d'ozone	kg éq. CFC-11	5,00E-09	5,22E-10	1,17E-10	1,60E-10	2,15E-11	5,30E-11	1,26E-10	2,67E-09	1,30E-09	2,50E-11	2,00E-12

Tableau G-33 : Résultats bruts obtenus pour le transport routier à partir de gaz naturel issu du gisement du Marcellus, détaillés selon les étapes du cycle de vie. Unité fonctionnelle (UF) : 1 tkm de marchandises transportées.

Indicateur	Unité	Travaux préliminaires	Exploration	Extraction	Traitement	Fin de vie	Transmission	Distribution	Compression	Emissions directes	Maintenance	Infrastructure
Changement climatique, court terme	kg éq. CO2	7,11E-05	6,88E-04	3,92E-03	1,95E-03	5,01E-05	4,22E-04	3,98E-04	3,97E-05	4,64E-02	1,48E-03	1,50E-02
Changement climatique, long terme	kg éq. CO2	6,83E-05	5,34E-04	2,65E-03	1,26E-03	4,59E-05	3,13E-04	2,07E-04	3,77E-05	4,64E-02	1,36E-03	1,42E-02
Occupation des terres	m2 de terre arable	3,49E-05	6,06E-06	3,22E-05	1,15E-05	1,02E-06	8,56E-07	1,07E-06	1,19E-05	0,00E+00	3,04E-05	4,84E-03

Indicateur	Unité	Travaux préliminaires	Exploration	Extraction	Traitement	Fin de vie	Transmission	Distribution	Compression	Emissions directes	Maintenance	Infrastructure
Transformation des terres	m2 de terre arable	-4,41E-07	1,85E-07	3,05E-06	2,60E-07	4,88E-07	1,14E-08	1,11E-08	2,86E-08	0,00E+00	1,99E-07	1,52E-05
Utilisation d'énergie fossile	MJ	7,15E-04	6,34E-03	8,46E-01	1,31E-02	5,00E-04	5,86E-04	1,10E-03	2,51E-04	0,00E+00	2,14E-02	3,27E-01
Utilisation des ressources minérales	kg	7,21E-06	9,54E-05	3,10E-04	5,50E-05	3,57E-06	1,33E-05	1,79E-05	2,18E-06	0,00E+00	5,69E-05	1,16E-03
Rareté de l'eau	m3 éq. mondial	1,09E-04	1,98E-04	4,51E-03	1,70E-04	9,94E-05	2,83E-05	3,80E-05	2,58E-04	0,00E+00	3,17E-04	4,91E-03
Acidification de l'eau douce	kg éq. SO2	2,54E-07	2,44E-06	1,07E-05	2,87E-06	1,91E-07	2,60E-07	2,89E-07	5,63E-08	1,71E-06	7,13E-06	6,97E-05
Acidification terrestre	kg éq. SO2	2,93E-07	2,67E-06	1,17E-05	3,07E-06	2,05E-07	2,82E-07	3,12E-07	7,00E-08	2,18E-06	7,40E-06	7,51E-05
Eutrophisation de l'eau douce	kg éq. PO4 P-lim	4,51E-08	6,23E-07	2,47E-06	2,81E-06	6,72E-08	7,60E-08	9,35E-08	1,89E-08	0,00E+00	1,72E-06	1,62E-05
Eutrophisation marine	kg éq. N N-lim	8,78E-09	8,83E-08	4,07E-07	4,50E-08	1,05E-08	7,74E-09	7,74E-09	1,82E-09	9,80E-08	7,59E-08	1,72E-06
Écotoxicité de l'eau douce	CTUe	2,05E-01	2,45E+00	1,03E+01	8,60E+00	4,94E-01	2,89E-01	3,42E-01	3,31E-01	2,96E-03	8,56E+00	7,10E+01
Formation de particules	kg éq. PM2.5	7,08E-11	3,10E-10	1,37E-09	6,84E-10	3,33E-11	4,72E-11	6,01E-11	9,57E-12	3,34E-10	9,90E-10	1,23E-08
Formation d'oxydant photochimique	kg éq. NMVOC	4,27E-07	4,37E-06	1,83E-05	2,48E-06	1,97E-07	4,50E-07	5,63E-07	6,84E-08	1,75E-05	6,19E-06	1,40E-04

Indicateur	Unité	Travaux préliminaires	Exploration	Extraction	Traitement	Fin de vie	Transmission	Distribution	Compression	Emissions directes	Maintenance	Infrastructure
Toxicité humaine, substances cancérigènes	CTUh	2,36E-12	1,94E-10	6,14E-10	1,39E-10	1,08E-11	2,19E-11	2,93E-11	2,39E-12	2,71E-12	1,15E-10	1,60E-09
Toxicité humaine, substances non cancérigènes	CTUh	6,77E-12	2,26E-10	7,61E-10	3,00E-10	1,48E-11	1,91E-11	2,30E-11	6,35E-12	1,62E-10	3,47E-10	2,92E-09
Radiations ionisantes	Bq éq. C-14	3,70E-04	2,67E-03	1,17E-02	2,06E-02	3,72E-04	2,75E-04	3,62E-04	1,31E-03	0,00E+00	1,11E-02	1,82E-01
Appauvrissement de la couche d'ozone	kg éq. CFC-11	8,21E-12	6,24E-11	2,96E-10	6,26E-11	3,47E-12	6,02E-12	8,00E-12	1,42E-12	0,00E+00	1,61E-10	4,35E-09

Tableau G-34 : Résultats bruts obtenus pour le transport routier à partir de gaz naturel issu du gisement de Barnett, détaillés selon les étapes du cycle de vie. Unité fonctionnelle (UF) : 1 tkm de marchandises transportées.

Indicateur	Unité	Travaux préliminaires	Exploration	Extraction	Traitement	Fin de vie	Transmission	Distribution	Compression	Emissions directes	Maintenance	Infrastructure
Changement climatique, court terme	kg éq. CO2	9,48E-05	9,20E-04	8,07E-03	1,97E-03	6,68E-05	1,15E-03	3,98E-04	3,97E-05	4,64E-02	1,48E-03	1,50E-02
Changement climatique, long terme	kg éq. CO2	9,10E-05	7,13E-04	4,56E-03	1,29E-03	6,12E-05	1,02E-03	2,07E-04	3,77E-05	4,64E-02	1,36E-03	1,42E-02
Occupation des terres	m2 de terre arable	4,66E-05	8,08E-06	4,29E-05	1,19E-05	1,36E-06	2,78E-06	1,07E-06	1,19E-05	0,00E+00	3,04E-05	4,84E-03
Transformation des terres	m2 de terre arable	-5,89E-07	2,47E-07	4,07E-06	2,68E-07	6,50E-07	3,71E-08	1,11E-08	2,86E-08	0,00E+00	1,99E-07	1,52E-05

Indicateur	Unité	Travaux préliminaires	Exploration	Extraction	Traitement	Fin de vie	Transmission	Distribution	Compression	Emissions directes	Maintenance	Infrastructure
Utilisation d'énergie fossile	MJ	9,54E-04	8,45E-03	8,60E-01	1,32E-02	6,67E-04	1,91E-03	1,10E-03	2,51E-04	0,00E+00	2,14E-02	3,27E-01
Utilisation des ressources minérales	kg	9,62E-06	1,27E-04	4,14E-04	5,65E-05	4,76E-06	4,33E-05	1,79E-05	2,18E-06	0,00E+00	5,69E-05	1,16E-03
Rareté de l'eau	m3 éq. mondial	1,45E-04	2,64E-04	6,01E-03	1,72E-04	1,33E-04	9,19E-05	3,80E-05	2,58E-04	0,00E+00	3,17E-04	4,91E-03
Acidification de l'eau douce	kg éq. SO2	3,39E-07	3,25E-06	1,43E-05	2,89E-06	2,55E-07	8,44E-07	2,89E-07	5,63E-08	1,71E-06	7,13E-06	6,97E-05
Acidification terrestre	kg éq. SO2	3,91E-07	3,55E-06	1,55E-05	3,09E-06	2,74E-07	9,17E-07	3,12E-07	7,00E-08	2,18E-06	7,40E-06	7,51E-05
Eutrophisation de l'eau douce	kg éq. PO4 P-lim	6,01E-08	8,31E-07	3,29E-06	2,82E-06	8,97E-08	2,47E-07	9,35E-08	1,89E-08	0,00E+00	1,72E-06	1,62E-05
Eutrophisation marine	kg éq. N N-lim	1,17E-08	1,18E-07	5,42E-07	4,54E-08	1,40E-08	2,51E-08	7,74E-09	1,82E-09	9,80E-08	7,59E-08	1,72E-06
Écotoxicité de l'eau douce	CTUe	2,74E-01	3,27E+00	1,38E+01	8,65E+00	6,59E-01	9,38E-01	3,42E-01	3,31E-01	2,96E-03	8,56E+00	7,10E+01
Formation de particules	kg éq. PM2.5	9,44E-11	4,14E-10	1,82E-09	6,87E-10	4,45E-11	1,53E-10	6,01E-11	9,57E-12	3,34E-10	9,90E-10	1,23E-08
Formation d'oxydant photochimique	kg éq. NMVOC	5,69E-07	5,83E-06	2,52E-05	2,51E-06	2,62E-07	1,47E-06	5,63E-07	6,84E-08	1,75E-05	6,19E-06	1,40E-04
Toxicité humaine, substances cancérigènes	CTUh	3,15E-12	2,59E-10	8,19E-10	1,43E-10	1,44E-11	7,12E-11	2,93E-11	2,39E-12	2,71E-12	1,15E-10	1,60E-09

Indicateur	Unité	Travaux préliminaires	Exploration	Extraction	Traitement	Fin de vie	Transmission	Distribution	Compression	Emissions directes	Maintenance	Infrastructure
Toxicité humaine, substances non cancérogènes	CTUh	9,02E-12	3,01E-10	1,01E-09	3,04E-10	1,97E-11	6,20E-11	2,30E-11	6,35E-12	1,62E-10	3,47E-10	2,92E-09
Radiations ionisantes	Bq éq. C-14	4,93E-04	3,56E-03	1,56E-02	2,06E-02	4,96E-04	8,93E-04	3,62E-04	1,31E-03	0,00E+00	1,11E-02	1,82E-01
Appauvrissement de la couche d'ozone	kg éq .CFC-11	1,09E-11	8,32E-11	3,94E-10	6,33E-11	4,62E-12	1,95E-11	8,00E-12	1,42E-12	0,00E+00	1,61E-10	4,35E-09

Tableau G-35 : Résultats bruts obtenus pour le transport routier à partir de gaz naturel issu du gisement d'Haynesville, détaillés selon les étapes du cycle de vie. Unité fonctionnelle (UF) : 1 tkm de marchandises transportées.

Indicateur	Unité	Travaux préliminaires	Exploration	Extraction	Traitement	Fin de vie	Transmission	Distribution	Compression	Emissions directes	Maintenance	Infrastructure
Changement climatique, court terme	kg éq. CO2	3,88E-05	3,76E-04	3,32E-03	1,27E-03	2,73E-05	1,14E-03	3,98E-04	3,97E-05	4,64E-02	1,48E-03	1,50E-02
Changement climatique, long terme	kg éq. CO2	3,72E-05	2,91E-04	1,88E-03	6,12E-04	2,50E-05	1,01E-03	2,07E-04	3,77E-05	4,64E-02	1,36E-03	1,42E-02
Occupation des terres	m2 de terre arable	1,90E-05	3,31E-06	1,76E-05	4,92E-06	5,56E-07	2,75E-06	1,07E-06	1,19E-05	0,00E+00	3,04E-05	4,84E-03
Transformation des terres	m2 de terre arable	-2,41E-07	1,01E-07	1,66E-06	1,24E-07	2,66E-07	3,67E-08	1,11E-08	2,86E-08	0,00E+00	1,99E-07	1,52E-05
Utilisation d'énergie fossile	MJ	3,90E-04	3,46E-03	8,33E-01	3,54E-03	2,73E-04	1,89E-03	1,10E-03	2,51E-04	0,00E+00	2,14E-02	3,27E-01

Indicateur	Unité	Travaux préliminaires	Exploration	Extraction	Traitement	Fin de vie	Transmission	Distribution	Compression	Emissions directes	Maintenance	Infrastructure
Utilisation des ressources minérales	kg	3,93E-06	5,20E-05	1,69E-04	4,52E-05	1,95E-06	4,29E-05	1,79E-05	2,18E-06	0,00E+00	5,69E-05	1,16E-03
Rareté de l'eau	m3 éq. mondial	5,94E-05	1,08E-04	2,46E-03	5,30E-05	5,42E-05	9,09E-05	3,80E-05	2,58E-04	0,00E+00	3,17E-04	4,91E-03
Acidification de l'eau douce	kg éq. SO2	1,39E-07	1,33E-06	5,86E-06	8,74E-07	1,04E-07	8,35E-07	2,89E-07	5,63E-08	1,71E-06	7,13E-06	6,97E-05
Acidification terrestre	kg éq. SO2	1,60E-07	1,45E-06	6,37E-06	9,24E-07	1,12E-07	9,07E-07	3,12E-07	7,00E-08	2,18E-06	7,40E-06	7,51E-05
Eutrophisation de l'eau douce	kg éq. PO4 P-lim	2,46E-08	3,40E-07	1,35E-06	4,28E-07	3,67E-08	2,44E-07	9,35E-08	1,89E-08	0,00E+00	1,72E-06	1,62E-05
Eutrophisation marine	kg éq. N N-lim	4,79E-09	4,82E-08	2,23E-07	1,65E-08	5,71E-09	2,49E-08	7,74E-09	1,82E-09	9,80E-08	7,59E-08	1,72E-06
Écotoxicité de l'eau douce	CTUe	1,12E-01	1,34E+00	5,63E+00	1,88E+00	2,69E-01	9,28E-01	3,42E-01	3,31E-01	2,96E-03	8,56E+00	7,10E+01
Formation de particules	kg éq. PM2.5	3,86E-11	1,69E-10	7,46E-10	1,44E-10	1,82E-11	1,52E-10	6,01E-11	9,57E-12	3,34E-10	9,90E-10	1,23E-08
Formation d'oxydant photochimique	kg éq. NMVOC	2,33E-07	2,39E-06	1,03E-05	1,23E-06	1,07E-07	1,45E-06	5,63E-07	6,84E-08	1,75E-05	6,19E-06	1,40E-04
Toxicité humaine, substances cancérigènes	CTUh	1,29E-12	1,06E-10	3,35E-10	6,51E-11	5,89E-12	7,05E-11	2,93E-11	2,39E-12	2,71E-12	1,15E-10	1,60E-09
Toxicité humaine, substances non cancérigènes	CTUh	3,69E-12	1,23E-10	4,16E-10	1,18E-10	8,06E-12	6,14E-11	2,30E-11	6,35E-12	1,62E-10	3,47E-10	2,92E-09

Indicateur	Unité	Travaux préliminaires	Exploration	Extraction	Traitement	Fin de vie	Transmission	Distribution	Compression	Emissions directes	Maintenance	Infrastructure
Radiations ionisantes	Bq éq. C-14	2,02E-04	1,46E-03	6,40E-03	1,01E-03	2,03E-04	8,83E-04	3,62E-04	1,31E-03	0,00E+00	1,11E-02	1,82E-01
Appauvrissement de la couche d'ozone	kg éq. CFC-11	4,48E-12	3,40E-11	1,61E-10	1,66E-11	1,89E-12	1,93E-11	8,00E-12	1,42E-12	0,00E+00	1,61E-10	4,35E-09

Tableau G-36 : Résultats bruts obtenus pour le transport routier à partir de gaz naturel issu du gisement de Fayetteville, détaillés selon les étapes du cycle de vie. Unité fonctionnelle (UF) : 1 tkm de marchandises transportées.

Indicateur	Unité	Travaux préliminaires	Exploration	Extraction	Traitement	Fin de vie	Transmission	Distribution	Compression	Emissions directes	Maintenance	Infrastructure
Changement climatique, court terme	kg éq. CO2	8,53E-05	8,27E-04	5,58E-03	3,04E-03	6,02E-05	7,69E-04	3,98E-04	3,97E-05	4,64E-02	1,48E-03	1,50E-02
Changement climatique, long terme	kg éq. CO2	8,19E-05	6,41E-04	3,50E-03	2,35E-03	5,51E-05	6,52E-04	2,07E-04	3,77E-05	4,64E-02	1,36E-03	1,42E-02
Occupation des terres	m2 de terre arable	4,19E-05	7,27E-06	3,86E-05	1,17E-05	1,22E-06	1,77E-06	1,07E-06	1,19E-05	0,00E+00	3,04E-05	4,84E-03
Transformation des terres	m2 de terre arable	-5,30E-07	2,22E-07	3,66E-06	2,97E-07	5,85E-07	2,36E-08	1,11E-08	2,86E-08	0,00E+00	1,99E-07	1,52E-05
Utilisation d'énergie fossile	MJ	8,58E-04	7,60E-03	8,53E-01	1,16E-02	6,00E-04	1,22E-03	1,10E-03	2,51E-04	0,00E+00	2,14E-02	3,27E-01
Utilisation des ressources minérales	kg	8,66E-06	1,14E-04	3,72E-04	5,82E-05	4,28E-06	2,76E-05	1,79E-05	2,18E-06	0,00E+00	5,69E-05	1,16E-03

Indicateur	Unité	Travaux préliminaires	Exploration	Extraction	Traitement	Fin de vie	Transmission	Distribution	Compression	Emissions directes	Maintenance	Infrastructure
Rareté de l'eau	m3 éq. mondial	1,31E-04	2,38E-04	5,41E-03	1,55E-04	1,19E-04	5,86E-05	3,80E-05	2,58E-04	0,00E+00	3,17E-04	4,91E-03
Acidification de l'eau douce	kg éq. SO2	3,05E-07	2,92E-06	1,29E-05	2,73E-06	2,29E-07	5,38E-07	2,89E-07	5,63E-08	1,71E-06	7,13E-06	6,97E-05
Acidification terrestre	kg éq. SO2	3,52E-07	3,20E-06	1,40E-05	2,91E-06	2,46E-07	5,85E-07	3,12E-07	7,00E-08	2,18E-06	7,40E-06	7,51E-05
Eutrophisation de l'eau douce	kg éq. PO4 P- lim	5,41E-08	7,48E-07	2,96E-06	2,46E-06	8,07E-08	1,57E-07	9,35E-08	1,89E-08	0,00E+00	1,72E-06	1,62E-05
Eutrophisation marine	kg éq. N N-lim	1,05E-08	1,06E-07	4,88E-07	4,64E-08	1,26E-08	1,60E-08	7,74E-09	1,82E-09	9,80E-08	7,59E-08	1,72E-06
Écotoxicité de l'eau douce	CTUe	2,46E-01	2,95E+00	1,24E+01	7,93E+00	5,93E-01	5,98E-01	3,42E-01	3,31E-01	2,96E-03	8,56E+00	7,10E+01
Formation de particules	kg éq. PM2.5	8,49E-11	3,73E-10	1,64E-09	6,09E-10	4,00E-11	9,78E-11	6,01E-11	9,57E-12	3,34E-10	9,90E-10	1,23E-08
Formation d'oxydant photochimique	kg éq. NMVOC	5,12E-07	5,25E-06	2,22E-05	2,44E-06	2,36E-07	9,34E-07	5,63E-07	6,84E-08	1,75E-05	6,19E-06	1,40E-04
Toxicité humaine, substances cancérigènes	CTUh	2,83E-12	2,33E-10	7,37E-10	1,34E-10	1,30E-11	4,54E-11	2,93E-11	2,39E-12	2,71E-12	1,15E-10	1,60E-09
Toxicité humaine, substances non cancérigènes	CTUh	8,12E-12	2,71E-10	9,13E-10	3,05E-10	1,77E-11	3,95E-11	2,30E-11	6,35E-12	1,62E-10	3,47E-10	2,92E-09
Radiations ionisantes	Bq éq. C-14	4,44E-04	3,20E-03	1,41E-02	1,68E-02	4,46E-04	5,69E-04	3,62E-04	1,31E-03	0,00E+00	1,11E-02	1,82E-01

Indicateur	Unité	Travaux préliminaires	Exploration	Extraction	Traitement	Fin de vie	Transmission	Distribution	Compression	Emissions directes	Maintenance	Infrastructure
Appauvrissement de la couche d'ozone	kg éq. CFC-11	9,85E-12	7,48E-11	3,55E-10	5,65E-11	4,16E-12	1,25E-11	8,00E-12	1,42E-12	0,00E+00	1,61E-10	4,35E-09

Tableau G-37 : Résultats bruts obtenus pour le transport routier à partir de gaz naturel issu du gisement de Woodford, détaillés selon les étapes du cycle de vie. Unité fonctionnelle (UF) : 1 tkm de marchandises transportées.

Indicateur	Unité	Travaux préliminaires	Exploration	Extraction	Traitement	Fin de vie	Transmission	Distribution	Compression	Emissions directes	Maintenance	Infrastructure
Changement climatique, court terme	kg éq. CO2	5,69E-05	5,51E-04	3,72E-03	3,02E-03	4,01E-05	1,44E-03	3,98E-04	3,97E-05	4,64E-02	1,48E-03	1,50E-02
Changement climatique, long terme	kg éq. CO2	5,46E-05	4,27E-04	2,34E-03	2,34E-03	3,67E-05	1,31E-03	2,07E-04	3,77E-05	4,64E-02	1,36E-03	1,42E-02
Occupation des terres	m2 de terre arable	2,79E-05	4,85E-06	2,58E-05	1,12E-05	8,16E-07	3,56E-06	1,07E-06	1,19E-05	0,00E+00	3,04E-05	4,84E-03
Transformation des terres	m2 de terre arable	-3,53E-07	1,48E-07	2,44E-06	2,87E-07	3,90E-07	4,75E-08	1,11E-08	2,86E-08	0,00E+00	1,99E-07	1,52E-05
Utilisation d'énergie fossile	MJ	5,72E-04	5,07E-03	8,40E-01	1,15E-02	4,00E-04	2,45E-03	1,10E-03	2,51E-04	0,00E+00	2,14E-02	3,27E-01
Utilisation des ressources minérales	kg	5,77E-06	7,63E-05	2,48E-04	5,63E-05	2,85E-06	5,55E-05	1,79E-05	2,18E-06	0,00E+00	5,69E-05	1,16E-03
Rareté de l'eau	m3 éq. mondial	8,71E-05	1,58E-04	3,60E-03	1,52E-04	7,95E-05	1,18E-04	3,80E-05	2,58E-04	0,00E+00	3,17E-04	4,91E-03

Indicateur	Unité	Travaux préliminaires	Exploration	Extraction	Traitement	Fin de vie	Transmission	Distribution	Compression	Emissions directes	Maintenance	Infrastructure
Acidification de l'eau douce	kg éq. SO2	2,03E-07	1,95E-06	8,58E-06	2,70E-06	1,53E-07	1,08E-06	2,89E-07	5,63E-08	1,71E-06	7,13E-06	6,97E-05
Acidification terrestre	kg éq. SO2	2,35E-07	2,13E-06	9,33E-06	2,88E-06	1,64E-07	1,17E-06	3,12E-07	7,00E-08	2,18E-06	7,40E-06	7,51E-05
Eutrophisation de l'eau douce	kg éq. PO4 P-lim	3,60E-08	4,99E-07	1,97E-06	2,45E-06	5,38E-08	3,16E-07	9,35E-08	1,89E-08	0,00E+00	1,72E-06	1,62E-05
Eutrophisation marine	kg éq. N N-lim	7,02E-09	7,07E-08	3,26E-07	4,59E-08	8,37E-09	3,22E-08	7,74E-09	1,82E-09	9,80E-08	7,59E-08	1,72E-06
Écotoxicité de l'eau douce	CTUe	1,64E-01	1,96E+00	8,26E+00	7,87E+00	3,95E-01	1,20E+00	3,42E-01	3,31E-01	2,96E-03	8,56E+00	7,10E+01
Formation de particules	kg éq. PM2.5	5,66E-11	2,48E-10	1,09E-09	6,04E-10	2,67E-11	1,96E-10	6,01E-11	9,57E-12	3,34E-10	9,90E-10	1,23E-08
Formation d'oxydant photochimique	kg éq. NMVOC	3,41E-07	3,50E-06	1,48E-05	2,40E-06	1,57E-07	1,88E-06	5,63E-07	6,84E-08	1,75E-05	6,19E-06	1,40E-04
Toxicité humaine, substances cancérigènes	CTUh	1,89E-12	1,55E-10	4,91E-10	1,30E-10	8,64E-12	9,12E-11	2,93E-11	2,39E-12	2,71E-12	1,15E-10	1,60E-09
Toxicité humaine, substances non cancérigènes	CTUh	5,41E-12	1,81E-10	6,09E-10	3,00E-10	1,18E-11	7,94E-11	2,30E-11	6,35E-12	1,62E-10	3,47E-10	2,92E-09
Radiations ionisantes	Bq éq. C-14	2,96E-04	2,13E-03	9,38E-03	1,67E-02	2,98E-04	1,14E-03	3,62E-04	1,31E-03	0,00E+00	1,11E-02	1,82E-01

Indicateur	Unité	Travaux préliminaires	Exploration	Extraction	Traitement	Fin de vie	Transmission	Distribution	Compression	Emissions directes	Maintenance	Infrastructure
Appauvrissement de la couche d'ozone	kg éq .CFC-11	6,57E-12	4,99E-11	2,37E-10	5,56E-11	2,77E-12	2,50E-11	8,00E-12	1,42E-12	0,00E+00	1,61E-10	4,35E-09

Tableau G-38 : Résultats bruts obtenus pour le transport routier à partir de gaz naturel issu des autres gisements des États-Unis, détaillés selon les étapes du cycle de vie. Unité fonctionnelle (UF) : 1 tkm de marchandises transportées.

Indicateur	Unité	Travaux préliminaires	Exploration	Extraction	Traitement	Fin de vie	Transmission	Distribution	Compression	Emissions directes	Maintenance	Infrastructure
Changement climatique, court terme	kg éq. CO2	7,25E-05	7,03E-04	4,89E-03	2,28E-03	5,11E-05	7,69E-04	3,98E-04	3,97E-05	4,64E-02	1,48E-03	1,50E-02
Changement climatique, long terme	kg éq. CO2	6,96E-05	5,45E-04	3,14E-03	1,61E-03	4,68E-05	6,52E-04	2,07E-04	3,77E-05	4,64E-02	1,36E-03	1,42E-02
Occupation des terres	m2 de terre arable	3,56E-05	6,18E-06	3,44E-05	1,28E-05	1,04E-06	1,77E-06	1,07E-06	1,19E-05	0,00E+00	3,04E-05	4,84E-03
Transformation des terres	m2 de terre arable	-4,50E-07	1,89E-07	3,43E-06	2,68E-07	4,97E-07	2,36E-08	1,11E-08	2,86E-08	0,00E+00	1,99E-07	1,52E-05
Utilisation d'énergie fossile	MJ	7,30E-04	6,46E-03	8,49E-01	1,20E-02	5,10E-04	1,22E-03	1,10E-03	2,51E-04	0,00E+00	2,14E-02	3,27E-01
Utilisation des ressources minérales	kg	7,36E-06	9,73E-05	3,29E-04	5,56E-05	3,64E-06	2,76E-05	1,79E-05	2,18E-06	0,00E+00	5,69E-05	1,16E-03
Rareté de l'eau	m3 éq. mondial	1,11E-04	2,02E-04	4,62E-03	1,72E-04	1,01E-04	5,86E-05	3,80E-05	2,58E-04	0,00E+00	3,17E-04	4,91E-03

Indicateur	Unité	Travaux préliminaires	Exploration	Extraction	Traitement	Fin de vie	Transmission	Distribution	Compression	Emissions directes	Maintenance	Infrastructure
Acidification de l'eau douce	kg éq. SO2	2,59E-07	2,48E-06	1,67E-05	4,33E-06	1,95E-07	5,38E-07	2,89E-07	5,63E-08	1,71E-06	7,13E-06	6,97E-05
Acidification terrestre	kg éq. SO2	2,99E-07	2,72E-06	1,79E-05	4,50E-06	2,09E-07	5,85E-07	3,12E-07	7,00E-08	2,18E-06	7,40E-06	7,51E-05
Eutrophisation de l'eau douce	kg éq. PO4 P-lim	4,60E-08	6,36E-07	3,08E-06	5,80E-06	6,86E-08	1,57E-07	9,35E-08	1,89E-08	0,00E+00	1,72E-06	1,62E-05
Eutrophisation marine	kg éq. N N-lim	8,96E-09	9,01E-08	4,99E-07	5,45E-08	1,07E-08	1,60E-08	7,74E-09	1,82E-09	9,80E-08	7,59E-08	1,72E-06
Écotoxicité de l'eau douce	CTUe	2,09E-01	2,50E+00	1,20E+01	1,49E+01	5,04E-01	5,98E-01	3,42E-01	3,31E-01	2,96E-03	8,56E+00	7,10E+01
Formation de particules	kg éq. PM2.5	7,22E-11	3,17E-10	1,82E-09	4,00E-10	3,40E-11	9,78E-11	6,01E-11	9,57E-12	3,34E-10	9,90E-10	1,23E-08
Formation d'oxydant photochimique	kg éq. NMVOC	4,35E-07	4,46E-06	2,49E-05	3,26E-06	2,00E-07	9,34E-07	5,63E-07	6,84E-08	1,75E-05	6,19E-06	1,40E-04
Toxicité humaine, substances cancérigènes	CTUh	2,41E-12	1,98E-10	6,52E-10	2,06E-10	1,10E-11	4,54E-11	2,93E-11	2,39E-12	2,71E-12	1,15E-10	1,60E-09
Toxicité humaine, substances non cancérigènes	CTUh	6,90E-12	2,30E-10	8,14E-10	4,15E-10	1,51E-11	3,95E-11	2,30E-11	6,35E-12	1,62E-10	3,47E-10	2,92E-09
Radiations ionisantes	Bq éq. C-14	3,77E-04	2,72E-03	1,22E-02	1,66E-03	3,79E-04	5,69E-04	3,62E-04	1,31E-03	0,00E+00	1,11E-02	1,82E-01
Appauvrissement de la couche d'ozone	kg éq. CFC-11	8,37E-12	6,36E-11	3,28E-10	4,65E-11	3,53E-12	1,25E-11	8,00E-12	1,42E-12	0,00E+00	1,61E-10	4,35E-09

Tableau G-39 : Résultats bruts obtenus pour le transport routier à partir de gaz naturel issu de l'Alberta, détaillés selon les étapes du cycle de vie.
Unité fonctionnelle (UF) : 1 tkm de marchandises transportées.

Indicateur	Unité	Travaux préliminaires	Exploration	Extraction	Traitement	Fin de vie	Transmission	Distribution	Compression	Emissions directes	Maintenance	Infrastructure
Changement climatique, court terme	kg éq. CO2	7,25E-05	7,03E-04	4,89E-03	2,28E-03	5,11E-05	1,66E-03	3,98E-04	3,97E-05	4,64E-02	1,48E-03	1,50E-02
Changement climatique, long terme	kg éq. CO2	6,96E-05	5,45E-04	3,14E-03	1,61E-03	4,68E-05	1,54E-03	2,07E-04	3,77E-05	4,64E-02	1,36E-03	1,42E-02
Occupation des terres	m2 de terre arable	3,56E-05	6,18E-06	3,44E-05	1,28E-05	1,04E-06	4,19E-06	1,07E-06	1,19E-05	0,00E+00	3,04E-05	4,84E-03
Transformation des terres	m2 de terre arable	-4,50E-07	1,89E-07	3,43E-06	2,68E-07	4,97E-07	5,59E-08	1,11E-08	2,86E-08	0,00E+00	1,99E-07	1,52E-05
Utilisation d'énergie fossile	MJ	7,30E-04	6,46E-03	8,49E-01	1,20E-02	5,10E-04	2,87E-03	1,10E-03	2,51E-04	0,00E+00	2,14E-02	3,27E-01
Utilisation des ressources minérales	kg	7,36E-06	9,73E-05	3,29E-04	5,56E-05	3,64E-06	6,54E-05	1,79E-05	2,18E-06	0,00E+00	5,69E-05	1,16E-03
Rareté de l'eau	m3 éq. mondial	1,11E-04	2,02E-04	4,62E-03	1,72E-04	1,01E-04	1,39E-04	3,80E-05	2,58E-04	0,00E+00	3,17E-04	4,91E-03
Acidification de l'eau douce	kg éq. SO2	2,59E-07	2,48E-06	1,67E-05	4,33E-06	1,95E-07	1,27E-06	2,89E-07	5,63E-08	1,71E-06	7,13E-06	6,97E-05
Acidification terrestre	kg éq. SO2	2,99E-07	2,72E-06	1,79E-05	4,50E-06	2,09E-07	1,38E-06	3,12E-07	7,00E-08	2,18E-06	7,40E-06	7,51E-05
Eutrophisation de l'eau douce	kg éq. PO4 P-lim	4,60E-08	6,36E-07	3,08E-06	5,80E-06	6,86E-08	3,72E-07	9,35E-08	1,89E-08	0,00E+00	1,72E-06	1,62E-05

Indicateur	Unité	Travaux préliminaires	Exploration	Extraction	Traitement	Fin de vie	Transmission	Distribution	Compression	Emissions directes	Maintenance	Infrastructure
Eutrophisation marine	kg éq. N N-lim	8,96E-09	9,01E-08	4,99E-07	5,45E-08	1,07E-08	3,79E-08	7,74E-09	1,82E-09	9,80E-08	7,59E-08	1,72E-06
Écotoxicité de l'eau douce	CTUe	2,09E-01	2,50E+00	1,20E+01	1,49E+01	5,04E-01	1,42E+00	3,42E-01	3,31E-01	2,96E-03	8,56E+00	7,10E+01
Formation de particules	kg éq. PM2.5	7,22E-11	3,17E-10	1,82E-09	4,00E-10	3,40E-11	2,31E-10	6,01E-11	9,57E-12	3,34E-10	9,90E-10	1,23E-08
Formation d'oxydant photochimique	kg éq. NMVOC	4,35E-07	4,46E-06	2,49E-05	3,26E-06	2,00E-07	2,21E-06	5,63E-07	6,84E-08	1,75E-05	6,19E-06	1,40E-04
Toxicité humaine, substances cancérigènes	CTUh	2,41E-12	1,98E-10	6,52E-10	2,06E-10	1,10E-11	1,07E-10	2,93E-11	2,39E-12	2,71E-12	1,15E-10	1,60E-09
Toxicité humaine, substances non cancérigènes	CTUh	6,90E-12	2,30E-10	8,14E-10	4,15E-10	1,51E-11	9,35E-11	2,30E-11	6,35E-12	1,62E-10	3,47E-10	2,92E-09
Radiations ionisantes	Bq éq. C-14	3,77E-04	2,72E-03	1,22E-02	1,66E-03	3,79E-04	1,35E-03	3,62E-04	1,31E-03	0,00E+00	1,11E-02	1,82E-01
Appauvrissement de la couche d'ozone	kg éq. CFC-11	8,37E-12	6,36E-11	3,28E-10	4,65E-11	3,53E-12	2,95E-11	8,00E-12	1,42E-12	0,00E+00	1,61E-10	4,35E-09

Tableau G-40 : Résultats bruts obtenus pour le transport routier à partir de gaz naturel issu de la Colombie-Britannique, détaillés selon les étapes du cycle de vie. Unité fonctionnelle (UF) : 1 tkm de marchandises transportées.

Indicateur	Unité	Travaux préliminaires	Exploration	Extraction	Traitement	Fin de vie	Transmission	Distribution	Compression	Emissions directes	Maintenance	Infrastructure
Changement climatique, court terme	kg éq. CO2	8,53E-05	8,27E-04	5,47E-03	2,28E-03	5,11E-05	1,73E-03	3,98E-04	3,97E-05	4,64E-02	1,48E-03	1,50E-02

Indicateur	Unité	Travaux préliminaires	Exploration	Extraction	Traitement	Fin de vie	Transmission	Distribution	Compression	Emissions directes	Maintenance	Infrastructure
Changement climatique, long terme	kg équ. CO2	6,96E-05	6,41E-04	3,46E-03	1,61E-03	4,68E-05	1,60E-03	2,07E-04	3,77E-05	4,64E-02	1,36E-03	1,42E-02
Occupation des terres	m2 de terre arable	3,56E-05	7,27E-06	3,86E-05	1,28E-05	1,04E-06	4,37E-06	1,07E-06	1,19E-05	0,00E+00	3,04E-05	4,84E-03
Transformation des terres	m2 de terre arable	-4,50E-07	2,22E-07	3,66E-06	2,68E-07	4,97E-07	5,83E-08	1,11E-08	2,86E-08	0,00E+00	1,99E-07	1,52E-05
Utilisation d'énergie fossile	MJ	7,30E-04	7,60E-03	8,53E-01	1,20E-02	5,10E-04	2,99E-03	1,10E-03	2,51E-04	0,00E+00	2,14E-02	3,27E-01
Utilisation des ressources minérales	kg	7,36E-06	1,14E-04	3,72E-04	5,56E-05	3,64E-06	6,81E-05	1,79E-05	2,18E-06	0,00E+00	5,69E-05	1,16E-03
Rareté de l'eau	m3 équ. mondial	1,11E-04	2,38E-04	5,41E-03	1,72E-04	1,01E-04	1,44E-04	3,80E-05	2,58E-04	0,00E+00	3,17E-04	4,91E-03
Acidification de l'eau douce	kg équ. SO2	2,59E-07	2,92E-06	1,29E-05	4,33E-06	1,95E-07	1,33E-06	2,89E-07	5,63E-08	1,71E-06	7,13E-06	6,97E-05
Acidification terrestre	kg équ. SO2	2,99E-07	3,20E-06	1,40E-05	4,50E-06	2,09E-07	1,44E-06	3,12E-07	7,00E-08	2,18E-06	7,40E-06	7,51E-05
Eutrophisation de l'eau douce	kg équ. PO4 P-lim	4,60E-08	7,48E-07	2,96E-06	5,80E-06	6,86E-08	3,88E-07	9,35E-08	1,89E-08	0,00E+00	1,72E-06	1,62E-05
Eutrophisation marine	kg équ. N N-lim	8,96E-09	1,06E-07	4,88E-07	5,45E-08	1,07E-08	3,95E-08	7,74E-09	1,82E-09	9,80E-08	7,59E-08	1,72E-06

Indicateur	Unité	Travaux préliminaires	Exploration	Extraction	Traitement	Fin de vie	Transmission	Distribution	Compression	Emissions directes	Maintenance	Infrastructure
Écotoxicité de l'eau douce	CTUe	2,09E-01	2,95E+00	1,24E+01	1,49E+01	5,04E-01	1,47E+00	3,42E-01	3,31E-01	2,96E-03	8,56E+00	7,10E+01
Formation de particules	kg éq. PM2.5	7,22E-11	3,73E-10	1,64E-09	4,00E-10	3,40E-11	2,41E-10	6,01E-11	9,57E-12	3,34E-10	9,90E-10	1,23E-08
Formation d'oxydant photochimique	kg éq. NMVOC	4,35E-07	5,25E-06	2,21E-05	3,26E-06	2,00E-07	2,30E-06	5,63E-07	6,84E-08	1,75E-05	6,19E-06	1,40E-04
Toxicité humaine, substances cancérigènes	CTUh	2,41E-12	2,33E-10	7,37E-10	2,06E-10	1,10E-11	1,12E-10	2,93E-11	2,39E-12	2,71E-12	1,15E-10	1,60E-09
Toxicité humaine, substances non cancérigènes	CTUh	6,90E-12	2,71E-10	9,13E-10	4,15E-10	1,51E-11	9,74E-11	2,30E-11	6,35E-12	1,62E-10	3,47E-10	2,92E-09
Radiations ionisantes	Bq éq. C-14	3,77E-04	3,20E-03	1,41E-02	1,66E-03	3,79E-04	1,40E-03	3,62E-04	1,31E-03	0,00E+00	1,11E-02	1,82E-01
Appauvrissement de la couche d'ozone	kg éq. CFC-11	8,37E-12	7,48E-11	3,55E-10	4,65E-11	3,53E-12	3,07E-11	8,00E-12	1,42E-12	0,00E+00	1,61E-10	4,35E-09

Tableau G-41 : Résultats bruts obtenus pour le transport routier à partir de biogaz issu de lieux d'enfouissement, détaillés selon les étapes du cycle de vie. Unité fonctionnelle (UF) : 1 tkm de marchandises transportées.

Indicateur	Unité	Production	Traitement	Distribution	Crédit	Compression	Émissions directes	Maintenance	Infrastructures
Changement climatique, court terme	kg équ. CO2	4,05E-05	0,00E+00	8,73E-04	-1,70E-04	3,97E-05	2,75E-04	1,48E-03	1,50E-02
Changement climatique, long terme	kg équ. CO2	3,84E-05	0,00E+00	4,53E-04	-5,51E-05	3,77E-05	2,57E-04	1,36E-03	1,42E-02
Occupation des terres	m2 de terre arable	1,17E-05	0,00E+00	2,34E-06	0,00E+00	1,19E-05	0,00E+00	3,04E-05	4,84E-03
Transformation des terres	m2 de terre arable	2,82E-08	0,00E+00	2,43E-08	0,00E+00	2,86E-08	0,00E+00	1,99E-07	1,52E-05
Utilisation d'énergie fossile	MJ	2,63E-04	0,00E+00	2,41E-03	0,00E+00	2,51E-04	0,00E+00	2,14E-02	3,27E-01
Utilisation des ressources minérales	kg	2,28E-06	0,00E+00	3,91E-05	0,00E+00	2,18E-06	0,00E+00	5,69E-05	1,16E-03
Rareté de l'eau	m3 équ. mondial	2,53E-04	0,00E+00	8,33E-05	0,00E+00	2,58E-04	0,00E+00	3,17E-04	4,91E-03
Acidification de l'eau douce	kg équ. SO2	6,34E-08	0,00E+00	6,33E-07	0,00E+00	5,63E-08	1,52E-06	7,13E-06	6,97E-05
Acidification terrestre	kg équ. SO2	8,01E-08	0,00E+00	6,84E-07	0,00E+00	7,00E-08	1,97E-06	7,40E-06	7,51E-05
Eutrophisation de l'eau douce	kg équ. PO4 P-lim	2,16E-08	0,00E+00	2,05E-07	0,00E+00	1,89E-08	0,00E+00	1,72E-06	1,62E-05
Eutrophisation marine	kg équ. N N-lim	2,02E-09	0,00E+00	1,70E-08	0,00E+00	1,82E-09	8,82E-08	7,59E-08	1,72E-06
Écotoxicité de l'eau douce	CTUe	3,48E-01	0,00E+00	7,49E-01	0,00E+00	3,31E-01	2,96E-03	8,56E+00	7,10E+01
Formation de particules	kg équ. PM2.5	1,07E-11	0,00E+00	1,32E-10	0,00E+00	9,57E-12	3,28E-10	9,90E-10	1,23E-08
Formation d'oxydant photochimique	kg équ. NMVOC	7,25E-08	0,00E+00	1,23E-06	-5,06E-08	6,84E-08	1,49E-05	6,19E-06	1,40E-04

Indicateur	Unité	Production	Traitement	Distribution	Crédit	Compression	Émissions directes	Maintenance	Infrastructures
Toxicité humaine, substances cancérogènes	CTUh	2,68E-12	0,00E+00	6,41E-11	0,00E+00	2,39E-12	2,71E-12	1,15E-10	1,60E-09
Toxicité humaine, substances non cancérogènes	CTUh	7,07E-12	0,00E+00	5,03E-11	0,00E+00	6,35E-12	1,62E-10	3,47E-10	2,92E-09
Radiations ionisantes	Bq éq. C-14	1,29E-03	0,00E+00	7,93E-04	0,00E+00	1,31E-03	0,00E+00	1,11E-02	1,82E-01
Appauvrissement de la couche d'ozone	kg éq. CFC-11	1,47E-12	0,00E+00	1,75E-11	0,00E+00	1,42E-12	0,00E+00	1,61E-10	4,35E-09

Tableau G-42 : Résultats bruts obtenus pour le transport routier à partir de GNR issu de fumier animal, détaillés selon les étapes du cycle de vie. Unité fonctionnelle (UF) : 1 tkm de marchandises transportées.

Indicateur	Unité	Production	Traitement	Distribution	Crédit	Compression	Émissions directes	Maintenance	Infrastructures
Changement climatique, court terme	kg éq. CO2	3,40E-02	2,00E-03	3,98E-04	-2,17E-01	3,97E-05	2,75E-04	1,48E-03	1,50E-02
Changement climatique, long terme	kg éq. CO2	2,44E-02	1,83E-03	2,07E-04	-7,03E-02	3,77E-05	2,57E-04	1,36E-03	1,42E-02
Occupation des terres	m2 de terre arable	8,58E-04	2,29E-04	1,07E-06	0,00E+00	1,19E-05	0,00E+00	3,04E-05	4,84E-03
Transformation des terres	m2 de terre arable	1,62E-06	8,22E-07	1,11E-08	0,00E+00	2,86E-08	0,00E+00	1,99E-07	1,52E-05
Utilisation d'énergie fossile	MJ	1,76E-02	1,72E-02	1,10E-03	0,00E+00	2,51E-04	0,00E+00	2,14E-02	3,27E-01
Utilisation des ressources minérales	kg	1,45E-04	3,21E-04	1,79E-05	0,00E+00	2,18E-06	0,00E+00	5,69E-05	1,16E-03
Rareté de l'eau	m3 éq. mondial	2,37E-03	3,07E-03	3,80E-05	0,00E+00	2,58E-04	0,00E+00	3,17E-04	4,91E-03
Acidification de l'eau douce	kg éq. SO2	1,27E-05	1,07E-05	2,89E-07	0,00E+00	5,63E-08	1,52E-06	7,13E-06	6,97E-05
Acidification terrestre	kg éq. SO2	4,51E-05	1,14E-05	3,12E-07	0,00E+00	7,00E-08	1,97E-06	7,40E-06	7,51E-05

Indicateur	Unité	Production	Traitement	Distribution	Crédit	Compression	Émissions directes	Maintenance	Infrastructures
Eutrophisation de l'eau douce	kg éq. PO4 P-lim	1,78E-06	6,93E-06	9,35E-08	0,00E+00	1,89E-08	0,00E+00	1,72E-06	1,62E-05
Eutrophisation marine	kg éq. N N-lim	1,46E-06	1,89E-07	7,74E-09	0,00E+00	1,82E-09	8,82E-08	7,59E-08	1,72E-06
Écotoxicité de l'eau douce	CTUe	1,13E+01	4,17E+01	3,42E-01	0,00E+00	3,31E-01	2,96E-03	8,56E+00	7,10E+01
Formation de particules	kg éq. PM2.5	4,12E-09	1,36E-09	6,01E-11	0,00E+00	9,57E-12	3,28E-10	9,90E-10	1,23E-08
Formation d'oxydant photochimique	kg éq. NMVOC	1,35E-05	6,23E-06	5,63E-07	-6,46E-05	6,84E-08	1,49E-05	6,19E-06	1,40E-04
Toxicité humaine, substances cancérigènes	CTUh	2,26E-10	3,74E-10	2,93E-11	0,00E+00	2,39E-12	2,71E-12	1,15E-10	1,60E-09
Toxicité humaine, substances non cancérigènes	CTUh	1,95E-09	1,95E-09	2,30E-11	0,00E+00	6,35E-12	1,62E-10	3,47E-10	2,92E-09
Radiations ionisantes	Bq éq. C-14	2,05E-02	2,74E-02	3,62E-04	0,00E+00	1,31E-03	0,00E+00	1,11E-02	1,82E-01
Appauvrissement de la couche d'ozone	kg éq. CFC-11	3,30E-10	1,05E-10	8,00E-12	0,00E+00	1,42E-12	0,00E+00	1,61E-10	4,35E-09

Tableau G-43 : Résultats bruts obtenus pour le transport routier à partir de GNR issu d'eaux usées, détaillés selon les étapes du cycle de vie. Unité fonctionnelle (UF) : 1 tkm de marchandises transportées.

Indicateur	Unité	Production	Traitement	Distribution	Crédit	Compression	Émissions directes	Maintenance	Infrastructures
Changement climatique, court terme	kg éq. CO2	2,56E-02	2,00E-03	3,98E-04	-4,00E-02	3,97E-05	2,75E-04	1,48E-03	1,50E-02
Changement climatique, long terme	kg éq. CO2	1,86E-02	1,83E-03	2,07E-04	-2,77E-02	3,77E-05	2,57E-04	1,36E-03	1,42E-02
Occupation des terres	m2 de terre arable	1,76E-03	2,29E-04	1,07E-06	-1,93E-04	1,19E-05	0,00E+00	3,04E-05	4,84E-03

Indicateur	Unité	Production	Traitement	Distribution	Crédit	Compression	Émissions directes	Maintenance	Infrastructures
Transformation des terres	m2 de terre arable	1,87E-05	8,22E-07	1,11E-08	-1,92E-06	2,86E-08	0,00E+00	1,99E-07	1,52E-05
Utilisation d'énergie fossile	MJ	1,89E-01	1,72E-02	1,10E-03	-3,98E-02	2,51E-04	0,00E+00	2,14E-02	3,27E-01
Utilisation des ressources minérales	kg	4,54E-04	3,21E-04	1,79E-05	-1,69E-04	2,18E-06	0,00E+00	5,69E-05	1,16E-03
Rareté de l'eau	m3 éq. mondial	3,79E-03	3,07E-03	3,80E-05	-5,13E-04	2,58E-04	0,00E+00	3,17E-04	4,91E-03
Acidification de l'eau douce	kg éq. SO2	9,17E-05	1,07E-05	2,89E-07	-6,04E-11	5,63E-08	1,52E-06	7,13E-06	6,97E-05
Acidification terrestre	kg éq. SO2	1,21E-04	1,14E-05	3,12E-07	-5,15E-08	7,00E-08	1,97E-06	7,40E-06	7,51E-05
Eutrophisation de l'eau douce	kg éq. PO4 P-lim	8,85E-06	6,93E-06	9,35E-08	-1,86E-07	1,89E-08	0,00E+00	1,72E-06	1,62E-05
Eutrophisation marine	kg éq. N N-lim	1,79E-06	1,89E-07	7,74E-09	-2,04E-06	1,82E-09	8,82E-08	7,59E-08	1,72E-06
Écotoxicité de l'eau douce	CTUe	4,19E+01	4,17E+01	3,42E-01	-9,96E+02	3,31E-01	2,96E-03	8,56E+00	7,10E+01
Formation de particules	kg éq. PM2.5	1,19E-08	1,36E-09	6,01E-11	-1,91E-06	9,57E-12	3,28E-10	9,90E-10	1,23E-08
Formation d'oxydant photochimique	kg éq. NMVOC	4,69E-05	6,23E-06	5,63E-07	-5,82E-05	6,84E-08	1,49E-05	6,19E-06	1,40E-04
Toxicité humaine, substances cancérigènes	CTUh	6,16E-10	3,74E-10	2,93E-11	-1,25E-09	2,39E-12	2,71E-12	1,15E-10	1,60E-09
Toxicité humaine, substances non cancérigènes	CTUh	1,47E-09	1,95E-09	2,30E-11	-1,79E-09	6,35E-12	1,62E-10	3,47E-10	2,92E-09
Radiations ionisantes	Bq éq. C-14	8,45E-02	2,74E-02	3,62E-04	-1,10E-02	1,31E-03	0,00E+00	1,11E-02	1,82E-01
Appauvrissement de la couche d'ozone	kg éq. CFC-11	2,55E-09	1,05E-10	8,00E-12	-7,18E-10	1,42E-12	0,00E+00	1,61E-10	4,35E-09

Tableau G-44 : Résultats bruts obtenus pour le transport routier à partir de GNR issu de lieux d'enfouissement, détaillés selon les étapes du cycle de vie. Unité fonctionnelle (UF) : 1 tkm de marchandises transportées.

Indicateur	Unité	Production	Traitement	Distribution	Crédit	Compression	Émissions directes	Maintenance	Infrastructures
Changement climatique, court terme	kg éq. CO2	4,50E-05	2,18E-03	3,98E-04	-1,22E-04	3,97E-05	2,75E-04	1,48E-03	1,50E-02
Changement climatique, long terme	kg éq. CO2	4,00E-05	6,66E-03	2,07E-04	-3,95E-05	3,77E-05	2,57E-04	1,36E-03	1,42E-02
Occupation des terres	m2 de terre arable	1,22E-05	1,76E-04	1,07E-06	0,00E+00	1,19E-05	0,00E+00	3,04E-05	4,84E-03
Transformation des terres	m2 de terre arable	2,94E-08	6,90E-07	1,11E-08	0,00E+00	2,86E-08	0,00E+00	1,99E-07	1,52E-05
Utilisation d'énergie fossile	MJ	2,73E-04	1,54E-02	1,10E-03	0,00E+00	2,51E-04	0,00E+00	2,14E-02	3,27E-01
Utilisation des ressources minérales	kg	2,38E-06	3,11E-04	1,79E-05	0,00E+00	2,18E-06	0,00E+00	5,69E-05	1,16E-03
Rareté de l'eau	m3 éq. mondial	2,63E-04	1,92E-03	3,80E-05	0,00E+00	2,58E-04	0,00E+00	3,17E-04	4,91E-03
Acidification de l'eau douce	kg éq. SO2	6,61E-08	2,16E-05	2,89E-07	0,00E+00	5,63E-08	1,52E-06	7,13E-06	6,97E-05
Acidification terrestre	kg éq. SO2	8,34E-08	2,22E-05	3,12E-07	0,00E+00	7,00E-08	1,97E-06	7,40E-06	7,51E-05
Eutrophisation de l'eau douce	kg éq. PO4 P-lim	2,25E-08	6,77E-06	9,35E-08	0,00E+00	1,89E-08	0,00E+00	1,72E-06	1,62E-05
Eutrophisation marine	kg éq. N N-lim	2,10E-09	1,76E-07	7,74E-09	0,00E+00	1,82E-09	8,82E-08	7,59E-08	1,72E-06
Écotoxicité de l'eau douce	CTUe	3,63E-01	3,98E+01	3,42E-01	0,00E+00	3,31E-01	2,96E-03	8,56E+00	7,10E+01
Formation de particules	kg éq. PM2.5	1,11E-11	1,98E-09	6,01E-11	0,00E+00	9,57E-12	3,28E-10	9,90E-10	1,23E-08
Formation d'oxydant photochimique	kg éq. NMVOC	7,55E-08	1,13E-05	5,63E-07	-3,63E-08	6,84E-08	1,49E-05	6,19E-06	1,40E-04

Indicateur	Unité	Production	Traitement	Distribution	Crédit	Compression	Émissions directes	Maintenance	Infrastructures
Toxicité humaine, substances cancérigènes	CTUh	2,79E-12	3,61E-10	2,93E-11	0,00E+00	2,39E-12	2,71E-12	1,15E-10	1,60E-09
Toxicité humaine, substances non cancérigènes	CTUh	7,36E-12	1,91E-09	2,30E-11	0,00E+00	6,35E-12	1,62E-10	3,47E-10	2,92E-09
Radiations ionisantes	Bq éq. C-14	1,34E-03	2,13E-02	3,62E-04	0,00E+00	1,31E-03	0,00E+00	1,11E-02	1,82E-01
Appauvrissement de la couche d'ozone	kg éq .CFC-11	1,53E-12	9,66E-11	8,00E-12	0,00E+00	1,42E-12	0,00E+00	1,61E-10	4,35E-09

Tableau G-45 : Résultats bruts obtenus pour le transport routier à partir de GNR issu de matières organiques résidentielles, détaillés selon les étapes du cycle de vie.
Unité fonctionnelle (UF) : 1 tkm de marchandises transportées.

Indicateur	Unité	Production	Traitement	Distribution	Crédit	Compression	Émissions directes	Maintenance	Infrastructures
Changement climatique, court terme	kg éq. CO2	1,58E-02	1,87E-03	3,98E-04	-4,11E-02	3,97E-05	2,75E-04	1,48E-03	1,50E-02
Changement climatique, long terme	kg éq. CO2	8,73E-03	1,70E-03	2,07E-04	-1,35E-02	3,77E-05	2,57E-04	1,36E-03	1,42E-02
Occupation des terres	m2 de terre arable	7,45E-04	2,14E-04	1,07E-06	-9,76E-05	1,19E-05	0,00E+00	3,04E-05	4,84E-03
Transformation des terres	m2 de terre arable	2,05E-05	7,67E-07	1,11E-08	-9,42E-07	2,86E-08	0,00E+00	1,99E-07	1,52E-05
Utilisation d'énergie fossile	MJ	2,06E-02	1,60E-02	1,10E-03	-5,91E-03	2,51E-04	0,00E+00	2,14E-02	3,27E-01
Utilisation des ressources minérales	kg	5,67E-04	3,00E-04	1,79E-05	-1,01E-05	2,18E-06	0,00E+00	5,69E-05	1,16E-03
Rareté de l'eau	m3 éq. mondial	3,65E-03	2,86E-03	3,80E-05	-1,79E-04	2,58E-04	0,00E+00	3,17E-04	4,91E-03
Acidification de l'eau douce	kg éq. SO2	1,52E-05	9,98E-06	2,89E-07	-3,98E-12	5,63E-08	1,52E-06	7,13E-06	6,97E-05

Indicateur	Unité	Production	Traitement	Distribution	Crédit	Compression	Émissions directes	Maintenance	Infrastructures
Acidification terrestre	kg éq. SO2	5,23E-05	1,07E-05	3,12E-07	-3,37E-09	7,00E-08	1,97E-06	7,40E-06	7,51E-05
Eutrophisation de l'eau douce	kg éq. PO4 P-lim	2,21E-06	6,47E-06	9,35E-08	-1,24E-08	1,89E-08	0,00E+00	1,72E-06	1,62E-05
Eutrophisation marine	kg éq. N N-lim	1,67E-06	1,76E-07	7,74E-09	-4,50E-08	1,82E-09	8,82E-08	7,59E-08	1,72E-06
Écotoxicité de l'eau douce	CTUe	2,19E+01	3,89E+01	3,42E-01	-9,62E-01	3,31E-01	2,96E-03	8,56E+00	7,10E+01
Formation de particules	kg éq. PM2.5	4,88E-09	1,27E-09	6,01E-11	-2,01E-07	9,57E-12	3,28E-10	9,90E-10	1,23E-08
Formation d'oxydant photochimique	kg éq. NMVOC	1,71E-05	5,82E-06	5,63E-07	-1,45E-05	6,84E-08	1,49E-05	6,19E-06	1,40E-04
Toxicité humaine, substances cancérigènes	CTUh	4,96E-10	3,49E-10	2,93E-11	-1,74E-11	2,39E-12	2,71E-12	1,15E-10	1,60E-09
Toxicité humaine, substances non cancérigènes	CTUh	1,86E-09	1,82E-09	2,30E-11	-4,39E-11	6,35E-12	1,62E-10	3,47E-10	2,92E-09
Radiations ionisantes	Bq éq. C-14	2,25E-02	2,56E-02	3,62E-04	-3,61E-03	1,31E-03	0,00E+00	1,11E-02	1,82E-01
Appauvrissement de la couche d'ozone	kg éq .CFC-11	2,00E-10	9,79E-11	8,00E-12	-8,05E-11	1,42E-12	0,00E+00	1,61E-10	4,35E-09

Tableau G-46 : Résultats bruts obtenus pour le transport maritime, selon le mix gazier modélisé.
Unité fonctionnelle (UF) : 1 MJ d'énergie finale fournie à un navire.

Indicateur	Unité	Total	É.-U. Marcellus	É.-U. Barnett	É.-U. Haynesville	É.-U. Fayetteville	É.-U. Woodford	É.-U. Autres	Alberta	Colombie- Britannique	Biogaz	GNR
Mix gazier modélisé	%	100%	10,44%	2,35%	3,20%	0,43%	1,06%	2,52%	53,40%	26,06%	0,50%	0,04%
Changement climatique, court terme	kg éq. CO2	2,18E-01	2,28E-02	5,13E-03	6,98E-03	9,39E-04	2,31E-03	5,50E-03	1,17E-01	5,69E-02	1,09E-03	8,73E-05
Changement climatique, long terme	kg éq. CO2	2,04E-01	2,13E-02	4,80E-03	6,53E-03	8,78E-04	2,16E-03	5,14E-03	1,09E-01	5,32E-02	1,02E-03	8,16E-05
Occupation des terres	m2 de terre arable	1,35E-03	1,41E-04	3,17E-05	4,31E-05	5,79E-06	1,43E-05	3,39E-05	7,19E-04	3,51E-04	6,73E-06	5,39E-07
Transformation des terres	m2 de terre arable	2,22E-05	2,31E-06	5,21E-07	7,09E-07	9,52E-08	2,35E-07	5,58E-07	1,18E-05	5,77E-06	1,11E-07	8,86E-09
Utilisation d'énergie fossile	MJ	3,66E+00	3,82E-01	8,61E-02	1,17E-01	1,57E-02	3,88E-02	9,23E-02	1,96E+00	9,54E-01	1,83E-02	1,46E-03
Utilisation des ressources minérales	kg	2,24E-03	2,34E-04	5,27E-05	7,17E-05	9,64E-06	2,38E-05	5,65E-05	1,20E-03	5,84E-04	1,12E-05	8,97E-07
Rareté de l'eau	m3 éq. mondial	2,73E-02	2,85E-03	6,41E-04	8,72E-04	1,17E-04	2,89E-04	6,87E-04	1,46E-02	7,10E-03	1,36E-04	1,09E-05
Acidification de l'eau douce	kg éq. SO2	3,80E-04	3,97E-05	8,93E-06	1,22E-05	1,63E-06	4,03E-06	9,57E-06	2,03E-04	9,90E-05	1,90E-06	1,52E-07
Acidification terrestre	kg éq. SO2	4,15E-04	4,34E-05	9,76E-06	1,33E-05	1,79E-06	4,40E-06	1,05E-05	2,22E-04	1,08E-04	2,08E-06	1,66E-07
Eutrophisation de l'eau douce	kg éq. PO4 P-lim	1,14E-04	1,19E-05	2,67E-06	3,64E-06	4,89E-07	1,21E-06	2,87E-06	6,07E-05	2,96E-05	5,69E-07	4,55E-08
Eutrophisation marine	kg éq. N N-lim	1,12E-05	1,17E-06	2,63E-07	3,58E-07	4,81E-08	1,19E-07	2,82E-07	5,97E-06	2,92E-06	5,59E-08	4,48E-09
Écotoxicité de l'eau douce	CTUe	4,81E+02	5,02E+01	1,13E+01	1,54E+01	2,07E+00	5,10E+00	1,21E+01	2,57E+02	1,25E+02	2,41E+00	1,92E-01

Indicateur	Unité	Total	É.-U. Marcellus	É.-U. Barnett	É.-U. Haynesville	É.-U. Fayetteville	É.-U. Woodford	É.-U. Autres	Alberta	Colombie- Britannique	Biogaz	GNR
Formation de particules	kg éq. PM2.5	3,96E-08	4,13E-09	9,31E-10	1,27E-09	1,70E-10	4,20E-10	9,98E-10	2,11E-08	1,03E-08	1,98E-10	1,58E-11
Formation d'oxydant photochimique	kg éq. NMVOC	5,47E-04	5,71E-05	1,28E-05	1,75E-05	2,35E-06	5,80E-06	1,38E-05	2,92E-04	1,42E-04	2,73E-06	2,19E-07
Toxicité humaine, substances cancérigènes	CTUh	6,95E-09	7,25E-10	1,63E-10	2,22E-10	2,99E-11	7,36E-11	1,75E-10	3,71E-09	1,81E-09	3,47E-11	2,78E-12
Toxicité humaine, substances non cancérigènes	CTUh	1,23E-08	1,28E-09	2,88E-10	3,93E-10	5,28E-11	1,30E-10	3,09E-10	6,55E-09	3,20E-09	6,14E-11	4,91E-12
Radiations ionisantes	Bq éq. C-14	9,64E-01	1,01E-01	2,27E-02	3,08E-02	4,15E-03	1,02E-02	2,43E-02	5,15E-01	2,51E-01	4,82E-03	3,86E-04
Appauvrissement de la couche d'ozone	kg éq. CFC- 11	4,63E-09	4,83E-10	1,09E-10	1,48E-10	1,99E-11	4,90E-11	1,17E-10	2,47E-09	1,21E-09	2,31E-11	1,85E-12

**Tableau G-47 : Résultats bruts obtenus pour le transport maritime, à partir de gaz naturel issu du gisement du Marcellus.
Unité fonctionnelle (UF) : 1 MJ d'énergie finale fournie à un navire.**

Indicateur	Unité	Travaux préliminaires	Exploration	Extraction	Traitement	Fin de vie	Transmission	Distribution	Liquéfaction	Utilisation
Changement climatique, court terme	kg éq. CO2	2,48E-04	2,40E-03	1,37E-02	6,79E-03	1,75E-04	1,11E-03	1,39E-03	4,85E-03	1,80E-01
Changement climatique, long terme	kg éq. CO2	2,38E-04	1,86E-03	9,26E-03	4,41E-03	1,60E-04	1,09E-03	7,21E-04	4,55E-03	1,76E-01
Occupation des terres	m2 de terre arable	1,22E-04	2,12E-05	1,12E-04	4,00E-05	3,56E-06	2,99E-06	3,73E-06	1,58E-06	9,45E-04
Transformation des terres	m2 de terre arable	-1,54E-06	6,47E-07	1,07E-05	9,09E-07	1,70E-06	3,99E-08	3,87E-08	4,62E-07	8,71E-06
Utilisation d'énergie fossile	MJ	2,50E-03	2,21E-02	2,95E+00	4,57E-02	1,75E-03	2,05E-03	3,85E-03	8,20E-02	5,48E-01
Utilisation des ressources minérales	kg	2,52E-05	3,33E-04	1,08E-03	1,92E-04	1,25E-05	4,66E-05	6,24E-05	1,20E-05	2,02E-04

Indicateur	Unité	Travaux préliminaires	Exploration	Extraction	Traitement	Fin de vie	Transmission	Distribution	Liquéfaction	Utilisation
Rareté de l'eau	m3 éq. mondial	3,80E-04	6,91E-04	1,57E-02	5,94E-04	3,47E-04	9,88E-05	1,33E-04	3,70E-06	7,84E-03
Acidification de l'eau douce	kg éq. SO2	8,87E-07	8,50E-06	3,74E-05	1,00E-05	6,68E-07	9,07E-07	1,01E-06	3,44E-06	2,95E-04
Acidification terrestre	kg éq. SO2	1,02E-06	9,31E-06	4,07E-05	1,07E-05	7,17E-07	9,86E-07	1,09E-06	3,60E-06	3,25E-04
Eutrophisation de l'eau douce	kg éq. PO4 P-lim	1,57E-07	2,18E-06	8,62E-06	9,83E-06	2,35E-07	2,65E-07	3,26E-07	1,77E-07	8,10E-05
Eutrophisation marine	kg éq. N N-lim	3,07E-08	3,08E-07	1,42E-06	1,57E-07	3,65E-08	2,70E-08	2,70E-08	7,54E-08	8,72E-06
Écotoxicité de l'eau douce	CTUe	7,17E-01	8,57E+00	3,60E+01	3,00E+01	1,72E+00	1,01E+00	1,19E+00	8,58E-01	3,75E+02
Formation de particules	kg éq. PM2.5	2,47E-10	1,08E-09	4,77E-09	2,39E-09	1,16E-10	1,65E-10	2,10E-10	4,20E-10	3,07E-08
Formation d'oxydant photochimique	kg éq. NMVOC	1,49E-06	1,53E-05	6,38E-05	8,64E-06	6,86E-07	1,57E-06	1,97E-06	5,40E-06	4,23E-04
Toxicité humaine, substances cancérigènes	CTUh	8,24E-12	6,77E-10	2,14E-09	4,86E-10	3,77E-11	7,66E-11	1,02E-10	1,87E-11	2,76E-09
Toxicité humaine, substances non cancérigènes	CTUh	2,36E-11	7,88E-10	2,66E-09	1,05E-09	5,16E-11	6,67E-11	8,02E-11	9,99E-11	6,63E-09
Radiations ionisantes	Bq éq. C-14	1,29E-03	9,32E-03	4,10E-02	7,19E-02	1,30E-03	9,60E-04	1,26E-03	1,55E-03	8,85E-01
Appauvrissement de la couche d'ozone	kg éq. CFC-11	2,87E-11	2,18E-10	1,03E-09	2,19E-10	1,21E-11	2,10E-11	2,79E-11	5,98E-10	2,32E-09

**Tableau G-48 : Résultats bruts obtenus pour le transport maritime, à partir de gaz naturel issu du gisement de Barnett.
Unité fonctionnelle (UF) : 1 MJ d'énergie finale fournie à un navire.**

Indicateur	Unité	Travaux préliminaires	Exploration	Extraction	Traitement	Fin de vie	Transmission	Distribution	Liquéfaction	Utilisation
Changement climatique, court terme	kg éq. CO2	3,31E-04	3,21E-03	2,82E-02	6,89E-03	2,33E-04	3,64E-03	1,39E-03	4,85E-03	1,80E-01
Changement climatique, long terme	kg éq. CO2	3,18E-04	2,49E-03	1,59E-02	4,50E-03	2,14E-04	3,57E-03	7,21E-04	4,55E-03	1,76E-01
Occupation des terres	m2 de terre arable	1,63E-04	2,82E-05	1,50E-04	4,14E-05	4,75E-06	9,71E-06	3,73E-06	1,58E-06	9,45E-04
Transformation des terres	m2 de terre arable	-2,05E-06	8,63E-07	1,42E-05	9,36E-07	2,27E-06	1,29E-07	3,87E-08	4,62E-07	8,71E-06
Utilisation d'énergie fossile	MJ	3,33E-03	2,95E-02	3,00E+00	4,60E-02	2,33E-03	6,68E-03	3,85E-03	8,20E-02	5,48E-01
Utilisation des ressources minérales	kg	3,36E-05	4,44E-04	1,44E-03	1,97E-04	1,66E-05	1,51E-04	6,24E-05	1,20E-05	2,02E-04
Rareté de l'eau	m3 éq. mondial	5,07E-04	9,22E-04	2,10E-02	6,01E-04	4,63E-04	3,21E-04	1,33E-04	3,70E-06	7,84E-03
Acidification de l'eau douce	kg éq. SO2	1,18E-06	1,13E-05	4,99E-05	1,01E-05	8,90E-07	2,95E-06	1,01E-06	3,44E-06	2,95E-04
Acidification terrestre	kg éq. SO2	1,36E-06	1,24E-05	5,43E-05	1,08E-05	9,56E-07	3,20E-06	1,09E-06	3,60E-06	3,25E-04
Eutrophisation de l'eau douce	kg éq. PO4 P-lim	2,10E-07	2,90E-06	1,15E-05	9,86E-06	3,13E-07	8,62E-07	3,26E-07	1,77E-07	8,10E-05
Eutrophisation marine	kg éq. N N-lim	4,09E-08	4,11E-07	1,89E-06	1,59E-07	4,87E-08	8,78E-08	2,70E-08	7,54E-08	8,72E-06
Écotoxicité de l'eau douce	CTUe	9,55E-01	1,14E+01	4,81E+01	3,02E+01	2,30E+00	3,28E+00	1,19E+00	8,58E-01	3,75E+02
Formation de particules	kg éq. PM2.5	3,30E-10	1,45E-09	6,36E-09	2,40E-09	1,55E-10	5,35E-10	2,10E-10	4,20E-10	3,07E-08
Formation d'oxydant photochimique	kg éq. NMVOC	1,99E-06	2,04E-05	8,78E-05	8,77E-06	9,15E-07	5,12E-06	1,97E-06	5,40E-06	4,23E-04
Toxicité humaine, substances cancérigènes	CTUh	1,10E-11	9,03E-10	2,86E-09	4,98E-10	5,03E-11	2,49E-10	1,02E-10	1,87E-11	2,76E-09

Indicateur	Unité	Travaux préliminaires	Exploration	Extraction	Traitement	Fin de vie	Transmission	Distribution	Liquéfaction	Utilisation
Toxicité humaine, substances non cancérogènes	CTUh	3,15E-11	1,05E-09	3,54E-09	1,06E-09	6,88E-11	2,17E-10	8,02E-11	9,99E-11	6,63E-09
Radiations ionisantes	Bq éq. C-14	1,72E-03	1,24E-02	5,46E-02	7,20E-02	1,73E-03	3,12E-03	1,26E-03	1,55E-03	8,85E-01
Appauvrissement de la couche d'ozone	kg éq. CFC-11	3,82E-11	2,90E-10	1,38E-09	2,21E-10	1,61E-11	6,82E-11	2,79E-11	5,98E-10	2,32E-09

Tableau G-49 : Résultats bruts obtenus pour le transport maritime, à partir de gaz naturel issu du gisement d'Haynesville.
Unité fonctionnelle (UF) : 1 MJ d'énergie finale fournie à un navire.

Indicateur	Unité	Travaux préliminaires	Exploration	Extraction	Traitement	Fin de vie	Transmission	Distribution	Liquéfaction	Utilisation
Changement climatique, court terme	kg éq. CO2	1,35E-04	1,31E-03	1,16E-02	4,43E-03	9,55E-05	3,61E-03	1,39E-03	4,85E-03	1,80E-01
Changement climatique, long terme	kg éq. CO2	1,30E-04	1,02E-03	6,55E-03	2,14E-03	8,74E-05	3,53E-03	7,21E-04	4,55E-03	1,76E-01
Occupation des terres	m2 de terre arable	6,65E-05	1,15E-05	6,13E-05	1,72E-05	1,94E-06	9,61E-06	3,73E-06	1,58E-06	9,45E-04
Transformation des terres	m2 de terre arable	-8,41E-07	3,53E-07	5,81E-06	4,33E-07	9,29E-07	1,28E-07	3,87E-08	4,62E-07	8,71E-06
Utilisation d'énergie fossile	MJ	1,36E-03	1,21E-02	2,91E+00	1,24E-02	9,53E-04	6,61E-03	3,85E-03	8,20E-02	5,48E-01
Utilisation des ressources minérales	kg	1,37E-05	1,82E-04	5,91E-04	1,58E-04	6,79E-06	1,50E-04	6,24E-05	1,20E-05	2,02E-04
Rareté de l'eau	m3 éq. mondial	2,07E-04	3,77E-04	8,58E-03	1,85E-04	1,89E-04	3,17E-04	1,33E-04	3,70E-06	7,84E-03
Acidification de l'eau douce	kg éq. SO2	4,84E-07	4,64E-06	2,05E-05	3,05E-06	3,64E-07	2,91E-06	1,01E-06	3,44E-06	2,95E-04
Acidification terrestre	kg éq. SO2	5,58E-07	5,08E-06	2,22E-05	3,22E-06	3,91E-07	3,17E-06	1,09E-06	3,60E-06	3,25E-04
Eutrophisation de l'eau douce	kg éq. PO4 P-lim	8,58E-08	1,19E-06	4,70E-06	1,49E-06	1,28E-07	8,53E-07	3,26E-07	1,77E-07	8,10E-05

Indicateur	Unité	Travaux préliminaires	Exploration	Extraction	Traitement	Fin de vie	Transmission	Distribution	Liquéfaction	Utilisation
Eutrophisation marine	kg éq. N N-lim	1,67E-08	1,68E-07	7,77E-07	5,77E-08	1,99E-08	8,69E-08	2,70E-08	7,54E-08	8,72E-06
Écotoxicité de l'eau douce	CTUe	3,91E-01	4,67E+00	1,97E+01	6,56E+00	9,41E-01	3,24E+00	1,19E+00	8,58E-01	3,75E+02
Formation de particules	kg éq. PM2.5	1,35E-10	5,91E-10	2,60E-09	5,03E-10	6,35E-11	5,30E-10	2,10E-10	4,20E-10	3,07E-08
Formation d'oxydant photochimique	kg éq. NMVOC	8,12E-07	8,33E-06	3,60E-05	4,30E-06	3,74E-07	5,06E-06	1,97E-06	5,40E-06	4,23E-04
Toxicité humaine, substances cancérigènes	CTUh	4,50E-12	3,69E-10	1,17E-09	2,27E-10	2,06E-11	2,46E-10	1,02E-10	1,87E-11	2,76E-09
Toxicité humaine, substances non cancérigènes	CTUh	1,29E-11	4,30E-10	1,45E-09	4,13E-10	2,82E-11	2,14E-10	8,02E-11	9,99E-11	6,63E-09
Radiations ionisantes	Bq éq. C-14	7,04E-04	5,08E-03	2,23E-02	3,53E-03	7,08E-04	3,08E-03	1,26E-03	1,55E-03	8,85E-01
Appauvrissement de la couche d'ozone	kg éq .CFC-11	1,56E-11	1,19E-10	5,63E-10	5,78E-11	6,60E-12	6,75E-11	2,79E-11	5,98E-10	2,32E-09

**Tableau G-50 : Résultats bruts obtenus pour le transport maritime, à partir de gaz naturel issu du gisement de Fayetteville.
Unité fonctionnelle (UF) : 1 MJ d'énergie finale fournie à un navire.**

Indicateur	Unité	Travaux préliminaires	Exploration	Extraction	Traitement	Fin de vie	Transmission	Distribution	Liquéfaction	Utilisation
Changement climatique, court terme	kg éq. CO2	2,98E-04	2,89E-03	1,95E-02	1,06E-02	2,10E-04	2,33E-03	1,39E-03	4,85E-03	1,80E-01
Changement climatique, long terme	kg éq. CO2	2,86E-04	2,24E-03	1,22E-02	8,22E-03	1,92E-04	2,28E-03	7,21E-04	4,55E-03	1,76E-01
Occupation des terres	m2 de terre arable	1,46E-04	2,54E-05	1,35E-04	4,10E-05	4,27E-06	6,19E-06	3,73E-06	1,58E-06	9,45E-04
Transformation des terres	m2 de terre arable	-1,85E-06	7,77E-07	1,28E-05	1,04E-06	2,04E-06	8,26E-08	3,87E-08	4,62E-07	8,71E-06

Indicateur	Unité	Travaux préliminaires	Exploration	Extraction	Traitement	Fin de vie	Transmission	Distribution	Liquéfaction	Utilisation
Utilisation d'énergie fossile	MJ	3,00E-03	2,66E-02	2,98E+00	4,05E-02	2,10E-03	4,26E-03	3,85E-03	8,20E-02	5,48E-01
Utilisation des ressources minérales	kg	3,02E-05	4,00E-04	1,30E-03	2,03E-04	1,49E-05	9,65E-05	6,24E-05	1,20E-05	2,02E-04
Rareté de l'eau	m3 éq. mondial	4,56E-04	8,30E-04	1,89E-02	5,42E-04	4,16E-04	2,05E-04	1,33E-04	3,70E-06	7,84E-03
Acidification de l'eau douce	kg éq. SO2	1,06E-06	1,02E-05	4,49E-05	9,52E-06	8,01E-07	1,88E-06	1,01E-06	3,44E-06	2,95E-04
Acidification terrestre	kg éq. SO2	1,23E-06	1,12E-05	4,88E-05	1,01E-05	8,60E-07	2,04E-06	1,09E-06	3,60E-06	3,25E-04
Eutrophisation de l'eau douce	kg éq. PO4 P-lim	1,89E-07	2,61E-06	1,03E-05	8,60E-06	2,82E-07	5,49E-07	3,26E-07	1,77E-07	8,10E-05
Eutrophisation marine	kg éq. N N-lim	3,68E-08	3,70E-07	1,71E-06	1,62E-07	4,38E-08	5,60E-08	2,70E-08	7,54E-08	8,72E-06
Écotoxicité de l'eau douce	CTUe	8,60E-01	1,03E+01	4,33E+01	2,77E+01	2,07E+00	2,09E+00	1,19E+00	8,58E-01	3,75E+02
Formation de particules	kg éq. PM2.5	2,97E-10	1,30E-09	5,72E-09	2,13E-09	1,40E-10	3,41E-10	2,10E-10	4,20E-10	3,07E-08
Formation d'oxydant photochimique	kg éq. NMVOC	1,79E-06	1,83E-05	7,74E-05	8,53E-06	8,23E-07	3,26E-06	1,97E-06	5,40E-06	4,23E-04
Toxicité humaine, substances cancérigènes	CTUh	9,89E-12	8,13E-10	2,57E-09	4,70E-10	4,53E-11	1,59E-10	1,02E-10	1,87E-11	2,76E-09
Toxicité humaine, substances non cancérigènes	CTUh	2,83E-11	9,46E-10	3,19E-09	1,07E-09	6,19E-11	1,38E-10	8,02E-11	9,99E-11	6,63E-09
Radiations ionisantes	Bq éq. C-14	1,55E-03	1,12E-02	4,91E-02	5,86E-02	1,56E-03	1,99E-03	1,26E-03	1,55E-03	8,85E-01
Appauvrissement de la couche d'ozone	kg éq .CFC-11	3,44E-11	2,61E-10	1,24E-09	1,97E-10	1,45E-11	4,35E-11	2,79E-11	5,98E-10	2,32E-09

**Tableau G-51 : Résultats bruts obtenus pour le transport maritime, à partir de gaz naturel issu du gisement de Woodford.
Unité fonctionnelle (UF) : 1 MJ d'énergie finale fournie à un navire.**

Indicateur	Unité	Travaux préliminaires	Exploration	Extraction	Traitement	Fin de vie	Transmission	Distribution	Liquéfaction	Utilisation
Changement climatique, court terme	kg équ. CO2	1,99E-04	1,92E-03	1,30E-02	1,06E-02	1,40E-04	4,67E-03	1,39E-03	4,85E-03	1,80E-01
Changement climatique, long terme	kg équ. CO2	1,91E-04	1,49E-03	8,16E-03	8,19E-03	1,28E-04	4,57E-03	7,21E-04	4,55E-03	1,76E-01
Occupation des terres	m2 de terre arable	9,75E-05	1,69E-05	8,99E-05	3,92E-05	2,85E-06	1,24E-05	3,73E-06	1,58E-06	9,45E-04
Transformation des terres	m2 de terre arable	-1,23E-06	5,18E-07	8,52E-06	1,00E-06	1,36E-06	1,66E-07	3,87E-08	4,62E-07	8,71E-06
Utilisation d'énergie fossile	MJ	2,00E-03	1,77E-02	2,93E+00	4,02E-02	1,40E-03	8,56E-03	3,85E-03	8,20E-02	5,48E-01
Utilisation des ressources minérales	kg	2,02E-05	2,66E-04	8,66E-04	1,97E-04	9,96E-06	1,94E-04	6,24E-05	1,20E-05	2,02E-04
Rareté de l'eau	m3 équ. mondial	3,04E-04	5,53E-04	1,26E-02	5,32E-04	2,78E-04	4,11E-04	1,33E-04	3,70E-06	7,84E-03
Acidification de l'eau douce	kg équ. SO2	7,09E-07	6,80E-06	3,00E-05	9,44E-06	5,34E-07	3,77E-06	1,01E-06	3,44E-06	2,95E-04
Acidification terrestre	kg équ. SO2	8,19E-07	7,45E-06	3,26E-05	1,01E-05	5,73E-07	4,10E-06	1,09E-06	3,60E-06	3,25E-04
Eutrophisation de l'eau douce	kg équ. PO4 P-lim	1,26E-07	1,74E-06	6,89E-06	8,56E-06	1,88E-07	1,10E-06	3,26E-07	1,77E-07	8,10E-05
Eutrophisation marine	kg équ. N N-lim	2,45E-08	2,47E-07	1,14E-06	1,60E-07	2,92E-08	1,12E-07	2,70E-08	7,54E-08	8,72E-06
Écotoxicité de l'eau douce	CTUe	5,73E-01	6,86E+00	2,88E+01	2,75E+01	1,38E+00	4,20E+00	1,19E+00	8,58E-01	3,75E+02
Formation de particules	kg équ. PM2.5	1,98E-10	8,67E-10	3,82E-09	2,11E-09	9,31E-11	6,86E-10	2,10E-10	4,20E-10	3,07E-08
Formation d'oxydant photochimique	kg équ. NMVOC	1,19E-06	1,22E-05	5,17E-05	8,38E-06	5,49E-07	6,55E-06	1,97E-06	5,40E-06	4,23E-04
Toxicité humaine, substances cancérigènes	CTUh	6,59E-12	5,42E-10	1,72E-09	4,54E-10	3,02E-11	3,19E-10	1,02E-10	1,87E-11	2,76E-09

Indicateur	Unité	Travaux préliminaires	Exploration	Extraction	Traitement	Fin de vie	Transmission	Distribution	Liquéfaction	Utilisation
Toxicité humaine, substances non cancérogènes	CTUh	1,89E-11	6,30E-10	2,13E-09	1,05E-09	4,13E-11	2,77E-10	8,02E-11	9,99E-11	6,63E-09
Radiations ionisantes	Bq éq. C-14	1,03E-03	7,45E-03	3,28E-02	5,84E-02	1,04E-03	3,99E-03	1,26E-03	1,55E-03	8,85E-01
Appauvrissement de la couche d'ozone	kg éq. CFC-11	2,29E-11	1,74E-10	8,26E-10	1,94E-10	9,68E-12	8,74E-11	2,79E-11	5,98E-10	2,32E-09

Tableau G-52 : Résultats bruts obtenus pour le transport maritime, à partir de gaz naturel issu des autres gisements des États-Unis.
Unité fonctionnelle (UF) : 1 MJ d'énergie finale fournie à un navire.

Indicateur	Unité	Travaux préliminaires	Exploration	Extraction	Traitement	Fin de vie	Transmission	Distribution	Liquéfaction	Utilisation
Changement climatique, court terme	kg éq. CO2	2,53E-04	2,45E-03	1,71E-02	7,96E-03	1,79E-04	2,69E-03	1,39E-03	4,85E-03	1,80E-01
Changement climatique, long terme	kg éq. CO2	2,43E-04	1,90E-03	1,10E-02	5,62E-03	1,64E-04	2,28E-03	7,21E-04	4,55E-03	1,76E-01
Occupation des terres	m2 de terre arable	1,24E-04	2,16E-05	1,20E-04	4,46E-05	3,63E-06	6,19E-06	3,73E-06	1,58E-06	9,45E-04
Transformation des terres	m2 de terre arable	-1,57E-06	6,60E-07	1,20E-05	9,37E-07	1,74E-06	8,26E-08	3,87E-08	4,62E-07	8,71E-06
Utilisation d'énergie fossile	MJ	2,55E-03	2,26E-02	2,96E+00	4,20E-02	1,78E-03	4,26E-03	3,85E-03	8,20E-02	5,48E-01
Utilisation des ressources minérales	kg	2,57E-05	3,40E-04	1,15E-03	1,94E-04	1,27E-05	9,65E-05	6,24E-05	1,20E-05	2,02E-04
Rareté de l'eau	m3 éq. mondial	3,88E-04	7,05E-04	1,61E-02	6,00E-04	3,54E-04	2,05E-04	1,33E-04	3,70E-06	7,84E-03
Acidification de l'eau douce	kg éq. SO2	9,04E-07	8,67E-06	5,84E-05	1,51E-05	6,81E-07	1,88E-06	1,01E-06	3,44E-06	2,95E-04
Acidification terrestre	kg éq. SO2	1,04E-06	9,49E-06	6,25E-05	1,57E-05	7,31E-07	2,04E-06	1,09E-06	3,60E-06	3,25E-04
Eutrophisation de l'eau douce	kg éq. PO4 P-lim	1,60E-07	2,22E-06	1,08E-05	2,03E-05	2,39E-07	5,49E-07	3,26E-07	1,77E-07	8,10E-05

Indicateur	Unité	Travaux préliminaires	Exploration	Extraction	Traitement	Fin de vie	Transmission	Distribution	Liquéfaction	Utilisation
Eutrophisation marine	kg éq. N N-lim	3,13E-08	3,15E-07	1,74E-06	1,90E-07	3,73E-08	5,60E-08	2,70E-08	7,54E-08	8,72E-06
Écotoxicité de l'eau douce	CTUe	7,31E-01	8,74E+00	4,18E+01	5,20E+01	1,76E+00	2,09E+00	1,19E+00	8,58E-01	3,75E+02
Formation de particules	kg éq. PM2.5	2,52E-10	1,11E-09	6,37E-09	1,40E-09	1,19E-10	3,41E-10	2,10E-10	4,20E-10	3,07E-08
Formation d'oxydant photochimique	kg éq. NMVOC	1,52E-06	1,56E-05	8,69E-05	1,14E-05	7,00E-07	3,26E-06	1,97E-06	5,40E-06	4,23E-04
Toxicité humaine, substances cancérigènes	CTUh	8,41E-12	6,91E-10	2,28E-09	7,21E-10	3,85E-11	1,59E-10	1,02E-10	1,87E-11	2,76E-09
Toxicité humaine, substances non cancérigènes	CTUh	2,41E-11	8,04E-10	2,84E-09	1,45E-09	5,26E-11	1,38E-10	8,02E-11	9,99E-11	6,63E-09
Radiations ionisantes	Bq éq. C-14	1,32E-03	9,50E-03	4,27E-02	5,78E-03	1,32E-03	1,99E-03	1,26E-03	1,55E-03	8,85E-01
Appauvrissement de la couche d'ozone	kg éq. CFC-11	2,92E-11	2,22E-10	1,15E-09	1,62E-10	1,23E-11	4,35E-11	2,79E-11	5,98E-10	2,32E-09

**Tableau G-53 : Résultats bruts obtenus pour le transport maritime, à partir de gaz naturel issu de l'Alberta.
Unité fonctionnelle (UF) : 1 MJ d'énergie finale fournie à un navire.**

Indicateur	Unité	Travaux préliminaires	Exploration	Extraction	Traitement	Fin de vie	Transmission	Distribution	Liquéfaction	Utilisation
Changement climatique, court terme	kg éq. CO2	2,53E-04	2,45E-03	1,71E-02	7,96E-03	1,79E-04	5,44E-03	1,39E-03	4,85E-03	1,80E-01
Changement climatique, long terme	kg éq. CO2	2,43E-04	1,90E-03	1,10E-02	5,62E-03	1,64E-04	5,36E-03	7,21E-04	4,55E-03	1,76E-01
Occupation des terres	m2 de terre arable	1,24E-04	2,16E-05	1,20E-04	4,46E-05	3,63E-06	1,46E-05	3,73E-06	1,58E-06	9,45E-04
Transformation des terres	m2 de terre arable	-1,57E-06	6,60E-07	1,20E-05	9,37E-07	1,74E-06	1,95E-07	3,87E-08	4,62E-07	8,71E-06

Indicateur	Unité	Travaux préliminaires	Exploration	Extraction	Traitement	Fin de vie	Transmission	Distribution	Liquéfaction	Utilisation
Utilisation d'énergie fossile	MJ	2,55E-03	2,26E-02	2,96E+00	4,20E-02	1,78E-03	1,00E-02	3,85E-03	8,20E-02	5,48E-01
Utilisation des ressources minérales	kg	2,57E-05	3,40E-04	1,15E-03	1,94E-04	1,27E-05	2,28E-04	6,24E-05	1,20E-05	2,02E-04
Rareté de l'eau	m3 éq. mondial	3,88E-04	7,05E-04	1,61E-02	6,00E-04	3,54E-04	4,84E-04	1,33E-04	3,70E-06	7,84E-03
Acidification de l'eau douce	kg éq. SO2	9,04E-07	8,67E-06	5,84E-05	1,51E-05	6,81E-07	4,44E-06	1,01E-06	3,44E-06	2,95E-04
Acidification terrestre	kg éq. SO2	1,04E-06	9,49E-06	6,25E-05	1,57E-05	7,31E-07	4,83E-06	1,09E-06	3,60E-06	3,25E-04
Eutrophisation de l'eau douce	kg éq. PO4 P-lim	1,60E-07	2,22E-06	1,08E-05	2,03E-05	2,39E-07	1,30E-06	3,26E-07	1,77E-07	8,10E-05
Eutrophisation marine	kg éq. N N-lim	3,13E-08	3,15E-07	1,74E-06	1,90E-07	3,73E-08	1,32E-07	2,70E-08	7,54E-08	8,72E-06
Écotoxicité de l'eau douce	CTUe	7,31E-01	8,74E+00	4,18E+01	5,20E+01	1,76E+00	4,94E+00	1,19E+00	8,58E-01	3,75E+02
Formation de particules	kg éq. PM2.5	2,52E-10	1,11E-09	6,37E-09	1,40E-09	1,19E-10	8,08E-10	2,10E-10	4,20E-10	3,07E-08
Formation d'oxydant photochimique	kg éq. NMVOC	1,52E-06	1,56E-05	8,69E-05	1,14E-05	7,00E-07	7,70E-06	1,97E-06	5,40E-06	4,23E-04
Toxicité humaine, substances cancérigènes	CTUh	8,41E-12	6,91E-10	2,28E-09	7,21E-10	3,85E-11	3,75E-10	1,02E-10	1,87E-11	2,76E-09
Toxicité humaine, substances non cancérigènes	CTUh	2,41E-11	8,04E-10	2,84E-09	1,45E-09	5,26E-11	3,27E-10	8,02E-11	9,99E-11	6,63E-09
Radiations ionisantes	Bq éq. C-14	1,32E-03	9,50E-03	4,27E-02	5,78E-03	1,32E-03	4,70E-03	1,26E-03	1,55E-03	8,85E-01
Appauvrissement de la couche d'ozone	kg éq. CFC-11	2,92E-11	2,22E-10	1,15E-09	1,62E-10	1,23E-11	1,03E-10	2,79E-11	5,98E-10	2,32E-09

**Tableau G-54 : Résultats bruts obtenus pour le transport maritime, à partir de gaz naturel issu de la Colombie-Britannique.
Unité fonctionnelle (UF) : 1 MJ d'énergie finale fournie à un navire.**

Indicateur	Unité	Travaux préliminaires	Exploration	Extraction	Traitement	Fin de vie	Transmission	Distribution	Liquéfaction	Utilisation
Changement climatique, court terme	kg éq. CO2	2,98E-04	2,89E-03	1,91E-02	7,96E-03	1,79E-04	5,67E-03	1,39E-03	4,85E-03	1,80E-01
Changement climatique, long terme	kg éq. CO2	2,43E-04	2,24E-03	1,21E-02	5,62E-03	1,64E-04	5,58E-03	7,21E-04	4,55E-03	1,76E-01
Occupation des terres	m2 de terre arable	1,24E-04	2,54E-05	1,35E-04	4,46E-05	3,63E-06	1,53E-05	3,73E-06	1,58E-06	9,45E-04
Transformation des terres	m2 de terre arable	-1,57E-06	7,77E-07	1,28E-05	9,37E-07	1,74E-06	2,03E-07	3,87E-08	4,62E-07	8,71E-06
Utilisation d'énergie fossile	MJ	2,55E-03	2,66E-02	2,98E+00	4,20E-02	1,78E-03	1,04E-02	3,85E-03	8,20E-02	5,48E-01
Utilisation des ressources minérales	kg	2,57E-05	4,00E-04	1,30E-03	1,94E-04	1,27E-05	2,38E-04	6,24E-05	1,20E-05	2,02E-04
Rareté de l'eau	m3 éq. mondial	3,88E-04	8,30E-04	1,89E-02	6,00E-04	3,54E-04	5,04E-04	1,33E-04	3,70E-06	7,84E-03
Acidification de l'eau douce	kg éq. SO2	9,04E-07	1,02E-05	4,49E-05	1,51E-05	6,81E-07	4,63E-06	1,01E-06	3,44E-06	2,95E-04
Acidification terrestre	kg éq. SO2	1,04E-06	1,12E-05	4,88E-05	1,57E-05	7,31E-07	5,03E-06	1,09E-06	3,60E-06	3,25E-04
Eutrophisation de l'eau douce	kg éq. PO4 P-lim	1,60E-07	2,61E-06	1,03E-05	2,03E-05	2,39E-07	1,35E-06	3,26E-07	1,77E-07	8,10E-05
Eutrophisation marine	kg éq. N N-lim	3,13E-08	3,70E-07	1,71E-06	1,90E-07	3,73E-08	1,38E-07	2,70E-08	7,54E-08	8,72E-06
Écotoxicité de l'eau douce	CTUe	7,31E-01	1,03E+01	4,33E+01	5,20E+01	1,76E+00	5,15E+00	1,19E+00	8,58E-01	3,75E+02
Formation de particules	kg éq. PM2.5	2,52E-10	1,30E-09	5,72E-09	1,40E-09	1,19E-10	8,41E-10	2,10E-10	4,20E-10	3,07E-08
Formation d'oxydant photochimique	kg éq. NMVOC	1,52E-06	1,83E-05	7,73E-05	1,14E-05	7,00E-07	8,02E-06	1,97E-06	5,40E-06	4,23E-04
Toxicité humaine, substances cancérigènes	CTUh	8,41E-12	8,13E-10	2,57E-09	7,21E-10	3,85E-11	3,91E-10	1,02E-10	1,87E-11	2,76E-09

Indicateur	Unité	Travaux préliminaires	Exploration	Extraction	Traitement	Fin de vie	Transmission	Distribution	Liquéfaction	Utilisation
Toxicité humaine, substances non cancérogènes	CTUh	2,41E-11	9,46E-10	3,19E-09	1,45E-09	5,26E-11	3,40E-10	8,02E-11	9,99E-11	6,63E-09
Radiations ionisantes	Bq éq. C-14	1,32E-03	1,12E-02	4,91E-02	5,78E-03	1,32E-03	4,90E-03	1,26E-03	1,55E-03	8,85E-01
Appauvrissement de la couche d'ozone	kg éq. CFC-11	2,92E-11	2,61E-10	1,24E-09	1,62E-10	1,23E-11	1,07E-10	2,79E-11	5,98E-10	2,32E-09

Tableau G-55 : Résultats bruts obtenus pour le transport maritime, à partir de biogaz issu de lieux d'enfouissement.
Unité fonctionnelle (UF) : 1 MJ d'énergie finale fournie à un navire.

Indicateur	Unité	Production	Traitement	Distribution	Crédit	Liquéfaction	Utilisation
Changement climatique, court terme	kg éq. CO2	1,42E-04	0,00E+00	3,05E-03	-5,95E-04	7,70E-03	5,04E-02
Changement climatique, long terme	kg éq. CO2	1,34E-04	0,00E+00	1,58E-03	-1,92E-04	3,03E-03	4,64E-02
Occupation des terres	m2 de terre arable	4,08E-05	0,00E+00	8,17E-06	0,00E+00	1,61E-05	9,45E-04
Transformation des terres	m2 de terre arable	9,86E-08	0,00E+00	8,48E-08	0,00E+00	1,02E-07	8,71E-06
Utilisation d'énergie fossile	MJ	9,17E-04	0,00E+00	8,43E-03	0,00E+00	2,52E-02	5,48E-01
Utilisation des ressources minérales	kg	7,97E-06	0,00E+00	1,37E-04	0,00E+00	2,76E-04	2,02E-04
Rareté de l'eau	m3 éq. mondial	8,83E-04	0,00E+00	2,91E-04	0,00E+00	2,78E-04	7,84E-03
Acidification de l'eau douce	kg éq. SO2	2,22E-07	0,00E+00	2,21E-06	0,00E+00	5,72E-06	2,95E-04
Acidification terrestre	kg éq. SO2	2,80E-07	0,00E+00	2,39E-06	0,00E+00	6,29E-06	3,25E-04
Eutrophisation de l'eau douce	kg éq. PO4 P-lim	7,53E-08	0,00E+00	7,15E-07	0,00E+00	1,47E-06	8,10E-05

Indicateur	Unité	Production	Traitement	Distribution	Crédit	Liquéfaction	Utilisation
Eutrophisation marine	kg éq. N N-lim	7,04E-09	0,00E+00	5,93E-08	0,00E+00	1,94E-07	8,72E-06
Écotoxicité de l'eau douce	CTUe	1,22E+00	0,00E+00	2,62E+00	0,00E+00	5,12E+00	3,75E+02
Formation de particules	kg éq. PM2.5	3,73E-11	0,00E+00	4,60E-10	0,00E+00	8,46E-10	3,07E-08
Formation d'oxydant photochimique	kg éq. NMVOC	2,53E-07	0,00E+00	4,31E-06	-1,77E-07	1,33E-05	4,23E-04
Toxicité humaine, substances cancérigènes	CTUh	9,35E-12	0,00E+00	2,24E-10	0,00E+00	3,58E-10	2,76E-09
Toxicité humaine, substances non cancérigènes	CTUh	2,47E-11	0,00E+00	1,76E-10	0,00E+00	4,77E-10	6,63E-09
Radiations ionisantes	Bq éq. C-14	4,50E-03	0,00E+00	2,77E-03	0,00E+00	4,94E-03	8,85E-01
Appauvrissement de la couche d'ozone	kg éq. CFC-11	5,14E-12	0,00E+00	6,12E-11	0,00E+00	5,81E-11	2,32E-09

**Tableau G-56 : Résultats bruts obtenus pour le transport maritime, à partir de GNR issu de fumier animal.
Unité fonctionnelle (UF) : 1 MJ d'énergie finale fournie à un navire.**

Indicateur	Unité	Production	Traitement	Distribution	Crédit	Liquéfaction	Utilisation
Changement climatique, court terme	kg éq. CO2	1,19E-01	7,00E-03	1,39E-03	-7,59E-01	7,70E-03	5,04E-02
Changement climatique, long terme	kg éq. CO2	8,52E-02	6,37E-03	7,21E-04	-2,46E-01	3,03E-03	4,64E-02
Occupation des terres	m2 de terre arable	3,00E-03	7,99E-04	3,73E-06	0,00E+00	1,61E-05	9,45E-04
Transformation des terres	m2 de terre arable	5,66E-06	2,87E-06	3,87E-08	0,00E+00	1,02E-07	8,71E-06
Utilisation d'énergie fossile	MJ	6,13E-02	6,00E-02	3,85E-03	0,00E+00	2,52E-02	5,48E-01
Utilisation des ressources minérales	kg	5,07E-04	1,12E-03	6,24E-05	0,00E+00	2,76E-04	2,02E-04
Rareté de l'eau	m3 éq. mondial	8,27E-03	1,07E-02	1,33E-04	0,00E+00	2,78E-04	7,84E-03

Indicateur	Unité	Production	Traitement	Distribution	Crédit	Liquéfaction	Utilisation
Acidification de l'eau douce	kg éq. SO2	4,44E-05	3,73E-05	1,01E-06	0,00E+00	5,72E-06	2,95E-04
Acidification terrestre	kg éq. SO2	1,57E-04	3,99E-05	1,09E-06	0,00E+00	6,29E-06	3,25E-04
Eutrophisation de l'eau douce	kg éq. PO4 P-lim	6,21E-06	2,42E-05	3,26E-07	0,00E+00	1,47E-06	8,10E-05
Eutrophisation marine	kg éq. N N-lim	5,11E-06	6,59E-07	2,70E-08	0,00E+00	1,94E-07	8,72E-06
Écotoxicité de l'eau douce	CTUe	3,94E+01	1,45E+02	1,19E+00	0,00E+00	5,12E+00	3,75E+02
Formation de particules	kg éq. PM2.5	1,44E-08	4,75E-09	2,10E-10	0,00E+00	8,46E-10	3,07E-08
Formation d'oxydant photochimique	kg éq. NMVOC	4,73E-05	2,18E-05	1,97E-06	-2,26E-04	1,33E-05	4,23E-04
Toxicité humaine, substances cancérigènes	CTUh	7,90E-10	1,31E-09	1,02E-10	0,00E+00	3,58E-10	2,76E-09
Toxicité humaine, substances non cancérigènes	CTUh	6,80E-09	6,80E-09	8,02E-11	0,00E+00	4,77E-10	6,63E-09
Radiations ionisantes	Bq éq. C-14	7,16E-02	9,57E-02	1,26E-03	0,00E+00	4,94E-03	8,85E-01
Appauvrissement de la couche d'ozone	kg éq. CFC-11	1,15E-09	3,66E-10	2,79E-11	0,00E+00	5,81E-11	2,32E-09

Tableau G-57 : Résultats bruts obtenus pour le transport maritime, à partir de GNR issu d'eaux usées.
Unité fonctionnelle (UF) : 1 MJ d'énergie finale fournie à un navire.

Indicateur	Unité	Production	Traitement	Distribution	Crédit	Liquéfaction	Utilisation
Changement climatique, court terme	kg éq. CO2	8,95E-02	7,00E-03	1,39E-03	-1,40E-01	7,70E-03	5,04E-02
Changement climatique, long terme	kg éq. CO2	6,50E-02	6,37E-03	7,21E-04	-9,67E-02	3,03E-03	4,64E-02
Occupation des terres	m2 de terre arable	6,15E-03	7,99E-04	3,73E-06	-6,73E-04	1,61E-05	9,45E-04
Transformation des terres	m2 de terre arable	6,52E-05	2,87E-06	3,87E-08	-6,69E-06	1,02E-07	8,71E-06

Indicateur	Unité	Production	Traitement	Distribution	Crédit	Liquéfaction	Utilisation
Utilisation d'énergie fossile	MJ	6,59E-01	6,00E-02	3,85E-03	-1,39E-01	2,52E-02	5,48E-01
Utilisation des ressources minérales	kg	1,59E-03	1,12E-03	6,24E-05	-5,91E-04	2,76E-04	2,02E-04
Rareté de l'eau	m3 éq. mondial	1,32E-02	1,07E-02	1,33E-04	-1,79E-03	2,78E-04	7,84E-03
Acidification de l'eau douce	kg éq. SO2	3,20E-04	3,73E-05	1,01E-06	-2,11E-10	5,72E-06	2,95E-04
Acidification terrestre	kg éq. SO2	4,22E-04	3,99E-05	1,09E-06	-1,80E-07	6,29E-06	3,25E-04
Eutrophisation de l'eau douce	kg éq. PO4 P-lim	3,09E-05	2,42E-05	3,26E-07	-6,48E-07	1,47E-06	8,10E-05
Eutrophisation marine	kg éq. N N-lim	6,25E-06	6,59E-07	2,70E-08	-7,13E-06	1,94E-07	8,72E-06
Écotoxicité de l'eau douce	CTUe	1,46E+02	1,45E+02	1,19E+00	-3,48E+03	5,12E+00	3,75E+02
Formation de particules	kg éq. PM2.5	4,14E-08	4,75E-09	2,10E-10	-6,68E-06	8,46E-10	3,07E-08
Formation d'oxydant photochimique	kg éq. NMVOC	1,64E-04	2,18E-05	1,97E-06	-2,03E-04	1,33E-05	4,23E-04
Toxicité humaine, substances cancérigènes	CTUh	2,15E-09	1,31E-09	1,02E-10	-4,36E-09	3,58E-10	2,76E-09
Toxicité humaine, substances non cancérigènes	CTUh	5,14E-09	6,80E-09	8,02E-11	-6,24E-09	4,77E-10	6,63E-09
Radiations ionisantes	Bq éq. C-14	2,95E-01	9,57E-02	1,26E-03	-3,84E-02	4,94E-03	8,85E-01
Appauvrissement de la couche d'ozone	kg éq. CFC-11	8,91E-09	3,66E-10	2,79E-11	-2,51E-09	5,81E-11	2,32E-09

**Tableau G-58 : Résultats bruts obtenus pour le transport maritime, à partir de GNR issu de lieux d'enfouissement.
Unité fonctionnelle (UF) : 1 MJ d'énergie finale fournie à un navire.**

Indicateur	Unité	Production	Traitement	Distribution	Crédit	Liquéfaction	Utilisation
Changement climatique, court terme	kg éq. CO2	1,57E-04	7,60E-03	1,39E-03	-4,27E-04	7,70E-03	5,04E-02

Indicateur	Unité	Production	Traitement	Distribution	Crédit	Liquéfaction	Utilisation
Changement climatique, long terme	kg éq. CO2	1,40E-04	2,33E-02	7,21E-04	-1,38E-04	3,03E-03	4,64E-02
Occupation des terres	m2 de terre arable	4,25E-05	6,13E-04	3,73E-06	0,00E+00	1,61E-05	9,45E-04
Transformation des terres	m2 de terre arable	1,03E-07	2,41E-06	3,87E-08	0,00E+00	1,02E-07	8,71E-06
Utilisation d'énergie fossile	MJ	9,55E-04	5,38E-02	3,85E-03	0,00E+00	2,52E-02	5,48E-01
Utilisation des ressources minérales	kg	8,30E-06	1,09E-03	6,24E-05	0,00E+00	2,76E-04	2,02E-04
Rareté de l'eau	m3 éq. mondial	9,20E-04	6,71E-03	1,33E-04	0,00E+00	2,78E-04	7,84E-03
Acidification de l'eau douce	kg éq. SO2	2,31E-07	7,53E-05	1,01E-06	0,00E+00	5,72E-06	2,95E-04
Acidification terrestre	kg éq. SO2	2,91E-07	7,76E-05	1,09E-06	0,00E+00	6,29E-06	3,25E-04
Eutrophisation de l'eau douce	kg éq. PO4 P-lim	7,84E-08	2,36E-05	3,26E-07	0,00E+00	1,47E-06	8,10E-05
Eutrophisation marine	kg éq. N N-lim	7,33E-09	6,15E-07	2,70E-08	0,00E+00	1,94E-07	8,72E-06
Écotoxicité de l'eau douce	CTUe	1,27E+00	1,39E+02	1,19E+00	0,00E+00	5,12E+00	3,75E+02
Formation de particules	kg éq. PM2.5	3,88E-11	6,92E-09	2,10E-10	0,00E+00	8,46E-10	3,07E-08
Formation d'oxydant photochimique	kg éq. NMVOC	2,64E-07	3,96E-05	1,97E-06	-1,27E-07	1,33E-05	4,23E-04
Toxicité humaine, substances cancérigènes	CTUh	9,73E-12	1,26E-09	1,02E-10	0,00E+00	3,58E-10	2,76E-09
Toxicité humaine, substances non cancérigènes	CTUh	2,57E-11	6,67E-09	8,02E-11	0,00E+00	4,77E-10	6,63E-09
Radiations ionisantes	Bq éq. C-14	4,69E-03	7,44E-02	1,26E-03	0,00E+00	4,94E-03	8,85E-01
Appauvrissement de la couche d'ozone	kg éq. CFC-11	5,35E-12	3,37E-10	2,79E-11	0,00E+00	5,81E-11	2,32E-09

**Tableau G-59 : Résultats bruts obtenus pour le transport maritime, à partir de GNR issu de matières organiques résidentielles.
Unité fonctionnelle (UF) : 1 MJ d'énergie finale fournie à un navire.**

Indicateur	Unité	Production	Traitement	Distribution	Crédit	Liquéfaction	Utilisation
Changement climatique, court terme	kg éq. CO2	5,52E-02	6,53E-03	1,39E-03	-1,43E-01	7,70E-03	5,04E-02
Changement climatique, long terme	kg éq. CO2	3,05E-02	5,95E-03	7,21E-04	-4,73E-02	3,03E-03	4,64E-02
Occupation des terres	m2 de terre arable	2,60E-03	7,46E-04	3,73E-06	-3,41E-04	1,61E-05	9,45E-04
Transformation des terres	m2 de terre arable	7,17E-05	2,68E-06	3,87E-08	-3,29E-06	1,02E-07	8,71E-06
Utilisation d'énergie fossile	MJ	7,18E-02	5,60E-02	3,85E-03	-2,06E-02	2,52E-02	5,48E-01
Utilisation des ressources minérales	kg	1,98E-03	1,05E-03	6,24E-05	-3,52E-05	2,76E-04	2,02E-04
Rareté de l'eau	m3 éq. mondial	1,28E-02	9,99E-03	1,33E-04	-6,24E-04	2,78E-04	7,84E-03
Acidification de l'eau douce	kg éq. SO2	5,32E-05	3,48E-05	1,01E-06	-1,39E-11	5,72E-06	2,95E-04
Acidification terrestre	kg éq. SO2	1,83E-04	3,73E-05	1,09E-06	-1,18E-08	6,29E-06	3,25E-04
Eutrophisation de l'eau douce	kg éq. PO4 P-lim	7,71E-06	2,26E-05	3,26E-07	-4,33E-08	1,47E-06	8,10E-05
Eutrophisation marine	kg éq. N N-lim	5,83E-06	6,15E-07	2,70E-08	-1,57E-07	1,94E-07	8,72E-06
Écotoxicité de l'eau douce	CTUe	7,64E+01	1,36E+02	1,19E+00	-3,36E+00	5,12E+00	3,75E+02
Formation de particules	kg éq. PM2.5	1,70E-08	4,43E-09	2,10E-10	-7,01E-07	8,46E-10	3,07E-08
Formation d'oxydant photochimique	kg éq. NMVOC	5,98E-05	2,03E-05	1,97E-06	-5,07E-05	1,33E-05	4,23E-04
Toxicité humaine, substances cancérigènes	CTUh	1,73E-09	1,22E-09	1,02E-10	-6,09E-11	3,58E-10	2,76E-09
Toxicité humaine, substances non cancérigènes	CTUh	6,49E-09	6,35E-09	8,02E-11	-1,53E-10	4,77E-10	6,63E-09

Indicateur	Unité	Production	Traitement	Distribution	Crédit	Liquéfaction	Utilisation
Radiations ionisantes	Bq éq. C-14	7,84E-02	8,94E-02	1,26E-03	-1,26E-02	4,94E-03	8,85E-01
Appauvrissement de la couche d'ozone	kg éq. CFC-11	6,99E-10	3,42E-10	2,79E-11	-2,81E-10	5,81E-11	2,32E-09

**Tableau G-60 : Résultats bruts obtenus pour la génération de chaleur à partir de mazout.
Unité fonctionnelle (UF) : 1 MJ de chaleur fournie.**

Indicateur	Unité	Mazout
Changement climatique, court terme	kg éq. CO2	1,10E-01
Changement climatique, long terme	kg éq. CO2	1,09E-01
Occupation des terres	m2 de terre arable	9,10E-05
Transformation des terres	m2 de terre arable	8,52E-06
Utilisation d'énergie fossile	MJ	1,97E+00
Utilisation des ressources minérales	kg	3,36E-04
Rareté de l'eau	m3 éq. mondial	1,51E-03
Acidification de l'eau douce	kg éq. SO2	1,20E-04
Acidification terrestre	kg éq. SO2	1,27E-04
Eutrophisation de l'eau douce	kg éq. PO4 P-lim	6,93E-06
Eutrophisation marine	kg éq. N N-lim	2,77E-06
Écotoxicité de l'eau douce	CTUe	3,32E+01
Formation de particules	kg éq. PM2.5	9,44E-09

Indicateur	Unité	Mazout
Formation d'oxydant photochimique	kg éq. NMVOC	1,43E-04
Toxicité humaine, substances cancérigènes	CTUh	6,79E-10
Toxicité humaine, substances non cancérigènes	CTUh	2,67E-09
Radiations ionisantes	Bq éq. C-14	1,20E-01
Appauvrissement de la couche d'ozone	kg éq. CFC-11	3,60E-08

Tableau G-61 : Résultats bruts obtenus pour la génération de chaleur hors du réseau de distribution d'Énergir.
Unité fonctionnelle (UF) : 1 MJ de chaleur fournie.

		Travaux préliminaires	Exploration	Extraction	Traitement	Fin de vie	Transmission	Distribution	Compression / Liquéfaction	Transport vers utilisateur	Utilisation	Total
CNG	É-U Marcellus	9,83E-05	9,52E-04	5,42E-03	2,69E-03	6,93E-05	5,83E-04	5,51E-04	6,27E-05	2,54E-03	6,20E-02	7,50E-02
	Gaz naturel distribué par Énergir											7,78E-02
LNG	É-U Marcellus	9,83E-05	9,52E-04	5,42E-03	2,69E-03	6,93E-05	5,83E-04	5,51E-04	2,26E-03	3,57E-03	6,20E-02	7,82E-02
	Gaz naturel distribué par Énergir											8,11E-02
Autres	Mazout lourd	0,00E+00	0,00E+00	1,33E-02	5,28E-03	0,00E+00	2,17E-03	0,00E+00	0,00E+00	2,60E-03	9,62E-02	1,20E-01

		Travaux préliminaires	Exploration	Extraction	Traitement	Fin de vie	Transmission	Distribution	Compression / Liquéfaction	Transport vers utilisateur	Utilisation	Total
	Mazout léger	0,00E+00	0,00E+00	1,29E-02	5,14E-03	0,00E+00	2,10E-03	0,00E+00	0,00E+00	2,47E-03	9,00E-02	1,13E-01
	Diesel	0,00E+00	0,00E+00	1,24E-02	4,88E-03	0,00E+00	2,02E-03	0,00E+00	0,00E+00	2,33E-03	9,74E-02	1,19E-01
	Propane	0,00E+00	0,00E+00	1,93E-02	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	2,17E-03	6,80E-02	8,95E-02

Tableau G-62 : Résultats bruts obtenus pour la génération de chaleur résidentielle à partir d'électricité.
Unité fonctionnelle (UF) : 1 MJ de chaleur fournie.

Indicateur	Unité	Pompe à chaleur	Plinthes électriques
Changement climatique, court terme	kg éq. CO2	9,18E-03	0,00750417
Changement climatique, long terme	kg éq. CO2	4,19E-03	0,00712164
Occupation des terres	m2 de terre arable	3,31E-04	0,00223201
Transformation des terres	m2 de terre arable	8,76E-07	5,3741E-06
Utilisation d'énergie fossile	MJ	1,43E-02	0,04764448
Utilisation des ressources minérales	kg	1,62E-04	0,00040909
Rareté de l'eau	m3 éq. mondial	7,15E-03	0,04838713
Acidification de l'eau douce	kg éq. SO2	1,07E-05	1,0809E-05
Acidification terrestre	kg éq. SO2	1,15E-05	1,3386E-05
Eutrophisation de l'eau douce	kg éq. PO4 P-lim	7,34E-06	3,6052E-06
Eutrophisation marine	kg éq. N N-lim	2,00E-07	3,4464E-07
Écotoxicité de l'eau douce	CTUe	4,56E+01	62,8439601
Formation de particules	kg éq. PM2.5	1,15E-09	1,8275E-09
Formation d'oxydant photochimique	kg éq. NMVOC	5,58E-06	1,297E-05
Toxicité humaine, substances cancérigènes	CTUh	3,36E-10	4,5815E-10
Toxicité humaine, substances non cancérigènes	CTUh	2,38E-09	1,2023E-09
Radiations ionisantes	Bq éq. C-14	3,97E-02	0,24640312
Appauvrissement de la couche d'ozone	kg éq. CFC-11	6,31E-09	2,6967E-10

Tableau G-63 : Résultats bruts obtenus pour le transport routier à partir de diesel.
Unité fonctionnelle (UF) : 1 tkm de marchandises transportées.

Indicateur	Unité	Diesel
Changement climatique, court terme	kg éq. CO2	8,67E-02
Changement climatique, long terme	kg éq. CO2	8,51E-02
Occupation des terres	m2 de terre arable	4,83E-03

Indicateur	Unité	Diesel
Transformation des terres	m2 de terre arable	2,02E-05
Utilisation d'énergie fossile	MJ	1,53E+00
Utilisation des ressources minérales	kg	1,38E-03
Rareté de l'eau	m3 éq. mondial	5,92E-03
Acidification de l'eau douce	kg éq. SO2	1,11E-04
Acidification terrestre	kg éq. SO2	1,20E-04
Eutrophisation de l'eau douce	kg éq. PO4 P-lim	2,15E-05
Eutrophisation marine	kg éq. N N-lim	3,21E-06
Écotoxicité de l'eau douce	CTUe	1,01E+02
Formation de particules	kg éq. PM2.5	4,06E-08
Formation d'oxydant photochimique	kg éq. NMVOC	2,19E-04
Toxicité humaine, substances cancérigènes	CTUh	2,03E-09
Toxicité humaine, substances non cancérigènes	CTUh	7,99E-09
Radiations ionisantes	Bq éq. C-14	2,61E-01
Appauvrissement de la couche d'ozone	kg éq. CFC-11	2,61E-08

**Tableau G-64 : Résultats bruts obtenus pour le transport maritime à partir du mazout lourd et du diesel marin.
Unité fonctionnelle (UF) : 1 MJ d'énergie finale fournie à un navire.**

Indicateur	Unité	Mazout lourd	Diesel marin
Changement climatique, court terme	kg éq. CO2	2,83E-01	2,57E-01
Changement climatique, long terme	kg éq. CO2	2,75E-01	2,51E-01
Occupation des terres	m2 de terre arable	1,20E-03	1,07E-03
Transformation des terres	m2 de terre arable	4,08E-05	2,43E-05
Utilisation d'énergie fossile	MJ	7,50E+00	4,25E+00
Utilisation des ressources minérales	kg	1,16E-03	7,66E-04
Rareté de l'eau	m3 éq. mondial	1,62E-02	9,76E-03

Indicateur	Unité	Mazout lourd	Diesel marin
Acidification de l'eau douce	kg éq. SO2	1,96E-03	1,45E-03
Acidification terrestre	kg éq. SO2	2,18E-03	1,62E-03
Eutrophisation de l'eau douce	kg éq. PO4 P-lim	1,04E-04	9,05E-05
Eutrophisation marine	kg éq. N N-lim	6,99E-05	6,05E-05
Écotoxicité de l'eau douce	CTUe	4,53E+02	4,14E+02
Formation de particules	kg éq. PM2.5	1,28E-07	8,70E-08
Formation d'oxydant photochimique	kg éq. NMVOC	3,55E-03	2,96E-03
Toxicité humaine, substances cancérigènes	CTUh	4,53E-09	3,70E-09
Toxicité humaine, substances non cancérigènes	CTUh	1,42E-08	9,37E-09
Radiations ionisantes	Bq éq. C-14	1,57E+00	1,08E+00
Appauvrissement de la couche d'ozone	kg éq. CFC-11	1,28E-07	7,01E-08

Tableau G-65 : Résultats bruts obtenus avec la méthode ReCiPe, pour l'analyse de sensibilité sur la méthode d'évaluation des impacts. Unité fonctionnelle (UF) : 1 MJ de gaz produit.

Indicateur	Unité	Marcellus	Fumier animal	Eaux usées	Lieux d'enfouissement	Matières organiques résidentielles
Changement climatique, court terme	kg éq. CO2	1,21E-02	5,00E-02	1,97E-02	3,62E-03	2,50E-02
Changement climatique, long terme	kg éq. CO2	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Occupation des terres	m2 de terre arable	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Transformation des terres	m2 de terre arable	1,47E-04	1,96E-03	1,37E-03	4,37E-04	1,33E-03
Utilisation d'énergie fossile	MJ	2,51E-02	1,05E-03	1,02E-03	5,53E-04	1,01E-03
Utilisation des ressources minérales	kg	7,05E-05	1,01E-04	1,21E-04	7,19E-05	1,20E-04
Rareté de l'eau	m3 éq. mondial	5,42E-05	8,99E-04	9,59E-04	5,66E-04	8,82E-04
Acidification de l'eau douce	kg éq. SO2	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Acidification terrestre	kg éq. SO2	2,01E-05	8,52E-05	7,40E-05	1,58E-05	7,38E-05

Indicateur	Unité	Marcellus	Fumier animal	Eaux usées	Lieux d'enfouissement	Matières organiques résidentielles
Eutrophisation de l'eau douce	kg éq. PO4 P-lim	2,37E-06	3,93E-06	3,88E-06	3,18E-06	3,86E-06
Eutrophisation marine	kg éq. N N-lim	1,79E-07	2,13E-07	2,03E-07	1,67E-07	2,02E-07
Écotoxicité de l'eau douce	CTUe	2,61E-04	6,69E-04	6,41E-04	5,28E-04	6,30E-04
Formation de particules	kg éq. PM2.5	1,24E-05	1,86E-05	1,73E-05	7,06E-06	1,73E-05
Formation d'oxydant photochimique	kg éq. NMVOC	2,56E-05	1,74E-05	1,57E-05	6,94E-06	1,56E-05
Toxicité humaine, substances cancérigènes	CTUh	9,80E-04	6,34E-04	7,80E-04	4,14E-04	7,75E-04
Toxicité humaine, substances non cancérigènes	CTUh	6,83E-03	2,06E-02	1,92E-02	1,67E-02	1,91E-02
Radiations ionisantes	Bq éq. C-14	2,86E-04	4,42E-04	4,20E-04	2,84E-04	4,02E-04
Appauvrissement de la couche d'ozone	kg éq. CFC-11	2,23E-09	9,38E-07	4,57E-09	2,75E-09	4,33E-09

Tableau G-66 : Résultats bruts obtenus avec le PRG20, pour l'analyse de sensibilité sur l'indicateur.
Unité fonctionnelle (UF) : 1 MJ de gaz produit.

		Gaz naturel fossile	Gaz naturel renouvelable			
Indicateur	Unité	Marcellus	Fumier animal	Eaux usées	Lieux d'enfouissement	Déchets organiques résidentiels
Changement climatique, court terme	kg éq. CO2	1,71E-02	-6,53E-01	-8,18E-02	4,46E-03	-8,26E-02

Tableau G-67 : Résultats bruts obtenus pour l'analyse de sensibilité sur l'approvisionnement.

Fonction	Génération de chaleur	Transport routier	Transport maritime	Approvisionnement de gaz naturel
Unité	kg éq. CO2 /MJ chaleur	kg éq. CO2 /tkm	kg éq. CO2 /MJ énergie finale	kg éq. CO2 /MJ gaz naturel
Cas de base	0,075	0,072	0,22	0,0135
AS – 100% Alberta	0,076	0,073	0,22	0,0138
AS – 100% Marcellus	0,072	0,07	0,21	0,0103

Fonction	Génération de chaleur	Transport routier	Transport maritime	Approvisionnement de gaz naturel
Unité	kg éq. CO ₂ /MJ chaleur	kg éq. CO ₂ /tkm	kg éq. CO ₂ /MJ énergie finale	kg éq. CO ₂ /MJ gaz naturel
AS – 50% Alberta, 50% Marcellus	0,074	0,072	0,215	0,012
AS – 10% Empress, 90% Dawn	0,075	0,072	0,22	0,0136
AS – 20% Empress, 80% Dawn	0,075	0,072	0,22	0,0136
AS – 30% Empress, 70% Dawn	0,076	0,073	0,22	0,0137
AS – 40% Empress, 60% Dawn	0,076	0,073	0,22	0,0138
AS – 50% Empress, 50% Dawn	0,076	0,073	0,22	0,0139
AS – 60% Empress, 40% Dawn	0,076	0,073	0,22	0,014
AS – 70% Empress, 30% Dawn	0,076	0,073	0,22	0,014
AS – 80% Empress, 20% Dawn	0,076	0,073	0,22	0,0141
AS – 90% Empress, 10% Dawn	0,076	0,073	0,22	0,0141

Tableau G-68 : Résultats bruts obtenus pour l'analyse de sensibilité sur les niveaux de production des puits de gaz naturel fossile. Unité fonctionnelle (UF) : 1 MJ de gaz naturel produit.

g éq. CO ₂ /MJ	Marcellus	Barnett	Haynesville	Fayetteville	Woodward	Autres	Alberta	Colombie-Britannique
Cas de base	10,14	17,26	8,87	14,62	12,53	12,57	13,66	14,74
Production minimale	24,31	31,05	38,92	29,22	37,53	33,74	28,48	29,45
Production maximale	2,45	3,90	3,27	3,67	3,16	4,25	5,60	3,70

Tableau G-69 : Résultats bruts obtenus pour l'analyse de sensibilité sur les fuites de méthane après la fermeture des puits de gaz naturel. Unité fonctionnelle (UF) : 1 MJ de gaz naturel produit.

kg éq. CO ₂ / MJ	Marcellus	Barnett	Haynesville	Fayetteville	Woodward	É.U. autres	Alberta	Colombie-Britannique	GN distribué par Énergir
Scénario de base	0,0103	0,0174	0,009	0,0148	0,0127	0,0126	0,0138	0,0149	0,0135
96 m3/jour pendant 20 ans	0,0186	0,0285	0,0135	0,0247	0,0193	0,0225	0,0237	0,0248	0,0231

kg éq. CO ₂ / MJ	Marcellus	Barnett	Haynesville	Fayetteville	Woodward	É.U. autres	Alberta	Colombie-Britannique	GN distribué par Énergir
2 m ³ /jour pendant 20 ans	0,0105	0,0176	0,0091	0,015	0,0128	0,0128	0,014	0,0151	0,0137
190 m ³ /jour pendant 20 ans	0,0267	0,0393	0,018	0,0345	0,0258	0,0323	0,0335	0,0346	0,0324

Tableau G-70 : Résultats bruts obtenus pour l'analyse de sensibilité sur les émissions fugitives de méthane.
Unité fonctionnelle (UF) : 1 MJ de gaz naturel produit.

g éq. CO ₂ /MJ	Marcellus	Barnett	Haynesville	Fayetteville	Woodward	É.U. autres	Alberta	Colombie-Britannique
Scénario de base	10,1	17,3	8,9	14,6	12,5	12,6	13,7	14,7
2% d'émissions fugitives	23,7	23,6	21,0	25,9	25,8	29,0	25,6	26,7
3% d'émissions fugitives	34,9	34,8	32,3	37,2	37,1	40,3	36,9	37,9
4% d'émissions fugitives	46,2	46,1	43,6	48,4	48,4	51,6	48,1	49,2
5% d'émissions fugitives	57,5	57,4	54,8	59,7	59,6	62,8	59,4	60,5

Tableau G-71 : Résultats bruts obtenus pour l'analyse de sensibilité sur les crédits accordés au GNR.
Unité fonctionnelle (UF) : 1 MJ de gaz naturel produit.

kg éq. CO ₂ / MJ	Fumier animal	Eaux usées	Lieux d'enfouissement	Matières organiques résidentielles
Scénario de base	-2,49E-01	-1,64E-02	3,43E-03	-3,16E-02
Crédit maximal	-6,94E-01	-9,37E-01	-2,07E+00	-9,36E-01
Aucun crédit	4,99E-02	3,85E-02	3,60E-03	2,48E-02

Tableau G-72 : Résultats bruts obtenus pour l'analyse de sensibilité sur le PCI.
Unité fonctionnelle (UF) : 1 MJ de gaz naturel produit.

kg éq. CO ₂ / MJ	Génération de chaleur	Transport routier	Transport maritime	Approvisionnement
Scénario de base (35,5 MJ / m ³)	7,50E-02	7,20E-02	2,20E-01	1,35E-02

kg éq. CO2 / MJ	Génération de chaleur	Transport routier	Transport maritime	Approvisionnement
32,5 MJ/m3	7,88E-02	7,56E-02	2,31E-01	1,42E-02
37,4 MJ/m3	6,90E-02	6,62E-02	2,02E-01	1,24E-02

Annexe H : Grille de commentaires de la revue critique

Les commentaires des rondes de révision pour la revue critique de l'étude ACV sont présentés dans le tableau suivant. Les commentaires de suivi de la première ronde sont en noir, les commentaires de suivi de la deuxième ronde en rouge et les commentaires de suivi de la troisième ronde en bleu.

ID	#	Page ou section	Paragraphe ou figure ou tableau	Commentaire du réviseur	Modification proposée	Réponse/décision des auteurs
LIRIDE	1	-	-	Problème de référence. Message d'erreur s'affichant à l'ouverture du document Word. "Citation is wrongly placed in index area..."	Corriger l'erreur	Erreur corrigée
LIRIDE	2	Sommaire	Tableau S2	Le sommaire attire l'attention sur les tableaux présents, or les premiers résultats présentés portent tout de suite sur la comparaison et uniquement sur les GES. Les résultats des trois objectifs ne sont pas présentés. Les deux premiers objectifs de l'étude comme mentionnés p.19 n'ont pas de résultats présentés alors qu'ils composent la majorité du rapport (la comparaison est présente uniquement dans la section 9) et que ces systèmes ont été modélisés de manière plus spécifique que les autres. Même si les résultats sont mentionnés dans le texte, les profils devraient être l'attention principale de ce sommaire.	Présenter les autres impacts environnementaux et en premier présenter les résultats du profil du GN sous forme de graphique ou de tableau	Le sommaire a été redéfini selon les trois objectifs principaux du rapport. Des titres spécifiques et des résultats spécifiques ont été présentés plus explicitement pour chacun des objectifs de l'étude.
AL	3	vi	Au-dessus du tableau S-3	« Responsablement » n'est pas français. De plus, je questionne la pertinence du terme « responsable » dans ce cas, qui semble se résumer au fait de choisir des producteurs qui limitent les émissions fugitives le plus possible. Je proposerais une formulation plus spécifique.	Changer pour « de façon plus responsable » ou même préférablement « produit en limitant le plus possible les émissions fugitives ».	Le terme responsable a été retiré du rapport au profit de l'expression suivante : « auprès de producteurs limitant leurs émissions fugitives de méthane »

LIRIDE	4	vi	1 ^{ier} paragraphe	Pourquoi la différence de production explique une différence entre les émissions de GES ?	Expliciter le mécanisme qui fait qu'une plus grosse production entraîne une baisse des GES.	Une note de bas de page a été ajoutée à cet effet
LIRIDE	5	Sommaire		L'acronyme GNR n'est pas défini.	Définir GNR lors de sa première utilisation dans les tableaux, ainsi que dans le texte.	L'acronyme a été défini
LIRIDE	6	vii	Dernier paragraphe	Le caractère global ainsi que de leurs caractères potentiels des indicateurs environnementaux n'est pas mentionné. Il n'est également pas fait mention des impacts des modes d'extraction du gaz naturel, qui apparaît pourtant comme un point important des discussions sur le choix du gaz naturel une énergie de transition (les « autres impacts environnementaux qui lui sont associés » décrits au début du sommaire).	Pour ne pas répéter les limitations, inviter le lecteur qui regarderait juste le sommaire d'aller consulter la section des limitations de l'étude. Expliciter si les indicateurs environnementaux de l'ACV permettent d'apporter une réponse ou non sur les impacts environnementaux associés aux différentes méthodes d'extraction (surtout pour les impacts locaux sur les écosystèmes, la qualité	Une référence à la section des limitations a été ajoutée. Cette section des limitations fait références à l'incapacité de l'ACV d'évaluer des impacts locaux, de la disparition des espèces menacées, etc.

					de l'eau, l'activité sismique...).	
CT	7	V vii	s-2 S-4	En plus de comparer l'utilisation du gaz naturel (GN) distribué par Énergir dans différents usages (génération de chaleur, transport routier/maritime), l'étude compare également du gaz naturel renouvelable (GNR) de différentes sources pour ces mêmes usages. Les scénarios prévoient, dans la majorité des tableaux du rapport, des approvisionnements à 100% de GRN des différentes sources. Or, pour les cas où les usages étudiés nécessitent un approvisionnement à partir du réseau de distribution gazier, les scénarios à 100% de GNR sont non plausibles. La comparaison systématique de ces résultats pour les différents usages est potentiellement trompeuse.	Il est pertinent dans l'étude de dresser le profil environnemental de chacune des sources de GNR, mais les comparaisons des différents usages devraient plutôt être basées sur des scénarios plausibles d'approvisionnement en GNR dans le mix gazier québécois. Ces scénarios pourraient découler des potentiels plausibles (technique, technico-économique et commercial) tels qu'identifiés dans le rapport <i>Production québécoise de GNR : un levier pour la transition énergétique</i> – Deloitte/WSP octobre 2018.	Le GNR n'est plus présenté sous la forme d'un approvisionnement de 100% mais comme un moyen potentiel de réduire les émissions de GES (et autres impacts) associés à l'approvisionnement actuel du gaz naturel.
LIRIDE	8	p. 19 section 1.1	Para. 1 et 2	Les deux paragraphes sur les perceptions du gaz naturel n'ont aucune référence.	Citer des références	Une référence a été ajoutée

AL	9	19	Dernier paragraphe	Que veut dire « gaz porté »?	Définir « gaz porté ».	Une note de bas de page a été ajoutée à cet effet.
LIRIDE	10	21	2.1.3	Il n'est pas mentionné clairement la différence entre le gaz naturel conventionnel, et le gaz naturel non conventionnel.	Expliciter clairement la différence entre un GN conv. et un GN non conv.	Un paragraphe a été ajouté au début de la section 2 pour expliciter la différence
AL	11	21	Section 2.1.3	Dans quel type de formation géologique se trouve ce gaz? Quelle est la différence avec le gaz de schiste?	Ajouter quelques explications.	La précision a été ajoutée
AL	12	22	Section 2.1.4	Qu'est-ce que ça implique que le gaz se trouve en présence de charbon?	Ajouter quelques explications.	Aucune implication – mais une explication a été ajoutée
CT	13	22	Section 2.1.5	Cette section décrit sommairement le GRN et sa génération, sans distinguer les différentes sources de GRN. Pourtant, aux tableaux 6-4 on présente différentes nomenclatures et description de biogaz et GNR. La lecture des différents tableaux présentant les résultats d'ACV (tout au long du rapport) des différentes formes ou nomenclatures de GNR serait simplifiée par une meilleure explication de ces produits au début du rapport.	Mieux décrire la différence entre biogaz et GNR au début du rapport.	Une explication additionnelle a été ajoutée pour différencier les deux.
AL	14	22	Section 2.1.5 premier paragraphe	L'adjectif est « anaérobies » et non « anaérobiques ». Cette erreur se trouve aussi ailleurs dans le rapport.	Changer « sous conditions anaérobiques » pour « sous conditions anaérobies ».	Les remplacements ont été faits.

AL	15	22	Section 2.1.5 deuxième paragraphe	Cette explication concerne le carbone biogénique uniquement. Plusieurs processus du cycle de vie impliquent des émissions de GES qui contribuent à l'indicateur de changement climatique. La première phase peut prêter à confusion.	Clarifier le fait que c'est uniquement le carbone biogénique qui pourrait ne pas contribuer à l'indicateur et qu'il y a toujours des émissions fossiles dans le cycle de vie.	La distinction sur le carbone biogénique émis par combustion a été ajoutée et la phrase reformulée
AL	16	22	Section 2.2 troisième paragraphe	La référence EIA (2006) ne se trouve pas dans la bibliographie.	Ajouter la référence. Vérifier que tous les documents mis en référence apparaissent dans la bibliographie aux pages 96 à 98.	La référence a été ajoutée
AL	17	23	Section 2.3 deuxième paragraphe	La section 2.3 porte sur la transmission du gaz naturel, alors qu'au deuxième paragraphe et dans les sous-sections suivantes (2.3.1, 2.3.2, etc.) on parle des produits pétroliers.	Revoir la numérotation des sections.	Un titre de section avait été éliminé par mégarde. Le tout a été rectifié.
CT	18	23	2.3	Le second paragraphe de la section 2.3, ainsi que les sections 2.3.1, 2.3.2 et 2.3.3 semblent être dans la mauvaise section du rapport, puisque le contenu de ces sections ne porte pas sur la transmission du gaz naturel , qui est le titre de la section 2.3	Créer une section pour décrire les processus d'extraction et de transport du pétrole brut conventionnel et provenant des sables bitumineux.	Voir commentaire #17
LIRIDE	19	23	Section 2.3.	Les sous-sections 2.3.1, 2.3.2, 2.3.3 ainsi que le paragraphe qui les introduit traitent du pétrole brut et de	Rajouter une section 2.4. Concernant le pétrole	Voir commentaire #17

				son raffinage. Elles n'ont donc pas de rapport avec la section 2.3 dans lesquelles elles sont placées (qui elle a trait à la transmission du gaz naturel).	brut, distinct de la section 2.3.	
CT	20	25	Tableau 3-1	Dans la section territoire Energir, de même qu'ailleurs dans le document, on fait une distinction entre GNR et biogaz, ce qui est confondant.	Si ces produits sont différents, il faudrait expliquer cette différence (section 2.1.5), sinon uniformiser la nomenclature.	Une description différenciant les deux gaz a été présentée à la sous-section 2.1.5 La nomenclature a été amendée au fil du rapport
AL	21	25	Tableau 3-1	Quelle est la différence entre « réseau » et « achat direct »? Quelle est la distinction entre GNR et biogaz? Je crois comprendre que le biogaz provient des sites d'enfouissement et n'est donc pas produit par un procédé qui traite de la matière organique. Par contre, il faudrait l'expliquer (en ajoutant une sous-section à la section 2.1 peut-être).	Ajouter une explication pour définir « réseau » et « achat direct ». Ajouter une sous-section pour définir le biogaz.	La distinction entre gaz de réseau et achat direct a été ajoutée en note de bas de page La distinction entre biogaz et GNR a été formulée à la sous-section 2.1.5.
CT	22	25	Tableau 3-1 Et autres tableaux présentant le mix gazier (ex. 3-2)	Les attributs environnementaux de certaines sources d'énergie renouvelable font l'objet d'une vente distincte de l'énergie elle-même (exemple : certificat d'énergie renouvelable –REC, Guarantee of Origin GoO). Ces produits énergétiques doivent reposer sur un système de traçabilité rigoureux et une comptabilisation des ventes prévoyant le retrait de ces volumes d'énergie des bouquets électriques ou gazier des distributeurs.	La vente de GoO de GRN pourrait justifier, dans une certaine mesure, la comparaison de sources d'approvisionnement à 100% de GNR. Dans ce cas, une section descriptive des GoO	Le GNR est présenté à 100% pour son analyse de contribution et non son impact dans le réseau gazier. La portée du biogaz et du GNR a été également

			Or, il semblerait qu'Energir vende certains attributs environnementaux de ses approvisionnements en GRN, mais la présente étude n'en fait pas mention. Les précisions qui ont été ajoutés à plusieurs endroits du rapport concernent la question de l'attribution des « crédits » associés aux émissions évitées associées à la production de GNR, plutôt que par les autres options de gestions des matières fermentescibles, sur leur cycle de vie. Ces notes sont adéquates et pertinentes. Ces notes ne concernent toutefois pas le commentaire original portant sur la vente de GNR sous forme de « certificats d'énergie renouvelable ». Toute forme d'énergie renouvelable ayant fait l'objet d'une vente spécifique des attributs environnementaux doivent être soustrait des approvisionnements de celui qui a vendu ces attributs environnementaux. C'est le fondement même de ce mécanisme. Par exemple, pour une année donnée, si un distributeur de gaz avait 0,5% de ses approvisionnements en GNR et que les volumes équivalents ont été vendus, sous forme de certificats d'énergie renouvelable de GNR, à des clients qui ont spécifiquement acheté ces attributs, le distributeur ne peut plus prétendre « posséder » ledit GNR dans ses approvisionnements. Or, comme les approvisionnements en GN du réseau sont le fondement de l'étude, une prise en compte adéquate des volumes de GNR vendus sous forme de certificats	devrait être ajoutée au rapport. De plus, si des ventes de GoO de GNR ont bien eu lieu par Energir, celles-ci devraient être prises en compte dans le bouquet gazier distribué, en retirant ces volumes du bouquet étudié, puisque la valeur environnementale de ces produits ont été acquis par les acheteurs et ne peut être comptée en double. Par ailleurs, la comptabilisation des émissions de ces REC/GoO par les acheteurs se limite aux émissions directes, qui sont généralement nulles. De plus, les émissions associées à ces REC/GoO ne prévoient pas de crédits d'émissions évitées.	modifié au fil du rapport limitant son interprétation. Une discussion sur l'attribution des attributs environnementaux entre les acteurs est hors du scope de l'étude. Cette précision a été ajoutée à plusieurs endroits du rapport. Une analyse de scénario a été ajoutée au rapport où le GNR est fourni à 100% par achat direct à un client particulier et tout biogaz ou GNR est soustrait du profil environnemental du gaz distribué

				d'énergie renouvelable, si tel est le cas dans le réseau d'Énergir, ne devrait pas être considérés par les auteurs comme étant « hors du scope de l'étude ».	La vente de GNR sous forme de certificats d'énergie renouvelable, le cas échéant, devrait être décrite qualitativement et quantitativement. Le cas échéant, les volumes vendus devraient être retirés de l'approvisionnement. Le cas échéant, le taux d'émission de CO ₂ eq/MJ du gaz distribué devrait être ajusté en conséquence.	
AL	23	26	Premier paragraphe au-dessus de la figure	Je comprends que le carrefour Parkway est moins important que les carrefours Dawn et Empress. Mais il pourrait tout de même être expliqué.	Ajouter une phrase pour expliquer le carrefour Parkway comme pour les deux autres.	Une phrase a été ajoutée.
AL	24	27	Figure 3-2	Pourquoi présenter des valeurs de 2025 (donc basées sur des prédictions) plutôt que des valeurs historiques récentes?	Justifier ce choix.	Les valeurs de 2018 sont maintenant présentées.
AL	25	28	Figure 3-3	Que veut dire « lower 48 »? Pourquoi « tight gas » apparaît en jaune, mais semble faire partie aussi de la section verte?	Ajouter des explications permettant de mieux comprendre la figure.	Lower 48 fait référence aux États-Unis sans l'Alaska ou Hawaii. En vert, l'EIA fait référence au shale gaz et au gaz

						naturel produits en association avec le pétrole de schiste. La couleur jaune représente le tight gas sans association. Une note de bas de page a été ajoutée pour apporter ces précisions.
AL	26	28	Figure 3-4	La figure est difficile à lire.	Améliorer la résolution de la figure.	La figure a été agrandie
AL	27	29	Premier paragraphe sous la note en caractères gras	Il est préférable de définir les acronymes et abréviations la première fois qu'ils sont utilisés.	Définir NRCAN.	NRCAN a été substitué pour Ressources naturelles Canada
AL	28	29	Section 3.2	J'ai beaucoup de mal à m'y retrouver à travers ces explications. Je crois comprendre que personne ne connaît la composition du gaz naturel à chaque carrefour. N'y a-t-il pas une organisation qui chapeaute tout ça et qui sait qui met quoi dans le réseau? Aussi, on connaît la quantité de gaz provenant de chaque carrefour (Tableau 3-1). On sait que le gaz du carrefour Empress provient à 100% de l'Ouest canadien (p.26) et on devrait connaître la composition du gaz produit dans l'Ouest canadien (les données de la Figure 3-2 doivent exister en historique plutôt qu'en prédiction). Donc j'ai l'impression que pour environ 50% du gaz distribué par Énergir (celui provenant du carrefour Empress), on devrait avoir une idée assez	Expliquer clairement comment la composition du gaz naturel distribué par Énergir a été déterminée.	Chaque hypothèse et conclusion du calcul a été présentée le plus explicitement et clairement possible.

				précise de la composition. Si c'est ce qui a été fait, c'est mal expliqué. Ensuite, le paragraphe sur le gaz américain n'est pas clair non plus. La Figure C-1 présente les détails pour chaque gisement. Pourquoi alors associer certains de ces gisements à d'autres ? Comme par exemple, celui d'Utica au gisement de Marcellus? Pourquoi est-il considéré que le bassin d'Uinta n'approvisionne pas le Québec?		
CT	29	30-31	Figure 3-5 et tableau 3-2	Les données relatives au mix gazier de la figure 3-5 et du tableau 3-2 sont confondantes. Pourquoi y a-t-il des écarts aussi importants, alors qu'on semble présenter le même mix gazier?	Corriger les valeurs si celles-ci sont erronées ou expliquer brièvement les écarts.	La section portant sur l'estimé de la production gazière au Québec a été reformulée pour plus de clarté.
AL	30	30	Figure 3-5	Dans le Tableau 3-1, le carrefour Empress représente près de 50% du gaz naturel d'Énergir. Pourquoi ici on voit seulement 12.2%? Aussi, à la page précédente, on dit que 20% du gaz naturel consommé au Canada provient des États-Unis. Or dans cette figure, on montre que 20% du gaz naturel des carrefours Dawn et Parkway vient des États-Unis, alors que tout le gaz naturel du carrefour Empress provient du Canada. Si on combine tout cela, ça fait moins de 20% au total qui provient des États-Unis. Il y a un manque de cohérence dans les hypothèses.	Clarifier ces hypothèses et corriger les valeurs au besoin.	Voir commentaire #29
AL	31	31	Figure 3-6	Cette figure ne présente pas les données et hypothèses retenues pour l'estimation du mix gazier.	Corriger le titre de la figure.	Le texte de la figure a été modifié

AL	32	32	Figure 3-7 et paragraphe au-dessus	On parle d'un scénario de référence, qu'est-ce que ça veut dire?	Expliquer ce qu'est le scénario de référence.	Le scénario de référence représente une série d'hypothèses proposée par la Régie de l'Énergie. Le rapport fait maintenant référence à la description de ce scénario.
LIRIDE	33	32	Tableau 3-7	Les prévisions annoncent une baisse globale de la consommation de gaz naturel dans les principaux secteurs d'activités (hors transport). Mais les raisons de cette tendance ne sont pas mentionnées.	Expliciter les raisons de la tendance prédite d'une baisse de la consommation de gaz naturel.	Il est hors du mandat de l'étude d'entrer dans le détail des hypothèses considérées par la Régie de l'Énergie dans leur scénario de référence.
LIRIDE	34	Section 4		Aucune mention du GNR avant l'ACV. Alors que la mise en contexte du gaz naturel non renouvelable est faite de manière extensive, très peu d'informations ne sont communiquées à propos du GNR à part le paragraphe à la p.22.	Enrichir la mise en contexte (marché au Québec, quantité produite par Énergir, taux de pénétration, etc.) sur le GNR sachant que lors des analyses, c'est un système majeur de la comparaison	L'importance du GNR a été diminuée dans le rapport. La situation particulière du GNR est qu'il n'y en a encore que très peu dans le réseau (c'est une filière émergente).
AL	35	33-34	Chapitre 4	On parle en détail de la problématique des GES dans la section 4.1, mais rien du tout sur les autres problématiques. Pourquoi?	Justifier le choix de ne discuter que des émissions de GES.	La section sur les autres préoccupations a été retirée.

LIRIDE	36	p. 34	Para. 1	« Les émissions intentionnelles sont généralement plus importantes que les émissions non intentionnelles » Aucune référence pour représenter le « généralement »	Citer une référence	Une référence a été ajoutée
LIRIDE	37	p. 35 section 5.		Pas d'indications sur la pertinence de la section	Introduire cette section selon ce qu'elle apporte au rapport de la même manière aux sections 2,3 et 4	Une phrase d'introduction a été ajoutée.
LIRIDE	38	37	6.1	Pour l'ampleur de l'étude, les objectifs et la section s'y référant ne sont pas assez complets. Cette section ne décrit pas non l'application envisagée ce qui est retrouvé dans le titre. La partie décrivant les objectifs est trop sommaire et ne permet pas de justifier l'ensemble des résultats présentés dans ce rapport (la comparaison avec les produits pétroliers/GNR n'est par exemple pas mentionnée).	Détailler les objectifs en expliquant pourquoi ils veulent documenter les impacts environnementaux de leur chaîne d'approvisionnement (marketing, vision écologique, transparence...?).	Les raisons sont décrites à la section 1.1, puis la section 1.2 détaille 3 objectifs et 3 façons d'y répondre permettant de justifier les sections suivantes.
LIRIDE	39	38	6.3	Un double crédit est attribué au GNR sans une explication et justification très claire sur la manière dont cette attribution s'est faite.	Préciser les règles d'allocation employées pour les matières résiduelles, ainsi que les règles d'imputations employées pour les produits pétroliers.	Les frontières du système ont été revues et explicitées.
LIRIDE	40	p. 39	Para. 6	« La Figure 5-1 schématise les frontières des divers systèmes de gaz naturel fossile, sans l'étape d'utilisation	Présenter des frontières du système utilisées	Paragraphe descriptif ajouté.

				puisque celle-ci varie selon l'unité fonctionnelle considérée ».	pour les phases d'utilisation pour chacune des UF.	
AL	41	40	Figure 6-1	Quelle est la signification des cases et des flèches en lignes pointillées?	Ajouter la signification des cases et des flèches en lignes pointillées.	Légende ajoutée.
CT	42	40	Figure 6-1	Cette figure présente bien les frontières du système gazier étudié. Toutefois, la section 2.5 de cette figure peut laisser entendre que le GN est produit au Québec.	Retirer les références aux organismes réglementaires québécois (CPTAQ, MDDEP, MRNF)	Figure modifiée.
CT	43	41	Figure 6-2	Cette figure présente les frontières du système de production et de distribution du GNR. On semble considérer que la production de GNR à partir de fumier animal entraîne un évitement d'utilisation de matière fertilisante en agriculture. Or, la production de GRN à partir de fumier animal entraîne sans doute un certain épuisement de ces matières fertilisantes présentes naturellement dans le fumier (ou autre MRF utilisée en agriculture). Par conséquent, plutôt que de considérer que l'utilisation du digestat évite la production de fertilisants de synthèse, il y aurait lieu de penser que l'utilisation de certaines MRF pour la production de GNR entraîne une « perte » de matière fertilisante disponible et qu'une production accrue de fertilisant est nécessaire.	Revoir les hypothèses de pertes ou de gains de matières fertilisantes.	Les frontières du système ont été revues et explicitées.

AL	44	41-42	Figures 6-2, 6-3, 6-4	Ces figures sont beaucoup moins détaillées que la Figure 6-1 qui présente le système pour le gaz naturel fossile. De plus, ces figures ne présentent pas de façon claire comment les produits évités/scénarios évités sont traités. Dans la figure 5-2, il manque une flèche indiquant le biogaz entre l'étape 2 Digestion anaérobie (faute d'orthographe dans le nom) et l'étape 3 Traitement du biogaz. Il y a une flèche qui arrive de nulle part à l'entrée de l'étape 5 Gestion du digestat. Dans la section 6 Additif pour l'agriculture, « prévient l'utilisation de fertilisants à base d'azote et de phosphore » devrait plutôt aller dans la section -1 Traitements évités. Dans la figure 5-3, il semble que tout le processus d'enfouissement des matières résiduelles et de collecte du biogaz est considéré. Or, si on n'utilisait pas ce biogaz, il y aurait tout de même enfouissement des matières résiduelles et collecte du biogaz selon les normes environnementales en vigueur pour les lieux d'enfouissement techniques. À mon avis, il faudrait inclure uniquement les processus qui diffèrent du « cas de base ». On éviterait aussi le torchage du biogaz.	Améliorer les Figures 6-2, 6-3, 6-4 pour qu'elles soient du même niveau que la Figure 6-1 (du moins, qu'elles décrivent mieux les processus considérés) et qu'elles soient plus claires quant aux processus évités. Apporter les corrections aux figures 5-2 et 5-3	Les frontières du système ont été revues et explicitées. Les figures 5-2 et 5-3 ont été modifiées.
LIRIDE	45	41 et 42	Figure 6-2, 6-3 et 6-4	Les frontières des systèmes ne sont pas bien définies. La légende suggère que les cases bleues sont des processus, mais à quoi correspondent les processus « biogaz, bitume, fumier animal ? » correspondent-ils à leurs productions ? Mais dans le cas des matières résiduelles, ne devrait-il pas venir sans impact ?	Refaire les figures de manière plus détaillée, en faisant clairement apparaître les frontières des systèmes, surtout dans le cas des matériaux résiduels (en	Pour les figures, voir commentaire #44. La terminologie a été explicitée à la section 2.1.5

				On devrait retrouver les mêmes processus dans ces schémas de frontières des systèmes que dans les résultats, ce qui n'est pas le cas, et complexifie la compréhension.	explicitant les frontières pour la prise en compte des émissions biogéniques). Utiliser une terminologie constante entre les présentations des différents processus et la présentation des résultats.	puis harmonisée tout au long du rapport.
CT	46	49	Tableau 6-5	Aux sections fumier animal et eaux usées, on fait abstraction de la perte de nutriments dans les processus de production de GNR et du besoin de compenser ces pertes, en agriculture, par l'ajout de nutriments de synthèse. Même si les impacts de ces scénarios sont négligeables sur les résultats d'ACV, il y aurait lieu d'en faire mention. Les auteurs devraient s'assurer que l'ajout de compost est suffisant pour palier, non seulement à la perte de carbone, mais aussi pour palier à la perte des matières fertilisantes, comme l'azote et le phosphore.	Ajuster les hypothèses en fonction des ajustements apportés, ou non, aux frontières du système (figure 6-2). Ajouter, au besoin, des nutriments de synthèse pour palier à la perte de phosphore et d'azote en agriculture.	L'ajout de compost pour pallier à la perte en carbone a été ajoutée au système et à ses frontières. Les données portant sur les fertilisant azotés étaient déjà présents dans la première version du rapport – seul le compost était manquant. Les données sont présentées aux Tableaux 5-6.
LIRIDE	47	P36	Section 6.6	Il existe une confusion notable entre le terme biogaz, biogaz renouvelable et gaz naturel renouvelable, Il n'est nulle part mentionné clairement la différence entre ces derniers. À titre d'exemple les frontières du système des figure 6-2 et 6-3 présentent par exemple du	Définir clairement ce qui est entendu par GNR, biogaz et s'y tenir dans tout le rapport.	Définitions ajoutées la section 2.1.5

				biogaz dans leurs processus, mais pas dans le titre, de même, aucun tableau de frontière de système n'inclut un processus de production de GNR à partir de biogaz.	Clarifier les frontières du système concernant la production des biogaz et GNR.	
AL	48	43	Premier paragraphe	On dit que pour plus de détail, il faut consulter l'annexe G. Or, l'annexe G est extrêmement difficile à comprendre pour le lecteur. Le fichier Excel est indéchiffrable. Des paramètres non définis sont utilisés, les colonnes n'ont pas de titres, il n'y a aucune explication. C'est un fichier utile à l'analyste, mais pas du tout utile pour le lecteur.	Revoir complètement la structure du fichier Excel afin que le lecteur puisse s'y retrouver.	L'annexe a été revue
LIRIDE	49	44	Tableau 6-2	Il n'est pas spécifié ce à quoi correspondent les données entre parenthèses. Il y a une erreur également dans un le titre pour l'étape de traitement (qui mentionne gaz naturel conventionnel).	Rajouter une note explicative. Corriger le tableau.	Note ajoutée et erreur corrigée
AL	50	44-45	Tableau 6-2	Des valeurs se trouvent entre parenthèses. Je présume qu'elles représentent la variabilité. Ce n'est pas clair, tout comme comment cette variabilité a été considérée dans l'étude.	Expliquer la signification des valeurs entre parenthèses et de comment elles ont été traitées.	Voir commentaire #49
AL	51	44-45	Tableau 6-2	Ce tableau n'est pas suffisant pour bien comprendre le lien entre les différents paramètres. Par exemple, on a le nombre de puits par site, le nombre de fracturation par puits et une quantité de liquide de fracturation. Est-ce que cette quantité de liquide de fracturation est par fracturation ou par puits? De même pour les boues de forage. On parle de % de gaz envoyé à la torchère, mais quelles sont les quantités? J'ai essayé de comprendre en	Améliorer l'information contenue dans le tableau.	Certaines précisions ont été apportées. Toutefois, le détail de certains paramètres tel que les recettes des boues de forage et d'eau de fracturation n'ajouterait rien au rapport. Tel que

				regardant le fichier Excel de l'annexe G, mais c'est impossible faire le lien entre l'information du tableau et le fichier Excel. Il y a un manque de transparence en ce qui a trait à la modélisation. Les auteurs mentionnent qu'ajouter l'information n'ajouterait rien au rapport. Je suis d'accord que ça ne changerait pas les conclusions. Par contre, une ACV se doit d'être totalement transparente. L'annexe G (fichier Excel) présente un processus de production de gaz naturel fossile. C'est très difficile de s'y retrouver et j'ai bien l'impression qu'on n'y retrouve pas tout. Les numéros des différents processus ne semblent pas correspondre aux numéros utilisés dans la Figure 5-1. Toutes les étapes ne semblent pas y être. Le tableau 5-3 laisse à penser qu'une modélisation très détaillée a été réalisée, mais les données ne sont pas disponibles ou du moins, je n'arrive pas à les comprendre. Il y a maintenant suffisamment de données pour que l'on comprenne comment les systèmes ont été modélisés. Il y a encore des incohérences dans les noms/numérotation des processus et je suggère de les corriger, mais on arrive tout de même à suivre. Exemples d'incohérence entre le fichier Excel et la figure 5-1. Annexe G, onglet Systèmes fossiles, lignes 12, 13 et 14, les numéros des processus ne correspondent pas avec la figure. Même onglet, ligne 340, le processus 4.1 se nomme ici Arrivée de l'équipement de forage et d'excavation alors que dans la figure, il se nomme Renforcement des routes. Ensuite, on ne voit pas	Ajouter les données de modélisation du gaz naturel fossile à l'annexe G et/ou améliorer la structure des données pour que le lecteur soit en mesure de comprendre comment c'est structuré, en particulier par rapport à la Figure 5-1. Corriger les incohérences et ajouter les données manquantes dans l'annexe G.	mentionné, ces tableaux rapportent les principales hypothèses et données. L'Annexe G a été revérifiée Tous les numéros de processus ont été ajustés pour correspondre à la figure 5-1. Le détail des processus manquants a été ajouté.

				comment sont modélisés les processus 4.2 et 4.3 Conduites d'eau et Conduites de gaz. Lignes 393 à 397, les processus de production ont la numérotation 5 dans la figure et non 2. Il y en a d'autres, je ne fais pas un relevé exhaustif.		
AL	52	44-45	Tableau 6-2	Certaines données sont manquantes. Par exemple, pour les recettes de liquide de fracturation, on écrit « variée ». Pour l'eau utilisée pour les liquides de fracturation, on dit « eau consommable recycle (sic) sur le terrain ». Qu'est-ce que ça veut dire? Quelle quantité est consommée? Il faudrait rendre l'information disponible quelque part, dans une annexe si c'est trop volumineux pour le tableau. Peut-être que ça se trouve dans le fichier Excel de l'annexe G, mais c'est impossible de retrouver l'information.	Rendre l'information manquante disponible pour le lecteur. Si elle est disponible, indiquer clairement où.	Voir commentaire #51
AL	53	46-47	Tableau 6-3	Tel que discuté dans le rapport et dans la littérature en général, les résultats sont sensibles aux émissions fugitives et on retrouve beaucoup de valeurs différentes dans la littérature. Dans ce tableau, on indique bien d'où proviennent les données utilisées, mais il n'y a aucune justification. Une annexe (annexe D) est consacrée au sujet, mais sans aucune référence scientifique. Il est primordial de justifier les valeurs utilisées dans l'étude.	Modifier l'annexe D ou ajouter une section dans le rapport pour justifier l'utilisation des données sur les émissions fugitives.	L'Annexe a été rajoutée
LIRIDE	54	p. 46-47	Tableau 6-3	Tableaux sur plusieurs pages difficiles à suivre	Pour tous les tableaux sur plusieurs pages, répéter le titre et les titres des colonnes à chaque page afin de	Les titres ont été répétés sur les tableaux à plusieurs pages.

					faciliter la compréhension	
AL	55	48	Tableau 6-4	Qu'entend-on par gaz naturel renouvelable? Est-ce que c'est après purification du biogaz? Il faudrait s'assurer de bien définir dès le départ ces concepts. Ça pourrait être fait à la section 2.1.5.	Définir les concepts de biogaz et de gaz naturel renouvelable et indiquer clairement ce qui est injecté dans le réseau.	La distinction entre biogaz et GNR a été formulée à la sous-section 2.1.5
LIRIDE	56	p. 48-51	Section 6.7.2	Les consommables sont présents dans le tableau 6-5, mais quels sont les processus utilisés pour représenter les infrastructures de production du GNR?	Enrichir l'inventaire de données sur la production des GNR.	Les infrastructures sont présentées à l'Annexe G. Ils ne sont pas considérés comme des données principales.
AL	57	49-50	Tableau 6-5	Pour le cas des eaux usées, qu'est-ce qui se passe dans le scénario de base? L'eau est traitée, elle peut émettre du méthane et les boues de traitement peuvent être épandues et/ou enfouies. Est-ce que c'est considéré? On voit seulement le fertilisant évité par le digestat.	Clarifier les processus évités pour le cas des eaux usées.	Les frontières du système ont été détaillées
AL	58	49-50	Tableau 6-5	Pourquoi le digestat est considéré entièrement épandu pour le cas du fumier, mais pas pour le cas des eaux usées et des déchets organiques résidentiels? Est-ce que la composition de ces digestat est si différente? Est-ce que la modélisation de GREET (55% épandu et 45% enfoui) ne s'appliquerait pas aussi au cas du fumier?	Justifier cette hypothèse.	La différence principale revient du fait qu'il n'y pas vraiment de traitement dans un étang d'épuration – le fumier est laissé en place pendant X jours. Les deux autres sont associés à des processus industriels qui doivent répondre à certaines

						normes de qualité avant d'être épandu. Les hypothèses sur le crédit sont au final excessivement variables et testées en analyse de sensibilité.
AL	59	51	Tableau 6-6	Le ratio entre le biogaz et le gaz naturel renouvelable est directement lié au bilan massique. Il devrait donc y avoir une cohérence entre les données du Tableau 6-4 sur la composition en méthane du biogaz et du gaz naturel renouvelable et les ratios présentés dans les deux premières lignes du Tableau 6-6. Or, ça ne semble pas être le cas. Aussi, il serait important de toujours utiliser les mêmes formulations afin d'éviter la confusion. Ici, au lieu de parler de biogaz de sites d'enfouissement, on parle de « LFG-based biogas ». Finalement, on parle de littérature comme source de données, mais on n'indique pas les références. On utilise toujours le terme « LFG-based biogas » et les sources pour la littérature ne sont pas indiquées.	Vérifier les ratios biogaz versus gaz naturel renouvelable. Assurer la cohérence dans les termes utilisés tout au long du rapport. Ajouter les références quand les données proviennent de la littérature. Utiliser le terme « biogaz de lieux d'enfouissement » pour être cohérent avec le reste du rapport. Ajouter les références des sources de littérature utilisées.	Les valeurs ont été vérifiées et sont cohérentes. Les références ont été ajoutées. Le terme anglais a été traduit et les sources étaient présentés au tout début de la section 5.7.4. Des sources plus spécifiques sont également présentes dans le tableau

LIRIDE	60	56	6.7.5	Il y a une confusion sur l'utilisation de processus ecoinvent « utilisé tel quel », mais qui dans le paragraphe suivant « n'a pas été intégré à la base de données ecoinvent » De quelle donnée est-il question ? Dans la note rajoutée vous faites mention d'une nouvelle donnée sur l'empreinte environnementale de l'approvisionnement en électricité, ainsi présentée elle laisse un doute sur la donnée que vous avez utilisée (doute qui est levé dans la réponse au commentaire 61, mais pas dans le corps du rapport)	Clarifier ce point. Clarifier la donnée utilisée dans l'approvisionnement en électricité	Le point a été clarifié – le système de génération de chaleur n'a pas été amendé – seul l'approvisionnement d'électricité l'a été. Une phrase a été ajoutée au rapport pour expliciter le fait que la donnée ecoinvent a été utilisée comme telle.
AL	61	56	Section 6.7.5	Je questionne l'idée d'utiliser une valeur non encore publiée ni révisée pour l'empreinte carbone de l'électricité québécoise. Il est un peu prématuré d'utiliser cette valeur.	Justifier le choix d'utiliser une valeur non publiée ni révisée ou changer la valeur pour le processus ecoinvent actuellement en vigueur.	La valeur mentionnée n'a finalement pas été utilisée et mentionnée comme une limitation de l'étude
AL	62	57-58-59	Tableau 6-10	Les émissions de CO₂ de la combustion sont directement liées à la composition du combustible et à l'efficacité. Elles peuvent être obtenues par calcul de bilan massique à partir de ces paramètres. Pourquoi avoir utilisé des données d'émissions d'ecoinvent? S'est-on assuré de la cohérence de tous ces paramètres? Autrement dit, s'est-on assuré que les émissions obtenues par bilan massique à partir de la composition du combustible et de l'efficacité choisie pour le modèle sont du même ordre que les émissions provenant des processus ecoinvent sélectionnés?	Vérifier la compatibilité des données utilisées pour les émissions de CO₂ avec les autres paramètres dont elles dépendent.	Toutes les émissions ont été mises à l'échelle de l'efficacité. Les données ecoinvent nous renseignent sur le cas d'une efficacité de 100% (ou presque) et par la suite les informations sont mises à l'échelle. Le terme « type de donnée » a été changé et décrit par « Calcul

						basé sur les valeurs d'ecoinvent »
LIRIDE	63	59	6.8	La formulation de la phrase est à corriger, car on dirait que la méthode ReCiPe ne peut être utilisée qu'en Europe.	Mentionner plutôt qu'IMPACT World + est régionalisée au lieu de dire que c'est applicable au contexte mondial.	Modification faite.
CT	64	57	Tableau 6-10	On présente ici les hypothèses associées à l'utilisation des sources d'énergie. Or, comme on compare l'utilisation d'une thermopompe électrique pour la génération de chaleur, les hypothèses associées à l'efficacité de cette option devraient être ajoutées. Il y aurait peut-être lieu d'ajouter dans les comparaisons d'options de chauffage, le chauffage par plinthe électrique pourrait être considéré.	Ajouter les informations relatives au chauffage par thermopompe et, le cas échéant, par plinthe électrique.	Les informations ont été ajoutées.
AL	65	57-58-59	Tableau 6-10	La combustion implique d'autres types d'émissions, en particulier pour des combustibles plus lourds (soufre, particules, etc.). Est-ce que ces autres émissions ont été considérées pour la génération de chaleur et le transport maritime?	Ajouter de l'information concernant les autres émissions atmosphériques liées à la combustion.	Les émissions de CO2 et de CH4 sont présentées dans le corps du rapport à la demande du client. Le modèle ACV comporte évidemment toutes les autres émissions. Ces émissions sont présentées à l'Annexe G avec les extraits du modèle ACV. Cette précision a été ajoutée au corps du rapport

AL	66	57-58-59	Tableau 6-10	Que veut dire l'acronyme GNC?	Définir l'acronyme.	Gaz naturel comprimé. Note de bas de page ajoutée lors de la première apparition de l'acronyme et table des abbréviations ajoutée également.
AL	67	60	Troisième paragraphe	L'indicateur « midpoint » nommé « Changement climatique, long terme » est le PTG pour un horizon de 100 ans et non le PTG entre l'an 100 et l'an 550 (ce concept n'existe pas). De plus, je présume que l'analyse de sensibilité sur 20 ans a été réalisée avec l'indicateur PRG. Ce n'est pas mentionné.	Apporter la correction concernant l'indicateur et préciser quel indicateur a été utilisé pour l'analyse de sensibilité sur un horizon de 20 ans.	Le concept de PTG a été corrigé dans le rapport. La mention du PRG a été ajoutée.
CT	68	60	4 ^e paragraphe	La description de la méthode IMPACT World + ne se trouve pas à l'annexe F, mais à l'annexe E. De plus, cette description se limite à une seule figure.	Corriger le numéro de l'annexe. Ajouter une description un peu plus complète des indicateurs considérés par IW+. Entre autres, en ce qui concerne les indicateurs changement climatique court et long termes. Il n'est pas clair dans le rapport si ces indicateurs correspondent aux facteurs GWP20 et GWP100.	Le numéro de l'annexe a été modifié et un lien vers la documentation complète de la méthode y a été ajouté. Pour les GWP, voir commentaire #67

AL	69	60	Dernière phrase avant la liste à puces	La description de la méthode IMPACT World+ se trouve à l'annexe E et non à l'annexe F. Aussi, il ne s'agit pas d'une description de la méthode, mais plutôt d'un schéma montrant sa structure.	Corriger le nom et la description de l'annexe.	Voir commentaire #68
CT	70	63		Parmi les analyses de sensibilité réalisées, on compare les résultats avec le PRG 20, plutôt que le PRG 100. En quoi cette approche est-elle différente des indicateurs court et long termes utilisés par IW+?	Préciser en quoi le PRG 20 est différent des indicateurs court et long termes utilisés par IW+?	La différence la plus notable, soit le PRG du méthane, est explicitement mentionnée.
AL	71	63	Avant-dernière puce	Je ne comprends pas bien les différentes options analysées. La première option est 100% Alberta. La seconde option est 100% Marcellus. La troisième, je ne la comprends pas. C'est mal formulé : « 90% à 10% du gaz naturel en provenance de Dawn (le reste provenant d'Empress) ». Est-ce que ça veut dire 90% de Dawn et 10% d'Empress? Ce n'est pas clair.	Clarifier les options étudiées.	Le terme a été reformulé
AL	72	63	Dernière puce	Les scénarios ne sont pas bien identifiés. Qu'est-ce que ça veut dire, des crédits maximum?	Mieux décrire les scénarios considérés.	La phrase a été reformulée
CT	73	65 à	Section 7 et 8	Les sections 7 et 8 présentent de façon exhaustive les différentes analyses de contribution (section 7) et analyses de sensibilité (section 8). Ces sections sont importantes, mais l'intérêt des lecteurs de l'étude pourrait être rehaussé en présentant d'abord les résultats comparatifs des différentes sources de combustibles en fonction des différents usages (section 9.3, 9.4 et 9.5). Aussi, pour améliorer la lisibilité et de l'intérêt du rapport, une partie des tableaux et figures présentant les analyses de contribution, en annexe du rapport.	Déplacer la présentation des résultats d'analyse des scénarios (présentement dans la section 9) en amont des analyses de contribution et analyses de sensibilité.	Bien que le point du réviseur soit valide, nous considérons important – du fait de la nature technique du rapport – de présenter le détail expliquant d'où viennent les impacts potentiels des divers systèmes évalués plutôt que de passer directement

					Déplacer les figures et analyses de contribution en annexe du rapport.	aux résultats des scénarios. Il reste possible pour le lecteur de sauter les sections s'il le souhaite. Dans un document pour le « grand public », les résultats des scénarios seraient effectivement mis de l'avant.
LIRIDE	74	Après la page 69 (ou à partir de la page 71 sur 164)		Problème de pagination à partir de la page 69 (ou 71 sur 164)		Pagination modifiée.
LIRIDE	75	p. 66-69	Tableaux 7-1, -2, -3	Le gaz de Uinta n'est pas discuté dans la section suivant les tableaux et les résultats sont tous à 0 provenant probablement d'un arrondi. Ok. Sur le tableau 6-1 (et tous les autres tableaux), rajouter une note expliquant à quoi correspond la colonne « E-U autre »	Ne pas arrondir son résultat ou alors donner des explications sur sa contribution.	Le gaz de Uinta a été retiré de tous les tableaux de résultats du rapport. Il ne s'agissait pas d'un arrondi – il n'y a aucun gaz présumé en provenance des Rocheuses qui se retrouve dans la région de Dawn. Une note explicative a été ajoutée

LIRIDE	76	35 (nouvelle pagination) ou page 72 sur 164		Les plus petites installations obtiennent des résultats d'impacts généralement plus élevés que les installations plus grosses. C'est une corrélation que révèlent les résultats. Cependant, il n'y a pas d'explication précise du pourquoi on observe cette corrélation. Merci pour l'explication de la corrélation, elle me semble cependant incomplète. Ce que sous-entend l'explication proposée est que malgré différent rendement, l'installation est identique. Plus on produit plus les impacts rapportés à 1MJ seront faibles cependant plus la production est élevée plus les activités d'extraction, de traitement, transmission et distribution le sont aussi donc ce n'est donc pas tout à fait 1 pour 1 comme expliqué.	Expliquer la corrélation observée Explicité pourquoi une installation plus productive à moins d'impact qu'une petite installation (économie d'échelle ?)	Une explication a été ajoutée au corps du rapport. Ce n'est pas du 1 pour 1 mais, il y a plusieurs activités communes qui sont avantagées par une plus forte production. Les travaux préliminaires, l'exploration la fin de vie, dont les activités sont communes à tous les gisements le sont définitivement. Les activités de forage, de fracturation, d'explosifs, de produits nettoyant, de conduite d'eau et de gaz le sont toutes également. Par conséquent, ce qui augmente ce sont les activités de compressions qui ne sont pas modifiées sur la base de 1 MJ (ou 1 m3) de gaz naturel transporté ou traité. Donc, en absolue, tout à fait d'accord que les sites à plus grandes productions

						produiront plus de GES mais, en relatif, l'activité de transporté 1 MJ (ou 1 m3) de gaz naturel sera le même quel que soit le gisement. Par conséquent, soit les GES diminuent avec plus de production ou reste les mêmes
AL	77	37! (73 sur)	Figure 7-2	Il est impossible de distinguer « Crédit » de « Utilisation », car les couleurs se ressemblent trop.	Modifier les couleurs.	Couleurs modifiées.
AL	78	37!	Premier paragraphe sous la figure	Je ne comprends pas la note. Je ne comprends pas le lien entre l'efficacité de la torchère qui brûle le biogaz des sites d'enfouissement et l'efficacité de l'appareil de génération de chaleur.	Clarifier cette note.	En raison d'une correction du modèle, la note n'a plus de raison d'être. Elle a été retirée.
AL	79	37!! Et 44!	Tableau 7-7 et Tableau 7-10	Puisque l'utilisation est la même pour toutes les sources de gaz, je ne suis pas sûre de comprendre l'intérêt d'avoir ce tableau pour le transport routier et maritime puisqu'il a déjà été présenté pour la génération de chaleur et que les conclusions sont les mêmes. C'est d'ailleurs ce qui est noté dans le paragraphe sous les Tableaux 7-7 et 7-10.	Revoir l'utilité de ces tableaux. Il y aurait peut-être lieu de présenter l'information de façon plus sommaire avec les conclusions pour les trois types d'utilisation regroupées.	Bien que le point du réviseur soit valide, nous considérons important – du fait de la nature technique du rapport – de présenter le détail des résultats, et ce pour les trois utilisations spécialement étudiées.
CT	80	38-39!	Section 7.4 Section 7.6	Comme que mentionné précédemment, les analyses portant sur un approvisionnement à 100% en GNR à partir d'un réseau gazier n'est pas, ou peu, plausible. La	Remplacer les scénarios basés sur 100% d'approvisionnement en	L'objectif des sections d'analyse de contribution est de comprendre d'où

			Section 7.8	présente étude gagnerait en crédibilité en comparant des scénarios découlant d’approvisionnements potentiels plausibles (technico-économique et commercial) tel qu’identifiés dans le rapport Production québécoise de GNR : un levier pour la transition énergétique – Deloitte/WSP octobre 2018.	GNR par les scénarios d’approvisionnement découlant des potentiels de production de GNR au Québec, tout en prenant soin de tenir compte du retrait des volumes de ventes de GNR sous forme de GoO. À cet effet, il serait intéressant de produire une analyse de sensibilité avec différents scénarios de vente de GoO, car il est probable que plusieurs clients qui utilisent actuellement du GN seront intéressés à acheter des GoO dans le futur pour réduire leur bilan carbone.	viennent les impacts potentiels évalués pour la partie de l’approvisionnement qui est du GNR. Il ne s’agit pas d’analyses de scénarios plausibles, celles-ci étant présentées à la section 9. Une mise en garde a également été ajoutée avec les résultats de biogaz et de GNR.
AL	81	40!, 41!, 47!, 48!	Tableaux 7-8, 7-9, 7-11, 7-12	Même commentaire que précédemment. Je trouve la présentation des résultats extrêmement répétitive, car les conclusions sont souvent les mêmes. Il serait bien de trouver une façon de présenter les résultats pour les différents types d’utilisation de façon sommaire et de rédiger des conclusions regroupées. Au besoin, les tableaux détaillés pourraient être présentés en annexe.	Présenter les résultats de façon moins répétitive. Regrouper les conclusions similaires.	La section de résultats a été réordonnée tel que suggéré. En revanche, afin de clarifier le fait que l’étude réponde à ses objectifs, et ce pour toutes les utilisations à l’étude, les sous-sections spécifiques à

						chaque utilisation ont été conservées. Comme mentionné en réponse au commentaire #79, les tableaux de résultats ont été conservés bien que nous comprenions le point du réviseur.
CT	82	45!	Section 7.6	Dans le premier paragraphe de cette section, il est mentionné que l'étape de liquéfaction illustrée à la figure 7-6 est en jaune, alors qu'elle apparaît en bleu foncé dans la figure.	Corriger la description de couleur dans le texte.	Erreur corrigée
AL	83	49!	Figure 7-7	Ces résultats sont en quelque sorte inclus dans les Figures 7-1, 7-3 et 7-5. Est-ce qu'il ne serait pas plus logique de présenter la Figure 7-7 d'abord, de discuter des résultats et des tendances entre les différentes sources d'approvisionnement, puis de tout agréger les étapes d'approvisionnement en une seule dans les Figures 7-1, 7-3 et 7-5 afin de comparer les différents types d'utilisation? En fait, tout le contenu de la section 7.7.	Revoir la structure de présentation des résultats.	Les sous-sections traitant de l'approvisionnement ont été placées avant les autres, comme suggéré. Les étapes d'approvisionnement ont cependant été laissées désagrégées dans les sous-sections suivantes en considérant qu'elles permettaient aux figures d'apporter beaucoup plus d'information (en les agrégeant il ne serait resté que la distinction entre l'approvisionnement et l'utilisation).

CT	84	50	Figure 7-8	Cette figure, datée de 2012, dresse le bilan des GES de différents approvisionnements de GN aux É-U. Or, depuis 2012, de nombreuses études auraient été publiées sur le sujet. Une figure plus récente dresserait un meilleur portrait de l'enjeu associé aux émissions fugitives aux É-U.	Évaluer la pertinence de présenter une figure basée sur des données plus récentes.	La figure a été remaniée afin de présenter des études plus récentes et le résultat de cette étude à titre de comparaison. Il est à noter que de nombreuses études réalisées par le Environmental defense fund ne produisent pas de valeur sur la base de kg éq. CO ₂ /MJ de gaz naturel même si leur contribution aux émissions fugitives est requise.
AL	85	50!	Figure 7-8	Je suggère d'ajouter sur cette figure les résultats obtenus dans cette étude (de 9 à 17 gCO ₂ eq/MJ). Ce serait plus visuel.	Ajouter les résultats de l'étude sur la figure.	Voir commentaire #84
LIRIDE	86	92 sur 164	7.8	Les résultats de cette étude n'apparaissent pas dans cette figure.	Il serait intéressant de rajouter vos résultats dans le graphique afin de mieux illustrer comment vos résultats se comparent avec la littérature existante, ainsi que de présenter les sources dont sont issus ces résultats.	Voir commentaire #84

AL	87	53!	Premier paragraphe	La contribution pour l'étape d'extraction varie de 32 à 97% et non 88%.	Corriger la valeur.	Valeur corrigée
AL	88	53!	Premier paragraphe après les puces	La contribution pour l'étape de traitement varie plutôt de 2 (utilisation d'énergie fossile) à 57%.	Corriger la valeur et la catégorie d'impact.	Valeur et catégorie d'impact corrigées
CT	89	53	Avant dernier paragraphe	On mentionne ici un enjeu associé à l'indicateur Transformation des terres. Les explications sont relativement limitées et peuvent soulever plus de questions que d'apporter des éléments de réponse à un lecteur non expert en modèle d'impacts en ACV. Est-il plausible qu'un terrain « naturel » où une exploitation gazière a eu lieu soit remis en production agricole?	Produire une explication plus élaborée sur cet indicateur.	Nous ne discutons pas de la probabilité de revenir en un territoire agricole après la vie du puits. Par règlement dans de nombreuses juridictions, il est question de remise en état du territoire. Une discussion sur l'indicateur n'amènerait pas plus d'information au lecteur puisqu'il s'agit essentiellement d'une hypothèse exogène basée sur la réglementation. La mention d'un retour à des terres agricoles a été retirée.

AL	90	55!	Section 7.8	J'ai le même commentaire que pour la section 7.7. Il me semblerait plus naturel de commencer avec cette section pour ensuite passer aux résultats par type d'utilisation. Encore une fois, c'est extrêmement répétitif.	Revoir la structure de la présentation des résultats.	Voir commentaires #81 et #83
AL	91	57!	Figure 7-11	Ce serait bien d'ajouter sur cette figure les résultats de l'étude. Ce serait plus visuel. Il faudrait aussi avoir les références de ces études.	Ajouter les résultats de cette étude sur la Figure 7-11. Ajouter les références.	La figure inclut maintenant les résultats de cette étude. La référence est également incluse sous la figure.
LIRIDE	92	99 sur 164	Figure 7.11	Les résultats de cette étude n'apparaissent pas dans cette figure.	Comme précédemment, il serait intéressant de rajouter vos résultats dans le graphique afin de mieux illustrer comment vos résultats se comparent avec la littérature existante, ainsi que de présenter les sources dont sont issus ces résultats.	Voir commentaire #91
CT	93	59	Tableau 7-15	Le pourcentage de contribution de l'électricité à l'indicateur « rareté de l'eau » est-il basé sur les plus récentes données d'évaporation nette des réservoirs hydroélectriques québécois? Cet indicateur d'impact (comme tous les autres) est-il régionalisé pour tenir compte de la rareté de l'eau régionale?	Vérifier les données.	La nouvelle donnée de génération d'électricité québécoise a été retirée

AL	94	61!	Dernière phrase	Les conclusions obtenues sont tributaires de la méthode d'impact. Qu'est-ce que ça implique? Que toutes les sections précédentes ne sont pas valides? Que toutes les interprétations faites jusqu'à maintenant ne tiennent pas? Il faudrait expliquer ce que veut dire cette affirmation et jusqu'à quel point la méthode d'impact change les conclusions. Il y a certainement plusieurs interprétations qui sont valides avec les deux méthodes d'impact.	Expliquer l'impact de cette conclusion.	Les résultats de la méthode ReCiPe ont été recalculé et maintenant trois catégories d'impact s'avèrent différentes. Ces dernières sont discutés mais ne remettent pas en causes les conclusions obtenues
LIRIDE	95	103 sur 164	8.1	Le constat est fait que l'on observe plusieurs changements de conclusions lors du changement de la méthode d'impact. Mais il n'est pas expliqué lesquelles, ni pourquoi. Cela me semble particulièrement problématique pour dans le cas de l'indicateur changement climatique court terme, étant donné que ReCiPe hierarchist possède également un horizon de temps de 100 ans. L'analyse de sensibilité a pour but de vérifier la robustesse des résultats présentés précédemment. Or, il ne me semble pas que soit présentée précédemment une comparaison directe des différents systèmes de production de gaz naturel (seulement fossile entre eux, ou GNR entre eux). On n'a donc pas eu d'interprétation au préalable des résultats qui nous sont présentés dans cette analyse de sensibilité.	Expliciter pourquoi on observe ces changements de conclusions, et sur quels indicateurs c'est problématique.	Voir commentaire # 94
LIRIDE	96		Chapitre 8	Seule l'analyse 1 présente les sensibilités des impacts. Les analyses de sensibilité 3, 4, 7 et 8 ne traitent que des GES.	Au minimum expliquer si les autres impacts sont	Une note a été ajoutée à toutes les autres analyses

					également sensibles ou non à ces changements d'hypothèses ou pourquoi juste les GES ont été pris en complétant les titres des AS. Et au mieux, présenter les autres catégories d'impacts ou alors agréger en dommages.	de sensibilité afin de mentionner la raison pour laquelle seul le <i>Changement climatique</i> est évalué.
AL	97	63!	Section 8.2	Ce n'est pas correct de comparer des résultats obtenus avec des indicateurs différents. Le résultat obtenu avec PRG100 ne peut pas être comparé avec le résultat obtenu avec PRG20. Ce n'est physiquement pas la même chose. En ACV, les valeurs absolues des scores d'impact n'ont pas de signification comme tel. Toute la valeur de la méthode réside dans la comparaison de scénarios fonctionnellement équivalents ou d'étapes du cycle de vie en se basant sur le même indicateur. La seule observation valide dans le Tableau 8-2 serait de voir si la contribution relative de chaque système a changé avec le changement d'indicateur (fossile, fumier, eaux usées, lieux d'enfouissement, déchets organiques résidentiels).	Revoir cette section. Si l'on veut analyser l'impact du choix de l'indicateur PRG100 versus PRG20, il faut voir si ça change les conclusions de l'interprétation des résultats. Il faut donc reproduire les résultats avec le nouvel indicateur et voir si ça inverse des conclusions.	L'analyse de sensibilité a été modifiée selon les commentaires du réviseur
CT	98	63!	Section 8.2	Comment se comparent les facteurs basés sur des horizons temporels de 100 ans et 20 ans par rapport aux facteurs changements climatiques court terme et long terme de la méthode IW+?	Expliquer la différence entre les facteurs utilisés en analyse de sensibilité et ceux de la méthode IW+	Les valeurs de PRG pour un horizon de 100 ans et 20 ans sont présentées.

						Pour le changement climatique long terme, nous n'avons pas facilement accès aux facteurs de l'horizon 20 ans. Par conséquent, nous n'avons pas considéré cet indicateur qui suit généralement, à tout le moins sur 100 ans, la même tendance que le PRG.
CT	99	63!	Section 8.2	Considérant que le sujet principal de la présente étude est le gaz naturel et que le choix des horizons temporels est d'une grande importance dans le cas des émissions de méthane, il y a lieu de se questionner sur la place qu'occupe ce choix d'horizon temporel dans l'étude. La comparaison des différents combustibles en fonction des différents usages devrait également être faite avec les différents horizons temporels, comme indicateurs principaux de l'étude, plutôt que partiellement dans une analyse de sensibilité.		Le choix de l'horizon temporel n'a principalement d'effet que sur les émissions de CH₄ qui affectent particulièrement l'approvisionnement. La contribution de l'approvisionnement s'avère faible (quel que soit l'horizon temporel) face à la phase d'utilisation (la transformation du combustible en émissions de CO₂). Par conséquent, changement d'horizon plus marqué ne changerait pas les conclusions de l'étude.

CT	100	63!	Section 8.3	Cette analyse de sensibilité sur l'origine des sources d'approvisionnement en GN conclut que la source d'approvisionnement influence que légèrement les résultats, pourtant à plusieurs endroits dans le rapport, le CIRAIG souligne que les hypothèses d'approvisionnement sont « excessivement incertaines » comme si ce facteur jouait au contraire une grande importance		Le rapport mentionne à plusieurs reprises que l'évaluation de l'approvisionnement est incertaine, c'est-à-dire que l'approvisionnement réel pourrait varier de l'estimation obtenue. L'analyse de sensibilité vient attester que cette variabilité potentielle n'affecterait pas les résultats de l'étude au point d'en modifier les conclusions. Cette précision a été ajoutée.
LIRIDE	101	107 sur 164	Section 8.5	Très pertinent de regarder l'impact qu'aurait cet incident. Il y a un très gros impact sur les résultats des GES des fuites de méthane après la fermeture des puits donc compléter cette analyse.	Regarder l'étendue de ces impacts sur toute la gamme de fuites possibles, prendre le minimum (2m3/jour), la moyenne et le maximum (190 m3/jour). Également, mentionner si l'incident est un risque infime ou fréquent à travers la probabilité d'occurrence ou le	L'analyse de sensibilité tient maintenant compte de l'étendue complète de la plage de variabilité.

					nombre de cas observés par exemple...	
CT	102	66!	Section 8.5	Cette analyse de sensibilité démontre que la prise en compte des émissions fugitives de méthane après la fermeture des puits augmente de façon significative les émissions de GES des étapes approvisionnement. S'il est démontré que ces émissions ont bel et bien lieu, pourquoi celles-ci ne sont pas prises en compte dans le scénario de base utilisé pour les différentes comparaisons de la présente étude?	Considérer inclure les émissions fugitives post fermeture dans le scénario de base utilisé dans les différentes comparaisons.	Une discussion portant sur des informations contradictoires a été ajoutée au rapport pour expliquer l'aspect non-systématique des fuites de méthane post-fermeture.
CT	103	67!	Section 8.7	La comptabilité des émissions de GES repose sur deux grandes approches : les émissions « cycle de vie » (l'objet de la présente étude) et les émissions directes. Cette dernière approche est beaucoup plus largement utilisée par la clientèle consommatrice d'énergie, notamment pour la production de « bilan carbone » d'entreprise ou dans le cadre du système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de gaz à effet de serre. Bien qu'il soit « intéressant » de considérer les émissions évitées par la production de GNR dans l'approche cycle de vie, ces mêmes émissions évitées ne bénéficient pas directement à l'acheteur de GRN. Pour éviter toute confusion auprès du lecteur, une note à l'effet que ce « crédit carbone » ne peut être considéré directement par le consommateur de GNR. Cette note devrait être répétée aux différents endroits dans le rapport où les résultats associés au GRN sont présentés (sommaire, conclusion, etc.)		Une mention indiquant que l'attribution du crédit à un acteur de la chaîne d'approvisionnement est hors du champ de l'étude a été ajoutée à chaque fois qu'il est question des crédits.

AL	104	70!	Avant-dernier paragraphe	On suggère de s’approvisionner auprès de certains producteurs afin de réduire l’empreinte carbone du gaz naturel distribué au Québec. Or, il semble impossible pour Énergir de savoir d’où provient le gaz naturel acheté. Comment pourrait-on alors favoriser des achats auprès d’un producteur plutôt qu’un autre? Est-ce qu’il s’agirait d’un système de certification garantissant que la production d’un tel est attribuée à Énergir s’il en fait l’acquisition?	Clarifier cette idée.	Un paragraphe a été ajouté afin de clarifier la nature théorique du scénario selon lequel une part grandissante de producteurs gaziers seraient de meilleurs acteurs que la moyenne actuelle et son impact sur le bilan GES du gaz naturel distribué. Tel que mentionné, il est impossible une fois injecté dans le réseau de tracer les molécules de gaz et d’avoir la certitude que le gaz produit serait bien celui distribué. D’un point de vue contractuel toutefois, en achetant directement auprès de meilleurs producteurs, on s’assure de les promouvoir, leur permettant ainsi de devenir plus compétitifs à long terme et de prendre une part plus importante du marché.

CT	105	70!	Section 9-1	Cette section présente les réductions de GES associées à une augmentation des approvisionnements par Energir auprès des producteurs associés à ONE Future. Ces producteurs, ayant adopté des pratiques visant à réduire leurs émissions fugitives, injectent déjà leur produit dans le réseau gazier nord-américain. Pour mieux comprendre la portée de ce scénario, il y aurait lieu de mieux expliquer comment un approvisionnement accru auprès de ces fournisseurs aurait pour effet de réduire les émissions associées à l'approvisionnement d'Energir. Est-ce que ce type d'approvisionnement s'apparente à une « guarantee of origin »? Est-ce qu'une augmentation des parts d'approvisionnement auprès des producteurs ONE Future aura pour effet de réduire les volumes de ces producteurs auprès des autres réseaux de distribution gaziers? Est-ce que ces réductions de GES liés aux approvisionnements ONE Future sont réellement « incrémentales » ou simplement déplacées d'un réseau de distribution à un autre? Il importe d'avoir une approche « conséquentielle » de ces approvisionnements ONE Future, au même titre que l'approche « conséquentielle » associée aux crédits découlant de la production de GNR.		Voir commentaire #104
CT	106	71!	Section 9.2 et tableau 9-3	Cette analyse de sensibilité devrait se baser sur des taux d'approvisionnement en GNR découlant de l'étude <i>Production québécoise de GNR : un levier pour la transition énergétique – Deloitte/WSP octobre 2018</i>, plutôt que sur des pourcentages arbitraires.	Revoir les scénarios d'approvisionnement en GNR en fonction du potentiel québécois de production de GNR.	Bien que le terme arbitraire avait été mentionné, la sélection des valeurs tentait de refléter une certaine réalité.

				De plus, une seconde analyse de sensibilité devrait être faite sur des taux de vente de GoO de GRN.		Du fait de la confusion qu'il induisait, le terme arbitraire a été retiré et les explications des valeurs ont été mises de l'avant.
CT	107		Section 9 Figures 9-1, 9-3, 9-4, 9-5, 9-6,9-7	Ces figures gagneraient en lisibilité si les valeurs finales apparaissaient dans les graphiques (ou dans des tableaux sous les graphiques).	Ajouter les valeurs finales pour chaque résultat.	Tous les chiffres sont fournis dans le corps du rapport ou en annexe.
AL	108	74!	Figure 9-1	La figure est mal dessinée. Pour montrer que le gaz naturel est toujours mieux que le mazout tant que l'efficacité du système au mazout n'est pas supérieure à celui du gaz naturel d'au moins 30%, il faut tracer une ligne horizontale entre deux points (un de la courbe du mazout et un de la courbe du gaz) ayant les mêmes émissions et voir la différence d'efficacité entre ces deux points. De plus, dans la phrase précédant la figure, on parle de diesel plutôt que de mazout. Ça prête à confusion.	Corriger la figure et changer le terme diesel pour mazout.	Le 30% apparaissant sur la figure n'était pas le même que celui mentionné pour la différence d'efficacité. « Par chance », de légères corrections des résultats ont modifié les valeurs, et elles ne peuvent plus être confondues. Les figures ont été mise à jour.
AL	109	74!	Premier paragraphe sous la figure	Je ne comprends pas ce texte. « D'autres options permettraient cependant d'accroître l'avantage du gaz naturel distribué par Énergir. En effet, il serait respectivement de 77% avec du GNR provenant des eaux usées. » Qu'est-ce que ça veut dire?	Clarifier.	La phrase a été reformulée.
AL	110	74!	Avant-dernier paragraphe	Qu'est-ce que ça veut dire exactement que les résultats de l'ADEME se limitent au scope 1? Qu'est-ce que ça inclut pour ce cas? Seulement les émissions liées à la	Clarifier ce qui est inclut dans le résultat de l'ADEME.	Le terme a été clarifié le plus possible.

				combustion? De plus, à lire le texte, il semble y avoir beaucoup de différences entre les valeurs comparées, mais ce n'est pas clair. Est-ce que ces valeurs sont comparables au final?		
AL	111	74!	Note 31	Je ne comprends pourquoi on fait cette remarque. C'est certainement très incertain d'utiliser le gaz naturel du Marcellus sachant que ce n'est pas du tout ce qui est distribué par Énergir. Si les valeurs sont semblables, il me semble au contraire qu'on se rapproche plus de la réalité avec le mix gazier, même s'il est incertain, plutôt qu'en considérant seulement celui du Marcellus.	Justifier cette note ou présenter les résultats pour le mix gazier dans le Tableau 9-4.	Clarifié par « Les résultats présentés pour le gaz naturel fossile sont ceux du gisement du Marcellus puisque les émissions de GES qui lui sont associées sont relativement similaires à celles du gaz naturel distribué par Énergir sans toutefois être soumises aux incertitudes associées à l'évaluation du mix gazier. »
CT	112	75, 85	Tableau 9-4, 9-6, 9-7, 9-9	Ces tableaux comparent les résultats de la présente étude (avec et sans infrastructures) avec ceux de l'ADEME. Or, une brève explication indiquant pourquoi les infrastructures n'influencent aucunement les résultats. Est-il nécessaire de présenter systématiquement deux séries de résultats dans ces tableaux, si ces infrastructures ne changent aucunement les résultats? De plus, dans le 2^e paragraphe de la p. 74 et à la p. 79, on mentionne que les données de l'ADEME se limitent aux émissions directes (scope 1, normalement associées à la combustion). Pourtant les tableaux 9-4 et 9-6 présentent également des émissions liées à l'approvisionnement, ce	Se limiter à présenter qu'une série de résultats (avec ou sans infrastructures). Clarifier la notion d'émissions directes de scope 1 et ne comparer que les résultats qui correspondent à la définition de scope 1. Préciser si le modèle d'impact ACV utilisé par l'ADEME est similaire à	Voir commentaire #110. Effectivement, les infrastructures, pour la génération de chaleur, n'affectent pas les résultats. Toutefois, pour les autres utilisations, les infrastructures jouent un rôle non négligeable, affectant la comparaison des résultats obtenus dans notre étude avec ceux

				qui semble incompatible avec la définition d'émissions directes de scope 1. De plus, les résultats des lignes « total » ne représentent pas la somme des phases « approvisionnement » et « combustion » de la présente étude.	celui de la présente étude (IW+). Revoir les sommes	d'études qui ne les considèrent pas. Pour des raisons de cohérence, le tableau n'a pas été modifié. Les chiffres fournis par l'ADEME ne sont malheureusement pas accompagnés d'une littérature exhaustive expliquant le détail du modèle ACV; seuls les résultats sont disponibles et quelques bribes explicatives éparses.
AL	113	78!	Figure 9-3	L'échelle est trop petite. Il est difficile de distinguer certaines valeurs comme par exemple le CNG, le LNG et le propane.	Allonger l'échelle ou ajouter les valeurs sur le graphique.	Les figures de résultats ont toutes été modifiées. Il est maintenant possible de mieux discerner les résultats.
LIRIDE	114	120 sur 164	Figure 9-3	L'interprétation de la figure 9-3 n'est pas assez approfondie (5 lignes)	Enrichir la description des résultats et faire plus de parallèles avec les résultats dans le cas des régions non éloignées	Nous avons déjà mentionné l'augmentation du bilan GES associés à la compression/liquéfaction et au transport longue distance – variation de respectivement 4 et 8% du bilan GES.

						Avec ce type de variation, les observations réalisées en région non-éloignée sont maintenues pour les régions éloignées. Des chiffres plus spécifiques ont également été présentés.
AL	115	78!	Dernier paragraphe	Même commentaire que précédemment concernant les données de l'ADEME. Ce n'est pas clair du tout qu'est-ce que ça représente.	Clarifier.	Voir commentaire #110
CT	116	81 à 84!	Texte d'analyse	La notion de crédit environnementale est une hypothèse qu'a choisi de considérer les auteurs de la présente étude. Cette hypothèse d'ACV peut toutefois amener le lecteur de l'étude à croire que ces crédits pourraient « s'avérer » et, se faisant, être pris en compte par les consommateurs de GNR. Or, même si des consommateurs s'appropriaient les attributs environnementaux du GNR (via une forme de GoO), ceux-ci prétendre à une émission nulle, sans pour autant s'approprier de crédits pour émissions évitées comme le fait la présente étude.	Mieux contextualiser l'hypothèse de « crédit environnemental » considérée dans une ACV vs un marché réel où les consommateurs ont à produire un bilan carbone conforme à des normes internationales sur le sujet, comme le GHG Protocol.	Voir commentaire #103
CT	117	81!	Figure 9-4	Parmi les options de chauffage comparées, on présente l'option chauffage à l'électricité par thermopompe. Cette option est largement répandue au Québec, mais moins que celle avec des plinthes électriques.	Les auteurs devraient évaluer la possibilité d'ajouter l'option de chauffage par plinthes électriques. Préciser le rendement considéré de la	Les plinthes électriques ont été ajoutées et les efficacités considérées sont présentées

					thermopompe et, le cas échéant, de la plinthe électrique	
CT	118	82!	Section 9-6	Bien que le transport routier à l'électricité ne soit pas encore répandu, il fait l'objet de nombreuses études à travers le monde. Bien que la fonction de transport ne puisse être réalisée de la même façon que les options à combustibles, en raison du temps de recharge des batteries à grande capacité, il aurait été tout aussi plausible de considérer cette option que celles basées sur un approvisionnement à 100% en GNR.	Considérer l'option de transport routier électrique ou expliquer les raisons pour lesquelles cette option n'est pas considérée.	La comparaison avec le véhicule électrique lourd a été jugée hors du cadre de l'étude. Un approvisionnement de GNR à 100% n'a jamais été considéré – c'est uniquement une façon de présenter la contribution aux impacts. Cela a été clarifié dans le rapport.
AL	119	83!	Figure 9-6	Même commentaire que pour la Figure 9-1. La ligne verticale de devrait pas se trouver là (à 40 L/100 km) et le 16% (qui est 15% dans le texte précédent la figure) de différence se lit à l'horizontal.	Corriger la figure.	La figure a été modifiée.
CT	120	83!	1 ^e paragraphe	À la 8 ^e ligne du 1 ^{er} paragraphe, on mentionne obtenir une augmentation et une diminution des émissions de près de 22%.	Retirer « une augmentation ».	Erreur corrigée.
AL	121	84!	Premier paragraphe	Même commentaire que précédemment concernant les données de l'ADEME. Ce n'est pas clair du tout qu'est-ce que ça représente.	Clarifier	Voir commentaire #110

CT	122	84!	2 ^e paragraphe	Ce paragraphe se situe dans la section traitant du transport routier. Or, seconde ligne du 2 ^e paragraphe mentionne que les résultats du tableau 9-8 présente les résultats pour la génération de chaleur.	Remplacer génération de chaleur par transport routier.	Erreur corrigée.
AL	123	85!	Tableau 9-7	Ce commentaire est aussi valide pour les deux tableaux précédents présentant des comparaisons avec les données de l'ADEME et d'autres données. Ces tableaux ne sont pas discutés. Que peut-on en retenir? Est-ce que les résultats de cette étude semblent similaires à ceux d'autres études et si non, pourquoi?	Ajouter une discussion.	Tel que mentionné dans le rapport : « que les résultats des diverses filières sont assez similaires pour valider les données, et donc les conclusions, de cette étude». Les chiffres fournis par l'ADEME ne sont malheureusement pas accompagnés d'une littérature exhaustive expliquant le détail du modèle ACV; seuls les résultats sont disponibles et quelques bribes explicatives éparses. Une discussion élaborée ne peut donc pas être réalisée.
CT	124	85!	Tableau 9-7	Il est difficile de comprendre la pertinence des résultats exprimés en kg éq CO2/kWh dans cette section où les autres résultats sont présentés en fonction du kilométrage.		L'ADEME fournissant ces valeurs en kWh, nous devons adapter nos résultats pour être en

						mesure de faire la comparaison avec cette source. L'équivalence, pour notre étude, en tkm est présentée dans le même tableau.
AL	125	88!	Figure 9-8	Même commentaire que pour les Figures 9-1 et 9-6. Ce qui est illustré n'est pas clair du tout.	Corriger la figure.	La figure a été modifiée
AL	126	88!	Avant-dernier paragraphe	Même commentaire que précédemment concernant les données de l'ADEME. Ce n'est pas clair du tout qu'est-ce que ça représente.	Clarifier.	Voir commentaire #110
LIRIDE	127		Section 8 et 9	Certaines analyses de sensibilité et de scénarios portent uniquement sur les GES. Or l'ACV a pour but d'être multicritères et d'éviter les transferts de problèmes donc oui, si le crédit est avéré, parfois les GNR est meilleur pour les GES, mais qu'en est-il pour les autres impacts environnementaux? Manque de cohérence, car d'autres analyses regardent tous les impacts	Être cohérent dans toutes les analyses où l'analyse sur les GES n'est pas justifiée (i.e. analyse de sensibilité 8.6 porte sur émissions fugitives de méthane donc c'est justifié, mais 8.3,8.4,8.7,8.8,9.2,9.4, 9.5 non).	Une mention explicative des raisons de cibler un seul indicateur a été ajoutée à chaque analyse de sensibilité lorsqu'approprié. Les résultats de la section ont par ailleurs été modifiés pour tenir compte de l'aspect cycle de vie.
CT	128	91	Tableau 10-1	Ce tableau portant sur la qualité des données ne devrait-il pas inclure l'ensemble des phases pour les produits pétroliers, incluant la phase utilisation/combustion?		Effectivement. Le tout a été ajouté au tableau de qualité des données.
AL	129	96!-98!	Références	Les références ne sont pas présentées de façon uniforme. Parfois, les auteurs sont en majuscules alors que d'autres	Uniformiser la liste de références et les références dans le texte.	Références uniformisées

				fois, ils sont en minuscules. Parfois, on écrit É.U. EIA et d'autres fois, U.S. EIA, etc.	S'assurer que la liste des références comprennent tous les documents cités dans le texte.	
CT	130	94-95	Conclusion	Revoir les conclusions à la lumière de la prise en compte (le cas échéant) des commentaires précédents, notamment en ce qui a trait aux scénarios plausibles d'approvisionnement en GRN, du retrait des volumes de GRN vendus sous forme de GoO et des conséquences sur l'ensemble du réseau gazier de s'approvisionner spécifiquement auprès des producteurs ONE Future. Ni le corps du rapport, ni la conclusion ou les sous-conclusions des sections, ne tiennent compte, le cas échéant, du retrait des volumes de GNR vendus sous forme de certificats d'énergie renouvelable.	Si les auteurs décident de ne pas tenir compte de certificats d'énergie renouvelable à des clients spécifiques, une mention devrait être faite pour expliquer pourquoi la «règle de l'art» n'a pas été suivie.	La conclusion a été revue en fonction des commentaires des réviseurs. Une analyse de scénario supplémentaire tient maintenant compte de cette possibilité
LIRIDE	131	146 sur 164	Annexe	Erreur dans les numérotations des titres et des graphs à partir de l'annexe E		Numérotations corrigées

AL	132	Annexe A	Colonne « Source »	Les références SEA (2014) et Roy et coll. (2016) ne se trouvent pas dans la bibliographie (pages 96-98).	Ajouter les références à la bibliographie.	Les références ont été ajoutées.
AL	133	Annexe B	Titre de la Figure B-1	La figure ne présente pas seulement la projection de 2027, mais aussi les données de 2016 à 2019.	Ajuster le titre de la figure.	Titre ajusté
AL	134	Annexe C	Titre de la Figure C-2	La source tierce n'est pas nommée.	Indiquer la source tierce d'où provient originellement l'image.	Source ajoutée
AL	135	Annexe D	Numérotation des sections	Les sections de cette annexe ont une double numérotation (12.X et D.X).	Corriger la numérotation.	Numérotation corrigée
AL	136	Annexe D	Commentaire général	Il manque cruellement de références à cette annexe. Cette analyse doit s'appuyer sur de la littérature scientifique solide.	Ajouter les références appropriées.	Cette Annexe D représente le sommaire exécutif d'une revue de littérature exhaustive réalisée pour Énergir. Ce rapport est maintenant fourni en intégralité – incluant avec les références appropriées
AL	137	Annexe F	Numérotation des sections	Les sections de cette annexe ont une double numérotation (12.X et G.X).	Corriger la numérotation et utiliser F plutôt que G.	Numérotation corrigée
LIRIDE	138			Commentaires généraux : Présentation des résultats très compliquée à suivre en raison du nombre de tableaux qui s'enchaînent et des variétés de supports utilisés (changement de graphique, de code couleur, d'unité, de forme de graphique...) qui n'aident pas		Il est considéré que les réponses apportées aux divers commentaires répondent aux attentes des réviseurs.

				à identifier ce qui est réellement présenté et plus pertinent. • L'analyse est faite selon 3 UF, et la lecture des résultats pour chacune d'entre elles est complexe pour faire le lien pour chaque UF. • Les résultats se résument souvent à une description des valeurs observées plus qu'à une analyse de la contribution et des raisons de ces impacts. • Quelques coquilles dans le texte, les tableaux et les figures à corriger • Problème de numérotation de pages qui se répètent ou qui n'apparaissent pas. L'étude gagnerait à mettre en avant moins de résultats, pour se concentrer sur une interprétation plus complète de ceux qu'elle présente.		
AL	139	Général	Tout le document	Il n'y a pas de numéros de page sur les pages paires. De plus, il y a une erreur dans la numérotation des pages. La page 71 devient la page 37 et ainsi de suite pour les pages suivantes. Dans le tableau de commentaires, j'ai donc écrit le numéro de page tel que présenté dans le rapport. Comme mes commentaires se trouvent en ordre d'apparition dans le rapport, les auteurs devraient s'y retrouver.	Corriger la numérotation des pages.	L'absence de numérotation sur les pages paires vient du modèle de rapport du CIRAIG. La numérotation a été corrigée. Merci pour vos commentaires ordonnés.
AL	140	Général		Il n'y a pas de liste d'acronymes et d'abréviations. C'est utile si on ne se rappelle plus de leur signification pendant la lecture.	Ajouter une liste des acronymes et abréviations.	Liste des acronymes ajoutée.

AL	141	Général	Tout le document	Il y a un manque de cohérence dans les termes utilisés, particulièrement pour tout ce qui touche le gaz naturel renouvelable. On parle de biogaz, de gaz naturel renouvelable, de biométhane, etc. Ça prête vraiment à confusion.	Revoir les termes utilisés pour définir le biogaz et le gaz naturel renouvelable afin d'assurer une cohérence.	Les termes ont été uniformisés et explicités à la section 2.1.5.
AL	142	Général	Interprétation des résultats	J'ai noté des erreurs dans les valeurs rapportées lors de l'interprétation des résultats. Par exemple, lorsque les % de contribution des différentes étapes sont notés dans la discussion, parfois, les valeurs inscrites ne correspondent pas à ce que l'on peut lire sur les graphiques. Quand j'ai vu de telles erreurs, je les ai notées dans des commentaires. Par contre, c'est plus que possible que j'en aie manquées.	Repasser à travers le texte d'interprétation des graphiques afin de s'assurer qu'il ne reste plus d'erreurs.	Relecture faite.
AL	143	Général	Tout le document	Je n'ai pas fait de commentaires sur la langue, mais j'ai vu de nombreuses erreurs d'orthographe, de grammaire et de syntaxe.	Je suggère aux auteurs de faire réviser leur rapport pour améliorer la qualité de la langue.	Relecture faite.
AL	144	Général	Tout le document	Il y a des lacunes importantes quant à la présentation des données et hypothèses. Les systèmes modélisés pour les technologies de gaz naturel renouvelable ne sont pas bien décrits (en particulier si on les compare au système pour le gaz naturel fossile). Les tableaux qui présentent les hypothèses et les données ne sont pas toujours clairs ou complets. De plus, le fichier Excel fourni en annexe est indéchiffrable.		Il est considéré que les réponses apportées aux divers commentaires répondent aux attentes des réviseurs.

				Je trouve que l'interprétation des résultats est répétitive, en particulier tout ce qui touche les analyses de contribution. Il y aurait lieu de trouver des façons de mieux résumer les résultats et combiner des conclusions similaires.		
CT	145	p. 30, p.37, p. 52, p. 77,	Tableaux 3-1, 3-3, 5-2, 6-1	Ajuster les tableaux d'approvisionnements pour tenir compte, le cas échéant, de la vente de certificats d'énergie renouvelable.	Soustraire les volumes de GNR/biogaz vendus sous forme de certificats d'énergie renouvelable pour le calcul des % d'approvisionnements.	Une analyse de scénario supplémentaire tient maintenant compte de cette possibilité. Le corps du rapport n'a pas été modifié pour tenir compte d'un cas très particulier.
AL	146	p.52	Section 5.7.2 premier paragraphe	On réfère à la figure 3-1 en incluant le titre complet, ce qui rend la phrase difficile à lire.	Retirer le titre de la figure.	Le renvoi automatique a été corrigé
AL	147	p.76, p.89		Il y a des erreurs de conversion de pdf (on perd le nom du ou des tableaux ou figures).	Corriger les erreurs.	Les erreurs ont été corrigées
LIRIDE	148	75	Tableau 5-12	IRILDE plutôt que LIRIDE	Corriger l'orthographe de LIRIDE	Un cas de dyslexie modifié
LIRIDE	149	75 et 89		Il semble y avoir une erreur concernant le renvoi automatique des tableaux	Corriger les renvois automatiques	Le renvoi automatique a été corrigé
CT	150	p. 92	2 ^e puce de la conclusion	Revoir la valeur de l'empreinte carbone du GN (13,5 g _{eq} CO ₂ /MJ) à la lumière du retrait, le cas échéant, du GNR		Une analyse de scénario supplémentaire tient

				vendus sous forme de certificats d'énergie renouvelable. Idem pour le % de GNR et de biogaz dans l'approvisionnement.		maintenant compte de cette possibilité. Le corps du rapport n'a pas été modifié pour tenir compte d'un cas très particulier.
LIRIDE	151	97		Pourquoi les utilisations similaires (transports de marchandises), sont-elles présentées avec des unités différentes impacts/tkm et impact/MJ d'énergie finale. Serait-il possible (à la page 97 par exemple) de convertir également les résultats pour le transport maritimes (0.22 kg eq CO2/MJ) en kg eq. CO2/tkm ?	Rajouter une note en bas de page présentant la conversion de 0.22 kg eq CO2/MJ en kg eq. CO2/tkm Et expliquer la raison pour laquelle l'UF a été choisi en impact/MJ pour le cas du transport maritime.	Cette distinction entre les unités fonctionnelles a été réalisée en raison de discussions survenu lors d'un autre projet (confidentiel) portant sur le transport maritime. Après avoir présenté des résultats préliminaires sous forme de « tkm », le retour provenant d'armateurs et d'experts du secteur (virulant) était que l'unité ne leur parlait pas du tout et qu'il préférerait – et de loin – une présentation des résultats sous la forme « d'énergie finale ». Par conséquent, afin de pouvoir dialoguer, le cas échéant, avec des armateurs, l'unité fonctionnelle pour le

						transport maritime a été adaptée afin de communiquer plus facilement les résultats de cette ACV. Une situation qui ne semble affecté le transport routier de marchandise qui garde par conséquent une unité fonctionnelle plus familière à l'ACV.
LIRIDE	152	117	Figures 8-1, 8-3 et 8-7	Commentaire visuel pour faciliter la lecture des résultats, pour le gaz naturel, agrandir le point blanc ou changer la couleur parce que je m'attendais à un histogramme avant de lire la note donc on dirait que c'est nul ou qu'il manque quelque chose.	Améliorer la présentation du total du gaz naturel distribué par energir.	La taille et la couleur des points du « total » ont été modifiés
LIRIDE	153	126		En bas de la page, il y a un « LE » qui traîne.	Corriger l'affichage du texte.	Renvoi automatique corrigé
CT	154	p. 137	Section 9.2 et tableau 9-3	Une note de mise en garde devrait être ajoutée pour dire que ces résultats ne tiennent pas compte de la vente de GNR/biogaz sous forme de certificats d'énergie renouvelable n'est pas prise en compte.		Une analyse de scénario supplémentaire tient maintenant compte de cette possibilité. Le corps du rapport n'a pas été modifié pour tenir compte d'un cas très particulier.

CT	155	p. 138	Conclusions 3e objectif (3e puce)	Spécifier que cette conclusion ne tient pas compte de la vente potentielle de GNR sous forme de certificats d'énergie renouvelable.		Une analyse de scénario supplémentaire tient maintenant compte de cette possibilité. Le corps du rapport n'a pas été modifié pour tenir compte d'un cas très particulier.
CT	156	p. 145 et 146	Tableau 10-5 et 10-6	Les valeurs présentées au tableau 10-5 (avec ajout d'émissions fugitives après fermeture) pour le GN distribué par Énergir ne correspondent pas avec celles présentées au tableau 10-6, sans doute en raison de l'efficacité des procédés impliqués.	Ajouter une note stipulant que l'efficacité des systèmes a été prise en compte.	En fait, nous n'évaluons pas du tout les mêmes choses à ces tableaux. Le Tableau 10-5 présente le bilan de l'approvisionnement tandis que le Tableau 10-6 présente l'effet d'émissions fugitives après fermeture sur les diverses utilisations. La mention de ce fait dans le rapport a été explicité d'avantage
CT	157	p. 147	Figure 10-2	Pour chaque pourcentage d'émissions fugitives, une série de points de même couleur sont indiqués. Or, l'origine de ces multiples point/résultats devrait être expliquée.		Il s'agit des divers bassins de gaz naturel. Une note et un rappel a été ajouté au rapport
CT	158	p. 148	3 ^e paragraphe	Pourquoi avoir considéré un scénario considérant que 100% des émissions des lieux d'enfouissement sont envoyées à l'atmosphère alors que la réglementation		Cette analyse de sensibilité réfère à un meilleur/pire état du crédit quel que soit l'état actuel de la

				québécoise interdit cette pratique. Est-ce qu'on réfère aux anciens sites d'enfouissement?		réglementation. En effet, certaines sources de la littérature, ailleurs dans le monde et particulièrement aux États-Unis, considère dans leurs études un 100% d'émissions à l'atmosphère pour les lieux d'enfouissement. Cela nous permet de corréler les résultats obtenus par diverses autres études le cas échéant
CT	159	p. 153	Dernier paragraphe	Revoir les émissions de GES en fonction que retrait des volumes de GNR/biogaz vendus sous forme de certificats d'énergie renouvelable, le cas échéant.		Une analyse de scénario supplémentaire tient maintenant compte de cette possibilité. Le corps du rapport n'a pas été modifié pour tenir compte d'un cas très particulier.
CT	160	p. 155	2 ^e paragraphe	Ajouter une nuance à l'effet que l'empreinte carbone du mix gazier est également influencé par la vente de certificat d'énergie renouvelable. Advenant la vente de la totalité de ces attributs, l'empreinte carbone du mix gazier ne diminuerait pas.		Une analyse de scénario supplémentaire tient maintenant compte de cette possibilité. Le corps du rapport n'a pas été modifié pour tenir compte d'un cas très particulier.

LIRIDE	161			Commentaire général : La nouvelle version et manière de présenter les résultats facilitent grandement la lecture et la compréhension des études. Les résultats sont accompagnés d'interprétation adéquate et plus complète.		Merci
LIRIDE	162	p.32	section 3.1, note de bas de page 10.	« Le type d'achat « achat direct » fait référence au gaz naturel à la situation où les clients d'Énergir se procurent eux-mêmes du gaz naturel, directement auprès d'un fournisseur. » « Au gaz naturel » est en trop dans la phrase	Retiré « au gaz naturel »	Retiré, merci
LIRIDE	163	p.80	Tableau 6.1	« É,-U, »	Mettre des points	Fait
LIRIDE	164	Tout au long du rapport		La notion de crédit n'est pas complètement décrite dans la note de rappel : « L'approche cycle de vie considère un crédit pour les émissions évitées (et ce sans égard au lieu où elles se seraient produites), mais ne l'attribue aucunement à un acteur de la chaîne d'approvisionnement dans un contexte réglementaire de comptabilisation des GES. » L'emphasis n'est pas assez mise sur le fait que ce crédit n'est attribuable que si le remplacement est réel et non potentiel.	Rajouter dans la note que : « L'approche cycle de vie considère un crédit pour les émissions réellement évitées (et ce sans égard au lieu où elles se seraient produites), mais ne l'attribue aucunement à un acteur de la chaîne d'approvisionnement dans un contexte réglementaire de comptabilisation des GES. »	Une analyse de cycle de vie évalue des impacts potentiels et non des impacts réels. En effet, ce sont des résultats d'indicateurs qui sont évalués, parfois de façon relative, rapportés au concept abstrait d'une unité fonctionnelle, et soumis à des incertitudes. Le terme « réellement » n'a donc pas été ajouté.

LIRIDE	165	78	Tableau 5-12	Les analystes ACV du LIRIDE ont été impliqués comme support technique et administratif au réviseur mandaté qui est le Pr. Ben Amor.	Pour le LIRIDE, indiquer uniquement le Pr. Ben Amor comme réviseur	C'est modifié
LIRIDE	166	78	Section 5.10	Il n'est pas mentionné si la grille des commentaires issue de la revue critique sera incluse en annexe du rapport et rendue public ou non. Si non, pourquoi elle ne sera pas incluse (confidentialité ou autres)	Apporter des précisions quant à la communication du rapport de revue critique et indiquer comment celui-ci peut être obtenu par toute personne désireuse de le consulter le cas échéant où elle ne sera pas dans le rapport.	Une mention a été ajoutée. La grille de commentaire ainsi que l'avis final seront inclus dans l'unique document PDF fourni pour publication.
LIRIDE	167	Tout au long du rapport		Certaines pages ne contiennent pas de pieds de pages	Uniformiser toutes les pages	Cela a été modifié
CT	168	Général		J'ai pris bonne note des réponses aux commentaires formulés par les auteurs de l'étude		

Annexe I : Avis final de la revue critique

Profil environnemental du gaz naturel distribué au Québec

RAPPORT DE REVUE CRITIQUE

Préparé pour :

Énergir

À l'attention de M. Philippe Lanthier
Conseiller en développement durable
1717 rue du Havre
Montréal, QC, H2K 2X3

Juillet 2020



**Laboratoire Interdisciplinaire de Recherche en
Ingénierie Durable et Écoconception**

Université de Sherbrooke

Département de génie civil et de génie du bâtiment

2500, boulevard de l'université, Sherbrooke, QC

J1K 2R1, Canada

<https://www.liride.info>



LIRIDE

Titre et version du rapport d'analyse du cycle de vie

Profil environnemental du gaz naturel distribué au Québec reçu sous le nom CIRAIG_Energir_rapport_final_pour_approbation – 2020-07-15

Équipe de travail

Le travail a été effectué par le Centre international de référence sur le cycle de vie des produits, procédés et services (CIRAIG) et l'équipe de travail inclut :

Réalisation

Estelle Louineau, M. Ing.

Pierre-Olivier Roy, Ph. D., Lead Energy

Jean-François Ménard, B. Ing.

Collaboration

Sophie Fallaha, Ing., M. Sc. A.

Direction du projet

Pr. Réjean Samson, Ing., Ph. D.

Rapport présenté à

Énergir

Comité de revue critique

Ben Amor, Ph. D. (Président)

Professeur et directeur du LIRIDE, Université de Sherbrooke.

Annie Levasseur, Ph. D.

Professeure, École de technologie supérieure.

Christian Turpin.

Chargé d'équipe – enjeux stratégiques, Hydro-Québec.

1 Introduction

Ce rapport présente les conclusions du processus de revue critique de l'étude intitulée « Profil environnemental du gaz naturel distribué au Québec » réalisée par le CIRAIG pour Énergir. Les objectifs de cette étude concernent la chaîne d'approvisionnement d'Énergir et sont 1) d'évaluer ses impacts environnementaux, et plus spécifiquement les émissions de GES, 2) de comparer ses impacts environnementaux, et plus spécifiquement les émissions de GES, avec d'autres filières énergétiques – notamment les produits pétroliers – pour la génération de chaleur, le transport routier et le transport maritime, 3) d'évaluer le potentiel de réduction de ses impacts environnementaux, et plus particulièrement les émissions de GES, par un changement des pratiques d'approvisionnement (choix de producteurs limitant leurs émissions fugitives et augmentation du taux de gaz naturel renouvelable). Cette étude a fait l'objet d'une revue critique par un comité composé de trois experts indépendants qui ont conclu qu'elle était conforme aux normes ISO 14040/14044.

2 Processus de revue critique

L'objectif du processus de revue critique est de s'assurer que cette étude réponde aux exigences de la norme ISO 14044 qui sont les suivantes :

- Les méthodes utilisées pour réaliser l'analyse du cycle de vie (ACV) sont cohérentes avec la présente norme internationale;
- Les méthodes utilisées pour réaliser l'ACV sont valables d'un point de vue scientifique et technique;
- Les données utilisées sont appropriées et raisonnables par rapport aux objectifs de l'étude;
- Les interprétations reflètent les limitations identifiées et les objectifs de l'étude;
- Le rapport d'étude est transparent et cohérent.

Le comité de revue critique a été présidé par Ben Amor, professeur à l'Université de Sherbrooke et directeur du Laboratoire Interdisciplinaire de Recherche en Ingénierie Durable et Écoconception (LIRIDE), accompagné par Annie Levasseur, professeure à l'École de technologie supérieure et Christian Turpin, chargé d'équipe chez Hydro-Québec.

La première version du rapport de l'étude a été envoyée au comité le 17 février 2020. Un premier rapport de revue critique a été envoyé aux auteurs le 17 mars 2020. Une seconde version du rapport de l'étude a été envoyée au comité le 28 avril 2020. Un deuxième rapport de revue critique a été envoyé aux auteurs le 26 mai 2020. Une troisième version du rapport de l'étude a été envoyée au comité le 19 juin 2020. Un troisième et final

rapport de revue critique a été envoyé aux auteurs le 9 juillet 2020. Enfin, le rapport final émis pour approbation a été reçu par le comité le 15 juillet 2020.

La revue critique a été réalisée conformément à la norme ISO 14044 à partir du rapport de l'étude et d'un fichier Excel contenant l'Annexe G : Données brutes qui reprennent le modèle développé dans le logiciel SimaPro. Il est à noter que le projet au sein du logiciel SimaPro n'a pas fait partie du processus de revue critique.

3 Conclusion de la revue critique

Cette étude présente et compare le profil environnemental du gaz naturel distribué au Québec distribué par Énergir avec d'autres filières énergétiques, notamment les produits pétroliers, pour la génération de chaleur, le transport routier et le transport maritime. Les résultats sont basés sur des données en partie primaires qui ont été fournies par Énergir (émissions du réseau de distribution et celles associées à l'opération de son installation de liquéfaction). Le reste des données ont été complétées par des données secondaires issues de la base de données d'inventaire du cycle de vie ecoinvent 3.4, interne du CIRAIG, publiques, de la littérature et de l'avis d'experts. Les membres du comité ont apprécié la complétude du rapport et des analyses effectuées.

Le comité de revue critique confirme donc que le rapport intitulé « Profil environnemental du gaz naturel distribué au Québec » et soumis le 15 juillet 2020 est conforme aux normes ISO 14040/14044. Les commentaires détaillés émis au cours du processus de revue critique ainsi que les réponses des auteurs sont présentés à l'annexe H du rapport de l'étude.



Ben Amor, Ph. D.
Président du comité de révision
Directeur du LIRIDE et Professeur, Université de Sherbrooke
ben.amor@liride.info





LIRIDE

**Laboratoire Interdisciplinaire de Recherche en
Ingénierie Durable et Éco-conception.**

Université de Sherbrooke

Faculté de Génie

Département de Génie Civil et de Génie du bâtiment

2500, boulevard de l'université

Sherbrooke (Québec), Canada

<https://www.liride.info>

