

CONTRIBUTION EN ÉMISSIONS DE GAZ À EFFET DE SERRE DE L'EXTRACTION DE GAZ NATUREL DE SOURCES NON-CONVENTIONNELLES

Selon différentes sources, on estime à moins de 10% la contribution en gaz à effet de serre (GES) de l'extraction des gaz de schiste par rapport à l'extraction de gaz naturel de sources conventionnelles, sur le cycle de vie du produit. Le tableau suivant présente un sommaire de ces résultats :

Source	Année	Zone d'étude	Émission sur le cycle de vie (kgCO ₂ e/GJ)	Augmentation par rapport au gaz naturel de sources conventionnelles
Forster et Perks	2012	Europe	62	4 à 8 %
Howarth et al.	2011	États-Unis	82 à 121	22 à 43%
Skone et al.	2011	États-Unis	67.5	3%
Stephenson et al.	2011	États-Unis	66	2%

À noter que les résultats de Howarth et al. (2011) sont très différents de ceux dans les autres sources présentées et ont été critiqués par de nombreux auteurs qui ont jugé les hypothèses d'analyse irréalistes.

Les émissions supplémentaires de GES associées à l'extraction du gaz de schiste se produisent durant la phase de complétion du puits (*well completion*), soit de l'extraction à la production de la ressource, où une partie du méthane présent dans le fluide de fracturation est libéré dans l'atmosphère. Autant pour le gaz de schiste que le gaz naturel de sources conventionnelles, la majeure partie de la contribution aux émissions de GES durant le cycle de vie provient de la combustion. Mis à part l'extraction et la combustion, le transport et l'entreposage du gaz naturel (par des gazoducs ou par l'usage de réservoirs de gaz naturel liquéfié) peuvent représenter d'importantes sources d'émissions de GES. Foster et Perks (2012) estiment que les émissions de GES sur le cycle de vie du gaz de schiste qui proviendrait de l'Europe de l'Ouest et qui serait transporté par gazoduc seraient inférieures à celles du gaz de sources conventionnelles en provenance de la Russie ou celles du gaz naturel liquéfié provenant du Moyen-Orient.

Alors qu'il est prévu que le gaz de schiste soit la principale source de gaz naturel aux États-Unis en 2018 (Energy Information Administration, 2013), ce ne sera pas le cas au Canada (National Energy Board, 2013). Tel que présenté à la section 5.3.3 du rapport *IFFCO Canada : Urea comparative carbon footprint - Carbon footprint* déposé le 4 septembre 2013, les émissions dues à la production de gaz naturel au Canada sont tirées du modèle GHGenius (S&T² Consultants, 2012) développé pour le ministère des Ressources naturelles du Canada. Ce modèle tient compte de la production projetée en 2018 pour chacun des modes de production (conventionnel, schiste, gaz de réservoir compact ou *thigh gas* et méthane houillier ou *coal bed methane*) et de leurs émissions de production respectives.

Pour les États-Unis, les émissions dues à la production de gaz naturel sont également basées sur le modèle GHGenius. Le modèle a été mis-à-jour pour tenir compte des plus récents facteurs d'émission publiés par la USEPA pour la production de gaz naturel au cours de l'année 2011. Bien que GHGenius ne fasse pas référence à la production projetée en 2018 aux États-Unis pour chacun des modes de production, les facteurs d'émission de 2011 sont représentatifs d'une situation où la majorité de la production provient de sources non-conventionnelles. En effet, pour 2011, la production à partir de gaz de schiste et de gaz de réservoir compact surpassait la production à partir de sources conventionnelles. De plus, le facteur d'émission pour l'extraction et le traitement du gaz naturel tiré de GHGenius pour le gaz naturel des États-Unis (9,3 kgCO₂eq/GJ) est cohérent avec les valeurs rapportées dans la littérature pour le gaz de schiste et le gaz de réservoir compact :

- 5,1 kgCO₂eq / GJ pour le gaz de schiste dans Forster et Perks (2012).
- 11 kgCO₂eq / GJ pour le gaz de schiste et le gaz de réservoir compact dans Skone et al. (2011).
- Entre 5,1 et 7,1 kgCO₂eq / GJ pour le gaz de schiste dans Stephenson et al. (2011).

Finalement, pour tenir compte de l'incertitude quant à la proportion relative de gaz de schiste dans le gaz naturel qui sera consommé par IFFCO Canada, une analyse de sensibilité a été réalisée à la section 7.2.2 du rapport *IFFCO Canada : Urea comparative carbon footprint - Carbon footprint* déposé le 4 septembre 2013. La différence observée pour l'empreinte carbone de l'urée entre un scénario d'approvisionnement à 75% des États-Unis et 25% du Canada et un scénario inverse n'est pas significative (±1%).

RÉFÉRENCES

ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION (2013). Annual Energy Outlook 2013: Market Trends – Natural Gas, via: http://www.eia.gov/forecasts/aeo/MT_naturalgas.cfm

FORSTER, D., PERKS, J. (2012). Climate impact of potential shale gas production in the EU - Final Report. AEA Technology, Didcot, UK, 148 p.

HOWARTH, R.W., SANTORO, R., INGRAFFEA, A. (2011). "Methane and the greenhouse-gas footprint of natural gas from shale formations", Climatic Change, vol. 106, 679-690.

NATIONAL ENERGY BOARD (2013). Canada's Energy Future: Energy Supply and Demand Projections to 2035 - Natural Gas Production Outlook Highlights, via: <http://www.neb-one.gc.ca/clf-nsi/rnrgynfmrtn/nrgyrprt/nrgyftr/2011/fctsh1134ntrlgs-eng.html>

(S&T)² CONSULTANTS (2012). GHGenius Natural Gas Pathway Update. Prepared for Natural Resources Canada, Office of Energy Efficiency. (S&T)² Consultants, Delta, Canada, 98 p.

SKONE, T.J., LITTLEFIELD J., MARRIOTT J. (2011). Life cycle gas inventory of natural gas extraction delivery and electricity production. Final report Report DOE/NETL-2011/1522), U.S. Department of Energy, Pittsburgh, US, 34 p.

STEPHENSON, T., VALLE, J.E., RIERA-PALOU, X. (2011). "Modeling the Relative GHG Emissions of Conventional and Shale Gas Production", Environmental Science and Technology, vol. 45, p. 10757-10764.